

**PLANEJAMENTO ANUAL DA
OPERAÇÃO ENERGÉTICA
ANO 2003**

© 2003/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE 3/048/2003

PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA ANO 2003

Sistema Interligado Nacional

Sumário

1	INTRODUÇÃO	5
2	CONCLUSÕES	7
2.1	Cenários Analisados	8
2.2	Conclusões	8
3	PREMISSAS	11
3.1	Usinas em Operação e Definição da Configuração Futura do SIN	11
3.2	Evolução da Potência Instalada	14
3.3	Evolução da Carga Própria	16
3.4	Geração Térmica - Classes e Custos de Operação	19
3.5	Geração Térmica Emergencial	19
3.6	Disponibilidade de Itaipu	20
3.7	Limites de Intercâmbio Regionais	20
3.7.1	Obras de Expansão da Transmissão	21
3.7.2	Restrições Elétricas	21
3.7.3	Influência da UHE Itaipu	22
3.7.4	Impactos Relevantes nos Limites de Intercâmbio	23
3.7.5	Influência da UHE Lajeado na Interligação Sudeste/Imperatriz	24
3.8	Afluências	25
3.9	Custo de Déficit e Taxa de Desconto	25
3.10	Modelo, Versão e Ordem Máxima do Modelo Estocástico	26
3.11	Projetos de Importação de Energia	26
3.12	Níveis de Armazenamentos Iniciais	27
3.13	Volumes de Espera	27
3.14	Restrições Operativas Hidráulicas	28
4	ESTUDOS ENERGÉTICOS	29
4.1	Introdução	29
4.2	Análise das Condições de Atendimento	30
4.2.1	Análise com Séries Sintéticas	30
4.2.2	Análise com Séries Históricas	34
4.3	Custos Marginais de Operação	36
4.4	Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema com Séries Históricas de Vazões	40
4.5	Curvas de Permanência de Intercâmbios	43
4.6	Curvas de Permanência de Geração Térmica	46
4.7	Atendimento à Demanda Máxima	48
4.8	Análise de Sensibilidade ao Mercado	49
4.8.1	Análise do Risco de Déficit	49
4.8.2	Custo Marginal de Operação	51
4.9	Análise de Sensibilidade à Expansão da Oferta	53
4.9.1	Introdução	53
4.9.2	Análise do Risco de Déficit	54
4.10	Custo Total de Operação	56

ANEXOS	57
Anexo I Usinas Despachadas Centralizadamente	58
Anexo II Usinas Não Despachadas Centralizadamente	64
Anexo III Cronograma de Obras de Geração	71
Anexo IV Características das Usinas Hidráulicas	80
Anexo V Características dos Reservatórios	83
Anexo VI Características das Usinas Térmicas	86
Anexo VII Índices Estatísticos de Confiabilidade	89
Anexo VIII Manutenção Programada para 2003	90
Anexo IX Classes Térmicas e Custos de Operação	100
Anexo X Disponibilidade de Itaipu	103
Anexo XI Sistema de Transmissão – Principais Obras	104
Anexo XII Limites de Intercâmbio	105
Anexo XIII Carga Própria de Energia e Demanda	108
Anexo XIV Atendimento à Ponta – 2003-2007	112
Anexo XV Volumes de Espera	132
Anexo XVI Restrições Operativas	136
 Lista de figuras, quadros e tabelas	 138

1 INTRODUÇÃO

O Planejamento Anual da Operação Energética tem como objetivo apresentar a análise das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN - em um horizonte de 5 anos, propiciando, também, o estabelecimento das estratégias de médio prazo que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN.

É realizado em ciclos anuais, sendo ao início de cada ano emitido um relatório no qual são apresentados os resultados obtidos para o horizonte de cinco anos. Ao longo do ano são realizadas duas revisões quadrimestrais, para incorporar nos resultados as atualizações das premissas utilizadas, principalmente as referentes à oferta, demanda e níveis de armazenamento dos reservatórios.

Este relatório, que dá início ao ciclo 2003 de planejamento da operação energética, abrange o período 2003-2007, apresentando resultados com detalhamento mensal para o primeiro ano e resultados anuais para os anos subsequentes. Foi elaborado tomando-se como referência os níveis de armazenamento dos reservatórios ao final de dezembro de 2002.

No Capítulo 2 apresenta-se uma síntese dos principais resultados e conclusões, sendo que as premissas adotadas nos estudos encontram-se 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 2003-2007. Através de análises das condições operativas do sistema, utilizando-se 2000 séries sintéticas de energias afluentes, são calculados riscos de déficits, custos marginais de operação e curvas de permanência de geração térmica. Adicionalmente, considerando-se a repetição de séries do histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931-2001, são também avaliadas a ocorrência de déficits, a evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas e calculadas curvas de permanência de intercâmbios. São ainda efetuadas avaliações do atendimento à demanda máxima do SIN e de cada um de seus subsistemas.

Ainda no Capítulo 4, são apresentadas análises de sensibilidade das condições de atendimento à variações nas projeções de mercado (considerou-se um cenário de crescimento mais acelerado do mercado) e à variações na expansão da oferta (adotou-se uma hipótese genérica de atraso na data de entrada em operação dos aproveitamentos de geração).

Ao final deste relatório apresenta-se uma relação de anexos com dados básicos, complementando assim os dados de entrada e as premissas consideradas.

Deve-se ressaltar que o presente trabalho está em consonância com as premissas e diretrizes estabelecidas tanto nos Procedimentos de Rede do ONS, Módulos 7 e 23, como na 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 2003-2007, à projeção de carga e à utilização da curva de custo do déficit em quatro patamares.

É importante observar que os resultados são fortemente influenciados pelos seguintes aspectos: afluências passadas, níveis iniciais de armazenamento, cronograma de obras previstas para entrar em operação neste período e, finalmente, pelas projeções de carga para o período. 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. A sistemática, estabelecida nos Procedimentos de Rede, de atualizações quadrimestrais, visa permitir que ONS realize um acompanhamento adequado das condições de atendimento do SIN, considerando a atualização dessas premissas. Portanto, uma atualização do presente documento deverá estar concluída no próximo mês de maio (1ª Revisão Quadrimestral) e levará em conta a situação atualizada das condições hidroenergéticas do sistema, além de atualizações no cronograma de expansão e revisões nas projeções de mercado.

CONCLUSÕES

De forma a permitir uma adequada contextualização dos resultados e conclusões, são inicialmente apresentadas considerações sobre a expansão da oferta e o crescimento do mercado. São também definidos os cenários adotados para análise.

Quanto à Expansão da Oferta

Foi adotado um Cenário de Oferta de Referência, em conformidade com as diretrizes da Resolução GCE 109, descrito no item 3.1. Neste cenário a capacidade instalada no SIN deverá ter um acréscimo médio anual previsto de 2.453 MW no quinquênio, elevando-se dos 73.962 MW existentes em 31/12/2002 para 86.226 MW em 31/12/2007. Adicionalmente, também estão disponíveis para atendimento ao mercado de energia elétrica: a importação de 2.178 MW provenientes da Argentina; cerca de 5.500 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, do Paraguai, disponibilizada para o SIN; e, a partir de 2004, uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz, menos a parcela de carga da ANDE que deverá ser suprida por esta nova unidade. A participação termoelétrica no total da potência considerada deverá evoluir de 14% em 2002 (10.223 MW) para 16% ao final de 2007 (13.580 MW). A evolução da potência instalada neste cenário é apresentada no Quadro 1. O programa detalhado de expansão da geração está apresentado no Anexo III, que relaciona as datas de entrada em operação das usinas consideradas no período 2003/2007.

Para avaliar a sensibilidade dos resultados à variação da oferta foi definido ainda um Cenário de Atraso de Oferta, construído a partir das seguintes premissas genéricas:

- atraso de 12 meses nas usinas hidroelétricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2004;
- atraso de 6 meses nas usinas termoelétricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2003.

Esse cenário está descrito no item 4.9, e sua evolução da potência instalada é apresentada no Quadro 25.

Quanto ao Mercado de Energia Elétrica

Foram considerados dois cenários: o Cenário de Mercado Referência, com taxa de crescimento médio anual de 5,3% no período 2003-2007, e o Cenário de Mercado Alto, no qual essa taxa atinge 6,6% no período, conforme Quadro 6 e Anexo XIII, que apresentam os valores de mercado em MW médios. Destaca-se que ao final de 2007, no Cenário de Mercado Referência, as projeções indicam um atraso de aproximadamente dois anos na evolução do mercado de energia elétrica em relação às projeções realizadas antes do racionamento.

2.1 Cenários Analisados

Para avaliar a sensibilidade dos resultados à variação das premissas utilizadas, além da análise do “Cenário de Referência”, que considera a oferta em conformidade com a Resolução 109 da GCE e o Mercado Referência, foram analisados os cenários descritos a seguir:

- Oferta de Referência e Mercado Alto (“Cenário com Mercado Alto”);
- Atraso de Oferta e Mercado Alto (“Cenário com Atraso de Oferta”).

Deve-se observar que este último cenário é o mais conservador, por admitir simultaneamente a concretização do Mercado Alto e atrasos no cronograma de expansão da oferta.

2.2 Conclusões

Considerando os cenários descritos anteriormente, pode-se concluir que:

- os riscos de não atendimento ao mercado no SIN estão dentro dos limites normalmente aceitáveis pelo planejamento da expansão e da operação do Setor Elétrico Brasileiro, tanto para o Cenário de Referência como para os demais, conforme se pode constatar nos Quadros 10, 21 e 26, que apresentam os valores de risco de déficit calculados;
- para os Subistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, são inferiores a 1%. No Cenário com Mercado Alto atingem o valor máximo de 4,2% em 2007, na região Sul. No Cenário com Atraso de Oferta, seu valor máximo é de 5,3% em 2006, também na região Sul;
- para o Subistema Nordeste os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atingem o valor máximo de 9,7% em 2003 e 4,1% em 2007. No Cenário com Mercado Alto os valores atingem 11,3% e 3,9% para estes mesmos anos e, no Cenário com Atraso de Oferta, 10,9% em 2003. Destaca-se que são déficits de pequena profundidade, conforme pode ser constatado nos Quadros 10, 21, 26 e nas Figuras 8, 22 e 25, que indicam probabilidades de no máximo 1,1% para ocorrência de déficits médios anuais superiores a 5% da carga em qualquer dos cenários;
- cabe observar que a estratégia inerente ao modelo de otimização empregado busca minimizar o custo total de operação do SIN. Para tal lança mão de racionamentos preventivos, ou seja, permite cortes de carga de pequena monta para evitar cortes mais profundos e de custos mais elevados. Há então uma tendência de aumento do número absoluto de casos com déficits, associado à redução na quantidade de déficits de maior profundidade. No

caso do Subsistema Nordeste em 2003, como pode ser visto na figura 8, a maioria absoluta dos déficits encontrados é inferior a 1% da carga média anual, sendo portanto facilmente elimináveis através de políticas específicas de geração térmica e intercâmbio. Esses resultados são corroborados pela análise com séries históricas apresentada no item 4.2.2, que não indica déficits em 2003;

- para o Subsistema Norte o risco de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atinge o valor máximo de 8,5% em 2003 e 2007. No Cenário com Mercado Alto este risco é de 8,8% e 14% nos mesmos anos, e no Cenário com Atraso de Oferta 10,8% em 2003. Da mesma forma que na região Nordeste, constata-se que esses déficits são de pequena profundidade; os Quadros 10, 21 e 26 indicam que a probabilidade do déficit anual ser maior que 5% da carga é inferior a 1,2% em todos os cenários. A Figura 7 mostra que a maioria absoluta dos déficits encontrados em 2003 é inferior a 1% da carga média anual, sendo facilmente elimináveis por políticas específicas de geração térmica e intercâmbio; o mesmo é válido para 2007. Observe-se novamente que a análise com séries históricas não indica déficits em 2003;
- os custos marginais de operação médios anuais determinados para o período 2003-2007 são inferiores ao Valor Normativo, conforme indicado no Quadro 17.

Assim sendo, pode-se afirmar com base na análise probabilística que mesmo que ocorra o cenário mais conservador, com crescimento do mercado à taxa média anual de 6,6% no período 2003-2007 e atraso no cronograma de expansão da geração, as condições de atendimento ao SIN são satisfatórias, ou seja, estão dentro dos limites aceitáveis pelo Setor Elétrico Brasileiro.

Para prover uma referência às análises probabilísticas efetuadas, foi também verificada a ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2003/2007 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931/2001. As avaliações indicam a possibilidade de déficits somente em 2007, mesmo assim de pequena magnitude em relação ao mercado. Tais déficits, que ocorreriam em caso de repetição das duas piores séries do histórico para as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste e somente na série mais crítica do Nordeste, poderiam ser eliminados com geração térmica adicional ou, caso não haja coincidência de condições desfavoráveis nos subsistemas, através de mudanças na política de intercâmbios.

Concluindo, as análises efetuadas permitem afirmar que as condições de atendimento ao SIN para o período 2003/2007 são satisfatórias, seja com base em avaliações probabilísticas, seja considerando-se a repetição das séries mais críticas do histórico.

Adicionalmente, uma análise do comportamento hidrológico típico de séries sintéticas que levaram a déficits de pequena profundidade indica valores de afluência significativamente inferiores aos que vêm se verificando no início de 2003. Desta forma, pode-se também afirmar que as condições de atendimento ao SIN são particularmente favoráveis para o ano de 2003.

É importante registrar que estes resultados são fortemente influenciados tanto pela conjuntura vigente, caracterizada pelos níveis de armazenamento e pelas afluências passadas, como pela estrutura de oferta e demanda considerada. Entretanto o ONS acompanha permanentemente a realização dessas premissas, reavaliando as condições de atendimento do SIN trimestralmente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, ou mesmo excepcionalmente, em caso de alterações relevantes.

3 PREMISSAS

Neste capítulo, são apresentados os principais dados utilizados na elaboração deste relatório, bem como referenciadas as demais informações complementares apresentadas nos anexos deste documento.

3.1 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 critérios que estão em consonância com a Resolução GCE N° 109 e com os Procedimentos de Rede do ONS.

Na definição da Configuração Futura do SIN no período 2003-2007, consideram-se todas as usinas hidroelétricas com outorga de concessão e que não apresentem impedimentos para entrada em operação, que atendam aos seguintes requisitos:

1. ter assinado Contrato de Concessão junto à ANEEL;
2. ter Licença Ambiental de Instalação em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e
3. 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 considerados para os anos 2003 e 2004 aqueles projetos que atendam aos seguintes requisitos:

1. ter Ato de Autorização pela ANEEL;
2. ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e
3. 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 termoelétricas, são considerados para os anos 2003 e 2004 aqueles projetos que atendam aos seguintes requisitos:

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

A determinação da oferta termoelétrica para o período compreendido entre o 3º e o 5º ano do horizonte (2005-2007) 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.

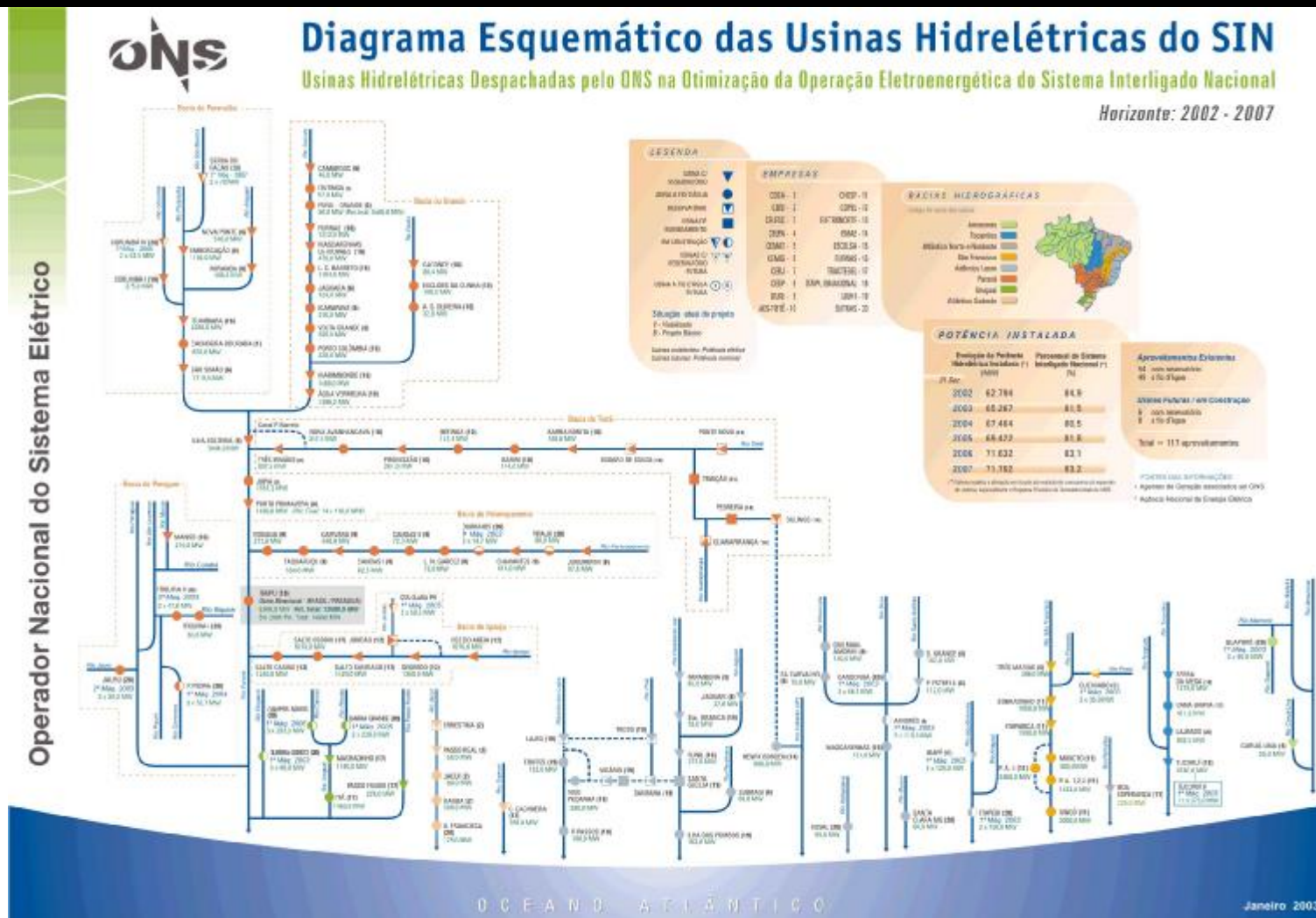
Nos estudos realizados, resultou que não foi necessária a agregação de blocos térmicos do 3º ao 5º ano, já que o CMO é menor do que o VN em todas as regiões e para todos os anos do período (vide Quadro 17).

A relação das usinas em operação no período 2003 - 2007 encontra-se no Anexo I – Usinas Despachadas Centralizadamente. Neste anexo, além da potência efetiva, pode-se identificar a empresa proprietária, o tipo da usina e sua localização.

Para complementar as informações referentes aos aproveitamentos que compõem a configuração utilizada neste Ciclo de Planejamento foram elaborados os Anexos IV, V, VI, VII e VIII, que apresentam as principais características das Usinas Hidráulicas, dos Reservatórios das Usinas, das Térmicas e índices estatísticos de confiabilidade e manutenção programada para 2003, respectivamente.

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, as usinas hidroelétricas despachadas pelo ONS na otimização da geração eletroenergética do SIN, que possuem reservatório de regularização ou que são a fio d'água. São apresentados os aproveitamentos que estão em operação ou ainda em construção/projeto, bem como os seus respectivos agentes proprietários.

Figura 1 Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN



3.2 Evolução da Potência Instalada

O Quadro 1 apresenta a evolução da potência instalada do SIN, bem como em seus quatro subsistemas, através dos valores previstos para 31 de dezembro de cada ano do horizonte de estudo. Estes valores são obtidos a partir dos relatórios de Acompanhamento das Usinas Termoelétricas, incluindo as Emergenciais, das Usinas Hidroelétricas, das Pequenas Centrais Hidroelétricas e das Centrais Geradoras Eólicas, fornecidos pela ANEEL. Os valores considerados neste documento têm como base os relatórios disponibilizados em 15 de dezembro de 2002, ressaltando-se que a expansão da oferta foi considerada em conformidade com as diretrizes da Resolução GCE 109.

As usinas enquadradas no PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, não foram consideradas na expansão da oferta. Segundo relatório de fiscalização da ANEEL existem impedimentos em todo o programa de geração eólica, que poderia dar um incremento de 5.619,5 MW no período 2003 a 2007, porém com baixo fator de capacidade.

Com base nessas premissas, prevê-se uma evolução da capacidade instalada total no SIN de 73.962 MW em 2002 para 86.226 MW ao final de 2007, representando, em média, um acréscimo de 2.453 MW por ano. Em 2002, deste montante, 86% era proveniente das usinas hidroelétricas, estando incluídos 6.300 MW relativos à participação do Brasil na UHE Itaipu, aproveitamento binacional construído com o Paraguai. A participação termoelétrica, passa a 17% em 2003 e a 18% em 2004, conforme Quadro 1. Esse aumento se deve principalmente à entrada em operação das usinas constantes do Programa Prioritário de Termoelectricidade – PPT. Em dezembro de 2007, a participação termoelétrica deverá cair para 16% devido à redução da participação, de 2005 em diante, das usinas térmicas emergenciais, findos seus contratos.

Cabe ressaltar que nos montantes indicados acima não está contabilizada a disponibilidade contratual e física de importação de energia proveniente da Argentina e do Paraguai (UHE Itaipu 50 Hz). A consideração destas parcelas implica no aumento da disponibilidade no SIN de 2.178 MW provenientes da Argentina e de 6.300 MW, mais uma unidade adicional de 700 MW a partir de 2004, menos a carga da ANDE, referente a parcela de Itaipu disponibilizada para o SIN pelo Paraguai.

Adicionalmente foi também considerado um Cenário de Atraso de Oferta, descrito no item 4.9. Suas premissas básicas, absolutamente genéricas, são:

- Atraso de 12 meses nas usinas hidroelétricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2004;
- Atraso de 6 meses nas usinas termoelétricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2003.

Quadro 1 Evolução da Potência Instalada em MW

REGIÃO	TIPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE	Hidráulica	32.031	32.808	33.180	33.664	33.784	33.854
	Térmica PPT	1.513	4.212	4.710	4.710	4.710	4.710
	Térmica Emerg.	396	396	396	250	0	0
C.OESTE	Térmica Outras	2.188	2.002	2.002	2.002	2.002	2.002
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
	Total	38.135	41.425	42.295	42.633	42.503	42.573
SUL	Hidráulica	11.004	11.124	11.124	11.473	12.813	12.813
	Térmica PPT	0	629	629	629	629	629
	Térmica Outras	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115
	Total	13.119	13.868	13.868	14.217	15.557	15.557
NORDESTE	Hidráulica	10.134	10.584	10.584	10.584	10.584	10.584
	Térmica PPT	284	1.084	2.116	2.116	2.116	2.116
	Térmica Emerg.	1.429	1.429	1.429	675	0	0
	Térmica Outras	291	1	1	1	1	1
	Total	12.138	13.098	14.130	13.376	12.701	12.701
NORTE	Hidráulica	4.270	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395
	Total	4.270	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395
BRASIL	Hidráulica	57.439	59.911	61.408	63.366	65.576	65.646
	Térmica PPT	1.797	5.925	7.455	7.455	7.455	7.455
	Térmica Emerg.	1.825	1.825	1.825	925	0	0
	Térmica Outras	4.594	4.118	4.118	4.118	4.118	4.118
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
	Total	67.662	73.786	76.813	77.871	79.156	79.226
ITAIPU (BRASIL)	(50% Total)	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
BRASIL	Rec. Próprio	73.962	80.086	83.813	84.871	86.156	86.226
Argentina	Importação (Sul)	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Paraguai	Compras Itaipu	5.587	5.900	6.229	6.198	6.166	6.132
BRASIL	Total	81.727	88.164	92.220	93.247	94.500	94.536

O Quadro 2 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 2 Evolução da Expansão da Oferta – Acréscimo de capacidade (MW)

	2003	2004	2005	2006	2007	Total
UHE	2.472	2.197	1.958	2.210	70	8.907
UTE PPT	4.128	1.530	0	0	0	5.658
UTE Emergencial	0	0	-900	-925	0	-1.825
UTE Outras	-476	0	0	0	0	-476
Itaipu Paraguai	313	329	-31	-32	-34	545
Importação Argentina	0	0	0	0	0	0
Total	6.437	4.056	1.027	1.253	36	12.809

Obs.: (1) O valor negativo em "UTE Outras" deve-se à saída de Camaçari (óleo diesel) e Piratininga (óleo Combustível) que viraram "UTE PPT" (respectivamente, Camaçari G e Nova Piratininga);

(2) O acréscimo da oferta de Itaipu- Paraguai, varia em função do consumo da ANDE;

(3) Os valores negativos em "UTE Emergencial" representam o término da contratação de energia emergencial.

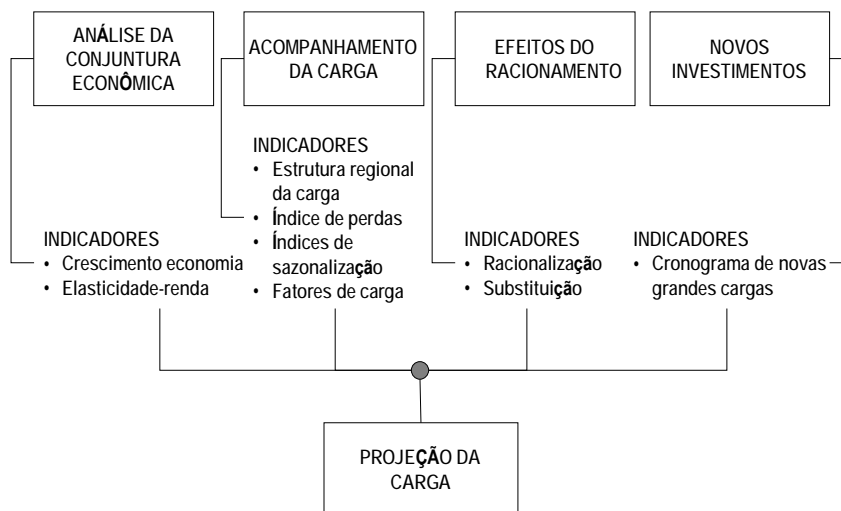
3.3 Evolução da Carga Própria

Com vistas à elaboração das previsões para o Planejamento da Operação Energética, o ONS, em conjunto com o CTEM/CCPE, elaborou uma projeção de carga própria de energia para o período 2003 - 2007.

Foram gerados dois cenários: um primeiro, denominado Cenário de Mercado Referência, que foi utilizado como base para os estudos do Planejamento Anual da Operação Energética para 2003; um outro, chamado de Cenário de Mercado Alto, com uma hipótese de crescimento mais acelerado dos níveis de consumo.

Basicamente, as grandezas que definem qualitativamente estes cenários são o crescimento econômico e o grau de racionalização racionalização/substituição do consumo de energia. Para ambos os cenários, admitiu-se que os efeitos da racionalização/ substituição se reduziriam ao longo do tempo, sendo que o cenário de mercado alto considerou uma redução acelerada destes efeitos levando à uma taxa de crescimento maior para o primeiro ano. Quanto maior o crescimento da economia, maior será a demanda por energia elétrica. Na Figura 2, é apresentada a metodologia geral utilizada nas projeções de mercado, que consistiu em identificar e quantificar, a partir de quatro dimensões básicas, previamente estabelecidas, indicadores aplicáveis aos estudos de previsão de carga.

Figura 2 Metodologia Geral para Revisão da Projeção de Carga

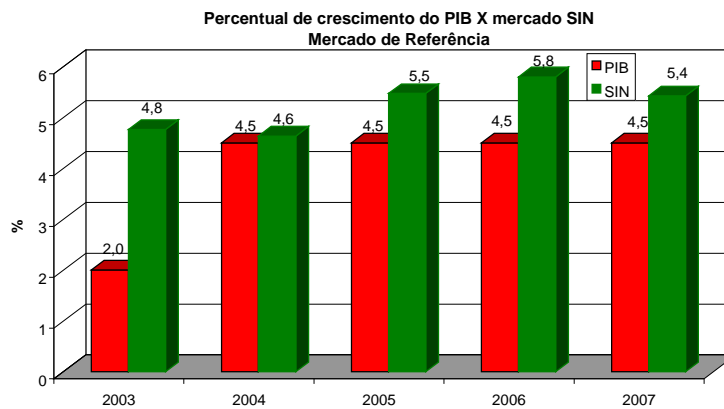


Para o Cenário de Mercado Referência, a projeção levou em consideração, além dos valores da carga realizados até novembro de 2002, a hipótese de um crescimento do PIB de 2,0% para o ano de 2003 e 4,5% para o restante do período. Estas premissas apontam para uma carga própria de energia no SIN de 41.577 MWmed para o ano de 2003. As projeções de crescimento indicam para 2007 uma carga igual a que foi prevista para 2005 antes do racionamento, ou seja, um atraso de cerca de dois anos.

No Cenário de Mercado Alto, considerou-se para 2003 a mesma taxa de crescimento do PIB do Cenário de Mercado Referência e para o restante do período adotou-se um crescimento médio de 5,5%.

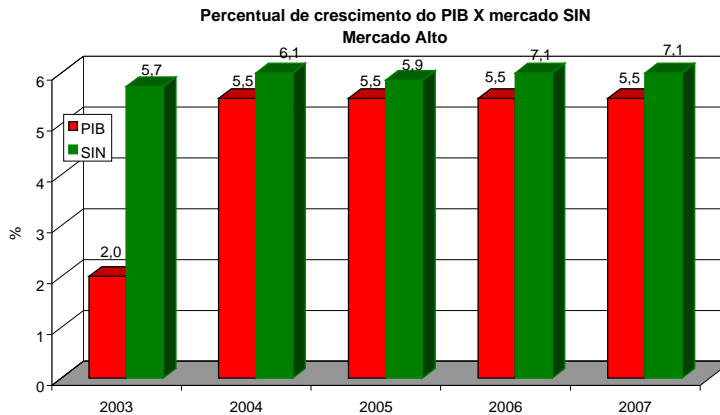
As Figuras 3 e 4 apresentam a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do Cenário de Mercado Referência do SIN, bem como para o Cenário de Mercado Alto, para o período 2003-2007.

Figura 3 Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Referência



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Figura 4 Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Alto



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Com relação às projeções da carga própria de demanda instantânea – demanda máxima ocorrida dentro do horário de ponta do sistema – para o SIN e seus subsistemas elétricos nos dois cenários considerados, deve-se ressaltar que esses valores foram obtidos a partir do novo perfil da curva de carga, que se alterou após o início do racionamento. O formato da curva foi alterado pela mudança dos hábitos de consumo, principalmente dos consumidores residenciais e comerciais. Tal mudança se deu em função da substituição na carga de iluminação, aquecimento e refrigeração, bem como a racionalização do uso de energia em geral.

Para os anos de 2004 a 2007, foram utilizados os mesmos índices de crescimentos adotados para a demanda simultânea e a abertura mensal foi elaborada utilizando os índices sazonais históricos.

O Anexo XIII contém os valores de carga própria de energia (Cenário de Mercado Referência e Cenário de Mercado Alto) e de demanda instantânea e não simultânea, por subsistema, para o período 2003-2007. Destaca-se também, neste Anexo XIII, os valores que foram considerados para irrigação no Nordeste, informados pela Agência Nacional de Águas – ANA, através ofício N.º 192/2002 – DPR/ANA. Estes valores, adicionados à carga do Nordeste, representam 551 MWmed, em média, no período 2003 a 2007. Neste mesmo anexo também são apresentadas as cargas de bombeamento da Light e EMAE, o consumo interno de Itaipu e o mercado da ANDE suprido por Itaipu.

No Quadro 3 apresenta-se a previsão de carga para o SIN considerada neste ciclo de planejamento da operação, onde destaca-se o crescimento médio no período de 5,3% para o Cenário de Mercado Referência e 6,6% para o Cenário de Mercado Alto.

Quadro 3 Carga Própria de Energia (MWmed) e Taxas de Crescimento

ANO	SE/CO		Sul		Nordeste		Norte		SIN	
	Mercado Ref.	Mercado Alto	Mercado Ref.	Mercado Alto	Mercado Ref.	Mercado Alto	Mercado Ref.	Mercado Alto	Mercado Ref.	Mercado Alto
2003	25.713	26.001	7.075	7.129	5.994	6.025	2.795	2.807	41.577	41.962
2004	26.827	27.545	7.486	7.582	6.222	6.415	2.969	2.993	43.504	44.535
2005	28.214	29.063	7.905	8.032	6.602	6.841	3.164	3.207	45.885	47.143
2006	29.761	31.098	8.316	8.523	7.107	7.455	3.363	3.411	48.547	50.487
2007	31.446	33.227	8.734	9.045	7.504	7.985	3.496	3.829	51.180	54.086
Cresc. (%)	5,2%	6,3%	5,4%	6,1%	5,8%	7,3%	5,8%	8,1%	5,3%	6,6%

3.4 Geração Térmica - Classes e Custos de Operação

Conforme metodologia adotada na representação a subsistemas equivalentes, as usinas termoeletricas 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 2003 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 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.

Já estão autorizadas pela ANEEL e aptas para operação comercial 54 usinas térmicas de recurso emergencial, sendo 10 no Sudeste e 44 no Nordeste. O montante de potência contratada alcança 396 MW no Sudeste e 1430 MW no Nordeste, já considerando ajustes informados pela CBEE.

Durante o primeiro semestre ainda estão previstas restrições para o despacho simultâneo de alguns grupos localizados em áreas carentes de reforços na rede, estando a programação do rodízio de disponibilidade semanal sob responsabilidade da CBEE.

As datas de fim de contrato das usinas emergenciais podem ser consultadas no Anexo III e seus custos de operação no Anexo IX.

3.6 Disponibilidade de Itaipu

A UHE Itaipu foi considerada como uma usina a fio d'água integralmente pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Seu consumo interno e o suprimento à ANDE – Administracion Nacional de Eletricidad em 50 Hz são adicionados à carga própria do subsistema SE/CO (vide Anexo X).

As disponibilidades de potência e energia da UHE Itaipu 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.

Para 2003, o suprimento de potência contratada da Itaipu Binacional para o SIN é de 10.937 MW em base mensal, enquanto que o suprimento de energia associada em base anual para o Brasil é de 8.263 MWmed.

O Anexo X contém o detalhamento das disponibilidades de potência e de energia da UHE Itaipu para o Brasil, 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 valores dos limites mensais para intercâmbio de energia entre subsistemas, adotados no modelo NEWAVE e esquematizados na Figura 5.

A modelagem adotada na representação desses limites busca sua aderência à realidade operacional do SIN, e adota as premissas apresentadas nos itens subsequentes.

Figura 5 Principais interligações



3.7.1 Obras de Expansão da Transmissão

As obras consideradas na transmissão, com influência nos intercâmbios inter-regionais estão indicadas no Anexo XI.

3.7.2 Restrições Elétricas

Para representação das restrições elétricas existentes na rede básica de transmissão do SIN, que limitam na prática os intercâmbios de energia entre subsistemas, adotou-se como premissa inicial os limites recomendados em consonância com o Relatório ONS-351/2002 - Planejamento da Operação Elétrica do SIN - período janeiro/2003 a abril/2004 e o Relatório ONS-2.1-032/2002 – Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica – 2003-2005 - Sumário Executivo. Estes limites são apresentados no Anexo XII.

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

3.7.3 Influência da UHE Itaipu

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.

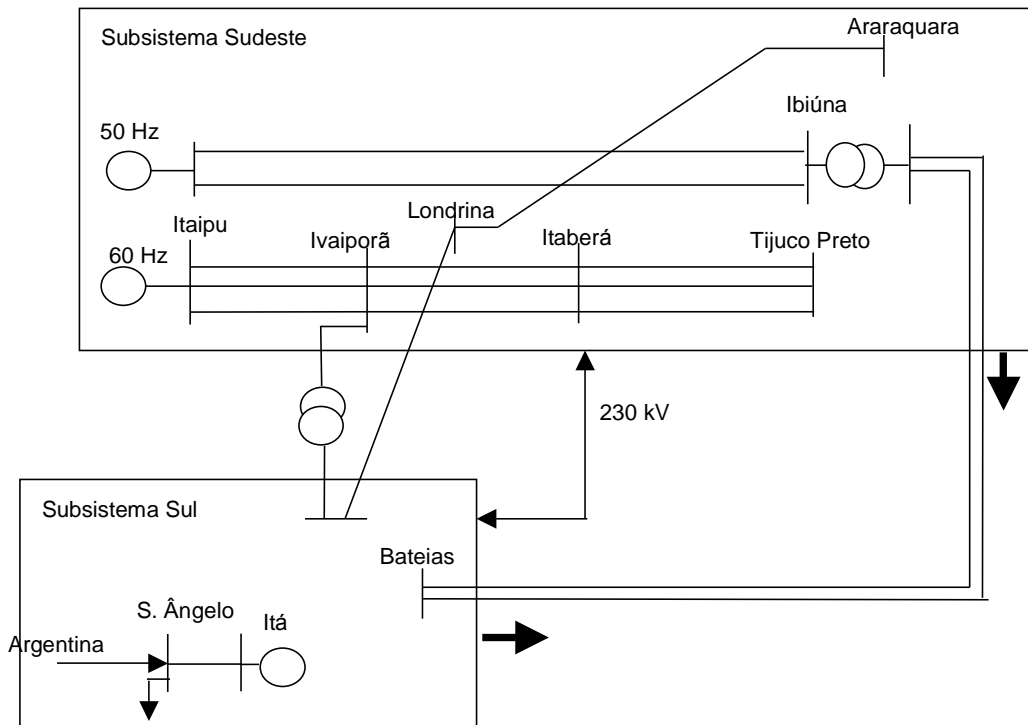
A Figura 6 apresenta os principais elementos físicos da interligação Sul/Sudeste, evidenciando que o fornecimento do Sul para o Sudeste/Centro-Oeste e a geração em 60 Hz de Itaipu competem pelo mesmo sistema de transmissão. Conseqüentemente, para uma modelagem adequada, é necessário abater dos limites elétricos de recebimento do Sudeste/Centro-Oeste uma estimativa para essa geração.

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.

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. Os anos de 2001 e 2002, correspondentes ao racionamento de energia no SIN, não foram considerados para evitar distorções no perfil de geração de longo prazo desta usina.

O Quadro 4 apresenta a distribuição da geração típica de Itaipu.

Figura 6 Diagrama Esquemático da Interligação Sul-SE/CO



Quadro 4 Geração Típica de Itaipu (MWmed)

PATAMAR	50 Hz	60Hz	Total
Pesada	5.800	5.700	11.500
Intermediária	5.715	4.837	10.552
Leve	5.220	3.780	9.000
Média	5.539	4.532	10.071

3.7.4 Impactos Relevantes nos Limites de Intercâmbio

Além das alterações associadas ao ajuste do cronograma de obras de transmissão, os tópicos a seguir são relevantes na definição dos limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas.

1. A geração da UHE Lajeado, localizada na região Sudeste/Centro-Oeste, concorre com a alternativa de recebimento de energia através da interligação Norte-Sul. A representação desta concorrência no modelo NEWAVE reduz sensivelmente os limites de intercâmbio Imperatriz à Sudeste.

2. A região Sudeste/Centro-Oeste apresenta uma limitação para importação global de energia por razões de estabilidade dinâmica. Esta limitação restringe o recebimento simultâneo pelas interligações, em especial no patamar de carga leve. Buscando a minimização dos efeitos desta restrição, foi considerada a sazonalidade das afluições das regiões Norte e Sul na definição da priorização do recebimento pelo SE/CO:

- dezembro a junho: prioriza o limite Imperatriz/SE (recebimento pela região Norte);
- julho a novembro: prioriza o limite S/SE (recebimento pela região Sul).

Para janeiro e fevereiro/2003 essa priorização foi invertida, pois estudos preliminares indicaram baixa probabilidade de fluxos no sentido Imperatriz/SE nesse período; a necessidade de atingir um armazenamento de 9% na UHE Tucuruí em novembro/2002 atrasou seu reenchimento, reduzindo sua disponibilidade para exportação. Assim, a inversão de prioridade nestes dois meses evita uma restrição excessiva da interligação S/SE, cujo aumento de capacidade ocorrerá somente a partir de março/2003, com a entrada em operação da LT 500 kV Batéias-Ibiuna.

3. A região Nordeste apresenta uma limitação para importação global de energia por razões de estabilidade dinâmica. Esta limitação restringe o recebimento simultâneo pelas interligações, impondo limites adicionais ao recebimento proveniente das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte.

4. A região Norte apresenta limitação de recebimento por razões de estabilidade dinâmica, que acarreta uma diferença crescente entre os limites de importação (associados à carga da região Norte) e os limites de exportação (influenciados pela topologia da interligação).

3.7.5 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 5 como estimativas de produção média da UHE Lajeado, obtidos por simulação a usinas individualizadas.

Quadro 5 Valores Típicos de Geração adotados para UHE Lajeado

Período	Produção (em todos os patamares de carga)
Dezembro a Junho	645 MW médios
Julho a Novembro	344 MW médios

3.8 Afluências

Foi atualizado o histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931 a 2001.

Para simulação de diferentes cenários hidrológicos, foram utilizadas 2000 séries sintéticas de energias afluentes médias mensais, geradas pelo modelo GEVAZP (interno 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 julho a dezembro de 2002. Os valores utilizados estão descritos no Quadro 6.

Quadro 6 ENAs para utilização do modelo NEWAVE

		SE	SUL	NE	N
JULHO/2002	MWmed	15.038	4.420	2.536	1.913
	%MLT	80	59	64	79
AGOSTO/2002	MWmed	13.964	7.601	2.210	1.274
	%MLT	88	110	65	75
SETEMBRO/2002	MWmed	15.701	9.805	1.945	1.073
	%MLT	99	125	65	81
OUTUBRO/2002	MWmed	13.072	12.377	2.214	1.131
	%MLT	68	140	66	76
NOVEMBRO/2002	MWmed	19.877	12.063	2.962	1.608
	%MLT	82	187	54	66
DEZEMBRO/2002	MWmed	32.556	11.604	4.488	2.614
	%MLT	90	227	46	55

3.9 Custo de Déficit e Taxa de Desconto

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

Para representação do Custo de Déficit, foi considerada nas simulações, conforme Resolução GCE N.º 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 7.

Quadro 7 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 Modelo, Versão e Ordem Máxima do Modelo Estocástico

Foram realizadas simulações a sistema equivalente empregando o modelo NEWAVE na versão 10, segundo determinação da ANEEL (Resolução N.º 070, de 07/02/2002 e Resolução N.º 794, de 26/12/02). Os módulos periféricos utilizados neste modelo (NEWDESP e NWLISTOP) são consistentes com a referida versão.

Apesar desta versão permitir que a UHE Itaipu seja representada em um subsistema próprio, para melhor modelagem de seu comportamento e suas interligações com os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, tal representação não foi implementada por ainda não estar homologada pela ANEEL.

A ordem máxima do modelo estocástico atualmente utilizada é igual a 6 (PAR(p), p=6).

3.11 Projetos de Importação de Energia

A oferta de energia das interligações com outros países é proveniente dos contratos de importação da Argentina, além daquela proveniente do Paraguai, através das máquinas em 50 Hz de Itaipu Binacional.

A interligação com a Argentina é composta por dois blocos. O primeiro, chamado de Argentina I, consiste na importação de 1078 MW de potência firme pela conversora de frequência 50Hz/60Hz em Garabi, através da interconexão na subestação de Santo Ângelo, em 525 kV. O segundo bloco, chamado de Argentina II, com as mesmas características do anterior, consiste na importação de 1100 MW, através de interconexão na subestação de Itá 525 kV.

Ambas as interligações são operadas na modalidade de potência posta à disposição. Os Agentes Comercializadores de Argentina I são Furnas/Tractebel (1018 MW) e a CIEN (60 MW), sendo que esta última é também comercializadora de Argentina II.

Estas interligações foram representadas nos modelos computacionais como usinas térmicas. O Quadro 8 apresenta a modelagem adotada.

Quadro 8 Projetos de Importação de Energia da Argentina

Projeto	Região de Interconexão	Contrato	Potência (MW)	Situação	Agente
Argentina I 1078 MW	Sul	Argentina I	1018	existente	Furnas/Tractebel CIEN
		Argentina I B	60		
Argentina II 1100 MW	Sul	Argentina II A	400	existente	CIEN
		Argentina II B	200		
		Argentina II C	400		
		Argentina II D	100		

A Interligação com o Paraguai é feita através da importação referente à potência de UHE Itaipu em 50 Hz (aproximadamente 5.500 MW), cuja interconexão com o SIN se dá através do Elo CC 600 kV Foz do Iguaçu-Ibiúna. Esta importação será acrescida de mais uma unidade adicional de 700 MW a partir de 2004, da qual deverá ser abatida a parcela da carga associada à ANDE. Nas simulações com o modelo NEWAVE, a usina de Itaipu (50 e 60 Hz) foi simulada como sendo pertencente ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

3.12 Níveis de Armazenamentos Iniciais

Foram utilizados os níveis de armazenamento dos reservatórios individuais, projetados para 31/12/2002. Os níveis correspondentes de energia armazenada por região são apresentados no Quadro 9.

Quadro 9 Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	31/12/2002
Sudeste/Centro-Oeste	42,8% EA _{MAX}
Sul	98,0% EA _{MAX}
Nordeste	18,4% EA _{MAX}
Norte	12,4% EA _{MAX}
Tucuruí	14,1% EA _{MAX}

3.13 Volumes de Espera

No Anexo XV são apresentados os valores de volumes de espera, em percentual do volume útil, considerados no modelo NEWAVE.

Os valores apresentados compreendem o período de janeiro de 2003 a dezembro de 2007, sendo que para o primeiro ano hidrológico os cenários considerados foram Normal/Independente, dependendo da bacia. Para os últimos quatro anos, foi considerado um Cenário Independente (que apresenta os mesmos valores para todos os anos). Estes valores, bem como os tempos de retorno sugeridos pelos Agentes de Geração, foram obtidos no Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2002/ 2003 (ONS RE 3/280/2002).

Foram também considerados volumes de espera para os reservatórios de Guapiranga e Billings segundo recomendação do agente responsável (EMAE) em consonância com a Supervisão de Hidrologia Operacional do ONS (GPD3), cujos valores estão apresentados no Anexo XV.

3.14 Restrições Operativas Hidráulicas

No Anexo XVI são apresentadas as restrições operativas hidráulicas consideradas. A base destas informações é o relatório ONS RE 3/331/2002 - “Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos”.

Cabe observar que as restrições de defluência mínima são incorporadas de forma explícita nos modelos computacionais quando forem superiores àquelas já consideradas no cadastro de usinas hidroelétricas.

4 ESTUDOS ENERGÉTICOS

4.1 Introdução

Os estudos de avaliação energética têm por objetivo analisar as condições de atendimento à carga do SIN em seus subsistemas ao longo do horizonte de planejamento (cinco anos, compreendendo os anos de 2003 até 2007), com ênfase em 2003 e 2004. Tais estudos compreendem a avaliação das condições de atendimento energético em termos de riscos de déficit, as estimativas da evolução dos custos marginais de operação e os intercâmbios de energia entre subsistemas, além de estimativas de geração térmica e análises de sensibilidade ao mercado e à expansão da oferta. Adicionalmente, é efetuado um balanço de ponta.

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

As avaliações realizadas podem ser divididas em conjunturais e estruturais, podendo utilizar tanto séries históricas como também séries sintéticas de energias afluentes. Nas avaliações conjunturais, os resultados sofrem influência sensível tanto dos níveis iniciais de armazenamento considerados para os reservatórios, como das aflúncias verificadas nos meses imediatamente precedentes. Nas avaliações estruturais, a influência dos níveis iniciais dos reservatórios é eliminada pela consideração de um período de simulação estática de 10 anos, anterior ao período de estudo 2003 a 2007.

O cronograma de expansão da geração e da transmissão considerado nesta avaliação energética se constitui somente das obras que não apresentam impedimentos para entrada em operação. Este cronograma de obras pode ser encontrado nos relatórios de Fiscalização de Geração, disponível no *site* ANEEL.

Foram considerados os recursos energéticos previstos no programa de térmicas, em consonância com o disposto no parágrafo 4º, Art. 3º da Resolução GCE N.º 109.

O presente Planejamento da Operação utilizou a versão NEWAVE 10 como o modelo de otimização do sistema hidrotérmico. Portanto, os estudos energéticos não consideraram o rebatimento que a adoção de curvas de aversão introduzem

na política operativa. Esta adoção poderá implicar em alteração na política de intercâmbio e no despacho de 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 ao risco.

A carga utilizada na presente análise energética corresponde ao Cenário de Mercado Referência elaborado pelo ONS em conjunto com o CTEM. O item 4.9 do presente relatório apresenta o estudo de sensibilidade ao mercado. Adicionalmente, no item 4.10 apresenta-se uma análise de sensibilidade às condições de atendimento, supondo-se um atraso na concretização do programa de obras no período. Esta análise é feita somente para o Cenário de Mercado Alto.

4.2 Análise das Condições de Atendimento

As condições de atendimento foram avaliadas por meio de simulações a subsistemas equivalentes no horizonte de janeiro/2003 a dezembro/2007, empregando tanto o histórico de afluições como um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

O modelo NEWAVE permite 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.

4.2.1 Análise com Séries Sintéticas

O Quadro 10 apresenta os riscos de déficit conjunturais para o cenário de mercado de referência e para o cenário de oferta de referência.

A análise conjuntural com séries sintéticas para o ano de 2003 apresenta, para qualquer déficit, riscos de 0,1% para os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste e de 8,5% e 9,7% para os subsistemas Norte e Nordeste, respectivamente. É importante ressaltar que os riscos de qualquer déficit para os subsistemas do Norte e Nordeste correspondem a valores de energias não-supridas de pequena magnitude, e que a adoção de curvas de aversão ao risco, na prática operativa, faria com que essa magnitude fosse ainda menor, caso uma das seqüências desfavoráveis de afluição que produzem déficit venha a ocorrer em 2003.

Quadro 10 Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Referência

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	1,0	0,7	1,0	1,2
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,3	0,3	0,1
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	1,1	1,1	1,3	1,0
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	9,7	2,5	2,4	2,8	4,1
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,3	0,1	0,0	0,3	0,4
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	8,5	1,3	1,5	2,5	8,5
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,5	0,3	0,1	0,5	0,6
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2

A análise conjuntural com séries sintéticas para o ano de 2003 apresenta, para qualquer déficit, riscos de 0,1% para os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste e de 8,5% e 9,7% para os subsistemas Norte e Nordeste, respectivamente. É importante ressaltar que os riscos de qualquer déficit para os subsistemas do Norte e Nordeste correspondem a valores de energias não-supridas de pequena magnitude, e que a adoção de curvas de aversão ao risco, na prática operativa, faria com que essa magnitude fosse ainda menor, caso uma das seqüências desfavoráveis de afluência que produzem déficit venha a ocorrer em 2003.

Para o ano de 2004, a análise com séries sintéticas mostra riscos inferiores a 5% em todos os subsistemas, sendo o valor mais elevado, 2,5%, correspondente à região Nordeste.

Para o período de 2005 a 2007, há uma tendência de estabilização do risco no entorno de 1% para as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, para as regiões Norte e Nordeste a tendência é de crescimento atingindo 8,5% no Norte e 4,1% no Nordeste em 2007, ainda que representem déficits de pouca profundidade.

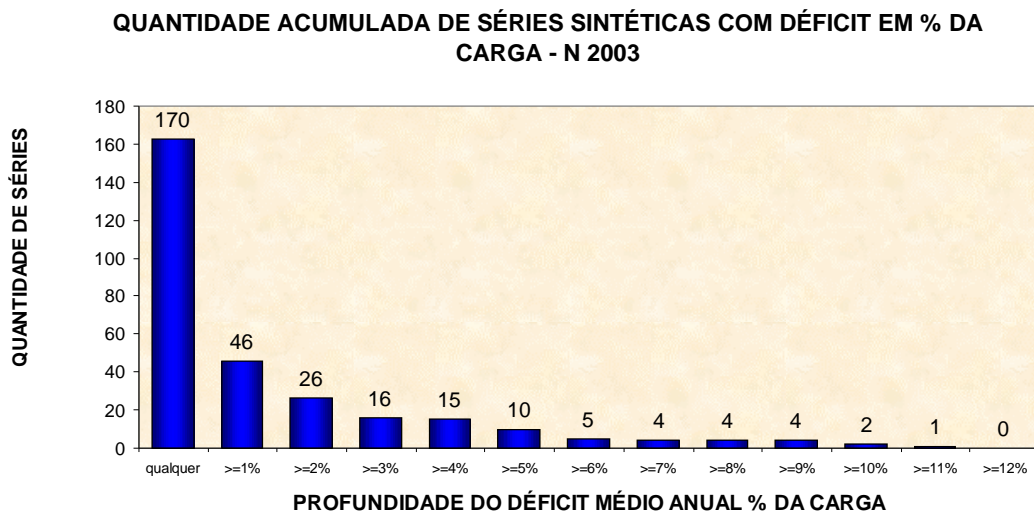
A análise de riscos de déficit com séries sintéticas para profundidades superiores a 5% e 10% da carga mostra, para todo o quinquênio, valores iguais ou inferiores a 0,6% em todas as regiões.

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

Os valores obtidos de riscos de quaisquer déficits mais elevados nos subsistemas Norte e Nordeste em 2003 correspondem a energias não supridas de pequena magnitude para a maioria das séries sintéticas com déficit. Estes riscos elevados ocorreram devido à necessidade de esvaziamento do reservatório de Tucuruí ao nível de 9% do volume útil em novembro de 2002, aliada às baixas afluições ocorridas nos rio Tocantins e São Francisco nos últimos seis meses.

As Figuras 7 e 8 apresentam a permanência de séries sintéticas com déficit no ano de 2003 para os subsistemas Norte e Nordeste, respectivamente. A Figura 9 apresenta a permanência de séries sintéticas com déficit na região Norte em 2007.

Figura 7 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Norte 2003 – Cenário de Mercado Referência



% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
MWmed	28	56	84	112	140	168	196	224	252	280	307	335

Figura 8 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2003 - Cenário de Mercado Referência

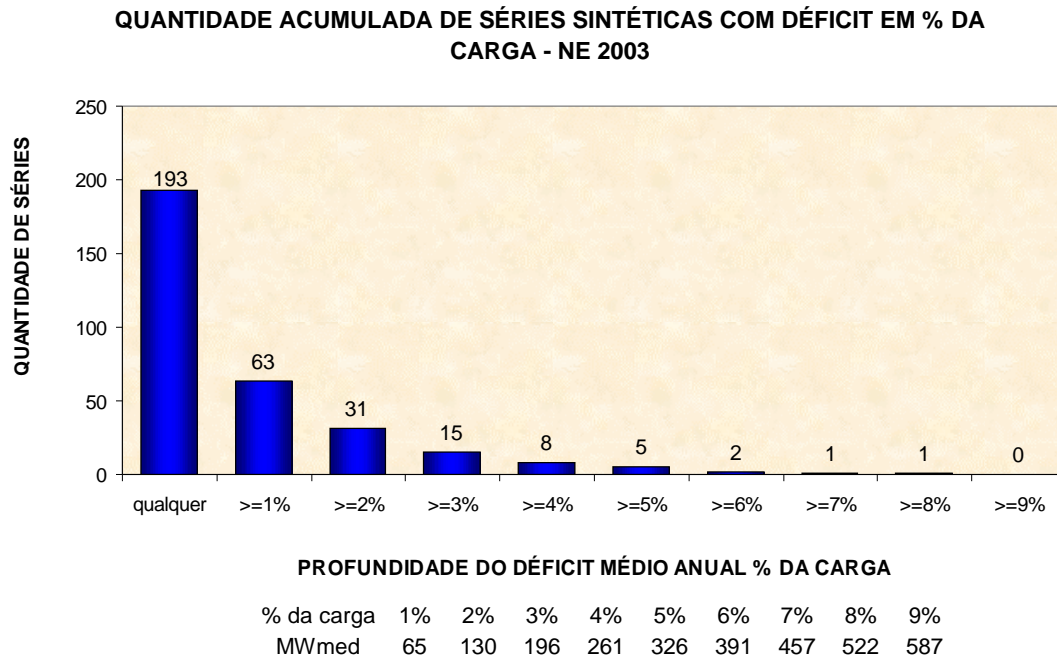
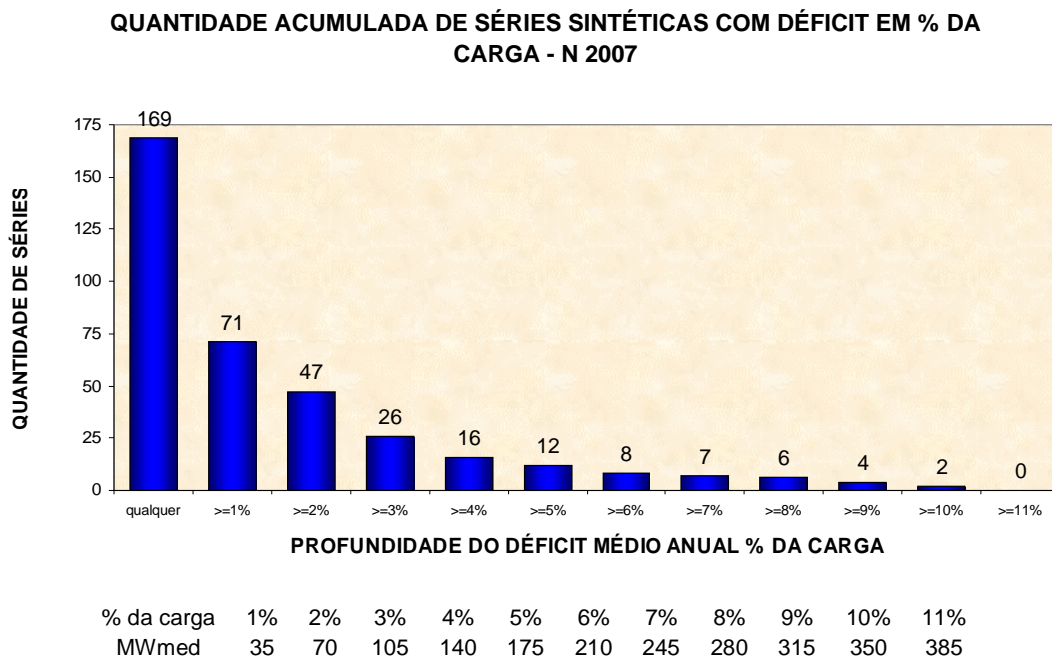


Figura 9 Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Norte 2007 - Cenário de Mercado Referência



Em resumo, pode-se afirmar que as condições de atendimento ao SIN, em termos de riscos de déficit, são satisfatórias no período 2003-2007, ao se considerar o Cenário de Mercado Referência.

4.2.2 Análise com Séries Históricas

A análise conjuntural com o histórico de afluições indica que na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste não apresentariam déficit em 2003. A simulação indica déficits de 12 MWmed e 2 MWmed, para os subsistemas Norte e Nordeste, caso se configure a repetição do histórico correspondente aos anos 1952 e 2001, respectivamente. Entretanto, tal indicação não é alarmante, na hipótese de repetição de qualquer registro histórico, visto que a adoção das curvas de aversão ao risco na operação real permite definir geração térmica, bem como valores e sentido de intercâmbios, suficientes para eliminar esses déficits de pequena magnitude, caso seja necessário.

Em 2004 não foi observado déficit em nenhuma das regiões do SIN, para todo o histórico de afluições. As simulações não indicam alteração significativa nesse quadro até o ano de 2006. Para o ano de 2007, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, que poderiam ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio.

A análise com séries históricas foi feita com o cenário de mercado de referência associado ao cenário de oferta de referência e está resumida nos Quadros 11 a 15, que apresentam para cada subsistema, no período 2003-2007, os seguintes resultados:

- 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 71 séries simuladas.

Quadro 11 Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2003

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	2	12
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0,0%	0,4%
Série de Maior Déficit	-	-	2001	1952
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	2	1
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	3%	1%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	-	-	2	12
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,0%	0,4%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	-	0	0
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	0,0%	0,0%

Quadro 12 Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2004

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	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) (MWmed)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	-	-	-
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	-

Quadro 13 Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2005

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit	12
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	-	0,2%
Série de Maior Déficit	-	-	-	1953
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série	1
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	-	1%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	-	-	-	7
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	0,2%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	-	-	0
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	0,0%

Quadro 14 Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2006

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit	7
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	-	0,2%
Série de Maior Déficit	-	-	-	1963
Número de Séries com Déficits	Nenhuma Série	Nenhuma Série	Nenhuma Série	1
Número de Séries com Déficits (%)	-	-	-	1%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	-	-	-	7
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	0,2%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	-	-	0
Média dos Déficits (% da Carga)	-	-	-	0,0%

Quadro 15 Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2007

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	401	111	334	59
Maior Déficit Anual (% da Carga)	1,2%	1,30%	4,1%	1,7%
Série de Maior Déficit	1956	1956	1955	1955
Número de Séries com Déficits	2	2	1	6
Número de Séries com Déficits (%)	3%	3%	1%	9%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	376	75	334	32
Média dos Déficits (% da Carga)	1,2%	0,2%	4,1%	0,9%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	11	2	5	3
Média dos Déficits (% da Carga)	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%

4.3 Custos Marginais de Operação

O Quadro 16 apresenta estimativas em base mensal do Custo Marginal de Operação – CMO de cada subsistema, para o ano de 2003.

Os valores apresentados, obtidos através de simulações a subsistemas equivalentes interligados utilizando 2000 séries sintéticas de energias afluentes, são meramente indicativos, uma vez que representam valores esperados com uma dispersão elevada associada aos mesmos.

Observa-se que o subsistema Nordeste apresenta, em todos os meses, valores esperados de custos marginais mais elevados que os das regiões Sul e Sudeste, o que indica que o subsistema Nordeste deverá ser importador líquido em 2003.

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 16 Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural – Cenário de Mercado Referência

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	3,01	2,99	2,95	3,07	3,01	3,24	3,46	3,77	4,21	4,46	6,95	5,3
Sul	1,56	1,88	2,17	2,31	2,65	3,13	4,77	4,30	4,77	4,55	6,84	6,60
Nordeste	8,41	10,78	13,17	12,99	14,37	17,59	21,12	31,42	55,55	77,40	72,80	15,91
Norte	7,08	7,89	7,57	6,01	6,10	10,10	12,67	18,79	26,52	37,45	86,91	41,14

Os custos marginais médios mensais apresentados nesse Quadro 16 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 pelas energias naturais afluentes que se verificaram antes do início da simulação (vide Quadro 6), utilizadas para geração das séries sintéticas, bem como pela energia armazenada nos subsistemas ao início de janeiro de 2003 (vide Quadro 9). Os valores encontrados para os custos marginais apresentam 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, para as seqüências hidrológicas com pouca energia natural afluyente. Como conseqüência, o valor médio do custo marginal pode não representar adequadamente aqueles que venham realmente ocorrer no caso de uma situação hidrológica desfavorável em 2003.

No Quadro 17 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 17 Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Referência

Subsistema	2003	2004	2005	2006	2007
SE/CO	7,77	4,32	7,92	10,34	34,53
Sul	4,66	3,36	4,96	8,65	25,04
Nordeste	6,40	2,86	3,17	5,40	26,85
Norte	4,75	3,57	4,90	9,84	27,01

O Valor Normativo (VN), informado pela Resolução ANEEL N.º 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 é a referência para inclusão de blocos de geração térmica a gás natural ou para a expansão de grandes troncos de transmissão que possam suprir mercados deficitários. Visa-se igualar o CMO ao VN, por subsistema, sempre que possível.

A análise dos resultados apresentados no Quadro 17 mostra que os valores obtidos para o CMO médio anual encontram-se em patamares baixos, dentro dos limites definidos, ou seja, sistematicamente menores que o VN. Em particular, ainda no final do período de estudo, verifica-se que todas as regiões do SIN têm um valor de CMO inferior ao VN. Pode-se concluir que estruturalmente o SIN está com sobra de oferta de energia, pelo critério de igualdade entre CMO e VN, em todo o horizonte. Caso todo o programa de oferta de geração hidráulica e térmica considerado, bem como a carga correspondente a este cenário de mercado – Cenário de Mercado Referência, se mantenham dentro do previsto, acréscimos de capacidade, além daqueles já contemplados neste plano, provavelmente só se fariam necessários após 2007.

As Figuras 10, 11, 12 e 13 contêm a distribuição dos CMOs obtidos para cada ano, em cada subsistema, onde se verifica que em todos eles 99 % dos valores obtidos para as 2000 séries sintéticas de energias afluentes são menores que o VN, de R\$72,35/MWh, até o ano de 2006. Em 2007, a frequência de valores menores cai para 95% nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, 96% na região Nordeste e 94% na região Norte. Estes resultados vêm demonstrar que do ponto de vista estrutural o sistema esta bem dimensionado para o Cenário de Mercado Referência.

Figura 10 Distribuição de CMO SE/CO (R\$/MWh) – Estrutural

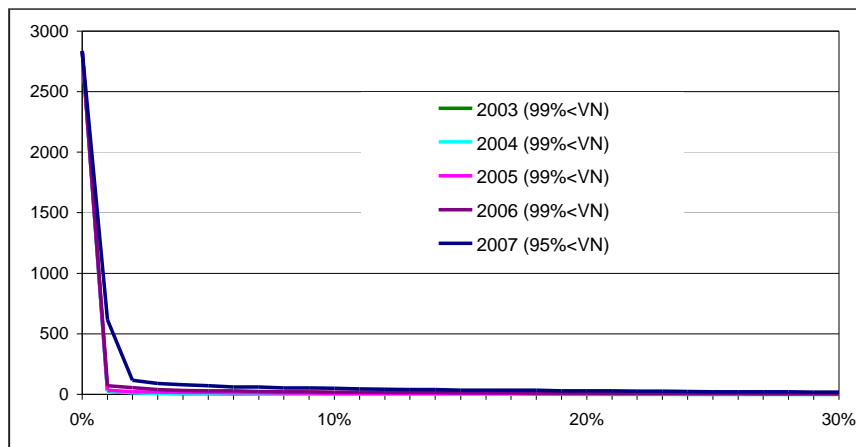


Figura 11 Distribuição de CMO Sul (R\$/MWh) – Estrutural

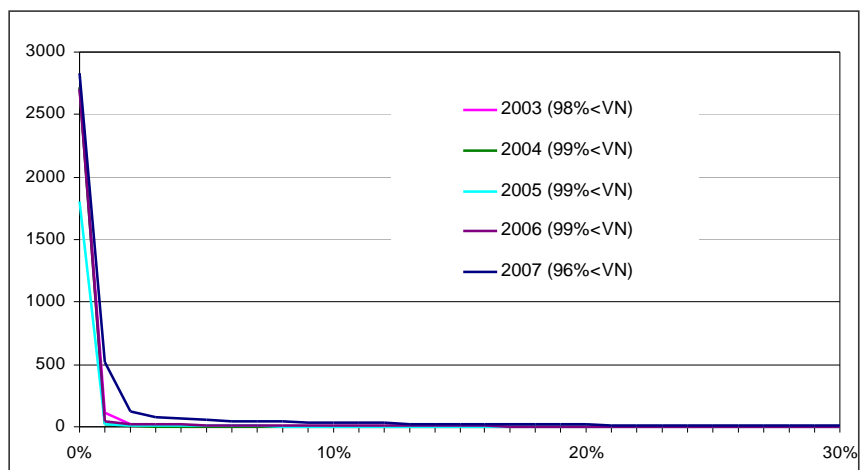


Figura 12 Distribuição de CMO Nordeste (R\$/MWh) – Estrutural

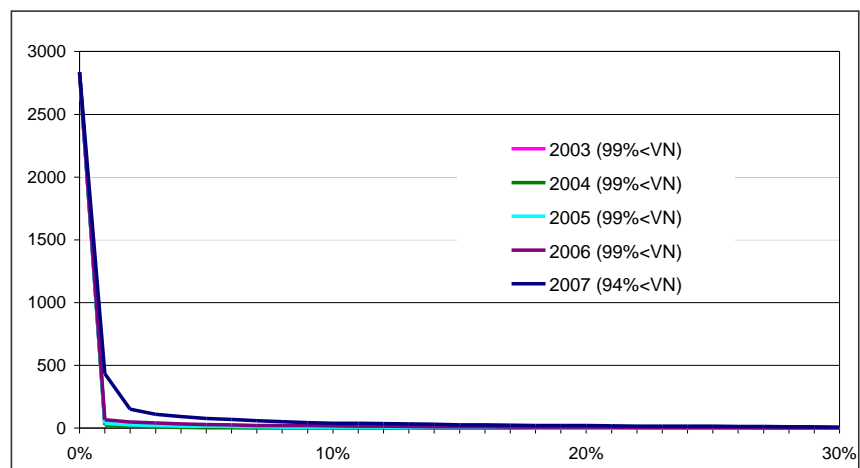
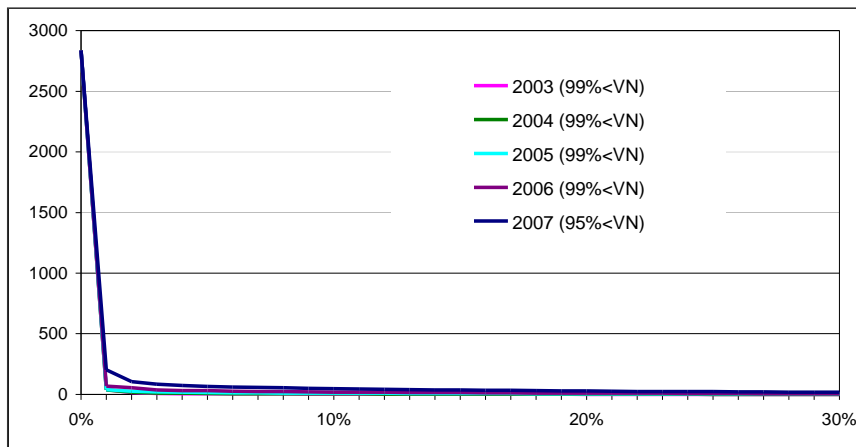


Figura 13 Distribuição de CMO Norte (R\$/MWh) – Estrutural



4.4 Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema com Séries Históricas de Vazões

As Figuras 14 a 17 apresentam estimativas de níveis de armazenamentos para os quatro subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para os meses de abril e novembro de 2003, final do período úmido e seco do SIN, respectivamente. São apresentadas curvas de permanência obtidas a partir de simulação com o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIISHI-O) considerando as séries históricas do período 1931-2001.

As figuras mostram que, no caso de repetição das séries históricas, o subsistema Sudeste chegaria a níveis de armazenamento superiores a 10% de sua energia armazenada máxima em 100% dos casos, enquanto que para os demais subsistemas há probabilidades de 15% (Sul e Nordeste) e 27% (Norte) dos níveis ao final do mês de novembro serem inferiores a este valor.

Figura 14 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste 2003

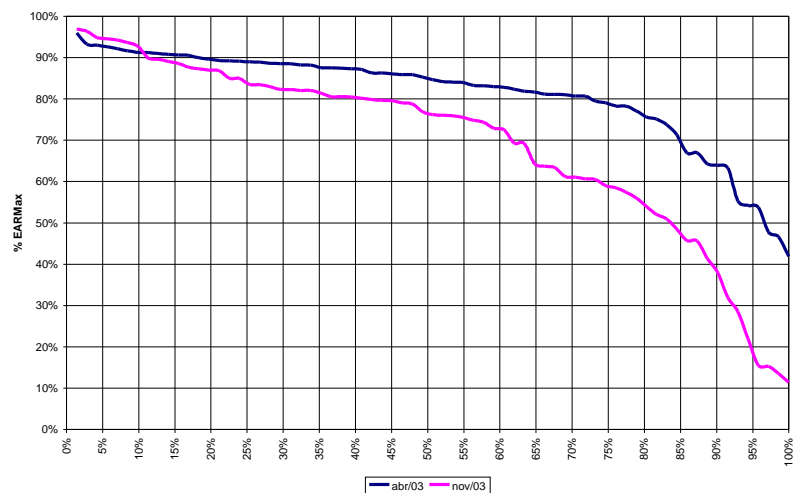


Figura 15 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul 2003

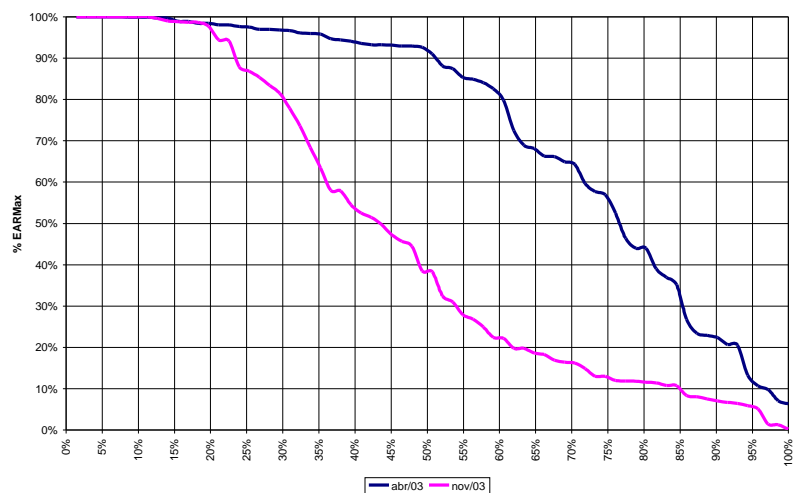


Figura 16 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2003

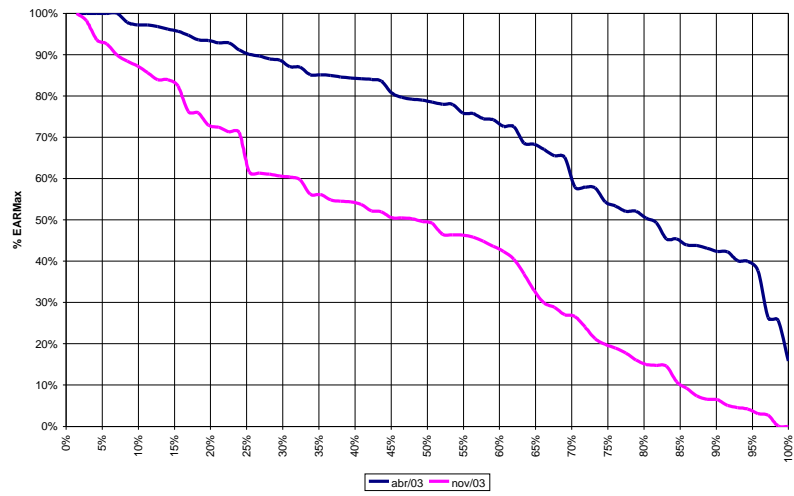
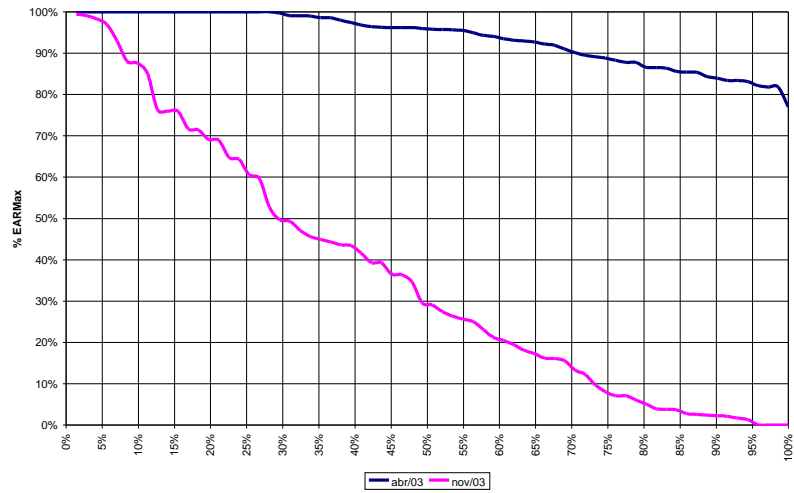


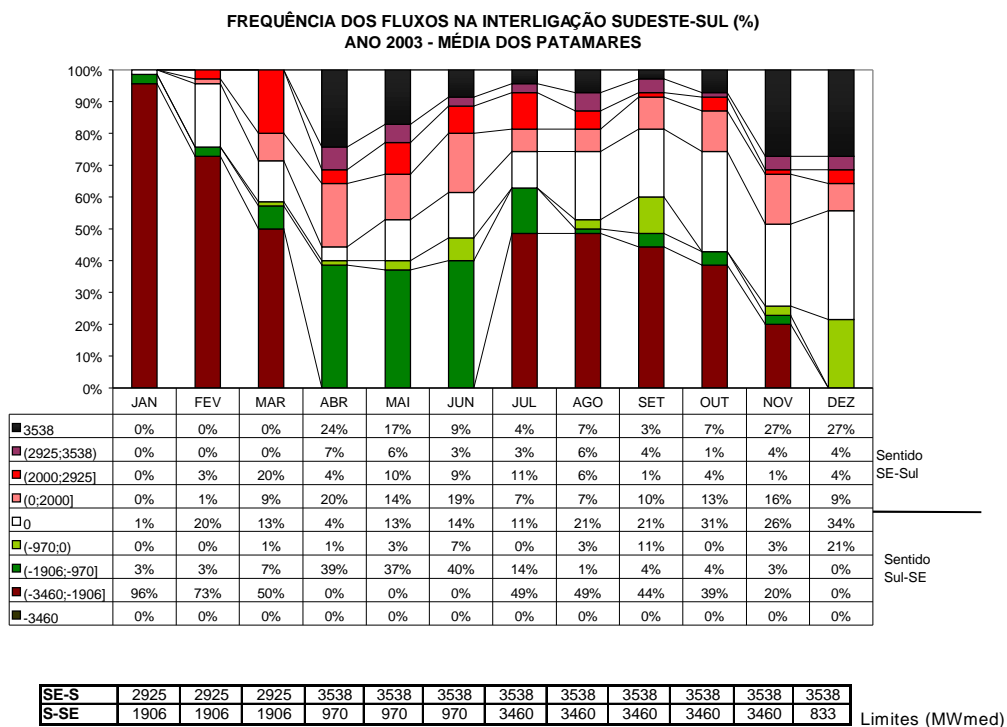
Figura 17 Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2003



4.5 Curvas de Permanência de Intercâmbios

As Figuras 18 a 21 apresentam uma estimativa de intercâmbios de energia entre subsistemas para o ano de 2003. Estes valores representam as freqüências relativas dos intercâmbios médios mensais de energia, obtidos a partir de simulações com séries históricas de energias afluentes.

Figura 18 Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Sul - 2003



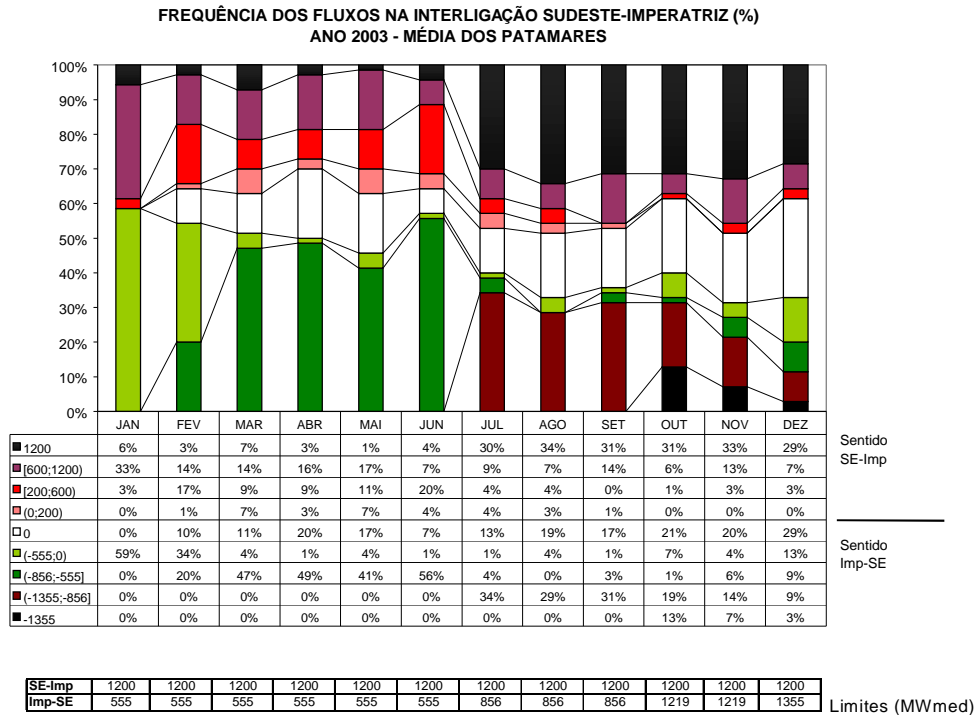
Conforme se verifica na Figura 18, os fluxos na interligação predominam no sentido Sul - Sudeste:

- de janeiro a março de 2003, o intercâmbio resultou no valor máximo (1906 MWmed) entre 50% e 96% dos casos analisados;
- de abril a junho, em cerca de 37% a 40% dos casos é atingido o valor máximo de intercâmbio, o que corresponde nesses meses a 970 MWmed;
- de julho a novembro verifica-se um percentual significativo de valores elevados de intercâmbio, porém o limite máximo de 3460 MWmed não é atingido.

No sentido Sudeste - Sul a estimativa é que o fluxo atinja o valor máximo, de 3538 MWmed, nos meses de novembro e dezembro, em 27% das séries.

Devido à restrição de máximo recebimento do Sudeste, há uma variação dos limites de intercâmbio ao longo do ano, já que, em alguns meses (julho a novembro), prioriza-se o recebimento de energia proveniente da região Sul, e em outros (dezembro a junho), prioriza-se o fluxo de energia pela Norte-Sul.

Figura 19 Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2003

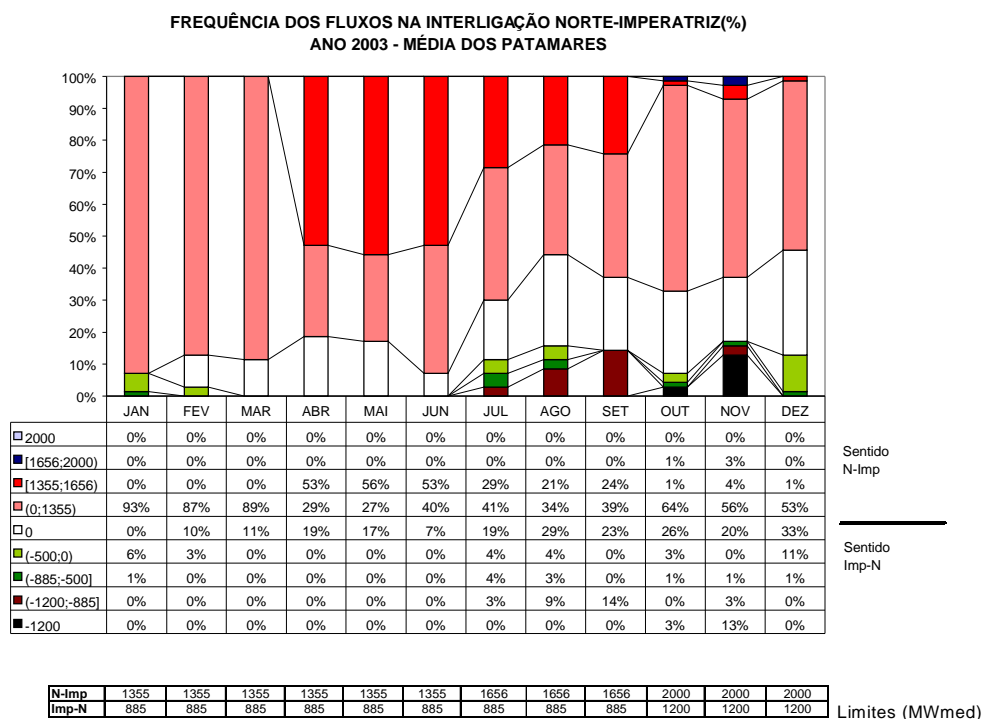


Conforme se verifica na Figura 19, a interligação Imperatriz-Sudeste é mais utilizada, no 1º semestre, no sentido Imperatriz-Sudeste, e no 2º semestre, no sentido inverso:

- no sentido Imperatriz – Sudeste o limite máximo de intercâmbio é atingido de fevereiro a setembro num percentual significativo das séries.
- de fevereiro a junho, o percentual das séries que atingem o valor máximo de 555 MWmed varia de 20% a 56%.
- de julho a agosto, de 29% a 34% das séries atingem também o valor máximo de intercâmbio, que para esse período é de 856 MWmed.
- no sentido Sudeste – Imperatriz, o fluxo foi máximo nos meses de julho a dezembro em cerca de 29% a 34% das séries.

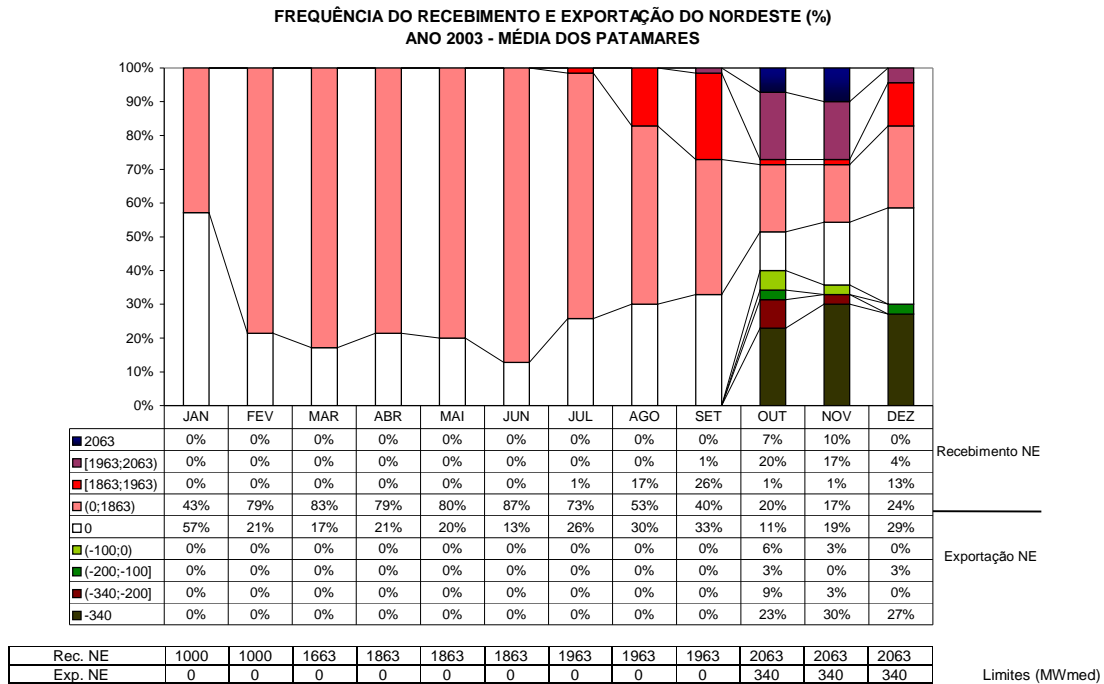
Cabe ressaltar que o intercâmbio também está limitado pela UHE Lajeado, considerar uma usina do Sudeste/Centro-Oeste, cuja geração concorre com a alternativa de recebimento de energia através da interligação Norte-Sul.

Figura 20 Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2003



Para o ano de 2003, as simulações realizadas indicaram o subsistema Norte exportador durante praticamente todo o ano, atingindo 93% dos casos em junho (vide Figura 20), tendo o Nordeste como principal mercado consumidor da produção do Norte. Cabe observar que, nos meses de abril, maio e junho de 2003, em 54% das séries, em média, o fluxo atinge seu valor máximo (1.355 MWmed).

Figura 21 Permanência de Intercâmbio na Interligação com o Nordeste - 2003



A região Nordeste foi predominantemente importadora, exportando somente a partir de outubro de 2003. No período, o máximo recebimento foi atingido em poucas séries, representando um percentual baixo. O maior percentual atingido foi de 10% das séries em novembro. Além disso, em relação à exportação, nos meses de outubro a dezembro, o limite de 340 MWmed foi atingido em 23% a 30% das séries. Cabe ressaltar que a ampliação da interligação Sudeste-Nordeste tem sua entrada em operação prevista para março de 2003.

4.6 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 2003, de acordo com a resolução ANEEL N.º 350, de 22 de dezembro de 1999.

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 18 e 19.

Para as térmicas da configuração, a geração térmica mínima foi estipulada com base em razões contratuais de compra de combustível, razões elétricas e con-

servação de equipamentos conforme Ofícios ANEEL (n^{os} 100/2002, 13 e 14/2003).

A partir destes resultados, pode-se observar que o despacho térmico na base teria pouca permanência em 2003.

Quadro 18 Permanência de Geração Térmica para 2003 – (MWmed) - Parte I

	Igarapé	Roberto Silveira	Santa Cruz	Piratininga 1 e 2	Piratininga 3 e 4	Carioba	Brasília	Camaçari Gás
0%	38,5	13,8	150,8	94,7	14,0	7,3	1,0	138,9
5%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	99,5
10%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	77,1
15%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	55,1
20%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
25%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
30%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
35%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
40%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
45%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
50%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
55%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
60%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
65%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
70%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
75%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
80%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
85%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
90%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
95%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4
100%	14,0	3,0	68,0	74,3	5,3	3,0	0,0	41,4

Quadro 19 Permanência de Geração Térmica para 2003 – (MWmed) - Parte II

	P. Médici	Jorge Lacerda C	Jorge Lacerda B	Jorge Lacerda A	Charqueadas	São Jerônimo	Figueira	Alegrete	Nutepa
0%	223,2	264,3	162,1	109,7	16,0	8,6	4,2	12,7	3,9
5%	172,5	208,6	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
10%	161,7	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
15%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
20%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
25%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
30%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
35%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
40%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
45%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
50%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
55%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
60%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
65%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
70%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
75%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
80%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
85%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
90%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
95%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0
100%	158,6	199,7	144,4	102,4	0,0	5,0	1,6	4,0	0,0

4.7 Atendimento à Demanda Máxima

Neste item, apresenta-se uma análise sucinta das condições de atendimento à demanda máxima das macro-regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o Norte/Nordeste, durante o período 2003-2007. A demanda máxima das macro-regiões é obtida através do somatório das demandas máximas instantâneas coincidentes das regiões que as compõem.

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

- recebimento da potência contratada da Itaipu, para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste, conforme valores do Anexo X;
- manutenções de usinas hidráulicas e térmicas para o ano de 2003, informadas pelos agentes, conforme Anexo VIII. Para os demais anos, adotou-se um índice de 10% da capacidade instalada;
- consideração de índices de indisponibilidade forçada (TEIF);
- perdas por deplecionamento nos subsistemas com base em curva estimada segundo perfis típicos levantados junto ao CNOS para o período 2001/2002, aplicada a armazenamentos médios obtidos por uma simulação a subsistemas equivalentes, com as séries históricas de afluições;
- requisito de demanda máxima instantânea coincidente por região, previsto pelo CTEM/CCPE e ONS – Cenário de Mercado Referência (Anexo XIII);
- considerado um acréscimo de 5% na demanda prevista como fator de segurança (“reserva de potência”).

Os balanços para as macro-regiões demonstraram não haver risco de não atendimento à ponta do sistema para o período 2003-2007, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada à reserva de potência. Os intercâmbios entre as quatro regiões, assim como entre as macro-regiões S/SE/CO e N/NE, não chegaram a ser utilizados, o que representa um recurso extra no caso de ocorrência de cargas acima do previsto ou de indisponibilidades não programadas. Os resultados do estudo estão apresentados no Anexo XIV. No Quadro 20 é apresentado um resumo do Balanço de Ponta Determinístico.

Quadro 20 Balanço de Ponta Determinístico – Resumo

		2003	2004	2005	2006	2007
S/SE-CO	Menor Folga (MW)	14.000	13.146	10.982	9.250	5.940
	% da Carga	32%	28%	22%	18%	11%
	Mês	Abril	Abril	Agosto	Abril	Setembro
N/NE	Menor Folga (MW)	3.628	5.227	5.031	4.282	3.449
	% da Carga	34%	46%	41%	31%	24%
	Mês	Maio	Março	Abril	Dezembro	Dezembro

4.8 Análise de Sensibilidade ao Mercado

A análise de sensibilidade ao mercado tem por objetivo mostrar o impacto nos índices de avaliação energética, tais como riscos de déficit e custo marginal de operação, ocasionado por um crescimento mais acelerado do consumo de energia elétrica.

4.8.1 Análise do Risco de Déficit

O Quadro 21 contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do Cenário de Mercado Alto. As demais condições consideradas iguais às da avaliação com o mercado de referência associado ao cenário de oferta de referência. Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 21 Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Alto

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,2	1,1	0,8	1,4	2,4
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,3	0,4	0,3
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	1,1	1,5	1,8	4,2
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	11,3	2,6	2,8	3,4	3,9
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,3	0,1	0,1	0,4	0,7
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	8,8	1,4	0,8	3,1	14,0
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,3	0,1	0,2	0,4	1,0
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,1	0,2	0,0	0,4

Verifica-se do Quadro 21 que as regiões Sul e Sudeste / Centro-Oeste apresentam riscos de qualquer déficit ainda baixos em todos os anos. Os riscos mais elevados na região Nordeste em 2003 (11,3%) e Norte em 2003 (8,8%) e 2007 (14%) correspondem a déficits de pequena profundidade. Da mesma forma que para o Cenário de Mercado Referência, riscos de quaisquer déficits mais elevados, em especial nas regiões Norte e Nordeste, não implicarão em contingenciamentos de carga. Dada sua pequena magnitude, podem ser facilmente eliminados com políticas de intercâmbios e despacho de geração térmica específicos para este objetivo.

A título ilustrativo, apresenta-se nas Figuras 22, 23 e 24 a permanência de séries sintéticas com déficits nas regiões Nordeste em 2003 e Norte em 2003 e 2007.

Figura 22 Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003 – Cenário de Mercado Alto

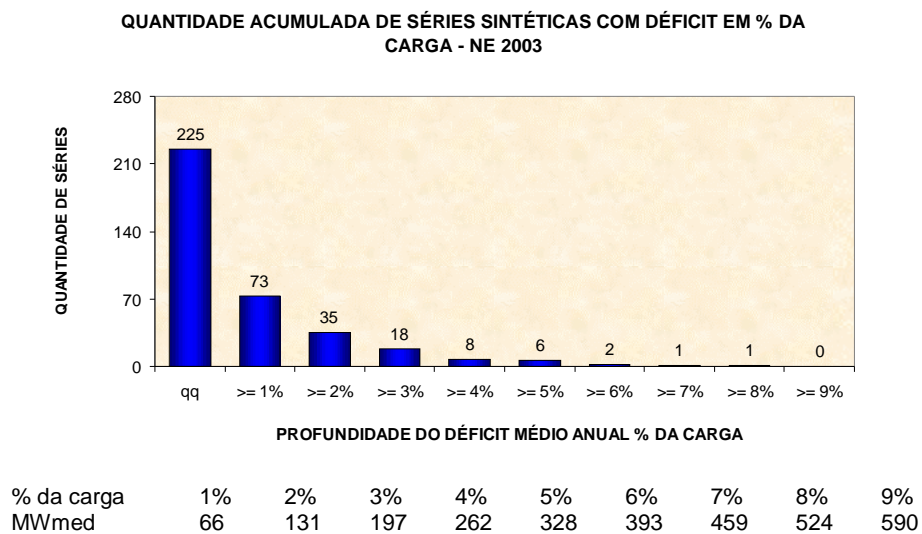


Figura 23 Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2003 – Cenário de Mercado Alto

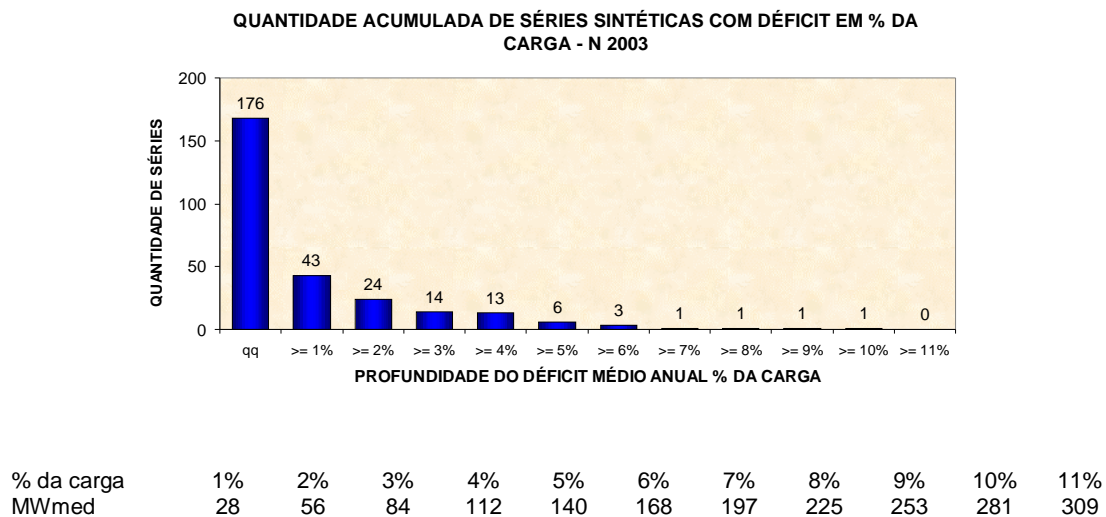
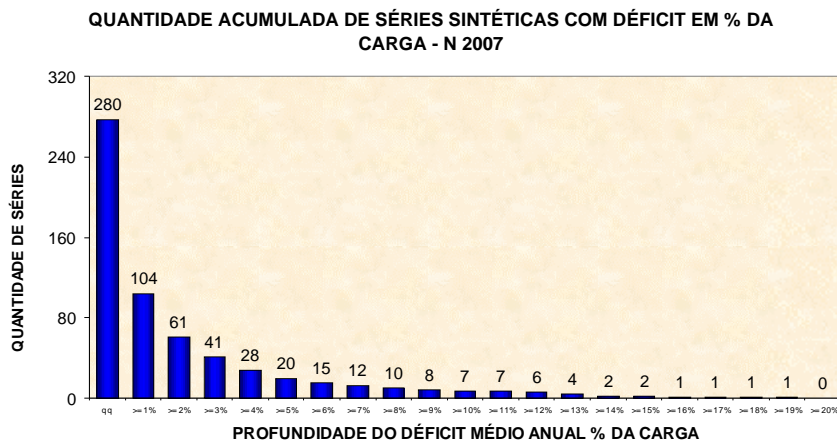


Figura 24 Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2007 – Cenário de Mercado Alto



% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
MWmed	38	77	115	153	191	230	268	306	345	383	421	460	498	536	574	613	651	689	728	766

No Quadro 22 podem ser confrontados os riscos conjunturais obtidos da simulação dos Cenários de Mercado Referência e Alto, para profundidades de déficits médio anual maiores que 5% da carga média anual.

Quadro 22 Riscos (%) de Déficits > 5% Carga Média Anual – Séries Sintéticas – Conjuntural

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
Cenário de Mercado Referência	0,0	0,1	0,3	0,3	0,1
Cenário de Mercado Alto	0,0	0,1	0,3	0,4	0,3
SUL					
Cenário de Mercado Referência	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Cenário de Mercado Alto	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
NORDESTE					
Cenário de Mercado Referência	0,3	0,1	0,0	0,3	0,4
Cenário de Mercado Alto	0,3	0,1	0,1	0,4	0,7
NORTE					
Cenário de Mercado Referência	0,5	0,3	0,1	0,5	0,6
Cenário de Mercado Alto	0,3	0,1	0,2	0,4	1,0

4.8.2 Custo Marginal de Operação

A análise do CMO para o Cenário de Mercado Alto vem demonstrar que, pela abordagem de simulação conjuntural, o SIN ainda apresenta valores relativamente baixos de CMO para o ano de 2003, em base mensal, com exceção dos me-

ses de Outubro e Novembro para a região Nordeste e do mês de Novembro para a região Norte.

No Quadro 23 pode-se visualizar os resultados obtidos com o Cenário de Mercado Alto, em base mensal, para 2003. Destaca-se que tanto a região Sul como a região Sudeste / Centro-Oeste apresentam valores de CMO baixos, inferiores a R\$11/MWh durante todo o ano. A região Nordeste apresenta valores que crescem gradualmente e tornam-se elevados em Outubro e Novembro, com a proximidade do final da estação seca. Na região Norte, o aumento do valor do CMO é discreto durante todo o ano, havendo porém uma elevação mais acentuada em Novembro, correspondente ao final da estação seca na região.

Quadro 23 Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural - Cenário de Mercado Alto

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	5,36	5,23	5,16	5,30	5,17	5,60	5,98	6,55	6,94	7,54	11,07	7,51
Sul	2,82	3,19	3,76	3,92	4,05	4,57	6,74	6,91	7,64	7,30	9,75	8,48
Nordeste	9,71	12,29	14,87	15,57	16,84	21,31	25,15	35,88	62,66	91,69	84,30	18,81
Norte	9,21	10,26	9,71	7,65	6,64	12,94	16,50	19,19	22,18	36,53	85,46	37,19

No Quadro 24 visualizam-se os CMOs médios anuais estruturais, que permitem analisar as condições de atendimento ao SIN sem influência das condições iniciais de armazenamento dos reservatórios.

Quadro 24 Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário de Mercado Alto

Subsistema	2003	2004	2005	2006	2007
SE/CO	9,10	7,50	16,01	23,74	68,62
Sul	5,50	6,68	13,65	21,44	56,73
Nordeste	8,85	4,77	8,53	17,16	60,63
Norte	6,00	6,45	11,35	24,36	75,63

A análise dos resultados apresentados no Quadro 24 mostra que os valores obtidos para o CMO médio anual encontram-se em patamares sistematicamente menores que o Valor Normativo (VN) para fonte competitiva, atualmente igual a R\$72,35/MWh. Mesmo para uma taxa de crescimento maior do mercado, até o final do período de estudo verifica-se que todas as regiões do SIN têm um valor de CMO inferior ao VN.

Pode-se concluir, novamente, que o SIN está com condições satisfatórias de atendimento no horizonte de cinco anos, caso todo o programa de oferta de geração hidráulica e térmica considerado neste estudo se mantenha dentro do previsto, mesmo para a hipótese de concretização de um consumo mais acelerado de energia elétrica.

4.9 Análise de Sensibilidade à Expansão da Oferta

4.9.1 Introdução

A análise de sensibilidade à expansão da oferta 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 distinto do Cenário de Referência, considerado em consonância com a Resolução GCE Nº 109.

As premissas para configuração dos cenários alternativos de expansão da oferta são absolutamente genéricas e tiveram como base os seguintes pontos principais:

- atraso de 12 meses nas usinas hidroelétricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2004;
- atraso de 6 meses nas usinas termoeletricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2003.

A análise das condições de atendimento para esta alternativa de expansão da oferta foi feita considerando-se somente a realização do Cenário de Mercado Alto.

A Tabela 1 apresenta de forma resumida a evolução da potência instalada considerando o Cenário de Atraso de Oferta exposto acima.

Quadro 25 Evolução da Potência Instalada considerando o Cenário de Atraso da Oferta

TIPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica	57.438	59.911	61.349	62.533	64.116	65.576
Térmica PPT	1.797	4.402	7.454	7.454	7.454	7.454
Térmica Emergencial	1.825	1.825	1.825	926	0	0
Térmica Outras	4.594	4.032	4.119	4.119	4.119	4.119
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Itaipu Brasil	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
Itaipu Paraguai	5.587	5.900	6.229	6.198	6.166	6.132
Importação Argentina	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Total SIN	81.727	86.555	92.161	92.414	93.040	94.466

4.9.2 Análise do Risco de Déficit

O Quadro 26 contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do cenário de atraso no cronograma de expansão. As condições iniciais de partida (armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes) correspondem àquelas projetadas para 31 de dezembro de 2002. Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 26 Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Sensibilidade à Oferta

SUBSISTEMA / ANO	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,3	1,2	0,7	1,7	3,4
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,3	0,5	0,5
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	1,2	1,3	5,3	4,8
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	10,9	3,4	2,7	3,4	4,6
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,3	0,1	0,1	0,5	1,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	10,8	2,8	1,9	3,0	7,0
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,7	0,4	0,3	0,6	1,2
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1

Verifica-se do Quadro 26 que os riscos de qualquer déficit para as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste se apresentam praticamente inferiores a 5% em todo horizonte de análise. Os riscos mais elevados na região Nordeste em 2003 e Norte em 2003 e 2007, correspondem a déficits de pequena profundidade. Da mesma forma que para o Cenário de Oferta Referência, riscos de quaisquer déficits mais elevados, em especial nas regiões Norte e Nordeste, não implicarão em contingenciamentos de carga. Dada sua pequena magnitude, podem ser facilmente eliminados com políticas de intercâmbios e despacho de geração térmica específicos para este objetivo.

De uma maneira geral, pode-se concluir que mesmo na hipótese de um atraso na concretização do programa de obras do período 2004-2007, ainda assim as condições de atendimento seriam satisfatórias, inclusive para o Cenário de Mercado Alto.

A título ilustrativo, apresenta-se nas Figuras 25 a 27 a permanência de séries sintéticas com déficits nas regiões Nordeste em 2003 e Norte em 2003 e 2007.

Figura 25 Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003 - Cenário de Sensibilidade à Oferta

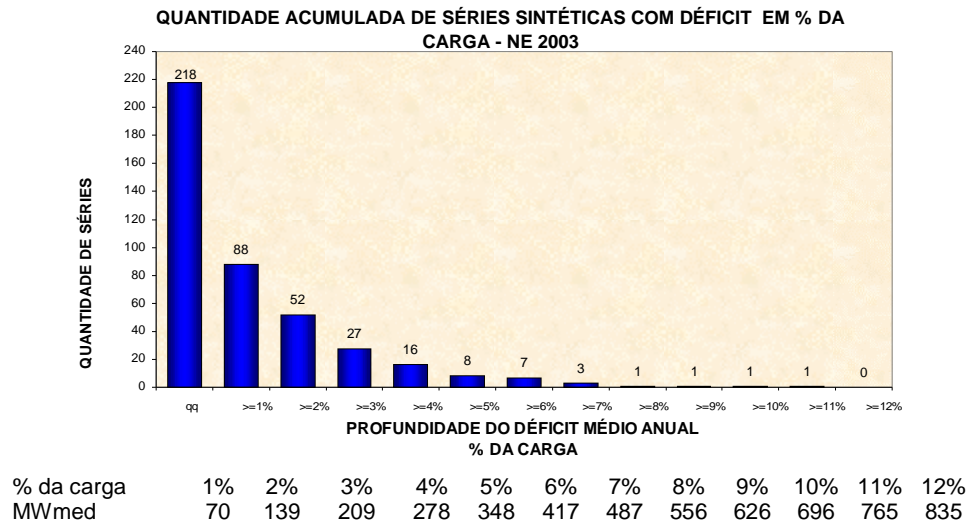


Figura 26 Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2003 - Cenário de Sensibilidade à Oferta

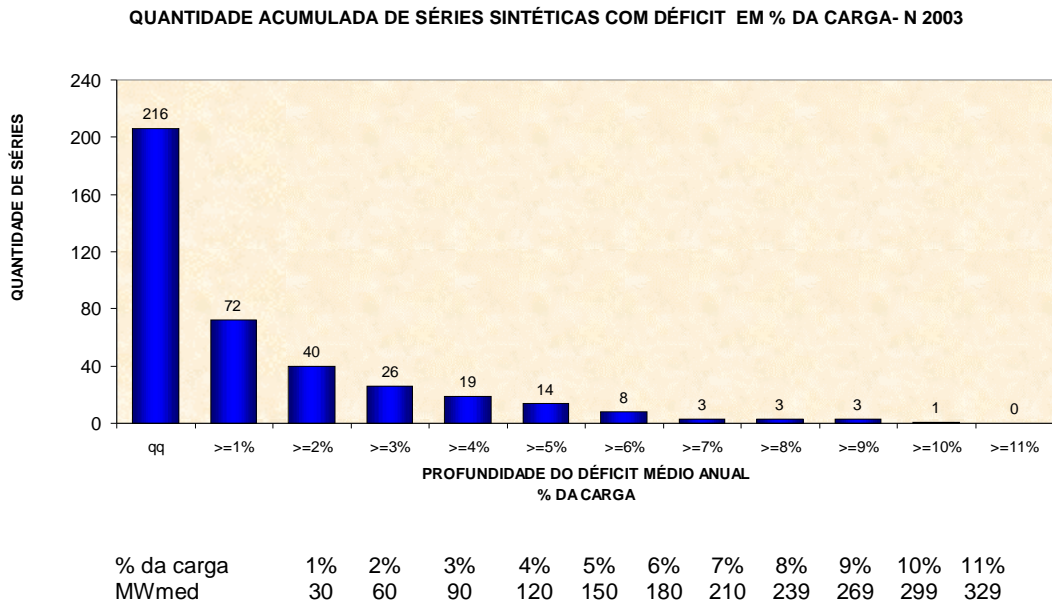
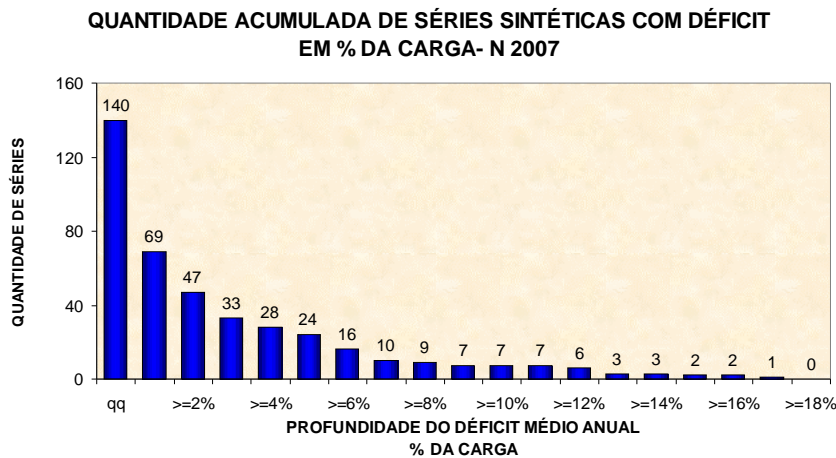


Figura 27 Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2007 - Cenário de Sensibilidade à Oferta



% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%
MWmed	38	77	115	153	191	230	268	306	345	383	421	460	498	536	574	613	651	689

4.10 Custo Total de Operação

O Quadro 27 apresenta o custo total de operação do SIN no período janeiro/2003 a dezembro/2007, estimado para os Cenários de Referência, com Mercado Alto e com Atraso de Oferta.

Quadro 27 - Custo Total de Operação – Período de Jan/2003 a Dez/2007

	Custo Total de Operação (10 ⁶ R\$)	Varição (10 ⁶ R\$)	Varição Percentual	Desvio Padrão (10 ⁶ R\$)
Cenário de Referência	11.400,62	-	-	97,53
Cenário com Mercado Alto	12.212,25	811,63	7,12 %	133,09
Cenário com Atraso de Oferta	12.206,40	805,78	7,07 %	149,56

Pode ser constatado que o Cenário de Mercado Alto leva a um acréscimo de aproximadamente 7% no custo total de operação do SIN. Pode-se observar ainda que atrasos entre seis e doze meses no cronograma de obras (Cenário com Atraso de Oferta, que também considera o mercado alto) não implicariam em variações significativas no custo total de operação do sistema.

ANEXOS

Anexo I Usinas Despachadas Centralizadamente

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	32
	Água Vermelha	H	Grande	6 x	232,7	1396,2
	Barra Bonita	H	Tietê	4 x	35	140
	Álvaro Souza Lima	H	Tietê	3 x	48	144
	Ibitinga	H	Tietê	3 x	43,8	131,4
	Promissão	H	Tietê	3 x	88	264
Nova Avanhandava	H	Tietê	3 x	115,8	347,4	
	Total				2644,2	
AES URUGUAIANA	Uruguaiana	G		2 x	175	600
				1 x	250	
	Total				600	
ARACRUZ CELULOSE	Aracruz	O		1 x	83,2	83,2
						83,2
CBA	Piraju	H	Paranapanema	2 x	40	80
						80
CDSA	Cachoeira Dourada	H	Paranaíba	2 x	17	658
				3 x	54	
				3 x	84	
				2 x	105	
		Total				658
CEB	Térmica Brasília	O		2 x	5	10
						10
CEEE	Passo Real	H	Jacuí	2 x	79	158
	Jacuí	H	Jacuí	6 x	30	180
	Itaúba	H	Jacuí	4 x	125	500
		Total				838
CELPA	Curuá-Una	H	Curuá-Una	3 x	10	30
						30

Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
CEMIG	Camargos	H	Grande	2 x	23	46
	Itutinga	H	Grande	2 x	12,5	52
				1 x	14	
				1 x	13	
	Jaguara	H	Grande	4 x	106	424
	Igarapava	H	Grande	5 x	42	210
	Volta Grande	H	Grande	4 x	95	380
	Emborcação	H	Paranaíba	4 x	298	1192
	Nova Ponte	H	Araguari	3 x	170	510
	Miranda	H	Araguari	3 x	136	408
	São Simão	H	Paranaíba	6 x	285	1710
	Salto Grande	H	Santo Antônio	2 x	27	102
				2 x	24	
	Sá Carvalho	H	Piracicaba	2 x	15	78
				1 x	18	
				1 x	30	
	Três Marias	H	São Francisco	6 x	66	396
	Guilman-Amorim	H	Piracicaba	4 x	35	140
	Funil-Grande (*)	H	Grande	1 x	60	60
						Subtotal Hidro
Igarapé	O		1 x	131	131	
					Subtotal Termo	131
	Total					5839
CESP – Paraná	Ilha Solteira	H	Paraná	4 x	176	3444
				11 x	170	
				5 x	174	
	Três Irmãos	H	Tietê	5 x	161,5	807,5
	Jupiá	H	Paraná	14 x	110,8	1551,2
	Porto Primavera	H	Paraná	13 x	110	1430
	Jaguari	H	Jaguari	2 x	13,8	27,6
Paraibuna	H	Paraíba do Sul	2 x	42,5	85	
	Total					7345,3
CGTEE	Presidente Médici A/B	C		2 x	63	446
				2 x	160	
	São Jerônimo	C		2 x	5	20
				1 x	10	
Nutepa	O		3 x	8	24	
	Total					490

Situação em 31/12/2002

(*) - Consórcio CVRD/CEMIG

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
CHESF	Sobradinho	H	São Francisco	6 x	175	1050
	Itaparica	H	São Francisco	6 x	250	1500
	Moxotó	H	São Francisco	4 x	100	400
	Paulo Afonso 123	H	São Francisco	3 x	60	1423
				2 x	70	
				1 x	75	
				3 x	76	
				4 x	200	
	Paulo Afonso 4	H	São Francisco	6 x	410	2460
	Xingó	H	São Francisco	6 x	500	3000
Boa Esperança	H	Parnaíba	2 x	49	225	
			2 x	63,5		
	Subtotal Hidro				10058	
	Camaçari	O		5 x	58	290
	Subtotal Termo				290	
	Total				10348	
CIA ENERGÉTICA SANTA CLARA	Santa Clara	H	Mucuri	3 x	20	60
	Total				60	
CIEN (*)	Interligação Argentina	I			1160	1160
	Total				1160	
CONSÓRCIO PORTO ESTRELA	Porto Estrela	H	Santo Antônio	2 x	56	112
	Total				112	
COPEL	G. B. Munhoz	H	Iguaçu	4 x	419	1676
	Segredo	H	Iguaçu	4 x	315	1260
	Salto Caxias	H	Iguaçu	4 x	310	1240
	G. P. Souza	H	Capivari	4 x	65	260
		Subtotal Hidro				4436
	Figueira	C		2 x	10	20
	Subtotal Termo				20	
	Total				4456	
CPFL	Carioba	O		2 x	18	36
	Total				36	
DONA FRANCISCA ENERGÉTICA	Dona Francisca	H	Jacuí	2 x	62,5	125
	Total				125	
DUKE ENERGY	A. A. Laydner	H	Paranapanema	2 x	48,9	97,8
	Chavantes	H	Paranapanema	4 x	103,5	414
	Lucas N. Garcez	H	Paranapanema	4 x	18	72
	Canoas II	H	Paranapanema	3 x	24	72
	Canoas I	H	Paranapanema	3 x	27,5	82,5
	Capivara	H	Paranapanema	4 x	160	640
	Taquaruçu	H	Paranapanema	5 x	110,8	554
	Rosana	H	Paranapanema	4 x	93	372
	Total				2304,3	
EL PASO	Macaé Merchant	G		20 x	45	900
	Total				900	
ELETRONORTE	Tucuruí	H	Tocantins	2 x	20	4240
	Total			12 x	350	4240

Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
ELETRONUCLEAR	Angra I	N		1 x	657	657
	Angra II	N		1 x	1350	1350
	Total					2007
EMAE	Henry Borden	H	Tietê e Tributários	1 x	40	888
				1 x	35	
				5 x	65	
				1 x	68	
				6 x	70	
	Subtotal Hidro					888
	Piratininga 1 e 2	G		2 x	100	200
Piratininga 3 e 4	O		2 x	136	272	
Subtotal Termo					472	
Total					1360	
EPE	Cuiabá	G		2 x	150	480
				1 x	180	
	Total					480
EQUIPAV	Equipav	B		1 x	37,6	37,6
	Total					37,6
ESCELSA	Mascarenhas	H	Doce	2 x	45	131
				1 x	41	
	Total					131
FAFEN	Fafen	G		1 x	30	64
				1 x	34	
	Total					64
FURNAS	Furnas	H	Grande	8 x	164	1312
	M. de Moraes	H	Grande	2 x	38	478
				2 x	45	
				4 x	51	
				2 x	54	
	Estreito	H	Grande	6 x	184	1104
	Porto Colômbia	H	Grande	4 x	82	328
	Marimbondo	H	Grande	8 x	186	1488
	Corumbá I	H	Corumbá	3 x	125	375
	Itumbiara	H	Paranaíba	6 x	380	2280
	Funil	H	Paraíba do Sul	3 x	74	222
	Serra da Mesa	H	Tocantins	3 x	425	1275
	Manso	H	Manso	4 x	52,5	210
	Subtotal Hidro					9072
	Santa Cruz	O		2 x	84	608
			2 x	220		
Roberto Silveira	G		2 x	16	32	
Subtotal Termo					640	
Total					9712	
FURNAS / TRACTEBEL	Interligação Argentina	I			1018	1018
	Total					1018
IBIRITERMO	Ibiritermo	G		1 x	150	150
	Total					150
INVESTCO	Luís Eduardo Magalhães	H	Tocantins	5 x	180,5	902,5
	Total					902,5

Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
ITAIPU	Itaipu	H	Paraná	9 x	700	6300
	Total					6300
ITIQUIRA ENERGÉTICA	Itiquira I	H	Itiquira	2 x	30,4	60,8
	Itiquira II	H	Itiquira	1 x	47,6	47,6
	Total					108,4
JUIZ DE FORA	Juiz de Fora	G		2 x	43,5	87
	Total					87
LIGHT	Ilha dos Pombos	H	Paraíba do Sul	2 x	27	183
				1 x	32	
				1 x	48	
				1 x	49	
	Nilo Peçanha	H	Paraíba-Piraí	2 x	48	380
				4 x	71	
				2 x	29	
	Santa Branca	H	Paraíba do Sul	2 x	29	58
	Pereira Passos	H	Lajes-Par-Piraí	2 x	50	100
	Fontes A	H	Lajes-Par-Piraí	1 x	44	44
	Fontes BC	H	Lajes-Par-Piraí	2 x	44	88
Total					853	
MPX TERMOCEARÁ	Termoçarará	G		4 x	55	220
	Total					220
SFE	Eletrobolt	G		8 x	47	376
	Total					376
SOBRAGI	Sobragi	H	Paraibuna	3 x	20	60
	Total					60
TRACTEBEL	Salto Santiago	H	Iguaçu	4 x	355	1420
	Salto Osório	H	Iguaçu	4 x	182	1078
				2 x	175	
	Passo Fundo	H	Passo Fundo	2 x	113	226
	Itá	H	Uruguai	5 x	290	1450
	Machadinho	H	Pelotas	3 x	380	1140
	Cana Brava	H	Tocantins	3 x	157,2	471,6
	Subtotal Hidro					5785,6
	Jorge Lacerda C	C		1 x	363	363
	Jorge Lacerda B	C		2 x	131	262
	Jorge Lacerda A	C		2 x	50	232
				2 x	66	
	Charqueadas	C		4 x	18	72
	Alegrete	O		2 x	33	66
	William Arjona	G		3 x	40	120
Subtotal Termo					1115	
Total					6900,6	
VALE PARANAPANEMA	Rosal	H	Itabapoana	2 x	27,5	55
	Total					55

Situação em 31/12/2002

Subsistema	Potência Hidro (MW)	Potência Termo (MW)
SE/CO	37.753	5.530
S	10.713	2.105
NE	10.058	574
N	4.270	0
Total Brasil	62.794	8.209

(¹) Não estão consideradas as interligações internacionais.
Situação em 31/12/2002

Anexo II Usinas Não Despachadas Centralizadamente

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
AES TIETÊ	Mogi Guaçu	H	4,50	2 x	3,60	7,20
	Total Empresa		4,50			7,20
CAT-LEO ENERGIA	Guary	H	3,70	4 x	1,55	6,20
	Anna Maria	H	1,10	3 x	0,77	2,30
	Benjamim Baptista	H	5,00	1 x	9,50	9,50
	Total Empresa		9,80			18,00
CEB	Paranoá	H	13,00	3 x	8,50	25,50
	Total Empresa		13,00			25,50
CEEE	Bugres	H	10,00	1 x	11,00	11,00
	Canastra	H	24,00	2 x	22,00	44,00
	Capigui	H	1,40	1 x	0,50	4,00
				2 x	1,75	
	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			72,10
	CELESC	Bracinho	H	8,00	2 x	8,25
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	
CELG	Rochedo	H	3,00	1 x	4,00	4,00
	São Domingos	H	8,00	2 x	6,00	12,00
	Total Empresa		11,00			16,00

Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
				UNITÁRIO	TOTAL		
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	0,80	1,68	
					1 x	0,88	
	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	0,60	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	

Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
				UNITÁRIO	TOTAL		
CEMIG	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	3,50	14,00	
	Jacutinga	H	0,47	1 x	0,72	0,72	
	Joasal	H	5,20	5 x	1,68	8,40	
	Lajes	H	0,54	1 x	0,68	0,68	
	Luiz Dias	H	1,04	2 x	0,81	1,62	
	Machado Min.	H	1,14	2 x	0,86	1,72	
	Marmelos	H	1,55	4 x	0,60	4,00	
					1 x	1,60	
	Martins	H	2,80	4 x	1,93	7,72	
	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	
	Peti	H	6,51	1 x	5,00	9,40	
					1 x	4,40	
	Pissarão	H	0,71	1 x	0,80	0,80	
	Piau	H	8,00	2 x	9,01	18,01	
	Poço Fundo	H	4,16	2 x	2,08	9,16	
					1 x	5,00	
	Poquim	H	0,74	1 x	1,40	1,40	
	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 Morais			0,82	2 x	1,20	2,39
	Salto do Paraopeba	H	2,09	1 x	2,37	2,37	
	Santa Luzia	H	0,59	1 x	0,70	0,70	
	Santa Marta	H	0,50	1 x	1,48	1,48	
	Salto do Passo Velho(*)	H	1,41	1 x	0,95	1,66	
					1 x	0,71	
	Salto Voltão(*)	H	5,79	1 x	3,70	6,76	
					1 x	3,06	
Sumidouro	H	1,03	1 x	2,12	2,12		
Tronqueiras	H	4,60	2 x	1,80	8,50		
				1 x	4,90		
Xicão	H	0,61	2 x	0,90	1,80		
	Total Empresa		77,62			147,48	

(*) Usinas pertencentes ao subsistema Sul.
Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
				UNITÁRIO	TOTAL		
CERJ	Areal	H	9,00	2 x	10,00	20,00	
	Chave do Vaz	H	0,30	1 x	0,70	0,70	
	Euclidândia	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	
	Tombo	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	
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	9,00	3 x	3,33	10,00	
	Correntina	H	5,40	2 x	4,00	8,00	
	Ilha Grande	O	0,10	1 x	1,20	1,20	
		Total Empresa		14,50			19,20
COPEL	Apucarantina	H	6,71	2 x	2,40	9,50	
				1 x	4,70		
	Cavernoso	H	0,86	1 x	0,45	1,30	
				1 x	0,85		
	Chaminé	H	11,60	4 x	4,50	18,00	
	Chopim I	H	1,27	1 x	0,94	1,98	
				1 x	1,04		
	Desvio Jordão	H	5,85	1 x	6,50	6,50	
	Foz do Chopim	H	22,00	2 x	14,50	29,00	
	Guaricana	H	13,60	1 x	18,00	36,00	
					3 x	6,00	
	Marumbi	H	3,94	2 x	2,40	4,80	
	Melissa	H	0,57	1 x	0,44	1,00	
					1 x	0,56	
	Mourão	H	5,30	2 x	2,00	8,20	
					1 x	4,20	
	Pitangui	H	0,57	3 x	0,13	0,87	
				1 x	0,48		
Rio dos Patos	H	1,13	1 x	0,96	1,72		
				1 x	0,76		
Salto do Vau	H	0,60	1 x	0,94	0,94		
São Jorge	H	1,62	1 x	1,00	2,30		
				1 x	1,30		
	Total Empresa		75,62			122,11	

Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
				UNITÁRIO	TOTAL		
CPFL	Americana	H	9,00	3 x	10,00	30,00	
	Buritis	H	0,90	1 x	0,80	0,80	
	Capão Preto	H	1,00	2 x	1,76	5,52	
					1 x	2,00	
	Chibarro	H	0,70	1 x	1,20	2,28	
					1 x	1,08	
	Dourados	H	9,62	1 x	10,80	10,80	
	Eloy Chaves	H	12,20	1 x	8,80	19,00	
					1 x	10,20	
	Esmeril	H	3,31	2 x	2,50	5,00	
	G. Peixoto	H	2,20	2 x	0,70	4,10	
					1 x	0,98	
					1 x	1,72	
	Jaguari	H	9,00	2 x	3,40	11,80	
					1 x	5,00	
	Lençóis	H	1,68	2 x	0,84	1,68	
	Monjolinho	H	0,18	2 x	0,30	0,60	
Pinhal	H	3,70	2 x	3,40	6,80		
Salto Grande	H	3,35	2 x	1,60	4,55		
				1 x	1,35		
Santana	H	2,90	2 x	2,16	4,32		
São Joaquim	H	6,92	3 x	2,68	8,05		
Socorro	H	0,60	1 x	1,00	1,00		
Três Saltos	H	0,60	1 x	0,64	0,64		
	Total Empresa		67,86			116,94	
ELEKTRO	Lobo	H	1,50	1 x	1,60	1,60	
	Total Empresa		1,50			1,60	
EMAE	Porto Goes	H	4,00	2 x	5,50	11,00	
	Rasgão	H	5,00	2 x	11,00	22,00	
	Izabel	H	0,60	2 x	1,60	3,20	
	Total Empresa		9,60			34,60	
ENERSUL	Coxim	H	0,30	1 x	0,40	0,40	
	Mimoso	H	20,90	2 x	14,75	29,50	
	São João I	H	0,60	2 x	0,33	0,66	
	São João II	H	0,50	1 x	0,59	0,59	
	Corumbá	O	4,70	4 x	1,50	6,00	
	Coxim	O	3,00	3 x	1,00	3,00	
	Total Empresa		30,00			40,15	
ESCELSA	Fruteiras	H	5,56	2 x	3,00	6,00	
	Jucu	H	2,91	2 x	1,75	3,50	
	Rio Bonito	H	8,00	1 x	5,20	13,80	
					1 x	4,50	
					1 x	4,10	
	Suiça	H	15,00	2 x	15,30	30,60	
	Viçosa (Bicame)	H	2,00	1 x	4,00	4,00	
	Total Empresa		33,47			57,90	

Situação em 31/12/2002

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
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
	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			1,30		3,00
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	
AÇO MINAS GERAIS S.A.	Açominas	S	12,50	1 x	25,00	25,00
Total Empresa			12,50		25,00	
ANHAMBI AGROINDUSTRIAL	Vitorino	H	2,64	1 x	5,28	5,28
Total Empresa			2,64		5,28	
ARAPUCEL	Alto Jauru	H	10,00	1 x	20,00	20,00
Total Empresa			10,00		20,00	
BARRALCOOL	Barralcol	B	7,50	1 x	15,00	15,00
Total Empresa			7,50		15,00	
BIOENERGIA COGERADORA LTDA.	Santo Antônio	B	11,50	1 x	23,00	23,00
	São Francisco	B	3,35	1 x	6,70	6,70
Total Empresa			3,35		29,70	
CASSOL	Cabixi II	H	1,40	1 x	2,80	2,80
Total Empresa			1,40		2,80	
CGDE, KOBLITZ ENERGIA S.A.	Piratini	M	5,00	1 x	10,00	10,00
Total Empresa			5,00		10,00	
CIA PAULISTA DE FERRO-LIGAS	Dr. Henrique Portugal	H	0,40	1 x	0,80	0,80
Total Empresa			0,40		0,80	
CORURIBE ENERGÉTICA S.A.	Coruribe Iturama	B	12,00	1 x	24,00	24,00
Total Empresa			12,00		24,00	
ENGEPI	Salto do Lobo	H	0,28	1 x	0,56	0,56
Total Empresa			0,28		0,56	
FORNASA	Rio Palmeiras	H	0,75	1 x	1,50	1,50
Total Empresa			0,75		1,50	
DME	Piçarrão	H	0,40	1 x	0,80	0,80
Total Empresa			0,40		0,80	
MUXFELDT, MARIN & CIA LTDA	Avante	H	0,50	1 x	1,00	1,00
Total Empresa			0,50		1,00	
USINA CORURIBE AÇÚCAR E ÁLCOOL	Campo Florido	B	6,00	1 x	12,00	12,00
Total Empresa			6,00		12,00	
SANTA CÂNDIDA AÇÚCAR E ÁLCOOL	Santa Cândida	B	7,50	1 x	15,00	15,00
Total Empresa			7,50		15,00	
TERMOELÉTRICA SANTA ADÉLIA	Santa Adélia	B	11,00	1 x	22,00	22,00
Total Empresa			11,00		22,00	
USINA CERRADINHO AÇÚCAR E ÁLCOOL	Cerradinho	B	12,50	1 x	25,00	25,00
Total Empresa			12,50		25,00	

Situação em 31/12/2002

SUBSISTEMA	ENERGIA FIRME (MWmed)	POTÊNCIA EFETIVA (MW)
SUDESTE / CENTRO-OESTE	396,0	755,4
SUL	186,9	300,9
NORDESTE	41,2	77,0
NORTE	0,0	0,0
TOTAL BRASIL	624,2	1133,3

Anexo III Cronograma de Obras de Geração

Ano 2003

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
jan	Consórcio Guaporé	SE	Guaporé	Hidro	Guaporé	1/3	40	1 mês
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	Vol. Morto	-	
	Consórcio Jauru	SE	Jauru		Jauru	1/3	39,3	
	CHESF	NE	Camaçari	Diesel	-	Desativação	-290	
	Petrobras	S	Canoas			1/2	160	
	VCP - Votorantim Celulose e Papel S.A.	SE	Celpav IV			1/1	44	
Petrobras	Três Lagoas		1/6	60				
fev	CEMIG/CVRD	SE	Funil Grande	Hidro	Grande	2/3	60	3 meses
	Consórcio Guaporé		Guaporé		Guaporé	2/3	40	
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	1/3	150	
	Itiquira Energética S.A.	SE	Itiquira II		Itiquira	2/2	47,6	
	Consórcio Jauru		Jauru		2/3	39,3		
	CEMIG		Queimado		Preto	Vol. Morto	-	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	13/23	375	
	COPEL	S	Araucária	Gás Natural	-	1/3	167	
						2/3	167	
						3/3	135	
						1/1	34,9	
						1/2	190	
						1/9	123,25	
2/9						123,25		
2 e 3/6	120							
mar	Consórcio Guaporé	SE	Guaporé	Hidro	Guaporé	3/3	40	3 meses
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	2/3	150	
	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo		Chapecó	Vol. Morto	-	
	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	1/5	72	
	Petrobras	SE	Nova Piratininga			1/6	100	
					2/6	100		

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2003 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
abr	CEMIG/CVRD	SE	Funil Grande	Hidro	Grande	3/3	60	
	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Itapebi		Jequitinhonha	3/3	150	
	Consórcio Jauru	SE	Jauru		Jauru	3/3	39,4	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	14/23	375	
	Petrobras	SE	Três Lagoas	Gás Natural	-	4/6	60	
mai	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	1/3	35	
	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	2/5	72	
	Petrobras	SE	Nova Piratininga			3/6	100	
						4/6	100	
	TermoRio S.A.		Termorio			3/9	123,25	
4/9	123,25							
jun	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Hidro	Chapecó	1/3	40	
	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	3/5	72	
	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense			1/4	158	
jul	CEMIG	SE	Queimado	Hidro	Preto	2/3	35	
	UTE Norte Fluminense S.A.		Norte Fluminense	Gás Natural	-	2/4	158	
	FURNAS		Santa Cruz Nova			1/3	200	
	TermoRio S.A.		Termorio			5/9	123,25	
		6/9		123,25				
ago	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	Vol. Morto	-	17 meses
	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo	Bagaço	Chapecó	2/3	40	
	Coinbra - Cresciumal S.A.	SE	Coinbra - Cresciumal			1/1	36,6	
	Cia Açucareira Vale do Rosário		Vale do Rosário	1/1	50			
	Petrobras		Nova Piratininga	Gás Natural	5/6	95		
					6/6	95		
EMAE	Piratininga 3 e 4	Óleo		-272				
set	FURNAS	SE	Santa Cruz Nova	Gás Natural	-	2/3	200	
	CEMIG		Queimado	Hidro	Preto	3/3	35	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	15/23	375	

Nota: Não estão incluídas as PCHS – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2003 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
out	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	Vol. Morto	-	2 meses
	CVRD/EPP		Candongá					1 mês
	Cia Energética Chapecó	S	Quebra Queixo		Chapecó	3/3	40	
	UTE Norte Fluminense S.A.	SE	Norte Fluminense	Gás Natural	-	3/4	158	
nov	CVRD/EPP	SE	Candongá	Hidro	Doce	1/3	46,6	
	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	4/5	47	
dez	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	1/3	110	
	CESP - Paraná		Porto Primavera		Paraná	14/14	110	
	CGT Fortaleza	NE	Fortaleza	Gás Natural	-	1/1	346,6	
	TermoRio S.A.	SE	Termorio			7/9	176,8	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2004

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
jan	CVRD/EPP	SE	Candonga	Hidro	Doce	2/3	46,7	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	16/23	375	
	CHESF	NE	Camaçari G	Gás Natural	-	5/5	47	
	Termopernambuco S/A		Termopernambuco		-	1/1	637,5	
fev	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	2/3	110	
	ITAIPU		Itaipu		Paraná	19/20	700	
	TermoRio S.A.		Termorio	Gás Natural	-	8/9	123,25	
mar	CVRD/EPP	SE	Candonga	Hidro	Doce	3/3	46,7	
	UTE Norte Fluminense S.A.		Norte Fluminense	Gás Natural	-	4/4	251	
abr	Termoaçu S.A.	NE	Termoaçu	Gás Natural	-	1/2	173,7	
						2/2	173,7	
mai	CEMIG/CVRD	SE	Aimorés	Hidro	Doce	3/3	110	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	17/23	375	
	TermoRio S.A.	SE	Termorio	Gás Natural	-	9/9	123,25	
ago	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	Vol. Morto	-	4 meses
set	Eletronorte	N	Tucuruí	Hidro	Tocantins	18/23	375	
nov	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	Vol. Morto	-	10 meses
	Centrais Elétricas do Rio Jordão	S	Santa Clara PR		Jordão		-	3 meses
dez	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	Vol. Morto	-	11 meses
	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra		Corrente		1/3	58,7

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2005

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
jan	Destilaria JB	NE	Dest JB	Bagaço	-	-	-18	Término da contratação de energia emergencial
	Breitener Energética S.A		Breitener				-153,75	
	Enguia GEN		Altos				-13	
			Aracati				-11,45	
			Baturité				-11,43	
			Campo Maior				-13	
			Caucaia				-13,1	
			Crato				-13,1	
			Enguia Pecem				-13,1	
			Iguatu				-13,1	
			Jaguarari	Diesel			-100,4	
			Juazeiro do Norte				-13,1	
			Marambaia				-13	
	Nazária			-13,1				
	Gebra		Carrapicho				-18,6	
			Lagarto				-14,4	
			Marituba				-15,5	
			Peri Peri				-15,5	
			Polo				-15,5	
	Parnamirim Energia		Parnamirim		-93			
Nordeste Generation Ltda		Nordeste Generation	Óleo	-168,53				
PIE-RP Termoelétrica S.A.	SE	PIE-RP	Biomassa	-19,47				
Cummins Brasil Ltda.		Sete Lagoas	Diesel	-64				
TRACTEBEL		Arjona45	Gás Natural		-31,25			
				-31,25				

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2005 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
jan	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	1/2	63,5	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	19/23	375	
fev	P. Pedra Energética S.A.	SE	Ponte de Pedra	Hidro	Corrente	2/3	58,7	
	Centrais Elétricas do Rio Jordão	S	Santa Clara PR		Jordão	1/2	59,5	
abr	Corumbá Concessões S.A.	SE	Corumbá IV	Hidro	Corumbá	2/2	63,5	
	P. Pedra Energética S.A.		Ponte de Pedra		Corrente	3/3	58,7	
mai	Centrais Elétricas do Rio Jordão	S	Santa Clara PR	Hidro	Jordão	2/2	59,5	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	20/23	375	
set	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	1/3	120	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	21/23	375	
out	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	Vol. Morto	-	4 meses
nov	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	1/3	230	
	Consórcio Irapé	SE	Irapé		Jequitinhonha	2/3	120	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2006

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	USINA	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS
jan	Cocal	SE	Cocal	Bagaço	-	-	-18,3	Término da contratação de energia emergencial
	Gramame Industrial e Agrícola S.A.	NE	Giasa				-18	
	Aruanã Termoeletricas S.A	SE	Xavantes	Diesel			-48	
	Brasympe		Carapina Brasympe				-40	
			Civit Brasympe				-20	
			Ponta de Ubu				-40	
			Tubarão				-40	
			Jardim Brasympe				-60	
		Rio Largo Brasympe	-168					
	CGE S.A.	NE	Aquiraz				-13	
			Cagece				-14,4	
			Coluna				-9	
			Dist. Ind. I				-19	
			Dist. Ind. II				-19	
			Jaboti				-12,8	
			Maranguape				-16	
			Pacajus				-9	
			Paraipaba				-12,80	
			Petrolina				-128	
			Itaenga				-20	
	Bahia I	-30,6						
	Termelétrica Potiguar	-48						
	Termo GCS	NE	Cabo				-4,92	
Ipojuca			-4,92					
Porto			-4,92					
Prazeres			-4,92					
Rio Formoso			-4,92					
Suape			-4,92					
Termocabo			-48					
Engebra	SE	Daia	Óleo	-44,08				

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2006 (continuação)

MÊS	EMPRESA	REGIÃO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
jan	Consórcio Irapé	SE	Irapé	Hidro	Jequitinhonha	3/3	120	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	22/23	375	
fev	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	2/3	230	
	Campos Novos Energia S.A.		Campos Novos		Canoas	1/3	293,3	
mai	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Barra Grande	Hidro	Pelotas	3/3	230	
	Campos Novos Energia S.A.		Campos Novos		Canoas	2/3	293,3	
	Eletronorte	N	Tucuruí		Tocantins	23/23	375	
ago	Campos Novos Energia S.A.	S	Campos Novos	Hidro	Canoas	3/3	293,4	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Ano 2007

MÊS	EMPRESA	REGIAO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
ago	Consórcio Serra do Facão	SE	Serra do Facão	Hidro	São Marcos	Vol. Morto	-	3 meses
nov	Consórcio Serra do Facão	SE	Serra do Facão	Hidro		1/3	70	

Nota: Não estão incluídas as PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Subsistema	Potência Hidro (MW)	Potência Termo (MW)
SE/CO	37.753	5.530
S	10.713	2.105
NE	10.058	574
N	4.270	0
Total Brasil	62.794	8.209

(¹) Não estão consideradas as interligações internacionais.
Situação em 31/12/2002

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		
CEMIG	Camargos	2 x 23	46	0,87	0,1971
		2 x 12,5			
	Itutinga	1 x 14	52	0,90	0,2447
		1 x 13			
	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	0,7829
		2 x 24			
	Três Marias	6 x 66	396	0,87	0,4301
	Emborcação	4 x 298	1192	0,89	1,1027
	São Simão	6 x 285	1710	0,92	0,6241
	Nova Ponte	3 x 170	510	0,94	1,0025
	Miranda	3 x 136	408	0,90	0,5949
	Igarapava	5 x 42	210	0,92	0,1525
	Irapé	3 x 120	360	0,91	1,4906
	Funil-Grande (*)	3 x 60	180	0,90	0,3457
	Aimorés	3 x 110	330	0,93	0,2582
	Queimado	3 x 35	105	0,90	1,6064
Guilman-Amorim	4 x 35	140	0,90	1,0242	
Porto Estrela	2 x 56	112	0,92	0,4242	
CESP-Paraná		4 x 176			
	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
	Jupiá	14 x 110,8	1551,2	0,89	0,1980
	Porto Primavera	18 x 110	1980	0,90	0,1545
Duke Energy	Jaguari	2 x 13,8	27,6	0,87	0,5046
	Paraibuna	2 x 42,5	85	0,89	0,7003
	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
Taquaruçu	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	0,2064
	Água Vermelha	6 x 232,7	1396,2	0,90	0,4710
		1 x 41,2			
	Caconde	1 x 39,2	80,4	0,86	0,8146
	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
	Nova Avanhandava	3 x 115,8	347,4	0,90	0,2601

(*) - Consórcio CVRD/CEMIG

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				
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				
	Mascarenhas de Moraes	2 x	45	478	0,85	0,3337	
		4 x	51				
	FURNAS	Estreito	2 x	54	1104	0,90	0,5627
			6 x	184			
		Porto Colômbia	4 x	82	328	0,89	0,2038
			8 x	186			
		Marimbondo	8 x	186	1488	0,87	0,4898
			8 x	186			
		Itumbiara	6 x	380	2280	0,90	0,6813
			6 x	380			
	Funil	3 x	74	222	0,84	0,5327	
3 x		74					
Corumbá I	3 x	125	375	0,91	0,6106		
	3 x	125					
Serra da Mesa	3 x	425	1275	0,93	1,0315		
	3 x	425					
Manso	4 x	52,5	210	0,90	0,5146		
	4 x	52,5					
ITAIPU	Itaipu	20 x	700	14000	0,92	1,0647	
LIGHT	Fontes	1 x	44	132	0,85	2,8494	
		2 x	44				
	Nilo Peçanha	2 x	48	380	0,87	2,6330	
		4 x	71				
	Pereira Passos	2 x	50	100	0,85	0,3140	
		2 x	50				
	Santa Branca	2 x	29	58	0,90	0,3524	
		2 x	27				
	LIGHT	Ilha dos Pombos	1 x	32	183	0,79	0,2588
			1 x	48			
1 x			49				
Consumo das Usinas de Bombeamento: Sta Cecília = 0,1910 e Vigário = 0,4460							
SOBRAGI	Sobragi	3 x	20	60	0,86	0,6252	
CEEE	Passo Real	2 x	79	158	0,94	0,3797	
		6 x	30	180	0,89	0,8282	
		4 x	125	500	0,94	0,8259	
COPEL	G. P. Souza	4 x	65	260	0,90	6,5259	
		4 x	419	1676	0,92	1,1477	
	Segredo	4 x	315	1260	0,92	1,0242	
		4 x	310	1240	0,92	0,5930	
TRACTEBEL	Passo Fundo	2 x	113	226	0,91	2,2429	
		4 x	355	2130	0,90	0,8820	
	Salto Santiago	4 x	182	1078	0,90	0,6307	
		2 x	175	1078	0,90	0,6307	
	Salto Osório	5 x	290	1450	0,91	0,9186	
		3 x	380	1140	0,91	0,9187	
		3 x	157,2	471,6	0,91	0,3990	

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (P.U.)	PRODUTIBILIDADE 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 1,2,3	1 x	75	1423	0,90	0,3800
		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
CELPA	Curuá-Una	2 x	49	225	0,92	0,3719
		2 x	63,5			
ELETRONORTE	Tucuruí	3 x	10	30	0,88	0,1570
		12 x	350			
		2 x	20	8365	0,936	0,5424
		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	1,3849
	Campos Novos	3 x	293,3	880	0,91	1,6244
	Candongá	3 x	31,7	95,1	0,90	0,4539
	Corumbá IV	2 x	63,5	127	0,93	0,6190
	Dona Francisca	2 x	62,5	125	0,88	0,3432
	Guaporé	3 x	40	120	0,92	1,4108
	Itapebi	3 x	150	450	0,92	0,7032
	Itiquira I	2 x	30,4	60,8	0,90	0,7731
	Itiquira II	2 x	47,6	94,47	0,91	1,1593
	Jauru	3 x	39,3	118	0,92	0,9648
	Monte Claro (*)	1 x	43,3	130	0,92	0,3581
		2 x	43,4			
	Ourinhos (*)	3 x	14,7	44	0,89	0,0943
	Peixe Angical (*)	4 x	113	452	0,92	0,2279
	Piraju	2 x	40	80	0,90	0,2296
	Ponte de Pedra	3 x	58,7	176	0,92	2,2012
	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			
Santa Clara MG	3 x	20	60	0,89	0,4584	
Santa Clara PR	2 x	59,5	119	0,90	0,8133	
Serra do Facão	3 x	70	210	0,91	0,6560	

* Usinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE N.º 109.

Anexo V Características dos Reservatórios

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		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
	CEMIG	Nova Ponte	12792	2412	10380	815,00	775,50
Miranda		1120	974	146	696,00	693,00	625,20
Igarapava		480	480	0	512,00	512,00	494,80
Irapé		5964	2268	3696	510,00	470,80	328,00
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
Guilman-Amorim		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
	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
	Porto 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	532,20
	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
	Euclides da Cunha	14	14	0	665,00	665,00	573,50
	A. S. Oliveira	25	25	0	573,00	573,00	547,60
	Água 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
Nova Avanhandava	2720	2720	0	358,00	358,00	328,00	
EMAE	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

(*) - Consórcio CVRD/CEMIG

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
FURNAS	Furnas	22950	5733	17217	768,00	750,00	672,90
	Mascarenhas de Moraes	4040	1540	2500	666,12	653,12	622,00
	Estreito	1423	1423	0	622,50	622,50	557,80
	Porto Colômbia	1524	1524	0	467,20	467,20	443,40
	Marimbondo	5887	890	4997	445,73	426,00	382,80
	Itumbiara	17027	4573	12454	520,00	495,00	435,60
	Funil	888	283	605	466,50	444,00	394,30
	Corumbá I	1500	470	1030	595,00	570,00	518,90
	Serra da Mesa	54400	11150	43250	460,00	417,30	334,10
	Manso	7337	4386	2951	287,00	278,00	224,80
ITAIPU	Itaipu	29000	29000	0	220,00	220,00	100,00
LIGHT	Lajes	445,35	0	445,35	415,50	386,50	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
	Ilha dos Pombos	8	8	0	135,60	135,60	101,76
	Fontes A	445,35	445,35	0	415,00	415,00	90,30
	Fontes BC	38	38	0	399,00	399,00	90,30
SOBRAGI	Sobragi	1	1	0	436,50	436,50	360,00
VALE PARANAPANEMA	Rosal	11	11	0	555,00	555,00	360,40
INVESTCO	Lajeado	4940	4940	0	212,00	212,00	175,80
CEEE	Ernestina	259	21	238	489,50	482,50	457,35
	Passo Real	3646	289	3357	327,00	300,00	279,30
	Jacuí	29	29	0	279,89	279,89	182,37
	Itaúba	620	620	0	184,00	184,00	92,70
CELESC	Cubatão	58	21	37	800,00	789,00	148,40
COPEL	G.P.Souza	179	23	156	845,00	822,00	90,70
	G.B.Munhoz	5779	1974	3805	742,00	700,00	602,00
	Segredo	2950	2562	388	607,00	602,00	490,00
	Salto Caxias	3573	3573	0	325,00	325,00	258,70
TRACTEBEL	Passo Fundo	1589	185	1404	598,00	584,00	335,50
	Salto Santiago	6775	2662	4113	506,00	480,90	397,00
	Salto Osório	1124	1124	0	397,00	397,00	324,00
	Itá	5100	5100	0	370,00	370,00	265,10
	Machadinho	3340	2283	1057	480,00	465,00	371,20
	Cana Brava	2300	2300	0	333,00	333,00	287,40
CHESF	Sobradinho	34116	5447	28669	392,50	380,50	362,50
	Itaparica	10782	7234	3548	304,00	299,00	251,50
	Moxotó	1226	1226	0	251,50	251,50	230,30
	P. Afonso 1,2,3	26	26	0	230,30	230,30	146,10
	P. Afonso 4	121	121	0	251,50	251,50	135,80
	Xingó	3800	3800	0	138,00	138,00	19,50
	Boa Esperança	5085	3173	1912	304,00	298,00	260,00
CELPA	Curuá-Una	530	130	400	68,00	61,00	47,30
ELETRONORTE	Tucuruí	50400	13487	36913	74,00	51,64	8,60

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
OUTRAS	Barra Grande	4971	2669	2302	647,00	617,00	480,63
	Campos Novos	1477	1320	157	660,00	655,00	472,70
	Candongá	54,44	54,44	0	327,50	327,50	277,08
	Corumbá IV	3624	2936	688	842,00	837,00	771,20
	Dona Francisca	330	330	0	94,50	94,50	54,40
	Guaporé	21	21	0	479,20	479,20	304,80
	Itapebi	1634	1634	0	110,00	110,00	29,68
	Itiquira I	5	5	0	412,00	412,00	320,00
	Itiquira II	1	1	0	320,00	320,00	180,75
	Jauru	20	20	0	355,00	355,00	244,90
	Monte Claro (*)	11	10	1	148,00	147,00	104,00
	Ourinhos (*)	21	21	0	398,00	398,00	387,00
	Peixe Angical (*)	2740	2210	530	263,00	261,00	236,14
	Piraju	84	84	0	531,50	531,50	505,00
	Ponte de Pedra	199	199	0	396,00	396,00	148,60
	Quebra Queixo	137	111	26	549,00	544,00	426,70
	Sá Carvalho	1	1	0	369,50	369,50	255,10
Santa Clara MG	146	146	0	86,00	86,00	32,60	
Santa Clara PR	431	169	262	805,00	787,50	706,10	
Serra do Facão	5277	1803	3474	756,00	732,50	675,00	

* Usinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE N.º 109.

Anexo VI Características das Usinas Térmicas

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Aracruz Celulose	Aracruz	1	Biomassa/ Óleo Comb	83,2	-	11,09	80
Cataguazes Leopoldina	Juiz de Fora	1-2	Gás	2 x 43,5	2	8	100
		3	Gás	21,0 *	2	8	100
CEB	UTE Brasília	1-2	Óleo	2 x 5,0	19,45	6,68	80
CEMIG	Igarapé P.Térmicas	1	Óleo 7A	131,0	8,46	9,27	100
			Diesel	0,36	-	-	-
CPFL	Carioba	1-2	Óleo Comb	2 x 18,0	10	8	100
EL PASO	Macaé Merchant	1-20	Gás	20 x 45,0	6,00	1,47	100
ELETRONUCLEAR	Angra I	1	Nuclear	657,0	3,00	15,00	96
	Angra II	1	Nuclear	1350,0	3,00	8,00	100
EMAE	Piratininga	1-2	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	1-2	Gás	2 x 16,0	2,06	12,25	100
	Sta Cruz Nova	1-2	Gás	2 x 200,0	-	10	100
	Santa Cruz	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
Equipav S.A.	Equipav	2	Bagaço	35,0	2,00	-	72
				17,5	2,00	-	72
Ibitermo	Ibirité	1	Gás	150,0	-	10	100
		2-3	Gás	2 x 198,9 *	-	10	100
		4-6	Vapor	3 x 85,0 *	-	10	100
PETROBRAS	Nova Piratininga	1-4	Gás	4 x 100,0	10	-	100
		1-4	Gás	4 x 60,0	10	-	100
		5-6	Gás	2 x 60,0 *	10	-	100
	Canoas	1	Gás	160,0	10	-	100
		2	Gás	90,0 *	10	-	100
		3	Gás	250,0 *	10	-	100
Sta Adélia	Sta Adélia	1	Bagaço	34,0	-	-	-
SFE	Eletrobolt	1-8	Gás	8 x 47,0	-	8,00	100
Termorio S/A	Termorio	1-6	Gás	6 x 123,25	10	-	100
		7	Vapor	1 x 176,8	10	-	100
		8-9	Gás	2 x 123,25	10	-	100
UTE Norte Fluminense S/A	Norte Fluminense	1-3	Gás	3 x 158,0	3,00	4,00	100
		4	Vapor	251,0	3,00	4,00	100
TRACTEBEL	Willian Arjona	1-3	Gás	3 x 40,0	1,00	2,00	87

* Máquinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE N.º 109.

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
AES-Uruaiana**	Urugaiana	1-2	Gás	2 x 175,0	-	4,42	91,67
		3	Gás	250,0	-	4,42	91,67
CGTEE	P. Médici	1-2	Carvão	2 x 63,0	31,00	20,00	100
	P. Médici	3-4	Carvão	2 x 160,0	31,00	20,00	100
	Nutepa	1-3	Óleo Comb	3 x 8,0	2,00	3,00	100
	São Jerônimo	1-2	Carvão	2 x 5,0	3,00	25,00	100
		3	Carvão	10,0	3,00	25,00	100
FURNAS/TRACTEBEL	Argentina 1	-	Interligação	1018,0	1,00	2,00	100
CIEN	Argentina 1B	-	Interligação	60,0	1,00	2,00	100
	Argentina 2A	-	Interligação	400,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2B	-	Interligação	300,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2C	-	Interligação	400,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2D	-	Interligação	100,0	1,37	1,37	100
COPEL	Figueira	1-2	Carvão	2 x 10,0	8,40	12,25	87
ENERSUL	P.Térmicas		Óleo Comb	9,0	-	-	-
TRACTEBEL	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	
UEG Araucária Ltda	Araucária	1-2	Gás	2 x 167,0	1,00	7,00	100
		3	Vapor	135,0	1,00	7,00	100
CGT Fortaleza S.A.	Fortaleza	1	Gás	346,6	10	-	100
CHESF	Camaçari ***	1-5	Gás	3 x 72,0	12,00	17,00	100
				2 x 47,0	12,00	17,00	100
COELBA	P.Térmicas		Diesel	1,2	-	-	-
FAFEN	FAFEN	1	Gás	30,0	4,00	10	100
		2	Gás	34,0	4,00	10	100
MPX Termoceará	Termoceará	1-4	Gás	4 x 55,0	-	8,00	100
Termobahia Ltda	Termobahia	1-2	Gás	2 x 170,7	10,00	-	100
Termoçu S.A.	Vale do Açú	1	Gás	347,4 *	3,00	5,20	91

* Máquinas não consideradas nas simulações por não estarem em consonância com a Resolução GCE N.º 109.

** A UTE Urugaiana, de propriedade da AES-Uruaiana, foi considerada com restrição operativa, com sua geração máxima limitada a 550 MW até jul/2004.

*** A UTE Camaçari, de propriedade da CHESF, estará durante 2003 fazendo a conversão do combustível de suas máquinas de óleo diesel para gás natural.

USINAS TÉRMICAS EMERGENCIAIS

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA (MW) CONTRATADA	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Aruaná Termoelétricas	Xavantes	1	Diesel	48,0	-	-	100
Cocal	Cocal	1	Bagaço	18,3	-	-	100
PIE-RP Termoelétrica	PIE-RP	1	Biomassa	19,47	-	-	100

Continua

USINAS TÉRMICAS EMERGENCIAIS (continuação)

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA (MW) CONTRATADA	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Brasympe	Carapina Brasympe	1	Diesel	40,0	-	-	100
	CIVIT Brasympe	1	Diesel	20,0	-	-	100
	Jardim Brasympe	1	Diesel	60,0	-	-	100
	Ponta de Ubu	1	Diesel	40,0	-	-	100
	Rio Largo Brasympe	1	Diesel	168,0	-	-	100
	Tubarão	1	Diesel	40,0	-	-	100
Bahia I	Bahia I	1	Diesel	30,6	-	-	100
Breitener Energ. S.A.	Breitener	1	Diesel	153,75	-	-	100
CGE S.A.	Aquiraz	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Cagece	1	Diesel	14,4	-	-	100
	Coluna	1	Diesel	9,0	-	-	100
	Distrito Industrial I	1	Diesel	19,0	-	-	100
	Distrito Industrial II	1	Diesel	19,0	-	-	100
	Jaboti	1	Diesel	12,8	-	-	100
	Maranguape	1	Diesel	16,0	-	-	100
	Pacajus	1	Diesel	9,0	-	-	100
	Paraipaba	1	Diesel	12,8	-	-	100
Cia Energ. Petrolina	Petrolina	1	Diesel	128,0	-	-	100
Cummins Brasil Ltda.	Sete Lagoas	1	Diesel	64,0	-	-	100
Destilaria J.B. Ltda	Destilaria J.B.	1	Bagaçõ	18,0	-	-	100
Engebra	Daia	1	Óleo	44,08	-	-	100
Enguia Gen BA Ltda	Altos	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Acarati	1	Diesel	11,45	-	-	100
	Baturité	1	Diesel	11,43	-	-	100
	Campo Maior	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Caucaia	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Crato	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Enguia Pecem	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Iguatu	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Jaguarari	1	Diesel	100,4	-	-	100
	Juazeiro do Norte	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Marambaia	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Nazária	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Gebra	Carrapicho	1	Diesel	18,6	-	-
Lagarto		1	Diesel	14,4	-	-	100
Marituba		1	Diesel	15,5	-	-	100
Peri Peri		1	Diesel	15,5	-	-	100
Polo		1	Diesel	15,5	-	-	100
GRAMAME	GIASA	1	Bagaçõ	18,0	-	-	100
Nordeste Generation	Nordeste Gen	1-2	Óleo	2 x 27,65	-	-	100
		3	Óleo	27,45	-	-	100
		4-5	Óleo	2 x 42,89	-	-	100
Parnamirim Energia	Parnamirim	1	Diesel	93,0	-	-	100
Termelétrica Potiquar	Termelétrica Potiquar	1	Diesel	48,0	-	-	100
TERMO GCS	Cabo	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Ipojuca	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Porto	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Prazeres	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Rio Formoso	1	Diesel	4,92	-	-	100
	Suape	1	Diesel	4,92	-	-	100
Termocabo	Termocabo	1	Gás Natural	48,0	-	-	100
Itaenga	Itaenga	1	Diesel	25,0	-	-	100
TRACTEBEL	Arjona 4 e 5	4-5	Gás Natural	2 x 31,25	-	-	100

Anexo VII Índices Estatísticos de Confiabilidade

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

Anexo VIII Manutenção Programada para 2003

AES-TIETÊ

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Água Vermelha	H	1	232,7	26/jun	26/jun	1
		1	232,7	18/dez	18/dez	1
		2	232,7	16/jan	16/jan	1
		2	232,7	10/ago	30/ago	21
		3	232,7	08/abr	08/abr	1
		3	232,7	23/out	23/out	1
		4	232,7	24/abr	24/abr	1
		4	232,7	25/set	25/set	1
		5	232,7	29/mai	29/mai	1
		5	232,7	28/nov	28/nov	1
		6	232,7	15/mai	15/mai	1
		6	232,7	14/nov	14/nov	1
A. S. Lima	H	1	48,0	24/jun	26/jun	3
		1	48,0	20/dez	20/dez	1
		2	48,0	03/jun	03/jun	1
		2	48,0	24/jun	26/jun	3
A. S. Oliveira	H	1	16,0	26/mai	04/jul	40
		2	16,0	10/jun	11/jun	2
Barra Bonita	H	1	16,0	27/nov	28/nov	2
		2	16,0	10/mar	11/mar	2
		2	16,0	09/jun	10/jun	2
		2	16,0	06/nov	07/nov	2
Barra Bonita	H	1	35,0	23/jul	25/jul	3
		1	35,0	01/set	04/set	4
		2	35,0	26/jul	26/jul	1
		2	35,0	04/set	07/set	4
		3	35,0	03/mar	03/mar	1
		3	35,0	29/jul	29/jul	1
		3	35,0	01/set	27/set	27
		4	35,0	05/mai	05/mai	1
		4	35,0	30/jul	30/jul	1
		4	35,0	10/set	13/set	4
Caconde	H	1	41,2	08/jul	10/jul	3
		2	39,2	14/mai	15/mai	2
Euclides da Cunha	H	1	27,2	19/fev	25/fev	7
		1	27,2	19/mar	23/mar	5
		1	27,2	15/set	16/set	2
		2	27,2	01/jan	11/fev	42
		2	27,2	19/mar	23/mar	5
		2	27,2	18/ago	19/ago	2
		3	27,2	12/fev	12/abr	60
		3	27,2	20/out	21/out	2
		4	27,2	19/fev	25/fev	7
		4	27,2	19/mar	23/mar	5
Ibitinga	H	1	43,8	01/abr	05/mai	35
		2	43,8	01/abr	01/abr	1
		3	43,8	01/abr	01/abr	1
Nova Avanhandava	H	1	115,8	16/set	18/set	3
		2	115,8	03/set	05/set	3
		3	115,8	10/mai	01/jun	23
Promissão	H	1	88,0	09/fev	13/fev	5
		1	88,0	27/abr	01/mai	5
		1	88,0	10/ago	14/ago	5
		1	88,0	10/nov	14/nov	5
		2	88,0	11/mai	01/jun	22
		3	88,0	08/abr	10/abr	3

CDSA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
C. Dourada	H	1	17,0	01/out	05/out	5
		2	17,0	26/mai	31/mai	6
		3	54,0	21/mai	25/mai	5
		4	54,0	01/mai	20/mai	20
		5	54,0	24/nov	29/nov	6
		6	84,0	18/nov	23/nov	6
		8	84,0	6/out	28/out	23
		9	105,0	1/nov	10/nov	10
		10	105,0	11/nov	18/nov	8

CEMAT

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Alto Paraguai	H	1	0,8	04/set	13/set	10
Casca II	H	1	0,72	07/mai	24/mai	18
		2	0,72	07/mai	09/mai	3
		2	0,72	24/mai	25/mai	2
Casca III	H	3	2,08	02/jun	28/jun	27
		1	3,9	06/out	08/out	3
		1	3,9	24/out	26/out	3
		2	4,0	06/out	08/out	3
		2	4,0	24/out	26/out	3
		3	4,0	06/out	25/out	20

CEMIG

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Camargos	H	1	23,0	22/abr	09/mai	18
		2	23,0	24/mar	11/abr	19
Emborcação	H	1	298,0	05/mai	18/jun	45
		2	298,0	22/set	03/out	12
		3	298,0	14/jul	25/jul	12
		4	298,0	17/fev	21/fev	5
Funil-Grande	H	1	60,0	16/mar	30/mar	15
		1	60,0	16/dez	30/dez	15
Guilman-Amorim	H	1	35,0	02/jun	27/jun	26
		2	35,0	30/jun	25/jul	26
		3	35,0	04/ago	29/ago	26
		4	35,0	01/set	26/set	26
Igarapava	H	1	42,0	05/mai	15/mai	11
		3	42,0	02/jun	10/jun	9
		4	42,0	01/jan	28/fev	59
Igarapé	O	1	131,0	01/fev	30/abr	89
Itutinga	H	2	12,5	24/mar	14/abr	22
Jaguara	H	2	106,0	01/jan	06/jan	6
		2	106,0	16/ago	31/ago	16
		3	106,0	01/fev	03/fev	3
		3	106,0	08/mar	10/mar	3
		3	106,0	19/abr	21/abr	3
		4	106,0	01/fev	03/fev	3
		4	106,0	08/mar	10/mar	3
		4	106,0	19/abr	21/abr	3
4	106,0	01/set	19/dez	110		
Miranda	H	1	136,0	23/jun	27/jun	5
		1	136,0	01/set	11/set	11
		2	136,0	18/mar	28/mar	11
		3	136,0	04/ago	14/ago	11
Nova Ponte	H	1	170,0	10/mar	14/mar	5
		2	170,0	07/abr	11/abr	5
		3	170,0	05/mai	09/mai	5
Sá Carvalho	H	1	15,0	05/mai	10/mai	6
		1	15,0	25/ago	29/ago	5
		2	15,0	05/mai	10/mai	6
		2	15,0	25/ago	29/ago	5
		3	18,0	05/mai	10/mai	6
		3	18,0	01/jun	27/ago	88
		4	30,0	05/mai	10/mai	6
		4	30,0	14/out	18/out	5
Salto Grande	H	1	27,0	04/ago	19/set	47
		2	27,0	04/ago	19/set	47
		3	24,0	22/abr	30/mai	39
		4	24,0	22/abr	30/mai	39
São Simão	H	1	285,0	07/jan	08/jan	2
		1	285,0	17/mar	11/abr	26
		2	285,0	27/jan	31/jan	5
		5	285,0	13/jan	17/jan	5
		5	285,0	20/out	31/out	12
		6	285,0	24/nov	19/dez	26
Três Marias	H	1	66,0	10/mar	29/mar	20
		3	66,0	01/mar	31/mai	92
		4	66,0	17/fev	22/fev	6
		6	66,0	01/dez	31/dez	31

CESP-Paraná

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Ilha Solteira	H	1	176,0	03/fev	04/ago	183
		2	176,0	13/jan	17/jan	5
		2	176,0	18/ago	31/dez	136
		3	176,0	03/fev	07/fev	5
		4	176,0	10/fev	14/fev	5
		4	176,0	11/nov	31/dez	51
		5	170,0	17/fev	21/fev	5
		5	170,0	05/nov	20/nov	16
		6	170,0	24/fev	28/fev	5
		7	170,0	03/mar	07/mar	5
		7	170,0	21/out	04/nov	15
		8	170,0	10/mar	14/mar	5
		8	170,0	06/out	20/out	15
		9	170,0	17/mar	21/mar	5
		10	170,0	22/abr	25/jul	95
		11	174,0	24/mar	28/mar	5
		12	170,0	31/mar	04/abr	5
		13	174,0	07/abr	11/abr	5
		14	170,0	14/abr	18/abr	5
		15	170,0	21/abr	25/abr	5
16	174,0	06/jan	11/abr	96		
17	170,0	05/mai	09/mai	5		
18	170,0	12/mai	16/mai	5		
19	174,0	19/mai	23/mai	5		
20	174,0	26/mai	30/mai	5		
Jaguari	H	1	13,8	12/mai	16/mai	5
		1	13,8	20/out	17/dez	59
		2	13,8	10/mar	17/abr	39
Jupiá	H	1	110,8	03/fev	07/fev	5
		2	110,8	24/fev	28/fev	5
		3	110,8	03/mar	05/mai	64
		4	110,8	01/jan	04/fev	35
		5	110,8	02/jun	13/jun	12
		6	110,8	31/mar	04/abr	5
		6	110,8	11/ago	31/dez	143
		7	110,8	10/fev	21/fev	12
		8	110,8	14/abr	18/abr	5
		9	110,8	05/mai	09/mai	5
		10	110,8	26/mai	30/mai	5
		11	110,8	12/mai	23/mai	12
		12	110,8	23/jun	27/jun	5
		13	110,8	02/jun	04/ago	64
14	110,8	17/mar	21/mar	5		
Paraibuna	H	1	42,5	03/fev	20/fev	18
		2	42,5	24/fev	28/fev	5
Porto Primavera	H	1	110,0	30/jun	04/jul	5
		1	110,0	06/out	17/out	12
		2	110,0	14/abr	18/abr	5
		3	110,0	28/abr	02/mai	5
		4	110,0	02/jun	04/jun	3
		5	110,0	16/jun	20/jun	5
		5	110,0	01/set	03/set	3
		6	110,0	23/jun	27/jun	5
		6	110,0	03/nov	05/nov	3
		7	110,0	21/abr	25/abr	5
		8	110,0	09/jun	13/jun	5
		9	110,0	20/jan	11/fev	23
		9	110,0	08/dez	10/dez	3
		10	110,0	17/fev	11/mar	23
11	110,0	17/mar	08/abr	23		
12	110,0	05/mai	27/mai	23		
13	110,0	06/jan	14/jan	9		
14	110,0	16/jun	19/ago	65		
14	110,0	10/nov	18/nov	9		
Três Irmãos	H	1	161,5	02/jun	06/jun	5
		1	161,5	11/ago	10/out	61
		2	161,5	09/jun	13/jun	5
		3	161,5	16/jun	20/jun	5
		4	161,5	23/jun	27/jun	5
5	161,5	30/jun	04/jul	5		

	USINA						
	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
Cia. Energética Sta. Clara	H	1	20,0	01/jun	10/jun	10	
		2	20,0	11/jun	20/jun	10	
		3	20,0	21/jun	30/jun	10	
<hr/>							
CONSÓRCIO CANDONGA	USINA						
	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
	H	1	46,6	14/dez	21/dez	8	
<hr/>							
CONSÓRCIO JAURU	USINA						
	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
	H	1	39,3	01/mai	05/mai	5	
		2	39,3	06/mai	10/mai	5	
		3	39,4	11/mai	15/mai	5	
<hr/>							
CONSÓRCIO PORTO ESTRELA	USINA						
	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
	H	1	56,0	01/abr	15/abr	15	
		1	56,0	16/abr	20/abr	5	
<hr/>							
CPFL	USINA						
	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
	Americana	H	1	11,2	04/mai	08/mai	5
			2	11,2	11/mai	15/mai	5
			3	11,2	18/mai	22/mai	5
	Capão Preto	H	1	1,76	20/jul	24/jul	5
			2	1,76	27/jul	31/jul	5
			3	2,0	03/ago	07/ago	5
	Carioba	O	1	18,0	01/abr	31/mai	61
	Chibarro	H	1	0,95	29/jun	03/jul	5
			2	0,85	06/jul	10/jul	5
	Jaguari	H	1	4,1	01/jun	05/jun	5
			2	4,1	08/jun	12/jun	5
			3	6,2	15/jun	19/jun	5
	Pinhal	H	1	3,5	17/ago	21/ago	5
		2	3,5	24/ago	28/ago	5	
<hr/>							
DUKE ENERGY	USINA						
	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
	A. A. Laydner	H	1	48,9	16/mar	31/dez	291
	Canoas I	H	1	27,5	04/fev	11/fev	8
			1	27,5	17/ago	17/ago	1
			2	27,5	12/fev	19/fev	8
			2	27,5	17/ago	17/ago	1
			3	27,5	24/fev	28/fev	5
			3	27,5	17/ago	17/ago	1
	Canoas II	H	1	24,0	09/jun	10/jun	2
			1	24,0	10/ago	10/ago	1
			2	24,0	27/jan	03/fev	8
			2	24,0	10/ago	10/ago	1
			3	24,0	11/jun	12/jun	1
			3	24,0	10/ago	10/ago	1
	Capivara	H	1	160	26/out	26/out	1
			2	160	23/fev	28/fev	6
			2	160	26/out	26/out	1
			3	160	21/abr	31/dez	255
			4	160	26/out	26/out	1
	Chavantes	H	1	103,5	03/fev	21/fev	19
			2	103,5	06/out	08/out	3
			3	103,5	08/set	10/set	3
		4	103,5	07/abr	09/abr	3	
L. N. Garcez	H	1	18,0	05/mai	16/mai	14	
		2	18,0	01/jan	03/abr	93	
		3	18,0	25/mai	31/dez	221	
Rosana	H	1	93,0	10/fev	24/fev	15	
		2	93,0	23/jun	07/jul	15	
		3	93,0	01/ago	01/ago	1	
		4	93,0	05/mai	19/mai	15	
Taquaruçu	H	4	110,8	01/jan	07/fev	38	
		4	110,8	01/dez	03/dez	3	
		5	110,8	01/set	30/set	30	

EL PASO

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Macaé Merchant	G	1	45,0	01/mar	04/mar	4
		1	45,0	18/out	18/out	1
		2	45,0	01/mar	04/mar	4
		2	45,0	18/out	18/out	1
		3	45,0	01/mar	04/mar	4
		4	45,0	01/mar	04/mar	4
		5	45,0	01/fev	04/fev	4
		5	45,0	18/ago	18/ago	1
		6	45,0	01/fev	04/fev	4
		6	45,0	18/ago	18/ago	1
		7	45,0	01/fev	04/fev	4
		7	45,0	18/ago	18/ago	1
		8	45,0	01/mar	04/mar	4
		8	45,0	18/ago	18/ago	1
		9	45,0	01/mai	04/mai	4
		9	45,0	18/out	18/out	1
		10	45,0	01/mai	04/mai	4
		10	45,0	18/ago	18/ago	1
		11	45,0	01/mai	04/mai	4
		12	45,0	01/mai	04/mai	4
12	45,0	18/ago	18/ago	1		
13	45,0	01/abr	04/abr	4		
13	45,0	16/ago	16/ago	1		
13	45,0	17/ago	17/ago	1		
14	45,0	01/abr	04/abr	4		
14	45,0	18/ago	18/ago	1		
15	45,0	01/abr	04/abr	4		
15	45,0	18/set	18/set	1		
16	45,0	01/abr	04/abr	4		
17	45,0	01/ago	04/ago	4		
18	45,0	01/ago	04/ago	4		
19	45,0	01/ago	04/ago	4		
20	45,0	01/ago	04/ago	4		

ELETRONUCLEAR

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Angra I	N	1	657,0	06/set	29/out	54
Angra II	N	1	1350,0	15/abr	14/mai	30

EMAE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Henry Borden	H	3	65,0	28/abr	01/ago	96
		7	65,0	18/ago	14/nov	89
Piratininga 1 e 2	G	1	100,0	13/jul	27/out	107
		2	100,0	09/nov	31/dez	53
Piratininga 3 e 4	O	3	136,0	01/fev	30/jun	150
		4	136,0	01/abr	31/jul	122
Porto Góes	H	1	5,5	01/jan	14/mai	134
		2	5,5	01/jan	14/mai	134
Rasgão	H	1	11,0	06/ago	25/nov	112
		2	11,0	15/mai	12/set	121

EPE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Cuiabá	G	1	150,0	17/abr	22/abr	6
		1	150,0	11/mai	30/mai	20
		1	150,0	09/nov	28/nov	20
		2	150,0	30/mar	10/mai	42
		2	150,0	19/out	07/nov	20
		3	90,0	30/mar	17/abr	19
		3	180,0	17/abr	22/abr	6
		3	90,0	23/abr	30/mai	38
		3	90,0	19/out	07/nov	20
		3	90,0	09/nov	28/nov	20

ECELISA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Fruteiras	H	1	3,95	05/mai	10/mai	6
		2	3,95	12/mai	17/mai	6
Jucu	H	1	2,20	04/ago	08/ago	5
		2	2,20	11/ago	15/ago	5
Mascarenhas	H	1	45,00	01/jul	12/jul	12
		2	45,0	13/jul	24/jul	12
		3	41,0	21/set	30/set	10
Rio Bonito	H	1	5,2	02/out	06/out	5
		2	4,5	09/out	13/out	5
		3	4,1	16/out	20/out	5
Suiça	H	1	15,3	01/jun	08/jun	8
		2	15,3	09/jun	30/jun	22

FURNAS

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS		
Corumbá I	H	1	125,0	22/abr	29/abr	8		
		2	125,0	06/mai	13/mai	8		
		3	125,0	22/mai	29/mai	8		
Estreito	H	1	184,0	04/ago	12/ago	9		
		3	184,0	17/fev	26/fev	10		
		6	184,0	05/mai	14/mai	10		
Funil	H	1	74,0	04/mar	31/dez	303		
		2	74,0	07/jun	31/dez	208		
		3	74,0	08/set	18/out	41		
Furnas	H	1	164,0	16/jun	25/jun	10		
		2	164,0	07/abr	14/abr	8		
		8	164,0	01/set	03/out	33		
Itumbiara	H	3	380,0	09/jun	11/jul	33		
		5	380,0	06/out	14/nov	40		
		6	380,0	06/mar	13/mar	8		
Marimbondo	H	1	186,0	16/mar	25/abr	41		
		3	186,0	15/set	31/out	47		
M. de Moraes	H	1	38,0	10/mar	14/mar	5		
		2	38,0	28/jul	01/ago	5		
		3	45,0	02/jun	06/jul	35		
		4	45,0	14/abr	18/mai	35		
		7	51,0	01/jan	09/abr	99		
		8	51,0	10/abr	09/out	183		
		9	54,0	10/out	09/dez	61		
		10	54,0	10/dez	31/dez	22		
		Porto Colômbia	H	2	82,0	16/jun	25/jul	40
		R. Silveira	G	1	16,0	01/set	25/set	25
2	16,0			01/out	25/out	25		
Santa Cruz	O	1	84,0	01/abr	30/abr	30		
		1	84,0	01/set	31/dez	122		
		2	84,0	01/mai	30/mai	30		
		3	220,0	01/out	30/out	30		
Serra da Mesa	H	4	220,0	01/nov	15/nov	15		
		1	425,0	15/fev	09/mar	23		
		2	425,0	15/mar	06/abr	23		
		3	425,0	26/abr	18/mai	23		

GRUPO REDE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Lajeado	H	3	180,5	15/mai	14/jun	31
		4	180,5	15/jun	14/jul	30
Rosal	H	1	27,5	15/jun	14/jul	30
		2	27,5	15/jul	14/ago	31

IBIRITERMO

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Ibiritermo	G	1	150,0	22/mar	09/abr	19
		1	150,0	09/jun	19/jun	11

LIGHT

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Fontes	H	A	44,0	01/set	20/set	20
		B	44,0	22/set	11/out	20
		C	44,0	13/out	01/nov	20
Ilha dos Pombos	H	1	27,0	05/mai	11/mai	7
		1	27,0	13/out	19/out	7
		2	27,0	02/jun	08/jun	7
		2	27,0	20/out	26/out	7
		3	32,0	01/abr	30/jun	91
		3	32,0	06/out	12/out	7
		4	48,0	01/jul	30/nov	153
		5	49,0	07/abr	13/abr	7
Nilo Peçanha	H	5	49,0	08/set	14/set	7
		11	48,0	22/ago	28/ago	7
		12	48,0	15/ago	21/ago	7
		13	71,0	08/ago	14/ago	7
		14	71,0	01/ago	07/ago	7
		15	71,0	02/abr	31/mai	60
Pereira Passos	H	16	71,0	01/jun	30/jul	60
		1	50,0	01/jun	20/jun	20
Santa Branca	H	2	50,0	23/jun	12/jul	20
		1	29,0	03/jun	12/jun	10
		2	29,0	17/jun	26/jun	10

SFE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Eletrobolt	G	1	47,0	01/mar	03/mar	3
		1	47,0	01/set	03/set	3
		2	47,0	01/jan	08/fev	39
		2	47,0	01/jul	03/jul	3
		3	47,0	01/mar	03/mar	3
		3	47,0	01/set	03/set	3
		4	47,0	01/abr	03/abr	3
		4	47,0	01/set	03/set	3
		5	47,0	01/mar	03/mar	3
		5	47,0	01/ago	03/ago	3
		6	47,0	01/mar	03/mar	3
		6	47,0	01/ago	03/ago	3
		7	47,0	01/abr	03/abr	3
		7	47,0	01/out	03/out	3
		8	47,0	01/mar	03/mar	3
		8	47,0	01/set	03/set	3

Sobragi

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Sobragi	H	1	20,0	25/mar	25/mar	1
		1	20,0	10/jun	10/jun	1
		1	20,0	22/jun	22/jun	1
		1	20,0	23/set	23/set	1
		2	20,0	01/abr	01/abr	1
		2	20,0	20/mai	21/mai	2
		2	20,0	17/jun	17/jun	1
		2	20,0	08/jul	08/jul	1
		2	20,0	07/out	07/out	1
		3	20,0	08/abr	08/abr	1
		3	20,0	06/mai	06/mai	1
		3	20,0	24/jun	24/jun	1
		3	20,0	15/jul	15/jul	1
		3	20,0	14/out	14/out	1

TRACTEBEL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Cana Brava	H	1	157,2	15/mar	26/mar	10
		2	157,2	18/jan	25/jan	8
		2	157,2	14/jun	25/jun	12
		3	157,2	15/fev	22/fev	8
		3	157,2	26/jul	06/ago	12

UTE JUIZ DE FORA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Juiz de Fora	G	1	43,5	01/jul	01/jul	1
		2	43,5	01/jul	01/jul	1

CIEN

INTERLIGAÇÃO	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Argentina II	G	A	400,0	01/jul	07/jul	7
		B	200,0	01/jul	05/jul	5
		C	400,0	01/jul	05/jul	5
		D	100,0	01/jul	05/jul	5

COPEL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Figueira	C	1	10,0	05/mai	26/mai	22
		2	10,0	05/mai	26/mai	22
G. B. Munhoz	H	1	419,0	08/set	10/out	33
		3	419,0	10/mar	10/abr	32
		3	419,0	11/ago	19/ago	9
		4	419,0	09/jun	04/jul	26
G. P. Souza	H	1	65,0	08/jan	09/jan	2
		1	65,0	08/abr	11/abr	4
		1	65,0	07/out	08/out	2
		2	65,0	14/jan	15/jan	2
		2	65,0	22/abr	25/abr	4
		2	65,0	14/out	15/out	2
		3	65,0	27/mai	28/mai	2
		3	65,0	26/ago	27/ago	2
		4	65,0	11/fev	12/fev	2
		4	65,0	13/mai	16/mai	4
Guaricana	H	3	18,0	08/abr	02/mai	25
		3	18,0	22/set	25/set	4
Salto Caxias	H	1	310,0	07/abr	11/abr	5
		2	310,0	12/mai	16/mai	5
		3	310,0	04/ago	19/ago	16
		4	310,0	09/fev	14/fev	6
Segredo	H	1	315,0	28/abr	09/mai	12
		1	315,0	24/nov	17/dez	24
		4	315,0	27/out	21/nov	26

**FURNAS/
TRACTEBEL**

INTERLIGAÇÃO	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Argentina I	G	1	1018,0	01/jul	07/jul	7

TRACTEBEL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Charqueadas	C	1	18,0	19/out	28/out	10
		2	18,0	01/nov	11/nov	11
		3	18,0	06/out	07/dez	63
		4	18,0	16/nov	25/nov	10
Itá	H	1	290,0	23/jun	27/jun	5
		2	290,0	18/ago	22/ago	5
		3	290,0	06/out	10/out	5
		4	290,0	17/nov	21/nov	5
		5	290,0	10/mar	16/mar	7
J. Lacerda A	C	1	50,0	03/mar	16/abr	45
		2	50,0	05/mai	13/jul	70
		3	66,0	03/nov	12/nov	10
		4	66,0	06/fev	15/fev	10
		4	66,0	05/ago	18/out	75
J. Lacerda B	C	1	131,0	01/dez	10/dez	10
J. Lacerda C	C	1	363,0	01/jan	14/jan	14
		1	363,0	20/out	29/out	10
Machadinho	H	1	380,0	01/dez	07/dez	7
		2	380,0	13/jan	26/jan	14
		2	380,0	31/mar	06/abr	7
		3	380,0	03/fev	16/fev	14
		3	380,0	07/jul	13/jul	7
Passo Fundo	H	1	113,0	24/mar	30/mar	7
		2	113,0	05/mai	11/mai	7
Salto Osório	H	1	182,0	03/nov	07/nov	5
		2	182,0	02/jun	06/jun	5
		3	182,0	26/mai	30/mai	5
		4	182,0	16/jun	20/jun	5
		5	175,0	20/out	24/out	5
		6	175,0	15/set	19/set	5
Salto Santiago	H	1	355,0	13/out	16/out	4
		2	355,0	26/nov	29/nov	4

CHESF

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Boa Esperança	H	1	49,0	07/abr	12/abr	6
		2	49,0	19/mai	26/mai	8
		2	49,0	06/out	20/nov	46
		3	63,5	28/mai	02/jun	6
Itaparica	H	4	63,5	21/abr	26/abr	6
		1	250,0	07/abr	16/abr	10
		1	250,0	08/set	09/set	2
		2	250,0	19/mai	28/mai	10
		2	250,0	27/out	11/dez	46
		3	250,0	12/mai	26/jun	46
P. Afonso I	H	4	250,0	18/abr	27/abr	10
		5	250,0	30/jun	14/ago	46
		6	250,0	29/abr	08/mai	10
		1	60,0	07/abr	12/abr	6
		2	60,0	14/abr	19/abr	6
		3	60,0	21/abr	26/abr	6
P. Afonso II	H	1	70,0	19/mai	28/jun	41
		2	70,0	01/abr	06/abr	6
		2	70,0	29/dez	31/dez	3
		3	75,0	07/abr	12/abr	6
		3	75,0	24/nov	16/dez	23
		4	76,0	14/abr	19/abr	6
P. Afonso III	H	4	76,0	10/nov	08/dez	29
		5	76,0	21/abr	26/abr	6
		6	76,0	28/abr	03/mai	6
		1	200,0	01/abr	10/abr	10
		1	200,0	25/abr	04/mai	10
		2	200,0	07/abr	03/out	180
P. Afonso IV	H	3	200,0	14/abr	23/abr	10
		1	410,0	05/mai	14/mai	10
		2	410,0	16/mai	25/mai	10
		3	410,0	26/mai	04/jun	10
Moxotó	H	4	410,0	06/jun	15/jun	10
		5	410,0	17/jun	26/jun	10
		6	410,0	26/jun	05/jul	10
		1	100,0	01/jan	29/mai	149
		2	100,0	21/abr	26/abr	6
		3	100,0	21/abr	26/mai	36
Sobradinho	H	4	100,0	01/jul	31/dez	184
		4	175,0	17/mar	15/abr	30
		5	175,0	28/abr	27/mai	30
Xingó	H	6	175,0	16/jun	15/jul	30
		1	500,0	07/abr	16/abr	10
		2	500,0	12/mai	02/jun	22
		3	500,0	18/abr	27/abr	10
		4	500,0	28/abr	07/mai	10
		5	500,0	04/jun	13/jun	10

CELPA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Curuá-Una	H	1	10,0	01/set	15/out	45
		2	10,0	01/dez	30/dez	30
		3	10,0	17/out	30/nov	45

ELETRONORTE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Tucuruí	H	1	350,0	04/ago	24/ago	21
		2	350,0	01/set	21/set	21
		3	350,0	02/jun	22/jun	21
		4	350,0	30/jun	20/jul	21
		5	350,0	31/mar	20/abr	21
		6	350,0	28/abr	18/mai	21
		9	350,0	02/fev	23/fev	22
		10	350,0	03/mar	23/mar	21
		GA1	20,0	29/set	25/out	27
		GA2	20,0	03/nov	24/nov	22

Potência Máxima Indisponível – MW

	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte
Janeiro	1.237	1.005	99	0
Fevereiro	2.553	801	99	311
Março	2.810	837	274	317
Abril	4.176	833	1.650	320
Mai	5.135	483	2.104	321
Junho	3.577	799	1.605	320
Julho	2.744	467	1.135	317
Agosto	2.073	1.205	549	311
Setembro	3.330	853	547	314
Outubro	3.873	1.305	396	25
Novembro	2.812	771	498	25
Dezembro	1.841	671	498	8

Anexo IX Classes Térmicas e Custos de Operação

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
ANGRA 1	NUCLEAR	SE	8,50
ANGRA 2	NUCLEAR	SE	8,50
CUIABÁ	GÁS	SE	10,23
P. MÉDICI	CARVÃO	S	39,32
J. LACERDA C	CARVÃO	S	56,74
ARGENTINA I	Interligação	S	59,46
J. LACERDA B	CARVÃO	S	69,74
CHARQUEADAS	CARVÃO	S	71,85
FAFEN	GÁS	NE	72,00
J. LACERDA A	CARVÃO	S	73,14
ARGENTINA 2 ^A	Interligação	S	73,80
ARGENTINA 2B	Interligação	S	73,80
ARGENTINA 2C	Interligação	S	73,80
COCAL	BAGAÇO	SE	75,00
URUGUAIANA	GÁS	S	77,00
ARGENTINA IB	Interligação	S	90,00
ARGENTINA 2D	Interligação	S	90,00
IBIRITERMO	GÁS	SE	95,04
JUIZ DE FORA	GÁS	SE	95,36
MACAÉ MERCHANT	GÁS	SE	97,15
ELETROBOLT	GÁS	SE	100,40
R. SILVEIRA	GÁS	SE	102,04
PIE-RP	BIOMASSA	SE	105,00
SÃO JERÔNIMO	CARVÃO	S	106,30
FIGUEIRA	CARVÃO	S	113,63
TERMOCEARÁ	GÁS	NE	114,63
PIRATININGA 1 e 2	GÁS	SE	118,87
PIRATININGA 3 e 4	ÓLEO	SE	120,81
ARACRUZ	ÓLEO	SE	134,76
DESTILARIA J.B.	BAGAÇO	NE	138,79
GIASA	BAGAÇO	NE	138,79
ARJONA 45	GÁS	SE	142,04
WILLIAN ARJONA	GÁS	SE	153,31
IGARAPÉ	ÓLEO	SE	163,54
SANTA CRUZ	ÓLEO	SE	171,56
NUTEPA	ÓLEO	S	193,72
BREITENER	DIESEL	NE	202,72
TERMOCABO	GÁS	NE	204,10
PETROLINA	DIESEL	NE	215,36
BAHIA I	DIESEL	NE	215,86
ITAENGA	DIESEL	NE	217,76
ALEGRETE	ÓLEO	S	249,49
CARIOBA	ÓLEO	SE	258,54
NORDESTE GENERATION	ÓLEO	NE	263,90
TERMELÉTRICA POTIGUAR	DIESEL	NE	333,48
CABO	DIESEL	NE	341,59
IPOJUCA	DIESEL	NE	341,59
PORTO	DIESEL	NE	341,59

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
Prazeres	DIESEL	NE	341,59
RIO FORMOSO	DIESEL	NE	341,59
SUAPE	DIESEL	NE	341,59
JAGUARARI	DIESEL	NE	348,64
ALTOS	DIESEL	NE	356,14
CAMPO MAIOR	DIESEL	NE	356,14
MARAMBAIA	DIESEL	NE	356,14
NAZÁRIA	DIESEL	NE	356,14
RIO LARGO BRASYMPE	DIESEL	NE	366,56
PARNAMIRIM	DIESEL	NE	366,97
JARDIM BRASYMPE	DIESEL	NE	369,11
MARITUBA	DIESEL	NE	370,53
PERI PERI	DIESEL	NE	370,53
POLO	DIESEL	NE	370,53
XAVANTES	DIESEL	SE	377,90
CARRAPICHO	DIESEL	NE	378,86
CAUCAIA	DIESEL	NE	380,97
ENGUIA PECEM	DIESEL	NE	381,70
AQUIRAZ	DIESEL	NE	382,80
CAGECE	DIESEL	NE	382,80
COLUNA	DIESEL	NE	382,80
DIST. IND. I	DIESEL	NE	382,80
DIST. IND. II	DIESEL	NE	382,80
JABOTI	DIESEL	NE	382,80
MARANGUAPE	DIESEL	NE	382,80
PACAJUS	DIESEL	NE	382,80
PARAIPABA	DIESEL	NE	382,80
BATURITÉ	DIESEL	NE	383,42
TUBARÃO	DIESEL	SE	388,07
ARACATI	DIESEL	NE	388,13
PONTA DE UBU	DIESEL	SE	388,25
LAGARTO	DIESEL	NE	388,81
CRATO	DIESEL	NE	391,39
JUAZEIRO DO NORTE	DIESEL	NE	391,39
UTE BRASÍLIA	ÓLEO	SE	392,70
DAIA	ÓLEO	SE	394,23
IGUATU	DIESEL	NE	398,16
CARAPINA BRASYMPE	DIESEL	SE	398,38
CIVIT BRASYMPE	DIESEL	SE	398,38
SETE LAGOAS	DIESEL	SE	399,01
CANOAS	GÁS	S	(*)
CELPAV IV	GÁS	SE	(*)
EQUIPAV	BAGAÇO	SE	(***)
TRÊS LAGOAS	GÁS	SE	(*)

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

(***) Não declarado pelo Agente. Utilizado custo padrão de geração para térmicas com bagaço de cana = 197,28 R\$/MWh.

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

Usinas que entrarão em operação no período entre fevereiro e dezembro/2003:

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
NORTE FLUMINENSE	GÁS	SE	53,79
SANTA CRUZ NOVA	GÁS	SE	54,36
ARAUCÁRIA	GÁS	S	65,38
CAMAÇARI G	GÁS	NE	89,70
NOVA PIRATININGA	GÁS	SE	116,88
COINBRA CRESCIUMAL	BAGAÇO	SE	(***)
CORN MOGI	GÁS	SE	(*)
FORTALEZA	GÁS	NE	(**)
TERMOBAHIA	GÁS	NE	(**)
TERMORIO	GÁS	SE	(*)
VALE DO ROSÁRIO	BAGAÇO	SE	(***)

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

(**) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizados o valor 32,87 R\$/MWh, informado pela ELETROBRÁS para NE, em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

(***) Não declarado pelo Agente. Utilizado custo padrão de geração para térmicas com bagaço de cana = 197,28 R\$/MWh.

Outras usinas que entrarão em operação a partir de 2004:

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
TERMOAÇÚ	GÁS	NE	60,00
TERMOPERNAMBUCO	GÁS	NE	(**)

(**) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizados o valor 32,87 R\$/MWh, informado pela ELETROBRÁS para NE, em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

Anexo X Disponibilidade de Itaipu

POTÊNCIA CONTRATADA PARA O SIN (MW)					
	2003	2004	2005	2006	2007
JAN	10.387	9.983	11.300	11.267	11.232
FEV	10.387	9.967	11.283	11.249	11.214
MAR	10.387	10.268	11.280	11.246	11.210
ABR	10.387	10.674	11.317	11.284	11.250
MAI	10.387	10.797	11.445	11.418	11.389
JUN	10.387	11.091	11.399	11.370	11.339
JUL	10.387	11.399	11.370	11.339	11.307
AGO	10.387	11.385	11.355	11.324	11.292
SET	10.387	11.362	11.331	11.298	11.265
OUT	10.387	11.345	11.314	11.281	11.247
NOV	10.387	11.359	11.328	11.296	11.262
DEZ	10.387	11.313	11.280	11.246	11.210

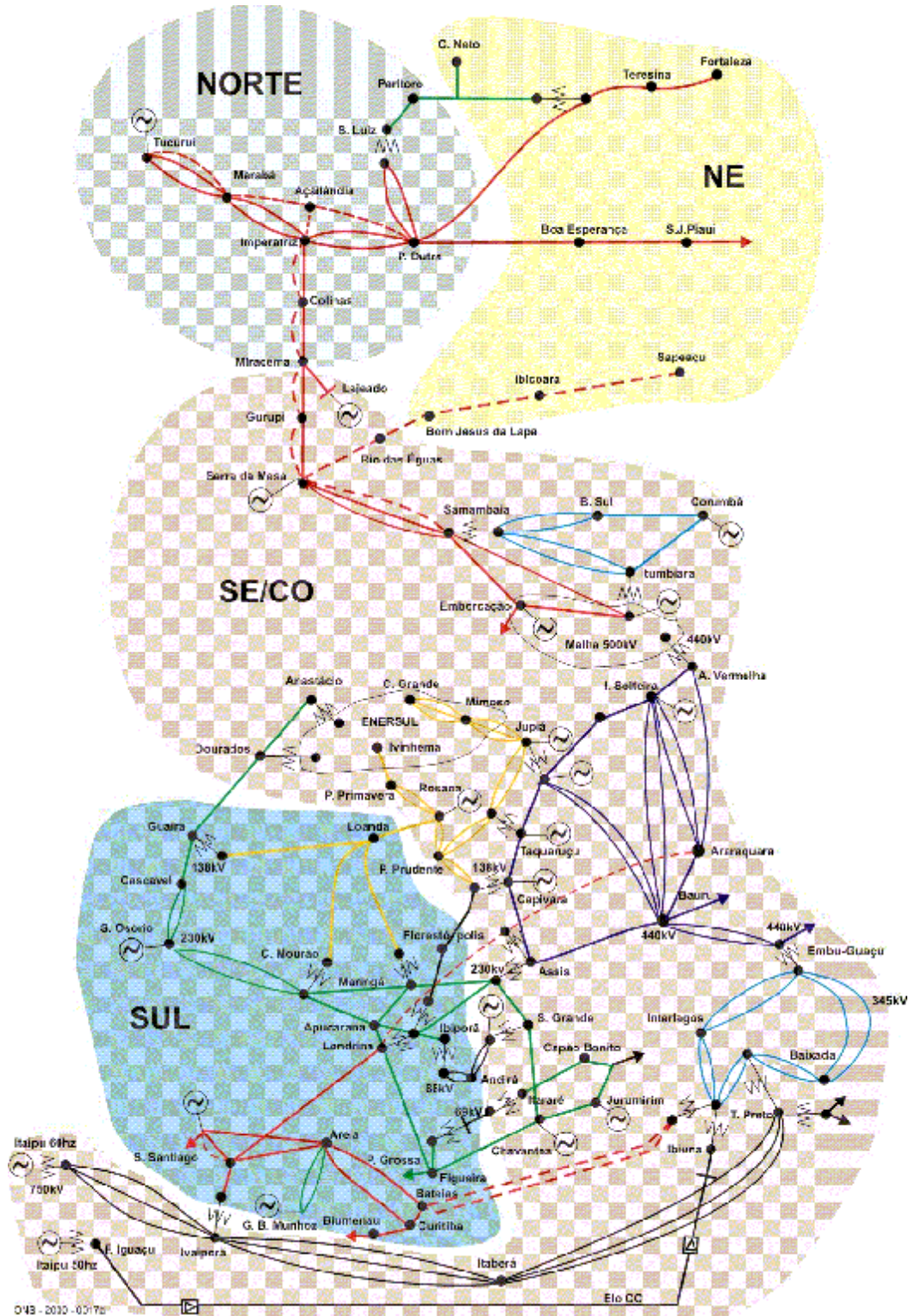
ENERGIA VINCULADA À POTÊNCIA CONTRATADA (MWmed)					
	2003	2004	2005	2006	2007
JAN	8.263	7.942	7.986	7.963	7.938
FEV	8.263	7.929	7.974	7.950	7.925
MAR	8.263	7.943	7.972	7.948	7.923
ABR	8.263	7.990	7.998	7.975	7.951
MAI	8.263	8.082	8.089	8.069	8.049
JUN	8.263	8.063	8.056	8.035	8.014
JUL	8.263	8.056	8.036	8.014	7.991
AGO	8.263	8.046	8.025	8.003	7.980
SET	8.263	8.030	8.008	7.985	7.961
OUT	8.263	8.018	7.996	7.973	7.948
NOV	8.263	8.028	8.006	7.983	7.960
DEZ	8.263	7.995	7.972	8.048	7.923

Os suprimentos de potência e de energia da Itaipu Binacional para a ANDE e os montantes de consumo próprio podem ser encontrados no Anexo XIII – Carga Própria de Energia e Demanda.

Anexo XI Sistema de Transmissão – Principais Obras

Interligação Sul / Sudeste	
3º transformador 765/500 kV –1650 MVA de Tijuco Preto	a partir de dez/2002
LT Bateias – Ibiúna 500 kV C1 e C2 e compensação série	a partir de abr/2003
1º e 2º transformadores 500/345kV - 750MVA em Ibiúna	a partir de abr/2003
Reconversão para 500 kV da LT Ibiúna - Campinas atual /operando em 345 kV	a partir de abr/2003
1º ATR de Assis 500/440kV - 2x750MVA	a partir de jan/2005
2º ATR de Campinas 500/345kV - 560MVA	a partir de jan/2005
LT 500kV Cascavel do Oeste - Ivaiporã	a partir de jan/2005
LT 500kV Londrina/Assis/Araraquara 4x795	a partir de jan/2005
LT 500kV Machadinho - Campos Novos C2	a partir de jan/2005
LT 500kV Salto Santiago - Ivaiporã C2	a partir de jan/2005
LT 500kV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista II	a partir de jan/2005
3º ATR de Ivaiporã 765/525kV - 1650MVA	a partir de jan/2006
LT 500kV Ivaiporã/Londrina 525kV C2	a partir de jan/2006
Interligação Norte / Nordeste	
LT 230 kV P.Dutra - Peritoró	a partir de dez/2002
3º circuito Tucuruí/Marabá/Açailândia/PDD 500 kV	a partir de jan/2003
LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II + ATR de TRS 500/230 kV – 300 MVA de Teresina II	a partir de abr/2003
Conclusão da conversão 500 kV dos circ 230 kV entre MIL - BAN - FTZ	a partir de out/2003
1º ATR de Sobral 500/230kV - 600MVA	a partir de jan/2005
4º circuito Tucuruí - Marabá - Açailândia 500 kV	a partir de jan/2005
CE S.Luis II 230kV (-70/150 MVAR)	a partir de jan/2005
Compensação série 70% na LT 500 kV Boa Esperança - São João do Piauí	a partir de jan/2005
Compensação série 70% na LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho	a partir de jan/2005
LT 500kV Teresina - Sobral - Fortaleza C2	a partir de jan/2005
Interligação Norte / Sul	
LT 500 kV Samambaia - Emborcação	a partir de dez/2002
LT 500 kV Samambaia - Itumbiara	a partir de dez/2002
LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia III	a partir de abr/2003
1º Etapa da Norte - Sul II (LT 500kV Serra da Mesa - Miracema - circuito 2)	a partir de out/2003
2º Etapa da Norte/Sul II (LT 500kV Miracema/Imperatriz - circuito 2)	a partir de fev/2004
LT 500 kV Itumbiara - Marimbondo	a partir de fev/2004
Interligação Sudeste / Nordeste	
Interligação Sudeste – Nordeste I	a partir de mar/2003

Anexo XII Limites de Intercâmbio



Limites de Intercâmbio recomendados com Enersul no Sudeste – 2003-2004

PERÍODO	CARGA	Sà N (F MI-CO) (MW)	Nà S (FMI-GU) (MW)	Nà NE (FNE) (MW)	Exportação SEà NNE (F SE-NNE) (MW)	SEà NE (F SE-NE) (MW)	Export. Norte (MW)	Recebimento do Nordeste RNE (MW)	Export. do Nordeste (MW)	Recebimento do Norte (MW)	Recebimento do Sudeste (MW)	Export. do Sul (MW)	Recebimento do Sul (MW)
Jan/03 a Fev/03	P M L	1200	1200	1000	1200	----	1355	1000	0	900 800 1000	6700 6700 6000	2800	3000 3000 2800
Mar/03	P M L	1200	1200	1000	1500 1500 1200	800 0	1355	1700 1700 1600	0	900 800 1000	6700 6700 6000	2800	3000 3000 2800
Abr/03 a Jun/03	P M L	1200	1200	1200 1200 1100	1500 1500 1200	800 0	1355	1900 1900 1800	0	900 800 1000	6100 6100 4500	4000 4000 3500	4000 4000 3000
Jul/03 a Set/03	P M L	1200	1200	1200 1200 1100	1500 1500 1200	800 0	1656	2000 2000 1900	0	900 800 1000	8500 8400 7800	4000 4000 3500	4000 4000 3000
Out/03 A Nov/03	P M L	1200	1600 1600 1500	1400 1500 1400	1500 1500 1200	900 0	2000	2100 2100 2000	340	1200	8500 8400 7800	4000 4000 3500	4000 4000 3000
Dez/03 a Jan/04	P M L	1200	2000	1400 1500 1400	1500 1500 1200	900 0	2000	2100 2100 2000	340	1200	6100 6100 4500	3000 1000 3500	4000 4000 3000
Fev/04	P M L	2200	2500	1500 1500 1400	3000	900	3100 3300 3500	2300 2200 2000	340	1200	8500 7200 5500	3000 1000 3500	4000 4000 3000
Mar/04 a Jun/04	P M L	2200	2500	1500 1500 1400	3000	900	3100 3300 3500	2300 2200 2000	340	1200	9500 9500 5500	4300 4800 4600	5000 5000 3000
Jul/04 a Nov/04	P M L	2200	2500 2500 0	1500 1500 1400	3000	900	3100 3300 3500	2300 2200 2000	340	1200	9500 9500 9400	4300 4800 4600	5000 5000 3000
Dez/04	P M L	2200	2500	1500 1500 1400	3000	900	3100 3300 3500	2300 2200 2000	340	1200	9500 9500 5500	4300 4800 4600	5000 5000 3000

F MI-CO --> Fluxo de Miracema para Colinas; F SE-NNE --> Fluxo S.Mesa para Correntina + Fluxo Miracema para Colinas; F MI-GU --> Fluxo de Miracema para Gurupi;
RNE --> Fluxo FNE + Fluxo S.Mesa para Correntina; Priorizando RSE --> Máximo Fluxo Imperatriz para Colinas que permite praticar o LIMITE SER. Máximo RSE Priorizando a Norte-Sul --> Máximo RSE que permite praticar o LIMITE Norte-Sul (Imperatriz para Colinas). REC SUL --> Limitando em 50% de (carga + perdas). Exportação do SUL --> No período Verão 2004 --> Carga Pesada e Média --> limites em função da tensão em Stª Catarina. RSE --> No Período Verão 2004 --> igual a IPU 60 (6300) + EXP SUL - 100 MW de perdas na Foz-Ivaiporã. RSE --> A partir de março de 2004, o critério da DAT não considerou a perda dupla de Ibiúna-Bateias.

Limites de Intercâmbio recomendados com Enersul no Sudeste – 2005-2006

PERÍODO	CARGA	Sà N (F MI-CO) (MW)	Nà S (FMI-GU) (MW)	Nà NE (FNE) (MW)	Exportação SEà NNE (F SE-NNE) (MW)	SEà NE (F SE-NE) (MW)	Export. Norte (MW)	Recebimento do Nordeste RNE (MW)	Export. do Nordeste (MW)	Recebimento do Norte (MW)	Recebimento do Sudeste (MW)	Export. do Sul (MW)	Recebimento do Sul (MW)	
Jan/05 a Jun/05	P	2200	2500	2200	3000	800	3500	2800	340	1200	10100	4300	5400	
	M			2200			2200	3500			2800	10100	4800	5400
	L			1900			1900	3700			2400	5500	4600	3000
Jul/05 a Nov/05	P	2200	2500	2200	3000	800	3500	2800	340	1200	10200	4300	5400	
	M		2500	2200			3500	2800			10100	4800	5400	
	L		0	1900			3700	2400			9600	4600	3000	
Dez/05	P	2200	2500	2200	3000	800	3500	2800	340	1200	10100	4300	5400	
	M			2200			2200	3500			2800	10100	4800	5400
	L			1900			1900	3700			2400	5500	4600	3000
Jan/06 a Jun/06	P	2200	2500	2200	3000	800	3900	2800	340	1200	10100	4300	5600	
	M			2200			2200	3900			2800	10100	4800	5600
	L			2200			2200	3700			2400	5500	4600	3200
Jul/06 a Nov/06	P	2200	2500	2200	3000	800	3900	2800	340	1200	10200	4300	5600	
	M		2500	2200			3900	2800			10100	4800	5600	
	L		0	2200			3700	2400			9600	4600	3200	
Dez/06	P	2200	2500	2200	3000	800	3900	2800	340	1200	10100	4300	5600	
	M			2200			2200	3900			2800	10100	4800	5600
	L			2200			2200	3700			2400	5500	4600	3200

F MI-CO --> Fluxo de Miracema para Colinas; F SE-NNE --> Fluxo S.Mesa para Correntina + Fluxo Miracema para Colinas; F MI-GU --> Fluxo de Miracema para Gurupi;
RNE --> Fluxo FNE + Fluxo S.Mesa para Correntina; Priorizando RSE --> Máximo Fluxo Imperatriz para Colinas que permite praticar o LIMITE SER. Máximo RSE Priorizando a
Norte-Sul --> Máximo RSE que permite praticar o LIMITE Norte-Sul (Imperatriz para Colinas). REC SUL --> Limitando em 50% de (carga + perdas). Exportação do SUL --> No perí-
odo Verão 2004 --> Carga Pesada e Média --> limites em função da tensão em Stª Catarina. RSE --> No Período Verão 2004 --> igual a IPU 60 (6300) + EXP SUL - 100 MW de perdas
na Foz-Ivaiporã. RSE --> A partir de março de 2004, o critério da DAT não considerou a perda dupla de Ibiúna-Bateias.

Anexo XIII Carga Própria de Energia e Demanda

Carga própria de energia (MWmed) – Cenário de Mercado Referência

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE *

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	24630	25697	27026	28507	30122
Fev	25355	26453	27821	29346	31008
Mar	25806	26923	28316	29868	31560
Abr	25694	26807	28193	29739	31423
Mai	25488	26591	27967	29500	31171
Jun	25433	26534	27906	29436	31103
Jul	25543	26649	28027	29564	31238
Ago	25947	27070	28471	30031	31732
Set	26075	27204	28611	30179	31888
Out	26533	27682	29114	30710	32449
Nov	26289	27428	28846	30427	32151
Dez	25765	26881	28271	29820	31509
Média	25713	26827	28214	29761	31446

SUBSISTEMA SUL

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
7056	7466	7883	8293	8710	Jan
7182	7599	8024	8441	8865	Fev
7318	7743	8176	8602	9034	Mar
7121	7535	7956	8370	8790	Abr
7003	7410	7824	8231	8645	Mai
6981	7386	7799	8205	8617	Jun
6959	7363	7774	8179	8590	Jul
6989	7395	7808	8215	8627	Ago
6930	7332	7742	8145	8554	Set
6992	7399	7812	8219	8632	Out
7107	7520	7940	8353	8773	Nov
7266	7688	8118	8540	8969	Dez
7075	7486	7905	8316	8734	Média

SUBSISTEMA NORDESTE **

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	5813	6034	6403	6892	7278
Fev	5884	6108	6481	6976	7366
Mar	5960	6187	6565	7067	7462
Abr	5889	6113	6487	6983	7373
Mai	5843	6066	6436	6928	7316
Jun	5769	5989	6355	6840	7223
Jul	5829	6051	6420	6911	7298
Ago	5922	6148	6524	7022	7415
Set	6080	6311	6697	7209	7612
Out	6246	6484	6880	7406	7820
Nov	6341	6582	6984	7518	7939
Dez	6351	6594	6996	7531	7952
Média	5994	6222	6602	7107	7504

SUBSISTEMA NORTE

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
2684	2851	3039	3230	3358	Jan
2719	2889	3078	3272	3402	Fev
2734	2905	3095	3290	3420	Mar
2750	2921	3113	3308	3440	Abr
2783	2956	3150	3349	3481	Mai
2799	2973	3168	3367	3501	Jun
2816	2992	3188	3389	3523	Jul
2851	3028	3227	3430	3566	Ago
2870	3049	3249	3453	3590	Set
2867	3045	3245	3449	3586	Out
2847	3025	3223	3426	3562	Nov
2820	2995	3192	3393	3528	Dez
2795	2969	3164	3363	3496	Média

PARCELA REFERENTE À ANDE

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	318	639	591	614	639
Fev	318	652	603	627	652
Mar	318	637	605	629	654
Abr	318	589	579	602	626
Mai	318	497	488	508	528
Jun	318	515	521	542	563
Jul	318	521	541	563	586
Ago	318	531	552	574	597
Set	318	547	569	592	616
Out	318	559	581	604	629
Nov	318	549	571	594	617
Dez	318	582	605	629	654
Média	318	568	567	582	613

PARCELA REFERENTE AO CONSUMO DE ITAIPU

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
31	31	31	31	31	Jan-Dez

PARCELA REFERENTE AO BOMBEAMENTO EMAE

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
6	6	6	6	6	Jan-Dez

PARCELA REFERENTE AO BOMBEAMENTO LIGHT

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
102	102	102	102	102	Jan-Mar
83	83	83	83	83	Abr-Dez
93	93	93	93	93	Média

PARCELA REFERENTE À IRRIGAÇÃO DO NE

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
528	540	551	563	574	Jan-Dez

* Não inclui Ande+Bomb

** Não inclui irrigação no Nordeste.

Carga própria de demanda (MW) – Cenário de Mercado Referência

SUBSISTEMA SUDESTE/ CENTRO OESTE*						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	30658	32200	34093	36204	38514	9147	9706	10278	10844	11422	Jan
Fev	32062	33675	35655	37862	40278	9498	10079	10673	11260	11861	Fev
Mar	33132	34798	36845	39125	41622	10096	10713	11344	11969	12607	Mar
Abr	34018	35729	37830	40171	42735	10250	10877	11518	12152	12800	Abr
Mai	33418	35099	37164	39464	41982	10148	10768	11403	12031	12672	Mai
Jun	34093	35808	37914	40260	42829	10160	10781	11417	12045	12687	Jun
Jul	34159	35878	37988	40339	42913	9993	10603	11228	11847	12478	Jul
Ago	34254	35977	38092	40450	43031	10185	10808	11445	12075	12719	Ago
Set	34300	36025	38144	40505	43090	9951	10559	11182	11798	12426	Set
Out	33796	35496	37583	39909	42456	9798	10397	11010	11616	12235	Out
Nov	32198	33818	35807	38023	40450	9788	10386	10998	11604	12222	Nov
Dez	32494	34128	36135	38372	40820	9708	10302	10909	11510	12123	Dez
Máx	34300	36025	38144	40505	43090	10250	10877	11518	12152	12800	Máx

SUBSISTEMA NORDESTE**						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	7486	7822	8355	9053	9626	3077	3269	3484	3702	3805	Jan
Fev	7460	7796	8326	9023	9594	3157	3354	3574	3799	3904	Fev
Mar	7612	7953	8495	9206	9788	3179	3377	3598	3824	3930	Mar
Abr	7623	7965	8507	9219	9802	3223	3423	3648	3877	3985	Abr
Mai	7527	7865	8401	9103	9679	3103	3297	3513	3734	3837	Mai
Jun	7604	7945	8486	9196	9778	3255	3457	3684	3916	4024	Jun
Jul	7416	7750	8277	8970	9537	3185	3383	3605	3832	3938	Jul
Ago	7596	7937	8477	9186	9767	3300	3506	3736	3970	4080	Ago
Set	7783	8132	8686	9412	10008	3279	3483	3711	3945	4054	Set
Out	7899	8254	8816	9554	10158	3275	3479	3707	3940	4049	Out
Nov	7923	8279	8842	9582	10188	3293	3498	3728	3962	4072	Nov
Dez	8040	8401	8973	9724	10339	3267	3471	3699	3931	4040	Dez
Máx	8040	8401	8973	9724	10339	3300	3506	3736	3970	4080	Máx

PARCELA REFERENTE À ANDE						PARCELA REFERENTE AO CONSUMO DE ITAIPU					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	400	804	836	869	904	34	34	34	34	34	Jan a Dez
Fev	400	820	853	887	922						
Mar	400	823	856	890	926						
Abr	400	787	819	852	886						
Mai	400	664	691	718	747						
Jun	400	708	737	766	797						
Jul	400	737	766	797	829						
Ago	400	751	781	812	844						
Set	400	774	805	838	871						
Out	400	791	822	855	889						
Nov	400	777	808	840	874						
Dez	400	823	856	890	926						
Máx	400	823	856	890	926						

* Não inclui Ande+Bomb

** Não inclui irrigação no Nordeste.

Os valores destacados em vermelho indicam o mês em que ocorreu o máximo.

Carga própria de energia (MWmed) – Cenário de Mercado Alto

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE *

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	24906	26385	27839	29788	31828
Fev	25639	27161	28658	30665	32764
Mar	26095	27644	29168	31210	33347
Abr	25982	27524	29042	31075	33202
Mai	25773	27303	28808	30825	32935
Jun	25717	27244	28746	30758	32864
Jul	25829	27362	28871	30892	33007
Ago	26237	27795	29327	31380	33529
Set	26366	27932	29472	31535	33694
Out	26830	28423	29990	32090	34287
Nov	26583	28162	29714	31794	33971
Dez	26053	27600	29122	31160	33293
Média	26001	27545	29063	31098	33227

SUBSISTEMA SUL

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
7109	7561	8010	8500	9020	Jan
7236	7696	8153	8651	9181	Fev
7374	7842	8308	8816	9355	Mar
7175	7630	8084	8578	9103	Abr
7056	7504	7950	8436	8952	Mai
7033	7480	7924	8409	8923	Jun
7011	7457	7900	8383	8896	Jul
7042	7489	7934	8419	8934	Ago
6982	7426	7867	8348	8859	Set
7045	7493	7938	8423	8939	Out
7161	7615	8068	8561	9085	Nov
7321	7786	8248	8753	9288	Dez
7129	7581	8032	8523	9045	Média

SUBSISTEMA NORDESTE **

Mês	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	5843	6221	6634	7229	7744
Fev	5914	6297	6715	7317	7838
Mar	5992	6379	6803	7413	7941
Abr	5920	6303	6721	7324	7846
Mai	5874	6254	6669	7267	7785
Jun	5799	6175	6584	7175	7686
Jul	5859	6239	6653	7249	7765
Ago	5954	6339	6760	7366	7890
Set	6112	6507	6939	7561	8100
Out	6279	6685	7129	7768	8321
Nov	6374	6786	7237	7886	8447
Dez	6385	6798	7249	7899	8462
Média	6025	6415	6841	7455	7985

SUBSISTEMA NORTE

2003	2004	2005	2006	2007	Mês
2696	2874	3080	3276	3677	Jan
2731	2912	3120	3319	3725	Fev
2746	2928	3137	3337	3746	Mar
2761	2944	3155	3356	3767	Abr
2795	2980	3193	3396	3813	Mai
2811	2997	3211	3415	3834	Jun
2828	3016	3231	3437	3858	Jul
2863	3053	3271	3479	3905	Ago
2882	3073	3293	3503	3932	Set
2879	3070	3289	3498	3927	Out
2860	3049	3267	3475	3901	Nov
2832	3020	3236	3441	3863	Dez
2807	2993	3207	3411	3829	Média

* Não inclui Ande+Bomb.

** Não inclui a parcela referente à irrigação.

Carga própria de demanda (MW) – Cenário de Mercado Alto

SUBSISTEMA SUDESTE/ CENTRO OESTE*						SUBSISTEMA SUL					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	31001	33062	35119	37830	40695	9216	9829	10443	11114	11828	Jan
Fev	32421	34576	36728	39563	42559	9570	10207	10844	11541	12282	Fev
Mar	33502	35730	37954	40883	43979	10172	10849	11527	12267	13055	Mar
Abr	34398	36685	38968	41976	45155	10327	11015	11703	12455	13255	Abr
Mai	33792	36039	38282	41237	44359	10225	10906	11587	12331	13123	Mai
Jun	34474	36766	39054	42069	45255	10237	10918	11600	12345	13139	Jun
Jul	34541	36838	39131	42151	45343	10068	10738	11409	12142	12922	Jul
Ago	34637	36940	39238	42267	45468	10262	10945	11629	12376	13171	Ago
Set	34684	36990	39292	42324	45529	10026	10694	11362	12091	12868	Set
Out	34174	36446	38714	41702	44860	9872	10529	11187	11905	12670	Out
Nov	32559	34723	36884	39731	42740	9861	10518	11175	11893	12657	Nov
Dez	32857	35042	37222	40095	43132	9782	10433	11085	11797	12555	Dez
Máx	34684	36990	39292	42324	45529	10327	11015	11703	12455	13255	Máx

SUBSISTEMA NORDESTE**						SUBSISTEMA NORTE					
Mês	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2007	Mês
Jan	7525	8065	8657	9496	10243	3091	3295	3531	3755	4167	Jan
Fev	7500	8037	8628	9464	10209	3171	3381	3623	3853	4276	Fev
Mar	7651	8200	8802	9656	10415	3192	3404	3647	3879	4304	Mar
Abr	7663	8212	8815	9670	10430	3236	3451	3698	3933	4364	Abr
Mai	7566	8109	8705	9548	10299	3117	3323	3561	3787	4202	Mai
Jun	7644	8192	8793	9646	10405	3269	3485	3734	3972	4407	Jun
Jul	7455	7990	8577	9408	10148	3198	3410	3654	3886	4313	Jul
Ago	7635	8183	8784	9636	10393	3314	3534	3786	4027	4469	Ago
Set	7823	8384	9000	9873	10649	3293	3511	3762	4001	4440	Set
Out	7941	8510	9135	10021	10809	3289	3507	3758	3996	4435	Out
Nov	7964	8535	9162	10051	10841	3307	3526	3778	4018	4459	Nov
Dez	8082	8662	9298	10199	11002	3282	3499	3749	3987	4425	Dez
Máx	8082	8662	9298	10199	11002	3314	3534	3786	4027	4469	Máx

* Não inclui Ande+Bomb.

** Não inclui irrigação no Nordeste.

Os valores destacados em vermelho indicam o mês em que ocorreu o máximo.

Anexo XIV Atendimento à Ponta – 2003-2007

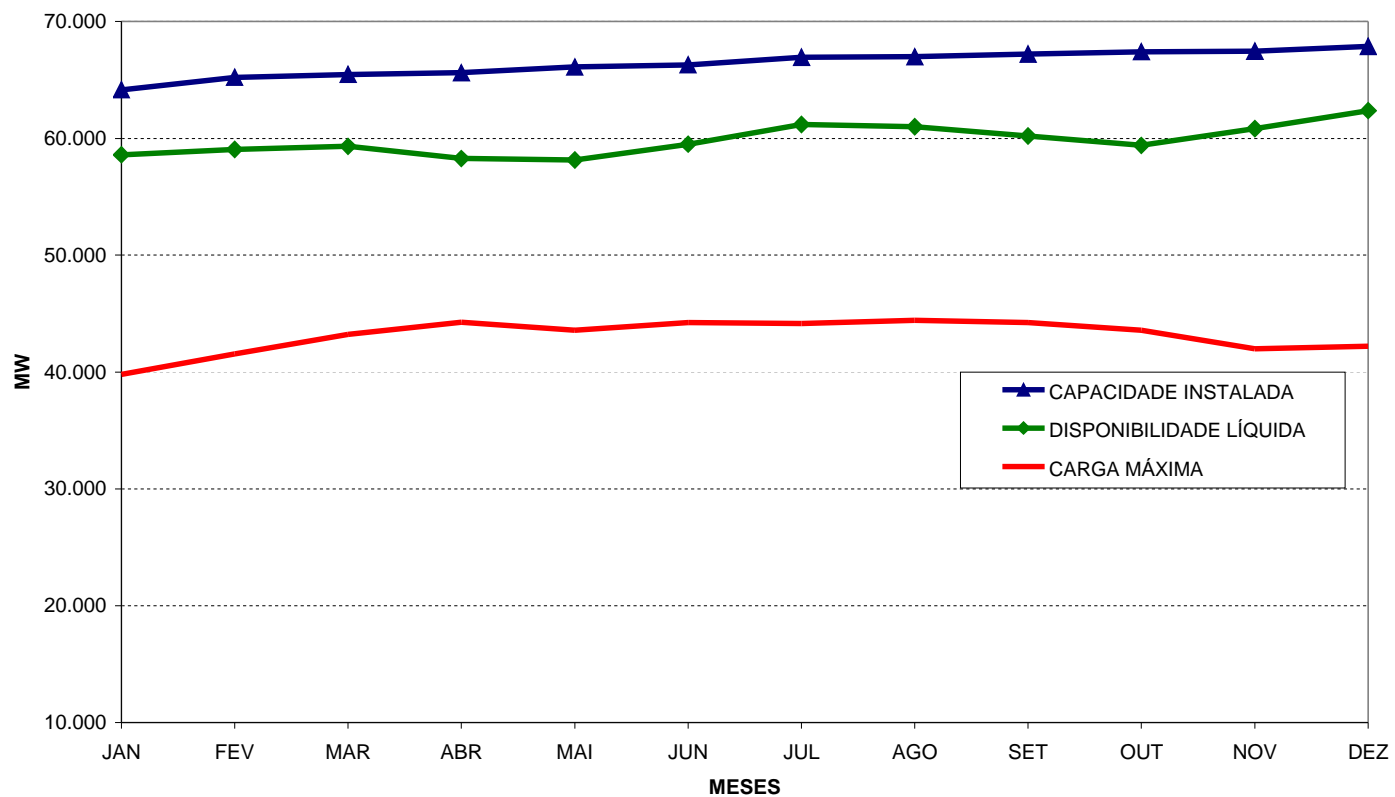
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2003

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
	S/SE-CO	ITAIPU														
JAN	43.114	10.387	10.661	64.162	1.711	1.082	511	1639	615	2.254	58.604	39.805	1.990	16.809	0	18.799
FEV	43.301	10.387	11.532	65.220	1.170	1.050	581	3041	333	3.374	59.045	41.560	2.078	15.407	0	17.485
MAR	43.341	10.387	11.732	65.460	836	1.044	589	3315	351	3.666	59.325	43.228	2.161	13.936	0	16.097
ABR	43.440	10.387	11.792	65.619	743	1.041	543	3527	1497	5.024	58.268	44.268	2.213	11.787	0	14.000
MAI	43.475	10.387	12.238	66.100	736	1.040	541	3643	1993	5.636	58.148	43.567	2.178	12.403	0	14.582
JUN	43.515	10.387	12.396	66.298	749	1.032	614	3991	404	4.395	59.509	44.253	2.213	13.043	0	15.256
JUL	43.550	10.387	13.001	66.938	822	1.061	643	2893	333	3.226	61.185	44.152	2.208	14.825	0	17.033
AGO	43.590	10.387	13.005	66.983	996	1.065	630	2738	559	3.297	60.994	44.439	2.222	14.333	0	16.555
SET	43.625	10.387	13.205	67.218	1.144	1.061	609	2952	1251	4.203	60.200	44.251	2.213	13.736	0	15.949
OUT	43.665	10.387	13.363	67.416	1.190	1.052	583	3341	1860	5.201	59.390	43.594	2.180	13.616	0	15.796
NOV	43.712	10.387	13.363	67.462	1.320	1.067	639	2835	769	3.604	60.833	41.986	2.099	16.747	0	18.847
DEZ	43.932	10.387	13.540	67.859	1.206	1.085	674	2343	184	2.527	62.368	42.202	2.110	18.056	0	20.166

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2003



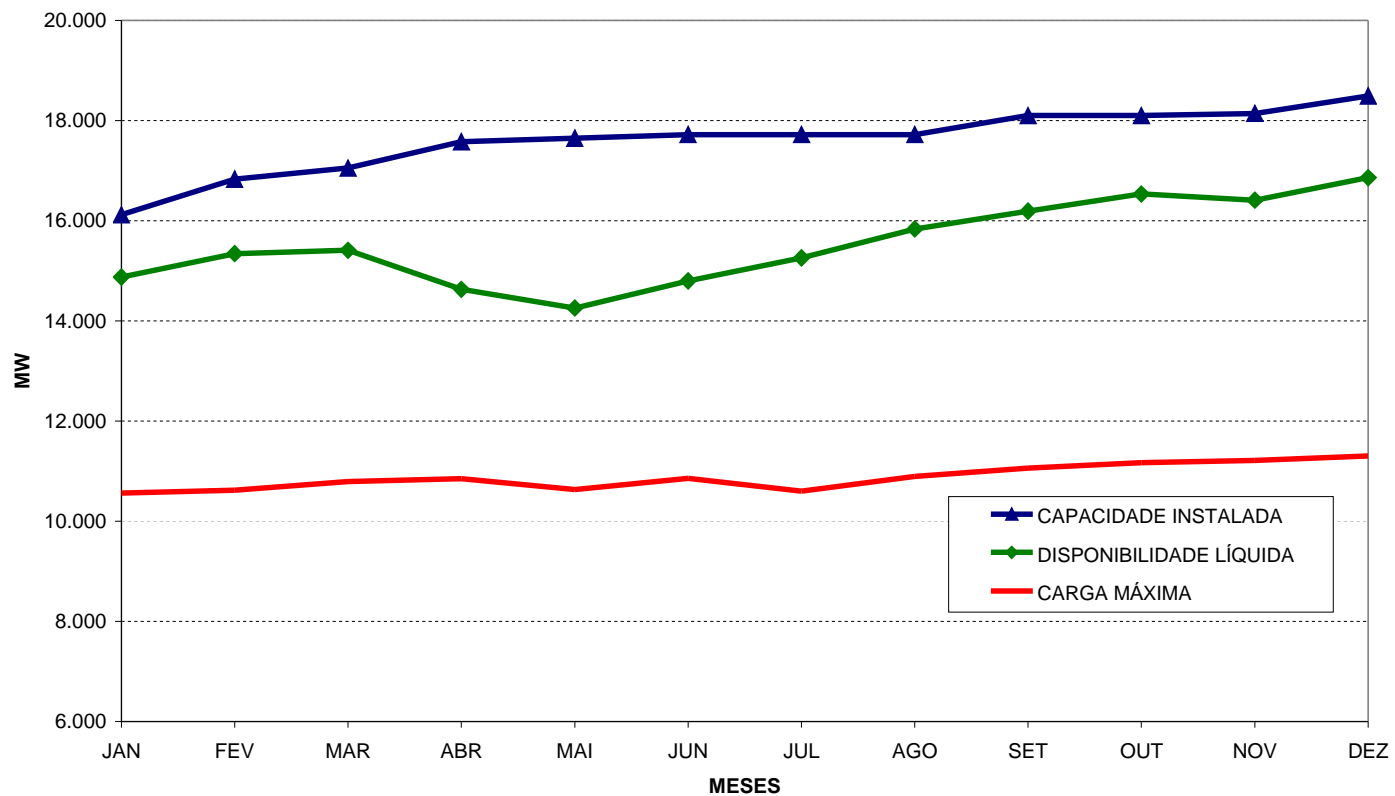
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2003

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
JAN	14.404	1.714	16.118	531	500	112	99	0	99	14.877	10.563	528	3.786	0	4.314
FEV	14.929	1.904	16.833	430	507	124	426	0	426	15.346	10.618	531	4.197	0	4.728
MAR	15.079	1.976	17.055	412	506	129	597	0	597	15.411	10.790	540	4.082	0	4.621
ABR	15.604	1.976	17.580	377	471	129	1972	0	1.972	14.631	10.845	542	3.244	0	3.786
MAI	15.604	2.048	17.652	380	454	133	2426	0	2.426	14.258	10.630	532	3.096	0	3.628
JUN	15.604	2.120	17.724	386	473	138	1927	0	1.927	14.800	10.858	543	3.399	0	3.942
JUL	15.604	2.120	17.724	381	491	138	1458	0	1.458	15.257	10.601	530	4.126	0	4.656
AGO	15.604	2.120	17.724	357	512	138	877	0	877	15.839	10.896	545	4.399	0	4.943
SET	15.979	2.120	18.099	358	523	138	889	0	889	16.192	11.061	553	4.577	0	5.130
OUT	15.979	2.120	18.099	464	538	138	423	0	423	16.536	11.174	559	4.803	0	5.362
NOV	15.979	2.167	18.146	536	534	141	524	0	524	16.410	11.216	561	4.634	0	5.195
DEZ	15.979	2.514	18.492	429	535	164	506	0	506	16.860	11.307	565	4.987	0	5.552

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2003



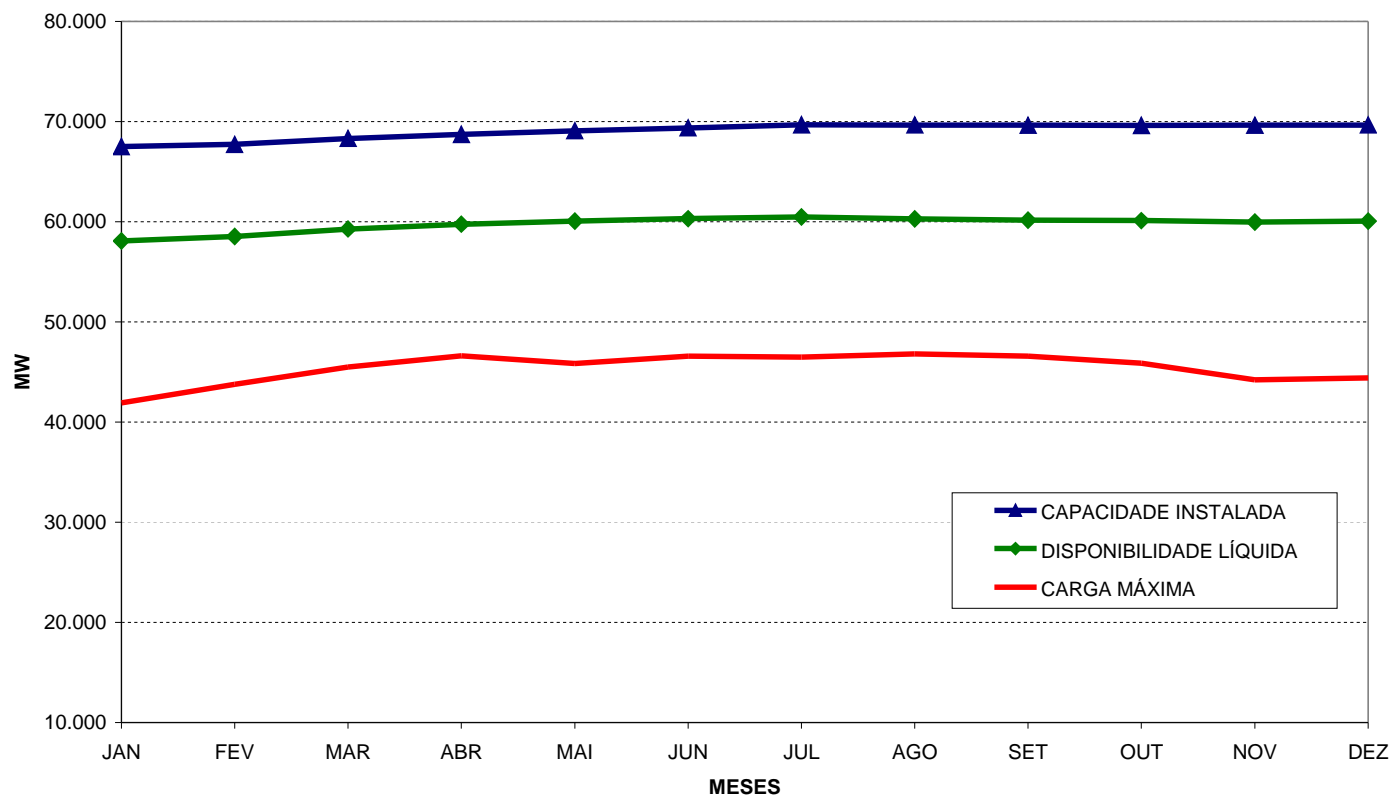
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2004

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
	S/SE-CO	ITAIPU														
JAN	43.979	9.983	13.540	67.502	1.033	1.007	613	5396	1354	6.750	58.098	41.906	2.095	14.097	0	16.192
FEV	44.089	9.967	13.663	67.719	777	1.010	618	5406	1366	6.772	58.542	43.754	2.188	12.601	0	14.789
MAR	44.135	10.268	13.914	68.318	576	1.010	628	5440	1391	6.832	59.272	45.511	2.276	11.485	0	13.761
ABR	44.135	10.674	13.914	68.724	464	1.009	628	5481	1391	6.872	59.751	46.605	2.330	10.815	0	13.146
MAI	44.245	10.797	14.038	69.080	457	1.011	632	5504	1404	6.908	60.072	45.868	2.293	11.911	0	14.204
JUN	44.245	11.091	14.038	69.374	486	1.010	632	5534	1404	6.937	60.308	46.589	2.329	11.389	0	13.719
JUL	44.245	11.399	14.038	69.682	600	1.010	632	5564	1404	6.968	60.472	46.481	2.324	11.667	0	13.991
AGO	44.245	11.385	14.038	69.668	771	1.010	632	5563	1404	6.967	60.288	46.784	2.339	11.164	0	13.504
SET	44.245	11.362	14.038	69.645	879	1.010	632	5561	1404	6.964	60.159	46.585	2.329	11.246	0	13.575
OUT	44.245	11.345	14.038	69.628	915	1.010	632	5559	1404	6.963	60.108	45.892	2.295	11.921	0	14.215
NOV	44.245	11.359	14.038	69.642	1.057	1.010	632	5560	1404	6.964	59.978	44.204	2.210	13.564	0	15.774
DEZ	44.304	11.313	14.038	69.655	982	1.011	632	5562	1404	6.965	60.063	44.430	2.221	13.412	0	15.633

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2004



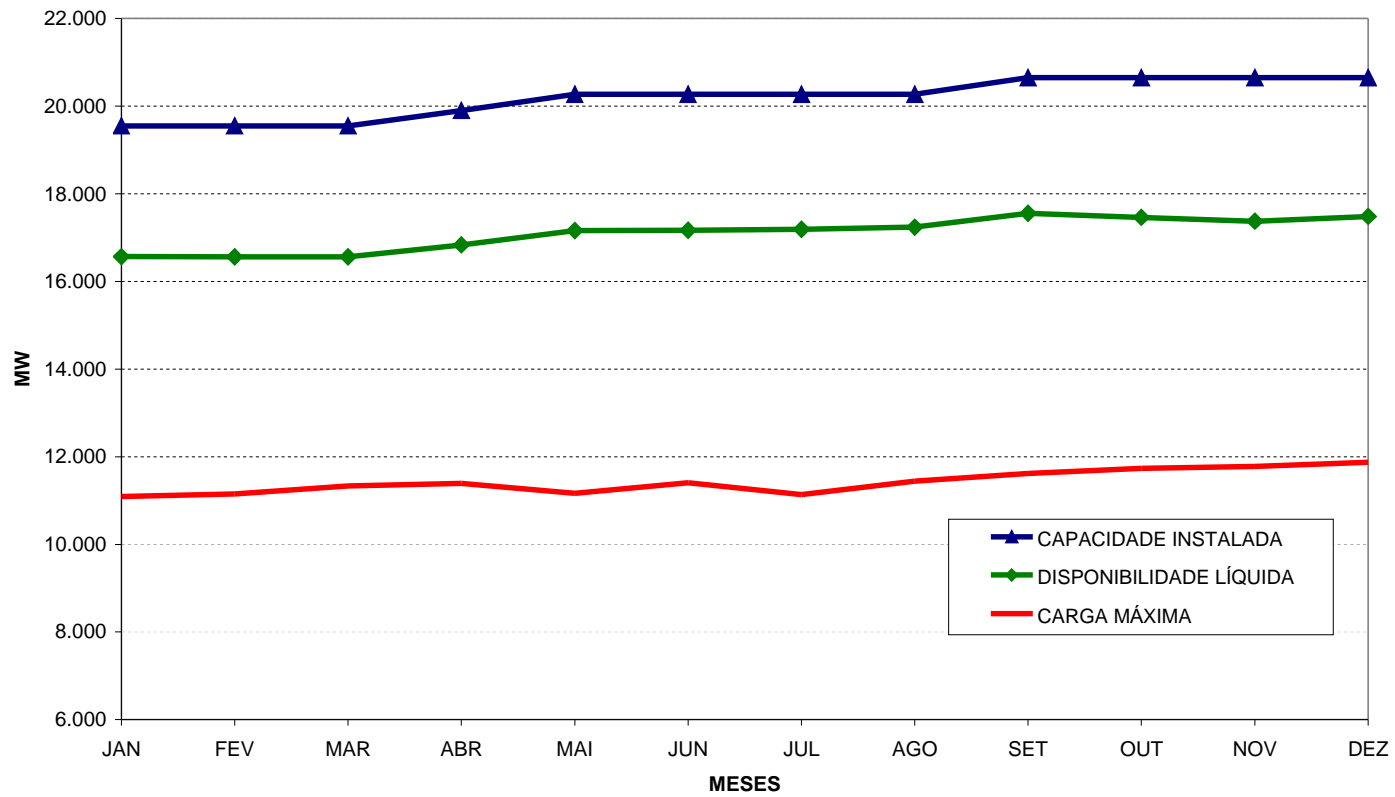
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2004

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
JAN	16.354	3.198	19.552	339	508	187	1635	320	1.955	16.563	11.091	555	4.917	0	5.472
FEV	16.354	3.198	19.552	339	508	187	1635	320	1.955	16.562	11.150	557	4.855	0	5.412
MAR	16.354	3.198	19.552	344	508	187	1635	320	1.955	16.557	11.330	567	4.661	0	5.227
ABR	16.354	3.545	19.899	360	508	208	1635	355	1.990	16.834	11.388	569	4.876	0	5.446
MAI	16.729	3.545	20.274	363	518	208	1673	355	2.027	17.158	11.162	558	5.438	0	5.996
JUN	16.729	3.545	20.274	356	518	208	1673	355	2.027	17.165	11.403	570	5.192	0	5.763
JUL	16.729	3.545	20.274	335	518	208	1673	355	2.027	17.186	11.133	557	5.497	0	6.053
AGO	16.729	3.545	20.274	286	518	208	1673	355	2.027	17.235	11.442	572	5.220	0	5.793
SET	17.104	3.545	20.649	296	528	208	1710	355	2.065	17.553	11.615	581	5.357	0	5.937
OUT	17.104	3.545	20.649	388	528	208	1710	355	2.065	17.460	11.733	587	5.141	0	5.727
NOV	17.104	3.545	20.649	475	528	208	1710	355	2.065	17.374	11.777	589	5.008	0	5.597
DEZ	17.104	3.545	20.649	365	528	208	1710	355	2.065	17.484	11.872	594	5.018	0	5.612

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2004



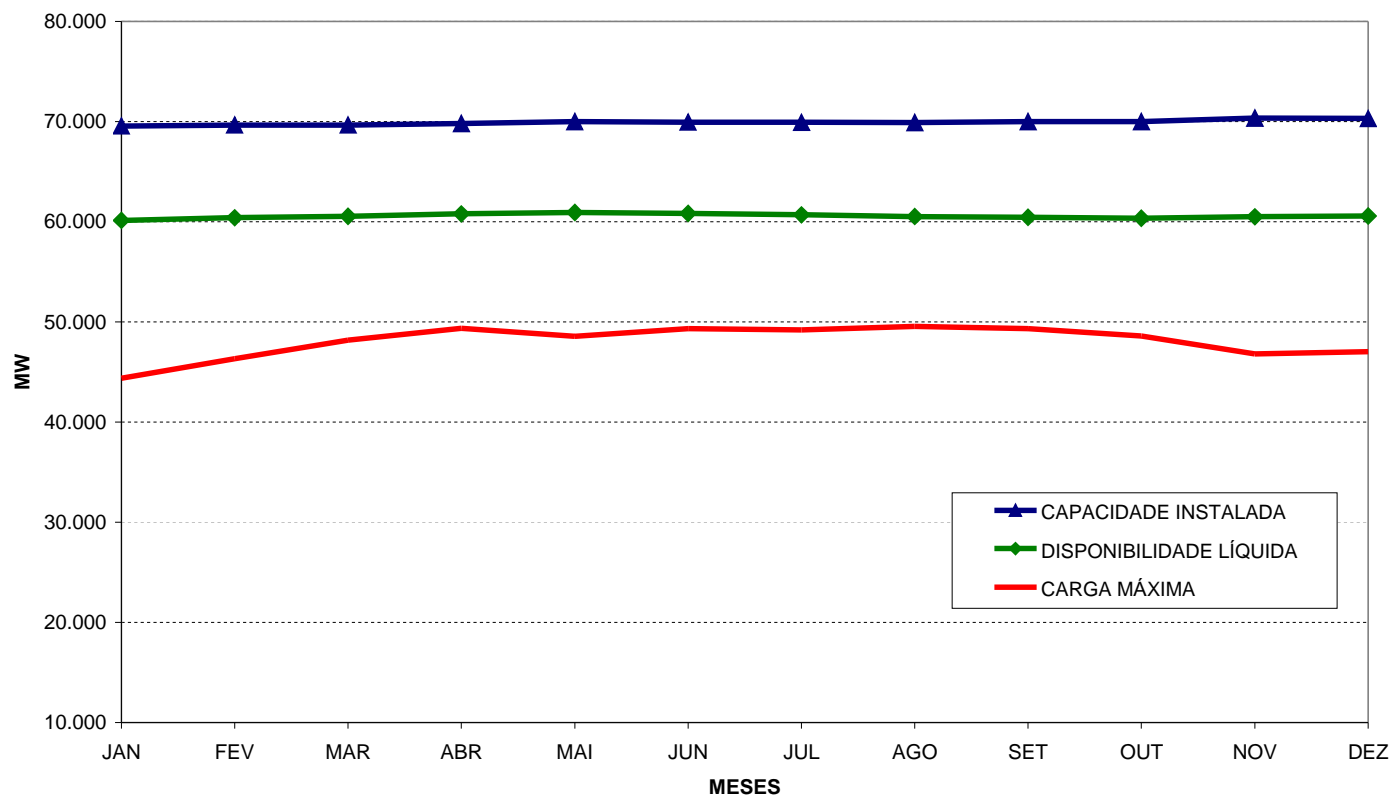
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2005

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
	S/SE-CO	ITAIPU														
JAN	44.367	11.300	13.891	69.558	827	1.013	627	5567	1389	6.956	60.136	44.372	2.219	13.546	0	15.765
FEV	44.486	11.283	13.891	69.660	639	1.015	627	5577	1389	6.966	60.413	46.328	2.316	11.768	0	14.085
MAR	44.486	11.280	13.891	69.657	490	1.015	627	5577	1389	6.966	60.559	48.189	2.409	9.960	0	12.370
ABR	44.608	11.317	13.891	69.816	400	1.018	627	5592	1389	6.982	60.790	49.348	2.467	8.975	0	11.442
MAI	44.667	11.445	13.891	70.003	414	1.019	627	5611	1389	7.000	60.942	48.567	2.428	9.947	0	12.376
JUN	44.667	11.399	13.891	69.957	479	1.019	627	5607	1389	6.996	60.837	49.330	2.467	9.040	0	11.506
JUL	44.667	11.370	13.891	69.928	593	1.020	627	5604	1389	6.993	60.697	49.216	2.461	9.020	0	11.481
AGO	44.667	11.355	13.891	69.913	757	1.020	627	5602	1389	6.991	60.519	49.537	2.477	8.505	0	10.982
SET	44.787	11.331	13.891	70.009	915	1.022	627	5612	1389	7.001	60.444	49.326	2.466	8.652	0	11.118
OUT	44.787	11.314	13.891	69.992	975	1.022	627	5610	1389	6.999	60.369	48.593	2.430	9.347	0	11.777
NOV	45.137	11.328	13.891	70.356	1.169	1.031	627	5647	1389	7.036	60.494	46.805	2.340	11.349	0	13.689
DEZ	45.137	11.280	13.891	70.308	1.034	1.031	627	5642	1389	7.031	60.586	47.044	2.352	11.189	0	13.542

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2005



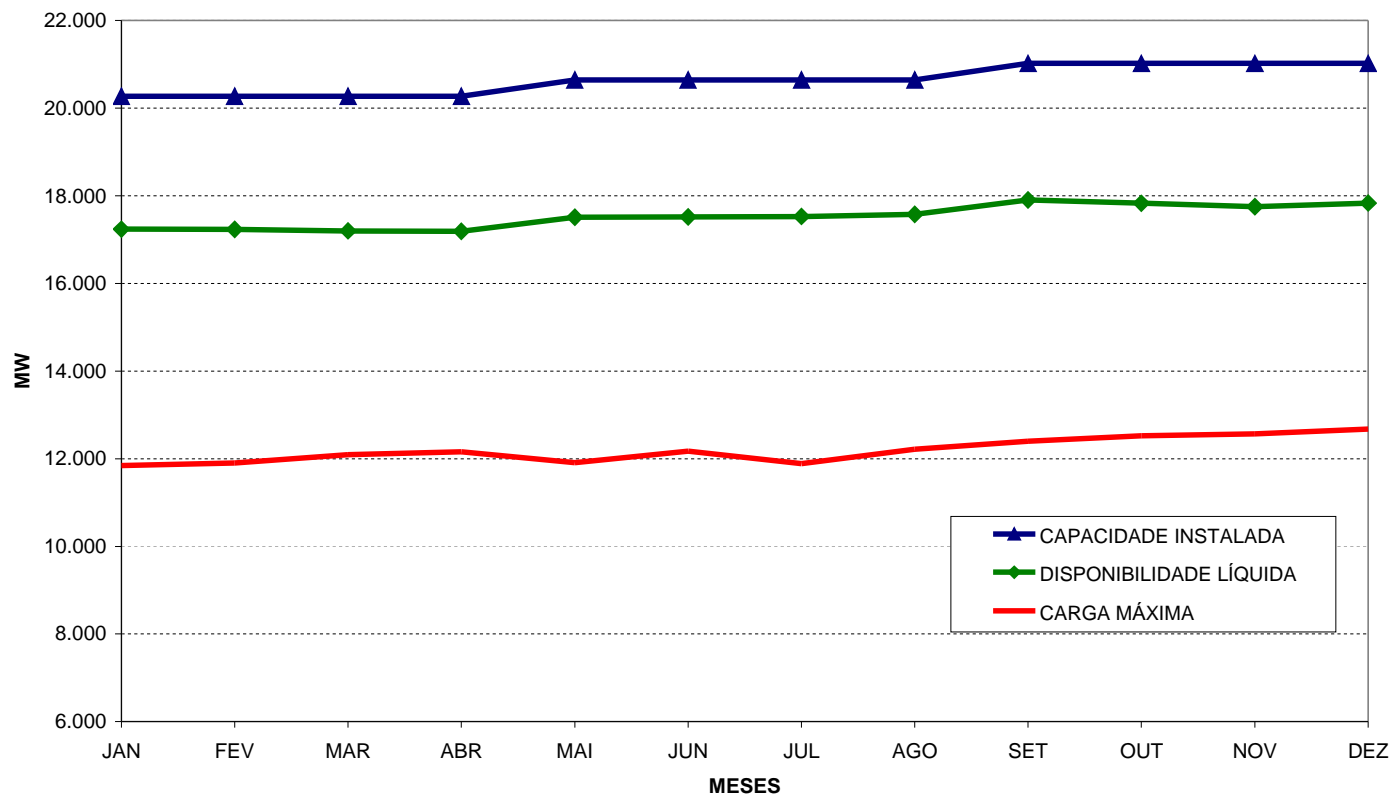
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2005

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
JAN	17.479	2.792	20.271	303	537	164	1748	279	2.027	17.240	11.838	592	4.810	0	5.402
FEV	17.479	2.792	20.271	313	537	164	1748	279	2.027	17.229	11.901	595	4.734	0	5.329
MAR	17.479	2.792	20.271	344	537	164	1748	279	2.027	17.199	12.093	605	4.501	0	5.105
ABR	17.479	2.792	20.271	356	537	164	1748	279	2.027	17.187	12.155	608	4.424	0	5.031
MAI	17.854	2.792	20.646	360	547	164	1785	279	2.065	17.511	11.914	596	5.001	0	5.597
JUN	17.854	2.792	20.646	356	547	164	1785	279	2.065	17.514	12.171	609	4.735	0	5.344
JUL	17.854	2.792	20.646	344	547	164	1785	279	2.065	17.526	11.882	594	5.050	0	5.644
AGO	17.854	2.792	20.646	296	547	164	1785	279	2.065	17.575	12.213	611	4.751	0	5.362
SET	18.229	2.792	21.021	296	557	164	1823	279	2.102	17.902	12.397	620	4.885	0	5.505
OUT	18.229	2.792	21.021	369	557	164	1823	279	2.102	17.828	12.523	626	4.679	0	5.305
NOV	18.229	2.792	21.021	449	557	164	1823	279	2.102	17.749	12.570	628	4.550	0	5.179
DEZ	18.229	2.792	21.021	367	557	164	1823	279	2.102	17.831	12.672	634	4.525	0	5.159

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2005



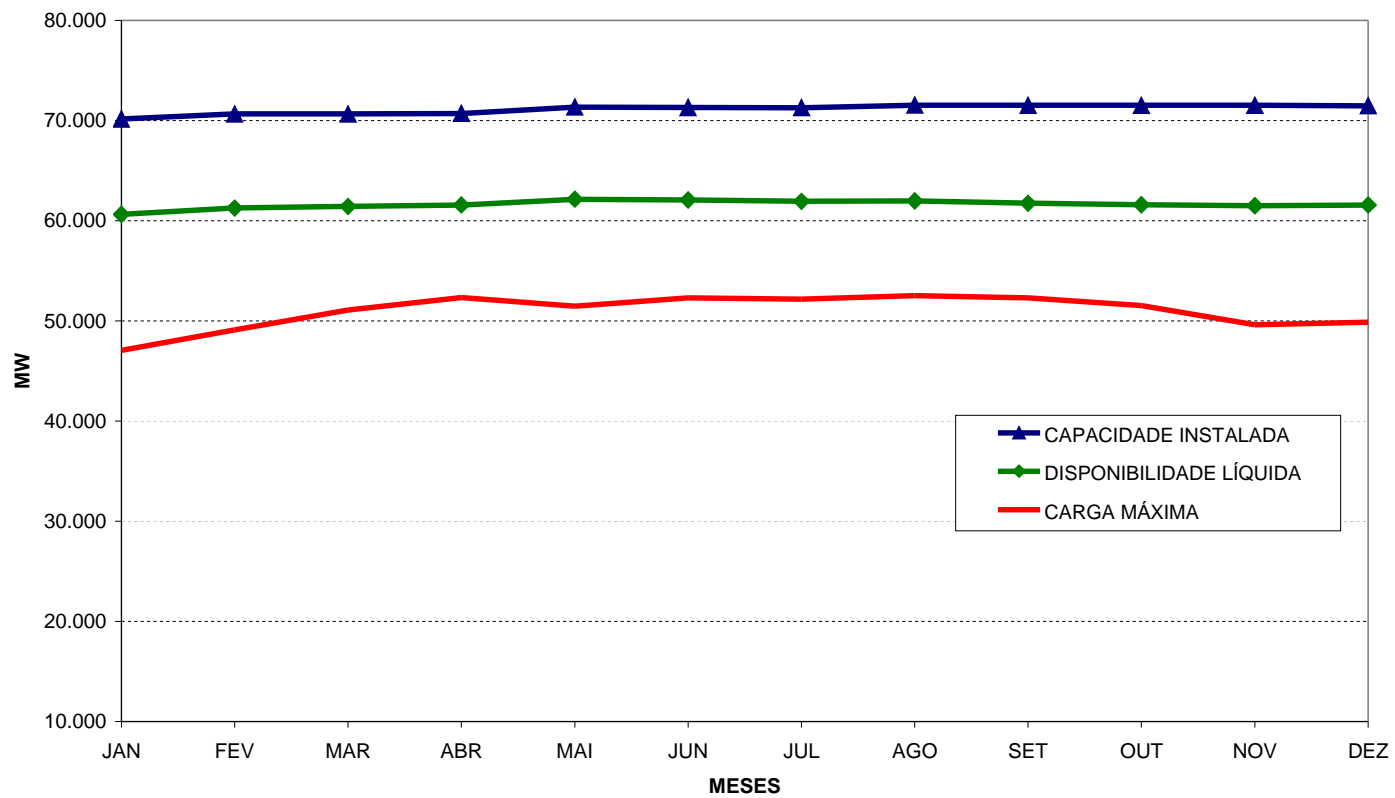
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2006

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
	S/SE-CO	ITAIPU														
JAN	45.257	11.267	13.641	70.166	864	1.034	617	5652	1364	7.017	60.634	47.048	2.352	11.234	0	13.586
FEV	45.781	11.249	13.641	70.671	682	1.047	617	5703	1364	7.067	61.258	49.123	2.456	9.679	0	12.135
MAR	45.781	11.246	13.641	70.668	490	1.047	617	5703	1364	7.067	61.447	51.095	2.555	7.798	0	10.353
ABR	45.781	11.284	13.641	70.706	398	1.047	617	5706	1364	7.071	61.573	52.323	2.616	6.634	0	9.250
MAI	46.304	11.418	13.641	71.363	390	1.060	617	5772	1364	7.136	62.159	51.495	2.575	8.090	0	10.665
JUN	46.304	11.370	13.641	71.315	431	1.060	617	5767	1364	7.132	62.076	52.306	2.615	7.155	0	9.770
JUL	46.304	11.339	13.641	71.284	550	1.060	617	5764	1364	7.128	61.928	52.185	2.609	7.133	0	9.743
AGO	46.597	11.324	13.641	71.563	746	1.068	617	5792	1364	7.156	61.975	52.525	2.626	6.824	0	9.450
SET	46.597	11.298	13.641	71.537	954	1.068	617	5790	1364	7.154	61.744	52.302	2.615	6.826	0	9.442
OUT	46.597	11.281	13.641	71.520	1.075	1.068	617	5788	1364	7.152	61.607	51.525	2.576	7.506	0	10.082
NOV	46.597	11.296	13.641	71.535	1.191	1.068	617	5789	1364	7.153	61.506	49.627	2.481	9.397	0	11.879
DEZ	46.597	11.246	13.641	71.485	1.067	1.068	617	5784	1364	7.148	61.584	49.881	2.494	9.209	0	11.703

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2006



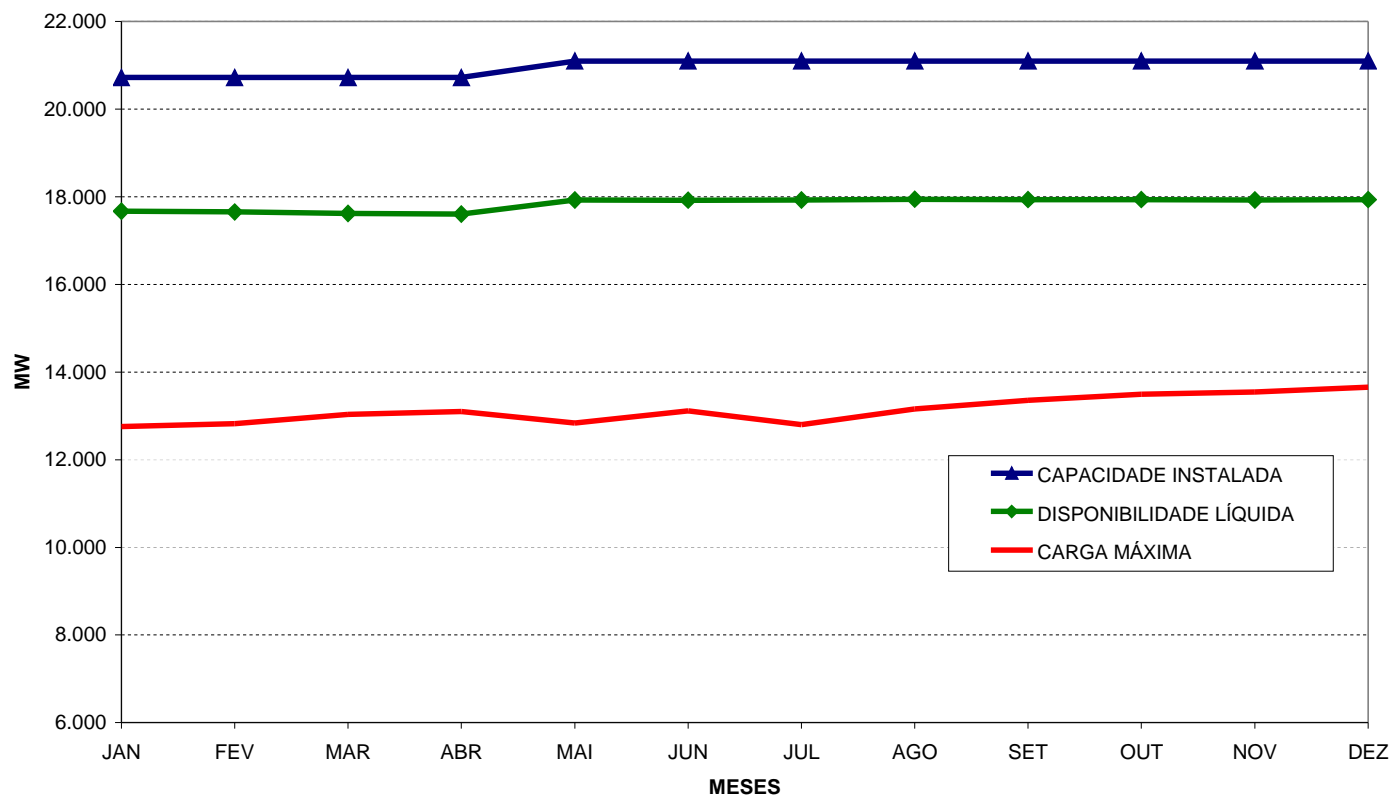
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2006

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
JAN	18.604	2.117	20.720	288	567	124	1860	212	2.072	17.669	12.756	638	4.276	0	4.914
FEV	18.604	2.117	20.720	304	567	124	1860	212	2.072	17.653	12.822	641	4.191	0	4.832
MAR	18.604	2.117	20.720	340	567	124	1860	212	2.072	17.618	13.030	651	3.936	0	4.588
ABR	18.604	2.117	20.720	356	567	124	1860	212	2.072	17.602	13.096	655	3.851	0	4.505
MAI	18.979	2.117	21.095	360	577	124	1898	212	2.110	17.925	12.837	642	4.447	0	5.089
JUN	18.979	2.117	21.095	363	577	124	1898	212	2.110	17.922	13.112	656	4.154	0	4.810
JUL	18.979	2.117	21.095	360	577	124	1898	212	2.110	17.925	12.801	640	4.484	0	5.124
AGO	18.979	2.117	21.095	342	577	124	1898	212	2.110	17.943	13.157	658	4.128	0	4.786
SET	18.979	2.117	21.095	350	577	124	1898	212	2.110	17.935	13.357	668	3.910	0	4.578
OUT	18.979	2.117	21.095	346	577	124	1898	212	2.110	17.939	13.494	675	3.771	0	4.446
NOV	18.979	2.117	21.095	361	577	124	1898	212	2.110	17.925	13.544	677	3.704	0	4.381
DEZ	18.979	2.117	21.095	348	577	124	1898	212	2.110	17.937	13.655	683	3.599	0	4.282

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2006



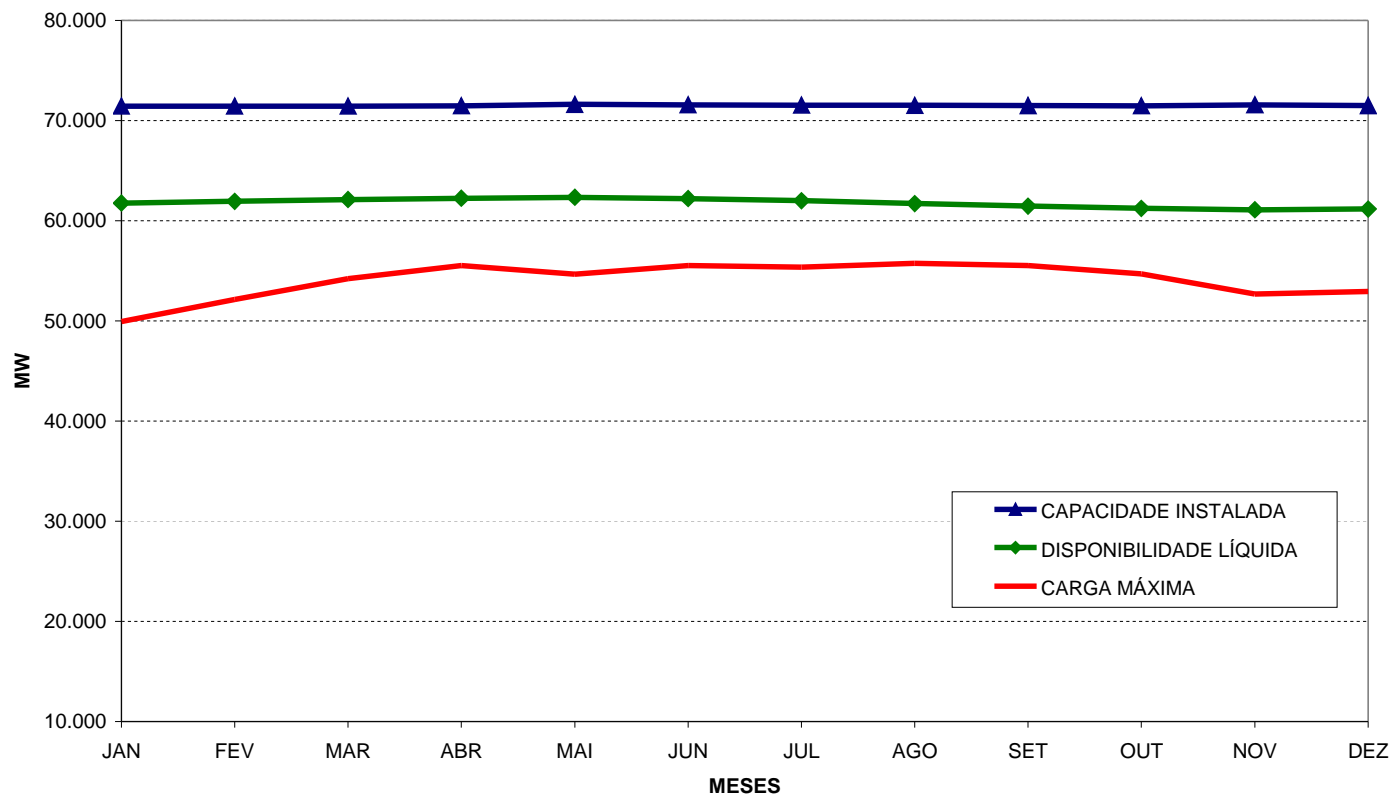
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2007

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
	S/SE-CO	ITAIPU														
JAN	46.597	11.232	13.641	71.471	864	1.068	617	5783	1364	7.147	61.774	49.936	2.497	9.342	0	11.838
FEV	46.597	11.214	13.641	71.453	673	1.068	617	5781	1364	7.145	61.949	52.139	2.607	7.203	0	9.810
MAR	46.597	11.210	13.641	71.449	479	1.068	617	5781	1364	7.145	62.140	54.229	2.711	5.199	0	7.910
ABR	46.597	11.250	13.641	71.489	408	1.068	617	5785	1364	7.149	62.246	55.534	2.777	3.935	0	6.712
MAI	46.597	11.389	13.641	71.628	444	1.067	617	5799	1364	7.163	62.336	54.654	2.733	4.949	0	7.682
JUN	46.597	11.339	13.641	71.578	522	1.068	617	5794	1364	7.158	62.213	55.517	2.776	3.921	0	6.696
JUL	46.597	11.307	13.641	71.546	695	1.068	617	5790	1364	7.155	62.011	55.391	2.770	3.850	0	6.620
AGO	46.597	11.292	13.641	71.531	976	1.068	617	5789	1364	7.153	61.716	55.750	2.787	3.179	0	5.966
SET	46.597	11.265	13.641	71.504	1.213	1.068	617	5786	1364	7.150	61.456	55.516	2.776	3.164	0	5.940
OUT	46.597	11.247	13.641	71.486	1.416	1.068	617	5784	1364	7.149	61.236	54.691	2.735	3.811	0	6.545
NOV	46.667	11.262	13.641	71.571	1.619	1.069	617	5793	1364	7.157	61.107	52.672	2.634	5.802	0	8.436
DEZ	46.667	11.210	13.641	71.519	1.507	1.069	617	5788	1364	7.152	61.173	52.944	2.647	5.582	0	8.230

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2007



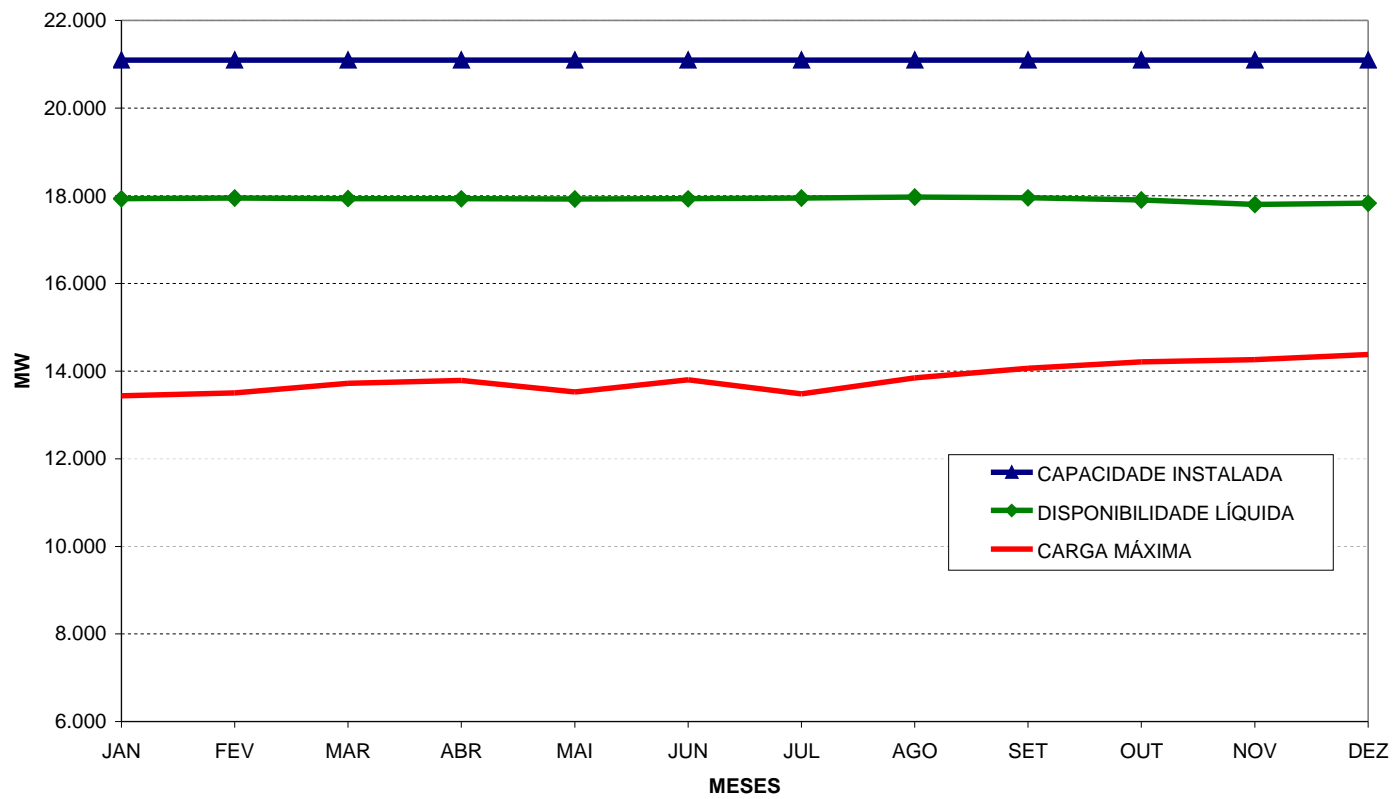
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2007

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL						
JAN	18.979	2.117	21.095	354	577	124	1898	212	2.110	17.931	13.431	672	3.829	0	4.500
FEV	18.979	2.117	21.095	340	577	124	1898	212	2.110	17.945	13.498	675	3.773	0	4.448
MAR	18.979	2.117	21.095	348	577	124	1898	212	2.110	17.937	13.718	686	3.533	0	4.219
ABR	18.979	2.117	21.095	356	577	124	1898	212	2.110	17.929	13.787	689	3.453	0	4.142
MAI	18.979	2.117	21.095	360	577	124	1898	212	2.110	17.925	13.516	676	3.733	0	4.409
JUN	18.979	2.117	21.095	352	577	124	1898	212	2.110	17.933	13.802	690	3.441	0	4.131
JUL	18.979	2.117	21.095	335	577	124	1898	212	2.110	17.950	13.475	674	3.801	0	4.475
AGO	18.979	2.117	21.095	317	577	124	1898	212	2.110	17.968	13.848	692	3.428	0	4.120
SET	18.979	2.117	21.095	329	577	124	1898	212	2.110	17.956	14.062	703	3.191	0	3.894
OUT	18.979	2.117	21.095	380	577	124	1898	212	2.110	17.905	14.207	710	2.987	0	3.697
NOV	18.979	2.117	21.095	487	577	124	1898	212	2.110	17.798	14.260	713	2.825	0	3.538
DEZ	18.979	2.117	21.095	457	577	124	1898	212	2.110	17.828	14.379	719	2.731	0	3.449

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2007



Anexo XV Volumes de Espera

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	Nova Ponte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos
jan/03	95,95	88,24	69,33	74,68	96,21	97,07	88,85	72,60	81,29	81,63	41,61
fev/03	97,83	90,20	74,84	81,45	97,28	97,07	91,87	79,96	87,53	86,47	70,70
mar/03	99,73	99,00	86,15	95,28	98,57	98,73	97,82	94,95	92,17	96,33	80,31
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	90,26	88,24	49,17	50,55	93,49	95,45	79,40	46,41	75,45	64,43	37,77
dez/03	92,24	88,24	55,89	58,66	94,42	96,05	82,93	55,22	76,23	70,21	37,77
jan/04	94,37	88,24	67,08	72,10	96,81	97,03	88,03	69,78	80,51	79,79	37,77
fev/04	97,15	90,20	74,84	81,45	96,99	97,60	91,87	79,96	85,58	86,47	58,87
mar/04	98,32	99,00	86,15	95,28	100,00	99,12	97,82	94,95	92,17	96,33	73,81
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	90,26	88,24	49,17	50,55	93,49	95,45	79,40	46,41	75,45	64,43	37,77
dez/04	92,24	88,24	55,89	58,66	94,42	96,05	82,93	55,22	76,23	70,21	37,77

OBS: Os volumes de espera para o ano de 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. Em 2004, em todas as bacias foram adotados volumes de espera para um Cenário Independente.

	Camargos	Jurumirim	Chavantes	Santa Branca	Funil	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Passo Real
Jan/03	67,71	81,35	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	95,53
fev/03	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	95,53
mar/03	100,00	81,67	86,52	96,00	85,80	95,81	95,36	67,38	72,00	95,53
abr/03	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	100,00	88,08
mai/03	100,00	81,67	88,82	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,08
jun/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,08
jul/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,08
ago/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,08
set/03	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,68
out/03	59,52	100,00	100,00	95,00	82,20	81,80	99,69	95,52	72,00	85,40
nov/03	59,52	95,26	99,67	95,00	82,20	75,45	77,61	70,12	72,00	85,40
dez/03	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	64,00	85,40
jan/04	67,71	81,35	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	85,40
fev/04	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	85,40
mar/04	100,00	81,67	86,52	96,00	85,80	95,81	95,36	67,38	72,00	85,40
abr/04	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	100,00	90,77
mai/04	100,00	81,67	88,82	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,06
jun/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,06
jul/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,36
ago/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,36
set/04	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,36
out/04	100,00	100,00	100,00	95,00	82,20	81,80	99,69	95,52	72,00	85,40
nov/04	59,52	95,26	99,67	95,00	82,20	75,45	77,61	70,12	72,00	85,40
dez/04	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	64,00	85,40

OBS: Os volumes de espera para o ano de 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. Em 2004, em todas as bacias foram adotados volumes de espera para um cenário Independente.

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	Nova Ponte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos
jan/05	94,37	88,24	67,08	72,10	96,81	97,03	88,03	69,78	80,51	79,79	37,77
fev/05	97,15	90,20	74,84	81,45	96,99	97,60	91,87	79,96	85,58	86,47	58,87
mar/05	98,32	99,00	86,15	95,28	100,00	99,12	97,82	94,95	92,17	96,33	73,81
abr/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
mai/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jun/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
jul/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ago/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
set/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
out/05	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
nov/05	90,26	88,24	49,17	50,55	93,49	95,45	79,40	46,41	75,45	64,43	37,77
dez/05	92,24	88,24	55,89	58,66	94,42	96,05	82,93	55,22	76,23	70,21	37,77
	Camargos	Jurumirim	Chavantes	Santa Branca	Funil	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Passo Real	
jan/05	67,71	81,35	86,52	95,00	82,20	77,69	78,72	56,51	64,00	85,40	
fev/05	83,78	81,67	86,52	95,00	82,20	87,96	87,60	56,51	64,00	85,40	
mar/05	100,00	81,67	86,52	96,00	85,80	95,81	95,36	67,38	72,00	85,40	
abr/05	100,00	81,67	86,52	100,00	100,00	100,00	99,34	100,00	100,00	90,77	
mai/05	100,00	81,67	88,82	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,06	
jun/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,06	
jul/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,36	
ago/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,36	
set/05	100,00	91,79	98,36	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,36	
out/05	59,52	100,00	100,00	95,00	82,20	81,80	99,69	95,52	72,00	85,40	
nov/05	59,52	95,26	99,67	95,00	82,20	75,45	77,61	70,12	72,00	85,40	
dez/05	59,52	81,67	96,05	95,00	82,20	76,20	77,95	56,51	64,00	85,40	

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).

Mês	Billings	Guarapiranga	Mês	Billings	Guarapiranga	Mês	Billings	Guarapiranga
Jan	83,12	72,83	Mai	91,11	89,84	Set	92,35	94,43
Fev	86,16	72,83	Jun	91,38	89,84	Out	90,67	94,43
Mar	88,66	78,64	Jul	92,62	94,43	Nov	89,36	93,44
Abr	90,14	89,84	Ago	93,16	94,43	Dez	88,57	86,95

Volumes de espera informados pelo agente responsável (EMAE) em consonância com a Supervisão de Hidrologia Operacional do ONS (GPD3).

Anexo XVI Restrições Operativas

Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste

GRANDE

UHE Marimbondo	Cota Máxima 445,73 m (95,0% VU)
UHE Camargos / Itutinga	Defluência Mínima de 32 m ³ /s (Navegação)
UHE Igarapava	Defluência Mínima de 263 m ³ /s
UHE Caconde	Defluência Mínima de 32 m ³ /s (usuários a jusante)
UHE A. S. Oliveira	Defluência Mínima de 19 m ³ /s (usuários a jusante)

ALTO-TIETÊ

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

TIETÊ

UHE Barra Bonita	Defluência Mínima de 160 m ³ /s (Oxigenação da água)
UHE Promissão	Defluência Mínima de 180 m ³ /s (Oxigenação da água)

SÃO FRANCISCO

UHE Três Marias	Defluência Mínima de 500 m ³ /s (Navegação)
-----------------	--

PARAÍBA DO SUL

UHE Paraibuna	Defluência Mínima de 30 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Santa Branca	Defluência Mínima de 40 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Jaguarí	Defluência Mínima de 10 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Funil	Defluência Mínima de 80 m ³ /s (Portaria 022)
Santa Cecília	Defluência Mínima de 90 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Fontes-Lajes	Defluência Mínima de 6 m ³ /s (CEDAE)
UHE Pereira Passos	Defluência Mínima de 120 m ³ /s (Captação)

DOCE

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

PARANAÍBA

UHE Emborcação	Defluência Mínima de 136 m ³ /s *1
UHE Nova Ponte	Defluência Mínima de 51 m ³ /s (Meio ambiente)
UHE Miranda	Defluência Mínima de 135 m ³ /s *1

PIRACICABA

UHE Sá Carvalho	Defluência Mínima de 20 m ³ /s (Captação)
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 4000 m ³ /s (Meio ambiente)
UHE Porto Primavera	Defluência Mínima de 5500 m ³ /s – de 5:00 às 24:00 (navegação)

PARANAPANEMA

UHE Jurumirim	Defluência Mínima de 147 m ³ /s (contrato de concessão)
UHE Chavantes	Defluência Mínima de 80 m ³ /s (Meio ambiente)

PARAGUAI

UHE Manso	Defluência Mínima de 90 m ³ /s (Meio Ambiente)
-----------	---

MUCURÍ

UHE Santa Clara	Defluência Mínima de 15 m ³ /s (Captação)
-----------------	--

Subsistema Sul

IGUAÇU

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

URUGUAI

UHE Itá Defluência Mínima de 150 m³/s (Meio ambiente)

JACUÍ

UHE Dona Francisca Defluência Mínima de 212 m³/s (Navegação/Captação)

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)

*1 Valor referente ao período de Piracema, porém o mesmo foi adotado para todo o horizonte, segundo recomendação da Supervisão de Hidrologia, uma vez que o modelo NEWAVE não permite adotar esta restrição de forma sazonal.

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 1	Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN	13
Figura 2	Metodologia Geral para Revisão da Projeção de Carga	16
Figura 3	Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Referência	17
Figura 4	Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Alto	18
Figura 5	Principais interligações	21
Figura 6	Diagrama Esquemático da Interligação Sul-SE/CO	23
Figura 7	Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Norte 2003 – Cenário de Mercado Referência	32
Figura 8	Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2003 - Cenário de Mercado Referência	33
Figura 9	Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Norte 2007 - Cenário de Mercado Referência	33
Figura 10	Distribuição de CMO SE/CO (R\$/MWh) – Estrutural	38
Figura 11	Distribuição de CMO Sul (R\$/MWh) – Estrutural	39
Figura 12	Distribuição de CMO Nordeste (R\$/MWh) – Estrutural	39
Figura 13	Distribuição de CMO Norte (R\$/MWh) – Estrutural	40
Figura 14	Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste 2003	41
Figura 15	Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul 2003	41
Figura 16	Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2003	42
Figura 17	Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2003	42
Figura 18	Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Sul - 2003	43
Figura 19	Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2003	44
Figura 20	Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2003	45
Figura 21	Permanência de Intercâmbio na Interligação com o Nordeste - 2003	46
Figura 22	Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003 – Cenário de Mercado Alto	50
Figura 23	Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2003 – Cenário de Mercado Alto	50
Figura 24	Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2007 – Cenário de Mercado Alto	51

Figura 25	Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2003 - Cenário de Sensibilidade à Oferta	55
Figura 26	Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2003 - Cenário de Sensibilidade à Oferta	55
Figura 27	Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2007 - Cenário de Sensibilidade à Oferta	56
	Quadros	
Quadro 1	Evolução da Potência Instalada em MW	15
Quadro 2	Evolução da Expansão da Oferta – Acréscimo de capacidade (MW)	15
Quadro 3	Carga Própria de Energia (MWmed) e Taxas de Crescimento	19
Quadro 4	Geração Típica de Itaipu (MWmed)	23
Quadro 5	Valores Típicos de Geração adotados para UHE Lajeado	25
Quadro 6	ENAs para utilização do modelo NEWAVE	25
Quadro 7	Função Custo do Déficit	26
Quadro 8	Projetos de Importação de Energia da Argentina	27
Quadro 9	Energia Armazenada no SIN	27
Quadro 10	Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Referência	31
Quadro 11	Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2003	35
Quadro 12	Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2004	35
Quadro 13	Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2005	35
Quadro 14	Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2006	36
Quadro 15	Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2007	36
Quadro 16	Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural – Cenário de Mercado Referência	37
Quadro 17	Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Mercado Referência	37
Quadro 18	Permanência de Geração Térmica para 2003 – (MWmed) - Parte I	47
Quadro 19	Permanência de Geração Térmica para 2003 – (MWmed) - Parte II	47
Quadro 20	Balço de Ponta Determinístico – Resumo	48
Quadro 21	Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Mercado Alto	49
Quadro 22	Riscos (%) de Déficit > 5% Carga Média Anual – Séries Sintéticas – Conjuntural	51

Quadro 23	Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2003 – Conjuntural - Cenário de Mercado Alto	52
Quadro 24	Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário de Mercado Alto	52
Quadro 25	Evolução da Potência Instalada considerando o Cenário de Atraso da Oferta	53
Quadro 26	Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Sensibilidade à Oferta	54
Quadro 27	Custo Total de Operação – Período de Jan/2003 a Dez/2007	56