

**SUMÁRIO EXECUTIVO DO  
RELATÓRIO ONS-RE-3-048/03  
PLANEJAMENTO ANUAL DA  
OPERAÇÃO ENERGÉTICA –  
ANO 2003**

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

ONS RE-3-047/03

**SUMÁRIO EXECUTIVO DO  
RELATÓRIO ONS-RE-3-048/03  
PLANEJAMENTO ANUAL DA  
OPERAÇÃO ENERGÉTICA –  
ANO 2003**

## Sumário

1	<b>Apresentação</b>	4
2	<b>Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado</b>	6
3	<b>Conclusões</b>	8
3.1	<b>Conclusões Gerais</b>	8
3.2	<b>Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas</b>	8
3.3	<b>Conclusões da Avaliação com Séries Históricas</b>	10
3.4	<b>Atendimento à Ponta do Sistema</b>	10
4	<b>Aspectos Metodológicos</b>	11
5	<b>Premissas Adotadas</b>	12
5.1	<b>Condições Iniciais de Armazenamento</b>	12
5.2	<b>Expansão da Oferta</b>	12
5.2.1	<b>Evolução da Potência Instalada</b>	12
5.2.2	<b>Expansão das Interligações Inter-Regionais</b>	14
5.2.3	<b>Interligações com Países Vizinhos</b>	16
5.3	<b>Mercado de Energia Elétrica</b>	16
6	<b>Análise das Condições de Atendimento</b>	20
6.1	<b>Riscos de Déficit</b>	20
6.2	<b>Custos Marginais de Operação - CMOs</b>	24
6.3	<b>Análise com Séries Históricas</b>	26
6.4	<b>Atendimento à Ponta do SIN</b>	27
7	<b>Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN</b>	29
8	<b>Interligações Regionais</b>	31
	<b>ANEXO – Programa de Expansão da Geração</b>	32
	<b>Lista de figuras, quadros e tabelas</b>	34

## 1 **Apresentação**

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

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

Neste Sumário Executivo são apresentados as principais premissas e resultados do relatório “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003”, que dá início ao ciclo anual de 2003, englobando as análises para o período 2003/2007, destacando-se:

- **As seguintes premissas:**

- o cenário de referência de oferta consoante com a Resolução 109 da GCE e um cenário no qual foram considerados atrasos generalizados no cronograma de expansão de usinas, de 12 meses e 6 meses, respectivamente, para o bloco de usinas hidroelétricas e termelétricas;
- o “cenário de referência” e o “cenário alto” de mercado de energia elétrica utilizados para avaliação das condições de atendimento; e

- **Os seguintes resultados:**

- a) os riscos anuais de não atendimento à carga, considerando qualquer déficit e para valores maiores que 5 e 10% da carga, calculados para os cenários de oferta e mercado considerados, utilizando-se 2000 séries sintéticas;
- b) em complemento à avaliação com séries sintéticas, foi também verificada a possibilidade de ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2003/2007 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931/2001, incluindo a simulação da ocorrência do período crítico do SIN;
- c) os Custos Marginais de Operação – CMOs para os cenários considerados, utilizando-se 2000 séries sintéticas;
- d) uma análise simplificada do atendimento à demanda máxima, com base em balanço de ponta sistêmico, considerando-se as limitações de transmissão entre subsistemas.

Destaca-se que além destas informações que constam deste Sumário Executivo, são também apresentados no relatório completo todo o conjunto de premissas, dados e resultados, inclusive análises mais detalhadas das condições de atendimento e avaliações complementares referentes a curvas de permanência dos intercâmbios energéticos, de geração térmica e da energia armazenada.

O Relatório completo do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 está disponível no site do ONS no seguinte endereço:

[http://www.ons.org.br/ons/download/Plano\\_Energ\\_2003.zip](http://www.ons.org.br/ons/download/Plano_Energ_2003.zip)

## 2 Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado

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 item 4. Neste cenário a capacidade instalada no SIN deverá ter um acréscimo médio anual previsto de 2.453 MW no quinquênio, elevando-se dos 73.962 MW existentes em 31/12/2002 para 86.226 MW em 31/12/2007. Adicionalmente, também estão disponíveis para atendimento ao mercado de energia elétrica: a importação de 2.178 MW provenientes da Argentina; cerca de 5.500 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, do Paraguai, disponibilizada para o SIN; e, a partir de 2004, uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz, menos a parcela de carga da ANDE que deverá ser suprida por esta nova unidade. A participação termelétrica no total da potência considerada deverá evoluir de 14% em 2002 (10.223 MW) para 16% ao final de 2007 (13.580 MW). A evolução da potência instalada neste cenário é apresentada no Quadro 3.

O programa detalhado de expansão da geração, relacionando as datas de entrada em operação das usinas consideradas no período 2003/2007, está apresentado no Anexo. Para avaliar a sensibilidade dos resultados à variação da oferta foi definido ainda um Cenário de Atraso de Oferta, construído a partir das seguintes premissas genéricas:

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

A evolução da potência instalada para este cenário é apresentada no Quadro 4.

### Quanto ao Mercado de Energia Elétrica

Foram considerados dois cenários: o Cenário de Mercado Referência, com taxa de crescimento médio anual no período 2003/2007 de 5,3%, e o Cenário de Mercado Alto, no qual a taxa de crescimento médio no período atinge 6,6%, conforme Quadros 6 e 7 que apresentam os valores de mercado em MW médios. Des-

taca-se que ao final de 2007, no Cenário de Mercado Referência, as projeções indicam um atraso de cerca de dois anos na evolução do mercado de energia elétrica em relação às projeções realizadas antes do racionamento.

#### Cenários Analisados

Para avaliar a sensibilidade dos resultados à variação das premissas utilizadas foram analisados os cenários descritos a seguir:

- **Cenário de Referência** - considera Oferta de Referência e Mercado Referência, em conformidade com a Resolução 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.

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

Ressalta-se que na análise com séries sintéticas considerou-se os três cenários indicados, enquanto na análise com séries históricas abordou-se exclusivamente o cenário de referência.

### **3 Conclusões**

#### **3.1 Conclusões Gerais**

- a) As análises efetuadas com séries sintéticas permitem afirmar que as condições de atendimento energético ao SIN para o período 2003-2007 são satisfatórias, observando-se riscos de qualquer déficit em geral inferiores a 5%, sendo inferiores a 1% os riscos para profundidades de déficits superiores a 5% da carga.
- b) A análise com séries históricas, incluindo-se o período crítico, indica que o atendimento ao SIN não apresenta déficit para o período 2003-2006, sendo os pequenos déficits observados para 2007 administráveis com medidas operativas.
- c) Do ponto de vista energético, não se vislumbra no período 2003-2007, qualquer problema quanto ao atendimento à ponta do sistema.
- d) É importante ressaltar que, em função da melhora nas condições hidrológicas, bem como das políticas de operação adotadas, houve recuperação do estoque armazenado nos principais reservatórios do SIN, devendo atingir no final de abril de 2003 níveis de armazenamento suficientes para garantir o atendimento ao SIN no biênio 2003 – 2004. Para tal, foram determinantes a expansão da oferta, a redução do mercado, bem como a considerável expansão da transmissão nas interligações regionais.
- e) É importante registrar que estes resultados são fortemente influenciados tanto pela conjuntura vigente, caracterizada pelos níveis de armazenamento e pelas afluências passadas, como pela estrutura de oferta e demanda considerada. Entretanto o ONS acompanha permanentemente a realização dessas premissas, reavaliando as condições de atendimento do SIN quadrimestralmente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, ou mesmo excepcionalmente, em caso de alterações relevantes.

#### **3.2 Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas**

- a) os riscos de não atendimento ao mercado no SIN estão dentro dos limites normalmente aceitáveis pelo planejamento da expansão e da operação do Setor Elétrico Brasileiro, tanto para o Cenário de Referência como para os demais, conforme se pode constatar nos Quadros 8, 9 e 10, que apresentam os valores de risco de déficit calculados;

- b) para os Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, são inferiores a 1%. No Cenário com Mercado Alto atingem o valor máximo de 4,2% em 2007, na região Sul. No Cenário com Atraso de Oferta, seu valor máximo é de 5,3% em 2006, também na região Sul;
- c) para o Subsistema Nordeste os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atingem o valor máximo de 9,7% em 2003 e 4,1% em 2007. No Cenário com Mercado Alto os valores atingem 11,3% e 3,9%, para estes mesmos anos, e no Cenário com Atraso de Oferta, 10,9% em 2003. Destaca-se que são déficits de pequena profundidade, conforme pode ser constatado nos Quadros 10, 11, 12 e na Figura 6, que indicam probabilidades de no máximo 1,1% para ocorrência de déficits médios anuais superiores a 5% da carga em qualquer dos cenários;
- d) ressalte-se que os valores de risco de déficit com valores superiores a 5% verificados em 2003 não são significativos, pois observa-se que a estratégia inerente ao modelo de otimização empregado busca minimizar o custo total de operação do SIN. Para tal simula em sua estratégia cortes de carga de pequena monta para evitar cortes mais profundos e de custos mais elevados. Há então uma tendência de aumento do número absoluto de casos com déficits, associado à redução na quantidade de déficits de maior profundidade. No caso do Subsistema Nordeste em 2003, como pode ser visto na figura 6, a maioria absoluta dos déficits encontrados é inferior a 1% da carga média anual. Assim, ratifica-se que esses déficits de pequena monta não devem ser considerados, uma vez que na fase de operação são evitados, sem dificuldade, através de políticas operativas, principalmente com a efetivação de intercâmbios entre subsistemas. Esses resultados são corroborados pela análise com séries históricas apresentada no item 6.3, que não indica déficits em 2003. Além do mais, os valores de armazenamento já verificados em janeiro e a simulação com período crítico corroboram que riscos em 2003 são praticamente inexistentes, salvo se vier a ocorrer hidrologia mais severa do que a do ano 2001 no Nordeste;
- e) para o Subsistema Norte o risco de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atinge o valor máximo de 8,5% em 2003 e 2007. No Cenário com Mercado Alto este risco é de 8,8% e 14% nos mesmos anos, e no Cenário com Atraso de Oferta 10,8% em 2003. Da mesma forma que na região Nordeste, constata-se que esses déficits são de pequena profundidade, não devendo ser considerados. Os Quadros 8, 9, 10 indicam que a probabilidade do déficit anual ser maior que 5% da carga é inferior a 1,2% em todos os cenários. A Figura 7 mostra que a maioria absoluta dos

déficits encontrados em 2003 é inferior a 1% da carga média anual, sendo facilmente elimináveis por políticas específicas de geração térmica e intercâmbio; o mesmo é válido para 2007. Observe-se novamente que a análise com séries históricas não indica déficits em 2003, sendo que as mesmas observações feitas para o sistema Nordeste se aplicam para a região Norte no caso do risco de déficit no ano 2003;

- f) os custos marginais de operação médios anuais determinados para o período 2003-2007 são inferiores ao Valor Normativo, conforme indicado nas Figuras 11 e 12, sendo, em termos estruturais, a oferta considerada suficiente para o atendimento ao mercado.

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

### **3.3 Conclusões da Avaliação com Séries Históricas**

Para prover uma referência às análises com séries sintéticas, foi também verificada a ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2003/2007 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931/2001, de forma a garantir que os próximos 5 anos sejam simulados também com a ocorrência do período crítico do SIN.

- a) As avaliações não indicam déficits para o período 2003-2006, mesmo na ocorrência do período crítico.
- b) Em 2007, são detectados déficits de pequena magnitude em relação ao mercado. Tais déficits, que ocorreriam em caso de repetição das duas piores séries do histórico para as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste e somente na série mais crítica do Nordeste, poderiam ser eliminados com geração térmica adicional ou, caso não haja coincidência de condições desfavoráveis nos subsistemas, através de mudanças na política de intercâmbios.

### **3.4 Atendimento à Ponta do Sistema**

Não há qualquer risco de não atendimento à ponta do SIN no período 2003-2007; mesmo para o mês mais crítico foram verificadas sobras superiores à reserva de potência considerada, conforme indicado no Quadro 12.

#### 4 Aspectos Metodológicos

As avaliações energéticas são efetuadas com base em simulações com o Modelo NEWAVE, em sua versão 10.0, em consonância com o Módulo 7 dos Procedimentos de Rede do ONS - Planejamento da Operação Energética - e as diretrizes oriundas da Resolução 109 da GCE. Cabe observar que não foram consideradas as Curvas de Aversão ao Risco, uma vez que a versão do modelo que as contempla está em processo de validação na Força Tarefa ONS/MAE para posterior homologação pela ANEEL. A expectativa quanto a essa nova abordagem é que haja uma redução nos riscos de déficit mais elevados; em contrapartida, se elevariam os custos de operação.

Os riscos de déficit e Custos Marginais de Operação - CMOs - foram determinados empregando-se um conjunto de 2.000 séries sintéticas de energias afluentes. O cálculo dos riscos adotou, como condição inicial, os níveis de armazenamento dos reservatórios referidos a 31 de dezembro de 2002. Já o CMO não levou em conta as condições iniciais, de forma a permitir avaliar o equilíbrio entre oferta e demanda no quinquênio independentemente da conjuntura presente.

Em adição a esta abordagem, também foi avaliada a ocorrência de déficits ao se simular o sistema empregando séries históricas de afluências, repetindo para o quinquênio 2003-2007 cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931-2001. Cabe ressaltar que esta análise abrange a repetição do período crítico do SIN, que vai de maio/1949 a novembro/1956 ao longo do horizonte de estudos 2003-2007.

São consideradas nas simulações as restrições elétricas que limitam o intercâmbio entre subsistemas, as restrições hidráulicas e de uso múltiplo da água e os volumes de espera que condicionam a operação dos reservatórios.

## 5 Premissas Adotadas

Nos itens que seguem são apresentados os principais dados e premissas utilizados na elaboração do Planejamento Anual para 2003, englobando as condições iniciais de armazenamento, o mercado de energia elétrica e a configuração futura do parque gerador e das interligações entre subsistemas.

### 5.1 Condições Iniciais de Armazenamento

As avaliações energéticas efetuadas levam em conta a situação dos reservatórios em 31/12/2002, constantes do Quadro 1:

Quadro 1 - Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	31/12/2002
Sudeste/Centro-Oeste	42,8% E <sub>A</sub> MAX
Sul	98,0% E <sub>A</sub> MAX
Nordeste	18,4% E <sub>A</sub> MAX
Norte	12,4% E <sub>A</sub> MAX
Tucuruí	14,1% E <sub>A</sub> MAX

### 5.2 Expansão da Oferta

#### 5.2.1 Evolução da Potência Instalada

##### Oferta de referência

O programa de expansão da oferta de geração e de transmissão foi estabelecido com base na Resolução GCE nº109 e no cronograma de obras de geração e sistemas de transmissão para os próximos cinco anos indicado pela ANEEL. A observância dos princípios constantes da referida resolução implica numa hipótese conservadora de concretização de projetos de geração no período 2003/2007, na medida em que leva em conta somente projetos com construção iniciada e aqueles que não possuem impedimentos de nenhuma natureza para a entrada em operação nas datas previstas.

Com base nessas premissas, prevê-se uma evolução da capacidade instalada total no SIN de 73.962 MW em 2002 para 86.226 MW ao final de 2007, representando, em média, um acréscimo de 2.453 MW por ano. A participação termoelétrica, que era de 14% em 2002, deverá crescer para 16% ao final de 2007, conforme Quadros 2 e 3.

No Quadro 2, pode-se visualizar a evolução da potência incremental por tipo de fonte de geração. Neste contexto, destaca-se o término do programa de contratação de energia emergencial em 2005 e 2006, com uma redução total de 1825 MW.

**Quadro 2 - Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)**

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

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

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

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

O Quadro 3 apresenta a evolução da potência instalada total do SIN no período 2003/2007, por ano e por fonte de geração.

**Quadro 3 – Evolução da Potência Instalada (MW) - SIN**

TIPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica	57.438	59.911	61.408	63.366	65.576	65.646
Térmica PPT	1.797	5.925	7.454	7.454	7.454	7.454
Térmica Emergencial	1.825	1.825	1.825	926	0	0
Térmica Outras	4.594	4.119	4.119	4.119	4.119	4.119
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Itaipu Brasil	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
<b>Total Brasil</b>	<b>73.962</b>	<b>80.086</b>	<b>83.813</b>	<b>84.871</b>	<b>86.156</b>	<b>86.226</b>
Itaipu Paraguai	5.587	5.900	6.229	6.198	6.166	6.132
Importação Argentina	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
<b>Total disp. SIN</b>	<b>81.727</b>	<b>88.164</b>	<b>92.219</b>	<b>93.247</b>	<b>94.500</b>	<b>94.536</b>

O programa de expansão da geração no período janeiro de 2003 a dezembro de 2007, por aproveitamento, por ano e por região do SIN, encontra-se detalhado no Anexo.

## Cenário com atraso de oferta

Para a realização de algumas análises de sensibilidade, definiu-se ainda o Cenário de Atraso de Oferta, com as seguintes premissas genéricas:

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

A evolução da potência instalada para este cenário é apresentada no Quadro 4.

**Quadro 4 – Evolução da Potência Instalada em MW – Cenário Atraso de Oferta**

TIPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica	57.438	59.911	61.349	62.533	64.116	65.576
Térmica PPT	1.797	4.402	7.454	7.454	7.454	7.454
Térmica Emergencial	1.825	1.825	1.825	926	0	0
Térmica Outras	4.594	4.032	4.119	4.119	4.119	4.119
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Itaipu Brasil	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
<b>Total Brasil</b>	<b>73.962</b>	<b>78.477</b>	<b>83.754</b>	<b>84.038</b>	<b>84.696</b>	<b>86.156</b>
Itaipu Paraguai	5.587	5.900	6.229	6.198	6.166	6.132
Importação Argentina	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
<b>Total disp. SIN</b>	<b>81.727</b>	<b>86.555</b>	<b>92.161</b>	<b>92.414</b>	<b>93.040</b>	<b>94.466</b>

### 5.2.2 Expansão das Interligações Inter-Regionais

No período 2003/2007 foi considerada, em consonância com a Resolução 109 da GCE, a instalação de 4.984 km de linhas de transmissão, com reflexos diretos no aumento da confiabilidade e na capacidade de intercâmbio entre os diversos subsistemas do SIN.

Os principais troncos de transmissão, responsáveis pelo acréscimo na capacidade de intercâmbio entre os subsistemas do SIN, estão indicados no Quadro 5.

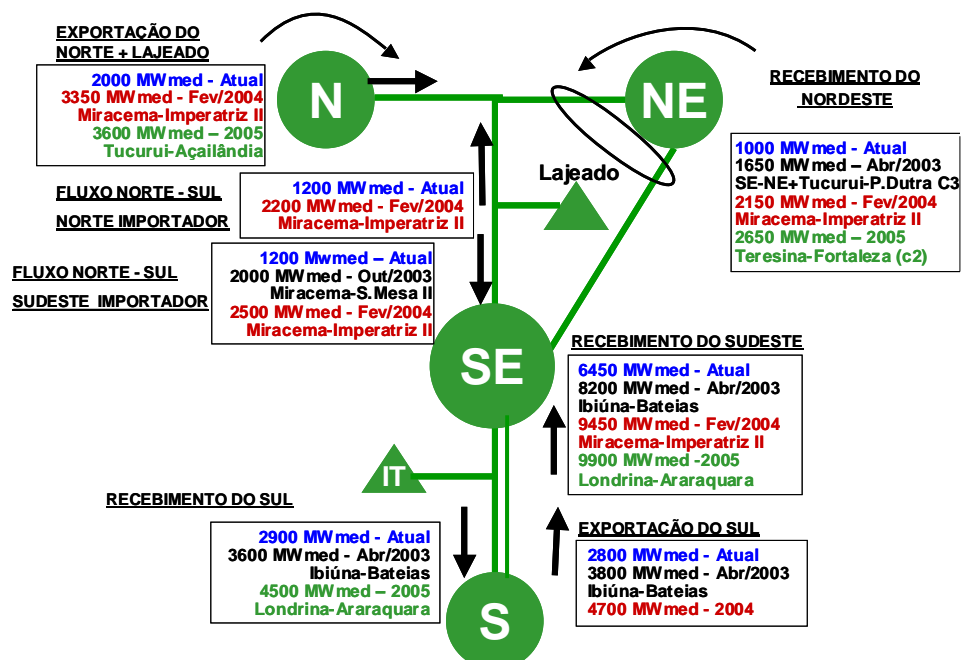
O diagrama da Figura 1 apresenta os subsistemas e os grandes troncos de interligação, indicando ainda os limites proporcionados pelo conjunto de obras assinaladas no Quadro 5.

A expansão da capacidade das interligações propicia a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas, permitindo que o ONS, através da operação integrada do SIN, explore a diversidade hidrológica dos mesmo, resultando em ganhos energéticos consideráveis e aumento da confiabilidade.

Quadro 5 – Principais Troncos de Transmissão

INTERLIGAÇÃO	ENTRADA OPERAÇÃO	INTERLIGAÇÃO	ENTRADA OPERAÇÃO
<b>SUL/SUDESTE</b>		<b>NORTE/SUL</b>	
LT 500 kV Batéias-Ibiúna 340 km	Abr/2003	LT 500 kV Samambaia-Itumbiara 295 km	Dez/2002
LT 500 kV Londrina-Assis-Araraquara 400 km	Jan/2005	LT 500 kV Samambaia-Emborcação 280 km	Dez/2002
LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista II 200 km	Jan/2005	LT 500 kV Serra da Mesa-Samambaia III 248 km	Abr/2003
		LT 500 kV Miracema-Serra da Mesa II 512 km	Out/2003
<b>NORTE/NORDESTE</b>		<b>SUDESTE/NORDESTE</b>	
LT 500 kV Tucuruí-Açailândia 924 km	Jan /2003	LT 500 kV Imperatriz-Colinas-Miracema II 517 km	Fev/2004
LT 500 kV Pres. Dutra-Teresina 208 km	Abr/2003	LT 500 kV Itumbiara-Marimondo 210 km	Fev/2004
LT 500 kV Teresina – Sobral - Fortaleza 550 km	Jan/2005		
LT 500 kV Serra da Mesa-Gov. Mangabeira 1050 km	Mar/2003		

Figura 1 – Interligações entre Subsistemas do SIN



### 5.2.3 Interligações com Países Vizinhos

A oferta de energia das interligações com outros países é, principalmente, proveniente dos contratos de importação da Argentina que já se encontram em operação.

A primeira etapa, chamada de Argentina I, consiste na importação de 1078 MW de potência firme através da conversora de frequência 50Hz / 60Hz em Garabi.

A segunda etapa, chamada de Argentina II, com as mesmas características da anterior, se dá através da interconexão na subestação de Itá e coloca à disposição do SIN uma oferta adicional de 1100 MW.

## 5.3 Mercado de Energia Elétrica

Neste Planejamento Anual para 2003, foi adotado um cenário macroeconômico de referência, bem como um cenário alto, elaborados pelo CTEM/CCPE/MME e pelo ONS. Tais cenários resultaram em projeções de mercado de energia que estão apresentadas nos Quadros 6 e 7 a seguir:

Quadro 6 – Mercado de Referência

---

Energia (MWmed)						
Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN	Cresc. (%)
2003	25713	7075	5994	2795	41577	4,8
2004	26827	7486	6222	2969	43504	4,6
2005	28214	7905	6602	3164	45885	5,5
2006	29761	8316	7107	3363	48547	5,8
2007	31446	8734	7504	3496	51181	5,4

---

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Quadro 7 – Mercado Alto

---

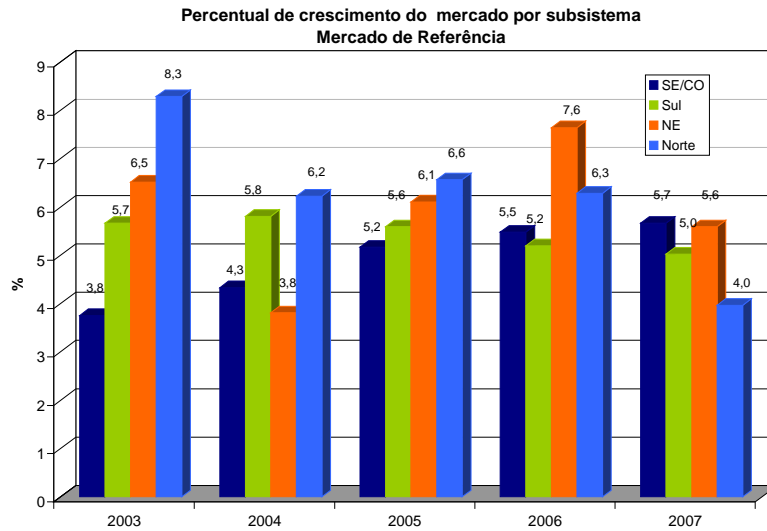
Energia (MWmed)						
Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN	Cresc. (%)
2003	26001	7129	6025	2807	41962	5,7
2004	27545	7581	6415	2993	44535	6,1
2005	29063	8032	6841	3207	47143	5,9
2006	31098	8523	7455	3411	50486	7,1
2007	33227	9045	7985	3829	54086	7,1

---

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

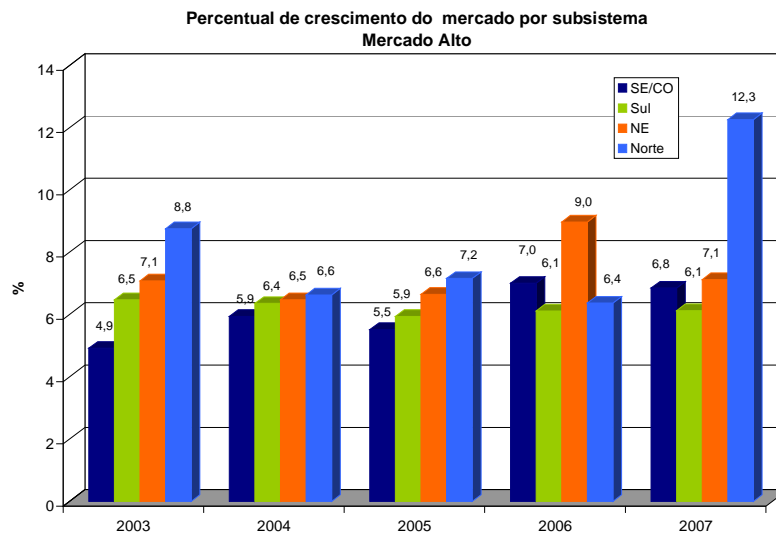
O detalhamento dos índices de crescimento dos mercados de referência e alto, por região, pode ser visualizado nos gráficos a seguir:

**Figura 2 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado de Referência**



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

**Figura 3 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado Alto**



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

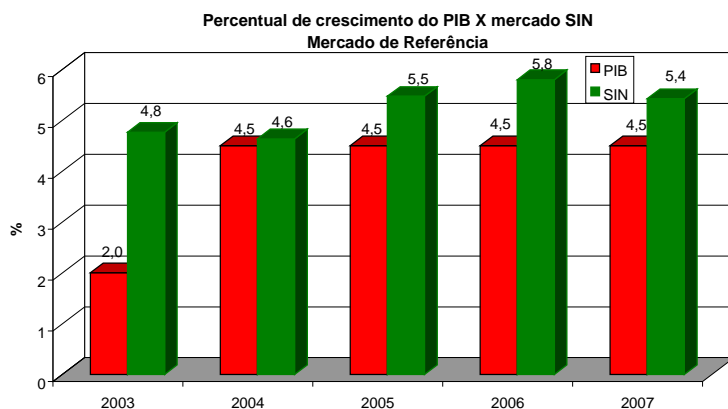
Associado ao Cenário de Mercado de Referência, supõe-se um crescimento do PIB de 2% em 2003. Para os anos de 2003 a 2007, foram utilizadas as hipóteses de crescimento econômico de 4,5%, resultando em uma taxa média de crescimento do mercado de 5,3% ao ano. Este cenário aponta, ao final de 2007, para um atraso superior de cerca de dois anos na realização da carga do SIN, se comparada às projeções elaboradas antes do racionamento de energia em 2001.

As premissas consideradas pelo CTEM/CCPE/MME e ONS para projeção do Cenário de Mercado Alto tiveram como base hipóteses de crescimento da economia de 2,0% no PIB em 2003, e 5,5% para o período 2004-2007.

As projeções de mercado alto combinam essas premissas de crescimento do PIB com hipóteses menos intensas de racionalização/substituição, resultando num crescimento médio anual de 6,6% para o período 2003-2007.

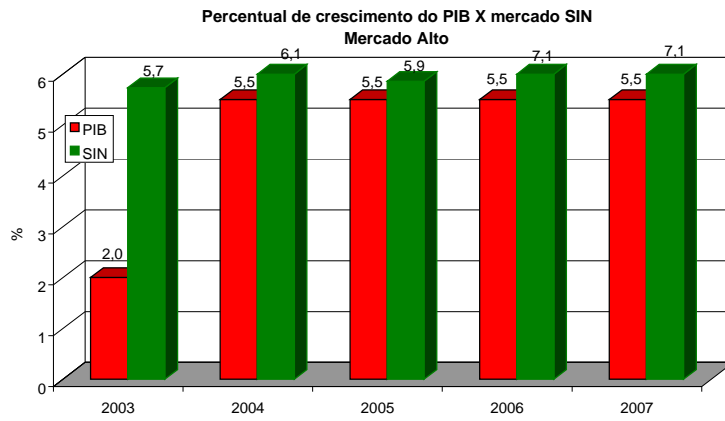
Nos gráficos que seguem apresenta-se a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do mercado do SIN no período 2003/2007, para os dois cenários considerados.

**Figura 4 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado de Referência**



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Figura 5 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado Alto



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

## 6 Análise das Condições de Atendimento

### 6.1 Riscos de Déficit

A análise das condições de atendimento do SIN deve ser feita levando-se em consideração o risco de não atendimento ao mercado, o qual depende principalmente da aleatoriedade das vazões naturais afluentes, das incertezas nas previsões de mercado, da indisponibilidade de equipamentos e de eventuais atrasos nos programas de obras de geração e transmissão.

Na prática atual de análise do SIN, utilizam-se modelos de simulação que apresentam, dentre outros resultados, o risco de não atendimento à carga. Esse risco, associado a um determinado período de tempo, por exemplo, 1 ano, é obtido através da relação entre o número de séries hidrológicas com pelo menos um déficit no período e o número total de séries analisadas, utilizando-se, para tanto, 2.000 séries sintéticas de energias afluentes.

**Considerando-se o Cenário de Referência**, os riscos de não atendimento para qualquer déficit são inferiores a 1% nos Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

O Subsistema Norte apresentou risco máximo de 8,5% em 2003 e 2007, enquanto que o Subsistema Nordeste atingiu valores de 9,7% para 2003 e 4,1% em 2007.

Os riscos mais elevados nas regiões Norte e Nordeste em 2003 são consequência do esvaziamento do reservatório da UHE Tucuruí até a cota 55 m (9% do volume útil) em novembro de 2002, para obras civis associadas à entrada em operação de sua 2ª casa de força, bem como das afluências desfavoráveis ocorridas no período seco em ambas as regiões. Com isso, para a hipótese de ocorrência de séries mais severas, em especial no início de 2003, ocorre um aumento do risco de qualquer déficit.

De toda forma esses déficits são de pequena profundidade, conforme pode ser constatado no Quadro 8, que indica para ambas as regiões probabilidades menores que 0,6% da ocorrência de déficits médios anuais superiores a 5% da carga.

**Quadro 8 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência**

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

A título ilustrativo, os gráficos a seguir apresentam a distribuição dos déficits na região Nordeste em 2003 e na região Norte em 2007.

**Figura 6 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2003 - Cenário de Referência**

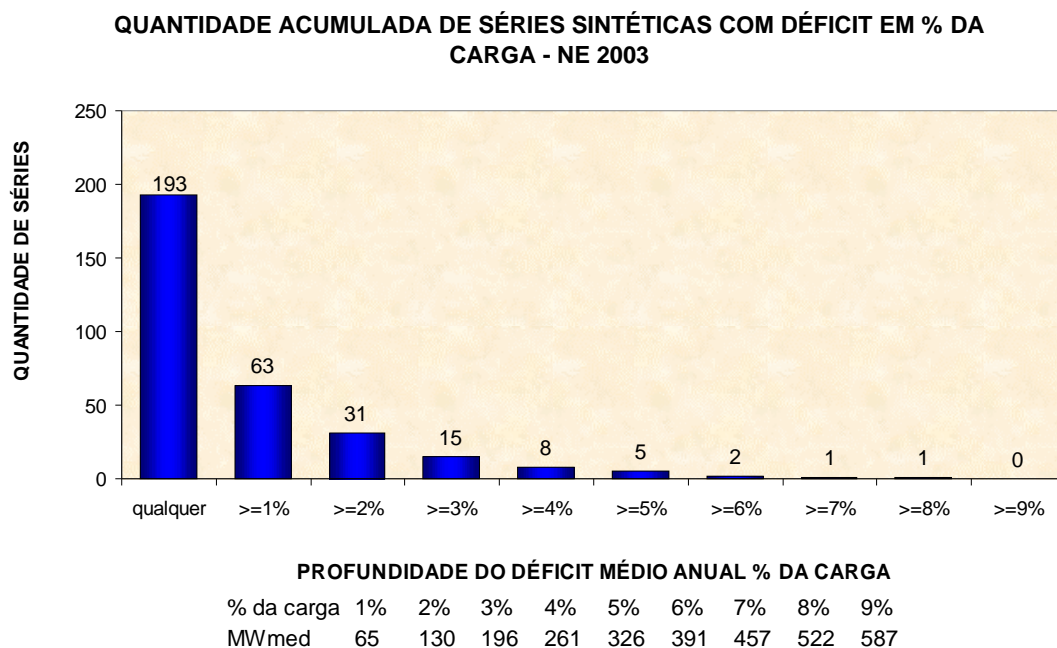
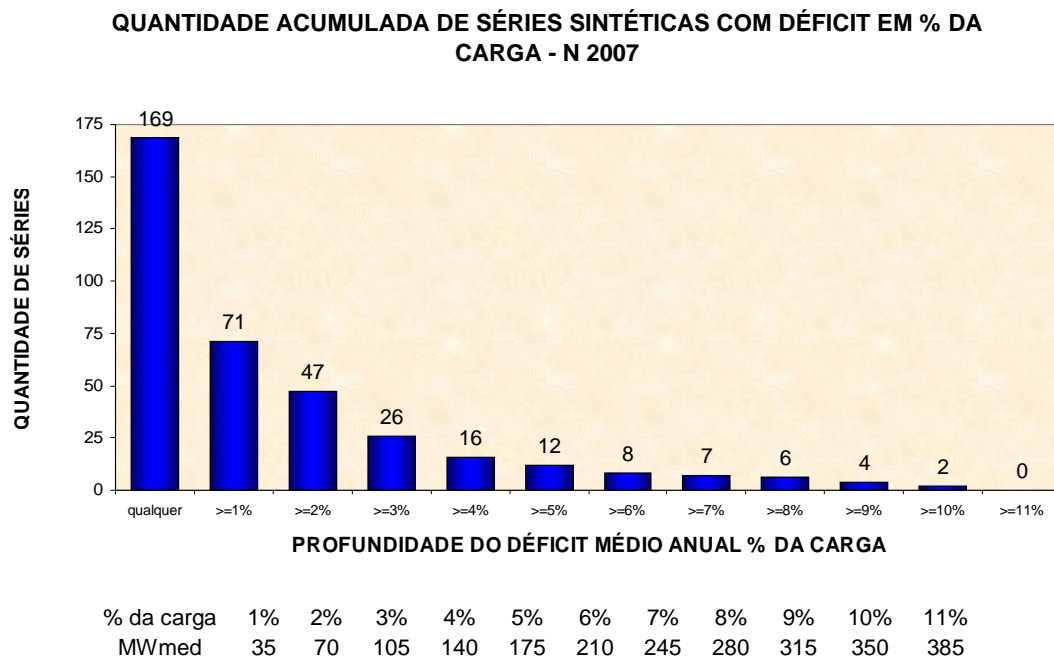


Figura 7 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – N 2007 - Cenário de Referência



Observa-se, por exemplo, que apesar do risco de qualquer déficit ser igual a 9,7% na região Nordeste, poucas séries resultariam em déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual. Além disso, o maior déficit observado corresponderia a 522 MW médios (8% da carga do Nordeste), o que, na prática, poderia ser evitado, por exemplo, através de políticas de intercâmbios e despacho de geração térmica específicas para este objetivo.

Em resumo, pode-se afirmar que com taxa de crescimento médio anual do mercado de 5,3% no período 2003-2007, as condições de atendimento ao SIN são satisfatórias, desde que se concretize o programa de obras de geração e de interligações regionais.

**Considerando-se o Cenário com Mercado Alto**, os riscos de não atendimento para qualquer déficit, mostrados no Quadro 9, atingem valores máximos de 2,4% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 4,2%, no Subsistema Sul, ambos em 2007. O Subsistema Nordeste atingiu valores de 11,3% em 2003 e 3,9% em 2007, enquanto que o Norte apresentou risco máximo de 14% em 2007. Estes déficits são de pequena profundidade, como pode ser visto no mesmo Quadro 9, que aponta para todas as regiões probabilidades abaixo de 1% de déficits médios anuais superiores a 5% da carga. Assim, da mesma forma que no Cenário de Referência, eventuais déficits poderiam ser facilmente eliminados com políticas específicas de intercâmbios e despacho de geração térmica.

**Quadro 9 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com MercadoAlto**

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

**Considerando-se o Cenário com Atraso de Oferta**, as condições de atendimento permanecem satisfatórias. Como pode ser visto no Quadro 10, os riscos de ocorrência de qualquer déficit atingem valores máximos de 3,4% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em 2007, e 5,3% no Subsistema Sul em 2006. O Nordeste atingiu valores de 10,9% enquanto que o Norte apresentou risco máximo de 10,8%, ambos em 2003. Da mesma forma que nos demais cenários são déficits de pequena profundidade, com probabilidade de no máximo 1,2% de ocorrência de déficits médios anuais superiores a 5% da carga.

**Quadro 10 Riscos de Déficit (%) – Cenário com Atraso de Oferta**

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

Em resumo, pode-se afirmar que mesmo que ocorra o cenário mais conservador, com crescimento do mercado à taxa média anual de 6,6% no período 2003-2007 e atraso no cronograma de expansão da geração, as condições de atendimento ao SIN se mantêm em níveis adequados com valores de risco bastante inferiores a 5%, para profundidades maiores que 5% da carga média anual.

## **6.2 Custos Marginais de Operação - CMOs**

O custo marginal de operação (CMO) ou custo marginal de curto prazo fornece uma indicação do custo de atendimento do MWh adicional em cada região do SIN. O CMO médio anual é calculado a partir de simulações com 2000 séries sintéticas de energias afluentes, sob um enfoque estrutural, ou seja, que não leva em consideração os níveis de armazenamento iniciais e afluições passadas.

Conforme diretrizes da Resolução GCE 109, o CMO médio anual deve ser comparado ao Valor Normativo (VN) da fonte competitiva, para definir a necessidade da inserção de blocos adicionais de oferta térmica na configuração. Através da Resolução N° 488, de 29/08/02, a ANEEL estabeleceu um valor de R\$72,35/MWh para o VN da fonte competitiva de geração elétrica e valores de R\$91,06/MWh e R\$106,40/MWh para o VN de Centrais Térmicas a Gás Natural, maiores que 350 MW e menores ou iguais a 350MW, respectivamente.

No Planejamento Anual da Operação para 2003, os valores esperados do CMO médio anual no período 2003/2007 são inferiores ao Valor Normativo para todos os subsistemas, em todos os cenários de oferta e mercado considerados.

A Figura 11 apresenta os CMOs médios anuais calculados para o Cenário de Referência. Destaca-se que o maior valor encontrado foi de R\$27,00/MWh para a região Norte em 2007, portanto bastante inferior ao valor do VN de R\$72,35/MWh. Os valores calculados para o Cenário com Mercado Alto podem ser vistos na Figura 12.

Figura 11 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário de Referência

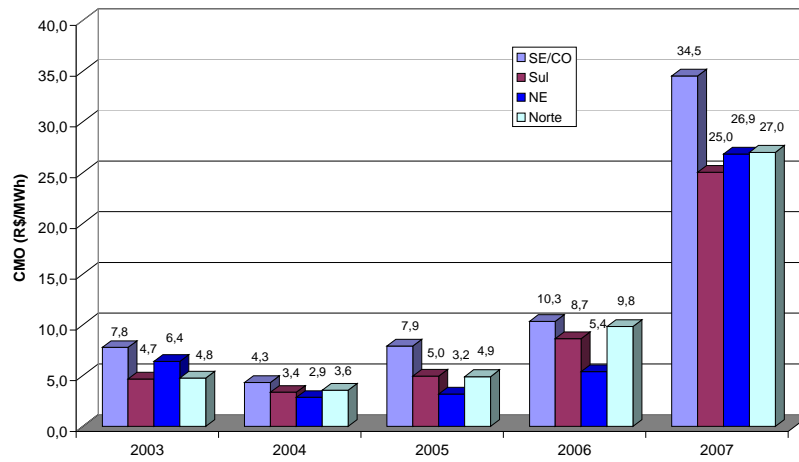
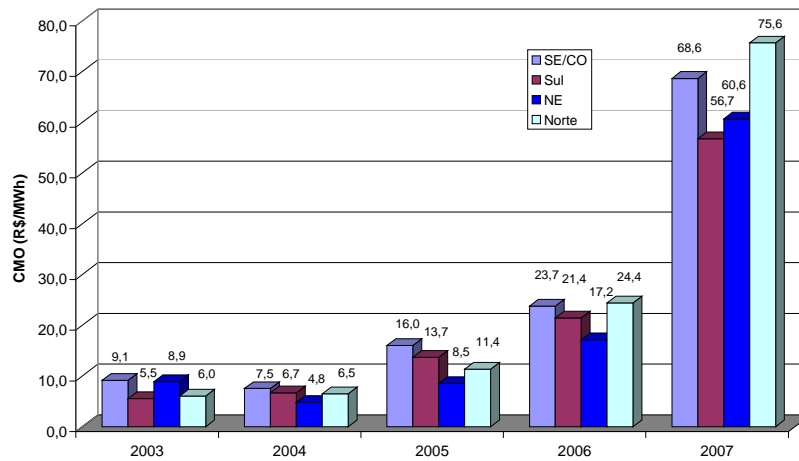


Figura 12 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário com Mercado Alto



### 6.3 Análise com Séries Históricas

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

De 2004 a 2006 as simulações não indicam a ocorrência de déficits para qualquer série do histórico. Para o ano de 2007, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, que poderiam ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio.

A análise com séries históricas está resumida nos Quadros 11 e 12, que apresentam para cada subsistema, nos anos de 2003 e 2007, os seguintes resultados:

- Maior déficit anual para o histórico analisado e a série correspondente;
- Déficit médio, considerando-se apenas as séries em que ocorreram;
- Déficit médio, considerando-se todo o histórico;
- Número de séries com déficits e seu percentual em relação às 71 séries simuladas.

**Quadro 11 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2003**

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

**Quadro 12 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2007**

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

#### **6.4 Atendimento à Ponta do SIN**

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 2003-2007. A demanda máxima das macro-regiões é obtida pelo somatório das demandas máximas instantâneas coincidentes das regiões que as compõem.

A avaliação empregou um balanço de ponta determinístico, em que foram adotadas as seguintes premissas básicas:

- recebimento da potência contratada da Itaipu, para a macro-região Sul/Sudeste/Centro-Oeste;

- manutenções de usinas hidráulicas e térmicas para 2003 informadas pelos agentes. 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 estimadas por curvas típicas, obtidas a partir de dados operativos dos anos 2001 e 2002 levantados pelo CNOS; utilizados os armazenamentos médios provenientes de uma simulação a subsistemas equivalentes, com as séries do histórico de afluições;
- requisito de demanda máxima instantânea coincidente por região, previsto pelo CTEM/CCPE e ONS – Cenário de Mercado Referência ;
- acréscimo de 5% na demanda prevista como fator de segurança (“reserva de potência”).

Os balanços demonstraram não haver risco de não atendimento à ponta do SIN para o período 2003-2007: em todos os anos, mesmo para o mês mais crítico, foram verificadas folgas superiores àquelas consideradas como reserva de potência. Os intercâmbios entre subsistemas não chegaram a ser utilizados, constituindo-se em recurso extra no caso de ocorrerem cargas ou indisponibilidades acima das previstas. O Quadro 12 resume os resultados.

**Quadro 12 Balanço de Ponta Determinístico – Resumo**

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

## **7 Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN**

Apresenta-se, a seguir, a configuração do SIN, incluindo o sistema hidrelétrico existente e o previsto para o período 2003/2007.

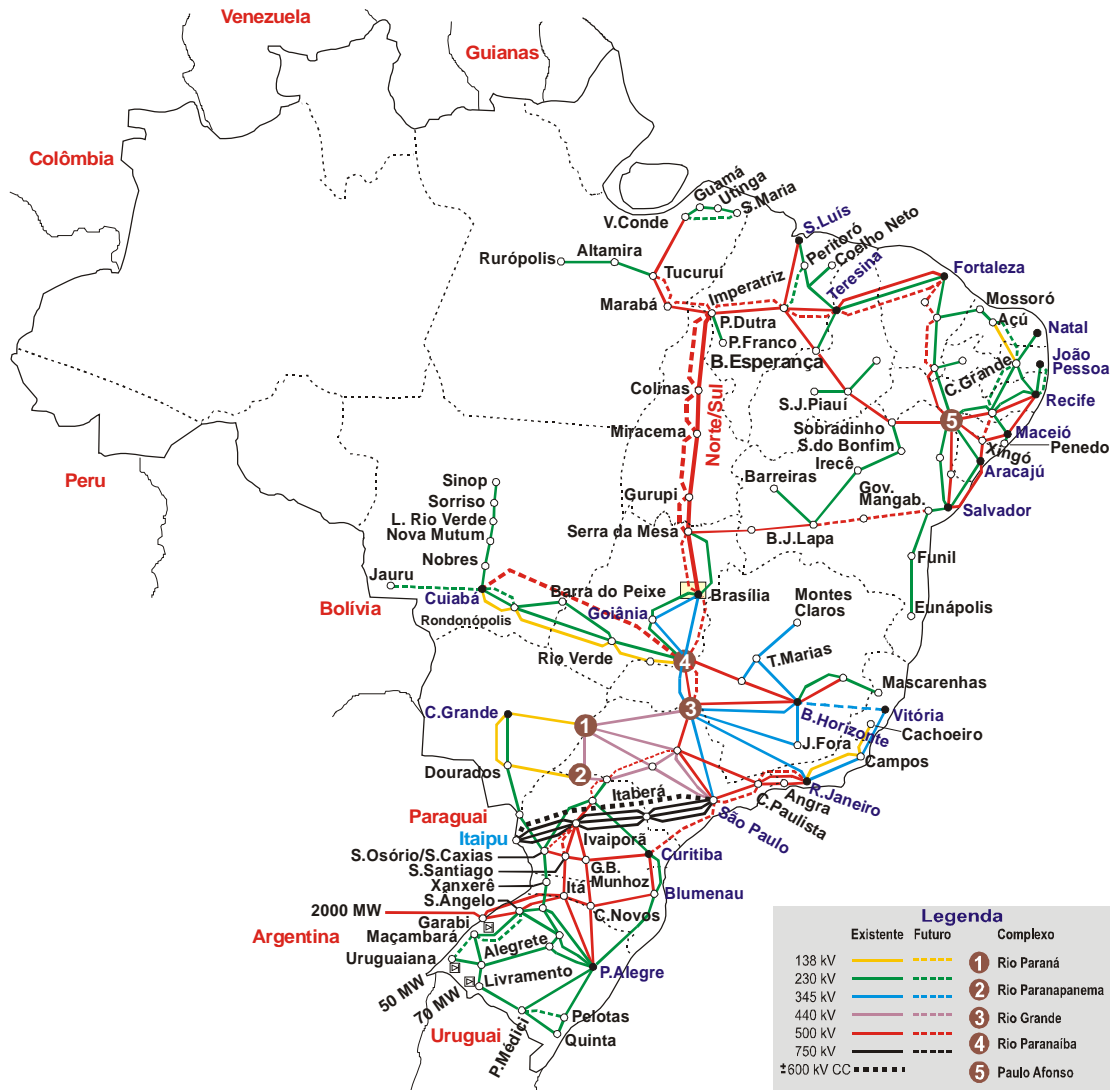


## 8 Interligações Regionais

Figura 14 – Sistema de Transmissão 2003/2005

# Sistema de Transmissão 2003/2005

## Principais Troncos da Rede Básica



## ANEXO – Programa de Expansão da Geração

### Programa de Expansão da Geração

#### Região Sudeste/Centro-Oeste

Usinas	Mês	UG	Potência Instalada (MW)		
			Total	até o Mês	no Mês
<b>Ano 2003</b>					
UHE Guaporé	Janeiro	1/3	120	40	40
UHE Jauru		1/3	118	39	39
UTE Celpav IV		1/1	44	44	44
UTE Três Lagoas		1/6	240	60	60
UHE Funil Grande	Fevereiro	2/3	120	60	60
UHE Guaporé		2/3	120	80	40
UHE Itiquira II		2/2	48	48	48
UHE Jauru		2/3	118	79	39
UTE Corn Mogi		1/1	35	35	35
UTE Termorio		1 e 2/9	1163	247	247
UTE Três Lagoas		2 e 3/6	240	180	120
UHE Guaporé	Março	3/3	120	120	40
UTE Nova Piratininga		1 e 2/6	590	200	200
UHE Funil Grande	Abril	3/3	120	120	60
UHE Jauru		3/3	118	118	39
UTE Três Lagoas		4/6	240	240	60
UHE Queimado	Maio	1/3	105	35	35
UTE Nova Piratininga		3 e 4/6	590	400	200
UTE Termorio		3 e 4/9	1163	493	247
UTE Norte Fluminense	Junho	1/4	725	158	158
UHE Queimado	Julho	2/3	105	70	35
UTE Norte Fluminense		2/4	725	316	158
UTE Santa Cruz Nova		1/3	400	200	200
UTE Termorio		5 e 6/9	1163	740	247
UTE Coinbra - Cresciumal	Agosto	1/1	37	37	37
UTE Nova Piratininga		5 e 6/6	590	590	190
UTE Piratininga 3 e 4		Desativação	-272	-272	-272
UTE Vale do Rosário		1/1	50	50	50
UHE Queimado	Setembro	3/3	105	105	35
UTE Santa Cruz Nova		2/3	400	400	200
UTE Norte Fluminense	Outubro	3/4	725	474	158
UHE Candonga	Novembro	1/3	140	47	47
UHE Aimorés	Dezembro	1/3	330	110	110
UHE Porto Primavera		14/14	110	110	110
UTE Termorio		7/9	1163	916	177
Total no Ano					3291
<b>Ano 2004</b>					
UHE Candonga	Janeiro	2/3	140	93	47
UHE Aimorés	Fevereiro	2/3	330	220	110
UHE Itaipu (50%)		19/20	700	700	700
UTE Termorio		8/9	1163	1040	123
UHE Candonga	Março	3/3	140	140	47
UTE Norte Fluminense		4/4	725	725	251
UHE Aimorés	Maio	3/3	330	330	110
UTE Termorio		9/9	1163	1163	123
UHE Ponte de Pedra	Dezembro	1/3	176	59	59
Total no Ano					1570
<b>Ano 2005</b>					
UHE Corumbá IV	Janeiro	1/2	127	64	64
Saída das Emergenciais					-146
UHE Ponte de Pedra	Fevereiro	2/3	176	117	59
UHE Corumbá IV	Abril	2/2	127	127	64
UHE Ponte de Pedra		3/3	176	176	59
UHE Irapé	Setembro	1/3	360	120	120
UHE Irapé	Novembro	2/3	360	240	120
Total no Ano					338
<b>Ano 2006</b>					
UHE Irapé	Janeiro	3/3	360	360	120
Saída das Emergenciais					-250
Total no Ano					-130
<b>Ano 2007</b>					
UHE Serra do Fação	Novembro	1/3	70	70	70
Total no Ano					70
Total Sudeste/Centro-Oeste sem Emergencial					5535

**Programa de Expansão da Geração - continuação**  
**Programa de Expansão da Geração**  
**Região Sul**

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
<b>Ano 2003</b>					
UTE Canoas	Janeiro	1/2	160	160	160
UTE Araucária	Fevereiro	1 a 3/3	469	469	469
UHE Quebra Queixo	Junho	1/3	120	40	40
UHE Quebra Queixo	Agosto	2/3	120	80	40
UHE Quebra Queixo	Outubro	3/3	120	120	40
Total no Ano					
					749
<b>Ano 2005</b>					
UHE Santa Clara PR	Junho	1/2	119	60	60
UHE Santa Clara PR	Agosto	2/2	119	119	60
UHE Barra Grande	Outubro	1/3	690	230	230
Total no Ano					
					349
<b>Ano 2006</b>					
UHE Barra Grande	Fevereiro	2/3	690	460	230
UHE Campos Novos		1/3	880	293	293
UHE Barra Grande	Maio	3/3	690	690	230
UHE Campos Novos		2/3	880	587	293
UHE Campos Novos	Agosto	3/3	880	880	293
Total no Ano					
					1340
Total Sul					
					2438

**Região Nordeste**

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
<b>Ano 2003</b>					
UTE Camaçari	Janeiro	Desativação	-290	-290	-290
UHE Itapebi	Fevereiro	1/3	450	150	150
UTE Termobahia		1/2	190	190	190
UHE Itapebi	Março	2/3	450	300	150
UTE Camaçari Gás		1/5	310	72	72
UHE Itapebi	Abril	3/3	450	450	150
UTE Camaçari Gás	Maio	2/5	310	144	72
UTE Camaçari Gás	Junho	3/5	310	216	72
UTE Camaçari Gás	Novembro	4/5	310	263	47
UTE Fortaleza	Dezembro	1/1	347	347	347
Total no Ano					
					960
<b>Ano 2004</b>					
UTE Camaçari Gás	Janeiro	5/5	310	310	47
UTE Termopernambuco		1/1	638	638	638
UTE Termoçu	Abril	1/2	347	347	347
Total no Ano					
					1032
<b>Ano 2005</b>					
Saída das Emergenciais	Janeiro		-754	-754	-754
Total no Ano					
					-754
<b>Ano 2006</b>					
Saída das Emergenciais	Janeiro		-675	-675	-675
Total no Ano					
					-675
Total Nordeste sem Emergencial					
					1992

**Região Norte**

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano	Mês	UG	Total	até o Mês	no Mês
<b>Ano 2003</b>					
UHE Tucuruí	Fevereiro	13/23	1125	375	375
UHE Tucuruí	Abril	14/23	1125	750	375
UHE Tucuruí	Setembro	15/23	1125	1125	375
Total no Ano					
					1125
<b>Ano 2004</b>					
UHE Tucuruí	Janeiro	16/23	1125	375	375
UHE Tucuruí	Maio	17/23	1125	750	375
UHE Tucuruí	Setembro	18/23	1125	1125	375
Total no Ano					
					1125
<b>Ano 2005</b>					
UHE Tucuruí	Janeiro	19/23	1125	375	375
UHE Tucuruí	Maio	20/23	1125	750	375
UHE Tucuruí	Setembro	21/23	1125	1125	375
Total no Ano					
					1125
<b>Ano 2006</b>					
UHE Tucuruí	Janeiro	22/23	750	375	375
UHE Tucuruí	Maio	23/23	750	750	375
Total no Ano					
					750
Total Norte					
					4125

## Lista de figuras, quadros e tabelas

### Quadros

<b>Quadro 1 - Energia Armazenada no SIN</b>	<b>12</b>
<b>Quadro 2 - Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)</b>	<b>13</b>
<b>Quadro 3 – Evolução da Potência Instalada (MW) - SIN</b>	<b>13</b>
<b>Quadro 4 – Evolução da Potência Instalada em MW – Cenário Atraso de Oferta</b>	<b>14</b>
<b>Quadro 5 – Principais Troncos de Transmissão</b>	<b>15</b>
<b>Quadro 6 – Mercado de Referência</b>	<b>16</b>
<b>Quadro 7 – Mercado Alto</b>	<b>16</b>
<b>Quadro 8 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência</b>	<b>21</b>
<b>Quadro 9 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com MercadoAlto</b>	<b>23</b>
<b>Quadro 10 Riscos de Déficit (%) – Cenário com Atraso de Oferta</b>	<b>23</b>
<b>Quadro 11 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2003</b>	<b>27</b>
<b>Quadro 12 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2007</b>	<b>27</b>
<b>Quadro 12 Balanço de Ponta Determinístico – Resumo</b>	<b>28</b>

### Figuras

<b>Figura 1 – Interligações entre Subsistemas do SIN</b>	<b>15</b>
<b>Figura 2 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado de Referência</b>	<b>17</b>
<b>Figura 3 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado Alto</b>	<b>17</b>
<b>Figura 4 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado de Referência</b>	<b>18</b>
<b>Figura 5 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado Alto</b>	<b>19</b>
<b>Figura 6 – Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2003 - Cenário de Referência</b>	<b>21</b>
<b>Figura 7 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – N 2007 - Cenário de Referência</b>	<b>22</b>
<b>Figura 11 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário de Referência</b>	<b>25</b>
<b>Figura 12 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário com Mercado Alto</b>	<b>25</b>
<b>Figura 13 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN</b>	<b>30</b>
<b>Figura 14 – Sistema de Transmissão 2003/2005</b>	<b>31</b>