



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA ANO 2004

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

© 2004/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE 3/036/2004

PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA ANO 2004

Sistema Interligado Nacional

Sumário

1	INTRODUÇÃO	5
2	CONCLUSÕES	7
2.1	Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas	9
2.2	Conclusões da Avaliação com Séries Históricas	12
2.2.1	Déficit Esperados	12
2.2.2	Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema	13
2.3	Atendimento à Ponta do Sistema	13
3	PREMISSAS	14
3.1	Usinas em Operação e Definição da Configuração Futura do SIN	14
3.2	Evolução da Potência Instalada	17
3.3	Evolução da Carga Própria	20
3.3.1	Comentários sobre 2003	20
3.3.2	Previsão para 2004	21
3.4	Geração Térmica - Classes e Custos de Operação	23
3.5	Geração Térmica Emergencial	27
3.6	Disponibilidade de Itaipu	28
3.7	Limites de Intercâmbio Regionais	28
3.7.1	Obras de Expansão da Transmissão	29
3.7.2	Restrições Elétricas	29
3.7.3	Influência da UHE Itaipu	30
3.7.4	Impactos Relevantes nos Limites de Intercâmbio	31
3.7.5	Influência das usinas do Médio Tocantins na interligação Imperatriz/Sudeste	32
3.8	Afluências	33
3.9	Custo de Déficit, Taxa de Desconto e Valor Normativo	34
3.10	Modelo, Versão e Ordem Máxima do Modelo Estocástico	34
3.11	Projetos de Importação de Energia	35
3.12	Níveis de Armazenamentos Iniciais	36
3.13	Volumes de Espera	36
3.14	Restrições Operativas Hidráulicas	37
4	ESTUDOS ENERGÉTICOS	38
4.1	Análise das Condições de Atendimento	38
4.2	Análise com Séries Sintéticas	39
4.2.1	Riscos de Déficit	39
4.2.2	Custos Marginais de Operação	44
4.2.3	Benefício Marginal de Transmissão	48
4.2.4	Custo Total de Operação	49
4.3	Análise com Séries Históricas	50
4.3.1	Análise dos Déficits	50
4.3.2	Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema com Séries Históricas de Vazões	53

4.3.3	Curvas de Permanência de Intercâmbios	55
4.4	Curvas de Permanência de Geração Térmica	60
4.5	Atendimento à Demanda Máxima	62
4.6	Análise de Sensibilidade ao Mercado	63
4.6.1	Análise do Risco de Déficit	63
4.6.2	Custo Marginal de Operação	66
4.7	Análise de Sensibilidade à Expansão da Oferta	67
4.7.1	Introdução	67
4.7.2	Análise do Risco de Déficit	67
4.7.3	Custo Marginal de Operação	71
4.8	Análise de Sensibilidade às Restrições de Gás na Região Nordeste	72
4.8.1	Introdução	72
4.8.2	Análise do Risco de Déficit	73
4.9	Custo Total de Operação	75
	ANEXOS	76
	Anexo I Usinas Despachadas Centralizadamente	77
	Anexo II Usinas Não Despachadas Centralizadamente	83
	Anexo III Cronograma de Obras de Geração	92
	Anexo IV Características das Usinas Hidráulicas	100
	Anexo V Características dos Reservatórios	103
	Anexo VI Características das Usinas Térmicas	106
	Anexo VII Índices Estatísticos de Confiabilidade	109
	Anexo VIII Manutenção Programada para 2004	110
	Anexo IX Classes Térmicas e Custos de Operação	122
	Anexo X Disponibilidade de Itaipu	125
	Anexo XI Sistema de Transmissão – Principais Obras	126
	Anexo XII Limites de Intercâmbio	127
	Anexo XIII Carga Própria de Energia e Demanda	130
	Anexo XIV Restrições Operativas	134
	Anexo XV Volumes de Espera	136
	Anexo XVI Atendimento à Ponta – 2004-2008	139
	Anexo XVII Custos Marginais de Operação no período janeiro/2004 a abril/2004	159
	Lista de figuras, quadros e tabelas	161

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, limites de intercâmbios entre subsistemas e níveis de armazenamento dos reservatórios.

Este relatório, que dá início ao ciclo 2004 do planejamento da operação energética, abrange o período 2004 – 2008, contendo resultados com detalhamento mensal para o primeiro ano e resultados anuais para os anos subseqüentes. Foi elaborado tomando-se como referência os níveis de armazenamento dos reservatórios ao final de dezembro de 2003.

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 subsistemas interligados no horizonte 2004 – 2008. 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, curvas de permanência de geração térmica e benefícios marginais de transmissão. Em complemento à avaliação com séries sintéticas, considerou-se a repetição para o quinquênio 2004 – 2008 de cada uma das seqüências de 5 anos do histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931 – 2001, observando-se a ocorrência de déficits, a evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas e 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 a variações nas projeções de mercado (considerou-se um cenário de crescimento mais acelerado do mercado), a variações na expansão da oferta (adotou-se uma hipótese genérica de atraso na data de entrada em opera-

ção dos aproveitamentos de geração) e a restrições de disponibilidade de gás para despacho simultâneo das termoeletricas da Região Nordeste.

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 Nº 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 2004 – 2008, 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. 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 de atualizações quadrimestrais, estabelecida nos Procedimentos de Rede, 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.

2 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, utilizadas para a definição dos cenários adotados nesta 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 Capítulo 3. Neste cenário, a capacidade instalada no SIN deverá elevar-se dos 77.321 MW existentes em 31/12/2003 para 87.822 MW em 31/12/2008.

Adicionalmente, também estão disponíveis para atendimento ao mercado de energia elétrica a importação de 2.178 MW provenientes da Argentina e cerca de 5.900 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, disponibilizada pelo Paraguai para o SIN, que a partir de 2005 será acrescida de uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz. A participação termoelétrica no total da capacidade instalada do SIN deverá evoluir de 14,2% em 31/12/2003 (11.000 MW) para 15,7% ao final de 2008 (13.772 MW). Essa participação no total da disponibilidade de potência do SIN evolui de 12,9% em 31/12/2003 para 14,3% ao final de 2008. A evolução da potência instalada neste cenário é apresentada nos Quadros 3 e 4.

Analisando-se o Quadro 1, observa-se que 8.722 MW (cerca de 81% do acréscimo de oferta total prevista para o quinquênio) entram em operação até 31/12/2005, sendo que aproximadamente 60% da oferta total prevista entra em operação ao longo de 2004. Vale ressaltar também que em 2007 existe um acréscimo de oferta de apenas 240 MW (Quadro 4) e em 2008 não existem novos empreendimentos sem impedimentos para entrada em operação.

O incremento médio anual da capacidade instalada no período 2004 – 2008 é de cerca de 2.144 MW. Em janeiro de 2005 está previsto o término do contrato de 918 MW de oferta emergencial e em janeiro de 2006 há previsão de término do contrato dos 856 MW restantes da oferta emergencial. O encerramento do programa de energia emergencial reduz a capacidade térmica instalada do SIN em 1.774 MW, conforme indicado no Quadro 4.

O programa detalhado de expansão da geração, relacionando as datas de entrada em operação das usinas consideradas no período 2004 – 2008, está apresentado no Anexo I.

De acordo com as diretrizes da Resolução GCE 109, que para o período 2006 – 2008 somente considera como parte integrante da oferta as hidroelétricas previstas e sem impedimentos para entrada em operação, não há novos empreendimentos a serem considerados em 2008. Neste sentido, pode-se afirmar que a Oferta de Referência representa uma hipótese conservadora, principalmente para o final do horizonte do estudo.

Cabe observar ainda que, segundo o relatório de fiscalização da ANEEL referente a dezembro de 2003, todos os projetos termoelétricos previstos para 2006 – 2008, totalizando cerca de 2.940 MW, apresentam alguma restrição para entrada em operação, não tendo sido, portanto, considerados nesse estudo. Ainda segundo o mesmo relatório, os projetos hidroelétricos que apresentam impedimentos para a entrada em operação no horizonte 2004 – 2008 totalizam 3.343 MW. Além desses projetos hidroelétricos, existem projetos termoelétricos em 2004 e 2005 que, segundo os critérios da Resolução GCE 109, apresentam algum impeditivo para entrada em operação e que poderiam, caso necessário, ser viabilizados para serem considerados como parte integrante da oferta.

As usinas enquadradas no PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, também não foram consideradas na expansão da oferta. Segundo relatório de fiscalização da ANEEL, existem impedimentos em todo o programa de geração eólica, que poderia contribuir com um incremento em torno de 6.630 MW no período 2004 a 2008, porém com baixo fator de capacidade.

O Quadro 1 contém um resumo dos Quadros 3 e 4, para o SIN.

Quadro 1 – Acréscimo de Potência Anual no SIN e Evolução da Potência Instalada (MW)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)	-	6.370	2.352	1.800	219	-21	10.720
Evolução da Potência Instalada (MW)	85.399	91.767	94.119	95.919	96.138	96.117	-

Quanto ao Mercado de Energia Elétrica

Foram considerados dois cenários de mercado: o Cenário de Mercado Referência, com taxa de crescimento médio anual no período 2004 – 2008 de 5,1%, e o Cenário de Mercado Alto, no qual a taxa de crescimento médio no período atinge 6,4%. Os valores podem ser consultados no Anexo XIII.

O Quadro 2 que se segue contém um resumo da evolução da carga própria de energia do SIN para ambos cenários utilizados nas avaliações energéticas.

Quadro 2 – Resumo da Evolução da Carga Própria de Energia do SIN

	2004	2005	2006	2007	2008
Mercado Referência (MWmed) - SIN	43.704	45.773	47.832	50.116	53.255
Mercado Alto (MWmed) - SIN	44.403	47.283	49.845	52.902	56.924

Cenários Analisados

Para avaliar a sensibilidade dos resultados referentes aos riscos de déficit à variação das premissas utilizadas, foram analisados os cenários descritos a seguir:

- **Cenário de Referência** - considera Oferta de Referência e Mercado de Referência, em conformidade com a Resolução N°109 da GCE;
- **Cenário com Mercado Alto** - considera Oferta de Referência e Mercado Alto;
- **Cenário com Atraso de Oferta** - considera Atraso de Oferta e Mercado Alto. Os atrasos de oferta considerados nesse cenário estão descritos no item 3.2;
- **Cenário com Restrição de Gás no Nordeste** - considera Cenário de Oferta de Referência, Mercado de Referência e restrições de disponibilidade de gás para despacho simultâneo das termoeletricas da Região Nordeste, conforme diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL N°40 de 28 de janeiro de 2004.

Na análise com séries sintéticas consideraram-se os quatro cenários indicados, enquanto na análise com séries históricas abordou-se exclusivamente o Cenário de Referência.

2.1 Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas

- a) As análises efetuadas com séries sintéticas permitem afirmar que, para o Cenário de Referência, as condições de atendimento energético ao SIN para o período 2004/2008 são, em geral, satisfatórias. Observam-se riscos de déficit de qualquer profundidade inferiores a 2% para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Os Subsistemas Sul, Nordeste e Norte apresentam, em alguns anos do quinquênio, riscos de déficit de qualquer profundidade superiores a 5% (vide Quadro 18). Contudo os riscos de não atendimento para profundidades superiores a 5% da carga nessas regiões são inferiores

a 2% em todo o quinquênio. Cabe ressaltar que as condições aparentemente mais desfavoráveis nos Subsistemas Nordeste e Norte, em 2004 e 2005, são consequência dos níveis de armazenamento iniciais baixos verificados em 31/12/2003 e pelas afluições passadas verificadas ao longo do período seco nessas regiões. Contudo, vale destacar que como o Subsistema Nordeste encontra-se com nível de armazenamento próximo ao da sua curva de aversão ao risco, a evolução do armazenamento nesse Subsistema deve ser acompanhada, para que, caso necessário, sejam adotadas políticas operativas específicas.

- b) Para o Cenário com Mercado Alto, as condições de atendimento energético ao SIN no período 2004/2008 são, em geral, satisfatórias, nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste (vide Quadro 29). Os riscos de qualquer déficit mais elevados observados na região Sul correspondem a déficits de pequena magnitude, que podem ser contornados através da adoção de políticas operativas específicas. Em relação às regiões Nordeste e Norte, especial atenção deve ser dada ao biênio 2007-2008, quando já se observariam, para esta taxa de crescimento do mercado, probabilidades mais elevadas do déficit médio anual ser superior a 5% da carga. De uma forma geral, a concretização de um crescimento mais acelerado do consumo, conforme considerado no Cenário com Mercado Alto, indica a necessidade de estreito monitoramento do programa de obras ou até mesmo a necessidade de expansão adicional da oferta e/ou antecipação da entrada em operação de novos projetos de geração, em relação ao Cenário de Referência. O resultado para esse cenário é corroborado pela análise dos custos marginais de operação, que indica uma tendência de equilíbrio entre oferta e mercado em 2007 e a necessidade de expansão adicional em 2008.
- c) Cabe ressaltar ainda que a análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2008, é fortemente influenciada pelos anos subsequentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta e às projeções de mercado, motivo pelo qual as conclusões para este ano devem ser relativizadas e monitoradas constantemente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede.
- d) Analisando-se os riscos de déficits para o Cenário com Atraso de Oferta (vide Quadro 35), observa-se um perfil similar àquele do Cenário com Mercado Alto. A elevação dos riscos de déficit em todas as regiões do SIN, mais expressivamente ao final do período e predominantemente nas regiões Norte, Nordeste e Sul, indica que para as premissas de realização de crescimento médio anual do mercado a uma taxa de 6,4% no período 2004 – 2008 (com um PIB associado de 4,8% no período 2004 – 2008) já haveria a sinalização da necessidade de expansão da oferta adicional àquela

associada à Oferta de Referência, ou mesmo a antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após 2008. Vale ressaltar que a pequena influência desse cenário sobre os riscos de não atendimento é consequência dos montantes de oferta atrasados serem pouco significativos. Além disso, tais atrasos impactam apenas os anos de 2004 e 2005, que apresentam folga de oferta.

- e) Para o Cenário com Restrição de Gás no Nordeste, as condições gerais de atendimento ao SIN são pouco afetadas pelas restrições de disponibilidade de gás na Região Nordeste (vide Quadro 40). Contudo, em 2004 e 2005, o Subsistema Nordeste sofre uma pequena elevação dos riscos para déficits superiores a 5% da carga média anual.
- f) Para o Cenário de Referência, os custos marginais de operação médios anuais determinados para o período 2004/2008 são inferiores ao Valor Normativo da fonte competitiva, conforme indicado no Quadro 20, sendo a Oferta de Referência considerada suficiente, em termos estruturais, para o atendimento ao Mercado de Referência. Cabe ressaltar que, em 2008, já observa-se uma tendência de equilíbrio entre oferta e mercado.
- g) Ao se considerar o Cenário com Mercado Alto e o Cenário com Atraso de Oferta, ter-se-iam em 2008 valores de CMOs superiores ao VN em todas as regiões do SIN (vide Quadros 33 e 36). Desta forma, poder-se-ia afirmar que para a hipótese de concretização de um crescimento médio do consumo nos níveis admitidos para o Mercado Alto, o equilíbrio entre oferta e mercado já seria atingido em 2007. Desta forma, deveria ser avaliada a expansão adicional de oferta no SIN a partir 2008, seja pela antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após o quinquênio em relação à Oferta de Referência, seja através de projetos previstos para o quinquênio e que hoje ainda apresentem impedimentos de alguma ordem para entrar em operação nas datas previstas, ou mesmo pela inclusão de novos empreendimentos. Merece destaque que pela aplicação das diretrizes da Resolução GCE 109 em 2007 existe um acréscimo de oferta de apenas 240 MW e em 2008 não existem novos empreendimentos sem impedimentos para entrada em operação.
- h) Os resultados de riscos de déficit aqui apresentados 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 ao SIN quadrimestralmente, conforme estabelecido nos Procedimentos de

Rede, ou mesmo excepcionalmente, em caso de ocorrência de fatos relevantes.

2.2 Conclusões da Avaliação com Séries Históricas

2.2.1 Déficit Esperados

Para prover uma referência às análises com séries sintéticas, foi também analisada a possibilidade de ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2004 – 2008 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931 – 2001, de forma a avaliar as condições de atendimento para a hipótese de repetição do período crítico do SIN nos próximos 5 anos (vide Quadros 23 a 27).

- a) As avaliações não indicam déficits significativos para o biênio 2004 – 2005, mesmo na ocorrência do biênio mais crítico do histórico. O maior déficit observado nesse biênio foi em 2005 no Subsistema Norte, correspondendo a 175 MWmed. Em 2006 são detectados déficits um pouco mais significativos nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, equivalentes a no máximo 2,5% da carga, no caso da região Nordeste, na hipótese de repetição para esse ano da série histórica de aflúências de 1955.
- b) Da mesma forma, na hipótese de repetição em 2007 da série histórica de aflúências do ano de 1955, ocorreriam déficits de até 2% da carga na região Nordeste e 1,9% da carga na região Norte.
- c) Os déficits observados no período 2004/2007, por serem de pequena monta, poderiam ser eliminados através de políticas de intercâmbio específicas, caso não haja coincidência de condições desfavoráveis nos subsistemas, além do despacho de geração térmica.
- d) Em 2008, os níveis de déficit se elevam em relação aos demais anos do quinquênio 2004/2008, observando-se déficits superiores a 5% da carga nas regiões Nordeste (8,3%) e Norte (6,4%).

Em resumo, os déficits de energia observados na análise com séries históricas corroboram os resultados obtidos a partir da análise com séries sintéticas, uma vez que todos os déficits observados no período 2004 – 2008, mais notadamente nos quatro primeiros anos, apresentam pequena magnitude, podendo ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio.

2.2.2 Evolução dos Níveis de Armazenamento do Sistema

A evolução dos armazenamentos de todos os subsistemas, em geral, é satisfatória para todo o SIN. A exceção é o Subsistema Nordeste, pois a análise com as séries históricas sinaliza uma maior probabilidade deste subsistema apresentar trajetória de armazenamento mais desfavorável.

2.3 Atendimento à Ponta do Sistema

Não há risco de não atendimento à ponta do sistema, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada à reserva de potência. Mesmo para o mês mais crítico, foram verificadas sobras superiores à reserva de potência considerada, conforme indicado no Quadro 30. Apenas ao final do ano de 2008 observou-se a necessidade de utilização de intercâmbio da região Norte para a região Nordeste, especificamente para os meses de novembro e dezembro, com montantes de aproximadamente 20 e 150 MW, respectivamente, sem, entretanto, acarretar déficit de ponta na região Norte.

Ressalta-se que a avaliação do atendimento à ponta tem característica sistêmica, não levando em conta restrições de transmissão internas aos subsistemas.

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 2004-2008, 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 2004 e 2005 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, pequenas centrais hidrelétricas e fontes alternativas são considerados para os anos 2004 e 2005 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 (2006-2008) é feita utilizando-se 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.

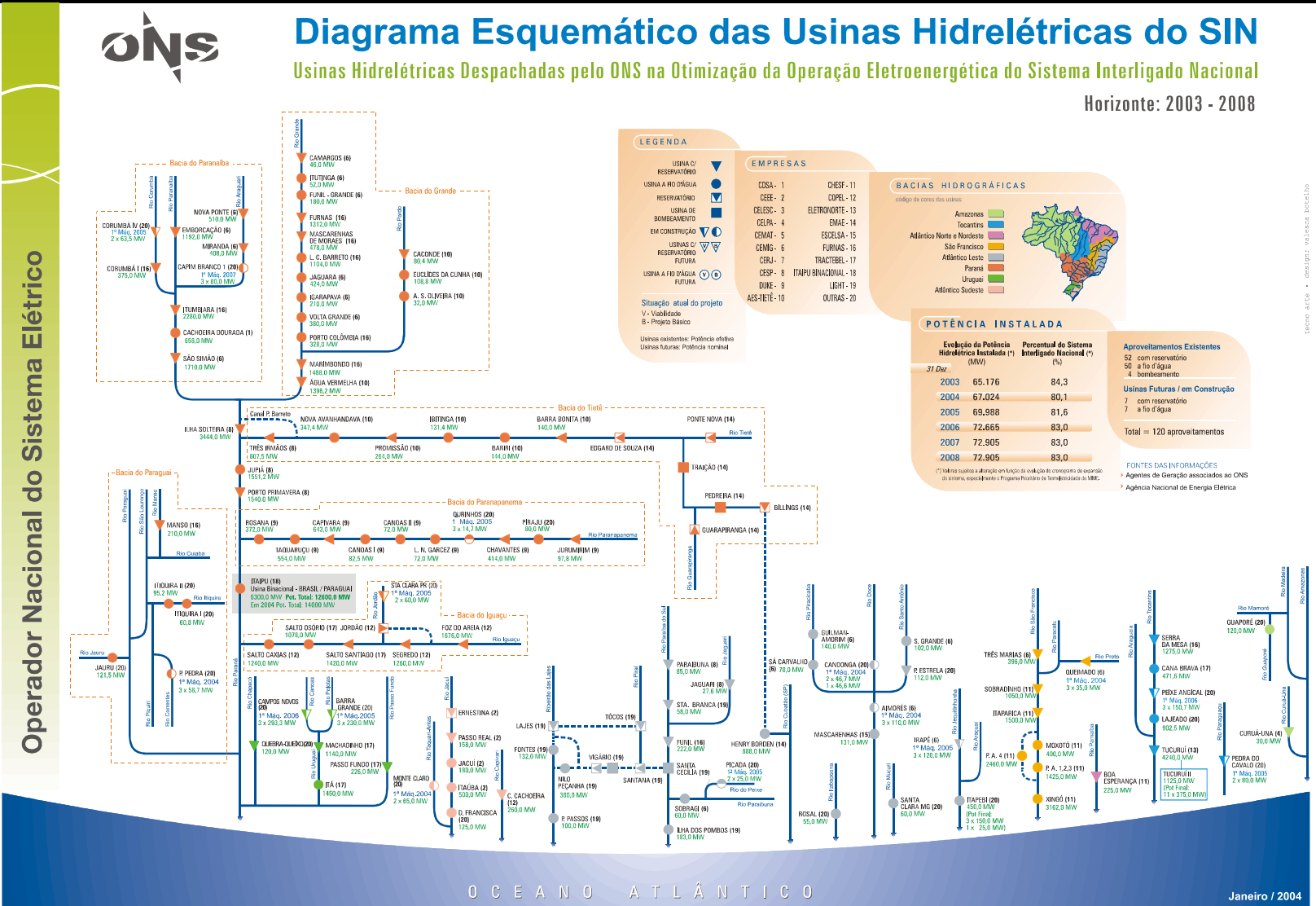
Nos estudos realizados, resultou que não foi necessária a agregação de blocos térmicos do 3º ao 5º ano, já que o CMO é menor do que o VN em todas as regiões e para todos os anos do período (vide Quadro 20).

A relação das usinas em operação no período 2004 – 2008 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 2004, 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 3 apresenta a evolução da potência instalada do SIN, bem como em seus quatro subsistemas, a partir 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 2003, 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 o relatório de fiscalização da ANEEL existem impedimentos em todo o programa de geração eólica, que poderia dar um incremento em torno de 6.630 MW no período 2004 a 2008, porém com baixo fator de capacidade.

Com base nessas premissas, prevê-se uma evolução da capacidade instalada total no SIN de 77.321 MW em 31/12/2003 para 87.822 MW ao final de 2008, representando, em média, um acréscimo de 2.144 MW por ano. Em 2003, 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 14,2% em 2003 e a 17,0% em 2005, conforme Quadro 3. Esse aumento se deve principalmente à entrada em operação das usinas constantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT. Em dezembro de 2008, a participação termoelétrica deverá cair para 15,7% devido à redução da participação, de 2005 em diante, das usinas térmicas emergenciais, findos seus contratos.

Cabe ressaltar que nos montantes acima indicados 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 representa uma disponibilidade adicional no SIN de 2.178 MW provenientes da Argentina e de 6.300 MW, mais uma unidade adicional de 700 MW a partir de 2005, menos a carga da ANDE, referente à parcela de Itaipu disponibilizada para o SIN pelo Paraguai.

Quadro 3 – Evolução da Potência Instalada em MW

REGIÃO	TIPO	2003	2004	2005	2006	2007	2008
SUDESTE	Hidráulica	32.614	33.247	33.811	34.398	34.638	34.638
	Térmica PPT	1.624	4.877	5.041	5.041	5.041	5.041
	Térmica Emergencial	399	399	253	0	0	0
C.OESTE	Térmica Outras	2.438	2.166	1.998	1.998	1.998	1.998
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
	Total	39.082	42.696	43.110	43.444	43.684	43.684
SUL	Hidráulica	11.264	11.329	11.744	13.084	13.084	13.084
	Térmica PPT	160	629	629	629	629	629
	Térmica Outras	2.133	2.171	2.171	2.171	2.171	2.171
	Total	13.557	14.129	14.544	15.884	15.884	15.884
NORDESTE	Hidráulica	10.748	10.773	10.933	10.933	10.933	10.933
	Térmica PPT	843	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814
	Térmica Emergencial	1.375	1.375	603	0	0	0
	Térmica Outras	21	112	112	112	112	112
	Total	12.987	14.074	13.462	12.859	12.859	12.859
NORTE	Hidráulica	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395	8.395
	Total	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395	8.395
BRASIL	Hidráulica	60.021	61.869	64.133	66.810	67.050	67.050
	Térmica PPT	2.627	7.320	7.484	7.484	7.484	7.484
	Térmica Emergencial	1.774	1.774	856	0	0	0
	Térmica Outras	4.592	4.449	4.281	4.281	4.281	4.281
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
	Total	71.021	77.419	78.761	80.582	80.822	80.822
ITAIPU (BRASIL)	(50% Total)	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
BRASIL	Recurso Próprio	77.321	83.719	85.761	87.582	87.822	87.822
Argentina	Importação (Sul)	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Paraguai	Compras Itaipu	5.900	5.870	6.180	6.159	6.138	6.117
BRASIL	Total	85.399	91.767	94.119	95.919	96.138	96.117

No Quadro 4, pode-se visualizar a evolução da potência incremental por tipo de fonte de geração. Observa-se em 2005 e 2006 o encerramento do programa de energia emergencial, o que reduz a capacidade térmica instalada do SIN em 1.774 MW.

Quadro 4 – Acréscimo da Potência Anual do SIN (MW)

TIPO	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Hidráulica	1.849	2.264	2.677	240	0	7.030
Térmica PPT	4.694	164	0	0	0	4.858
Térmica Emergencial	0	-918	-856	0	0	-1.774
Térmica Outras	-143	-168	0	0	0	-311
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Itaipu Brasil	0	700	0	0	0	700
Cap. Inst. SIN	6.400	2.042	1.821	240	0	10.503
Itaipu Paraguai	-30	310	-21	-21	-21	217
Importação Argentina	0	0	0	0	0	0
Total disp. SIN	6.370	2.352	1.800	219	-21	10.720

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

(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.

Adicionalmente, foi também considerado um Cenário com Atraso de Oferta. Genericamente, suas premissas básicas são:

- Atraso indiscriminado de 12 meses nas usinas hidroelétricas com previsão de entrada em operação a partir de janeiro de 2005;
- Atraso indiscriminado de 6 meses nas usinas termoelétricas com previsão de entrada em operação a partir de julho de 2004.

Cabe destacar que, no caso de usinas hidroelétricas, só foram atrasadas as usinas que não estão em fase de motorização. No caso das usinas termoelétricas, não foram atrasadas as unidades correspondentes a turbinas a vapor do ciclo combinado, quando as demais unidades já entraram em operação.

O Quadro 5 apresenta de forma resumida a evolução da potência instalada considerando o Cenário com Atraso de Oferta exposto acima.

Quadro 5 – Evolução da Potência Instalada considerando o Cenário com Atraso da Oferta (MW)

TIPO	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Hidráulica	60.021	61.869	63.177	64.883	66.810	67.050
Térmica PPT	2.627	6.950	7.484	7.484	7.484	7.484
Térmica Emergencial	1.774	1.774	856	0	0	0
Térmica Outras	4.592	4.449	4.281	4.281	4.281	4.281
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Itaipu Brasil	6.300	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000
Cap. Inst. SIN	77.321	83.349	84.105	85.655	87.582	87.822
Itaipu Paraguai	5.900	5.870	5.480	6.159	6.138	6.117
Importação Argentina	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Total disp. SIN	85.399	91.397	91.763	93.992	95.898	96.117

O Quadro 6 apresenta os atrasos anuais considerados para esse cenário.

Quadro 6 – Atrasos Anuais (MW) – SIN

Hidro	de 2004 para 2005	de 2005 para 2006	de 2006 para 2007	de 2007 para 2008
SE	-	1846	587	-
S	-	350	1340	240
NE	-	160	-	-

Termo	de 2004 para 2005	de 2005 para 2006	de 2006 para 2007	de 2007 para 2008
SE	369,8	-	-	-
S	-	-	-	-
NE	-	-	-	-

3.3 Evolução da Carga Própria

3.3.1 Comentários sobre 2003

No primeiro trimestre de 2003 houve um forte crescimento na carga, motivado pelo incremento na produção industrial voltado principalmente para exportação, iniciado a partir de setembro de 2002, e que se estendeu até meados de março. Cabe lembrar que nos dois primeiros meses do ano as expressivas taxas de crescimento da carga do SIN (13,7% e 15,5%), foram, em parte, reflexo do racionamento vigente no mesmo período de 2002 nos subsistemas Sudeste/C.Oeste e Nordeste.

A partir de abril, o aprofundamento do ajuste fiscal e o aumento da taxa de juros, associado ao aumento da taxa de desemprego e a redução na renda real, tiveram como consequência uma queda no consumo interno, ocasionando uma desaceleração na atividade industrial.

A recuperação na atividade industrial a partir de outubro por conta do aumento do crédito, fruto da queda nas taxas de juros, e o início das encomendas às indústrias para atendimento da demanda de produtos para o fim de ano, ocasionaram uma recuperação na carga que refletiu no resultado anual. Desta forma, a carga verificada ao longo de 2003 no SIN apresentou um crescimento de 5,4% em relação a 2002. Ao se expurgar o efeito do racionamento, ou seja, considerando-se a carga acumulada no período março-dezembro, este crescimento passa a ser de 3,6%, para um crescimento do PIB inferior a 0,5%.

3.3.2 Previsão para 2004

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 2004 – 2008, consolidada em 05/11/2003.

Cabe ressaltar que os cenários macroeconômicos utilizados para as projeções são provenientes de estudos realizados pelo Grupo de Trabalho para Elaboração de Premissas Básicas (GTPB) do CTEM, que contou com a participação de 22 empresas do setor elétrico brasileiro, além de representantes do Ministério de Minas e Energia.

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 2004; um outro, chamado de Cenário de Mercado Alto, com uma hipótese de crescimento mais acelerado dos níveis de consumo determinado por hipóteses econômicas mais otimistas.

Basicamente, a grandeza que define qualitativamente estes cenários é o crescimento econômico. Quanto maior o crescimento da economia, maior será a demanda por energia elétrica.

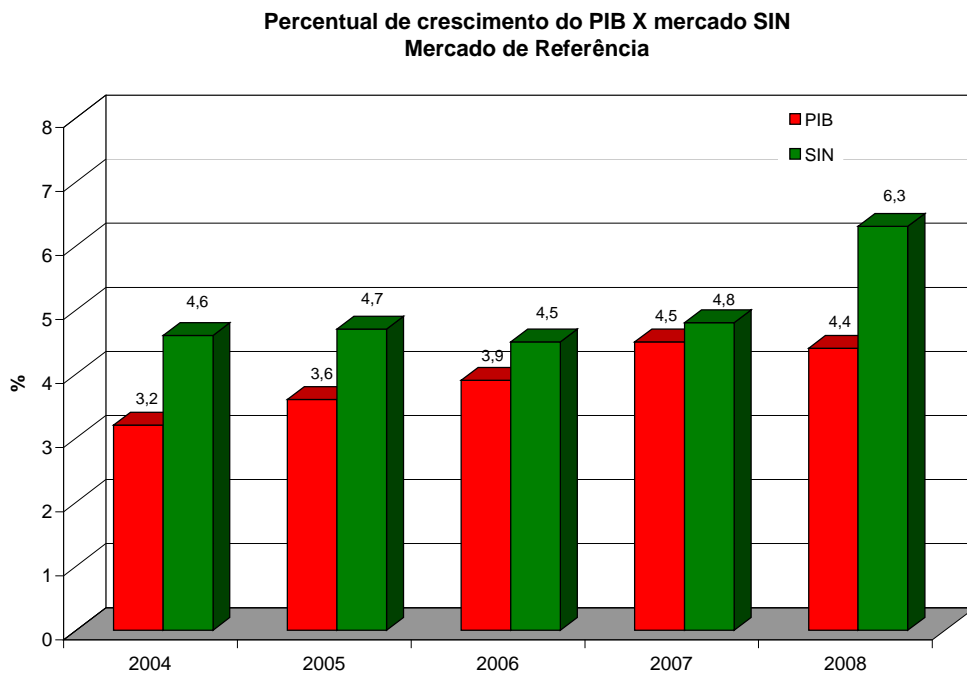
Para o Cenário de Mercado Referência, a projeção levou em consideração, além dos valores da carga realizados até novembro de 2003, a hipótese de um crescimento do PIB de 3,2% para o ano de 2004; para o restante do período foi considerado um crescimento médio do PIB de 4,1%. Estas premissas apontam para uma carga própria de energia no SIN de 43.704 MWmed para o ano de 2004.

A expressiva taxa de crescimento prevista para o subsistema Norte em 2008 deve-se à ampliação de plantas industriais e à entrada de novos consumidores eletrointensivos ao longo do ano, além da postergação de novas cargas anteriormente previstas para 2007. Estes acréscimos são de ordem de 728 MWmed.

No Cenário de Mercado Alto, considerou-se para 2004 uma taxa de 4,3% de crescimento do PIB; para o restante do período adotou-se um crescimento médio de 4,9%.

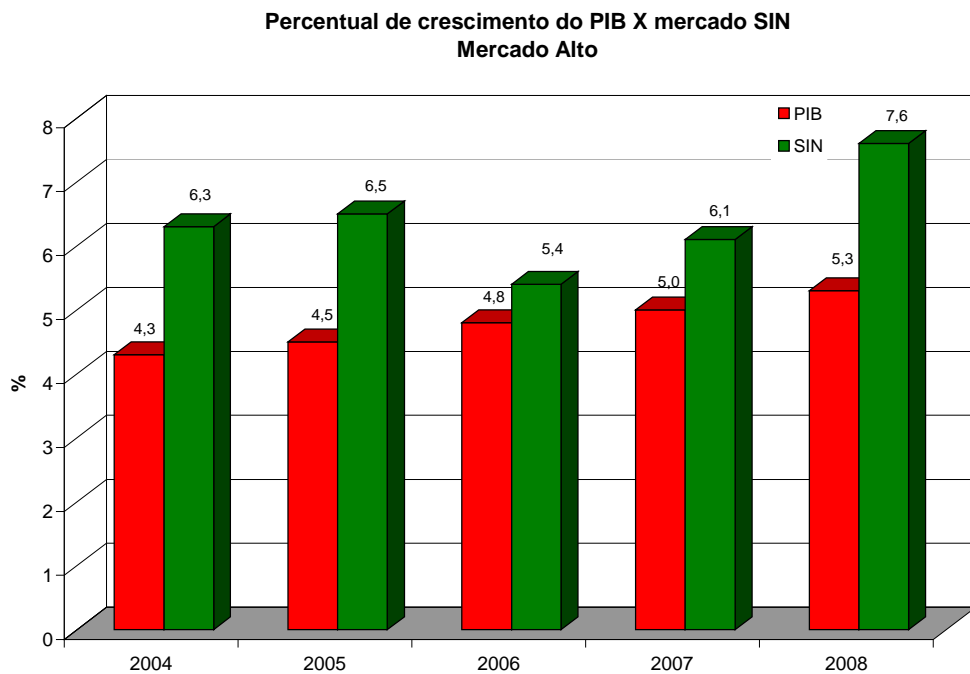
As Figuras 2 e 3 apresentam a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do Cenário de Mercado Referência do SIN, bem como para o Cenário de Mercado Alto, para o período 2004-2008.

Figura 2 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Referência



Fonte: CTEM/MME e ONS

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



Fonte: CTEM/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. Desta forma, estas projeções levaram em consideração os fatores de carga verificados nos últimos anos. É possível observar que 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 da racionalização do uso de energia em geral.

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 2004-2008. 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° 192/2002 – DPR/ANA. Estes valores, adicionados à carga do Nordeste, representam 560 MWmed, em média, no período 2004 a 2008. 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 7 apresenta-se a previsão de carga média anual para o SIN considerada neste ciclo de planejamento da operação, onde destaca-se o crescimento médio no período de 5,1% para o Cenário de Mercado Referência e 6,4% para o Cenário de Mercado Alto.

Quadro 7 – 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
2004	26.999	27.420	7.236	7.343	6.541	6.646	2.928	2.994	43.704	44.403
2005	28.262	29.216	7.611	7.801	6.867	7.110	3.033	3.156	45.773	47.283
2006	29.412	30.714	7.964	8.232	7.215	7.581	3.241	3.318	47.832	49.845
2007	30.733	32.591	8.334	8.677	7.705	8.175	3.344	3.459	50.116	52.902
2008	32.221	34.546	8.690	9.137	8.126	8.660	4.218	4.581	53.255	56.924
Cresc. (%)	4,5%	5,9%	4,7%	5,6%	5,6%	6,8%	9,6%	11,2%	5,1%	6,4%

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 2004 estão discriminados no Anexo IX.

Para os custos das usinas com direito a reembolso da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), a ELETROBRÁS, atual Administradora da CCC, forneceu os custos do período 2004 a 2005 considerando os fatores constantes no Ofício N° 78 de 08/04/2003 da SRG/ANEEL, conforme descrito abaixo:

Preço(térmica) = a × preço(ELETROBRÁS) + b × preço(Agente), onde:

a = 0,50 e b = 0,50 ; em 2004

a = 0,25 e b = 0,75 ; em 2005

Para os anos de 2006, 2007 e 2008 os próprios agentes informaram os custos de suas usinas. No caso das demais usinas, não participantes da CCC, o preço de despacho é aquele declarado pelo agente para todo o período de estudo, podendo ter variação anual.

Os valores de inflexibilidade de geração térmica utilizados estão em consonância com:

- (i) Planos de Conservação de unidades geradoras ou Ofícios da ANEEL que deliberaram sobre o assunto;
- (ii) Contratos de compra mínima de combustível;
- (iii) Despachos de geração por razões elétricas em algumas áreas geo-elétricas onde pode ser necessária uma geração térmica adicional para garantir o atendimento, estabilidade ou índices de confiabilidade, de forma a evitar/minimizar os efeitos danosos de deficiências da rede elétrica.

Os valores referentes às restrições elétricas por patamar de carga estão apresentados no Quadro 8.

Quadro 8 – Inflexibilidades por restrições elétricas (MWmed)

Usina Termelétrica	Pesada	Média	Leve	Médio	Período – Ano 2004
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
William Arjona	96	96	64	84,04	janeiro a dezembro
Macaé Merchant e Norte Fluminense	150	80	0	57,41	janeiro
	220	170	0	111,68	fevereiro a julho
	250	200	100	167,85	agosto
	200	150	50	117,85	setembro
	160	120	0	79,33	outubro
	50	0	0	5,22	novembro e dezembro
Piratininga	50	50	0	31,31	janeiro a dezembro
Cuiaba	50	50	0	31,31	janeiro a dezembro
SUL					
P. Médici A	50	50	0	31,30	janeiro, julho a outubro
	50	50	25	40,66	fevereiro a junho
	25	50	0	28,70	novembro a dezembro
P. Médici B	180	180	90	146,36	janeiro a março
	90	90	0	56,36	abril a junho
	0	0	0	0,00	julho a outubro
	90	0	0	24,35	novembro a dezembro
J.Lacerda A1	25	50	0	28,70	janeiro a março
	25	25	0	15,66	abril a dezembro
J.Lacerda A2	66	66	33	53,67	janeiro a março
	33	33	0	20,67	abril, novembro a dezembro
	33	66	0	37,89	maio a outubro
J.Lacerda B	80	160	0	91,84	janeiro a março
	80	0	0	8,35	abril
	0	80	0	41,74	maio a dezembro
J.Lacerda C	180	180	0	112,72	janeiro a abril, novembro a dezembro
	180	0	0	18,80	maio a outubro
Uruguaiana	220	220	150	193,84	janeiro a março
	220	150	0	13,05	abril
	150	0	0	15,67	maio a outubro
	150	220	0	130,46	novembro a dezembro
Canoas					janeiro, fevereiro, abril, maio e dezembro
	0	50	0	26,09	
	50	150	50	102,18	março
	0	0	0	0,00	junho a novembro

Os Quadros 9 e 10 apresentam os valores de inflexibilidade resultante dos Planos de Conservação de unidades geradoras e a inflexibilidade declarada pela ELETROBRÁS, para as usinas participantes da CCC.

Quadro 9 – Inflexibilidades para conservação das unidades geradoras participantes da CCC

USINA TERMOELÉTRICA	MWmed	Fonte
SUDESTE / CENTRO-OESTE		
Igarapé (*)	5,50	Informação CEMIG
Campos	3,00	Ofício ANEEL 14/2003
Santa Cruz 1 e 2	14,00	Ofício ANEEL 14/2003
Santa Cruz 3 e 4	54,00	Ofício ANEEL 14/2003
Piratininga A (gás)	0,00	-
Carioba	0,00	Informação CPFL
Brasília	0,00	-
Coxim	0,00	-
Corumbá	0,00	-
SUL		
J. Lacerda A1	0,00	
J. Lacerda A2	0,00	
J. Lacerda B	0,00	Plano de conservação TRACTEBEL
J. Lacerda C	0,00	
Charqueadas	0,00	
Alegrete	0,70	Carta CE-DP-0005/2003 de 31/01/2003
Figueira	0,00	-
Nutepa	0,00	-
P. Médici A	0,00	-
P. Médici B	0,00	-
S. Jerônimo	0,00	-
NORDESTE		
Camaçari gás	0,29	Informação CHESF

(*) O agente informou a discretização mensal da conservação (jan, mar, mai, jul, set e nov/04 = 5,5 MWmed e demais meses = zero. A partir de 2004 igual a 2,78 MWmed)

Quadro 10 – Inflexibilidades declarada pela ELETROBRÁS

USINA	MWmed	
	2004	2005
SUDESTE / CENTRO-OESTE		
Igarapé	5,50	5,50
Campos	3,00	3,00
Santa Cruz 1 e 2	14,00	14,00
Santa Cruz 3 e 4	54,00	54,00
Piratininga A (gás)	18,00	12,00
Carioba	0,00	0,00
Brasília	0,00	0,00
Coxim	0,01	0,01
Corumbá	0,02	0,02
SUL		
J. Lacerda A1	0,00	0,00
J. Lacerda A2	0,00	33,00
J. Lacerda B	100,00	90,00
J. Lacerda C	180,00	0,00
Charqueadas	11,00	5,00
Alegrete	0,00	0,00
Figueira	9,05	9,05
Nutepa	0,00	0,00
P. Médici	150,00	150,00
S. Jerônimo	5,00	5,00
NORDESTE		
Camaçari gás	24,18	1,45

No Quadro 11 são apresentadas outras inflexibilidades que também foram adotadas, devido à declaração dos agentes:

Quadro 11 – Inflexibilidades referentes à declaração dos agentes

Usina Termoelétrica	Inflexibilidade (MWmed)
SUDESTE/CENTRO-OESTE	
Angra I	520,0
Angra II	1080,0
Cuiabá	35,8 (1)
Ibiritermo	218,8
Nortefluminense	320,2 (2)
Piratiniga Nova	92,5
Tres Lagoas	0 (3)
W.Arjona G	84,0
SUL	
Uruguaiana	400,0 (4)
NORDESTE	
FAFEN	22,0
Termopernambuco	312,0
Termoceaná	15,0
Termofortaleza	223,0

(1) a partir de jan/05 passa para 12 MWmed, (2) 428,6 MWmed de 04 a 06/2004 e 535 MWmed a partir de 07/2004, (3) 232,8 MWmed em 02/2004, (4)248,7 MWmed em 07/2004

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.

Estão autorizadas pela ANEEL e aptas para operação comercial 51 usinas térmicas de recurso emergencial, sendo 10 no Sudeste e 41 no Nordeste. O montante de potência contratada alcança 399 MW no Sudeste e 1375 MW no Nordeste, já considerando ajustes informados pela CBEE.

Estas usinas não possuem restrição mínima de geração, pois são contratadas pela CBEE numa modalidade de potência disponível para despacho.

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 à sua elaboração. Nele, são indicadas as disponibilidades de potência da UHE Itaipu e os montantes de energia associados às potências contratadas.

Para 2004, o suprimento de potência contratada da Itaipu Binacional para o SIN atinge 10.387 MW em base mensal, enquanto que o suprimento de energia associada em base anual para o Brasil é de 8.239 MWmed.

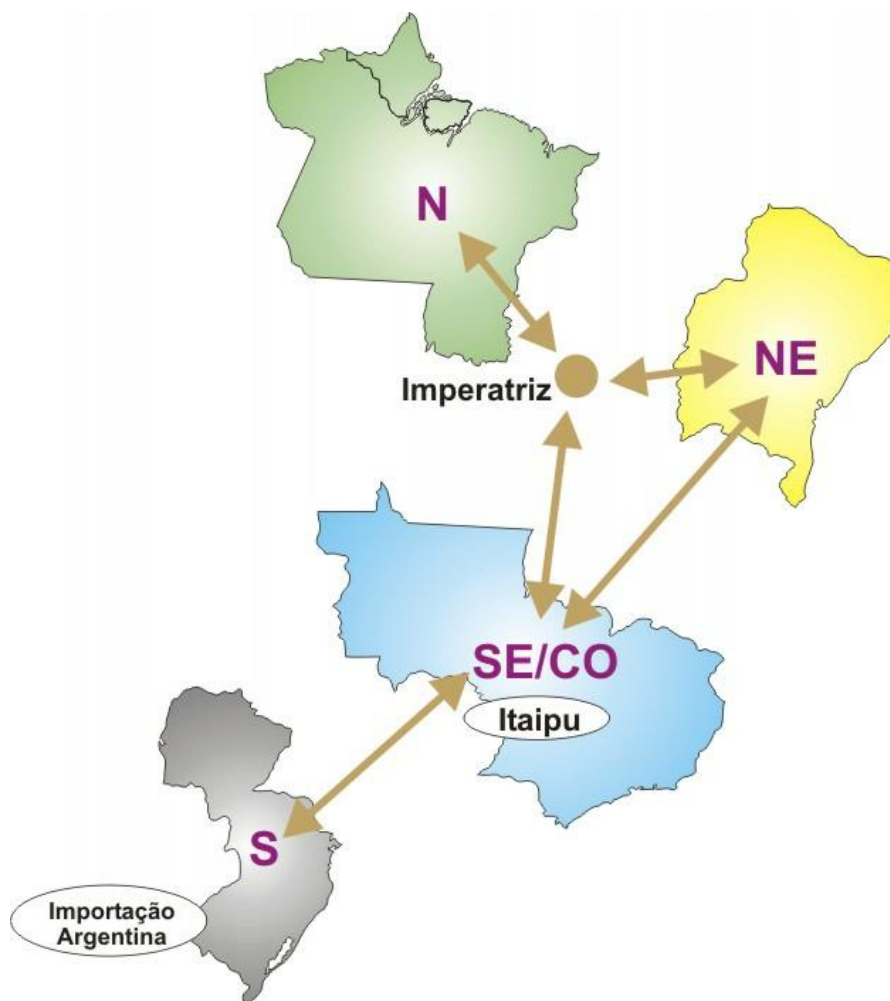
O Anexo X contém o detalhamento das disponibilidades de potência e de energia da UHE Itaipu para o Brasil, descontando-se as parcelas de fornecimento à ANDE, de consumo próprio e de manutenções programadas (duas unidades geradoras por mês).

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 4.

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

Figura 4 – 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-368/3/2003 - Planejamento da Operação Elétrica do SIN - Período janeiro/2004 a abril/2005 e o Relatório ONS-2.1.036/2003 – Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica – Período 2004 a 2006. Estes limites são apresentados no Anexo XII.

Os estudos elétricos indicam que até a completa duplicação da Interligação Norte-Sul, prevista para março de 2004, seu fluxo não apenas condiciona os limites de intercâmbio entre Norte e Nordeste, como afeta a capacidade de recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste, ao impor limites à importação proveniente do subsistema Sul.

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.

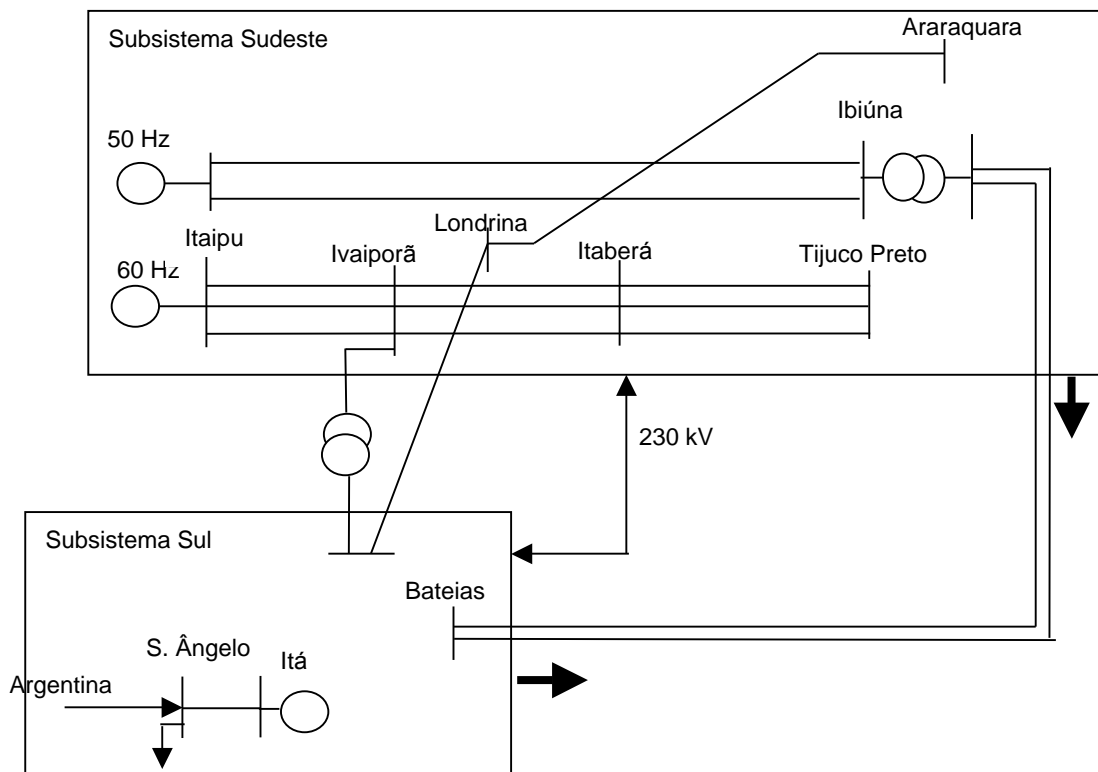
A Figura 5 apresenta os principais elementos físicos da interligação Sul/Sudeste, evidenciando que o fornecimento do Sul para o Sudeste/Centro-Oeste e a geração em 60 Hz de Itaipu competem pelo mesmo sistema de transmissão. Conseqüentemente, para uma modelagem adequada, é necessário abater dos limites 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 da ordem de 10.000 MWmed para a geração total de Itaipu, correspondente à média de sua produção no período 1996-2000. 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 12 apresenta a distribuição da geração típica de Itaipu.

Figura 5 – Diagrama Esquemático da Interligação Sul-SE/CO



Quadro 12 – Geração Típica de Itaipu (MWmed)

PATAMAR	50 Hz	60Hz	Total
Pesada	5.600	5.600	11.200
Intermediária	5.592	4.743	10.335
Leve	5.450	3.950	9.400
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 UHE Lajeado e a UHE Peixe Angical (com previsão para entrada em operação em maio de 2006), ambas localizadas no Médio Tocantins, são representadas na região Sudeste/Centro-Oeste. Suas gerações concorrem com a alternativa de recebimento de energia através da interligação Norte-Sul. A re-

apresentação desta concorrência no modelo NEWAVE reduz sensivelmente os limites de intercâmbio Imperatriz-Sudeste.

2. Enquanto não for completada a duplicação da Interligação Norte-Sul, a região Sudeste/Centro-Oeste sofre limitações ao recebimento simultâneo pelas interligações, em especial no patamar de carga leve, por razões de estabilidade dinâmica. Buscando minimizar os efeitos desta restrição, foi considerada a sazonalidade das afluências das regiões Norte e Sul na definição da priorização do recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste:
 - dezembro a junho: prioriza o limite Imperatriz/SE (recebimento pela região Norte);
 - julho a novembro: prioriza o limite S/SE (recebimento pela região Sul).
3. A importação de energia pela região Sul não deve superar 50% de sua carga, por razões de estabilidade dinâmica, o que impõe limites adicionais ao recebimento proveniente do Sudeste/Centro-Oeste, em especial no patamar de carga leve.
4. A região Nordeste apresenta limitação à importação global de energia por razões de estabilidade dinâmica, o que restringe o recebimento simultâneo pelas interligações, impondo limites adicionais ao recebimento proveniente das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte.
5. 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).
6. A região Sudeste/Centro-Oeste apresenta uma limitação à exportação global de energia para o Norte e Nordeste por razões de estabilidade dinâmica, o que impõe limites adicionais ao recebimento daquelas regiões.

3.7.5 Influência das usinas do Médio Tocantins na interligação Imperatriz/Sudeste

Os aproveitamentos de Lajeado e Peixe Angical, situados no Médio Tocantins, são considerados pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, devido à localização geográfica, suas gerações competem com o intercâmbio Imperatriz/Sudeste pelo mesmo sistema de transmissão. Assim, para uma modelagem adequada, uma estimativa de sua geração deve ser abatida dos limites Imperatriz/Sudeste.

Nesse estudo foram adotados os valores típicos listados no Quadro 13, obtidos a partir de simulações a usinas individualizadas.

Quadro 13 – Valores Típicos de Geração adotados para as usinas do Médio Tocantins

Produção em todos os patamares de carga (MW médios)			
Período	Lajeado	Peixe Angical	Total
Dezembro a Junho	645	331	976
Julho a Novembro	344	251	595

3.8 Afluências

Foi atualizado o histórico de vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período 1931 a 2001. Os novos valores de vazões médias mensais, resultantes do Projeto de Reconstituição de Séries de Vazões Naturais para oito bacias hidrográficas, não foram incorporados aos estudos energéticos, por ainda não terem sido homologados pela ANEEL, devendo estar contemplados na 1ª Revisão Quadrimestral. Observação idêntica pode ser feita quanto à utilização dos novos valores de usos consuntivos.

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 2003. Os valores utilizados estão descritos no Quadro 14.

Quadro 14 – ENAs para utilização do modelo NEWAVE

		SE	SUL	NE	N
JULHO/2003	MWmed	16.348	4.901	2.678	2.035
	%MLT	87	65	67	85
AGOSTO/2003	MWmed	13.354	2.222	2.346	1.420
	%MLT	85	65	69	84
SETEMBRO/2003	MWmed	12.702	1.899	2.260	953
	%MLT	80	24	74	72
OUTUBRO/2003	MWmed	14.790	3.772	1.989	1.071
	%MLT	77	42	58	72
NOVEMBRO/2003	MWmed	19.974	5.197	2.690	1.984
	%MLT	82	82	47	81
DEZEMBRO/2003	MWmed	33.184	10.886	4.926	3.217
	%MLT	91	214	47	67

3.9 Custo de Déficit, Taxa de Desconto e Valor Normativo

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

Para representação do Custo de Déficit, foi considerada nas simulações, conforme Resolução ANEEL N° 682, de 23 de dezembro de 2003, uma curva de corte de carga em quatro patamares para todos os subsistemas, valorada em R\$/MWh, conforme Quadro 15. Esta nova curva representa a atualização pelo IGP-DI daquela constante da Resolução GCE N°109.

Quadro 15 – Função Custo do Déficit

PATAMARES (% de redução de carga)	VALORES (R\$/MWh)
0 a 5%	749,52
5% a 10%	1616,95
10% a 20%	3378,93
superior a 20%	3839,76

O Valor Normativo utilizado para a análise de necessidade de ajuste de blocos térmicos padronizados foi atualizado para novembro de 2003, de acordo com as Resoluções ANEEL N° 22/2002 e N° 488/2002, a partir do Valor Normativo Competitivo de R\$72,35/MWh, resultando no novo valor de R\$107,43/MWh.

3.10 Modelo, Versão e Ordem Máxima do Modelo Estocástico

Foram realizadas simulações a subsistemas equivalentes empregando o modelo NEWAVE na versão 11, segundo determinação da ANEEL (despacho ANEEL N° 873 de 17/11/2003). Os módulos periféricos utilizados neste modelo (NEWDESP e NWLISTOP) são consistentes com a referida versão.

Por orientação da ANA (Ofício N° 192/DPR de 20/06/2002), a partir de julho de 2002 foram considerados os valores de irrigação estimados por esta Agência para captação de água no Rio São Francisco. Desde então, estes valores, convertidos em energia (MWmed) passaram a ser adicionados à carga do Nordeste. Este procedimento ainda está sendo utilizado, uma vez que as novas séries de vazões naturais e de usos consuntivos ainda não foram homologadas para utilização, assim como também ainda não foi definida a penalidade por não atendimento ao desvio.

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 16 apresenta a modelagem adotada.

Quadro 16 – 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
		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 2005. Nas simulações com o modelo NEWAVE, a usina de Itaipu (50 e 60 Hz) foi simulada como sendo integralmente pertencente ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Há também interligações de menor porte, como a interligação em Uruguaiana de 50 MW (Brasil / Argentina) e a de Santa do Livramento / Rivera de 70 MW (Brasil / Uruguai), caracterizadas como intercâmbios de otimização, admitindo, portanto, fluxos em ambos os sentidos.

3.12 Níveis de Armazenamentos Iniciais

Foram utilizados os níveis de armazenamento dos reservatórios individuais, projetados para 31/12/2003. Os níveis correspondentes de energia armazenada por região são apresentados no Quadro 17.

Quadro 17 – Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	31/12/2003
Sudeste/Centro-Oeste	40,0% EA_{MAX}
Sul	69,9% EA_{MAX}
Nordeste	15,1% EA_{MAX}
Norte	23,0% EA_{MAX}
Tucuruí	29,6% EA_{MAX}

Nota-se que em 31/12/2003 o nível de armazenamento inicial na região Nordeste pode ser assumido como baixo. Esse subsistema está nesse nível de armazenamento em consequência das afluições passadas baixas.

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 2004 a dezembro de 2008, 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 2003/ 2004 (ONS RE 3/340/2003).

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

3.14 Restrições Operativas Hidráulicas

No Anexo XIV 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 Análise das Condições de Atendimento

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 2004 até 2008), com ênfase em 2004. Tais estudos compreendem a avaliação das condições de atendimento energético em termos de riscos de déficit, da evolução dos custos marginais de operação e dos intercâmbios de energia entre subsistemas, além de estimativas de geração térmica e benefícios marginais de transmissão. Adicionalmente, são apresentadas análises de sensibilidade ao mercado e à expansão da oferta e efetuados balanços de ponta.

Devido à característica predominantemente hidroelétrica do SIN, altamente dependente das afluências, 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 afluências 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.

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 Serviços de Geração, disponível no *site* ANEEL.

O presente Planejamento da Operação utilizou a versão NEWAVE 11 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 a risco.

A carga utilizada na presente análise energética corresponde ao Cenário de Mercado de Referência elaborado pelo ONS em conjunto com o CTEM. O item 4.6 do presente relatório apresenta o estudo de sensibilidade ao mercado. Adicionalmente, no item 4.7 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 com Séries Sintéticas

Na análise com séries sintéticas, as condições de atendimento foram avaliadas por meio de simulações a subsistemas equivalentes no horizonte de janeiro/2004 a dezembro/2008, empregando um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

4.2.1 Riscos de Déficit

O Quadro 18 apresenta os riscos de déficit conjunturais para o Cenário de Mercado de Referência e para o Cenário de Oferta de Referência. As probabilidades de déficit maiores que 5% e 10% da carga significam probabilidades de haver no ano séries com déficit médio anual superior a 5% ou 10% da carga média anual, respectivamente.

Quadro 18 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Referência

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007	2008
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	1,0	1,9	1,2	1,4	1,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,1	0,3	0,2	0,4	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	1,0	8,1	1,2	1,3	4,2
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,4	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	11,0	6,3	3,7	5,5	5,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,1	0,7	0,6	1,1	1,3
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,1	0,4	0,3
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	12,2	18,8	10,6	6,9	7,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,6	1,7	1,4	1,6	1,6
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,2	0,4	0,2	0,5	0,6

Os riscos de não atendimento para qualquer déficit, apresentados no Quadro 18, são inferiores a 2% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste para todo o quinquênio.

O Subsistema Sul, por sua vez, apresenta riscos de não atendimento para qualquer déficit inferiores a 5% em todos os anos do quinquênio, com exceção do ano de 2005, quando o risco atinge 8,1%.

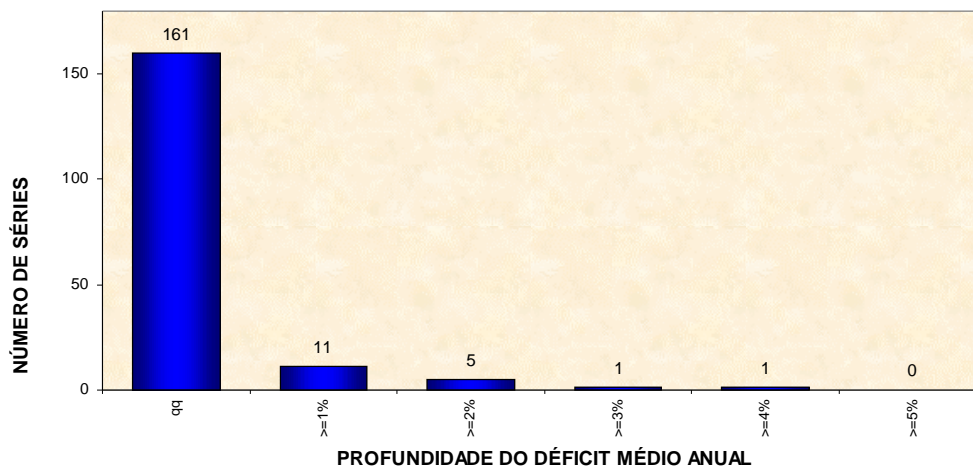
No Subsistema Nordeste, os riscos de não atendimento para qualquer déficit situam-se acima de 5% em 2004, 2005, 2007 e 2008, atingindo valor máximo de 11% em 2004.

O subsistema Norte é o que apresenta os maiores riscos em todo período de estudo, atingindo valor máximo de 18,8 % em 2005.

A análise de riscos de déficit para profundidades superiores a 5% e 10% da carga mostra, para todo o quinquênio, valores iguais ou inferiores a 1,7% e 0,6%, respectivamente, para todas as regiões, indicando, desta forma, que os déficits são de pequena magnitude, podendo ser evitados através de políticas operativas específicas.

As Figuras 6 a 8, a seguir, contêm, a título ilustrativo, a curva de distribuição dos déficits da região Sul em 2005, Nordeste em 2004 e Norte em 2005, correspondendo, respectivamente, aos anos para os quais observam-se os maiores valores de riscos de qualquer déficit nessas regiões.

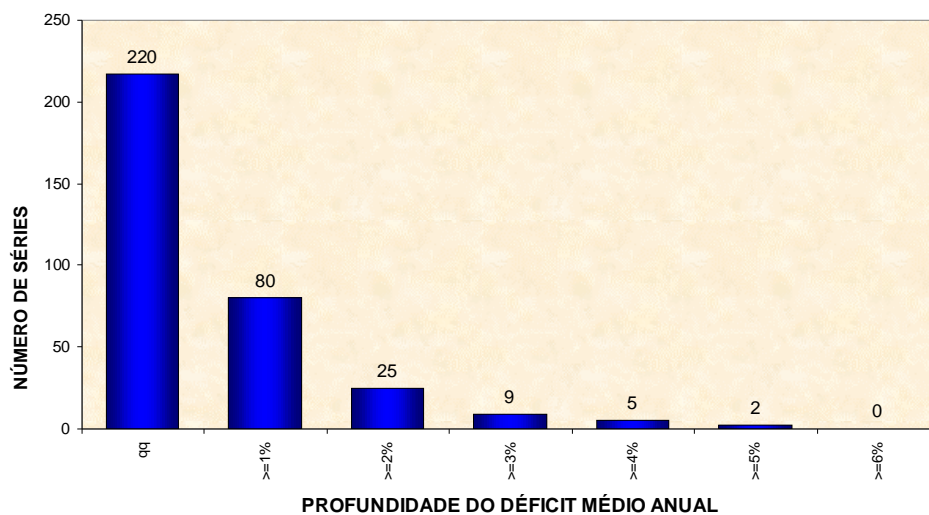
Figura 6 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Sul 2005 – Cenário de Referência



% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%
MWmed	76	152	228	304	381

Em 2005, observa-se no Subsistema Sul que 161 em 2000 séries levaram a déficit, correspondendo a um risco de 8,1%, independentemente da profundidade dos déficits. No entanto, examinando-se a Figura 6, pode-se constatar que destas 161 séries, 150 correspondem a déficits médios anuais de profundidade inferior a 1% da carga própria média anual, ou seja, somente em 11 das 2000 séries o déficit médio anual seria superior a 76 MWmed.

Figura 7 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2004 - Cenário de Referência

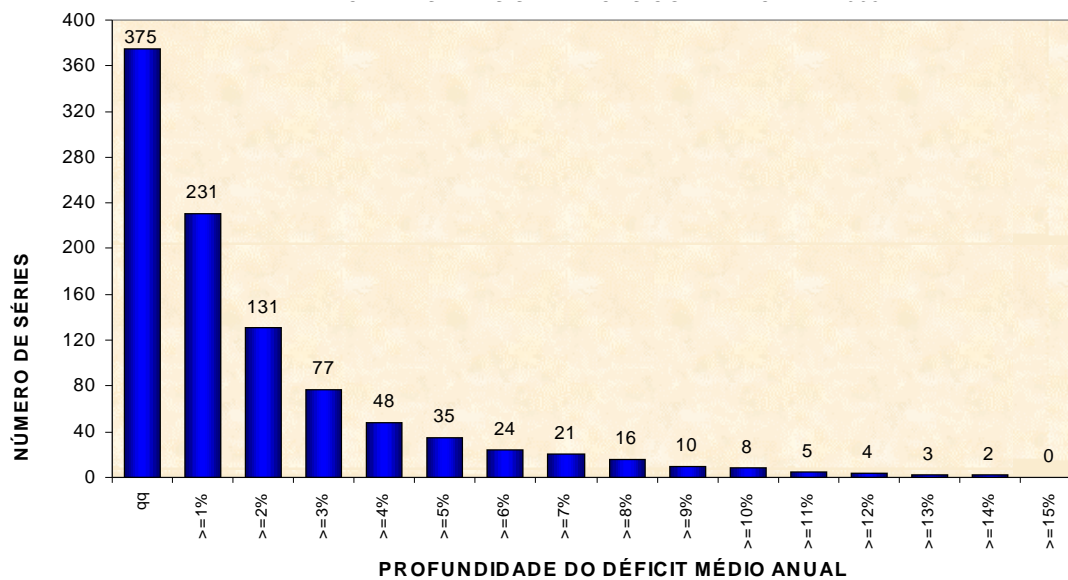


PROFUNDIDADE DO DÉFICIT MÉDIO ANUAL						
% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%
MWmed	65	131	196	262	327	392

Para o Subsistema Nordeste, analisando a Figura 7, observa-se que 220 em 2000 séries levaram a déficits, correspondendo a um risco de 11%, independentemente da profundidade dos déficits. No entanto, pode-se constatar que destas 220 séries, 140 correspondem a déficits médios anuais de profundidade inferior a 1% da carga própria média anual, ou seja, somente em 80 das 2000 séries o déficit médio anual seria superior a 65 MWmed e há apenas 2 séries com déficit médio anual superior a 5% da carga, ainda que inferior a 6% da carga.

Para o Subsistema Norte, no ano de 2005 (conforme Figura 8, a seguir), 375 das 2000 séries apresentam déficits de qualquer profundidade, correspondendo a um risco de 18,8%. Contudo, apenas 35 (1,7%) dessas séries apresentam déficits superiores a 5% da carga.

Figura 8 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Norte 2005 - Cenário de Referência



% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
MWmed	30	61	91	121	152	182	212	243	273	303	334	364	394	425	455

Em resumo, pode-se afirmar que com taxa de crescimento médio anual do mercado de 5% no período 2004-2008, as condições de atendimento do SIN são, em geral, satisfatórias, desde que se concretize o programa de obras de geração e de interligações inter-regionais. Os déficits de pequenas magnitudes observados nos Subsistemas Nordeste e Norte poderiam ser contornados com a adoção das curvas de aversão ao risco na operação, que permitem definir geração térmica adicional, bem como valores e sentido de intercâmbios necessários.

Os riscos mais elevados observados em 2004 na região Nordeste e Norte em relação às demais regiões do SIN são consequência dos armazenamentos iniciais baixos em 31/12/2003 e pelas afluições passadas verificadas ao longo do período seco dessas regiões. Portanto, a tendência hidrológica assumida para a simulação tende a ser pessimista.

Observe-se, no entanto, que a Oferta de Referência está definida em consonância com a Resolução GCE 109, que considera somente os empreendimentos que não apresentem impedimentos de nenhuma ordem para entrada em operação nas datas previstas. Da mesma forma, não foram considerados empreendimentos termoeletrônicos no triênio 2006 – 2008, tratando-se, portanto, de uma oferta conservadora.

Cabe ressaltar que o nível inicial de armazenamento do Subsistema Nordeste encontra-se próximo à sua curva de aversão ao risco, com possibilidades reais de cruzá-la. Portanto, a evolução do armazenamento nesse subsistema será acompanhada no âmbito da programação mensal da operação para que, caso necessário, sejam definidos geração térmica e/ou intercâmbios adicionais para essa região.

4.2.2 Custos Marginais de Operação

O Quadro 19 apresenta estimativas em base mensal do Custo Marginal de Operação – CMO de cada subsistema, para o ano de 2004. O CMO fornece uma indicação do custo de atendimento do MWh adicional em cada região do SIN.

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 demais regiões, o que indica que o subsistema Nordeste deverá ser importador líquido de energia em 2004.

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 (vide Quadro 15).

Quadro 19 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2004 – Conjuntural – Cenário de Referência

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	20,64	19,60	19,12	19,49	19,31	20,08	22,23	24,42	30,18	32,23	42,60	30,29
Sul	18,77	14,30	16,77	16,76	15,67	15,27	16,56	17,61	18,00	17,17	23,42	22,96
Nordeste	21,42	23,13	23,79	25,73	27,83	30,63	38,99	54,00	99,67	137,70	120,70	32,86
Norte	20,51	18,52	19,86	21,68	19,26	22,84	28,68	36,06	70,26	107,82	247,01	120,54

Os custos marginais médios mensais apresentados nesse Quadro 19 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 afluenta. 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 14), utilizadas para geração das séries sintéticas, bem como pela energia armazenada nos subsistemas ao início de

janeiro de 2004 (vide Quadro 17). 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 2004.

No Quadro 20 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 20 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Referência

Subsistema	2004	2005	2006	2007	2008
SE/CO	16,1	20,8	28,9	33,6	76,9
Sul	16,3	22,6	26,8	32,7	68,6
Nordeste	13,4	19,1	33,6	47,0	97,8
Norte	14,3	19,3	27,1	30,4	97,2

O Valor Normativo (VN) foi atualizado para novembro/2003, conforme Resolução ANEEL Nº 488/2002, a partir do VN para fonte competitiva (R\$ 72,35/MWh em jan/01), resultando em R\$ 107,43/MWh.

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 20 mostra que os valores obtidos para o CMO médio anual encontram-se sistematicamente em patamares inferiores ao VN no período 2004-2008. Em particular, no último ano de estudo, verifica-se um crescimento acentuado nos valores de CMO, atingindo valores próximos ao VN, indicando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do período.

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 2008.

As Figuras 9 a 12 contêm a distribuição dos CMOs obtidos para cada ano, em cada subsistema. Verifica-se que em todos eles 94 % dos valores obtidos para as 2000 séries sintéticas de energias afluentes são menores que o VN, de R\$107,43/MWh, a exceção do ano de 2008, cuja frequência de valores menores do que VN cai para 85%. Estes resultados vêm demonstrar que, do ponto de vista estrutural, o sistema estaria bem dimensionado para o Cenário de Mercado Referência.

Figura 9 – Distribuição de CMO SE/CO (R\$/MWh) – Estrutural

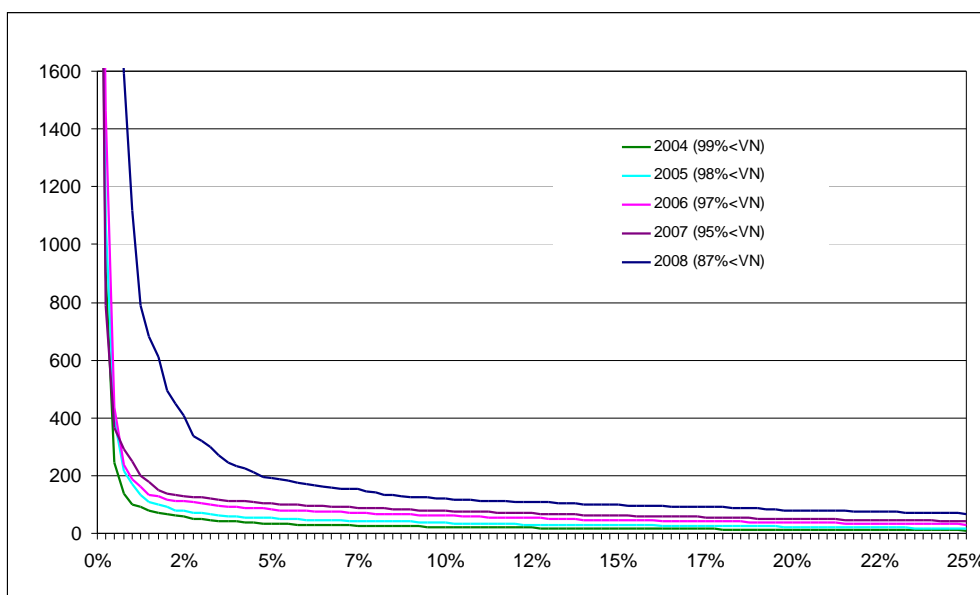


Figura 10 – Distribuição de CMO Sul (R\$/MWh) – Estrutural

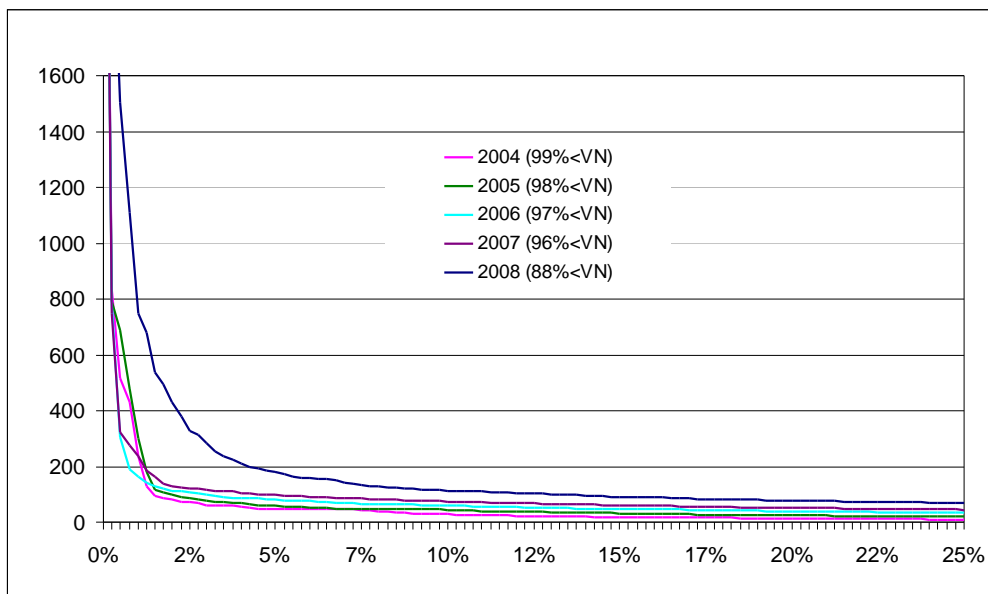


Figura 11 – Distribuição de CMO Nordeste (R\$/MWh) – Estrutural

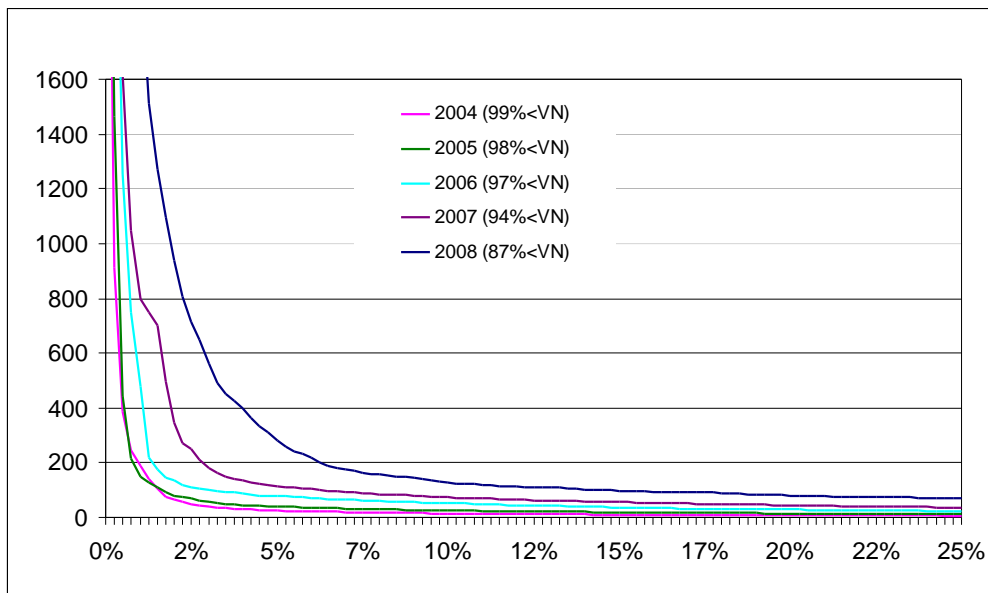
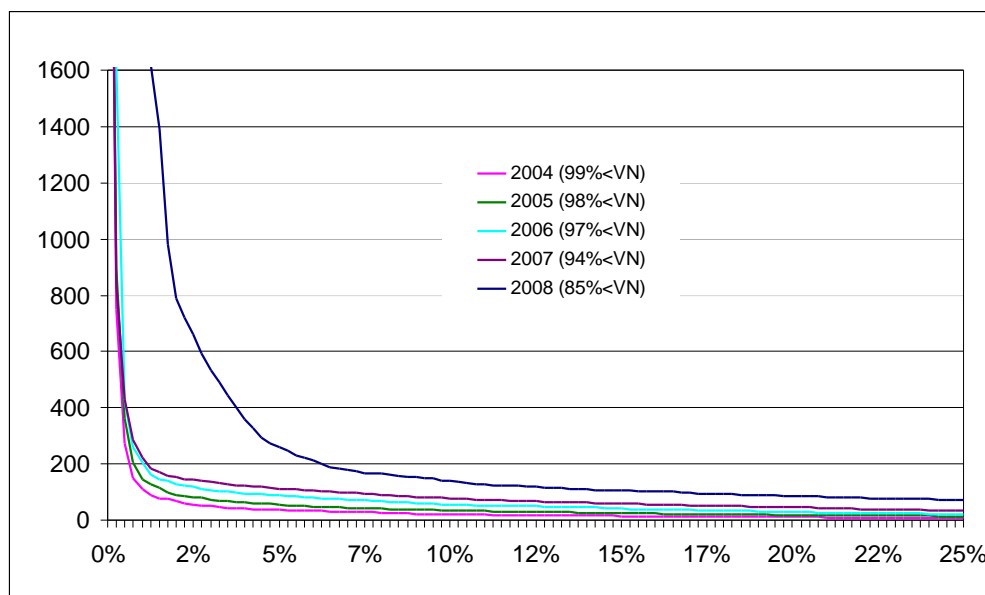


Figura 12 – Distribuição de CMO Norte (R\$/MWh) – Estrutural



No Anexo XVII são apresentados gráficos de permanência dos CMOs médios mensais conjunturais para os quatro subsistemas, para o período de janeiro a abril de 2004.

4.2.3 Benefício Marginal de Transmissão

O modelo de simulação NEWAVE tem como função objetivo a minimização do custo total de operação no período de simulação, sujeito a várias restrições. Uma delas é o intercâmbio entre os subsistemas, definido por um valor limite para cada patamar de carga (leve, média e pesada), medido em MW e obtido de acordo com cenários de simulação elétrica dos sistemas de transmissão existentes e futuros.

O benefício marginal de transmissão pode ser definido como a redução de custo total de operação que se obteria, caso houvesse acréscimo de 1 MW na capacidade de intercâmbio entre dois subsistemas.

O conhecimento deste valor pode sinalizar a vantagem em se expandir as interligações entre subsistemas, através de uma comparação com o custo associado a esta expansão.

Os resultados de benefício marginal aqui elencados, no Quadro 21, foram obtidos apenas para os dois últimos anos de estudo, período compreendido entre janeiro de 2007 e dezembro de 2008. São apresentados como a soma dos benefí-

cios mensais nos dois sentidos de intercâmbio, obtidos com o modelo NEWAVE, referidos como valor presente em janeiro/2004.

Quadro 21 – Benefício Marginal de Transmissão – Valores referentes aos benefícios nos anos 2007 e 2008 calculados a valor presente para janeiro de 2004

Interligação	Benefício Marginal (R\$/MW)
SE/CO ↔ Sul	R\$ 67.325,21
SE/CO à Sul	R\$ 30.617,11
SE/CO ↯ Sul	R\$ 36.708,10
SE/CO ↔ Imperatriz	R\$ 128.952,68
SE/CO à Imperatriz	R\$ 64.924,60
SE/CO ↯ Imperatriz	R\$ 64.028,08
Norte ↔ Imperatriz	R\$ 345.413,34
Norte à Imperatriz	R\$ 14.254,69
Norte ↯ Imperatriz	R\$ 331.158,65
Nordeste ↔ Imperatriz	R\$ 336.856,62
Nordeste à Imperatriz	R\$ 46.226,95
Nordeste ↯ Imperatriz	R\$ 290.629,67
Sudeste ↔ Nordeste	R\$ 449.665,26
Sudeste à Nordeste	R\$ 347.464,93
Sudeste ↯ Nordeste	R\$ 102.200,32

Os valores apresentados devem ser analisados considerando a representação adotada no modelo NEWAVE. As interligações entre subsistemas devem ser vistas sempre em conjunto, especialmente as que estão conectadas a um nó fictício (Imperatriz).

Pode-se concluir, pelos números apresentados no Quadro 21, que acréscimos nas capacidades de recebimento de energia dos subsistemas Nordeste e Norte trariam os maiores benefícios em termos de custo total de operação do SIN.

4.2.4 Custo Total de Operação

O Quadro 22 apresenta o valor esperado do custo total de operação do SIN no período janeiro/2004 a dezembro/2008, estimado para o Cenário de Referência.

Quadro 22 – Custo Total de Operação – Período de janeiro/2004 a dezembro/2008

	Custo Total de Operação (10 ⁶ R\$)	Variação (10 ⁶ R\$)	Variação Percentual	Desvio Padrão (10 ⁶ R\$)
Cenário de Referência	10.507,24	-	-	213,54

4.3 Análise com Séries Históricas

Na análise com séries históricas, as condições de atendimento foram avaliadas por meio de simulações, no horizonte de janeiro/2004 a dezembro/2008, utilizando as informações dos registros históricos de vazões afluentes aos aproveitamentos no período de 1931 a 2001.

4.3.1 Análise dos Déficits

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 23 a 27, que apresentam para cada subsistema, no período 2004-2008, 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.

A análise conjuntural com o histórico de afluições indica que na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul não apresentariam déficits em 2004. Para o Subsistema Nordeste, a repetição do histórico correspondente ao ano 1971 implicaria em um déficit de 43 MWmed (0,6% da carga). Da mesma forma, para o Subsistema Norte, caso se configure a repetição do histórico correspondente ao ano 1972, a simulação indica um déficit de pequena magnitude, 52 MWmed (1,8% da carga). Portanto, esses baixos valores não são considerados significativos.

Em 2005, apenas a região Sudeste/Centro-Oeste não apresentou risco na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões. A região Sul apresentou déficit de 22 MWmed (0,3% da carga) no caso de repetição do histórico do ano de 1945, enquanto que a região Nordeste apresentou déficit de 0,6% da carga (42 MWmed) no caso de repetição do ano de 1955. Na região Norte observa-se uma quantidade maior de séries com déficit, porém a média dos déficits ocorridos corresponde a 1,6% da carga desse subsistema (49 MWmed).

Para o ano de 2006, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, sendo que o maior deles corresponde a 5,8% da carga do Subsistema Norte no caso de repetição do histórico de 1961. Contudo, a média dos déficits desse subsistema nesse ano corresponde a 2,3% da carga (73 MWmed).

Em 2007, observa-se comportamento similar ao verificado em 2006, porém o maior déficit observado na repetição do histórico foi no Subsistema Nordeste, correspondendo a 2% da carga (165 MWmed) desse subsistema.

Em 2008 já seriam registrados déficits mais significativos para todos os subsistemas, no entanto restritos ao período crítico do SIN.

Em resumo, todos os déficits observados no período 2004 – 2008, mais notadamente nos quatro primeiros anos, por apresentarem pequena magnitude, poderiam ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio.

Quadro 23 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2004

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	43	52
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	0,60%	1,80%
Série de Maior Déficit	-	-	1971	1972
Número de Séries com Déficit	-	-	2	3
Número de Séries com Déficit (%)	-	-	2,90%	4,30%
Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed)	-	-	23	28
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	0,30%	1,00%
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	-	-	1	1
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	0,0%	0,0%

Quadro 24 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2005

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	22	42	175
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	0,30%	0,60%	5,80%
Série de Maior Déficit	-	1945	1955	1961
Número de Séries com Déficit	-	5	1	13
Número de Séries com Déficit (%)	-	7,10%	1,40%	18,60%
Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed)	-	12	42	49
Média dos Déficit (% da Carga)	-	0,20%	0,60%	1,60%
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	-	1	1	9
Média dos Déficit (% da Carga)	-	0,0%	0,0%	0,3%

Quadro 25 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2006

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	546	67	192	187
Maior Déficit Anual (% da Carga)	1,80%	0,80%	2,50%	5,80%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1961
Número de Séries com Déficit	1	1	2	7
Número de Séries com Déficit (%)	1,40%	1,40%	2,90%	10,00%
Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed)	546	67	103	73
Média dos Déficit (% da Carga)	1,80%	0,80%	1,30%	2,30%
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	8	1	3	7
Média dos Déficit (% da Carga)	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%

Quadro 26 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2007

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	265	70	165	65
Maior Déficit Anual (% da Carga)	0,80%	0,80%	2,00%	1,90%
Série de Maior Déficit	1955	1956	1955	1955
Número de Séries com Déficit	2	1	3	4
Número de Séries com Déficit (%)	2,90%	1,40%	4,30%	5,70%
Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed)	263	70	114	36
Média dos Déficit (% da Carga)	0,80%	0,80%	1,40%	1,10%
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	8	1	5	2
Média dos Déficit (% da Carga)	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%

Quadro 27 – Déficit conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2008

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	1398	116	722	272
Maior Déficit Anual (% da Carga)	4,20%	1,30%	8,30%	6,40%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficit	2	3	3	6
Número de Séries com Déficit (%)	2,90%	4,30%	4,30%	8,60%
Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed)	905	76	319	61
Média dos Déficit (% da Carga)	2,70%	0,90%	3,70%	1,40%
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	26	3	14	5
Média dos Déficit (% da Carga)	0,1%	0,0%	0,2%	0,1%

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

As Figuras 13 a 16 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 2004, 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 (SUISHI-O) considerando as séries históricas de afluições do período 1931-2001.

As figuras mostram que, no caso de repetição das séries históricas, apenas o subsistema Nordeste apresentaria armazenamentos inferiores a 20% no final de abril de 2004.

No final do período seco do SIN, o subsistema Sudeste chegaria a níveis de armazenamento superiores a 10% de sua energia armazenada máxima em 99% dos casos, enquanto que para os demais subsistemas há probabilidade de 2% para o Sul, 17% para o Nordeste e 37% para o Norte, dos níveis ao final do mês de novembro serem inferiores a este valor.

Os resultados apresentados sinalizam uma maior probabilidade do subsistema Nordeste apresentar trajetória de armazenamento mais desfavorável, devendo haver, por esse motivo, um acompanhamento permanente por parte o ONS para caso necessário sejam definidas políticas específicas para esta região.

Figura 13 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste 2004

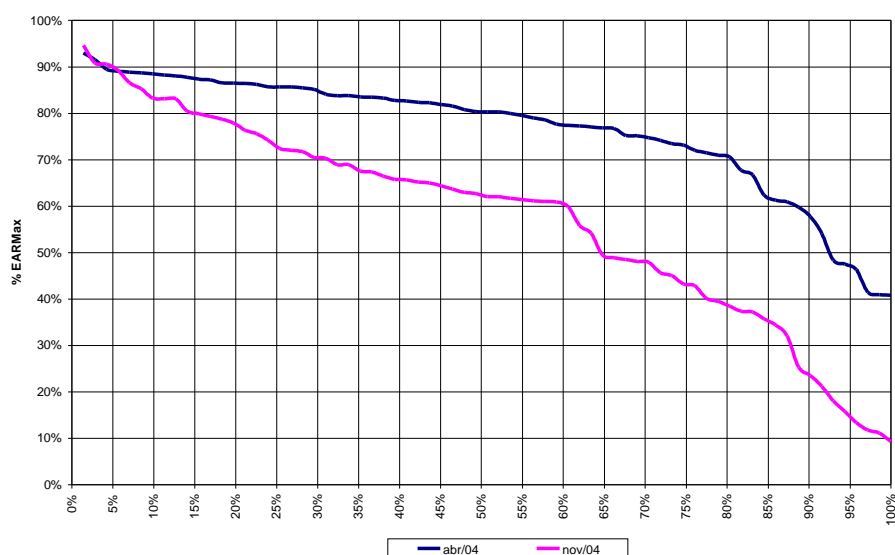


Figura 14 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul 2004

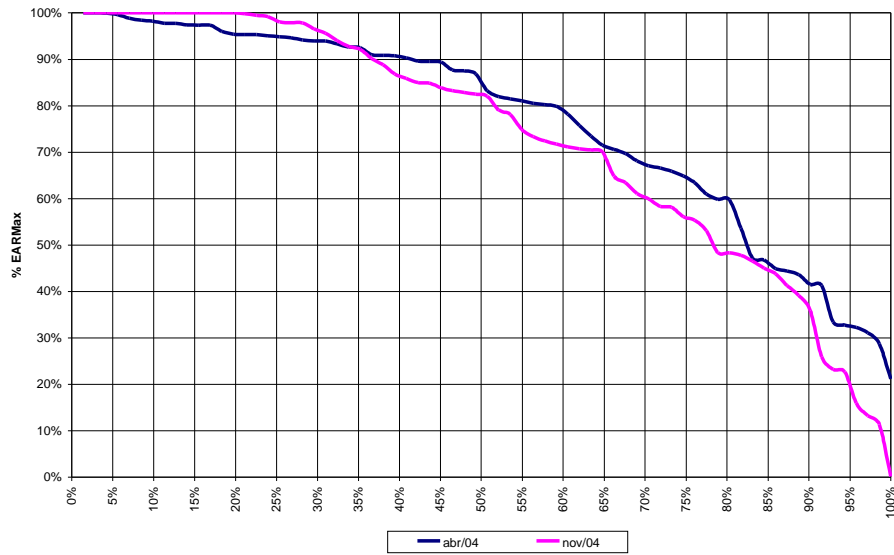


Figura 15 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2004

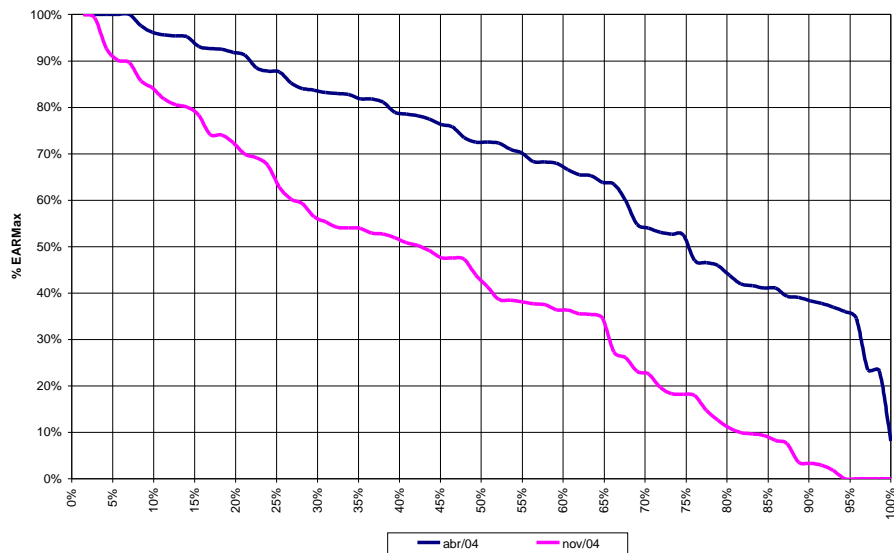
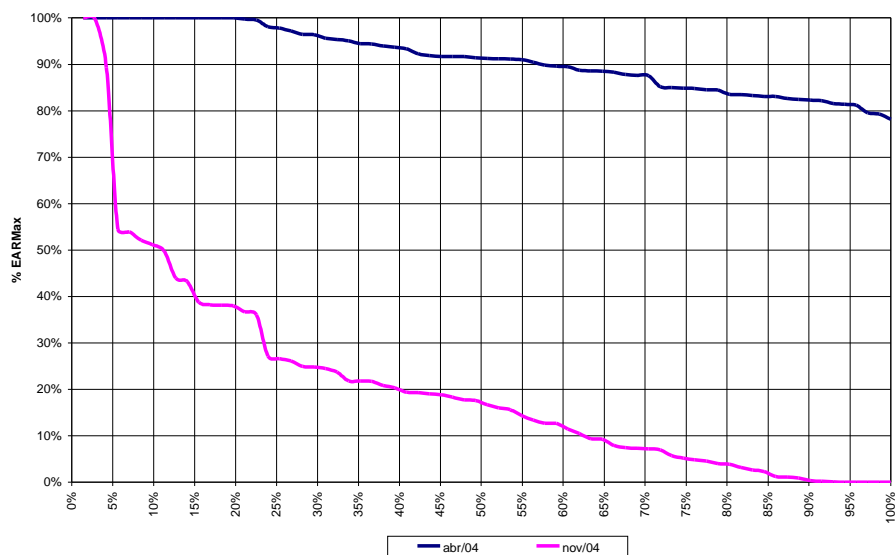


Figura 16 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2004



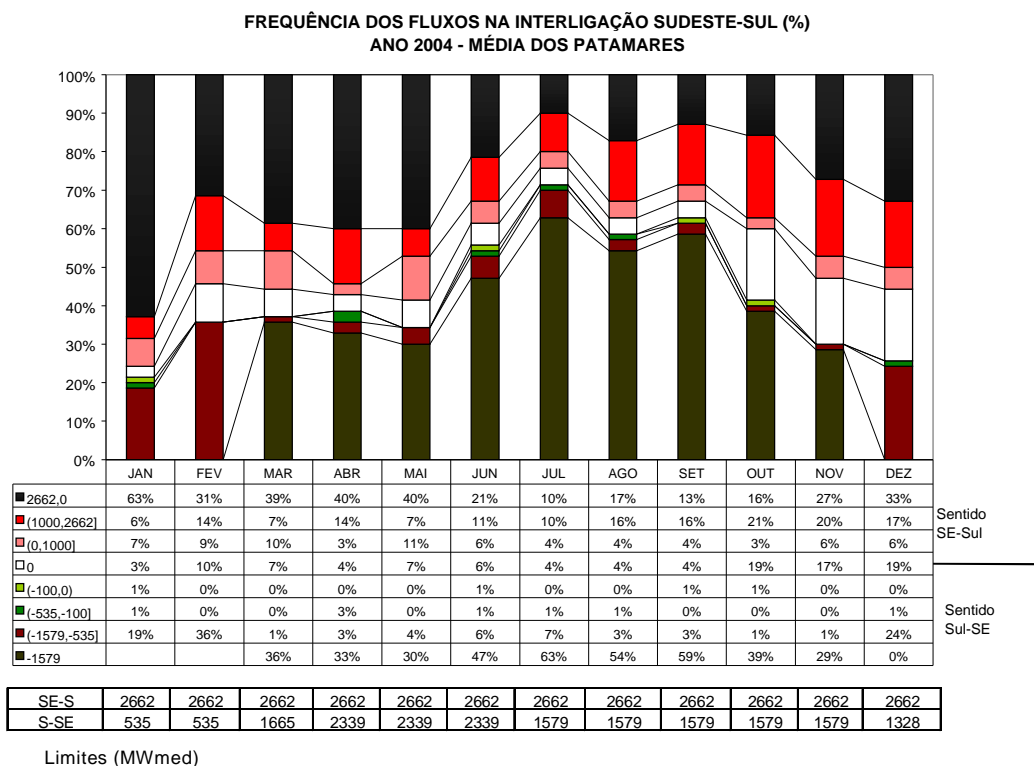
4.3.3 Curvas de Permanência de Intercâmbios

As Figuras 17 a 20 apresentam estimativas de intercâmbios de energia entre subsistemas para o ano de 2004. Estes valores representam as frequências relativas dos intercâmbios médios mensais de energia, obtidos a partir de simulações com séries históricas de energias afluentes utilizando-se o modelo NEWAVE.

Cabe ressaltar a importância de se observar os limites máximos de fluxo nas interligações, para cada um dos meses em questão, para uma interpretação correta das curvas de permanência de intercâmbio. Pois, os valores extremos utilizados nos intervalos nem sempre caracterizam o valor máximo de todos os meses, devido à grande variação mês a mês dos limites de intercâmbio.

Para facilitar a análise dos gráficos, nos meses em que o valor extremo especificado para o intervalo não correspondia ao máximo daquele mês, utilizou-se espaços em branco na tabela, ao invés de manter o percentual 0%, que poderia dar uma idéia equivocada de que, naquele mês, o fluxo não atingia o valor máximo.

Figura 17 – Permanência de Intercâmbio na Interligação Sul-Sudeste - 2004

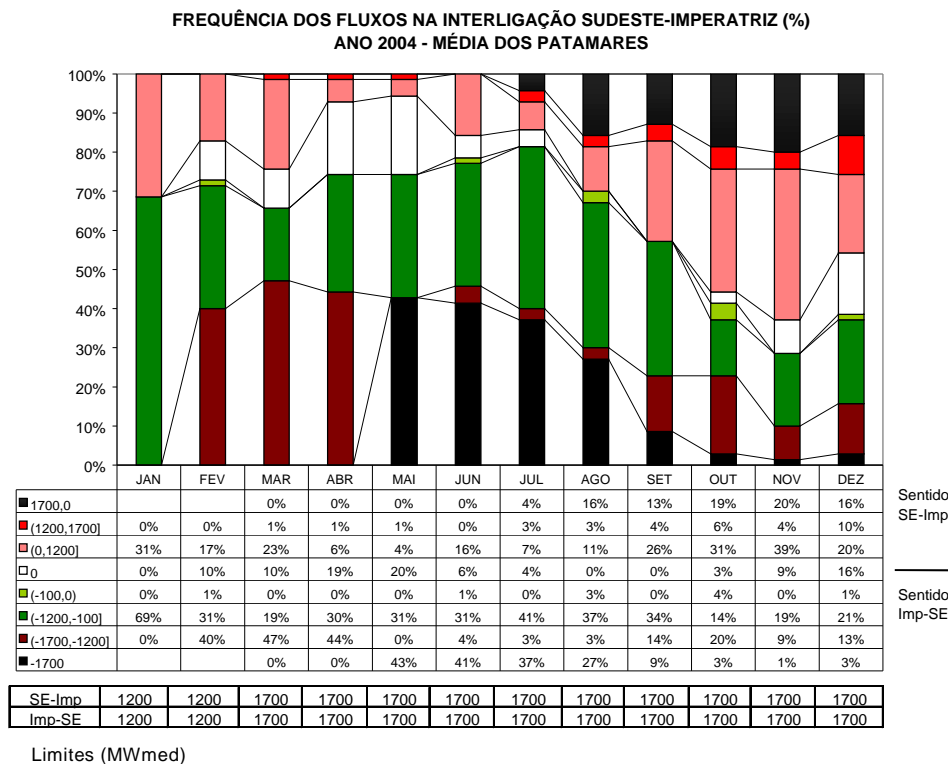


Conforme se verifica na Figura 17, os fluxos na interligação Sul-Sudeste predominam no sentido Sudeste à Sul de janeiro a maio e nos meses de novembro e dezembro. Neste sentido da interligação, o intercâmbio é máximo num percentual significativo dos casos analisados, atingindo o percentual de 63% das séries simuladas no mês de janeiro.

Há uma predominância dos fluxos no sentido Sul à Sudeste nos meses de junho a outubro. O fluxo é máximo nesse sentido também em um percentual significativo das séries nesses meses (63% em julho).

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 18 – Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2004



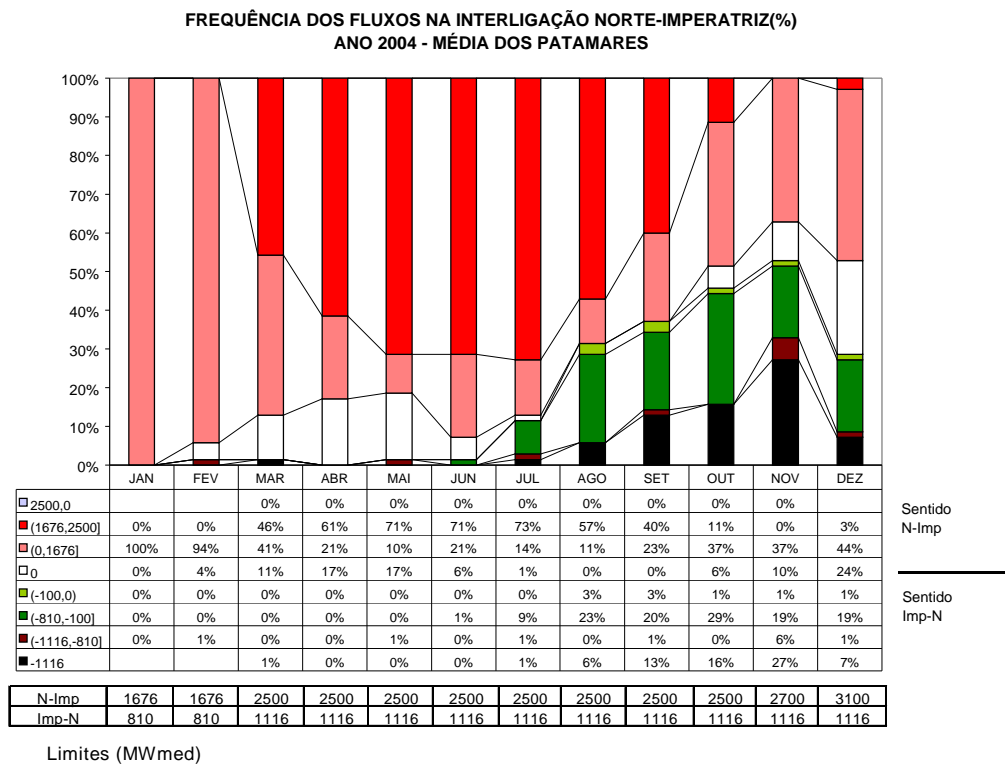
Conforme se verifica na Figura 18, a interligação Imperatriz-Sudeste é mais utilizada no sentido Imperatriz à Sudeste de janeiro a setembro e, no restante do ano, no sentido inverso.

Cabe observar que o limite máximo de intercâmbio no sentido Imperatriz à Sudeste, é atingido, de fevereiro a setembro, num percentual significativo das séries. O maior percentual de séries no máximo (47% das séries) é observado no mês de março.

No sentido Sudeste à Imperatriz, os fluxos atingem o limite máximo de intercâmbio em 20% das séries no mês novembro.

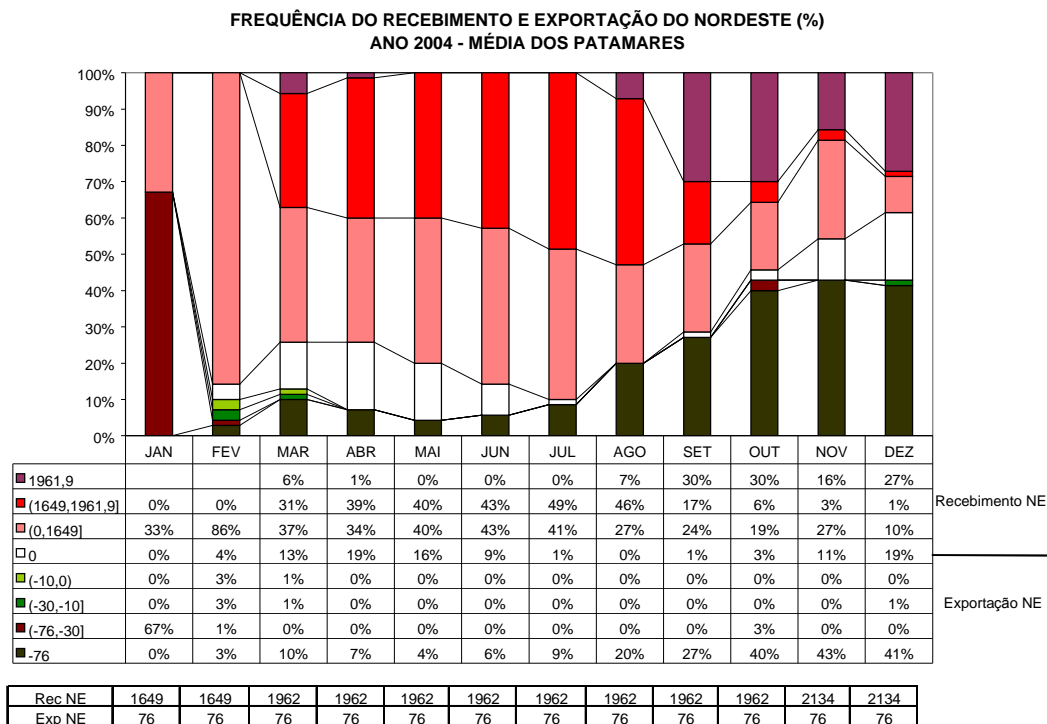
Cabe ressaltar que o intercâmbio também está limitado pela representação da UHE Lajeado, considerada uma usina do Sudeste/Centro-Oeste (vide item 3.7.4), cuja geração concorre com a alternativa de recebimento de energia através da interligação Norte-Sul.

Figura 19 – Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2004



Para o ano de 2004, as simulações realizadas indicaram uma probabilidade maior do subsistema Norte ser exportador durante os meses janeiro a setembro (conforme Figura 19), tendo o Nordeste como principal mercado consumidor da produção do Norte.

Figura 20 – Permanência de Intercâmbio na Interligação com o Nordeste - 2004

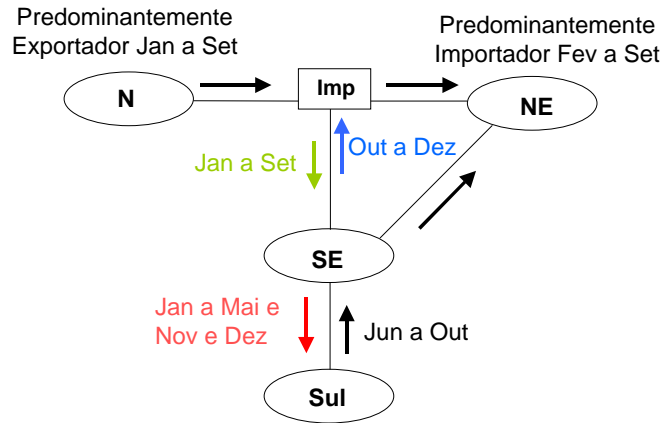


A região Nordeste foi predominantemente importadora de fevereiro a setembro. Percentuais significativos de séries atingindo o limite máximo de recebimento são observados somente de setembro a dezembro.

Ressalta-se que a exportação verificada pela região Nordeste ao longo do ano de 2004 é de no máximo 76 MW médios. Assim sendo, pode-se concluir que, em termos líquidos, o Nordeste continua exportador também nos meses de janeiro, outubro, novembro e dezembro.

A Figura 21 apresenta, de forma resumida, o comportamento do fluxo nas interligações, destacando as principais tendências ao longo de 2004.

Figura 21 – Fluxo nas Interligações do SIN – 2004



4.4 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 2004, de acordo com a resolução ANEEL Nº 350, de 22 de dezembro de 1999.

As curvas foram obtidas a partir de simulações com o modelo NEWAVE, para o caso base do PMO de novembro de 2003, 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 28 e 29.

Para as térmicas da configuração, a geração térmica mínima foi estipulada com base em razões contratuais de compra de combustível, razões elétricas e conservação de equipamentos, conforme Ofícios ANEEL.

A partir destes resultados, pode-se observar que o despacho térmico na base teria pouca permanência em 2004. Cabe ressaltar, outra vez, que as simulações foram realizadas com base no PMO de novembro de 2003. Esses valores deverão ser revistos ao final do período úmido, em abril de 2004, à época da 1ª Revisão Quadrimestral.

Quadro 28 – Permanência de Geração Térmica para 2004 – (MWmed) - Parte I

	IGARAPÉ	CAMPOS	S.CRUIZ	S.CRUIZ12	S.CRUIZ34	PIRATININGA B	PIRAT. A O/G	CARIOBA	COXIM
0%	83,0	20,1	331,5	60,1	271,4	0	130,4	15,5	1
5%	6,1	4,9	87,5	9,3	78,2	0	40,7	0,0	0
10%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
15%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
20%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
25%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
30%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
35%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
40%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
45%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
50%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
55%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
60%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
65%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
70%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
75%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
80%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
85%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
90%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
95%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
100%	5,5	3,0	63,3	9,3	54,0	0	40,7	0,0	0
Risco 30%	5,50	3,00	63,30	9,30	54,00	0,00	40,70	0,00	0,00

Quadro 29 – Permanência de Geração Térmica para 2004 – (MWmed) - Parte II

	CORUMBÁ	BRASÍLIA	CAMAÇARI Gás	P. MÉDICI	P. MÉDICI A	P. MÉDICI B	J. LACERDA C	J. LACERDA B
0%	2	2	183,0	226,3	74,5	151,8	316,7	210,5
5%	0	0	84,6	190,3	60,1	130,2	224,9	115,2
10%	0	0	55,8	176,0	54,4	121,6	197,8	106,4
15%	0	0	35,9	170,0	52,7	117,3	187,8	100,0
20%	0	0	24,2	167,1	51,4	115,7	181,3	100,0
25%	0	0	24,2	163,1	50,2	112,9	180,0	100,0
30%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
35%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
40%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
45%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
50%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
55%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
60%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
65%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
70%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
75%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
80%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
85%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
90%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
95%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
100%	0	0	24,2	162,9	50,0	112,9	180,0	100,0
Risco 30%	0,00	0,00	24,20	162,90	50,00	112,90	180,00	100,00

4.5 Atendimento à Demanda Máxima

Este item apresenta uma análise sucinta das condições de atendimento à demanda máxima das macro-regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, durante o período 2004/2008. A demanda máxima das macro-regiões é obtida pelo 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 2004, 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 afluências;
- 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 que não há risco de não atendimento à ponta do sistema, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada à reserva de potência. Apenas ao final do ano de 2008 observou-se necessidade de utilização de intercâmbio da região Norte para a região Nordeste, especificamente para os meses de novembro e dezembro, com montantes de aproximadamente 20 e 150 MW, respectivamente, sem, entretanto, acarretar déficit de ponta na região Norte. Os intercâmbios entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste e 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.

No Quadro 30 observa-se que a menor folga encontrada foi de 5.481 MW (10% da carga) para a macro região Sul/Sudeste/Centro-Oeste e 2.363 MW (15% da carga) para a macro região Norte/Nordeste, em 2008.

Quadro 30 – Balanço de Ponta Determinístico – Resumo

		2004	2005	2006	2007	2008
S/SE-CO	Menor Folga (MW)	12.806	10.527	10.926	8.667	5.481
	% da Carga	28%	21%	21%	16%	10%
	Mês	Julho	Setembro	Setembro	Setembro	Setembro
N/NE	Menor Folga (MW)	5.087	4.599	4.436	3.978	2.363
	% da Carga	45%	37%	33%	28%	15%
	Mês	Abril	Novembro	Dezembro	Dezembro	Dezembro

Destaca-se que o balanço de ponta determinístico tem característica sistêmica. Portanto, nesta análise não são consideradas restrições de transmissão internas aos subsistemas.

4.6 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.

4.6.1 Análise do Risco de Déficit

O Quadro 31 contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do Cenário com Mercado Alto, que utiliza a Oferta de Referência. Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 31 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário com Mercado Alto

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007	2008
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,8	2,4	1,6	2,2	4,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,5	0,3	0,7	0,6
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	1,1	10,3	1,8	2,3	5,1
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	9,5	6,5	4,2	6,4	8,2
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,2	0,8	1,0	1,4	3,0
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,4	0,7	1,3
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	14,1	3,9	3,1	6,7	18,8
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,8	0,5	0,8	1,2	5,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,3	0,3	0,4	0,5	2,1

Os riscos de não atendimento para qualquer déficit no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste atingem valor máximo de 4,5% em 2008. No Subsistema Sul, os riscos de não atendimento para qualquer déficit apresentam valores mais elevados em 2004 (10,3%) e em 2008 (5,1%). O Subsistema Nordeste atingiu, com exceção do ano 2006, valores de risco de qualquer déficit maiores que 6% em todo o quinquênio 2004 – 2008. O risco máximo de não atendimento nesse subsistema foi 9,5% em 2004. Os riscos do Norte atingiram valor máximo de 14,1%, em 2004, e 18,8%, em 2008.

Contudo, todas as regiões do SIN apresentam probabilidades abaixo de 3% de déficits médios anuais superiores a 5% da carga, com exceção do Subsistema Norte, que em 2008 apresenta risco médio anual superior a 5% da carga média anual mais elevado (5,1%). Esse risco mais elevado, em 2008, pode ser justificado, em parte, pela alta taxa de crescimento do mercado nessa região neste ano, da ordem de 30%.

A título ilustrativo, apresenta-se nas Figuras 22 a 24, a seguir, a distribuição dos déficits dos Subsistemas Sul, Nordeste e Norte para os anos que atingiram riscos de qualquer déficit mais elevados.

Figura 22 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Sul 2005 – Cenário com Mercado Alto

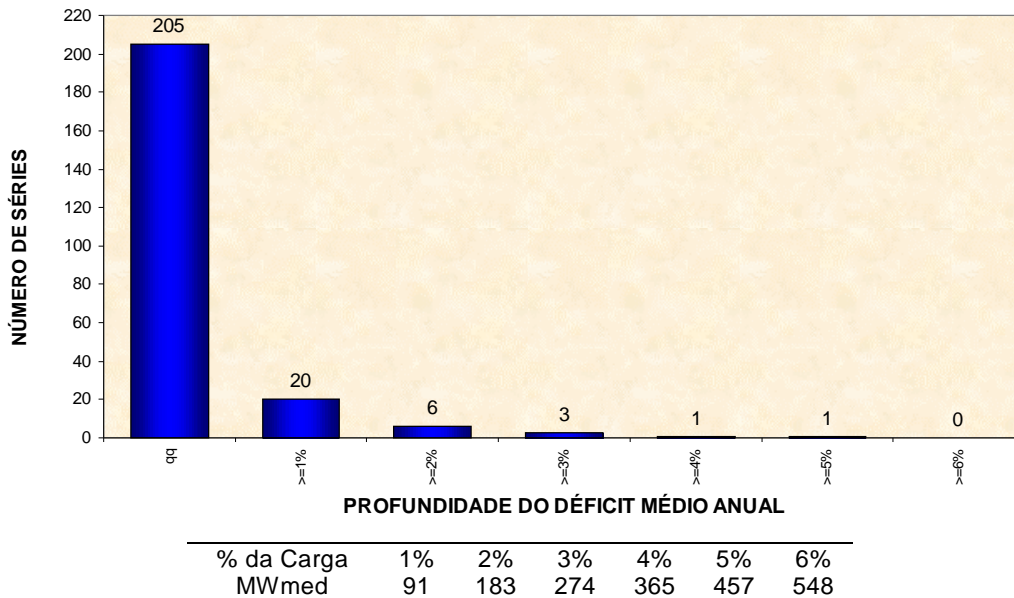
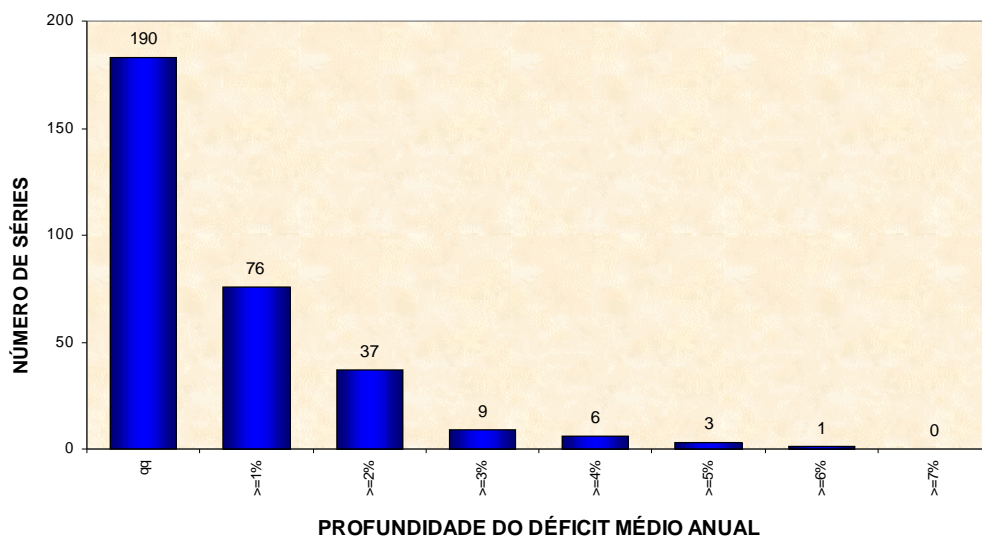
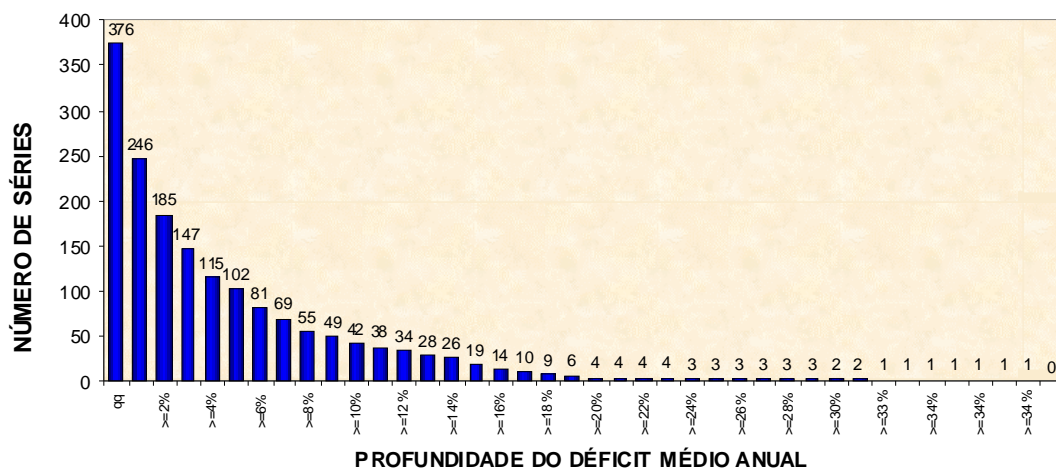


Figura 23 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2004 – Cenário com Mercado Alto



% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%
MWmed	66	133	199	266	332	399	465

Figura 24 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2008 – Cenário com Mercado Alto



% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
MWmed	46	92	137	183	229	275	321	366	412	458	504	550	595	641

A interpretação dessas figuras é análoga àquela efetuada para o Cenário de Referência de Oferta e Mercado.

Em resumo, pode-se afirmar que mesmo que ocorra o cenário mais acelerado do consumo de energia elétrica, com crescimento do mercado à taxa média anual de 6,4% no período 2004-2008, as condições de atendimento ao SIN nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul se mantêm em níveis adequados para profundidades de déficits médios anuais maiores que 5% da carga média anual. Em relação às regiões Nordeste e Norte, especial atenção deve ser dada ao biênio 2007-2008, quando já se observariam, para esta taxa de crescimento do mercado, probabilidades mais elevadas do déficit médio anual ser superior a 5% da carga.

De uma forma geral, um crescimento mais acelerado do consumo indicaria a necessidade de estreito monitoramento do programa de obras ou até mesmo a necessidade de expansão adicional da oferta e/ou antecipação da entrada em operação de novos projetos de geração, em relação ao Cenário de Oferta de Referência, em especial no último biênio do período.

4.6.2 Custo Marginal de Operação

No Quadro 32 pode-se visualizar os resultados obtidos com o Cenário com Mercado Alto, em base mensal, para 2004. Destaca-se que tanto a região Sul como a região Sudeste / Centro-Oeste apresentam valores de CMO relativamente baixos, inferiores a R\$53/MWh durante quase todo o ano. As regiões Norte e Nordeste apresentam valores que crescem gradualmente e tornam-se elevados de setembro a novembro, com a proximidade do final da estação seca.

Quadro 32 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2004 – Conjuntural - Cenário com Mercado Alto

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	30,50	29,19	28,97	29,3	29,51	30,93	33,17	36,64	40,55	42,76	52,17	41,93
Sul	27,39	20,54	24,20	24,77	23,21	22,37	23,79	25,16	26,51	24,96	31,59	34,76
Nordeste	32,77	33,87	34,22	34,93	36,16	41,61	47,49	64,63	106,62	147,17	126,62	45,79
Norte	30,51	28,11	29,59	31,55	32,50	34,62	40,07	52,84	81,74	165,16	330,98	151,77

No Quadro 33 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 33 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário com Mercado Alto

Subsistema	2004	2005	2006	2007	2008
SE/CO	25,8	33,7	48,8	67,1	161,8
Sul	22,2	37,7	45,7	63,9	143,0
Nordeste	21,0	34,2	62,0	98,7	207,4
Norte	22,3	38,1	55,6	77,7	277,1

A análise dos resultados apresentados no Quadro 33 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\$107,43/MWh, no período 2004-2006, atingindo a proximidade do equilíbrio entre oferta e demanda em 2007 no subsistema Nordeste. Em 2008, os valores do CMO já ultrapassariam o VN em todas as regiões do SIN, o que viria a indicar a necessidade de complementação de oferta a partir deste ano.

Pode-se concluir que mesmo para a hipótese de concretização de um consumo mais acelerado de energia elétrica, o SIN estaria com condições satisfatórias de atendimento nos quatro primeiros anos do horizonte de estudo, porém já apresentando tendência ao equilíbrio entre oferta e demanda na região Nordeste em 2007. Para 2008, observar-se-ia a necessidade de expansão da oferta, para manter os valores do CMO inferiores ao VN, caso ocorra um crescimento mais acelerado do mercado.

4.7 Análise de Sensibilidade à Expansão da Oferta

4.7.1 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 da oferta distinto do Cenário de Referência (em consonância com a Resolução GCE Nº 109). Neste cenário, considerou-se o Mercado Alto.

4.7.2 Análise do Risco de Déficit

O Quadro 34 contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do cenário de atraso no cronograma de expansão.

Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 34 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário com Atraso de Oferta

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007	2008
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,5	1,6	1,8	3,6	4,7
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,2	0,5	0,9	0,7
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,4	0,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	1,1	6,5	2,6	3,3	5,4
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,4	0,6	0,5
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	11,7	7,0	4,2	7,4	10,1
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,2	1,0	1,2	1,7	4,0
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,4	0,7	1,4
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	10,5	3,4	3,2	4,8	18,1
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,6	0,8	0,5	1,4	4,3
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,2	0,2	0,6	1,7

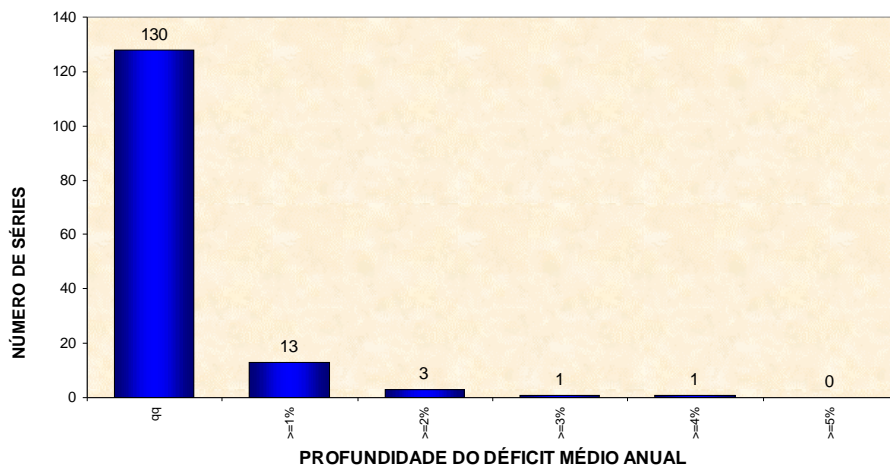
Verifica-se no Quadro 34 que os riscos de qualquer déficit para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste se apresentam inferiores a 5% em todo horizonte de análise. No Subsistema Sul, os riscos de não atendimento para qualquer déficit apresentam valores mais elevados em 2005 (6,5%) e em 2008 (5,4%). O Subsistema Nordeste atinge valores de risco de qualquer déficit maiores que 7% em todo o quinquênio 2004 – 2008, com exceção de 2006, o risco máximo nesse Subsistema foi de 11,7% em 2004. Os riscos do Norte atingem valores mais altos em 2004 (10,5%) e em 2008 (18,1%).

Em geral, todas as regiões do SIN apresentam probabilidades abaixo de 2% de déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual; as exceções são os Subsistemas Norte e Nordeste em 2008, que atingem 4,0% e 4,3%, respectivamente.

Da mesma forma que para o Cenário com Mercado Alto, há uma tendência a riscos mais altos no último ano de análise, 2008, sinalizando uma provável necessidade de expansão adicional de oferta, ou mesmo a antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após 2008.

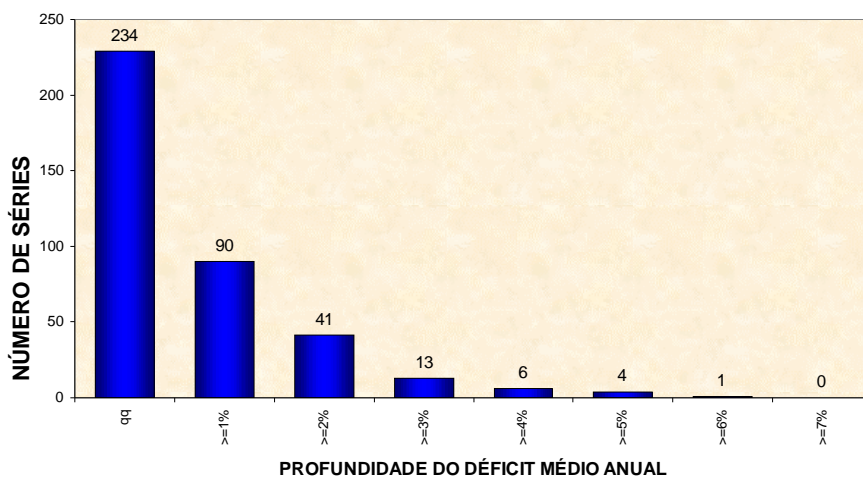
A título ilustrativo, apresenta-se nas Figuras 25 a 27 a distribuição dos déficits dos Subsistemas Sul, Nordeste e Norte para os anos que atingiram riscos de qualquer déficit mais elevados. A interpretação destas figuras é análoga àquela efetuada para os dois cenários anteriormente analisados.

Figura 25 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Sul 2005 - Cenário com Atraso de Oferta



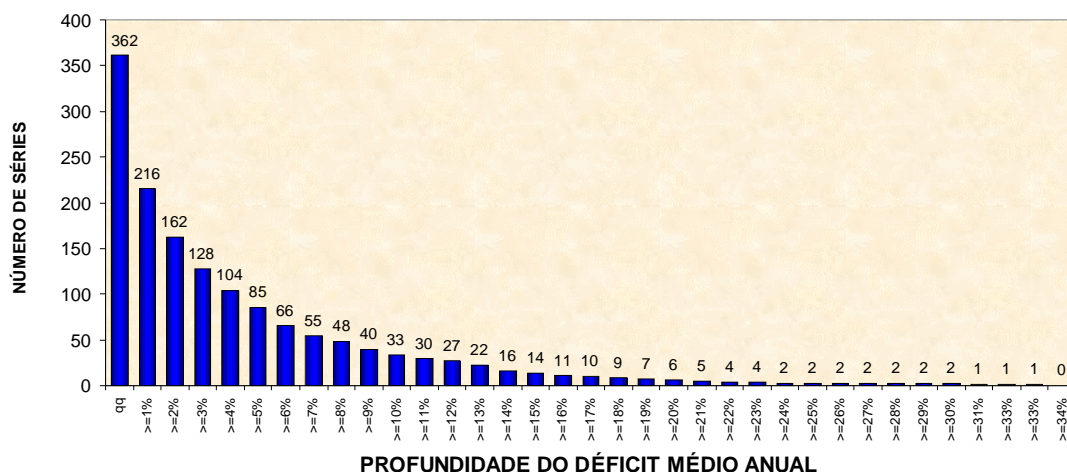
% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%
MWmed	78	156	234	312	390

Figura 26 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2004 - Cenário com Atraso de Oferta



% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%
MWmed	66	133	199	266	332	399	465

Figura 27 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2008 - Cenário com Atraso de Oferta



% da carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%
MWmed	46	92	137	183	229	275	321	366	412	458	504	550	595	641	687	733	779
% da carga	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%	33%	34%
MWmed	824	870	916	962	1008	1054	1099	1145	1191	1237	1283	1328	1374	1420	1466	1512	1557

Em resumo, a elevação dos riscos de déficit em todas as regiões do SIN, mais expressivamente ao final do período e predominantemente nas regiões Norte, Nordeste e Sul, indica que para as premissas de realização de crescimento médio anual do mercado a uma taxa de 6,4% no período 2004 – 2008 (com um PIB associado de 4,8% no período 2004 – 2008) já haveria a sinalização da necessidade de expansão da oferta adicional àquela associada à Oferta de Referência, ou mesmo a antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após 2008.

Cabe lembrar, novamente, que a Oferta de Referência é conservadora, na medida em que, em consonância com a Resolução GCE 109, são considerados somente os empreendimentos que não apresentem impedimentos para entrada em operação. Além disso, para a Oferta de Referência não são considerados projetos termelétricos no triênio 2006 – 2008, já que o custo marginal de operação é inferior ao valor normativo da fonte competitiva em todas as regiões do SIN neste período.

A análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2008, é fortemente influenciada pelos anos imediatamente subseqüentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta, motivo pelo qual conclusões

para 2008 devem ser monitoradas considerando-se um horizonte de mais longo prazo.

Vale ressaltar ainda que eventuais discrepâncias observadas entre riscos de não atendimento nos cenários analisados podem ser justificadas por cortes de carga ocasionados pela adoção de racionamentos preventivos durante a simulação.

4.7.3 Custo Marginal de Operação

No Quadro 35 pode-se visualizar os resultados obtidos com o Cenário com Atraso de Oferta, em base mensal, para 2004. Destaca-se que tanto a região Sul como a região Sudeste / Centro-Oeste apresentam valores de CMO relativamente baixos durante quase todo o ano. As regiões Norte e Nordeste apresentam valores que crescem gradualmente e tornam-se elevados de setembro a novembro, com a proximidade do final da estação seca.

Quadro 35 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2004 – Conjuntural - Cenário com Atraso de Oferta

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	32,55	31,22	30,87	31,49	31,12	32,61	34,74	36,53	39,96	41,28	47,91	38,51
Sul	28,39	21,81	24,85	25,44	24,49	23,46	26,31	26,45	27,61	25,47	32,10	33,24
Nordeste	33,36	34,07	35,56	37,68	39,05	45,76	52,27	75,07	129,96	174,06	130,14	44,14
Norte	32,46	30,18	31,65	33,8	32,67	35,94	44,06	46,99	60,53	133,04	262,60	113,33

No Quadro 36 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 36 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário com Atraso de Oferta

Subsistema	2004	2005	2006	2007	2008
SE/CO	26,04	35,50	61,21	81,41	171,41
Sul	24,48	36,73	59,3	77,83	157,95
Nordeste	22,91	37,22	72,84	103,52	228,17
Norte	30,20	38,60	55,80	106,85	310,79

A análise dos resultados apresentados no Quadro 36 mostra que os valores obtidos para o CMO médio anual encontram-se em patamares menores que o Valor Normativo (VN) para fonte competitiva, atualmente igual a R\$107,43/MWh, no período 2004-2006, atingindo uma condição de equilíbrio entre oferta e demanda no ano de 2007 nos subsistemas Norte e Nordeste.

Em 2008 os valores do CMO ultrapassariam o VN em todas as regiões do SIN, o que viria a indicar a necessidade de expansão da oferta provavelmente já a partir de 2007.

Pode-se concluir que para a hipótese de concretização de um consumo mais acelerado de energia elétrica e considerando a hipótese genérica de atraso de oferta, o SIN estaria com condições satisfatórias de atendimento nos três primeiros anos do horizonte de estudo, atingindo uma situação de equilíbrio entre oferta e demanda em 2007. Em 2008, já seria necessária a complementação da oferta.

4.8 Análise de Sensibilidade às Restrições de Gás na Região Nordeste

4.8.1 Introdução

Para o Cenário com Restrição de Gás no Nordeste, nos anos 2004 e 2005, foram consideradas as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL Nº 40, de 28 de janeiro de 2004. Segundo essa resolução, a disponibilidade de geração na região Nordeste deverá ser alocada por ordem de mérito de preço das usinas desta região, aplicadas às unidades geradoras em operação comercial, considerando as limitações de geração informadas pelo Agente.

O Quadro 37 apresenta a geração termoelétrica do Nordeste (MW) em função da disponibilidade de gás para as áreas de atendimento Bahia e Ceará/Pernambuco. O Quadro 38 apresenta os custos declarados (R\$/MWh) para cada uma das usinas existentes nessas áreas de atendimento.

Quadro 37 – Geração Termoelétrica do Nordeste (MW)

POTÊNCIA ESTIMADA (MW) DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO NORDESTE			
UTE	ESTADO	2004	2005
FAFEN	BA		187
TERMOBAHIA	BA	187	
CAMAÇARI	BA		350 (*)
MPX	CE		
TEMOFORTALEZA	CE	294	294
TERMOPERNAMBUCO	PE		
TOTAL		481	481

(*) Geração a óleo combustível.

Quadro 38 – Custo (R\$/MWh) por Usina

Custo declarado (R\$/MWh)			
Usina	2004	2005	1º mês
FAFEN	71,26	71,26	71,26
TERMOBAHIA	139,32	139,32	139,32
CAMAÇARI	138,85	138,85	126,14
MPX	82,72	82,72	82,72
TEMOFORTALEZA	58,24	58,24	58,24
TERMOPERNAMBUCO	40	40	40

O Quadro 39 apresenta a alocação de potência disponível para a Região Nordeste, definida por ordem de mérito de preço em função da disponibilidade de gás para essa região.

Quadro 39 – Alocação de Potência Disponível para a Região Nordeste por Usina (MW)

Usina	jan/04	fev/04	mar/04	abr/04	mai/04	jun/04	jul/04	ago/04	set/04	out/04	nov/04	dez/04	jan a dez/05
FAFEN	54	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
TERMOBAHIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76
CAMAÇARI	133	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	350 (*)
MPX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEMOFORTALEZA	294	294	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMOPERNAMBUCO	0	0	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294

(*) Geração a óleo combustível.

4.8.2 Análise do Risco de Déficit

O Quadro 40 contém os riscos de déficit obtidos a partir da consideração do Cenário com Restrições de Gás na região Nordeste. As demais condições consideradas são iguais às da avaliação com o Cenário de Referência.

Estes resultados são aqueles referentes à chamada avaliação conjuntural.

Quadro 40 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário com Restrições de Gás no Nordeste

SUBSISTEMA / ANO	2004	2005	2006	2007	2008
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	1,2	2,6	1,4	1,4	1,5
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,4	0,3	0,5	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,7	9,0	1,4	1,4	4,1
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,2	0,4	0,1
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	12,6	7,5	3,5	4,8	3,9
PROB (Déficit > 5% Carga)	1,3	1,2	0,8	0,9	0,7
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,1	0,3	0,2	0,4	0,2
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	10,2	20,3	3,9	4,1	8,3
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,6	1,1	0,6	0,8	1,6
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,2	0,5	0,2	0,2	0,6

Considerando-se o Cenário com Restrições de Gás no Nordeste, os riscos de não atendimento para qualquer déficit são inferiores a 3% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste para todo o quinquênio. O Subsistema Sul apresenta riscos de não atendimento para qualquer déficit inferiores a 5% em todos os anos do quinquênio, exceto no ano de 2005, que apresenta risco de 9%. Observe-se ainda que a probabilidade de déficit médio anual ser maior que 5% da carga para esses Subsistemas é sempre inferior a 0,5%.

O Subsistema Nordeste apresenta riscos de não atendimento para qualquer déficit superiores a 5,0% nos anos de 2004 e 2005. Contudo, a probabilidade do déficit médio anual ser maior do que 5% da carga para todo o quinquênio neste subsistema é inferior a 1,3%.

Os riscos de não atendimento para qualquer déficit observados na região Norte são superiores a 10% nos dois primeiros anos do quinquênio 2004/2008. Porém, assim como nos demais Subsistemas, a probabilidade de ocorrência de déficits superiores a 5% da carga é inferior a 1,6% em todo o período.

Analisando-se os riscos de não atendimento para esse cenário, observa-se que os mesmos apresentam comportamento similar ao observado para o Cenário de Referência. Portanto, pode-se concluir que as condições gerais de atendimento ao SIN são pouco afetadas pelas restrições de disponibilidade de gás na Região Nordeste. Contudo, em 2004 e 2005, o Subsistema Nordeste sofre uma pequena elevação dos riscos para déficits superiores a 5% da carga média anual.

4.9 Custo Total de Operação

O Quadro 41 apresenta o custo total de operação do SIN, no período janeiro/2004 a dezembro/2008, referidos ao primeiro mês de estudo, estimado para os Cenários de Referência, com Mercado Alto, com Atraso de Oferta e com Restrições de Gás no Nordeste. O Custo Total de Operação é composto pelo custo variável de combustível das usinas térmicas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia.

Quadro 41 – Custo Total de Operação – Período de Jan/2004 a Dez/2008

	Custo Total de Operação (10⁶ R\$)	Variação* (10⁶ R\$)	Variação* Percentual	Desvio Padrão (10⁶ R\$)
Cenário de Referência	10507,24	-	-	213,54
Cenário com Mercado Alto	14776,15	4268,91	40,63%	314,25
Cenário com Atraso de Oferta	15479,08	4971,08	47,32%	341,12
Cenário com Restrições de Gás no Nordeste	10521,17	13,93	0,13%	232,85

*Variação em relação ao Cenário de Referência.

Observa-se que o Cenário com Mercado Alto levaria a um acréscimo de aproximadamente 41% 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) levariam a um acréscimo de aproximadamente 5% no custo total de operação.

O Cenário com Restrições de Gás no Nordeste levaria a um custo total de operação ligeiramente superior ao Cenário de Referência.

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
CBA	Piraju	H	Parapanema	2 x	40	80
	Total					80
CDSA	Cachoeira Dourada	H	Paranaíba	2 x	17	658
				3 x	54	
				3 x	84	
				2 x	105	
	Total					658
CEB	UTE Brasília	O		2 x	5	10
	Total					10
CEEE	Dona Francisca (*)	H	Jacuí	2 x	62,5	125
	Passo Real	H	Jacuí	2 x	79	158
	Jacuí	H	Jacuí	6 x	30	180
	Itaúba	H	Jacuí	4 x	125	500
		Total				
CELPA	Curuá-Una	H	Curuá-Una	3 x	10	30
	Total					30

Situação em 31/12/2003

(*) Consórcio CEEE/DFESA

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	3 x	60	180
						Subtotal Hidro
Igarapé	O		1 x	131	131	
					Subtotal Termo	131
					Total	5959
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	14 x	110	1540
	Jaguari	H	Jaguari	2 x	13,8	27,6
Paraibuna	H	Paraíba do Sul	2 x	42,5	85	
					Total	7455,3
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
CGT FORTALEZA	Fortaleza	G		2 x	111,86	346,63
				1 x	122,91	
					Total	346,63

Situação em 31/12/2003

(*) 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	1425
				2 x 70	
				1 x 75	
				3 x 76	
				4 x 200	
				1 x 2	
	Paulo Afonso 4	H	São Francisco	6 x 410	2460
	Xingó	H	São Francisco	6 x 527	3162
	Boa Esperança	H	Parnaíba	2 x 49	225
				2 x 63,5	
		Subtotal Hidro			10222
	Camaçari	G		3 x 72	216
	Subtotal Termo			216	
	Total			10438	
CIA. ENERGÉTICA CHAPECÓ	Quebra-Queixo	H	Chapecó	3 x 40	120
	Total			120	
CIA. ENERGÉTICA SANTA CLARA	Santa Clara MG	H	Mucuri	3 x 20	60
	Total			60	
CIA. PARAIBUNA METAIS	Sobraji	H	Paraibuna	3 x 20	60
	Total			60	
CIEN	Interligação Argentina	I		1160	1160
	Total			1160	
CONSÓRCIO GUAPORÉ	Guaporé	H	Guaporé	3 x 40	120
	Total			120	
CONSÓRCIO JAURU	Jauru	H	Jauru	3 x 40,5	121,5
	Total			121,5	
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	

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)					
				UNITÁRIO	TOTAL				
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	3 x	160	643			
				1 x	163				
	Taquaruçu	H	Paranapanema	5 x	110,8	554			
	Rosana	H	Paranapanema	4 x	93	372			
	Total				2307,3				
EL PASO	Macaé Merchant	G		20 x	46,131	922,62			
	Total					922,62			
ELETRONORTE	Tucuruí	H	Tocantins	2 x	20	5365			
				12 x	350				
				3 x	375				
				Total		5365			
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			
ESCELSA	Mascarenhas	H	Doce	2 x	45	131			
				1 x	41				
				Total		131			
FAFEN	Fafen	G		2 x	30	60			
	Total					60			

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
FURNAS	Furnas	H	Grande	8 x	164	1312
	Mascarenhas 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	235
				1 x	85	
	Total					235
INVESTCO	Lajeado	H	Tocantins	5 x	180,5	902,5
	Total					902,5
ITAIPU	Itaipu	H	Paraná	9 x	700	6300
	Total					6300
ITAPEBI GERAÇÃO	Itapebi	H	Jequitinhonha	3 x	150	450
	Total					450
ITIQUIRA ENERGÉTICA	Itiquira I	H	Itiquira	2 x	30,4	60,8
	Itiquira II	H	Itiquira	2 x	47,6	95,2
	Total					156
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	
				2 x	50	
	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	Termoçaré	G		4 x	55	220
	Total					220

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINA	TIPO	RIO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
PETROBRAS	Canoas	G		1 x 160	160
	Total				160
ROSAL ENERGIA	Rosal	H	Itabapoana	2 x 27,5	55
	Total				55
SFE	Eletrobolt	G		8 x 47,375	379
	Total				379
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	
JUIZ DE FORA	Juiz de Fora	G		2 x 43,5	87
	Total				87

Situação em 31/12/2003

Anexo II Usinas Não Despachadas Centralizadamente

EMPRESA	USINAS	TIPO ENERGIA	FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
AES TIETÊ	Mogi Guaçu	H	4,5	2 x	3,6	7,2
	Total Empresa		4,5			7,2
CAT-LEO ENERGIA	Anna Maria	H	1,1	3 x	0,77	2,3
	Benjamim Baptista	H	5	1 x	9,5	9,5
	Granada (Túlio Cordeiro de Mello)	H	7,66	2 x	7,9	15,8
	Guary	H	3,7	4 x	1,55	6,2
	Palestina (Ivan Botelho II)	H	7,45	1 x	12,4	12,4
	Ponte (Ivan Botelho I)	H	15,2	2 x	12,15	24,3
	Total Empresa		40,11			70,5
CEEE	Bugres	H	10	1 x	11	11
	Canastra	H	24	2 x	22	44
	Capigui	H	1,4	1 x	0,5	4
				2 x	1,75	
	Ernestina	H	3,6	1 x	3,8	3,8
	Forquilha	H	1	1 x	1,1	1,1
	Guarita	H	1,1	1 x	1,7	1,7
	Herval	H	0,3	2 x	0,6	1,2
	Ijuizinho	H	0,5	1 x	1	1
	Ivai	H	0,5	1 x	0,7	0,7
	P. Inferno	H	0,3	1 x	1,1	1,1
	S. Rosas	H	0,7	1 x	1,4	1,4
	Toca	H	0,2	2 x	0,55	1,1
	Total Empresa		43,6			72,1
CELESC	Bracinho	H	7,35	2 x	7,5	15
	Caveiras	H	3,2	1 x	0,55	4
				1 x	0,55	
				1 x	1,4	
				1 x	1,5	
	Cedros	H	8,45	2 x	4,4	8,8
	Celso Ramos	H	5,3	1 x	2,8	5,4
				1 x	2,6	
	Garcia	H	8,1	2 x	4,32	8,64
	Ivo Silveira	H	2,3	1 x	2,6	2,6
	Palmeiras	H	14,9	2 x	8,8	24
				1 x	6,4	
	Pery	H	4,2	1 x	1,3	4,3
				2 x	1,5	
Pirai	H	0,37	2 x	0,25	0,7	
			2 x	0,1		
Rio do Peixe	H	0,43	1 x	0,4	0,63	
			1 x	0,23		
Salto	H	4,96	2 x	1	5,9	
			1 x	1,4		
			1 x	2,5		
São Lourenço	H	0,25	1 x	0,22	0,37	
			1 x	0,15		
Total Empresa		59,81			80,34	

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
CELG	Rochedo	H	3,64	1 x	4	4
	São Domingos	H	6,5	2 x	6	12
	Total Empresa		10,14			16
CEMAT	Alto Araguaia I	H	0,25	2 x	0,2	0,4
	Alto Araguaia II	H	0,48	1 x	0,6	0,6
	Alto Paraguai	H	1,2	1 x	0,8	1,68
				1 x	0,88	
	Braço Norte	H	3,5	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	11,9
				1 x	3,9	
	Culuene	H	1,11	3 x	0,6	1,77
	Poxoréo	H	0,62	2 x	0,38	0,76
	Primavera	H	4,95	7 x	1,16	8,12
	Torixoréo	H	1,4	2 x	1	2
Total Empresa		22,85			36,23	

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
					UNITÁRIO	TOTAL	
CEMIG	Anil	H	0,8	2 x	1,04	2,08	
	B. J. Galho	H	0,13	1 x	0,36	0,36	
	Cajuru	H	3,86	1 x	7,2	7,2	
	Camelinho	E	0,3	4 x	0,25	1	
	Dona Rita	H	0,84	1 x	1,6	2,41	
					1 x	0,81	
	Formoso	D	0,22	2 x	0,18	0,36	
	Gafanhoto	H	6,68	4 x	3,5	14	
	Jacutinga	H	0,47	1 x	0,72	0,72	
	Joasal	H	5,2	5 x	1,68	8,4	
	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	0,6	4	
					1 x	1,6	
	Martins	H	2,8	4 x	1,925	7,70	
	Paciência	H	2,13	3 x	1,36	4,08	
	Pandeiros	H	2,07	3 x	1,4	4,2	
	Paraúna	H	1,9	1 x	1	4,28	
					1 x	2,08	
					1 x	1,2	
	Peti	H	6,51	1 x	5	9,4	
					1 x	4,4	
	Pissarão	H	0,71	1 x	0,8	0,8	
	Piau	H	8	2 x	9,01	18,01	
	Poço Fundo	H	4,16	2 x	2,08	9,16	
					1 x	5	
	Poquim	H	0,74	1 x	1,4	1,4	
	Rio das Pedras	H	4,6	2 x	2,32	9,28	
					1 x	4,64	
	São Bernardo	H	3,79	2 x	1,31	6,82	
					1 x	4,2	
	Salto Morais			0,82	2 x	1,2	2,39
	Salto do Paraopeba	H	2,09	1 x	2,37	2,37	
	Santa Luzia	H	0,59	1 x	0,7	0,7	
	Santa Marta	H	0,5	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	3,7	6,76	
					1 x	3,06	
Sumidouro	H	1,03	1 x	2,12	2,12		
Tronqueiras	H	4,6	2 x	1,8	8,5		
				1 x	4,9		
Xicão	H	0,61	2 x	0,9	1,8		
	Total Empresa		77,62			147,46	

(*) Usinas pertencentes ao subsistema Sul.
Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
				UNITÁRIO	TOTAL		
CERJ	Areal	H	9	2 x	10	20	
	Chave do Vaz	H	0,3	1 x	0,6	0,6	
	Euclidlandia	H	0,7	2 x	0,6	1,2	
	Fagundes	H	2,7	2 x	2,4	4,8	
	Franca Amaral	H	4,5	1 x	4,8	4,8	
	Macabu	H	7,33	2 x	2,75	19	
					2 x	6,75	
	Piabanha	H	6,5	3 x	2,8	8,3	
	Tombos	H	1	2 x	0,8	1,6	
	Total Empresa		32,03			60,3	
CFLCL	Coronel Domiciano	H	3,26	1 x	5,04	5,04	
	Miguel Pereira	H		1 x		0	
	Santa Cecília	H		1 x		0	
	Ervália	H	3,19	1 x	7,5	7,5	
	Neblina	H	4,66	1 x		0	
	Cachoeira Alta	H		1 x		0	
	Roça Grande	H		1 x		0	
	Matipó	H		1 x		0	
	Cachoeira do Emboque	H	10,44	1 x		0	
	Total Empresa		21,55			12,54	
CHESF	Araras	H	2	2 x	2	4	
	Curemas	H	2	1 x	1,75	3,76	
				1 x	2,01		
	Funil	H	7,2	3 x	10	30	
	Pedra	H	15,5	1 x	20	20	
	Total Empresa		26,7			57,76	
COELBA	Alto Fêmeas	H	9	3 x	3,33	10	
	Correntina	H	5,4	2 x	4	8	
	Ilha Grande	O	0,1	1 x	1,2	1,2	
	Total Empresa		14,5			19,2	

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINAS	TIPO	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
CPFL	Americana	H	9	3 x	10	30
	Buritis	H	0,9	1 x	0,8	0,8
	Capão Preto	H	1	2 x	1,76	5,52
				1 x	2	
	Cariobinha	H	-	1 x	0,96	1,3
				1 x	0,34	
	Chibarro	H	0,7	1 x	1,2	2,28
				1 x	1,08	
	Dourados	H	7,76	1 x	10,8	10,8
	Eloy Chaves	H	12,2	1 x	8,8	19
				1 x	10,2	
	Esmeril	H	2,88	2 x	2,5	5
	G. Peixoto	H	2,2	2 x	0,7	4,1
				1 x	0,98	
				1 x	1,72	
	Jaguari	H	9	2 x	3,4	11,8
				1 x	5	
	Lençóis	H	1,68	2 x	0,84	1,68
	Monjolinho	H	0	2 x	0,3	0,6
	Pinhal	H	3,7	2 x	3,4	6,8
Salto do Pinhal	H	-	1 x	0,58	0,58	
Salto Grande	H	2,72	2 x	1,6	4,55	
			1 x	1,35		
Santana	H	2,9	2 x	2,16	4,32	
São Joaquim	H	5,63	3 x	2,68	8,05	
Socorro	H	0,6	1 x	1	1	
Três Saltos	H	0,6	1 x	0,64	0,64	
	Total Empresa		63,47			118,82
ELEKTRO	Lobo	H	1,5	1 x	1,6	1,6
	Total Empresa		1,5			1,6
ELETROPAULO	Equipav	B	14,6	1 x	52,5	52,5
	Total Empresa		14,6			52,5

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINAS	TIPO ENERGIA	FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	
				UNITÁRIO	TOTAL
EMA E	Porto Goes	H	4	2 x 5,5	11
	Rasgão	H	5	2 x 11	22
	Izabel	H	0,6	2 x 1,3	2,6
	Total Empresa		9,6		35,6
ENERSUL	Assis Chateaubriand (MIMOSO)	H	20,9	1 x 20 1 x 9,5	29,5
	São João I	H	0,6	1 x 0,37 1 x 0,29	0,66
	São João II	H	0,5	1 x 0,59	0,59
	Corumbá	O	4,7	4 x 1,5	6
	Coxim	O	3	3 x 1	3
	Vitor Andrade de Brito (COXIM)	H	0,3	1 x 0,4	0,4
	Total Empresa		30		40,15
	ESCELSA	Alegre	H	1,2	1 x 1,971
Fruteiras		H	5,56	2 x 3,953	7,906
Jucu		H	2,91	2 x 2,195	4,39
Rio Bonito		H	8	3 x 4,6	13,8
Suiça		H	15	2 x 15,3	30,6
Viçosa (Bicame)		H	2,8	2 x 2,25	4,5
Total Empresa			35,47		63,167
RGE	Andorinhas	H	0,1	2 x 0,25 1 x 0,3	0,5
	Cerutti	H	-	2 x 0,6	1,2
	Dona Mirian	H	-	1 x 0,2	0,5
	Guaporé	H	0,3	2 x 0,3	0,6
	Pirapó	H	0,1	1 x 0,4 1 x 0,24	0,64
	Saltinho	H	0,6	1 x 0,8	0,8
	Total Empresa		1,1		4,24
AÇO MINAS GERAIS S.A.	Açominas	S	12,5	1 x 25	25
	Total Empresa		12,5		25
AÇÚCAR GUARANI S/A	Guarani - Cruz Alta	B	11	1 x 22	22
	Total Empresa		11		22
AES FORÇA EMPREENDIMENTOS LTDA	Pirambeira	H	0,96	1 x 1,92	1,92
	Ribeirão	H	0,09	1 x 0,18	0,18
	Total Empresa		1,05		2,1
ANHAMBI AGROINDUSTRIAL LTDA.	Vitorino	H	2,64	1 x 5,28	5,28
	Total Empresa		2,64		5,28
ARAPUCCEL - Araputanga Centrais Elétricas	Alto Jauru	H	11	1 x 22	22
	Indiavaí	H	14	4 x 7	28
	Total Empresa		25		50
BARRALCOOL - USINA DA BARRA S.A.	Barralcol	B	11,5	1 x 23	23
	Total Empresa		11,5		23
BIOENERGIA COGERADORA LTDA.	Santo Antônio	B	11,5	1 x 23	23
	São Francisco	B	3,35	1 x 6,7	6,7
	Total Empresa		14,85		29,7

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINAS	TIPO ENERGIA FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)			
			UNITÁRIO		TOTAL	
BRASCAN ENERGÉTICA S.A.	Pedrinho I	H	4,05	2 x 8,1	16,2	
	Total Empresa		4,05		16,2	
CASSOL IND. E COMÉRCIO DE MADEIRAS LTDA.	Cabixi II	H	1,4	1 x 2,8	2,8	
	Total Empresa		1,4		2,8	
CENTRAL ENERGÉTICA RIO PARDO LTDA.	Usina da Pedra	B	15	1 x 30	30	
	Total Empresa		15		30	
CERTEL	Salto Forqueta	H	1,53	2 x 3,06	6,12	
	Total Empresa		1,53		6,12	
CGDE, KOBLITZ ENERGIA S.A.	Piratini	M	5	1 x 10	10	
	Total Empresa		5		10	
CIA AÇUCAREIRA VALE DO ROSÁRIO	Vale do Rosário	B	25	1 x 50	50	
	Total Empresa		25		50	
CIA ENERGÉTICA SALTO DO LOBO LTDA.	Ribeirão do Pinhal	H	0,3	2 x 0,6	1,2	
	Total Empresa		0,3		1,2	
COMPANHIA ENERGÉTICA SANTA ELISA	Santa Elisa	B	21	2 x 6	42	
	Total Empresa			2 x 15		
	Total Empresa		21		42	
CONSÓRCIO PASSO DO MEIO ENERGIA	Passo do Meio	H	3,75	4 x 7,5	30	
	Total Empresa		3,75		30	
CONSÓRCIO SALTO NATAL	Salto Natal	H	3,75	2 x 7,5	15	
	Total Empresa		3,75		15	
COOPERATIVA AGRÍCOLA REGIONAL DE PRODUTORES DE CANA LTDA	Termocana	B	4,1	1 x 8,2	8,2	
	Total Empresa		4,1		8,2	
CORURUPE ENERGÉTICA S.A.	Coruripe Iturama	B	12	1 x 24	24	
	Total Empresa		12		24	
DME	Rolador	H	2,6	2 x 2,6	5,2	
	Total Empresa		2,6		5,2	
EMBRAER-EMPRESA BRASILEIRA DE AERONÁUTICA S.A.	F-242	G	4,5	1 x 9	9	
	Total Empresa		4,5		9	
ENERGY WORKS DO BRASIL LTDA.	Corn Products Balsa	G	5	1 x 10	10	
	Total Empresa		10	1 x 20	20	
	Total Empresa		15		30	
ENGEPE - ENGENHARIA E PAVIMENTAÇÃO LTDA.	Salto do Lobo	H	0,3	1 x 0,6	0,6	
	Total Empresa		0,53	1 x 1,06	1,06	
	Total Empresa		0,83		1,66	
FORNASA	Rio Palmeiras	H	0,75	1 x 1,5	1,5	
	Total Empresa		0,75		1,5	
GLOBAL ENERGIA ELÉTRICA S.A.	Baruíto	H	9,15	3 x 6,1	18,3	
	Total Empresa		9,15		18,3	
GUARANTÃ ENERGÉTICA LTDA.	Braço Norte III	H	7,08	2 x 7,08	14,16	
	Total Empresa		7,08		14,16	
HEIDRICH GERAÇÃO ELÉTRICA LTDA.	Cachoeira do Rio do Rauem	H	0,8	1 x 1,6	1,6	
	Total Empresa		0,8		1,6	

Situação em 31/12/2003

EMPRESA	USINAS	TIPO ENERGIA	FIRME	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		
				UNITÁRIO	TOTAL	
JALLES MACHADO S.A.	Jalles Machado	B	14	1 x	28	28
			14			28
JAPUNGU AGROINDUSTRIAL S.A.	Japungu	T	6	1 x	12	12
			6			12
MAGGI ENERGIA S.A.	Santa Lucia II	H	3,8	1 x	1,2	7,6
				1 x	6,4	
	Total Empresa		3,8			7,6
NUTRICEL NUTRIENTES LTDA.	Alvorada	T	4,7	1 x	9,4	9,4
			4,7			9,4
PESQUEIRO ENERGIA S.A.	Pesqueiro	H	6,22	1 x	12,44	12,44
	Total Empresa		6,22			12,44
PITANGUEIRAS AÇÚCAR E ÁLCOOL LTDA.	Pitangueiras	B	4,5	1 x	9	9
	Total Empresa		4,5			9
S.A. USINA CORURIFE AÇÚCAR E ÁLCOOL	Campo Florido	B	6	1 x	12	12
	Total Empresa		6			12
SANTA CÂNDIDA AÇÚCAR E ÁLCOOL LTDA.	Santa Cândida	B	13,5	1 x	15	27
				1 x	12	
	Total Empresa		13,5			27
SIMASA - SIDERÚRGICA DO MARANHÃO S.A.	Simasa	AF	4	1 x	8	8
	Total Empresa		4			8
TERMOELÉTRICA SANTA ADÉLIA LTDA.	Santa Adélia	B	17	1 x	34	34
	Total Empresa		17			34
USINA BARRA GRANDE LENÇÓIS	Barra Grande Lençóis	B	18,3	1 x	36,6	36,6
			18,3			36,6
USINA CAETÉ S.A. - FILIAL DELTA	Delta	B	7,95	1 x	15,9	15,9
			7,95			15,9
USINA CAETÉ S.A. - FILIAL VOLTA GRANDE	Volta Grande	B	7,35	1 x	14,7	14,7
			7,35			14,7
USINA CERRADINHO AÇÚCAR E ÁLCOOL S/A	Cerradinho	B	12,5	1 x	25	25
	Total Empresa		12,5			25

Situação em 31/12/2003

SUBSISTEMA	ENERGIA FIRME (MWmed)	POTÊNCIA EFETIVA (MW)
SUDESTE / CENTRO-OESTE	615,1	1.187,2
SUL	260,4	459,3
NORDESTE	51,2	97,0
NORTE	0,0	0,0
TOTAL BRASIL	926,7	1.743,5

Anexo III Cronograma de Obras de Geração

Ano 2004

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Aimorés	CEMIG/CVRD	SE	Hidro	Doce	set	Vol. Morto	-	1 mês
					out	1/3	110	
					nov	2/3	110	
					dez	3/3	110	
Araucária	COPEL	S	Gás Natural	-	fev	1/3	167	
					fev	2/3	167	
					fev	3/3	135	
Barra Grande	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Hidro	Pelotas	dez	Vol. Morto	-	11 meses
Camaçari G	CHESF	NE	Gás Natural	-	abr	4/5	72	
					dez	5/5	72	
Candongá	CVRD/EPP	SE	Hidro	Doce	mar	Vol. Morto	-	1 mês
					abr	1/3	46,6	
					mai	2/3	46,7	
					mai	3/3	46,7	
Corumbá IV	Corumbá Concessões S.A.	SE	Hidro	Corumbá	jul	Vol. Morto	-	6 meses
Fafen	Fafen Energia S.A.	NE	Gás Natural	-	fev	3/5	30	
					fev	4/5	30	
					fev	5/5	31,2	
Irapé	Consórcio Irapé	SE	Hidro	Jequitinhonha	nov	Vol. Morto	-	10 meses
Itapebi	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Hidro	Jequitinhonha	set	4/4	25	
Monte Claro	CERAN	S	Hidro	Das Antas	out	Vol. Morto	-	1 mês
					nov	1/2	65	

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

Ano 2004 (continuação)

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Aimorés	CEMIG/CVRD	SE	Hidro	Doce	set	Vol. Morto	-	1 mês
					out	1/3	110	
					nov	2/3	110	
					dez	3/3	110	
Araucária	COPEL	S	Gás Natural	-	fev	1/3	167	
					fev	2/3	167	
					fev	3/3	135	
Barra Grande	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Hidro	Pelotas	dez	Vol. Morto	-	11 meses
Camaçari G	CHESF	NE	Gás Natural	-	abr	4/5	72	
					dez	5/5	72	
Candonga	CVRD/EPP	SE	Hidro	Doce	mar	Vol. Morto	-	1 mês
					abr	1/3	46,7	
					mai	2/3	46,7	
					mai	3/3	46,7	
Corumbá IV	Corumbá Concessões S.A.	SE	Hidro	Corumbá	jul	Vol. Morto	-	6 meses
Fafen	Fafen Energia S.A.	NE	Gás Natural	-	fev	3/5	30	
					fev	4/5	30	
					fev	5/5	31,2	
Irapé	Consórcio Irapé	SE	Hidro	Jequitinhonha	nov	Vol. Morto	-	10 meses
Itapebi	Itapebi Geração de Energia S.A.	NE	Hidro	Jequitinhonha	set	4/4	25	
Monte Claro	CERAN	S	Hidro	Das Antas	out	Vol. Morto	-	1 mês
					nov	1/2	65	

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

Ano 2004 (continuação)

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Termorio	TermoRio S.A.	SE	Gás Natural	-	mai	1/9	123,25	
					mai	2/9	123,25	
					mai	3/9	176,8	
					mai	4/9	123,25	
					mai	5/9	123,25	
					mai	6/9	123,3	
					set	7/9	123,25	
					set	8/9	123,25	
					set	9/9	123,3	
Três Lagoas	Petrobras	SE	Gás Natural	-	fev	1/6	60	
					fev	2/6	60	
					fev	3/6	60	
					fev	4/6	60	
Tucuruí	Eletronorte	N	Hidro	Tocantins	mai	16/23	375	
					ago	17/23	375	
					dez	18/23	375	
Uruguaiana	AES Uruguaiana	S	Gás Natural	-	jan	Repotenciação	38	

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

Ano 2005

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Altos	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13	
Aracati	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-11,45	
Arjona45	TRACTEBEL	SE	Gás Natural	-	jan	-2/2	-62,5	
Barra Grande	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Hidro	Pelotas	nov	1/3	230	
Baturité	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-11,43	
Breitener	Breitener Energética S.A	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-153,75	
Campo Maior	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13	
Campos Novos	Campos Novos Energia S.A.	S	Hidro	Canoas	out	Vol. Morto	-	6 meses
Carrapicho	Gebra	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-18,6	
Caucaia	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13,1	
Corumbá IV	Corumbá Concessões S.A.	SE	Hidro	Corumbá	jan	1/2	63,5	
					abr	2/2	63,5	
Crato	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13,1	
Dest JB	Destilaria JB	NE	Bagaço	-	jan	-1/1	-18	
Enguia Pecem	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13,1	
Giasa	Gramame Industrial e Agrícola S.A.	NE	Bagaço	-	jan	-1/1	-18	
Iguatu	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13,1	
Irapé	Consórcio Irapé	SE	Hidro	Jequitinhonha	set	1/3	120	
					nov	2/3	120	
Itaipu	ITAIPU	SE	Hidro	Paraná	jan	19/20	700	
Jaguarari	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-100,4	
Juazeiro	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13,1	
Lagarto	Gebra	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-14,4	
Marambaia	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13	

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

Ano 2005 (continuação)

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Marituba	Gebra	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-15,5	
Monte Claro	CERAN	S	Hidro	Das Antas	jan	2/2	65	
Nazária	Enguia GEN	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-13,1	
Nordeste Generation	Nordeste Generation Ltda	NE	Óleo	-	jan	-5/5	-168,53	
Ourinhos	Ourinhos Energia S.A.	SE	Hidro	Paranapanema	ago	Vol. Morto	-	1 mês
					set	1/3	14,7	
					nov	2/3	14,7	
Parnamirim	Parnamirim Energia	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-93	
Pedra do Cavalo	Votorantim Cimentos Ltda.	NE	Hidro	Paraguaçu	jan	Vol. Morto	-	3 meses
					abr	1/2	80	
					jun	2/2	80	
Peri Peri	Gebra	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-15,5	
Picada	Consórcio Paraibuna	SE	Hidro	Peixe	mai	Vol. Morto	-	3 meses
					ago	1/2	25	
					set	2/2	25	
PIE-RP	PIE-RP Termoelétrica S.A	SE	Biomassa	-	jan	-1/1	-19,47	
Polo	Gebra	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-15,5	
Ponte de Pedra	P. Pedra Energética S.A.	SE	Hidro	Corrente	fev	2/3	58,7	
					abr	3/3	58,7	
Santa Clara PR	Centrais Elétricas do Rio Jordão	S	Hidro	Jordão	jan	Vol. Morto	-	2 meses
					mar	1/2	60	
					mai	2/2	60	
Santa Cruz 12	FURNAS	SE	Óleo	-	jan	Desativação	-168	
Santa Cruz Nova	FURNAS	SE	Gás Natural	-	jan	3/4	82	
					mar	4/4	82	
Sete Lagoas	Cummins Brasil Ltda.	SE	Diesel	-	jan	-1/1	-64	
Tucuruí	Eletronorte	N	Hidro	Tocantins	abr	19/23	375	
					ago	20/23	375	
					dez	21/23	375	

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

Ano 2006

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Aquiraz	CGE	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-14,4	
Bahia I	UTE Bahia I - Camaçari	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-30,6	
Barra Grande	Consórcio Barra Grande - GEAB	S	Hidro	Pelotas	fev	2/3	230	
					mai	3/3	230	
Cabo	Termo GCS	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-4,92	
Cagece	CGE	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-14,4	
Campos Novos	Campos Novos Energia S.A.	S	Hidro	Canoas	abr	1/3	293,3	
					jul	2/3	293,3	
					out	3/3	293,3	
Capim Branco I	Consórcio Capim Branco Energia	SE	Hidro	Araguari	dez	Vol. Morto	-	4 meses
Carapina Bra	Brasympe	SE	Diesel	-	jan	-1/1	-40	
Civit Bra	Brasympe	SE	Diesel	-	jan	-1/1	-20	
Cocal	Cocal	SE	Bagaço	-	jan	-1/1	-21	
Coluna	CGE	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-9,1	
Daia	Engebra	SE	Óleo	-	jan	-1/1	-44,08	
Ipojuca	Termo GCS	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-4,92	
Irapé	Consórcio Irapé	SE	Hidro	Jequitinhonha	jan	3/3	120	
Itaenga	Itaenga	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-20	
Jardim Brasympe	Brasympe	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-60	
Maranguape	CGE	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-11,2	
Ourinhos	Ourinhos Energia S.A.	SE	Hidro	Parapanema	jan	3/3	14,7	
Pacajus	CGE	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-9,1	

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

Ano 2006 (continuação)

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Paraipaba	CGE	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-12,8	
Peixe Angical	Enerpeixe S/A	SE	Hidro	Tocantins	fev	Vol. Morto	-	3 meses
					mai	1/3	150,7	
					jul	2/3	150,7	
					out	3/3	150,7	
Petrolina	Cia Energética de Petrolina	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-128	
Ponta do Ubu	Brasympe	SE	Diesel	-	jan	-1/1	-40	
Porto	Termo GCS	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-4,92	
Potiguar	TEP	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-48	
Prazeres	Termo GCS	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-4,92	
R Largo Bra	Brasympe	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-168	
Rio Formoso	Termo GCS	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-4,92	
Suape	Termo GCS	NE	Diesel	-	jan	-1/1	-4,92	
Termocabo	Termocabo	NE	Gás Natural	-	jan	-1/1	-48	
Tubarão	Brasympe	SE	Diesel	-	jan	-1/1	-40	
Tucuruí	Eletronorte	N	Hidro	Tocantins	abr	22/23	375	
					ago	23/23	375	
Xavantes	Aruanã Termoelétricas S.A	SE	Diesel	-	jan	-1/1	-48	

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

Ano 2007

APROVEITAMENTO	EMPRESA	REGIÃO	TIPO	RIO	MÊS	UNIDADE	POTÊNCIA	OBS.
Capim Branco I	Consórcio Capim Branco Energia	SE	Hidro	Araguari	abr	1/3	80	
					jun	2/3	80	
					ago	3/3	80	

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

Ano 2008

Não estão previstos empreendimentos para 2008.

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

Anexo IV Características das Usinas Hidráulicas

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (%)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
		UNITÁRIO	TOTAL			
AES Tietê	Euclides da Cunha	4 x	27,2	108,8	85,0	0,7461
	A. S. Oliveira	2 x	16	32	84,0	0,2064
	Água Vermelha	6 x	232,7	1396,2	90,0	0,4710
	Caconde	1 x	41,2	80,4	86,0	0,8146
		1 x	39,2			
	Barra Bonita	4 x	35	140	88,0	0,1723
	A. S. Lima	3 x	48	144	86,0	0,1881
	Ibitinga	3 x	43,8	131,4	90,0	0,1872
	Promissão	3 x	88	264	90,0	0,2059
	Nova Avanhandava	3 x	115,8	347,4	90,0	0,2601
CBA	Piraju	2 x	40	80	90,0	0,2296
CDSA	Cachoeira Dourada	2 x	17			
		3 x	54	658	89,0	0,2826
		3 x	84			
		2 x	105			
CEMIG	Camargos	2 x	23	46	86,9	0,1971
	Itutinga	2 x	12,5	52	89,9	0,2447
		1 x	14			
		1 x	13			
	Jaguara	4 x	106	424	91,0	0,4043
	Volta Grande	4 x	95	380	92,0	0,2472
	Salto Grande	2 x	27	102	84,2	0,7829
		2 x	24			
	Três Marias	6 x	66	396	87,3	0,4301
	Emborcação	4 x	298	1192	89,0	1,1027
	São Simão	6 x	285	1710	92,0	0,6241
	Nova Ponte	3 x	170	510	94,0	1,0025
	Miranda	3 x	136	408	92,9	0,6142
	Igarapava	5 x	42	210	92,0	0,1525
	Irapé	3 x	120	360	91,0	1,4906
	Funil-Grande (*)	3 x	60	180	90,0	0,3457
	Aimorés (*)	3 x	110	330	93,0	0,2582
	Queimado	3 x	35	105	90,0	1,6098
	Guilman-Amorim	4 x	35	140	90,0	1,0242
	Sá Carvalho	2 X	15	78	88,0	0,9375
	1 x	18				
	1 x	30				
CESP-Paraná	Ilha Solteira	4 x	176	3444	90,0	0,3901
		11 x	170			
		5 x	174			
	Três Irmãos	5 x	161,5	807,5	90,0	0,3901
	Jupia	14 x	110,8	1551,2	89,0	0,1980
	Porto Primavera	14 x	110	1540	93,1	0,1593
	Jaguari	2 x	13,8	27,6	87,0	0,5046
Paraibuna	2 x	42,5	85	89,0	0,7003	

(*) Consórcio CVRD/CEMIG.

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (%)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)		
		UNITÁRIO	TOTAL				
Cia. Energética Chapecó	Quebra Queixo	3 x	40	120	92,0	1,0522	
Cia. Energ. Santa Clara	Santa Clara MG	3 x	20	60	89,0	0,4584	
Cia. Paraibuna Metais	Sobraji	3 x	20	60	86,0	0,6252	
Consórcio Guaporé	Guaporé	3 x	40	120	86,0	1,4108	
Consórcio Jauru	Jauru	3 x	40,5	121,5	92,0	0,9648	
Consórcio Porto Estrela	Porto Estrela	2 x	56	112	92,3	0,4242	
Duke Energy	A. A. Laydner	2 x	48,9	97,8	91,0	0,2935	
	Chavantes	4 x	103,5	414	89,0	0,6247	
	L. N. Garcez	4 x	18	72	85,0	0,1497	
	Canoas II	3 x	24	72	90,0	0,1289	
	Canoas I	3 x	27,5	82,5	91,0	0,1509	
	Capivara	3 x	160	643	85,6	0,3738	
			1 x	163			
		Taquaruçu	5 x	110,8	554	90,0	0,2207
	Rosana	4 x	93	372	90,0	0,1720	
EMA E	Henry Borden	1 x	35				
		1 x	40				
		5 x	65	888	81,0	5,6537	
		1 x	68				
		6 x	70				
Enerpeixe	Peixe Anqical	3 x	150,7	452	92,3	0,2299	
ESCELSA	Mascarenhas	2 x	45	131	89,0	0,1855	
		1 x	41				
FURNAS	Furnas	8 x	164	1312	88,0	0,7726	
	Mascarenhas de Moraes	2 x	38	478	85,0	0,3337	
			2 x	45			
			4 x	51			
			2 x	54			
		Estreito	6 x	184	1104	90,0	0,5627
		Porto Colômbia	4 x	82	328	89,0	0,2038
		Marimbondo	8 x	186	1488	87,0	0,4939
		Itumbiara	6 x	380	2280	90,0	0,6813
		Funil	3 x	74	222	84,0	0,5327
		Corumbá I	3 x	125	375	91,0	0,6106
		Serra da Mesa	3 x	425	1275	93,0	1,0315
	Manso	4 x	52,5	210	90,0	0,5145	
Investco	Lajeado	5 x	180,5	902,5	93,3	0,3248	
ITAIPU	Itaipu	20 x	700	14000	92,0	1,0647	
Itiquira Energética	Itiquira I	2 x	30,4	60,8	90,5	0,7642	
	Itiquira II	2 x	47,6	95,2	90,9	1,1593	
LIGHT	Fontes	1 x	44	132	85,0	2,5962	
		2 x	44				
	Nilo Peçanha	2 x	48	380	87,0	2,6330	
		4 x	71				
	Pereira Passos	2 x	50	100	85,1	0,3140	
	Santa Branca	2 x	29	58	90,0	0,3524	
	Ilha dos Pombos	2 x	27	183	79,1	0,2588	
			1 x	32			
		1 x	48				
		1 x	49				
Consumo das Usinas de Bombeamento: Sta Cecília = 0,1910 e Vigário = 0,4460							
ROSAL ENERGIA	Rosal	2 x	27,5	55	92,1	1,6950	

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)		RENDIMENTO TxG (%)	PRODUTIBILIDADE ASSOC. 65% V.U. (MW/m³/s)	
CEEE	Dona Francisca (*)	2 x	62,5	125	88,0	0,3432
	Passo Real	2 x	79	158	94,0	0,3797
	Jacuí	6 x	30	180	89,0	0,8282
	Itaúba	4 x	125	500	94,0	0,8259
COPEL	G. P. Souza	4 x	65	260	90,0	6,5259
	G. B. Munhoz	4 x	419	1676	92,0	1,1477
	Segredo	4 x	315	1260	92,0	1,0242
	Salto Caxias	4 x	310	1240	92,0	0,5930
TRACTEBEL	Passo Fundo	2 x	113	226	91,0	2,2429
	Salto Santiago	4 x	355	1420	90,0	0,8820
	Salto Osório	4 x	182	1078	90,0	0,6307
		2 x	175			
	Itá	5 x	290	1450	91,0	0,9186
	Machadinho	3 x	380	1140	91,0	0,9187
	Cana Brava	3 x	157,2	471,6	91,0	0,3990
CHESF	Sobradinho	6 x	175	1050	92,0	0,2410
	Itaparica	6 x	250	1500	91,0	0,4479
	Moxotó	4 x	100	400	91,0	0,0974
	Paulo Afonso 1,2,3	3 x	60	1425	90,0	0,3800
		2 x	70			
		1 x	75			
		3 x	76			
		4 x	200			
		1 x	2			
	Paulo Afonso 4	6 x	410	2460	93,0	0,5427
	Xingó	6 x	527	3162	93,0	1,0846
Boa Esperança	2 x	49	225	92,1	0,3719	
	2 x	63,5				
Itapebi Geração	Itapebi	3 x	150	475	93,0	0,7177
		1 x	25			
CELPA	Curuá-Una	3 x	10	30	88,0	0,1570
ELETRONORTE	Tucuruí	12 x	350			
		2 x	20	8365	93,6	0,5482
		11 x	375			
OUTRAS	Barra Grande	3 x	230	690	92,0	1,3849
	Campos Novos	3 x	293,3	880	91,0	1,6244
	Capim Branco I	3 x	80	240	90,0	0,5053
	Candongá	3 x	46,7	140	92,5	0,4664
	Corumbá IV	2 x	63,5	127	93,0	0,6190
	Monte Claro	2 x	65	130	92,0	0,3601
	Ourinhos	3 x	14,7	44	89,0	0,0944
	Picada	2 x	25	50	87,0	1,1054
	Ponte de Pedra	3 x	58,7	176,1	92,0	2,2012
	Santa Clara PR	2 x	60	120	90,0	0,8133
Pedra do Cavalo	2 x	80	160	90,0	0,9204	

(*) Consórcio CEEE/DFESA.

Anexo V Características dos Reservatórios

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
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
CBA	Piraju	84	84	0	531,50	531,50	505,00
CDSA	Cachoeira Dourada	460	460	0	434,12	434,12	401,10
CEMIG	Camargos	792	120	672	913,00	899,00	886,10
	Itutinga	11	11	0	886,00	886,00	857,70
	Jaguara	450	450	0	558,50	558,50	512,60
	Volta Grande	2244	2244	0	494,60	494,60	467,00
	Salto Grande	78	78	0	356,00	356,00	255,10
	Três Marias	19528	4250	15278	572,50	549,20	515,70
	Emborcação	17725	4669	13056	661,00	615,00	521,90
	São Simão	12540	7000	5540	401,00	390,50	328,10
	Nova Ponte	12792	2412	10380	815,00	775,50	696,00
	Miranda	1120	974	146	696,00	693,00	625,20
	Igarapava	480	480	0	512,00	512,00	494,80
	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	93,84	606,18	512,34	829,00	811,00	637,50
		Guilman-Amorim	12	12	0	495,00	495,00
	Sá Carvalho	1	1	0	369,50	369,50	255,10
CESP-Paraná	Ilha Solteira	21060	8232	12828	328,00	314,00	281,10
	Três Irmãos	13372	9923	3449	328,00	323,00	280,00
	I. Solt + T. Irmãos	34432	25467	8965	328,00	323,00	281,10
	Jupiaá	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
Cia. Energ. Santa Clara	Santa Clara MG	146	146	0	86,00	86,00	32,60
Cia. Paraibuna Metais	Sobraji	1	1	0	436,50	436,50	360,00
Consórcio Guaporé	Guaporé	21	21	0	479,20	479,20	304,80
Consórcio Jauru	Jauru	20,14	20,14	0	355,00	355,00	244,90
Consórcio Porto Estrela	Porto Estrela	89	56	33	255,00	246,00	204,00

(*) Consórcio CVRD/CEMIG.

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
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
EMAE	Billings	1167	1	1166	747,65	729,15	728,75
	Guarapiranga	197	1	196	737,77	725,65	720,00
	Henry Borden	1	1	0	728,75	728,75	11,50
Enerpeixe	Peixe Angical	2741	2212,7	528,3	263,00	261,00	236,14
ESCELSA	Mascarenhas	42	42	0	60,75	60,75	39,00
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	6150	890	5260	446,33	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
Investco	Lajeado	4940	4940	0	212,00	212,00	175,80
ITAIPU	Itaipu	29000	29000	0	220,00	220,00	100,00
Itiquira Energética	Itiquira I	5	5	0	412,00	412,00	320,00
	Itiquira II	1	1	0	320,00	320,00	180,75
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
ROSAL ENERGIA	Rosal	11	11	0	555,00	555,00	360,40
CEEE	Dona Francisca (*)	330	330	0	94,50	94,50	54,40
	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
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	481,00	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

(*) Consórcio CVRD/CEMIG

EMPRESA	USINA	VOLUME (hm ³)			COTA (m)		CANAL FUGA MÉDIO (m)
		MÁXIMO	MÍNIMO	ÚTIL	MÁXIMA	MÍNIMA	
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	16,96
	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	51,6	8,60
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
	Capim Branco I	240	240	0	624,00	624,00	565,00
	Corumbá IV	3624	2936	688	842,00	837,00	771,20
	Itapebi	1634	1634	0	110,00	110,00	29,68
	Monte Claro	11,28	10,1	1,18	148,00	147,00	104,00
	Ourinhos	20,82	20,82	0	398,00	398,00	387,00
	Picada	7	6	1	659,22	658,76	525,71
	Ponte de Pedra	199	199	0	396,00	396,00	148,60
	Quebra Queixo	137	111	26	549,00	544,00	426,70
	Santa Clara PR	431	169	262	805,00	787,50	706,10
	Pedra do Cavalo	3072	2192	880	114,00	106,00	5,00

Anexo VI Características das Usinas Térmicas

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
CEB	UTE Brasília	1-2	Óleo	2 x 5,0	19,45	-	80
CEMIG	Igarapé	1	Óleo 7A	131,0	8,46	9,27	100
CPFL	Carioba	1-2	Óleo	2 x 18,0	10	8	89
EL PASO	Macaé Merchant	1-20	Gás	20 x 46,13	6,00	1,47	100
ELETRONUCLEAR	Angra I	1	Nuclear	657,0	3,00	15	96,35
	Angra II	1	Nuclear	1350,0	3,00	8	100
EMAE	Piratininga	1-2	Gás	2 x 100,0	1,47	11,02	80
		3-4	Óleo	2 x 136,0 **	11,60	9,27	80,88
ENERSUL	Corumbá	1-4	Diesel	4 x 1,5	19,45	6,68	100
	Coxim	1-3	Diesel	3 x 1,0	19,45	6,68	100
EPE	Cuiabá	1-2	Gás	2 x 150,0	2,00	10,61	100
		3	Vapor	180,0	2,00	10,61	100
FURNAS	R.Silveira	1-2	Gás	2 x 16,0	2,06	12,25	94
	Santa Cruz Nova	1-2	Gás	2 x 200,0	-	10	100
		3-4	Vapor	2 x 82,0 ***	-	10	100
		1-2	Óleo	2 x 84,0 ***	13,02	11,09	89,29
	3-4	Óleo	2 x 220,0	9,18	5,44	91	
Ibitermo	Ibitermo	1	Gás	150,0	3,00	4,00	96,17
		2	Vapor	85,0	3,00	4,00	96,17
		3-4	Gás	2 x 283,9 *	3,00	4,00	96,17
PETROBRAS	Nova Piratininga	1-4	Gás	4 x 100,0	10	-	96,61
		5-6	Vapor	2 x 95,0**	10	-	96,61
		7-8	Gás	2 x 100,0 *	10	-	96,61
	Três Lagoas	1-4	Gás	4 x 60,0	3,00	7,60	100
		5-6	Gás	2 x 60,0 *	3,00	7,60	100
	Canoas	1	Gás	160,0	3,50	5,70	100
		2	Gás	90,0 *	3,50	5,70	100
		3	Gás	250,0 *	3,50	5,70	100
	SFE	Eletrobolt	1-8	Gás	8 x 47,38	-	8
Termorio	Termorio	1-2	Gás	2 x 123,25	10	-	100
		3	Vapor	176,8	10	-	100
		4-5	Gás	2 x 123,25	10	-	100
		6	Vapor	123,3	10	-	100
		7-8	Gás	2 x 123,25	10	-	100
		9	Vapor	123,3	10	-	100
TRACTEBEL	Willian Arjona	1-3	Gás	3 x 40,0	2,45	1,80	90
UTE Norte Fluminense	Norte Fluminense	1-3	Gás	3 x 189,55	3	4	89,51
		4	Vapor	291,55	3	4	89,51
UTEJF	Juiz de Fora	1-2	Gás	2 x 43,5	2	8	100
		3	Gás	23,0 *	2	8	100

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

** As UGs 3-4 de Piratininga sofrerão conversão para serem utilizadas no ciclo combinado da UTE Nova Piratininga (UGs 5-6 – Vapor) a partir de março/2004.

*** As UGs 1-2 de Santa Cruz sofrerão conversão para serem utilizadas no ciclo combinado da UTE Santa Cruz Nova (UGs 3-4 – Vapor) a partir de janeiro/2005.

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
AES-Uruaiana	Uruaiana *	1-2	Gás	2 x 187,0	0,18	4,33	94,04
		3	Gás	264,0	0,18	4,33	94,04
CGTEE	P. Médici	1-2	Carvão	2 x 63,0	14,0	23,0	95,24
		3-4	Carvão	2 x 160,0	39,5	20,0	100
	Nutepa	1-3	Óleo Comb	3 x 8,0	1,80	0,10	100
	São Jerônimo	1-2	Carvão	2 x 5,0	1,25	1,50	70
3		Carvão	10,0	1,25	1,50	70	
CIEN	Argentina 1B	-	Interligação	60,0	1	2	100
	Argentina 2A	-	Interligação	400,0	1,37	1,37	100
	Argentina 2B	-	Interligação	200,0	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	12,2	87,09
FURNAS/TRACTEBEL	Argentina 1	-	Interligação	1018,0	1	2	100
TRACTEBEL	Alegrete	1-2	Óleo Comb	2 x 33,0	14,91	12,2	100
	Charqueadas	1-4	Carvão	4 x 18,0	13,94	12,2	83
	J. Lacerda A	1-2	Carvão	2 x 50,0	44,67	12,2	100
		3-4	Carvão	2 x 66,0	10,38	11,0	100
	J. Lacerda B	5-6	Carvão	2 x 131,0	6	11,0	100
	J. Lacerda C	7	Carvão	363,0	4,11	5,44	100
UEG Araucária	Araucária	1-2	Gás	2 x 167,0	1	7	100
		3	Vapor	135,0	1	7	100
CGT Fortaleza	Fortaleza	1-2	Gás	2 x 111,86	1,94	1,91	91,88
		3	Vapor	122,91	1,94	1,91	91,88
CHESF	Camacari **	1-5	Gás	5 x 72,0	12	17	97,22
FAFEN	FAFEN	1-4	Gás	30,0	4	10	73,41
		5	Gás	31,2	4	10	73,41
MPX Termoceará	Termoceará	1-4	Gás	4 x 55,0	1,60	6	72,72
Termobahia	Termobahia	1	Gás	190,0	1,50	12,9	91,05
Termopernambuco	Termopernambuco	1	Gás	637,5	3	3	81,57

* A UTE Uruguaiana, de propriedade da AES-Uruguaiana, foi considerada com restrição operativa, com sua geração máxima limitada a 515 MW até ago/2004 e 600 MW a partir de set/2004.

** A UTE Camaçari, de propriedade da CHESF, estará em 2004 finalizando 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 (%)
Aruanã Termoelétricas	Xavantes	1	Diesel	48,0	-	-	100
Bahia I	Bahia I	1	Diesel	30,6	-	-	100
Brasympe	Carapina	1	Diesel	40,0	-	-	100
	CIVIT	1	Diesel	20,0	-	-	100
	Jardim	1	Diesel	60,0	-	-	100
	Ponta do Ubu	1	Diesel	40,0	-	-	100
	Rio Largo	1	Diesel	168,0	-	-	100
	Tubarão	1	Diesel	40,0	-	-	100

continua

USINAS TÉRMICAS EMERGENCIAIS (continuação)

EMPRESA	USINA	UNID	TIPO	POTÊNCIA (MW) CONTRATADA	TIF (%)	IP (%)	FCMAX (%)
Breitener Energ. S.A.	Breitener	1	Diesel	153,75	-	-	100
CGE S.A.	Aquiraz	1	Diesel	14,4	-	-	100
	Cagece	1	Diesel	14,4	-	-	100
	Coluna	1	Diesel	9,1	-	-	100
	Maranguape	1	Diesel	11,2	-	-	100
	Pacajus	1	Diesel	9,1	-	-	100
	Paraipaba	1	Diesel	12,8	-	-	100
Cia Energ. Petrolina	Petrolina	1	Diesel	128,0	-	-	100
Cocal	Cocal	1	Bagaço	21,0	-	-	100
Cummins Brasil Ltda.	Sete Lagoas	1	Diesel	64,0	-	-	100
Destilaria J.B. Ltda	Destilaria J.B.	1	Bagaço/Óleo	18,0	-	-	100
Engebra	Daia	1	Óleo	44,08	-	-	100
Enguia Gen BA Ltda	Jaquarari	1	Diesel	100,4	-	-	100
Enguia Gen CE Ltda	Acarati	1	Diesel	11,45	-	-	100
	Baturité	1	Diesel	11,43	-	-	100
	Caucaia	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Crato	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Enguia Pecem	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Iguatu	1	Diesel	13,1	-	-	100
	Juazeiro do Norte	1	Diesel	13,1	-	-	100
Enguia Gen PI Ltda	Altos	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Campo Maior	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Marambaia	1	Diesel	13,0	-	-	100
	Nazária	1	Diesel	13,1	-	-	100
Gebra	Carrapicho	1	Diesel	18,6	-	-	100
	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	Bagaço/Óleo	18,0	-	-	100
Itaenga	Itaenga	1	Diesel	20,0	-	-	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
PIE-RP Termoelétrica	PIE-RP	1	Biomassa	19,47	-	-	100
Termelétrica Potiguar	Potiguar	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	48,0	-	-	100
TRACTEBEL	Arjona 4 e 5	4-5	Gás	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 2004

AES-TIETÉ	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
Água Vermelha	H	1	232,7	27/mai	27/mai	1		
		1	232,7	11/nov	11/nov	1		
		2	232,7	03/fev	03/fev	1		
		2	232,7	20/jul	20/jul	1		
		3	232,7	09/mar	09/mar	1		
		3	232,7	02/mai	01/jun	31		
		3	232,7	24/ago	24/ago	1		
		4	232,7	18/mar	18/mar	1		
		4	232,7	02/set	02/set	1		
		5	232,7	29/abr	29/abr	1		
		5	232,7	14/out	14/out	1		
		6	232,7	15/abr	15/abr	1		
		6	232,7	30/set	30/set	1		
		A. S. Lima	H	1	48,0	13/abr	14/abr	2
				1	48,0	14/jun	14/jun	1
				2	48,0	12/abr	14/abr	3
2	48,0			14/jun	25/jun	12		
2	48,0			09/ago	09/ago	1		
3	48,0			05/jan	05/jan	1		
3	48,0			12/abr	16/abr	5		
3	48,0			14/jun	14/jun	1		
3	48,0			09/ago	20/ago	12		
A. S. Oliveira	H			1	16,0	04/mai	06/mai	3
		1	16,0	09/nov	11/nov	3		
		2	16,0	11/mai	13/mai	3		
		2	16,0	05/jul	30/jul	26		
Barra Bonita	H	1	35,0	01/mar	05/mar	5		
		1	35,0	19/jul	20/jul	2		
		1	35,0	31/ago	27/set	28		
		1	35,0	08/nov	09/nov	2		
		2	35,0	12/mai	13/mai	2		
		2	35,0	19/jul	20/jul	2		
		2	35,0	01/set	11/set	11		
		2	35,0	10/nov	11/nov	2		
		3	35,0	05/jan	06/jan	2		
		3	35,0	14/mai	17/mai	4		
		3	35,0	20/jul	20/jul	1		
		3	35,0	01/set	01/set	1		
		3	35,0	05/set	14/set	10		
		3	35,0	12/nov	16/nov	5		
		4	35,0	07/jan	08/jan	2		
		4	35,0	08/mar	11/mar	4		
4	35,0	20/jul	20/jul	1				
4	35,0	01/set	01/set	1				
4	35,0	08/set	14/set	7				
4	35,0	17/nov	18/nov	2				
Caconde	H	1	41,2	17/fev	19/fev	3		
		1	41,2	01/jun	30/set	122		
		2	39,2	24/fev	26/fev	3		
		2	39,2	01/jun	30/set	122		
Euclides da Cunha	H	1	27,2	09/mar	11/mar	3		
		1	27,2	14/set	16/set	3		
		2	27,2	02/mar	04/mar	3		
		2	27,2	17/ago	19/ago	3		
		3	27,2	16/mar	18/mar	3		
		3	27,2	21/set	23/set	3		
		4	27,2	23/mar	25/mar	3		
		4	27,2	07/set	09/set	3		
Ibitinga	H	1	43,8	19/abr	18/jun	61		
		1	43,8	06/set	10/set	5		
		2	43,8	19/abr	29/abr	11		
		2	43,8	13/set	17/set	5		
		3	43,8	19/abr	26/abr	8		
		3	43,8	20/set	24/set	5		
Nova Avanhandava	H	1	115,8	06/mar	06/mar	1		
		1	115,8	12/abr	16/abr	5		
		1	115,8	05/out	08/out	4		
		2	115,8	06/mar	10/nov	250		
		3	115,8	06/mar	06/mar	1		
		3	115,8	19/abr	23/abr	5		
		3	115,8	21/set	24/set	4		
Promissão	H	1	88,0	15/mar	19/mar	5		
		1	88,0	30/ago	02/set	4		
		2	88,0	22/mar	26/mar	5		
		2	88,0	15/jun	06/ago	53		
		3	88,0	29/mar	02/abr	5		
		3	88,0	13/set	16/set	4		

CELG

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Rochedo	H	1	4,0	07/out	16/out	10
São Domingos	H	1	6,0	01/nov	15/nov	15
		2	6,0	16/nov	30/nov	15

CEMAT

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Alto Araguaia	H	1	0,2	09/ago	13/ago	5
		2	0,2	23/ago	27/ago	5
		3	0,6	30/ago	03/set	5
Alto Paraguai	H	1	0,8	13/set	17/set	5
		2	0,9	20/set	24/set	5
Braço Norte	H	1	1,4	12/jul	16/jul	5
		2	1,4	19/jul	23/jul	5
		3	1,4	26/jul	30/jul	5
		4	1,4	02/ago	06/ago	5
Casca II	H	1	0,7	03/mai	07/mai	5
		2	0,7	17/mai	21/mai	5
		3	2,1	24/mai	28/mai	5
Casca III	H	1	3,9	11/out	15/out	5
		2	4,0	25/out	29/out	5
		3	4,0	01/nov	05/nov	5
Culuene	H	1	0,6	09/ago	13/ago	5
		2	0,6	16/ago	20/ago	5
		3	0,6	23/ago	27/ago	5
Poxoreo	H	1	0,4	19/jul	23/jul	5
		2	0,4	26/jul	30/jul	5
Primavera	H	1	1,2	07/jun	11/jun	5
		2	1,2	14/jun	18/jun	5
		3	1,2	21/jun	25/jun	5
		4	1,2	28/jun	02/jul	5
		5	1,2	05/jul	09/jul	5
		6	1,2	12/jul	16/jul	5
		7	1,2	19/jul	23/jul	5
Torixoreo	H	1	1,0	28/jun	02/jul	5
		2	1,0	05/jul	09/jul	5

CEMIG

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Emborcação	H	1	298,0	12/jan	17/jan	6
		2	298,0	13/abr	14/mai	32
		3	298,0	29/mar	03/abr	6
		4	298,0	16/fev	20/fev	5
Funil-Grande	H	1	60,0	14/jun	25/jun	12
		2	60,0	05/jul	16/jul	12
		3	60,0	26/jul	06/ago	12
Guilman-Amorim	H	1	35,0	31/mai	24/jun	25
		3	35,0	22/mar	26/mar	5
		4	35,0	09/ago	03/set	26
Igarapava	H	1	42,0	01/jan	29/jan	29
		2	42,0	19/abr	15/jun	58
		3	42,0	09/fev	02/abr	54
		5	42,0	28/jun	23/ago	57
Itutinga	H	2	12,5	26/abr	17/mai	22
		3	14,0	02/ago	18/out	78
Jaguara	H	1	106,0	01/mar	19/mar	19
		2	106,0	23/mar	06/abr	15
		4	106,0	05/abr	05/ago	123
Miranda	H	1	136,0	16/fev	20/fev	5
		2	136,0	27/jan	13/fev	18
		3	136,0	09/mar	26/mar	18
Nova Ponte	H	1	170,0	21/jun	25/jun	5
		2	170,0	22/mar	26/mar	5
		3	170,0	04/out	29/out	26
Sã Carvalho	H	1	15,0	12/abr	15/abr	4
		2	15,0	12/abr	15/abr	4
		3	18,0	01/jan	15/jan	15
		3	18,0	12/abr	15/abr	4
Salto Grande	H	4	30,0	12/abr	15/abr	4
		1	27,0	19/abr	28/mai	40
		2	27,0	19/abr	28/mai	40
		3	285,0	12/out	05/nov	25
São Simão	H	3	285,0	25/mai	23/jul	60
		2	66,0	01/mai	31/dez	245
Três Marias	H	3	66,0	01/jan	27/fev	58
		5	66,0	25/abr	01/mai	7
		6	66,0	08/mar	13/mar	6
		6	66,0	08/mar	13/mar	6

CESP-Paraná

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Ilha Solteira	H	1	176,0	10/jun	18/jun	9
		1	176,0	04/out	05/out	2
		2	176,0	01/jan	09/jun	161
		2	176,0	06/out	07/out	2
		3	176,0	09/fev	13/fev	5
		3	176,0	04/ago	05/ago	2
		3	176,0	13/out	14/out	2
		4	176,0	02/fev	07/mai	96
		4	176,0	09/ago	10/ago	2
		4	176,0	18/out	19/out	2
		5	170,0	16/fev	20/fev	5
		5	170,0	11/ago	12/ago	2
		5	170,0	20/out	21/out	2
		6	170,0	19/jan	23/jan	5
		6	170,0	16/ago	17/ago	2
		7	170,0	26/jan	30/jan	5
		7	170,0	18/ago	19/ago	2
		8	170,0	19/jul	23/jul	5
		8	170,0	23/ago	24/ago	2
		9	170,0	26/jul	30/jul	5
9	170,0	25/ago	26/ago	2		
10	170,0	05/abr	09/abr	5		
10	170,0	30/ago	31/ago	2		
11	174,0	05/jul	09/jul	5		
11	174,0	29/set	30/set	2		
12	170,0	28/jun	02/jul	5		
12	170,0	13/set	20/dez	99		
13	174,0	05/jan	09/jan	5		
13	174,0	01/set	02/set	2		
14	170,0	31/mai	06/set	99		
15	170,0	01/jan	30/jan	30		
15	170,0	08/set	09/set	2		
16	174,0	15/mar	19/mar	5		
16	174,0	13/set	14/set	2		
17	170,0	02/fev	06/fev	5		
17	170,0	15/set	16/set	2		
18	170,0	22/mar	26/mar	5		
18	170,0	20/set	21/set	2		
19	174,0	12/jul	16/jul	5		
19	170,0	22/set	23/set	2		
20	174,0	29/mar	02/abr	5		
20	174,0	27/set	28/set	2		
Jaguari	H	1	13,8	19/jan	23/jan	5
		1	13,8	03/mai	14/mai	12
		2	13,8	26/jan	30/jan	5
Jupiá	H	1	110,8	07/jun	11/jun	5
		3	110,8	01/jan	20/jan	20
		4	110,8	14/jun	18/jun	5
		5	110,8	21/jun	25/jun	5
		6	110,8	28/jun	02/jul	5
		6	110,8	16/ago	31/dez	138
		7	110,8	05/jul	09/jul	5
		8	110,8	12/jul	16/jul	5
		9	110,8	19/jul	23/jul	5
		10	110,8	26/jul	30/jul	5
		12	110,8	02/ago	06/ago	5
		13	110,8	02/fev	01/jun	121
		14	110,8	09/ago	13/ago	5
		Paraibuna	H	1	42,5	05/jan
2	42,5			12/jan	16/jan	5
Porto Primavera	H	1	110,0	12/jan	14/jan	3
		1	110,0	10/mai	06/set	120
		2	110,0	16/fev	18/fev	3
		2	110,0	06/dez	10/dez	5
		3	110,0	05/jan	03/mai	120
		3	110,0	20/set	22/set	3
		5	110,0	28/jun	02/jul	5
		6	110,0	19/jul	23/jul	5
		7	110,0	21/jun	25/jun	5
		8	110,0	05/jul	09/jul	5
		9	110,0	05/abr	09/abr	5
		10	110,0	14/jun	18/jun	5
		11	110,0	26/jan	13/fev	19
		12	110,0	01/jan	23/jan	23
13	110,0	12/jul	16/jul	5		
14	110,0	01/mar	23/mar	23		
Três Irmãos	H	1	161,5	16/fev	16/abr	61
		1	161,5	03/mai	07/mai	5
		4	161,5	10/mai	14/mai	5
		5	161,5	12/jan	12/fev	32

**CIA. ENERGÉTICA
CHAPECÓ**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Quebra Queixo	H	1	40,0	01/jan	05/jan	5
		1	40,0	01/jul	03/jul	3
		2	40,0	06/jan	10/jan	5
		2	40,0	04/jul	06/jul	3
		3	40,0	11/jan	15/jan	5
		3	40,0	07/jul	09/jul	3

**CIA. ENERGÉTICA
SANTA CLARA**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Santa Clara	H	1	20,0	01/jan	01/jan	1
		1	20,0	01/abr	01/abr	1
		1	20,0	01/jul	05/jul	5
		1	20,0	01/ago	01/ago	1
		1	20,0	01/dez	01/dez	1
		2	20,0	02/jan	02/jan	1
		2	20,0	02/abr	02/abr	1
		2	20,0	06/jul	10/jul	5
		2	20,0	02/ago	02/ago	1
		2	20,0	02/dez	02/dez	1
		3	20,0	03/jan	03/jan	1
		3	20,0	03/abr	03/abr	1
		3	20,0	11/jul	15/jul	5
		3	20,0	03/ago	03/ago	1
		3	20,0	03/dez	03/dez	1

**CONSÓRCIO
JAURU**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Jauru	H	1	40,5	01/mai	10/mai	10
		1	40,5	08/nov	10/nov	3
		2	40,5	11/mai	20/mai	10
		2	40,5	16/nov	18/nov	3
		3	40,5	21/mai	31/mai	11
		3	40,5	22/nov	24/nov	3

**CONSÓRCIO
PORTO ESTRELA**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Porto Estrela	H	1	56,0	01/mar	02/mar	2
		1	56,0	01/mai	02/mai	2
		1	56,0	01/jul	02/jul	2
		1	56,0	01/set	05/set	5
		1	56,0	01/nov	01/nov	1
		2	56,0	01/fev	02/fev	2
		2	56,0	01/abr	02/abr	2
		2	56,0	01/jun	02/jun	2
		2	56,0	01/ago	05/ago	5
		2	56,0	01/out	01/out	1

CPFL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Buritís	H	1	0,9	10/mai	14/mai	5
Carioba	O	1	18,0	16/jul	31/jul	16
		2	18,0	01/ago	15/ago	15
Gavião Peixoto	H	1	0,9	13/set	17/set	5
		2	0,8	20/set	24/set	5
		3	0,9	27/set	30/set	4
Lençóis	H	1	0,8	09/ago	13/ago	5
		2	0,8	16/ago	20/ago	5
Santana	H	1	2,2	07/jun	11/jun	5
		2	2,2	14/jun	18/jun	5
Três Saltos	H	2	0,6	19/jul	23/jul	5

DUKE ENERGY

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
A. A. Laydner	H	1	48,9	23/fev	17/dez	299
		2	48,9	01/jan	01/fev	32
Chavantes	H	1	103,5	02/fev	03/fev	2
		1	103,5	26/mai	27/mai	2
		1	103,5	20/set	01/out	12
		2	103,5	04/fev	06/fev	3
		2	103,5	14/jun	25/jun	12
		2	103,5	22/nov	23/nov	2
		3	103,5	09/fev	10/fev	2
		3	103,5	28/jun	09/jul	12
		3	103,5	25/nov	26/nov	2
		4	103,5	08/mar	16/mar	9
Canoas I	H	1	27,5	01/mar	05/mar	5
		2	27,5	08/mar	12/mar	5
		3	27,5	12/abr	09/mai	28
		3	27,5	05/out	06/out	2
		3	27,5	09/nov	09/nov	1
Canoas II	H	1	24,0	16/fev	20/fev	5
		2	24,0	09/fev	13/fev	5
		3	24,0	02/fev	06/fev	5
Capivara	H	1	160,0	15/mai	04/jun	21
		2	160,0	15/mai	15/mai	1
		2	160,0	12/set	27/set	16
		3	160,0	01/jan	24/fev	55
		3	160,0	15/mai	15/mai	1
L. N. Garcez	H	1	18,0	03/mai	14/mai	12
		2	18,0	12/abr	23/abr	12
		3	18,0	18/out	29/out	12
		4	18,0	12/jul	23/jul	12
Rosana	H	1	93,0	02/fev	07/fev	6
		1	93,0	22/nov	03/dez	12
		2	93,0	14/jun	25/jun	12
		3	93,0	26/jan	29/jan	4
		3	93,0	01/ago	02/set	33
		4	93,0	09/fev	10/fev	2
Taquaruçu	H	1	110,8	12/jul	23/jul	12
		2	110,8	26/abr	07/mai	12
		3	110,8	01/mar	02/abr	33
		4	110,8	19/jan	24/jan	6
		4	110,8	27/set	08/out	12
		5	110,8	18/fev	19/fev	2
		5	110,8	18/out	29/out	12

EL PASO

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Macaé Merchant	G	2	45,0	01/fev	02/fev	2
		3	46,1	01/mar	02/mar	2
		4	46,4	01/jan	01/jan	1
		4	46,4	01/mar	01/mar	1
		5	46,7	01/jan	01/jan	1
		6	46,5	01/jan	02/jan	2
		7	46,5	01/jan	02/jan	2
		8	45,9	01/jan	02/jan	2
		10	45,5	01/mar	02/mar	2
		11	45,5	01/mar	01/mar	1
		11	45,5	01/abr	02/abr	2
		11	45,5	01/jul	01/jul	1
		12	44,1	01/jan	02/jan	2
		13	46,4	01/fev	02/fev	2
		14	46,4	01/fev	02/fev	2
		15	45,7	01/fev	02/fev	2
		16	47,1	01/mar	02/mar	2
		17	46,1	01/mai	01/mai	1
		18	46,3	01/mar	02/mar	2
		19	47,3	01/abr	02/abr	2
20	47,3	01/abr	02/abr	2		

ELETRONUCLEAR

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Angra I	N	1	657,0	02/jul	15/ago	45
Angra II	N	1	1350,0	07/mai	05/jun	30

EMAE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Henry Borden	H	3	65,0	01/jan	26/mar	86
		5	65,0	01/jan	26/mar	86
		7	65,0	01/jan	26/mar	86
		8	68,0	01/jan	26/mar	86
		13	70,0	04/ago	07/nov	96
Piratininga 1 e 2	G	1	100,0	01/jan	23/mar	83
		2	100,0	01/abr	07/set	160
Piratininga 3 e 4	O	3	136,0	01/jan	29/fev	60
		4	136,0	01/jan	29/fev	60
Rasgão	H	1	11,0	15/jan	25/jun	163
		2	11,0	01/jan	15/fev	46

EPE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS	
Cuiabá	G	1	150,0	12/jan	16/jan	5	
		1	150,0	11/mar	20/mar	10	
		1	150,0	21/mar	25/mar	5	
		1	150,0	10/mai	14/mai	5	
		1	150,0	12/jul	14/jul	3	
		1	150,0	01/set	20/set	20	
		1	150,0	22/nov	26/nov	5	
		G	2	150,0	19/jan	23/jan	5
			2	150,0	21/mar	25/mar	5
			2	150,0	26/mar	04/abr	10
			2	150,0	17/mai	21/mai	5
			2	150,0	14/jul	16/jul	3
			2	150,0	11/set	30/set	20
			2	150,0	29/nov	03/dez	5
			V	3	90,0	12/jan	16/jan
	3			90,0	19/jan	23/jan	5
	3	90,0		11/mar	20/mar	10	
	3	180,0		21/mar	25/mar	5	
	3	90,0		26/mar	04/abr	10	
	3	90,0		10/mai	14/mai	5	
	3	90,0	17/mai	21/mai	5		
	3	90,0	12/jul	13/jul	2		
	3	180,0	14/jul	14/jul	1		
	3	90,0	15/jul	16/jul	2		
	3	90,0	01/set	10/set	10		
	3	180,0	11/set	20/set	10		
	3	90,0	21/set	30/set	10		
	3	90,0	22/nov	26/nov	5		
	3	90,0	29/nov	03/dez	5		

ESCELSA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Alegre	H	1	1,97	16/ago	18/ago	3
Fruteiras	H	1	4,0	04/out	06/out	3
		2	4,0	07/out	09/out	3
Jucu	H	1	2,2	02/ago	04/ago	3
		2	2,2	05/ago	07/ago	3
Mascarenhas	H	1	45,0	01/jul	15/ago	46
		2	45,0	16/ago	30/set	46
		3	41,0	01/out	15/out	15
Rio Bonito	H	1	4,6	22/jun	30/set	101
		2	4,6	15/jun	21/jun	7
		3	4,6	01/abr	15/jun	76
Suiça	H	1	15,3	03/mai	11/mai	9
		4	15,3	12/mai	28/mai	17

FURNAS

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Corumbá I	H	1	125,0	24/mai	12/jun	20
		2	125,0	22/nov	29/nov	8
		3	125,0	13/set	20/set	8
Estreito	H	2	184,0	02/ago	04/out	64
		4	184,0	10/fev	19/fev	10
		5	184,0	21/jun	30/jun	10
		6	184,0	19/jan	28/jan	10
Funil	H	1	74,0	18/mai	19/jun	33
Furnas	H	3	164,0	03/nov	08/dez	36
		4	164,0	01/jun	25/jun	25
		6	164,0	15/set	24/set	10
		7	164,0	26/abr	05/mai	10
Itumbiara	H	1	380,0	26/abr	20/mai	25
		2	380,0	02/ago	05/set	35
		5	380,0	26/jan	01/mar	36
Manso	H	2	52,5	01/mar	10/mar	10
		3	52,5	18/out	27/out	10
Marimbondo	H	8	186,0	14/jun	30/jul	47
M. de Moraes	H	1	38,0	23/set	21/dez	90
		2	38,0	22/dez	31/dez	10
		3	45,0	27/mar	24/jun	90
		4	45,0	26/jun	22/set	89
		5	51,0	07/jul	06/ago	31
		9	54,0	01/fev	05/mai	95
Porto Colômbia	H	1	82,0	13/set	29/out	47
		2	82,0	15/mar	30/abr	47
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/mai	31/dez	245
		2	84,0	01/jul	31/dez	184
		3	220,0	01/abr	30/abr	30
Serra da Mesa	H	1	425,0	06/set	06/out	31
		2	425,0	23/fev	24/mar	31
		3	425,0	24/mai	24/jun	32

GRUPO REDE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Guaporé	H	1	40,0	01/jan	29/fev	60
		2	40,0	01/mai	30/jun	61
		3	40,0	01/jul	31/ago	62
Lajeado	H	1	180,5	01/mai	14/jun	45
		2	180,5	15/jun	29/jul	45
		3	180,5	30/jul	14/set	47

ITAIPU

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Itaipu	H	1	700,0	30/ago	15/set	17
		2	700,0	11/out	29/out	19
		3	700,0	02/fev	18/fev	17
		4	700,0	17/nov	01/dez	15
		5	700,0	22/abr	11/mai	20
		6	700,0	12/jan	29/jan	18
		7	700,0	24/mai	09/jun	17
		8	700,0	01/mar	11/mar	11
		9	700,0	19/jul	02/ago	15
		10	700,0	30/nov	15/dez	16
		11	700,0	07/jun	24/jun	18
		12	700,0	13/set	30/set	18
		13	700,0	04/mai	14/mai	11
		14	700,0	16/fev	08/mar	22
		15	700,0	01/abr	23/abr	23
		16	700,0	26/jan	05/fev	11
		17	700,0	28/nov	16/dez	19
		18	700,0	29/jul	17/ago	20

LIGHT

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS		
Fontes	H	A	44,0	1/ago	30/ago	30		
		B	44,0	1/set	30/set	30		
		C	44,0	1/out	30/out	30		
Ilha dos Pombos	H	1	27,0	17/mai	28/mai	12		
		1	27,0	8/out	14/out	7		
		2	27,0	12/abr	23/abr	12		
		3	32,0	3/mai	14/mai	12		
		3	32,0	1/nov	12/nov	12		
		4	48,0	5/jul	31/out	119		
		5	49,0	31/mai	11/jun	12		
		Nilo Peçanha	H	11	48,0	2/ago	30/set	60
				12	48,0	26/abr	5/mai	10
13	71,0			5/abr	14/abr	10		
14	71,0			15/abr	24/abr	10		
15	71,0			5/jul	14/jul	10		
		16	71,0	15/jul	24/jul	10		
Pereira Passos	H	1	50,0	31/mai	7/jun	8		
		2	50,0	14/jun	3/jul	20		
Santa Branca	H	1	29,0	3/mai	17/mai	15		
		2	29,0	24/mai	4/jun	12		

PETROBRAS

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Nova Piratininga	G	1	100,0	17/nov	14/dez	28
		2	100,0	17/nov	14/dez	28
		3	100,0	17/nov	14/dez	28
		4	100,0	17/nov	14/dez	28
		5	95,0	17/nov	14/dez	28
		6	95,0	17/nov	14/dez	28
Três Lagoas	G	1	60,0	17/nov	14/dez	28
		2	60,0	17/nov	14/dez	28
		3	60,0	17/nov	14/dez	28
		4	60,0	17/nov	14/dez	28

SFE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Eletrobrlt	G	1	47,4	01/mai	03/mai	3
		1	47,4	01/out	03/out	3
		2	47,4	01/mai	03/mai	3
		2	47,4	01/nov	03/nov	3
		3	47,4	01/mai	03/mai	3
		3	47,4	01/nov	03/nov	3
		4	47,4	01/jun	03/jun	3
		4	47,4	01/nov	03/nov	3
		5	47,4	01/jun	03/jun	3
		5	47,4	01/nov	03/nov	3
		6	47,4	01/jun	03/jun	3
		6	47,4	01/dez	03/dez	3
		7	47,4	01/jun	03/jun	3
		7	47,4	01/dez	03/dez	3
		8	47,4	01/jun	03/jun	3
		8	47,4	01/dez	03/dez	3

TRACTEBEL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Cana Brava	H	1	157,2	30/ago	04/set	6
		2	157,2	08/nov	13/nov	6
		3	157,2	08/mar	21/mar	14
W. Arjona	G	1	40,0	16/mar	04/abr	20
		2	40,0	14/set	03/out	20
		3	40,0	14/jun	20/jun	7

**UTE JUIZ
DE FORA**

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Juiz de Fora	G	1	43,5	01/jan	01/jan	1
		1	43,5	01/fev	01/fev	1
		1	43,5	01/mar	02/mar	2
		1	43,5	01/abr	01/abr	1
		1	43,5	01/mai	01/mai	1
		1	43,5	01/jun	01/jun	1
		1	43,5	01/jul	01/jul	1
		1	43,5	01/ago	01/ago	1
		1	43,5	01/set	02/set	2
		1	43,5	01/out	01/out	1
		1	43,5	01/nov	01/nov	1
		1	43,5	01/dez	01/dez	1
		2	43,5	01/jan	01/jan	1
		2	43,5	01/fev	01/fev	1
		2	43,5	01/mar	02/mar	2
		2	43,5	01/abr	01/abr	1
		2	43,5	01/mai	01/mai	1
		2	43,5	01/jun	01/jun	1
		2	43,5	01/jul	01/jul	1
		2	43,5	01/ago	01/ago	1
2	43,5	01/set	02/set	2		
2	43,5	01/out	01/out	1		
2	43,5	01/nov	01/nov	1		
2	43,5	01/dez	01/dez	1		

AES URUGUAIANA

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Uruguaiana	G	1	187,0	01/jul	16/jul	16
		2	187,0	01/jul	16/jul	16
		3	264,0	01/jul	16/jul	16

CEEE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Canastra	H	1	22,0	01/mar	01/mai	62
		2	22,0	01/mar	01/mai	62
Itaúba	H	1	125,0	01/abr	05/mai	35
Jacuí	H	2	30,0	01/jun	15/jul	45
		3	30,0	01/ago	14/set	45
Passo Real	H	2	79,0	01/out	30/out	30

CGTEE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
P. Médici	C	1	63,0	01/jul	30/jul	30
		2	63,0	01/nov	30/nov	30
		3	160,0	01/ago	30/out	91
		4	160,0	01/abr	30/jun	91

CIEN

INTERLIGAÇÃO	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Argentina IB	I		60,0	01/jul	07/jul	7
Argentina II	I	A	400,0	01/jul	05/jul	5
		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
G. B. Munhoz	H	1	419,0	13/set	30/set	18
		2	419,0	02/ago	09/ago	8
		3	419,0	16/ago	23/ago	8
		4	419,0	24/mai	18/jul	56
		4	419,0	22/nov	28/nov	7
G. P. Souza	H	1	65,0	25/mai	25/mai	1
		1	65,0	04/out	28/out	25
		2	65,0	27/abr	27/abr	1
		2	65,0	23/nov	23/nov	1
		3	65,0	27/jan	27/jan	1
		3	65,0	27/jul	27/jul	1
		4	65,0	01/jun	01/jun	1
		4	65,0	17/nov	17/nov	1
Guaricana	H	3	18,0	31/ago	23/set	24
Salto Caxias	H	1	310,0	22/ago	10/set	20
		1	310,0	08/nov	11/nov	4
		2	310,0	03/out	22/out	20
		3	310,0	10/mai	13/mai	4
		4	310,0	29/fev	19/mar	20
Segredo	H	1	315,0	01/mar	04/mar	4
		3	315,0	25/out	28/out	4
		4	315,0	22/mar	03/mai	43

**FURNAS/
TRACTEBEL**

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

PETROBRAS

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Canoas	G	1	160,0	01/jan	31/jan	31

TRACTEBEL

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Itá	H	1	290,0	24/mai	02/jun	10
		2	290,0	16/ago	25/ago	10
		3	290,0	21/set	30/set	10
		4	290,0	17/nov	26/nov	10
		5	290,0	08/mar	12/mar	5
J. Lacerda A	C	1	50,0	01/abr	30/jun	91
		3	66,0	18/out	27/out	10
J. Lacerda B	C	1	131,0	05/jul	18/ago	45
J. Lacerda C	C	1	363,0	20/set	29/set	10
Machadinho	H	1	380,0	04/out	08/out	5
		2	380,0	06/dez	12/dez	7
		3	380,0	23/out	29/out	7
Passo Fundo	H	1	113,0	12/abr	15/abr	4
		2	113,0	03/mar	03/mar	1
		2	113,0	03/mai	06/mai	4
Salto Osório	H	1	182,0	26/abr	02/mai	7
		2	182,0	18/out	24/out	7
		3	182,0	05/abr	22/abr	18
		4	182,0	24/mai	10/jun	18
		5	175,0	09/ago	15/ago	7
		6	175,0	13/dez	19/dez	7
Salto Santiago	H	3	355,0	21/mai	21/mai	1
		3	355,0	21/jul	30/jul	10
		4	355,0	10/mai	21/mai	12

CGTF	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	Fortaleza	G	1	111,9	12/abr	18/abr	7
		G	2	111,9	19/abr	25/abr	7
		V	3	61,5	12/abr	18/abr	7
			3	61,5	19/abr	25/abr	7

CHESF	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	Boa Esperança	H	2	49,0	07/mai	03/dez	211
			3	63,5	22/mar	26/mar	5
	Funil	H	1	10,0	01/jan	30/mar	90
			3	10,0	01/mar	29/mai	90
	Itaparica	H	1	250,0	14/abr	22/abr	9
			2	250,0	26/abr	10/jun	46
			3	250,0	26/jul	05/ago	11
			4	250,0	16/ago	26/ago	11
			5	250,0	01/set	10/set	10
			6	250,0	27/set	07/out	11
	Moxotó	H	3	100,0	29/mar	29/jun	93
			4	100,0	01/nov	31/dez	61
	P. Afonso I	H	1	60,0	01/set	31/dez	122
			2	60,0	04/out	31/dez	89
			3	60,0	01/nov	31/dez	61
	P. Afonso II	H	1	70,0	05/jul	02/ago	29
			2	70,0	01/mar	29/mar	29
			4	76,0	04/out	01/nov	29
			6	76,0	09/ago	18/ago	10
	P. Afonso III	H	2	200,0	01/jan	30/out	304
			3	200,0	12/abr	13/abr	2
			4	200,0	05/abr	06/abr	2
	P. Afonso IV	H	1	410,0	01/mar	29/abr	60
			2	410,0	08/mar	10/mar	3
			2	410,0	07/jun	06/jul	30
			3	410,0	14/jun	16/jun	3
			3	410,0	12/jul	11/ago	31
			4	410,0	19/jul	21/jul	3
			4	410,0	16/ago	15/set	31
			5	410,0	20/set	29/set	10
			6	410,0	18/out	27/out	10
	Sobradinho	H	2	175,0	03/mai	01/jun	30
	Xingó	H	1	500,0	26/abr	05/mai	10
			2	500,0	10/mai	19/mai	10
			3	500,0	24/mai	02/jun	10
			4	500,0	07/jun	17/jun	11
			5	500,0	15/mar	13/abr	30
			6	500,0	05/jul	29/jul	25

ITAPEBI	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	Itapebi	H	1	150,0	07/jun	25/jun	19
			2	150,0	28/jun	16/jul	19
			3	150,0	19/jul	06/ago	19

TERMOBAHIA	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	Termobahia	G	1	190,0	01/mar	08/mar	8
			1	190,0	01/jul	03/jul	3
			1	190,0	01/nov	06/dez	36

CELPA	USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
	Curuá-Una	H	2	10,0	01/ago	15/set	46
			3	10,0	16/set	31/out	46

ELETRONORTE

USINA	TIPO	UNID	POT (MW)	DATA INÍCIO	DATA FIM	Nº DIAS
Tucuruí	H	2	350,0	19/jan	10/fev	23
		3	350,0	05/abr	27/abr	23
		4	350,0	28/abr	20/mai	23
		5	350,0	11/fev	04/mar	23
		13	375,0	03/ago	23/ago	21
		14	375,0	13/set	03/out	21
		15	375,0	16/mar	31/mar	16

Potência Máxima Indisponível – MW

	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte
Janeiro	2.668	224	196	328
Fevereiro	3.174	305	198	331
Março	3.355	725	1.272	351
Abril	2.842	929	1.579	327
Mai	4.380	1.145	1.270	328
Junho	4.846	1.173	1.812	0
Julho	3.774	3.448	1.781	0
Agosto	3.479	1.182	1.122	369
Setembro	3.326	1.215	961	358
Outubro	2.056	1.049	846	338
Novembro	2.174	824	590	0
Dezembro	2.162	373	516	0

Anexo IX Classes Térmicas e Custos de Operação

NOME DA CLASSE TERMICA	TIPO COMB.	SUBSIST.	CUSTO (R\$/MWh) Conjuntural	CUSTO (R\$/MWh) Estrutural				
				2004	2005	2006	2007	2008
CUIABA G CC	GAS	SE		6,40				
ANGRA 2	NUCLEAR	SE		9,23				
ANGRA 1	NUCLEAR	SE		10,50				
<u>TERMOPE</u>	<u>GAS</u>	<u>NE</u>		<u>40,00</u>				
ARGENTINA I	GAS	S		46,18				
ARGENTINA 2A	GAS	S	46,79	48,24				
ARGENTINA 2B	GAS	S	46,79	48,24				
<u>ST.CRUZ NOVA</u>	<u>GAS</u>	<u>SE</u>		<u>54,36</u>				
FORTALEZA	GAS	NE		58,24				
ARAUCARIA	GAS	S		65,38				
ARGENTINA 2C	GAS	S	55,61	65,82				
FAFEN	GAS	NE		71,26				
IBIRITERMO	GAS	SE		77,46				
<u>NORTEFLU</u>	<u>GAS</u>	<u>SE</u>		<u>78,00</u>				
P.MEDICI A	CARVAO	S		78,08	95,86	114,00	114,00	114,00
P.MEDICI B	CARVAO	S		78,08	95,86	114,00	114,00	114,00
TERMOCEARA	GAS	NE		82,72				
J.LACERDA C	CARVAO	S		88,63				
MACAE MERCHA	GAS	SE		97,15				
URUGUAIANA G	GAS	S	89,16	97,46	103,67	108,76	114,13	119,76
ELETROBOLT	GAS	SE		100,40				
ARGENTINA 2D	GAS	S	91,66	101,69				
JUIZ DE FORA	GAS	SE		102,00				
ARGENTINA IB	GAS	S	92,09	102,27				
CANOAS	GAS	S		110,48				
<u>TRES LAGOAS</u>	<u>GAS</u>	<u>SE</u>		<u>110,48</u>				
J.LACERDA B	CARVAO	S		112,80				
<u>PIRAT NOVA</u>	<u>GAS</u>	<u>SE</u>		<u>116,88</u>				
CHARQUEADAS	CARVAO	S		122,39				
J.LACERDA A2	CARVAO	S		129,28				
W.ARJONA G	GAS	SE		133,00				
<i>ARJONA45</i>	<i>GAS</i>	<i>SE</i>	<i>136,22</i>	<i>137,27</i>				
CAMACARI G	GAS	NE	126,14	138,85				
<u>TERMO BA</u>	<u>GAS</u>	<u>NE</u>		<u>139,32</u>				
<i>PIE-RP</i>	<i>BIOMASSA</i>	<i>SE</i>		<i>142,02</i>				
J.LACERDA A1	CARVAO	S		155,86				
PIRATINING34	OLEO	SE		167,74				
S.JERONIMO	CARVAO	S		175,81	195,71	216,00	216,00	216,00
ST.CRUZ 12	OLEO	SE	190,10	180,22	180,40	201,53	201,53	201,53
ST.CRUZ 34	OLEO	SE	190,10	180,22	180,40	201,53	201,53	201,53
<i>COCAL</i>	<i>BAGACO</i>	<i>SE</i>		<i>182,60</i>				
FIGUEIRA	CARVAO	S		184,18	197,64	197,64	197,64	197,64
R.SILVEIRA G	GAS	SE		200,86	201,06	201,26	201,26	201,26
IGARAPE	OLEO	SE	217,85	217,48	240,24	272,23	272,23	272,23

NOME DA CLASSE TERMICA	TIPO COMB.	SUBSIST.	CUSTO (R\$/MWh) Conjuntural	CUSTO (R\$/MWh) Estrutural				
				2004	2005	2006	2007	2008
ITAENGA	DIESEL	NE		233,63				
TERMO CABO	GAS	NE		237,09				
BREITENER	DIESEL	NE		240,57				
BAHIA I	DIESEL	NE		254,68				
PETROLINA	DIESEL	NE		258,14				
PIRAT.12 G	GAS	SE	255,35	265,62	283,15	311,31	311,31	311,31
NORDESTE GEN	OLEO	NE		312,33				
CABO	DIESEL	NE		341,30				
IPOJUCA	DIESEL	NE		342,22				
PORTO	DIESEL	NE		342,22				
PRAZERES	DIESEL	NE		342,22				
RIO FORMOSO	DIESEL	NE		342,22				
SUAPE	DIESEL	NE		342,22				
POTIGUAR	DIESEL	NE		390,19				
GIASA	BAGACO	NE	342,95	402,66				
DEST JB	BAGACO	NE	343,13	402,90				
ALTOS	DIESEL	NE	412,83	413,37				
MARAMBAIA	DIESEL	NE	412,83	413,37				
NAZARIA	DIESEL	NE	412,83	413,37				
CAMPO MAIOR	DIESEL	NE	418,80	419,34				
R LARGO BRA	DIESEL	NE		427,59				
MARITUBA	DIESEL	NE		430,71				
PERI PERI	DIESEL	NE		430,71				
POLO	DIESEL	NE		430,71				
PARNAMIRIM	DIESEL	NE		432,23				
JAGUARARI	DIESEL	NE		432,32				
JARDIM BRA	DIESEL	NE	431,40	432,34				
CARRAPICHO	DIESEL	NE	435,60	436,51				
XAVANTES	DIESEL	SE	440,47	440,64				
ALEGRETE	OLEO	S	453,63	446,49	446,49	453,63	453,63	453,63
LAGARTO	DIESEL	NE	446,20	447,15				
TUBARAO	DIESEL	SE		449,55				
PONTA DO UBU	DIESEL	SE		449,58				
ENGUIA PECEM	DIESEL	NE		455,66				
BATURITE	DIESEL	NE		457,56				
PARAIPABA	DIESEL	NE		458,31				
CARAPINA BRA	DIESEL	SE		460,71				
CIVIT BRA	DIESEL	SE		460,71				
CAUCAIA	DIESEL	NE		461,09				
DAIA	OLEO	SE	461,47	461,62				
AQUIRAZ	DIESEL	NE		461,77				
CAGECE	DIESEL	NE		461,77				
MARANGUAPE	DIESEL	NE		461,77				
ARACATI	DIESEL	NE		462,82				
COLUNA	DIESEL	NE		464,59				

NOME DA CLASSE TERMICA	TIPO COMB.	SUBSIST.	CUSTO (R\$/MWh) Conjuntural	CUSTO (R\$/MWh) Estrutural				
				2004	2005	2006	2007	2008
<i>PACAJUS</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>		<i>464,83</i>				
<i>CRATO</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>		<i>466,45</i>				
<i>JUAZEIRO N</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>		<i>466,45</i>				
<i>SETE LAGOAS</i>	<i>DIESEL</i>	<i>SE</i>		<i>470,06</i>				
<i>IGUATU</i>	<i>DIESEL</i>	<i>NE</i>		<i>474,02</i>				
CARIOBA	OLEO	SE	495,55	478,15	582,98	627,12	627,12	627,12
NUTEPA	OLEO	S	554,26	556,06	569,15	565,00	565,00	565,00
UTE BRASILIA	OLEO	SE	886,57	924,52	1007,57	827,76	827,76	827,76
<u>TERMORIO</u>	<u>GAS</u>	<u>SE</u>		**				

** Adotado média do custo das térmicas a gás do SE excluindo às da CCC = 89,91 R\$/MWh

Cor vermelho em itálico representa térmica da CBEE

Obs1: Usinas sublinhadas representam usinas não existentes

Obs2: Na falta de valores, considerar o último apresentado para as demais colunas

Anexo X Disponibilidade de Itaipu

	POTÊNCIA CONTRATADA PARA O SIN (MW)				
	2004	2005	2006	2007	2008
JAN	10.307	9.903	11.229	11.206	11.183
FEV	10.267	9.974	11.302	11.281	11.260
MAR	10.297	9.887	11.212	11.189	11.165
ABR	10.337	9.981	11.309	11.288	11.267
MAI	10.367	10.014	11.343	11.323	11.303
JUN	10.387	10.033	11.362	11.343	11.323
JUL	10.387	9.994	11.322	11.302	11.281
AGO	10.387	10.004	11.332	11.312	11.291
SET	10.387	10.011	11.340	11.320	11.300
OUT	10.387	9.960	11.287	11.266	11.244
NOV	10.387	9.963	11.290	11.269	11.247
DEZ	10.387	9.880	11.205	11.182	11.158

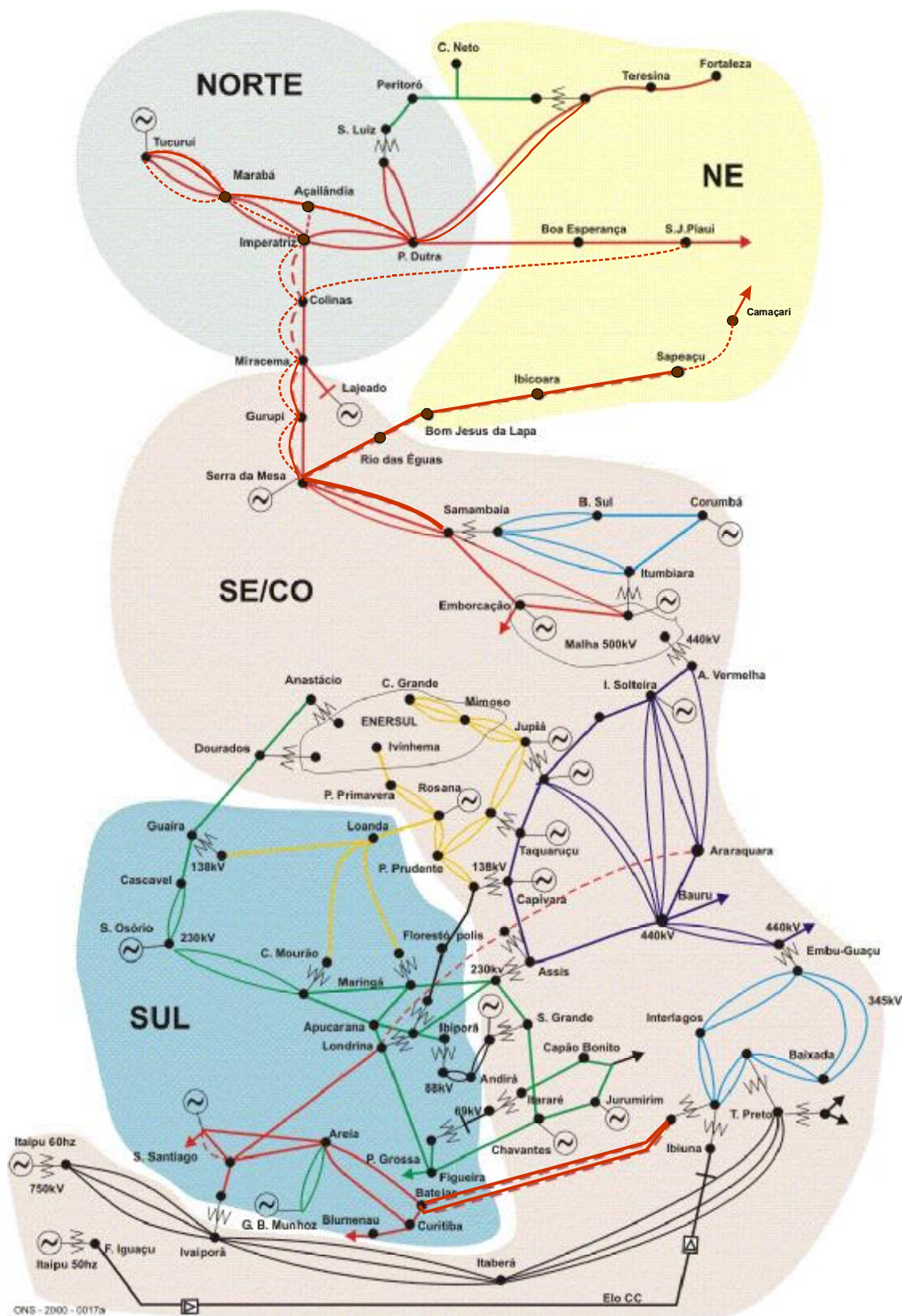
	ENERGIA VINCULADA À POTÊNCIA CONTRATADA (MWmed)				
	2004	2005	2006	2007	2008
JAN	8.199	7.878	7.937	7.920	7.904
FEV	8.167	7.934	7.988	7.973	7.959
MAR	8.191	7.865	7.925	7.908	7.891
ABR	8.223	7.940	7.993	7.978	7.963
MAI	8.247	7.966	8.017	8.003	7.989
JUN	8.263	7.981	8.031	8.017	8.003
JUL	8.263	7.950	8.002	7.988	7.973
AGO	8.263	7.958	8.009	7.995	7.980
SET	8.263	7.964	8.015	8.001	7.987
OUT	8.263	7.923	7.978	7.963	7.947
NOV	8.263	7.926	7.980	7.965	7.949
DEZ	8.263	7.859	7.920	7.903	7.886

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 ATR de Ivaiporã 765/525kV - 1650MVA	A partir de jul/2004
LT 500kV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista II	A partir de dez/2004
LT 500kV Machadinho - Campos Novos C2	A partir de jul/2005
1º ATR de Assis 500/440kV - 2x750MVA	A partir de dez/2005
LT 500kV Cascavél do Oeste - Ivaiporã	A partir de dez/2005
LT 500kV Londrina - Assis - Araraquara 4x795	A partir de dez/2005
2º ATR de Campinas 500/345kV - 560MVA	A partir de dez/2005
LT 500kV Salto Santiago - Ivaiporã C2	A partir de dez/2005
2º ATR de Assis 440/230kV - 336MVA	A partir de fev/2006
LT 500kV Ivaiporã - Londrina C2	A partir de dez/2005
Interligação Norte / Nordeste	
CE S.Luis II 230kV (-70/150 MVAR)	A partir de ago/2004
Compensação série 70% na LT 500 kV Boa Esperança - São João do Piauí	A partir de nov/2004
Compensação série 70% na LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho	A partir de nov/2004
4º circuito Tucuruí - Marabá - Açailândia 500 kV	A partir de dez/2004
1º ATR de Sobral 500/230kV - 600MVA	A partir de mar/2005
LT 500kV Teresina - Sobral - Fortaleza C2	A partir de dez/2005
LT 500 kV Colinas – S.J. Piauí	A partir de 2008
Interligação Norte / Sul	
2º Etapa da Norte/Sul II (LT 500kV Miracema - Imperatriz - C2)	A partir de mar/2004
LT 500 kV Itumbiara - Marimondo	A partir de jun/2004
LT 500 kV Imperatriz - Colinas - Miracema - Gurupi - Serra da Mesa C3	A partir de 2008
Interligação Sudeste / Nordeste	
LT 500 kV Sapeçu - Camaçari	A partir de jul/2005

Anexo XII Limites de Intercâmbio



Limites Elétricos para Intercâmbio de Energia – 2004-2008 (MW)

	Pat. carga	SE → Imperatriz	Imperatriz → SE		Export.	Receb.	Export.	Imperatriz	NE →	SE → NE	NE → SE	Imperatriz	Export.	Export.	Receb.	Export.	Receb.
		Miracema → Colinas	Colinas → Miracema (1)	Miracema → Gurupi	SE → N/NE	NE	NE	→ NE	Imperatriz			→ Norte (2)	Norte	Norte + Lajeado	Sul	Sul	SE (3)
jan/04 a fev/04	P	1200	1200	2000	1700	1900	0	1300	0	800	0	900	1600	2500	2100	2400	5300
	M	1200	1200	2000	1700	1900	0	1300	100	800	0	800	1600	2500	2600	1000	5300
	L	1200	1200	2000	1400	1800	200	1200	300	800	0	800	1800	2700	3750	3500	4600
mar/04	P	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	0	800	0	1350	2500	3400	2100	2400	7000
	M	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	100	800	0	1300	2500	3400	2600	1000	7300
	L	1700	1700	2500	2500	1900	200	1300	300	800	0	800	2500	3400	3750	3500	6600
abr/04 a jun/04	P	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	0	800	0	1350	2500	3400	2100	2400	7000
	M	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	100	800	0	1300	2500	3400	2600	2300	7300
	L	1700	1700	2500	2500	1900	200	1300	300	800	0	800	2500	3400	3750	3500	6600
jul-04	P	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	0	800	0	1350	2500	3400	2100	2400	6600
	M	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	100	800	0	1300	2500	3400	2600	2300	6600
	L	1700	1700	2500	2500	1900	200	1300	300	800	0	800	2500	3400	3750	3500	6000
ago/04 a out/04	P	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	0	800	0	1350	2500	3400	2100	2400	6300
	M	1700	1700	2500	2500	2000	0	1300	100	800	0	1300	2500	3400	2600	2300	6300
	L	1700	1700	2500	2500	1900	200	1300	300	800	0	800	2500	3400	3750	3500	5800
nov/04	P	1700	1700	2500	2550	2300	0	1600	0	850	0	1350	2700	3600	2100	2400	7000
	M	1700	1700	2500	2550	2200	0	1500	100	850	0	1300	2700	3600	2600	2300	7300
	L	1700	1700	2500	2550	2000	200	1500	300	850	0	800	2700	3600	3750	3500	6600
dez/04 a abr/05	P	1700	1700	2500	2550	2300	0	1600	0	850	0	1350	3100	4000	2100	2400	7000
	M	1700	1700	2500	2550	2200	0	1500	100	850	0	1300	3100	4000	2600	350	7300
	L	1700	1700	2500	2550	2000	200	1500	300	850	0	800	3100	4000	3750	3500	6600
mai/05 a dez/05	P	1700	1700	2500	2550	2300	0	1600	0	850	0	1350	3100	4000	2100	2400	7000
	M	1700	1700	2500	2550	2200	0	1500	100	850	0	1300	3100	4000	2600	2300	7300
	L	1700	1700	2500	2550	2000	200	1500	300	850	0	800	3100	4000	3750	3500	6600
2006	P	2000	2000	2500	2900	2400	0	1900	0	850	0	1350	3500	4400	5200	5400	10100
	M	2000	2000	2500	2900	2400	0	1900	100	850	0	1300	3500	4400	4700	5400	9800
	L	2000	2000	2500	2900	2000	200	1800	300	850	0	800	3100	4000	4000	5400	9500
2007	P	2000	2000	2500	2900	2400	0	1900	0	850	0	1350	3500	4400	5200	5400	10100
	M	2000	2000	2500	2900	2400	0	1900	100	850	0	1300	3500	4400	4700	5400	9800
	L	2000	2000	2500	2900	2000	200	1800	300	850	0	800	3100	4000	4000	5400	9500
2008	P														5200	5400	10100
	M	3600	2500	3600	4000	3000	1200	2300	1200	850	0	1150	4000	4900	4700	5400	9800
	L														4000	5400	9500

Notas:

(1) A partir de 2006 os estudos do PAR consideram um reajuste da PPS

(2) Deve-se considerar o número mínimo de 8 máquinas em Tucuruí como fator limitante do recebimento pelo Norte (8 x 240 MW - Carga do Norte).

Neste caso foi considerado: Carga Pesada = 3200 MW, Carga Média = 3150 MW e Carga Leve = 2700 MW

(3) O limite de recebimento pelo Sudeste considera a ocorrência de manutenções nas LTs 765 kV Foz - Ivaiporã, Ivaiporã - Itaberá e Itaberá - Tijuco Preto no período de julho a novembro de 2004.

Observações Adicionais:

- O limite de recebimento pelo Sul deverá respeitar o valor máximo de 50% da carga da região.
- Até abril/2004, considerou-se no cálculo dos limites de exportação do Sul a ausência de compensação local em Blumenau e Palhoça.
- Até abril/2005, considerou-se no cálculo dos limites de recebimento pelo Sul a Térmica de Araucária com despacho 0 (zero), o novo ECE de Bateias e a possibilidade de sobrecarga de 40% no TR de Assis em emergência (perda da LT 525 kV Ivaiporã - Londrina).
- Até dezembro/2005, não foram considerados novos ECEs no Sul ou Itaipu que possibilitem elevação de intercâmbio, mas é esperado um ganho de cerca de 500 MW nos limites de recebimento pelo Sudeste, recebimento pelo Sul e exportação do Sul após a implantação de um ECE para a perda dupla Bateias - Ibiúna.
- Até dezembro/2005, considerou-se no cálculo dos limites de recebimento pelo Sudeste o seguinte despacho em Itaipu 60Hz, com 8 unidades:
Carga Pesada = 5600 MW, Carga Média = 4900 MW e Carga Leve = 4000 MW
- A partir de 2006, considerou-se no cálculo dos limites de recebimento pelo Sudeste o seguinte despacho em Itaipu 60Hz, com 8 unidades:
Carga Pesada = 5600 MW, Carga Média = 4900 MW e Carga Leve = 4900 MW
- A partir de 2006, considerou-se no cálculo dos limites despacho elevado Térmica de J.Lacerda e compensação local em Blumenau e Palhoça.
- A partir de 2006, considerou-se no cálculo dos limites os ECGs existentes e futuros

Anexo XIII Carga Própria de Energia e Demanda

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

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE *

Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	25862	27072	28174	29439	30864
Fev	26623	27869	29003	30305	31772
Mar	27096	28364	29518	30844	32337
Abr	26979	28241	29390	30710	32197
Mai	26762	28015	29154	30464	31938
Jun	26704	27954	29091	30397	31869
Jul	26820	28075	29217	30529	32007
Ago	27244	28519	29679	31012	32513
Set	27378	28660	29826	31165	32674
Out	27860	29164	30350	31713	33249
Nov	27604	28895	30071	31421	32943
Dez	27053	28319	29471	30795	32286
Média	26999	28262	29412	30733	32221

SUBSISTEMA SUL

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
7216	7590	7942	8311	8666	Jan
7345	7725	8084	8460	8821	Fev
7484	7872	8237	8620	8988	Mar
7282	7660	8015	8388	8746	Abr
7162	7533	7883	8249	8601	Mai
7139	7509	7857	8222	8573	Jun
7116	7485	7832	8197	8546	Jul
7148	7518	7867	8233	8584	Ago
7087	7454	7800	8163	8511	Set
7151	7522	7870	8237	8588	Out
7268	7645	7999	8371	8729	Nov
7431	7816	8178	8559	8924	Dez
7236	7611	7964	8334	8690	Média

SUBSISTEMA NORDESTE **

Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	6343	6659	6997	7472	7880
Fev	6420	6741	7082	7563	7976
Mar	6504	6828	7174	7662	8080
Abr	6426	6747	7088	7570	7983
Mai	6376	6694	7033	7511	7921
Jun	6295	6609	6944	7416	7821
Jul	6361	6678	7016	7492	7902
Ago	6463	6785	7129	7613	8029
Set	6634	6965	7318	7815	8242
Out	6816	7156	7518	8029	8468
Nov	6919	7264	7632	8150	8596
Dez	6931	7277	7645	8164	8610
Média	6541	6867	7215	7705	8126

SUBSISTEMA NORTE

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
2812	2913	3112	3212	4050	Jan
2849	2951	3153	3254	4103	Fev
2865	2968	3171	3272	4126	Mar
2881	2984	3188	3290	4149	Abr
2916	3020	3227	3330	4199	Mai
2932	3037	3245	3349	4223	Jun
2951	3056	3266	3370	4250	Jul
2987	3094	3305	3411	4301	Ago
3007	3115	3328	3434	4331	Set
3003	3111	3324	3430	4326	Out
2983	3090	3302	3407	4297	Nov
2954	3061	3270	3374	4255	Dez
2928	3033	3241	3344	4218	Média

PARCELA REFERENTE À ANDE

Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	382	703	640	657	673
Fev	414	647	589	604	618
Mar	390	716	652	669	686
Abr	358	641	584	599	614
Mai	334	615	560	574	588
Jun	318	600	546	560	574
Jul	318	631	575	589	604
Ago	318	623	568	582	597
Set	318	617	562	576	590
Out	318	658	599	614	630
Nov	318	655	597	612	628
Dez	318	722	657	674	691
Média	342	652	594	609	624

PARCELA REFERENTE AO CONSUMO DE ITAIPU

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
31	31	31	31	31	Jan-Dez

PARCELA REFERENTE AO BOMBEAMENTO EMAE

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
6	6	6	6	6	Jan-Dez

PARCELA REFERENTE AO BOMBEAMENTO LIGHT

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
98	98	98	98	98	Jan-Abr
68	68	68	68	68	Mai-Dez
78	78	78	78	78	Média

PARCELA REFERENTE À IRRIGAÇÃO DO NE

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
540	551	563	574	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*					
Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	31561	33250	34826	36627	38651
Fev	32975	34739	36386	38267	40382
Mar	34444	36287	38007	39971	42181
Abr	35439	37335	39105	41126	43399
Mai	35099	36977	38730	40732	42983
Jun	35518	37418	39192	41218	43496
Jul	35392	37285	39053	41071	43341
Ago	35633	37540	39319	41351	43637
Set	35891	37812	39604	41651	43953
Out	35610	37516	39294	41325	43609
Nov	34070	35893	37595	39538	41723
Dez	34187	36017	37724	39674	41866
Máx	35891	37812	39604	41651	43953

SUBSISTEMA SUL					
2004	2005	2006	2007	2008	Mês
9731	10289	10823	11387	11936	Jan
10257	10845	11408	12002	12581	Fev
10754	11371	11962	12584	13191	Mar
10761	11378	11969	12592	13200	Abr
10800	11420	12013	12638	13248	Mai
10779	11397	11989	12613	13222	Jun
10598	11206	11788	12402	13000	Jul
10755	11372	11962	12585	13192	Ago
10650	11261	11845	12462	13063	Set
10542	11147	11726	12337	12932	Out
10358	10952	11521	12121	12706	Nov
10241	10829	11391	11984	12562	Dez
10800	11420	12013	12638	13248	Máx

SUBSISTEMA NORDESTE**					
Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	7838	8300	8797	9336	9933
Fev	7793	8253	8747	9283	9876
Mar	7982	8453	8959	9508	10115
Abr	8006	8478	8986	9536	10145
Mai	7908	8374	8876	9419	10021
Jun	7963	8433	8938	9486	10092
Jul	7770	8228	8721	9255	9846
Ago	7937	8405	8909	9454	10058
Set	8152	8633	9150	9710	10330
Out	8219	8704	9225	9790	10415
Nov	8243	8730	9252	9819	10447
Dez	8363	8856	9386	9961	10598
Máx	8363	8856	9386	9961	10598

SUBSISTEMA NORTE					
2004	2005	2006	2007	2008	Mês
3193	3350	3556	3693	4570	Jan
3268	3428	3640	3780	4678	Fev
3264	3424	3636	3776	4672	Mar
3340	3504	3720	3863	4781	Abr
3400	3567	3787	3933	4867	Mai
3369	3534	3752	3897	4822	Jun
3353	3517	3734	3878	4799	Jul
3450	3619	3842	3990	4937	Ago
3428	3596	3818	3965	4907	Set
3426	3594	3815	3962	4903	Out
3454	3623	3847	3995	4944	Nov
3486	3656	3882	4031	4989	Dez
3486	3656	3882	4031	4989	Máx

PARCELA REFERENTE À ANDE					
Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	480	884	906	929	952
Fev	520	813	833	854	875
Mar	490	900	923	946	970
Abr	450	806	826	847	868
Mai	420	773	792	812	832
Jun	400	754	773	792	812
Jul	400	793	813	833	854
Ago	400	783	803	823	844
Set	400	776	795	815	835
Out	400	827	848	869	891
Nov	400	824	845	866	888
Dez	400	907	930	953	977
Máx	520	907	930	953	977

PARCELA REFERENTE AO CONSUMO DE ITAIPU					
2004	2005	2006	2007	2008	Mês
34	34	34	34	34	Jan a Dez

* Não inclui Ande+Bomb

** Não inclui irrigação no Nordeste.

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

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

SUBSISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE *						SUBSISTEMA SUL*					
Mês	2004	2005	2006	2007	2008	2004	2005	2006	2007	2008	Mês
Jan	26265	27986	29421	31219	33091	7323	7779	8209	8653	9112	Jan
Fev	27038	28809	30286	32138	34065	7454	7918	8356	8808	9275	Fev
Mar	27519	29322	30825	32709	34671	7595	8069	8515	8975	9451	Mar
Abr	27400	29195	30691	32567	34520	7390	7851	8285	8733	9196	Abr
Mai	27180	28960	30445	32306	34243	7268	7721	8148	8589	9044	Mai
Jun	27121	28897	30379	32236	34169	7245	7696	8122	8561	9015	Jun
Jul	27238	29023	30511	32376	34317	7222	7672	8096	8534	8987	Jul
Ago	27669	29482	30993	32888	34860	7254	7705	8132	8572	9026	Ago
Set	27805	29627	31146	33050	35031	7192	7640	8062	8499	8949	Set
Out	28295	30148	31694	33631	35648	7257	7709	8135	8576	9030	Out
Nov	28034	29871	31402	33322	35320	7376	7835	8269	8716	9178	Nov
Dez	27475	29275	30776	32657	34615	7541	8011	8453	8911	9383	Dez
Média	27420	29216	30714	32591	34546	7343	7801	8232	8677	9137	Média

SUBSISTEMA NORDESTE **						SUBSISTEMA NORTE*					
Mês	2004	2005	2006	2007	2008	2004	2005	2006	2007	2008	Mês
Jan	6445	6895	7352	7928	8398	2875	3031	3187	3322	4400	Jan
Fev	6524	6979	7441	8024	8500	2913	3071	3229	3366	4457	Fev
Mar	6609	7070	7538	8129	8611	2929	3088	3246	3384	4482	Mar
Abr	6529	6985	7448	8031	8508	2946	3105	3265	3403	4507	Abr
Mai	6479	6931	7390	7969	8442	2981	3143	3304	3444	4562	Mai
Jun	6396	6843	7296	7868	8335	2998	3160	3323	3464	4587	Jun
Jul	6463	6914	7372	7949	8421	3017	3180	3344	3485	4616	Jul
Ago	6567	7025	7490	8077	8556	3054	3219	3384	3528	4672	Ago
Set	6741	7212	7689	8292	8784	3075	3241	3408	3552	4704	Set
Out	6925	7409	7899	8518	9024	3071	3237	3403	3548	4699	Out
Nov	7030	7521	8019	8647	9161	3050	3215	3381	3524	4667	Nov
Dez	7042	7534	8033	8662	9176	3021	3184	3348	3490	4622	Dez
Média	6646	7110	7581	8175	8660	2994	3156	3318	3459	4581	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*

Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	32150	34475	36476	38958	41563
Fev	33589	36019	38110	40702	43425
Mar	35086	37624	39808	42515	45359
Abr	36099	38711	40957	43743	46669
Mai	35753	38340	40565	43324	46223
Jun	36180	38797	41049	43841	46773
Jul	36051	38659	40903	43685	46607
Ago	36297	38923	41182	43983	46925
Set	36560	39205	41481	44302	47266
Out	36274	38898	41156	43955	46895
Nov	34705	37216	39376	42054	44867
Dez	34824	37344	39511	42199	45021
Máx	36560	39205	41481	44302	47266

SUBSISTEMA SUL

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
9874	10545	11187	11855	12550	Jan
10408	11115	11791	12495	13228	Fev
10913	11654	12363	13101	13870	Mar
10920	11661	12371	13110	13878	Abr
10960	11704	12416	13158	13929	Mai
10937	11680	12391	13131	13901	Jun
10754	11485	12184	12911	13669	Jul
10913	11654	12364	13102	13870	Ago
10806	11540	12243	12974	13735	Set
10698	11424	12119	12843	13597	Out
10511	11224	11908	12619	13359	Nov
10392	11098	11773	12476	13208	Dez
10960	11704	12416	13158	13929	Máx

SUBSISTEMA NORDESTE**

Mês	2004	2005	2006	2007	2008
Jan	7986	8617	9269	9933	10614
Fev	7940	8568	9216	9876	10554
Mar	8133	8776	9439	10115	10810
Abr	8157	8802	9467	10146	10842
Mai	8057	8694	9351	10021	10709
Jun	8114	8755	9417	10092	10785
Jul	7917	8543	9188	9847	10522
Ago	8087	8727	9386	10059	10749
Set	8306	8963	9640	10331	11040
Out	8374	9036	9719	10416	11131
Nov	8399	9063	9748	10447	11164
Dez	8521	9195	9890	10598	11325
Máx	8521	9195	9890	10598	11325

SUBSISTEMA NORTE

2004	2005	2006	2007	2008	Mês
3266	3486	3642	3820	4966	Jan
3342	3568	3728	3910	5082	Fev
3339	3564	3723	3906	5076	Mar
3416	3646	3809	3996	5194	Abr
3477	3712	3878	4068	5287	Mai
3446	3678	3843	4031	5239	Jun
3429	3660	3824	4011	5213	Jul
3528	3766	3934	4127	5364	Ago
3506	3743	3910	4102	5331	Set
3503	3740	3907	4099	5327	Out
3532	3770	3939	4133	5371	Nov
3565	3805	3976	4170	5420	Dez
3565	3805	3976	4170	5420	Máx

* Não inclui Ande+Bomb.

** Não inclui irrigação no Nordeste.

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

Anexo XIV Restrições Operativas

Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste

GRANDE

UHE Marimondo	Cota Máxima 445,73 m (95,0% VU)
UHE Camargos	Defluência Mínima de 32 m ³ /s (Navegação) Cota Mínima 901,88 m (11,9% VU)
UHE 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)
UHE M. de Moraes	Cota Mínima 663,50 m (75,04% VU)
UHE Funil-Grande	Defluência Mínima de 70 m ³ /s
UHE Volta Grande	Defluência Mínima de 275 m ³ /s
UHE Jaguara	Defluência Mínima de 255 m ³ /s

ALTO-TIETÊ

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

TIETÊ

UHE Barra Bonita	Cota Mínima 446,50 m (48,29% VU)
UHE Promissão	Defluência Mínima de 180 m ³ /s (Oxigenação da água) Cota Mínima 381,00 m (28,95% VU)

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 Jaguari	Defluência Mínima de 10 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Funil	Defluência Mínima de 80 m ³ /s (Portaria 022) Cota Mínima 449,00 m (15,04% VU)
Santa Cecília	Defluência Mínima de 90 m ³ /s (Portaria 022)
UHE Fontes-Lajes	Defluência Mínima de 6 m ³ /s (CEDAE) Cota Mínima 397,50 m (18,3% VU)
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
UHE São Simão	Defluência Mínima de 343 m ³ /s

PIRACICABA

UHE Sá Carvalho	Defluência Mínima de 20 m ³ /s (Captação)
UHE Guilman Amorim	Defluência 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 Ilha Solteira	Cota Mínima 325,00 m (37,79% VU)
UHE Porto Primavera	Defluência Mínima de 5500 m ³ /s – de 5:00 às 24:00 (Navegação)

Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste (continuação)

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)
-----------	---

TOCANTINS

UHE Cana Brava	Defluência Mínima de 300 m ³ /s
UHE Lajeado	Defluência Mínima de 255 m ³ /s

MUCURÍ

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

Subsistema Sul

IGUAÇU

UHE Salto Caxias	Defluência Mínima de 200 m ³ /s (preservar a ictiofauna)
------------------	---

URUGUAI

UHE Machadinho	Defluência Mínima de 290 m ³ /s
UHE Itá	Defluência Mínima de 150 m ³ /s (Meio ambiente)

JACUÍ

UHE Dona Francisca	Defluência Mínima de 212 m ³ /s (Navegação/Captação)
--------------------	---

Subsistema Nordeste

SÃO FRANCISCO

UHE Sobradinho	Defluência Mínima de 1300 m ³ /s (Captação)
UHE Itaparica	Defluência Mínima de 1300 m ³ /s (Captação em Xingó)
UHE Xingó	Defluência Mínima de 1300 m ³ /s (Captação)

JEQUITINHONHA

UHE Itapebi	Defluência Mínima de 38 m ³ /s
-------------	---

PARNAÍBA

UHE Boa Esperança	Defluência Mínima de 240 m ³ /s (Captação)
-------------------	---

Subsistema Norte

TOCANTINS

UHE Tucuruí	Defluência Mínima de 2000 m ³ /s (Cavitação)
-------------	---

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

Anexo XV Volumes de Espera

	Furnas	MascMoraes	Marimbondo	AVermelha	Emborcação	Nova Ponte	Itumbiara	São Simão	Barra Bonita	Promissão	Ilha+Três Irmãos	Camargos
jan/04	95,95	88,24	66,20	75,14	96,26	97,07	89,15	73,09	82,46	81,95	57,64	71,73
fev/04	97,83	90,20	73,12	84,02	97,28	97,07	92,84	82,76	89,13	88,30	71,49	87,8
mar/04	99,73	99,00	81,84	95,28	98,57	98,73	97,82	94,95	92,17	96,33	80,31	100
abr/04	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
mai/04	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
jun/04	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
jul/04	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ago/04	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
set/04	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
out/04	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
nov/04	90,26	88,24	46,71	50,55	93,49	95,45	79,40	46,41	75,45	64,43	37,77	59,52
dez/04	92,24	88,24	53,10	58,66	94,42	96,05	82,93	55,22	76,23	70,21	37,77	59,52
jan/05	95,06	88,24	66,20	75,14	96,99	97,25	89,15	73,09	81,29	81,95	42,58	71,73
fev/05	97,15	90,20	73,12	84,02	97,98	97,60	92,84	82,76	87,53	88,30	63,87	87,8
mar/05	98,32	99,00	81,84	95,28	100	99,12	97,82	94,95	92,17	96,33	73,81	100
abr/05	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
mai/05	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
jun/05	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
jul/05	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ago/05	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
set/05	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
out/05	100	100	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100
nov/05	90,26	88,24	46,71	50,55	93,49	95,45	79,40	46,41	75,45	64,43	37,77	59,52
dez/05	92,24	88,24	53,10	58,66	94,42	96,05	82,93	55,22	76,23	70,21	37,77	59,52

OBS: Os volumes de espera para o ano de 2004 da bacia do rio Paraná 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. De 2005 em diante, em todas as bacias foram adotados volumes de espera para um Cenário Independente.

	Jurumirim	Chavantes	Capivara	Santa Branca	Funil	Três Marias	Queimado	Sobradinho	Itaparica	Boa Esperança	Salto Santiago	Passo Real
jan/04	81,36	86,52	100	95	79,50	77,69	69,39	78,72	56,51	64	100	100
fev/04	81,67	86,52	100	95	79,50	87,96	77,55	87,6	56,51	64	100	100
mar/04	81,67	86,52	100	96	83,70	94,89	87,76	95,36	56,51	68	100	100
abr/04	81,67	86,52	100	100	100	99,08	100	98,54	100	90	100	100
mai/04	81,67	88,82	100	100	100	100	100	100	100	100	99,76	91,06
jun/04	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,06
jul/04	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,36
ago/04	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,36
set/04	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,36
out/04	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
nov/04	95,26	99,67	100	95	79,50	75,00	53,06	77,61	74,86	72	100	100
dez/04	81,67	96,05	100	95	79,50	75,59	57,14	77,64	56,51	72	100	100
jan/05	81,36	86,52	100	95	79,50	77,69	69,39	78,72	56,51	64	100	100
fev/05	81,67	86,52	100	95	79,50	87,96	77,55	87,6	56,51	64	100	100
mar/05	81,67	86,52	100	96	83,70	94,89	87,76	95,36	56,51	68	100	100
abr/05	81,67	86,52	100	100	100	99,08	100	98,54	100	90	100	100
mai/05	81,67	88,82	100	100	100	100	100	100	100	100	99,76	91,06
jun/05	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,06
jul/05	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,36
ago/05	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,36
set/05	91,79	98,36	100	100	100	100	100	100	100	100	100	91,36
out/05	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
nov/05	95,26	99,67	100	95	79,50	75,00	53,06	77,61	74,86	72	100	100
dez/05	81,67	96,05	100	95	79,50	75,59	57,14	77,64	56,51	72	100	100

OBS: Os volumes de espera para o ano de 2004 da bacia do rio Paraná é relativo ao cenário Normal de tendências macroclimáticas associadas ao fenômeno ENSO. Para as demais bacias foram adotados volumes de espera para um Cenário Independente. De 2005 em diante, em todas as bacias foram adotados volumes de espera para um Cenário Independente.

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

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

Os valores são os mesmos para todos os anos.

Anexo XVI Atendimento à Ponta – 2004-2008

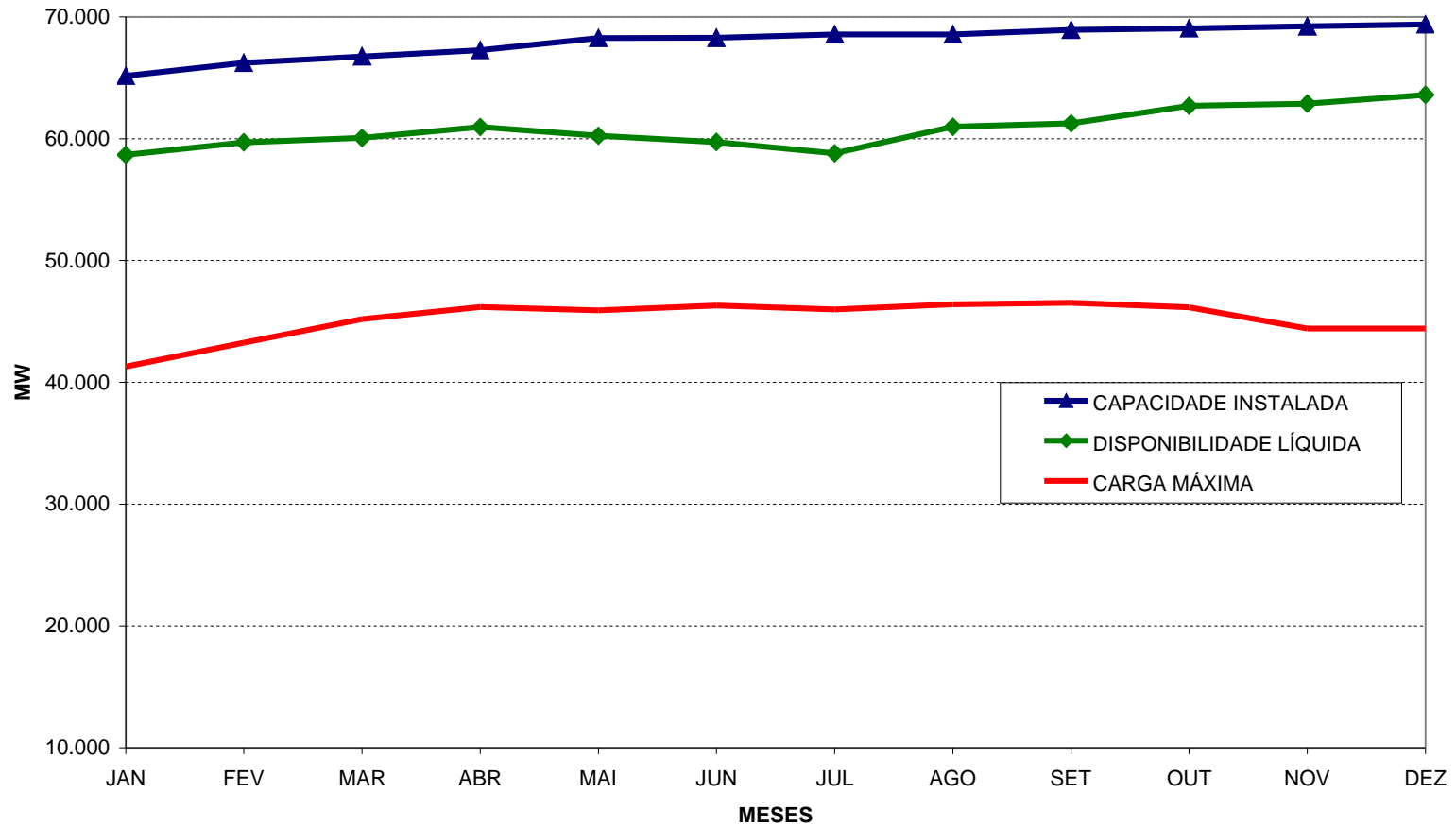
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
	S/SE-CO	ITAIPU															
JAN	43.878	10.307	10.977	65.162	1.976	1.085	534	2361	532	2.893	58.674	41.292	2.065	15.317	0	0	17.382
FEV	43.878	10.267	12.086	66.231	1.388	1.065	601	3108	372	3.480	59.696	43.232	2.162	14.303	0	0	16.465
MAR	43.878	10.297	12.583	66.758	952	1.050	619	3647	434	4.080	60.055	45.198	2.260	12.597	0	0	14.857
ABR	43.959	10.337	12.973	67.269	857	1.063	627	3241	530	3.771	60.951	46.200	2.310	12.442	0	0	14.752
MAI	44.123	10.367	13.766	68.255	828	1.051	612	3846	1681	5.526	60.239	45.900	2.295	12.044	0	0	14.339
JUN	44.123	10.387	13.766	68.275	886	1.047	598	4008	2012	6.019	59.725	46.296	2.315	11.114	0	0	13.429
JUL	44.123	10.387	14.057	68.567	1.018	1.071	459	3093	4130	7.223	58.795	45.990	2.299	10.506	0	0	12.806
AGO	44.123	10.387	14.057	68.567	1.220	1.058	649	3559	1103	4.662	60.978	46.388	2.319	12.271	0	0	14.590
SET	44.123	10.387	14.427	68.937	1.421	1.063	655	3407	1134	4.541	61.256	46.541	2.327	12.388	0	0	14.715
OUT	44.233	10.387	14.427	69.047	1.472	1.083	692	2695	410	3.105	62.694	46.152	2.308	14.234	0	0	16.542
NOV	44.408	10.387	14.427	69.222	1.561	1.110	665	1835	1164	2.998	62.888	44.428	2.221	16.239	0	0	18.460
DEZ	44.576	10.387	14.427	69.390	1.457	1.132	657	1156	1379	2.535	63.609	44.428	2.221	16.959	0	0	19.180

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2004



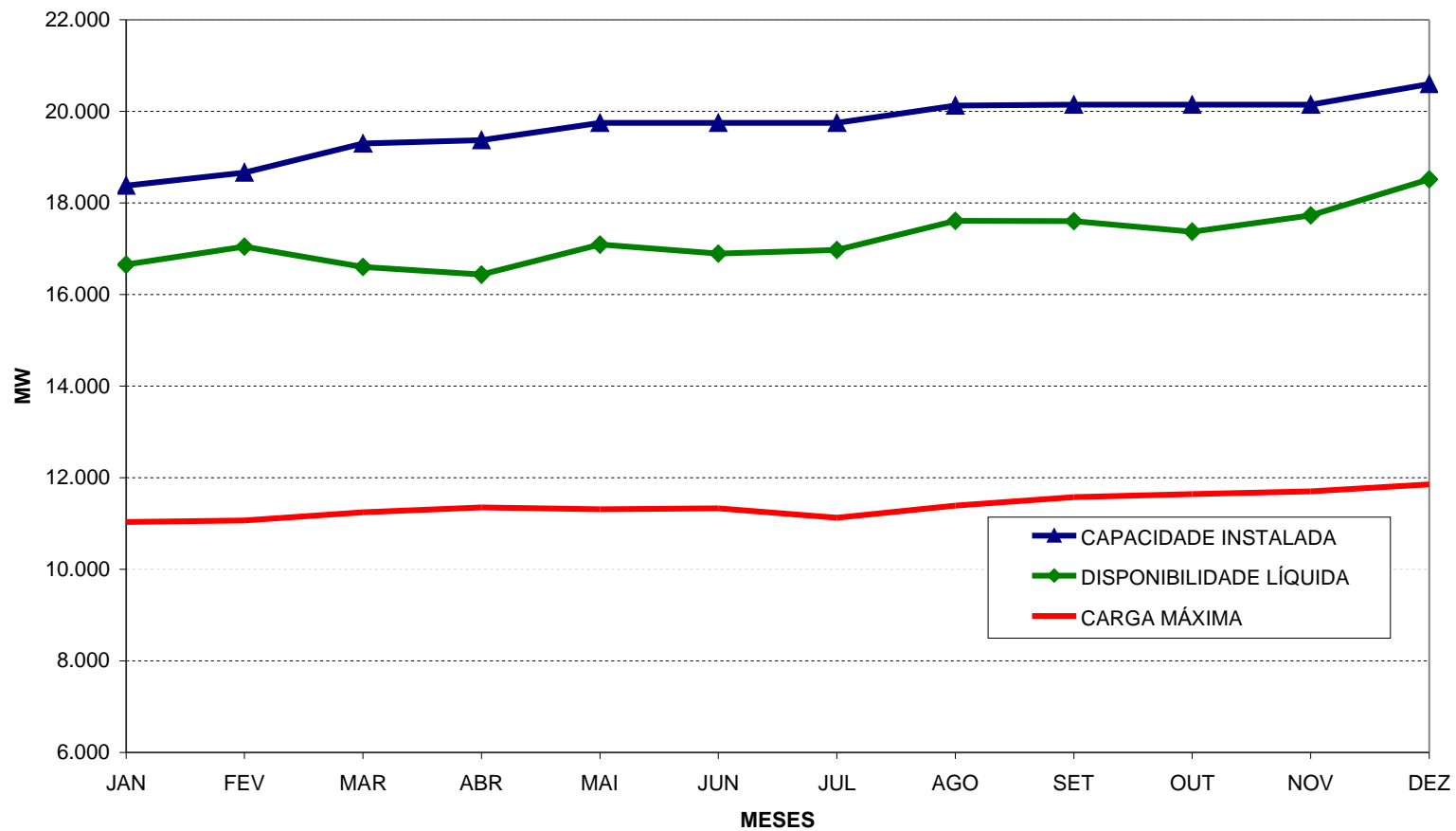
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
JAN	16.143	2.239	18.381	564	538	102	525	0	525	16.652	11.031	552	5.070	0	0	5.621
FEV	16.143	2.520	18.663	436	538	115	529	0	529	17.044	11.061	553	5.430	0	0	5.983
MAR	16.143	3.157	19.300	431	498	144	1623	0	1.623	16.604	11.246	562	4.795	0	0	5.358
ABR	16.143	3.229	19.372	400	492	141	1782	123	1.906	16.433	11.346	567	4.520	0	0	5.087
MAI	16.518	3.229	19.747	404	510	147	1598	0	1.598	17.089	11.308	565	5.215	0	0	5.781
JUN	16.518	3.229	19.747	394	499	147	1812	0	1.812	16.895	11.333	567	4.995	0	0	5.562
JUL	16.518	3.229	19.747	344	500	147	1781	0	1.781	16.975	11.123	556	5.296	0	0	5.852
AGO	16.893	3.229	20.122	351	525	147	1490	0	1.490	17.609	11.387	569	5.653	0	0	6.223
SET	16.918	3.229	20.147	548	532	147	1319	0	1.319	17.601	11.580	579	5.442	0	0	6.021
OUT	16.918	3.229	20.147	904	537	147	1184	0	1.184	17.375	11.645	582	5.149	0	0	5.731
NOV	16.918	3.229	20.147	1.128	563	138	400	190	590	17.727	11.697	585	5.445	0	0	6.030
DEZ	17.293	3.301	20.594	841	577	142	326	190	516	18.519	11.848	592	6.079	0	0	6.671

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2004



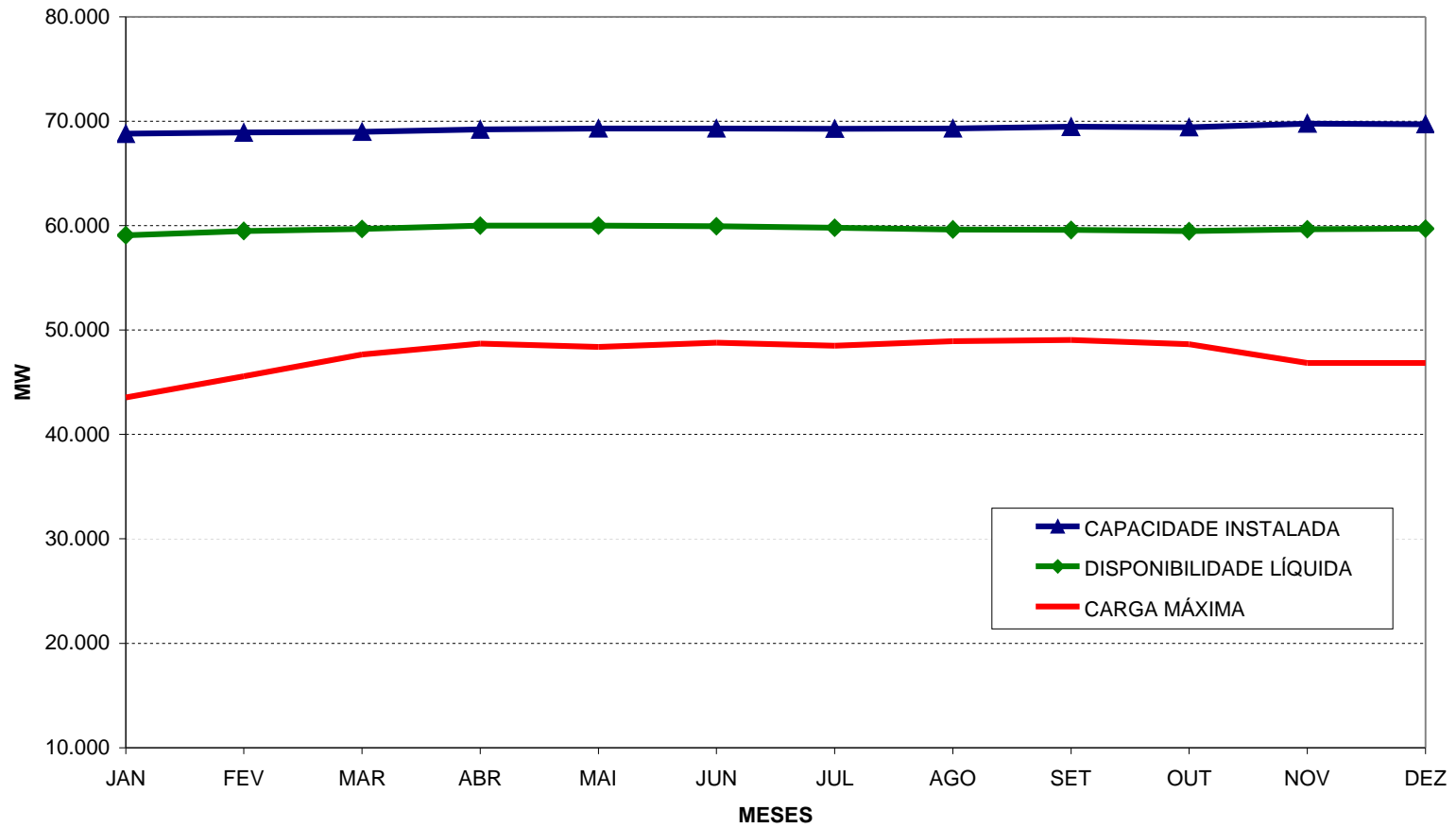
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
	S/SE-CO	ITAIPU															
JAN	44.705	9.903	14.195	68.803	1.170	1.024	634	5461	1420	6.880	59.094	43.540	2.177	13.378	0	0	15.555
FEV	44.764	9.974	14.195	68.933	893	1.026	634	5474	1420	6.893	59.486	45.585	2.279	11.622	0	0	13.902
MAR	44.824	9.887	14.277	68.988	733	1.027	637	5471	1428	6.899	59.691	47.658	2.383	9.650	0	0	12.033
ABR	44.946	9.981	14.277	69.204	628	1.030	637	5493	1428	6.920	59.988	48.713	2.436	8.839	0	0	11.275
MAI	45.006	10.014	14.277	69.297	700	1.031	637	5502	1428	6.930	59.998	48.398	2.420	9.181	0	0	11.601
JUN	45.006	10.033	14.277	69.316	758	1.031	637	5504	1428	6.932	59.958	48.815	2.441	8.702	0	0	11.143
JUL	45.006	9.994	14.277	69.277	880	1.031	637	5500	1428	6.928	59.800	48.492	2.425	8.884	0	0	11.309
AGO	45.031	10.004	14.277	69.312	1.077	1.032	637	5503	1428	6.931	59.634	48.912	2.446	8.277	0	0	10.722
SET	45.191	10.011	14.277	69.479	1.258	1.036	637	5520	1428	6.948	59.600	49.073	2.454	8.073	0	0	10.527
OUT	45.191	9.960	14.277	69.428	1.330	1.036	637	5515	1428	6.943	59.481	48.663	2.433	8.385	0	0	10.818
NOV	45.555	9.963	14.277	69.795	1.462	1.045	637	5552	1428	6.980	59.672	46.846	2.342	10.484	0	0	12.826
DEZ	45.555	9.880	14.277	69.712	1.352	1.045	637	5544	1428	6.971	59.706	46.845	2.342	10.519	0	0	12.861

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2005



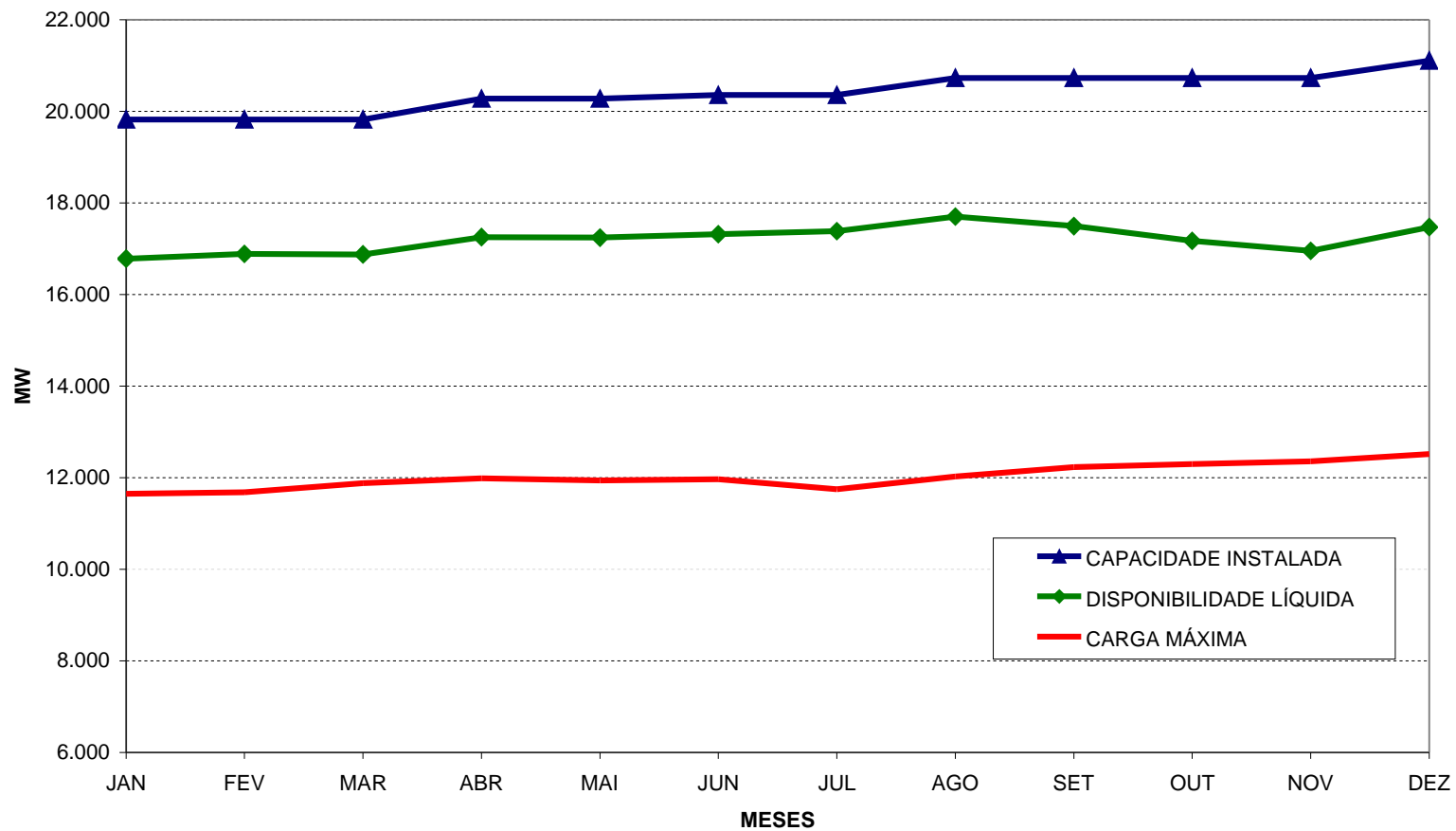
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
JAN	17.293	2.530	19.822	421	530	104	1729	253	1.982	16.785	11.650	582	4.553	0	0	5.135
FEV	17.293	2.530	19.822	317	530	104	1729	253	1.982	16.890	11.681	584	4.624	0	0	5.208
MAR	17.293	2.530	19.822	331	530	104	1729	253	1.982	16.876	11.877	594	4.405	0	0	4.998
ABR	17.748	2.530	20.277	352	543	104	1775	253	2.028	17.251	11.982	599	4.671	0	0	5.270
MAI	17.748	2.530	20.277	360	543	104	1775	253	2.028	17.244	11.941	597	4.706	0	0	5.303
JUN	17.828	2.530	20.357	352	545	104	1783	253	2.036	17.321	11.967	598	4.755	0	0	5.353
JUL	17.828	2.530	20.357	290	545	104	1783	253	2.036	17.383	11.745	587	5.050	0	0	5.637
AGO	18.203	2.530	20.732	297	555	104	1820	253	2.073	17.704	12.024	601	5.079	0	0	5.680
SET	18.203	2.530	20.732	505	555	104	1820	253	2.073	17.495	12.229	611	4.655	0	0	5.266
OUT	18.203	2.530	20.732	832	555	104	1820	253	2.073	17.169	12.297	615	4.257	0	0	4.872
NOV	18.203	2.530	20.732	1.048	555	104	1820	253	2.073	16.952	12.353	618	3.982	0	0	4.599
DEZ	18.578	2.530	21.107	857	565	104	1858	253	2.111	17.471	12.513	626	4.333	0	0	4.959

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2005



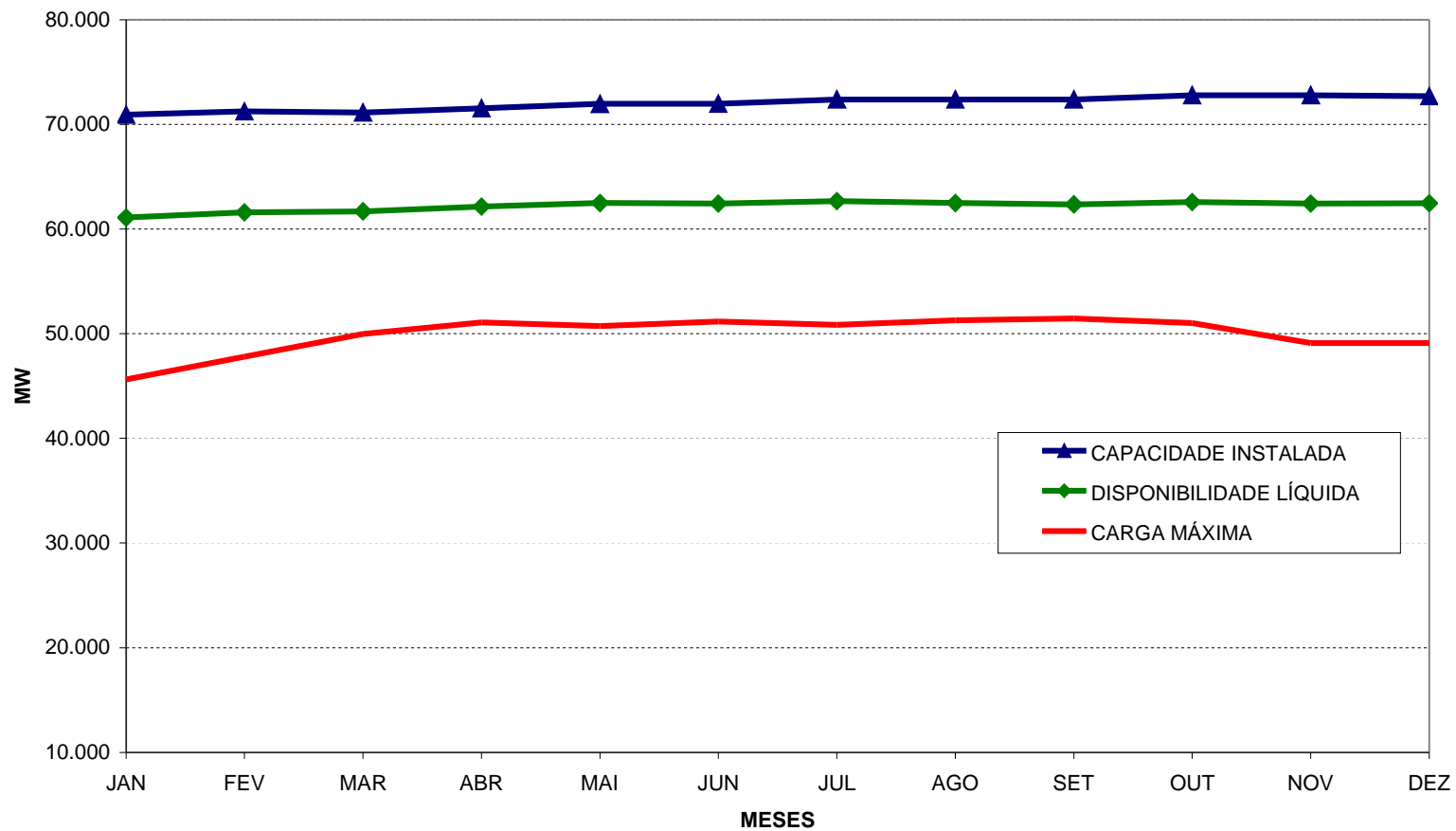
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
	S/SE-CO	ITAIPU															
JAN	45.690	11.229	14.024	70.943	1.079	1.044	628	5692	1402	7.094	61.098	45.650	2.282	13.166	0	0	15.448
FEV	45.920	11.302	14.024	71.246	842	1.050	628	5722	1402	7.125	61.601	47.794	2.390	11.417	0	0	13.807
MAR	45.920	11.212	14.024	71.156	669	1.050	628	5713	1402	7.116	61.693	49.968	2.498	9.226	0	0	11.724
ABR	46.213	11.309	14.024	71.546	563	1.058	628	5752	1402	7.155	62.143	51.074	2.554	8.516	0	0	11.069
MAI	46.594	11.343	14.024	71.961	584	1.067	628	5794	1402	7.196	62.487	50.743	2.537	9.206	0	0	11.743
JUN	46.594	11.362	14.024	71.980	654	1.067	628	5796	1402	7.198	62.433	51.181	2.559	8.693	0	0	11.252
JUL	47.038	11.322	14.024	72.384	762	1.078	628	5836	1402	7.238	62.678	50.841	2.542	9.295	0	0	11.837
AGO	47.038	11.332	14.024	72.394	960	1.078	628	5837	1402	7.239	62.489	51.281	2.564	8.644	0	0	11.208
SET	47.038	11.340	14.024	72.402	1.081	1.078	628	5838	1402	7.240	62.375	51.449	2.572	8.353	0	0	10.926
OUT	47.482	11.287	14.024	72.793	1.220	1.089	628	5877	1402	7.279	62.577	51.020	2.551	9.007	0	0	11.558
NOV	47.482	11.290	14.024	72.796	1.364	1.089	628	5877	1402	7.280	62.436	49.116	2.456	10.865	0	0	13.320
DEZ	47.482	11.205	14.024	72.711	1.253	1.089	628	5869	1402	7.271	62.470	49.115	2.456	10.899	0	0	13.355

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2006



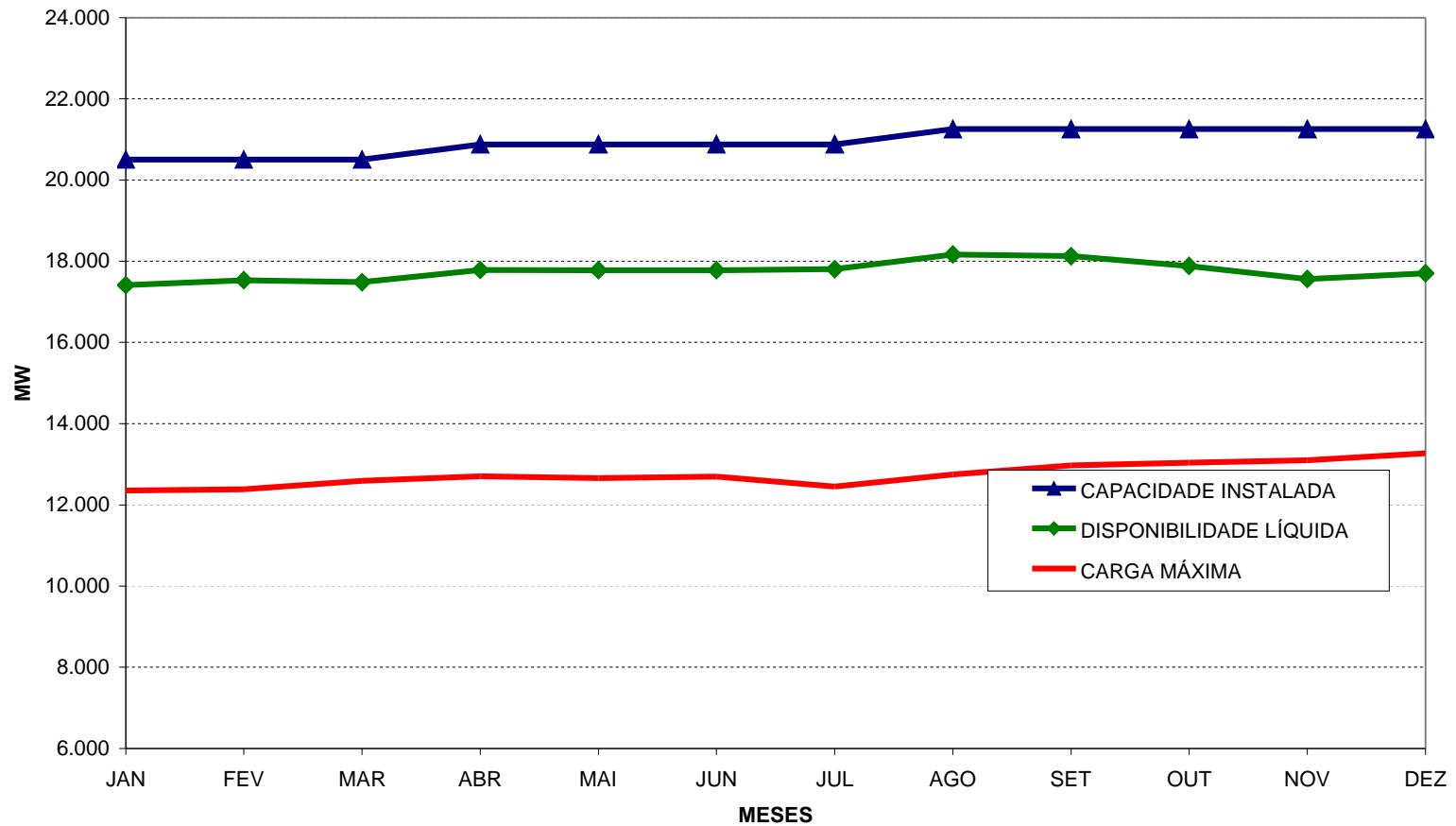
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
JAN	18.578	1.927	20.504	398	565	79	1858	193	2.050	17.412	12.353	618	4.441	0	0	5.058
FEV	18.578	1.927	20.504	274	565	79	1858	193	2.050	17.536	12.387	619	4.530	0	0	5.149
MAR	18.578	1.927	20.504	322	565	79	1858	193	2.050	17.488	12.594	630	4.264	0	0	4.894
ABR	18.953	1.927	20.879	348	575	79	1895	193	2.088	17.790	12.705	635	4.449	0	0	5.084
MAI	18.953	1.927	20.879	360	575	79	1895	193	2.088	17.778	12.663	633	4.482	0	0	5.116
JUN	18.953	1.927	20.879	356	575	79	1895	193	2.088	17.782	12.690	635	4.457	0	0	5.091
JUL	18.953	1.927	20.879	335	575	79	1895	193	2.088	17.802	12.455	623	4.725	0	0	5.348
AGO	19.328	1.927	21.254	299	585	79	1933	193	2.125	18.166	12.750	638	4.778	0	0	5.416
SET	19.328	1.927	21.254	337	585	79	1933	193	2.125	18.128	12.968	648	4.512	0	0	5.160
OUT	19.328	1.927	21.254	582	585	79	1933	193	2.125	17.884	13.040	652	4.191	0	0	4.843
NOV	19.328	1.927	21.254	902	585	79	1933	193	2.125	17.563	13.099	655	3.809	0	0	4.464
DEZ	19.328	1.927	21.254	761	585	79	1933	193	2.125	17.705	13.268	663	3.773	0	0	4.436

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2006



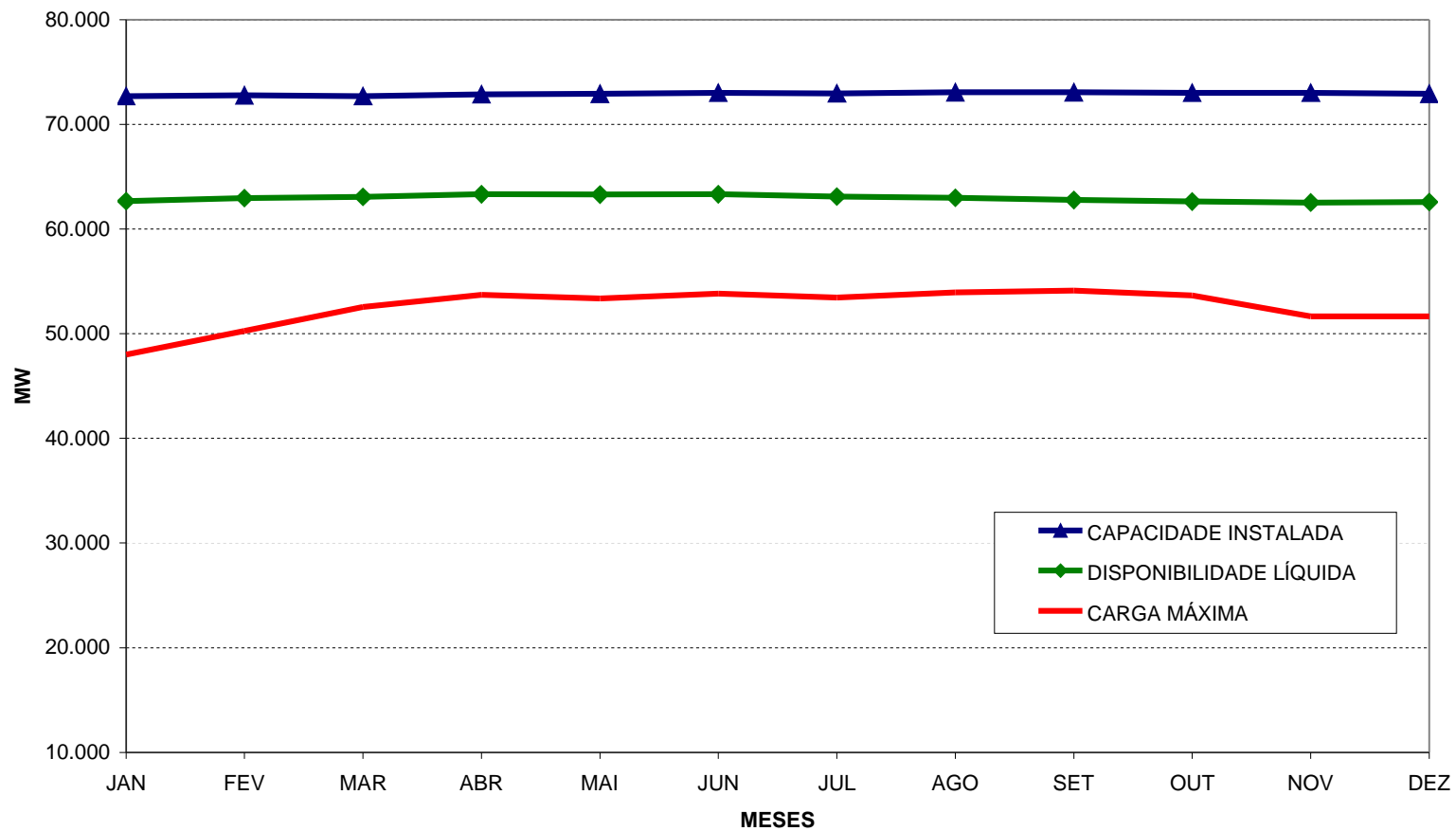
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
	S/SE-CO	ITAIPU															
JAN	47.482	11.206	14.024	72.712	1.034	1.089	628	5869	1402	7.271	62.690	48.013	2.401	12.276	0	0	14.677
FEV	47.482	11.281	14.024	72.787	820	1.089	628	5876	1402	7.279	62.971	50.269	2.513	10.189	0	0	12.702
MAR	47.482	11.189	14.024	72.695	634	1.089	628	5867	1402	7.270	63.075	52.556	2.628	7.891	0	0	10.519
ABR	47.562	11.288	14.024	72.874	543	1.090	628	5885	1402	7.287	63.325	53.718	2.686	6.921	0	0	9.607
MAI	47.562	11.323	14.024	72.909	587	1.090	628	5888	1402	7.291	63.313	53.371	2.669	7.274	0	0	9.942
JUN	47.642	11.343	14.024	73.009	665	1.092	628	5898	1402	7.301	63.323	53.831	2.692	6.801	0	0	9.493
JUL	47.642	11.302	14.024	72.968	829	1.092	628	5894	1402	7.297	63.122	53.473	2.674	6.975	0	0	9.649
AGO	47.722	11.312	14.024	73.058	1.048	1.094	628	5903	1402	7.306	62.982	53.937	2.697	6.349	0	0	9.046
SET	47.722	11.320	14.024	73.066	1.257	1.094	628	5904	1402	7.307	62.781	54.113	2.706	5.961	0	0	8.667
OUT	47.722	11.266	14.024	73.012	1.349	1.094	628	5899	1402	7.301	62.640	53.661	2.683	6.295	0	0	8.978
NOV	47.722	11.269	14.024	73.015	1.463	1.094	628	5899	1402	7.302	62.528	51.659	2.583	8.287	0	0	10.870
DEZ	47.722	11.182	14.024	72.928	1.333	1.094	628	5890	1402	7.293	62.580	51.658	2.583	8.339	0	0	10.922

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2007



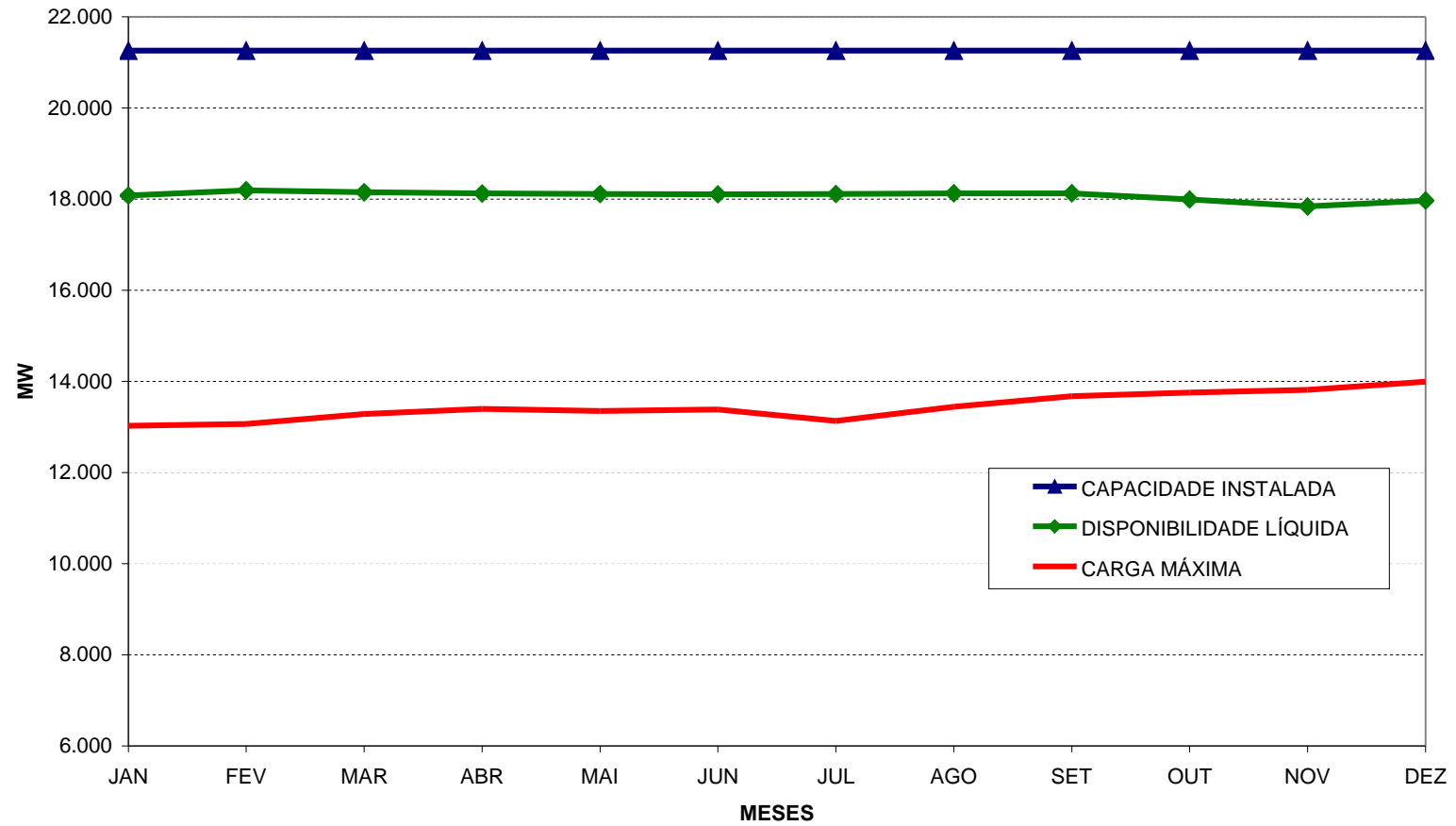
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

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	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
JAN	19.328	1.927	21.254	384	585	79	1933	193	2.125	18.082	13.029	651	4.401	0	0	5.053
FEV	19.328	1.927	21.254	269	585	79	1933	193	2.125	18.196	13.063	653	4.480	0	0	5.133
MAR	19.328	1.927	21.254	313	585	79	1933	193	2.125	18.152	13.283	664	4.205	0	0	4.869
ABR	19.328	1.927	21.254	340	585	79	1933	193	2.125	18.126	13.399	670	4.057	0	0	4.727
MAI	19.328	1.927	21.254	356	585	79	1933	193	2.125	18.109	13.352	668	4.090	0	0	4.758
JUN	19.328	1.927	21.254	360	585	79	1933	193	2.125	18.106	13.382	669	4.054	0	0	4.724
JUL	19.328	1.927	21.254	351	585	79	1933	193	2.125	18.115	13.133	657	4.325	0	0	4.982
AGO	19.328	1.927	21.254	336	585	79	1933	193	2.125	18.129	13.444	672	4.013	0	0	4.685
SET	19.328	1.927	21.254	338	585	79	1933	193	2.125	18.127	13.675	684	3.768	0	0	4.452
OUT	19.328	1.927	21.254	476	585	79	1933	193	2.125	17.990	13.752	688	3.550	0	0	4.238
NOV	19.328	1.927	21.254	624	585	79	1933	193	2.125	17.841	13.814	691	3.336	0	0	4.027
DEZ	19.328	1.927	21.254	495	585	79	1933	193	2.125	17.970	13.993	700	3.278	0	0	3.978

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2007



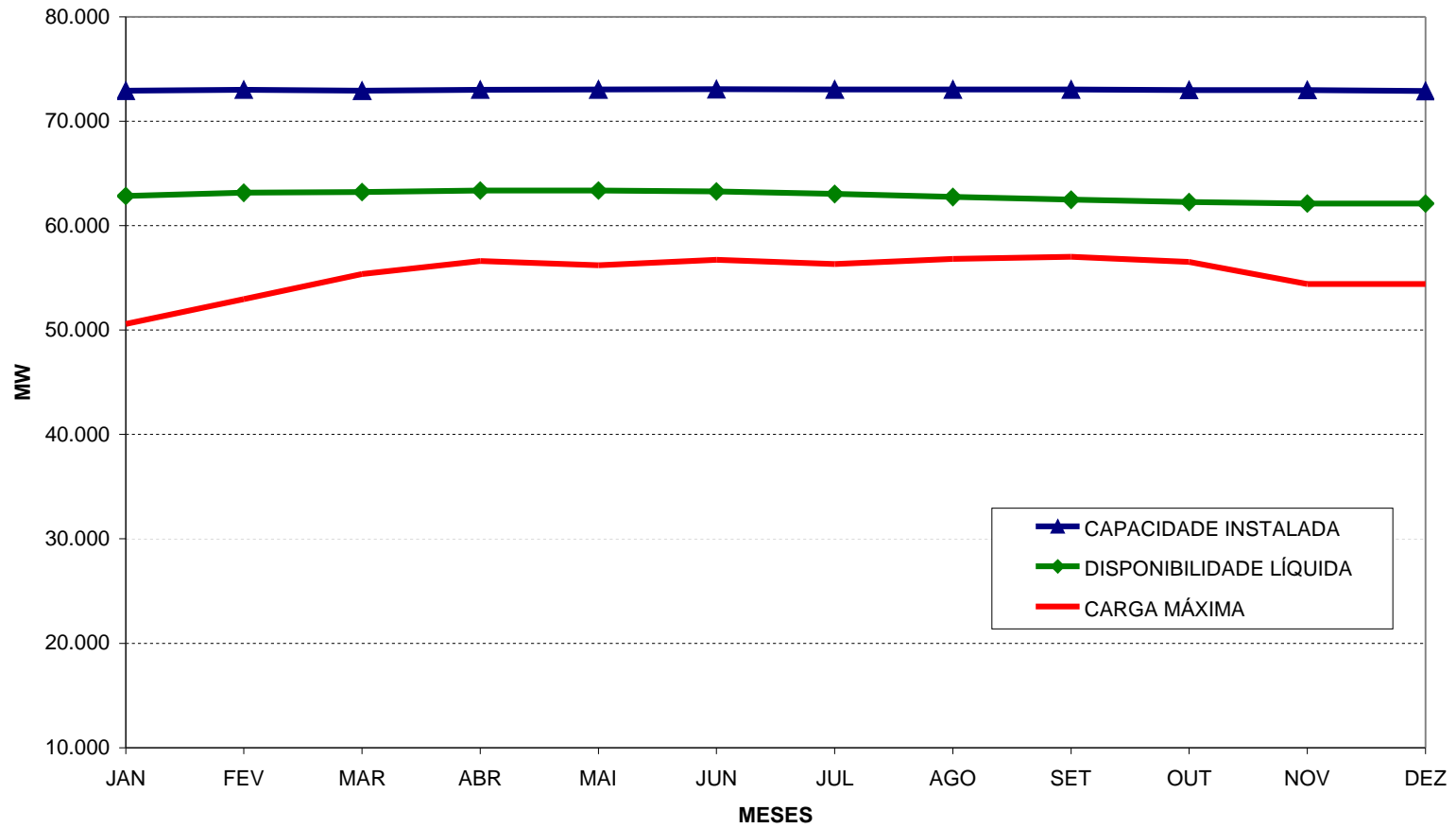
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CO

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

JANEIRO a DEZEMBRO/2008

MÊS	CAPACIDADE INSTALADA				PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO		TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
	S/SE-CO	ITAIPU															
JAN	47.722	11.183	14.024	72.929	1.070	1.094	628	5890	1402	7.293	62.844	50.587	2.529	9.727	0	0	12.257
FEV	47.722	11.260	14.024	73.006	829	1.094	628	5898	1402	7.301	63.154	52.963	2.648	7.543	0	0	10.191
MAR	47.722	11.165	14.024	72.911	679	1.094	628	5889	1402	7.291	63.218	55.372	2.769	5.078	0	0	7.846
ABR	47.722	11.267	14.024	73.013	624	1.094	628	5899	1402	7.301	63.366	56.599	2.830	3.937	0	0	6.767
MAI	47.722	11.303	14.024	73.049	652	1.094	628	5902	1402	7.305	63.371	56.231	2.812	4.327	0	0	7.139
JUN	47.722	11.323	14.024	73.069	766	1.094	628	5904	1402	7.307	63.274	56.717	2.836	3.721	0	0	6.557
JUL	47.722	11.281	14.024	73.027	961	1.094	628	5900	1402	7.303	63.041	56.341	2.817	3.883	0	0	6.700
AGO	47.722	11.291	14.024	73.037	1.255	1.094	628	5901	1402	7.304	62.756	56.829	2.841	3.085	0	0	5.927
SET	47.722	11.300	14.024	73.046	1.522	1.094	628	5902	1402	7.305	62.498	57.017	2.851	2.630	0	0	5.481
OUT	47.722	11.244	14.024	72.990	1.688	1.094	628	5897	1402	7.299	62.281	56.540	2.827	2.913	0	0	5.740
NOV	47.722	11.247	14.024	72.993	1.840	1.094	628	5897	1402	7.299	62.131	54.429	2.721	4.981	0	0	7.703
DEZ	47.722	11.158	14.024	72.904	1.767	1.094	628	5888	1402	7.290	62.124	54.429	2.721	4.974	0	0	7.695

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - S/SE/CO 2008



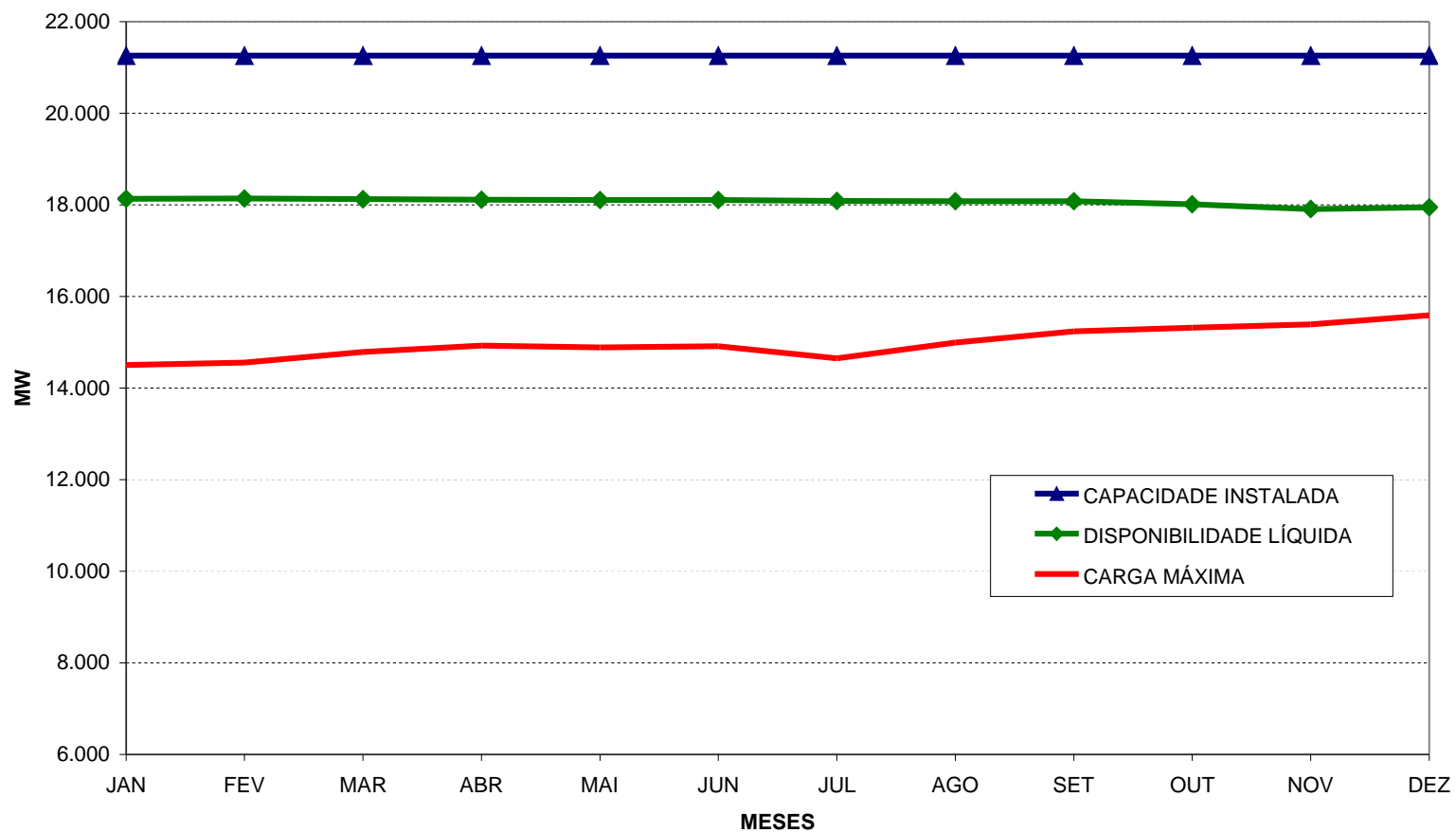
SISTEMA INTERLIGADO N/NE

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA (MW)

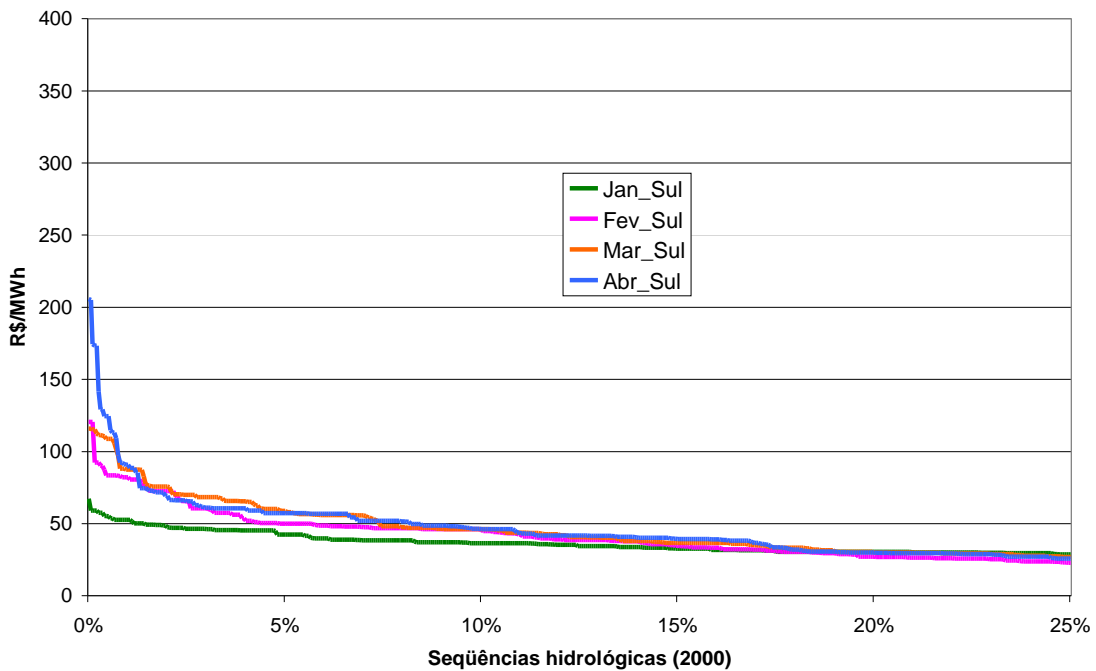
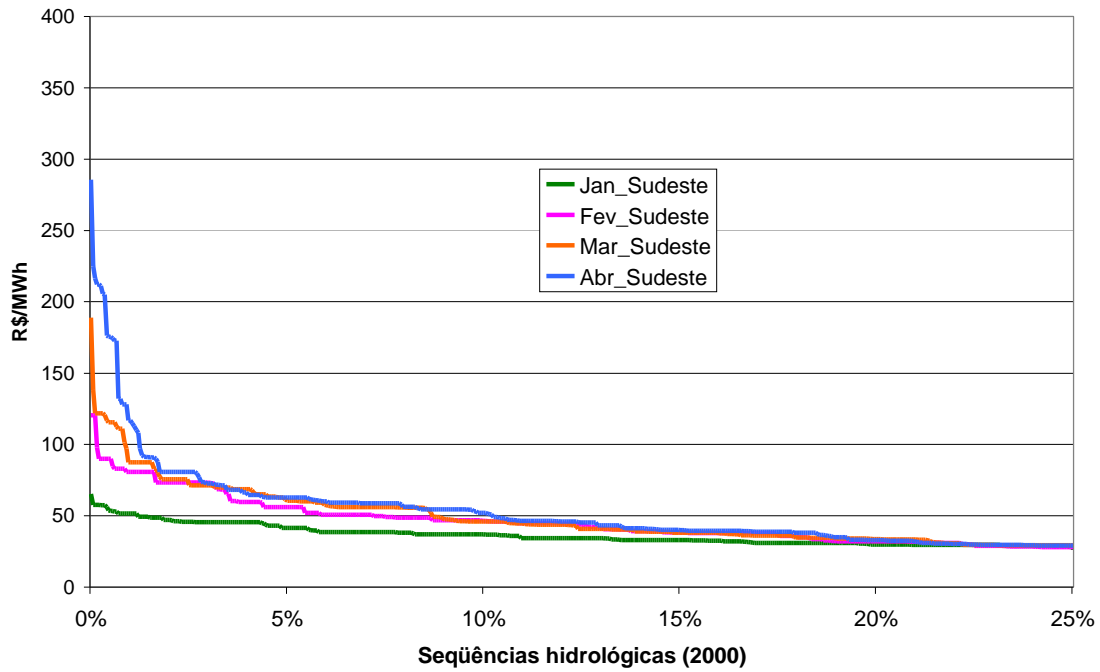
JANEIRO a DEZEMBRO/2008

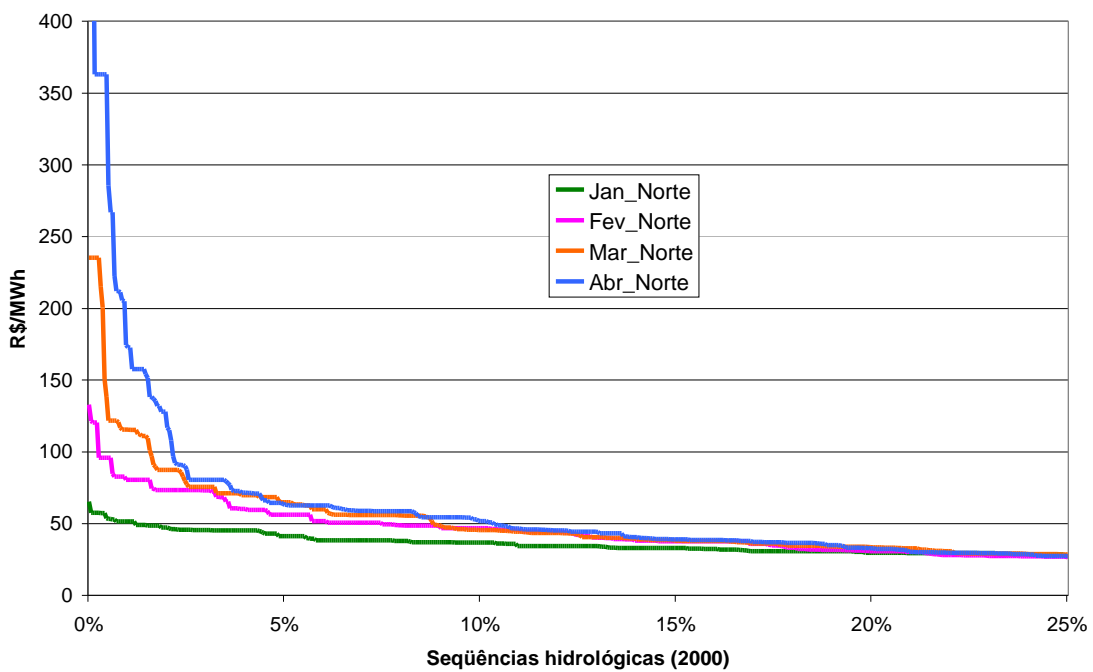
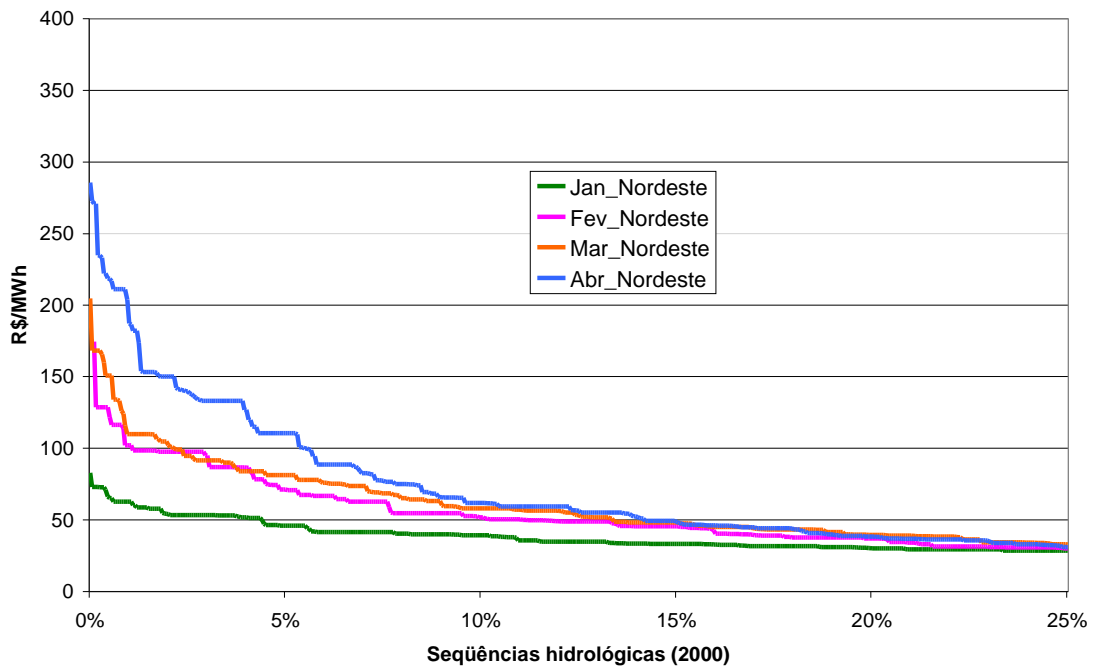
MÊS	CAPACIDADE INSTALADA			PERDAS			MANUTENÇÃO			DISP. LIQUIDA	CARGA MÁXIMA	RESERVA DE POTÊNCIA	SALDO	INTERC. N -> SE	INTERC. NE -> SE	RESERVA GLOBAL
	HIDRO	TERMO	TOTAL	DEPLECIONAMENTO	INDISP. FORÇADA HIDRO	INDISP. FORÇADA TERMO	HIDRO	TERMO	TOTAL							
JAN	19.328	1.927	21.254	330	585	79	1933	193	2.125	18.135	14.503	725	2.907	0	0	3.632
FEV	19.328	1.927	21.254	326	585	79	1933	193	2.125	18.139	14.554	728	2.858	0	0	3.585
MAR	19.328	1.927	21.254	340	585	79	1933	193	2.125	18.126	14.788	739	2.599	0	0	3.338
ABR	19.328	1.927	21.254	352	585	79	1933	193	2.125	18.113	14.926	746	2.441	0	0	3.187
MAI	19.328	1.927	21.254	360	585	79	1933	193	2.125	18.106	14.888	744	2.473	0	0	3.218
JUN	19.328	1.927	21.254	360	585	79	1933	193	2.125	18.106	14.914	746	2.446	0	0	3.192
JUL	19.328	1.927	21.254	380	585	79	1933	193	2.125	18.085	14.645	732	2.708	0	0	3.440
AGO	19.328	1.927	21.254	388	585	79	1933	193	2.125	18.078	14.996	750	2.332	0	0	3.082
SET	19.328	1.927	21.254	384	585	79	1933	193	2.125	18.081	15.237	762	2.082	0	0	2.844
OUT	19.328	1.927	21.254	452	585	79	1933	193	2.125	18.014	15.319	766	1.929	0	0	2.695
NOV	19.328	1.927	21.254	556	585	79	1933	193	2.125	17.909	15.390	770	1.749	0	0	2.519
DEZ	19.328	1.927	21.254	516	585	79	1933	193	2.125	17.950	15.587	779	1.584	0	0	2.363

BALANÇO DE DEMANDA INSTANTÂNEA - N/NE 2008



Anexo XVII Custos Marginais de Operação no período janeiro/2004 a abril/2004





Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 1 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN	16
Figura 2 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Referência	22
Figura 3 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Cenário de Mercado Alto	22
Figura 4 – Principais interligações	29
Figura 5 – Diagrama Esquemático da Interligação Sul-SE/CO	31
Figura 6 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Sul 2005 – Cenário de Referência	41
Figura 7 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Nordeste 2004 - Cenário de Referência	42
Figura 8 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – Norte 2005 - Cenário de Referência	43
Figura 9 – Distribuição de CMO SE/CO (R\$/MWh) – Estrutural	46
Figura 10 – Distribuição de CMO Sul (R\$/MWh) – Estrutural	47
Figura 11 – Distribuição de CMO Nordeste (R\$/MWh) – Estrutural	47
Figura 12 – Distribuição de CMO Norte (R\$/MWh) – Estrutural	48
Figura 13 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sudeste/Centro-Oeste 2004	53
Figura 14 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Sul 2004	54
Figura 15 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Nordeste 2004	54
Figura 16 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Norte 2004	55
Figura 17 – Permanência de Intercâmbio na Interligação Sul-Sudeste - 2004	56
Figura 18 – Permanência de Intercâmbio na Interligação Sudeste-Imperatriz - 2004	57
Figura 19 – Permanência de Intercâmbio na Interligação Norte-Imperatriz - 2004	58
Figura 20 – Permanência de Intercâmbio na Interligação com o Nordeste - 2004	59
Figura 21 – Fluxo nas Interligações do SIN – 2004	60
Figura 22 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Sul 2005 – Cenário com Mercado Alto	64
Figura 23 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2004 – Cenário com Mercado Alto	65
Figura 24 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2008 – Cenário com Mercado Alto	65

Figura 25 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Sul 2005 - Cenário com Atraso de Oferta	69
Figura 26 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Nordeste 2004 - Cenário com Atraso de Oferta	69
Figura 27 – Permanência de séries sintéticas com déficit – Norte 2008 - Cenário com Atraso de Oferta	70
Quadros	
Quadro 1 – Acréscimo de Potência Anual no SIN e Evolução da Potência Instalada (MW)	8
Quadro 2 – Resumo da Evolução da Carga Própria de Energia do SIN	9
Quadro 3 – Evolução da Potência Instalada em MW	18
Quadro 4 – Acréscimo da Potência Anual do SIN (MW)	18
Quadro 5 – Evolução da Potência Instalada considerando o Cenário com Atraso da Oferta (MW)	19
Quadro 6 – Atrasos Anuais (MW) – SIN	20
Quadro 7 – Carga Própria de Energia (MWmed) e Taxas de Crescimento	23
Quadro 8 – Inflexibilidades por restrições elétricas (MWmed)	25
Quadro 9 – Inflexibilidades para conservação das unidades geradoras participantes da CCC	26
Quadro 10 – Inflexibilidades declarada pela ELETROBRÁS	26
Quadro 11 – Inflexibilidades referentes à declaração dos agentes	27
Quadro 12 – Geração Típica de Itaipu (MWmed)	31
Quadro 13 – Valores Típicos de Geração adotados para as usinas do Médio Tocantins	33
Quadro 14 – ENAs para utilização do modelo NEWAVE	33
Quadro 15 – Função Custo do Déficit	34
Quadro 16 – Projetos de Importação de Energia da Argentina	35
Quadro 17 – Energia Armazenada no SIN	36
Quadro 18 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário de Referência	39
Quadro 19 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2004 – Conjuntural – Cenário de Referência	44
Quadro 20 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o período – Estrutural - Cenário de Referência	45
Quadro 21 – Benefício Marginal de Transmissão – Valores referentes aos benefícios nos anos 2007 e 2008 calculados a valor presente para janeiro de 2004	49
Quadro 22 – Custo Total de Operação – Período de janeiro/2004 a dezembro/2008	49
Quadro 23 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2004	51

Quadro 24 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2005	51
Quadro 25 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2006	52
Quadro 26 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2007	52
Quadro 27 – Déficits conjunturais com séries históricas em MWmed – Ano 2008	52
Quadro 28 – Permanência de Geração Térmica para 2004 – (MWmed) - Parte I	61
Quadro 29 – Permanência de Geração Térmica para 2004 – (MWmed) - Parte II	61
Quadro 30 – Balanço de Ponta Determinístico – Resumo	63
Quadro 31 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário com Mercado Alto	63
Quadro 32 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2004 – Conjuntural - Cenário com Mercado Alto	66
Quadro 33 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário com Mercado Alto	67
Quadro 34 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário com Atraso de Oferta	68
Quadro 35 – Custos marginais médios mensais (R\$/MWh) – Ano 2004 – Conjuntural - Cenário com Atraso de Oferta	71
Quadro 36 – Custos marginais médios anuais (R\$/MWh) – para o Período – Estrutural - Cenário com Atraso de Oferta	71
Quadro 37 – Geração Termoelétrica do Nordeste (MW)	72
Quadro 38 – Custo (R\$/MWh) por Usina	73
Quadro 39 – Alocação de Potência Disponível para a Região Nordeste por Usina (MW)	73
Quadro 40 – Riscos de Déficit Conjunturais com Séries Sintéticas (%) – Cenário com Restrições de Gás no Nordeste	74
Quadro 41 – Custo Total de Operação – Período de Jan/2004 a Dez/2008	75