



**DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA – DE
SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO – EPE
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – EPEE**



**RSIN 08/2006
RELATÓRIO MENSAL DE ANÁLISE DO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Agosto 2006

ÍNDICE

1. OBJETIVO	1
2. AVALIAÇÃO DO PMO AGOSTO/2006.....	2
2.1. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA	2
2.1.1. MERCADO	2
2.1.2. PARQUE GERADOR INSTALADO	3
2.1.3. EXPANSÃO DA OFERTA	7
2.1.4. ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES E ARMAZENAMENTO INICIAL	10
2.1.5. LIMITES DE INTERCÂMBIO.....	12
2.2. RESULTADOS OBTIDOS	14
2.2.1. RISCOS DE DÉFICIT	14
2.2.2. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO	17
2.2.3. BALANÇO ENERGÉTICO.....	18
3. PREÇO DA CCEE	19
4. GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS X MERCADO	21
5. EQUIPE TÉCNICA.....	28
ANEXO I - HISTÓRICO DE ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO SIN.....	29
ANEXO II - HISTÓRICO DE ENERGIAS ARMAZENADAS NO SIN	32

1. OBJETIVO

A Gerência de Planejamento Energético – EPEE, da Superintendência de Planejamento da Expansão – EPE, da Diretoria de Planejamento e Engenharia da Eletronorte, avalia as condições de operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, num horizonte de longo prazo, que se estende de dez a vinte anos.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS elabora o Programa Mensal da Operação Energética – PMO, para um horizonte de cinco anos, em conformidade com os Agentes de Geração, Distribuição e Comercialização, Comercializador da Itaipu Binacional, Agentes de Importação e Exportação, Administrador da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a partir do PMO elaborado pelo ONS, determina os preços do Mercado Atacadista de Energia – MAE.

O presente relatório visa apresentar alguns resultados do PMO, os preços de energia elétrica definidos pela CCEE e uma comparação entre as garantias físicas das usinas hidrelétricas e termelétricas que fazem parte da configuração do PMO com o mercado a ser atendido no horizonte de dez anos.

Adicionalmente, são apresentados os históricos de afluições e armazenamentos de energia no SIN.

A análise desses elementos proporcionará uma referência suplementar ao planejamento de longo prazo elaborado pela EPEE.

2. AVALIAÇÃO DO PMO AGOSTO/2006

O Planejamento de Médio Prazo, elaborado pelo ONS e Agentes, utiliza os Modelos de otimização NEWAVE e DECOMP.

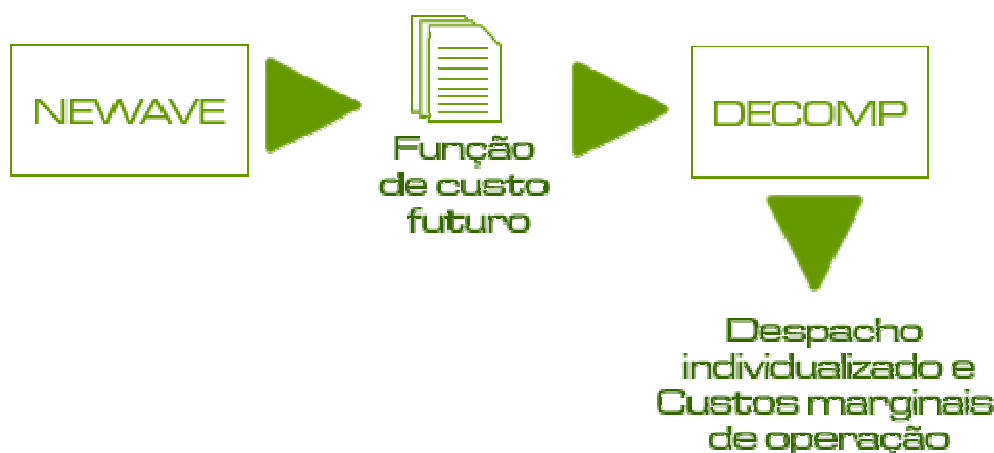
O modelo NEWAVE, com discretização mensal, determina a estratégia de geração hidráulica e térmica para os subsistemas equivalentes (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), a qual minimiza o valor esperado do custo de operação para o período de planejamento da operação (5 anos).

As funções de custo futuro obtidas com o NEWAVE são utilizadas pelo DECOMP, modelo utilizado para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), o qual representa o primeiro mês em base semanal e com vazões previstas. Os principais resultados do modelo DECOMP são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado e os custos marginais de operação para cada semana por patamar de carga.

A Figura 2.1 ilustra o encadeamento dos modelos NEWAVE e DECOMP utilizados pelo ONS no Planejamento de Médio e Curto Prazo.

Como o Planejamento de Longo Prazo utiliza o modelo NEWAVE, este relatório avaliará somente os resultados do PMO obtidos com esse modelo.

Figura 2.1 – Encadeamento dos Modelos NEWAVE e DECOMP



2.1. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

2.1.1. MERCADO

A Tabela 2.1 apresenta as projeções mensais de carga própria (consumo mais perdas técnicas e comerciais) do SIN para o período de planejamento da operação.

A carga não sofreu alteração e consiste na 1ª Revisão do Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2006 (Cenário de Referência EPE/MME e ONS).

Tabela 2.1 – Mercado de Energia Total por Subsistema

Mercado de Energia Total (MWmed)													
SUDESTE/CENTRO-OESTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006								30.763	30.855	31.340	31.213	30.892	31.013
2007	31.418	32.258	32.825	32.504	32.094	32.054	32.161	32.597	32.683	33.204	33.063	32.740	32.467
2008	32.926	33.809	34.409	34.067	33.636	33.595	33.708	34.164	34.256	34.799	34.654	34.314	34.028
2009	34.419	35.339	35.965	35.610	35.158	35.112	35.234	35.710	35.807	36.376	36.223	35.867	35.568
2010	35.936	36.898	37.551	37.179	36.711	36.664	36.790	37.286	37.387	37.980	37.821	37.450	37.138
SUL													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006								7.900	7.833	7.904	8.032	8.212	7.976
2007	8.343	8.492	8.651	8.420	8.280	8.254	8.228	8.264	8.194	8.268	8.402	8.592	8.366
2008	8.723	8.878	9.046	8.802	8.658	8.629	8.600	8.640	8.567	8.644	8.786	8.981	8.746
2009	9.144	9.306	9.482	9.227	9.074	9.045	9.017	9.056	8.979	9.062	9.211	9.414	9.168
2010	9.552	9.722	9.907	9.640	9.480	9.450	9.420	9.462	9.381	9.467	9.621	9.836	9.578
NORDESTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006								6.930	7.115	7.309	7.420	7.431	7.241
2007	7.190	7.277	7.372	7.283	7.226	7.134	7.208	7.325	7.518	7.725	7.842	7.852	7.413
2008	7.551	7.644	7.743	7.650	7.591	7.494	7.572	7.694	7.898	8.115	8.238	8.250	7.787
2009	7.897	7.993	8.098	8.000	7.939	7.839	7.918	8.047	8.260	8.485	8.615	8.626	8.143
2010	8.268	8.368	8.478	8.376	8.312	8.206	8.288	8.425	8.646	8.885	9.016	9.034	8.525
NORTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006								3.402	3.423	3.422	3.398	3.341	3.397
2007	3.368	3.410	3.430	3.446	3.491	3.510	3.530	3.575	3.600	3.595	3.571	3.511	3.503
2008	3.648	3.695	3.716	3.736	3.782	3.803	3.827	3.873	3.900	3.895	3.869	3.803	3.796
2009	3.810	3.860	3.882	3.903	3.950	3.973	3.997	4.046	4.075	4.068	4.042	3.973	3.965
2010	3.938	3.990	4.012	4.034	4.083	4.106	4.130	4.182	4.210	4.206	4.177	4.106	4.098

2.1.2. PARQUE GERADOR INSTALADO

O parque gerador instalado é aquele considerado no deck do PMO de agosto de 2006, constando de usinas hidrelétricas em operação e/ou motorização, usinas termelétricas em operação, importações de energia e geração de pequenas centrais elétricas. As Tabelas 2.2, 2.3, 2.4 e 2.5 a seguir, apresentam essas usinas.

Destaca-se para este mês a entrada em operação comercial das duas unidades da UHE Picada, da primeira unidade da UHE Peixe Angical e da primeira unidade da UHE Irapé, acrescentando ao sistema 320,7 MW de energia hidráulica.

Os valores de garantia física e disponibilidade de geração para a Estação Conversora de Garabi da CIEN – Companhia de Interconexão Energética (importação de energia) foram alterados pela Resolução Normativa da Aneel nº 224 de 20 de junho de 2006 até que a CIEN comprove disponibilidade de energia superior aos valores definidos por esta Resolução.

Durante o ano de 2007 será efetuada a conversão bicomustível para as UTEs Canoas, Ibiritermo, Eletrobolt, Nova Piratininga, Termobahia, Termoceará e Termorio, conforme informações do DMSE e Agentes das usinas envolvidas.

Tabela 2.2 – Usinas Hidrelétricas em Operação

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
A.A.LAYDNER (JURUMIRIM)	SE/CO	UHE	97,8
A.S.LIMA (BARIRI)	SE/CO	UHE	144,0
A.S.OLIVEIRA (LIMOEIRO)	SE/CO	UHE	32,0
ÁGUA VERMELHA	SE/CO	UHE	1.396,2
AIMORÉS	SE/CO	UHE	330,0
BARRA BONITA	SE/CO	UHE	140,0
BARRA GRANDE	SUL	UHE	698,3
BOA ESPERANCA	NE	UHE	225,0
CACHOEIRA DOURADA	SE/CO	UHE	658,0
CACONDE	SE/CO	UHE	80,4
CAMARGOS	SE/CO	UHE	46,0
CANA BRAVA	SE/CO	UHE	471,6
CANDONGA (RISOLETA)	SE/CO	UHE	140,1
CANOAS I	SE/CO	UHE	82,5
CANOAS II	SE/CO	UHE	69,9
CAPIM BRANCO I	SE/CO	UHE	240,0
CAPIVARA	SE/CO	UHE	640,0
CHAVANTES	SE/CO	UHE	414,0
COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ	NE	UHE	4.285,0
CORUMBÁ I	SE/CO	UHE	375,0
CORUMBÁ IV	SE/CO	UHE	127,0
CURUA-UNA	NORTE	UHE	30,0
D. FRANCISCA	SUL	UHE	125,0
EMBORÇAÇÃO	SE/CO	UHE	1.192,0
ESTREITO	SE/CO	UHE	1.104,0
EUCLIDES DA CUNHA	SE/CO	UHE	108,8
FONTES	SE/CO	UHE	132,0
FUNDÃO (*)	SUL	UHE	60,0
FUNIL	SE/CO	UHE	222,0
FUNIL-GRANDE	SE/CO	UHE	180,0
FURNAS	SE/CO	UHE	1.312,0
GOV. BENTO MUNHOZ (FOZ DO AREIA)	SUL	UHE	1.676,0
GOV. NEY BRAGA (SEGREDO)	SUL	UHE	1.260,0
GOV. PARIGOT SOUZA	SUL	UHE	260,0
GUAPORÉ	SE/CO	UHE	120,0
GUILMAN AMORIM	SE/CO	UHE	140,0
HENRY BORDEN	SE/CO	UHE	888,0
IBITINGA	SE/CO	UHE	131,4
IGARAPAVA	SE/CO	UHE	210,0
ILHA DOS POMBOS	SE/CO	UHE	183,0
ILHA SOLTEIRA-TRÊS IRMÃOS	SE/CO	UHE	4.251,5
IRAPÉ (*)	SE/CO	UHE	120,0
ITÁ	SUL	UHE	1.450,0
ITAIPU (*)	SE/CO	UHE	12.600,0
ITAPARICA	NE	UHE	1.500,0
ITAPEBI	NE	UHE	475,0
ITAUBA	SUL	UHE	500,0
ITUIQUIRA I	SE/CO	UHE	60,8
ITUIQUIRA II	SE/CO	UHE	95,2
ITUMBIARA	SE/CO	UHE	2.280,0
ITUTINGA	SE/CO	UHE	52,0
JACUÍ	SUL	UHE	180,0

(*) Em motorização

Tabela 2.2 – Usinas Hidrelétricas em Operação – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
JAGUARA	SE/CO	UHE	424,0
JAGUARI	SE/CO	UHE	27,6
JURU	SE/CO	UHE	118,0
JUPIÁ	SE/CO	UHE	1.551,2
L.N.GARCEZ (SALTO GRANDE)	SE/CO	UHE	72,0
LAJEADO	SE/CO	UHE	902,5
MACHADINHO	SUL	UHE	1.140,0
MANSO	SE/CO	UHE	210,0
MARIMBONDO	SE/CO	UHE	1.488,0
MASCARENHAS (*)	SE/CO	UHE	131,0
MASCARENHAS DE MORAES	SE/CO	UHE	478,0
MIRANDA	SE/CO	UHE	408,0
MONTE CLARO (*)	SUL	UHE	65,0
NILO PEÇANHA	SE/CO	UHE	380,0
NOVA AVANHANDAVA	SE/CO	UHE	347,4
NOVA PONTE	SE/CO	UHE	510,0
OURINHOS	SE/CO	UHE	44,1
PARAIBUNA	SE/CO	UHE	85,0
PASSO FUNDO	SUL	UHE	226,0
PASSO REAL	SUL	UHE	158,0
PEDRA DO CAVALO	NE	UHE	160,0
PEIXE ANGICAL (*)	SE/CO	UHE	150,7
PEREIRA PASSOS	SE/CO	UHE	100,0
PICADA	SE/CO	UHE	50,0
PIRAJU	SE/CO	UHE	80,0
PONTE DE PEDRA	SE/CO	UHE	176,1
PORTO COLOMBIA	SE/CO	UHE	328,0
PORTO ESTRELA	SE/CO	UHE	112,0
PORTO PRIMAVERA	SE/CO	UHE	1.540,0
PROMISSÃO	SE/CO	UHE	264,0
QUEBRA QUEIXO	SUL	UHE	120,0
QUEIMADO	SE/CO	UHE	105,0
ROSAL	SE/CO	UHE	55,0
ROSANA	SE/CO	UHE	372,0
SÁ CARVALHO	SE/CO	UHE	78,0
SALTO CAXIAS	SUL	UHE	1.240,0
SALTO GRANDE MG	SE/CO	UHE	102,0
SALTO OSÓRIO	SUL	UHE	1.078,0
SALTO SANTIAGO	SUL	UHE	1.420,0
SANTA BRANCA	SE/CO	UHE	58,0
SANTA CLARA MG	SE/CO	UHE	60,0
SANTA CLARA PR	SUL	UHE	120,0
SÃO SIMÃO	SE/CO	UHE	1.710,0
SERRA DA MESA	SE/CO	UHE	1.275,0
SOBRADINHO	NE	UHE	1.050,0
SOBRAGI	SE/CO	UHE	60,0
TAQUARUÇU	SE/CO	UHE	554,0
TRÊS MARIAS	SE/CO	UHE	396,0
TUCURUÍ (*)	NORTE	UHE	7.240,0
VOLTA GRANDE	SE/CO	UHE	380,0
XINGÓ	NE	UHE	3.162,0
TOTAL			75.953,1

(*) Em motorização

Tabela 2.3 – Usinas Termelétricas em Operação

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
ALEGRETE	SUL	Óleo Comb.	66,0
ANGRA 1	SE/CO	Nuclear	657,0
ANGRA 2	SE/CO	Nuclear	1.350,0
BRASÍLIA	SE/CO	Diesel	10,0
CAMAÇARI D	NE	Diesel	346,8
CAMPOS (ROBERTO da SILVEIRA)	SE/CO	Gás Natural	32,0
CANOAS (*)	SUL	Bicombustível	160,6
CARIOBA	SE/CO	Óleo Comb.	36,0
CHARQUEADAS	SUL	Carvão	72,0
CUIABÁ MÁRIO COVAS	SE/CO	Gás Natural	480,0
ELETROBOLT	SE/CO	Bicombustível	386,0
FAFEN	NE	Gás Natural	151,2
FIGUEIRA	SUL	Carvão	20,0
IBIRITERMO	SE/CO	Bicombustível	235,0
IGARAPÉ	SE/CO	Óleo Comb.	131,0
J.LACERDA A1	SUL	Carvão	100,0
J.LACERDA A2	SUL	Carvão	132,0
J.LACERDA B	SUL	Carvão	262,0
J.LACERDA C	SUL	Carvão	363,0
JUIZ DE FORA	SE/CO	Gás Natural	87,1
MACAÉ MERCHANT	SE/CO	Bicombustível	923,0
NORTE FLUMINENSE	SE/CO	Gás Natural	869,0
NOVA PIRATININGA	SE/CO	Bicombustível	400,0
NUTEPA	SUL	Óleo Comb.	24,0
PIRATININGA	SE/CO	Gás Natural	200,0
PRESIDENTE MÉDICI A	SUL	Carvão	126,0
PRESIDENTE MÉDICI B	SUL	Carvão	320,0
SÃO JERÔNIMO	SUL	Carvão	20,0
SANTA CRUZ 12	SE/CO	Óleo Comb.	168,0
SANTA CRUZ 34	SE/CO	Óleo Comb.	440,0
SANTA CRUZ NOVA DI (*)	SE/CO	Bicombustível	389,0
TERMOBAHIA	NE	Bicombustível	185,9
TERMOCEARÁ	NE	Bicombustível	220,0
TERMOFORTALEZA	NE	Gás Natural	346,6
TERMOPERNAMBUCO	NE	Gás Natural	637,5
TERMORIO (*)	SE/CO	Bicombustível	793,1
TRÊS LAGOAS (*)	SE/CO	Gás Natural	240,0
URUGUAIANA G	SUL	Gás Natural	638,0
W.ARJONA G	SE/CO	Bicombustível	190,0
TOTAL			12.207,7

(*) Em Expansão

Tabela 2.4 – Importação de Energia

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Disponibilidade (MWmed)</i>
ARGENTINA 1	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 1B	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2A	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2B	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2C	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2D	SUL	Importação	0,0
TOTAL			0,0

Tabela 2.5 – Geração de Pequenas Centrais Elétricas

Geração de Pequenas (MWmed) em Agosto/2006			
SE-CO	SUL	NE	NORTE
1.035	356	60	29

2.1.3. EXPANSÃO DA OFERTA

A expansão da oferta caracteriza-se por usinas em motorização e aquelas previstas com entrada em operação a partir de agosto de 2006 até dezembro de 2010. As datas apresentadas são as constantes do deck do PMO de agosto de 2006 definidas em reunião de 12 de julho de 2006 com o DMSE (Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico, vinculado ao MME). São consideradas também as alterações segundo informações constantes no site da ANEEL, versão 15/jul/06 (Fiscalização dos Serviços de Geração). Estão aqui incluídas as UHEs e UTEs do leilão de energia nova de 16 de dezembro de 2005 e UTEs vencedoras do leilão de energia de 29 de junho de 2006. Em geração de pequenas centrais está incluído o montante de energia do PROINFA (1.354 MWmed – 3.104 MW) distribuído nos vários subsistemas.

Conforme orientação do DMSE, o ONS deve considerar na simulação do PMO, para o início de operação, o mês subsequente à data prevista de entrada em operação definida pelo DMSE. As datas constantes das tabelas do RSIN são as mesmas do ONS.

As Tabelas 2.6, 2.7 e 2.8 apresentam, respectivamente as usinas hidrelétricas, termelétricas e pequenas centrais elétricas com previsão de início de operação até dezembro de 2010.

Destaca-se o adiamento da entrada em operação comercial em um mês das três unidades de Campos Novos prevista para janeiro de 2007 e da última unidade da UHE Mascarenhas, para setembro de 2006.

A UHE Paulistas teve sua denominação social alterada para UHE Batalha, conforme despacho nº 537 de 15 de março de 2006, da Aneel. A alteração consta das tabelas.

Para a UHE Tucuruí, houve atraso de dois meses no cronograma, estando prevista a entrada em operação comercial de duas unidades da segunda etapa em setembro e da última unidade em novembro de 2006.

Outro destaque é a inclusão das UTEs do leilão de energia A-3 de 29 de junho de 2006, localizadas, em sua maioria no subsistema NE, totalizando acréscimo de potência de 1.105 MW e entrada em operação comercial em janeiro de 2009. Na Tabela 2.7 essas usinas estão hachuradas. Nesse leilão foram licitadas também 4 Pequenas Centrais Térmicas e 7 Pequenas Centrais Hidrelétricas, situadas nos subsistemas Sul e Sudeste, totalizando um acréscimo de 279 MW no período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010. Esse acréscimo pode ser verificado na Tabela 2.8.

Tabela 2.6 – Usinas Hidrelétricas – Expansão

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência a ser Instalada (MW)</i>	<i>Início Operação</i>
ESPORA	SE/CO	UHE	32,1	set/06
IRAPÉ ⁽¹⁾	SE/CO	UHE	240,0	set/06
ITAIPU ⁽¹⁾	SUL	UHE	1.400,0	set/06
MASCARENHAS ⁽¹⁾	SE/CO	UHE	49,5	set/06
PEIXE ANGICAL ⁽¹⁾	SE/CO	UHE	301,4	set/06
TUCURUÍ ⁽¹⁾	NORTE	UHE	1.125,0	set/06
FUNDÃO ⁽¹⁾	SUL	UHE	60,0	out/06
MONTE CLARO ⁽¹⁾	SUL	UHE	65,0	out/06
CAMPOS NOVOS	SUL	UHE	879,9	jan/07
CAPIM BRANCO II	SE/CO	UHE	210,0	jan/07
CASTRO ALVES	SUL	UHE	129,9	jan/08
14 DE JULHO	SUL	UHE	100,0	ago/08
CORUMBÁ III	SE/CO	UHE	93,6	abr/09
RETIRO BAIXO	SE/CO	UHE	82,0	mai/09
SÃO JOSÉ	SUL	UHE	51,0	mai/09
BARRA DO BRAÚNA	SE/CO	UHE	39,0	jul/09
BATALHA ⁽²⁾	SE/CO	UHE	53,6	jul/09
OLHO D'ÁGUA	SE/CO	UHE	33,0	jul/09
SALTO	SE/CO	UHE	108,0	jul/09
SALTO DO RIO VERDINHO	SE/CO	UHE	93,0	jul/09
SERRA DO FACÃO	SE/CO	UHE	212,6	ago/09
BAGUARI	SE/CO	UHE	140,0	out/09
PASSO SÃO JOÃO	SUL	UHE	77,1	out/09
SALTO PILÃO	SUL	UHE	182,4	jan/10
SÃO SALVADOR	SE/CO	UHE	243,2	jan/10
MONJOLINHO	SUL	UHE	67,0	fev/10
BAÚ I	SE/CO	UHE	110,1	mar/10
BARRA DOS COQUEIROS	SE/CO	UHE	90,0	mai/10
CAÇU	SE/CO	UHE	65,1	mai/10
FOZ DO RIO CLARO	SE/CO	UHE	67,0	jul/10
FOZ DO CHAPECÓ ⁽³⁾	SUL	UHE	427,6	set/10
SIMPLÍCIO ⁽⁴⁾	SE/CO	UHE	101,9	out/10
ESTREITO TOCANTINS ⁽⁵⁾	NORTE	UHE	120,8	dez/10
TOTAL			7.050,8	

⁽¹⁾ Em motorização

⁽²⁾ Alterado nome da UHE Paulistas

⁽³⁾ 2 de 4 unidades (Total: 855,2 MW)

⁽⁴⁾ 1 de 3 unidades (Total: 305,7 MW)

⁽⁵⁾ 1 de 9 unidades (Total: 1.087,2 MW)

Tabela 2.7 – Usinas Termelétricas – Expansão

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Potência a ser Instalada (MW)</i>	<i>Início Operação</i>
SANTA CRUZ NOVA DI ^(*)	SE/CO	Bicombustível	175,0	abr/07
TERMORIO ^(*)	SE/CO	Bicombustível	369,8	jul/07
TERMOAÇU (VALE DO AÇU)	NE	Gás Natural	340,0	set/07
CAMAÇARI G	NE	Gás Natural	360,0	out/07
ALTOS	NE	Diesel	13,1	jan/08
ARACATI	NE	Diesel	11,5	jan/08
BATURITÉ	NE	Diesel	11,5	jan/08
CAMPO MAIOR	NE	Diesel	13,1	jan/08
CAUCAIA	NE	Diesel	14,8	jan/08
COCAL	SE/CO	Biomassa	28,2	jan/08
CRATO	NE	Diesel	13,1	jan/08
DAIA	SE/CO	Óleo comb.	44,1	jan/08
IGUATU	NE	Diesel	14,8	jan/08
JAGUARARI	NE	Diesel	101,5	jan/08
JUAZEIRO DO NORTE	NE	Diesel	14,8	jan/08
MARAMBAIA	NE	Diesel	13,1	jan/08
NAZÁRIA	NE	Diesel	13,1	jan/08
PECÉM (ENGUIA PECÉM)	NE	Diesel	14,8	jan/08
PIE-RP	SE/CO	Biomassa	27,8	jan/08
XAVANTE ARUANÃ	SE/CO	Diesel	53,7	jan/08
CANOAS ^(*)	SUL	Bicombustível	90,0	fev/08
TRÊS LAGOAS ^(*)	SE/CO	Gás Natural	110,0	fev/08
CUBATÃO (CCBS)	SE/CO	Bicombustível	249,9	dez/08
CAMAÇARI MURICY I	NE	Óleo comb.	148,0	jan/09
CAMAÇARI MURICY II	NE	Diesel	140,0	jan/09
CAMAÇARI PÓLO DE APOIO I	NE	Óleo comb.	148,0	jan/09
CISFRAMA	SUL	Biomassa	4,0	jan/09
COLORADO	SE/CO	Biomassa	34,0	jan/09
GOIÂNIA II	SE/CO	Diesel	140,0	jan/09
JACUÍ (TERMO)	SUL	Carvão	350,2	jan/09
LASA	SE/CO	Biomassa	22,6	jan/09
PAU FERRO I	NE	Diesel	94,0	jan/09
PECÉM II	NE	Diesel	140,0	jan/09
PETROLINA	NE	Óleo comb.	136,0	jan/09
POTIGUAR	NE	Diesel	52,8	jan/09
POTIGUAR III	NE	Diesel	66,0	jan/09
TERMOMANAUS	NE	Diesel	142,2	jan/09
CANDIOTA 3 (PRES. MÉDICI C)	SUL	Carvão	350,0	jan/10
TOTAL			4.065,5	

^(*) Ampliação

Usinas do Leilão de 29/06/06

Tabela 2.8 – Pequenas Centrais Elétricas – Expansão

Expansão de Pequenas Centrais Elétricas (MWmed)													
SUDESTE/CENTRO-OESTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006									1.099	1.147	1.095	824	1.041
2007	1.044	1.087	1.039	1.021	1.126	1.145	1.114	1.104	1.114	1.134	1.125	1.048	1.092
2008	1.758	1.832	1.726	1.591	1.640	1.629	1.565	1.538	1.546	1.589	1.632	1.607	1.638
2009	1.870	1.936	1.835	1.737	1.888	1.931	1.875	1.850	1.850	1.881	1.826	1.722	1.850
2010	1.888	1.963	1.856	1.757	1.909	1.951	1.895	1.870	1.870	1.901	1.847	1.742	1.871
SUL													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006									410	411	425	374	405
2007	386	367	372	409	439	453	488	490	541	541	570	501	463
2008	527	516	496	549	620	664	698	706	752	726	671	575	625
2009	529	517	497	551	621	666	700	707	753	727	672	576	626
2010	529	517	497	551	621	666	700	707	753	727	672	576	626
NORDESTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006									98	120	124	129	118
2007	116	126	109	101	109	104	145	185	217	257	247	242	163
2008	312	295	234	223	243	250	329	422	499	568	529	473	365
2009	312	295	234	223	243	250	329	422	499	568	529	473	365
2010	312	295	234	223	243	250	329	422	499	568	529	473	365
NORTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006									28	31	34	42	34
2007	46	51	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39
2008	46	49	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39
2009	46	51	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39
2010	46	51	51	49	42	36	32	29	28	31	34	42	39

2.1.4. ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES E ARMAZENAMENTO INICIAL

A energia natural afluyente (ENA) e a energia armazenada (EAR) são parâmetros essenciais ao planejamento, programação e acompanhamento da operação do SIN.

A ENA é obtida pelo produto entre a vazão natural afluyente a um aproveitamento e sua produtividade média (reservatório com 65% do volume útil), enquanto a EAR representa a energia gerada pelo turbinamento do volume útil armazenado no reservatório, no intervalo de tempo de um mês, considerando-se a produtividade variável com a altura de queda.

As Tabelas 2.9 e 2.10 apresentam, respectivamente, as ENAs médias de longo termo (MLT) e as EARs máximas (100% de armazenamento nos reservatórios) por subsistema¹.

Na Tabela 2.9 pode-se observar a sazonalidade das afluências nos subsistemas².

¹ Tabela 2.9 atualizada em 29/07/06, incorporando UHEs Picada (Sudeste) e Fundão (Sul); Tabela 2.10 atualizada em 28/07/06, inserindo UHEs Corumbá IV, Espora, Peixe Angical e Irapé (Sudeste), Peixe Angical Fictícia (Norte) e Irapé Fictícia (Nordeste).

² O período seco estende-se de maio a outubro no Sudeste e Nordeste, e de junho a novembro no Norte; a sazonalidade é pouco definida no Sul, onde o período mais chuvoso vai de junho a novembro.

Tabela 2.9 – Energias Naturais Afluentes (MWmed) – MLTs (1931-2004)

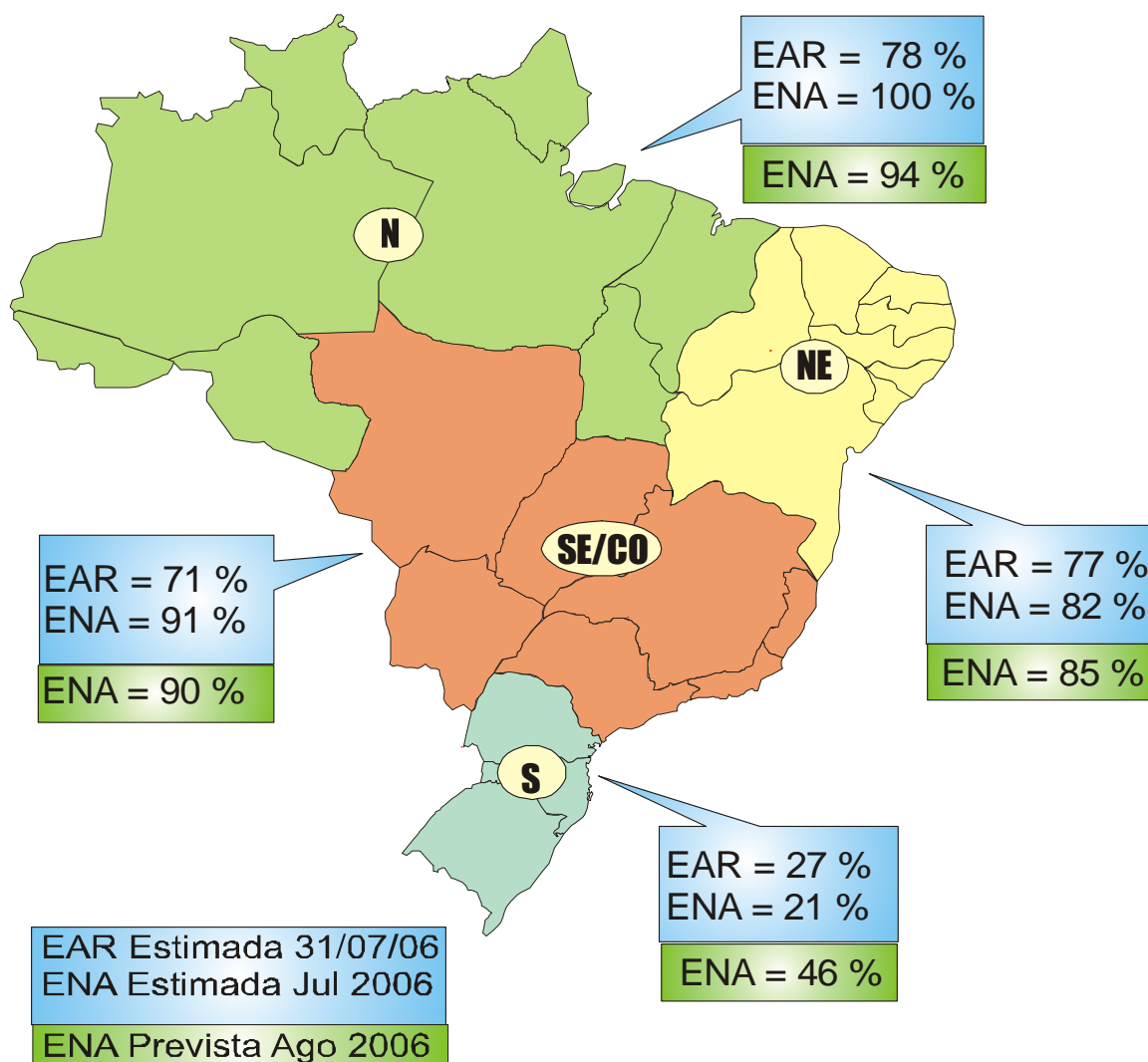
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
SUDESTE	51.506	54.562	50.779	38.070	28.023	24.043	20.005	16.788	16.900	20.094	25.416	37.761	31.996
SUL	5.522	6.387	5.415	5.036	6.466	7.712	8.467	7.701	8.883	10.090	7.149	5.792	7.052
NORDESTE	14.385	15.176	15.234	12.181	7.514	4.949	4.089	3.565	3.186	3.477	5.651	10.340	8.312
NORTE	8.471	11.351	13.238	13.171	8.493	4.073	2.377	1.686	1.331	1.484	2.428	4.759	6.072

Tabela 2.10 – Energias Armazenadas Máximas (MWmed)

SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
180.338	18.264	51.766	12.415

A Figura 2.2 apresenta os valores estimados de EAR para o início do mês de agosto (31/07-24 h) e ENA de julho (média mensal), bem como o valor previsto de ENA para agosto (média mensal).

Figura 2.2 – Energias Naturais Afluentes (%MLT) Energias Armazenadas (%EARmáx)



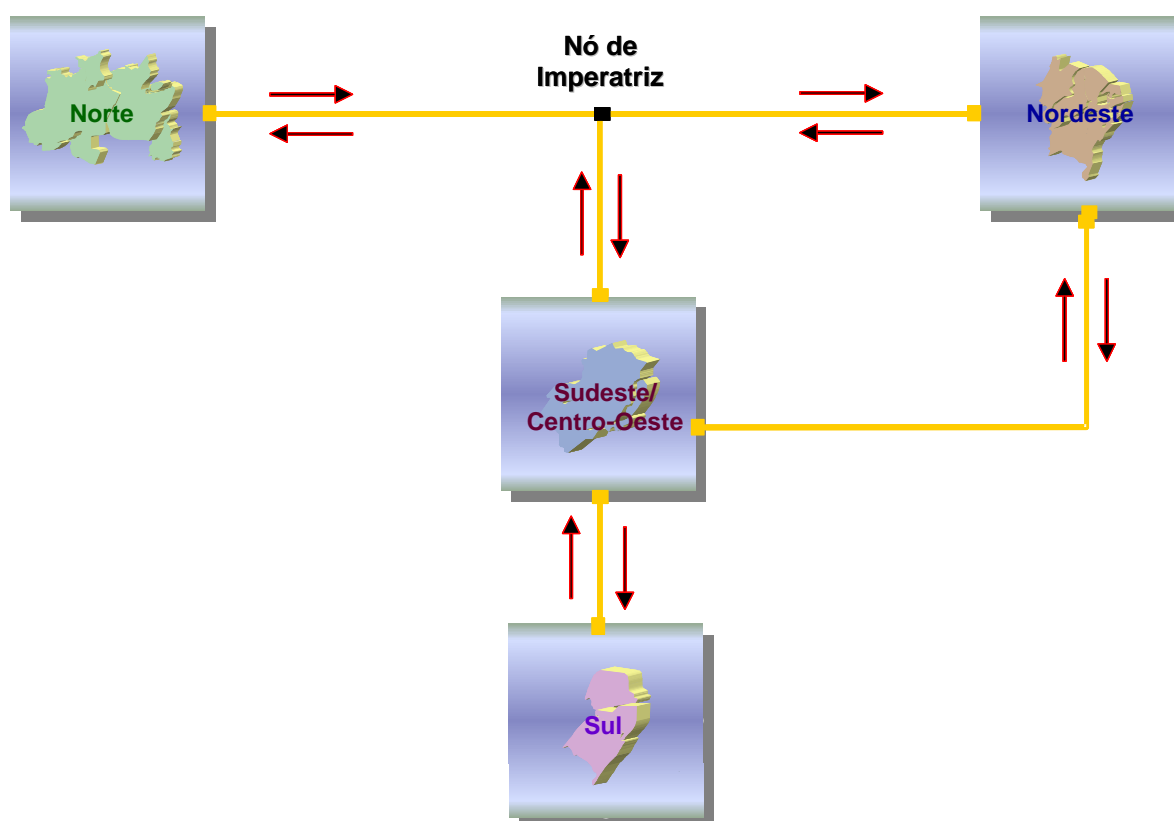
Os valores estimados de EAR (31/07) e ENA (julho) são utilizados como dados iniciais³ para o PMO de agosto/2006. O valor de ENA previsto para o mês de agosto é obtido para o horizonte de curto prazo do PMO, através do modelo de previsão de vazões PREVIVAZ.

Os Anexos I e II apresentam respectivamente, um histórico (2002-2006) das energias naturais afluentes (%MLT) e energias armazenadas (%EAR_{máxima}) por subsistema no SIN.

2.1.5. LIMITES DE INTERCÂMBIO

A Figura 2.3 ilustra a representação do Sistema Interligado Nacional no modelo NEWAVE. A configuração apresenta 4 subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste-Centro-Oeste e Sul. A UHE Itaipu está inserida no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Representa-se também o nó fictício de Imperatriz.

Figura 2.3 – Configuração do SIN



A Tabela 2.11 apresenta os valores dos limites de intercâmbio nas diversas interligações entre os subsistemas, referentes ao PMO Agosto/2006.

³ Salienta-se que estes valores são *estimados* e não *realizados*, pois o PMO é elaborado antes do término do mês anterior.

Tabela 2.11 – Limites de Intercâmbio entre os Subsistemas (MWmed)

INTERLIGAÇÃO		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SE >> S	2006	-	-	-	-	-	-	-	4.497	4.509	4.518	4.648	4.646
	2007	4.638	4.642	4.631	4.655	4.638	4.640	4.638	4.631	4.648	4.638	4.648	4.646
	2008	4.638	4.641	4.646	4.640	4.646	4.640	4.631	4.638	4.632	4.630	4.648	4.638
	2009	5.224	5.221	5.224	5.215	5.217	5.223	5.232	5.224	5.223	5.225	5.215	5.224
	2010	5.217	5.221	5.232	5.215	5.217	5.223	5.232	5.224	5.223	5.217	5.215	5.224
S >> SE	2006	-	-	-	-	-	-	-	4.328	4.260	4.266	4.395	4.394
	2007	4.390	4.393	4.385	4.400	4.442	4.443	4.442	4.440	4.445	4.442	4.445	4.445
	2008	4.480	4.481	4.484	4.480	4.484	4.480	4.475	4.480	4.476	4.475	4.485	4.480
	2009	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088	5.087	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088
	2010	5.088	5.088	5.087	5.088	5.088	5.088	5.087	5.088	5.088	5.088	5.088	5.088
SE >> IMP	2006	-	-	-	-	-	-	-	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
	2007	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
	2008	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.389	3.390	3.389	3.389	3.390	3.390
	2009	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.389	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390
	2010	3.390	3.390	3.389	3.390	3.390	3.390	3.389	3.390	3.390	3.390	3.390	3.281
IMP >> SE	2006	-	-	-	-	-	-	-	1.796	1.796	1.796	1.796	1.442
	2007	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.442
	2008	3.042	3.042	3.042	3.042	3.042	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.042
	2009	3.042	3.042	3.042	3.042	3.042	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.042
	2010	3.042	3.042	3.042	3.042	3.042	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.396	3.042
NE >> IMP	2006	-	-	-	-	-	-	-	115	117	118	118	118
	2007	116	117	1.944	1.938	1.942	1.942	1.942	1.944	1.940	1.942	1.940	1.940
	2008	2.016	2.017	2.018	2.017	2.018	2.017	2.015	2.016	2.015	2.015	2.018	2.016
	2009	2.016	2.017	2.016	2.018	2.018	2.017	2.015	2.016	2.017	2.016	2.018	2.016
	2010	2.018	2.017	2.015	2.018	2.018	2.017	2.015	2.016	2.017	2.018	2.018	2.016
IMP >> NE	2006	-	-	-	-	-	-	-	1.940	1.935	1.933	1.932	1.932
	2007	1.936	1.934	2.786	2.755	2.777	2.775	2.777	2.786	2.765	2.777	2.765	2.767
	2008	3.034	3.029	3.020	3.031	3.020	3.031	3.047	3.034	3.045	3.048	3.017	3.034
	2009	3.034	3.027	3.034	3.017	3.020	3.031	3.047	3.034	3.031	3.034	3.017	3.034
	2010	3.020	3.027	3.047	3.017	3.020	3.031	3.047	3.034	3.031	3.021	3.017	3.034
N >> IMP	2006	-	-	-	-	-	-	-	3.830	3.824	3.820	3.818	3.819
	2007	3.825	3.822	4.089	4.102	4.093	4.094	4.093	4.089	4.098	4.093	4.098	4.097
	2008	4.472	4.476	4.485	4.474	4.485	4.474	4.458	4.472	4.460	4.457	4.488	4.472
	2009	4.824	4.827	4.824	4.830	4.829	4.825	4.820	4.824	4.825	4.824	4.830	4.824
	2010	4.829	4.827	4.820	4.830	4.829	4.825	4.820	4.824	4.825	4.829	4.830	4.933
IMP >> N	2006	-	-	-	-	-	-	-	1.675	1.673	1.671	1.671	1.671
	2007	1.773	1.772	1.775	1.769	1.773	1.773	1.773	1.775	1.771	1.773	1.771	1.771
	2008	1.884	1.883	1.881	1.883	1.881	1.883	1.886	1.884	1.886	1.886	1.881	1.884
	2009	1.973	1.972	1.973	1.971	1.971	1.973	1.975	1.973	1.973	1.973	1.971	1.973
	2010	2.071	2.072	2.075	2.071	2.071	2.073	2.075	2.073	2.073	2.071	2.071	1.964
SE >> NE	2006	-	-	-	-	-	-	-	836	838	839	839	839
	2007	405	405	758	737	751	750	500	500	500	500	500	500
	2008	635	633	629	634	629	634	239	243	240	239	248	243
	2009	635	632	635	628	629	634	239	243	244	243	248	243
	2010	629	632	642	628	629	634	239	243	244	247	248	284
NE >> SE	2006	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0
	2007	0	0	382	391	385	385	385	382	388	385	388	388
	2008	385	386	388	385	388	385	382	385	383	382	388	385
	2009	385	386	385	388	388	385	382	385	385	385	388	385
	2010	388	386	382	388	388	385	382	385	385	388	388	385

2.2. RESULTADOS OBTIDOS

2.2.1. RISCOS DE DÉFICIT

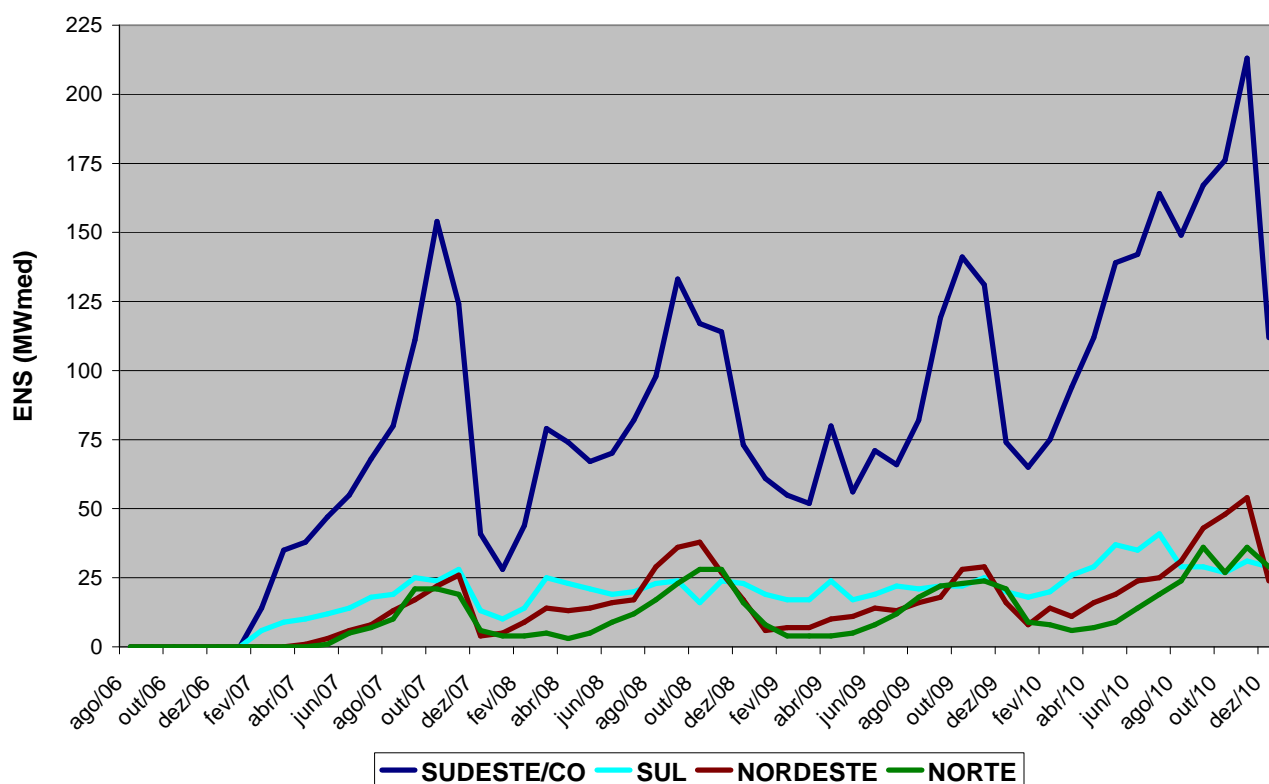
A Tabela 2.12 apresenta os riscos anuais para qualquer valor de déficit e a energia não suprida média anual nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, obtidos no PMO Agosto/2006.

Tabela 2.12 – Riscos Anuais de Déficit e Energia Não Suprida Média Anual

ANO	SUDESTE/CO		SUL		NORDESTE		NORTE	
	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)
2006	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
2007	6,35	63,9	6,75	14,8	6,25	8,4	13,60	7,5
2008	6,95	81,6	8,20	20,1	14,95	19,3	14,50	12,7
2009	7,50	82,3	8,15	20,3	15,75	14,4	15,60	12,8
2010	10,40	133,8	10,50	29,4	18,35	26,4	16,25	18,6

A Figura 2.4 apresenta os valores médios mensais de energia não suprida no período agosto/2006-dezembro/2010.

Figura 2.4 – Energia Não Suprida (ENS) Média Mensal



As Figuras 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8 apresentam as permanências dos déficits de mercado, referentes ao PMO Agosto/2006, para os anos de 2007 a 2010. Não são mostradas as permanências para o ano de 2006, as quais são nulas para todos os subsistemas (ver Tabela 2.12).

Figura 2.5 – Permanências de Déficits – Sudeste/Centro-Oeste

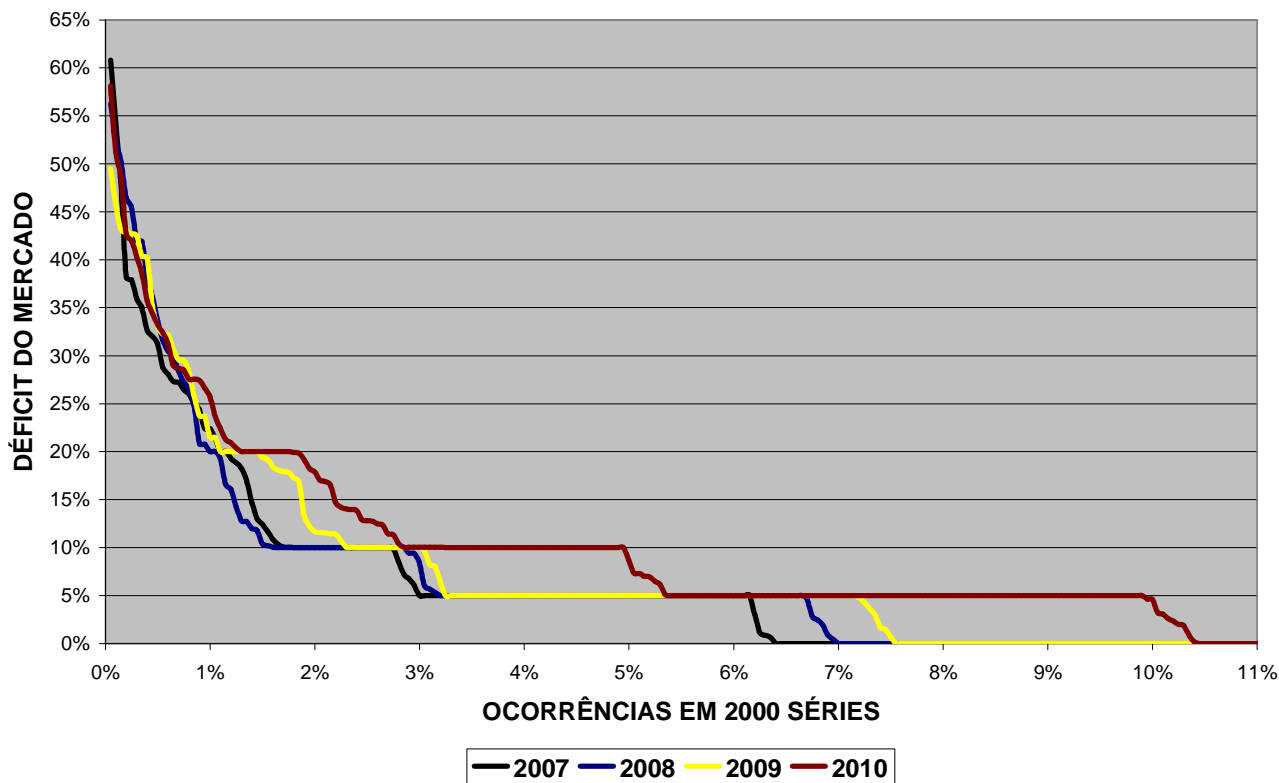


Figura 2.6 – Permanências de Déficits – Sul

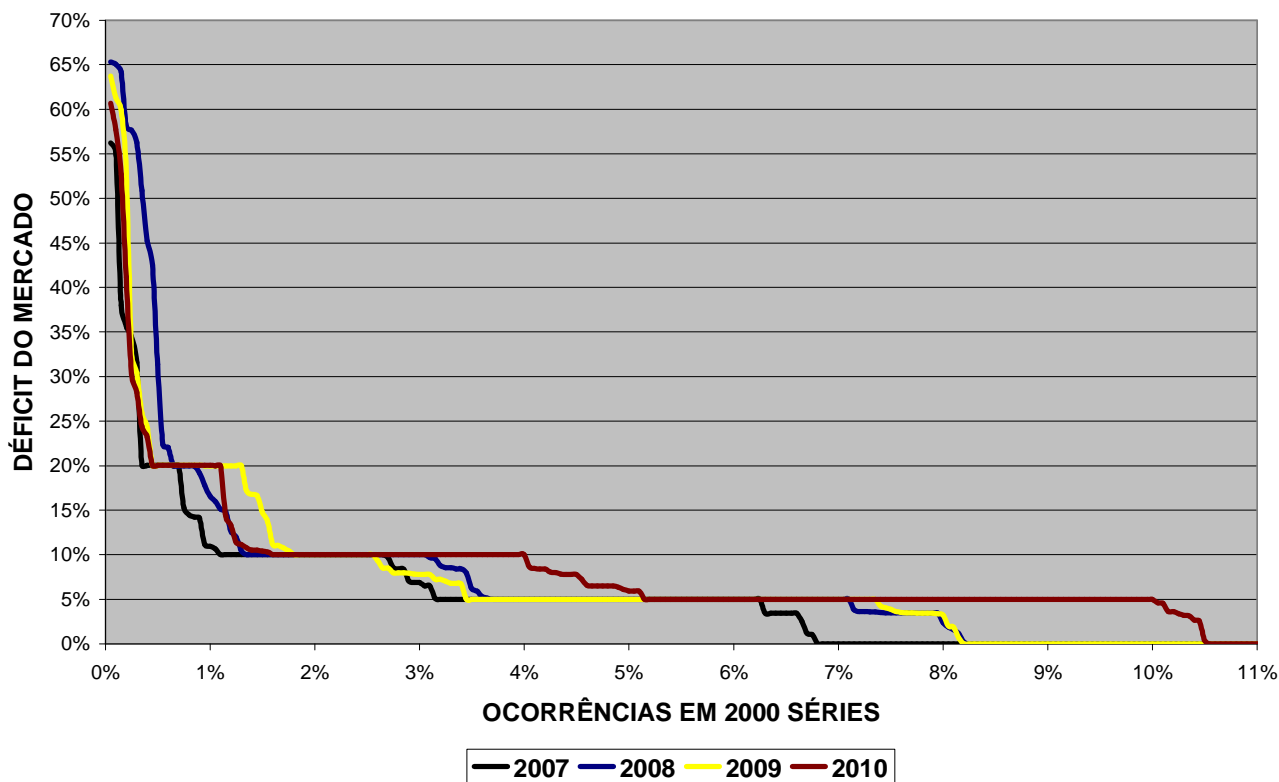


Figura 2.7 – Permanências de Déficits – Nordeste

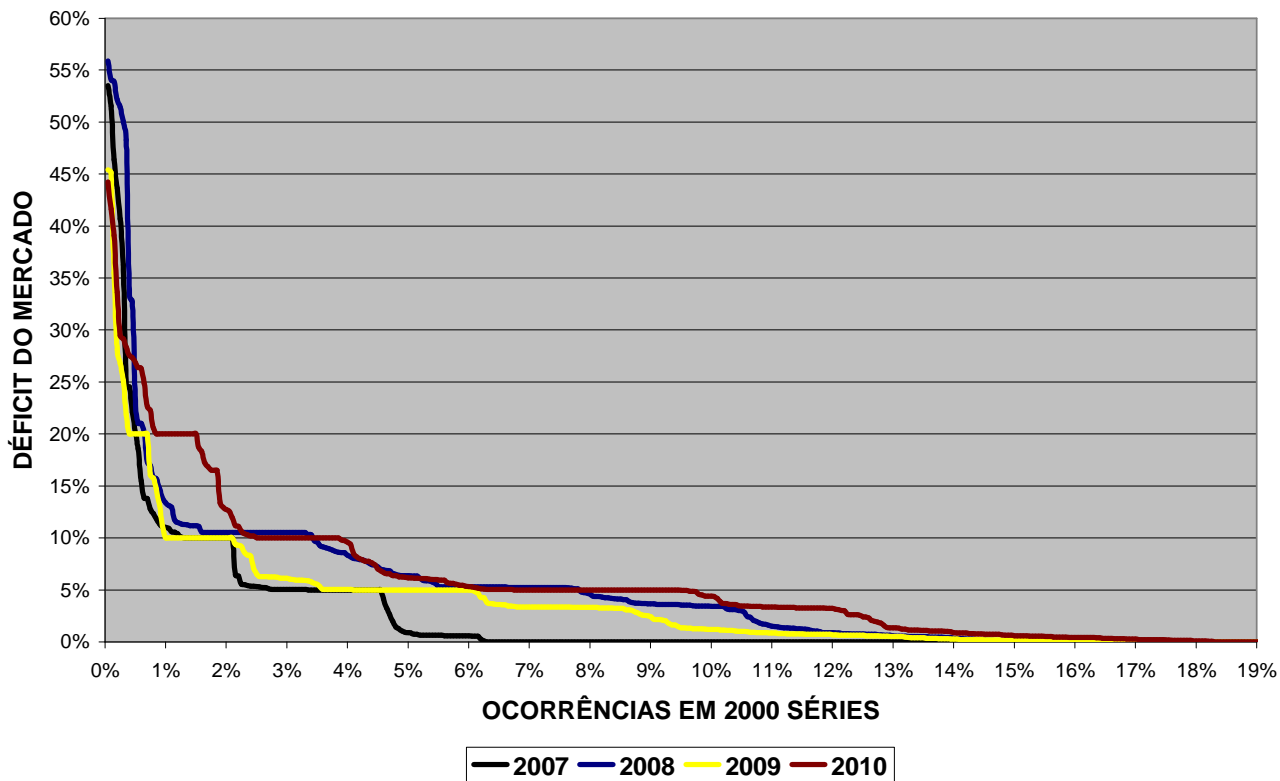
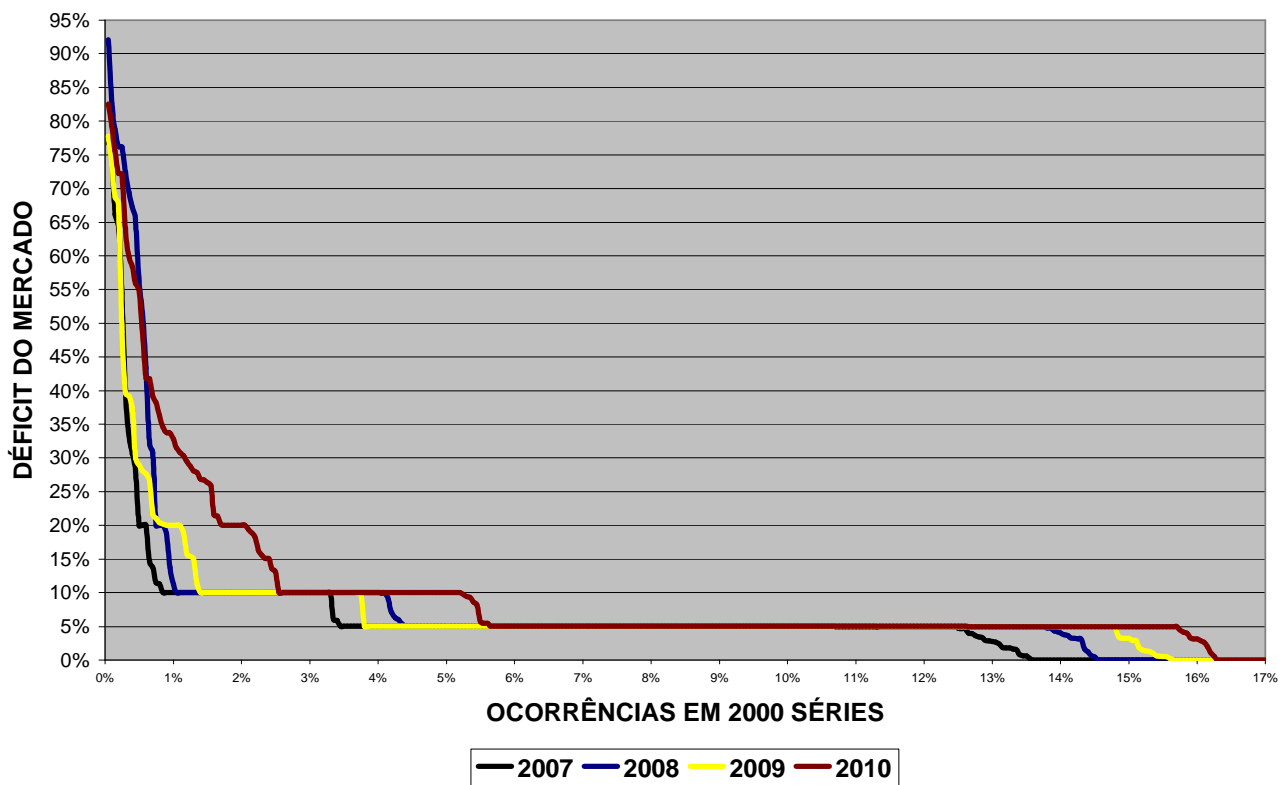


Figura 2.8 – Permanências de Déficits – Norte



2.2.2. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

A Tabela 2.13 apresenta os valores dos Custos Marginais de Operação - CMOs médios mensais no período Agosto/2006-Dezembro/2010, referentes ao PMO Agosto/2006.

Tabela 2.13 – Custos Marginais de Operação

Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) - Valores Médios											
Mês	Ano	SE/CO	S	NE	N	Mês	Ano	SE/CO	S	NE	N
Jan		-	-	-	-	Jan		143,16	152,17	121,89	145,01
Fev		-	-	-	-	Fev		118,41	125,23	97,28	103,46
Mar		-	-	-	-	Mar		114,05	124,36	86,58	87,85
Abr		-	-	-	-	Abr		153,42	163,42	108,73	109,15
Mai		-	-	-	-	Mai		152,38	152,12	133,02	133,95
Jun		-	-	-	-	Jun		165,21	160,98	153,50	171,90
Jul	2006	-	-	-	-	Jul	2009	157,52	153,14	155,27	212,96
Ago		82,83	90,83	49,01	130,54	Ago		157,42	150,51	158,02	279,01
Set		81,22	88,60	50,18	125,58	Set		179,59	164,34	188,74	315,04
Out		83,18	87,70	52,10	114,74	Out		182,82	159,18	212,59	318,60
Nov		91,24	93,44	52,40	103,30	Nov		215,24	200,35	224,24	333,25
Dez		99,12	103,30	46,32	70,67	Dez		179,64	180,20	167,51	254,20
Média		-	-	-	-	Média		159,91	157,17	150,61	205,36
Jan		114,99	119,92	50,41	50,77	Jan		157,56	162,85	140,95	175,90
Fev		123,57	126,48	47,76	28,70	Fev		150,96	154,95	127,04	135,34
Mar		130,75	134,25	43,62	17,61	Mar		147,32	155,21	120,02	119,83
Abr		148,50	151,67	42,76	9,37	Abr		176,70	180,10	135,90	135,49
Mai		155,52	154,28	86,79	52,84	Mai		217,16	214,14	188,53	188,99
Jun		173,61	165,76	138,95	147,97	Jun		224,36	214,39	206,17	220,48
Jul	2007	174,22	168,82	144,36	177,26	Jul	2010	233,62	219,40	224,16	262,84
Ago		183,99	176,48	162,18	232,38	Ago		217,52	203,08	219,26	290,51
Set		204,04	188,26	189,91	312,30	Set		227,78	200,25	244,60	309,09
Out		220,36	192,78	201,78	296,90	Out		227,72	188,03	268,15	299,95
Nov		200,67	189,09	192,29	250,57	Nov		239,62	203,06	265,21	310,99
Dez		144,43	146,24	119,77	145,43	Dez		200,00	194,77	199,12	275,37
Média		164,55	159,50	118,38	143,51	Média		201,69	190,85	194,93	227,07
Jan		125,63	131,43	93,56	109,87						
Fev		133,91	142,50	100,67	92,50						
Mar		138,25	149,66	98,70	69,58						
Abr		164,11	169,43	109,09	60,89						
Mai		165,81	161,60	141,44	110,06						
Jun		170,15	158,94	157,60	174,26						
Jul	2008	173,91	159,37	165,87	219,45						
Ago		190,43	177,47	187,01	330,00						
Set		204,64	183,77	212,77	363,76						
Out		194,70	167,69	227,50	348,13						
Nov		190,22	175,39	213,91	307,68						
Dez		185,77	193,16	174,90	241,15						
Média		169,79	164,20	156,92	202,28						

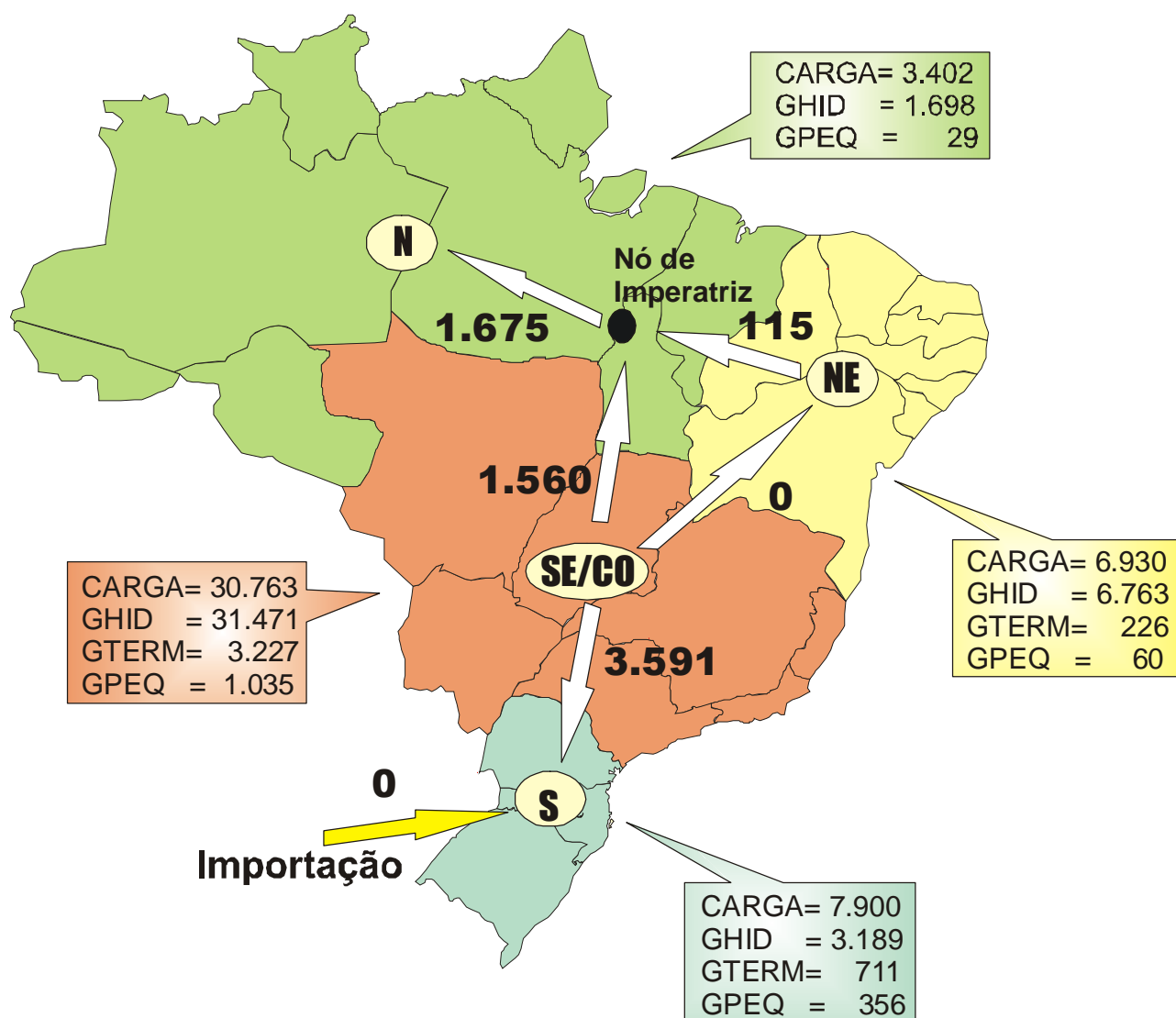
2.2.3. BALANÇO ENERGÉTICO

A Figura 2.9 apresenta o balanço de energia resultante da simulação do PMO para agosto de 2006. Para cada subsistema são apresentados os valores médios de carga e gerações hidráulica, térmica e de pequenas centrais. São apresentados ainda os intercâmbios médios de energia entre os subsistemas, bem como a importação de energia pelo SIN.

Aliada à importação de energia da Estação Conversora de Garabi estar zerada, a situação hidrológica do subsistema Sul continua desfavorável. Em agosto, a necessidade de aumentar o intercâmbio para o subsistema Sul foi atendida pelo subsistema SE/CO.

Em agosto inicia-se a recessão no subsistema Norte, daí o sentido do intercâmbio se inverter nessa época do ano, com atendimento ao Norte sendo prioritário do subsistema SE/CO e eventual do subsistema NE.

Figura 2.9 – Balanço Energético (MWmed)



3. PREÇO DA CCEE

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

Para determinação do PLD pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE são utilizados os programas NEWAVE, NEWDESP e DECOMP.

O NEWDESP, programa componente do sistema NEWAVE, é utilizado para consulta às funções de custo futuro geradas pelo NEWAVE. Para sua execução existem dois modos: consulta e despacho. No modo consulta, com base nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas, para cada um dos subsistemas, é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês.

No modo despacho, com base nos valores de energia armazenada no início do mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo, são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado, para cada subsistema. O modo despacho fornece diretamente os preços da CCEE por patamar de carga para cada submercado.

Por ocasião da elaboração do PMO é divulgado, pela CCEE, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), por submercado, para a primeira semana do PMO e, a partir das revisões semanais do PMO, efetuadas pelo ONS, vão sendo definidos os preços das demais semanas.

O cálculo da média mensal do PLD considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês.

As Tabelas 3.1 e 3.2 apresentam, respectivamente, os preços semanais para julho e agosto/2006, e o histórico de preços médios mensais de 2005 e 2006, divulgados pela CCEE.

Tabela 3.1 – Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – Julho e Agosto/2006

	PLD - 2006 (R\$/MWh)	SUDESTE/CO			SUL			NORDESTE			NORTE		
		Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve
JULHO	Patamares de Carga												
	Sem 1 01/07 a 07/07	93,90	93,80	90,66	93,90	93,90	93,90	28,72	28,72	28,72	93,90	93,90	90,66
	Sem 2 08/07 a 14/07	89,97	89,05	86,34	89,97	89,05	89,05	28,64	28,64	28,45	89,97	89,05	86,34
	Sem 3 15/07 a 21/07	86,57	85,44	85,07	86,57	85,44	85,07	28,42	28,42	28,42	86,57	85,44	85,07
	Sem 4 22/07 a 28/07	92,65	91,49	90,49	92,65	91,49	90,49	28,90	28,90	28,71	92,65	91,50	90,49
AGOSTO	Sem 1 29/07 a 04/08	108,13	105,77	103,63	108,13	105,77	104,90	49,15	49,15	48,83	108,13	105,77	103,63
	Sem 2 05/08 a 11/08	101,83	100,43	98,44	101,83	100,43	100,43	47,76	47,76	47,76	101,83	100,43	98,44
	Sem 3 12/08 a 18/08	103,35	100,03	96,45	103,35	100,03	96,45	48,85	48,85	48,85	103,35	100,03	96,45
	Sem 4 19/08 a 25/08	102,42	97,68	94,53	102,42	97,68	94,53	49,86	49,86	49,59	102,42	97,68	94,53

Tabela 3.2 – Média Mensal do PLD – Histórico 2005/2006

	PLD Médio (R\$/MWh)	SUDESTE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
2005	JANEIRO	18,33	18,33	18,33	18,33
	FEVEREIRO	18,33	18,99	18,33	18,33
	MARÇO	18,33	26,78	18,33	18,33
	ABRIL	24,88	83,97	18,33	18,87
	MAIO	43,96	79,35	18,33	20,28
	JUNHO	26,45	24,07	18,33	25,42
	JULHO	31,74	31,56	18,33	31,74
	AGOSTO	34,51	34,51	18,50	34,51
	SETEMBRO	31,94	29,42	18,40	31,94
	OUTUBRO	43,12	18,83	18,86	43,12
	NOVEMBRO	35,73	24,17	19,79	35,73
	DEZEMBRO	19,20	19,19	18,40	19,20
2006	JANEIRO	28,64	28,78	19,14	19,14
	FEVEREIRO	58,02	63,63	37,62	29,20
	MARÇO	28,56	42,67	36,10	18,94
	ABRIL	20,87	21,06	16,92	16,92
	MAIO	51,91	52,51	19,79	16,97
	JUNHO	67,89	70,01	23,44	44,84
	JULHO	90,90	91,44	30,61	90,90
	AGOSTO	104,98	105,19	51,94	104,98

Na Tabela 3.1 observa-se o aumento dos preços semanais da energia elétrica do mês de agosto/2006, comparativamente a julho/2006, o que se deve, fundamentalmente, a atual configuração de energias afluentes e armazenadas no Sistema Interligado Nacional (ver Tabela 2.9 e Anexos I e II), associada ao período seco no Sudeste, Nordeste e Norte. Cabe salientar, também, a continuidade no mês de agosto da situação hidrológica crítica no Sul (Anexos I.2 e II.2).

Através dos valores médios mensais da Tabela 3.2 pode-se observar, ao longo de 2005 e 2006, a influência da sazonalidade das afluições nos preços da energia elétrica. Pode-se esperar, portanto, para 2006, a continuidade de preços elevados até o mês de novembro (final do período seco no SIN), como resultado da estratégia ótima de geração térmica, que visa não comprometer o nível de garantia de atendimento ao mercado de energia elétrica.

4. GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS x MERCADO

O atual modelo do setor elétrico exige que o mercado de energia esteja atendido plenamente através de contratos. Neste sentido, o critério adotado para a expansão deve garantir o equilíbrio entre garantia física e mercado.

Nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3 são apresentadas, respectivamente, as garantias físicas de usinas hidrelétricas e Pequenas Centrais Elétricas (PCEs), usinas termelétricas e de contratos de importação de energia elétrica.

As garantias físicas de UHEs e UTEs são, respectivamente, os valores constantes do Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG), atualizado em março de 2006 e da Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004. Para os contratos de importação, os valores são os constantes da Resolução Normativa nº 224 da Aneel, de 20 de junho de 2006.

A Figura 4.1 apresenta a comparação entre a disponibilidade contratual de energia (garantia física) e o mercado de energia no SIN.

Para a projeção de mercado, a partir de janeiro de 2011 até dezembro de 2015, foi utilizado o mercado oficial da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, acrescido da carga da empresa Administración Nacional de Electricidad – ANDE, do Paraguai⁴. Já para a disponibilidade de energia, foi mantida a configuração de dezembro de 2010 do PMO.

Pela Figura 4.1 observa-se que, com a entrada das UTEs do leilão de energia A-3 em janeiro de 2009, o montante contratado aumenta, adiando a diferença, a menor, com o mercado para fevereiro de 2011; data em que o mercado fica a descoberto em aproximadamente 1.000 MWmed. A partir dessa data o mercado de energia descola-se completamente da linha de garantia física, evidenciando então a necessidade de acréscimo de energia no sistema.

Ressalta-se a urgência da licitação de novos empreendimentos que no curto prazo, máximo de 4 anos, já estejam operando cerca de 1.000 MWmed, para garantir o atendimento de energia elétrica sem riscos a partir de 2011.

⁴ A carga da ANDE é acrescentada à carga do SIN pelo fato da UHE Itaipu ser considerada com a sua capacidade máxima no sistema elétrico brasileiro.

Tabela 4.1 – Garantia Física de UHEs e PCEs

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
14 DE JULHO	SUL	UHE	50,0
A.A.LAYDNER (JURUMIRIM)	SE/CO	UHE	47,0
A.S.LIMA (BARIRI)	SE/CO	UHE	66,0
A.S.OLIVEIRA (LIMOEIRO)	SE/CO	UHE	15,0
ÁGUA VERMELHA	SE/CO	UHE	746,0
AIMORÉS	SE/CO	UHE	172,0
BAGUARI	SE/CO	UHE	80,2
BARRA BONITA	SE/CO	UHE	45,0
BARRA DO BRAÚNA	SE/CO	UHE	22,0
BARRA DOS COQUEIROS	SE/CO	UHE	57,3
BARRA GRANDE	SUL	UHE	380,6
BATALHA	SE/CO	UHE	48,8
BAÚ I	SE/CO	UHE	48,9
BOA ESPERANCA	NE	UHE	143,0
CACHOEIRA DOURADA	SE/CO	UHE	415,0
CACONDE	SE/CO	UHE	33,0
CAÇU	SE/CO	UHE	42,9
CAMARGOS	SE/CO	UHE	21,0
CAMPOS NOVOS	SUL	UHE	377,9
CANA BRAVA	SE/CO	UHE	273,5
CANDONGA (RISOLETA)	SE/CO	UHE	64,5
CANOAS I	SE/CO	UHE	57,0
CANOAS II	SE/CO	UHE	48,0
CAPIM BRANCO I	SE/CO	UHE	155,0
CAPIM BRANCO II	SE/CO	UHE	131,0
CAPIVARA	SE/CO	UHE	330,0
CASTRO ALVES	SUL	UHE	64,0
CHAVANTES	SE/CO	UHE	172,0
COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ	NE	UHE	2.225,0
CORUMBÁ I	SE/CO	UHE	209,0
CORUMBÁ III	SE/CO	UHE	50,9
CORUMBÁ IV	SE/CO	UHE	76,0
CURUA-UNA	NORTE	UHE	24,0
D. FRANCISCA	SUL	UHE	78,0
EMBORCAÇÃO	SE/CO	UHE	497,0
ESPORA	SE/CO	UHE	23,5
ESTREITO	SE/CO	UHE	495,0
ESTREITO TOCANTINS	NORTE	UHE	584,9
EUCLIDES DA CUNHA	SE/CO	UHE	49,0
FONTES	SE/CO	UHE	104,0
FOZ DO CHAPECÓ	SUL	UHE	432,0
FOZ DO RIO CLARO	SE/CO	UHE	41,0
FUNDÃO	SUL	UHE	65,8
FUNIL	SE/CO	UHE	121,0
FUNIL-GRANDE	SE/CO	UHE	89,0

Tabela 4.1 – Garantia Física de UHEs e PCEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
FURNAS	SE/CO	UHE	598,0
GOV. BENTO MUNHOZ (FOZ DO AREIA)	SUL	UHE	576,0
GOV. NEY BRAGA (SEGREDO)	SUL	UHE	603,0
GOV. PARIGOT SOUZA	SUL	UHE	109,0
GUAPORÉ	SE/CO	UHE	60,2
GUILMAN AMORIM	SE/CO	UHE	65,9
HENRY BORDEN	SE/CO	UHE	108,0
IBITINGA	SE/CO	UHE	74,0
IGARAPAVA	SE/CO	UHE	136,0
ILHA DOS POMBOS	SE/CO	UHE	115,0
ILHA SOLTEIRA-TRÊS IRMÃOS	SE/CO	UHE	1.949,0
IRAPÉ	SE/CO	UHE	206,3
ITÁ	SUL	UHE	720,0
ITAIPU	SE/CO	UHE	8.612,0
ITAPARICA	NE	UHE	959,0
ITAPEBI	NE	UHE	196,5
ITAUBA	SUL	UHE	190,0
ITIQUEIRA I	SE/CO	UHE	42,2
ITIQUEIRA II	SE/CO	UHE	65,1
ITUMBIARA	SE/CO	UHE	1.015,0
ITUTINGA	SE/CO	UHE	28,0
JACUÍ	SUL	UHE	123,0
JAGUARA	SE/CO	UHE	336,0
JAGUARI	SE/CO	UHE	14,0
JAURU	SE/CO	UHE	79,4
JUPIÁ	SE/CO	UHE	886,0
L.N.GARCEZ (SALTO GRANDE)	SE/CO	UHE	55,0
LAJEADO	SE/CO	UHE	526,6
MACHADINHO	SUL	UHE	529,0
MANSO	SE/CO	UHE	92,0
MARIMBONDO	SE/CO	UHE	726,0
MASCARENHAS	SE/CO	UHE	127,0
MASCARENHAS DE MORAES	SE/CO	UHE	295,0
MIRANDA	SE/CO	UHE	202,0
MONJOLINHO	SUL	UHE	43,1
MONTE CLARO	SUL	UHE	59,0
NILO PEÇANHA	SE/CO	UHE	335,0
NOVA AVANHANDAVA	SE/CO	UHE	139,0
NOVA PONTE	SE/CO	UHE	276,0
OLHO D'ÁGUA	SE/CO	UHE	26,1
OURINHOS	SE/CO	UHE	23,7
PARAIBUNA	SE/CO	UHE	50,0
PASSO FUNDO	SUL	UHE	119,0
PASSO REAL	SUL	UHE	68,0
PASSO SÃO JOÃO	SUL	UHE	39,0

Tabela 4.1 – Garantia Física de UHEs e PCEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
PEDRA DO CAVALO	NE	UHE	56,4
PEIXE ANGICAL	SE/CO	UHE	271,0
PEREIRA PASSOS	SE/CO	UHE	51,0
PICADA	SE/CO	UHE	27,0
PIRAJU	SE/CO	UHE	42,5
PONTE DE PEDRA	SE/CO	UHE	131,6
PORTO COLOMBIA	SE/CO	UHE	185,0
PORTO ESTRELA	SE/CO	UHE	55,8
PORTO PRIMAVERA	SE/CO	UHE	1.017,0
PROMISSÃO	SE/CO	UHE	104,0
QUEBRA QUEIXO	SUL	UHE	59,7
QUEIMADO	SE/CO	UHE	58,0
RETIRO BAIXO	SE/CO	UHE	38,5
ROSAL	SE/CO	UHE	30,0
ROSANA	SE/CO	UHE	177,0
SÁ CARVALHO	SE/CO	UHE	58,0
SALTO	SE/CO	UHE	63,8
SALTO CAXIAS	SUL	UHE	605,0
SALTO DO RIO VERDINHO	SE/CO	UHE	58,2
SALTO GRANDE MG	SE/CO	UHE	75,0
SALTO OSÓRIO	SUL	UHE	522,0
SALTO PILÃO	SUL	UHE	104,4
SALTO SANTIAGO	SUL	UHE	723,0
SANTA BRANCA	SE/CO	UHE	32,0
SANTA CLARA MG	SE/CO	UHE	28,1
SANTA CLARA PR	SUL	UHE	69,6
SÃO JOSÉ	SUL	UHE	30,4
SÃO SALVADOR	NE	UHE	147,8
SÃO SIMÃO	SE/CO	UHE	1.281,0
SERRA DA MESA	SE/CO	UHE	671,0
SERRA DO FACÃO	SE/CO	UHE	182,4
SIMPLÍCIO	SE/CO	UHE	191,3
SOBRADINHO	NE	UHE	531,0
SOBRAGI	SE/CO	UHE	38,7
TAQUARUÇU	SE/CO	UHE	201,0
TRÊS MARIAS	SE/CO	UHE	239,0
TUCURUÍ	NORTE	UHE	4.140,0
VOLTA GRANDE	SE/CO	UHE	229,0
XINGÓ	NE	UHE	2.139,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	SE/CO	-	1.035,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	SUL	-	356,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	NE	-	60,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	NORTE	-	29,0
TOTAL			47.014,0

Tabela 4.2 – Garantia Física de UTEs

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
ALEGRETE	SUL	Óleo Comb.	21,1
ALTOS	NE	Diesel	9,9
ANGRA 1	SE/CO	Nuclear	509,8
ANGRA 2	SE/CO	Nuclear	1.204,7
ARACATI	NE	Diesel	8,6
BATURITÉ	NE	Diesel	8,6
BRASÍLIA	SE/CO	Diesel	2,7
CAMAÇARI D	NE	Diesel	307,2
CAMAÇARI G	NE	Gás Natural	229,8
CAMAÇARI MURICY I	NE	Óleo Comb.	139,2
CAMAÇARI MURICY II	NE	Diesel	134,4
CAMAÇARI PÓLO DE APOIO I	NE	Óleo Comb.	139,2
CAMPO MAIOR	NE	Diesel	9,9
CAMPOS (ROBERTO da SILVEIRA)	SE/CO	Gás Natural	20,9
CANDIOTA 3 (PRES. MÉDICI C)	SUL	Carvão	317,2
CANOAS	SUL	Bicombustível	236,1
CARIOBA	SE/CO	Diesel	10,7
CAUCAIA	NE	Diesel	1,1
CHARQUEADAS	SUL	Carvão	45,7
CISFRAMA	SUL	Biomassa	3,3
COCAL	SE/CO	Biomassa	18,8
COLORADO	SE/CO	Biomassa	30,8
CRATO	NE	Diesel	9,9
CUBATÃO (CCBS)	SE/CO	Bicombustível	234,6
CUIABÁ MÁRIO COVAS	SE/CO	Gás Natural	431,3
DAIA	SE/CO	Diesel	33,3
ELETROBOLT	SE/CO	Bicombustível	373,7
FAFEN	NE	Gás Natural	146,8
FIGUEIRA	SUL	Carvão	10,3
GOIÂNIA II	SE/CO	Diesel	129,1
IBIRITÉ	SE/CO	Bicombustível	216,0
IGARAPÉ	SE/CO	Óleo Comb.	71,3
IGUATU	NE	Diesel	11,1
J.LACERDA A1	SUL	Carvão	34,7
J.LACERDA A2	SUL	Carvão	88,2
J.LACERDA B	SUL	Carvão	198,0
J.LACERDA C	SUL	Carvão	329,0
JACUÍ (TERMO)	SUL	Carvão	311,7
JAGUARARI	NE	Diesel	76,3
JUAZEIRO DO NORTE	NE	Diesel	11,1
JUIZ DE FORA	SE/CO	Gás Natural	81,8
LASA	SE/CO	Biomassa	1,2
MACAÉ MERCHANT	SE/CO	Bicombustível	872,9
MARAMBAIA	NE	Diesel	9,9
NAZÁRIA	NE	Diesel	9,9
NORTE FLUMINENSE	SE/CO	Gás Natural	809,2
NOVA PIRATININGA	SE/CO	Bicombustível	333,0

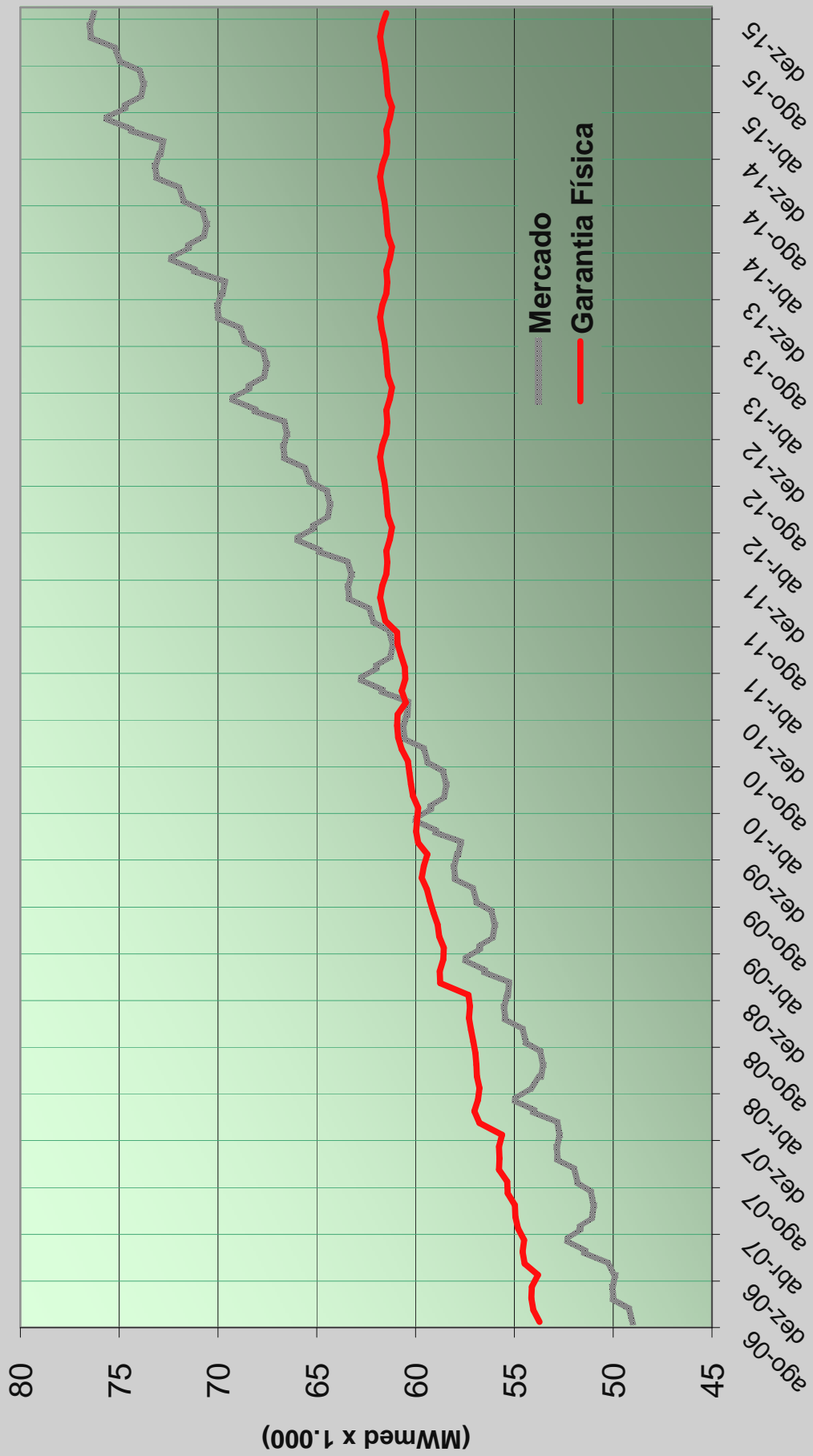
Tabela 4.2 – Garantia Física de UTEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
NUTEPA	SUL	Óleo Comb.	6,1
PAU FERRO I	NE	Diesel	90,3
PECÉM (ENGUIA PECÉM)	NE	Diesel	11,1
PECÉM II	NE	Diesel	134,4
PETROLINA	NE	Óleo Comb.	125,3
PIE-RP	SE/CO	Biomassa	20,9
PIRATININGA	SE/CO	Gás Natural	175,3
POTIGUAR	NE	Diesel	50,7
POTIGUAR III	NE	Diesel	54,1
PRESIDENTE MÉDICI A	SUL	Carvão	68,1
PRESIDENTE MÉDICI B	SUL	Carvão	183,4
SANTA CRUZ 12	SE/CO	Diesel	115,6
SANTA CRUZ 34	SE/CO	Diesel	286,0
SANTA CRUZ NOVA DI	SE/CO	Bicombustível	446,7
SÃO JERÔNIMO	SUL	Carvão	12,6
TERMOAÇU (VALE DO AÇU)	NE	Gás Natural	312,7
TERMOBAHIA	NE	Bicombustível	97,6
TERMOCEARÁ	NE	Bicombustível	189,0
TERMOFORTALEZA	NE	Gás Natural	307,1
TERMOMANAUS	NE	Diesel	136,6
TERMOPERNAMBUCO	NE	Gás Natural	496,4
TERMORIO	SE/CO	Bicombustível	1.005,9
TRÊS LAGOAS	SE/CO	Gás Natural	335,8
URUGUAIANA G	SUL	Gás Natural	565,1
W.ARJONA G	SE/CO	Bicombustível	136,1
XAVANTE ARUANÃ	SE/CO	Diesel	40,3
TOTAL			13.647,0

Tabela 4.3 – Garantia Física da Importação

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
ARGENTINA 1	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 1B	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2A	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2B	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2C	SUL	Importação	0,0
ARGENTINA 2D	SUL	Importação	0,0
TOTAL			0,0

Figura 4.1 - Garantia Física x Mercado



5. EQUIPE TÉCNICA

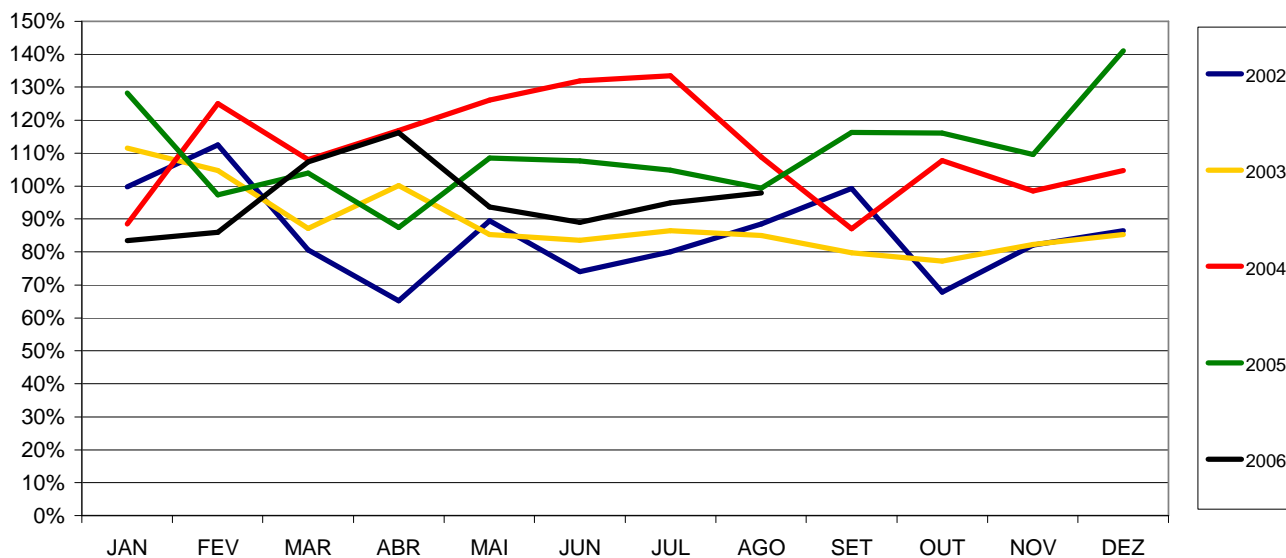
Paulo Cesar Magalhães Domingues - EPEE

Isabela dos Reis Costalonga – EPEE

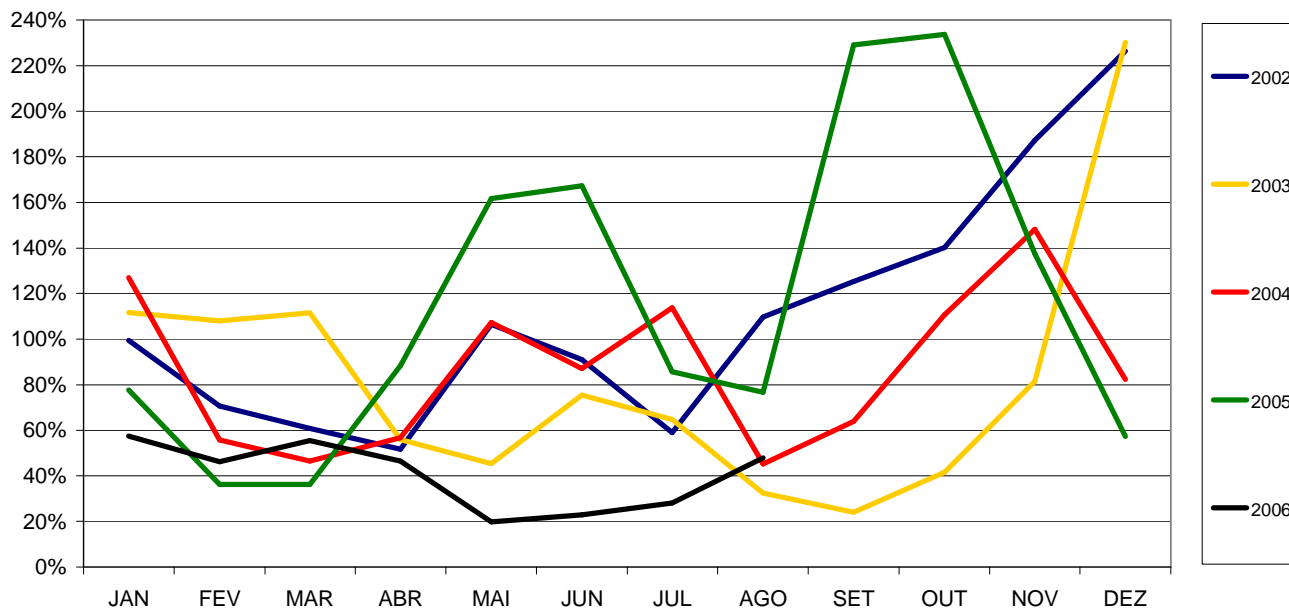
Vania Maria Ferreira – EPEE

ANEXO I
HISTÓRICO DE ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO SIN

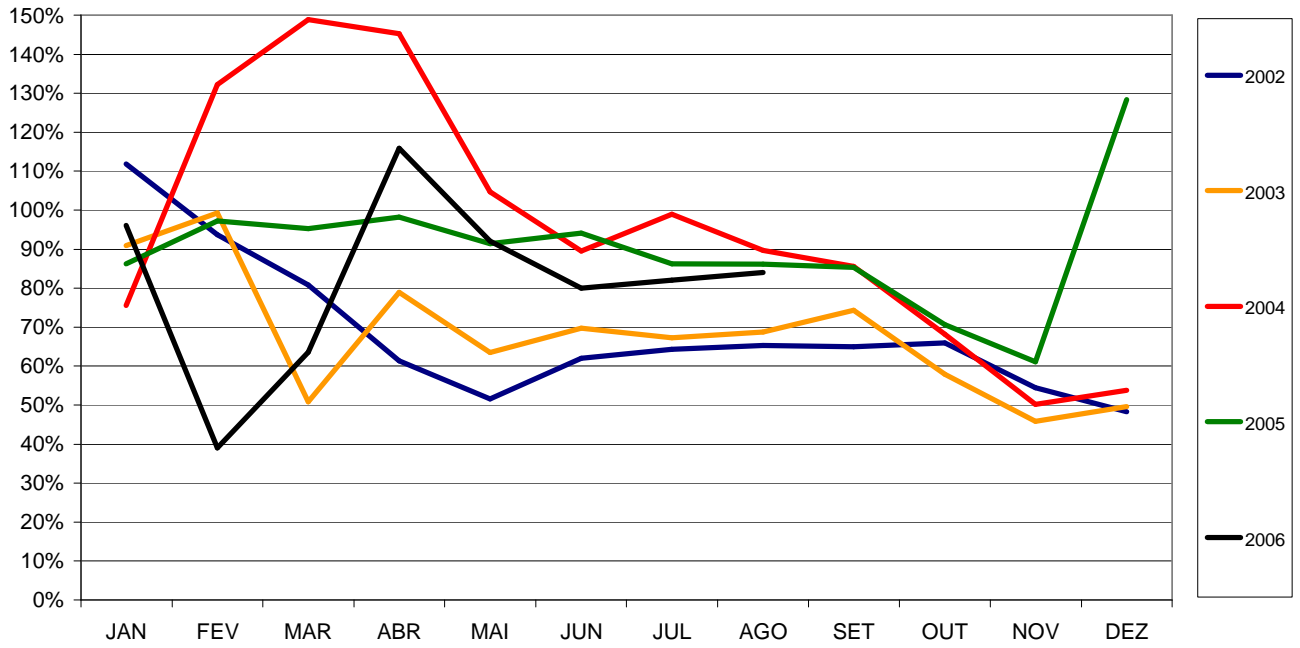
ANEXO I.1
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUDESTE/CENTRO-OESTE - % MLT



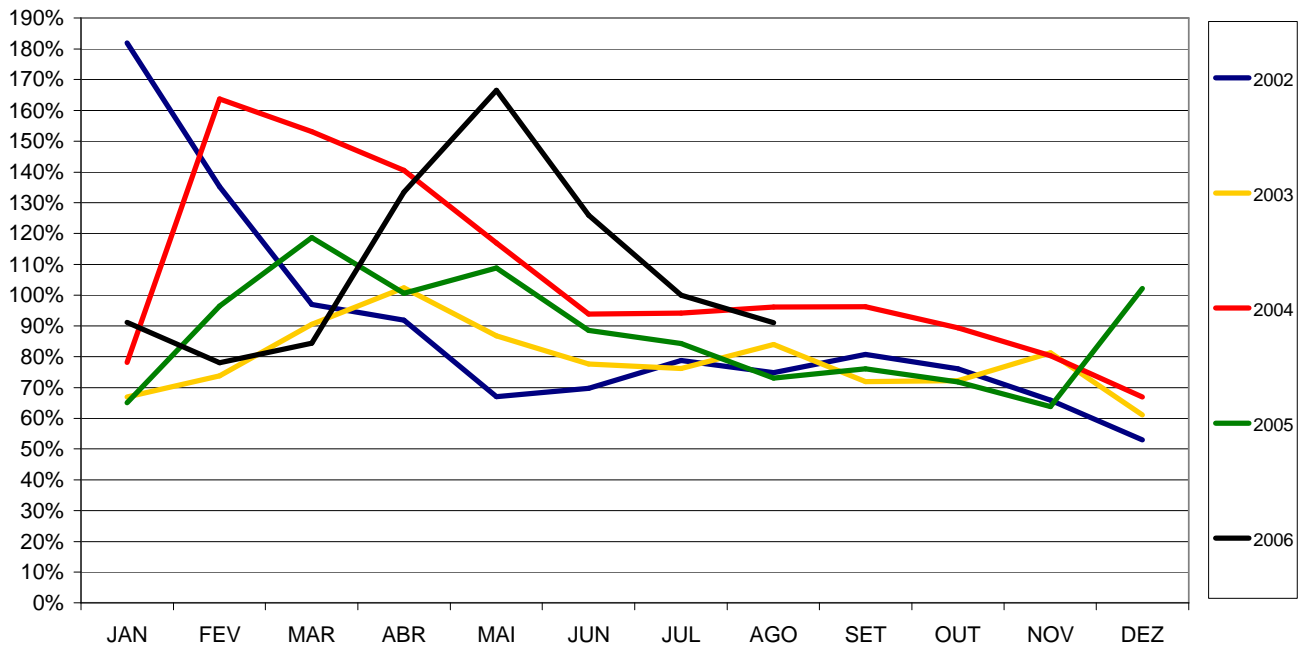
ANEXO I.2
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUL - % MLT



ANEXO I.3
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - NORDESTE - % MLT

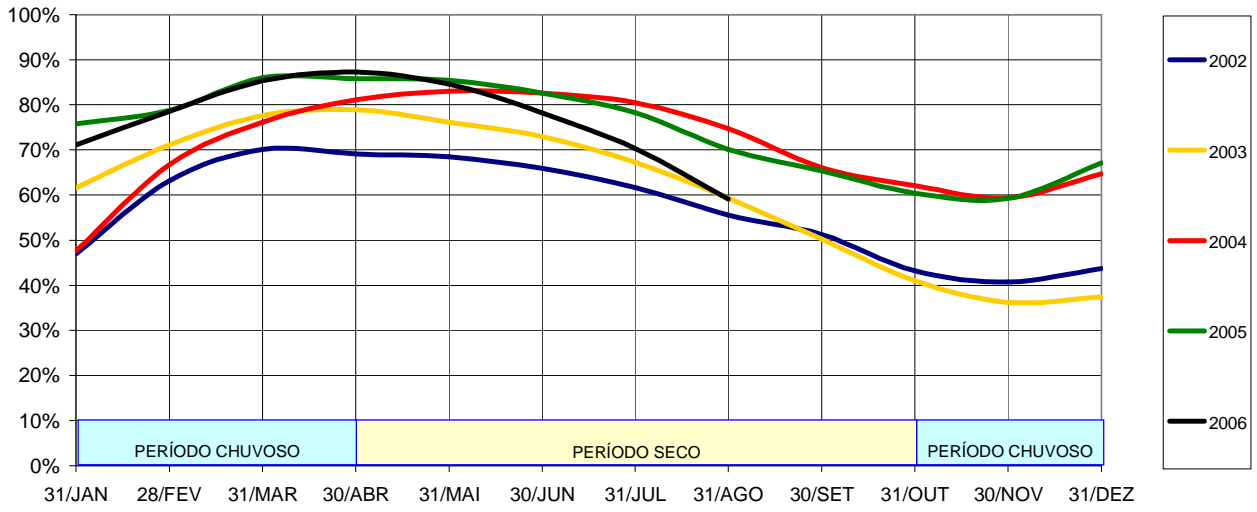


ANEXO I.4
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - NORTE - % MLT

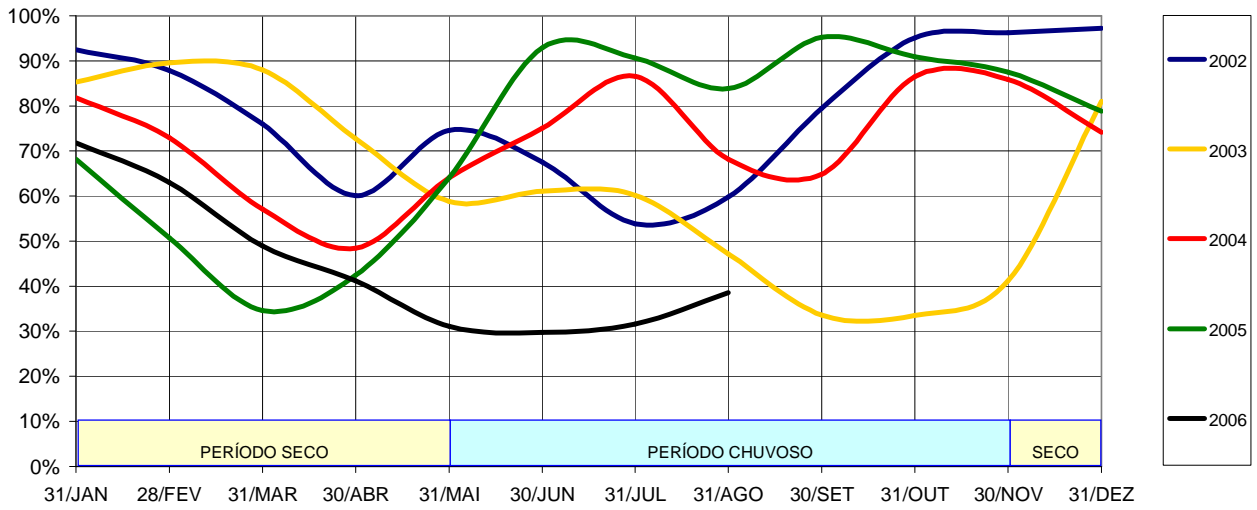


ANEXO II
HISTÓRICO DE ENERGIAS ALMACENADAS NO SIN

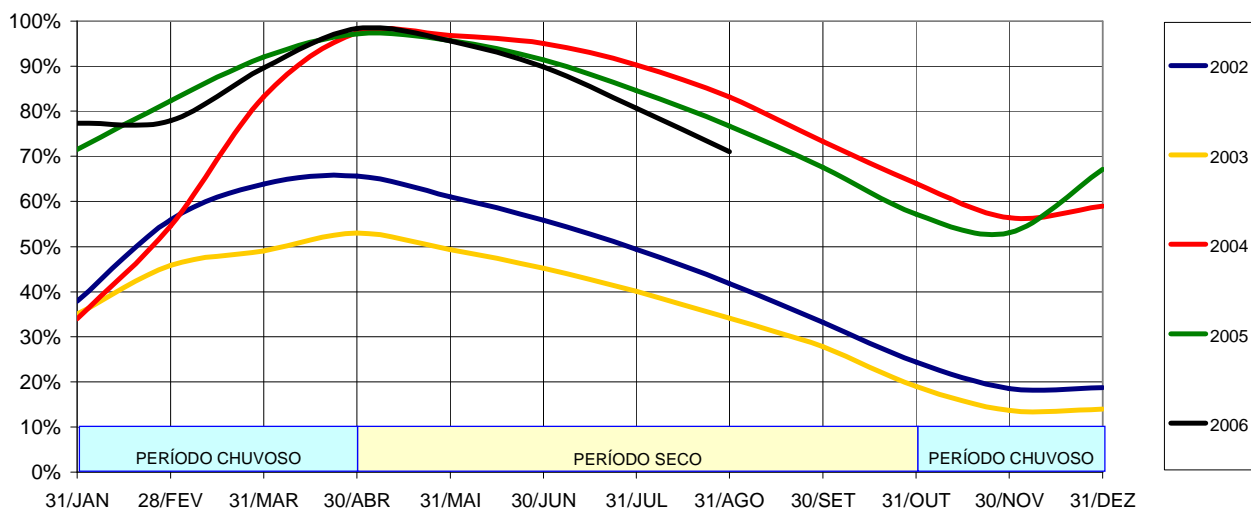
ANEXO II.1
ENERGIAS ARMAZENADAS - SUDESTE/CENTRO-OESTE - %EAR_{máxima}



ANEXO II.2
ENERGIAS ARMAZENADAS - SUL - %EAR_{máxima}



ANEXO II.3 ENERGIAS ARMAZENADAS - NORDESTE - %EARM_{máxima}



ANEXO II.4 ENERGIAS ARMAZENADAS - NORTE - %EARM_{máxima}

