



Operador Nacional do Sistema Elétrico

**ATUALIZAÇÃO DAS CURVAS
BIANUAIS DE AVERSÃO A
RISCO PARA O SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL -
PARA O BIÊNIO 2003/2004 -
REVISÃO 3**

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

ONS NT 084/2003

**ATUALIZAÇÃO DAS CURVAS
BIANUAIS DE AVERSÃO A
RISCO PARA O SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL -
PARA O BIÊNIO 2003/2004 -
REVISÃO 3**

G:\NotasTecnicasGPO2\2003\Nota Técnica
084_2003_REVISÃO 3_Aversão 2003-2004.doc

Sumário

1	Introdução	5
2	Conclusões / Recomendações	6
2.1	Conclusão Geral	6
2.2	Região Nordeste	6
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 da Curva de Aversão a Risco	12
5	Região Sudeste / Centro-Oeste	14
5.1	Premissas e Dados Específicos	14
5.2	Obtenção da Curva de Aversão a Risco	17
6	Regiões Sul e Norte	19
6.1	Região Sul	19
6.1.1.1.	Premissas e Dados Específicos	19
6.1.2	Obtenção da Curva de Aversão a Risco	21
6.2	Região Norte	22
6.2.1	Premissas e Dados Específicos	22
6.2.2	Obtenção da Curva de Aversão a Risco	23
	Lista de figuras, quadros e tabelas	24
	Anexo I – Geração Térmica Integrante da Oferta Emergencial – Região Nordeste	25
	Anexo II – Cronograma de Expansão da Transmissão	26
	Anexo III – Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial – Região Nordeste	27
	Anexo IV – Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial – Região Sudeste/Centro-Oeste	28
	Anexo V – Geração Térmica Integrante da Oferta Emergencial – Região Sudeste-Centro-Oeste	29
	Anexo VI – Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial – Região Sul – 2003	30
	Anexo VII – Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial – Região Sul – 2004	31

1 Introdução

Em atendimento à Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, foi emitida em 17.12.2002 a Nota Técnica ONS-119/2002 – Revisão 1, que atualizou e complementou as NTs 012, 013 e 014/2002 que tratam das Curvas de Aversão ao Risco - CAR - para o Sistema Interligado Nacional, que tem 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.

A referida NT foi submetida ao processo de Audiência Pública AP nº 036/2002 e após análise das contribuições recebidas, a ANEEL orientou ao ONS efetuar alterações, conforme Ofício nº 028/2003-SRG/ANEEL.

Portanto, a presente revisão da NT ONS-119/2002 tem por objetivo atender àquela solicitação e apresentar as Curvas de Aversão ao Risco para o biênio 2003-2004, segundo orientações adicionais do Ofício nº 134/2003-SRG/ANEEL, de 16 de junho de 2003, que determinou os fatores de redução para geração térmica e importação de Energia, geração térmica emergencial e limite de transmissão entre subsistemas.

Além disso, foi atualizado o cronograma de obras de geração e transmissão, conforme o Programa Mensal de Operação – PMO de Julho/2003 e consideradas manutenções previstas em troncos de transmissão que afetam os intercâmbios entre subsistemas.

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.

Convém finalmente registrar que o Operador Nacional está ultimando estudos para formulação de mecanismo contemplando procedimentos operativos que definam, com a antecedência adequada o despacho de intercâmbios inter-regionais máximos e de geração térmica quando o nível de armazenamento do subsistema estiver com tendência de invadir a Curva de Aversão a Risco, para o que uma Curva de Aversão a Risco Superior é de fundamental importância, para garantir o atendimento ao SIN com maior segurança.

2 Conclusões / Recomendações

2.1 Conclusão Geral

- Para o adequado atendimento ao SIN, torna-se fundamental o cumprimento do cronograma de obras de geração e de transmissão, especialmente no que se refere à interligação Norte-Sul II.

2.2 Região Nordeste

- Propõe-se que seja adotada, para a região Nordeste, para o biênio 2003/2004, a Curva de Aversão a Risco indicada no item 4.2, que, mantidas as premissas, garante o pleno atendimento à carga da região, mesmo na hipótese de repetição em 2003 e 2004 das afluições do pior ano do histórico, mantendo-se o nível mínimo de segurança de 10%.
- Deverá ser dada ênfase ao acompanhamento das afluições 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, a Curva de Aversão a Risco, indicada no item 5.2, que, mantidas as premissas, garante o pleno atendimento à carga dessas regiões, mesmo na ocorrência das afluições correspondentes à média dos biênios 1933-1934, 1953-1954, 1954-1955 e 1955-1956, mantendo-se o nível mínimo de segurança de 10%.

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 da verificação de vazões extremamente elevadas no período úmido no rio Tocantins, que provocam todo ano a ocorrência sistemática de vertimentos, considerou-se a pior observação do histórico correspondente ao período seco, 55% MLT no segundo semestre, com 32% MLT em dezembro. Com essa hipótese, são necessários níveis de armazenamento no reservatório de Tucuruí em 30/novembro de 24% e 26% para os anos 2003 e 2004, respectivamente, de modo a assegurar nível mínimo de armazenamento no mesmo 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 de geração e transmissão conforme o Programa Mensal de Operação – PMO de Julho/2003;
- Carga de energia atualizada considerando os valores verificados entre janeiro e maio de 2003, e projeções para o restante do período 2003-2004, conforme a 1ª Revisão Quadrimestral do Mercado de Energia Elétrica elaborada pelo CTEM/CCPE e pelo ONS;
- Importação de Energia com fator de redução de 85%. Geração térmica não integrante da Oferta Emergencial com fator de redução de 85%, considerando o desempenho observado, após aplicação de TEIF e IP;
- Geração térmica emergencial, com fator de redução de 88%;
- Intercâmbios inter-regionais limitados a 90% do valor máximo, considerando o desempenho observado e 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.

- Nível mínimo de segurança

- Foi considerada a garantia de nível mínimo de segurança para o biênio 2003-2004, correspondente a 10% do armazenamento máximo da região, que corresponde a 14%, 8% e 10%, respectivamente do volume útil dos reservatórios das UHE's Três Marias, Sobradinho e Itaparica.
- Esse valor foi fixado em 10% EARmax, considerando as restrições hidráulicas e de inserção sócio-econômica e 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 para o úmido, no mês de dezembro.

- Afluências

Para a região Nordeste, foi adotada para o biênio 2003/2004, a repetição do ano 2001, que corresponde a afluências de 52% MLT, como 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 6032 MWmed, o que representa um acréscimo de 7,2% em relação à carga verificada em 2002. Para 2004, a média prevista é de 6271 MWmed.

Tabela 3 NE – Carga em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	6152	5959	5833	5988	5920	5769	5829	5922	6080	6246	6341	6351	6032
2004	6081	6155	6236	6161	6113	6035	6098	6196	6361	6534	6634	6645	6271

- Geração Térmica

A Tabela 4 apresenta a disponibilidade de geração térmica global adotada para o subsistema Nordeste, composto pelo somatório das térmicas não integrantes da oferta emergencial e da geração térmica emergencial.

Tabela 4 NE – Disponibilidade térmica global (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	1.077	1.077	1.141	1.518	1.487	1.541	1.534	1.679	1.679	1.701	1.755	1.755	1.495
2004	2.512	2.512	2.541	2.541	2.541	2.541	2.541	2.541	2.541	2.541	2.570	2.570	2.541

- Geração Térmica não integrante da Oferta Emergencial

Foi adotado o cronograma de obras informado pela ANEEL, segundo procedimentos estabelecidos pela Resolução GCE nº 109.

Foi considerado um fator de redução de 85% aplicado sobre a disponibilidade abatida de TEIF e IP.

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	223	223	223	277	277	331	324	469	469	491	545	545	367
2004	1.302	1.302	1.331	1.331	1.331	1.331	1.331	1.331	1.331	1.331	1.360	1.360	1.331

Cronograma detalhado encontra-se no Anexo III.

- Geração Térmica Emergencial

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

Foi considerado um fator de 88% aplicado sobre a disponibilidade, para contemplar perdas não programadas de geração.

A disponibilidade térmica considerada ao longo do período 2003/2004 foi baseada na implantação dos reforços, na Rede de Distribuição e Rede Básica, e na possibilidade de serem adotadas configurações alteradas, até que as melhorias sejam implantadas, para o despacho pleno e simultâneo das usinas térmicas emergenciais nos estados de Pernambuco, Ceará e Rio Grande do Norte, conforme descrito a seguir:

- o As disponibilidades dos meses de janeiro, fevereiro e março correspondem à declaração da CBEE para os respectivos PMO.
- o A disponibilidade adotada para o mês de abril, considerou os resultados dos testes realizados pela CBEE em março, com todas as usinas emergenciais da região Nordeste disponíveis para o despacho pleno e simultâneo, com exceção da UTE Destilaria JB, na área da CELPE.

- o De maio a junho foram consideradas disponíveis todas as usinas térmicas emergenciais da região Nordeste. A partir de julho, foram transferidas para atendimento do sistema isolado da região Norte as UTEs Dist. Industrial I (19 MWmed), Dist. Industrial II (19 MWmed), Jaboti (12,8 MWmed), além de parte de Maranguape (4,8 MWmed). Considerando este fato e a nova distribuição dos contratos das usinas da Ceará Geradora de Energia S/A - CGE, houve uma redução de 54 MWmed no montante de emergenciais.

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	854	854	918	1.241	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.129
2004	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210

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

- Recebimento de energia pela região Nordeste

Foi aplicado um fator de segurança de 90% aos limites elétricos, com base em levantamentos de desempenho, de forma a levar em conta os desligamentos programados e indisponibilidades de linhas de transmissão.

A Tabela 7 apresenta os intercâmbios adotados no estudo, que consideram o **Nordeste importador ao longo de todo o biênio**. Este recebimento deverá vir, preferencialmente, da Região Norte, onde 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.

Tabela 7 NE recebimento de energia (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	880	880	880	880	945	1665	1665	1.755	1.755	1.755	1.755	1.755	1.381
2004	1.755	1.755	1.845	1.845	1.845	1.845	1.845	1.845	1.845	1.845	1.845	1.845	1.830

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

4.2 Obtenção da Curva 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 Curva Bianual de Aversão a Risco da Região Nordeste para o biênio 2003/2004, são apresentados na Figura 1 e na Tabela 8.

Figura 1 Curva Bianual de Aversão a Risco para a Região Nordeste – 2003/2004

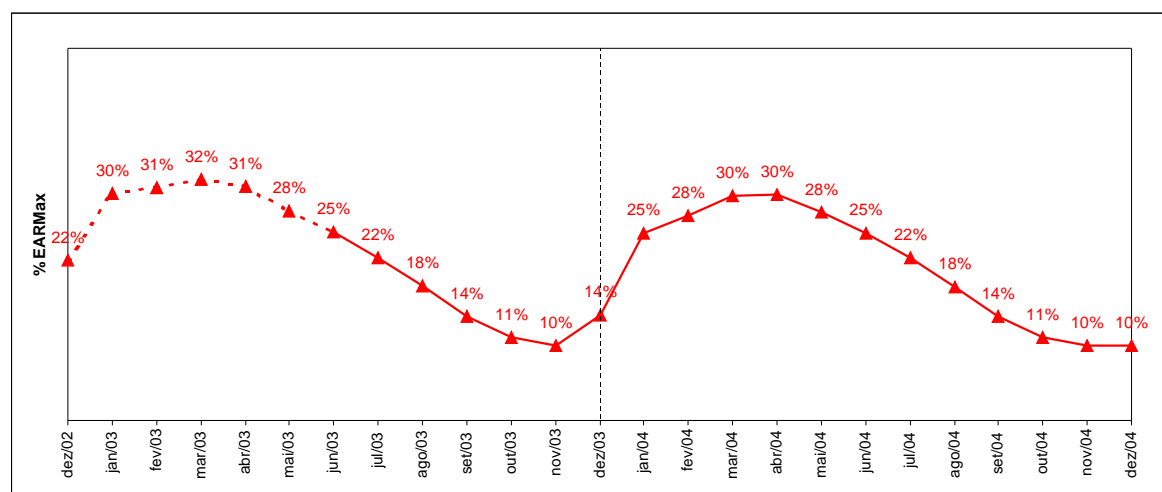


Tabela 8 NE – Curva Bianual de Aversão a Risco 2003/2004 (% EARMmax)

	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	30%	31%	32%	31%	28%	25%	22%	18%	14%	11%	10%	14%
2004	25%	28%	30%	30%	28%	25%	22%	18%	14%	11%	10%	10%

A Tabela 9 apresenta os valores de geração térmica necessários para atendimento à carga, na simulação para determinação da Curva de Aversão a Risco, considerando a geração hidráulica correspondente à defluência mínima de 1100m³/s em Sobradinho, associada a restrições ambientais, bem como, valores máximos de recebimento de energia pela região Nordeste.

Tabela 9 NE – Geração térmica global (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	1.077	1.077	1.141	1.518	1.534	1.246	1.308	1.086	1.244	1.411	1.503	1.513	1.305
2004	1.244	1.321	1.308	1.234	1.187	1.107	1.171	1.272	1.435	1.608	1.744	1.755	1.366

5 Região Sudeste / Centro-Oeste

5.1 Premissas e Dados Específicos

A seguir são apresentadas as premissas e os dados utilizados.

- Nível mínimo de segurança

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

- Afluências

Para as regiões Sudeste/Centro-Oeste foram consideradas para o biênio 2003/2004, 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 correspondentes são apresentadas nas tabelas 10 e 11 a seguir em % da Média de Longo Termo (MLT) e MWmed.

Tabela 10 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 11 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 12. A média para 2003 é de 26496 MWmed, o que representa um acréscimo de 6,9% em relação à carga verificada em 2002. Para 2004 a média prevista é de 27749 MWmed.

Tabela 12 SE/CO – Carga em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	25696	27512	26396	26256	25360	26154	26267	26683	26814	27286	27035	26496	26496
2004	26580	27362	27849	27728	27506	27446	27565	28001	28139	28634	28370	27805	27749

- Geração Térmica

A Tabela 13 apresenta o despacho de geração térmica global adotado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 13 SE/CO – Geração térmica global (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	4.656	4.472	4.395	3.481	3.972	4.584	4.502	5.538	5.506	5.324	5.561	6.076	4.839
2004	5.860	5.947	6.530	6.530	6.624	6.624	6.624	6.624	6.624	6.624	6.624	6.624	6.488

- Geração Térmica não integrante da Oferta Emergencial

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

A Tabela 14 apresenta o despacho de geração térmica não integrante da Oferta Emergencial, adotado para o subsistema SE/CO.

Tabela 14 SE/CO – Geração térmica não integrante da Oferta Emergencial (MWmed)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	4.311	4.127	4.050	3.135	3.621	4.232	4.151	5.187	5.155	4.973	5.210	5.725	4.490
2004	5.509	5.596	6.179	6.179	6.273	6.273	6.273	6.273	6.273	6.273	6.273	6.273	6.137

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 88% aplicado sobre a disponibilidade, para contemplar perdas não programadas de geração.

A Tabela 15 apresenta o despacho de geração emergencial considerado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, correspondente a 88% de sua disponibilidade térmica emergencial.

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

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	345	345	345	345	351	351	351	351	351	351	351	351	349
2004	351	351	351	351	351	351	351	351	351	351	351	351	351

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

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

- Foi aplicado um fator de redução de 90%, aos limites elétricos, com base em levantamentos de desempenho, de forma a levar em conta os desligamentos.

- 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 região Sudeste/Centro-Oeste e o limite de transmissão Sul-Sudeste, com fator de redução de 90%;

O recebimento proveniente do Sul, indicado na Tabela 16, reflete a limitação da transmissão e/ou a capacidade de fornecimento ou necessidade de recebimento dessa região.

Tabela 16 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	2800	2800	3050	3050	3050	1650	1400	1150	1846
2004	-540	-540	-540	2850	2850	2850	3200	3200	3200	3200	3200	3200	2178

5.2 Obtenção da Curva 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, correspondentes à média dos biênios 1933/1934, 1953/1954, 1954/1955 e 1955/1956, constituem a CAR das Regiões Sudeste/Centro-Oeste para o biênio 2003/2004 e são apresentados na Figura 2 e Tabela 17.

Figura 2 Curva Bianual de Aversão a Risco para a Região SE/CO – 2003/2004

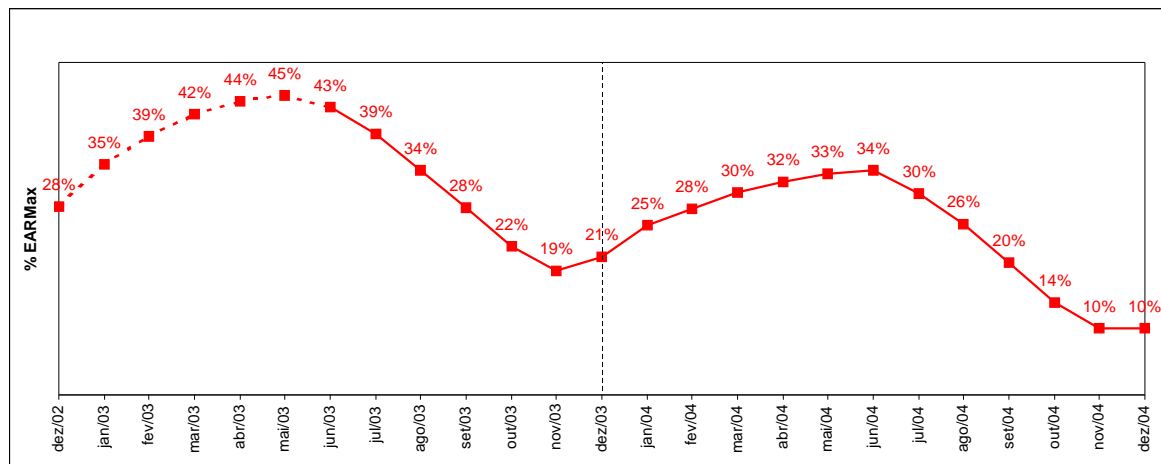


Tabela 17 SE/CO – Curva BIANUAL de Aversão a Risco 2003/2004 (% EARmax)

	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28%
2003	35%	39%	42%	44%	45%	43%	39%	34%	28%	22%	19%	21%
2004	25%	28%	30%	32%	33%	34%	30%	26%	20%	14%	10%	10%

6 Regiões Sul e Norte

6.1 Região Sul

6.1.1.1. 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% 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 18.

Tabela 18 Energia Natural Afluenta em %MLT (referentes a 65% de armazenamento)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agp	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 19.

Tabela 19 Energia Natural Afluenta em MWmed

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agp	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 na Tabela 20. A média para

2003 é de 7007 MWmed, o que representa um acréscimo de 4,7% em relação à carga verificada em 2002. Para 2004, a média prevista é de 7490 MWmed.

Tabela 20 Carga em MWmed

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2003	7032	7361	7078	6790	6597	6981	6959	6989	6930	6992	7107	7266	7007
2004	7469	7603	7747	7538	7414	7390	7367	7399	7336	7402	7524	7692	7490

- Geração Térmica

A Tabela 21 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.

Tabela 21 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), 3416 MWmed (março a setembro), 1876 MWmed (outubro), 1581 MWmed (novembro) e 1286 MWmed (dezembro)

2004: 1286 MWmed (janeiro e fevereiro) e 3565 MWmed (março a dezembro)

SE-S:

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

2004: 4567 MWmed (janeiro a dezembro)

Esses limites consideram, no período outubro/2003 a fevereiro/2004, a execução de serviços de reforços nas estruturas do tronco de 750 kV (LT Foz do Iguaçu-Ivaiporã – outubro/2003 e LTs Ivaiporã-Itaberá e Itaberá-Tijuco Preto - novembro/2003 a fevereiro/2004). O Anexo VIII indica os valores de recebimento pelo Sudeste e a geração típica de Itaipu 60 Hz, por patamar de carga, considerados para definição dos limites S-SE citados anteriormente.

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 22 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 22 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 aflúncias 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 aflúncias. 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 aflúncias 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

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 Curva Bianual de Aversão a Risco para a Região Nordeste – 2003/2004	12
Figura 2 Curva Bianual de Aversão a Risco para a Região SE/CO – 2003/2004	18

Tabelas

Tabela 1 NE – Energia natural afluyente em %MLT	9
Tabela 2 NE – Energia natural afluyente em MWmed	9
Tabela 3 NE – Carga em MWmed	9
Tabela 4 NE – Disponibilidade 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 recebimento de energia (MWmed)	11
Tabela 8 NE – Curva Bianual de Aversão a Risco 2003/2004 (% EARmax)	12
Tabela 9 NE – Geração térmica global (MWmed)	13
Tabela 10 SE/CO – Energia natural afluyente em %MLT	14
Tabela 11 SE/CO – Energia natural afluyente em MWmed	14
Tabela 12 SE/CO – Carga em MWmed	15
Tabela 13 SE/CO – Geração térmica global (MWmed)	15
Tabela 14 SE/CO – Geração térmica não integrante da Oferta Emergencial (MWmed)	16
Tabela 15 SE/CO – Geração térmica emergencial (MWmed)	16
Tabela 16 SE/CO – Recebimento proveniente do Sul (MWmed)	17
Tabela 17 SE/CO – Curva Bianual de Aversão a Risco 2003/2004 (% EARmax)	18
Tabela 18 Energia Natural Afluyente em %MLT (referentes a 65% de armazenamento)	19
Tabela 19 Energia Natural Afluyente em MWmed	19
Tabela 20 Carga em MWmed	20
Tabela 21 Geração Térmica não integrante da Oferta Emergencial (MWmed)	20
Tabela 22 Intercâmbios Sudeste-Sul para 2003 e 2004 (MWmed)	21

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

USINA	POTÊNCIA
Altos	13
Aquiraz	14,4
Aracati	11,5
Bahia I	30,6
Baturité	11,4
Breitener	153,8
Cabo	4,9
Cagece	14,4
Campo Maior	13
Carrapicho	18,6
Caucaia	13,1
Coluna	9,1
Crato	13,1
Dest JB	18
Enguia Pecem	13,1
Giasa	18
Iguatu	13,1
Ipojuca	4,9
Itaenga	20
Jaguarari	100,4
Jardim Brasympe	60
Juazeiro	13,1
Lagarto	14,4
Marambaia	13
Maranguape	11,2
Marituba	15,5
Nazária	13,1
Nordeste Generation	168,5
Pacajus	9,1
Paraipaba	12,8
Parnamirim	93
Peri Peri	15,5
Petrolina	128
Polo	15,5
Porto	4,9
Prazeres	4,9
R Largo Bra	168
Rio Formoso	4,9
Suape	4,9
TEP	48
Termocabo	48

Anexo II – Cronograma de Expansão da Transmissão

OBRA	PERÍODO	LIMITE DE RECEBIMENTO PELO NORDESTE	VALORES PARA A CURVA DE AVERSÃO A RISCO (90% do limite)
-----	Atual	1000 MWmed + 50 MWmed (*)	880 MWmed (**)
Tucuruí – P. Dutra C3	Janeiro a Abril/03	1000 MWmed + 50 MWmed (*)	880 MWmed (**)
P. Dutra-Teresina C2	Maio/03	1050 MWmed + 50 MWmed (*)	945 MWmed
Sudeste-Nordeste (completa)	Junho e Julho/03	1600 MWmed	1440 MWmed
Conclusão do 500 kV para Fortaleza	Agosto/03 a Fevereiro/04	1950 MWmed	1755 MWmed
Norte-Sul II	Março/04 a Dezembro/04	2050 MWmed	1845 MWmed

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

(**) Corresponde aos valores médios praticados no período

OBS: Os valores indicados na tabela anterior consideram a existência de excedentes energéticos na região Norte. Não havendo esses excedentes, antes da entrada em operação da Norte-Sul II, o recebimento máximo pela região Nordeste deverá considerar a exportação máxima pela região Sudeste/Centro-Oeste, que é da ordem de 1350 MWmed em julho/2003 e de 1600 MWmed no restante do período, sendo este último valor obtido a partir de melhoria do sistema de regulação de velocidade das UGs da UHE Tucuruí.

Anexo III - Geração Térmica não Integrante da Oferta Emergencial - Região Nordeste

DATA	USINA	UNIDADE	POTÊNCIA
1/jan/03	Camaçari	Desativação	-290
1/jan/03	Termoceaná	3/4	55
1/jan/03	Termoceaná	4/4	55
31/mar/03	Camaçari G	1/5	72
6/jun/03	Camaçari G	2/5	72
1/jul/03 (*)	Termobahia	1/2	190
1/out/03	Fafen	3/4	30
1/nov/03	Camaçari G	3/5	72
1/jan/04	Fafen	4/4	61,2
1/jan/04	Fortaleza	1/1	346,6
1/jan/04	Termopernambuco	1/1	637,5
1/mar/04	Camaçari G	4/5	47
1/nov/04	Camaçari G	5/5	47

(*) O Agente informou que não estará disponível neste mês.

Obs.: Foi considerada uma geração térmica existente em 31/12/2002 de 464 MW.

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

DATA	USINA	UNIDADE	POTÊNCIA
1/jul/03 (*)	Norte Fluminense	1/4	158
1/jul/03 (*)	Termorio	1/9	123,25
1/jul/03 (*)	Termorio	2/9	123,25
1/jul/03 (*)	Termorio	3/9	123,25
1/jul/03 (*)	Termorio	4/9	123,25
1/ago/03	Norte Fluminense	2/4	158
1/ago/03	Nova Piratininga	1/6	100
1/ago/03	Nova Piratininga	2/6	100
1/ago/03	Nova Piratininga	3/6	100
1/ago/03	Nova Piratininga	4/6	100
1/ago/03	Piratininga 3 e 4	Desativação	-136
1/ago/03	Três Lagoas	1/6	60
1/ago/03	Três Lagoas	2/6	60
1/ago/03	Três Lagoas	3/6	60
1/ago/03	Três Lagoas	4/6	60
1/set/03	Ibiritermo	2/3	85
1/set/03	Piratininga 3 e 4	Desativação	-136
1/out/03	Norte Fluminense	3/4	158
1/out/03	Termorio	5/9	123,25
1/out/03	Termorio	6/9	123,25
1/out/03	Termorio	7/9	176,8
1/dez/03	Santa Cruz Nova	1/3	200
1/jan/04	Santa Cruz Nova	2/3	200
1/fev/04	Nova Piratininga	5/6	95
1/fev/04	Nova Piratininga	6/6	95
1/fev/04	Termorio	8/9	123,25
1/mar/04	Norte Fluminense	4/4	251
1/mai/04	Termorio	9/9	123,25

(*) O Agente informou que não estará disponível neste mês.

Obs.: Foi considerada uma geração térmica existente em 31/12/2002 de 5.418 MW.

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

USINA	POTÊNCIA
Arjona45	62,5
Carapina Bra	40
Civit Bra	20
Cocal	21
Daia	44,1
PIE-RP	19,5
Ponta de Ubu	40
Sete Lagoas	64
Tubarão	40
Xavantes	48

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
Canoas	-	-	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
Uruguiana	478	478	478	478	478	478	0	478	478	478	478	478
GTmax	1766	1745	1880	1891	2314	2310	1849	2287	2279	2174	2293	2295
GTmax efetiva (GTmax X 0,85)	1501	1483	1598	1607	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

Anexo VIII - Limites de Recebimento pelo Sudeste por patamar

		LIM SUPR SUL (MW)	LIM REC SE (MW)	ITAIPU 60 Hz TÍPICO (MW)	FOLGA 60 Hz (MW)	LIMITES P/ PATAMAR (MW)	SUL-SE (MWmed)
jan e fev/03	P	3.200	6.700	5.700	1.000	1.000	1.904
	M	3.200	6.700	4.844	1.856	1.856	
	L	2.800	6.000	3.780	2.220	2.220	
mar e abr/03	P	3.500	8.400	5.700	2.700	2.700	3.416
	M	3.500	8.400	4.844	3.556	3.500	
	L	3.500	7.600	3.780	3.820	3.500	
mai a set/03	P	3.500	8.400	5.600	2.800	2.800	3.416
	M	3.500	8.400	4.735	3.665	3.500	
	L	3.500	7.600	3.950	3.650	3.500	
out/03	P	3.500	6.600	4.500	2.100	2.100	1.876
	M	3.500	6.600	4.500	2.100	2.100	
	L	3.500	6.000	4.500	1.500	1.500	
nov/03	P	3.500	6.300	5.600	700	700	1.581
	M	3.500	6.300	4.735	1.565	1.565	
	L	3.500	5.800	3.950	1.850	1.850	
dez/03 a fev/04	P	3.500	6.300	5.600	700	700	1.286
	M	1.000	6.300	4.735	1.565	1.000	
	L	3.500	5.800	3.950	1.850	1.850	
mar a mai/04	P	4.300	8.400	5.700	2.700	2.700	3.565
	M	4.800	8.400	4.844	3.556	3.556	
	L	4.600	7.600	3.780	3.820	3.820	
jun a dez/04	P	4.300	8.400	6.400	2.000	2.000	3.565
	M	4.800	8.400	4.704	3.696	3.696	
	L	4.600	7.600	3.780	3.820	3.820	