



Operador Nacional do Sistema Elétrico

SUMÁRIO EXECUTIVO

PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA - ANO 2005

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

ONS RE 3/237/2005

SUMÁRIO EXECUTIVO

PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA - ANO 2005

Sumário

1	Apresentação	3
2	Considerações sobre a Expansão da Oferta e sobre o Mercado	6
2.1	Quanto à Expansão da Oferta de Geração	6
2.2	Quanto à Expansão da Oferta de Energia proporcionada pela Transmissão de Integração	7
2.3	Quanto ao Mercado de Energia Elétrica	8
3	Conclusões e Recomendações	9
3.1	Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas	9
3.2	Avaliação preliminar de ações que proporcionem a redução do risco em 2009	11
3.3	Conclusões da Avaliação com Séries Históricas	12
3.4	Avaliação do atendimento com base nas Curvas de Aversão ao Risco	13
3.5	Atendimento à Demanda Máxima do SIN	14
3.6	Recomendações	14
4	Aspectos Metodológicos	16
5	Premissas Adotadas	18
5.1	Condições Iniciais de Armazenamento	18
5.2	Expansão da Oferta	18
5.2.1	Evolução da Potência Instalada	18
5.2.2	Expansão das Interligações Inter-Regionais	20
5.3	Interligações com Países Vizinhos	22
5.4	Mercado de Energia Elétrica	23
5.5	Restrições de Gás no Nordeste	24
6	Análise das Condições de Atendimento	25
6.1	Riscos de Déficit	25
6.2	Custos Marginais de Operação	29
6.3	Avaliação preliminar de ações que proporcionem a redução do risco em 2009	30
6.4	Análise com Séries Históricas	30
6.5	Avaliação do atendimento com base nas Curvas de Aversão ao Risco	32
6.6	Atendimento à Demanda Máxima	35
	Interligações Inter-Regionais	37

1 Apresentação

O Planejamento Anual da Operação Energética – PEN 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.

Normalmente, o PEN é realizado em ciclos anuais, quando são apresentados os resultados obtidos para o horizonte de cinco anos. Neste Sumário Executivo são apresentadas as principais premissas e resultados do relatório “Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2005”, que, excepcionalmente no ciclo anual de 2005, cobre o período de junho/2005 a dezembro/2009. Os resultados aqui apresentados contemplam exclusivamente o período 2006 – 2009.

As seguintes premissas relativas à Oferta e Mercado foram consideradas:

- **Oferta:**

o Cenário de Oferta de Referência tem como base o cronograma de obras estabelecido em reunião do GT de Acompanhamento de Cronograma de Usinas, no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, com participação da ANEEL, ONS e EPE, realizada em 13 de maio de 2005;

- **Mercado:**

o “cenário de referência” de mercado de energia elétrica utilizado para avaliação das condições de atendimento é resultante das previsões realizadas pelo CTEM/MME e ONS em abril de 2005.

Na determinação das condições de atendimento no período 2005/2009 o Operador leva em conta principalmente os aspectos conjunturais relativos aos níveis de armazenamento verificados em 31/05/2005, a tendência hidrológica (caracterizada pelas afluições passadas aos reservatórios num período de até seis meses), as restrições de transmissão para transferência de blocos de energia entre subsistemas e as restrições de natureza ambiental. Na sua elaboração, foram consideradas as informações mais recentes dos agentes, encaminhadas ao ONS em abril de 2005, referentes à 2ª etapa de atualização dos dados para o ciclo 2005.

Considerando-se o conjunto de premissas, as condições de atendimento foram avaliadas, obtendo-se:

- **Com séries sintéticas:**
 - os riscos anuais de não atendimento à carga, para déficits de profundidade superior a 1%, 2,5%, 5% e 10% da carga, calculados para o Cenário de Referência de oferta e de mercado, utilizando-se 2000 séries sintéticas; e
 - os Custos Marginais de Operação – CMO para este mesmo cenário, utilizando-se as mesmas 2000 séries sintéticas.

- **Com histórico de afluições do período 1931-2003:**
 - em complementação 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 quadriênio 2006-2009 de cada uma das seqüências de 4 anos registradas no histórico 1931-2003, incluindo a simulação da ocorrência do período crítico do SIN.

- **Avaliação determinística do atendimento à demanda máxima 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, para o Cenário de Referência.

- **Avaliação do atendimento no biênio 2005-2006 com base nas Curvas de Aversão ao Risco:**
 - uma análise do atendimento no biênio 2005-2006, considerando-se a probabilidade de violação da CAR tendo como base níveis previstos de armazenamento em novembro/05, abril/06 e novembro/06.

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 do cenário adotado nesta análise.

2.1 Quanto à Expansão da Oferta de Geração

Foi adotado um **Cenário de Oferta de Referência**, considerando as diretrizes da reunião do GT CMSE de 13 de maio de 2005, conforme a seguir detalhado:

- i. O conjunto de usinas hidroelétricas e termoelétricas indicadas pelo CMSE, e constantes do Anexo I;
- ii. O PROINFA, totalizando 3.270 MW, como parte integrante da oferta a partir de 01 de janeiro de 2007, distribuído em PCHs (1.192 MW), PCTs (655 MW) e Eólicas (1.423 MW), representando, em termos de energia, 1.407 MWmédios a partir de 2007;
- iii. As restrições de disponibilidade de energia até 31 de dezembro de 2006, em função de restrições de gás na região Nordeste, em conformidade com as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL nº 040/2004, e dos Ofícios nº 065/2004 e nº 167/2004 - SRG/ANEEL, e que limitam a disponibilidade média anual desta região a 481 MWmédios em 2005 e 1060 MWmédios em 2006;
- iv. Embora tenha sido contabilizada toda a disponibilidade da capacidade instalada da importação da Argentina e da UTE Uruguaiana, para efeito de suprimento energético se considerou a redução de lastro para importação plena da Argentina e para geração em Uruguaiana em todo o período do estudo, constituindo-se, portanto numa hipótese conservadora. A Portaria nº 153/2005 do MME e Resolução nº 155/2005 da ANEEL reduzem a disponibilidade de importação de energia da Argentina para 400,71 MWmédios e de geração térmica máxima da UTE Uruguaiana para 217 MWmédios; e
- v. A indisponibilidade da UTE Araucária (469 MW) em todo o período.

Com o programa de expansão considerado, a capacidade instalada no SIN para atendimento à demanda deverá elevar-se dos 81.549 MW existentes em 30/04/2005 para 93.921 MW em 31/12/2009, estando incluídas neste montante a disponibilidade plena para importação da Argentina, bem como para geração na UTE Uruguaiana e nas térmicas do Nordeste (para efeito de balanço de demanda, se considerou a redução do lastro). A participação termoelétrica no total da capacidade instalada do SIN, que em 30/04/2005 é de cerca de 16% (13.068 MW), apresentará crescimento de cerca de apenas 1% (13.777 MW) em 31/12/2009. A evolução da potência disponível neste cenário é apresentada no

Quadro 5, página 20. Adicionalmente, também são considerados cerca de 5.900 MW médios anuais no período 2005 – 2009 de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, disponibilizada pelo Paraguai para o SIN, que a partir de 2006 será acrescida de uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz.

O Quadro 1 contém um resumo da evolução da capacidade instalada para o SIN. Os Quadros 4 e 5, páginas 19 e 20, apresentam um detalhamento por fonte de geração, total e incremental.

Quadro 1 - Acréscimo Anual e Evolução da Potência Disponível (MW) - SIN

	30/04/2005	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Acréscimo de Potência Anual*	946	2.866	4.262	4.317	960	915	13.320
Cap. Inst. SIN	81.549	83.469	87.731	92.047	93.006	93.921	-
Evolução da Potência Disponível	89.597	91.517	95.972	100.260	101.190	102.075	-

* O acréscimo anual de potência disponível considera a variação do consumo da ANDE.

O incremento médio anual da capacidade instalada no período 2005 – 2009 é de cerca de 2.664 MW. No final de abril de 2005, ocorreu o término do contrato de 154 MW de oferta emergencial e no final de dezembro de 2005 há previsão de término do contrato dos 785 MW restantes. O encerramento do programa de energia emergencial reduz a capacidade térmica instalada do SIN em 939 MW, conforme indicado no Quadro 4, página 19.

2.2 Quanto à Expansão da Oferta de Energia proporcionada pela Transmissão de Integração

Cabe destacar que a transmissão de integração entre subsistemas contribui para a expansão da oferta de energia e na otimização dos recursos energéticos através da complementaridade existente entre os referidos subsistemas. A expansão da transmissão no período 1999-2003, com acréscimo médio anual de cerca de 1.940 km de linhas, já permitiu a ampliação dos limites de intercâmbio, principalmente SE/CO-N/NE, potencializando cada vez mais esta otimização. No período 2005-2009, o crescimento previsto das interligações entre regiões propiciará uma evolução substancial dos limites de intercâmbio. Neste sentido, merecem destaque especial a LT 500 kV Londrina – Assis – Araraquara, prevista para entrar em operação em março/2006, que amplia o recebimento pela Região Sudeste em cerca de 1800 MW médios e o recebimento pela região Sul em 1200 MW médios, bem como a LT 500 kV Colinas – Sobradinho, prevista para entrar em operação em abril/2007, propiciando um aumento na capacidade de importação/exportação da Região Nordeste de cerca de 1400 MW médios, conforme observado nas Figuras 1 e 2, páginas 21 e 22. Também contribuem com o aumento

dos limites entre regiões as ampliações e reforços, em especial aqueles referentes ao sistema de 500 kV da região Sul.

2.3 Quanto ao Mercado de Energia Elétrica

O ONS utiliza as previsões de mercado elaboradas pelo CTEM/MME, em conjunto com o ONS, caracterizadas por três cenários: um baixo, um de referência e outro alto. Considerando-se a evolução da carga de energia ao longo de 2005, bem como a realização do PIB e as expectativas para fechamento em 2005, utilizou-se nesse estudo somente o Cenário de Mercado de Referência, para o qual foi considerado um crescimento do PIB de 4% em 2005. Para os anos de 2006 a 2009, foram utilizadas as hipóteses de crescimento econômico médio do PIB de 4,4%, resultando numa taxa equivalente de crescimento anual do mercado no período 2005 – 2009 de 5,3%, conforme Quadro 7, página 24.

O Quadro 2 que se segue contém a evolução da carga de energia do SIN.

Quadro 2 – Resumo da Evolução da Carga de Energia do SIN (MWmed)

	2005	2006	2007	2008	2009
Mercado de Referência	46.446	48.666	50.900	53.471	56.644
PIB 2006 – 2009: 4,4%					
Taxa de crescimento médio anual do mercado: 5,3%					

3 Conclusões e Recomendações

3.1 Conclusões da Avaliação com Séries Sintéticas

- a) As condições de atendimento energético ao SIN para o período 2006 – 2009, dadas as premissas de mercado e de oferta do Cenário de Referência definido no âmbito do CMSE/MME, são satisfatórias até o ano de 2008 em todos os subsistemas, com riscos de deficit dentro dos padrões, conforme Resolução CNPE nº 1/2004. Já para o ano de 2009, observa-se uma elevação dos riscos de déficit em todos os subsistemas, sendo que para o Sul e o Sudeste/Centro-Oeste os riscos permanecem nos padrões, enquanto que para o Norte, e de forma mais acentuada para o Nordeste, esses riscos são superiores a esses padrões, caracterizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do quinquênio.
- b) Com relação à profundidade dos déficits, pode-se constatar que no triênio 2006 – 2008 a probabilidade do déficit médio anual ser superior a 2,5% e 5% da carga é sempre inferior a 2,1% e 0,8%, respectivamente. Em 2009, já observam-se riscos maiores de se ter déficits mais profundos.

SUBSISTEMA / ANO	2006	2007	2008	2009
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
PROB (Deficit > 1% Carga)	1,0	1,3	1,6	2,8
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,6	0,9	1,2	1,7
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,3	0,6	0,6	1,0
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,2	0,3	0,5
SUL				
PROB (Deficit > 1% Carga)	1,1	1,4	2,0	4,3
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,5	0,8	1,2	2,2
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,3	0,5	0,5	0,9
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,2	0,2	0,2
NORDESTE				
PROB (Deficit > 1% Carga)	0,9	2,1	3,6	9,2
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,6	1,3	2,1	5,1
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,2	0,7	0,8	2,7
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,2	0,3	0,4
NORTE				
PROB (Deficit > 1% Carga)	1,3	2,3	2,8	6,2
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,7	1,5	1,6	3,1
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,3	0,7	0,7	1,6
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,2	0,3	0,6

- c) Entretanto, os riscos de déficit em 2009, dada sua relativamente pequena profundidade e o tempo disponível para ações, poderiam ser trazidos a valores dentro dos critérios setoriais também para as regiões Nordeste e Norte, com ampliações da oferta do Cenário de Referência, o que poderia ser atingido, por exemplo, como segue:

- I. considerando apenas instalações existentes: com a eliminação das restrições referentes à operação da UTE Araucária a partir de janeiro de 2008, assim como à recomposição total ou parcial do lastro para importação de energia da Argentina e para geração na UTE Uruguaiana, conforme apresentado no item 3.2 a seguir;
- II. considerando ampliações de oferta: com inclusão/antecipação das novas obras do programa de expansão da oferta ora objeto de análise pelo MME/EPE, em especial no biênio 2009 – 2010 (isto é, ainda dentro do horizonte de análise do ONS ou no período imediatamente subsequente), o que poderá contribuir sobremaneira para garantir o atendimento em 2009 dentro dos padrões de confiabilidade e de segurança.

Com efeito, a análise das condições de atendimento para o último ano do período, no caso 2009, é fortemente influenciada pelos anos subsequentes, em especial no que diz respeito à expansão da oferta e às projeções de mercado, já que os projetos programados para entrar em operação a partir de 2010 têm influência na determinação da política operativa para os anos imediatamente precedentes. Os recursos disponíveis no horizonte de 5 anos são utilizados de forma a redundar em uma operação de mínimo custo no âmbito do processo de otimização da operação. A consideração da oferta prevista para entrar em operação no 6º ano poderia resultar em uma estratégia operativa de mínimo custo com utilização diferenciada dos recursos no 5º ano, em especial no que diz respeito à energia armazenada nos reservatórios.

- d) Destaque-se que, além dessas hipóteses aventadas, o aprofundamento dos estudos pelo MME/EPE poderá indicar outras soluções equivalentes em termos de suprimento energético estrutural às regiões deficitárias.
- e) Quanto aos custos marginais de operação (CMO) médios anuais para o período 2006-2008, para todas as regiões do SIN, são inferiores à estimativa do custo marginal de expansão aqui utilizada – R\$124,45/MWh, sendo a Oferta de Referência considerada suficiente, em termos estruturais, para o atendimento ao Mercado de Referência nessas regiões. Em 2009, observa-se um aumento do CMO em todas as regiões do SIN, principalmente nos subsistemas Nordeste e Norte, indicando necessidade de oferta adicional à oferta de referência.

CMO	2006	2007	2008	2009
Sudeste	71,87	84,25	92,28	127,53
Sul	69,94	81,97	93,34	132,40
Nordeste	43,41	76,26	100,24	173,84
Norte	62,71	86,58	117,24	179,28

- f) Como os resultados de riscos de déficit aqui apresentados são fortemente influenciados tanto pela conjuntura vigente, caracterizada pelos níveis de armazenamento e pelas afluências passadas, como pela estrutura de oferta e demanda considerada, o ONS, de acordo com os Procedimentos de Rede, poderá já no próximo quadrimestre, ou excepcionalmente a qualquer momento, revisar seus estudos caso haja modificações relevantes de cenários. Nesse sentido, o ONS acompanha permanentemente a realização dessas premissas, reavaliando periodicamente as condições de atendimento ao SIN e informando ao CMSE/MME, de modo que, quando necessário, esse Comitê tome as ações de ajuste, de acordo com os princípios do novo modelo setorial, de forma a assegurar níveis de risco de déficit nos padrões.

3.2 Avaliação preliminar de ações que proporcionem a redução do risco em 2009

Os estudos preliminares do ONS indicam que as condições de suprimento às regiões Nordeste e Norte em 2009 seriam satisfatórias para a hipótese de disponibilização parcial para a interligação com a Argentina e para geração na térmica de Uruguaiana, a partir de janeiro de 2008 durante o período compreendido entre novembro e abril, além da plena disponibilização da térmica de Araucária a partir de janeiro de 2008.

Para esta hipótese, ter-se-iam riscos de déficit em 2009 inferiores a 5,4% para profundidades maiores do que 1% da carga em todas as regiões do SIN, bem como custos marginais inferiores a R\$ 123/MWh.

O quadro que se segue contém, respectivamente, os riscos de déficit e os custos marginais de operação (em R\$/MWh) para esta alternativa de complementação de oferta em 2009.

Alternativa com disponibilidade parcial em Argentina e Uruguaiana, e Araucária plena, a partir de janeiro de 2008

SUBSISTEMA / ANO	2006	2007	2008	2009
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
PROB (Deficit > 1% Carga)	1,0	1,4	1,3	2,5
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,7	1,0	0,8	1,5
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,3	0,7	0,5	0,9
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,2	0,3	0,4
SUL				
PROB (Deficit > 1% Carga)	1,1	1,7	1,2	2,0
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,5	0,8	0,7	1,1
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,2	0,5	0,4	0,6
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,3	0,1	0,1
NORDESTE				
PROB (Deficit > 1% Carga)	0,9	2,2	3,3	5,4
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,5	1,3	1,9	3,3
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,2	0,8	0,8	1,5
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,0	0,2	0,2	0,3
NORTE				
PROB (Deficit > 1% Carga)	1,2	2,0	2,2	3,4
PROB (Deficit > 2,5% Carga)	0,7	1,4	1,1	2,2
PROB (Deficit > 5% Carga)	0,2	0,9	0,6	1,0
PROB (Deficit > 10% Carga)	0,1	0,1	0,3	0,5

CMO	2006	2007	2008	2009
Sudeste	70,44	75,64	72,94	93,85
Sul	68,33	76,06	66,58	82,11
Nordeste	19,02	68,52	86,08	123,01
Norte	60,15	74,98	84,68	121,26

3.3 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 quadriênio 2006 – 2009 de cada uma das seqüências de 4 anos registradas no histórico 1931 – 2003, de forma a avaliar as condições de atendimento para a hipótese de repetição do período crítico do SIN nos próximos 4 anos (vide Quadros 9 a 12, páginas 31 e 32).

A análise conjuntural com o histórico de afluências partiu de níveis estimados de armazenamento em 30/11/2005, quais sejam 59,7% EAR no Sudeste, 87,5% EAR no Sul, 52,9% EAR no Nordeste e 40,5% EAR no Norte. Os resultados indicam que em 2006 nenhum dos subsistemas apresentaria déficits. Em 2007, também não há déficit nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Os déficits observados nos subsistemas Sul e Norte são de pequena magnitude, sendo o maior deles observado na região Sul (176 MWmed, correspondendo a 2,1% da carga, caso se configure a repetição do histórico correspondente ao ano 1945). Dessa forma, os déficits observados nesses subsistemas, nesse ano, não devem

ser considerados, pois, por serem de pequena monta, poderiam ser contornados através de políticas operativas específicas. Portanto, de uma forma geral, não seriam verificados déficits no SIN no período 2006-2007, mesmo para a hipótese de repetição do pior biênio do histórico.

No biênio 2008-2009, observam-se déficits mais significativos para todos os subsistemas, sendo que o maior deles, em 2008, corresponde a 3,6% da carga da região Sudeste (1.202 MWmed) no caso de repetição do ano do histórico 1955. Em 2009, o maior déficit observado corresponde a 6,3% da carga da região Sudeste (2.194 MWmed) no caso de repetição do ano histórico de 1955.

É importante ressaltar que, no curto prazo, e com mecanismos de aversão ao risco, déficits identificados pelo modelo ao final do período do estudo poderiam ser substancialmente mitigados através de políticas operativas específicas, como por exemplo, políticas de intercâmbio específicas e antecipação de geração térmica. Além disso, deve-se observar que a ocorrência do período crítico constitui evento mais crítico do que aquele para o qual a expansão é comumente planejada.

3.4 Avaliação do atendimento com base nas Curvas de Aversão ao Risco

Para avaliar a probabilidade de violação das CARs são comparadas as curvas de permanência dos armazenamentos com os níveis de segurança das curvas de aversão a risco. Tais níveis para o ano de 2005 são aqueles da CAR 2005-2006 vigente, enquanto para 2006 foram utilizados os valores da Curva de Aversão a Risco preliminar para o biênio 2006-2007, calculada com as premissas deste Plano.

A permanência dos armazenamentos ao final da estação seca de 2005 permite concluir que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte sempre apresentam armazenamentos superiores a 20% no final de novembro de 2005, e que há probabilidade de 95% de todas as regiões do SIN atingirem níveis de armazenamento superiores a 36% (vide Figura 10, página 33). Além disso, não há risco de se violar a CAR em 2005.

Ao final do próximo período chuvoso (abril de 2006), há probabilidade de 95% de se ter níveis de armazenamento iguais ou superiores a 53% na região Sudeste, 50% no Sul, 63% no Nordeste e 91% no Norte, respectivamente (Figura 11, página 34). A probabilidade de violação da CAR preliminar 2006 – 2007 é de 6% na região Sudeste e 1,5% Nordeste, respectivamente. Na região Sul a probabilidade seria nula.

Em novembro de 2006, a probabilidade de violação da CAR preliminar 2006 – 2007 é de 4% na região Sudeste, 3% na região Sul e 6% na região Nordeste (vi-

de Figura 12, página 34).

Mantidas as premissas utilizadas para o cálculo das Curvas de Aversão a Risco, os resultados apresentados indicam que é alta a probabilidade de garantia do atendimento para 2006.

3.5 Atendimento à Demanda Máxima do SIN

Não há risco de não atendimento à ponta do sistema para o período junho/2005 a dezembro/2008, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada ao fator de segurança. No entanto, já em 2008, observa-se que a reserva global tende a ficar bem próxima ao fator de segurança, principalmente nos meses de junho, agosto e setembro, especificamente para o S/SE/CO. Em 2009, observa-se uma tendência de dificuldade para o atendimento à ponta no período abril/outubro, especificamente para o S/SE/CO, que é compensado através do recebimento de intercâmbio da região Norte, mas que ainda assim não é suficiente para garantir uma reserva global de 5% da carga. Observa-se que a menor folga é de 791 MW (1% da carga) para o S/SE/CO e 1.540 MW (10% da carga) para o N/NE, em 2009, conforme indicado no Quadro 13, página 36.

Ressalta-se que a redução da folga é devida à redução do lastro físico para importação de energia da Argentina e para geração na UTE Uruguaiana no Sul, além da escassez de oferta, já apontada, nas regiões Nordeste e Norte em 2009.

Quanto aos intercâmbios inter-regionais, em alguns meses do ano de 2008 e durante praticamente todo o ano de 2009, observou-se a necessidade de utilização de intercâmbios entre as macro-regiões S/SE/CO e N/NE, sendo também necessário recebimento pela região Sudeste/Centro-Oeste de intercâmbios provenientes da região Norte, através da interligação Norte-Sul.

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

3.6 Recomendações

Tendo em vista que os resultados obtidos consideram a restrição de lastro físico para a interligação com a Argentina e na térmica de Uruguaiana, e que a sua disponibilidade plena ou parcial agregará oferta adicional, recomenda-se que o Poder Concedente e a ANEEL efetuem gestões para eliminar ou reduzir, o quanto antes possível, as restrições para importação plena, ou mesmo parcial, de energia da Argentina bem como para a geração da UTE Uruguaiana.

Da mesma forma, recomenda-se, também, que o Poder Concedente e a ANEEL

efetuem gestões no sentido de eliminar os impedimentos existentes para a geração da UTE Araucária, visando disponibilizá-la o quanto antes para a operação.

Ressalte-se ainda que a expansão da oferta de geração e de transmissão objeto de avaliação estrutural pela EPE, em especial para o biênio 2009 – 2010, poderá contribuir de forma definitiva para assegurar o atendimento com confiabilidade ao final do quinquênio, inclusive antecipando e/ou agregando projetos ainda não contemplados no âmbito do GT CMSE/MME para acompanhamento das obras.

4 Aspectos Metodológicos

As avaliações das condições de atendimento são efetuadas com base em simulações com o Modelo NEWAVE em consonância com o Módulo 7 dos Procedimentos de Rede do ONS - Planejamento da Operação Energética - e decisões do CMSE. Cabe observar que foram consideradas as Curvas de Aversão ao Risco internas ao modelo, em atendimento ao Ofício SRG-ANEEL nº 10/2004.

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 afluências, preservando-se as características estatísticas da amostra do histórico. O risco de déficit maior que 1% da carga em uma região, num determinado ano, corresponde à razão entre o número de séries sintéticas para as quais se observou déficit médio anual de profundidade superior a 1% da carga desta região, nesse ano, e o número total de séries sintéticas simuladas, no caso 2000 séries.

Na análise dos riscos de déficit, adotou-se a estatística de 1% como sendo representativa. Com isso, não foram considerados déficits menores do que 1% da carga, que podem ser freqüentes, mas que não têm significância, devido à utilização de uma função de custo de déficit em patamares conjugada à determinação da política operativa com racionamentos preventivos.

Para o cálculo dos riscos de déficit e custos marginais de operação adotou-se, como condição inicial, os níveis de armazenamento dos reservatórios em 31 de maio de 2005.

Além disso, também foi avaliada a ocorrência de déficits ao se simular o sistema empregando séries históricas de afluências, repetindo-se para o quinquênio 2006-2009 cada uma das seqüências de 4 anos registradas no histórico 1931-2003. Cabe ressaltar que esta análise abrange a repetição do período crítico do SIN ao longo do horizonte 2006-2009.

Para esta análise do suprimento com séries históricas, utilizaram-se como níveis de partida para a simulação agregada com o NEWAVE aqueles estimados para 31/11/2005. A tendência hidrológica considerada nesta simulação corresponde ao valor esperado da previsão de afluências aos quatro subsistemas no período de junho a novembro de 2005.

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 2005, englobando as condições iniciais de armazenamento, o mercado de energia elétrica, a configuração futura do parque gerador e das interligações entre subsistemas, e as premissas de restrição de disponibilidade de gás e energia.

5.1 Condições Iniciais de Armazenamento

As avaliações energéticas levam em conta a situação dos reservatórios em 31/05/005 constantes do Quadro 3:

Quadro 3 - Energia Armazenada no SIN

ENERGIA ARMAZENADA	31/05/2005
Sudeste/Centro-Oeste	82,7% $E_{A_{MAX}}$
Sul	49,7% $E_{A_{MAX}}$
Nordeste	95,1% $E_{A_{MAX}}$
Norte	95,9% $E_{A_{MAX}}$
Tucuruí	97,4% $E_{A_{MAX}}$

5.2 Expansão da Oferta

5.2.1 Evolução da Potência Instalada

Oferta de Referência

O programa de expansão da oferta de geração (vide Anexo I) e de transmissão (Quadro 6) foi estabelecido com base no cronograma de obras estabelecido em reunião do GT de Acompanhamento de Cronograma de Usinas, no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, com participação da ANEEL, ONS e EPE, realizada em 13 de maio de 2005.

Com base nessas premissas, prevê-se uma evolução da capacidade instalada total no SIN de 81.549 MW em 30/04/2005 para 93.921 MW ao final de 2009, sem considerar a redução de lastro. A participação termoelétrica, que em 30/04/2005 é de cerca de 16% (13.068 MW), apresentará crescimento de cerca de apenas 1% (13.777 MW) em 31/12/2009, 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 30/04/2005 apenas 946 MW do acréscimo da potência instalada prevista para 2005 entrou em operação efetivamente. No final de abril de 2005, ocorreu o término do contrato de 154 MW de oferta emergencial e no final de dezembro de 2005 há previsão de término do contrato dos 785 MW restantes. O encerramento do programa de energia emergencial reduz a capacidade térmica instalada do SIN em 939 MW.

É importante destacar que neste Cenário de Oferta de Referência, para efeito de suprimento energético, consideram-se as restrições de disponibilidade de energia até 31/12/2006, em função de restrições de gás na região Nordeste, em conformidade com as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL nº 040/2004, e dos Ofícios nº 065/2004 e nº 167/2004 - SRG/ANEEL. Além destas restrições, este cenário considera também a redução do lastro físico para importação de energia da Argentina e para geração térmica da UTE Uruguaiana, com base no Portaria nº 153/2005 do MME e Resolução nº 155/2005 da ANEEL. Essa Portaria reduz a disponibilidade de importação de energia da Argentina para 400,71 MWmed e de geração térmica máxima da UTE Uruguaiana para 217 MWmed. Neste estudo, não se considerou a recomposição do lastro em todo o horizonte, constituindo-se, portanto numa hipótese conservadora.

Com relação ao PROINFA, considerou-se 3.270 MW como parte integrante da oferta a partir de 01 de janeiro de 2007, conforme recomendação do CMSE, distribuídos em PCHs (1.192 MW), PCTs (655 MW) e Eólicas (1.423 MW), representando, em termos de energia, 1.407 MWmédios a partir de 2007.

A UTE Araucária foi considerada indisponível em todo o período.

Quadro 4 - Acréscimo Anual da Potência Disponível no SIN (MW)

TIPO	30/04/2005	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Hidráulica	455	2.242	3.775	457	760	915	8.149
Térmica PPT	575	876	572	590	200	0	2.238
Térmica Emergencial	-154	-154	-785	0	0	0	-939
Térmica Outras	70	-98	0	0	0	0	-98
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0
Itaipu Brasil	0	0	700	0	0	0	700
PROINFA - PCHs	0	0	0	1.192	0	0	1.192
PROINFA - PCTs	0	0	0	655	0	0	655
PROINFA - Eólicas	0	0	0	1.423	0	0	1.423
Total Brasil	946	2.866	4.262	4.317	960	915	13.320
Itaipu Paraguai*	0	0	193	-28	-29	-30	106
Importação Argentina ***	0	0	0	0	0	0	0
Total disp. SIN	946	2.866 **	4.455	4.289	931	885	13.426

Obs.:

* O acréscimo da oferta de Itaipu-Paraguai varia em função do consumo da ANDE;

** Em relação à 31/12/2004

*** Considerando a Portaria nº 153/2005 do MME e a Resolução ANEEL 155/2005, a disponibilidade de importação da Argentina foi reduzida para 400,71 MWmed.

O Quadro 5 apresenta a evolução da potência disponível total do SIN no período 2005-2009, por ano e por fonte de geração.

Quadro 5 – Evolução da Potência Disponível (MW) – SIN

TIPO	2004	30/04/2005	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	61.726	62.181	63.968	67.743	68.200	68.959	69.874
Térmica PPT	6.020	6.595	6.896	7.468	8.057	8.257	8.257
Térmica Emergencial	939	785	785	0	0	0	0
Térmica Outras	3.611	3.681	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513
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
PROINFA - PCHs	0	0	0	0	1.192	1.192	1.192
PROINFA - PCTs	0	0	0	0	655	655	655
PROINFA - Eólicas	0	0	0	0	1.423	1.423	1.423
Cap. Inst. SIN	80.603	81.549	83.469	87.731	92.047	93.006	93.921
Itaipu Paraguai	5.870	5.870	5.870	6.063	6.035	6.006	5.976
Importação Argentina	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Total disp. SIN	88.651	89.597	91.517	95.972	100.260	101.190	102.075

* Para avaliação energética e balanço de ponta foi considerada a restrição de disponibilidade estabelecida na Portaria nº 153/2005 do MME e na Resolução nº 155/2005 da ANEEL.

O programa detalhado de expansão da geração, por aproveitamento, por ano e por região do SIN, relacionando as datas de entrada em operação das usinas consideradas no período junho/2005 a dezembro/2009, está detalhado no Anexo I, página 38.

5.2.2 Expansão das Interligações Inter-Regionais

No período 2005-2009 foi considerada a instalação 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.

Os diagramas das Figuras 1 e 2 apresentam 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 sinérgicos consideráveis e aumento da confiabilidade.

Neste sentido, merecem destaque especial a LT 500 kV Londrina – Assis – Araquara, prevista para entrar em operação em março/2006, que ampliará a capa-

cidade dos intercâmbios entre as regiões Sul e Sudeste, o 3º circuito da Interligação Norte – Sul, previsto para março de 2008, que aumenta consideravelmente a exportação da região Norte bem como o recebimento e a exportação da região Sudeste através dessa interligação e, ainda, a LT 500 kV Colinas – Sobradinho, prevista para entrar em operação em abril/2007, que além de aumentar a capacidade de recebimento da região Nordeste, permitirá um aumento significativo na capacidade de exportação desta região.

Quadro 6 – Principais Troncos de Transmissão

INTERLIGAÇÃO	ENTRADA OPERAÇÃO	INTERLIGAÇÃO	ENTRADA OPERAÇÃO
SUL/SUDESTE		NORTE/SUL	
LT 500 kV Salto Santiago – Ivaiporã II	Mar/2006	LT 500 kV Imperatriz – Serra da Mesa III	2008
LT 500 kV Cascavel do Oeste – Ivaiporã	Mar/2006		
LT 500 kV Londrina – Assis – Araraquara	Mar/2006	NORTE/NORDESTE	
LT 500 kV Machadinho – Campos Novos II	Mai/2006	LT 500 kV Teresina – Sobral – Fortaleza	Mar/2006
LT 500 kV Ivaiporã – Londrina 525kV II	Mai/2006	LT 500kV Colinas – S.J. Piauí – Sobradinho	Abr/2007
LT 500 kV Campos Novos – Blumenau II	Mai/2006		
SUDESTE/NORDESTE			
LT 500kV Camaçari – Sapeaçu	Set/2005		

Figura 1 – Interligações Inter-Regionais – Norte / Nordeste / Sudeste

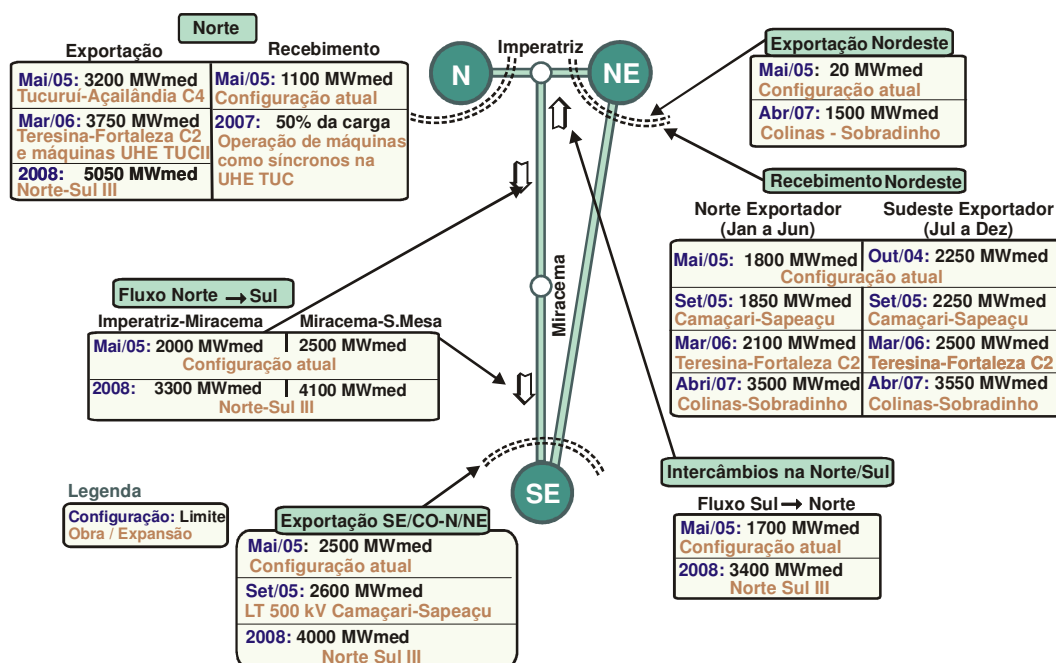
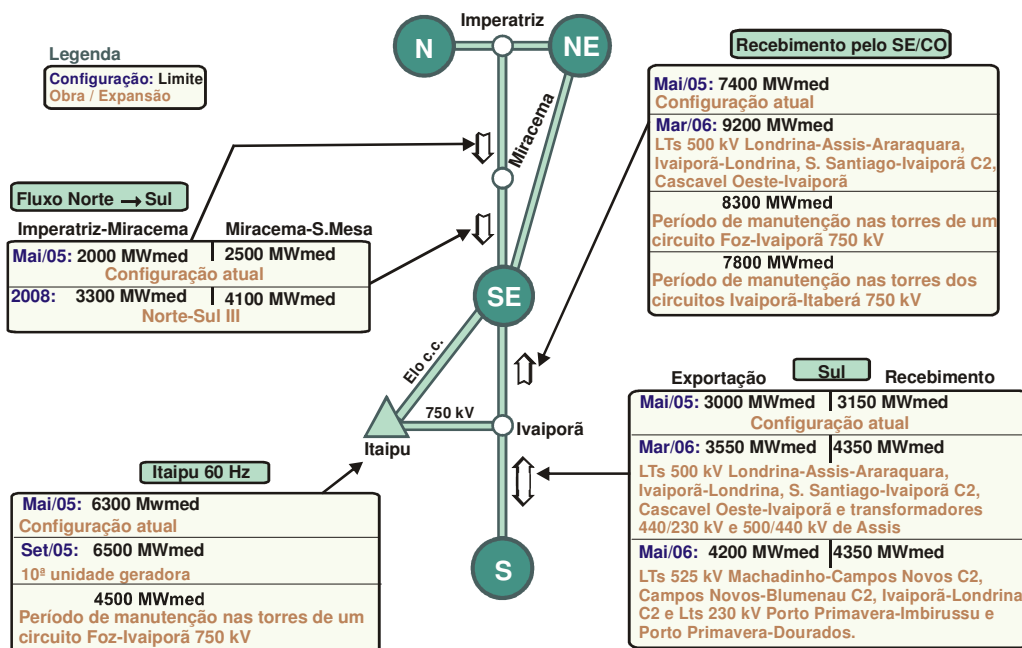


Figura 2 – Interligações Inter-Regionais – Sul / Sudeste / Norte



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 1, consiste na importação de 1.078 MW de potência firme através da conversora de frequência 50Hz / 60Hz em Garabi.

A segunda etapa, chamada de Argentina 2, 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 Uruguaiana de 50 MW (Brasil / Argentina) e a de Santana do Livramento / Rivera de 70 MW (Brasil / Uruguai), caracterizadas como intercâmbios de otimização, admitindo, portanto, fluxos em ambos os sentidos.

Para o Cenário de Oferta de Referência considerou-se a redução do lastro físico para importação de energia da Argentina e para geração térmica da UTE Uruguaiana em todo o período do estudo, com base na Portaria nº 153/2005 do

MME e Resolução nº 155/2005 da ANEEL. Essa Portaria reduz a disponibilidade de importação de energia da Argentina para 400,71 MWmed e de geração térmica máxima da UTE Uruguiana para 217 MWmed.

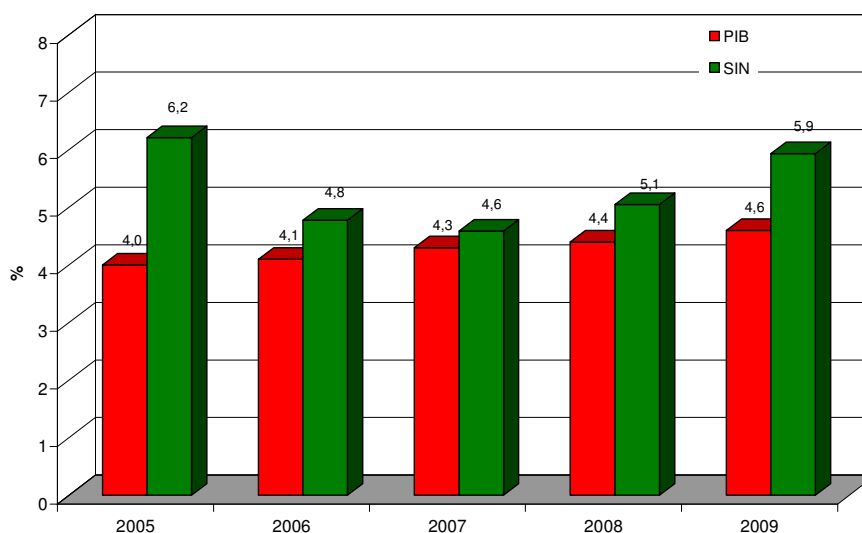
5.4 Mercado de Energia Elétrica

Neste estudo do Planejamento Anual da Operação Energética para 2005 foi adotado um cenário macroeconômico de referência, elaborado pelo CTEM/MME e pelo ONS.

Associado ao Cenário de Referência, supõe-se um crescimento do PIB de 4% em 2005. Para os anos de 2006 a 2009, foram utilizadas as hipóteses de crescimento econômico médio de 4,4%, resultando em uma taxa equivalente de crescimento anual do mercado de 5,3% no período 2005 – 2009.

No gráfico que segue, apresenta-se a evolução comparativa entre as projeções de crescimento do PIB e do mercado do SIN no período 2005-2009, para o cenário de referência.

Figura 3 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado de Referência



Tal cenário resultou em projeções de mercado de energia que estão apresentadas no Quadro 7 a seguir:

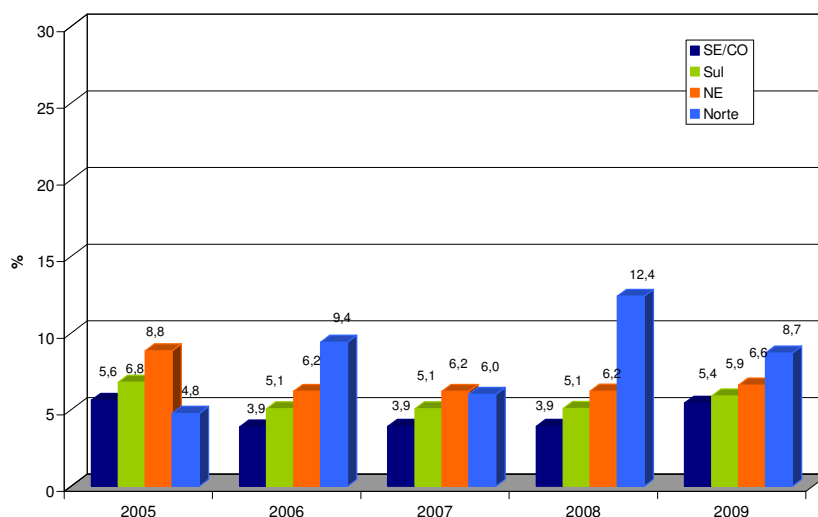
Quadro 7 – Mercado de Referência – Energia (MWmed)

Ano	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN	Cresc. (%)
2005	28785	7721	6824	3115	46446	6,2
2006	29900	8111	7247	3408	48666	4,8
2007	31069	8522	7696	3612	50900	4,6
2008	32283	8954	8174	4060	53471	5,1
2009	34034	9482	8714	4413	56644	5,9

Fonte: CTEM/MME e ONS

O detalhamento do índice de crescimento do mercado de referência, por região, pode ser visualizado no gráfico a seguir.

Figura 4 – Crescimento Percentual do Mercado por Subsistema – Mercado de Referência



Fonte: CTEM/MME e ONS

5.5 Restrições de Gás no Nordeste

Em função da restrição de disponibilidade de gás no Nordeste no período 2005-2006, foram consideradas as diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL nº 40/2004 e dos Ofícios nº 065/2004 nº 167/2004 - SRG/ANEEL. Segundo essa resolução, a disponibilidade de geração na região Nordeste deverá ser alocada por ordem de mérito de preço das usinas das áreas de atendimento Bahia e Ceará/Pernambuco, aplicadas às unidades geradoras em operação comercial, considerando as limitações de geração informadas pelos agentes. Desde o PMO de Fevereiro/2005, por determinação da SRG/ANEEL, conforme Ofício nº 017/2005 permanecem válidas para 2005 as restrições definidas para 2004 na Resolução Normativa ANEEL nº 040/2004.

6 **Análise das Condições de Atendimento**

Neste estudo do Planejamento Anual da Operação Energética para 2005 foram analisadas as condições de atendimento para o cenário de oferta e mercado de referência, em função dos riscos anuais de não atendimento à carga, utilizando-se séries sintéticas e históricas, e dos Custos Marginais de Operação – CMOs, utilizando-se séries sintéticas. Complementarmente, também é analisada a evolução dos níveis de armazenamento do sistema com 200 séries sintéticas de vazões e é feita uma avaliação do atendimento à demanda máxima do SIN.

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, dos 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 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 que apresentam déficit superior a 1% da carga de determinada região 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 2,5%, 5% e 10% da carga média anual, respectivamente.

Considerando-se o Cenário de Referência, os riscos de déficit de profundidade superior a 1% da carga, apresentados no Quadro 8, são inferiores a 4% em todos os subsistemas no período 2006-2008. Portanto, conclui-se que as condições de atendimento neste triênio seriam satisfatórias, com probabilidades de pequenas ocorrências de déficits mais severos.

Em 2009, observa-se uma elevação dos riscos de déficit em todos os subsistemas, caracterizando uma tendência de equilíbrio entre oferta e demanda no final do quinquênio. Especificamente, nas regiões Nordeste e Norte em 2009, a oferta de referência deverá ser complementada para garantir o atendimento nos mes-

mos padrões de qualidade. Esta avaliação é corroborada em seguida, quando da análise do comportamento dos custos marginais de operação.

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

SUBSISTEMA / ANO	2006	2007	2008	2009
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
PROB (Déficit > 1% Carga)	1,0	1,3	1,6	2,8
PROB (Déficit > 2,5% Carga)	0,6	0,9	1,2	1,7
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,3	0,6	0,6	1,0
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,1	0,2	0,3	0,5
SUL				
PROB (Déficit > 1% Carga)	1,1	1,4	2,0	4,3
PROB (Déficit > 2,5% Carga)	0,5	0,8	1,2	2,2
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,3	0,5	0,5	0,9
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,1	0,2	0,2	0,2
NORDESTE				
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,9	2,1	3,6	9,2
PROB (Déficit > 2,5% Carga)	0,6	1,3	2,1	5,1
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,2	0,7	0,8	2,7
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,2	0,3	0,4
NORTE				
PROB (Déficit > 1% Carga)	1,3	2,3	2,8	6,2
PROB (Déficit > 2,5% Carga)	0,7	1,5	1,6	3,1
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,3	0,7	0,7	1,6
PROB (Déficit > 10% Carga)	0,0	0,2	0,3	0,6

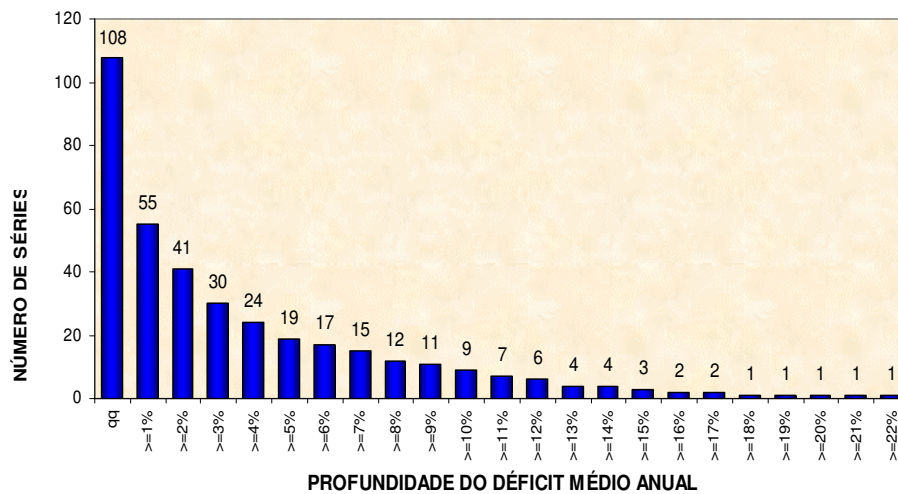
Em resumo, pode-se afirmar que com taxa equivalente de crescimento anual do mercado de 5,3% no período 2006-2008, as condições de atendimento do SIN são, em geral, satisfatórias, desde que se concretize o programa de obras de geração e de interligações inter-regionais. Vale ressaltar, que, conforme destacado anteriormente, observa-se uma tendência de elevação nos riscos de déficit em 2009, principalmente nos subsistemas Norte e Nordeste, devendo-se, portanto, monitorar estreitamente o crescimento do mercado e a realização da expansão da oferta, além de se aprofundar a análise da necessidade de complementação da oferta para suprir estas regiões.

Nas Figuras 5 a 8, que se seguem, são apresentadas as distribuições dos déficits nas quatro regiões do SIN em 2009. Através da análise destes histogramas, pode-se concluir que:

- Para a região SE/CO, das 108 séries que levaram a déficits de qualquer profundidade, 53 séries correspondem a déficits menores ou iguais a 1% do mercado. Das restantes 55 séries, 19 corresponderiam a déficits maiores ou iguais a 5% do mercado;

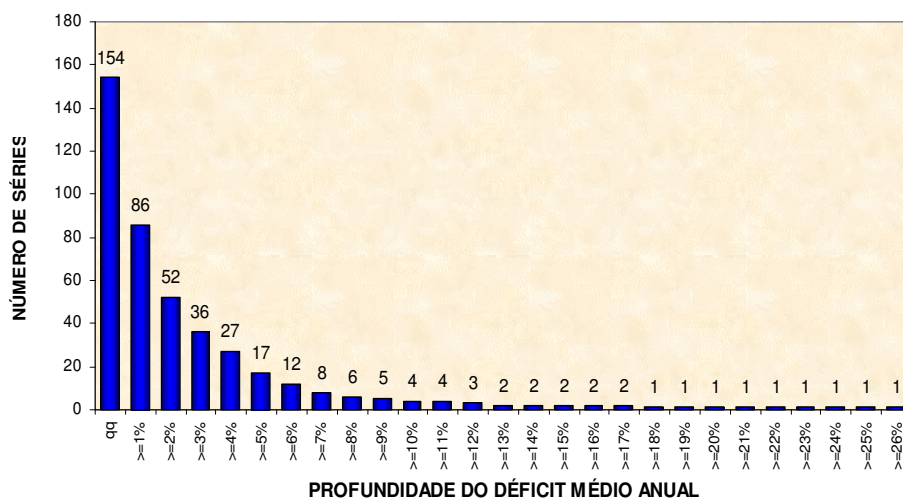
- Com relação à região Sul, 68 das 154 séries que deram déficit correspondem a déficits menores do 1% do mercado. Somente 17 séries levariam a déficits de profundidade igual ou superior a 5% do mercado;
- Na região Nordeste, 164 séries levaram a déficits menores ou iguais a 1% do mercado e 8 séries levariam a déficits maiores do que 10% do mercado; e
- Por fim, 184 séries levariam a déficits menores do que 1% da carga da região Norte e 12 séries implicariam em déficits maiores do que 10% do mercado desta região.

Figura 5 - Distribuição dos Déficit – Sudeste 2009 – Cenário de Referência



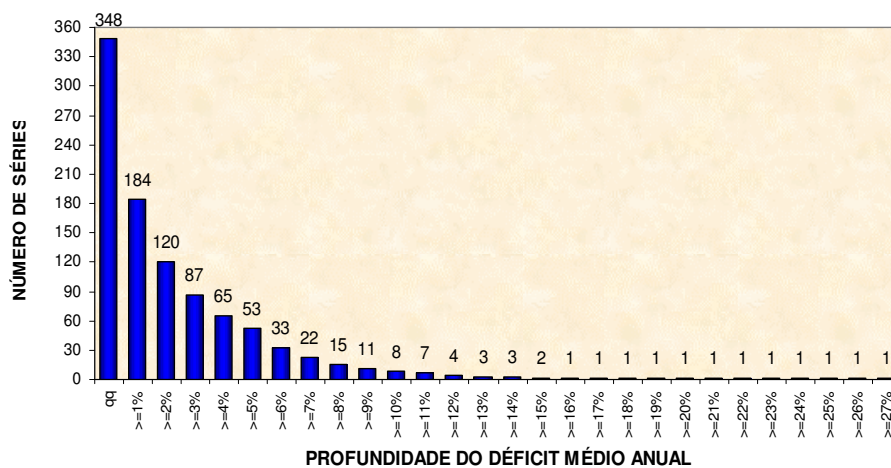
% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%
MWmed	340	681	1021	1361	1702	2042	2382	2723	3063	3403	3744
% da Carga	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%
MWmed	4084	4424	4765	5105	5445	5786	6126	6466	6807	7147	7487

Figura 6 - Distribuição dos Déficits – Sul 2009 – Cenário de Referência



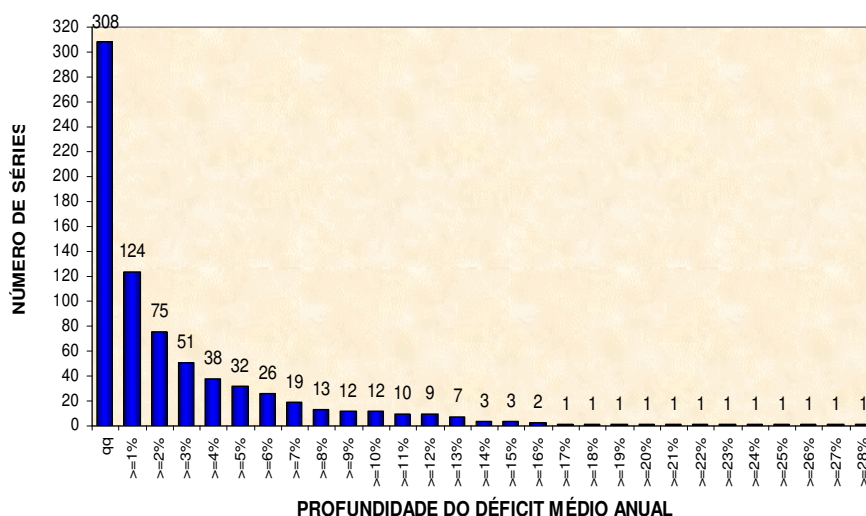
% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
MWmed	95	190	284	379	474	569	664	759	853	948	1043	1138	1233
% da Carga	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%
MWmed	1327	1422	1517	1612	1707	1802	1896	1991	2086	2181	2276	2371	2465

Figura 7 - Distribuição dos Déficits – Nordeste 2009 – Cenário de Referência



% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
MWmed	87	174	261	349	436	523	610	697	784	871	959	1046	1133	1220
% da Carga	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	
MWmed	1307	1394	1481	1569	1656	1743	1830	1917	2004	2091	2179	2266	2353	

Figura 8 - Distribuição dos Déficits – Norte 2009 – Cenário de Referência



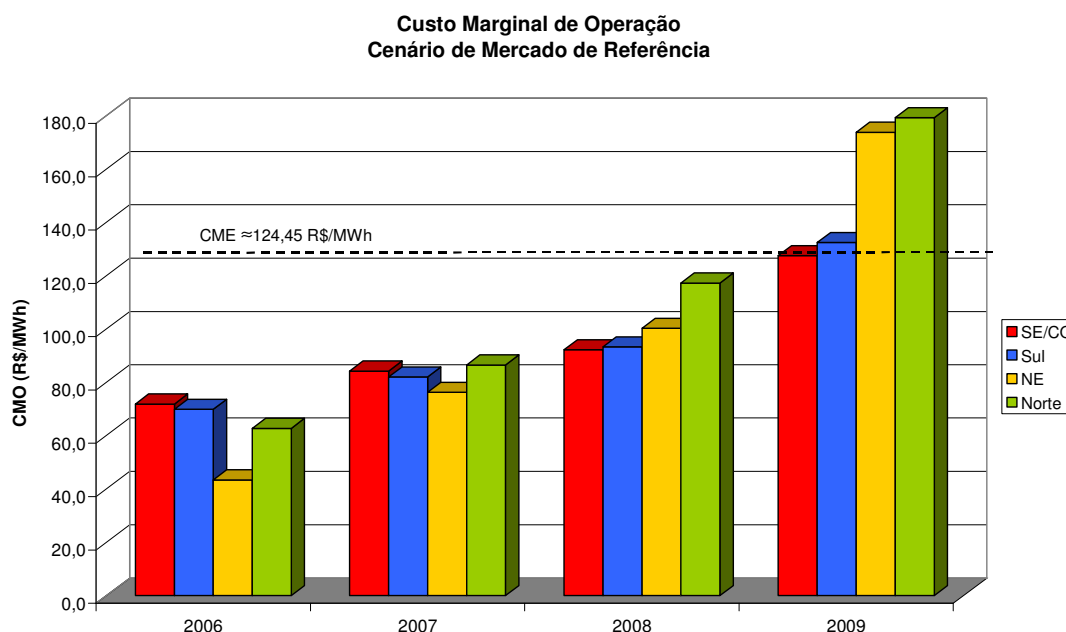
% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
MWmed	44	88	132	177	221	265	309	353	397	441	485	530	574	618
% da Carga	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	28%
MWmed	662	706	750	794	838	883	927	971	1015	1059	1103	1147	1192	1236

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 foi calculado a partir de simulações com 2000 séries sintéticas de energias afluentes, sob um enfoque conjuntural, ou seja, levando-se em consideração os níveis de armazenamento iniciais e aflências passadas.

Os valores esperados do CMO médio anual no período 2006-2008, conforme pode ser observado na Figura 9, são inferiores à estimativa do custo marginal de expansão aqui utilizada – igual a R\$124,45/MWh – para todos os subsistemas para o Cenário de Referência, sendo a Oferta de Referência considerada suficiente para o atendimento ao Mercado de Referência nessas regiões. Em 2009, observa-se um aumento do CMO em todas as regiões do SIN, principalmente nos subsistemas Nordeste e Norte, indicando necessidade de oferta adicional à oferta de referência.

Figura 9 – Custo Marginal de Operação – Análise Conjuntural – Cenário de Referência



6.3 Avaliação preliminar de ações que proporcionem a redução do risco em 2009

Os estudos preliminares do ONS indicam que as condições de suprimento às regiões Nordeste e Norte em 2009 seriam satisfatórias para a hipótese de disponibilização parcial para a interligação com a Argentina e para geração na térmica de Uruguaiana, a partir de janeiro de 2008 durante o período compreendido entre novembro e abril, além da plena disponibilização da térmica de Araucária a partir de janeiro de 2008.

Para esta hipótese, ter-se-iam riscos de déficit em 2009 inferiores a 5,4% para profundidades maiores do que 1% da carga em todas as regiões do SIN, bem como custos marginais inferiores a R\$ 123/MWh.

6.4 Análise com Séries Históricas

A análise conjuntural com o histórico de aflúncias partiu de níveis estimados de armazenamento em 30/11/2005, quais sejam 59,7% EAR no Sudeste, 87,5% EAR no Sul, 52,9% EAR no Nordeste e 40,5% EAR no Norte. Os resultados indicam que em 2006 nenhum dos subsistemas apresentaria déficits. Em 2007, também não há déficit nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Os déficits observados nos subsistemas Sul e Norte são de pequena magnitude, sendo o mai-

or deles observado na região Sul (176 MWmed, correspondendo a 2,1% da carga, caso se configure a repetição do histórico correspondente ao ano 1945). Dessa forma, os déficits observados nesses subsistemas, nesse ano, não devem ser considerados, pois, por serem de pequena monta, poderiam ser contornados através de políticas operativas específicas. Portanto, de uma forma geral, não seriam verificados déficits no SIN no período 2006-2007, mesmo para a hipótese de repetição do pior biênio do histórico.

No biênio 2008-2009, observam-se déficits mais significativos para todos os subsistemas, sendo que o maior deles, em 2008, corresponde a 3,6% da carga da região Sudeste (1.202 MWmed) no caso de repetição do ano do histórico 1955. Em 2009, o maior déficit observado corresponde a 6,3% da carga da região Sudeste (2.194 MWmed) no caso de repetição do ano histórico de 1955.

É importante ressaltar que, no curto prazo, e com mecanismos de aversão ao risco, déficits identificados pelo modelo ao final do período do estudo poderiam ser substancialmente mitigados através de políticas operativas específicas, como por exemplo, políticas de intercâmbio específicas e antecipação de geração térmica. Além disso, deve-se observar que a ocorrência do período crítico constitui evento mais crítico do que aquele para o qual a expansão é comumente planejada.

A análise com séries históricas está resumida nos Quadros 9 a 12, que apresentam para cada subsistema, no período 2006 - 2009, 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 73 séries simuladas.

Quadro 9 – Déficit com séries históricas – Ano 2006

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit	Sem Déficit
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	-	-	-
Série de Maior Déficit				
Número de Séries com Déficit				
Número de Séries com Déficit (%)				
Média dos Déficit (Séries c/Déficit) (MWmed)				
Média dos Déficit (% da Carga)				
Média dos Déficit (Série Histórica) (MWmed)	-	-	-	-
Média dos Déficit (% da Carga)	-	-	-	-

Quadro 10 – Déficits com séries históricas – Ano 2007

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	Sem Déficit	176	Sem Déficit	9
Maior Déficit Anual (% da Carga)	-	2,1%	-	0,2%
Série de Maior Déficit		1945		1934
Número de Séries com Déficits		1		1
Número de Séries com Déficits (%)		1,4%		1,4%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)		176		9
Média dos Déficits (% da Carga)		2,1%		0,2%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	-	2	-	0
Média dos Déficits (% da Carga)	-	0,0%	-	0,0%

Quadro 11 – Déficits com séries históricas em MWmed – Ano 2008

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	1202	299	338	171
Maior Déficit Anual (% da Carga)	3,6%	3,3%	4,1%	4,2%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficits	2	3	8	4
Número de Séries com Déficits (%)	2,8%	4,2%	11,1%	5,6%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	669	138	59	55
Média dos Déficits (% da Carga)	2,0%	1,5%	0,7%	1,4%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	19	6	7	3
Média dos Déficits (% da Carga)	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

Quadro 12 – Déficits com séries históricas em MWmed – Ano 2009

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
Maior Déficit Anual (MWmed)	2194	544	693	312
Maior Déficit Anual (% da Carga)	6,3%	5,7%	8,0%	7,1%
Série de Maior Déficit	1955	1955	1955	1955
Número de Séries com Déficits	4	6	8	5
Número de Séries com Déficits (%)	5,6%	8,3%	11,1%	6,9%
Média dos Déficits (Séries c/Déficit) (MWmed)	839	179	172	118
Média dos Déficits (% da Carga)	2,4%	1,9%	2,0%	2,7%
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	47	15	19	8
Média dos Déficits (% da Carga)	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%

6.5 Avaliação do atendimento com base nas Curvas de Aversão ao Risco

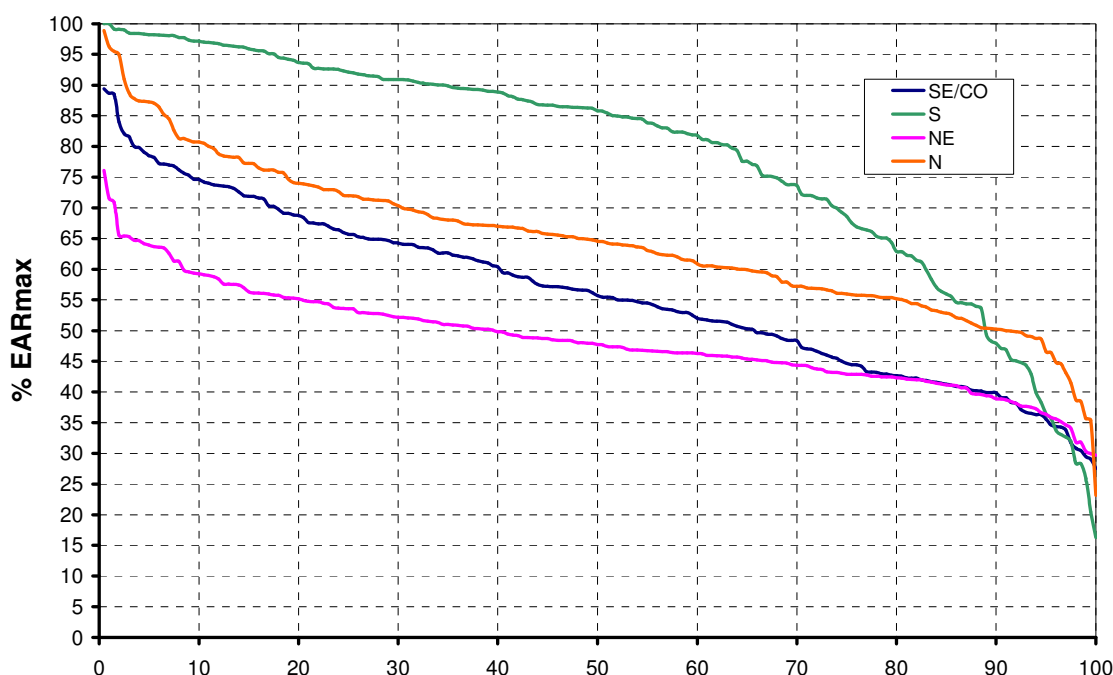
A Figura 10 apresenta as estimativas de níveis de armazenamentos para os quatro subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para o mês de novembro de 2005, final do período seco do SIN. São apresentadas curvas de permanência obtidas a partir de simulação com o Modelo de Simulação a Usinas

Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIISHI-O) utilizando-se 200 séries sintéticas. Estes valores são comparados com a CAR vigente (nov/05) e com a CAR preliminar 2006 – 2007 (para abr/06 e nov/06).

	Sudeste	Sul	Nordeste
CAR Vigente - nov/05	25%	30%	18%
CAR Preliminar 2006 – 2007 abr/06	54%	19%	47%
CAR Preliminar 2006 – 2007 nov/06	23%	27%	16%

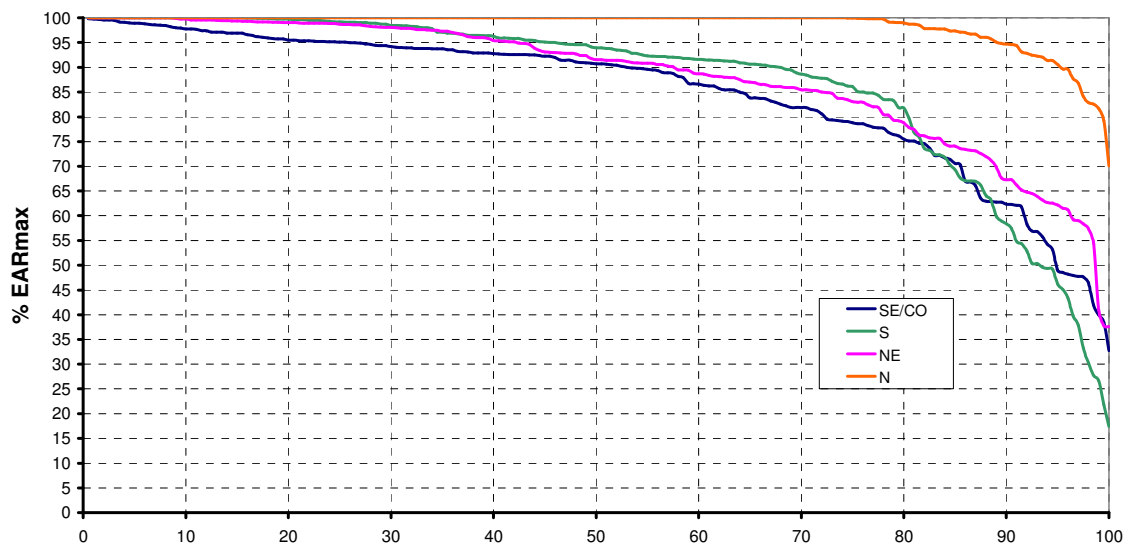
A Figura 10 mostra que, para o conjunto de 200 séries sintéticas de vazões, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte sempre apresentam armazenamentos superiores a 20% no final de novembro de 2005, e que há probabilidade de 95% de todas as regiões do SIN atingirem níveis de armazenamento superiores a 36%. A probabilidade de violação da CAR é nula.

Figura 10 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Novembro/2005 – SE/CO, Sul, NE e Norte



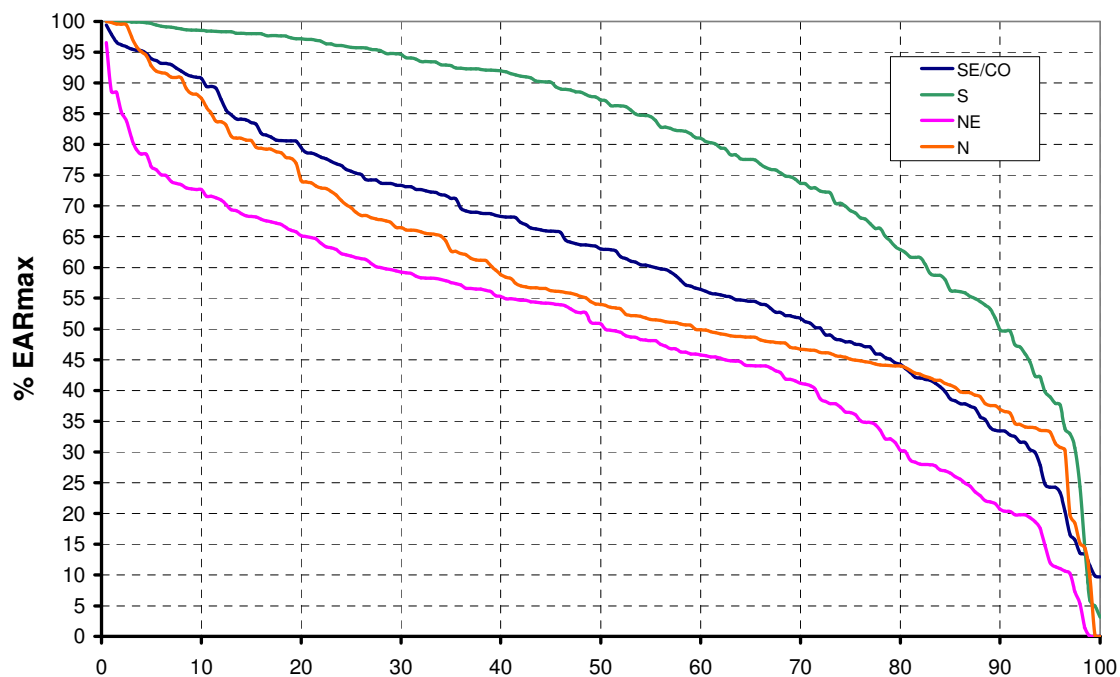
Ao final do próximo período chuvoso (abril de 2006), há probabilidade de 95% de se ter níveis de armazenamento iguais ou superiores a 53% na região Sudeste, 50% no Sul, 63% no Nordeste e 91% no Norte, respectivamente (vide Figura 11). A probabilidade de violação da CAR preliminar 2006 – 2007 é de 6% na região Sudeste e 1,5% Nordeste, respectivamente. Na região Sul a probabilidade seria nula.

Figura 11 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Abril/2006 – SE/CO, Sul, NE e Norte



Em novembro de 2006, a probabilidade de violação da CAR preliminar 2006 – 2007 é de 4% na região Sudeste, 3% na região Sul e 6% na região Nordeste.

Figura 12 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Novembro/2006 – SE/CO, Sul, NE e Norte



6.6 Atendimento à Demanda Máxima

Este item apresenta uma análise sucinta das condições de atendimento à demanda máxima das macro-regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, durante o período junho/2005 - dezembro/2009. 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 hidroelétricas e termoelétricas para o período junho a dezembro/2005, informadas pelos agentes. Para os demais anos, adotou-se um índice de 10% da capacidade instalada;
- consideração de fatores de capacidade máxima (FCMAX), inclusive contemplando restrição de disponibilidade de gás para a região Nordeste e redução do lastro para importação da Argentina e na UTE Uruguaiana, tratando-se portanto de uma hipótese conservadora;
- consideração de índices de indisponibilidade forçada (TEIF);
- perdas por deplecionamento nos subsistemas com base em curva estimada segundo perfis típicos levantados junto ao CNOS para o período 2001/2002, aplicada a armazenamentos médios obtidos por uma simulação a subsistemas equivalentes, com as séries históricas de aflúências;
- requisito de demanda máxima instantânea coincidente por região, previsto pelo CTEM/MME e ONS – Cenário de Referência;
- considerado um acréscimo de 5% na demanda prevista como fator de segurança.

Não há risco de não atendimento à ponta do sistema para o período junho/2005 a dezembro/2008, pois foram verificadas folgas, além daquela destinada ao fator de segurança. No entanto, já em 2008, observa-se que a reserva global tende a ficar bem próxima ao fator de segurança, principalmente nos meses de junho, agosto e setembro, especificamente para o S/SE/CO. Em 2009, observa-se uma tendência de dificuldade para o atendimento à ponta no período abril/outubro, especificamente para o S/SE/CO, que é compensado através do recebimento de intercâmbio da região Norte, mas que ainda assim não é suficiente para garantir uma reserva global de 5% da carga. Observa-se que a menor folga é de 791 MW (1% da carga) para o S/SE/CO e 1.540 MW (10% da carga) para o N/NE, em 2009, conforme indicado no Quadro 13.

Ressalta-se que a redução da folga é devido à redução do lastro físico para importação de energia da Argentina e para geração na UTE Uruguaiana no Sul, além da já apontada escassez de oferta nas regiões Nordeste e Norte em 2009.

Quanto aos intercâmbios inter-regionais, em alguns meses do ano de 2008 observou-se a necessidade de utilização de intercâmbios da região Sudeste/Centro-Oeste para a região Sul, sendo também necessário recebimento pela região Sudeste/Centro-Oeste de intercâmbios provenientes da região Norte, através da interligação Norte-Sul, especificamente para os meses de agosto e setembro, sem entretanto acarretar déficit de ponta em nenhuma região. Em 2009 observa-se uma utilização maior dos intercâmbios entre regiões e também de intercâmbios entre as macro-regiões S/SE/CO e N/NE, com utilização da interligação Norte-Sul de março a dezembro, tendo sido adotada uma limitação em 1000 MW de exportação do Norte para o Sudeste/Centro-Oeste.

No Quadro 13, observa-se que a menor folga foi de 791 MW (1% da carga) para o S/SE/CO e 1.540 MW (10% da carga) para o N/NE, em 2009.

Quadro 13 - Balanço de Ponta Determinístico

		2005	2006	2007	2008	2009
S/SE/CO	Menor Folga (MW)	7.462	7.127	4.950	2.964	791
	% da Demanda	15%	13%	9%	5%	1%
	Mês	Agosto	Julho	Setembro	Agosto	Setembro
N/NE	Menor Folga (MW)	3.710	4.292	3.746	3.147	1.540
	% da Demanda	31%	34%	27%	21%	10%
	Mês	Junho	Maio	Dezembro	Dezembro	Outubro

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

Interligações Inter-Regionais

Figura 13 – Diagrama Esquemático das Interligações - 2005-2009



ANEXO I – Programa de Expansão da Geração

Programa de Expansão da Geração Região Sudeste/Centro-Oeste

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano 2005 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UTE Santa Cruz Nova	Julho	1/4	175	175	175
UTE Santa Cruz Nova Diesel		Conversão	-166	-166	-166
UHE Aimorés	Agosto	1 a 3/3	330	330	330
UTE Ourinhos		1 a 3/3	44	44	44
UHE Ponte de Pedra		1 e 2/3	176	117	117
UHE Picada	Setembro	1/2	50	25	25
UHE Ponte de Pedra		3/3	176	176	59
UTE Santa Cruz 12		Desativação	-168	-84	-84
UHE Picada	Outubro	2/2	50	50	25
UHE Espora	Novembro	1/3	21	11	11
UTE Santa Cruz 12		Desativação	-168	-168	-84
UTE Termorio		6 e 7/9	247	247	247
UHE Espora	Dezembro	2/3	21	21	11
Total no Ano					709
Ano 2006	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Corumbá IV	Janeiro	1/2	127	64	64
UHE Espora		3/3	11	11	11
UHE Irapé		1 a 3/3	360	360	360
UHE Itaipu (50%)		19/20	700	700	700
UTE Termorio		8 e 9/9	247	247	247
Saída das Emergenciais			-253	-253	-253
UHE Capim Branco I	Fevereiro	1/3	240	80	80
UHE Capim Branco I	Abril	2/3	240	160	80
UHE Corumbá IV		2/2	127	127	64
UHE Capim Branco I	Junho	3/3	240	240	80
UHE Peixe Angical		1/3	452	151	151
UHE Peixe Angical	Agosto	2/3	452	301	151
UTE Santa Cruz Nova		2 a 4/4	325	325	325
UHE Peixe Angical	Novembro	3/3	452	452	151
Total no Ano					2208
Total no Ano Sem Emergencial					2461
Ano 2007	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Capim Branco II	Janeiro	1/3	210	70	70
UHE Capim Branco II	Fevereiro	2 e 3/3	210	210	140
UTE CCBS	Outubro	1 e 2/2	250	250	250
Total no Ano					460
Ano 2008	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UTE Três lagoas	Fevereiro	5 e 6/6	110	110	110
UHE Barra do Braúna	Março	1/3	39	13	13
UHE Corumbá III		1/2	94	47	47
UHE Barra do Braúna	Abril	2/3	39	26	13
UHE Corumbá III		2/2	94	94	47
UHE Barra do Braúna	Maio	3/3	39	39	13
UHE Olho D'Água	Agosto	1/2	33	17	17
UHE Barra dos Coqueiros	Outubro	1/3	90	30	30
UHE Caçu		1/3	65	22	22
UHE Barra dos Coqueiros	Novembro	2/3	90	60	30
UHE Caçu		2/3	65	43	22
UHE Olho D'Água		2/2	33	33	17
UHE Serra do Facão		1/2	106	106	106
UHE Barra dos Coqueiros	Dezembro	3/3	90	90	30
UHE Caçu		3/3	65	65	22
UHE Salto		1/2	54	54	54
UHE Salto do Rio Verdinho		1/2	47	47	47
Total no Ano					638
Ano 2009	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Serra do Facão	Janeiro	2/2	106	106	106
UHE Murta	Março	1/3	120	40	40
UHE Salto		2/2	54	54	54
UHE Salto do Rio Verdinho		2/2	47	47	47
UHE Murta	Maio	2/3	120	80	40
UHE Murta	Julho	3/3	120	120	40
Total no Ano					327
Total Sudeste/Centro-Oeste sem Emergencial					4595

Programa de Expansão da Geração – continuação

Programa de Expansão da Geração Região Sul

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano 2005 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Monte Claro	Setembro	2/2	65	65	65
UHE Santa Clara PR		1/2	120	60	60
UHE Santa Clara PR	Outubro	2/2	120	120	60
UHE Barra Grande	Novembro	1/3	230	230	230
Total no Ano					415
Ano 2006	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Barra Grande	Fevereiro	2/3	460	230	230
UHE Campos Novos		1/3	880	293	293
UHE Barra Grande	Maio	3/3	460	460	230
UHE Campos Novos		2/3	880	587	293
UHE Fundão	Julho	1/2	120	60	60
UHE Campos Novos	Agosto	3/3	880	880	293
UHE Fundão	Outubro	2/2	120	120	60
Total no Ano					1460
Ano 2007	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Monjolinho	Março	1/2	67	34	34
UHE Castro Alves	Maio	1/3	130	43	43
UHE Monjolinho		2/2	67	67	34
UHE Castro Alves	Julho	2/3	130	87	43
UHE Castro Alves	Setembro	3/3	130	130	43
UHE 14 de Julho	Novembro	1/2	50	50	50
Total no Ano					247
Ano 2008	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE 14 de Julho	Janeiro	2/2	50	50	50
UTE Canoas	Fevereiro	2/2	90	90	90
UHE Salto Pilão	Julho	1/2	91	91	91
UHE Salto Pilão	Setembro	2/2	182	182	91
Total no Ano					322
Ano 2009	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Cachoeirinha	Março	1/2	45	23	23
UHE São João		1/2	60	30	30
UHE Cachoeirinha	Junho	2/2	45	45	23
UHE São João		2/2	60	60	30
Total no Ano					105
Total Sul					2549

Programa de Expansão da Geração – continuação

Região Nordeste

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano 2005 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UTE Camaçari G	Junho	Op. c/ GN		72	72
UTE Camaçari D/G	Julho	1 e 2/5	334	133	133
UTE Camaçari G		Op. c/ Diesel			-144
UTE Camaçari D/G	Agosto	3 e 4/5	334	267	133
UTE Camaçari G		Op. c/ Diesel			-144
UTE Camaçari D/G	Setembro	5/5	334	334	67
UTE Camaçari G		Op. c/ Diesel			-72
	Total no Ano				46
Ano 2006	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
Saída das Emergenciais	Janeiro		-532	-532	-532
	Total no Ano				-532
	Total no Ano sem Emergencial				0
Ano 2007	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UTE Camaçari D/G	Janeiro	Desativação	-360	-360	-360
UTE Camaçari G		Fim da restrição	360	360	360
UTE Vale do Açu	Abril	1 e 2/2	340	340	340
	Total no Ano				340
	Total Nordeste sem Emergencial				386

Região Norte

Usinas			Potência Instalada (MW)		
Ano 2005 (Maio a Dezembro)	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Tucuruí	Maio	19/23	750	375	375
UHE Tucuruí	Setembro	20/23	750	750	375
	Total no Ano				750
Ano 2006	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Tucuruí	Fevereiro	21/23	1125	375	375
UHE Tucuruí	Julho	22/23	1125	750	375
UHE Tucuruí	Setembro	23/23	1125	1125	375
	Total no Ano				1125
Ano 2009	Mês	UG	Total do Ano	até o Mês	no Mês
UHE Estreito TOC	Fevereiro	1/9	483	121	121
UHE Estreito TOC	Junho	2/9	483	242	121
UHE Estreito TOC	Setembro	3/9	483	362	121
UHE Estreito TOC	Dezembro	4/9	483	483	121
	Total no Ano				483
	Total Norte				2358

Lista de figuras, quadros e tabelas

Quadros

Quadro 1 - Acréscimo Anual e Evolução da Potência Disponível (MW) - SIN	7
Quadro 2 – Resumo da Evolução da Carga de Energia do SIN (MWmed)	8
Quadro 3 - Energia Armazenada no SIN	18
Quadro 4 - Acréscimo Anual da Potência Disponível no SIN (MW)	19
Quadro 5 – Evolução da Potência Disponível (MW) – SIN	20
Quadro 6 – Principais Troncos de Transmissão	21
Quadro 7 – Mercado de Referência – Energia (MWmed)	24
Quadro 8 - Riscos de Déficit (%) – Cenário de Referência	26
Quadro 9 – Déficits com séries históricas – Ano 2006	31
Quadro 10 – Déficits com séries históricas – Ano 2007	32
Quadro 11 – Déficits com séries históricas em MWmed – Ano 2008	32
Quadro 12 – Déficits com séries históricas em MWmed – Ano 2009	32
Quadro 13 - Balanço de Ponta Determinístico	36

Figuras

Figura 1 – Interligações Inter-Regionais – Norte / Nordeste / Sudeste	21
Figura 2 – Interligações Inter-Regionais – Sul / Sudeste / Norte	22
Figura 3 – Percentuais de Crescimento do PIB e Mercado SIN – Mercado de Referência	23
Figura 4 – Crescimento Percentual do Mercado por Subsistema – Mercado de Referência	24
Figura 5 - Distribuição dos Déficits – Sudeste 2009 – Cenário de Referência	27
Figura 6 - Distribuição dos Déficits – Sul 2009 – Cenário de Referência	28
Figura 7 - Distribuição dos Déficits – Nordeste 2009 – Cenário de Referência	28
Figura 8 - Distribuição dos Déficits – Norte 2009 – Cenário de Referência	29
Figura 9 – Custo Marginal de Operação – Análise Conjuntural – Cenário de Referência	30
Figura 10 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Novembro/2005 – SE/CO, Sul, NE e Norte	33
Figura 11 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Abril/2006 – SE/CO, Sul, NE e Norte	34

Figura 12 – Curva de Permanência da Energia Armazenada – Novembro/2006 – SE/CO, Sul, NE e Norte	34
Figura 13 – Diagrama Esquemático das Interligações - 2005-2009	37