



Operador Nacional do Sistema Elétrico

ATUALIZAÇÃO DAS CURVAS
BIANUAIS DE AVERSÃO A
RISCO PARA O SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL -
PARA O BIÊNIO 2003/2004

Revisão 1

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

ONS NT 119/2002

ATUALIZAÇÃO DAS CURVAS BIANUAIS DE AVERSÃO A RISCO PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - PARA O BIÊNIO 2003/2004

Revisão 1

Sumário

1	Introdução	4
2	Conclusões / Recomendações	5
2.1	Conclusão Geral	5
2.2	Região Nordeste	5
2.3	Região Sudeste/Centro-Oeste	6
2.4	Regiões Sul e Norte	6
3	Premissas Básicas	7
4	Região Nordeste	8
4.1	Premissas e Dados Específicos	8
4.2	Obtenção das Curvas de Aversão a Risco	12
5	Região Sudeste / Centro-Oeste	13
5.1	Premissas e Dados Específicos	13
5.2	Obtenção das Curvas de Aversão a Risco	17
6	Regiões Sul e Norte	17
6.1	Região Sul	18
6.1.1.	Premissas e Dados Específicos	18
6.1.2	Obtenção da Curva de Aversão a Risco	20
6.2	Região Norte	21
6.2.1	Premissas e Dados Específicos	21
6.2.2	Obtenção da Curva de Aversão a Risco - CAR	22
	Lista de figuras, quadros e tabelas	23
	Anexo I – Geração Térmica Integrante da Oferta Emergencial – Região Nordeste	24
	Anexo II – Cronograma de Expansão da Transmissão	25
	Anexo III – Curva Bianaual de Aversão a Risco para a Região Nordeste – 2003/2004 – 5%-5%	26
	Anexo IV – Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial – Região Sudeste/Centro-Oeste	27
	Anexo V – Geração Térmica Integrante da Oferta Emergencial – Região Sudeste-Centro-Oeste	28
	Anexo VI – Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial – Região Sul – 2003	29
	Anexo VII – Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial – Região Sul – 2004	30

1 Introdução

Em atendimento à Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, a presente Nota Técnica atualiza e complementa as NTs 012, 013 e 014/2002 que tratam das Curvas de Aversão ao Risco - CAR - para o Sistema Interligado Nacional, que têm por objetivo estabelecer níveis de energia armazenada, em base mensal, que servirão como referência para a operação eletroenergética do SIN, levando em conta as restrições elétricas e condicionantes hidráulicos.

De acordo com o disposto no Artigo 7º da citada Resolução, os requisitos de armazenamento deverão ser revisados anualmente, até o final de cada ano, com o objetivo de se considerar as condições limites de atendimento ao SIN para o próximo biênio, levando em conta a atualização de premissas relacionadas aos valores de carga própria, cronograma de expansão da geração e da transmissão, afluições e níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios.

Deve-se registrar que é recomendável que as Curvas Bianuais de Aversão a Risco possam ser revistas a qualquer época do ano de 2003, em decorrência de fatos relevantes que alterem de forma significativa as premissas adotadas nesta Nota Técnica.

Cabe ressaltar que nessa proposta de revisão, além da atualização das Curvas de Aversão a Risco, está sendo proposto o mecanismo, aprovado pelo CA/ONS, de utilização de uma segunda Curva de Aversão a Risco Superior para estes dois subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, que desconsidera a oferta emergencial, e que deverá ser utilizada como *instrumento adicional de segurança no atendimento para o despacho de intercâmbio inter-regional*, ou seja, ao se atingir níveis de armazenamento desta Curva Superior, para um determinado subsistema, o recebimento deverá ser maximizado, a exemplo do praticado nos dois últimos meses para o subsistema Nordeste, sob os Despachos ANEEL nºs 599 e 781. Por pertinente, destacamos que esta proposição vem sendo objeto de apresentação pelo ONS na CGSE .

Como complementação a essa proposta, o Operador Nacional está ultimando estudos para formulação de *mecanismo contemplando procedimentos operativos que definam o despacho de geração térmica* quando o nível de armazenamento do subsistema se situar abaixo da Curva de Aversão a Risco ou mesmo entre ela e a Superior, que deverão levar em conta as características de comportamento aleatório das afluições no período úmido, e de maior previsibilidade no período seco, visando garantir o atendimento ao SIN com maior segurança e a menor custo.

2 Conclusões / Recomendações

2.1 Conclusão Geral

- Com base nos resultados apresentados nos itens 4 e 5, propõe-se que seja adotada para o biênio 2003/2004, para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, a utilização de duas curvas: Curva de Aversão a Risco e Curva de Aversão a Risco Superior.
A primeira atualiza as Curvas de Aversão para o biênio 2002/2003 e a segunda Curva, que desconsidera a Oferta Emergencial, é proposta como instrumento adicional de segurança no atendimento para o despacho de intercâmbio inter-regional máximo.
- Para o adequado atendimento ao SIN, torna-se fundamental o cumprimento do cronograma de obras de transmissão, especialmente no que se refere a interligação Sudeste-Nordeste, 3º circuito 500 kV Tucuruí-P. Dutra e os dois circuitos em 500 kV da LT Ibiúna - Bateias e obras associadas, previstas para 2003.

2.2 Região Nordeste

- Propõe-se que seja adotada, para a região Nordeste, para o biênio 2003/2004, as Curvas de Aversão a Risco indicadas no item 4.2, que, mantidas as premissas, garantem o pleno atendimento à carga da região, mesmo na hipótese de repetição em 2003 e 2004 das aflúncias do pior ano do histórico, mantendo-se o nível mínimo de segurança de 10% em vez de 5% adotado para a Curva de Aversão a Risco para 2002/2003.
- Atenção especial deverá ser dada ao cumprimento da 1ª etapa da interligação Sudeste/Nordeste referente ao trecho Serra da Mesa-Bom Jesus da Lapa, prevista para o final de dezembro/02, que permitirá, se necessário, suprir parte das cargas do sudoeste da Bahia, aumentando a capacidade de transferência de energia para o Nordeste.
- Deverá ser dada ênfase ao acompanhamento das aflúncias na bacia do Rio São Francisco, ao longo do ano de 2003, especialmente a jusante de Sobradinho, de forma a otimizar a defluência desse reservatório, reduzindo-a para valores iguais ou inferiores a 1100 m³/s, sempre que possível, e complementando-se o atendimento a carga através de aumentos de recebimentos de outros subsistemas. Esta operação proporciona ganhos de armazenamento e a redução de custos pelo uso de recursos energéticos mais econômicos.

2.3 Região Sudeste/Centro-Oeste

- Propõe-se que sejam adotadas, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste, para o biênio 2003/2004, as Curvas de Aversão a Risco, indicadas no item 5.2, que, mantidas as premissas, garantem o pleno atendimento à carga dessas regiões, mesmo na ocorrência das afluências correspondentes à média dos biênios 1933-1934, 1953-1954, 1954-1955 e 1955-1956, mantendo-se o nível mínimo de segurança de 10%, valor idêntico ao da Curva de Aversão a Risco 2002/2003.

2.4 Regiões Sul e Norte

- Com relação aos subsistemas Sul e Norte, conforme detalhado nos itens 6.1 e 6.2, as análises concluíram que a Aversão a Risco é melhor caracterizada pela definição de critérios de segurança do atendimento representados por níveis mínimos de armazenamento.

- **Região Sul**

Em função da entrada em operação de diversas obras de geração e transmissão, bem como da importação de energia da Argentina, aliada à baixa capacidade de armazenamento de seus reservatórios, o atendimento ao subsistema é assegurado, mesmo na ocorrência de hidrologias correspondentes às do pior biênio do histórico – 1944/1945 [39%,38%] MLT – mantendo-se ao longo do ano o nível mínimo de armazenamento de 10%, definido de modo a se evitar a operação a fio d'água de suas bacias, além de problemas de ordem ambiental. Conclui-se, assim, que a Curva de Aversão a Risco deve consistir na garantia, ao longo do ano, de um nível mínimo de segurança do armazenamento, de forma a se evitar a operação a fio d'água e problemas de ordem ambiental.

- **Região Norte**

Em função de sua característica exportadora de energia, bem como de vazões extremamente elevadas no período úmido no rio Tocantins, que provocam todo ano a ocorrência sistemática de vertimentos, a se considerar a pior hidrologia do histórico do período seco, 55% MLT no segundo semestre, com 32% MLT em dezembro, são necessários níveis de armazenamento em 30/novembro de 24% e 26% para os anos 2003 e 2004, respectivamente, para assegurar nível mínimo de armazenamento de 5% ao final de dezembro.

3 Premissas Básicas

As Curvas de Aversão apresentadas na presente Nota Técnica foram determinadas obedecendo-se às seguintes premissas básicas, além daquelas específicas de cada região:

- Garantia de níveis mínimos de segurança dos reservatórios equivalentes;
- Consideração da diversidade hidrológica entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, o que possibilita o auxílio recíproco através dos intercâmbios entre os subsistemas na determinação das respectivas Curvas de Aversão a Risco;
- Consideração de coincidência de condições hidrológicas críticas entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, o que configura os valores-limite de recebimentos de energia pela região Nordeste, provenientes das regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste;
- Cronograma de obras e carga de energia do Programa Mensal de Operação para janeiro/2003 (Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003);
- Geração térmica não integrada da Oferta Emergencial na base, com fator de segurança de 85%, considerando o desempenho observado, após aplicação de TEIF e IP;
- Geração térmica emergencial na base, com fator de segurança de 85%;
- Intercâmbios inter-regionais limitados a 85% do máximo, considerando o desempenho observado, levando em conta a necessidade de se efetuar desligamentos programados na transmissão.

4 Região Nordeste

4.1 Premissas e Dados Específicos

A seguir são apresentadas as premissas e os dados utilizados, destacando-se as mudanças nas premissas adotadas na atualização da Curva Bianaual de Aversão a Risco para 2002/2003.

- Nível mínimo de segurança

- Foi considerada a garantia de nível mínimo de segurança para o biênio 2003-2004, correspondentes a 10%-10% do armazenamento máximo da região, que correspondem a 14%, 8% e 10%, respectivamente do volume útil dos reservatórios das UHE's Três Marias, Sobradinho e Itaparica.
- Vale registrar que para 2002/2003 o nível mínimo de segurança adotado foi de 5% EARmax. Para 2003/2004, esse valor foi fixado em 10% EARmax, considerando as restrições hidráulicas e de inserção sócio-econômico-ambiental dos reservatórios Três Marias e Sobradinho, além da redução do risco de se operar a fio d'água o reservatório de Sobradinho no caso de hidrologias críticas na transição do período seco-úmido, no mês de dezembro.

- Afluências

Para a região Nordeste, foi adotada para o biênio 2003/2004 a mesma premissa da Curva de Aversão 2002/2003, ou seja, a repetição do ano 2001, que corresponde a afluências de 52% MLT, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 NE – Energia natural afluyente em %MLT

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2001	71%	36%	37%	35%	40%	53%	57%	59%	65%	75%	63%	72%	52%

As energias naturais afluentes ao subsistema Nordeste para o ano mais desfavorável do histórico – 2001 – são apresentadas na Tabela 2 a seguir, em MWmed.

Tabela 2 NE – Energia natural afluyente em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2001	8818	5248	4935	4255	2699	2517	2218	1975	1921	2482	3430	7096	3966

- Carga própria

A carga do subsistema Nordeste considerada no estudo está detalhada na Tabela 3. A média para 2003 é de 5994 MWmed, o que representa um acréscimo de 6,5% em relação à carga verificada em 2002. Para 2004, a média prevista é de 6222 MWmed.

Tabela 3 NE – Carga em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	5813	5884	5960	5889	5843	5769	5829	5922	6080	6246	6341	6351	5994
2004	6034	6108	6187	6113	6066	5989	6051	6148	6311	6484	6582	6594	6222

- Geração Térmica

A Tabela 4 apresenta o despacho de geração térmica global adotado para o subsistema Nordeste.

Tabela 4 NE – Geração térmica global (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	1236	1236	1397	1397	1397	1397	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1462
2004	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845

- Geração Térmica não integrante da Oferta Emergencial

Vale mencionar que, para a expansão da oferta termelétrica para 2002/2003, foi adotado um atraso de 90 dias para as térmicas do PPT. Para 2003/2004, esse atraso foi desconsiderado em vista da formalização dos cronogramas de obras informados pela ANEEL, segundo procedimentos estabelecidos pela Resolução GCE nº 109.

Como fator de utilização das térmicas para 2002/2003, foi adotado um fator de 90%. Para 2003/2004, foi considerado um fator de 85% aplicado sobre a disponibilidade abatida de TEIF e IP, com base em experiência operativa.

A Tabela 5 apresenta o despacho de geração térmica não integrante da oferta emergencial, adotado para o subsistema Nordeste.

Tabela 5 NE – Geração térmica não integrante da oferta emergencial (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	628	385
2004	628	628	628	628	628	628	628	628	628	628	628	628	628

Obs.:Esses valores consideram o acréscimo de 347 MW em dezembro/03, associado à UTE Fortaleza.

- Geração Térmica Emergencial

A Oferta Emergencial corresponde ao conjunto de usinas térmicas contratadas pela CBEE.

Para 2002/2003, foi adotado um atraso de 60 dias na implantação da Oferta Emergencial. Para 2003/2004, não foi considerado atraso, tendo em vista que toda a Oferta Emergencial já está instalada.

Para 2002/2003, foi adotado um fator de utilização de 100% da Oferta Emergencial. Para 2003/2004, foi considerado um fator de 85% aplicado sobre a disponibilidade, para contemplar perdas não programadas de geração.

Na evolução da disponibilidade térmica, foi considerada a perspectiva de eliminação de restrições na rede de distribuição e da rede básica, devido a necessidade de obras de reforço necessárias para possibilitar o despacho simultâneo pleno das usinas situadas nos Estados do Rio Grande do Norte, Pernambuco e Ceará, conforme a seguir:

- Eliminação de restrições na rede de distribuição agregando cerca de 141 MW no Rio Grande do Norte e 48 MW em Pernambuco até 28/02/2003, com defasagem de 28 dias da previsão fornecida pela CBEE para o Rio Grande do Norte.
- Eliminação de restrições na rede de distribuição e da rede básica agregando cerca de 215 MW no Ceará até 30/06/2003, conforme informações da CBEE e CHESF.

A Tabela 6 apresenta o despacho de geração térmica emergencial, considerado para o subsistema Nordeste.

Tabela 6 NE – Geração térmica emergencial (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	873	873	1034	1034	1034	1034	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1099
2004	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217

Os montantes por usina encontram-se detalhados no Anexo I.

- Recebimento de energia pela região Nordeste

Para 2002/2003, foram adotados os limites de intercâmbio considerando o critério de contingência simples. Para 2003/2004, foi aplicado um fator de segurança de 85% aos limites elétricos, com base na experiência operativa, de forma a levar em conta os desligamentos.

As Tabelas 7 a 9 apresentam os intercâmbios adotados no estudo, que consideram **o Nordeste importador ao longo de todo o biênio**. Este recebimento deverá vir, preferencialmente, da Região Norte, pois a frequência de vertimento é alta, sendo complementado pelo Sudeste/Centro-Oeste, após o esgotamento das sobras na UHE Tucuruí, o que geralmente ocorre a partir de julho. A Tabela 8 apresenta os recebimentos necessários para atendimento à carga, considerando a geração hidráulica correspondente à defluência mínima de 1100m³/s em Sobradinho, associada a restrições ambientais, e a oferta emergencial máxima.

Vale registrar que para 2002/2003, não foi considerada restrição de descarga mínima em Sobradinho, sendo a geração hidráulica calculada como aquela necessária para o atendimento à carga.

A Tabela 9 apresenta os recebimentos correspondentes ao atendimento à carga sem oferta emergencial, o que requer o intercâmbio máximo e a geração hidráulica complementar para o atendimento à carga, com limite inferior estabelecido pela defluência de 1100m³/s em Sobradinho.

Tabela 7 NE – Fluxo Máximo (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	1000	1000	1445	1615	1615	1615	1700	1700	1700	1785	1785	1785	1562
2004	1828	1828	1828	1828	1828	1828	1913	1913	1913	1913	1913	1913	1871

No Anexo II está indicado o cronograma da expansão da transmissão e os valores limites associados

Tabela 8 NE recebimento de energia (MWmed) – Respeitando Defluência 1100 m³/s e Com OE

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	1000	1000	1445	1500	1240	1030	970	1120	1220	1490	1560	1160	1228
2004	1160	1300	1330	1260	1320	1150	1080	1240	1340	1630	1700	1570	1340

Tabela 9 NE recebimento de energia (MWmed) – Sem OE

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	1000	1000	1445	1615	1615	1615	1700	1700	1700	1785	1785	1785	1562
2004	1828	1828	1828	1828	1828	1828	1913	1913	1913	1913	1913	1913	1871

4.2 Obtenção das Curvas de Aversão a Risco

Com base nas premissas explicitadas, determinaram-se os armazenamentos mínimos necessários para que, na hipótese de repetição das afluições de 2001 na Região Nordeste, em nenhum mês do biênio 2003/2004 o armazenamento equivalente do subsistema seja inferior ao seu nível mínimo de segurança. Os resultados, que constituem a Curvas Bianuais de Aversão a Risco da Região Nordeste para o biênio 2003/2004, são apresentados na Figura 1 e nas Tabelas 10 e 11.

Figura 1 Curvas Bianuais de Aversão a Risco para a Região Nordeste – 2003/2004

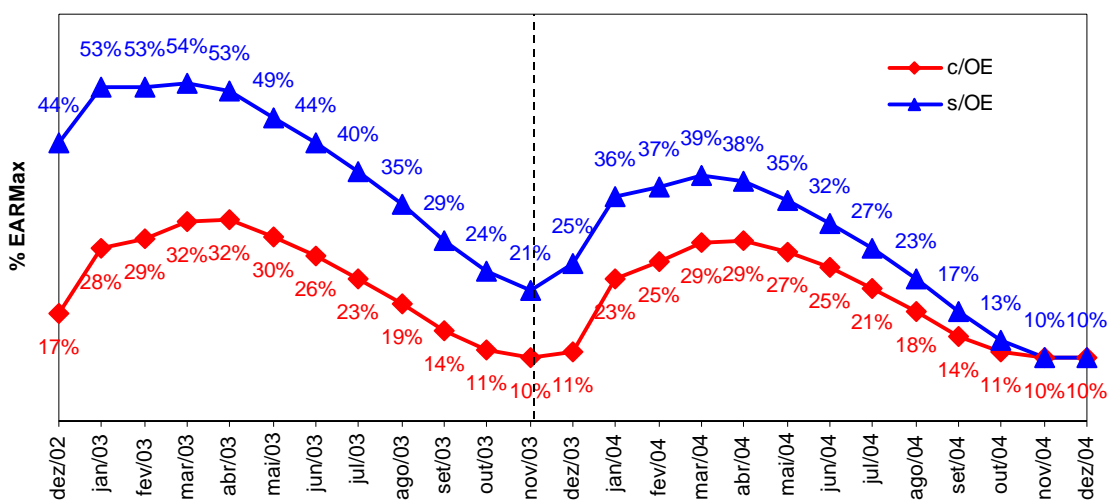


Tabela 10 NE – Curva Bianaual de Aversão a Risco 2003/2004 (% Earmax) – Com OE

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17%
2003	28%	29%	32%	32%	30%	26%	23%	19%	14%	11%	10%	11%
2004	23%	25%	29%	29%	27%	25%	21%	18%	14%	11%	10%	10%

Tabela 11 NE – Curva Bianaual de Aversão a Risco Superior 2003/2004 (% Earmax) – Sem OE

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44%
2003	53%	53%	54%	53%	49%	44%	40%	35%	29%	24%	21%	25%
2004	36%	37%	39%	38%	35%	32%	27%	23%	17%	13%	10%	10%

Para pronta referência, a título de sensibilidade, é montado no Anexo III a Curva de Aversão a Risco para a região Nordeste, considerando, para o biênio 2003/2004, o nível mínimo de segurança de 5%, valor adotado para a Curva de Aversão 2002/2003.

5 Região Sudeste / Centro-Oeste

5.1 Premissas e Dados Específicos

A seguir, são apresentadas as premissas e os dados utilizados, destacando-se as mudanças nas premissas adotadas na atualização da Curva Bianaual de Aversão a Risco para 2002/2003.

- Nível mínimo de segurança

- Foi considerada a garantia de nível mínimo de segurança para o biênio 2003/2004, correspondente a 10%-10%, respectivamente, do armazenamento máximo da região.

- Afluências

Para as regiões Sudeste/Centro-Oeste foram consideradas para o biênio 2003/2004 as mesmas premissas adotadas para a Curva de Aversão 2002/2003, ou seja, afluências mensais equivalentes à média das ocorridas nos quatro biênios mais críticos para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste (1933/1934, 1953/1954, 1954/1955, 1955/1956). As energias naturais afluentes correspon-

dentos são apresentadas nas tabelas 12 e 13 a seguir em % da Média de Longo Termo (MLT) e MWmed.

Tabela 12 SE/CO – Energia natural afluyente em %MLT

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	67%	61%	58%	73%	78%	77%	72%	69%	66%	66%	66%	72%	68%
2004	65%	54%	58%	63%	81%	88%	77%	82%	69%	58%	61%	77%	67%

Tabela 13 SE/CO – Energia natural afluyente em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	31720	30499	27058	25587	20418	17306	13376	10777	10328	12539	15641	25286	20045
2004	30838	27056	27114	22127	21248	19818	14335	12835	10821	11043	14486	27098	19902

- Carga Própria

- A carga do subsistema Sudeste/Centro-Oeste considerada no estudo está detalhada na Tabela 14. A média para 2003 é de 25713 MWmed, o que representa um acréscimo de 3,8% em relação à carga verificada em 2002. Para 2004 a média prevista é de 26827 MWmed.

Tabela 14 SE/CO – Carga em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	24630	25355	25806	25694	25488	25433	25543	25947	26075	26533	26289	25765	25713
2004	25697	26453	26923	26807	26591	26534	26649	27070	27204	27682	27428	26881	26827

- Geração Térmica

A Tabela 15 apresenta o despacho de geração térmica global adotado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 15 SE/CO – Geração térmica global (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	5339	5411	4850	4741	5494	5682	5957	5981	5629	5639	5996	6006	5561
2004	5696	5925	6364	6364	6458	6458	6458	6458	6458	6458	6458	6458	6334

- Geração Térmica não integrante da Oferta Emergencial

Para a expansão da oferta termelétrica para 2002/2003, foi adotado um atraso de 90 dias para as térmicas do PPT. Para 2003/2004, esse atraso foi desconsiderado em vista da formalização dos cronogramas de obras informados pela ANE-EL, segundo procedimentos estabelecidos pela Resolução GCE nº 109.

Como fator de utilização das térmicas para 2002/2003 foi adotado o valor de 90%. Para 2003/2004, foi considerado um fator de 85% aplicado sobre a disponibilidade abatida de TEIF e IP, com base em experiência operativa.

A Tabela 16 apresenta o despacho de geração térmica não integrante da Oferta Emergencial, adotado para o subsistema SE/CO.

Tabela 16 SE/CO – Geração térmica não integrante da Oferta Emergencial (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	5006	5078	4517	4408	5161	5349	5624	5648	5296	5306	5663	5673	5228
2004	5363	5592	6031	6031	6125	6125	6125	6125	6125	6125	6125	6125	6001

O cronograma detalhado encontra-se no Anexo IV.

- Geração Térmica Emergencial

A Oferta Emergencial corresponde ao conjunto de usinas térmicas contratadas pela CBEE.

Para 2002/2003, foi adotado um atraso de 60 dias na implantação da Oferta Emergencial. Para 2003/2004, não foi considerado atraso, tendo em vista que toda a Oferta Emergencial já está instalada.

Para 2002/2003, foi adotado um fator de utilização de 100% da Oferta Emergencial. Para 2003/2004, foi considerado um fator de 85% aplicado sobre a disponibilidade, para contemplar perdas não programadas de geração.

A Tabela 17 apresenta o despacho de geração emergencial considerado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, correspondente a 85% de sua disponibilidade térmica emergencial.

Tabela 17 SE/CO – Geração térmica emergencial (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333
2004	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333

As usinas integrantes da Oferta Emergencial estão detalhadas no Anexo V.

- Intercâmbios entre a região Sudeste / Centro-Oeste e as demais regiões

- Para 2002/2003 foram adotados os limites de intercâmbio considerando o critério de contingência simples. Para 2003/2004, foi aplicado um fator de segurança de 85%, aos limites elétricos, com base na experiência operativa, de forma a levar em conta os desligamentos.
- Foi considerada a complementação do suprimento para o Nordeste devido à incapacidade de exportação máxima por parte da região Norte, em janeiro e fevereiro de 2003, decorrente do rebaixamento de Tucuruí para retirada da ensecadeira e prosseguimento da implementação da 2ª fase – Tucuruí II;
- No segundo semestre, foi considerada a exportação para o Nordeste, complementando os montantes estipulados na CAR daquela região;
- O recebimento de energia proveniente da região Sul foi limitado ao menor valor entre a capacidade de suprimento da região Sul na série hidrológica da curva de aversão a risco da regiões Sudeste/Centro-Oeste e o limite de transmissão Sul-Sudeste, com fator de segurança de 85%;

O recebimento proveniente do Sul, indicado na Tabela 18, reflete a limitação da transmissão e a capacidade de fornecimento ou necessidade de recebimento dessa região.

Tabela 18 SE/CO – Recebimento proveniente do Sul (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	800	800	800	800	2.400	2.400	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	2.400	1.608
2004	-540	-540	-540	2850	2850	2850	3650	3650	3650	3650	3650	3000	2348

5.2 Obtenção das Curvas de Aversão a Risco

Com base nas premissas explicitadas, determinaram-se os armazenamentos mínimos necessários para que em nenhum mês do biênio 2003/2004 o armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste seja inferior ao seu nível mínimo de segurança. Os resultados, que correspondem à alternativa aprovada pelo Conselho de Administração do ONS, correspondente à média dos biênios 1933/1934, 1953/1954, 1954/1955 e 1955/1956, constituem as CARs das Regiões Sudeste/Centro-Oeste para o biênio 2003/2004 e são apresentados na Figura 2 e Tabelas 19 e 20.

Figura 2 Curvas Bianuais de Aversão a Risco para a Região SE/CO – 2003/2004

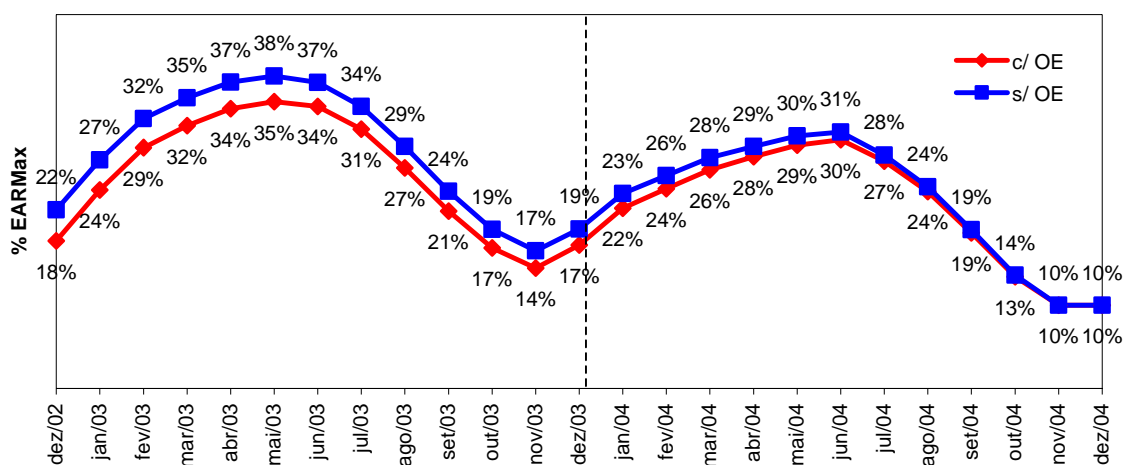


Tabela 19 SE/CO – Curva Bianaual de Aversão a Risco 2003/2004 (% Earmax) – Com Oferta Emergencial

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18%
2003	24%	29%	32%	34%	35%	34%	31%	27%	21%	17%	14%	17%
2004	22%	24%	26%	28%	29%	30%	27%	24%	19%	13%	10%	10%

Tabela 20 SE/CO – Curva Bianaual de Aversão a Risco 2003/2004 (% Earmax) – Sem Oferta Emergencial

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22%
2003	27%	32%	35%	37%	38%	37%	34%	29%	24%	19%	17%	19%
2004	23%	26%	28%	29%	30%	31%	28%	24%	19%	14%	10%	10%

6 Regiões Sul e Norte

6.1 Região Sul

6.1.1. Premissas e Dados Específicos

Apresentamos, a seguir, premissas e dados de entrada que foram considerados para a realização da simulação, contemplando níveis mínimos de segurança, carga, afluências, geração térmica máxima, limites de intercâmbio e obras de expansão de geração e de transmissão:

- Nível mínimo de segurança

- Foi considerada a garantia de nível mínimo de segurança, para o biênio 2003/2004, correspondente a 10%-10% do armazenamento máximo da região, necessários para se evitar a operação a fio d'água.

- Afluências

- Para a região Sul foi adotado, para o biênio 2003/2004, a série hidrológica crítica 1944/1945, que corresponde a afluências de 40% MLT conforme mostrado na Tabela 21;

Tabela 21 Energia Natural Afluente em %MLT (referentes a 65% de armazenamento)

	Jan	Fev	Már	Abr	Mai	Jun	Jul	Agô	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
1944	80	43	107	52	21	26	21	15	24	19	56	59	40
1945	21	37	61	31	18	24	81	42	33	36	37	49	40

- As Energias Naturais Afluentes ao subsistema Sul para o biênio mais desfavorável -1944/1945, em MWmed, estão apresentadas na Tabela 22:

Tabela 22 Energia Natural Afluente em MWmed

	Jan	Fev	Már	Abr	Mai	Jun	Jul	Agô	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
1944	3626	2198	4843	2144	1095	1619	1365	873	1688	1519	3251	2723	2245
1945	954	1909	2772	1269	947	1488	5378	2467	2289	2895	2118	2250	2228

- Carga própria

- A carga do subsistema Sul em MWmed adotada no estudo, considerando a ENERSUL na região Sudeste, está detalhada. A média para 2003 é de 7075 MWmed, o que representa um acréscimo de 5,7% em relação à carga verificada em 2002. Para 2004, a média prevista é de 7486 MWmed.

Tabela 23 Carga em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	7056	7182	7318	7121	7003	6981	6959	6989	6930	6992	7107	7266	7075
2004	7466	7599	7743	7535	7410	7386	7363	7395	7332	7399	7520	7688	7486

- Geração Térmica

A Tabela 24 apresenta o despacho de geração térmica adotado para o subsistema Sul, para 2003/2004, sendo que, em 2003, também foram contempladas as manutenções informadas pelos agentes e incluída manutenção na UTE Uruguiana em julho de 2003.

Tabela 24 Geração Térmica não integrante da Oferta Emergencial (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	1987	1969	1965	1975	1967	1964	1571	1944	1937	1848	1949	1951	1919
2004	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925

Os Anexos VI e VII indicam, para 2003 e 2004, respectivamente, os montantes considerados por usina.

- Importação de energia

- A configuração de Interligações Internacionais para 2003 e 2004 é apresentada a seguir.

Acaray: 47 MW
Argentina: 2116 MW
Total: 2163 MW

O valor considerado para a CAR (Total x 0,85) é de 1838 MWmed

• Capacidade de Transmissão

Os limites de Intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste durante o período 2003-2004 estão descritos abaixo:

S-SE:

2003: 1904 MWmed (janeiro e fevereiro), 2827 MWmed (março a junho e dezembro) e 3908 MWmed (julho a novembro)

2004: 3461 MWmed (janeiro a junho e dezembro) e 4546 MWmed (julho a novembro)

SE-S:

2003: 2925 MWmed (janeiro e fevereiro) e 4567 MWmed (março a dezembro)

2004: 4567 MWmed (janeiro a dezembro)

As obras de expansão do sistema de transmissão que acarretam aumento dos limites a partir de março de 2003 são LT 500 kV Bateias-Ibiúna C.1 e C.2 com compensação série e reconversão para 500 kV da LT Ibiúna-Campinas atualmente operando em 345 kV e 1º e 2º transformadores 500/345 kV – 750 MVA de Ibiúna.

Embora os limites Sudeste-Sul a partir de março/2003 atinjam valores de até 4567 MWmed, o máximo recebimento do sul é equivalente a 55% de sua carga, devido a fatores de estabilidade elétrica de ordem dinâmica, que, entretanto, não se mostram restritivos.

6.1.2 Obtenção da Curva de Aversão a Risco

A Tabela 25 apresenta o resultado de simulações onde se determinou qual o intercâmbio que seria necessário para que o subsistema **Sul permanecesse sempre em 10% de armazenamento**. A existência de solução para esse problema garante que a curva bianual de aversão a risco para 2003/2004 poderia ser inicialmente considerada como o valor de 10% todos os meses, o que seria suficiente para garantir o atendimento na ocorrência, a partir de 2003, do biênio histórico 1944/1945.

Tabela 25 Intercâmbios Sudeste-Sul para 2003 e 2004 (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média
2003	-910	690	-1810	710	1740	1180	1860	2010	1110	1500	-270	510	693
2004	2150	1340	580	1950	2240	1680	-2410	630	770	260	1270	1510	998

Tendo em vista que os valores de intercâmbio resultantes dos estudos foram sempre muito inferiores aos limites de transmissão adotados e até mesmo aos de máximo recebimento devido à estabilidade dinâmica, inclusive com a ocorrência de inversão do fluxo SE/S, conclui-se que, para a região Sul, mesmo na ocorrência de afluições correspondentes ao biênio mais crítico do histórico, será suficiente manter um nível mínimo de segurança do reservatório equivalente de 10%, ao longo do ano, como alternativa operativa para a Curva de Aversão a Risco.

6.2 Região Norte

6.2.1 Premissas e Dados Específicos

- O reservatório de Tucuruí, na região Norte, para o período 2003-2004, é capaz de atingir no decorrer do período úmido 100% de sua energia armazenada em todas as seqüências hidrológicas disponíveis no histórico de afluições. Esse fato indica ser desnecessária simulação bianual para determinação da curva de aversão, devendo-se, em troca, avaliar condições de atendimento ao final do período seco de cada ano. Destaca-se que a partir de 2003, com a entrada das unidades de Tucuruí II, a região Norte torna-se auto-suficiente no atendimento à demanda. Dessa forma, a aversão a risco nessa região deve consistir na garantia de níveis mínimos de armazenamento no Reservatório de Tucuruí, de forma a assegurar o atendimento mesmo no eventual atraso do início do período úmido, quando se dá o enchimento do reservatório. Para tal, utilizou-se a pior hidrologia do histórico no período seco, que corresponde ao ano de 1963, quando se verificou afluições de 75% MLT em termos anuais, sendo 55% MLT no 2º semestre, com 32% MLT em dezembro, caracterizando atraso do início do período úmido.

Assim para o ano de 2003, a simulação para essa condição hidrológica resulta na necessidade de níveis de 24% ao final de novembro, de forma a se garantir o nível mínimo de segurança de 5% ao final de dezembro. A simulação dessa série no período anterior a novembro, com intercâmbio nulo no período julho-dezembro proporcionam o atingimento desses níveis-meta. Ressalta-se que no período anterior a novembro deverá se praticar intercâmbios de forma a garantir esse requisito de armazenamento, maximizando-se a produção de energia na região Norte. Para o ano de 2004 esta mesma estratégia deverá ser adotada.

- Intercâmbio com sazonalidade devido às características hidrológicas do rio Tocantins com exportação máxima possível no período úmido (Jan-Jun) e intercâmbio nulo no período seco(Jul-Dez).

450MWmed	Jan/Fev-2003
1000MWmed	Mar/Jun-2003
1300MWmed	Jan/jun-2004

Durante os meses de Janeiro e Fevereiro de 2003, considerou-se a capacidade de exportação reduzida devido ao esvaziamento do reservatório de Tucuruí para retirada da ensecadeira associada à obra da segunda fase da usina - Tucuruí II.

- Manteve-se, no presente estudo, o perfil típico de vazões turbinadas em Serra da Mesa. Devido às altas afluições incrementais a jusante de Serra da Mesa durante o período úmido, bem como o esvaziamento de Tucuruí na grande maioria de observações históricas de período seco, o perfil típico de defluências, em Serra da Mesa, corresponde à geração de uma e três máquinas para os períodos úmido e seco, respectivamente.

6.2.2 Obtenção da Curva de Aversão a Risco - CAR

A Aversão a Risco da região Norte é caracterizada pela preservação de níveis limites mínimos de armazenamentos nos meses de novembro e dezembro, correspondentes a 24% e 5% do armazenamento em Tucuruí em 2003 e 26% e 5% em 2004.

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 1	Curvas Bianaais de Aversão a Risco para a Região Nordeste – 2003/2004	12
Figura 2	Curvas Bianaais de Aversão a Risco para a Região SE/CO – 2003/2004	17

Tabelas

Tabela 1	NE – Energia natural afluyente em %MLT	8
Tabela 2	NE – Energia natural afluyente em MWmed	8
Tabela 3	NE – Carga em MWmed	9
Tabela 4	NE – Geração térmica global (MWmed)	9
Tabela 5	NE – Geração térmica não integrante da oferta emergencial (MWmed)	10
Tabela 6	NE – Geração térmica emergencial (MWmed)	11
Tabela 7	NE – Fluxo Máximo (MWmed)	11
Tabela 8	NE recebimento de energia (MWmed) – Respeitando Defluência 1100 m³/s e Com OE	12
Tabela 9	NE recebimento de energia (MWmed) – Sem OE	12
Tabela 10	NE – Curva Bianaal de Aversão a Risco 2003/2004 (% Earmax) – Com OE	12
Tabela 11	NE – Curva Bianaal de Aversão a Risco Superior 2003/2004 (% Earmax) – Sem OE	13
Tabela 12	SE/CO – Energia natural afluyente em %MLT	14
Tabela 13	SE/CO – Energia natural afluyente em MWmed	14
Tabela 14	SE/CO – Carga em MWmed	14
Tabela 15	SE/CO – Geração térmica global (MWmed)	14
Tabela 16	SE/CO – Geração térmica não integrante da Oferta Emergencial (MWmed)	15
Tabela 17	SE/CO – Geração térmica emergencial (MWmed)	16
Tabela 18	SE/CO – Recebimento proveniente do Sul (MWmed)	16
Tabela 19	SE/CO – Curva Bianaal de Aversão a Risco 2003/2004 (% Earmax) – Com Oferta Emergencial	17
Tabela 20	SE/CO – Curva Bianaal de Aversão a Risco 2003/2004 (% Earmax) – Sem Oferta Emergencial	17
Tabela 21	Energia Natural Afluyente em %MLT (referentes a 65% de armazenamento)	18
Tabela 22	Energia Natural Afluyente em MWmed	18
Tabela 23	Carga em MWmed	19
Tabela 24	Geração Térmica não integrante da Oferta Emergencial (MWmed)	19
Tabela 25	Intercâmbios Sudeste-Sul para 2003 e 2004 (MWmed)	20

Anexo I – Geração Térmica Integrante da Oferta Emergencial – Região Nordeste

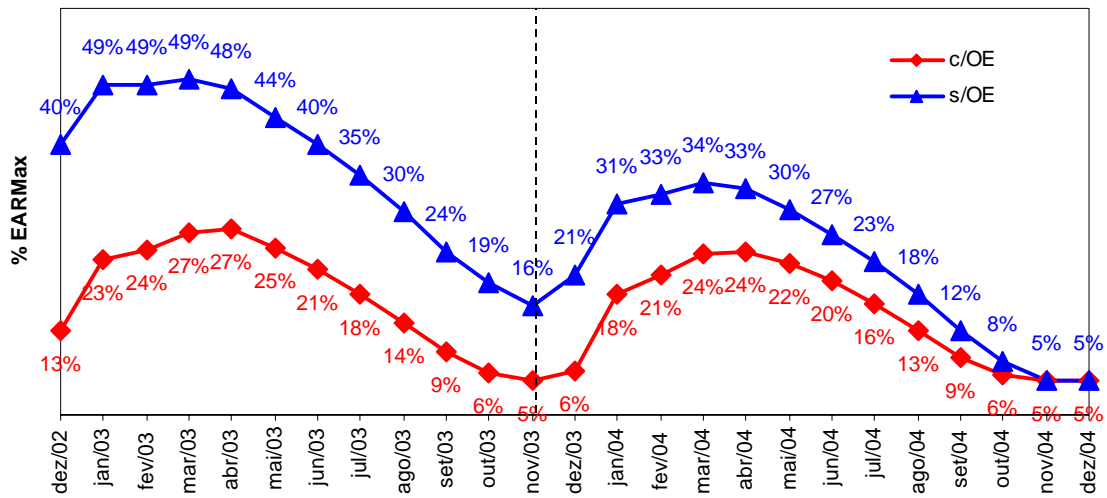
Usina	Potência (MW)
Altos	13
Aquiraz	13
Aracati	11
Bahia I	31
Baturité	11
Breitener	154
Cabo	5
Cagece	14
Campo Maior	13
Carrapicho	19
Caucaia	13
Coluna	9
Crato	13
Dest JB	18
Dist Ind I	19
Dist Ind II	19
Enguia Pecem	13
Giasa	18
Iguatu	13
Ipojuca	5
Itaenga	20
Jaboti	13
Jaguarari	100
Jardim Brasympe	60
Juazeiro	13
Lagarto	14
Marambaia	13
Maranguape	16
Marituba	16
Nazária	13
Nordeste Generation	169
Pacajus	9
Paraipaba	13
Parnamirim	93
Peri Peri	16
Petrolina	128
Polo	16
Porto	5
Prazeres	5
R Largo Bra	168
Rio Formoso	5
Suape	5
TEP	48
Termocabo	48
TOTAL	1431

Anexo II – Cronograma de Expansão da Transmissão

OBRA	PERÍODO	LIMITE DE RECEBIMENTO PELO NORDESTE	VALORES PARA A CURVA DE A- VERSÃO A RISCO (85% do limite)
-----	Atual	1000 MW + 150 MW (*)	1000 MW
Tucuruí – P. Dutra C3	Janeiro e Fevereiro/03	1000 MW + 150 MW (*)	1000 MW
Sudeste-Nordeste (completa)	Março/03	1700 MW	1445 MW
P. Dutra-Teresina C2	Abril a Junho/03	1900 MW	1615 MW
Mudança de cenário (Sudeste Exportador)	Julho a Setembro/03	2000 MW	1700 MW
Conclusão do 500 kV para Fortaleza	Outubro/03 a Dezembro/04	2100 MW	1785 MW
2ª Etapa Norte-Sul II	Janeiro/04 a Junho/04	2150	1828
Mudança Cenário SE Exportador	Julho/04 a Dezembro/04	2250	1913

(*) 1º trecho da interligação Sudeste-Nordeste (S. Mesa-B.J.Lapa-Ibiocara) suprindo parte das cargas do sudoeste da Bahia

Anexo III – Curva Bianaual de Aversão a Risco para a Região Nordeste – 2003/2004 – 5%-5%



Anexo IV - Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial -
Região Sudeste/Centro-Oeste

DATA	USINA	UNIDADE	POTÊNCIA (MW)
1/jan/03	Corumbá	1/1	88
1/jan/03	Nova Piratininga	2/3	200
1/jan/03	Termorio	1/6	246,5
1/jan/03	Três Lagoas	1 a 4/6	240
1/fev/03	Termorio	2/6	246,5
1/jun/03	Norte Fluminense	1/4	158
1/jul/03	Norte Fluminense	2/4	158
1/jul/03	Termorio	3/6	246,5
1/out/03	Norte Fluminense	3/4	158
1/dez/03	Termorio	4/6	176,8
1/fev/04	Termorio	4/6	123,3
1/mar/04	Norte Fluminense	4/4	251
1/mai/04	Termorio	4/6	123,3

Obs.: Foi considerada uma geração térmica existente em 31/12/2002 de 5.764 MW.

Anexo V - Geração Térmica Integrante da Oferta Emergencial - Região Sudeste-Centro-Oeste

Usina	Potência (MW)
Arjona45	62
Carapina Bra	40
Civit Bra	20
Cocal	18
Daia	44
PIE-RP	19
Ponta de Ubu	40
Sete Lagoas	64
Tubarão	40
Xavantes	48
TOTAL	392

Anexo VI - Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial -
Região Sul - 2003

2003	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Alegrete	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Araucária	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
Canoas	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
Charqueadas	59	59	59	59	59	59	59	59	59	42	34	56
Figueira	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Jorge Lacerda A1	55	55	29	41	31	28	44	55	55	55	55	55
Jorge Lacerda A2	118	97	118	118	118	118	118	67	59	84	99	118
Jorge Lacerda B	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	207
Jorge Lacerda C	348	348	348	348	348	348	348	348	348	236	348	348
Nutepa	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Presidente Médici A	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Presidente Médici B	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
São Jerônimo	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Uruguaiana	478	478	478	478	478	478	0	478	478	478	478	478
GTmax	2338	2317	2312	2323	2314	2310	1849	2287	2279	2174	2293	2295
GTmax efetiva (GTmax X 0,85)	1987	1969	1965	1975	1967	1964	1571	1944	1937	1848	1949	1951

Anexo VII - Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial -
Região Sul - 2004

2004	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Alegrete	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Araucária	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
Canoas	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
Charqueadas	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Figueira	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Jorge Lacerda A1	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Jorge Lacerda A2	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Jorge Lacerda B	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219
Jorge Lacerda C	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
Nutepa	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Presidente Médici A	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Presidente Médici B	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
São Jerônimo	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Uruguaiana	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478
GTmax	2265	2265	2265	2265	2265	2265	2265	2265	2265	2265	2265	2265
GTmax efetiva (GTmax X 0,85)	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925	1925