

## **SUMÁRIO EXECUTIVO**

**PLANEJAMENTO ANUAL  
DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA  
- ANO 2003  
2ª REVISÃO  
QUADRIMESTRAL**

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

ONS RE 3/268/2003

## **SUMÁRIO EXECUTIVO**

# **PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA - ANO 2003 2ª REVISÃO QUADRIMESTRAL**

## Sumário

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | <b>Apresentação</b>   | 4  |
| 2     | <b>Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado</b> | 6  |
| 3     | <b>Conclusões</b>   | 10 |
| 3.1   | <b>Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas</b>              | 10 |
| 3.2   | <b>Conclusões da Avaliação com Séries Históricas</b>              | 13 |
| 3.3   | <b>Atendimento à Ponta do Sistema</b>                             | 13 |
| 4     | <b>Aspectos Metodológicos</b>                                     | 14 |
| 5     | <b>Premissas Adotadas</b>   | 15 |
| 5.1   | <b>Condições Iniciais de Armazenamento</b>                        | 15 |
| 5.2   | <b>Expansão da Oferta</b>   | 15 |
| 5.2.1 | <b>Evolução da Potência Instalada</b>                             | 15 |
| 5.2.2 | <b>Expansão das Interligações Inter-Regionais</b>                 | 17 |
| 5.3   | <b>Interligações com Países Vizinhos</b>                          | 18 |
| 5.4   | <b>Mercado de Energia Elétrica</b>                                | 19 |
| 5.5   | <b>Comparação com o Plano 2003 e 1ª Revisão Quadrimestral</b>     | 22 |
| 6     | <b>Análise das Condições de Atendimento</b>                       | 25 |
| 6.1   | <b>Riscos de Déficit</b>  | 25 |
| 6.2   | <b>Custos Marginais de Operação</b>                               | 32 |
| 6.3   | <b>Análise com Séries Históricas</b>                              | 34 |
| 6.4   | <b>Atendimento à Ponta do SIN</b>                                 | 36 |
| 7     | <b>Interligações Regionais</b>                                    | 38 |
|       | <b>ANEXO – Programa de Expansão da Geração</b>                    | 39 |
|       | <b>Lista de figuras, quadros e tabelas</b>                        | 42 |

## 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 cinco 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 trimestrais, para incorporar nos resultados as atualizações das premissas utilizadas, principalmente as referentes à oferta, demanda, níveis de armazenamento dos reservatórios e tendência hidrológica.

Neste Sumário Executivo são apresentadas as principais premissas e resultados do relatório “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2003 – 2ª Revisão Trimestral”, que marca a conclusão do ciclo anual de 2003, englobando as análises para o período 2003/2007, destacando-se:

- **As seguintes premissas relativas a:**

• **Oferta:**

o cenário de referência de oferta consoante com a Resolução 109 da GCE e considerando os cronogramas de obras indicados pela ANEEL em agosto de 2003;

• **Mercado:**

o “cenário de referência” e o “cenário alto” de mercado de energia elétrica utilizados para avaliação das condições de atendimento, resultantes da atualização das previsões realizada pelo CTEM/CCPE e ONS em agosto de 2003;

• **Demais Aspectos:**

os níveis de armazenamento verificados em 31/08/2003, a tendência hidrológica, as restrições de transmissão para transferência de blocos de energia entre subsistemas e as restrições de natureza ambiental; e

- **Os seguintes resultados:**

• **Com séries sintéticas:**

os riscos anuais de não atendimento à carga, para déficits de qualquer profundidade e para valores maiores que 5% e 10% da carga, calculados para

os cenários de oferta e mercado considerados, utilizando-se 2000 séries sintéticas;

os Custos Marginais de Operação – CMOs para os cenários considerados, utilizando-se 2000 séries sintéticas;

- **Com histórico de afluições do período 1931/2001:**

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;

- **Avaliação de atendimento à ponta do SIN:**

uma análise determinística 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 e da energia armazenada.

O Relatório completo da 2ª Revisão Quadrimestral 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\(2ªRQ\).zip](http://www.ons.org.br/ons/download/Plano_Energ_2003(2ªRQ).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, utilizados para a definição dos cenários adotados nesta análise.

### Quanto à Expansão da Oferta

Foi adotado um Cenário de Oferta de Referência, em conformidade com as diretrizes da Resolução GCE 109, descrito no Capítulo 5. Neste cenário, a capacidade instalada no SIN deverá elevar-se dos 75.551 MW existentes em 31/08/2003 para 86.212 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 e cerca de 5.900 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, disponibilizada pelo Paraguai para o SIN, que a partir de 2004 será acrescida de uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz. A participação termelétrica no total da potência considerada deverá evoluir de 13,5% em 31/08/2003 (10.203 MW) para 15,5% ao final de 2007 (13.382 MW). A evolução da potência instalada neste cenário é apresentada no Quadro 5, página 17.

Analisando o Quadro 1, página 7, observa-se que até 31/08/2003 apenas 2.137 MW (aproximadamente 50% do incremento de potência instalada previsto para 2003) efetivamente entraram em operação. Além disso, merece destaque o fato de que 10.463 MW (cerca de 80% da oferta total prevista para o quinquênio) entram em operação até 31/12/2003 e ao longo de 2004.

O incremento médio anual da capacidade instalada no período 2003 – 2006 é de cerca de 3000 MW. Em 2003, destaca-se a descontração de 80 MW do programa de energia emergencial, conforme indicado no Quadro 5, página 17. Já em 2005 e 2006, o encerramento deste programa reduz a capacidade térmica instalada do SIN em 1.828 MW.

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, página 39.

De acordo com as diretrizes da Resolução GCE 109, que para o período 2005 – 2007 somente considera como parte integrante da oferta as hidroelétricas previstas e sem impedimentos para entrada em operação, não foram considerados novos empreendimentos para 2007. Neste sentido, pode-se afirmar que a Oferta de Referência representa uma hipótese conservadora, principalmente para o final do horizonte do estudo.

Cabe observar ainda que, segundo o relatório da ANEEL referente a Agosto de 2003, todos os projetos termoeletricos previstos para 2005 – 2007, totalizando 2875 MW, apresentam alguma restrição para entrada em operação. Ainda segundo o mesmo relatório, os projetos hidroeletricos que apresentam impedimentos para a entrada em operação no horizonte 2003-2007 totalizam 6790 MW.

O Quadro 1 contém um resumo dos Quadros 4 e 5, página 16 e 17, para o SIN.

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

|   | 2002   | 31/08/03 | 2003   | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | Total  |
|---|--------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW) | -      | 2.137    | 4.872  | 5.591  | 1.263  | 1.337  | -33    | 13.030 |
| Evolução da Potência Instalada (MW)     | 81.492 | 83.629   | 86.364 | 91.955 | 93.218 | 94.555 | 94.522 | -      |

A Figura 6, página 24, compara a evolução da potência instalada do SIN prevista na elaboração do Plano Anual 2003, na 1ª Revisão Quadrimestral e agora na 2ª Revisão Quadrimestral. Comparando-se a 1ª e a 2ª Revisões Quadrimestrais, observa-se uma redução significativa na potência instalada prevista para o final de 2003, decorrente de atrasos na entrada em operação de unidades de geração. Contudo, tais atrasos não impactam o restante do período, pois a oferta atrasada em 2003 já aparece incorporada à potência instalada ao final de 2004. Portanto, as variações da potência instalada no quinquênio 2003 – 2007 são muito pequenas entre o Plano Anual 2003 e suas Revisões Quadrimestrais.

### Quanto ao Mercado de Energia Elétrica

Foram considerados dois cenários de mercado: o Cenário de Mercado Referência, com taxa de crescimento médio anual no período 2003 – 2007 de 5,6%, e o Cenário de Mercado Alto, no qual a taxa de crescimento médio no período atinge 7,4%, conforme Quadros 7 e 8, página 19. Destaca-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.

O Quadro 9, página 23, apresenta uma comparação entre a carga própria de energia utilizada quando da elaboração do Plano 2003, da 1ª Revisão Quadrimestral e desta 2ª Revisão, em termos agregados para SIN. Constata-se que, para o Cenário de Referência de Mercado, houve uma redução anual de carga da ordem de 800 MWmed no período 2003 – 2007 entre a 1ª e a 2ª Revisões Quadri-

mestrais, levando a um mercado previsto para esta 2ª Revisão bem mais próximo daquele considerado no Plano Anual.

As variações de carga observadas entre a 1ª e 2ª Revisões estão concentradas praticamente na região Sudeste/Centro-Oeste, não havendo variações significativas nas demais regiões do SIN.

Em relação ao Cenário de Mercado Alto, a maior redução de mercado entre a 1ª e a 2ª Revisão Quadrimestral ocorre em 2003, correspondendo a aproximadamente 1.100 MWmed. Essa redução decresce paulatinamente entre 2004 e 2006, até que em 2007 os mercados previstos em ambas as revisões se igualam. Comparando-se o Cenário de Mercado Alto previsto para a 2ª Revisão Quadrimestral com o do Plano Anual 2003, observa-se uma redução de aproximadamente 300 MWmed em 2003 e um aumento anual progressivo no período 2004 – 2006, atingindo um acréscimo máximo em torno de 1.200 MWmed em 2007.

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

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

|                                  | 2003   | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Mercado Referência (MWmed) - SIN | 41.639 | 43.737 | 46.139 | 48.818 | 51.761 |
| Mercado Alto (MWmed) - SIN       | 41.639 | 44.690 | 47.786 | 51.377 | 55.352 |

### Cenários Analisados

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

- **Cenário de Referência** - considera Oferta de Referência e Mercado de Referência, em conformidade com a Resolução 109 da GCE;
- **Cenário com Mercado Alto** - considera Oferta de Referência e Mercado Alto.

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

O Cenário com Atraso de Oferta considerado no Plano Anual 2003, que admitiu um atraso genérico de 12 meses nas usinas hidroelétricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2004 e 6 meses nas usinas termoeletricas com previsão de entrada em operação posterior a junho de 2003, não foi estudado nesta 2ª Revisão, pelos motivos que seguem.

Com base no Quadro 1, página 7, constata-se que cerca de 80% da evolução da capacidade instalada no SIN realiza-se no biênio 2003 – 2004, caracterizando que grande parte da oferta do período 2003 – 2007 já estaria próxima do estágio final de implementação no 1º biênio do período de estudo.

Com relação aos empreendimentos termoeletricos, devido à aplicação de diretrizes da Resolução GCE 109, foram considerados somente aqueles que não apresentam impedimentos para entrada em operação no biênio 2003 – 2004 (vide Programa de Expansão de Geração no Anexo, página 39). Das unidades termoeletricas previstas para entrar em operação em 2004, restritas às regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, parte significativa corresponde à conclusão de empreendimentos com instalação de turbinas a vapor de ciclo combinado a gás natural. Além disso, destaque-se que, a partir de aplicações das diretrizes da Resolução GCE 109, não se faz necessária a complementação térmica no triênio 2005 – 2007.

Assim considerou-se que, da mesma forma que na 1ª Revisão Quadrimestral, um cenário com atraso de oferta não teria impacto significativo na avaliação das condições de atendimento ao SIN também nesta 2ª Revisão Quadrimestral.

### 3 Conclusões

#### 3.1 Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas

- a) As análises efetuadas com séries sintéticas permitem afirmar que, para o Cenário de Mercado de Referência, as condições de atendimento energético ao SIN para o período 2004 – 2007 são satisfatórias. Observam-se riscos de déficit de qualquer profundidade em geral inferiores a 5% para os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, e riscos inferiores a 1,5% para déficits com profundidades acima de 5% da carga em todos os subsistemas (vide Quadro 10, página 26). A região Nordeste apresenta riscos de qualquer déficit superiores a 5% em 2004, 2006 e 2007, porém associados a pequenas profundidades.
- b) Para o Cenário de Mercado Alto, as condições de atendimento energético ao SIN no período 2004 – 2006 são em geral satisfatórias, observando-se riscos inferiores a 1,5% para déficits maiores do que 5% da carga (vide Quadro 11, página 28). Riscos de qualquer déficit mais elevados observados nas regiões Nordeste e Norte no período 2004 – 2006 não devem ser considerados, pois correspondem a déficits de pequena magnitude, que podem ser facilmente contornados através da adoção de políticas operativas específicas.
- c) Riscos de déficit mais elevados em 2007 para o Cenário de Mercado Alto, em todos os subsistemas, indicam que na hipótese de concretização de crescimento médio do consumo próximo ao considerado neste cenário, deveria ser avaliada a expansão adicional de oferta no SIN. Este fato também fica evidenciado pela constatação de CMOs maiores que o VN em todas as regiões do SIN para o ano de 2007 neste cenário. Merece destaque que pela aplicação das diretrizes da Resolução GCE 109 não existem empreendimentos sem impedimentos para entrada em operação em 2007. Dada a Oferta de Referência, a expansão adicional poderia ocorrer seja pela antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após o quinquênio, seja através de projetos previstos para o quinquênio e que hoje ainda apresentem impedimentos de alguma ordem para entrar em operação nas datas previstas, ou mesmo pela inclusão de novos empreendimentos.
- d) Cabe ressaltar que a análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2007, é fortemente influenciada pelos anos subsequentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta e às projeções de mercado, motivo pelo qual as conclusões para este ano devem

ser relativizadas e monitoradas constantemente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede.

- e) Para o Cenário de Mercado de Referência, os custos marginais de operação médios anuais determinados para o período 2003-2007 são inferiores ao Valor Normativo, conforme indicado na Figura 13, página 33, sendo a Oferta de Referência considerada suficiente, em termos estruturais, para o atendimento ao Mercado de Referência. Nota-se que o CMO da região Nordeste está próximo de VN, sinalizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do período nesta região. Ao se considerar o Mercado Alto, ter-se-iam em 2007 valores de CMOs superiores ao VN em todas as regiões do SIN (vide Figura 14, página 33). Desta forma, poder-se-ia afirmar que para a hipótese de concretização de um crescimento médio do consumo nos níveis admitidos para o Mercado Alto, deveria ser avaliada a expansão adicional de oferta no SIN em 2007, seja pela antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após o quinquênio em relação à Oferta de Referência, seja através de projetos previstos para o quinquênio e que hoje ainda apresentem impedimentos de alguma ordem para entrar em operação nas datas previstas, ou mesmo pela inclusão de novos empreendimentos.
- f) Os resultados apresentados são fortemente influenciados tanto pela conjuntura vigente, caracterizada pelos níveis de armazenamento e pelas afluências passadas, como pela estrutura de oferta e demanda considerada. Entretanto, o ONS acompanha permanentemente a realização dessas premissas, reavaliando as condições de atendimento ao SIN quadrimestralmente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, ou mesmo excepcionalmente, em caso de ocorrência de fatos relevantes.
- g) Apresenta-se a seguir uma análise dos riscos de déficit para cada um dos subsistemas no período 2004 – 2007:

**Para os Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste**, os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, são inferiores a 3% no período 2004 – 2007. No Cenário com Mercado Alto, tais riscos atingem o valor máximo de 5,6% e 5,3% em 2007, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente.

**Para o Subsistema Nordeste**, os riscos de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atingem o valor máximo de 8,7% em 2004, 5,7% em 2006 e 6,4% em 2007. No Cenário com Mercado Alto, os valores atingem 11,7%, 7,5% e 10,8%, para estes mesmos anos. Destaca-se que esses déficits são de pequena profundidade, conforme pode ser constatado nos

Quadros 10 e 11, páginas 26 e 28, que indicam probabilidades máximas de 2,6% para ocorrência de déficits médios anuais superiores a 5% da carga em quaisquer dos cenários.

Ressalte-se que valores de risco de déficit de qualquer profundidade superiores a 5% verificados na região Nordeste 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 total de casos com déficits, com redução na quantidade de déficits de maior profundidade. A Figura 7, página 27, indica que a maioria absoluta dos déficits encontrados em 2004 é inferior a 1% da carga média anual, enquanto que a Figura 8, página 27, indica que a maior parte dos déficits encontrados em 2007 corresponde a até 5% da carga. Assim, ratifica-se que esses déficits indicados pela simulação são de pequena monta e não devem ser considerados, uma vez que, na fase de operação, seriam evitados sem dificuldades através de políticas operativas específicas, principalmente com a efetivação de intercâmbios entre subsistemas e despacho de usinas térmicas. Esses resultados são corroborados pela análise com séries históricas apresentada no item 6.3, que indica déficit para a série mais crítica do histórico de apenas 0,7% da carga desta região Nordeste em 2004. Para o ano 2007, observam-se déficits mais severos, correspondendo a 8,8% da carga dessa região, ainda que para o final do período crítico.

**Para o Subsistema Norte**, o risco de ocorrência de qualquer déficit, no Cenário de Referência, atinge o valor máximo de 3,4% em 2007. No Cenário com Mercado Alto este risco é de 11,3% em 2006 e 8,4% em 2007. Da mesma forma que na região Nordeste, constata-se que esses déficits são de pequena profundidade, representando apenas resultados da simulação, não indicando a efetiva ocorrência de riscos de déficits, não devendo portanto ser considerados. O Quadro 11, página 28, indica que a probabilidade do déficit anual ser maior que 5% da carga é inferior a 1,2% para o Cenário de Mercado Alto. A Figura 12, página 30, mostra que em 2006 somente em 51 das 225 séries para as quais houve déficit este foi superior a 2% da carga média anual, sendo estes pequenos déficits facilmente elimináveis por políticas específicas de intercâmbio; o mesmo é válido para 2007. Observe-se novamente que a análise com séries históricas indica pequenos déficits em 2006.

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

Para prover uma referência às análises com séries sintéticas, foi também analisada a possibilidade de ocorrência de déficits para o Cenário de Referência, considerando-se a repetição para o quinquênio 2003 – 2007 de cada uma das seqüências de 5 anos registradas no histórico 1931 – 2001, de forma a avaliar as condições de atendimento para a hipótese de repetição do período crítico do SIN nos próximos 5 anos (vide Quadros 12 a 15, páginas 35 e 36).

- a) As avaliações não indicam déficits significativos para o biênio 2004 – 2005, mesmo na ocorrência do biênio mais crítico do histórico. O maior déficit observado nesse biênio foi em 2004 no Subsistema Nordeste, correspondendo a 47 MWmed, que seriam facilmente eliminados com geração térmica adicional e/ou políticas específicas de intercâmbio.
- b) Em 2006 são detectados déficits um pouco mais significativos, equivalentes a no máximo 2,1% da carga na região Nordeste e 2,2% da carga na região Sudeste/Centro-Oeste, na hipótese de repetição para esse ano da série histórica de afliências de 1955. Déficit dessa ordem podem ser eliminados através de políticas de intercâmbio específicas, caso não haja coincidência de condições desfavoráveis nos subsistemas.
- c) Da mesma forma, na hipótese de repetição em 2007 da série histórica de afliências do ano de 1955, ocorreriam déficits de até 8,8% da carga na região Nordeste, 7,7% da carga na região Norte e 8,7% da carga na região Sudeste/Centro-Oeste. Tais déficits poderiam ser eliminados pela conjugação de políticas de intercâmbio específicas e expansão adicional de oferta no SIN em relação à Oferta de Referência, que segue as diretrizes relativamente conservadoras da Resolução GCE 109.

### **3.3 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 16, página 37.

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

## 4 Aspectos Metodológicos

As avaliações das condições de atendimento 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.

Os riscos de déficit e custos marginais de operação foram determinados empregando-se um conjunto de 2000 séries sintéticas de energias afluentes. Este conjunto de séries é gerado internamente no Modelo NEWAVE com base no registro histórico de afluições, preservando-se as características estatísticas da amostra do histórico. O risco de qualquer déficit em uma região, num determinado ano, corresponde à razão entre o número de séries sintéticas para as quais se observou déficit de qualquer profundidade nesta região, nesse ano, e o número total de séries sintéticas simuladas, no caso 2000 séries.

O cálculo dos riscos adotou, como condição inicial, os níveis de armazenamento dos reservatórios referidos a 31 de agosto de 2003. 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 afluições, 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 utilizadas na elaboração da 2ª Revisão Quadrimestral 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 31/08/2003, constantes do Quadro 3:

Quadro 3 - Energia Armazenada no SIN

| <b>ENERGIA ARMAZENADA</b> | <b>31/08/2003</b>        |
|---------------------------|--------------------------|
| Sudeste/Centro-Oeste      | 58,8% E <sub>A</sub> MAX |
| Sul                       | 52,7% E <sub>A</sub> MAX |
| Nordeste                  | 34,5% E <sub>A</sub> MAX |
| Norte                     | 64,4% E <sub>A</sub> MAX |
| Tucuruí                   | 78,8% E <sub>A</sub> MAX |

Considerando-se que em 31/08/2003 os Subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste encontram-se no período seco, nota-se que o nível de armazenamento inicial na região Nordeste pode ser assumido como baixo em consequência de afluições passadas em torno de 70% da MLT.

### 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 109 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 aque-

les 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 75.551 MW em 31/08/2003 para 86.212 MW ao final de 2007. A participação termoelétrica, que é de 13,5% em 31/08/03, deverá crescer para 15,5% ao final de 2007, conforme Quadros 4 e 5.

No Quadro 4, pode-se visualizar a evolução da potência incremental por tipo de fonte de geração. Observa-se que até 31/08/2003, apenas 2.137 MW do acréscimo da potência instalada prevista para 2003 entrou em operação efetivamente. Além disso, destaca-se a descontração de 80 MW do programa de energia emergencial em 2003, correspondente à transferência de cerca de 56 MW (Distrito Industrial I e II, Jaboti e Maranguape) para o sistema isolado e cerca de 24 MW por redefinição de potência contratada. O encerramento do programa de energia emergencial, com início a partir de 2005 e conclusão em 2006, contribui com uma redução total de 1.828 MW na potência instalada do SIN.

**Quadro 4 - Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)**

|                      | <b>31/08/2003</b> | <b>2003</b> | <b>2004</b> | <b>2005</b> | <b>2006</b> | <b>2007</b> | <b>Total</b> |
|----------------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| UHE                  | 1669              | 2235        | 2587        | 2104        | 2225        | 0           | 9151         |
| UTE PPT              | 525               | 2664        | 3055        | 82          | 0           | 0           | 5801         |
| UTE Emergencial      | -80               | -80         | 0           | -892        | -856        | 0           | -1828        |
| UTE Outras           | -290              | -260        | -379        | 0           | 0           | 0           | -639         |
| Itaipu Paraguai      | 313               | 313         | 328         | -31         | -32         | -33         | 545          |
| Importação Argentina | 0                 | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0            |
| <b>Total</b>         | <b>2137</b>       | <b>4872</b> | <b>5591</b> | <b>1263</b> | <b>1337</b> | <b>-33</b>  | <b>13030</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 5 apresenta a evolução da potência instalada total do SIN no período 2003/2007, por ano e por fonte de geração.

Quadro 5 – Evolução da Potência Instalada (MW) - SIN

| <b>TIPO</b>            | <b>2002</b>   | <b>31/08/2003</b> | <b>2003</b>   | <b>2004</b>   | <b>2005</b>   | <b>2006</b>   | <b>2007</b>   |
|------------------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidráulica             | 57.379        | 59.048            | 59.614        | 61.501        | 63.605        | 65.830        | 65.830        |
| Térmica PPT            | 1.687         | 2.212             | 4.351         | 7.406         | 7.488         | 7.488         | 7.488         |
| Térmica Emergencial    | 1.828         | 1.748             | 1.748         | 1.748         | 856           | 0             | 0             |
| Térmica Outras         | 4.526         | 4.236             | 4.266         | 3.887         | 3.887         | 3.887         | 3.887         |
| Nuclear                | 2.007         | 2.007             | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         |
| Itaipu Brasil          | 6.300         | 6.300             | 6.300         | 7.000         | 7.000         | 7.000         | 7.000         |
| <b>Total Brasil</b>    | <b>73.727</b> | <b>75.551</b>     | <b>78.286</b> | <b>83.549</b> | <b>84.843</b> | <b>86.212</b> | <b>86.212</b> |
| Itaipu Paraguai        | 5.587         | 5.900             | 5.900         | 6.228         | 6.197         | 6.165         | 6.132         |
| Importação Argentina   | 2.178         | 2.178             | 2.178         | 2.178         | 2.178         | 2.178         | 2.178         |
| <b>Total disp. SIN</b> | <b>81.492</b> | <b>83.629</b>     | <b>86.364</b> | <b>91.955</b> | <b>93.218</b> | <b>94.555</b> | <b>94.522</b> |

O programa de expansão da geração no período setembro de 2003 a dezembro de 2007, por aproveitamento, por ano e por região do SIN, encontra-se detalhado no Anexo, página 39.

## 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 cerca de mais 5.000 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 6.

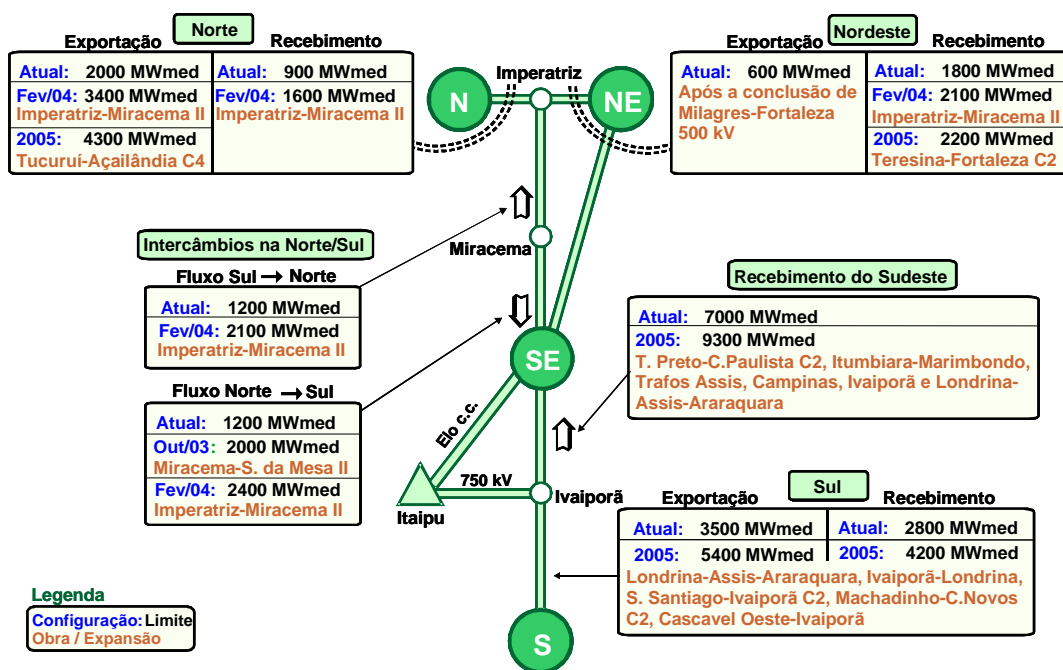
O diagrama da Figura 1 apresenta os subsistemas e os grandes troncos de interligação, indicando ainda os limites de intercâmbio proporcionados pelo conjunto de obras assinaladas no Quadro 6.

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 entre regiões, resultando em ganhos energéticos consideráveis e aumento da confiabilidade.

Quadro 6 – Principais Troncos de Transmissão

| INTERLIGAÇÃO                                   | ENTRADA OPERAÇÃO | INTERLIGAÇÃO                               | ENTRADA OPERAÇÃO |
|--|------------------|--|------------------|
| <b>SUL/SUDESTE</b>                             |                  | <b>NORTE/SUL</b>                           |                  |
| LT 500 kV Salto Santiago – Ivaiporã II         | 2005             | LT 500 kV Miracema-Serra da Mesa II        | Out/2003         |
| LT 500 kV Londrina-Assis-Araraquara            | 2005             | LT 500 kV Imperatriz-Colinas-Miracema II   | Mar/2004         |
| LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista II | 2005             | LT 500 kV Itumbiara - Marimbondo           | 2005             |
| LT 500 kV Cascavel do Oeste – Ivaiporã         | 2005             |  |                  |
| LT 500 kV Machadinho – Campos Novos II         | 2005             | <b>NORTE/NORDESTE</b>                      |                  |
| LT 500 kV Ivaiporã – Londrina 525kV II         | 2006             | LT 500 kV Teresina – Sobral - Fortaleza    | 2005             |
|  |                  | LT 500 kV Tucuruí – Marabá – Açailândia IV | 2005             |
|  |                  | LT 500 kV Camaçari - Sapeaçu               | 2005             |

Figura 1 – Interligações entre Subsistemas do SIN



### 5.3 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 e das compras de energia do Paraguai em 50 Hz.

A primeira etapa, chamada de Argentina I, consiste na importação de 1.078 MW de potência firme através da conversora de freqüência 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 a disposição do SIN uma oferta adicional de 1.100 MW.

Além dessas interligações com características de compra firme de energia, há interligações de menor porte, como a interligação em Uruguiana de 50 MW (Brasil / Argentina) e a Santa do Livramento / Rivera de 70 MW (Brasil / Uruguai), caracterizadas como intercâmbios de otimização, admitindo, portanto, fluxos em ambos os sentidos.

#### 5.4 Mercado de Energia Elétrica

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral, foram adotados um cenário macroeconômico de referência e um cenário alto, elaborados pelo CTEM/CCPE/MME e pelo ONS, conforme apresentado no item 2. Tais cenários resultaram em projeções de mercado de energia que estão apresentadas nos Quadros 7 e 8 a seguir:

**Quadro 7 – Mercado de Referência**

| Energia (MWmed) |         |      |          |       |       |            |
|-----------------|---------|------|----------|-------|-------|------------|
| Ano             | Sudeste | Sul  | Nordeste | Norte | SIN   | Cresc. (%) |
| 2003            | 26014   | 6834 | 6029     | 2762  | 41639 | 5,0        |
| 2004            | 27263   | 7231 | 6258     | 2986  | 43737 | 5,0        |
| 2005            | 28680   | 7636 | 6640     | 3183  | 46139 | 5,5        |
| 2006            | 30258   | 8033 | 7144     | 3384  | 48818 | 5,8        |
| 2007            | 31983   | 8434 | 7544     | 3800  | 51761 | 6,0        |

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

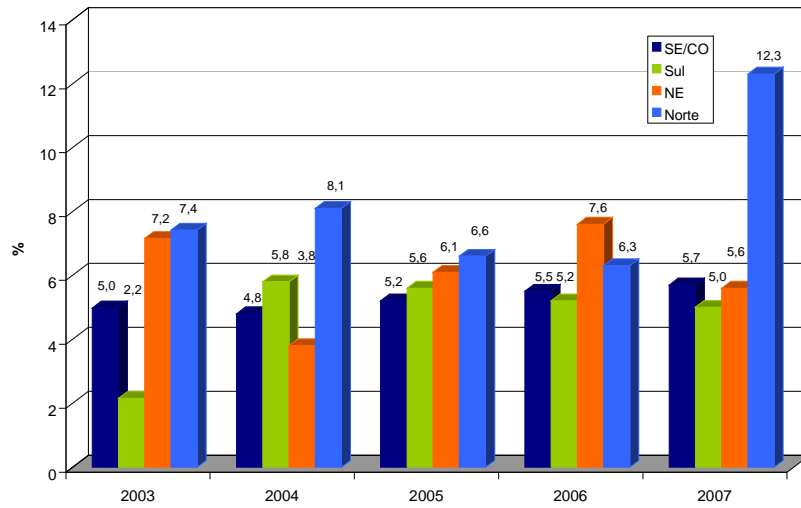
**Quadro 8 – Mercado Alto**

| Energia (MWmed) |         |      |          |       |       |            |
|-----------------|---------|------|----------|-------|-------|------------|
| Ano             | Sudeste | Sul  | Nordeste | Norte | SIN   | Cresc. (%) |
| 2003            | 26014   | 6834 | 6029     | 2762  | 41639 | 5,0        |
| 2004            | 27783   | 7426 | 6465     | 3016  | 44690 | 7,3        |
| 2005            | 29728   | 7930 | 6894     | 3233  | 47786 | 6,9        |
| 2006            | 31957   | 8470 | 7509     | 3440  | 51377 | 7,5        |
| 2007            | 34396   | 9048 | 8044     | 3864  | 55352 | 7,7        |

Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

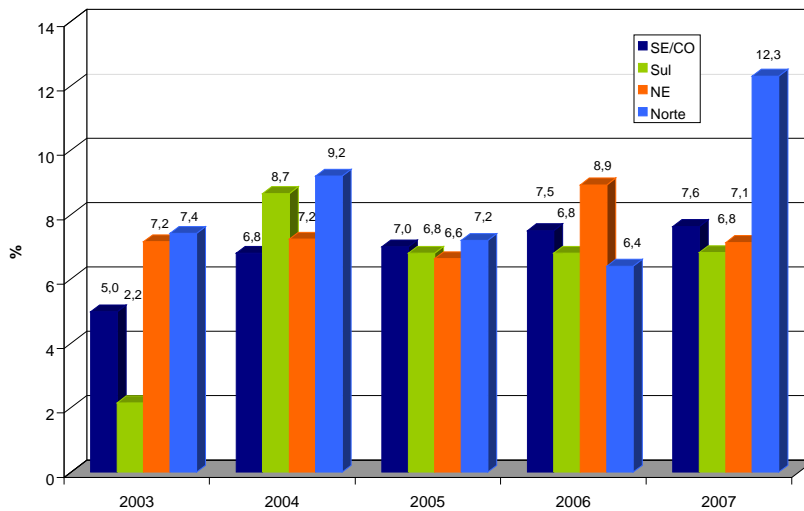
O detalhamento dos índices de crescimento dos mercados de referência e alto, por região, pode ser visualizado nos gráficos a seguir:

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



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

**Figura 3 – Crescimento Percentual do 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 1,65% em 2003. Para os anos de 2004 a 2007, foram utilizadas as hipóteses de crescimento econômico de 3,8%, resultando em uma taxa média de crescimento do mercado de 5,6% ao ano. Este cenário aponta, ao final de 2007,

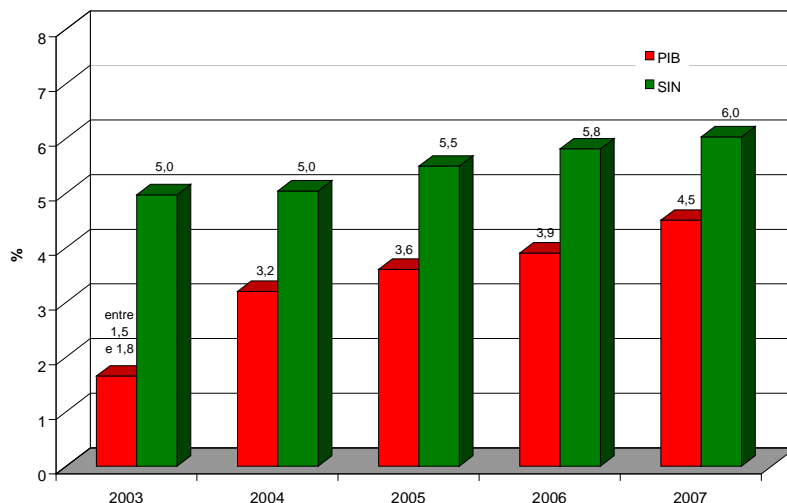
para um atraso de cerca de dois anos na realização da carga do SIN, se comparada às projeções elaboradas antes do racionamento de energia em 2001.

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 1,65% no PIB em 2003 e 4,7% 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 7,4% para o período 2003-2007.

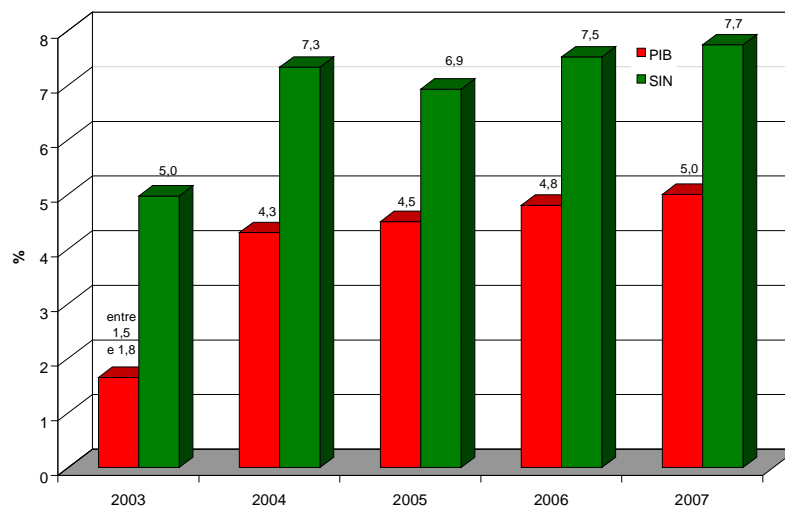
Nos gráficos que seguem apresenta-se a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do mercado do SIN no período 2003/2007, para os dois cenários considerados.

**Figura 4 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado de Referência**



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

Figura 5 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado Alto



Fonte: CTEM/CCPE/MME e ONS

## 5.5 Comparação com o Plano Anual 2003 e 1ª Revisão Quadrimestral

Neste item, apresenta-se uma comparação das premissas de oferta e mercado utilizadas quando da elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética para 2003, ao final de 2002, da 1ª Revisão Quadrimestral e desta 2ª Revisão Quadrimestral.

### Com relação ao Mercado:

O Quadro 9 apresenta uma comparação entre a carga própria de energia utilizada no ciclo anual 2003, em termos agregados para SIN. Constatou-se que, para o Cenário de Referência de Mercado, houve uma redução anual de carga da ordem de 800 MWmed no período 2003 – 2007 entre a 1ª e a 2ª Revisões Quadrimestrais. Observa-se também que o mercado previsto para esta 2ª Revisão está bem mais próximo do mercado considerado no Plano Anual. Estas variações estão concentradas praticamente na região Sudeste/Centro-Oeste, não havendo variações significativas nas demais regiões do SIN.

Em relação ao Cenário de Mercado Alto, a maior redução de mercado entre a 1ª e a 2ª Revisão Quadrimestral ocorre em 2003, correspondendo a aproximadamente 1.100 MWmed. Essa redução decresce paulatinamente entre 2004 e 2006, até que em 2007 os mercados previstos em ambas as Revisões se igualem. Comparando-se o Cenário de Mercado Alto previsto para a 2ª Revisão Qua-

trimestral com o do Plano Anual 2003, observa-se uma redução de aproximadamente 300 MWmed em 2003 e um aumento anual progressivo no período 2004 – 2006, atingindo um acréscimo máximo em torno de 1.200 MWmed em 2007.

Destaque-se ainda que não houve alteração de premissas com relação às perspectivas de evolução do PIB associado ao cenário de crescimento do mercado de referência entre a 1ª e 2ª Revisões Quadrimestrais. A taxa média de crescimento, agora igual a 5,6%, era igual a 5,5% ao ano. Contudo, o mercado alto teve suas premissas de taxa de crescimento médio anual alteradas de 6,6% na 1ª Revisão para 7,4% nesta 2ª Revisão.

Portanto, mantiveram-se as mesmas taxas de crescimento das previsões efetuadas para o mercado de referência quando da elaboração da 1ª Revisão Quadrimestral. Já para o mercado alto, as taxas de crescimento das previsões efetuadas foram elevadas em relação à 1ª Revisão Quadrimestral.

**Quadro 9 – Comparação de premissas de mercado (Plano x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN**

| Mercado Referência |                |                |                |                     |                    |                     |
|--------------------|----------------|----------------|----------------|---------------------|--------------------|---------------------|
|                    | Plano<br>MWmed | Rev 1<br>MWmed | Rev 2<br>MWmed | Rev1-Plano<br>MWmed | Rev2-Rev1<br>MWmed | Rev2-Plano<br>MWmed |
| 2003               | 41577          | 42508          | 41639          | 931                 | -869               | 62                  |
| 2004               | 43504          | 44465          | 43737          | 961                 | -728               | 233                 |
| 2005               | 45885          | 46905          | 46139          | 1020                | -766               | 254                 |
| 2006               | 48547          | 49626          | 48818          | 1079                | -808               | 271                 |
| 2007               | 51181          | 52610          | 51761          | 1429                | -849               | 580                 |

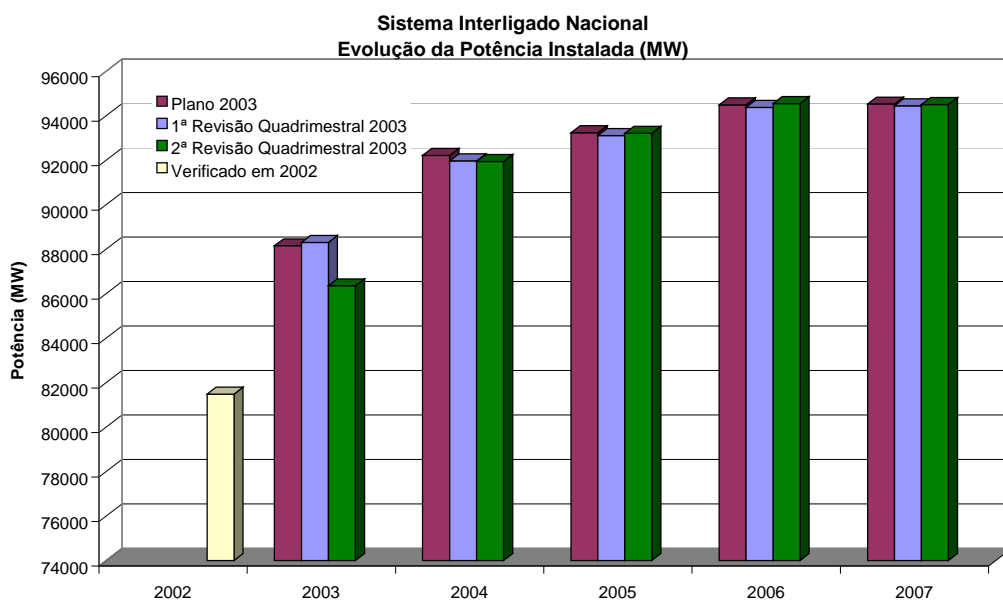
| Mercado Alto |                |                |                |                     |                    |                     |
|--------------|----------------|----------------|----------------|---------------------|--------------------|---------------------|
|              | Plano<br>MWmed | Rev 1<br>MWmed | Rev 2<br>MWmed | Rev1-Plano<br>MWmed | Rev2-Rev1<br>MWmed | Rev2-Plano<br>MWmed |
| 2003         | 41962          | 42773          | 41639          | 811                 | -1134              | -323                |
| 2004         | 44535          | 45522          | 44690          | 987                 | -832               | 155                 |
| 2005         | 47143          | 48194          | 47786          | 1051                | -408               | 643                 |
| 2006         | 50486          | 51615          | 51377          | 1129                | -238               | 891                 |
| 2007         | 54086          | 55302          | 55352          | 1216                | 50                 | 1266                |

#### **Com relação à Expansão da Oferta:**

A Figura 6, página 24, compara a evolução da potência instalada do SIN prevista na elaboração do Plano Anual 2003, na 1ª Revisão Quadrimestral e agora na 2ª Revisão Quadrimestral. Comparando-se a 1ª e a 2ª Revisões Quadrimestrais,

observa-se uma redução significativa na potência instalada prevista para o final de 2003, decorrente de atrasos na entrada em operação de unidades de geração. Contudo, tais atrasos não impactam o restante do período, pois a oferta atrasada em 2003 já aparece incorporada à potência instalada ao final de 2004. Portanto, as variações da potência instalada no quinquênio 2003 – 2007 são muito pequenas entre o Plano Anual 2003 e suas Revisões Quadrimestrais.

Figura 6 – Comparação da evolução da potência instalada (Plano x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN



## 6 Análise das Condições de Atendimento

### 6.1 Riscos de Déficit

A análise das condições de atendimento ao 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, do níveis de armazenamento iniciais dos subsistemas, 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, 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

Nas análises de riscos de déficit também são apresentadas estatísticas correspondentes a profundidades. Estas estatísticas devem ser interpretadas como sendo a probabilidade do déficit médio anual ser superior a 5% e 10% da carga média anual, respectivamente.

**Considerando-se o Cenário de Referência**, os riscos de não atendimento para qualquer déficit, apresentados no Quadro 10, são inferiores a 2,7% no Subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste para todo o quinquênio. Os riscos de não atendimento para déficits superiores a 5% da carga são inferiores a 0,5%.

O Subsistema Nordeste apresentou risco de qualquer déficit de 8,7% em 2004, 5,7% em 2006 e 6,4% em 2007. Contudo, a probabilidade do déficit médio anual ser maior do que 5% da carga para todo o quinquênio neste subsistema é inferior a 1,5%.

As condições aparentemente mais desfavoráveis nesta região são consequência do nível de armazenamento em 31/08/2003 (34,5%  $EAR_{max}$ ) e das afluições passadas verificadas ao longo de 2003.

Os riscos de déficit observados na região Norte têm comportamento similar aos das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

**Quadro 10 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência**

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

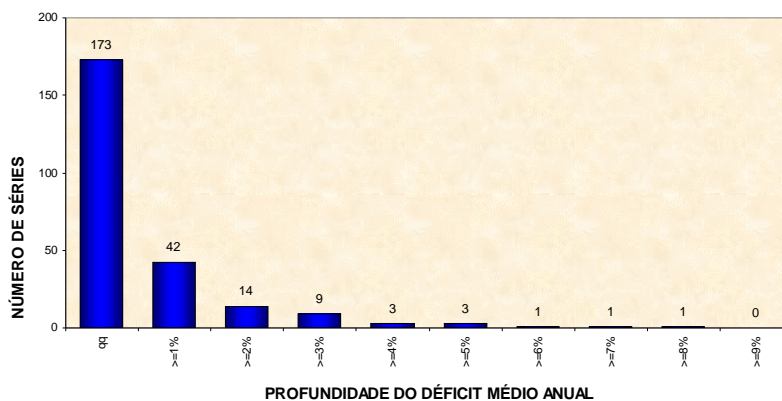
As Figuras 7 e 8 contêm a curva de distribuição dos déficits da região Nordeste em 2004 e 2007.

Em 2004, observa-se que 173 em 2000 séries levaram a déficits, correspondendo a um risco de 8,7%, independente da profundidade dos déficits. No entanto, examinando-se a Figura 7, pode-se constatar que destas 173 séries, 131 correspondem a déficits médios anuais de profundidade inferior a 1% da carga própria média anual, ou seja, somente em 42 das 2000 séries o déficit médio anual seria superior a 68 MWmed e há apenas 3 séries com déficit médio anual superior a 4% da carga. Portanto, analisando esses resultados, conclui-se que, nestes anos, não há risco efetivo de ocorrência de déficit nesta região, dada a pouca magnitude dos déficits observados, que poderiam ser facilmente evitados com políticas específicas para este fim.

No ano de 2007, 128 das 2000 simuladas apresentaram risco de qualquer déficit, correspondendo a um risco de 6,4%. A distribuição dos riscos para esse ano apresenta um grande número de séries com déficit de até 5% da carga, correspondendo à probabilidade de 1,5%. Contudo, essa distribuição não impacta significativamente na profundidade de déficit e, portanto, a magnitude dos mesmos ainda pode ser considerada baixa.

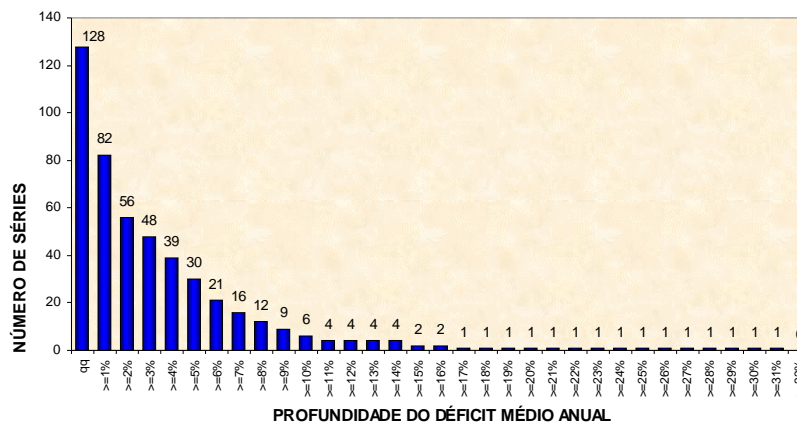
Os riscos mais elevados observados na região Nordeste em relação às demais regiões do SIN são justificados pelo nível de armazenamento inicial dos reservatórios em 31/08/2003 e pelas aflúncias passadas para essa região. Portanto, a tendência hidrológica assumida para a simulação tende a ser pessimista.

**Figura 7 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2004 - Cenário de Mercado de Referência**



| % da Carga | 1% | 2%  | 3%  | 4%  | 5%  | 6%  | 7%  | 8%  | 9%  |
|------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| MWmed      | 68 | 136 | 204 | 272 | 340 | 408 | 476 | 544 | 612 |

**Figura 8 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2007 - Cenário de Mercado de Referência**



|            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1%   | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  |
|            | 81   | 162  | 244  | 325  | 406  | 487  | 568  | 650  | 731  | 812  | 893  | 974  | 1056 | 1137 | 1218 | 1299 | 1380 |
| MWmed      | 18%  | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 25%  | 26%  | 27%  | 28%  | 29%  | 30%  | 31%  | 32%  | 33%  |      |
|            | 1462 | 1543 | 1624 | 1705 | 1786 | 1867 | 1949 | 2030 | 2111 | 2192 | 2273 | 2355 | 2436 | 2517 | 2598 | 2679 |      |

Em resumo, pode-se afirmar que com taxa de crescimento médio anual do mercado de 5,6% no período 2003-2007, as condições de atendimento do SIN, mesmo para o Subsistema Nordeste, são satisfatórias, desde que se concretize o programa de obras de geração e de interligações inter-regionais. As profundi-

dades de déficit de pequenas magnitudes observadas no Subsistema Nordeste podem ser contornadas com a adoção das curvas de aversão ao risco na operação real, que permite definir geração térmica, bem como valores e sentido de intercâmbios suficientes.

Neste cenário, as sobras de energia seriam consumidas paulatinamente ao longo do quinquênio, até se atingir um equilíbrio entre oferta e demanda em 2007.

Observe-se, no entanto, que a Oferta de Referência está definida em consonância com a Resolução GCE 109, que estabelece a consideração somente dos empreendimentos que não apresentem impedimentos de nenhuma ordem para entrada em operação nas datas previstas. Da mesma forma, não foram considerados empreendimentos termoeletrônicos no triênio 2005 – 2007, tratando-se, portanto, de uma oferta conservadora.

**Considerando-se o Cenário com Mercado Alto**, os riscos de não atendimento para qualquer déficit, mostrados no Quadro 11, atingem valores máximos de 5,6% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 5,3%, no Subsistema Sul, ambos em 2007. O Subsistema Nordeste atingiu valores de risco de qualquer déficit maiores que 6% para o período 2004 – 2007, sendo que o risco máximo alcançado foi 11,7% em 2004. Os riscos do Norte atingiram valor máximo de 11,3%, em 2006, e 8,4%, em 2007. Contudo, todas as regiões do SIN apresentam probabilidades abaixo de 2% de déficits médios anuais superiores a 5% da carga.

**Quadro 11 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com Mercado Alto**

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

A título ilustrativo, as Figuras 9 a 12 a seguir apresentam a distribuição dos déficits dos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte para os anos que atingiram riscos de qualquer déficit mais elevados.

Figura 9 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – SE 2007 - Cenário de Mercado de Alto

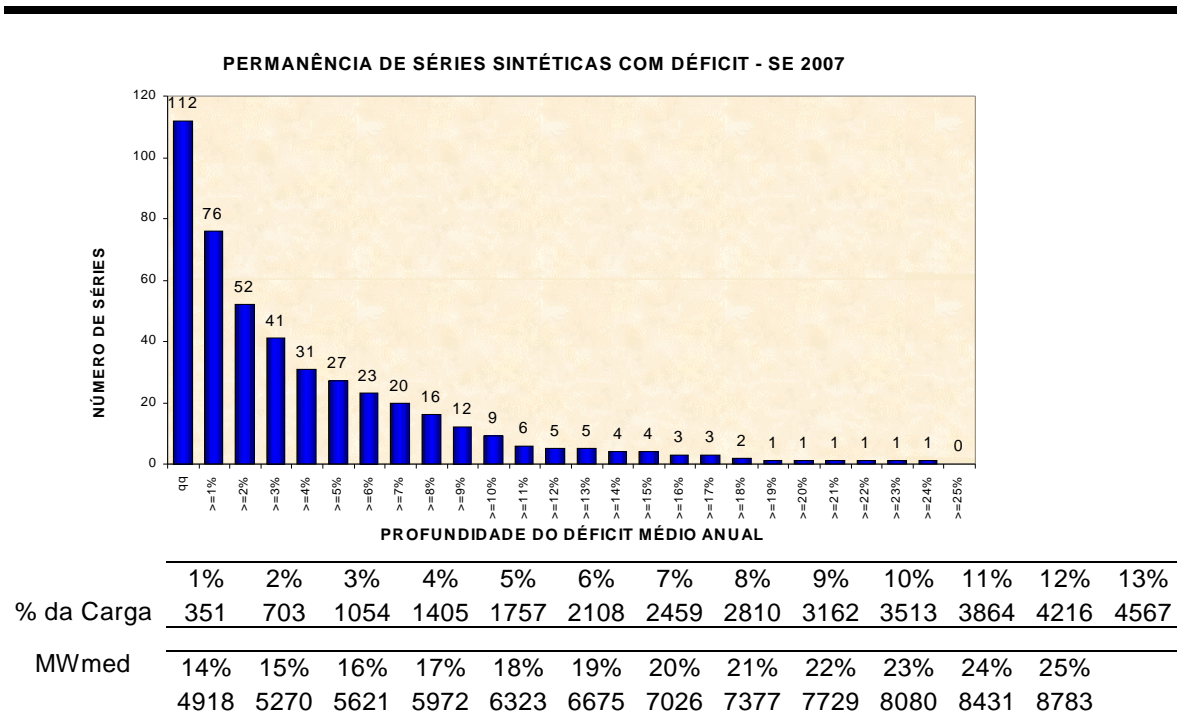


Figura 10 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2004 - Cenário de Mercado de Alto

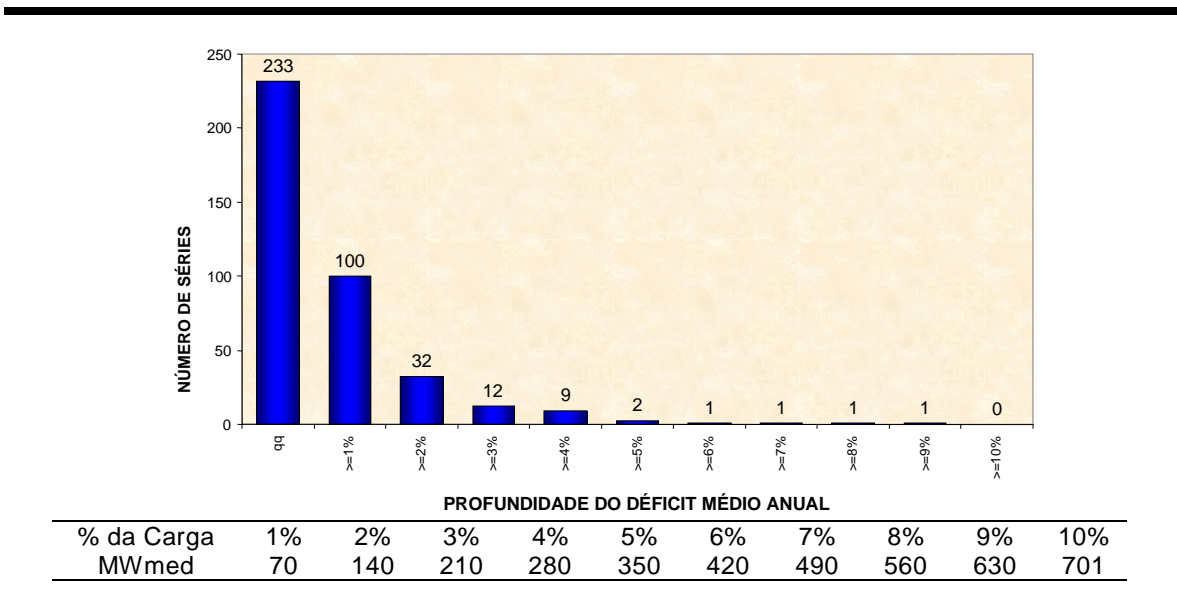
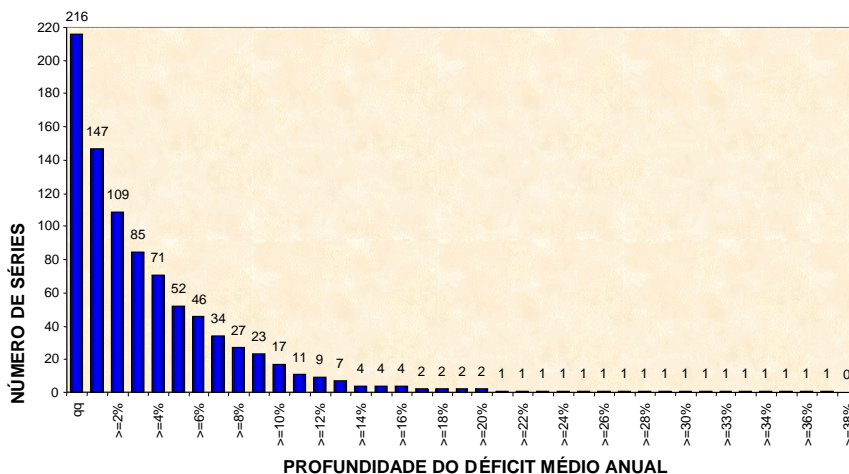
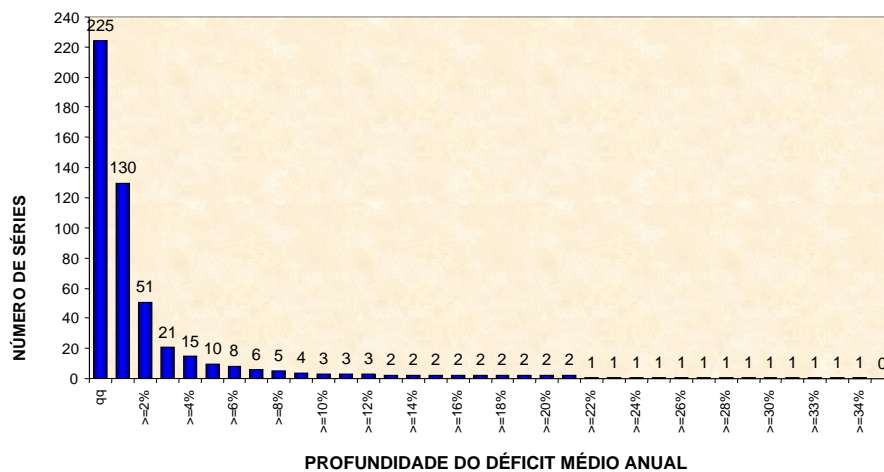


Figura 11 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2007 - Cenário de Mercado de Alto



|            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1%   | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 8%   | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  | 18%  |
|            | 86   | 172  | 259  | 345  | 431  | 517  | 603  | 690  | 776  | 812  | 862  | 1034 | 1121 | 1207 | 1293 | 1379 | 1465 | 1552 |
| MWmed      | 19%  | 20%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 25%  | 26%  | 27%  | 28%  | 29%  | 30%  | 31%  | 32%  | 33%  | 34%  | 35%  | 36%  |
|            | 1638 | 1724 | 1810 | 1896 | 1938 | 2069 | 2155 | 2241 | 2327 | 2414 | 2500 | 2586 | 2672 | 2758 | 2844 | 2931 | 3017 | 3103 |

Figura 12 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – N 2006 - Cenário de Mercado de Alto



|            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |      |      |
|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|
| % da Carga | 1%  | 2%  | 3%  | 4%  | 5%  | 6%  | 7%  | 8%  | 9%  | 10% | 11% | 12% | 13%  | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  |
|            | 34  | 69  | 103 | 138 | 172 | 206 | 241 | 275 | 310 | 344 | 379 | 413 | 447  | 482  | 516  | 551  | 585  |
| MWmed      | 18% | 19% | 20% | 21% | 22% | 23% | 24% | 25% | 26% | 27% | 28% | 29% | 30%  | 31%  | 32%  | 33%  | 34%  |
|            | 619 | 654 | 688 | 723 | 757 | 791 | 826 | 860 | 895 | 929 | 963 | 998 | 1032 | 1067 | 1101 | 1136 | 1170 |

Analisando a Figura 9, nota-se que apenas 112 das 2000 séries simuladas apresentam déficits de qualquer profundidade no Subsistema Sudeste em 2007, correspondendo a um risco de 5,6%. Porém, os riscos de déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual correspondem a 1,4%. Assim, pode-se afirmar que os riscos observados para o Subsistema Sudeste são de pequena magnitude, podendo ser eliminados com a adoção de políticas operativas específicas para esse fim.

Observa-se que apesar de 233 das 2000 séries simuladas terem apresentado do riscos de qualquer déficit no Subsistema Nordeste em 2004, apenas 2 séries resultariam em déficits médios anuais superiores a 5% da carga média anual, correspondendo a um risco de 0,1%. No caso de 2007, a distribuição dos déficits para essa região apresenta comportamento similar ao observado para o mesmo ano no caso do Mercado de Referência, ou seja, há uma grande concentração de séries com riscos entre 1% e 5% da carga.

Portanto, da mesma forma que para o Mercado de Referência, 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 magnitudes mais significativas.

No caso do Subsistema Norte, 225 das 2000 séries simuladas apresentam riscos de qualquer déficit, correspondendo a 11,3% de risco em 2006 nessas regiões. Todavia, poucas séries apresentam profundidade de déficit superior a 2% da carga do Norte. Portanto, os riscos de déficit para essa região poderiam ser eliminados com a adoção em tempo real das mesmas medidas propostas para o Subsistema Nordeste.

Em resumo, pode-se afirmar que mesmo que ocorra o cenário mais acelerado do consumo de energia elétrica, com crescimento do mercado à taxa média anual de 7,4% no período 2003-2007, as condições de atendimento ao SIN se mantêm em níveis adequados para profundidades de risco maiores que 5% da carga média anual.

A elevação dos riscos de déficit em 2007 em todas as regiões do SIN indica que para as premissas de realização de crescimento média anual do mercado a uma taxa de 7,4% no período 2003 – 2007 (com um PIB associado de 4,7% no período 2004 – 2007) já haveria a sinalização de necessidade de expansão da oferta adicional àquela associada à Oferta de Referência, ou mesmo a antecipação da entrada em operação de empreendimentos programados para após 2007.

Cabe destacar, novamente, que a Oferta de Referência é conservadora, na medida em que, em consonância com a Resolução GCE 109, são considerados so-

mente os empreendimentos que não apresentem impedimentos para entrada em operação. Além disso, para o Cenário de Referência, não são considerados projetos termoeletricos no triênio 2005 – 2007, já que o custo marginal de operação é inferior ao valor normativo da fonte competitiva em todas as regiões do SIN neste período.

A análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2007, é fortemente influenciada pelos anos imediatamente subseqüentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta, motivo pelo qual conclusões para 2007 devem ser relativizadas e monitoradas considerando-se um horizonte de mais longo prazo.

## **6.2 Custos Marginais de Operação**

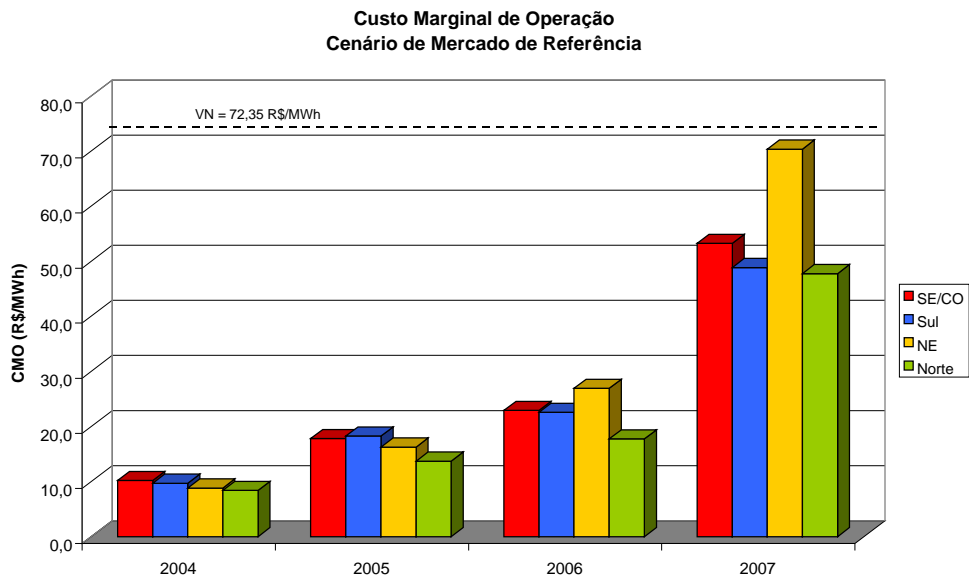
O custo marginal de operação (CMO) ou custo marginal de curto prazo fornece uma indicação do custo de atendimento do MWh adicional em cada região do SIN. O CMO médio anual é calculado a partir de simulações com 2000 séries sintéticas de energias afluentes, sob um enfoque estrutural, ou seja, que não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

Conforme diretrizes da Resolução GCE 109, o CMO médio anual em cada subsistema 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 Nº 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 350 MW, respectivamente.

Nesta 2ª Revisão Quadrimestral do ciclo 2003, os valores esperados do CMO médio anual no período 2003/2007, conforme pode ser observado na Figura 13, são inferiores ao Valor Normativo para todos os subsistemas para o Cenário de Referência de Mercado. Portanto, não há a necessidade de inclusão de blocos térmicos ao longo do último triênio do período.

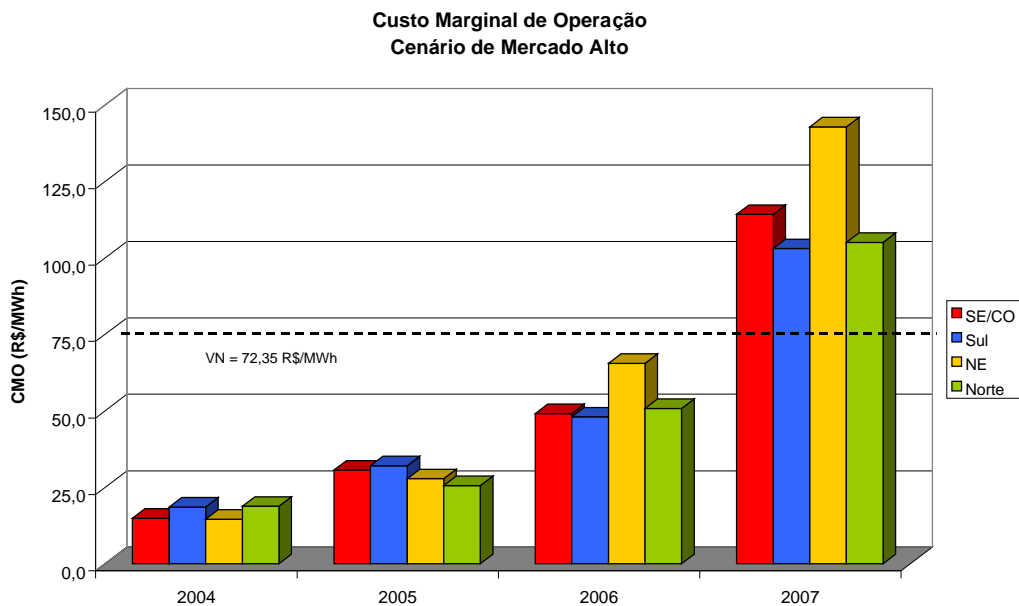
Vale ressaltar que o CMO do Subsistema Nordeste, diferente das demais regiões, está próximo ao VN em 2007, sinalizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do período nesta região.

Figura 13 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário de Referência



Os valores de CMO calculados para o Cenário com Mercado Alto podem ser vistos na Figura 14.

Figura 14 – Custo Marginal de Operação – Análise Estrutural – Cenário com Mercado Alto



Nesta situação, observa-se que em 2007, para todas as regiões do SIN, ter-se-iam CMOs acima do VN. Desta forma, para a premissa de realização de um PIB da ordem de 4,7% no período 2004 – 2007 (associando-se um crescimento médio anual do mercado de 7,4% no período 2003 – 2007), seria necessária a agregação de oferta adicional àquela do cenário de Oferta de Referência (por exemplo, projetos hoje com algum impedimento para entrada em operação) ou mesmo a antecipação da entrada em operação de projetos programados para após 2007.

### **6.3 Análise com Séries Históricas**

A análise conjuntural com o histórico de afluências indica que na hipótese de repetição de qualquer série do histórico de vazões as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte não apresentariam déficits em 2004. Para o Subsistema Sul, caso se configure a repetição do histórico correspondente ao ano 1945, a simulação indica um déficit de pequena magnitude, 15 MWmed (0,2% da carga). Da mesma forma, no Subsistema Nordeste, a repetição do histórico correspondente ao ano 1955 implicaria em um déficit de 47 MWmed (0,7% da carga). Entretanto, esses baixos valores não são considerados significativos.

Em 2005, apenas para a região Nordeste foi observado algum déficit em caso de repetição das séries do período histórico. Todavia, assim como em 2004, seus montantes apresentam pequena magnitude, visto que correspondem a no máximo 0,4% da carga deste subsistema.

Para o ano de 2006, observam-se déficits de pequena magnitude em todos os subsistemas, sendo que o maior deles corresponde a 2,1% da carga do Subsistema Nordeste. Destaque-se que os maiores déficits ocorrem na repetição, em 2006, da série histórica de 1955, correspondendo ao final do período crítico do SIN.

Em 2007 já seriam registrados déficits mais significativos para todos os subsistemas, no entanto restritos ao período crítico do SIN.

Em resumo, todos os déficits observados no período 2004 – 2007, por apresentarem pequena magnitude, poderiam ser atendidos com geração térmica adicional ou, caso não ocorra coincidência de condições hidrológicas desfavoráveis nos subsistemas interligados, através de acréscimos de intercâmbio.

A análise com séries históricas está resumida nos Quadros 12, 13, 14 e 15, que apresentam para cada subsistema, no período 2004 - 2007, os seguintes resultados:

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

**Quadro 12 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2004**

| <b>OCORRÊNCIA</b>                            | <b>SE/CO</b>  | <b>SUL</b> | <b>NORDESTE</b> | <b>NORTE</b>  |
|--|---------------|------------|-----------------|---------------|
| Maior Déficit Anual (MWmed)                  | Sem Déficit   | 15         | 47              | Sem Déficit   |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)             | -             | 0,2%       | 0,7%            | -             |
| Série de Maior Déficit                       | -             | 1945       | 1955            | -             |
| Número de Séries com Déficit                 | Nenhuma Série | 1          | 2               | Nenhuma Série |
| Número de Séries com Déficit (%)             | -             | 1%         | 3%              | -             |
| Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed) | -             | 15         | 35              | -             |
| Média dos Déficit (% da Carga)               | -             | 0,2%       | 0,5%            | -             |
| Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)  | -             | 0          | 1               | -             |
| Média dos Déficit (% da Carga)               | -             | 0%         | 0%              | -             |

**Quadro 13 – Déficit conjunturais com séries históricas – Ano 2005**

| <b>OCORRÊNCIA</b>                            | <b>SE/CO</b>  | <b>SUL</b>    | <b>NORDESTE</b> | <b>NORTE</b>  |
|--|---------------|---------------|-----------------|---------------|
| Maior Déficit Anual (MWmed)                  | Sem Déficit   | Sem Déficit   | 31              | Sem Déficit   |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)             | -             | -             | 0,4%            | -             |
| Série de Maior Déficit                       | -             | -             | 1954            | -             |
| Número de Séries com Déficit                 | Nenhuma Série | Nenhuma Série | 2               | Nenhuma Série |
| Número de Séries com Déficit (%)             | -             | -             | 3%              | -             |
| Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed) | -             | -             | 31              | -             |
| Média dos Déficit (% da Carga)               | -             | -             | 0,4%            | -             |
| Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)  | -             | -             | 1               | -             |
| Média dos Déficit (% da Carga)               | -             | -             | 0%              | -             |

**Quadro 14 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2006**

| <b>OCORRÊNCIA</b>                             | <b>SE/CO</b> | <b>SUL</b> | <b>NORDESTE</b> | <b>NORTE</b> |
|---|--------------|------------|-----------------|--------------|
| Maior Déficit Anual (MWmed)                   | 632          | 101        | 161             | 28           |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)              | 2%           | 1,2%       | 2,1%            | 0,8%         |
| Série de Maior Déficit                        | 1955         | 1955       | 1955            | 1955         |
| Número de Séries com Déficits                 | 2            | 2          | 3               | 1            |
| Número de Séries com Déficits (%)             | 3%           | 3%         | 4%              | 1%           |
| Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed) | 380          | 68         | 68              | 28           |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 1,2%         | 0,8%       | 0,9%            | 0,8%         |
| Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)  | 11           | 2          | 3               | 0            |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 0%           | 0%         | 0%              | 0%           |

**Quadro 15 – 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)                   | 2906         | 107        | 715             | 289          |
| Maior Déficit Anual (% da Carga)              | 8,7%         | 1,2%       | 8,8%            | 7,7%         |
| Série de Maior Déficit                        | 1955         | 1955       | 1955            | 1955         |
| Número de Séries com Déficits                 | 2            | 2          | 2               | 2            |
| Número de Séries com Déficits (%)             | 3%           | 3%         | 3%              | 3%           |
| Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed) | 1657         | 107        | 408             | 167          |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 5%           | 1,2%       | 5%              | 4,4%         |
| Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)  | 47           | 3          | 12              | 5            |
| Média dos Déficits (% da Carga)               | 0,1%         | 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 setembro de 2003 – dezembro de 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. Para o cálculo das perdas por deplecionamento, foram 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 de 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. Não houve necessidade de utilização de intercâmbios entre regiões, o que representa um recurso extra no caso de ocorrência de demandas acima do previsto ou de indisponibilidades não programadas.

**Quadro 16 - Balanço de Ponta Determinístico – Resumo**

|         |                  | 2003     | 2004    | 2005   | 2006     | 2007     |
|---------|------------------|----------|---------|--------|----------|----------|
| S/SE-CO | Menor Folga (MW) | 10.062   | 11.456  | 10.655 | 8.892    | 5.554    |
|         | % da Demanda     | 23%      | 24%     | 21%    | 17%      | 10%      |
|         | Mês              | Setembro | Abril   | Agosto | Agosto   | Setembro |
| N/NE    | Menor Folga (MW) | 3.055    | 4.794   | 4.985  | 4.221    | 3.167    |
|         | % da Demanda     | 28%      | 44%     | 42%    | 31%      | 22%      |
|         | Mês              | Setembro | Janeiro | Abril  | Dezembro | Dezembro |

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

## 7 Interligações Regionais

Figura 15 – Sistema de Transmissão 2003/2005



## ANEXO – Programa de Expansão da Geração

### Programa de Expansão da Geração

#### Região Sudeste/Centro-Oeste

| Usinas                                     |           | Potência Instalada (MW) |       |           |        |  |
|--|-----------|-------------------------|-------|-----------|--------|--|
| Ano 2003 (Setembro a Dezembro)             | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |  |
| UTE Norte Fluminense                       | Outubro   | 1 a 3/4                 | 860   | 569       | 569    |  |
| UTE Nova Piratininga                       |           | 1 a 4/6                 | 590   | 400       | 400    |  |
| UTE Três Lagoas                            |           | 1 a 4/6                 | 240   | 240       | 240    |  |
| UHE Queimado                               | Novembro  | 1/3                     | 105   | 35        | 35     |  |
| UHE Candonga                               | Dezembro  | 1/3                     | 140   | 47        | 47     |  |
| UHE Porto Primavera                        |           | 14/14                   | 110   | 110       | 110    |  |
| UTE Santa Cruz Nova                        |           | 1/4                     | 564   | 200       | 200    |  |
| Total no Ano                               |           |                         |       |           | 1600   |  |
| Ano 2004                                   | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |  |
| UHE Queimado                               | Janeiro   | 2/3                     | 105   | 70        | 35     |  |
| UTE Santa Cruz Nova                        |           | 2/4                     | 564   | 400       | 200    |  |
| UHE Candonga                               | Fevereiro | 2/3                     | 140   | 93        | 47     |  |
| UHE Queimado                               |           | 3/3                     | 105   | 105       | 35     |  |
| UTE Termório                               |           | 1 a 3/9                 | 1163  | 423       | 423    |  |
| UTE Norte Fluminense                       | Março     | 4/4                     | 860   | 860       | 292    |  |
| UTE Nova Piratininga                       |           | 5 e 6/6                 | 590   | 590       | 190    |  |
| UTE Piratininga 3 e 4                      |           | Desativação             | -272  | -272      | -272   |  |
| UHE Candonga                               | Abril     | 3/3                     | 140   | 140       | 47     |  |
| UTE Termório                               | Maio      | 4 a 6/9                 | 1163  | 793       | 370    |  |
| UHE Itaipu (50%)                           | Junho     | 19/20                   | 700   | 700       | 700    |  |
| UTE Santa Cruz 12                          | Setembro  | Desativação             | -168  | -168      | -168   |  |
| UTE Santa Cruz Nova                        |           | 3/4                     | 564   | 482       | 82     |  |
| UTE Termório                               |           | 7 a 9/9                 | 1163  | 1163      | 370    |  |
| UHE Aimorés                                | Outubro   | 1/3                     | 330   | 110       | 110    |  |
| UHE Aimorés                                | Novembro  | 2/3                     | 330   | 220       | 110    |  |
| UHE Aimorés                                | Dezembro  | 3/3                     | 330   | 330       | 110    |  |
| UHE Ponte de Pedra                         |           | 1/3                     | 176   | 59        | 59     |  |
| Total no Ano                               |           |                         |       |           | 2739   |  |
| Ano 2005                                   | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |  |
| UHE Corumbá IV                             | Janeiro   | 1/2                     | 127   | 64        | 64     |  |
| UTE Santa Cruz Nova                        |           | 4/4                     | 564   | 564       | 82     |  |
| Saída das Emergenciais                     |           |                         |       |           | -145   |  |
| 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 Picada                                 | Agosto    | 1/2                     | 50    | 25        | 25     |  |
| UHE Irapé                                  | Setembro  | 1/3                     | 360   | 120       | 120    |  |
| UHE Ourinhos                               |           | 1/3                     | 44    | 15        | 15     |  |
| UHE Picada                                 |           | 2/2                     | 50    | 50        | 25     |  |
| UHE Irapé                                  | Novembro  | 2/3                     | 360   | 240       | 120    |  |
| UHE Ourinhos                               |           | 2/3                     | 44    | 29        | 15     |  |
| Total no Ano                               |           |                         |       |           | 501    |  |
| Ano 2006                                   | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |  |
| UHE Irapé                                  | Janeiro   | 3/3                     | 360   | 360       | 120    |  |
| UHE Ourinhos                               |           | 3/3                     | 44    | 44        | 15     |  |
| Saída das Emergenciais                     |           |                         |       |           | -253   |  |
| Total no Ano                               |           |                         |       |           | -118   |  |
| Total Sudeste/Centro-Oeste sem Emergencial |           |                         |       |           | 5119   |  |

## Programa de Expansão da Geração – continuação

### Programa de Expansão da Geração

#### Região Sul

| Usinas                         |           | Potência Instalada (MW) |       |           |        |
|--------------------------------|-----------|-------------------------|-------|-----------|--------|
| Ano 2003 (Setembro a Dezembro) | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UTE Araucária                  | Outubro   | 1 a 3/3                 | 469   | 469       | 469    |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | 469    |
| Ano 2004                       | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UHE Quebra Queixo              | Janeiro   | 1/3                     | 120   | 40        | 40     |
| UHE Quebra Queixo              | Março     | 2/3                     | 120   | 80        | 40     |
| UHE Quebra Queixo              | Maio      | 3/3                     | 120   | 120       | 40     |
| UHE Monte Claro                | Novembro  | 1/2                     | 130   | 65        | 65     |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | 185    |
| Ano 2005                       | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UHE Monte Claro                | Janeiro   | 2/2                     | 130   | 130       | 65     |
| UHE Santa Clara PR             | Março     | 1/2                     | 120   | 60        | 60     |
| UHE Santa Clara PR             | Maio      | 2/2                     | 120   | 120       | 60     |
| UHE Barra Grande               | Novembro  | 1/3                     | 690   | 230       | 230    |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | 415    |
| Ano 2006                       | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UHE Barra Grande               | Fevereiro | 2/3                     | 690   | 460       | 230    |
| UHE Campos Novos               | Abril     | 1/3                     | 880   | 293       | 293    |
| UHE Barra Grande               | Maio      | 3/3                     | 690   | 690       | 230    |
| UHE Campos Novos               | Julho     | 2/3                     | 880   | 587       | 293    |
| UHE Campos Novos               | Outubro   | 3/3                     | 880   | 880       | 293    |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | 1340   |
| Total Sul                      |           |                         |       |           | 2224   |

#### Região Nordeste

| Usinas                         |           | Potência Instalada (MW) |       |           |        |
|--------------------------------|-----------|-------------------------|-------|-----------|--------|
| Ano 2003 (Setembro a Dezembro) | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UTE Termobahia                 | Outubro   | 1/2                     | 190   | 190       | 190    |
| UTE Fafen                      |           | 3/4                     | 91    | 30        | 30     |
| UTE Camaçari Gás               | Novembro  | 3/5                     | 216   | 72        | 72     |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | 292    |
| Ano 2004                       | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UTE Fortaleza                  | Janeiro   | 1/1                     | 347   | 347       | 347    |
| UTE Fafen                      | Fevereiro | 4/4                     | 91    | 91        | 61     |
| UTE Camaçari Gás               | Março     | 4/5                     | 216   | 144       | 72     |
| UTE Termopernambuco            |           | 1/1                     | 638   | 638       | 638    |
| UHE Itapebi                    | Setembro  | 4/4                     | 25    | 25        | 25     |
| UTE Camaçari Gás               | Novembro  | 5/5                     | 216   | 216       | 72     |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | 1214   |
| Ano 2005                       | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| Saída das Emergenciais         | Janeiro   |                         | -747  | -747      | -747   |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | -747   |
| Ano 2006                       | Mês       | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| Saída das Emergenciais         | Janeiro   |                         | -603  | -603      | -603   |
| Total no Ano                   |           |                         |       |           | -603   |
| Total Nordeste sem Emergencial |           |                         |       |           | 1506   |

## Programa de Expansão da Geração – continuação

### Região Norte

| Usinas                         |          | Potência Instalada (MW) |       |           |        |
|--------------------------------|----------|-------------------------|-------|-----------|--------|
| Ano 2003 (Setembro a Dezembro) | Mês      | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UHE Tucuruí                    | Outubro  | 15/23                   | 375   | 375       | 375    |
| Total no Ano                   |          |                         |       |           | 375    |
| Ano 2004                       | Mês      | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| 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   |
| Ano 2005                       | Mês      | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| 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   |
| Ano 2006                       | Mês      | UG                      | Total | até o Mês | no Mês |
| UHE Tucuruí                    | Janeiro  | 22/23                   | 750   | 375       | 375    |
| UHE Tucuruí                    | Maio     | 23/23                   | 750   | 750       | 375    |
| Total no Ano                   |          |                         |       |           | 750    |
| Total Norte                    |          |                         |       |           | 3375   |

## Lista de figuras, quadros e tabelas

### Quadros

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Quadro 1 – Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW) e Evolução da Potência Instalada (MW)</b> | <b>7</b>  |
| <b>Quadro 2 – Resumo da Evolução da Carga Própria de Energia do SIN</b>                         | <b>8</b>  |
| <b>Quadro 3 - Energia Armazenada no SIN</b>   | <b>15</b> |
| <b>Quadro 4 - Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)</b>                                       | <b>16</b> |
| <b>Quadro 5 – Evolução da Potência Instalada (MW) - SIN</b>                                     | <b>17</b> |
| <b>Quadro 6 – Principais Troncos de Transmissão</b>   | <b>18</b> |
| <b>Quadro 7 – Mercado de Referência</b>   | <b>19</b> |
| <b>Quadro 8 – Mercado Alto</b>  | <b>19</b> |
| <b>Quadro 9 – Comparação de premissas de mercado (plano x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN</b>    | <b>23</b> |
| <b>Quadro 10 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência</b>                                | <b>26</b> |
| <b>Quadro 11 - Riscos de Déficit (%) – Cenário com Mercado Alto</b>                             | <b>28</b> |
| <b>Quadro 12 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2004</b>                       | <b>35</b> |
| <b>Quadro 13 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2005</b>                       | <b>35</b> |
| <b>Quadro 14 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2006</b>                       | <b>36</b> |
| <b>Quadro 15 – Déficits conjunturais com séries históricas – Ano 2007</b>                       | <b>36</b> |
| <b>Quadro 16 - Balanço de Ponta Determinístico – Resumo</b>                                     | <b>37</b> |

### Figuras

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Figura 1 – Interligações entre Subsistemas do SIN</b>  | <b>18</b> |
| <b>Figura 2 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado de Referência</b>                  | <b>20</b> |
| <b>Figura 3 – Percentual de Crescimento Mercado por Subsistema – Mercado Alto</b>                           | <b>20</b> |
| <b>Figura 4 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado de Referência</b>                    | <b>21</b> |
| <b>Figura 5 – Percentual de Crescimento do PIB x Mercado SIN – Mercado Alto</b>                             | <b>22</b> |
| <b>Figura 6 – Comparação da evolução da potência instalada (plano x 1ª Revisão x 2ª Revisão) - SIN</b>      | <b>24</b> |
| <b>Figura 7 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2004 - Cenário de Mercado de Referência</b> | <b>27</b> |
| <b>Figura 8 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – NE 2007 - Cenário de Mercado de Referência</b> | <b>27</b> |
| <b>Figura 9 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit – SE 2007 - Cenário de Mercado de Alto</b>       | <b>29</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Figura 10 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit –<br/>NE 2004 - Cenário de Mercado de Alto</b> | <b>29</b> |
| <b>Figura 11 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit –<br/>NE 2007 - Cenário de Mercado de Alto</b> | <b>30</b> |
| <b>Figura 12 - Permanência de Séries Sintéticas com Déficit –<br/>N 2006 - Cenário de Mercado de Alto</b>  | <b>30</b> |
| <b>Figura 13 – Custo Marginal de Operação – Análise<br/>Estrutural – Cenário de Referência</b>             | <b>33</b> |
| <b>Figura 14 – Custo Marginal de Operação – Análise<br/>Estrutural – Cenário com Mercado Alto</b>          | <b>33</b> |
| <b>Figura 15 – Sistema de Transmissão 2003/2005</b>  | <b>38</b> |