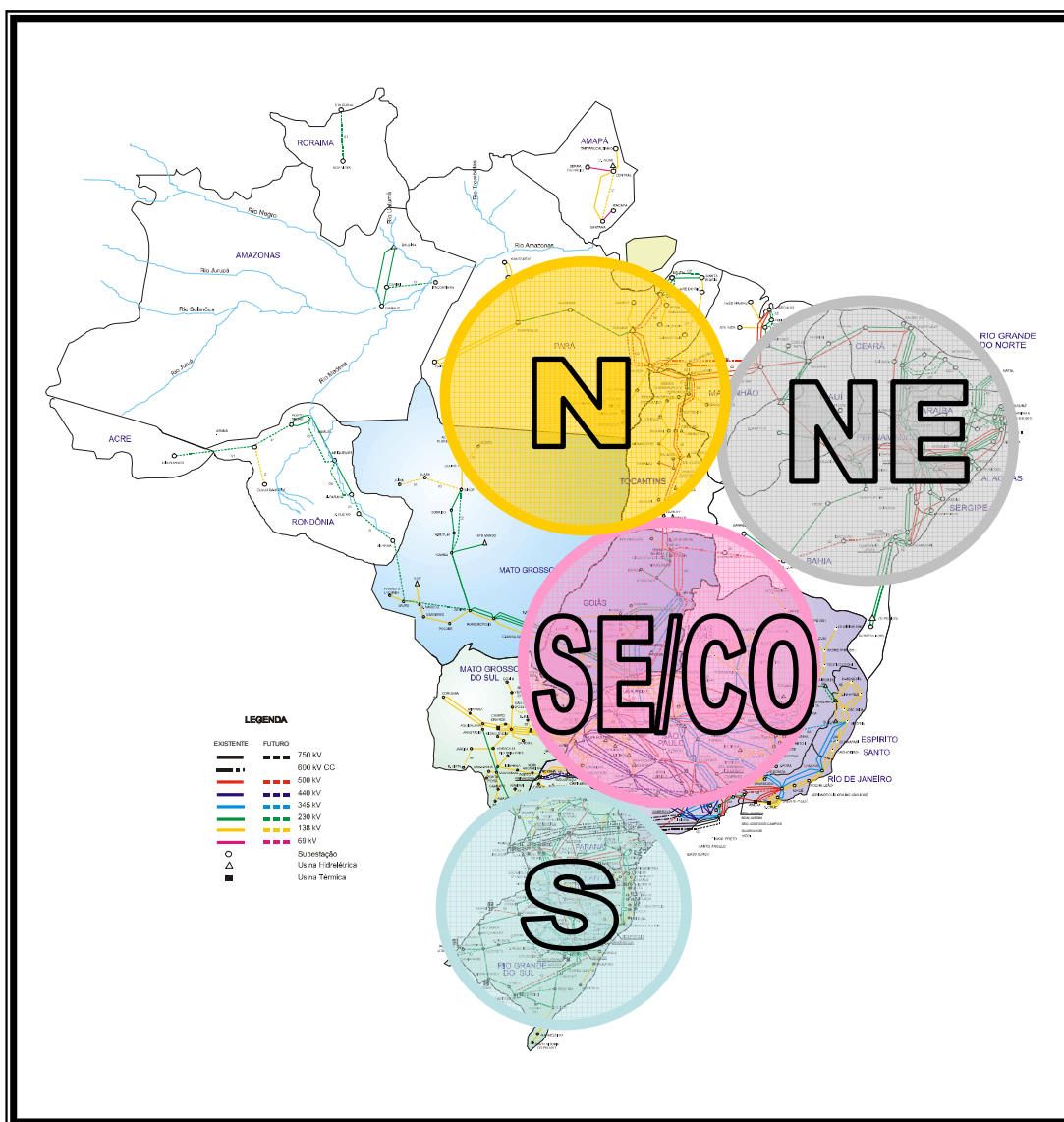


**DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA – DE
SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO – EPE
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – EPEE**



RSIN 03/2006

**RELATÓRIO MENSAL DE ANÁLISE DO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Março 2006

INDICE

1. OBJETIVO	1
2. AVALIAÇÃO DO PMO MARÇO/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 MÉDIO DO MAE	19
4. GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS X MERCADO	20
5. EQUIPE TÉCNICA.....	27
ANEXO I – HISTÓRICO DE ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO SIN.....	28
ANEXO II – HISTÓRICO DE ENERGIAS ARMAZENADAS NO SIN.....	31

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 afluência e de armazenamento de energia no SIN.

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

2. AVALIAÇÃO DO PMO MARÇO/2006

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

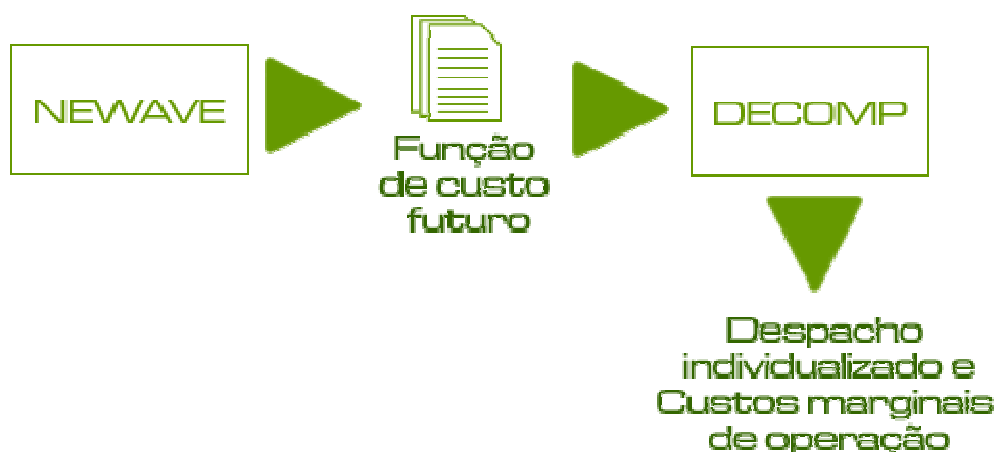
O modelo NEWAVE, com discretização mensal, determina a estratégia de geração hidráulica e térmica para os subsistemas equivalentes (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), a qual minimiza o valor esperado do custo de operação para o período de planejamento da operação (5 anos).

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.

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			30.979	30.676	30.374	30.297	30.374	30.763	30.855	31.340	31.213	30.892	30.776
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			8.272	8.048	7.917	7.891	7.865	7.900	7.833	7.904	8.032	8.212	7.987
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			6.975	6.890	6.837	6.750	6.820	6.930	7.115	7.309	7.420	7.431	7.048
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			3.263	3.280	3.321	3.340	3.360	3.402	3.423	3.422	3.398	3.341	3.355
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 março 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.

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	465,5
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	80,0
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
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
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
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
ITIQUEIRA I	SE/CO	UHE	60,8
ITIQUEIRA 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
PEREIRA PASSOS	SE/CO	UHE	100,0
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	1420,0
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	6.965,0
VOLTA GRANDE	SE/CO	UHE	380,0
XINGÓ	NE	UHE	3.162,0
TOTAL			74.777,6

(*) 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/G	NE	Bicombustível	346,8
CAMPOS (ROBERTO da SILVEIRA)	SE/CO	Gás Natural	32,0
CANOAS	SUL	Bicombustível	250,6
CARIOBA	SE/CO	Diesel	36,0
CHARQUEADAS	SUL	Carvão	72,0
CUIABA M. COVAS	SE/CO	Gás Natural	480,0
ELETROBOLT	SE/CO	Bicombustível	386,0
FAFEN	NE	Gás Natural	151,2
FIGUEIRA	SUL	Carvão	20,0
IBIRITÉ	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
MACAE 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
P.MEDICI A	SUL	Carvão	126,0
P.MEDICI B	SUL	Carvão	320,0
PIRATININGA	SE/CO	Gás Natural	200,0
S.JERONIMO	SUL	Carvão	20,0
SANTA CRUZ 12	SE/CO	Diesel	168,0
SANTA CRUZ 34	SE/CO	Diesel	440,0
SANTA CRUZ NOVA DI	SE/CO	Bicombustível	564,0
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	1.162,8
TRÊS LAGOAS	SE/CO	Gás Natural	350,0
URUGUAIANA G	SUL	Gás Natural	638,0
W.ARJONA G	SE/CO	Bicombustível	190,0
TOTAL			12.952,5

Tabela 2.4 – Importação de Energia

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Disponibilidade (MWmed)</i>
ARGENTINA 1	SUL	Importação	240,8
ARGENTINA 1B	SUL	Importação	14,9
ARGENTINA 2A	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2B	SUL	Importação	26,4
ARGENTINA 2C	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2D	SUL	Importação	13,2
TOTAL			400,7

Tabela 2.5 – Geração de Pequenas Centrais Elétricas

Geração de Pequenas (MWmed) em Março/2006			
SE-CO	SUL	NE	NORTE
920	286	41	0

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 abril de 2006 até dezembro de 2010. As datas apresentadas são as constantes do deck do PMO de março de 2006 definidas em reunião de 14 de fevereiro de 2006 com o DMSE (vinculado ao CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – MME). Estão aqui incluídas as UHEs e UTEs do leilão de energia de 16 de dezembro de 2005. Em geração de pequenas centrais está incluído o montante de energia do PROINFA (1.354 MWmed – 3.104 MW) distribuído nos vários subsistemas.

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.

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>
CAPIM BRANCO 1 (*)	SE/CO	UHE	160,0	abr/06
CORUMBÁ IV	SE/CO	UHE	127,0	abr/06
ITAIPU (*)	SUL	UHE	1.400,0	abr/06
TUCURUÍ (*)	NORTE	UHE	1.400,0	abr/06
PICADA	SE/CO	UHE	50,0	abr/06
IRAPÉ	SE/CO	UHE	360,0	mai/06
BARRA GRANDE (*)	SUL	UHE	232,8	jun/06
CAMPOS NOVOS	SUL	UHE	879,9	jun/06
PEIXE ANGICAL	SE/CO	UHE	452,1	jun/06
ESPORA	SE/CO	UHE	32,1	jul/06
FUNDÃO	SUL	UHE	120,0	ago/06
MASCARENHAS (*)	SE/CO	UHE	49,5	ago/06
MONTE CLARO (*)	SUL	UHE	65,0	out/06
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
SALTO	SE/CO	UHE	108,0	fev/09
SALTO DO RIO VERDINHO	SE/CO	UHE	93,0	fev/09
BARRA DO BRAÚNA	SE/CO	UHE	39,0	mar/09
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 DOS COQUEIROS	SE/CO	UHE	90,0	mai/09
CAÇU	SE/CO	UHE	65,1	mai/09
PAULISTAS	SE/CO	UHE	53,6	jul/09
OLHO D'ÁGUA	SE/CO	UHE	33,0	jul/09
SALTO PILÃO	SUL	UHE	182,4	jul/09
SERRA DO FACÃO	SE/CO	UHE	212,6	jul/09
BAGUARI	SE/CO	UHE	140,0	out/09
PASSO SÃO JOÃO	SUL	UHE	77,1	out/09
ESTREITO TOCANTINS	NORTE	UHE	1.087,2	out/09
MONJOLINHO	SUL	UHE	67,0	fev/10
BAÚ I	SE/CO	UHE	110,1	mar/10
FOZ DO RIO CLARO	SE/CO	UHE	67,0	jul/10
SIMPLÍCIO	SE/CO	UHE	305,7	out/10
TOTAL			8.725,7	

(*) Em motorização

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>
CAMAÇARI G	NE	Gás Natural	360,0	jan/07
TERMOAÇU (VALE DO AÇU)	NE	Gás Natural	340	jun/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	Diesel	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
PECEM (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
CUBATÃO (CCBS)	SE/CO	Bicombustível	249,9	dez/08
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
CANDIOTA 3 (P.MEDICI C)	SUL	Carvão	350,0	jan/10
TOTAL			2.215,7	

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				894	1.189	1.231	1.190	1.173	1.189	1.257	1.252	1.188	1.174
2007	1.173	1.203	1.175	1.162	1.217	1.227	1.197	1.186	1.188	1.199	1.227	1.212	1.197
2008	1.771	1.775	1.743	1.728	1.825	1.817	1.792	1.771	1.769	1.775	1.770	1.719	1.771
2009	1.762	1.755	1.732	1.730	1.886	1.909	1.892	1.871	1.862	1.856	1.788	1.709	1.813
2010	1.778	1.779	1.749	1.746	1.903	1.925	1.908	1.888	1.878	1.873	1.804	1.725	1.830
SUL													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006				285	281	335	351	361	377	408	407	421	358
2007	433	431	432	435	430	452	457	461	482	487	532	533	464
2008	628	625	627	626	621	627	628	632	631	636	635	632	629
2009	628	625	627	626	621	627	628	632	631	636	635	632	629
2010	628	625	627	626	621	627	628	632	631	636	635	632	629
NORDESTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006				67	67	67	81	89	89	89	94	101	83
2007	119	119	121	124	124	133	147	147	147	147	157	174	138
2008	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339
2009	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339
2010	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339
NORTE													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2.1.4. ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES E ARMAZENAMENTO INICIAL

Em um aproveitamento hidrelétrico, 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 ao aproveitamento e a sua produtividade média, considerando-se os reservatórios com 65% do volume útil, enquanto a EAR representa a energia gerada correspondente ao volume útil armazenado no reservatório, turbinado 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 tempo (1931-2004) e as energias armazenadas máximas (100% de armazenamento nos reservatórios) no SIN por subsistema.

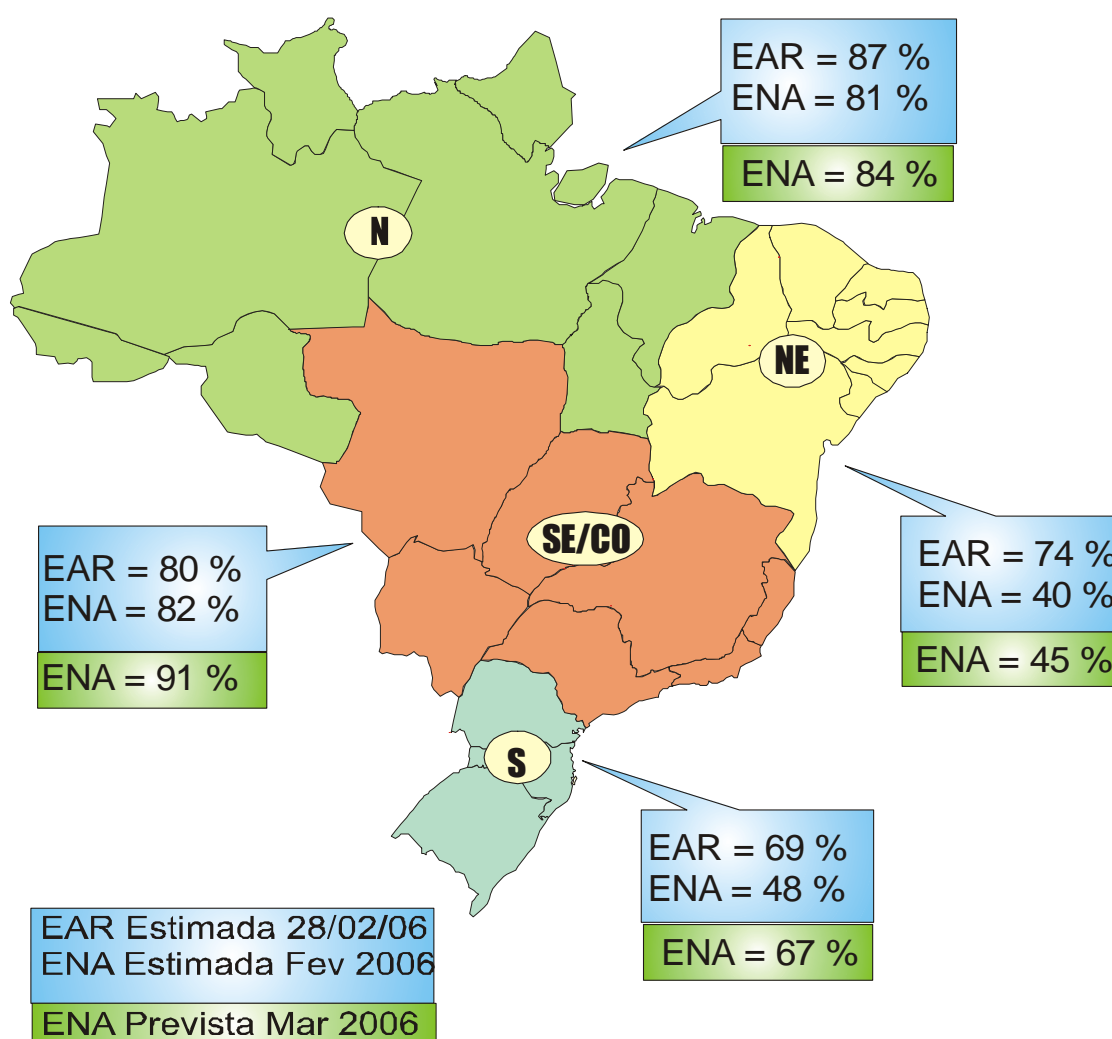
Tabela 2.9 – Energias Naturais Afluentes (MWmed) – MLTs (1931-2004)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média
SUDESTE	50.697	53.796	50.063	37.516	27.624	23.718	19.729	16.554	16.680	19.828	25.005	37.120	31.527
SUL	5.196	5.976	5.095	4.695	6.022	7.184	7.813	7.026	8.134	9.394	6.720	5.424	6.557
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	8.670	11.617	13.548	13.480	8.691	4.168	2.432	1.725	1.362	1.519	2.485	4.871	6.214

Tabela 2.10 – Energias Armazenadas Máximas no SIN (MWmed)

SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
178.789	17.137	50.757	12.311

A Figura 2.2 apresenta os valores estimados de EAR (28/02 - 24 h) e ENA (fevereiro - média mensal), bem como o valor previsto de ENA para março/2006 (média mensal).

Figura 2.2 – Energias Afluentes e Níveis Iniciais de Armazenamento

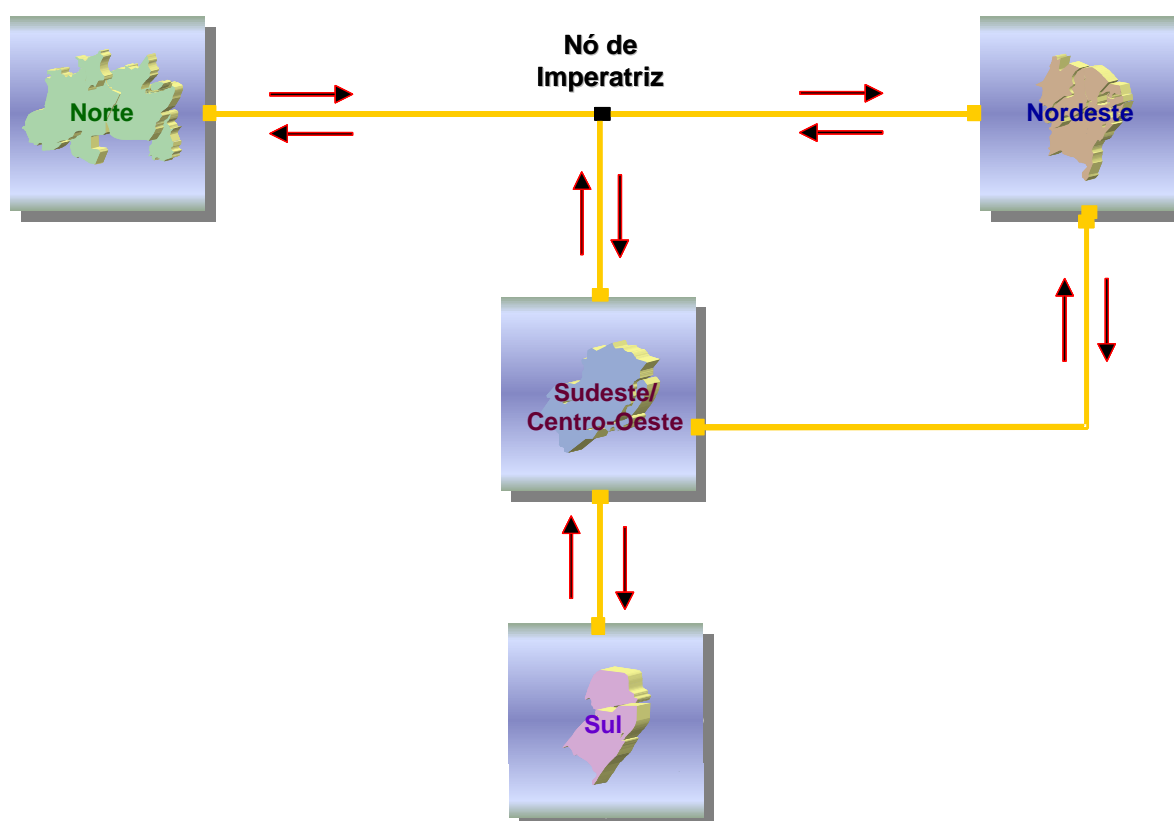
Os valores estimados de EAR (28/02) e ENA (fevereiro) são utilizados como dados iniciais para o PMO de março/2006 (obs: salienta-se que estes valores são *estimados*, e não *realizados*, pois o PMO é elaborado antes do término do mês anterior). O valor de ENA previsto para o mês de março é obtido para 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.

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	-	-	4.105	4.082	4.508	4.509	4.508	4.497	4.509	4.518	4.648	4.646
	2007	4.638	4.642	4.631	4.655	4.022	4.023	4.022	4.017	4.028	4.022	4.028	4.027
	2008	4.134	4.137	4.144	4.135	4.144	4.135	4.124	4.134	4.125	4.123	4.146	4.134
	2009	4.134	4.139	4.134	4.146	4.144	4.135	4.124	4.134	4.135	4.133	4.146	4.134
	2010	4.144	4.139	4.124	4.146	4.144	4.135	4.124	4.134	4.135	4.143	4.146	4.134
S >> SE	2006	-	-	2.321	2.436	2.357	2.363	1.993	4.234	4.242	4.247	4.253	4.251
	2007	4.245	4.248	4.238	4.260	4.297	4.298	4.297	4.292	4.303	4.297	4.303	4.302
	2008	4.345	4.347	4.352	4.346	4.352	4.346	4.338	4.345	4.339	4.338	4.353	4.345
	2009	4.997	4.997	4.997	4.996	4.996	4.997	4.998	4.997	4.997	4.997	4.996	4.997
	2010	4.996	4.997	4.998	4.996	4.996	4.997	4.998	4.997	4.997	4.996	4.996	4.997
SE >> IMP	2006	-	-	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	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	3.281	3.281	3.172
	2010	3.172	3.063	3.062	2.954	2.954	2.984	2.983	2.984	2.984	2.984	2.984	2.587
IMP >> SE	2006	-	-	1.788	1.788	1.788	1.926	1.926	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	120	116	117	116	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	1.849	1.851	1.855	1.850	1.855	1.850	1.843	1.849	1.844	1.843	1.856	1.849
	2009	1.849	1.852	1.849	1.856	1.855	1.850	1.843	1.849	1.850	1.849	1.856	1.849
	2010	1.855	1.852	1.843	1.856	1.855	1.850	1.843	1.849	1.850	1.854	1.856	1.849
IMP >> NE	2006	-	-	1.940	1.928	1.936	1.935	1.936	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	2.897	2.887	2.896	2.898	2.875	2.887
	2009	2.944	2.937	2.944	2.927	2.930	2.942	2.862	2.850	2.848	2.850	2.836	2.850
	2010	2.930	2.937	2.958	2.927	2.930	2.942	2.862	2.850	2.848	2.839	2.836	2.850
N >> IMP	2006	-	-	3.688	3.673	3.683	3.682	3.683	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	4.933	4.939	5.042
	2010	5.047	5.154	5.147	5.266	5.265	5.231	5.226	5.230	5.231	5.235	5.236	5.627
IMP >> N	2006	-	-	1.675	1.669	1.673	1.673	1.673	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	1.864	1.862	1.755
	2010	1.853	1.745	1.748	1.635	1.635	1.667	1.669	1.667	1.667	1.665	1.665	1.270
SE >> NE	2006	-	-	405	405	405	405	548	547	548	549	549	549
	2007	405	405	511	498	507	506	308	307	310	308	310	309
	2008	452	452	451	452	451	452	142	149	143	142	157	149
	2009	494	493	494	491	492	494	142	149	150	189	199	230
	2010	576	617	613	662	661	646	287	300	302	312	316	335
NE >> SE	2006	-	-	0	0	0	0	0	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	348	348	348	349	349	348	347	348	348	348	349	348
	2010	349	348	347	349	349	348	347	348	348	349	349	348

2.2. RESULTADOS OBTIDOS

2.2.1. RISCOS DE DÉFICIT

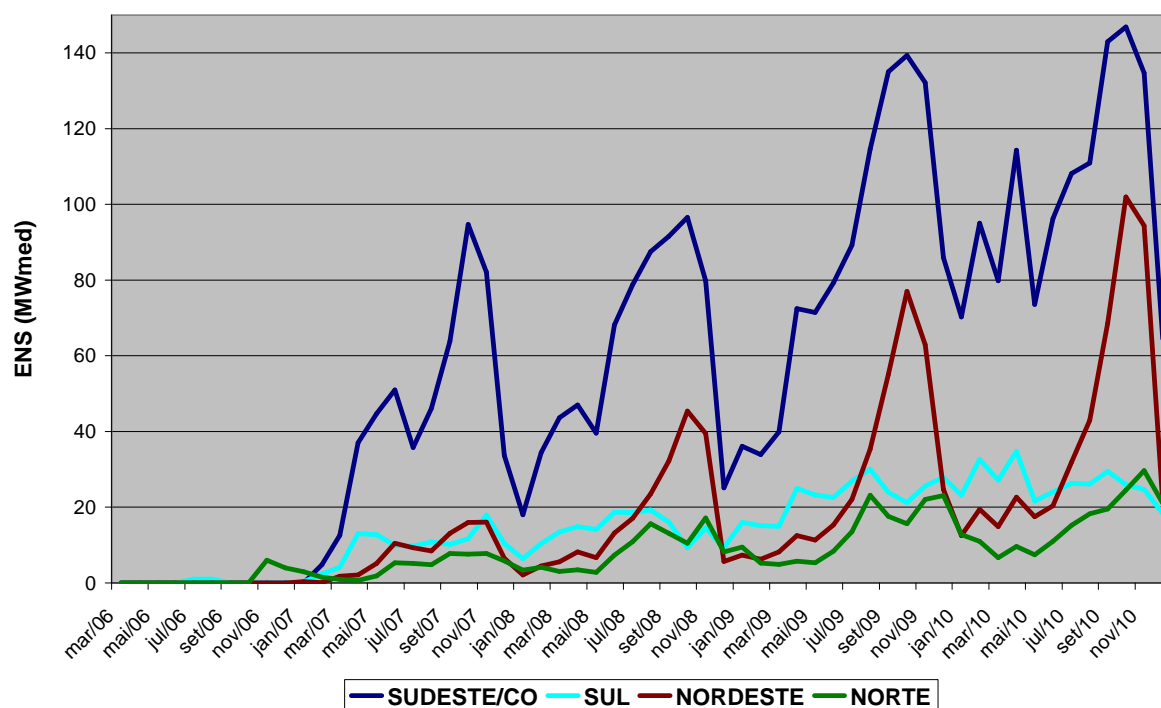
A Tabela 2.12 apresenta os riscos anuais de déficit e a energia não suprida média anual nos subsistemas Sudeste/CO, Sul, Nordeste e Norte, para os anos 2006 a 2010.

Tabela 2.12 – Riscos Anuais de Déficit (%) e Energia Não Suprida Média (MWmed)

ANO	SUDESTE/CO		SUL		NORDESTE		NORTE	
	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)	Risco (%)	ENS (MWmed)
2006	0,00	0,0	0,60	0,2	0,10	0,0	2,80	0,9
2007	3,65	42,2	4,30	9,5	4,70	7,5	6,20	4,4
2008	4,65	59,2	6,00	13,8	15,90	17,0	8,15	8,3
2009	5,75	85,8	7,50	22,7	17,20	28,2	9,15	12,9
2010	9,55	103,1	11,35	26,2	20,95	39,0	14,65	15,6

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

Figura 2.4 – Energia Não Suprida (ENS) Média Mensal – PMO Março/2006



As Figuras 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8 apresentam as permanências dos déficits de mercado, para os anos de 2007 a 2010. Não são mostradas as permanências referentes a 2006, devido às mesmas serem baixas ou nulas, como é o caso do Sudeste (ver Tabela 2.12).

Figura 2.5 – Permanências de Déficits – Sudeste

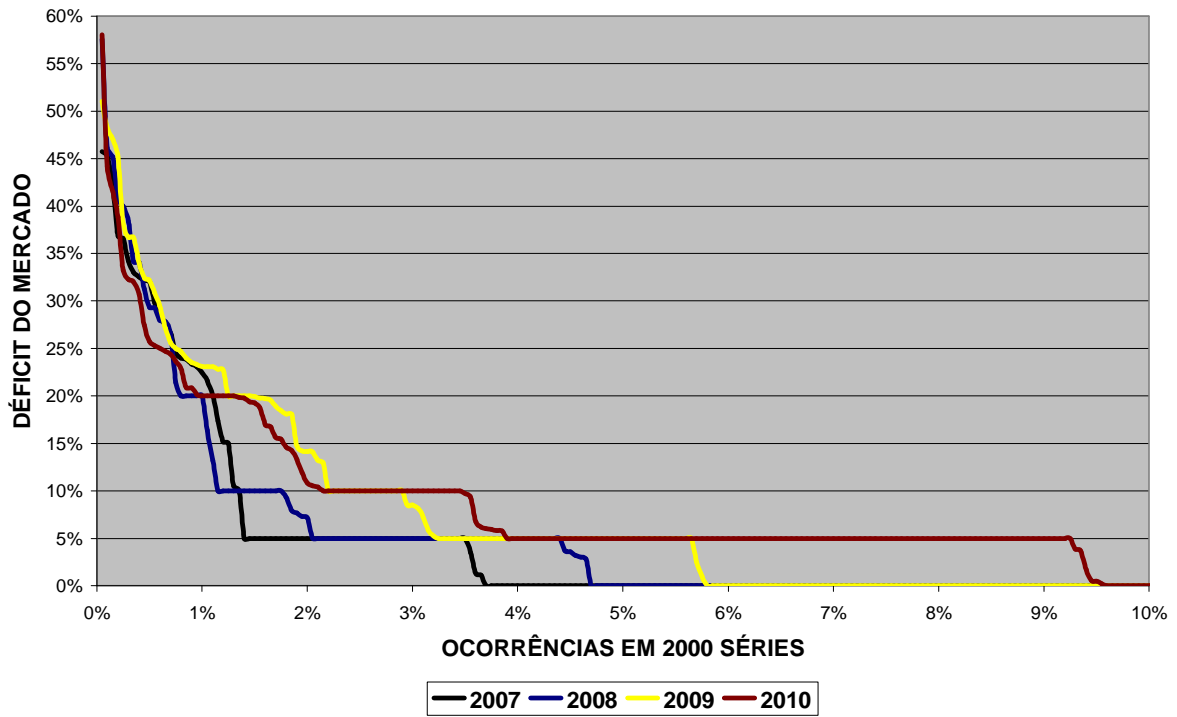


Figura 2.6 – Permanências de Déficits – Sul

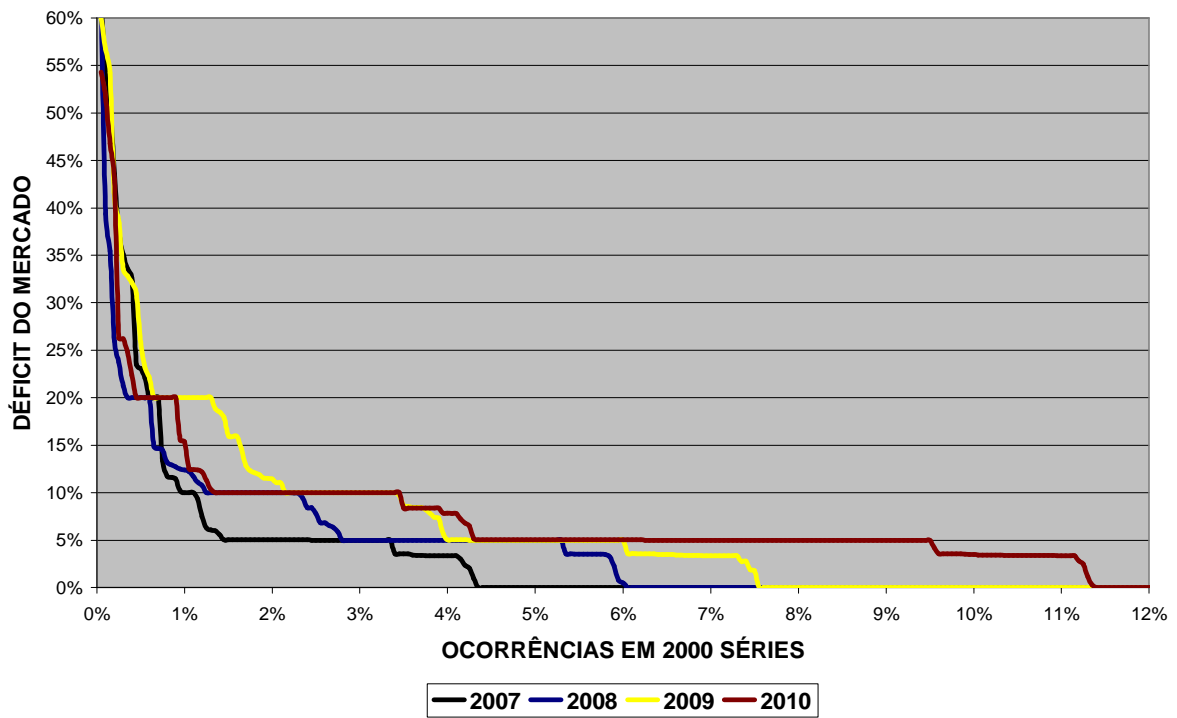


Figura 2.7 – Permanências de Déficits – Nordeste

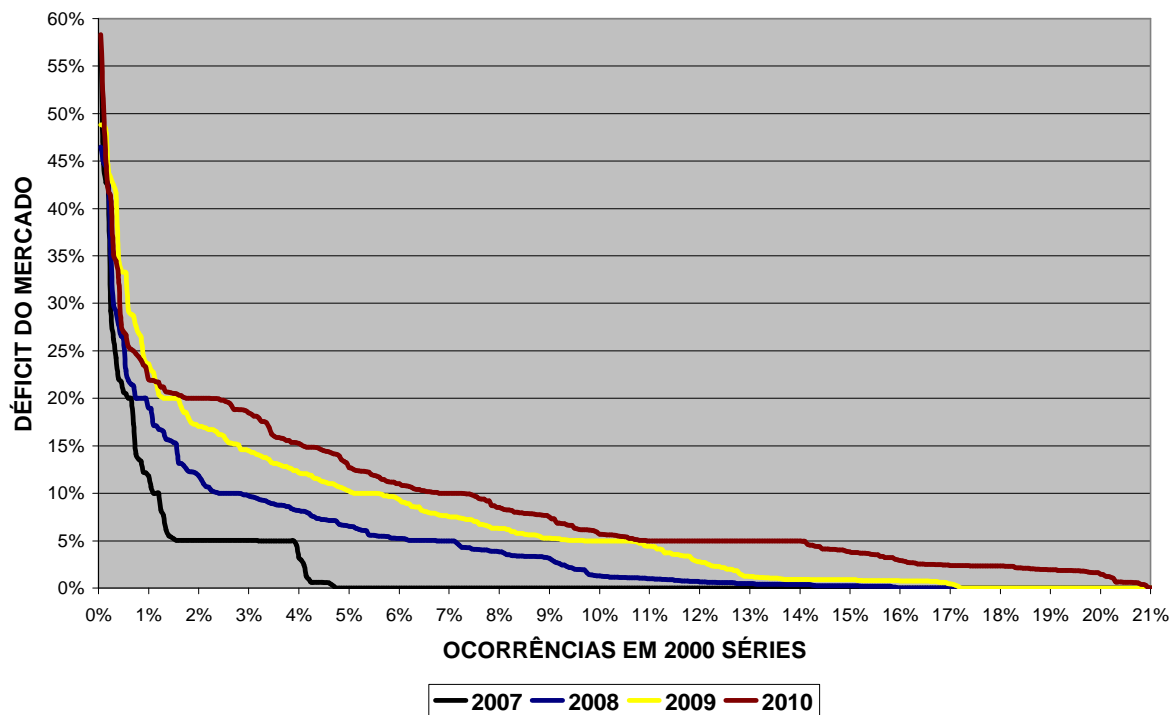
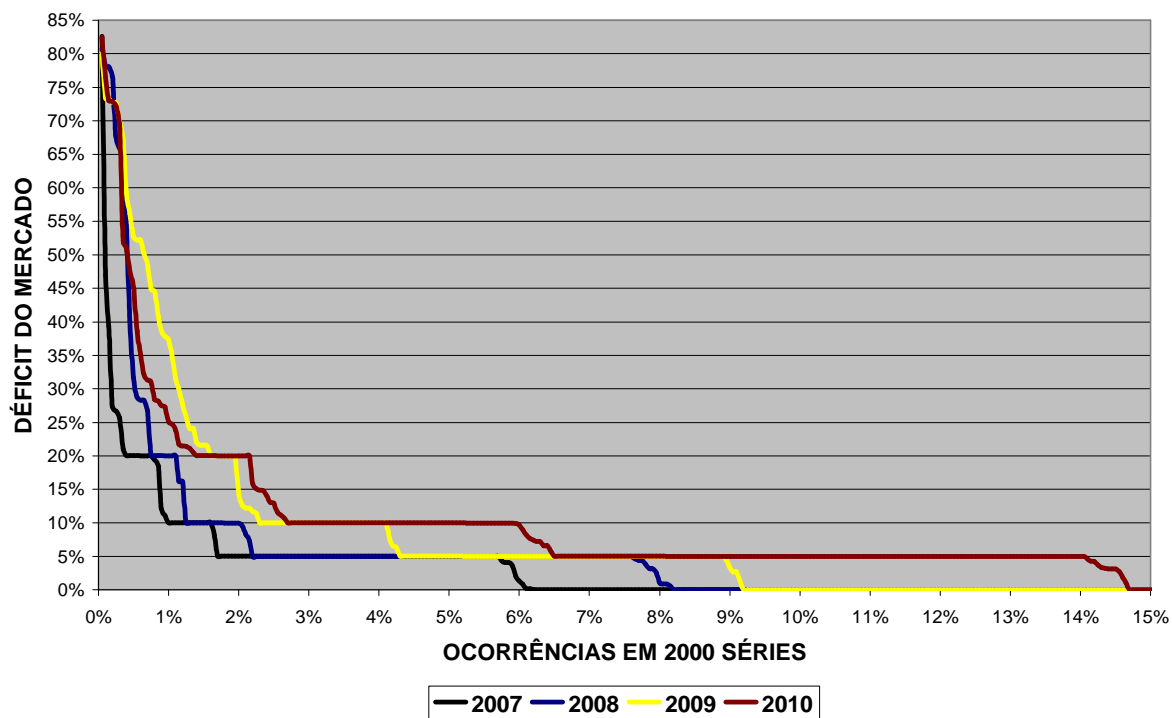


Figura 2.8 – Permanências de Déficits – Norte



2.2.2. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

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

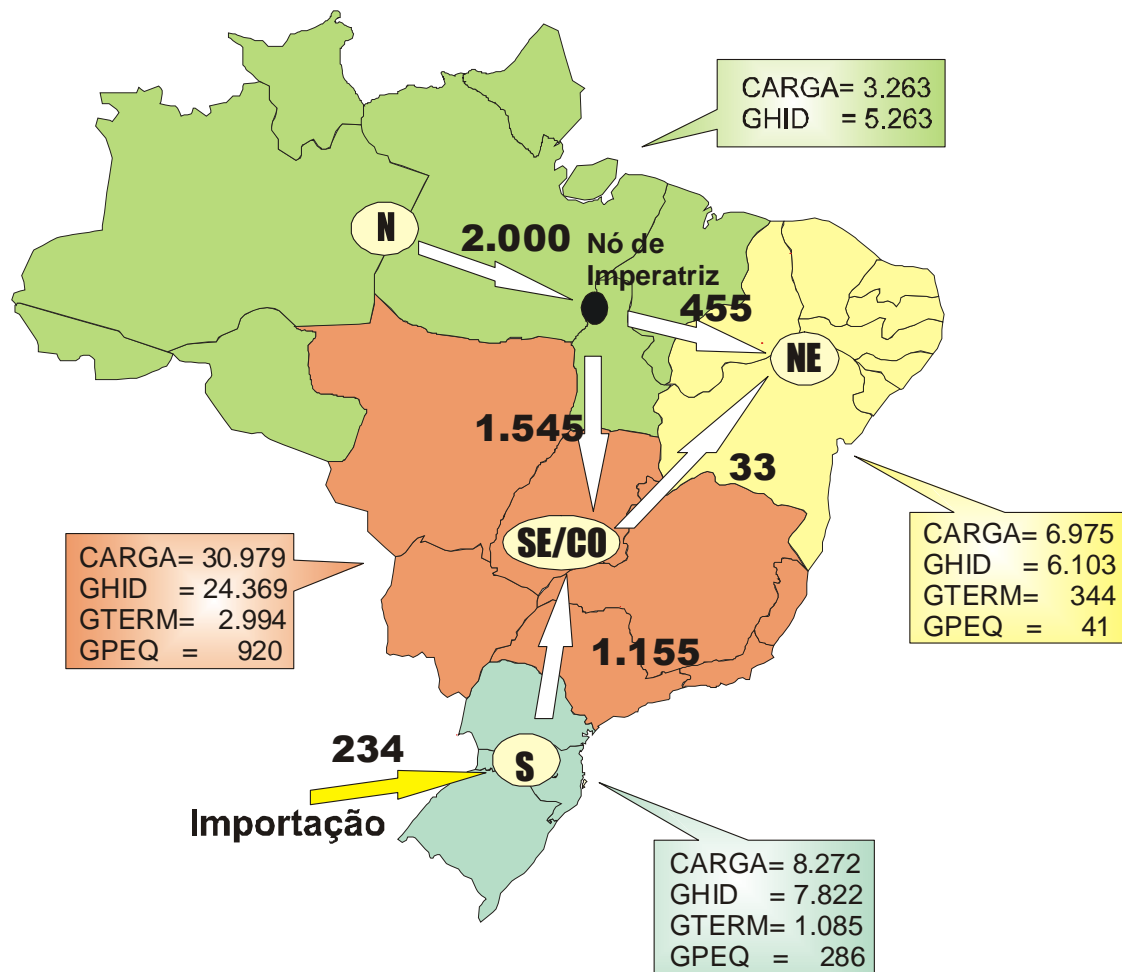
Tabela 2.13 – Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)

Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) - Valores Médios - PMO Março/2006											
Mês	Ano	SE/CO	S	NE	N	Mês	Ano	SE/CO	S	NE	N
Jan		-	-	-	-	Jan		134,13	153,24	123,43	153,74
Fev		-	-	-	-	Fev		102,16	117,99	88,20	96,92
Mar		58,75	54,08	42,88	42,15	Mar		97,17	114,34	82,06	84,17
Abr		56,97	58,96	41,08	39,59	Abr		136,70	152,51	105,31	106,98
Mai		59,98	96,76	45,05	35,93	Mai		150,28	157,74	130,34	130,06
Jun		61,52	82,28	50,55	60,22	Jun		176,45	176,55	164,14	177,01
Jul	2006	61,90	131,20	57,76	71,70	Jul	2009	181,24	182,64	184,51	240,43
Ago		64,43	94,92	68,17	94,63	Ago		189,69	186,21	211,93	277,01
Set		67,98	75,17	82,52	108,09	Set		196,95	177,06	266,15	281,27
Out		75,77	77,55	111,05	126,86	Out		192,51	170,95	307,06	265,61
Nov		88,47	91,56	127,18	163,59	Nov		197,82	188,32	275,72	280,40
Dez		92,89	93,62	95,77	115,74	Dez		204,92	210,80	204,67	263,48
Média		-	-	-	-	Média		163,34	165,70	178,63	196,42
Jan		105,35	110,50	94,36	88,26	Jan		186,32	199,50	162,84	195,27
Fev		83,62	89,75	53,85	33,18	Fev		185,24	198,02	159,53	166,57
Mar		85,89	91,64	40,71	23,66	Mar		158,75	172,30	133,05	128,89
Abr		112,76	119,74	46,63	22,91	Abr		165,55	172,26	134,22	132,63
Mai		122,54	124,87	79,04	52,55	Mai		159,68	157,32	153,14	147,49
Jun		124,41	116,70	111,86	115,62	Jun		175,21	166,36	170,12	178,31
Jul	2007	116,76	110,11	110,58	127,98	Jul	2010	195,26	189,57	210,74	231,16
Ago		117,60	113,44	114,90	140,66	Ago		193,71	181,10	235,12	252,88
Set		127,61	112,49	127,28	152,20	Set		213,47	199,26	305,38	291,50
Out		139,31	115,04	134,72	149,69	Out		207,69	184,53	370,32	289,25
Nov		138,90	126,04	128,55	141,00	Nov		214,18	200,27	353,09	303,06
Dez		109,95	111,01	101,21	109,30	Dez		162,71	166,17	182,74	231,35
Média		115,39	111,78	95,31	96,42	Média		184,81	182,22	214,19	212,36
Jan		97,53	102,78	76,62	92,05						
Fev		92,50	101,01	70,05	78,66						
Mar		106,30	115,94	79,33	82,16						
Abr		135,51	142,66	95,12	93,42						
Mai		138,80	139,82	122,82	120,40						
Jun		154,89	148,88	142,57	156,05						
Jul	2008	169,89	160,65	166,74	194,80						
Ago		165,17	154,96	171,08	210,71						
Set		164,96	142,57	198,89	214,68						
Out		156,17	128,37	222,78	191,40						
Nov		162,57	151,78	215,79	203,67						
Dez		126,69	135,56	125,33	144,66						
Média		139,25	135,42	140,59	148,56						

2.2.3. BALANÇO ENERGÉTICO

A Figura 2.9 apresenta o balanço de energia resultante da simulação do PMO. 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.

Figura 2.9 – Balanço Energético (MWmed)



3. PREÇO MÉDIO DO MAE

Para determinação do preço MAE são utilizados os programas NEWAVE e NEWDESP.

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 do MAE por patamar de carga para cada submercado.

Por ocasião da elaboração do PMO são definidos os preços 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 preço MAE por submercado 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 MAE semanais para fevereiro e março/2006, e o histórico de preços médios mensais de 2005 e 2006, publicados pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE.

Tabela 3.1 – Preços Semanais do MAE – Fevereiro e Março/2006

PREÇOS MAE - 2006 (R\$/MWh)		SUDESTE/CO			SUL			NORDESTE			NORTE		
Patamares de Carga		Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve
FEVEREIRO	Sem 1 28/01 a 03/02	68,78	68,78	66,75	68,78	68,78	66,75	34,32	34,10	34,10	34,32	34,10	34,10
	Sem 2 04/02 a 10/02	62,84	62,72	57,13	62,84	62,72	60,15	37,62	37,62	37,37	16,92	16,92	16,92
	Sem 3 11/02 a 17/02	86,64	86,54	82,97	86,64	86,54	82,97	45,04	45,04	44,74	45,04	45,04	44,74
	Sem 4 18/02 a 24/02	37,78	36,54	33,04	54,10	54,10	53,07	30,73	30,73	30,53	30,73	30,73	30,53
MARÇO	Sem 1 25/02 a 03/03	40,00	38,93	36,78	43,56	43,36	42,67	40,00	40,00	39,74	16,92	16,92	16,92
	Sem 2 04/03 a 10/03	40,60	40,02	37,85	45,06	45,06	43,75	40,27	40,02	39,76	16,92	16,92	16,92
	Sem 3 11/03 a 17/03	16,92	16,92	16,92	45,36	45,36	43,91	39,27	39,27	39,01	16,92	16,92	16,92
	Sem 4 18/03 a 24/03	16,92	16,92	16,92	42,09	42,09	41,08	32,67	32,67	32,67	16,92	16,92	16,92
	Sem 5 25/03 a 31/03	39,35	38,12	34,37	39,69	39,69	38,65	31,16	30,95	30,95	31,16	30,95	16,92

Tabela 3.2 – Preço Médio do MAE – Histórico Mensal 2005/2006

Preços MAE (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

4. GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS x 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 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 Portaria MME nº 153, de 30 de março de 2005.

A Figura 4.1 apresenta a comparação entre a disponibilidade contratual de energia do sistema (garantia física) e o mercado de energia.

Para a projeção de mercado, a partir de jan de 2011 até dez 2015, foi utilizado o mercado oficial da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, acrescido da carga da ANDE. Já para a disponibilidade de energia, foi mantida a configuração de dezembro de 2010 do PMO.

Pela figura 4.1 observa-se que já em março de 2010 ocorre uma diferença e o mercado fica a descoberto em aproximadamente 200 MWmed. Essa diferença acentua-se a partir de outubro de 2010, quando o mercado de energia descola-se completamente da linha de garantia física, evidenciando então a real necessidade de acréscimo de energia no sistema.

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
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
ITUIQUIRA I	SE/CO	UHE	42,2
ITUIQUIRA 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
PAULISTAS	SE/CO	UHE	48,8
PEDRA DO CAVALO	NE	UHE	56,4

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

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
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	-	920,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	SUL	-	286,0
PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS	NE	-	41,0
TOTAL			46.781,0

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/G	NE	Bicombustível	307,2
CAMAÇARI G	NE	Gás Natural	229,8
CAMPO MAIOR	NE	Diesel	9,9
CAMPOS (ROBERTO da SILVEIRA)	SE/CO	Gás Natural	20,9
CANDIOTA 3 (P.MEDICI 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
COCAL	SE/CO	Biomassa	18,8
CRATO	NE	Diesel	9,9
CUBATÃO (CCBS)	SE/CO	Bicombustível	234,6
CUIABA M. 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

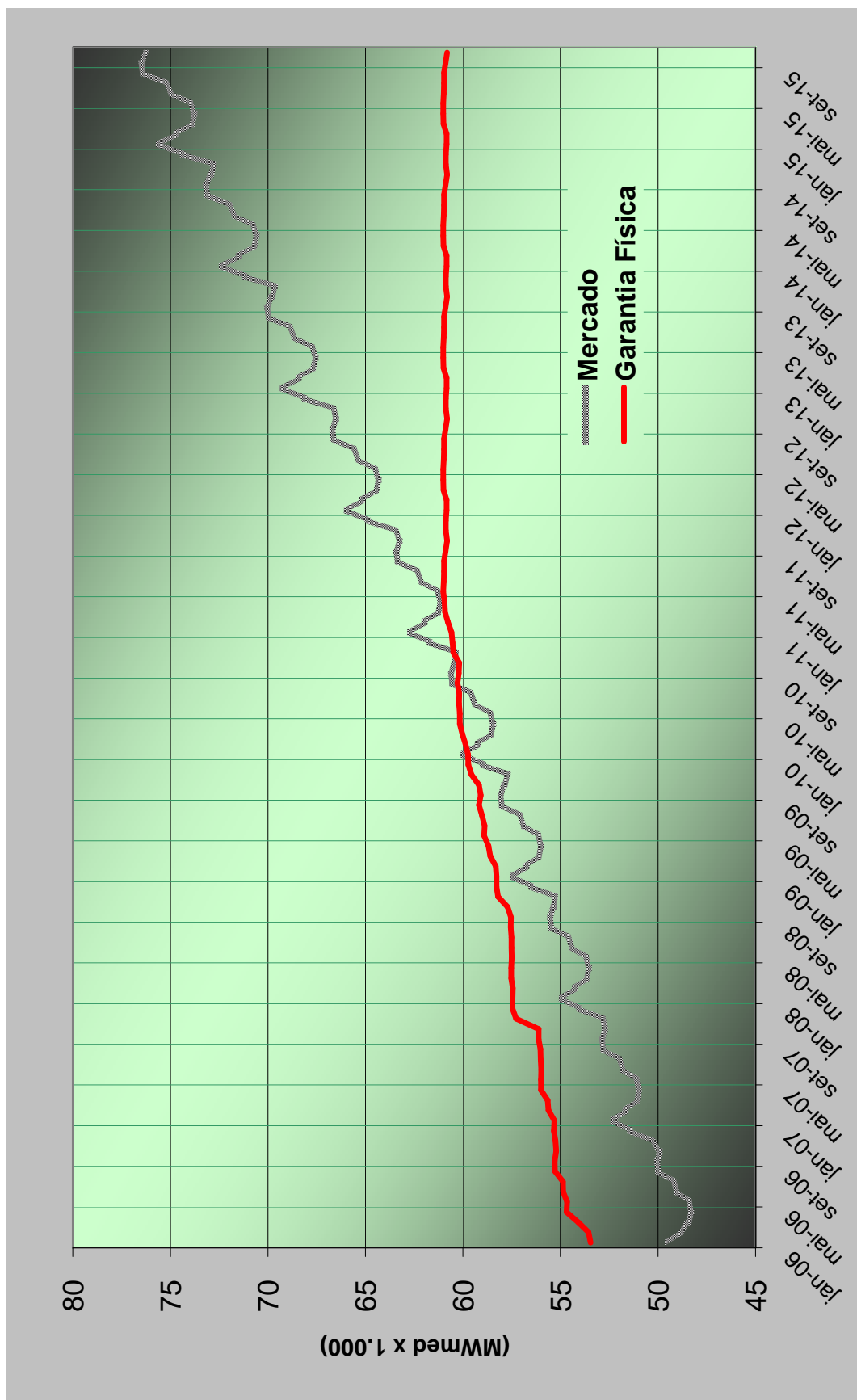
Tabela 4.2 – Garantia Física de UTEs – cont.

<i>Usina</i>	<i>Subsistema</i>	<i>Fonte</i>	<i>Garantia Física (MWmédio)</i>
LASA	SE/CO	Biomassa	1,2
MACAE 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
NUTEPA	SUL	Óleo Comb.	6,1
P.MEDICI A	SUL	Carvão	68,1
P.MEDICI B	SUL	Carvão	183,4
PECEM (ENGUIA PECÉM)	NE	Diesel	11,1
PIE-RP	SE/CO	Biomassa	20,9
PIRATININGA	SE/CO	Gás Natural	175,3
S.JERONIMO	SUL	Carvão	12,6
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
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
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			12.608,7

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	240,8
ARGENTINA 1B	SUL	Importação	14,9
ARGENTINA 2A	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2B	SUL	Importação	26,4
ARGENTINA 2C	SUL	Importação	52,7
ARGENTINA 2D	SUL	Importação	13,2
TOTAL			400,7

Figura 4.1 - Garantia Física x Mercado



5. EQUIPE TÉCNICA

Paulo Cesar Magalhães Domingues - EPEE

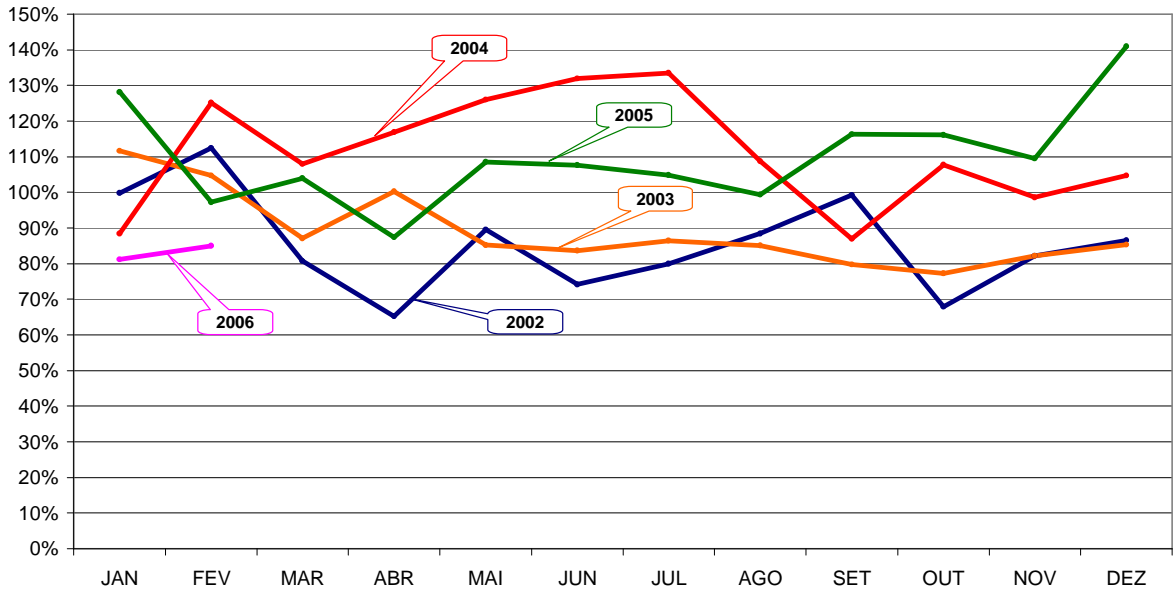
Isabela dos Reis Costalonga – EPEE

Luiz Cláudio de Oliveira Coutinho - EPEE

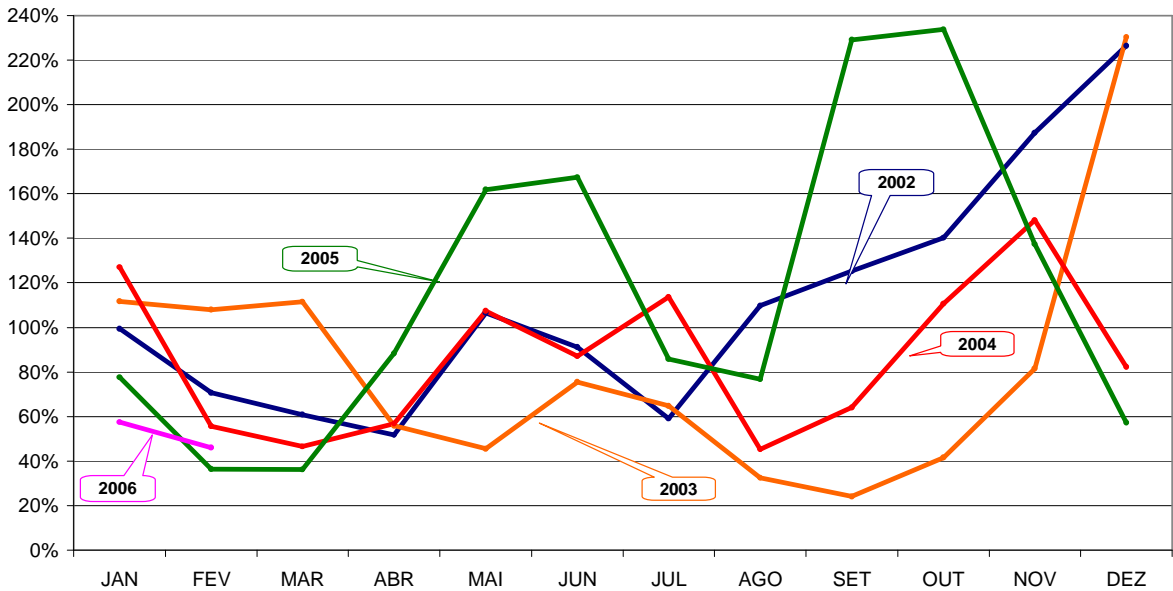
Vania Maria Ferreira – EPEE

ANEXO I
HISTÓRICO DE ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO SI

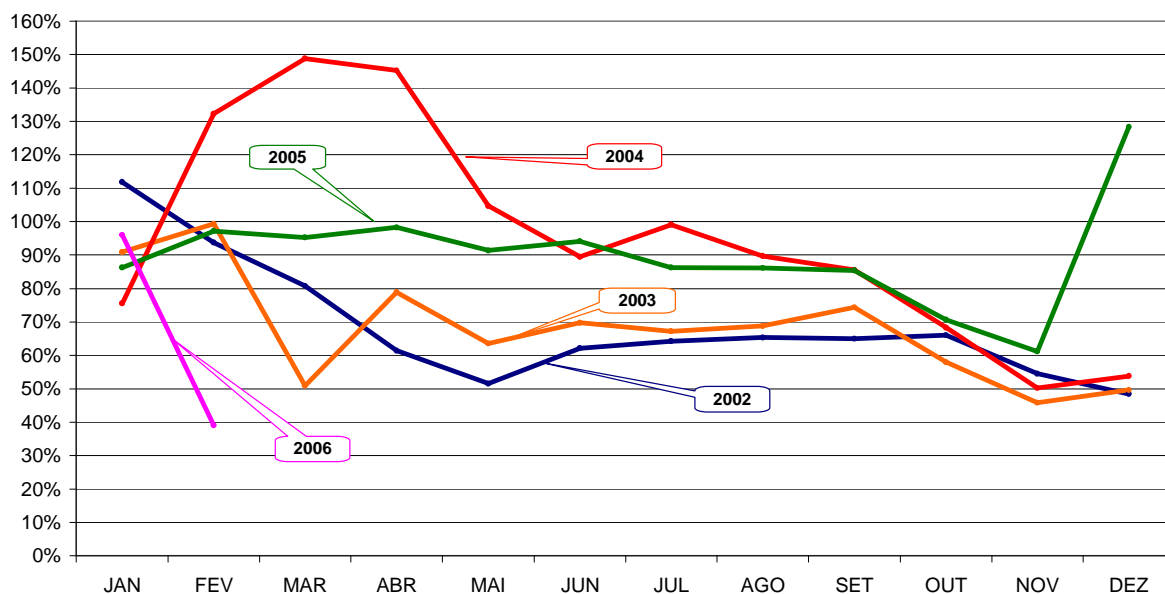
ANEXO I.1
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUDESTE/CENTRO-OESTE - % MLT



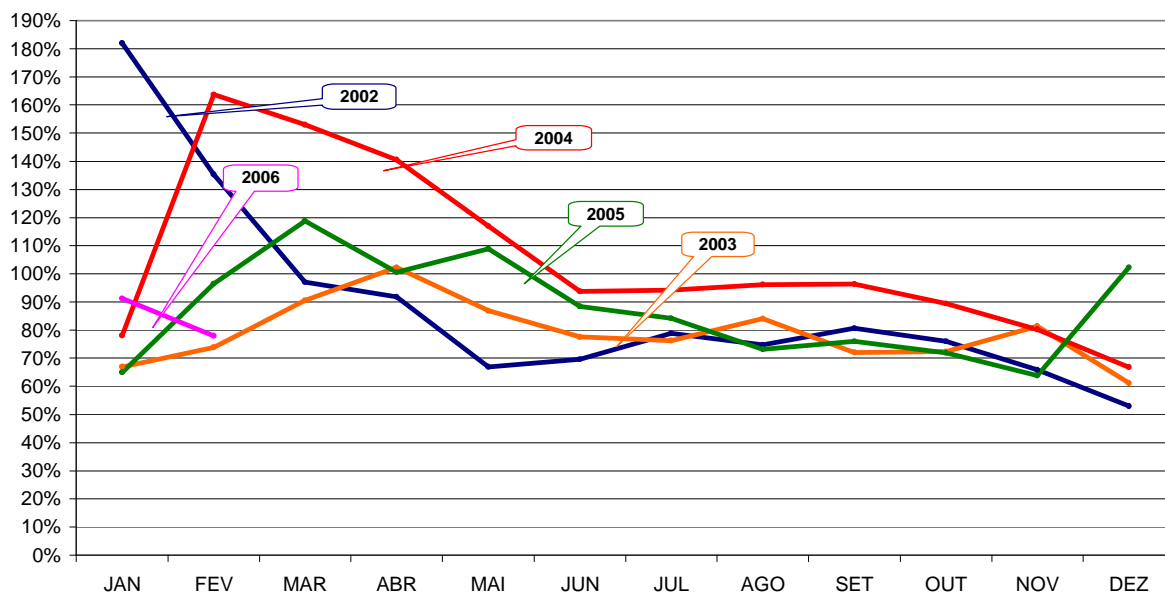
ANEXO I.2
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - SUL - % MLT



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

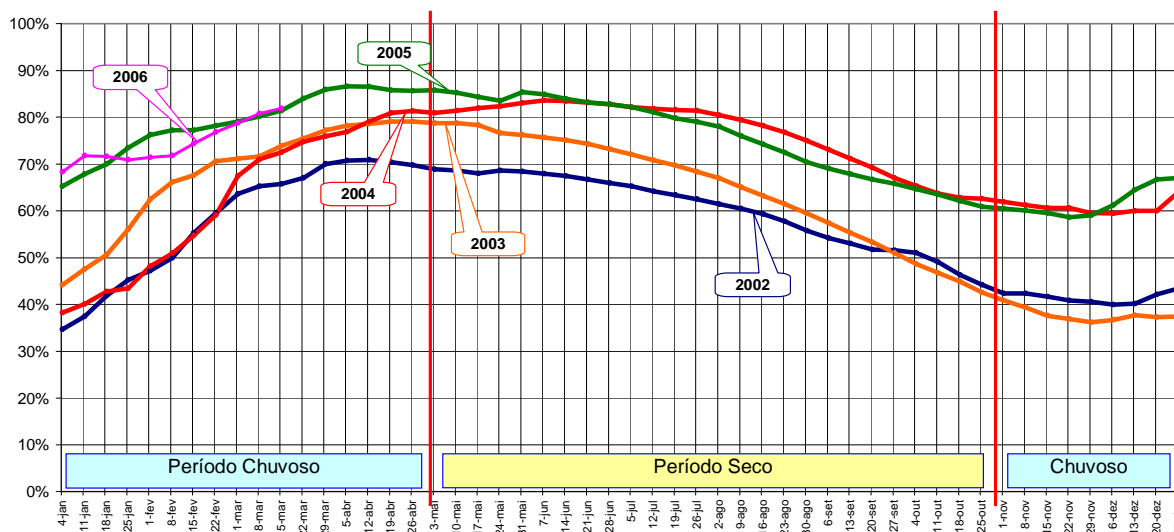


ANEXO I.4
ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES - NORTE - % MLT

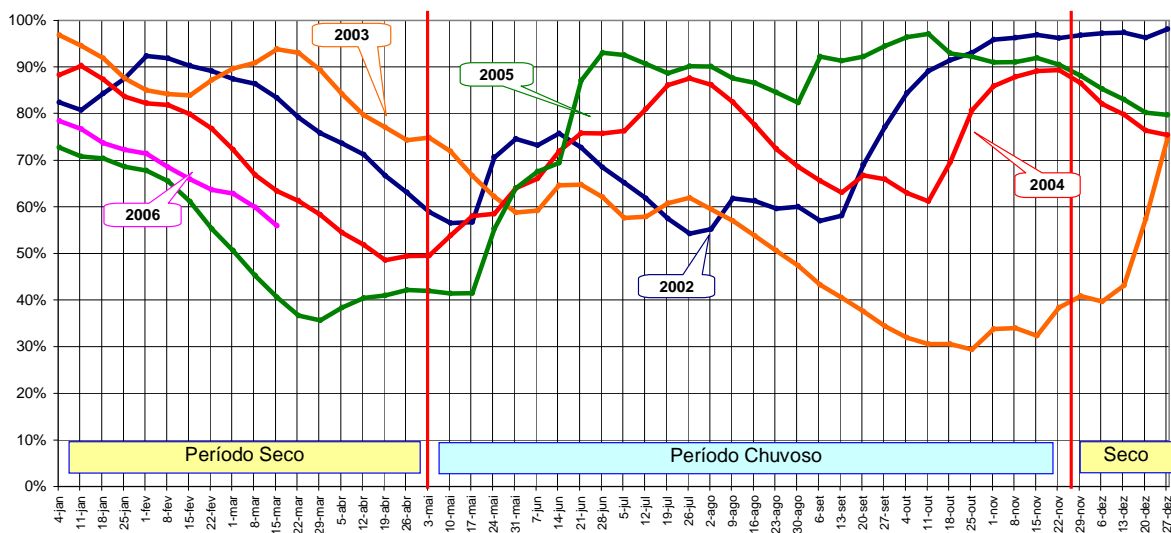


ANEXO II
HISTÓRICO DE ENERGIAS ARMAZENADAS NO SIN

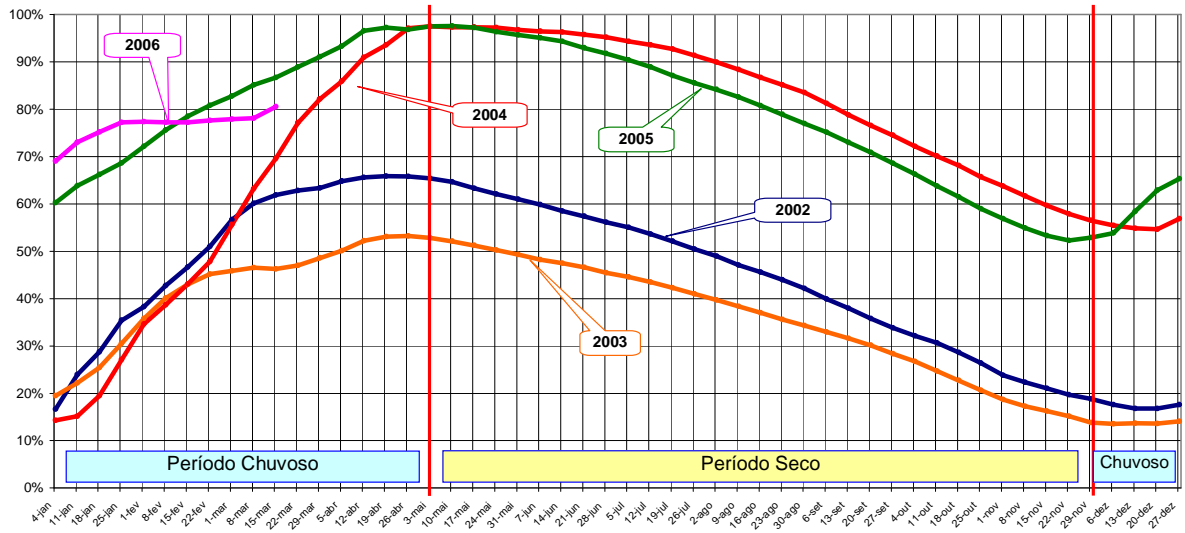
ANEXO II.1 ENERGIAS ARMAZENADAS - SUDESTE/CENTRO-OESTE - %EARmáxima



ANEXO II.2 ENERGIAS ARMAZENADAS - SUL - %EARmáxima



ANEXO II.3
ENERGIAS ARMAZENADAS - NORDESTE - %EARmáxima



ANEXO II.4
ENERGIAS ARMAZENADAS - NORTE - %EARmáxima

