



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



**RSIN 12/2006
RELATÓRIO MENSAL DE ANÁLISE DO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Dezembro 2006

ÍNDICE

1. OBJETIVO	1
2. AVALIAÇÃO DO PMO DEZEMBRO/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 aflúncias 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 DEZEMBRO/2006

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

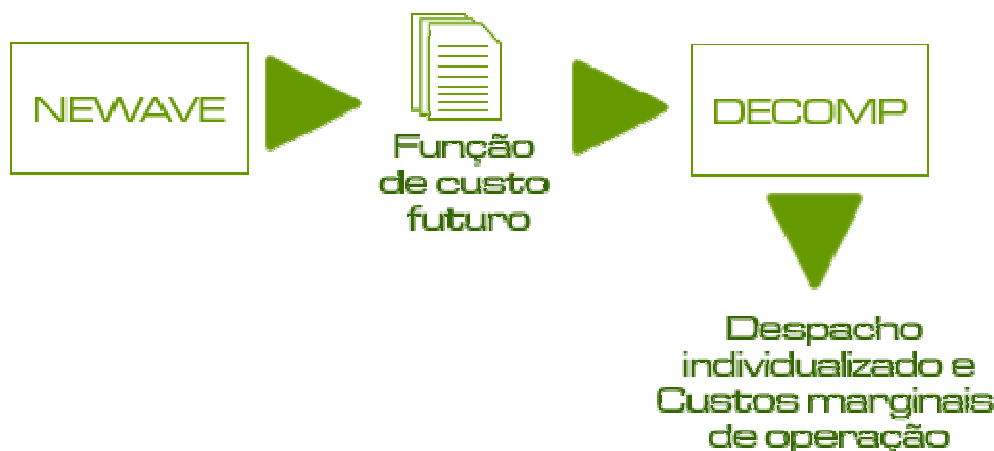
O modelo NEWAVE, com discretização mensal, determina a estratégia de geração hidráulica e térmica para os subsistemas equivalentes (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), a qual minimiza o valor esperado do custo de operação para o período de planejamento da operação (5 anos).

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 alterações em relação à carga de novembro de 2006.

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												30.457	30.457
2007	31.321	32.156	32.684	32.364	31.955	31.915	32.022	32.455	32.543	33.060	32.921	32.599	32.333
2008	32.928	33.811	34.411	34.069	33.638	33.597	33.710	34.166	34.258	34.801	34.656	34.316	34.030
2009	34.421	35.341	35.967	35.612	35.160	35.114	35.236	35.712	35.809	36.378	36.225	35.869	35.570
2010	35.938	36.900	37.553	37.181	36.713	36.666	36.792	37.288	37.389	37.982	37.823	37.452	37.140
SUL													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006												8.212	8.212
2007	8.309	8.458	8.616	8.386	8.247	8.221	8.195	8.231	8.161	8.235	8.368	8.557	8.332
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												7.300	7.300
2007	7.161	7.248	7.342	7.254	7.197	7.105	7.179	7.296	7.488	7.694	7.810	7.820	7.383
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												3.464	3.464
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 dezembro 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.

Nenhum destaque foi verificado para esse mês.

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 e zerados 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 bicomcombustível para as UTEs Canoas, Ibiritermo, Eletrobolt, Nova Piratininga, Termobahia, Termo Ceará 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
ESPORA	SE/CO	UHE	32,1
ESTREITO	SE/CO	UHE	1.104,0
EUCLIDES DA CUNHA	SE/CO	UHE	108,8
FONTES	SE/CO	UHE	132,0
FUNDÃO	SUL	UHE	120,0
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	360,0
ITÁ	SUL	UHE	1.450,0
ITAIPU (*)	SE/CO	UHE	13.300,0
ITAPARICA	NE	UHE	1.500,0
ITAPEBI	NE	UHE	475,0
ITAUBA	SUL	UHE	500,0
ITIQUIRA I	SE/CO	UHE	60,8
ITIQUIRA 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	180,5
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	452,1
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			77.336,1

(*) 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
ARAUCÁRIA	SUL	Gás Natural	484,5
BRÁSÍLIA	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	529,2
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
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
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	200,0
SÃO JERÔNIMO	SUL	Carvão	20,0
TERMOBAHIA	NE	Bicombustível	185,9
TERMOCEARÁ	NE	Bicombustível	242,0
TERMOFORTALEZA	NE	Gás Natural	346,6
TERMOMACAÉ ⁽¹⁾	SE/CO	Bicombustível	923,0
TERMOPERNAMBUCO	NE	Gás Natural	637,5
TERMORIO (*)	SE/CO	Bicombustível	793,1
TRÊS LAGOAS (*)	SE/CO	Gás Natural	306,0
URUGUAIANA G	SUL	Gás Natural	639,9
W.ARJONA G	SE/CO	Bicombustível	206,4
TOTAL			12.658,7

(*) Em Expansão

(*) Alterado nome da UTE Macaé Merchant

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 Dezembro/2006			
SE-CO	SUL	NE	NORTE
753	361	139	42

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 dezembro de 2006 até dezembro de 2010. As datas apresentadas são as constantes do deck do PMO de dezembro de 2006 definidas em reunião de 17 de novembro 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 16/nov/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.

O DMSE determinou a inclusão das usinas vendedoras no Leilão de Energia Nova A-5 de 10 de outubro de 2006, com entrega de energia nas datas das respectivas vendas, a partir do PMO de janeiro de 2007.

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.

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.

Ficam adiadas em dois meses as duas últimas unidades da UHE Tucuruí, para março de 2007.

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>
MONTE CLARO ⁽¹⁾	SUL	UHE	65,0	dez/06
CAPIM BRANCO II	SE/CO	UHE	210,0	jan/07
TUCURUÍ ⁽¹⁾	NORTE	UHE	1.125,0	jan/07
CAMPOS NOVOS	SUL	UHE	879,9	mar/07
ITAIPU ⁽¹⁾	SUL	UHE	700,0	abr/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	mar/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	jun/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
BAGUARI	SE/CO	UHE	140,0	out/09
BARRA DOS COQUEIROS	SE/CO	UHE	90,0	out/09
CAÇU	SE/CO	UHE	65,1	out/09
PASSO SÃO JOÃO	SUL	UHE	77,1	out/09
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
SALTO PILÃO	SUL	UHE	182,4	jun/10
FOZ DO RIO CLARO	SE/CO	UHE	67,0	jul/10
FOZ DO CHAPECÓ ⁽³⁾	SUL	UHE	427,6	set/10
SERRA DO FACÃO ⁽⁴⁾	SE/CO	UHE	106,3	nov/10
ESTREITO TOCANTINS ⁽⁵⁾	NORTE	UHE	120,8	dez/10
TOTAL			5.459,6	

⁽¹⁾ Em motorização

⁽²⁾ Alterado nome da UHE Paulistas

⁽³⁾ 2 de 4 unidades (Total: 855,2 MW)

⁽⁴⁾ 1 de 2 unidades (Total: 212,6 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	364,0	abr/07
TERMORIO ^(*)	SE/CO	Bicombustível	369,8	jul/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
TERMOAÇU (VALE DO AÇU)	NE	Gás Natural	347,4	abr/08
TRÊS LAGOAS ^(*)	SE/CO	Gás Natural	110,0	out/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
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
CANOAS ^(*)	SUL	Bicombustível	90,0	mar/09
CANDIOTA 3 (PRES. MÉDICI C)	SUL	Carvão	350,0	jan/10
TOTAL			4.239,3	

^(*) Ampliação

Pequenos decréscimos foram verificados na expansão de pequenas centrais elétricas, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, em vários anos. Ver Tabela 2.8.

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													
2007	1.111	1.133	1.076	1.027	1.102	1.116	1.064	1.044	1.058	1.088	1.123	1.106	1.087
2008	1.580	1.626	1.550	1.523	1.556	1.541	1.488	1.452	1.465	1.518	1.606	1.666	1.548
2009	1.948	1.989	1.875	1.733	1.803	1.881	1.813	1.779	1.783	1.832	1.834	1.781	1.838
2010	1.983	2.026	1.904	1.759	1.877	1.904	1.837	1.801	1.804	1.854	1.861	1.813	1.869
SUL													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006													
2007	381	364	365	377	435	470	485	487	543	542	571	500	460
2008	527	515	496	549	619	662	697	704	749	722	668	573	623
2009	533	521	501	554	625	669	703	711	757	731	676	580	630
2010	533	521	501	554	625	669	703	711	757	731	676	580	630
NORDESTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006													
2007	130	142	124	116	122	118	146	183	212	249	229	218	166
2008	272	273	216	210	230	234	326	410	481	545	511	456	347
2009	330	314	251	241	260	267	346	439	516	585	547	490	382
2010	330	314	251	241	260	267	346	439	516	585	547	490	382
NORTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006													
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 pelo ONS em 30/09/06, incorporando a entrada em operação comercial das UHEs Espora e Irapé (Sudeste); Tabela 2.10 atualizada pelo ONS em 12/09/06 (novas tabelas cota x volume em todos os subsistemas) e, em 25/09/06, inserindo as UHEs Espora e Irapé (Sudeste).

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)

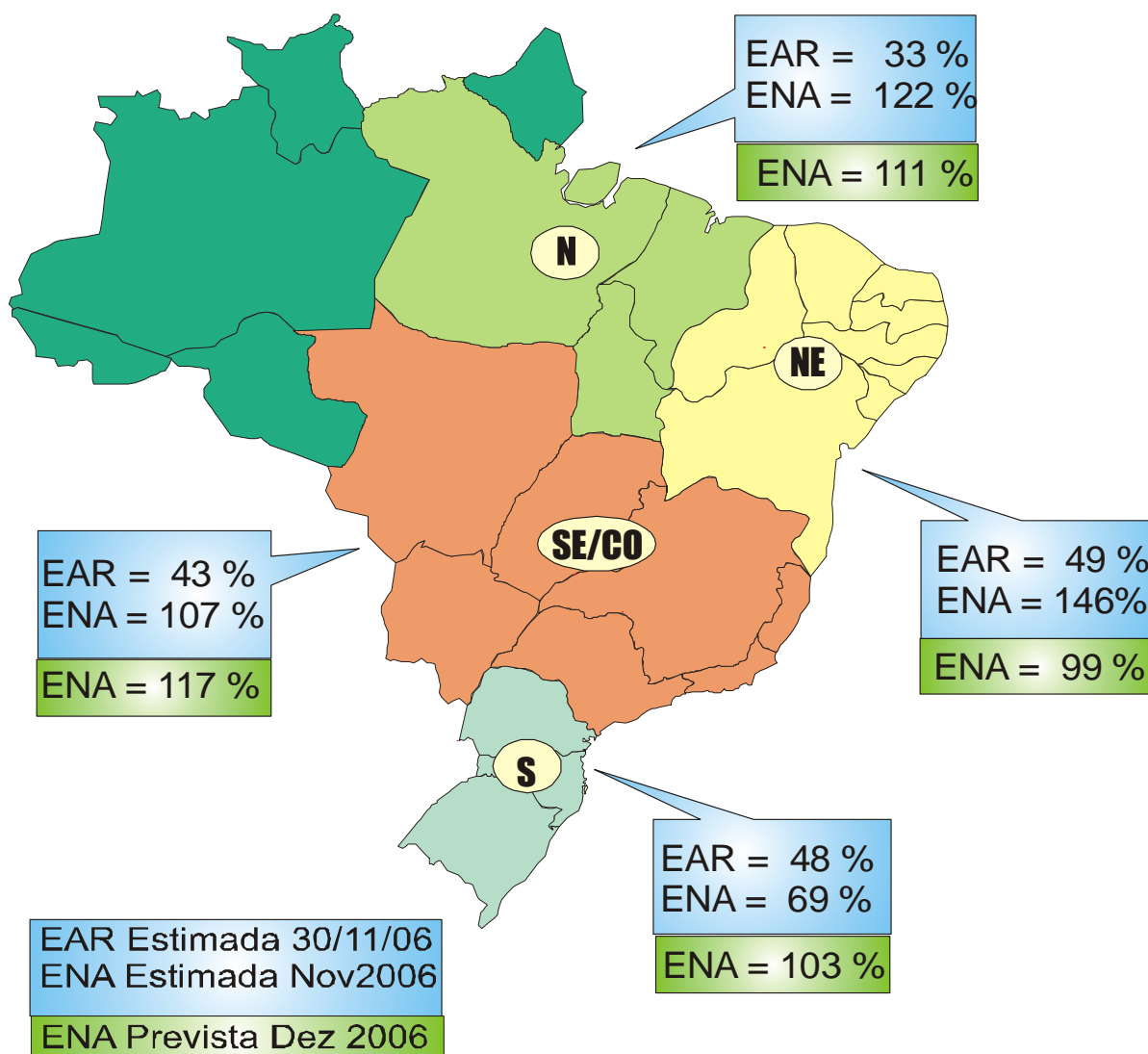
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
SUDESTE	52.290	55.453	51.623	38.660	28.318	24.239	20.157	16.911	17.018	20.256	25.717	38.344	32.416
SUL	5.523	6.388	5.416	5.037	6.467	7.714	8.469	7.703	8.885	10.092	7.150	5.793	7.053
NORDESTE	14.385	15.176	15.234	12.181	7.514	4.949	4.089	3.565	3.186	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
186.427	18.256	51.692	12.414

A Figura 2.2 apresenta os valores estimados de EAR para o início do mês de dezembro (30/11 -24 h) e ENA de novembro (média mensal), bem como o valor previsto de ENA para dezembro (média mensal).

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



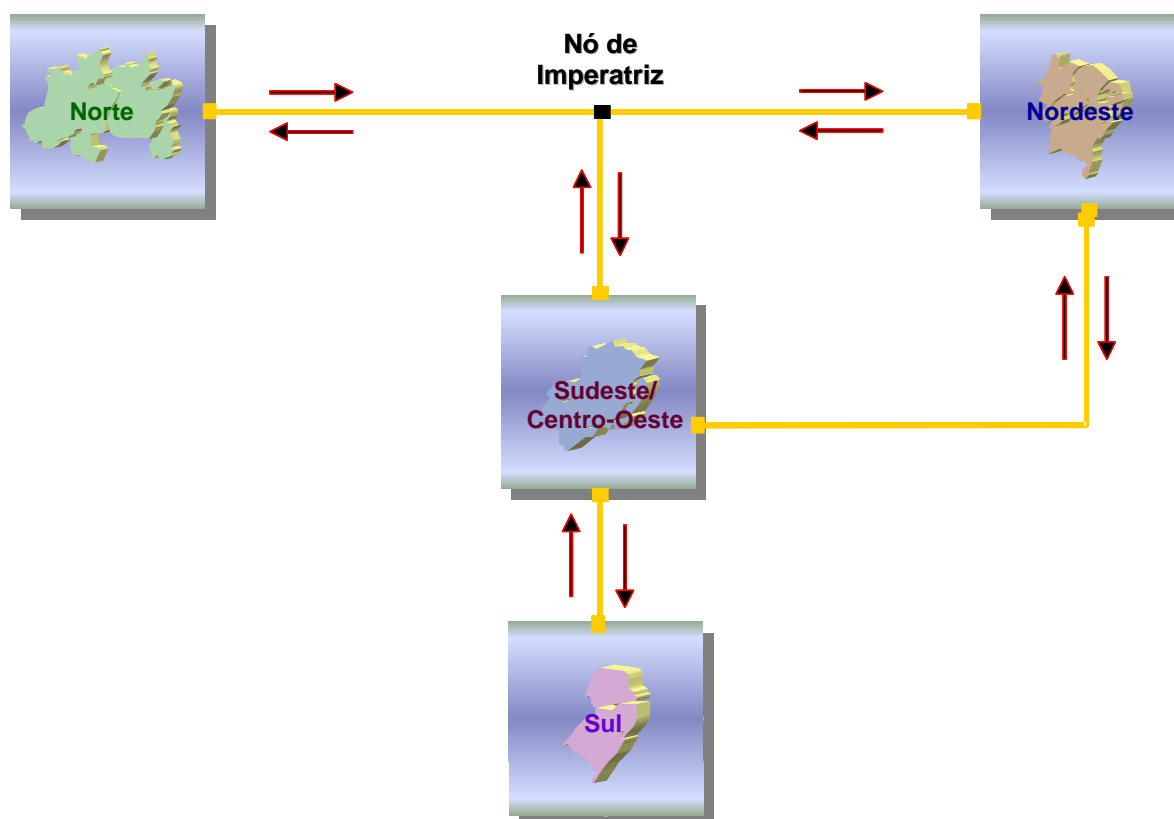
Os valores estimados de EAR (30/11) e ENA (novembro) são utilizados como dados iniciais³ para o PMO de dezembro/2006. O valor de ENA previsto para o mês de dezembro é obtido para o horizonte de curto prazo do PMO, através do modelo de previsão de vazões PREVIVAZ.

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 Dezembro/2006.

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

Neste PMO ocorreram alterações nos limites de intercâmbio nos trechos NE>>IMP (dez-2006), IMP>>NE (jan-2009 a dez-2010), SE>>NE (jan-2009 a jun-2009 e jan-2010 a jun-2010) e NE>>SE (dez-2006), relativamente ao 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.450
	2007	4.448	4.449	4.446	4.452	4.448	4.448	4.448	4.446	4.450	4.448	4.450	4.450
	2008	4.448	4.448	4.450	4.448	5.061	5.073	5.089	5.075	5.088	5.090	5.058	5.075
	2009	5.075	5.068	5.075	5.058	5.061	5.073	5.089	5.075	5.073	5.076	5.058	5.075
	2010	5.061	5.068	5.089	5.058	5.061	5.073	5.089	5.075	5.073	5.062	5.058	5.075
S >> SE	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.717
	2007	4.704	4.711	3.166	3.203	3.177	3.179	3.814	4.690	4.720	4.703	4.720	4.718
	2008	4.704	4.709	4.718	4.706	4.718	4.706	4.690	4.704	4.692	4.690	4.720	4.704
	2009	4.909	4.915	4.909	4.922	4.920	4.910	4.897	4.909	4.910	4.908	4.922	4.909
	2010	4.920	4.915	4.897	4.922	4.920	4.910	4.897	4.909	4.910	4.919	4.922	4.909
SE >> IMP	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	1.700	1.700	1.700	1.700	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
	2009	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
	2010	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.491
IMP >> SE	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	1.442	1.442	1.442	1.442	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	118
	2007	1.314	1.321	1.300	1.347	1.314	1.317	1.314	1.300	1.332	1.313	1.332	1.329
	2008	1.314	1.319	1.329	1.317	1.455	1.440	1.417	1.436	1.420	1.416	1.459	1.436
	2009	1.436	1.446	1.436	1.459	1.455	1.440	1.417	1.436	1.440	1.435	1.459	1.436
	2010	1.455	1.446	1.417	1.459	1.455	1.440	1.417	1.436	1.440	1.454	1.459	1.436
IMP >> NE	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.983
	2007	2.988	2.986	2.993	2.977	2.988	2.987	2.988	2.993	2.982	2.989	2.982	2.983
	2008	2.988	2.987	2.983	2.987	3.022	3.025	2.858	2.851	2.857	2.858	2.843	2.851
	2009	3.751	3.748	3.751	3.743	3.745	3.750	3.378	3.379	3.379	3.379	3.380	3.379
	2010	3.745	3.748	3.758	3.743	3.745	3.750	3.378	3.379	3.379	3.380	3.380	3.379
N >> IMP	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.739
	2007	3.737	3.738	3.736	3.741	3.737	3.738	3.737	3.736	3.739	3.737	3.739	3.739
	2008	3.737	3.738	3.739	3.737	4.384	4.377	4.367	4.376	4.368	4.367	4.386	4.376
	2009	4.376	4.380	4.376	4.386	4.384	4.377	4.367	4.376	4.377	4.375	4.386	4.376
	2010	4.384	4.380	4.367	4.386	4.384	4.377	4.367	4.376	4.377	4.384	4.386	4.485
IMP >> N	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.453
	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	283
	2007	563	562	564	559	563	563	288	293	283	289	283	283
	2008	563	562	561	563	600	600	0	0	0	0	0	0
	2009	863	862	863	861	861	863	0	0	0	0	0	0
	2010	861	862	864	861	861	863	0	0	0	0	0	0
NE >> SE	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	2007	174	176	171	182	174	175	174	171	178	174	178	178
	2008	174	175	178	175	51	52	53	52	53	54	51	52
	2009	52	52	52	51	51	52	53	52	52	52	51	52
	2010	51	52	53	51	51	52	53	52	52	51	51	52

2.2. RESULTADOS OBTIDOS

2.2.1. RISCOS DE DÉFICIT

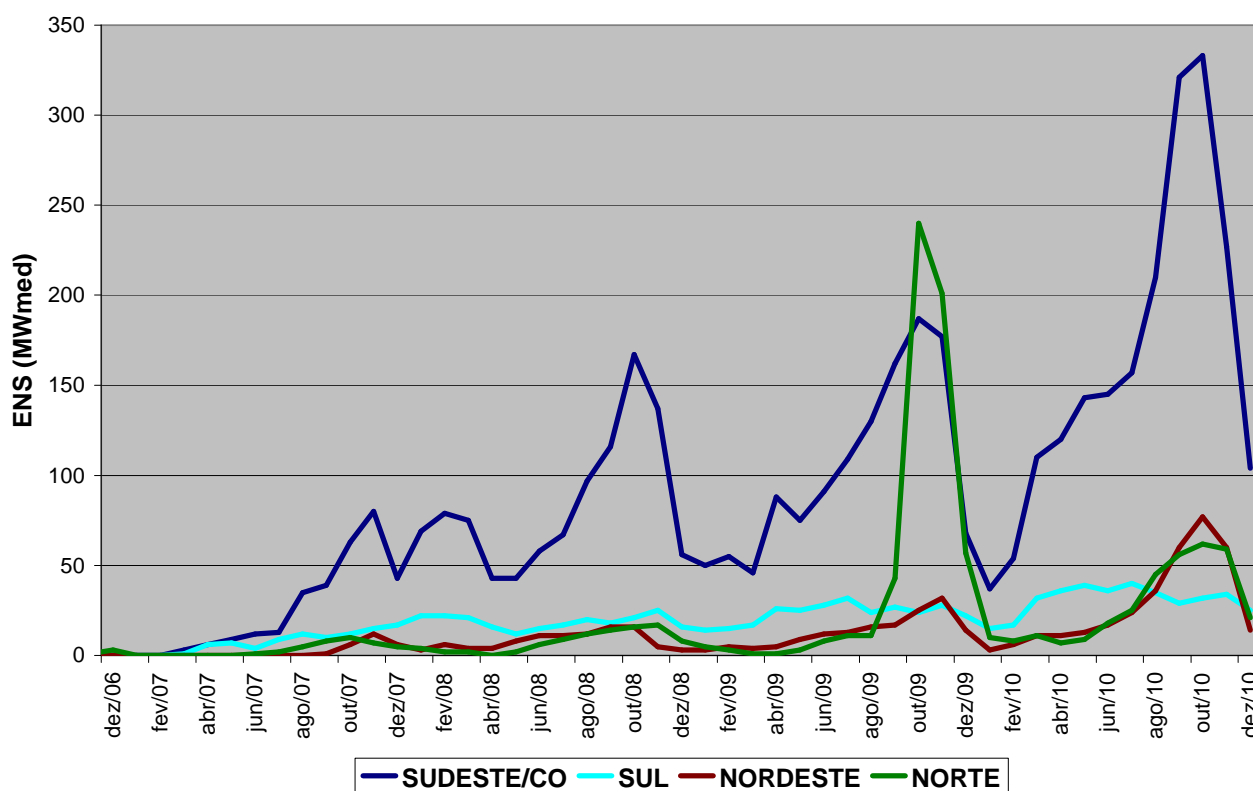
A Tabela 2.12 apresenta os riscos anuais para qualquer valor de déficit e a energia não suprida média anual nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, obtidos no PMO Dezembro/2006.

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	3,45	25,3	5,05	7,7	1,75	2,1	5,90	3,3
2008	8,45	83,9	8,60	18,8	10,15	9,1	8,80	7,3
2009	7,30	103,3	7,80	23,0	12,35	12,6	65,15	70,2
2010	9,35	163,2	13,75	30,8	23,00	27,8	22,10	27,5

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

Figura 2.4 – Energia Não Suprida (ENS) Média Mensal ⁴



As Figuras 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8 apresentam as permanências dos déficits de mercado, referentes ao PMO Dezembro/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).

⁴ Os valores de energia não suprida no subsistema Norte em 2009 não representam um problema de atendimento ao subsistema, mas sim a necessidade de refinamento da convergência do NEWAVE para evitar um deplecionamento excessivo do Norte no período seco.

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

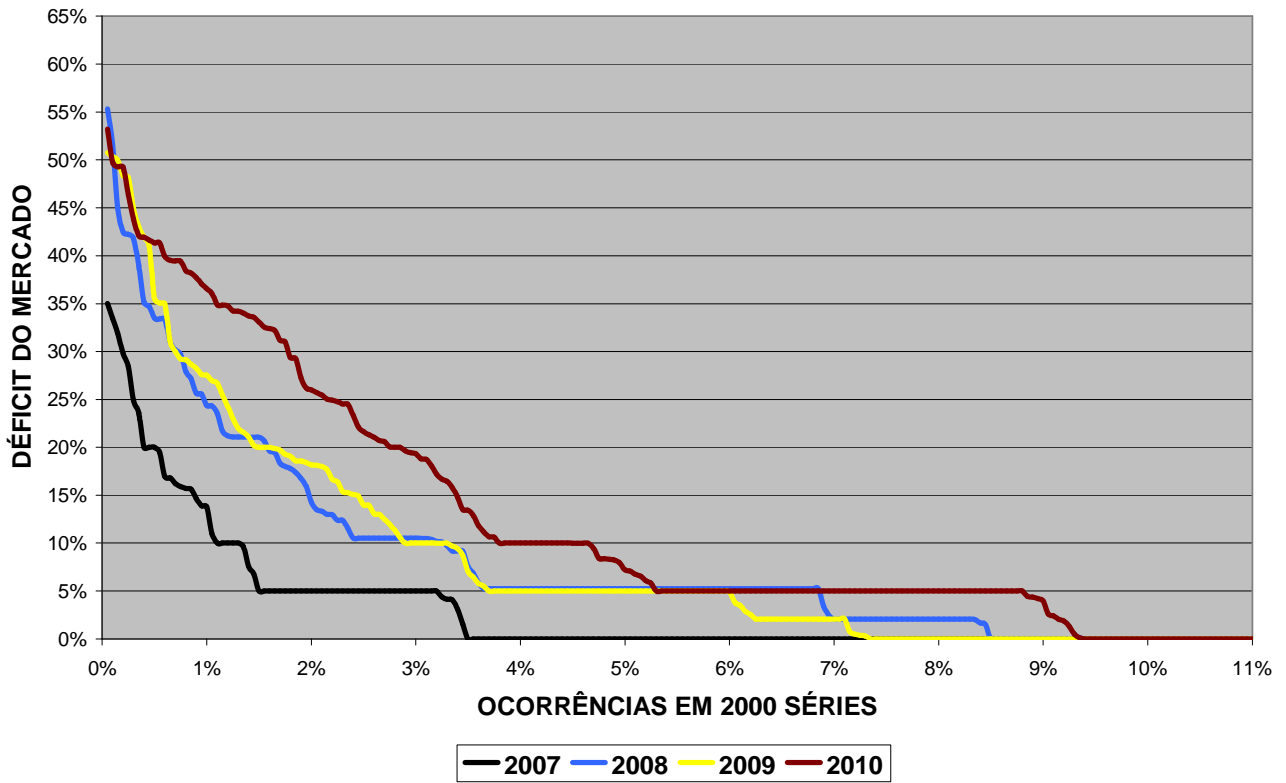


Figura 2.6 – Permanências de Déficits – Sul

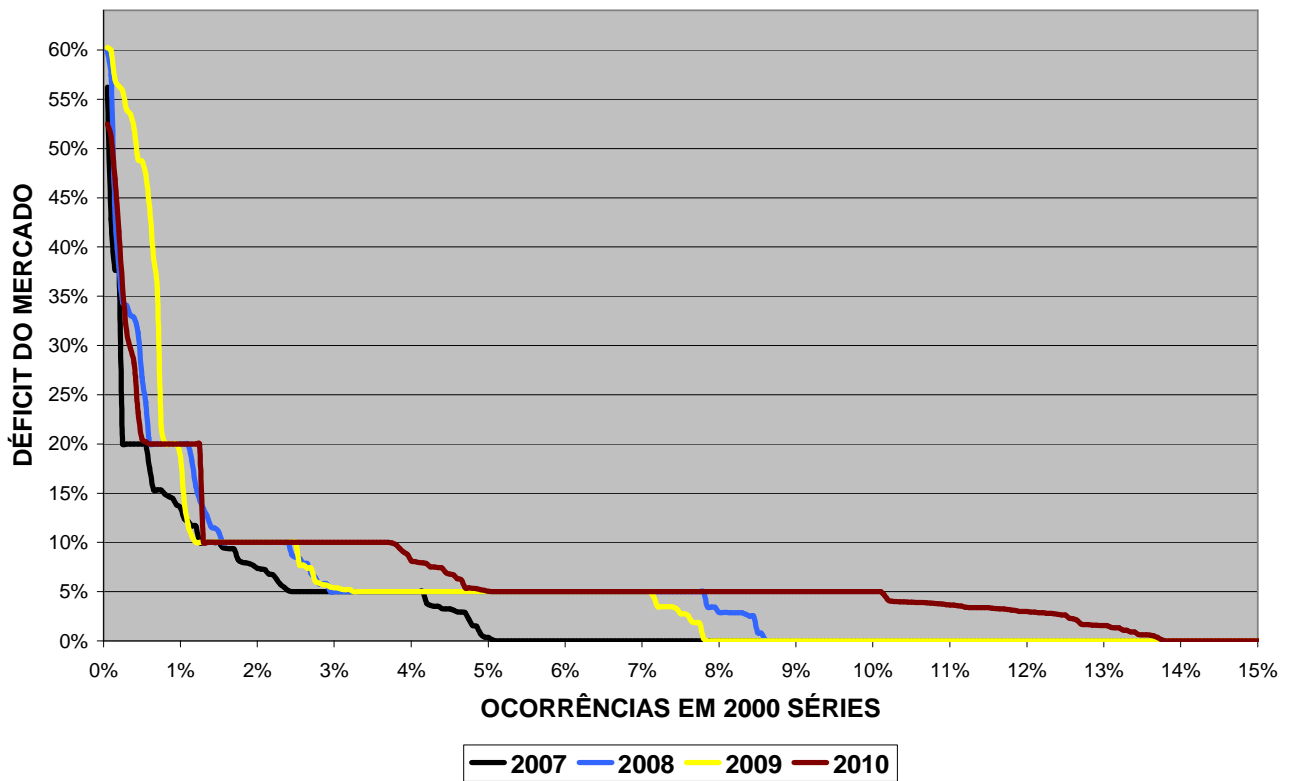
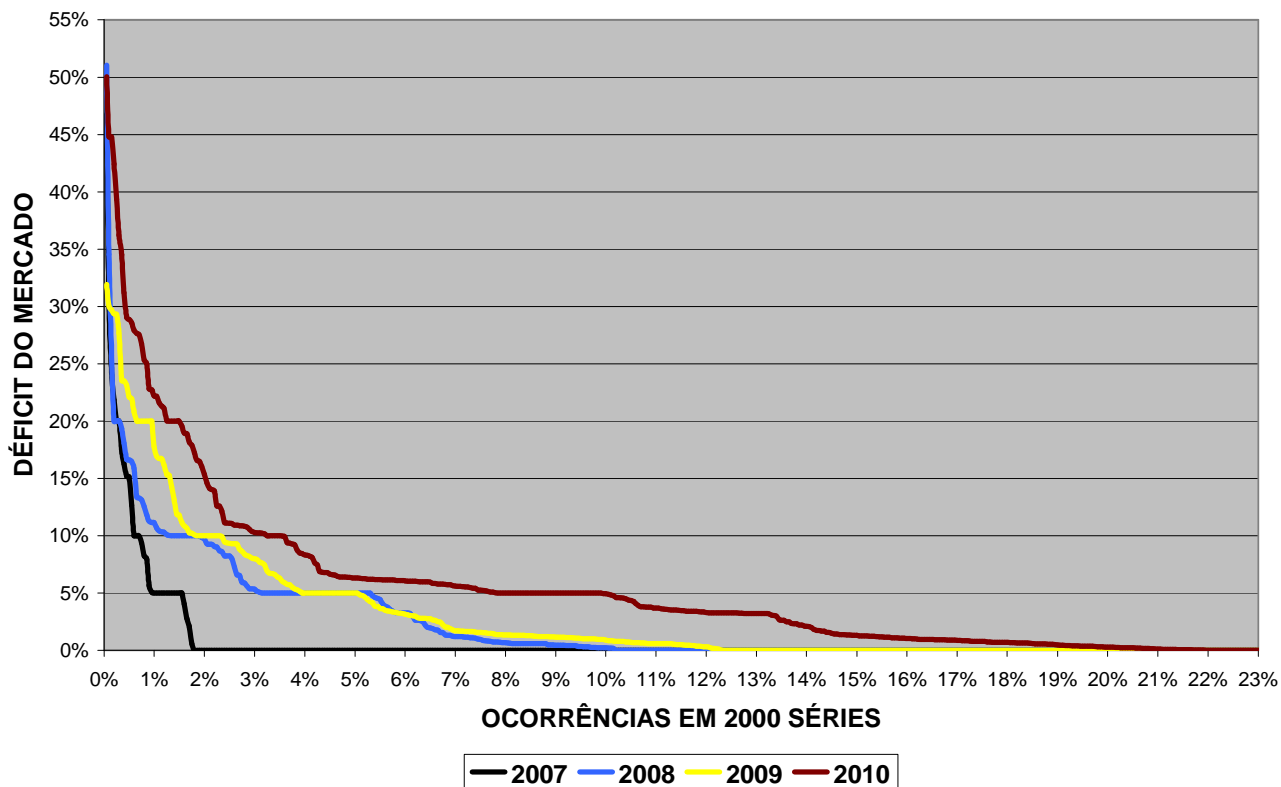
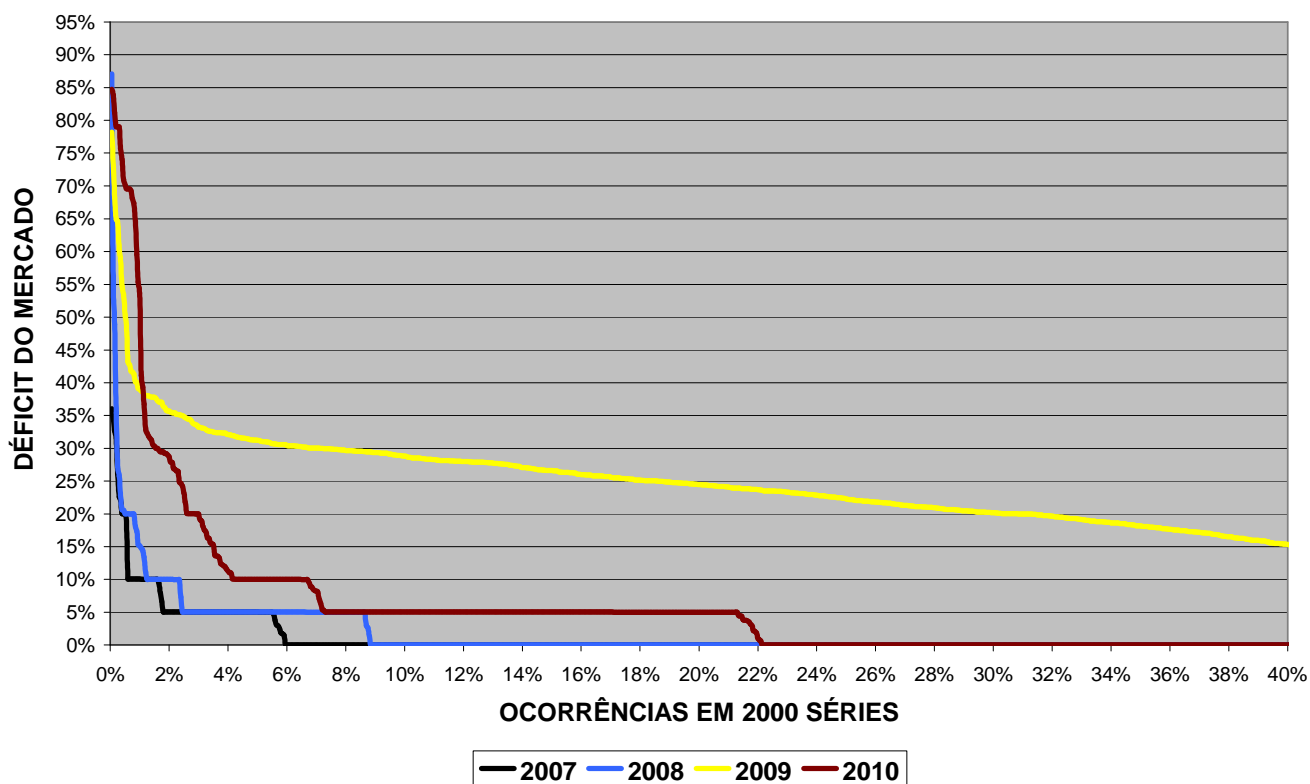


Figura 2.7 – Permanências de Déficits – Nordeste

Figura 2.8 – Permanências de Déficits – Norte⁵

⁵ Para o subsistema Norte a permanência de déficits resultante para 2009 foi de 65,15% o que pode ser atribuído ao problema de convergência do NEWAVE já citado na Nota 4 deste mesmo item.

2.2.2. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

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

Pode-se observar um decréscimo acentuado dos CMOs em dezembro de 2006, com exceção do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Em 2007, observa-se também uma redução dos CMOs nos subsistemas Nordeste e Norte, e um aumento no Sudeste/Centro-Oeste e no Sul. Nos demais anos, os CMOs mantêm-se em torno dos valores previstos no PMO Novembro/2006, com exceção de 2009 para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (30% superior, em média) e Norte⁶ (valores elevados principalmente em outubro e novembro).

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		151,53	155,56	103,97	123,82
Fev		-	-	-	-	Fev		141,40	145,59	85,54	91,61
Mar		-	-	-	-	Mar		143,35	150,50	83,39	86,83
Abr		-	-	-	-	Abr		180,78	184,17	97,69	97,79
Mai		-	-	-	-	Mai		184,77	182,41	131,48	134,37
Jun		-	-	-	-	Jun		186,65	176,52	147,63	179,45
Jul	2006	-	-	-	-	Jul	2009	192,34	181,03	154,26	186,26
Ago		-	-	-	-	Ago		210,76	193,62	165,66	199,16
Set		-	-	-	-	Set		213,04	178,17	171,94	387,67
Out		-	-	-	-	Out		243,16	191,32	210,53	1790,58
Nov		-	-	-	-	Nov		213,94	177,67	202,88	1586,20
Dez		99,93	99,93	15,45	19,62	Dez		153,72	150,79	116,67	532,13
Média		-	-	-	-	Média		184,62	172,28	139,30	449,65
Jan		97,76	121,51	14,46	16,21	Jan		145,56	155,89	102,07	179,34
Fev		98,45	148,38	14,65	15,66	Fev		150,30	161,46	106,10	137,20
Mar		97,35	124,58	18,72	12,30	Mar		182,67	205,80	127,81	150,27
Abr		97,77	136,43	26,90	11,33	Abr		211,44	227,44	137,66	152,42
Mai		106,81	136,18	50,95	33,60	Mai		231,22	234,07	173,57	190,68
Jun		114,79	130,42	68,85	95,50	Jun		238,20	228,72	188,88	258,78
Jul	2007	122,37	164,93	79,48	132,00	Jul	2010	240,24	233,01	210,12	308,72
Ago		137,92	156,17	89,61	189,57	Ago		262,19	234,86	250,28	440,51
Set		141,92	144,39	99,58	214,50	Set		303,49	234,53	307,95	526,26
Out		165,16	157,70	120,26	231,78	Out		310,40	218,33	352,28	507,74
Nov		161,13	156,45	121,48	178,93	Nov		287,46	226,03	316,51	471,78
Dez		145,69	155,51	105,67	127,42	Dez		200,94	194,13	173,42	295,02
Média		123,93	144,39	67,55	104,90	Média		230,34	212,86	203,89	301,56
Jan		155,08	170,95	80,04	83,13						
Fev		156,05	171,97	64,58	42,85						
Mar		145,62	163,14	59,30	23,49						
Abr		132,53	146,06	38,70	10,25						
Mai		137,30	138,85	98,66	94,20						
Jun		147,05	140,61	117,67	144,20						
Jul	2008	161,84	152,59	131,53	177,03						
Ago		177,96	164,11	137,46	219,15						
Set		183,67	154,92	146,07	227,10						
Out		198,92	155,97	157,91	226,69						
Nov		188,71	165,07	146,82	200,98						
Dez		164,58	161,87	116,53	167,31						
Média		162,44	157,17	107,94	134,70						

⁶ Pode-se concluir que este fato se deve à questão de convergência do NEWAVE já referida no Item 2.2.1 deste Relatório.

2.2.3. BALANÇO ENERGÉTICO

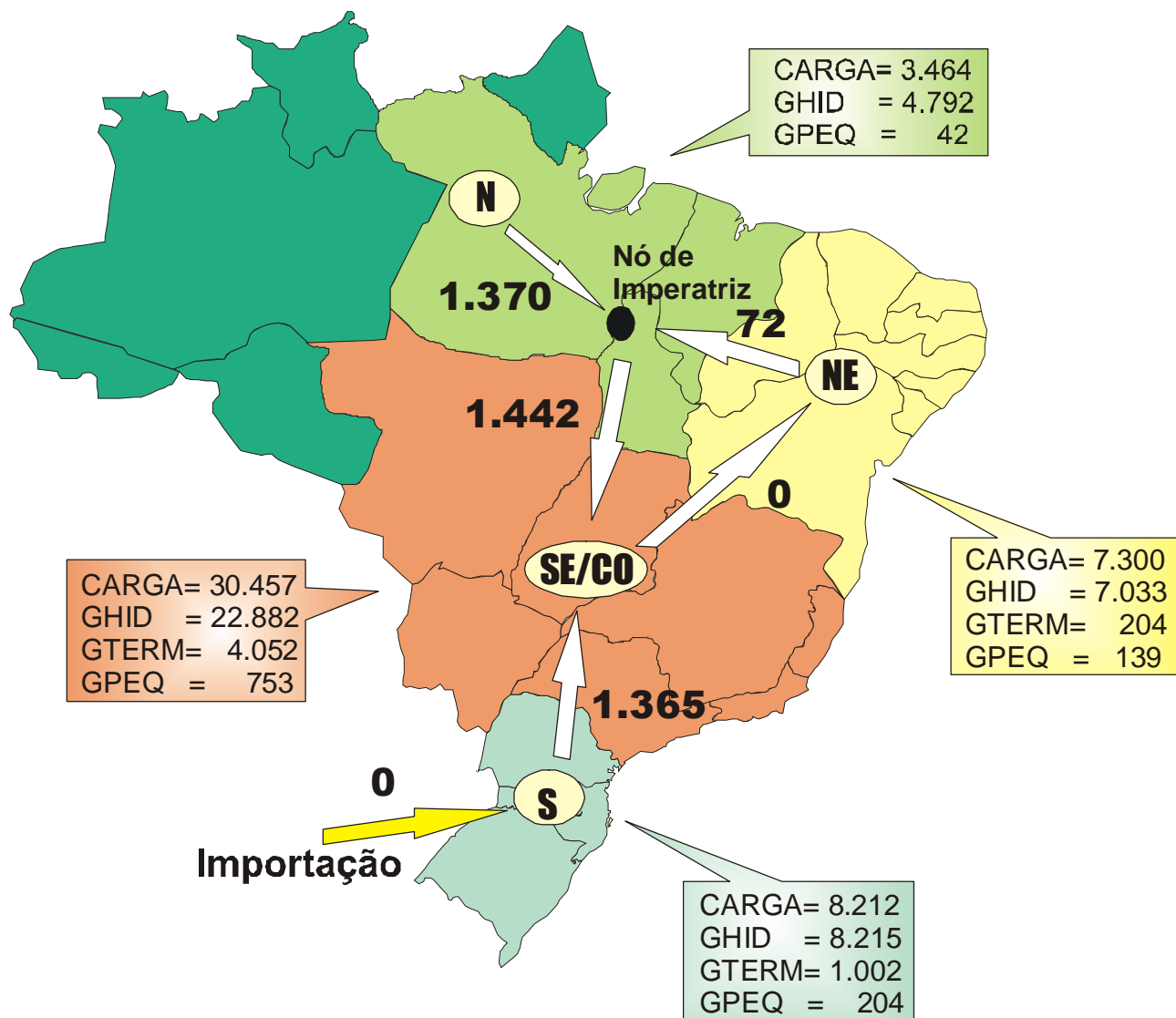
A Figura 2.9 apresenta o balanço de energia resultante da simulação do PMO para dezembro de 2006. Para cada subsistema são apresentados os valores médios de carga e gerações hidráulica, térmica e de pequenas centrais. São apresentados ainda os intercâmbios médios de energia entre os subsistemas, bem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

A importação de energia da Estação Conversora de Garabi está zerada, porém a situação hidrológica do subsistema Sul continua dando sinais de franca melhoria, verificada pela geração hidráulica em nível superior à carga. Em dezembro o subsistema Sul atende parcialmente à carga do SE/CO.

O subsistema Norte continua numa fase de transição, período anterior à cheia da região norte. Verifica-se com isso, que o sentido do intercâmbio é do Norte exportador com o atendimento prioritário ao SE/CO pelo nó de Imperatriz.

Em dezembro, o subsistema SE/CO recebeu intercâmbio dos outros três subsistemas.

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 novembro e dezembro/2006, e o histórico de preços médios mensais de 2005 e 2006, divulgados pela CCEE.

Tabela 3.1 – Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – Novembro e Dezembro/2006

	PLD - 2006 (R\$/MWh)	SUDESTE/CO			SUL			NORDESTE			NORTE		
		Patamares de Carga	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média
NOVEMBRO	Sem 1 28/10 a 03/11	70,68	70,22	69,65	70,68	70,22	69,65	24,17	24,17	24,03	70,68	70,22	69,65
	Sem 2 04/11 a 10/11	94,81	94,81	94,81	94,81	94,81	94,81	33,29	33,29	33,29	94,81	94,81	94,81
	Sem 3 11/11 a 17/11	68,99	68,65	68,65	68,99	68,65	68,65	23,65	23,65	23,44	68,99	68,65	68,65
	Sem 4 18/11 a 24/11	79,56	79,56	79,27	79,56	79,56	79,27	23,13	22,99	22,84	79,56	79,56	79,27
	Sem 5 25/11 a 01/12	86,09	85,75	85,75	86,09	85,75	85,75	16,92	16,92	16,92	86,09	85,75	85,75
DEZEMBRO	Sem 1 02/12 a 08/12	79,07	79,07	79,07	79,07	79,07	79,07	19,69	19,69	19,56	79,07	79,07	79,07
	Sem 2 09/12 a 15/12	71,10	70,35	69,47	71,10	70,35	69,47	16,92	16,92	16,92	71,10	70,35	69,47
	Sem 3 16/12 a 22/12	53,09	53,09	50,36	53,09	53,09	50,36	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92
	Sem 4 23/12 a 29/12	37,55	36,73	35,89	37,55	37,03	36,37	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92

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
	SETEMBRO	123,88	123,88	68,56	123,88
	OUTUBRO	92,42	92,42	46,25	92,42
	NOVEMBRO	80,82	80,82	24,40	80,82
	DEZEMBRO	58,75	59,18	17,58	45,23

Na Tabela 3.1 observa-se a redução dos preços semanais da energia elétrica do mês de dezembro/2006, comparativamente a novembro/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). Ressalta-se a situação hidrológica do subsistema Sul, com ocorrência de baixos valores de energia afluente durante o ano todo de 2006 (em média 48%MLT) e, mesmo ao final de dezembro alcançando 96% MLT.

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, observando-se a redução do valor médio mensal do PLD a partir de setembro/2006, resultante dos acréscimos nas energias naturais afluentes aos subsistemas nos meses de outubro (com exceção do Sul), novembro (com exceção do Sudeste) e dezembro (com exceção do Norte e Nordeste).

É esperada a continuidade da redução dos preços da energia elétrica no SIN nos meses subseqüentes, tendo em vista que, devido à caracterização como período chuvoso no SIN até abril/2007 (Sudeste e Nordeste) e maio/2007 (Norte), a estratégia ótima resultante da otimização da geração efetuada pelo modelo NEWAVE é um menor despacho de geração térmica.

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.

As garantias físicas de UHEs e UTEs são, respectivamente, os valores constantes do Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG), atualizado em dezembro 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.

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.

A Figura 4.1, a seguir, 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 Paraguai⁷. Já para a disponibilidade de energia, foi mantida a configuração de dezembro de 2010 do PMO.

Pela Figura 4.1 observa-se que, em fevereiro de 2011 o mercado começa a ficar a descoberto, aumentando a diferença para, aproximadamente, 1.450 MWmed em março de 2011. Essa diferença diminui, voltando a ficar significativa e crescente a partir de outubro de 2011 (1.200 MWmed), quando o mercado de energia descola-se completamente da linha de garantia física, evidenciando então a necessidade de acréscimo de energia no sistema.

O balanço do ano 2011 não apresentou diferença, em relação ao RSIN do mês anterior.

O recente leilão de energia nova A-5, realizado em 10 de outubro, encerrou com a venda de 1.104 MWmed, sendo 569 MWmed de fonte hidráulica e 535 MWmed de fonte térmica. Insere-se no montante hidráulico a UHE Dardanelos com 147 MWmed. A energia estará disponível a partir de 2011, no prazo de trinta anos para a hidráulica e quinze para a térmica.

Com o total de energia negociado nesse leilão, chega-se a garantir quase 90% dos contratos no ano de 2011.

Ressalta-se, ainda, a necessidade de licitação de novos empreendimentos para, a partir de 2012, contratar cerca de 2.000 MWmed, garantindo então o fornecimento de energia elétrica sem riscos.

⁷ 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.

Figura 4.1 - Garantia Física x Mercado

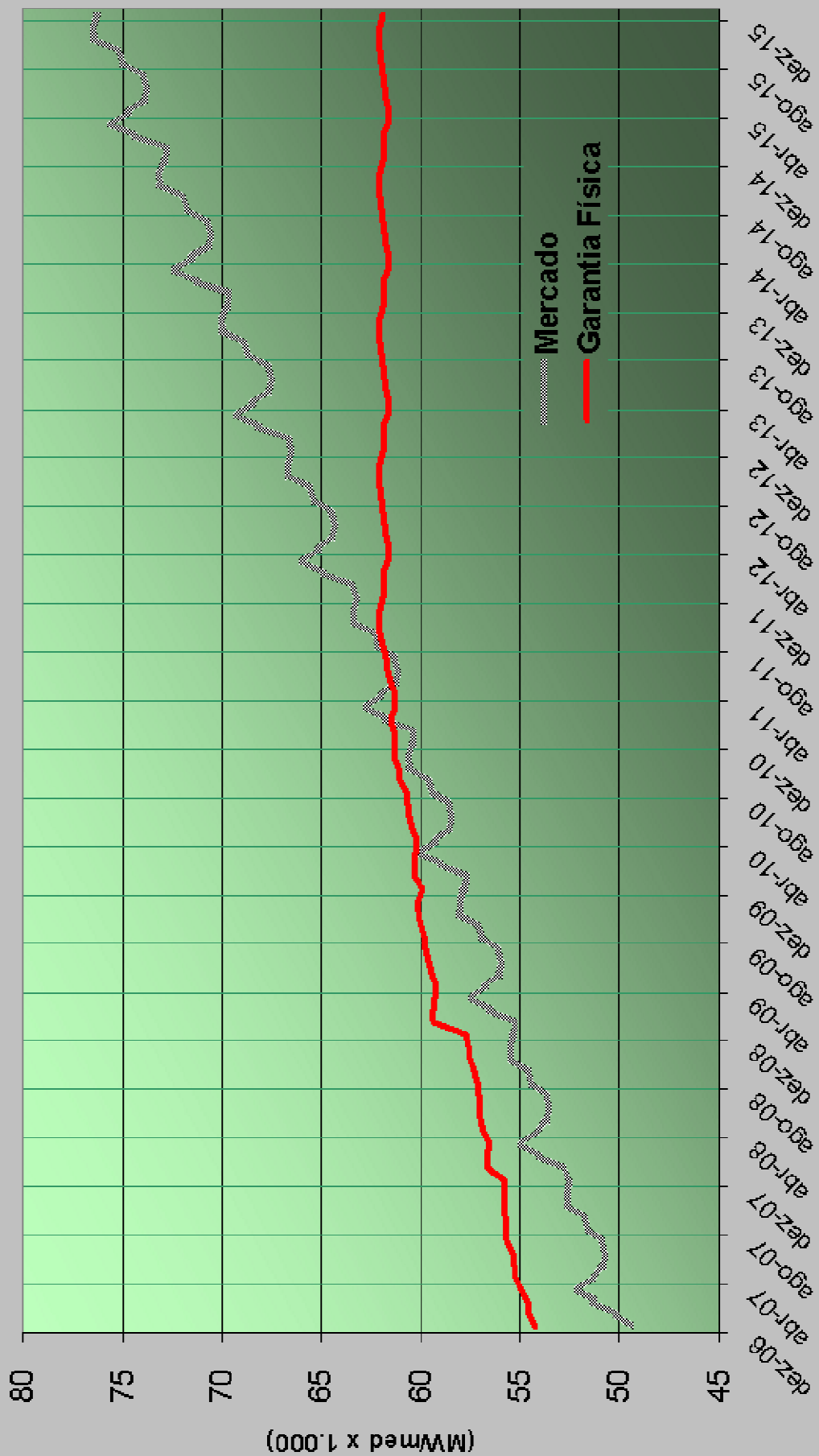


Tabela 4.1 – Garantia Física de UHEs e PCEs

<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
CAÇONDE	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
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	-	753,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	SUL	-	361,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	NE	-	139,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	NORTE	-	42,0
TOTAL			46.637,7

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
ARAUCÁRIA	SUL	Gás Natural	390,3
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
TERMOMACAÉ	SE/CO	Bicombustível	872,9
MARAMBAIA	NE	Diesel	9,9
NAZÁRIA	NE	Diesel	9,9
NORTE FLUMINENSE	SE/CO	Gás Natural	809,2

Tabela 4.2 – Garantia Física de UTEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
NOVA PIRATININGA	SE/CO	Bicombustível	333,0
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			14.036,1

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

5. EQUIPE TÉCNICA

Paulo Cesar Magalhães Domingues - EPEE

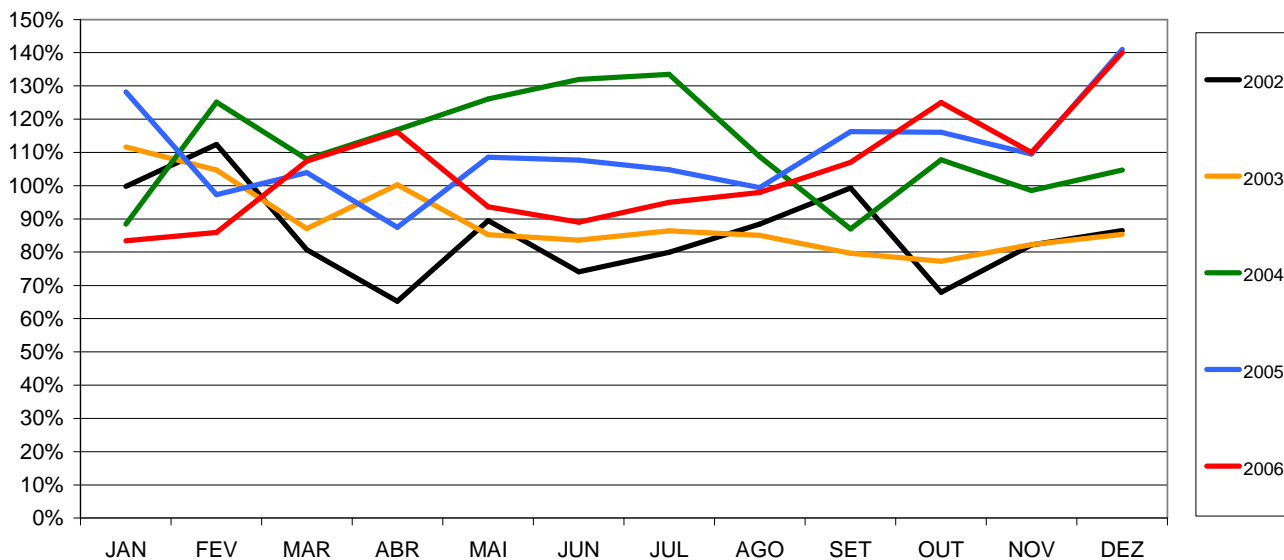
Isabela dos Reis Costalonga – EPEE

Mariana Sampaio Gontijo Vaz – EPEE

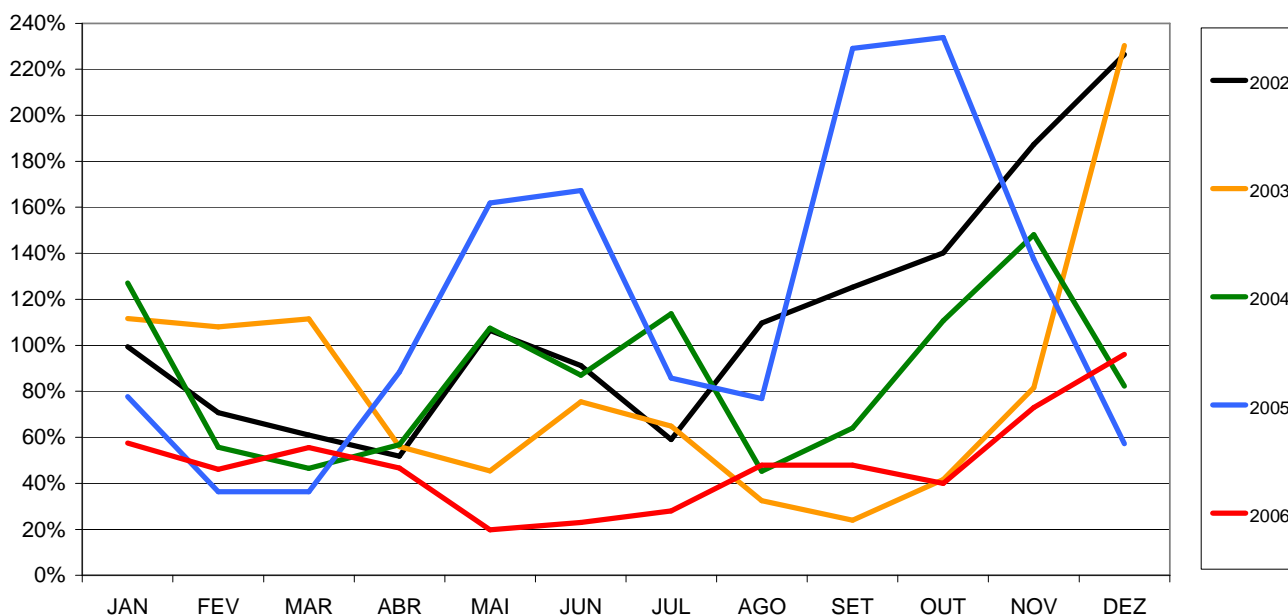
Vania Maria Ferreira – EPEE

ANEXO I
HISTÓRICO DE ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO SIN

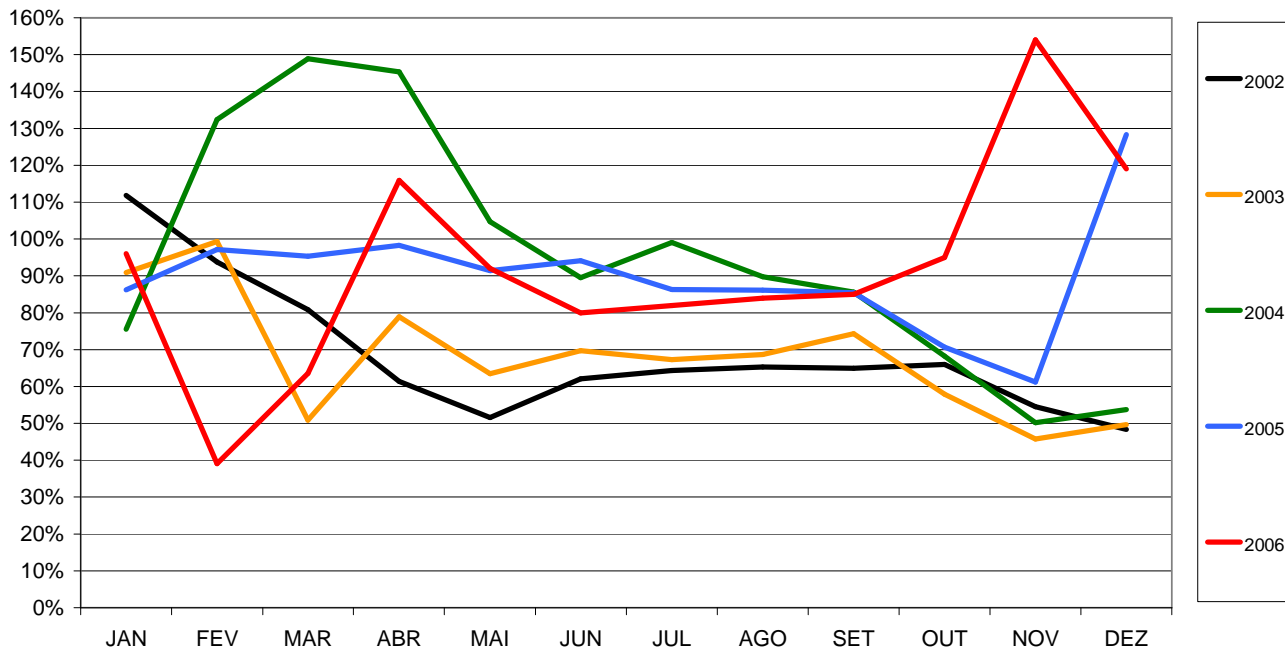
ANEXO I.1
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUDESTE/CENTRO-OESTE - % MLT



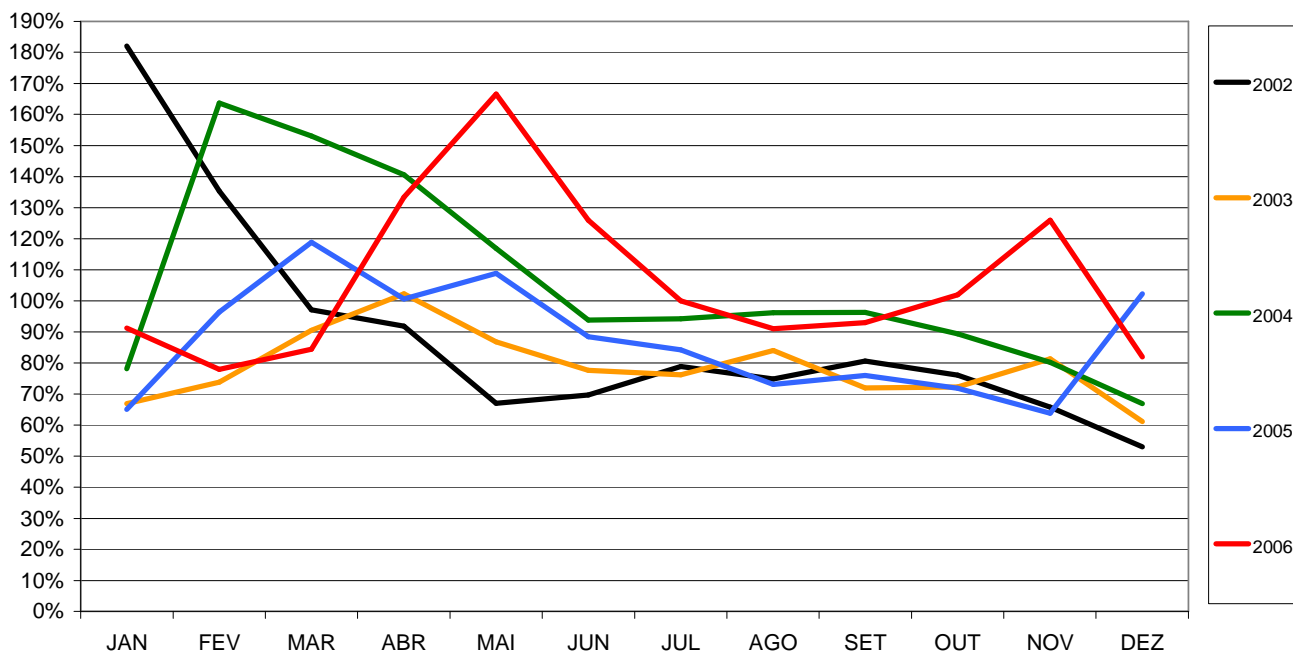
ANEXO I.2
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUL - % MLT



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

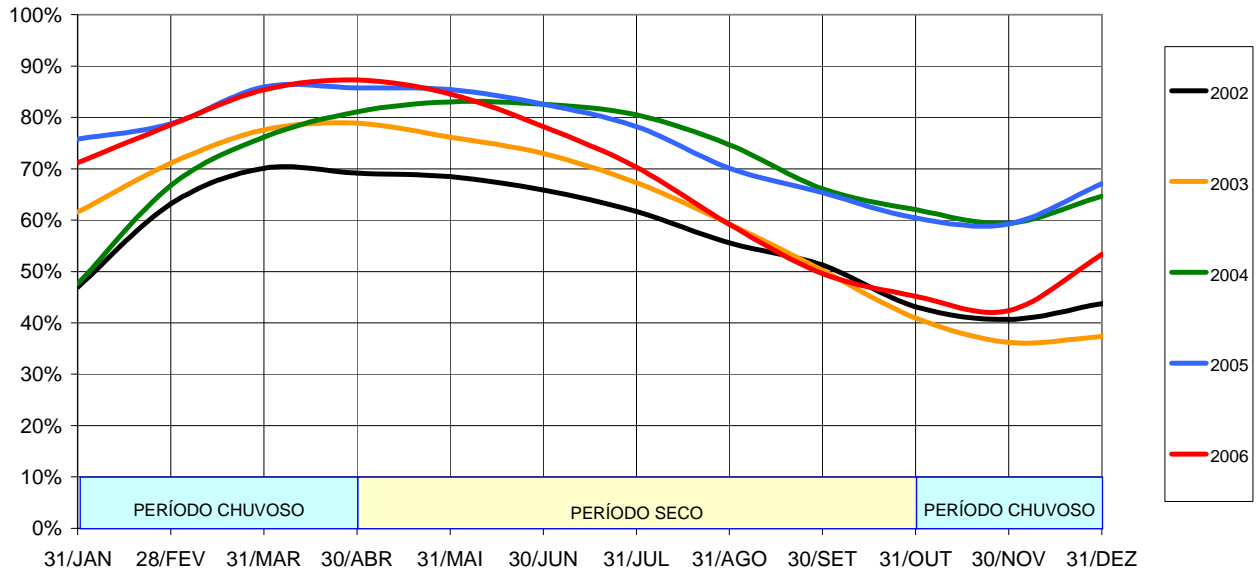


ANEXO I.4 ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - NORTE - % MLT

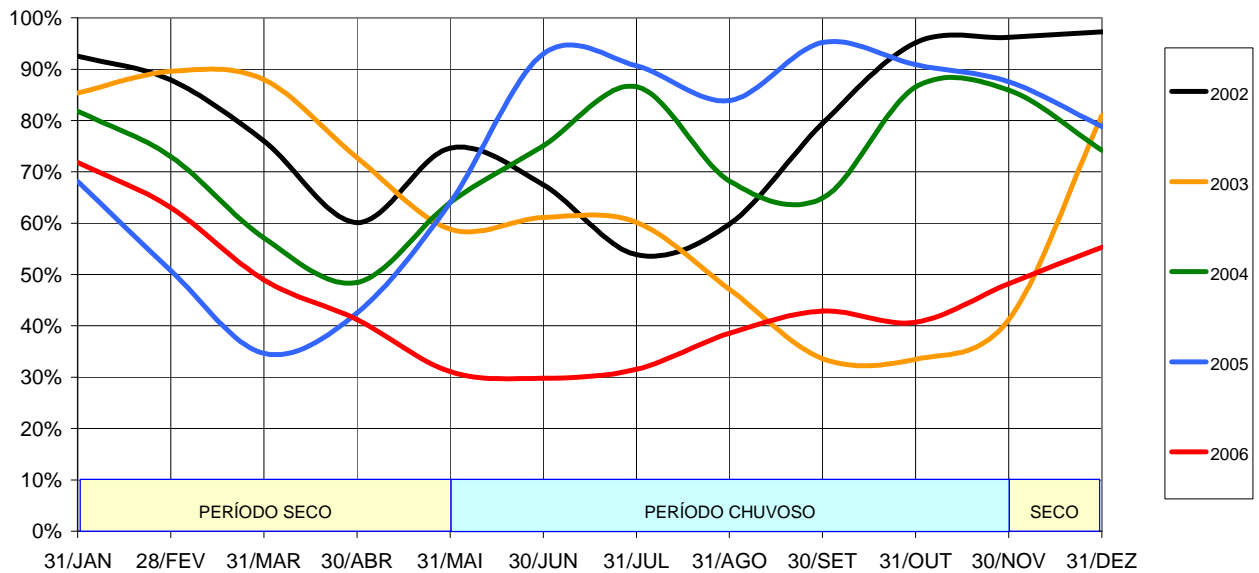


ANEXO II
HISTÓRICO DE ENERGIAS ALMACENADAS NO SIN

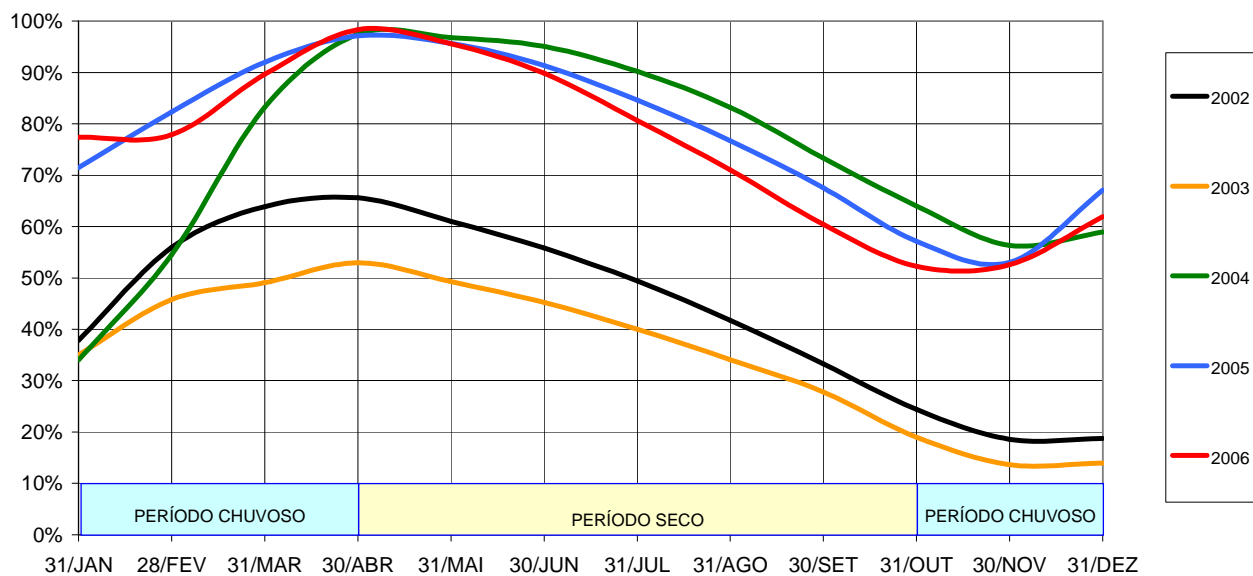
ANEXO II.1
ENERGIAS ARMAZENADAS - SUDESTE/CENTRO-OESTE - %EAR_{máxima}



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



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



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

