

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Engenharia de Sistemas

**Uma Política Operativa a Usinas
Individualizadas para o Planejamento
da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional**

Aluno: Thyago Carvalho Marques

Orientador: Prof. Dr. Secundino Soares Filho

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Secundino Soares Filho - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Wagner da Silva Lima - EEEEC/UFG

Prof(a). Dr(a). Luciana Martinez - DEE/UFBA

Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa - FEC/UNICAMP

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Takaaki Ohishi - FEEC/UNICAMP

Tese de Doutorado submetida à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, para preenchimento dos requisitos exigidos para a obtenção do título de DOUTOR em Engenharia Elétrica.

Campinas, 07 de Dezembro de 2006

SP-Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

M348p Marques, Thyago Carvalho
Uma política operativa a usinas individualizadas para
planejamento da operação energética do sistema interligado
nacional. / Thyago Carvalho Marques. – Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Secundino Soares Filho
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistema de energia elétrica. 2. Usinas hidrelétricas.
3. Sistemas de energia elétrica hidrotérmico. 4. Simulação
(Computadores). 5. Otimização matemática. 6. Controle preditivo.
I. Soares Filho, Secundino. II. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
IV. Título.

Título em Inglês: An operational policy for the mid term hydrothermal
scheduling of the Brazilian interconnected power system
Palavras-chave em Inglês: Electrical energy system, Hydrothermal scheduling,
Simulation model, Optimization model,
Predictive control
Área de concentração: Engenharia de Sistemas
Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica
Banca Examinadora: Wagner da Silva Lima, Luciana Martinez
Paulo Sérgio Franco Barbosa, Luiz Carlos Pereira da Silva
Takaaki Ohishi
Data da defesa: 07/12/2006

Ao SENHOR JESUS CRISTO, meu DEUS,
à minha querida esposa Janaína Helena,
aos meus pais Wilmar e Vera e ao meu irmão Flávio.

A realização deste trabalho fez-se possível com o apoio financeiro do **Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq**, entidade governamental brasileira promotora do desenvolvimento científico e tecnológico.

Agradecimentos

A DEUS por me guiar em todas as etapas de minha vida e nos momentos difíceis que deparei para concluir esse trabalho.

Ao professor Secundino Soares Filho pela orientação, idéias e apoio.

À minha esposa Janaína por ter aprendido e vivenciado o sentido do amor, respeito, espera, confiança, admiração, dedicação mudando minha maneira de pensar e ser.

Aos meus pais, meu irmão e a toda minha família que sempre me apoiaram, não medindo esforços, em todas etapas de minha vida, esbanjando muito amor, carinho e respeito.

À minha sogra Marta e meu sogro Juarez e as minhas cunhadas Janine e Daniela que fazem parte de minha família.

Aos meus amigos do COSE, Adriano, André, Anibal, Arce, Erinaldo, Joaquim, Ivette, Leonardo, Makoto, Marcão, Marcelo, Mônica, Oderson, Ricardo, Sandrinha, Thaís pelas conversas, reflexões, desabafos, esportes, caronas, almoços no “bandex”, ajudas no desenvolvimento do software e depuração de erros, e estudos de caso.

Ao casal Mário Becker e Dona Lúcia por ter me recebido muito bem em sua casa, a qual fiz morada por dois anos e meio aqui em Campinas.

Aos meus amigos Alonso, Silvano, Marcos e Day, Rogério e Sandra, Eliel e Rúbia, César e Fernanda, Serginho e Keila, Caio e Kedla, Lelinha e Clarinha por fazerem parte de minha vida.

Aos meus amigos Cássio, Gélson e Wagner da UFG.

À secretária do DENSIS, Márcia, pela atenção e colaboração. E ao pessoal da CPG.

Aos professores Wagner, Luciana, Paulo Sérgio, Luiz Carlos e Takaaki que formaram a banca examinadora desse trabalho. E a todos aqueles que, de alguma forma, direta ou indiretamente, ajudaram na minha tarefa.

*“Eu não sei o caminho para o sucesso, mas sem dúvida o caminho para o fracasso
é agradar a todos.”*

John Kennedy

Resumo

Este trabalho apresenta uma política para a operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), baseada na representação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas, na representação detalhada das características de operação dessas usinas, e na representação indireta da estocasticidade das vazões através de modelo de previsão. Essas características diferem a política operativa proposta daquela em vigor no setor elétrico brasileiro, que se baseia na modelagem equivalente de sistemas hidrotérmicos interligados. Diversos estudos de caso são apresentados com o intuito de avaliar o desempenho dessa política, desde o caso de sistemas hidrotérmicos simples com uma única usina até o caso completo do SIN sob condições reais. Para esse último caso, um procedimento de ajuste da operação foi implementado para assegurar o atendimento do mercado com as restrições de intercâmbio entre os subsistemas. Análises de sensibilidade foram realizadas em relação a restrições de intercâmbio, inflexibilidade das usinas termelétricas, a importância de algumas usinas hidrelétricas e mercado.

Palavras-chave: Sistemas de energia elétrica, planejamento da operação, modelo de simulação, modelo de otimização, controle preditivo.

Abstract

This work presents an operational policy for the mid term hydrothermal scheduling of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS) based on the individual representation of the hydro and thermo power plants, the detailed representation of the plants' features and the indirect representation of the inflow stochasticity through a forecasting model. These characteristics differs the operational policy which is in use nowadays in BIPS, which is based on four interconnected subsystems represented by composite reservoirs. Several case studies are presented to evaluate the performance of the operational policy, from the simple case with a single hydro plant system to the complete case of the whole BIPS under real conditions. For this last case an operational adjustment procedure was implemented to assure the market attendance considering interchange constraints between the subsystems. Sensitivity analyses have been done with respected to interchange, minimum thermal generation, market, importance of hydro plants and system dimension.

Keywords: Electrical energy system, hydrothermal scheduling, simulation model, optimization model, predictive control.

Conteúdo

Resumo	vi
Abstract	vii
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xviii
Abreviaturas	xx
Lista de Símbolos	xxiii
1 Introdução	1
1.1 Objetivos do Trabalho	2
1.2 Organização do Trabalho	2
2 A Energia e o Sistema Interligado Nacional	3
2.1 A Energia	3
2.1.1 O Desenvolvimento	4
2.1.2 O Meio Ambiente	7
2.1.3 Energia Elétrica no Mundo	9
2.2 Sistema Interligado Nacional	11
2.2.1 Antecedentes	11
2.2.2 Parque Instalado	14
2.2.3 Sistema Elétrico	17

2.2.4	Potencialidades	19
2.3	Comentários Adicionais	22
3	Cadeia de Coordenação Hidrotérmica	23
3.1	Metodologia em Vigor	26
3.1.1	Considerações sobre a Técnica de Solução	28
3.1.2	Considerações sobre a Modelagem Equivalente	29
3.2	Metodologia em Desenvolvimento na UNICAMP	30
3.3	Planejamento da Operação Energética	31
3.4	Modelo de Otimização HydroMax	32
3.4.1	Formulação Matemática	33
3.5	Modelo de Previsão de Vazões Afluentes	35
3.6	Modelo de Simulação HydroSim LP	37
3.6.1	Formulação Matemática	37
3.7	Comentários Adicionais	40
4	A Política Operativa Proposta	41
4.1	Controle Preditivo no Planejamento da Operação Energética	42
4.2	Condições de Contorno	44
4.3	Controle Preditivo para o SIN	47
4.3.1	1ª Etapa: Eliminação de Sobras de Energia do SIN	50
4.3.2	2ª Etapa: Cálculo do Despacho Econômico Térmico	55
4.3.3	3ª Etapa: Cálculo do Balanço de Energia entre Subsistemas	57
4.3.4	4ª Etapa: Determinação dos Intercâmbios	59
4.3.5	5ª Etapa: Ajuste da Solução	66
4.4	Comentários Adicionais	68

<i>Conteúdo</i>	x
5 Estudos de Caso	70
5.1 Sistema com uma UHE	70
5.2 Sistema Interligado Nacional	75
5.2.1 Caso Puro	76
5.2.2 Caso Base	79
5.2.2.1 Sudeste/Centro-Oeste	90
5.2.2.2 Sul	94
5.2.2.3 Nordeste	98
5.2.2.4 Norte	100
5.2.3 Análise de Sensibilidade	105
5.2.3.1 Limites de Intercâmbio	106
5.2.3.2 Mercado	112
5.2.3.3 Inflexibilidade Térmica	114
5.2.3.4 Importância das UHE	115
5.2.3.5 Dimensão do Sistema	118
6 Conclusões	123
Referências	126
Apêndice A – Dados de Usinas Térmicas	133
Apêndice B – Sistematização dos Dados Reais Considerados	135
Apêndice C – Técnica de Controle Preditivo	138
Apêndice D – Critério de Ajuste	143
Apêndice E – Intercâmbios	145

E.1	SUL para IVAIPORÃ	145
E.2	SE/CO para IVAIPORÃ	145
E.3	Itaipu para SE/CO	146
E.4	NE para SE/CO	146
E.5	NE para Imperatriz	147
E.6	SE/CO para NE	148
E.7	Ivaiporã para Sul	148
E.8	Ivaiporã para SE/CO	149
E.9	SE/CO para Imperatriz	150
E.10	Norte para Imperatriz	150
E.11	Imperatriz para SE/CO	151
E.12	Imperatriz para Norte	152
E.13	Imperatriz para Nordeste	153
Apêndice F – Interface do Software		159

Lista de Figuras

1	Consumo Mundial de Energia entre 1980 e 2004 (EIA, 2006f) - em Quadrilhão (10^{15}) de BTUs	4
2	Relação entre o PIB e o consumo per capita de energia (EIA, 2006f)	5
3	Relação entre o IDH e o consumo de energia per capita (NATIONS, 2001)	6
4	Participação das fontes primárias de energia na produção mundial total (EIA, 2006e)	9
5	Consumo de energia elétrica relativo as fontes de geração durante o ano de 2004 (EIA, 2006b)	10
6	Matriz Energética Brasileira (MME, 2006)	16
7	Capacidade Instalada no SIN em 2006 (ANEEL, 2006)	17
8	Fontes de energia utilizadas na geração de energia elétrica no Brasil e no Mundo (EIA, 2006b)	18
9	Comparação entre o SIN e a EUROPA (ONS, 2006)	18
10	Bacias Hidrográficas Brasileiras (ANEEL, 2006)	19
11	Aproveitamento das Bacias Hidrográficas Brasileiras (ANEEL, 2006)	20
12	Energia Natural Afluente por Região	20
13	Vazão Natural Afluente a Furnas	21
14	Representação Esquemática de um Sistema Hidrotérmico	23
15	Representação esquemática da cadeia de coordenação hidrotérmica em vigor no SEB	27
16	Representação esquemática da cadeia de coordenação hidrotérmica da UNICAMP .	31
17	Representação da equação de balanço hidráulico da usina i no intervalo t	38
18	Estratégia do controle preditivo	43
19	Estrutura de funcionamento do controle preditivo	44

20	Armazenamento ótimo de usinas hidrelétricas do SIN para o histórico	45
21	Representação do horizonte de otimização ao longo do processo de simulação	46
22	Efeitos da variação do mercado no volume do sistema	48
23	Efeitos da variação do mercado na turbinagem do sistema	48
24	Mapa da integração eletroenergética (ONS, 2006)	49
25	Etapas de funcionamento do módulo de ajuste do planejamento da operação energética	50
26	Situação do SIN em que há sobra de energia	51
27	Redução da geração através do aumento do nível de armazenamento	51
28	Esquema do processo de redução de geração hidráulica	52
29	Redução da geração através do vertimento turbinável	53
30	Esquema do processo de vertimento turbinável	54
31	Situação do sistema depois de eliminar as sobras de energia	55
32	Situação do sistema em que não há sobra de energia	56
33	Composição da sobra de energia, despacho térmico e energia armazenada	58
34	Esquema representativo das interconexões entre os subsistemas.	59
35	Interconexões entre os subsistemas representado como um fluxo em redes.	60
36	Fluxo de energia entre os subsistemas no exemplo 1	64
37	Fluxo de energia entre os subsistemas no exemplo 2	66
38	Aumento da geração através da redução do nível de armazenamento	67
39	Decisão de turbinagem em maio em função do nível de armazenamento	72
40	Decisão de turbinagem em novembro em função do nível de armazenamento	72
41	Trajetória de armazenamento da UHE Furnas (1950-1960)	74
42	Energia armazenada versus CMO (1931 a 2005)	77
43	Curva de permanência de geração hidráulica	78
44	Energia Armazenada entre o OD e o CP para a MLT	78

45	Energia Armazenada entre o OD e o CP para o Histórico (1994 a 2005)	79
46	Limites máximos de transmissão de energia entre os subsistemas	81
47	Energia armazenada do SIN	82
48	Média anual das vazões naturais afluentes da UHE Itaipu	83
49	Curva de permanência de geração	84
50	Sobra de energia	85
51	Curva de permanência da sobra de energia	86
52	Sobra de energia armazenada e vertida	86
53	Energia térmica despachada por ordem de mérito - caso base	87
54	Curva de permanência da energia térmica despachada	89
55	Custo total de operação (1931-2005)	90
56	Energia armazenada do SE/CO	91
57	Ajuste de geração de energia do SE/CO	92
58	Custo marginal de operação do SE/CO	93
59	Curva de permanência do CMO do SE/CO	94
60	Energia armazenada do SUL	95
61	Ajustes de aumento de geração de energia do SUL	96
62	Ajustes de redução de geração de energia do SUL	97
63	Curva de permanência de ajustes na geração de energia do SUL	97
64	Custo marginal de operação do SUL	98
65	Curva de permanência do CMO do SUL	99
66	Energia armazenada do NE	100
67	Ajuste de geração de energia do NE	101
68	Custo Marginal de Operação do NE	102
69	Curva de permanência do CMO do NE	103

70	Energia armazenada do NORTE	103
71	Ajustes de geração de energia do NORTE	104
72	Curva de Permanência de ajustes na geração de energia do NORTE	104
73	Custo marginal de operação do NORTE (1931-2005)	105
74	Curva de permanência do CMO do NORTE	106
75	Curva de permanência de geração hidráulica com e sem limites de intercâmbio	107
76	Energia armazenada do SE/CO	108
77	Energia armazenada do SUL	109
78	Energia armazenada do NE	110
79	Energia armazenada do Norte	111
80	Limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas para o ano de 2008	112
81	Energia armazenada com os novos limites de intercâmbio	113
82	Curva de permanência de geração hidráulica com os novos limites de intercâmbio	114
83	Energia armazenada com mercado 5% maior	115
84	Curva de permanência de geração hidráulica com mercado maior	116
85	Energia armazenada do estudo base e sem geração térmica inflexível	117
86	Curva de Permanência de geração hidráulica do caso base, com e sem inflexibilidade térmica	118
87	Energia armazenada com os reservatórios mais importantes	119
88	Curva de Permanência de geração hidráulica do caso base com UHE's mais importantes	120
89	Volume Armazenado de Furnas (1931 a 2005)	121
90	Curva de custo marginal de geração térmica das usinas	134
91	Curva de custo marginal de geração térmica das usinas e ajuste linear	134
92	Sistematização dos dados reais considerados	135
93	Apresentação da tela principal do TermoData	136
94	Apresentação das unidades geradoras das UTE's e os dados dinâmicos	137

95	Definições básicas do MPC (adaptado de Camacho e Bordons (2004))	139
96	Estrutura básica de um controlador preditivo	140
97	Determinação das parcelas de correção entre UHEs e UTEs	143
98	Intercâmbio Sul - Ivaiporã	146
99	Intercâmbio SE/CO - Ivaiporã	147
100	Intercâmbio Itaipu - SE/CO	148
101	Intercâmbio NE - SE/CO	149
102	Intercâmbio NE - Imperatriz	150
103	Intercâmbio SE/CO - NE	151
104	Intercâmbio Ivaiporã - Sul	152
105	Intercâmbio Ivaiporã - SE/CO	153
106	Intercâmbio SE/CO - Imperatriz	154
107	Intercâmbio Norte - Imperatriz	155
108	Intercâmbio Imperatriz - SE/CO	156
109	Intercâmbio Imperatriz - NORTE	157
110	Intercâmbio Imperatriz - Nordeste	158
111	Visualização dos intercâmbios entre os subsistemas	160
112	Gráfico da composição da geração por subsistema	161
113	Principais estatísticas calculadas	162
114	Energia armazenada por subsistema	163
115	Balço de energia do SIN	164
116	Energia vertida total	165
117	Energia vertida turbinável	166
118	Evolução da utilização das linhas de intercâmbio	167
119	Composição das sobras de energia	168

120	Histórico do despacho econômico por ordem de mérito por instante de tempo	169
121	Evolução do custo marginal de operação por instante de tempo e por subsistema . .	170
122	Evolução do custo total de operação do sistema por instante de tempo	171

Lista de Tabelas

1	População e consumo de energia em alguns países em 2000 (EIA, 2006f) (EIA, 2006d) (EIA, 2006c)	5
2	Alguns problemas ambientais, suas causas e grupos sociais afetados (GOLDEMBERG, 1998)	7
3	Emissão de CO ₂ a partir da queima de combustíveis fósseis durante o ano 2004 (EIA, 2006a)	8
4	Participação das fontes primárias de energia na produção mundial total (EIA, 2006b)	10
5	Síntese Evolutiva do SEB	15
6	Empreendimentos em operação - Out/06 (ANEEL, 2006)	15
7	Empreendimentos em construção - Out/06 (ANEEL, 2006)	16
8	Matriz de Energia Elétrica Brasileira - Out/06 (ANEEL, 2006)	16
9	Resumo da Matriz de Energia Elétrica Brasileira - Out/06 (ANEEL, 2006)	17
10	Exemplo de um despacho econômico por ordem de mérito	57
11	Descrição dos códigos dos subsistemas	62
12	Dados da UHE Furnas	71
13	Estatísticas das políticas operativas	73
14	Estatísticas de geração hidráulica do CP puro	77
15	Mercado de energia do SIN	79
16	Geração térmica mínima do SIN	80
17	Limites de transmissão de energia entre os subsistemas do SIN	80
18	Geração de energia	83
19	Sobra de energia	84

20	Sobra de energia armazenada e vertida - caso base	87
21	Despacho econômico por ordem de mérito em novembro/1944	88
22	Energia térmica disponível, despachada e corte de carga em novembro/1944 - caso base	88
23	Estatísticas dos ajustes de geração no SE/CO	92
24	Estatísticas do custo marginal de operação no SE/CO	94
25	Estatísticas dos ajustes de geração no SUL	96
26	Estatísticas do CMO no SUL	99
27	Estatísticas dos ajustes de geração no NE	100
28	Estatísticas do CMO no NE	101
29	Estatísticas dos ajustes de geração no NORTE	105
30	Estatísticas do CMO no NORTE	106
31	Geração hidráulica do SIN com e sem intercâmbio	106
32	Limites máximos e o novo limite de intercâmbio de energia entre os subsistemas . .	109
33	Estatísticas entre a operação do estudo base e expansão dos limites de intercâmbio .	111
34	Estatísticas entre a operação do estudo base e um mercado 5% maior	114
35	Estatísticas de sobras de energia entre o estudo base e um mercado 5% maior	116
36	Estatísticas com e sem inflexibilidade térmica	118
37	Estatísticas entre a operação do estudo base e as principais UHE	120
38	Estatísticas do reservatório da UHE Furnas em sistemas com diferentes dimensões .	122
39	Produtividade média, geração e desvio padrão da UHE de Furnas	122
40	Aplicações Comerciais de MPC	141
41	Aplicações Comerciais de NMPC	142

Abreviaturas

ANDE : Administração Nacional de Eletricidade do Paraguai

ANEEL : Agência Nacional de Energia Elétrica

ANFIS : Sistema de Inferência Nebulosa Adaptativa

AR : Auto-Regressivo

BTU : Unidade Térmica Britânica

CCEE : Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCPE : Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

CEEE : Comissão Estadual de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul

CEMIG : Centrais Elétricas de Minas Gerais

CGH : Central Geradora Hidrelétrica

CMO : Custo Marginal de Operação

CP : Controle Preditivo

COPEL : Companhia Paranaense de Energia

DET : Despacho Econômico Termoelétrico

EA : Energia armazenada

EFE : Empresa Fluminense de Energia

EOL : Central Geradora Eolielétrica

EPE : Empresa de Pesquisa Energética

EUA : Estados Unidos da América

Escelsa : Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.

FDA : Fio D'Água

FFE : Fundo Federal de Eletrificação

GCOI : Grupo de Coordenação da Operação Interligada

GCPS : Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos

Gmin : Geração Térmica Mínima inflexível

Gmerito : Geração Térmica por ordem de mérito

HydroLab : Sistema de Apoio a Decisão para o Planejamento Energético

HydroMax : Módulo de Otimização Determinística a usinas individualizadas

HydroSim LP : Módulo de Simulação a usinas individualizadas para longo prazo

HydroSim CP : Módulo de Simulação a usinas individualizadas para curto prazo

HydroDesp : Módulo de Programação da Operação Diária

HydroPrev : Módulo de Previsão de Vazões Afluentes

IDH : Índice de Desenvolvimento Humano

MAE : Mercado Atacadista de Energia

MLT : Média de Longo Termo

MLP : Multi-Layer Perceptron

MPC : Model Predictive Control

MSUI : Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas

N : Subsistema Norte

NA : Nó Artificial

NEWAVE : Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados

NE : Subsistema Nordeste

NMPC : Nonlinear Model Predictive Control

OD : Otimização Determinística

ONS : Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPUS : Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas

PAR : Periódicos Auto-Regressivo

PCH : Pequenas Centrais Hidrelétricas

PD : Programação Dinâmica

PDD : Programação Dinâmica Determinística

PIB : Produto Interno Bruto

PDE : Programação Dinâmica Estocástica

PDEI : Programação Dinâmica Estocástica Independente

PDEM : Programação Dinâmica Estocástica Markoviana

PDED : Programação Dinâmica Estocástica Dual

PL : Problema de Programação Linear

RNN : Redes Neural Nebulosa

SEB : Setor Elétrico Brasileiro

SE/CO : Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

SIN : Sistema Interligado Nacional

SI : Sistema Isolado

SOL : Central Geradora Solar Fotovoltaica

SUL : Subsistema Sul

SUISHI-O : Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas

USELPA : Usinas Elétricas do Paranapanema S.A.

UTE : Usina Termelétrica de Energia

UHE : Usina Hidrelétrica de Energia

UTN : Usina Termonuclear

Lista de Símbolos

MW : Mega Watt

MWh : Mega Watt hora

\overline{MW} : Mega Watt médio

GW : Giga Watt

m : metro

m^3/s : metro cúbico por segundo

hm^3 : hectômetro cúbico

g : aceleração da gravidade

ρ : peso específico da água

h_b : altura bruta do reservatório (m)

h_l : altura líquida do reservatório (m)

pc : perda de carga hidráulica da usina (m)

η : rendimento do conjunto turbina/gerador

$\overline{\eta}$: rendimento médio do conjunto turbina/gerador

k : produtibilidade específica da usina $\frac{MW}{(m^3/s)m}$

T : número de estágios do horizonte de planejamento

ns : número de subsistemas

s : subsistema s

I : número de usinas hidrelétricas do sistema

λ_t : coeficiente de valor presente para o intervalo t

$\Psi_t(\cdot)$: função de custo da usina termelétrica j (\$)

$V(\cdot)$: função de custo associado a estado final dos reservatórios do sistema (\$)

$p_{i,t}$: geração de energia da usina hidroelétrica i durante o intervalo t (\overline{MW})

G_t : geração de energia termelétrica total durante o intervalo t (\overline{MW})

P_t : geração de energia hidroelétrica total durante o intervalo t (\overline{MW})

D_t : mercado a ser atendido durante o período t (\overline{MW})

S_t : sobra de energia durante o período t (\overline{MW})

$x_{i,t}$: volume do reservatório da usina i no final do intervalo t (hm^3)

$x_{i,t}^{med}$: volume médio do reservatório da usina i durante o intervalo t (hm^3)

$h_{li,t}$: altura de queda líquida da usina i durante o intervalo t (m)

$pc_{i,t}$: perda de carga hidráulica da usina i durante o intervalo t (m)

$\bar{x}_{i,t}$: volume máximo do reservatório da usina i no final do intervalo t (hm^3);

$\underline{x}_{i,t}$: volume mínimo do reservatório da usina i no final do intervalo t (hm^3)

$u_{i,t}$: vazão defluente da usina i durante o intervalo t (m^3/s)

$q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t (m^3/s)

$v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t (m^3/s)

$y_{i,t}$: vazão incremental afluyente á usina i durante o intervalo t (m^3/s)

$\phi_i(x)$: polinômio da cota de montante do reservatório da usina i (m)

$\theta_i(u)$: polinômio da cota de jusante do canal de fuga da usina i (m)

Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i

z_{si}^i é o nível de ajuste a ser realizado no subsistema s

1 Introdução

A capacidade de desenvolvimento sócio-econômico de uma determinada região ou país está intrinsecamente condicionado à disponibilidade de energia em suas diferentes formas. Desde a Revolução Industrial, no século XVIII, a humanidade tem necessitado de quantidades crescentes de energia para a manutenção de atividades que compreendem desde necessidades básicas como higiene e lazer, à produção industrial de bens de consumo.

Entre as formas de energia mais importantes para a sustentabilidade das sociedades modernas está a eletricidade. A energia elétrica tem se caracterizado como uma fonte de energia largamente versátil, capaz de ser utilizada em diferentes meios e para diferentes finalidades. Essa versatilidade fez com que sua utilização aumentasse significativamente ao longo das últimas décadas. Consequentemente, os Sistemas de Energia Elétrica (Geração, Transmissão e Distribuição), grandes responsáveis pelo fornecimento de energia consumida nos dias atuais, passaram a ocupar uma posição de fundamental importância em vários países.

Diante disso, os Sistemas Elétricos de Potência apresentam grande porte, possuindo um número elevado de usinas, milhares de quilômetros de linhas de transmissão, além de uma infinidade de subestações e centros de controle. A grande complexidade e os elevados custos envolvidos na construção e na gestão de todos esses equipamentos têm sido responsáveis por significativos esforços de governos, empresas, centros de pesquisas e universidades de várias partes do mundo, com o objetivo de encontrar técnicas seguras e eficientes para operar e expandir os Sistemas de Energia Elétrica.

Dessa forma, tanto a operação quanto a expansão dos sistemas de energia buscam garantir o atendimento da demanda dentro de critérios de qualidade de suprimento com os menores custos possíveis.

A operação enfoca a identificação de como o mercado de energia será atendido a partir dos recursos disponíveis, ou seja, quanto cada usina vai gerar, quais interligações serão utilizadas, etc. Ao passo que a expansão objetiva determinar quando, onde e como novas usinas, linhas de

transmissão, sistemas de distribuição, e demais equipamentos de controle devem ser adicionados ao sistema existente para o atendimento do mercado.

1.1 Objetivos do Trabalho

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma política para a operação energética no Sistema Interligado Nacional (SIN) no horizonte de médio prazo. Essa política é baseada em quatro premissas principais: a representação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas, a representação detalhada das características de operação dessas usinas, a representação indireta da estocasticidade das vazões através de modelo de previsão e a consideração de todas as características reais do SIN, como: mercado de energia por subsistemas, parque termelétrico real e os limites de intercâmbios entre as regiões. Com o intuito de avaliar o desempenho dessa política utilizou, desde o caso de sistemas hidrotérmicos simples com uma única usina até o caso completo do SIN.

Adicionalmente a esses resultados, foi elaborado uma análise de sensibilidade a respeito das restrições de intercâmbio, inflexibilidade térmica, mercado, importância de algumas usinas hidrelétricas e a dimensão do sistema.

1.2 Organização do Trabalho

O trabalho está dividido da seguinte maneira: o capítulo 2 apresenta as principais características da energia, bem como, as principais características do Sistema Elétrico Brasileiro. No capítulo 3 é apresentado uma cadeia de coordenação hidrotérmica, assim como, o estado da arte do planejamento da operação energética e sua operação, envolvendo os modelos de otimização, simulação e previsão. O capítulo 4 descreve a política operativa proposta para o planejamento da operação do SIN. No capítulo 5, os resultados obtidos nos estudos de caso são apresentados, bem como análises e comentários são realizados. Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas a partir dos resultados alcançados e aponta direções de pesquisas futuras.

2 A Energia e o Sistema Interligado Nacional

2.1 A Energia

A medida que a espécie humana foi se multiplicando e se apropriando do espaço terrestre, a necessidade de amplas formas de energia foi aumentando, principalmente pela exigência de sobrevivência em condições adversas e a sofisticação do modo de vida.

De forma geral, quanto melhor a qualidade de vida, maior o consumo de energia elétrica. Esta colocação pode ser perfeitamente traduzida na relação entre o consumo de energia e o grau de desenvolvimento de um país ou região, constatando que habitantes de países mais desenvolvidos consomem mais energia *per capita*, desfrutando vidas mais confortáveis e usufruindo mais intensamente de equipamentos tecnológicos.

Entretanto, o fato de se viver em um país desenvolvido ou em desenvolvimento não determina o consumo *per capita* de energia. Deve se atentar para as desigualdades sociais, uma vez que há diferentes consumos de energia entre pessoas de diferentes classes sociais (alta, média ou baixa). Não seria absurdo encontrar pessoas no interior do país que usam apenas a lenha para cozinhar.

Uma outra relação que pode ser identificada, além dos benefícios, são os impactos ambientais resultantes do processo de obtenção de energia. Por exemplo, países que queimam grande quantidade de combustíveis fósseis para gerar energia elétrica emitem muito mais gases responsáveis pelo efeito estufa. E assim, como no consumo, o impacto ambiental também pode ser função da desigualdade social, ou seja, uma pessoa que usa lenha para cozinhar causará um impacto ambiental diferente das que possuem um fogão a gás ou a energia elétrica.

As próximas seções explicam e ilustram as principais características dos benefícios e os impactos da utilização da energia. E, em seqüência, a composição dos vários tipos de energia no consumo total de diversos países, analisando fontes primárias de energia utilizadas para gerar eletricidade nos diversos países, incluindo o Brasil.

2.1.1 O Desenvolvimento

De forma geral, quanto maior o consumo de energia mais confortável será a vida. Graças aos motores a combustão, derivados do petróleo podem ser utilizados para mover carros, ônibus, aviões e navios, permitindo que pessoas e mercadorias sejam transportadas para lugares distantes. Do mesmo modo, é através da queima do gás ou da madeira que pessoas podem viver confortavelmente em ambientes que podem chegar até 40 graus negativos. De forma oposta, sistemas de refrigeração tornam ambientes de trabalho agradáveis e evitam a perda rápida de alimentos perecíveis.

Na Figura 1 é apresentado o crescimento do consumo mundial de energia entre os anos de 1980 até 2004 (EIA, 2006f). De acordo com os dados apresentados, o consumo de energia mundial cresceu 57,4% neste período, o que poderia ser justificado pelo simultâneo crescimento populacional de 43% no mesmo período (EIA, 2006d). Entretanto, não podemos nos iludir que cada novo habitante do planeta tenha consumido a mesma cota de energia.

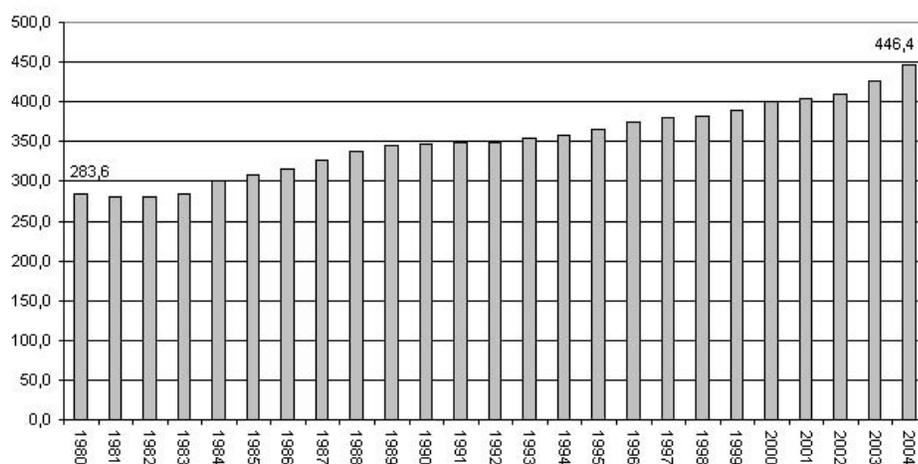


Figura 1: Consumo Mundial de Energia entre 1980 e 2004 (EIA, 2006f) - em Quadrilhão (10¹⁵) de BTUs

Para ilustrar as grandes diferenças entre o consumo de energia entre os países desenvolvidos e em desenvolvimento foi utilizada a relação entre a riqueza do país, medido através do Produto Interno Bruto - PIB, e o seu consumo de energia, tal como apresentado na Figura 2. É importante salientar que esta não é uma relação rígida entre as variáveis.

As diferenças entre o consumo de energia dos países desenvolvidos e em desenvolvimento ocorrem principalmente porque os primeiros normalmente possuem grandes parques industriais, centros urbanos e residências sofisticadas onde há um consumo intenso de energia, desde equipamentos para simples limpeza doméstica a grandes veículos motorizados na agricultura. Por outro

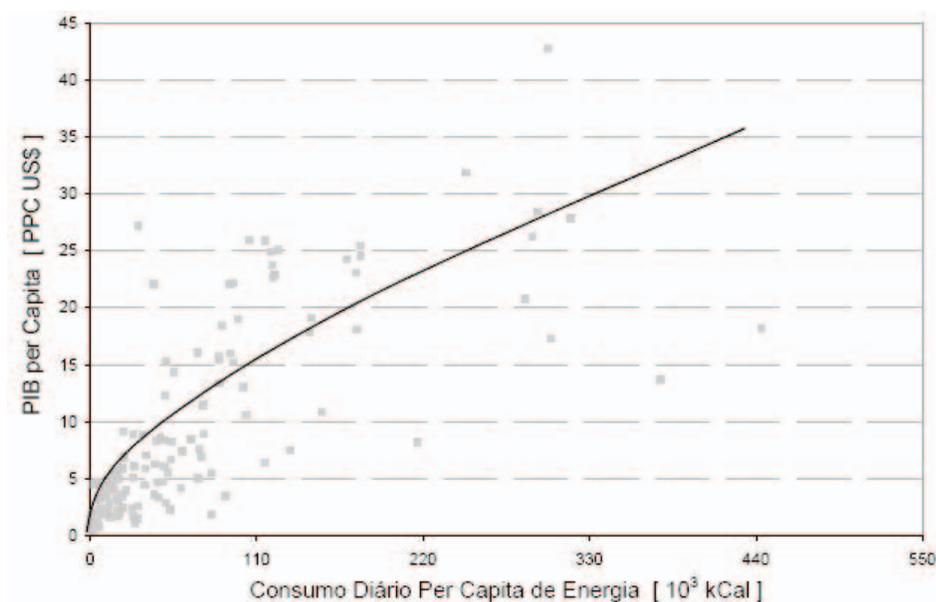


Figura 2: Relação entre o PIB e o consumo per capita de energia (EIA, 2006f)

lado, os países em desenvolvimento o consumo de energia é reduzido, sendo que boa parte da energia utilizada na agricultura, transportes e atividades domésticas provém de seres humanos e animais.

Na Tabela 1 são comparados os consumos de energia de alguns países ao longo do ano 2004. Constata-se que nesse ano, 4,6% da população mundial habitava os EUA, porém esse país era responsável por 25% do consumo energético mundial, apresentando um consumo per capita de aproximadamente $246 \cdot 10^3$ kcal por dia (EIA, 2006c).

Tabela 1: População e consumo de energia em alguns países em 2000 (EIA, 2006f) (EIA, 2006d) (EIA, 2006c)

País	População (%)	Consumo (%)	Consumo Diário Per Capita $10^3 kcal$
Brasil	2,8	2,2	38,0
China	21,0	9,5	20,2
EUA	4,6	24,8	245,7
França	1,0	2,6	123,8
Inglaterra	1,0	2,6	117,6
Japão	2,1	5,5	120,1
Somalia	0,2	0,0022	0,5

Observa-se o que o consumo energético per capita americano é bastante elevado mesmo comparando com outros países desenvolvidos como o Japão, França e Inglaterra. Isso pode ser explicado pelo modo de vida americano, sempre motivado para o alto consumo de bens, além da influência do clima de algumas regiões, uma vez que o norte do país gasta muita energia para o aquecimento

durante o inverno e o sul durante o verão para refrigeração.

Nota-se que 21% da população mundial vive na China; sob o ponto de vista energético, para que este país alcançasse níveis de consumo per capita semelhantes aos países desenvolvidos, grandes investimentos em infra-estrutura deveriam ser feitos.

Lamentavelmente ainda existem países como a Somália em que o consumo per capita é de apenas 500 kcal por dia, valor inferior às necessidades de alimentação.

É de se esperar, com os dados apresentados até agora, uma relação entre o consumo de energia per capita e qualidade de vida. Na Figura 3 estabelece uma relação entre o indicador social mais apurado, o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)¹ e o consumo de energia per capita.

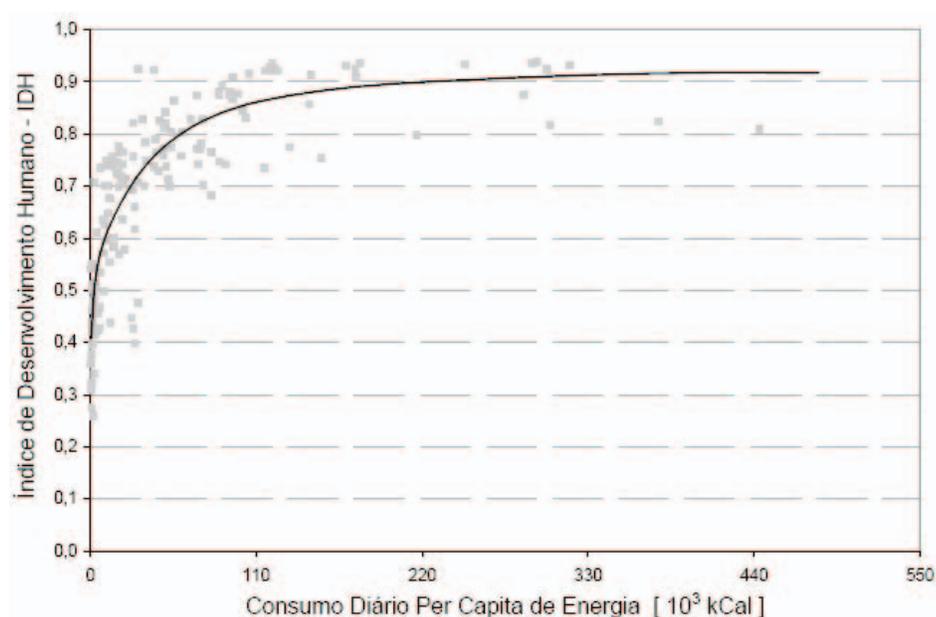


Figura 3: Relação entre o IDH e o consumo de energia per capita (NATIONS, 2001)

O limite mínimo de $110 \cdot 10^3$ kcal para o consumo diário per capita de energia parece garantir um nível de vida classificado bom pelo IDH. De acordo com a figura pode-se observar que para consumos superiores a este valor o IDH é na maioria das vezes superior 0,8. Entretanto, como esse indicador é composto por outros três indicadores sociais, pode haver padrões de vida distintos, pois eles podem compensar-se entre si, ou seja, uma maior longevidade pode ser compensada por uma renda menor, e vice-versa.

¹Este indicador é calculado utilizando-se três indicadores sociais: (1) refere-se à saúde, medido por meio da esperança de vida ao nascer; (2) refere-se a educação, medido com base na taxa de alfabetização de adultos, juntamente com a taxa de matrícula combinada nos três níveis de ensino; (3) visa auferir renda per capita em seus países, medido pelo PIB per capita ajustado no custo de vida de cada país. O IDH é o parâmetro utilizado para classificar os países no Relatório do Desenvolvimento Humano produzido pelas Nações Unidas (NATIONS, 2001).

2.1.2 O Meio Ambiente

Como mostrado na seção anterior, os altos crescimentos populacionais e industriais, o desenvolvimento dos meios de transportes, as formas de se praticar a agricultura, entre outros, fizeram com que o crescimento do consumo de energia fosse elevado ao longo dos séculos XIX e XX. A causa de muitos problemas ambientais é justamente o modo como a energia é produzida e utilizada. Na Tabela 2 é ilustrado uma relação de causa e efeito e os principais grupos sociais afetados com o aumento do consumo de energia.

Tabela 2: Alguns problemas ambientais, suas causas e grupos sociais afetados (GOLDEMBERG, 1998)

Problema Ambiental	Principal Causa do Problema	Principal Grupo Social Afetado
Poluição Urbana do ar	Energia(indústria e transportes)	População urbana
Poluição do ar em ambientes fechados	Energia(cozinhar)	Pobres em zonas rurais
Chuva ácida	Energia (queima de combustível fóssil)	Todos
Diminuição da camada de ozônio	Indústria	Todos
Aquecimento por efeito estufa e mudança de clima	Energia (queima de combustível fóssil)	Todos
Disponibilidade e qualidade de água doce	Aumento populacional e agricultura	Todos
Degradação costeira e marinha	Transporte e energia	Todos
Desmatamento e desertificação	Aumento populacional, agricultura e energia	Pobres nas zonas rurais
Resíduos tóxicos, químicos e perigosos	Indústria e energia nuclear	Todos

A poluição urbana, por exemplo, é percebida praticamente em todas as grandes cidades do mundo. Poluição que vem da queima de combustíveis fósseis utilizados na movimentação de automóveis nos grandes centros urbanos, assim como os gases emitidos pelas grandes fábricas e usinas termelétricas.

Ao final apresenta-se uma atmosfera carregada de óxidos de enxofre e nitrogênio, monóxido de carbono, entre outros. As conseqüências para a saúde das pessoas são as mais diversas possíveis, desde uma simples irritação ocular até doenças crônicas do pulmão, asfixia, doenças nos rins, entre outras (TOLBA, 1992). Ademais, esses gases em reação com o vapor d'água presente na atmosfera produz a chuva ácida.

Um outro problema, ainda não devidamente solucionado, causado pela emissão de dióxido de carbono ou gás carbônico, CO_2 , na atmosfera é o efeito estufa. Os países que mais utilizam combustíveis fósseis são os grandes emissores de CO_2 . Na Tabela 3 é apresentado uma lista de países com suas respectivas emissões de CO_2 na atmosfera.

Tabela 3: Emissão de CO₂ a partir da queima de combustíveis fósseis durante o ano 2004 (EIA, 2006a)

País	Emissão de CO ₂ Milhões de toneladas	Porcentagem da Emissão Mundial Total - %
EUA	5.912	21,9
China	4.707	17,4
Rússia	1.685	6,2
Japão	1.262	4,7
Índia	1.113	4,1
Canadá	588	2,2
França	406	1,5
Espanha	362	0,3
Brasil	337	1,2
Mundo	27.044	100.0

Como já era de se esperar, os EUA foram os responsáveis por quase 22% de todo o CO₂ emitido na atmosfera, devido ao alto uso de combustíveis fósseis. Esse alto número se deve a grande quantidade de usinas térmicas e a grande frota de automóveis deste país. Por outro lado, a China aumentou sua emissão em 45% de 2000 para 2004, reflexo de seu alto crescimento econômico apresentado nesses últimos anos.

Assim como esses, não poderia deixar de citar outro grande impacto que o meio ambiente sofre para viabilizar a geração de energia elétrica através da construção de uma usina hidrelétrica. Mesmo que a energia gerada seja limpa, não emite poluentes à atmosfera², grandes áreas são alagadas, cursos de rios interrompidos, além do clima da região ser alterado.

Portanto é nítida a relação entre energia e o impacto ambiental. E nota-se que ao mesmo tempo em que elevadas taxas de consumo de energia representam desenvolvimento e conforto assim como podem representar degradação ao meio ambiente e aumento de incidência de sérias doenças. Surge então a pergunta em como conciliar o desenvolvimento e o meio ambiente, de forma a poder usufruir do conforto do progresso sem causar sérios danos ambientais.

Uma possível resposta a essa questão é a forma de como a energia é gerada e consumida. Diferentes fontes de geração e diferentes usos finais produzem diferentes impactos ambientais.

Na Figura 4 é mostrada a evolução e a participação das diferentes fontes de energias primárias³ na produção mundial total entre 1970 a 2000.

²Existe para esse caso um contra-exemplo da não emissão de poluentes por usinas hidráulicas, que é o caso da usina de Balbina (somente no início da operação da usina), localizada na região Amazônica. O enchimento do reservatório foi feito sem remover toda a vegetação existente. Sob a água, a matéria orgânica começou a apodrecer emitindo grandes quantidades de gases a atmosfera, principalmente o metano. Além desse efeito, a água tornou-se ácida prejudicando as turbinas e estruturas da própria usina.

³Entende-se como fonte primária de energia os produtos energéticos fornecidos diretamente pela natureza, como petróleo, gás natural, carvão mineral, urânio, lenha e outros.

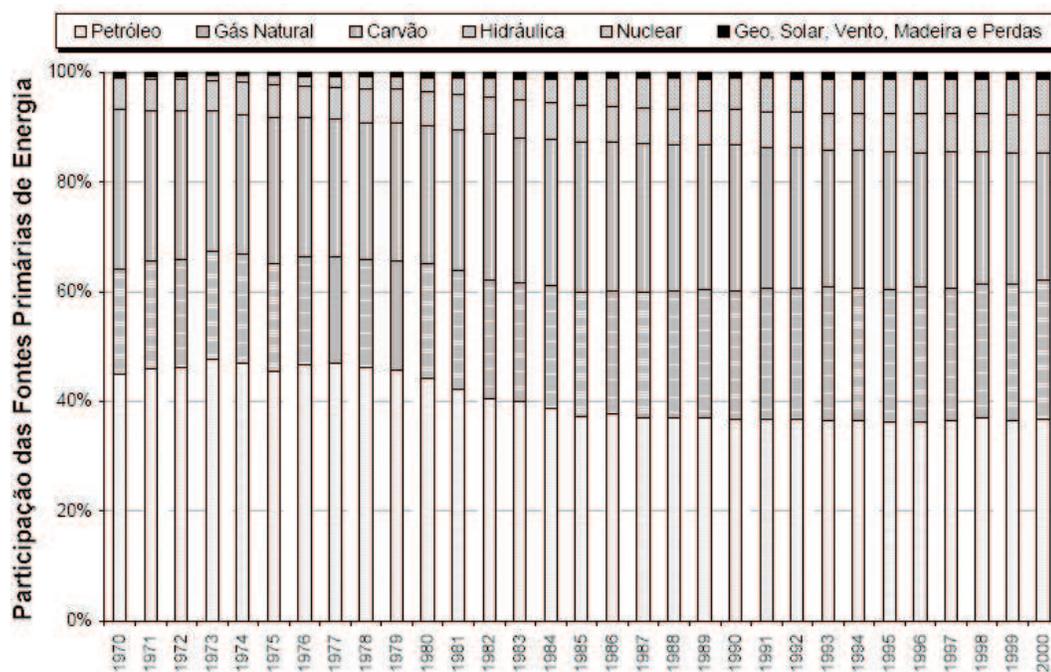


Figura 4: Participação das fontes primárias de energia na produção mundial total (EIA, 2006e)

Note através do gráfico que somente o petróleo é responsável por cerca de 40% de toda a energia produzida no mundo. Logo depois vem o carvão e o gás gerando cerca de 20% e 25% da energia mundial, respectivamente. Na seqüência tem-se a energia de origem hidráulica, nuclear e outras fontes tais como geotérmica, solar e eólica, assim como o uso de madeiras.

Estes dados permitem observar que mais de 85% da energia produzida mundialmente provém de combustíveis fósseis, os grandes emissores de poluentes.

É interessante ressaltar que parte da energia produzida pelas fontes primárias não é consumida diretamente na forma primária. O petróleo, por exemplo, passa por um processo de transformação sendo convertido em outras diferentes formas de energia, tais como: gasolina, óleo diesel, querosene, etc. Esta energia pode ser diretamente consumida ou ainda passar por outro processo de transformação e gerar energia elétrica. Dessa forma, praticamente todas as fontes primárias de energia podem ser transformadas em eletricidade. Esta é uma parcela significativa da energia mundial consumida em forma de energia luminosa, mecânica e térmica.

2.1.3 Energia Elétrica no Mundo

A geração de energia elétrica é feita preferencialmente de acordo com as fontes disponíveis em cada local. Na Tabela 4 são apresentadas as capacidades instaladas (em GW) de alguns países

segundo os tipos de usinas. Nota-se que EUA é o país que possui o maior parque gerador do mundo, quase três vezes a China, que detêm a segunda maior capacidade instalada. Sobre o tipo de fonte, o sistema do EUA possui as maiores potências instaladas em cada uma das modalidades de geração. Uma atenção especial deve ser dada ao parque térmico, o qual é responsável por altas taxas de emissão de gases poluentes.

Tabela 4: Participação das fontes primárias de energia na produção mundial total (EIA, 2006b)

País	Térmica (GW)	Hidráulica (GW)	Nuclear (GW)	Outras (GW)	Total (GW)
EUA	745	78	100	19	942
China	290	95	6	1	391
Japão	174	22	46	1	243
Rússia	148	45	22	0	215
Canadá	35	70	11	2	118
França	27	21	63	1	112
Índia	97	30	3	3	131
Brasil	12	68	2	5	87
Suécia	7	16	9	0	33
Noruega	0	26	0	1	27
Mundo	2.554	739	368	73	3.736

O consumo de energia ao longo do ano 2000 relativo a cada fonte pode ser visualizado na Figura 5. Nota-se que o consumo segue praticamente a mesma proporção das potências instaladas.

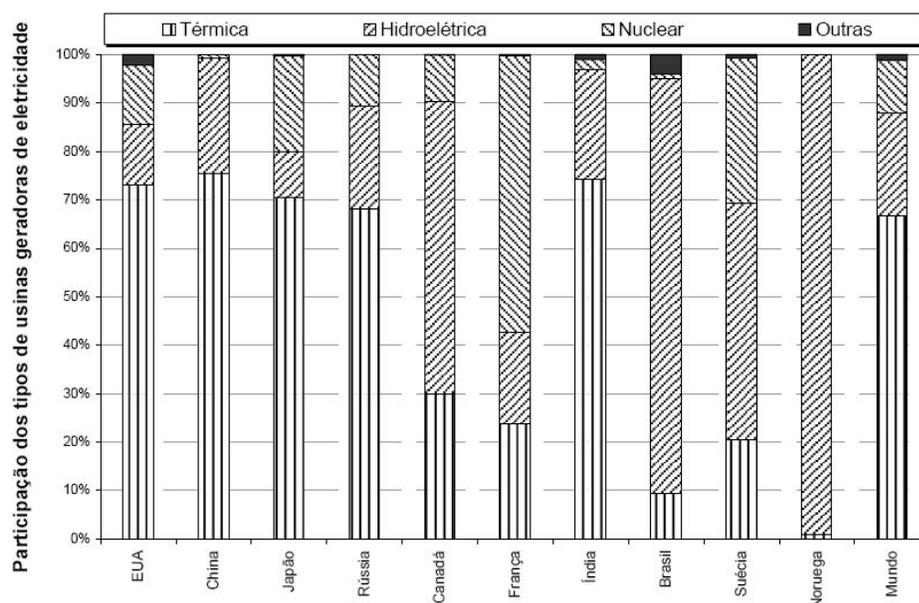


Figura 5: Consumo de energia elétrica relativo as fontes de geração durante o ano de 2004 (EIA, 2006b)

No caso da Noruega, a pequena quantidade de energia térmica consumida se deve a importação de sistemas vizinhos. E é importante notar que países como Brasil, Noruega e Canadá possuem

grandes participações de usinas hidrelétricas. Ao passo que EUA, China, Índia e Rússia possuem grande participação termelétrica.

A geração de energia elétrica é feita preferencialmente de acordo com as fontes disponíveis em cada local. Mas também há um outro fator que pode influenciar a decisão do tipo de usina a ser construída. As usinas térmicas possuem tempos de construção relativamente curtos⁴, custos de investimentos relativamente baixos e podem ser instaladas próximas aos grandes centros de consumo. Entretanto, o custo de operação destas usinas é alto por causa da compra de combustíveis, além de serem fontes poluidoras e não renováveis.

Por outro lado, usinas hidrelétricas possuem custos de operação muito baixos, são fontes renováveis e normalmente não emitem gases tóxicos. No entanto, possuem custos de investimentos iniciais muito elevados, assim como o tempo de construção e os impactos ambientais ocasionados pela criação do reservatório podem ser altos.

Embora as usinas nucleares⁵ não emitam gases poluentes, possuem um custo de operação baixo, os custos com a construção e os gastos com segurança são muito altos.

E por último, fontes como eólica⁶, solar, geotérmica se destacam por serem renováveis e limpas. Estas possuem as perfeitas características que tendem a serem utilizadas no futuro, mas o atual desenvolvimento tecnológico ainda não foi suficiente para tornar essa energia competitiva com as demais.

2.2 Sistema Interligado Nacional

2.2.1 Antecedentes

Até meados do século XX, o desenvolvimento da indústria de energia elétrica brasileira deu-se basicamente através de sistemas isolados, com usinas localizadas próximas as cidades do Rio de Janeiro e São Paulo. As interligações começaram a ocorrer na década de 20, visando apenas transferências de energia em épocas de crise. Embora alguns sistemas fossem interligados, a operação das usinas continuava sendo de forma descentralizada, sem aproveitar a diversidade hidrológica encontrada nas diferentes regiões do país (CABRAL; CACHAPUZ, 2000).

Em 1930, com a padronização das frequências em 60 Hz, a modernização das linhas de trans-

⁴O tempo necessário para construir uma pequena central hidrelétrica (PCH) está entre 13 a 20 meses.

⁵Acidentes com usinas nucleares são bastante raros, porém quando ocorrem, os danos são catastróficos, e ainda há o problema de armazenagem dos resíduos radioativos que até o momento não foi resolvido.

⁶Existem, atualmente, mais de 30.000 turbinas eólicas de grande porte em operação no mundo, com capacidade instalada da ordem de 13.500 MW (ONS, 2006)

missão e com a construção de uma rede de 66 kV, viabilizou-se a interligação de vinte usinas que somavam 50 MW de capacidade instalada, e pela primeira vez no Brasil um sistema elétrico interligado funcionou com despacho centralizado.

Em 1934 foi aprovado o Código das Águas o qual estabeleceu regras para o uso da água e para o fornecimento de energia elétrica. Este código estipulou que os rios deixavam de ser propriedade dos donos das terras por onde eles corriam e passavam a ser do município, do Estado ou da União. O código estendia-se não somente a água, mas também as quedas d'água. Ou seja, o estado passava a ser o proprietário dos potenciais hidrelétricos e os seus usos poderiam ser delegados a terceiros somente através de autorizações ou concessões.

Sob o ponto de vista das tarifas, passaram a ser fixadas segundo os custos de operação e valor de investimentos, abandonando o modelo no qual a tarifa era indexada conforme a variação cambial. Essa nova legislação desestimulou fortemente a participação de empresas privadas no setor elétrico, o que levou a uma crise de abastecimento.

Em vista disso, para centralizar as atividades do setor elétrico e promover o desenvolvimento necessário das fontes energéticas, o Estado iniciou sua intervenção na área de energia. A primeira intervenção foi a criação da CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, inaugurada em 1955 com potência instalada de 180 MW.

Os Estados também iniciaram suas atividades no Setor Elétrico através da CEEE - Comissão Estadual de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul, a CEMIG - Centrais Elétricas de Minas Gerais e a USELPA - Usinas Elétricas do Paranapanema S.A. em São Paulo. Mas mesmo com a criação dessas empresas não foi possível evitar a crise energética no final da década de 1950 que ocasionou cortes de energia e racionamento. Tendo em vista a crise energética em 1953 foi criado o FFE - Fundo Federal de Eletrificação com o objetivo de financiar o desenvolvimento do Setor Elétrico através de cobrança de impostos sobre a energia elétrica. Em 1954 foram elaborados projetos de lei que previam o Plano Nacional⁷ de Eletrificação e a criação da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás (CABRAL; CACHAPUZ, 2000).

Somente em 1963 houve a regularização no fornecimento de energia em São Paulo, através da construção da empresa e usina de Furnas, definido no Plano de Metas de Juscelino Kubitschek, em 1957. Com a inauguração de Furnas foram interligados os sistemas elétricos do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, dando início ao que viria ser o **Sistema Interligado Nacional**.

Outras empresas estaduais criadas foram a COPEL - Companhia Paranaense de Energia, a

⁷O Plano nacional de eletrificação previa a expansão da geração de energia elétrica através da exploração do potencial hidrelétrico existente no país com a intervenção do Estado nas áreas de transmissão e geração.

Escelsa - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A., a EFE - Empresa Fluminense de Energia, entre outras. Com isso a participação das usinas estaduais e federais evoluiu de 6,8% para 31,3% da potência instalada total entre os anos de 1952 a 1962.

Visto a dimensão que o sistema estava tomando, todo processo de expansão e a operação do setor passaram a ser executados principalmente pela Eletrobrás, *holding* das empresas estaduais e federais.

Nos anos de 1970 a 1980 o crescimento do consumo de energia elétrica estava na ordem de 10% ao ano. Com isso grandes obras foram realizadas, destacando-se usinas nos Rios São Francisco, Grande, Paranaíba, Tietê e Parapanema, assim como a usina hidrelétrica de Itaipu e a usina nuclear de Angra I.

Toda a concepção de controle estatal permaneceu até o final dos anos 80, quando foi concebido a Revisão Institucional de Energia Elétrica - REVERSE, onde se originou mudanças no SEB durante a década de 1990. Essas alterações previam a desverticalização do setor, ou seja, separação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia.

Com a onda Neo-Liberal que iniciava no país, vários setores de infra-estrutura passaram por um processo de reestruturação e privatização, dentre eles o setor elétrico. A idéia era promover a concorrência na geração e distribuição para aumentar a eficiência, segurança e suprimento de energia no sistema, através de privatizações de empresas estatais e federais. No entanto, o estado ainda detinha o controle do sistema de transmissão para garantir o livre acesso dos compradores e vendedores no transporte de energia. Além disso, órgãos responsáveis pela regulamentação do setor, pela expansão, pela operação e pela liquidação das operações comerciais foram criados para viabilizar todo o processo de desverticalização.

Entre meados de 1996 ao final de 1998 foi idealizado o projeto RESEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro que tinha como principal objetivo instituir competição na geração de energia elétrica, limitações do poder de mercado, a independência dos serviços de transmissão, o livre acesso dos consumidores livres, bem como os órgãos de regulamentação/fiscalização, de mercado e de operação do sistema. Como resultado em 1997 foi constituído a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL órgão responsável pela regulação do setor elétrico. Logo no ano seguinte, regulamentou-se o Mercado Atacadista de Energia - MAE, ambiente no qual deveriam ocorrer às compras e vendas entre os agentes interessados. E nesse mesmo ano criou-se o Operador Nacional do Sistema - ONS, entidade privada responsável pela coordenação da operação do SIN (ELETROBRÁS, 2001a).

A principal idéia promovida pelo projeto do RESEB não veio acontecer de fato. As privatizações

ocorreram sem ao menos estarem definidas todas as regras e leis que levariam à competição no SEB, com ganhos de produtividade e redução de custos. Em meio a esse cenário institucional totalmente incerto, praticamente não houve investimentos, gerando uma crise de suprimento de energia no país com racionamento na ordem de 25% da carga. O consumidor, que seria o principal beneficiado com o novo modelo, viu o declínio da qualidade de energia e ao mesmo tempo o alto incremento na tarifas (ILUMINA, 2001).

Essa situação gerou um clima de insatisfação geral no SEB, manifestada por consumidores, distribuidores e geradores. Os argumentos eram diversos, tais como: as tarifas que dobraram de preços de 1995 a 2001, o país que racionou 25% de suas necessidades energéticas sob dois anos de seca moderada, sete anos sem uma regulamentação estável no setor, o país sem política energética e renunciando a vantagem competitiva típica dos países hidrelétricos, etc.

Neste contexto, em 2004 o Novo Modelo do Setor Elétrico foi estabelecido, tendo como principal objetivo a garantir no suprimento de energia, promover a modicidade tarifária, criar um marco regulatório estável e realizar/fortalecer o planejamento energético do sistema, além de garantir ambientes de comercialização de energia, regulado e livre, entre os agentes. Espera-se que com esse novo modelo, novos empreendimentos sejam viabilizados de forma a garantir a expansão necessária do parque instalado no país em função do crescimento da demanda.

Na Tabela 5 é apresentado uma síntese evolutiva das mudanças realizadas no SEB, divididas em três fases: 1) Antigo modelo que vigorou até 1995; 2) Modelo de Livre Mercado que foi de 1995 até 2003; e 3) Novo Modelo que teve início em março de 2004 (G = Geração, T = Transmissão, D = Distribuição e C = Comercialização).

2.2.2 Parque Instalado

A matriz energética brasileira é composta de 40% da energia é originada do Petróleo e seus derivados, 29,7% de Biomassa e 15% Hidráulica, de acordo com a Figura 6.

O Brasil possui no total 1.581 empreendimentos em operação, gerando 96.320.429 kW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 26.817.122 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 68 empreendimentos atualmente em construção e mais 506 já outorgados. A Tabela 6 apresenta os empreendimentos em operação e a Tabela 7 os empreendimentos em construção no sistema elétrico brasileiro.

Pesquisas realizadas recentemente, em diversos pontos do território nacional a respeito da energia eólica, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado. Considerando

Tabela 5: Síntese Evolutiva do SEB

	Até 1995	De 1995 a 2003	Desde 03/2004
Planejamento	Determinativo (GCPS)	Indicativo (CCPE)	Centralizado (EPE)
Contratação	100% do Mercado	Livre \geq 85% do mercado	100% do mercado + reserva
Sobras/ Déficits	Rateio entre os compradores	liquidadas no MAE	liquidadas no CCEE
Equilíbrio entre Oferta e Demanda	Sim	Sem garantia	Sim (implícito)
Agentes	Empresas estatais	Ênfase na privatização	Convivência entre Estatais e Privados
Estrutura Empresarial	Empresas Verticalizadas	Orientação para desverticalização (G, T e D)	Orientação para desverticalização (G, T, D e C)
Mercado	Regulado	Livre	Convivência entre Livre e Regulado

Tabela 6: Empreendimentos em operação - Out/06 (ANEEL, 2006)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Participação(%)
CGH	195	104.263	103.816	0,11
EOL	14	189.250	186.850	0,19
PCH	269	1.457.551	1.405.863	1,46
SOL	1	20	20	0
UHE	156	73.348.695	71.820.411	70,18
UTE	944	23.951.615	20.796.469	21,59
UTN	2	2.007.000	2.007.000	2,08
Total	1.581	101.058.394	96.320.429	100

esse potencial, é possível produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termelétricas, nucleares e hidroelétricas. No Brasil, a capacidade instalada⁸ é de 20.3 MW, com turbinas eólicas de médio e grande portes conectadas à rede elétrica. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas - bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural (ONS, 2006).

A capacidade instalada totaliza 96,3 GW, dividida em duas partes: Sistema Interligado Nacional e Sistemas Isolados. O SIN por sua vez é dividido em quatro grandes sub-sistemas: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul, Nordeste (NE) e Norte. Na Figura 7 são ilustradas as capacidades instaladas para os sub-sistemas que compõem o SIN.

Analisando a matriz de energia elétrica brasileira, na Tabela 8, nota-se que as usinas hi-

⁸O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, totalizando 3.270 MW, como parte integrante da oferta a partir de 01 de janeiro de 2007, distribuído em PCHs (1.192 MW), PCTs (655 MW) e Eólicas (1.423 MW), representando, em termos de energia, 1.407 MW a partir de 2007 (ONS, 2006).

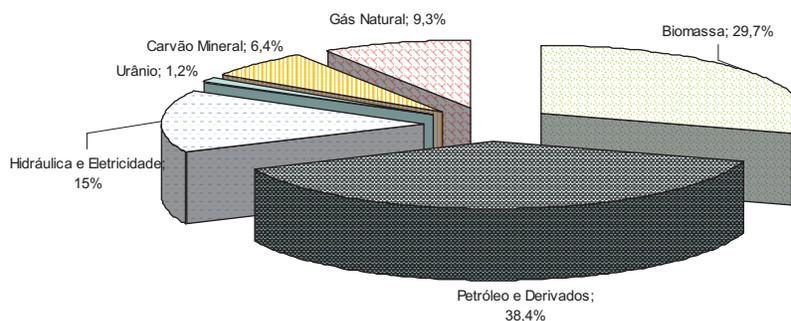


Figura 6: Matriz Energética Brasileira (MME, 2006)

Tabela 7: Empreendimentos em construção - Out/06 (ANEEL, 2006)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Participação(%)
CGH	1	848	0,03
EOL	1	50.000	1,55
PCH	43	683.002	21,16
UHE	7	1.703.500	52,77
UTE	16	790.698	24,99
Total	68	3.228.048	100

As fontes hidráulicas representam cerca de 70% da capacidade instalada do sistema, caracterizando-o como um sistema predominantemente hidráulico. A Tabela 9 é um resumo agregado dessa matriz.

Tabela 8: Matriz de Energia Elétrica Brasileira - Out/06 (ANEEL, 2006)

Tipo		Num.Usinas	Capacidade Instalada (kW)	(%)
Hídrico		620	73.330.090	70,18
Gás	Natural	74	9.888.408	9,46
	Processo	27	937.748	0,9
Petróleo	Óleo Diesel	547	3.635.985	3,48
	Óleo Residual	19	1.249.350	1,2
Biomassa	Bagaço Cana	226	2.642.675	2,53
	Licor Negro	13	782.617	0,75
	Madeira	25	212.832	0,2
	Biogás	2	20.030	0,02
	Casca Arroz	2	6.400	0,01
Nuclear		2	2.007.000	1,92
Carvão Mineral	Carvão Mineral	7	1.415.000	1,35
Eólica		14	186.850	0,18
Importação	Paraguai	-	5.650.000	5,46
	Argentina	-	2.250.000	2,17
	Venezuela	-	200.000	0,19
	Uruguai	-	70.000	0,07
Total		1.578	104.484.985	100

Esta característica distingue o Brasil da maior parte dos países do mundo, porque nessas suas

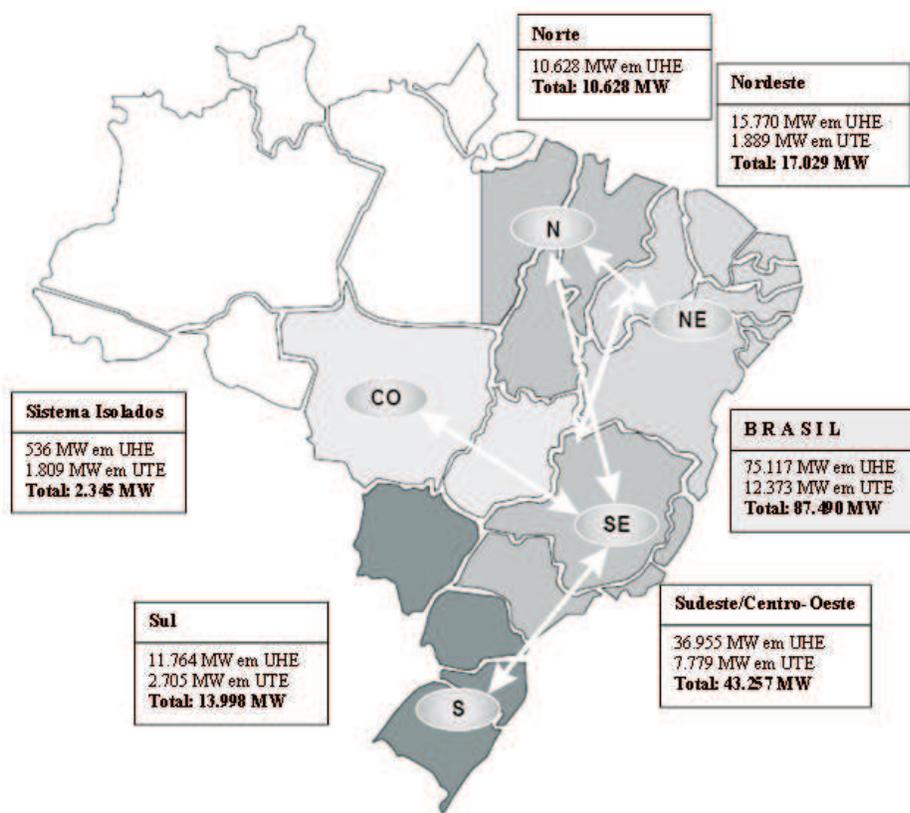


Figura 7: Capacidade Instalada no SIN em 2006 (ANEEL, 2006)

Tabela 9: Resumo da Matriz de Energia Elétrica Brasileira - Out/06 (ANEEL, 2006)

Tipo	Num.Usinas	Capacidade Instalada (kW)	(%)
Hidro	620	73.330.090	70,18
Gás	101	10.826.156	10,36
Petróleo	566	4.885.335	4,68
Biomassa	268	3.664.554	3,51
Nuclear	2	2.007.000	1,92
Carvão Mineral	7	1.415.000	1,35
Eólica	14	186.850	0,18
Importação	-	8.170.000	7,82
Total	1.578	104.484.985	100

potências instaladas se concentram em usinas termelétricas. Observa-se este comportamento na Figura 8.

2.2.3 Sistema Elétrico

O SIN é composto por empresas das Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Como as usinas hidrelétricas são geralmente construídas em locais distantes dos

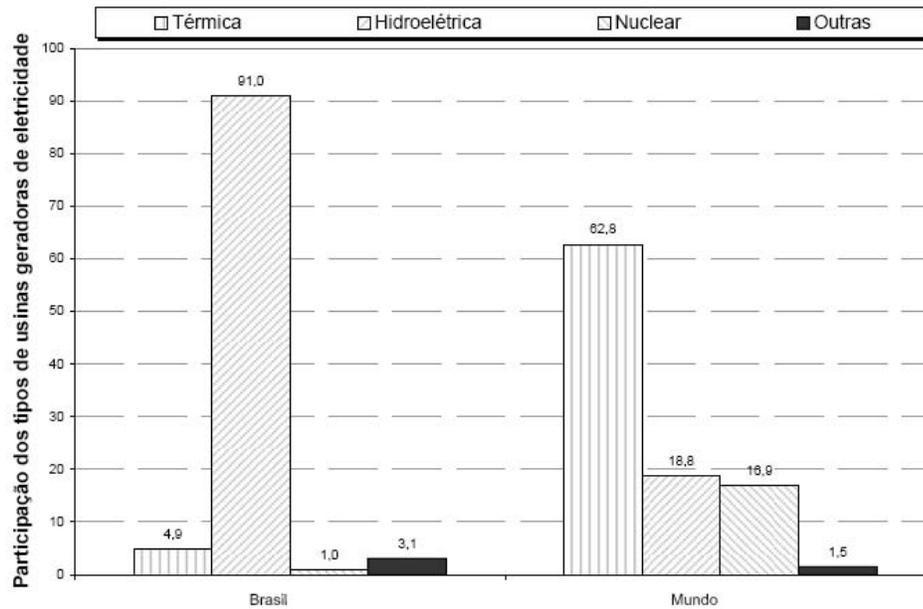


Figura 8: Fontes de energia utilizadas na geração de energia elétrica no Brasil e no Mundo (EIA, 2006b)

centros de carga tornou-se necessária a construção de um extenso sistema de transmissão. Adicionalmente, as grandes interligações oriundas do complexo sistema de transmissão possibilitam a troca de energia entre regiões, permitindo obter vantagens da diversidade do comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrográficas distribuídas ao longo do extenso território brasileiro. A Figura 9 apresenta a dimensão do SIN Brasileiro e uma comparação com a dimensão do sistema Europeu. Através dessa comparação podemos caracterizar o sistema brasileiro com dimensões intercontinentais.

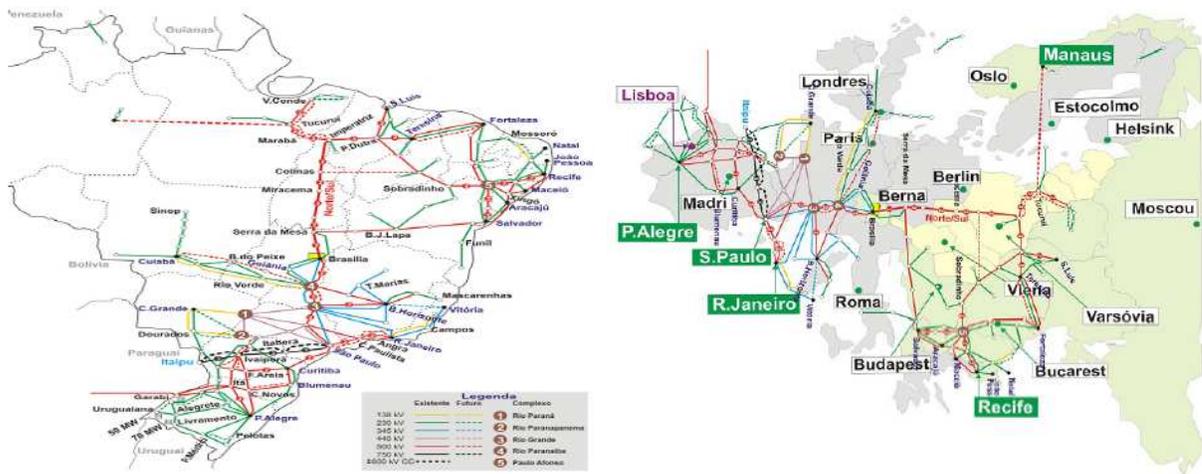


Figura 9: Comparação entre o SIN e a EUROPA (ONS, 2006)

2.2.4 Potencialidades

No Brasil, grande parte da energia elétrica produzida é predominantemente de origem hidráulica. Isso é reflexo do sistema brasileiro que possui grandes bacias hidrográficas, apresentadas na Figura 10.

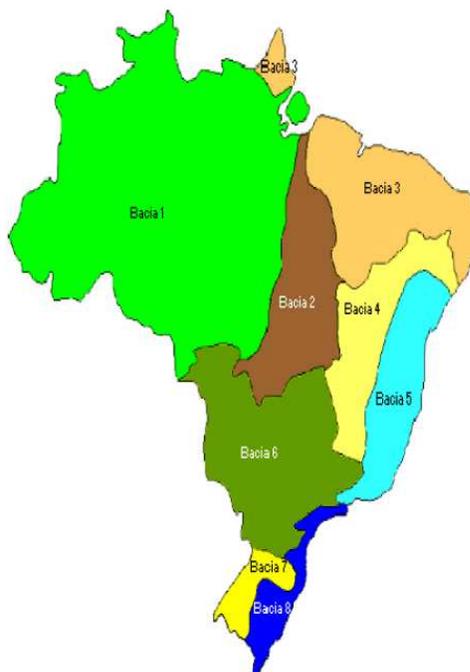


Figura 10: Bacias Hidrográficas Brasileiras (ANEEL, 2006)

A Figura 11 apresenta o aproveitamento do potencial hidrelétrico por Bacia, discriminado entre operação e remanescente. Baseando-se nesses dados é observado que a característica predominantemente hidráulica do sistema brasileiro permanecerá por um bom tempo.

Outra característica do SIN é que normalmente o período seco estende-se de maio a outubro, com considerável aumento das precipitações nos meses de novembro a abril. No extremo sul do Brasil, a distribuição de chuvas é mais homogênea, com um período levemente mais úmido entre junho e outubro. A Figura 12⁹ apresenta a quantidade de energia natural afluyente por região. Energia natural afluyente a uma região é a soma das energias naturais afluyentes a todas as usinas dessa região. Por sua vez, energia natural afluyente a uma usina é o produto da vazão natural afluyente a essa usina por sua produtividade média.

Além da periodicidade, a incerteza quanto aos níveis de água disponíveis para geração de

⁹Dados do ONS – Operador Nacional do Sistema. Para o cálculo da energia natural afluyente, considera-se que os reservatórios operam com 65% de seu volume máximo.

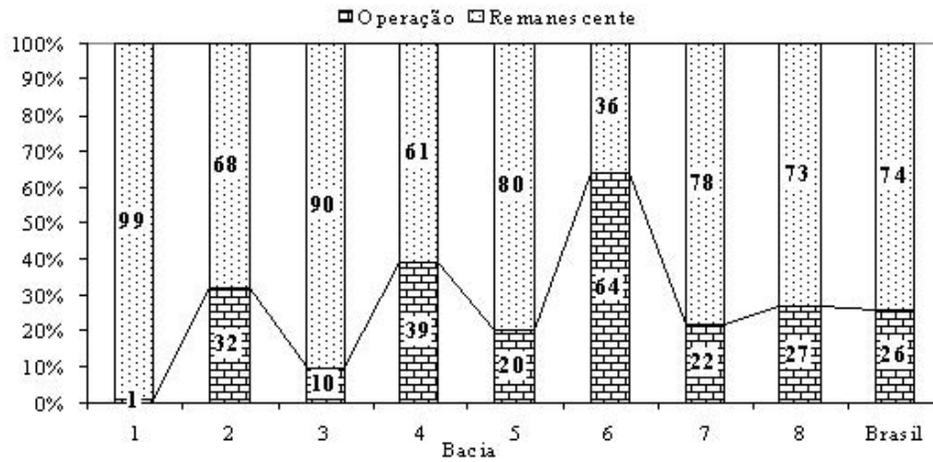


Figura 11: Aproveitamento das Bacias Hidrográficas Brasileiras (ANEEL, 2006)

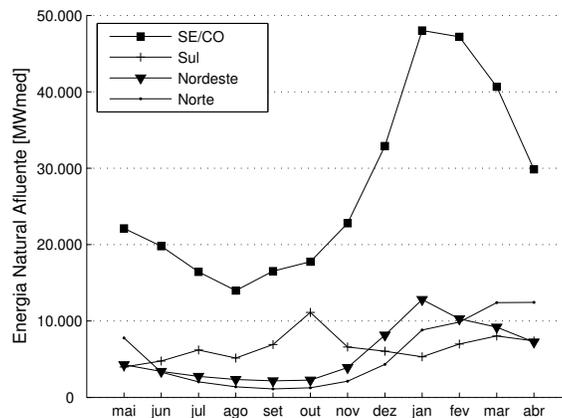


Figura 12: Média Mensal de Energia Natural Afluente por Região entre 1996 e 2003.

energia elétrica em um determinado momento é outro fator complicador que reforça a necessidade da tomada de medidas preventivas sob o ponto de vista de planejamento. A Figura 13 ilustra a estocasticidade inerente às vazões afluentes da UHE Furnas. O ano de 2001, por exemplo, apesar de ter sido considerado um ano seco, apresentou, no mês de outubro, níveis de vazão afluente à usina hidrelétrica (UHE) de Furnas superiores aos anos anteriores, considerados mais úmidos.

Tão logo, não somente a disponibilidade de recursos energéticos e a topologia das redes de transmissão devem ser considerados na caracterização de um sistema elétrico. Na outra ponta encontra-se o mercado consumidor de energia elétrica, caracterizado por demandas com características sazonais e, também, por sua sensibilidade a outros fatores, principalmente econômicos. Isso faz com que, da mesma forma, o consumo de energia elétrica caracterize-se pela estocastici-

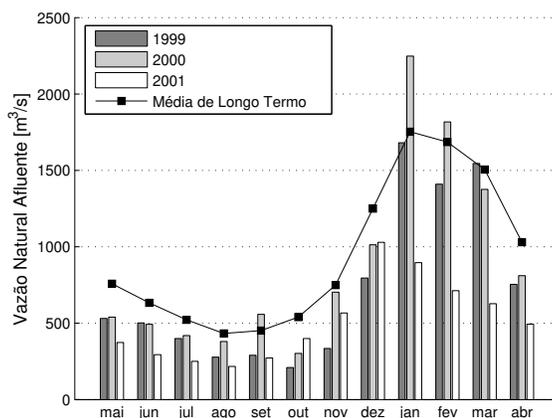


Figura 13: Vazão Natural Mensal Afluyente à Usina Hidrelétrica de Furnas.

dade.

Apresentado as principais características do SIN, tais como: grande porte e predominantemente hidráulico, dimensões intercontinentais, periodicidade e estocasticidade das vazões afluentes, o SEB ainda possui algumas características que o diferencia dos demais sistemas hidrogeradores existentes no mundo, tais como:

- grande potencial hidrelétrico inexplorado;
- reservatórios com capacidade de regularização plurianual e diversos regimes hidrológicos e pluviométricos nas diferentes regiões;
- elevado número de aproveitamentos com reservatórios e o aproveitamento conjunto dos recursos hidroelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em cascata em uma mesma bacia hidrográfica;
- grandes extensões geográficas e grandes distâncias entre as fontes geradoras e os principais centros consumidores;
- alto nível de interligação elétrica entre os sistemas (Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte).

Os três primeiros itens são relativos ao planejamento da operação energética, enquanto os dois últimos ao planejamento da operação elétrica.

Para o primeiro, a otimização da produção de energia elétrica é realizada contemplando o uso múltiplo da água obedecendo e mantendo diversos critérios, tais como:

- navegabilidade nos rios;
- proteção a portos, pontos e aos ribeirinhos;
- fornecimento de água aos centros de consumo;
- controles de cheias;
- manutenção das reservas energéticas de forma a suportar períodos de baixos índices pluviométricos, buscando a minimização dos riscos de déficits de suprimento de energia.

Por outro lado, para o problema elétrico a otimização do uso do sistema de transmissão é realizada contemplando os seguintes critérios, tais como:

- análise de contingência;
- controle de tensão;
- estabilidade;
- limites ativos e reativos;
- etc.

Logo, não é difícil de imaginar a dificuldade e complexidade de planejar esse sistema que é integrado entre a expansão, transmissão e geração e considera desde os diferentes horizontes do planejamento da operação energética à aspectos elétricos.

O objeto de estudo dessa tese concentra-se no problema de planejamento da operação energética. Em (AZEVEDO, 2006) foi desenvolvido uma modelagem de fluxo de potência ótimo baseado na técnica de pontos interiores para resolver o problema elétrico e energético do sistema brasileiro.

2.3 Comentários Adicionais

Aspectos da geração de energia elétrica inserida no contexto do desenvolvimento sustentável são apresentados por Reis e Silveira (2000) e Reis (2003). Uma introdução aos planejamentos da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica no Brasil é apresentada por Fortunato et al. (1990) em conjunto com características relevantes do setor.

3 Cadeia de Coordenação Hidrotérmica

A eletricidade é comumente transportada em linhas de alta tensão até subestações encarregadas de distribuí-la aos centros de carga, onde se encontram os centros urbanos, industriais e outros consumidores de energia elétrica. A Figura 14 ilustra o sistema hidrotérmico típico.

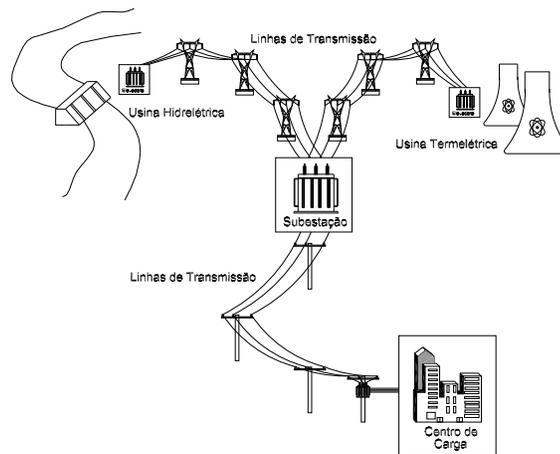


Figura 14: Representação Esquemática de um Sistema Hidrotérmico de Potência.

Devido à sua complexidade, o problema de coordenação da operação do sistema hidrotérmico de potência requer a criação do que se chama cadeia de coordenação hidrotérmica da operação. Trata-se de um conjunto de modelos computacionais concatenados que determinam a distribuição da geração entre as usinas hidrelétricas e termelétricas do sistema em diferentes escalas de tempo, visando gerenciar desde o armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas no longo prazo até o despacho de geração e os fluxos de potência no sistema de transmissão no curto prazo.

A divisão do problema em etapas tem por finalidade permitir a consideração adequada dos aspectos mais significativos da representação do problema em cada horizonte de análise. Assim, por exemplo, a representação do sistema de transmissão pode ser considerada de forma simplificada na etapa de longo prazo, através de restrições de intercâmbio entre regiões, mas precisa ser considerada de forma detalhada na etapa de curto prazo uma vez que sua solução servirá como referência para

a operação em tempo real.

O objetivo da cadeia de coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos é assegurar uma operação econômica e confiável para o sistema elétrico de potência. O resultado deve ser uma seqüência de decisões de geração que procure minimizar o custo da operação e garantir o atendimento da demanda com confiabilidade. A diminuição do custo de operação envolve a substituição de geração termelétrica por hidrelétrica, sempre que possível. Como os recursos hídricos, representados pela água armazenada nos reservatórios, são limitados, deve haver um compromisso entre as decisões de geração no presente e no futuro. Essa característica torna o problema dinâmico, ou seja, o estado de armazenamento dos reservatórios no presente depende de decisões de geração tomadas no passado assim como as decisões no presente comprometem as decisões futuras.

O elevado número de aproveitamentos com reservatórios de acumulação e as características de regularização plurianual do sistema brasileiro implicam na adoção de longos períodos de estudo para a coordenação hidrotérmica da operação, caracterizando o problema como de grande porte.

Outro fator que dificulta a coordenação hidrotérmica da operação é o acoplamento operativo entre as usinas pertencentes a uma mesma bacia hidrográfica. Ao contrário de sistemas puramente termelétricos, nos quais todas as usinas são operacionalmente independentes entre si, sistemas com usinas hidrelétricas pertencentes à mesma bacia hidrográfica constituem sistemas interconectados de geração. É o caso do sistema brasileiro, caracterizado pela existência de grandes bacias hidrográficas com um grande número de usinas hidrelétricas. Além da interdependência operativa entre usinas da mesma bacia hidrográfica, a operação do sistema deve respeitar restrições de uso múltiplo da água, para navegação, irrigação, controle de cheias e saneamento.

Outro aspecto que acrescenta complexidade na coordenação hidrotérmica da operação é que as funções de geração das usinas hidrelétricas, que descrevem a conversão da água turbinada nas usinas em energia elétrica, assim como as funções de custo de complementação termelétrica, são geralmente representadas por funções não lineares. Modelos de otimização não linear requerem um esforço computacional bem maior que seus equivalentes lineares.

Além das características acima destacadas relativas ao sistema de geração, o sistema de transmissão da energia gerada nas usinas acrescenta um aspecto adicional de complexidade na cadeia de coordenação hidrotérmica da operação de curto prazo. A representação do sistema de transmissão é fundamental para assegurar a viabilidade do despacho de geração na operação do sistema elétrico. Através de modelos de fluxo de potência ótimo na rede de transmissão, são representados novos aspectos do acoplamento espacial das decisões operativas.

A coordenação hidrotérmica da operação é, portanto, um problema de otimização de grande

porte, dinâmico, estocástico, interconectado e não linear cuja solução requer sua decomposição em uma cadeia de modelos acoplados considerando horizontes de análise que vão desde o longo prazo com horizonte de anos até o curto prazo com horizonte de dias.

Cadeias de coordenação hidrotérmica têm sido propostas na literatura especializada procurando explorar as características específicas dos sistemas hidrotérmicos considerados (PEREIRA, 1985). A cadeia de coordenação hidrotérmica proposta em (CICOGNA, 2004) e utilizada no desenvolvimento dessa tese para o SIN foi composta por duas etapas:

- Planejamento da Operação: Etapa com horizonte de até cinco anos e discretização mensal, sendo o primeiro mês discretizado em semanas. Nessa etapa o objetivo principal é o gerenciamento otimizado dos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas visando a minimização dos custos esperados de complementação do mercado através de geração termelétrica, importação e racionamento.
- Programação da Operação: Etapa com horizonte de até uma semana e discretização horária, sendo o primeiro dia discretizado em meias-horas. Nessa etapa o objetivo principal é o atendimento da carga respeitando restrições energéticas, hidráulicas e elétricas dos sistemas de geração e transmissão. Do ponto de vista energético, as restrições são representadas pelas metas de geração das usinas hidrelétricas estabelecidas pelo planejamento da operação para a semana em consideração, podendo chegar a duas semanas. Do ponto de vista hidráulico, as restrições correspondem aos limites operacionais das usinas, aos usos múltiplos da água, e aos tempos de viagem da água entre usinas em cascata. Do ponto de vista elétrico, as restrições correspondem aos limites de transmissão e as restrições de segurança da rede elétrica.

Como o sistema brasileiro é constituído por grande número de usinas hidrelétricas, algumas com reservatórios de grande capacidade de regularização, e apresenta ainda um acentuado crescimento anual da capacidade instalada, o planejamento da operação para o SIN requer a consideração de um horizonte plurianual, usualmente adotado pelo setor em cinco anos. Nesta etapa, a representação individualizada das usinas hidrelétricas e a consideração estocástica das aflúncias, em um único modelo matemático, constituem o maior obstáculo para a solução adequada do problema.

Na literatura existem diversas publicações apresentando diferentes metodologias de otimização aplicadas à solução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Países como o Brasil, a Noruega, e o Canadá, com predominância de geração hidrelétrica, adotam diferentes metodologias de planejamento da operação de acordo com as características específicas de cada sistema (PEREIRA, 1985).

Uma tentativa de solução para o impasse entre a representação estocástica das vazões afluentes e a representação individualizada das usinas hidrelétricas tem sido a agregação do sistema hidrelétrico através de modelagem equivalente, desenvolvido inicialmente em (ARVANITIDIS; ROSING, 1970a) para permitir o uso de técnica de solução baseada em programação dinâmica estocástica. Essa tem sido a linha adotada no Brasil, desde a década de 70, e evoluiu para a utilização da técnica de solução baseada em programação dinâmica estocástica dual (PEREIRA; PINTO, 1985) (PEREIRA; PINTO, 1989) (KLIGERMAN, 1992).

Uma outra alternativa foi desenvolvida em (MARTINEZ; SOARES, 2002) considerando a aleatoriedade das vazões através de modelos de previsão e a utilização de técnica de otimização determinística com representação individualizada das usinas hidrelétricas (ROSENTHAL, 1981); (BISSONNETTE; LANFORT; Côté, 1986); (CARVALHO; SOARES, 1987a); (DEMBO, 1990); (OLIVEIRA; SOARES, 1995) (LOPES, 2001). Essa alternativa demonstrou resultados interessantes para sistemas compostos por uma única usina hidrelétrica, razão pela qual este trabalho visou implementar e testar essa política operativa para o SIN.

Por outro lado, a programação da operação visa obter um cronograma de despacho de máquinas e de geração para a próxima semana em base horária, com o primeiro dia em base de meia-hora, que seja compatível com as metas de geração das usinas hidrelétricas estabelecidas pelo planejamento da operação e que sirva como uma referência operativa para a operação em tempo real do sistema (ARCE, 1999); (ARCE; OHISHI; SOARES, 2002); (ARCE et al., 2003). Neste contexto, é fundamental uma detalhada representação de todos os aspectos operativos do sistema, incluindo os aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos. Devem ser consideradas restrições como tempo de percurso de água entre usinas, rampa de tomada de carga das máquinas, perdas hidráulicas no sistema de adução, eficiência das turbinas e geradores, e limites de fluxo de potência e de restrições de segurança no sistema de transmissão.

3.1 Metodologia em Vigor

Em função da complexidade do problema de coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos, a metodologia em vigor no setor elétrico sugere a separação do problema em três etapas: médio, curto prazo e curtíssimo. A Figura 15 ilustra a representação esquemática da metodologia vigente no SEB (ONS, 2006).

O NEWAVE é responsável pelo planejamento de médio prazo (cinco anos). Esse modelo representa os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte por quatro subsistemas equivalentes interligados. O principal resultado que esse modelo fornece ao seguinte na cadeia de

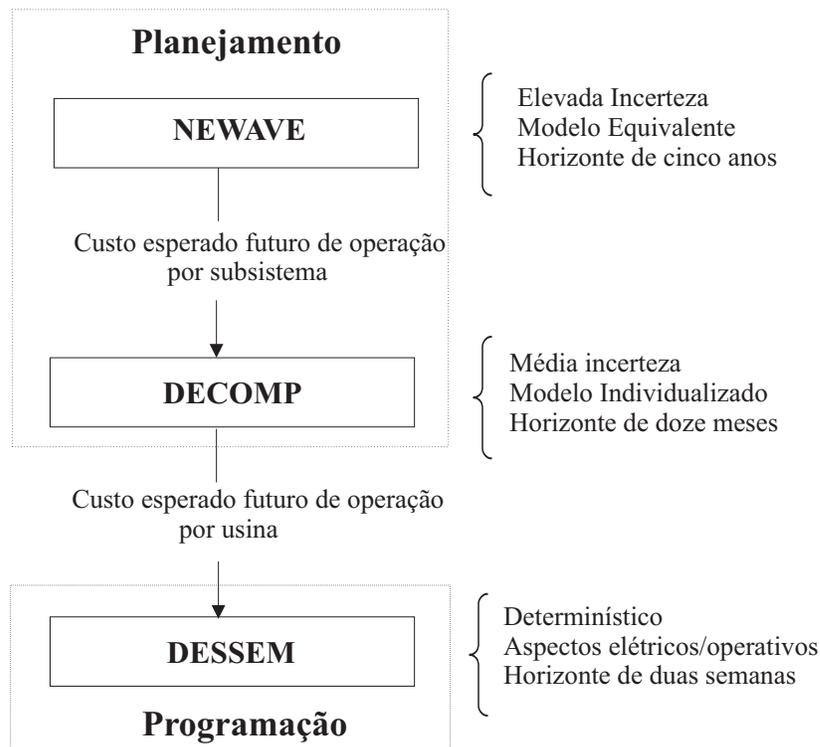


Figura 15: Representação esquemática da cadeia de coordenação hidrotérmica em vigor no SEB

coordenação é o custo esperado futuro de operação dos subsistemas.

Esse modelo baseia-se no conceito de modelo equivalente (TERRY, 1980), (ARVANITIDIS; ROSING, 1970b), (CRUZ, 1998), o qual agrega um conjunto de usinas hidráulicas num único reservatório equivalente que recebe, armazena e descarrega energia ao invés de água. O sistema brasileiro é composto por quatro sistemas equivalentes interligados, cada um representando as usinas hidráulicas de cada uma das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A solução do problema de planejamento neste caso é baseada em Programação Dinâmica Estocástica Dual (PEREIRA; PINTO, 1985).

O DECOMP possui um horizonte máximo de doze meses¹, sendo que para o primeiro mês é discretizado em base semanal, caracterizando-se como planejamento de curto prazo. Esse modelo utiliza as funções de custos futuros, obtidas do processo de otimização do modelo NEWAVE, como condições de contorno e minimiza o custo de operação representando as usinas de forma individualizadas.

O DESSEM, ainda em fase de avaliação pelo ONS, considera em um único modelo de curtíssimo prazo as restrições energéticas, hidráulicas e elétricas da operação do SIN em base horária. O

¹Na prática esse modelo é utilizado somente para os dois meses de horizontes iniciais.

objetivo é determinar a programação diária de geração do sistema hidrotérmico interligado minimizando o custo total de operação. As curvas de custo esperado futuro da operação por usina são as condições de contorno estabelecidas pelo curto prazo.

3.1.1 Considerações sobre a Técnica de Solução

No setor elétrico brasileiro, a determinação de estratégias de operação no planejamento energético tem tido como base a Programação Dinâmica Estocástica (PDE), desenvolvida por (BELLMAN, 1962). Esta abordagem vem sendo amplamente utilizada em problemas de planejamento hidrotérmico em particular e em sistemas hídricos de uma forma geral (YEH, 1985) (STEDINGER; SULA; LOUCKS, 1984). A popularidade da PDE pode ser associada a sua habilidade para tratar com características não lineares e estocásticas do problema, além de oferecer uma política de controle em malha fechada. O objetivo da política de malha fechada é obter uma regra de operação que forneça, em cada estágio do planejamento, uma decisão ótima para cada possível estado do sistema.

Na PDE, o problema se divide em etapas (estágios) e a melhor decisão em cada etapa é determinada de acordo com a situação (estado) em que o sistema se encontra. A otimalidade é baseada no conhecimento prévio de todas as possibilidades futuras e suas conseqüências, de modo a satisfazer o princípio da otimalidade de Belmman (BELLMAN, 1962). Assim, o custo total de operação é dado pelo custo da decisão no próprio estágio com o custo futuro pré-determinado a partir do estágio seguinte. Como o problema é estocástico, a decisão em cada estágio é determinada com base na distribuição de probabilidade da vazão afluente ao reservatório.

Em cada estágio as decisões são determinadas através da minimização da soma do custo presente mais o custo esperado futuro, assumindo decisões ótimas para todos os estágios subsequentes. Este custo é aditivo no sentido que o custo ocorrido no estágio t acumula-se sobre o tempo. Na técnica de resolução *backward*, o problema é resolvido com a busca de políticas ótimas partindo do estágio final T e seguindo até o estágio inicial.

No planejamento energético utilizado por muitos anos no setor elétrico brasileiro, a aplicação da PDE considerava a hipótese de que a variável estocástica do problema, representando a vazão afluente no estágio t , depende somente da vazão afluente no estágio anterior $t - 1$, sendo desta forma representada por um modelo Periódico autoregressivo de ordem 1, PAR(1). O processo estocástico da variável aleatória do problema é descrito como uma cadeia de Markov (BERTSEKAS, 1995). A consideração de modelos de ordem superior requer o indesejável aumento da dimensão do espaço de estado do problema, no caso da implementação primal convencional desta técnica.

A solução para o problema do planejamento da operação energética é obtida pela discretização de cada variável de estado contínua de maneira que cada espaço de estado seja substituído por uma faixa de intervalos discretos. Para ilustrar a dimensão do problema, em um sistema formado por um único reservatório, onde a variável de estado representando o volume armazenado é discretizada em 100 intervalos e a variável de estado representando a vazão afluente ao sistema no mês anterior é discretizada em 10 intervalos, o total de estados discretizados é de $(100 * 10)$ estados. Para mais de uma usina hidrelétrica, o número de estados discretizados cresce exponencialmente com o número de usinas, ou seja, o total de estados passa a ser 1000^n , onde n representa o número de usinas hidrelétricas do sistema. Essa é a chamada “maldição da dimensionalidade”, a qual torna o problema intratável mesmo para um pequeno número de usinas hidrelétricas.

A atual metodologia se baseava em PDE mas usa uma técnica alternativa de solução, a Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED) que não realiza a discretização do espaço de estados² e considera modelos estocásticos periódicos autoregressivos de ordem superior PAR(pm).

3.1.2 Considerações sobre a Modelagem Equivalente

A distribuição irregular da chuva numa grande bacia, somada às diferenças na capacidade de regularização dos reservatórios, em função de sua distribuição espacial, causa distorções na representação agregada dos sistemas hidrelétricos. Como exemplo, podemos citar um evento ocorrido recentemente.

Em janeiro de 2002, durante o programa mensal da operação, foi programado um recebimento de 1300 MW médios pelo sistema Nordeste, que apresentava apenas 38% de energia armazenada. Porém, as altas afluições à jusante de Sobradinho causaram o aumento de geração no Complexo Paulo Afonso e Xingó, que assim já atendiam a demanda do sistema. Como consequência, o intercâmbio recebido foi próximo de zero durante algumas semanas. O sistema Norte, que apresentava vertimento, não pode transferir energia para ser armazenada no Nordeste, que apresentava baixo armazenamento, uma vez que ocorreria vertimento no baixo São Francisco.

O programa mensal de operação, que é revisto semanalmente, continuou indicando transferência máxima do Norte para o Nordeste, que seria a solução otimizada do sistema brasileiro segundo a modelagem equivalente, indicando que sistemas agregados nunca conseguirão captar corretamente uma situação como essa.

Por outro lado, na mesma época ocorriam vertimentos em inúmeras usinas do Sudeste situadas mais a jusante nas suas bacias. O aumento da energia afluente não pôde ser armazenado, uma

²A decisão ótima é obtida através da resolução de um número finito de subproblemas lineares.

vez que os reservatórios de jusante encheram rapidamente apesar do Sudeste estar com energia armazenada abaixo de 50%.

Salienta-se que as regiões Sudeste e Nordeste estavam na época sob racionamento de energia. Como pôde então haver rejeição do intercâmbio pelo Nordeste e vertimento turbinável no Sudeste em regime de racionamento?

Novamente, vê-se a inconveniência de tratar os sistemas de forma agregada. O parâmetro de fim do racionamento é um percentual de energia armazenada que não tinha sido atingido quando já se vertia energia que poderia ter sido consumida pela população caso não se tivesse fixado um nível meta para a energia armazenada. O racionamento poderia então ter acabado no início de janeiro se o parâmetro adotado fosse outro.

Um segundo fator de falha na representatividade a modelo equivalente trata do cálculo das energias afluentes que são agregadas por subsistemas. É calculada uma parcela de energia para as usinas a fio d'água, limitada a sua capacidade de geração, e uma parcela de energia controlável para as usinas de regularização, limitada à capacidade de armazenamento de cada usina. Como as usinas de regularização podem já estar cheias no momento do cálculo, ocorre um erro. Um segundo erro ocorre nas usinas fio d'água que, além da própria vazão, também turbinam a água que vem de montante. Esse cálculo sempre dependerá da operação real do sistema e não pode ser feito de forma agregada. Cada decisão operativa tomada implica num valor de ENA (Energia Natural Afluente) diferente.

Outro problema de representatividade é o fato de algumas grandes bacias hidrográficas possuírem reservatórios em cascata que estão eletricamente interligados em subsistemas diferentes. Podemos citar as usinas de Três Marias no rio São Francisco e Serra da Mesa no Tocantins. Para tentar contornar esse problema são criadas usinas fictícias com e sem reservatório de forma a considerar a casa de máquinas num subsistema e o reservatório em outro. A própria representação da maior usina do SIN, Itaipu, não é satisfatória pois está hidraulicamente no sudeste mas eletricamente no sul.

3.2 Metodologia em Desenvolvimento na UNICAMP

Ao contrário da cadeia de coordenação hidrotérmica em vigor no SEB, que utiliza no planejamento dois modelos, um de médio prazo (NEWAVE) e outro de curto prazo (DECOMP), a metodologia utilizada nessa tese, baseada na proposta de (MARTINEZ; SOARES, 2002) (MARTINEZ, 2001) (CICOGNA, 2004), propõe um único modelo para o planejamento da operação energética,

trabalhando com discretização mensal.

Por outro lado, para o caso da programação da operação, a estrutura das cadeias de coordenação hidrotérmica também é diferente. Enquanto a metodologia em vigor propõe um único modelo (DESSEM) que considera simultaneamente os aspectos energéticos, hidráulicos, e elétricos do sistema, a metodologia da UNICAMP sugere três modelos distintos, sendo um modelo de despacho ótimo de máquinas e de geração (HydroDesp)(ARCE, 1999) (ARCE et al., 2003), um modelo de simulação hidráulica em base horária (HydroSim CP)(CICOGNA, 2004), e um modelo de fluxo de potência ótimo (FPO)(AZEVEDO, 2006).

A Figura 16 ilustra uma representação esquemática da metodologia desenvolvida na UNICAMP para coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos.

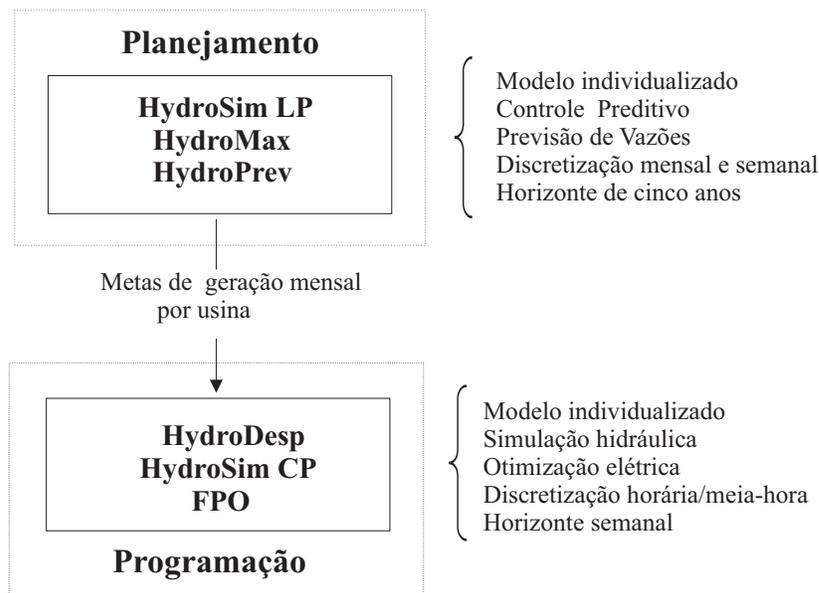


Figura 16: Representação esquemática da cadeia de coordenação hidrotérmica da UNICAMP.

3.3 Planejamento da Operação Energética

A política operativa para o planejamento da operação energética, proposta neste trabalho, baseia-se na combinação de um modelo de otimização determinística a usinas individualizadas e um modelo estocástico de previsão de vazões. A composição desses dois modelos permite criar uma política operativa para o sistema hidrotérmico onde a estocasticidade do problema é considerada de forma externa ao modelo de otimização. Para cada tomada de decisão, deve-se realizar uma previsão de vazões seguida de uma otimização a usinas individualizadas para o cenário hidrológico previsto. A decisão a ser tomada é a solução ótima para o primeiro intervalo

de tempo do horizonte de otimização.

Os modelos envolvidos na solução do problema de planejamento da operação energética e suas características são expostos a seguir:

- **HydroMax:** modelo de otimização determinística do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos. A metodologia é baseada em algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. O sistema gerador representa de forma individualizada as usinas hidráulicas e termelétricas. Na formulação contida no modelo, considera-se detalhadamente a operação das usinas hidrelétricas, destacando as equações não lineares que representam a função de produção hidráulica, a capacidade máxima da vazão turbinada e o custo de geração do parque termelétrico (CICOGNA, 1999).
- **HydroPrev:** modelo de previsão de vazões baseado em redes neurais combinadas com lógica *fuzzy* (BALLINI, 2000). A previsão para cada posto de vazões é feita em base mensal. Neste trabalho, utilizou a média de longo termo (MLT) como previsão de vazão.
- **HydroSim LP:** modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. Na metodologia são representadas de forma individualizada as usinas a serem simuladas, bem como uma grande coleção de restrições reais das condições operativas das usinas hidrelétricas, tais como: limites de armazenamento máximo, defluência mínima e usos múltiplos da água. O detalhamento da operação das usinas citada no modelo HydroMax é compartilhada pelos modelos de simulação (CICOGNA, 2004).

3.4 Modelo de Otimização HydroMax

Nessa seção é apresentado o modelo de otimização da operação energética, *HydroMax*. Trata-se de um modelo de otimização determinístico baseado em algoritmos de fluxo em redes não linear com arcos capacitados, com representação individualizada por usina.

O modelo de otimização utiliza como função objetivo a ser minimizada o custo de complementação termelétrica ao longo de um horizonte de estudo. A complementação termelétrica é calculada pela diferença entre mercado de energia e a geração hidrelétrica. A função de custo de complementação termelétrica pode ser linear por partes, quando determinada a partir de dados das usinas termelétricas nacionais, ou pode ser representada por uma função quadrática crescente do nível de geração.

Para resolver esse problema têm sido utilizados modelos de fluxos em rede com arcos capa-

citados, tal como proposto por (ROSENTHAL, 1981) (DEMBO; STEIHAUG, 1983) (CARVALHO; SOARES, 1987a) (LI; JAP; STREIFFERT, 1993) (OLIVEIRA; SOARES, 1995) (CICOGNA, 1999) e (MARTINS, 2005). Em (AZEVEDO, 2006) um método de pontos interiores foi desenvolvido para resolver esse problema, apresentando bom desempenho.

3.4.1 Formulação Matemática

Apresenta-se a seguir a formulação do modelo de otimização a usinas individualizadas para sistemas hidrotérmicos de geração.

$$\min \sum_{t=1}^T \lambda_t \cdot [\Psi_t(D_t - P_t)] \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad \forall t \quad (3.2)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad \forall i, t \quad (3.3)$$

$$h_{i,t} = \phi_i(x_{i,t}^{med}) - \theta_i(u_{i,t}) - \sigma_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.4)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (3.5)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.6)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.7)$$

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.8)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.9)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}(h_{i,t}) \quad \forall i,t \quad (3.10)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \forall i,t \quad (3.11)$$

$$x_{i,0} \text{ dado } \forall i \quad (3.12)$$

em que:

T : número de intervalos de tempo;

I : número de usinas hidrelétricas do sistema;

λ_t : coeficiente de valor presente para o intervalo t ;

$\Psi_t(\cdot)$: função de custo da usina termelétrica [\$];

$p_{i,t}$: geração de energia da usina hidroeétrica i durante o intervalo t [\overline{MW}];

P_t : geração de energia hidroeétrica total durante o intervalo t [\overline{MW}];

D_t : mercado a ser atendido durante o intervalo t [\overline{MW}].

$x_{i,t}$: volume do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];

$x_{i,t}^{med}$: volume médio do reservatório da usina i durante o intervalo t [hm^3];

$h_{i,t}$: altura de queda líquida da usina i durante o intervalo t [m];

$\phi_i(x)$: polinômio da cota de montante do reservatório da usina i [m];

$\theta_i(u)$: polinômio da cota de jusante do canal de fuga da usina i [m];

$\sigma_{i,t}$: polinômio da perda de carga hidráulica da usina i durante o intervalo t [m];

$\bar{x}_{i,t}$: volume máximo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];

$\underline{x}_{i,t}$: volume mínimo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];

$u_{i,t}$: vazão defluente da usina i durante o intervalo t [m^3/s];

$q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];

$v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];

$y_{i,t}$: vazão incremental afluyente à usina i durante o intervalo t [m^3/s];

Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;

Os limites operativos de volume e defluência dos reservatórios foram indexados no tempo para permitir a consideração de restrições de usos múltiplos da água. O limite mínimo de operação de um reservatório pode variar no tempo em função, por exemplo, do uso do reservatório para fins de navegação, abastecimento de água, irrigação e recreação. O limite máximo de operação pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança de barragens e controle de cheias (volume de espera).

O custo operacional $\Psi(\cdot)$ representa o custo mínimo de geração complementar de recursos não hidráulicos como geração térmica, importação de mercados vizinhos ou déficit de energia (acionamento). Como consequência de minimização, Ψ_t é uma função convexa crescente da geração complementar e, portanto decrescente da geração hidroelétrica P_t no estágio t , e dependente da demanda D_t .

A geração hidroelétrica em cada usina no estágio t é representada pela equação (3.6), sendo uma função não linear do volume de água armazenado no reservatório $x_{i,t}$ e do volume de água defluente da usina $u_{i,t}$. A equação (3.3), de igualdade, representa o balanço de água nos reservatórios.

O nível do reservatório, em relação ao nível do mar, é denominado cota montante $\phi_i(x)$, enquanto o nível do canal de fuga é denominado cota jusante $\theta_i(u)$. Essas funções são representadas por polinômios de até quarto grau em função do volume e defluência, respectivamente.

A perda de carga hidráulica $\sigma_{i,t}$ representa a perda, em metros, que a água sofre pela passagem no conduto forçado (adução), desde o reservatório até as turbinas. Esta perda é associada, principalmente, ao atrito entre a água e as paredes da tubulação do canal de adução.

A partir da cota de montante, cota de jusante e perda de carga é definido o valor de altura de queda líquida ($h_{i,t}$) do reservatório, como apresentado na equação 3.4.

λ_t é o coeficiente de valor presente, e tem como objetivo representar o custo futuro do instante T em t .

3.5 Modelo de Previsão de Vazões Afluentes

Até recentemente, a alternativa mais comum aos modelos determinísticos ou hidrológicos na previsão de vazões eram os modelos estocásticos para análise de séries temporais, baseadas principalmente nas metodologias de Box & Jenkins (BOX; JENKINS; REINSEL, 1994). Estes modelos tem sido empregados pelo setor elétrico brasileiro, inicialmente no âmbito do Grupo Coordenador

da Operação Interligada - GCOI, coordenado pela ELETROBRÁS (GCOI, 1983) e, posteriormente, no âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Na cadeia de coordenação desenvolvida na UNICAMP, a técnica adotada tem se baseado em redes neurais nebulosas. Entretanto, nessa tese utilizou-se a MLT como a previsão de vazão.

Em (BALLINI; SOARES; ANDRADE, 1999b) foi aplicado uma rede neural nebulosa baseada no modelo de (YAMAKAWA; TOMADA, 1989) para previsão de vazões afluentes médias mensais um passo à frente e comparadas aos modelos de redes neurais MLP (Multi-Layer Perceptron) com algoritmo back-propagation e modelos Periódicos autoregressivo (PAR). Os resultados obtidos com o modelo RNN (Redes Neurais Nebulosas) mostraram melhor desempenho, além de apresentar um rápido processo de treinamento.

Em (BALLINI; SOARES; ANDRADE, 1999a) foi proposto um modelo de rede neural nebulosa baseado em (FIGUEIREDO; GOMIDE, 1998) para previsão de vazões afluentes médias mensais um passo à frente. O modelo é baseado em um método de aprendizagem competitivo, onde os parâmetros fundamentais para definir o mecanismo de inferência nebuloso são ajustados durante o treinamento. O desempenho do modelo foi comparado com os modelos MLP e PAR. Os resultados apresentaram um melhor desempenho para a RNN, com erros significativamente menores.

Uma rede neural nebulosa com estrutura adaptativa foi aplicada para previsão de vazões em (BALLINI, 1998). Este modelo, proposto por (FIGUEIREDO; GOMIDE, 1998) apresenta um método de aprendizagem construtivo, onde regras nebulosas são adicionadas à estrutura da rede quando o desempenho desta não é satisfatória. Para avaliar o desempenho do modelo, uma análise comparativa foi realizada com os modelos de redes neurais MLP e PAR. Os resultados mostraram desempenho superior para previsão de vazões afluentes um passo à frente usando a rede neural nebulosa.

Em (BALLINI, 2000) foi feita uma análise e uma previsão de vazões usando modelos de séries temporais, redes neurais e RNN para previsão um passo à frente para dados de postos localizados em diferentes regiões do Brasil. O desempenho dos modelos foram comparados e os resultados mostraram que o modelo proposto para as RNN apresentou melhor desempenho que as outras abordagens para previsão um passo à frente.

Em (MARINHO; BALLINI; SOARES, 2003) foi desenvolvido um modelo para previsão de vazão, baseado em um sistema de inferência nebulosa adaptativa - ANFIS(JANG, 1993) e comparou com uma rede neural MLP obtendo melhores resultados que esta. No entanto, esses resultados não foram superiores aos obtidos com as RNN. Entretanto, nesse trabalho foram utilizadas apenas funções de pertinências do tipo gaussianas no modelo, ao passo que em (MARQUES et al., 2003a) foi utilizado

o mesmo modelo, mas realizou-se uma busca do melhor conjunto de funções de pertinências a serem utilizadas. Em função disso, obteve-se resultados melhores quando comparado com as RNN desenvolvidas em (BALLINI, 2000).

3.6 Modelo de Simulação HydroSim LP

O planejamento energético da operação de um sistema hidrotérmico engloba estudos de diferentes naturezas e horizontes. Nesses estudos, destacam-se àqueles relativos à avaliação energética do sistema nos quais procura-se verificar as condições de operação do sistema gerador frente a um grande conjunto de restrições, tais como: atendimento da demanda, limites operativos de reservatórios e usinas, usos múltiplos da água, configuração dinâmica do sistema gerador, manutenção e falhas na operação das usinas e restrições hidrológicas como, por exemplo, o fenômeno de evaporação na superfície dos reservatórios.

Um dos instrumentos de visualização desse tipo de análise é a simulação individualizada da operação do parque gerador. Com esse tipo de ferramenta, pode-se identificar os impactos que a superposição de restrições operativas tem no comportamento do sistema gerador.

O modelo de simulação utilizado neste trabalho presta-se para a simulação da operação energética de sistemas hidrotérmicos situados em um horizonte de médio ou longo prazo, com discretização semanal, mensal e mista. Entretanto, neste trabalho somente a discretização mensal foi utilizada.

Como característica especial, que o distingue dos demais modelos, a modelagem foi especialmente estruturada para testar diferentes políticas operacionais. Assim, embora o simulador tenha como concepção inicial a política operacional baseada na previsão e otimização sucessiva do problema, a sua implementação computacional permite testar e criar outras políticas operacionais, com destaque para o pequeno esforço necessário para atingir tal objetivo.

3.6.1 Formulação Matemática

A aplicação de uma decisão é baseada no cálculo do balanço de massa de água dos reservatórios, chamado de balanço hidráulico. Para esse cálculo deve-se considerar os dados que aumentam o armazenamento, como por exemplo, a vazão incremental, e os dados que reduzem armazenamento, como as perdas por evaporação. Após realizado o balanço de massas, segue-se o procedimento de cálculo que verifica a existência de alguma violação das restrições operativas.

Para facilitar o entendimento do cálculo do balanço hidráulico, pode-se representar os estágios de operação de cada usina, a cada intervalo de tempo, como uma rede de nós e arcos de todo o sistema em simulação.

A equação de equilíbrio de fluxos de cada nó representa a equação de balanço de água decorrente da aplicação da decisão, como ilustra na Figura 17 (CICOGNA, 2004). As restrições de limites para as variáveis de volume e defluência são representadas pelas canalizações impostas aos arcos da rede.

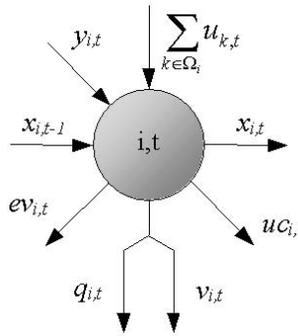


Figura 17: Representação da equação de balanço hidráulico da usina i no intervalo t

Assim, a equação de balanço pode ser escrita como:

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - (q_{i,t} + v_{i,t} + ev_{i,t} + uc_{i,t}) \right) \cdot \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad (3.13)$$

- $x_{i,t}$: volume da usina i ao final da operação do intervalo t [hm^3];
- $x_{i,t-1}$: volume da usina i no início da operação do intervalo t [hm^3];
- $y_{i,t}$: vazão incremental afluente à usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;
- $q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $ev_{i,t}$: vazão evaporada do reservatório da usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- $uc_{i,t}$: vazão de uso consuntivo do reservatório da usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- Δt_t : tamanho do intervalo t [s];

- $u_{i,t}$: vazão defluente da usina i durante o intervalo t [m^3/s];
- Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;

A vazão defluente da usina é computada como a soma da vazão turbinada com a vazão vertida:

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad (3.14)$$

Depois de realizado o cálculo do balanço hidráulico, é feita a verificação de atendimento às restrições impostas as variáveis de operação. As variáveis de volume armazenado são limitadas pelos valores mínimo e máximo operacionais. O mesmo critério é válido para as vazões turbinada, vertida e defluente, conforme apresentado a seguir. A única diferença ocorre para o engolimento máximo, o qual é calculado como uma função da altura de queda líquida disponível.

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad (3.15)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}(h_{i,t}) \quad (3.16)$$

$$\underline{v}_{i,t} \leq v_{i,t} \leq \bar{v}_{i,t} \quad (3.17)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad (3.18)$$

O cálculo da geração hidrelétrica de uma usina i durante um determinado intervalo t é realizado considerando-se o armazenamento médio durante o referido período de operação, conforme descrito na seção 3.4. No cálculo da altura de queda líquida média do intervalo utiliza-se os polinômios Cota x Volume do reservatório (ϕ), Cota x Vazão do canal de fuga (θ) e das perdas hidráulicas (σ). O rendimento dos conjuntos turbina/gerador é considerado médio.

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad (3.19)$$

$$h_{i,t} = \phi(x_{i,t}^{med}) - \theta(u_{i,t}) - \sigma_{i,t} \quad (3.20)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad (3.21)$$

A geração hidrelétrica total de um certo intervalo t é dada pela soma das gerações individuais das usinas em operação nesse período:

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad (3.22)$$

A geração termelétrica é calculada como complementação à geração hidrelétrica no atendimento do mercado:

$$G_t = D_t - P_t \quad (3.23)$$

Caso não haja disponibilidade de geração, ou exista falta de capacidade instalada, o simulador registra a ocorrência de déficit de geração e o valor de seu respectivo custo.

3.7 Comentários Adicionais

A modelagem matemática do problema do planejamento da operação energética varia de acordo com os objetivos a serem alcançados. Todavia, diferentes trabalhos com abordagens matemáticas distintas merecem citação. Em primeiro lugar, deve-se observar que alguns trabalhos propõem métodos duais de solução do problema, como alternativa ao método primal. Guan et al. (1997) propõem uma solução por relaxamento Lagrangeano, realizada em duas fases, com factibilização da solução dual através de fluxo em redes. Mais tarde, Zhang, Luh e Zhang (1999) exploram o problema da não-diferenciabilidade introduzida pela formulação dual, e o resolvem através de um método de empacotamento de subgradientes.

No trabalho de Bazaraa e Shetty (1993), um método denominado gradiente reduzido generalizado com suporte a restrições não-lineares de igualdade é brevemente apresentado. Entretanto, são feitas algumas considerações acerca dessas restrições do problema que inviabilizam sua aplicação direta ao modelo apresentado nesse trabalho.

Nabona (1993) apresenta uma abordagem por fluxo em redes com representação individualizada e afluências estocásticas, como alternativa ao modelo equivalente.

4 A Política Operativa Proposta

Uma política operativa tem a responsabilidade de decidir a maneira de operar as usinas do sistema a cada intervalo de tempo do horizonte de planejamento. Em termos das variáveis apresentadas para o problema de planejamento da operação, uma decisão tomada pela política operativa consiste nos valores de **vazão turbinada** a serem adotados pelas usinas do sistema de geração durante cada intervalo do horizonte de planejamento. De posse da decisão de turbinagem, e das vazões incrementais da sequência hidrológica sendo simulada, o simulador efetua o balanço hidráulico e leva os reservatórios do sistema gerador para um novo estado de armazenamento. Além disso, o simulador confere a consistência da decisão verificando se o novo estado é factível e se nenhuma das restrições de operação do sistema foram violadas.

Basicamente uma política operativa decide a cada estágio de tempo, **quanto** turbinar em cada usina hidrelétrica, o que determina a geração de cada usina, e do sistema como um todo. Sendo assim, políticas operativas diferem entre si, pela forma como estas determinam as decisões de vazão turbinada. Normalmente, esta decisão é tomada levando-se em conta um objetivo que acaba por caracterizar o comportamento da política operacional.

A metodologia em vigor no planejamento da operação energética do SIN é baseada em representação a sistema equivalente, onde o conjunto dos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema é representado por um único reservatório equivalente de energia. Nos modelos que usam a representação a sistema equivalente, como o antigo modelo BACUS usado pelo GCOI e o atual modelo NEWAVE¹ usado pelo ONS, a decisão operativa corresponde ao total (QUANTO) de geração hidráulica e térmica, não especificando a forma (COMO) dessa geração total ser produzida nas usinas do sistema². Para caracterizar completamente uma política operativa, a solução

¹É um modelo de Programação Dinâmica Estocástica Dual utilizado no Setor Elétrico Brasileiro para subsistemas interligados afim de decidir quanto o sistema como um todo deve gerar para atender a demanda. Maiores detalhes podem ser encontrados em (PEREIRA; PINTO, 1985); (KLIGERMAN, 1992); (COSTA et al., 1993); (MACEIRA, 1993).

²Essa divisão da política operativa em duas partes, onde a primeira decide QUANTO gerar e a segunda COMO gerar, também é adotada pelo setor elétrico brasileiro no cálculo da energia assegurada das usinas hidrelétricas. A grosso modo, o procedimento adotado primeiro determina a oferta hidráulica do sistema como um todo usando o programa NEWAVE, e depois essa oferta hidráulica total é rateada entre as usinas usando o modelo MSUI.

desses modelos agregados necessita ser desagregada entre as usinas do sistema, o que é feito por modelos de simulação a usinas individualizadas, como os modelos MSUI e SUIISHI-O usados no planejamento da operação do SIN.

Diferentemente, a política operativa proposta nesta tese, denominada de *controle preditivo*, se constitui em uma política operativa completa, não havendo a necessidade de usar modelos para desagregar a solução obtida entre as usinas do sistema porque essa política foi desenvolvida utilizando uma modelagem a usinas individualizadas.

Essa política operativa foi implementada e testada para a operação energética de sistemas hidrotérmicos com uma única usina hidrelétrica, mostrando desempenho semelhante à programação dinâmica estocástica (MARTINEZ; SOARES, 2002). Neste trabalho, foi estendida e adaptada para aplicação no SIN.

4.1 Controle Preditivo no Planejamento da Operação Energética

O controle preditivo é uma estratégia de controle de sistemas estocásticos baseado na otimização do sistema para valores previstos dos parâmetros incertos (OGUNNAIKE; RAY, 1994)(ver Apêndice C). No problema de planejamento da operação energética, é uma política operativa baseada num processo adaptativo de tomada de decisões, onde a cada intervalo de tempo as decisões (turbinagens) são tomadas pelo modelo de otimização a usinas individualizadas alimentado com as previsões de vazões futuras. O procedimento de previsão/otimização é repetido a cada intervalo do horizonte de planejamento visando minimizar os desvios na trajetória ótima dos reservatórios das usinas provocados pelos erros entre os valores previstos e verificados das vazões.

Essa abordagem surge como uma nova alternativa ao planejamento da operação energética do SIN, pois considera a estocasticidade das vazões afluentes de forma externa ao modelo de otimização, através de modelo de previsão de vazões. Adicionalmente, a representação do sistema hidrelétrico é feita em detalhe, considerando cada usina individualmente, com suas próprias restrições operacionais e características não lineares de produção.

A Figura 18 apresenta as variáveis envolvidas no Controle Preditivo. As variáveis q_t , P_t , x_t e y_t são definidas como sendo a variável de controle (vazão turbinada), a variável de saída do sistema (geração hidrelétrica), a variável de estado (armazenamento do reservatório) e a variável de entrada (vazão afluente) durante o intervalo do tempo t . A variável \hat{y}_t denota a vazão afluente fornecida por um previsor de vazão para o horizonte de otimização T . As variáveis \hat{q}_t , \hat{P}_t e \hat{x}_t são

resultados do modelo de otimização para todo intervalo do tempo t do horizonte de otimização T , assumindo as vazões previstas \hat{y}_t . A variável \hat{q}_t é a decisão implementada (avaliada) pelo simulador no intervalo de tempo t , todo o processo se repetindo a cada intervalo de tempo t .

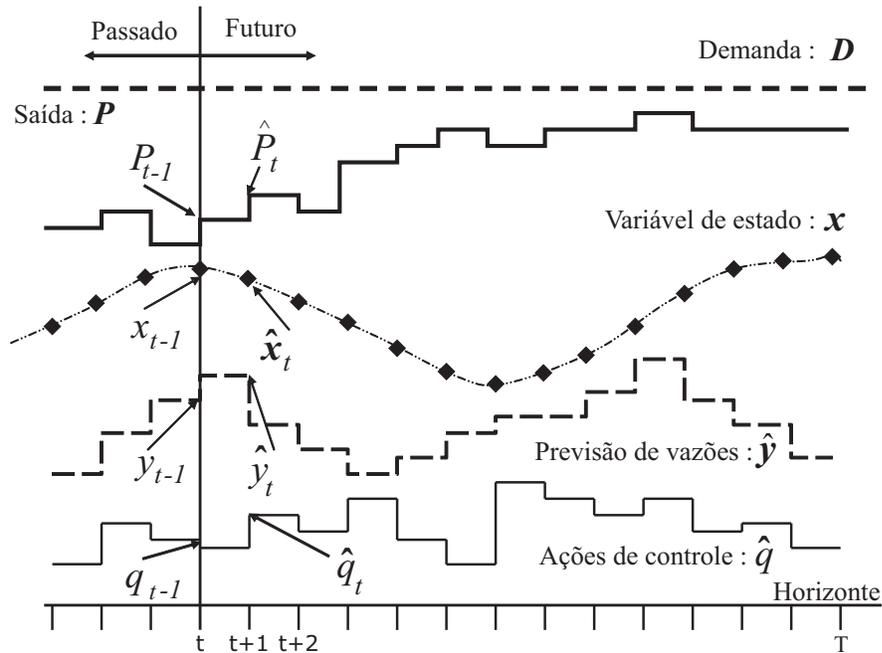


Figura 18: Estratégia do controle preditivo

A Figura 19 ilustra o princípio do Controle Preditivo para o problema de planejamento energético da operação considerando uma simulação sob o histórico de vazões. No intervalo de tempo t , o Previsor, a partir de informações passadas das vazões históricas, gera uma seqüência de T vazões afluentes previstas e, baseado nesta informação, o Otimizador calcula as ações de controle futuras para assim atender a Demanda minimizando o custo da complementação termelétrica. Somente a **primeira** decisão de controle (q_t^*) é implementada até o próximo intervalo de tempo, quando todo o processo é repetido baseado nas novas informações medidas.

Ou seja, o procedimento que envolve modelos de previsão e de otimização é repetido a cada intervalo do horizonte de simulação com o objetivo de minimizar os erros de operação das usinas hidrelétricas provocados pelos erros de previsão de vazões afluentes.

Para o problema de planejamento energético da operação, o modelo é representado na forma de espaço de estados, pela equação dinâmica:

$$x_t = x_{t-1} - u_t + y_t \quad (4.1)$$

em que x_t representa a variável de estado dado pelo volume (hm^3) armazenado nos reservatórios,

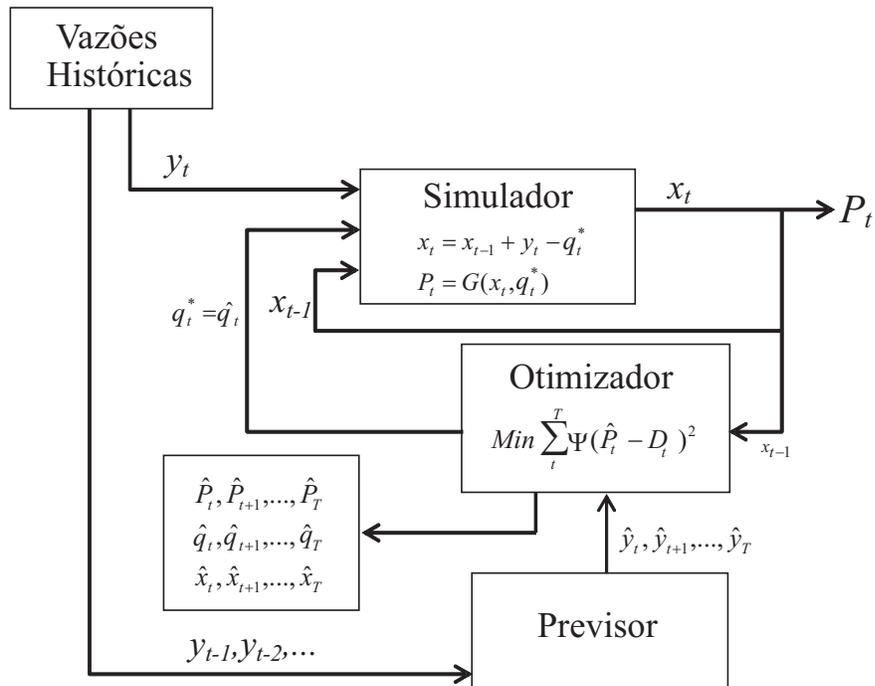


Figura 19: Estrutura de funcionamento do controle preditivo

q_t representa a turbinagem e y_t a afluência (m^3/s) para o intervalo t . A variável x_{t-1} representa o estado de armazenamento do início do intervalo t .

A idéia de usar modelos determinísticos de otimização alimentado por vazões previstas para determinar as decisões de operação de sistemas hidrotérmicos já foi proposta anteriormente. Dagli e Miles (1980) desenvolveu o controle adaptativo sugerido por (SIGVALDASON, 1976) que possui esse mesmo princípio de funcionamento, uma otimização retro-alimentada por uma previsão. Esse trabalho foi desenvolvido com intuito de eliminar o alto custo computacional proporcionado por técnicas de programação dinâmica para o problema de recursos hídricos, e concluiu que embora essa solução adaptativa não conduza à solução ótima do problema, alcança uma solução satisfatória. Os trabalhos de (MARTINEZ; SOARES, 2002) (BISSONNETTE; LANFORT; Côté, 1986) (DEMBO, 1990) demonstram o desempenho deste mecanismo.

4.2 Condições de Contorno

Uma importante questão no desempenho dessa política é a condição de contorno associada ao modelo determinístico de otimização, a qual estabelece o balanço entre custos do uso da água no período de otimização com os custos futuros após esse período.

A cada tomada de decisão é requerido uma previsão de vazões afluentes seguida de uma otimização a usinas individualizadas para o cenário hidrológico previsto. A decisão é obtida tomando-se a solução ótima (q^*) para o **primeiro** intervalo de tempo do horizonte de otimização.

Uma maneira de superar o problema de obter uma apropriada condição de contorno para o modelo é estender o horizonte de otimização de maneira a tornar desprezível a influência da mesma na decisão ótima do primeiro estágio. No entanto, este tipo de consideração pode não ser conveniente, uma vez que, com a extensão do horizonte de otimização, o erro na previsão de afluências tende a aumentar, comprometendo o desempenho da política operativa. Por outro lado, estabelecer horizontes de otimização mais curtos, onde os modelos de previsão possam ter melhor desempenho, requer uma precisa estimativa da função de custo esperado futuro de operação, desde que, neste caso, a influência da mesma sobre a decisão do primeiro estágio passa a ser crucial.

Para superar o conflito entre condição terminal e horizonte de otimização, é assumido que os reservatórios devem estar tão cheios quanto possível sempre no início do período seco do sistema, que corresponde ao mês de Maio para o SIN. Este critério heurístico tem como base a análise de comportamento da solução ótima determinística sob todo o histórico de vazão afluente. Para ilustrar esse comportamento foi realizada uma otimização para um período de 120 meses utilizando a vazão do histórico com duas usinas hidrelétricas, a saber: Furnas, localizada no Rio Grande e Sobradinho, localizada no Rio São Francisco ambas pertencente ao Sub-Sistema Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente.

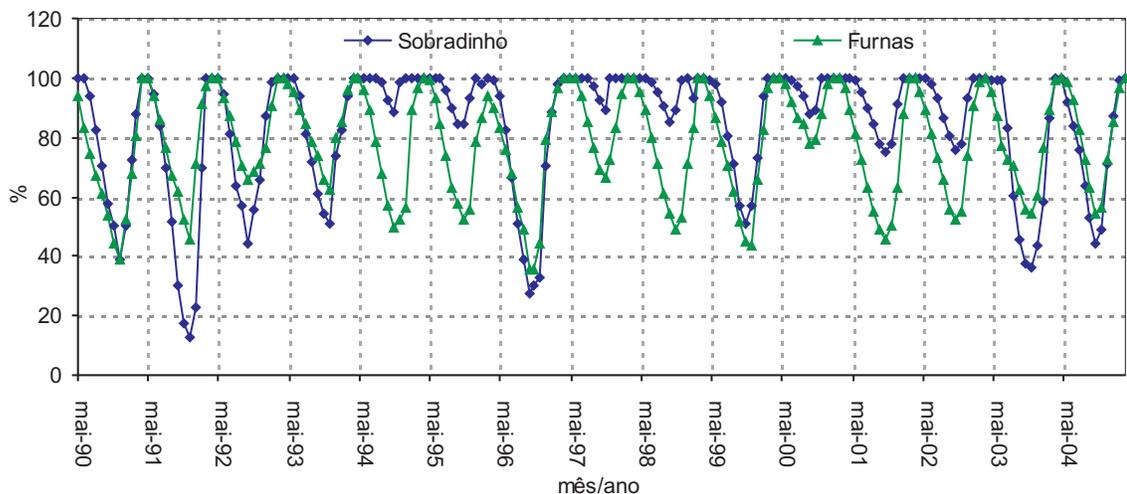


Figura 20: Armazenamento ótimo de usinas hidrelétricas do SIN para o histórico

Na Figura 20 são observados os níveis de armazenamento para cada uma das usinas verificando que no final do mês de Abril e no início do mês de Maio os reservatórios devem estar cheios em

condições médias. Dessa forma, considerou-se o enchimento em final de abril como uma diretriz condizente com a otimização da operação energética.

Para assegurar a condição de contorno de enchimento dos reservatórios em final de abril, o horizonte de otimização é considerado variável ao longo do período de simulação, variando de 13 a 24 meses, sendo o estágio final sempre o mês de Abril. A Figura 21 ilustra graficamente como este horizonte de otimização foi considerado ao longo do processo de simulação.

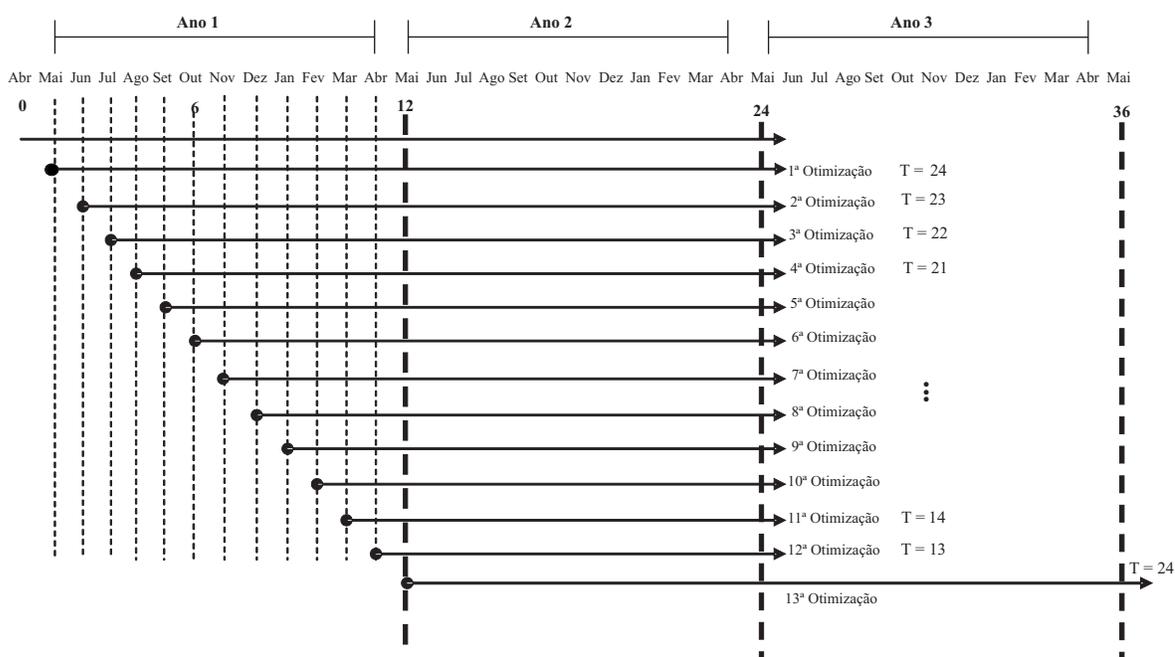


Figura 21: Representação do horizonte de otimização ao longo do processo de simulação

Em Maio, a otimização é realizada com 24 meses de horizonte. Em Junho com 23 meses, em Julho com 22 meses, e assim por diante, até que em Maio seguinte volta a ser de 24 meses.

A utilização de horizontes de otimização de 13 a 24 meses a frente se mostrou adequado por um lado, ao incentivar o armazenamento máximo no início do segundo mais próximo período seco, e por outro lado, por permitir a adaptação dos reservatórios a diversidade de regimes hidrológicos entre as diferentes regiões do SIN (a região Sul apresenta um regime hidrológico diferente das demais regiões). Horizontes de otimização maiores³ foram testados apresentando resultados idênticos, razão pela qual adotou-se o menor horizonte.

³Horizontes de 36 e 48 meses.

4.3 Controle Preditivo para o SIN

O SIN é predominantemente hidrelétrico, com cerca de 10% somente do mercado atendido por geração termelétrica. Num sistema hidrotérmico com estas proporções, o risco de não atendimento de mercado é o principal parâmetro de expansão da geração, resultando num sistema projetado para atender o mercado sem déficits mesmo nos períodos críticos das vazões históricas, e portanto projetado para o vertimento turbinável em situações hidrológicas normais.

Assim, uma modificação importante na implementação da política operativa de Controle Preditivo para o SIN foi a de fornecer ao modelo de otimização um mercado fictício maior que o real para solicitar sempre o sistema hidrelétrico a operar com máxima eficiência, garantindo a obtenção de uma solução hidráulica que ofereça sempre a maior disponibilidade energética (MARQUES; CICOONA; SOARES, 2005a), o que não ocorre nas condições reais de mercado e a inflexibilidade térmica do SIN.

A solução fornecida pelo modelo de otimização considerando um mercado fictício majorado é então obtida como a oferta “ótima” de geração do parque hidrelétrico do SIN, que somada a oferta mínima de geração termelétrica (inflexibilidade) fornece a oferta hidrotérmica “ótima” do SIN.

É importante destacar que o valor do mercado fictício não tem grande importância na oferta hidrotérmica, desde que seu valor seja suficientemente grande para que o parque hidrelétrico nunca desloque totalmente a geração termelétrica complementar, aproveitando toda oferta hidráulica disponível.

As Figuras 22 e 23 mostram o efeito do mercado na decisão de operação do reservatório de Furnas numa otimização de 12 meses de horizonte para as vazões MLT com reservatório cheio no início e final do horizonte. Foram considerados mercados de 90%, 100% e 110% da capacidade instalada da usina, todos suficientes para exigir a máxima oferta hidrelétrica possível. As pequenas diferenças notadas na solução são devidas à amplificação do efeito cota de montante (REED, 1982).

Sem esse efeito, a solução ótima é turbinar constante, minimizando (e deixando) constante a complementação térmica. Com esse efeito, as turbinagens iniciais se reduzem compensadas pelo aumento nas turbinagens finais do período de otimização, o que deixa a trajetória de turbinagem ótima aproximadamente crescente, Figura 23. Um mercado maior significa maiores custos de operação e portanto maiores reduções nas turbinagens iniciais, amplificando o efeito cota. Neste exemplo, a turbinagem ótima variou de $867,8 \text{ m}^3/\text{s}$ para o mercado menor (90%) até $851,5 \text{ m}^3/\text{s}$ para o mercado maior (110%), uma variação menor que 2%. Adotou-se nos estudos de caso o valor de mercado majorado igual a 100% da potência instalada do SIN.

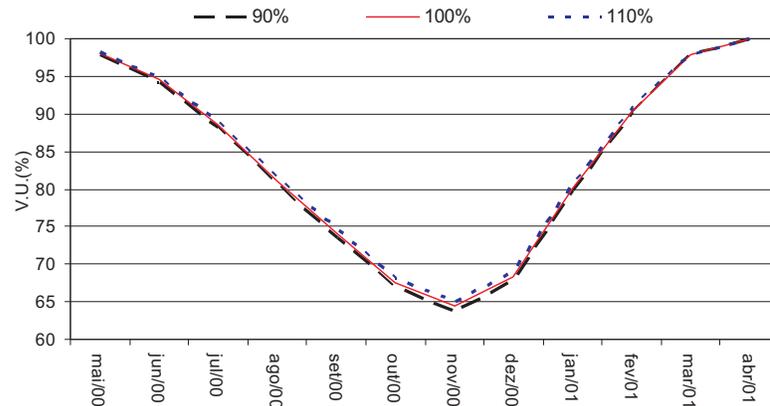


Figura 22: Efeitos da variação do mercado no volume do sistema

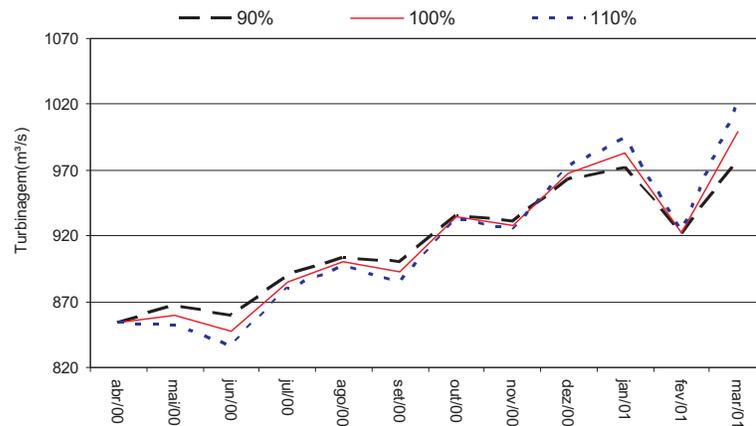


Figura 23: Efeitos da variação do mercado na turbinagem do sistema

O sistema elétrico brasileiro é composto por 4 sub-sistemas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste / Centro-Oeste. Atualmente com a expansão dos sistemas de transmissão todos esses subsistemas estão interligados fazendo parte de uma mesma malha elétrica, como observado na Figura 24. Entretanto, essa integração entre as regiões do SIN está limitada pela capacidade de transferência de energia entre os subsistemas.

Da comparação entre a oferta hidrotérmica “ótima” e o mercado real, duas possibilidades de ajustes podem ser necessárias:

- Se o mercado real (D) for menor que a oferta hidrotérmica “ótima” (geração hidráulica P mais geração térmica mínima inflexível G_{min}) reduzir a geração hidrelétrica via armazenamento dos reservatórios, e se não for suficiente verter turbinável (1ª Etapa).

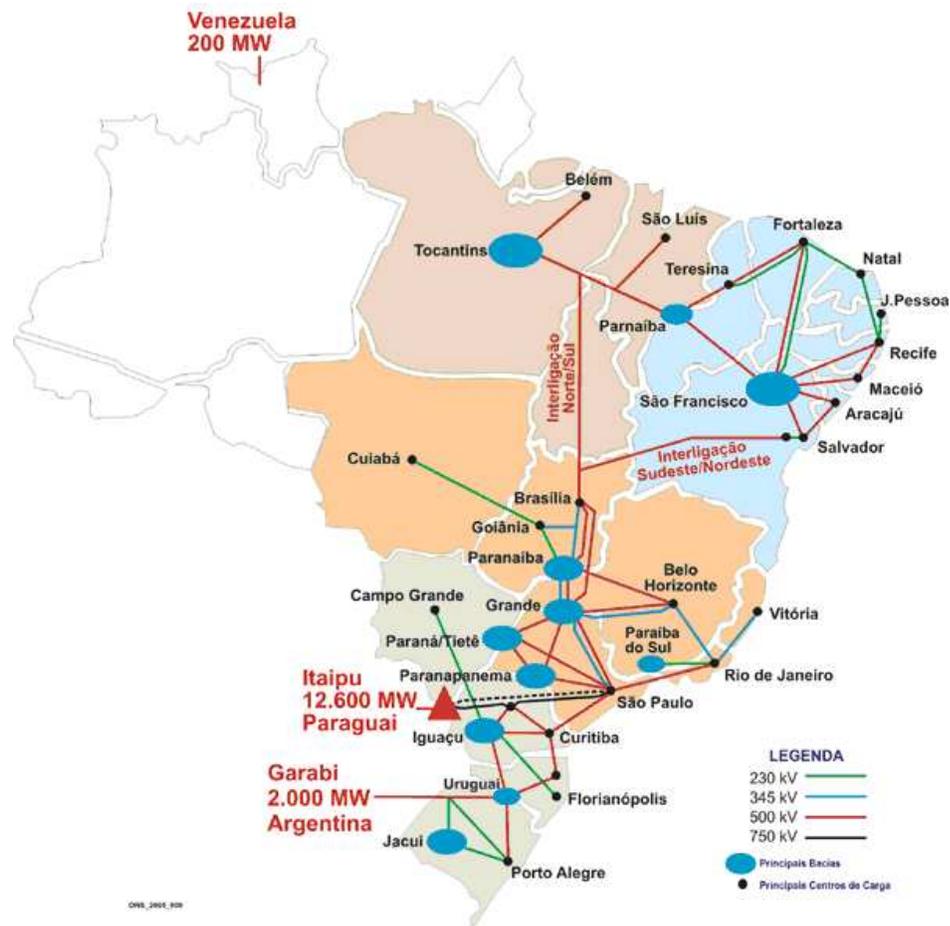


Figura 24: Mapa da integração eletroenergética (ONS, 2006)

- Se o mercado real for maior que a oferta hidrotérmica “ótima”, complementar com geração térmica por ordem de mérito, e se não for suficiente então entrar em racionamento ou corte de carga (2ª Etapa).

As operações de ajuste realizadas nessas etapas visam igualar a oferta hidráulica ao mercado real do SIN. A partir dessa etapa os ajustes são realizados nos subsistemas. Na 3ª Etapa é calculado o balanço energético para cada um dos subsistemas, ou seja, o quanto que um determinado subsistema está superavitário ou deficitário de energia em relação ao seu próprio mercado. Obtido esses balanços, na 4ª Etapa são determinados os intercâmbios de energia implícitos no despacho do SIN. Se esses intercâmbios estiverem dentro dos limites máximos então a solução pode ser implementada pelo HydroSim LP. Por outro lado, se os intercâmbios violarem a capacidade máxima de transmissão de energia então um ajuste na geração dos subsistemas envolvidos deve ser realizada para reduzir o fluxo até o limite de intercâmbio, como é apresentado na 5ª Etapa.

Esse procedimento de ajuste é realizado durante a simulação da operação, como ilustra a Figura 25. E toda a decisão fornecida pelo otimizador é ajustada de acordo com as condições reais do SIN antes de passar para o próximo instante do planejamento.

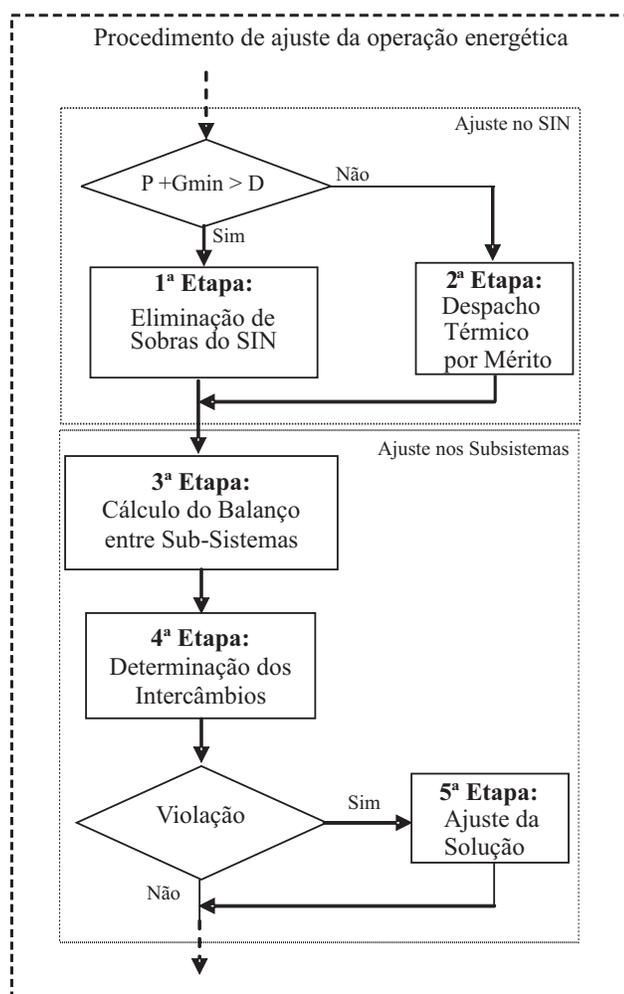


Figura 25: Etapas de funcionamento do módulo de ajuste do planejamento da operação energética

4.3.1 1ª Etapa: Eliminação de Sobras de Energia do SIN

No processo de ajuste do mercado real do SIN, frequentemente a oferta “ótima” de geração hidráulica mais a geração térmica mínima inflexível são mais que suficientes para atender a demanda do sistema, como ilustra a Figura 26.

Nessas condições, é necessário reduzir a oferta hidráulica do sistema, o que é feito aumentando o nível de armazenamento dos reservatórios, como mostra a Figura 27, e se necessário com aumento de vertimento turbinável.

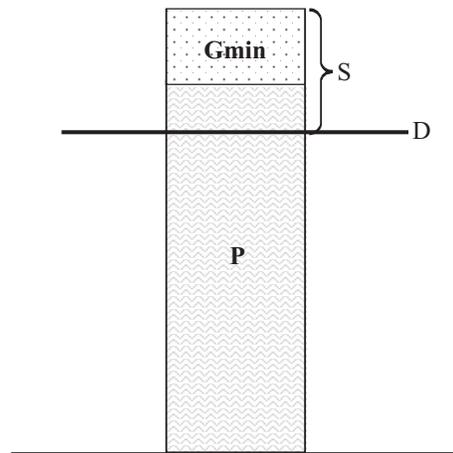


Figura 26: Situação do SIN em que há sobra de energia

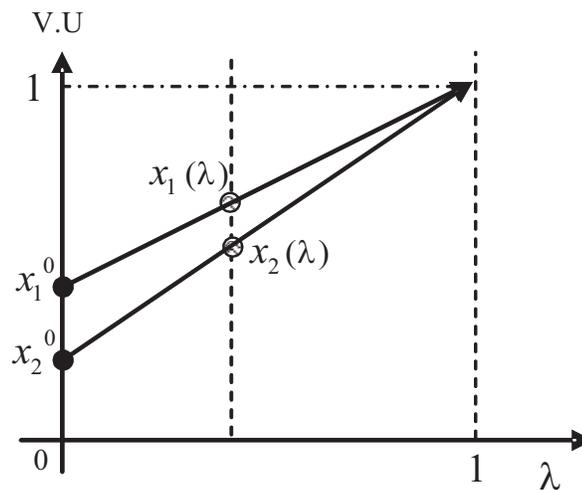


Figura 27: Redução da geração através do aumento do nível de armazenamento

O nível de armazenamento atual dos reservatórios de cada usina i do SIN (x_i^0) está associado a oferta hidráulica “ótima” do sistema (P). Para reduzir essa geração, todos os reservatórios devem aumentar o seu nível de armazenamento de acordo com a regra de operação linear ou paralela, também adotada na construção do modelo equivalente usado no SEB⁴. Segundo essa regra, o aumento de armazenamento é dado através de uma função linear de acordo com a equação (4.2):

$$x_i(\lambda) = \lambda + (1 - \lambda)x_i^0 \quad (4.2)$$

⁴Algumas abordagens do planejamento da operação energética representam o sistema hidrelétrico de forma equivalente através da agregação do sistema em um único reservatório de energia (TERRY, 1980). Para isso, esses modelos utilizam uma regra simples de enchimento/deplecionamento dos reservatórios para estabelecer uma associação entre cada reservatório e o reservatório equivalente.

em que, $0 \leq \lambda \leq 1$. Para $\lambda = 0$ o reservatório está no armazenamento inicial e para $\lambda = 1$ ele alcança seu armazenamento máximo.

O replecionamento dos reservatórios acarreta a redução das turbinagens e conseqüentemente da geração hidrelétrica. Um procedimento iterativo foi implementado para determinar o valor de λ^* que reduz a geração hidrelétrica no valor exato da sobra S , dado pela equação (4.3):

$$P(x(\lambda^*)) = P - S \quad (4.3)$$

Para esse processo foi elaborado um esquema, como apresenta a Figura 28:

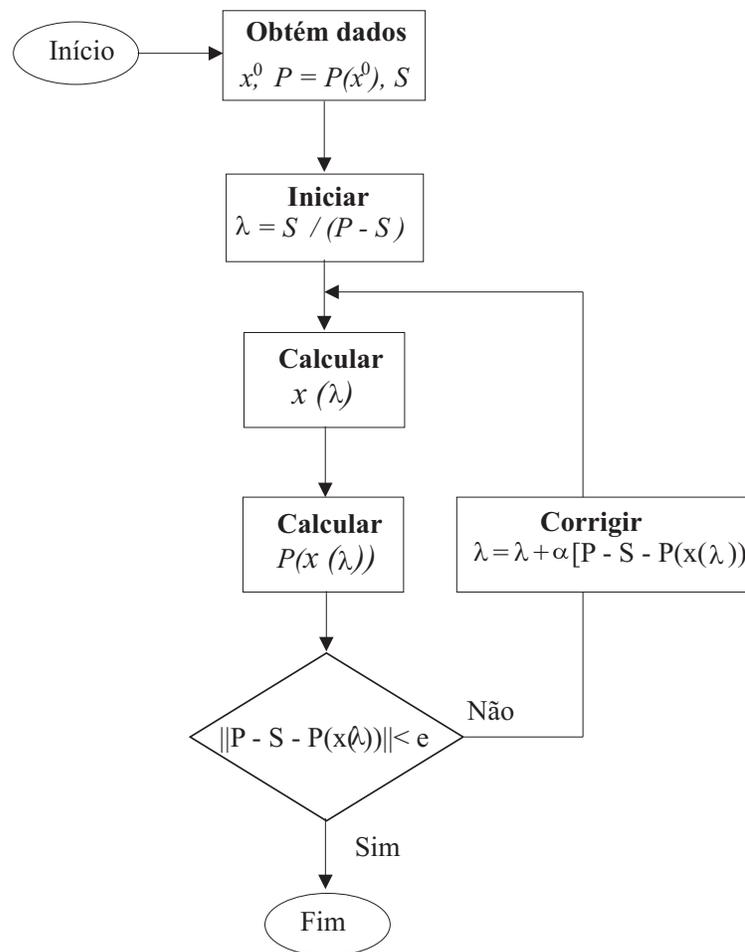


Figura 28: Esquema do processo de redução de geração hidráulica

- **Obter dados:** nesta etapa, requisita-se os armazenamentos iniciais dos reservatórios, a geração hidráulica do sistema e a sobra de energia;
- **Iniciar:** Calcula o λ inicial do sistema;

- **Calcular novo nível de armazenamento:** em função do λ calcula-se o novo nível de armazenamento de todas as UHE do sistema, $x(\lambda)$;
- **Calcular nova geração:** dado o nível de armazenamento calcula-se a geração de energia correspondente, $P(x(\lambda))$;
- **Verifica convergência:** neste momento, faz-se um teste de convergência para verificar se a nova geração do sistema é suficiente para eliminar a sobra de energia. Em caso positivo, fim do processo. Caso contrário, deve-se calcular um novo λ para alterar novamente o nível de armazenamento das UHE do sistema;
- **Corrigir λ :** recalculer um novo λ , em função de um passo α , num ajuste similar ao método do gradiente.

Agora, se mesmo para $\lambda = 1$, o armazenamento máximo $x(\lambda) = 1$ e a consequente redução na geração ($P(x(\lambda))$) não for suficiente para eliminar toda a sobra S , a alternativa é **verter turbinável**, ou seja, eliminar a sobra residual através da troca de turbinagem por vertimento turbinável. A Figura 29 ilustra o procedimento de redução de turbinagem.

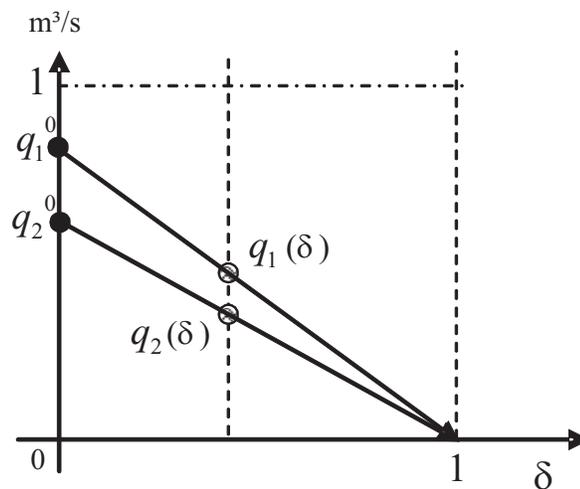


Figura 29: Redução da geração através do vertimento turbinável

O vertimento turbinável é calculado proporcionalmente a turbinagem inicial entre todas as UHE, de acordo com a equação (4.4), reduzindo a turbinagem e aumentando o vertimento, mas mantendo a mesma defluência.

$$q_i(\delta) = q_i^0 * (1 - \delta) \quad (4.4)$$

em que, $0 \leq \delta \leq 1$. Para $\delta = 0$ a turbinagem está no valor inicial e para $\delta = 1$ ela está em seu turbinamento mínimo (zero).

Para esse processo foi elaborado um esquema, como apresenta a Figura 30.

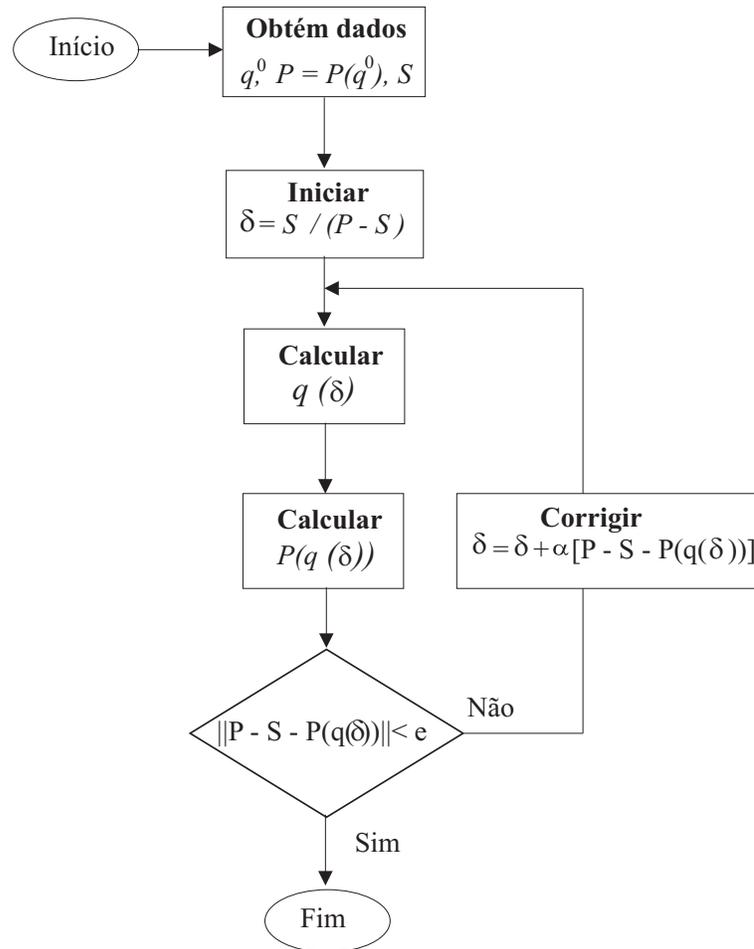


Figura 30: Esquema do processo de vertimento turbinável

- **Obter dados:** nesta etapa, requisita as turbinagens iniciais, a geração hidráulica do sistema e a sobra residual de energia;
- **Iniciar:** Calcula o δ inicial do sistema;
- **Calcular nova turbinagem:** em função do δ , calcula-se a nova turbinagem de todas as UHE do sistema;
- **Calcular nova geração:** dada a nova turbinagem, calcula-se a geração de energia correspondente;

- **Verifica convergência:** neste momento, faz-se um teste de convergência para verificar se a nova geração do sistema é suficiente para eliminar a sobra de energia. Em caso positivo, fim do processo. Caso contrário, deve-se calcular um novo δ para alterar novamente a turbinagem das UHE do sistema;
- **Corrigir δ :** recalcular um novo δ , em função de um passo α , num ajuste similar ao método do gradiente.

Ao final dessa etapa, a quantidade de energia produzida é igual a consumida, como apresenta a Figura 31, ou seja, a soma entre a geração hidráulica e térmica mínima é igual ao mercado real.

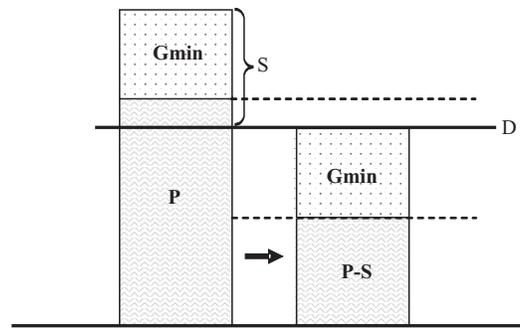


Figura 31: Situação do sistema depois de eliminar as sobras de energia

4.3.2 2ª Etapa: Cálculo do Despacho Econômico Térmico

Nas situações em que a oferta hidráulica “ótima” mais a geração térmica mínima não são suficientes para atender o mercado real, um despacho econômico térmico de mérito é realizado, sendo que a quantidade de energia a ser despachada é calculada de acordo com a seguinte equação:

$$G_{\text{merito}} = D - (P + G_{\text{min}}) \quad (4.5)$$

A Figura 32 representa a situação em que há necessidade de usar energia térmica complementar para atender o mercado.

Até esta etapa, os ajustes da operação são realizados para o SIN, de forma que toda a energia consumida e produzida sejam iguais, de acordo com a seguinte equação:

$$P + G_{\text{min}} + G_{\text{merito}} - D = 0 \quad (4.6)$$

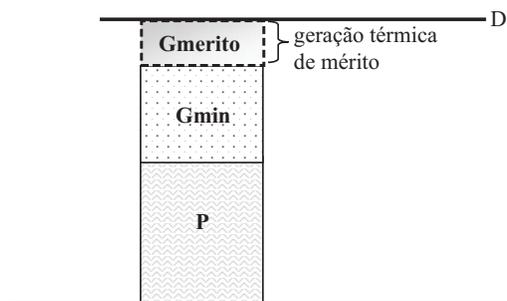


Figura 32: Situação do sistema em que não há sobra de energia

Como as UTE's pertencentes ao SIN possuem funções de custo lineares, um simples despacho por ordem de mérito é a solução do despacho econômico. Assim, as UTE's devem ser ordenadas por ordem de custo marginal, do menor para o maior, e enquanto houver demanda por energia térmica, as usinas devem ser despachadas nessa ordem.

A Tabela 10 apresenta o resultado de um despacho por mérito em 06/1933 em uma simulação do SIN. Nesse mês foram despachadas 25 UTE's localizadas nos subsistemas SE/CO, SUL e NE do SIN.

Para esse mês também houve um corte de carga⁵ dentro do patamar de 5% da carga no valor de 5,43 MWm no subsistema SUL, a um custo de 855,31 R\$/MWh.

A Figura 33 apresenta uma simulação do SIN sobre as vazões históricas do período de maio/31 a abril/34. Nos dois primeiros anos o SIN apresentou sobras que foram eliminadas primeiro por armazenamento e depois por vertimento turbinável. Coerentemente, há sobra de energia vertida somente nos meses em que a energia armazenada do sistema está em sua capacidade máxima de armazenamento.

Em agosto de 1931 não houve sobra de energia vertida, assim como de julho a outubro de 1932. Nos mesmos meses na curva de energia armazenada, a energia do sistema não está em sua capacidade máxima de armazenamento, o que era de se esperar.

Após maio de 1933 não houve mais sobra de energia. Pelo contrário, a soma de geração hidráulica mais térmica mínima não foi suficiente para atender o mercado. Dessa forma, houve a necessidade de realizar um despacho econômico por ordem de mérito.

⁵Esse corte de carga é representado por uma usina térmica fictícia, C.DEFICIT(05%), a qual possui uma potência instalada de 5% do valor do mercado do subsistema em déficit.

Tabela 10: Exemplo de um despacho econômico por ordem de mérito

Sub sistema	Nome da UTE	Custo (R\$/MWh)	Valor (MW) Despachado	Ordem de Despacho	Total a Despachar
SE/CO	-	-	-	-	1.024,5
SE/CO	CUIABA G CC	6,4	334,3	1	690,2
SE/CO	ANGRA 2	10,6	270	2	420,2
SE/CO	ANGRA 1	15,5	247	3	173,2
SE/CO	IBIRITERMO	77,5	173,2	12	0
SUL	-	-	-	-	1.878,2
SUL	ARGENTINA 1	43	241	4	1.637,23
SUL	ARGENTINA 2A	53,1	53	5	1.584,23
SUL	ARGENTINA 2B	53,1	26	6	1.558,23
SUL	ARGENTINA 2C	53,1	53	7	1.505,23
SUL	ARGENTINA 2D	53,1	13	8	1.492,23
SUL	ARGENTINA 1B	53,1	15	9	1.477,23
SUL	URUGUAIANA G	78,1	517,4	13	959,83
SUL	CANOAS	110,5	132,9	14	826,93
SUL	J.LACERDA C	113,7	183	15	643,93
SUL	P.MEDICI A	115	76	16	567,93
SUL	P.MEDICI B	115	216	17	351,93
SUL	J.LACERDA B	151,1	102	18	249,93
SUL	J.LACERDA A2	157	73,8	19	176,13
SUL	CHARQUEADAS	183,5	46	20	130,13
SUL	J.LACERDA A1	192,4	75	21	55,13
SUL	FIGUEIRA	245	10,4	22	44,73
SUL	S.JERONIMO	273	15,3	23	29,43
SUL	NUTEPA	568	24	24	5,43
SUL	C.DEFICIT (05%)	855,31	5,43	25	0
NE	-	-	-	-	446,5
NE	TERMOPE	60	438	10	8,45
NE	FORTALEZA	66,7	8,45	11	0

4.3.3 3ª Etapa: Cálculo do Balanço de Energia entre Subsistemas

Ajustada a oferta hidrotérmica ao mercado do SIN, o objetivo agora é tratar os intercâmbios entre os subsistemas. Para isso, deve ser inicialmente calculado o balanço de energia de cada um dos subsistemas, de acordo com a seguinte equação:

$$B^s = P^s + Gmin^s + Gmerito^s - D^s \quad (4.7)$$

em que s é o índice do subsistema, P^s é a geração hidráulica do subsistema s , $Gmin^s$ é a geração térmica mínima do subsistema s , D^s é o mercado do subsistema s , e $Gmerito^s$ é a geração térmica despachada por mérito no subsistema s .

Devido ao ajuste do mercado do SIN toda a energia consumida é igual à energia produzida, ou seja, a soma dos balanços dos subsistemas é igual a zero, equação (4.7):

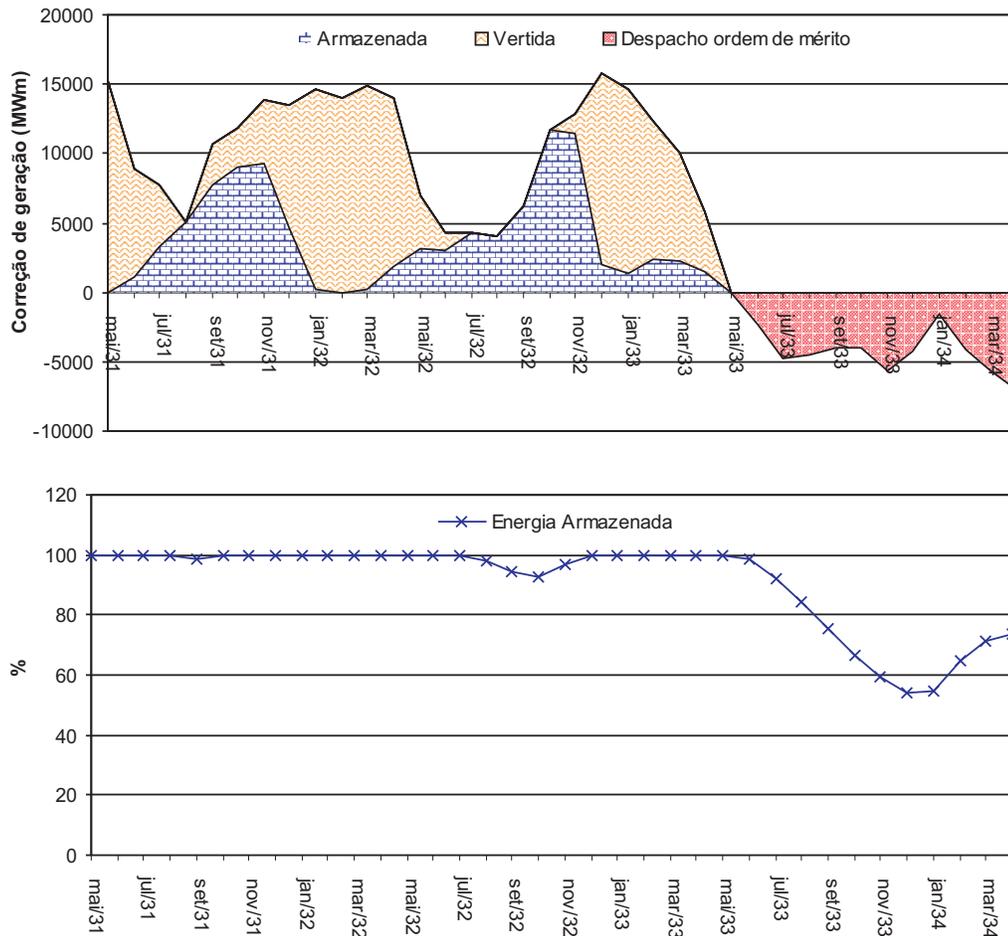


Figura 33: Composição da sobra de energia, despacho térmico e energia armazenada

$$\sum_{s=1}^{ns} B^s = 0 \quad (4.8)$$

em que ns é a quantidade de subsistemas.

Calculado o balanço de energia dos subsistemas, $B^s > 0$ significa que o subsistema s é exportador de energia, enquanto que $B^s < 0$ significa que o subsistema s é importador de energia.

Como a soma dos balanços de energia dos subsistemas é igual a zero, a quantidade de energia total exportada pelos subsistemas deve ser a mesma quantidade total que estará sendo importada pelos subsistemas.

4.3.4 4ª Etapa: Determinação dos Intercâmbios

A partir dos balanços de energia dos subsistemas essa etapa consiste na determinação dos intercâmbios implícitos. A Figura 34 apresenta um esquema representativo das interconexões entre os subsistemas que compõem o SIN.

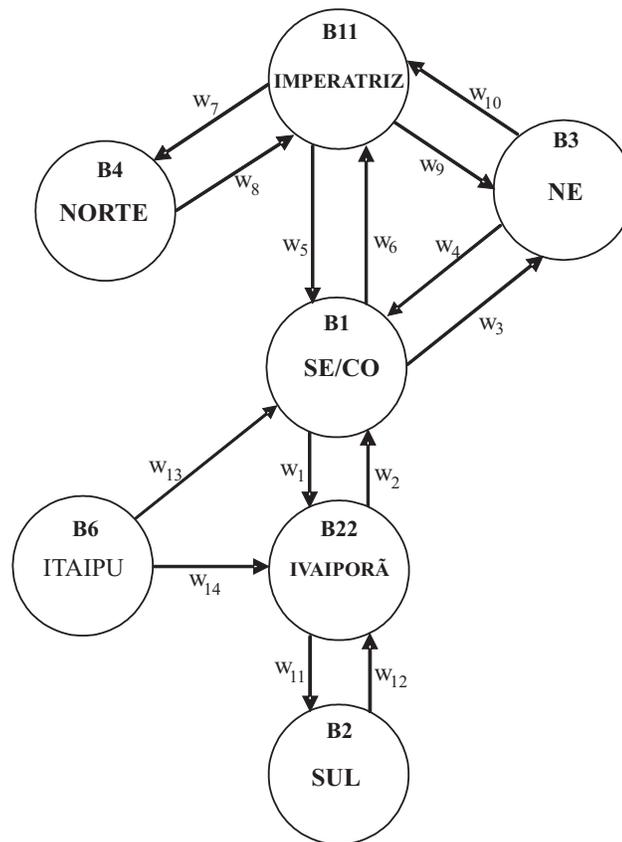


Figura 34: Esquema representativo das interconexões entre os subsistemas.

A determinação dos intercâmbios entre os subsistemas pode ser modelado como um problema de fluxo em redes. Os subsistemas são representados por nós e as interligações entre eles são representados por arcos. Os fluxos associados aos arcos representam a energia transmitida entre os subsistemas. Devido aos limites de transmissão nas interligações há possibilidade do não atendimento dos balanços, razão pela qual foi incluído um nó artificial que se conecta a todos os nós da rede com ligações de capacidade ilimitada, assegurando sempre a existência de solução.

Matematicamente, o problema em fluxo em rede que representa os fluxos de energia (intercâmbios) entre os subsistemas, visualizados na Figura 35, pode ser formulado da seguinte forma:

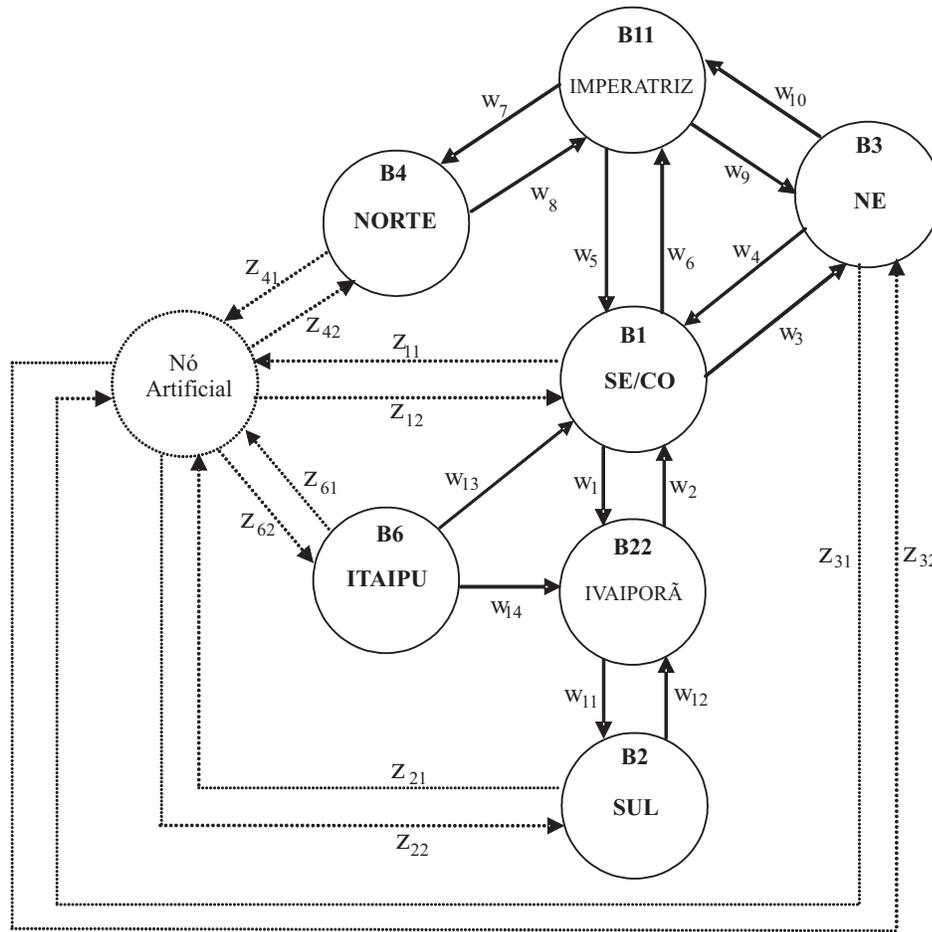


Figura 35: Interconexões entre os subsistemas representado como um fluxo em redes.

$$\text{Minimizar } f = c^T w + M^T [z^1 + z^2] \quad (4.9)$$

sujeito a:

$$Aw + C[z^1 - z^2] = b \quad (4.10)$$

$$\underline{0} \leq w \leq \overline{w} \quad (4.11)$$

$$z \geq 0 \quad (4.12)$$

$$(4.13)$$

em que A e C são as matrizes de incidência associadas aos arcos originais (interligações reais) e arcos artificiais, respectivamente. z^i , em que $i = 1, 2$, são os vetores de fluxos artificiais, b o vetor dos balanços dos nós, w é o vetor dos fluxos de energia nas interligações, c o vetor de custos⁶ unitários

⁶É importante considerar a expressão $c^T w$ na função objetivo para evitar os intercâmbios redundantes (ciclagens) entre os subsistemas. Por exemplo, considere que o subsistema SE/CO está superavitário em 300Mw e o SUL deficitário em

de transmissão e M é um vetor de coeficientes suficientemente grandes para que a solução, se possível, anule os fluxos artificiais.

Uma solução inicial para esse problema de programação linear é fazer $w = 0$ e $C[z^1 - z^2] = b$. Com isso toda energia é escoada pelas conexões artificiais, e nenhuma é escoada através dos intercâmbios reais entre os subsistemas.

Neste trabalho não foram adotados custos diferenciados para transmitir energia entre os subsistemas, ou seja, o vetor c é considerado um vetor unitário.

A matriz de incidência A representa os intercâmbios (arcos) entre os subsistemas (nós), e é dada por:

$$A = \begin{array}{c|cccccccccccccccc} s & w_1 & w_2 & w_3 & w_4 & w_5 & w_6 & w_7 & w_8 & w_9 & w_{10} & w_{11} & w_{12} & w_{13} & w_{14} \\ \hline 1 & 1 & -1 & 1 & -1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 3 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 11 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 22 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & -1 \\ 6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ NA & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \quad (4.14)$$

A matriz de incidência C representa as conexões (arcos) artificiais entre todos os subsistemas (nós) e o nó artificial, e é representada da seguinte forma:

$$C = \begin{array}{c|ccccc} s & z_{1i} & z_{2i} & z_{3i} & z_{4i} & z_{6i} \\ \hline 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 4 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 11 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 22 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ NA & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \end{array} \quad (4.15)$$

A Tabela 11 apresenta a descrição dos códigos dos subsistemas.

O vetor b representa o balanço de energia de cada subsistema, e é representado da seguinte forma:

300 MWm. Sem essa consideração pode acontecer que o SE/CO exporte 1800 MWm e importe 1500 MWm. Ao passo que deveria simplesmente exportar os 300 MWm necessários. Logo, a consideração de $c^T w$ na função objetivo evita esse tráfego desnecessário de energia entre os subsistemas.

Tabela 11: Descrição dos códigos dos subsistemas

Sub sistema	Código associado
Sudeste/Centro-Oeste	1
Sul	2
Nordeste	3
Norte	4
Itaipu	6
Fictício Imperatriz	11
Fictício Ivaiporã	22
Nó Artificial	NA

$$b = \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ F_{11} \\ F_{22} \\ IT \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} B^1 \\ B^2 \\ B^3 \\ B^4 \\ 0 \\ 0 \\ GH_{Itaipu} - ANDE \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

em que $ANDE$ é a demanda de energia do Paraguai e GH_{Itaipu} é a geração hidráulica de Itaipu. Sendo assim, para o nó de Itaipu (IT) o balanço é dado pela diferença líquida entre sua geração hidráulica e a demanda de energia da $ANDE$. Como F_{11} e F_{22} são subsistemas fictícios sem geração nem mercado, seus balanços são zeros. Para os outros subsistemas B^s ($1 \leq s \leq 4$) o balanço é calculado de acordo com a equação (4.7).

Os vetores z^1 e z^2 representam as variáveis artificiais que injetam e retiram energia do nó artificial, respectivamente. Estes podem ser representados da seguinte forma:

$$z^1 = \begin{bmatrix} z_{11} \\ z_{21} \\ z_{31} \\ z_{41} \\ z_{61} \end{bmatrix}; z^2 = \begin{bmatrix} z_{12} \\ z_{22} \\ z_{32} \\ z_{42} \\ z_{62} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Quando na solução do PL os elementos de z_{si}^i forem zero, significa que os intercâmbios implícitos são factíveis, ao passo que quando forem diferentes de zero os intercâmbios implícitos são infactíveis. Em ambos casos, a soma dos valores desses vetores é igual a zero, lembrando que toda a energia produzida deve ser integralmente consumida, conforme equação (4.8).

Agora quando a solução do PL apresenta valores dos vetores z_{st}^i diferentes de zero, esses valores indicam a quantidade de energia excedente que não pode ser transmitida devido aos limites das interligações.

A seguir são apresentados dois exemplos numéricos retirados dos estudos de caso, um onde os intercâmbios implícitos são factíveis e outro onde eles não são factíveis.

//Exemplo 01

```
Min w1 + w2 + w3 + w4 + w5 + w6 + w7 + w8 + w9 + w10 + w11 + w12 +
    w13 + w14 + 1000000 z11 + 1000000 z12 + 1000000 z21 + 1000000 z22 +
    1000000 z31 + 1000000 z32 + 1000000 z41 + 1000000 z42 + 1000000 z61
    + 1000000 z62
```

Sujeito a:

```
+ 1 w1 - 1 w2 + 1 w3 - 1 w4 - 1 w5 + 1 w6 - 1 w13 + z11 - z12 = -8604
- 1 w11 + 1 w12 + z21 - z22 = -861
- 1 w3 + 1 w4 - 1 w9 + 1 w10 + z31 - z32 = -170
- 1 w7 + 1 w8 + z41 - z42 = 898
+ 1 w5 - 1 w6 + 1 w7 - 1 w8 + 1 w9 - 1 w10 = 0
- 1 w1 + 1 w2 + 1 w11 - 1 w12 - 1 w14 = 0
+ 1 w13 + 1 w14 + 1 z61 - 1 z62 = 8737
+ z11 - z12 + z21 - z22 + z31 - z32 + z41 - z42 + z61 - z62 = 0
```

```
0 <= w1 <= 2845 ; 0 <= w2 <= 2289 ; 0 <= w3 <= 513 ; 0 <= w4 <= 0
0 <= w5 <= 1831 ; 0 <= w6 <= 1700 ; 0 <= w7 <= 1646 ; 0 <= w8 <= 3532
0 <= w9 <= 1706 ; 0 <= w10 <= 24 ; 0 <= w11 <= 2845 ; 0 <= w12 <= 2289
0 <= w13 <= 6300 ; 0 <= w14 <= 6300
```

Nesse caso, o vetor b é:

$$b = \begin{bmatrix} -8604 & -861 & -170 & 898 & 0 & 0 & 8737 \end{bmatrix}^T \quad (4.18)$$

Em cada nó há um balanço a ser atendido, indicando o excedente ou déficit de cada subsistema. Nesse exemplo o SE/CO, SUL e o NE são subsistemas deficitários, por outro lado, o subsistema NORTE e ITAIPU são superavitários de energia. Os FICTÍCIOS são apenas pontos de passagem apresentando balanço nulo.

Esse problema possui a seguinte solução:

$$w = \begin{bmatrix} 0 & 1576 & 0 & 0 & 728 & 0 & 0 & 898 & 170 & 0 & 861 & 0 & 6300 & 2437 \end{bmatrix}$$

e

$$z^1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$z^2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Como não houve nenhum valor de z_{si}^i diferente de zero, significa que o problema é factível e a demanda de todos os subsistemas foram atendidas, ou seja, a energia foi de um subsistema superavitário ($B^s > 0$) para o deficitário ($B^s < 0$) respeitando os limites de intercâmbio reais entre eles. Essa solução é visualizada na Figura 36.

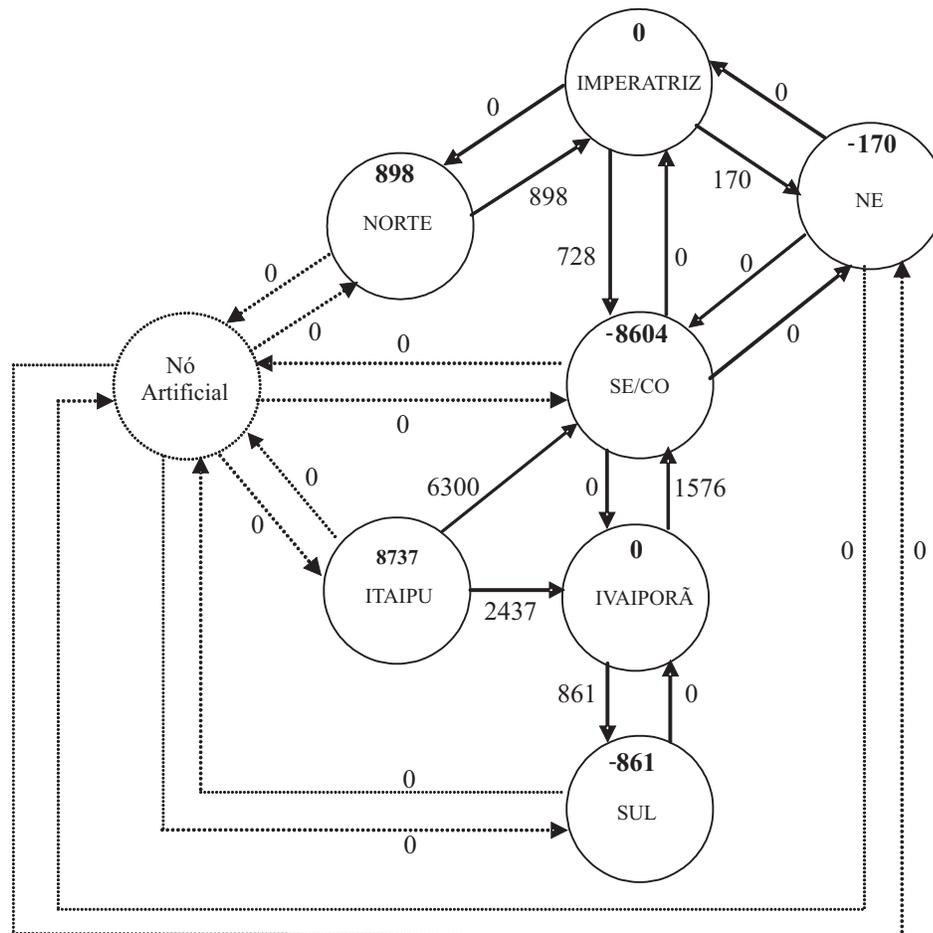


Figura 36: Fluxo de energia entre os subsistemas no exemplo 1

Seja o seguinte exemplo 2, onde os intercâmbios implícitos não são factíveis:

//Exemplo 02

$$\text{Min } w1 + w2 + w3 + w4 + w5 + w6 + w7 + w8 + w9 + w10 + w11 + w12 + w13 + w14 + 1000000 z11 + 1000000 z12 + 1000000 z21 + 1000000 z22 + 1000000 z31 + 1000000 z32 + 1000000 z41 + 1000000 z42 + 1000000 z61$$

$$\begin{aligned}
& + 1000000 z_{62} \\
\text{Sujeito a:} \\
& + 1 w_1 - 1 w_2 + 1 w_3 - 1 w_4 - 1 w_5 + 1 w_6 - 1 w_{13} + z_{11} - z_{12} = -10442 \\
& - 1 w_{11} + 1 w_{12} + z_{21} - z_{22} = -112 \\
& - 1 w_3 + 1 w_4 - 1 w_9 + 1 w_{10} + z_{31} - z_{32} = -134 \\
& - 1 w_7 + 1 w_8 + z_{41} - z_{42} = 1109 \\
& + 1 w_5 - 1 w_6 + 1 w_7 - 1 w_8 + 1 w_9 - 1 w_{10} = 0 \\
& - 1 w_1 + 1 w_2 + 1 w_{11} - 1 w_{12} - 1 w_{14} = 0 \\
& + 1 w_{13} + 1 w_{14} + 1 z_{61} - 1 z_{62} = 9579 \\
& + z_{11} - z_{12} + z_{21} - z_{22} + z_{31} - z_{32} + z_{41} - z_{42} + z_{61} - z_{62} = 0 \\
& 0 \leq w_1 \leq 2845 ; 0 \leq w_2 \leq 2289 ; 0 \leq w_3 \leq 513 ; 0 \leq w_4 \leq 0 \\
& 0 \leq w_5 \leq 1831 ; 0 \leq w_6 \leq 1700 ; 0 \leq w_7 \leq 1646 ; 0 \leq w_8 \leq 3532 \\
& 0 \leq w_9 \leq 1706 ; 0 \leq w_{10} \leq 24 ; 0 \leq w_{11} \leq 2845 ; 0 \leq w_{12} \leq 2289 \\
& 0 \leq w_{13} \leq 6300 ; 0 \leq w_{14} \leq 6300
\end{aligned}$$

Nesse caso, o vetor b é:

$$b = \begin{bmatrix} -10442 & -112 & -134 & 1109 & 0 & 0 & 9579 \end{bmatrix}^T \quad (4.19)$$

Esse problema possui a seguinte solução:

$$w = \begin{bmatrix} 0 & 2289 & 0 & 0 & 1109 & 0 & 0 & 1109 & 0 & 0 & 112 & 0 & 6300 & 2401 \end{bmatrix}$$

e

$$\begin{aligned}
z^1 &= \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 878 \end{bmatrix} \\
z^2 &= \begin{bmatrix} 744 & 0 & 134 & 0 & 0 \end{bmatrix}
\end{aligned}$$

A solução é visualizada no diagrama da Figura 37.

Mesmo tendo como objetivo minimizar a utilização das conexões artificiais, a solução do PL precisou transmitir energia através dessas conexões, indicando que nesse caso, o sistema não foi capaz de transportar toda a quantidade de energia excedente, do subsistema NORTE para os subsistemas deficitários (SE/CO, SUL e NE). Isso indica a necessidade de ajuste nas gerações de todos os subsistemas, superavitários e deficitários, que possuem $z_{si}^i > 0$.

No exemplo, os subsistemas SE/CO e NE devem aumentar suas gerações em 744 MW e 134 MW, respectivamente. Ao passo que ITAIPU deverá reduzir⁷ sua geração em 878 MW.

⁷A usina de Itaipu nessa situação não foi capaz de enviar toda a sua capacidade de geração. Como é uma usina que não possui um reservatório de acumulação a correção dessa energia excedente é feita através de vertimento turbinável. Ao passo que, se fosse uma usina com capacidade de armazenamento antes tentaria primeiro armazenar esse excedente

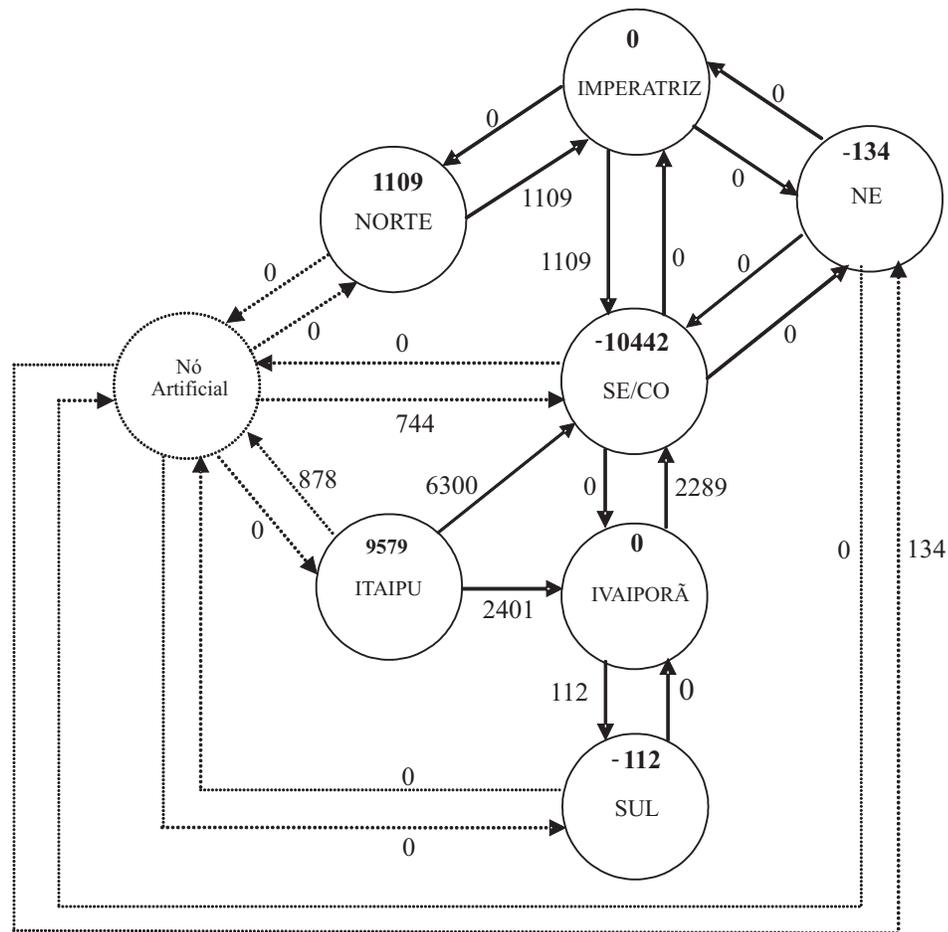


Figura 37: Fluxo de energia entre os subsistemas no exemplo 2

Portanto, o ajuste na geração de energia que cada subsistema deve realizar é dado pela variável z_{si}^i .

4.3.5 5ª Etapa: Ajuste da Solução

O ajuste da solução vai ocorrer nos meses em que o problema de determinação dos intercâmbios implícitos de energia entre os subsistemas não for factível. Para o(s) subsistema(s) deficitário(s), o ajuste da solução é feita através de três formas, a saber:

1. **Aumentar a geração hidráulica:** primeiramente deve aumentar a geração de energia hidráulica, reduzindo o nível de armazenamento dos reservatórios das usinas pertencentes a esse subsistema, como apresenta a Figura 38.

O nível de armazenamento atual dos reservatórios de cada usina i do SIN (x_i^0) está associado para que depois de cheio vertesse turbinável.

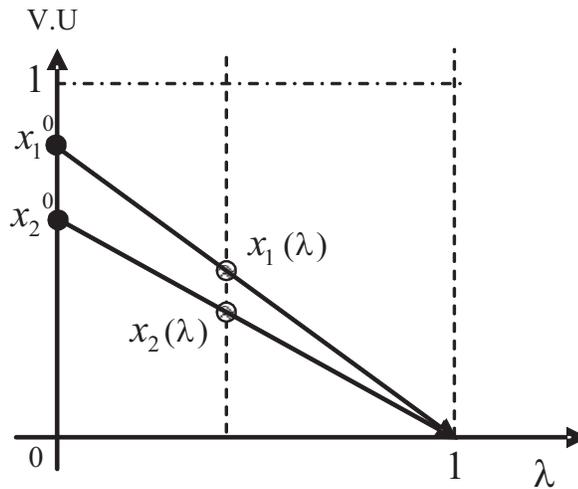


Figura 38: Aumento da geração através da redução do nível de armazenamento

a geração hidráulica corrente do sistema. Para aumentar essa geração, todos os reservatórios do subsistema devem reduzir o seu nível de armazenamento de acordo com a regra de operação linear. Segundo essa regra, a redução de armazenamento é dado através de uma função linear de acordo com a equação (4.20):

$$x_i^{(\lambda)} = (1 - \lambda)x_i^0 \quad (4.20)$$

em que, $0 \leq \lambda \leq 1$. Para $\lambda = 0$ os reservatórios estão no armazenamento inicial e para $\lambda = 1$ o nível de armazenamento é mínimo.

O deplecionamento dos reservatórios acarreta um aumento das turbinagens e conseqüentemente da geração hidrelétrica. Um procedimento iterativo foi implementado para determinar o valor de λ^* que aumenta a geração hidrelétrica no valor exato do seu déficit. O esquema de funcionamento é similar ao apresentado na Figura 28 na seção 4.3.1.

Caso o deplecionamento dos reservatórios não seja suficiente para eliminar o déficit de energia do subsistema, a alternativa é despachar geração térmica de mérito.

2. **Despachar geração térmica de mérito:** Se com aumento da geração hidráulica não foi suficiente para atender o mercado, então deve ser realizado um despacho econômico por ordem de mérito, somente entre as usinas térmicas desse subsistema que ainda não tenham sido despachadas;
3. **Racionamento ou Corte de carga no subsistema:** E se mesmo com os aumentos de geração térmica de mérito não for suficiente para atender o mercado então deve haver um corte de

carga.

No Apêndice D é apresentado outro critério de ajuste da solução entre os subsistemas.

Por outro lado, no subsistema superavitário o ajuste da solução é feita reduzindo a geração de energia no subsistema através do replecionamento dos reservatórios e se mesmo assim não eliminar o superávit, a solução é verter turbinável⁸. Esse procedimento é idêntico ao apresentado para o SIN na seção 4.3.1.

4.4 Comentários Adicionais

Em (MARQUES; CICOGNA; SOARES, 2006a), (MARQUES; CICOGNA; SOARES, 2005b) e (MARQUES; CICOGNA; SOARES, 2004) avaliaram os benefícios sinérgicos da coordenação da operação de usinas hidrelétricas em cascata. A quantificação dos benefícios foi feita através da diferença entre os valores médios e desvios padrões da geração e vertimentos entre duas formas operativas adotadas. A primeira forma constitui a operação coordenada das usinas em cascata, que tem como característica a otimização da operação conjunta das usinas, ou seja, as usinas cooperam entre si maximizando a geração de energia elétrica do conjunto. A segunda forma constitui a operação não coordenada que tem como característica a otimização isolada da operação das usinas, ou seja, cada usina opera o seu reservatório da melhor maneira que lhe convém sem se preocupar com a operação das demais. A diferença de geração média entre essas duas formas operativas é cerca de 1%.

Em (MARQUES; CICOGNA; SOARES, 2005a) foi avaliado a disponibilidade energética da operação de usinas hidrelétricas de um sistema elétrico de potência para diferentes políticas operativas. A primeira forma de operação foi a que maximiza a energia mínima (atendimento do mercado com 0% de risco) do sistema. A segunda foi a forma de operação que minimiza o custo da geração complementar termelétrica. Os resultados foram comparados com a operação a fio d'água.

Em Zambelli (2006) foram apresentados os resultados obtidos por uma simulação da política operativa Curva Guia de Armazenamento e foram analisados, comparativamente aos resultados obtidos com as políticas de programação dinâmica (determinística, estocástica independente e markoviana) e de controle preditivo (controle em malha aberta). Para tal foram montados estudos com uma única usina hidrelétrica. As usinas hidrelétricas escolhidas para compor os sistemas de único reservatório foram Furnas, no Rio Grande e Emborcação, no Rio Paranaíba, subsistema Sudeste/Centro-Oeste, Sobradinho, no Rio São Francisco, subsistema Nordeste, Serra da Mesa, no

⁸Se houver vertimento turbinável e geração térmica por ordem de mérito então deve-se reduzir, o quanto possível, a geração térmica pelo vertimento turbinável.

Rio Tocantins, subsistema Norte, e Foz do Areia, no Rio Iguaçu, subsistema Sul. Esses estudos apresentaram bons resultados para a política de curva guia, assim como, para o controle preditivo, quando comparadas com as de programação dinâmica. Houve uma forte semelhança entre a solução da programação dinâmica determinística e o controle preditivo. Por outro lado, apenas para a UHE Emborcação a política operativa baseada em programação dinâmica estocástica foi levemente superior as demais. Quando a comparação foi para sistemas com múltiplos reservatórios (sete⁹ UHE's), o controle preditivo obteve uma solução com um custo de 4% menor, em relação a política de curva guia. A simulação não pôde ser realizada para as políticas baseadas em programação dinâmica, devido às restrições deste método (maldição da dimensionalidade). Em (ZAMBELLI et al., 2006) foi apresentado uma comparação entre a programação dinâmica determinística e a estocástica. Mais uma vez foi confirmado o bom desempenho de políticas determinísticas. Portanto, esses resultados complementam e reforçam, de fato, o bom desempenho de políticas operativas determinísticas.

⁹Furnas, Marimbondo, Água Vermelha, Emborcação, Itumbiara, São Simão e Ilha Solteira.

5 Estudos de Caso

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos por simulação com a política operativa baseada em controle preditivo (CP) e analisá-los, comparativamente aos resultados obtidos com as políticas baseadas em programação dinâmica, para o estudo de caso de sistema hidrotérmico composto por uma única usina hidrelétrica. Em seguida o desempenho da metodologia do controle preditivo é avaliada para o SIN. Primeiro, considerando uma situação de mercado e intercâmbio especiais, onde o CP foi implementado de forma “pura”, ou seja, onde a decisão do otimizador é implementada diretamente pelo simulador. Segundo, considerando as condições reais de mercado e intercâmbio, onde a decisão do otimizador sofre ajustes para respeitar o mercado e os limites de intercâmbio reais. Por fim, algumas análises de sensibilidade são apresentadas em relação aos limites de intercâmbio, mercado, inflexibilidade térmica, importâncias de algumas usinas hidráulicas e dimensão do sistema.

Em todos os estudos de caso, a política operativa de controle preditivo foi implementada usando a vazão MLT como previsão de vazões futuras. Adotando a MLT como previsão, os estudos de caso permitirão analisar o desempenho do procedimento de decisão do CP, independente do modelo de previsão adotado. Além disso, usando a MLT, o CP baseia-se na mesma vazão considerada na solução por programação dinâmica determinística, permitindo a comparação direta entre essas políticas operativas, como será apresentado no estudo com uma UHE.

5.1 Sistema com uma UHE

Esta seção tem como objetivo apresentar os resultados obtidos por simulação com a política operativa de controle preditivo e analisá-los, comparativamente aos resultados obtidos com as políticas em malha fechada de programação dinâmica determinística (PDD), programação dinâmica estocástica independente (PDEI) e programação dinâmica estocástica markoviana (PDEM). Uma vez que a solução por programação dinâmica clássica somente é possível para sistemas com poucos reservatórios, devido à “maldição da dimensionalidade”. No sentido de concentrar a comparação

das políticas no aspecto estocástico do problema, foi montado um estudo de caso com um sistema hidrotérmico composto por uma única UHE.

Esse estudo foi realizado considerando a UHE de Furnas, localizada no rio Grande, através de simulação da operação sobre os dados históricos de vazões afluentes entre 1931 e 2005. O mercado foi adotado constante e igual à 1440 MW médio. Isto assegura uma composição hidrotérmica balanceada, uma vez que a geração média da UHE de Furnas é da ordem de 720 MW.

A geração térmica foi otimizada *a priori* por despacho econômico termelétrico (DET), utilizando todas as usinas termelétricas (UTES) do SIN com dados de maio de 2006. As funções de custo de geração termelétrica, para cada UTE, são consideradas lineares, de modo que o custo de um MWh (custo marginal) é constante. A função de custo da complementação térmica, resultante da integração da função de custo marginal ajustada, é dada pela equação (5.1) (ver Apêndice A). Esta função foi utilizada para estimar os custos da operação desse estudo caso apresentado.

$$\Psi_t = 0.017(D_t - P_t)^2 \quad (5.1)$$

Nesse estudo considerou-se a presença de uma única usina termelétrica (UTE) com capacidade instalada igual a da UHE. Na Tabela 12, podem ser vistos os dados de potência instalada, volume útil do reservatório, defluência mínima e engolimento efetivo da UHE Furnas.

Tabela 12: Dados da UHE Furnas

Furnas	Valores
Potência Instalada (MW)	1.312
Volume Mínimo (hm^3)	5.733
Volume Máximo (hm^3)	22.950
Volume útil (hm^3)	17.217
Defluência Mínima (m^3/s)	196
Engolimento efetivo (m^3/s)	1.692

Como a política CP utiliza a MLT como previsão das vazões futuras sua decisão a cada mês e a cada nível de armazenamento é ótima para este cenário hidrológico. Da mesma forma, a política operativa PDD também considera a vazão MLT na resolução da equação recursiva, o que significa que suas decisões também são ótimas para esse cenário hidrológico.

Assim, é de se esperar que as decisões ótimas obtidas por ambas as políticas sejam próximas, diferindo apenas pelas diferentes condições de contorno e precisão de cálculo. A política operativa CP implementada adota como condição de contorno volumes armazenados máximos no início da segunda próxima estação seca, e resolve o problema no espaço de decisões contínuas. Ao contrário, a PDD adota custo terminal nulo num futuro longínquo (usualmente acima de 100 meses), e resolve

o problema no espaço de decisões discretas (usualmente 100 valores de armazenamento).

As Figuras 39 e 40 mostram os valores das decisões de turbinagem de ambas as políticas operativas, nos meses de maio e novembro e para diferentes valores de armazenamento. A proximidade entre as decisões comprova a semelhança das duas políticas operativas, e mostra que a condição de contorno adotada no CP é equivalente à da PDD. Ou seja, enquanto as políticas de programação dinâmica calculam as tabelas de decisão *off-line* e antes da simulação, a política de controle preditivo é capaz de calcular as decisões *on-line* durante a simulação. Em ambas, as decisões de turbinagem possuem um comportamento similar.

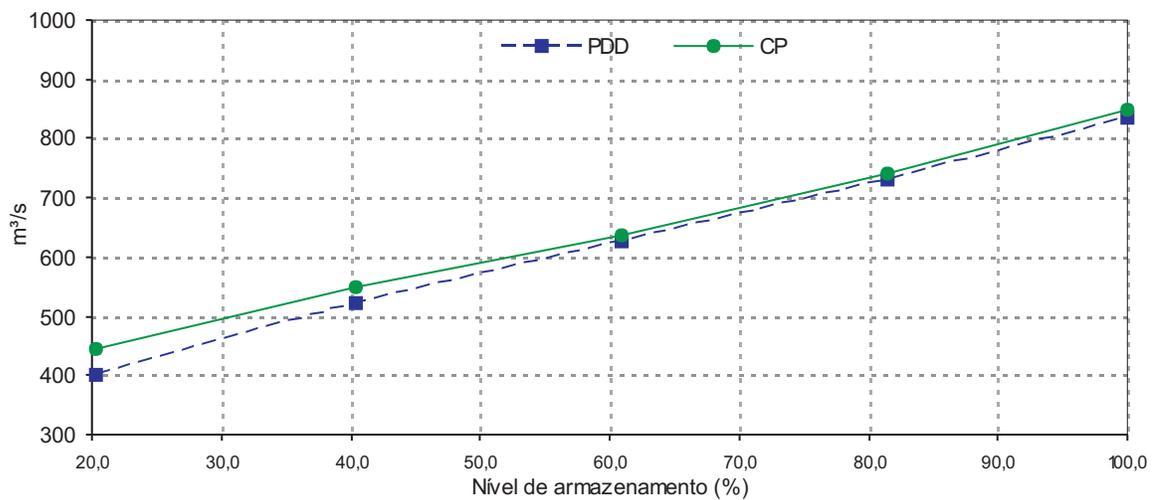


Figura 39: Decisão de turbinagem em maio em função do nível de armazenamento

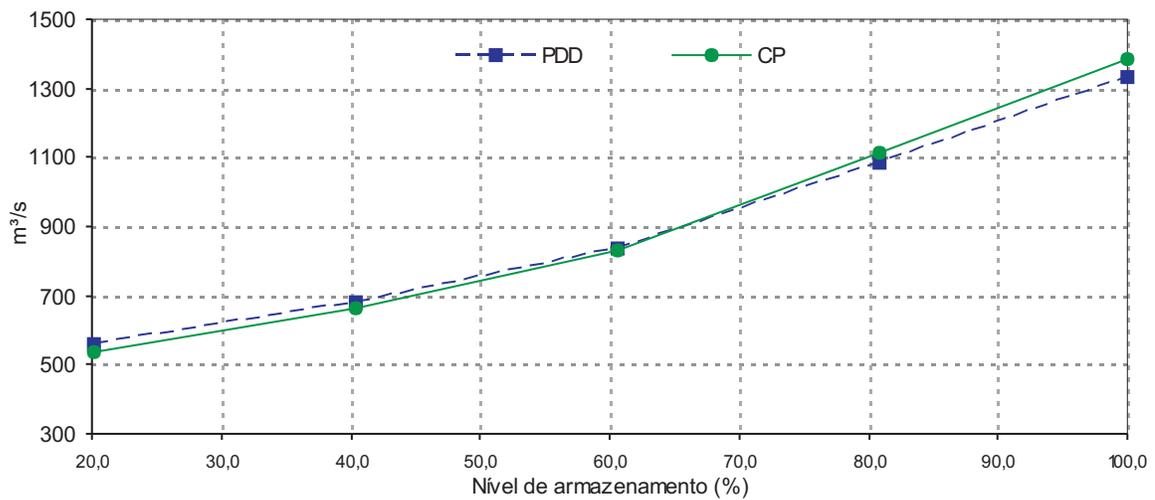


Figura 40: Decisão de turbinagem em novembro em função do nível de armazenamento

A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos com a simulação dessas diferentes políticas operativas. A otimização determinística (OD), alimentada com as afluências históricas, apesar de não constituir uma política operativa real, uma vez que assume a previsão perfeita (exata) das vazões afluentes, foi incluída nos resultados para estabelecer os limites superiores de desempenho das políticas operativas reais. A operação a fio d'água (FDA), que mantém os reservatórios cheios todo tempo, foi incluída entre as simulações no sentido de fornecer um "limitante inferior" de desempenho para as políticas reais, já que não faz uso da função regulatória do reservatório. O custo da solução FDA apresentou, como esperado, o pior desempenho, com um custo 42,3% maior que a OD, delimitando a faixa de custo operativo das políticas operativas reais.

Tabela 13: Estatísticas das políticas operativas

Política operativa	Custo [\$]	Geração média [MW]	Desvio [MW]	Vertimento [m ³ /s]	Produtividade [MW/m ³ /s]
FDA	9946	684,2	321,5	102,2	0,818
PDEM	7756	716,3	181,4	26,4	0,779
PDEI	7715	715,4	172,6	28,4	0,779
PDD	7712	717,1	178,1	39,1	0,793
CP	7703	719,4	184,3	34,2	0,792
OD	6992	740,0	149,6	6,6	0,796

Em primeiro lugar, pode ser destacado o desempenho semelhante do CP (malha aberta) e da PDD (malha fechada) confirmando a semelhança das decisões ilustradas nas Figuras 39 e 40. Enquanto a PDD apresenta uma geração hidráulica mais estável (178,1 MW) embora menor em média (717,1 MW), o CP apresenta uma geração um pouco mais oscilante (184,3 MW) porém maior em média (719,4 MW).

Em segundo lugar, comparando as políticas operativas baseadas em programação dinâmica pode ser destacado o surpreendente resultado de que a PDD, que decide baseada apenas num cenário (a MLT), apresenta desempenho semelhante a PDEI, que se baseia em vários cenários com probabilidades levantadas a partir dos dados históricos. Isso significa que o custo futuro da PDD, calculado para o valor esperado das vazões futuras, é semelhante ao valor esperado o custo futuro, calculado com a distribuição de probabilidades das vazões futuras.

Note que a geração hidráulica na PDEI é mais estável (172,6 MW) ainda que na PDD, porém ao custo de gerar em média menos (715,4 MW). Enquanto a PDD trabalha mais cheia com maior produtividade (0,793 MW/m³/s) e vertimento (39,1 m³/s), a PDEI trabalha mais vazia com menos produtividade (0,779 MW/m³/s) e vertimento (28,4 m³/s). Entretanto, as duas políticas apresentam custos praticamente iguais.

Cabe ainda destacar o desempenho da PDEM, que surpreendentemente foi pior entre todas as políticas operativas. Em relação a PDD, ela apresentou menor geração hidráulica média (716,3

MW) e maior oscilação (181,4 MW), resultando num custo 0,6% maior.

Entretanto, mais do que as diferenças, cabe destacar a semelhança de desempenho das políticas operativas, indicando que a modelagem estocástica das vazões, presente na PDE, não acrescenta ganho de desempenho em relação aos modelos baseados em modelagem determinística das vazões, PDD e CP.

A Figura 41 apresenta as trajetórias de volume obtidas durante a década de 50 pelas políticas PDD, PDEI, PDEM e CP, e OD. A década de 50 foi escolhida, pois contém o período crítico das aflúncias à UHE Furnas. Pode-se notar que na maior parte do tempo a política CP se mantém mais próxima dos níveis ótimos (OD) do que as políticas baseadas em PD. Esse comportamento pode ajudar a explicar a leve superioridade dessa política em termos de custo, já que em hidrologias baixas a UHE opera com maior produtividade. Dentre as políticas de PD, a que mais se aproxima do CP é a PDD.

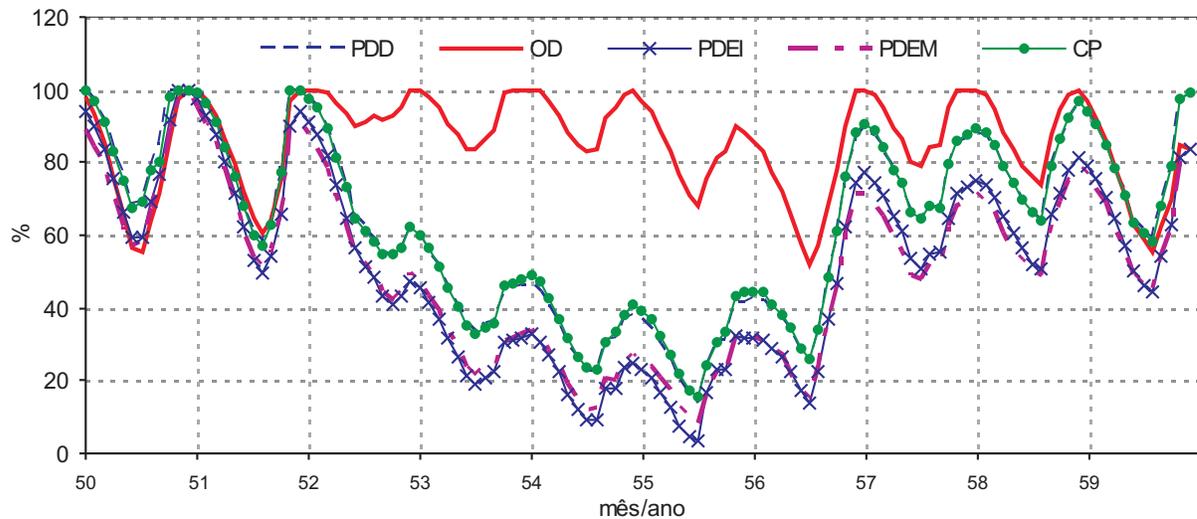


Figura 41: Trajetória de armazenamento da UHE Furnas (1950-1960)

Outra observação pertinente é que as políticas baseadas em PDE têm como estratégia operar o reservatório em níveis mais baixos durante todo o tempo, permitindo acomodar melhor eventuais cheias, reduzindo o vertimento, mas operando com menor produtividade dada a redução da altura de queda.

Os resultados dessa seção mostram que a política operativa proposta neste trabalho é competitiva para sistemas com um único reservatório, quando comparada com uma técnica de solução clássica para o problema de coordenação hidrotérmica, a PD.

Entretanto, por não sofrer da maldição da dimensionalidade da PD, pode ser aplicada a sistemas com múltiplas usinas sem requerer nenhuma simplificação. A seguir, o desempenho da política CP é avaliado para o SIN.

5.2 Sistema Interligado Nacional

Os estudos realizados neste trabalho consideraram o conjunto de usinas hidráulicas pertencentes ao SIN. Segue abaixo a lista das usinas hidráulicas, separadas por subsistema, constituindo um conjunto de 90 UHE's com 75.622,4 MW de potência instalada. São elas:

- **Norte:** Serra da Mesa, Cana Brava, Lajeado, Tucuruí.
- **Nordeste:** Boa Esperança, Sobradinho, Itaparica, Complexo PAF-MOX, Xingó, Pedra do Cavalo, Itapebi.
- **Sul:** Foz do Areia, Segredo, Santa Clara, Salto Santiago, Salto Osório, Salto Caxias, Manso, Machadinho, Itá, Passo Fundo, Capivari/Cachoeira, Passo Real, Jacuí, Itaúba, Dona Francisca, Monte Claro.
- **Sudeste/Centro-Oeste:** Guaporé, Três Marias, Queimado, Candonga, Guilman Amorim, Sá Carvalho, Salto Grande, Porto Estrela, Aimorés, Mascarenhas, Rosal, Paraibuna, Santa Branca, Jaguari, Funil, Sobragi, Ilha dos Pombos, Fontes Nova, Ponte Coberta, Emborcação, Nova Ponte, Miranda, Corumbá I, Itumbiara, Cachoeira Dourada, São Simão, Itutinga, Funil Grande, Furnas, Peixoto, Estreito, Jaguará, Igarapava, Volta Grande, Porto Colômbia, Graminha, Euclides da Cunha, Limoeiro, Marimbondó, Água Vermelha, Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão, Nova Avanhandava, Ilha Solteira Equivalente, Jupuí, Porto Primavera, Jurumirim, Pirajú, Chavantes, Ourinhos, Salto Grande, Canoas II, Canoas I, Capivara, Taquaruçu, Rosana, Jauru, Itiquira I, Itiquira II, Ponte de Pedra, Itaipu.

Foi considerado um conjunto de 71 UTE's, o que representa uma potência instalada de 12.373,0 MW, sendo que 7.779 MW, 2.705 MW e 1.889 MW estão localizados nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, respectivamente. O conjunto de todas as usinas, separadas por subsistema, estão relacionadas a seguir:

- **Sudeste/Centro-Oeste:** Cuiaba G Cc, Angra 2, Angra 1, Ibiritermo, Macae Mercha, Eletrobolt, Juiz De Fora, Norteflu, Três Lagoas, Termorio, St.Cruz Nova, Ccbs, Nova Pirat, W.Arjona G,

R.Silveira G, St.Cruz 12, St.Cruz 34, Pirat.12 G, Igarape, Termorio O, St.Cruz N.Di, Carioba, Ute Brasilia.

- **Sul:** Argentina 1, Argentina 1b, Argentina 2a, Argentina 2b, Argentina 2c, Argentina 2d, Uruguaiana G, Canoas, J.Lacerda C, P.Medici A, P.Medici B, J.Lacerda B, J.Lacerda A2, Charqueadas, J.Lacerda A1, Figueira, S.Jerônimo, Nutepa, Alegrete.
- **Nordeste:** Termope, Vale Do Acu, Fortaleza, Fafen, Termoceara, Termobahia, Camaçari D/G, Camaçari G.

Para os estudos de simulação foi considerado o histórico de vazões afluentes de maio de 1931 a abril de 2005, totalizando 888 meses.

5.2.1 Caso Puro

Antes de analisar o desempenho do CP para o SIN, com seu mercado e restrições de intercâmbio reais, que exigirão ajustes conforme descritos na seção 4.3, o CP será analisado no caso hipotético de mercado majorado e sem restrições de intercâmbio. Nessas condições o procedimento de ajuste não é necessário e a política implementada corresponde exatamente ao CP puro.

Na Figura 42 são apresentadas as trajetórias do Custo Marginal de Operação (CMO) e da Energia Armazenada (EA), ambas normalizadas pelo valor máximo, afim de observar a relação entre essas variáveis.

É importante destacar a sensibilidade verificada entre a energia armazenada e o custo marginal de operação, refletindo o impacto do nível de armazenamento sobre o custo de atendimento do mercado.

Na Figura 43 é apresentada a curva de permanência de geração hidrelétrica do SIN. Nesse caso é possível observar a máxima disponibilidade energética do sistema hidráulico porque sempre houve necessidade de complementação de energia termelétrica para o perfeito atendimento do mercado. Em outras palavras, não há vertimento armazenável nem turbinável na solução.

A Tabela 14 apresenta alguns valores estatísticos da curva de permanência da geração hidráulica do SIN.

No sentido de validar a política operativa CP implementada, uma simulação com 10 anos de horizonte considerando a MLT foi comparada com a otimização determinística para a MLT. Ou seja, o CP operando com perfeita previsão para a MLT igualou o desempenho da OD, como era de se esperar. A Figura 44 mostra as trajetórias do CP e OD para um período de 10 anos da MLT.

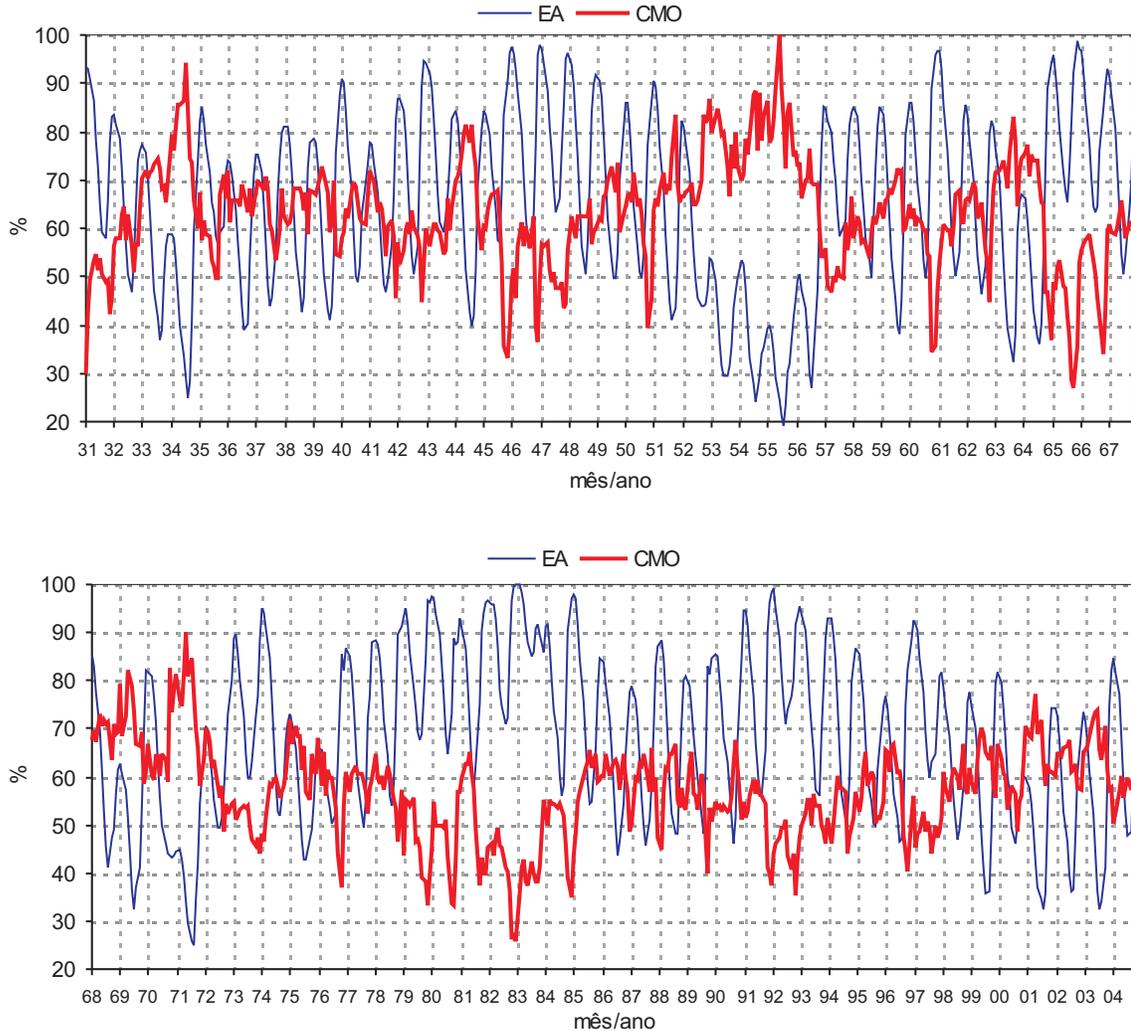


Figura 42: Energia armazenada versus CMO (1931 a 2005)

Tabela 14: Estatísticas de geração hidráulica do CP puro

Estatísticas	Valores [MW médio]
Energia Média	46.189,0
Energia a 100%	25.617,3
Energia a 95%	36.481,4
Desvio Padrão da geração	5.649,6

A mesma simulação do CP com perfeita previsão foi realizada sob o histórico de vazões no período de Maio/94 a Abril/2005, e comparada com a OD. Como pode ser verificado na Figura 45, a trajetória da energia armazenada do CP é aproximadamente igual a do OD, como era esperado.

Os testes realizados nessa seção validaram a implementação do CP para um sistema de grande porte, como o SIN, sob condições especiais de mercado e interligações. Nos estudos a seguir, o

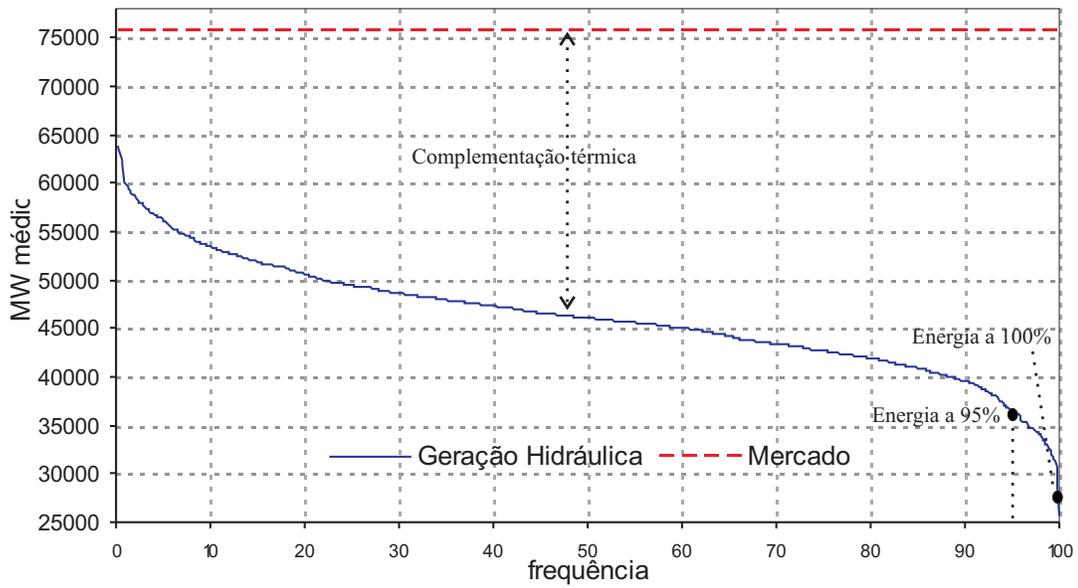


Figura 43: Curva de permanência de geração hidráulica

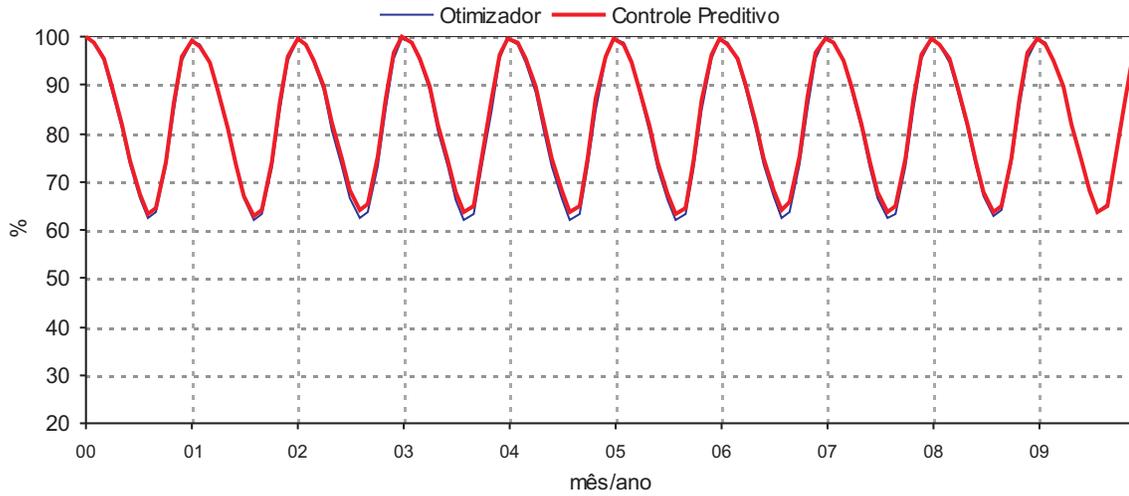


Figura 44: Energia Armazenada entre o OD e o CP para a MLT

desempenho da política operativa é avaliado no SIN considerando os dados reais de mercado de energia a ser atendido, bem como de limites de intercâmbio entre os subsistemas.

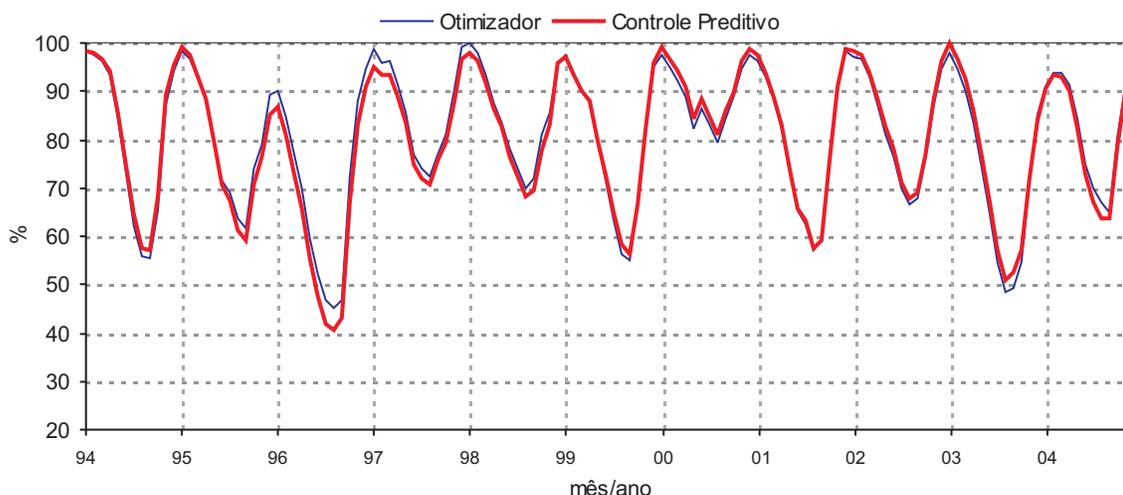


Figura 45: Energia Armazenada entre o OD e o CP para o Histórico (1994 a 2005)

5.2.2 Caso Base

Nesta seção, a política CP foi avaliada por simulação utilizando os procedimentos de ajuste apresentados no capítulo 4, para contemplar o mercado e as restrições de intercâmbio reais do SIN.

Por considerar uma configuração estática do sistema foram utilizados valores médios de mercado, geração de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), intercâmbios entre os subsistemas e do custo de geração térmica, do primeiro ano do "deck" de dados do Newave de maio de 2006 (Apêndice B). O nível de armazenamento inicial no início da simulação, em maio de 1931 para todas as usinas, foi de 100% de sua capacidade, exceto, para a usina de Serra da Mesa que foi de 55%, para comparação futura de resultados obtidos pelo ONS.

Na Tabela 15 são apresentados os valores de mercado de energia e a geração das PCH's para cada um dos subsistemas que compõem o SEB. O mercado líquido a ser considerado durante o planejamento energético é dado pela diferença entre esses dois valores.

Tabela 15: Mercado de energia do SIN

Subsistema	Mercado [MW médio]	PCH's [MW médio]	Mercado Líquido [MW médio]
Sudeste/Centro-Oeste	29.062	1.036	28.026
Sul	8.116	367	7.749
Nordeste	7.415	93	7.322
Norte	5.241	39	5.202
Total	49.834	1.535	48.299

Na Tabela 16 são apresentados os valores considerados de geração térmica mínima entre os

subsistemas do SIN.

Tabela 16: Geração térmica mínima do SIN

Subsistema	Gmin [MW médio]
Sudeste/Centro-Oeste	2.233,8
Sul	766,2
Nordeste	392,7
Norte	0,0
Total	3.392,7

Na Tabela 17 são apresentados os valores considerados nos limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas do SIN.

Tabela 17: Limites de transmissão de energia entre os subsistemas do SIN

Subsistema origem	Subsistema destino	Limite Máximo [MW médio]	Limite Mínimo [MW médio]
SE/CO	NE	487	0
SE/CO	IMPERATRIZ	1.700	0
SE/CO	IVAIPORÁ	4.538	0
SUL	IVAIPORÁ	3.644	0
NE	SE/CO	83	0
NE	IMPERATRIZ	398	0
NORTE	IMPERATRIZ	3.821	0
ITAIPU	SE/CO	14.000	0
ITAIPU	IVAIPORÁ	0	0
IMPERATRIZ	SE/CO	1.679	0
IMPERATRIZ	NE	2.063	0
IMPERATRIZ	NORTE	1.703	0
IVAIPORÁ	SE/CO	3.644	0
IVAIPORÁ	SUL	4.538	0

Note a existência de uma restrição de intercâmbio com limite máximo igual a zero na interligação entre Itaipu e Ivaiporã. Por outro lado, o limite de transmissão entre Itaipu e o subsistema SE/CO é um valor igual a capacidade instalada da UHE Itaipu. A consideração desses valores visa futuras comparações com o modelo NEWAVE que considera a UHE Itaipu como parte integrante do subsistema SE/CO. No modelo DECOMP, entretanto, a UHE Itaipu é considerada fora do SE/CO com limites de transmissão individuais para o SE/CO (50Hz) e Ivaiporã (60 Hz). O modelo implementado permite modelar as características de representação de Itaipu dos modelos adotados no SEB. Sendo assim, para considerar a UHE de Itaipu como parte integrante do SE/CO, como no NEWAVE, basta apenas “fechar a conexão” com Ivaiporã, adotar limite igual a zero, e por outro lado estabelecer um alto valor entre a linha de Itaipu e SE/CO.

Os limites de transmissão de energia entre os subsistemas são melhores visualizados na Figura 46.

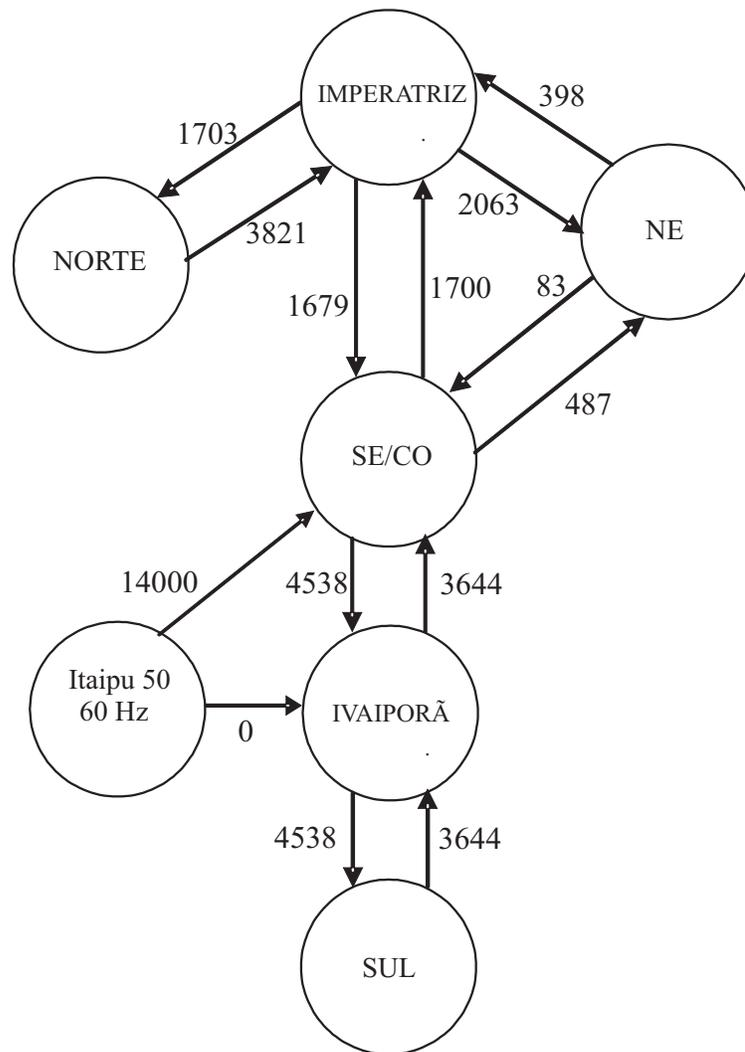


Figura 46: Limites máximos de transmissão de energia entre os subsistemas

A avaliação dos resultados é iniciada através do comportamento do nível de energia armazenada do sistema. A Figura 47 apresenta a evolução da trajetória da energia armazenada do SIN nos casos base e puro.

Observe que a energia armazenada do caso puro está praticamente em um nível de armazenamento inferior ao caso base. Isso ocorre porque no caso puro o sistema deve sempre fornecer a maior disponibilidade energética possível de forma a minimizar o custo da complementação termelétrica, lembrando que o mercado a ser atendido é majorado em relação ao mercado real. Por outro lado, no caso base o mercado real representa 64% do mercado majorado, o que indica a necessidade de um menor deplecionamento dos reservatórios para conseguir atender a demanda. Com isso, a operação do caso base permanecerá com um maior nível de armazenamento nos reservatórios, refletindo no nível de armazenamento do sistema.

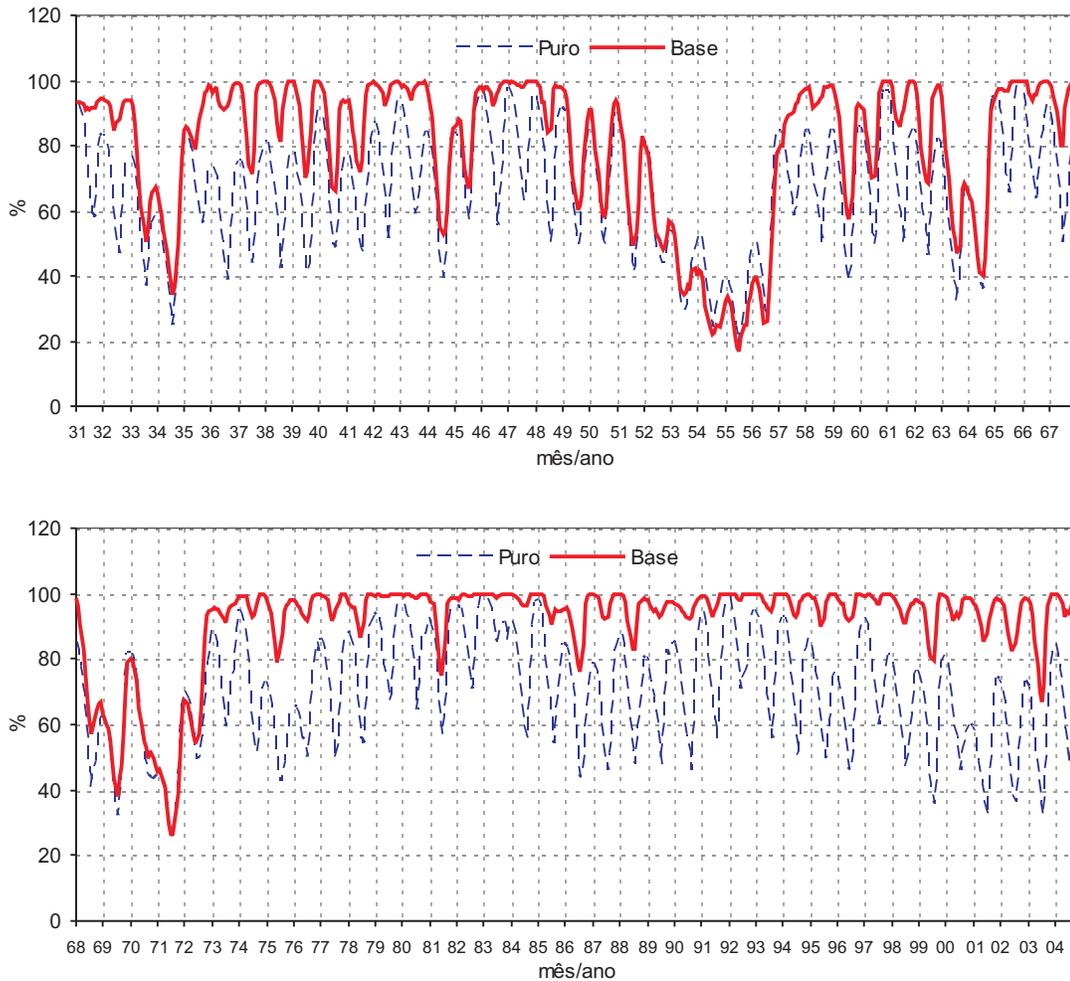


Figura 47: Energia armazenada do SIN

As diferenças são reduzidas nos períodos hidrológicos mais secos, quando havendo a necessidade de complementação térmica de mérito, desaparece o vertimento turbinável e o CP base se comporta próximo ao CP puro.

Adicionalmente, a partir de 1973 é notada uma mudança no comportamento das soluções, especialmente a solução do caso base. Enquanto a energia armazenada teve seu nível de armazenamento mínimo em torno de 20% durante o período crítico do sistema, e depois cerca de 30%, logo no início dos anos 70, a partir de 1973, no entanto, o sistema, no caso base, usufruiu de um nível de armazenamento quase sempre maior que 80% de sua capacidade.

Essa mudança de padrão na solução é devida ao aumento das vazões afluentes a partir de meados de 70 no subsistema SE/CO, como reflete a série de vazões naturais médias anuais da UHE Itaipu, apresentada na Figura 48.

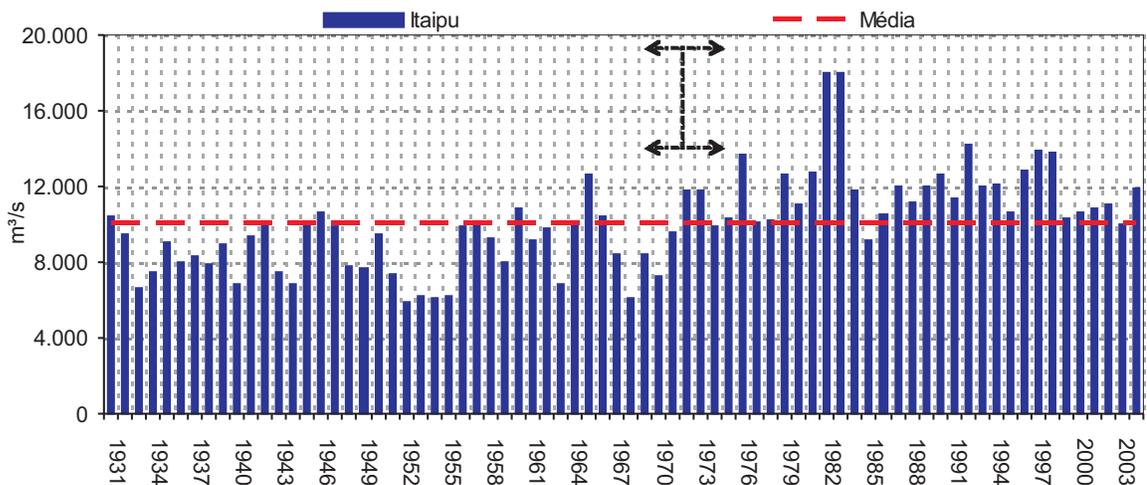


Figura 48: Média anual das vazões naturais afluentes da UHE Itaipu

Como o subsistema SE/CO é cerca de 60% da potência instalada do SIN, o aumento acentuado nas suas vazões repercute no SIN. Todos os resultados apresentados a seguir refletem esse fenômeno.

Note que o nível de energia armazenada no início do período de simulação é de 93%, significando que 45% do volume útil de Serra da Mesa, a única UHE que não partiu cheia, corresponde a 7% da energia armazenada máxima do SIN. Segundo a política operativa CP, o SIN com as vazões da década de 30 levaria 5 anos para encher.

Uma outra informação interessante a ser analisada é a geração de energia do sistema, informação que evidencia sua disponibilidade energética. A Figura 49 apresenta a curva de permanência de geração hidrelétrica do SIN nos casos base e puro.

Note que para o caso base em 78% do tempo somente a geração hidráulica mais a geração térmica mínima atendem perfeitamente o mercado de energia sem necessidade de despachar usinas térmicas por ordem de mérito. A Tabela 18 apresenta algumas estatísticas a respeito da geração hidráulica.

Tabela 18: Geração de energia

	Puro	Base	%
	[MW médio]	[MW médio]	
Média	46.189,0	43.596,5	-5,6
Desvio padrão	5.649,6	2.955,4	-47,7
Energia a 100%	25.617,3	26.660,4	4,1
Energia a 95%	36.481,4	36.447,7	-0,1

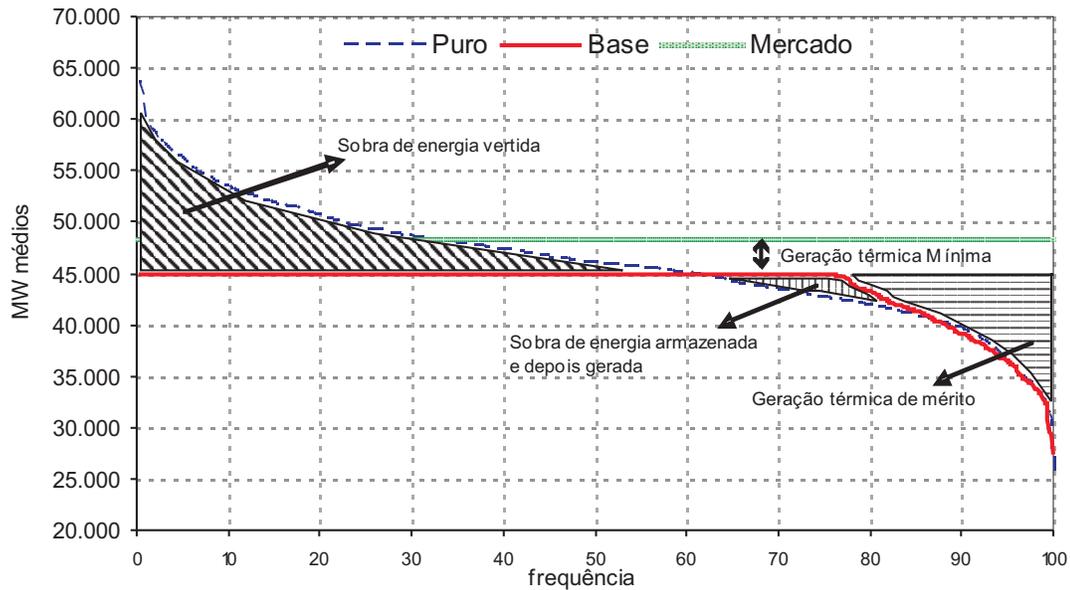


Figura 49: Curva de permanência de geração

A expressiva redução na geração hidrelétrica média de 5,6%, reflete o desperdício de energia hidráulica decorrente da preponderância hidroelétrica do SIN e seu critério de suprimento de 5%, agravado pela inflexibilidade térmica. O desperdício só não é maior porque o procedimento de ajuste da política operativa CP consegue transformar algum vertimento do CP puro em geração no CP base através do aumento do armazenamento, representada pela figura triangular de traços verticais da Figura 49.

A Figura 50 destaca a sobra de energia do SIN no caso base. Comparando com a Figura 47, observa-se que os períodos em que o sistema não apresenta sobras coincidem com períodos de baixa hidrologia que provocam o deplecionamento mais acentuado dos reservatórios.

A Figura 51 apresenta a curva de permanência das sobras de energia, a qual possibilita identificar sua frequência de ocorrência no sistema. Coerentemente com a curva a Figura 49, em 78% dos meses houve sobras. A Tabela 19 apresenta algumas estatísticas da sobra de energia hidráulica.

Tabela 19: Sobra de energia

Base	[MW médio]
Média	8.178,8
Máxima	21.183,8
Desvio padrão	6.210,3

Nem toda sobra de energia é vertida pelo sistema. Só haverá vertimento quando não for mais possível armazenar energia nos reservatórios. Diante disso, essa sobra pode ser separada em

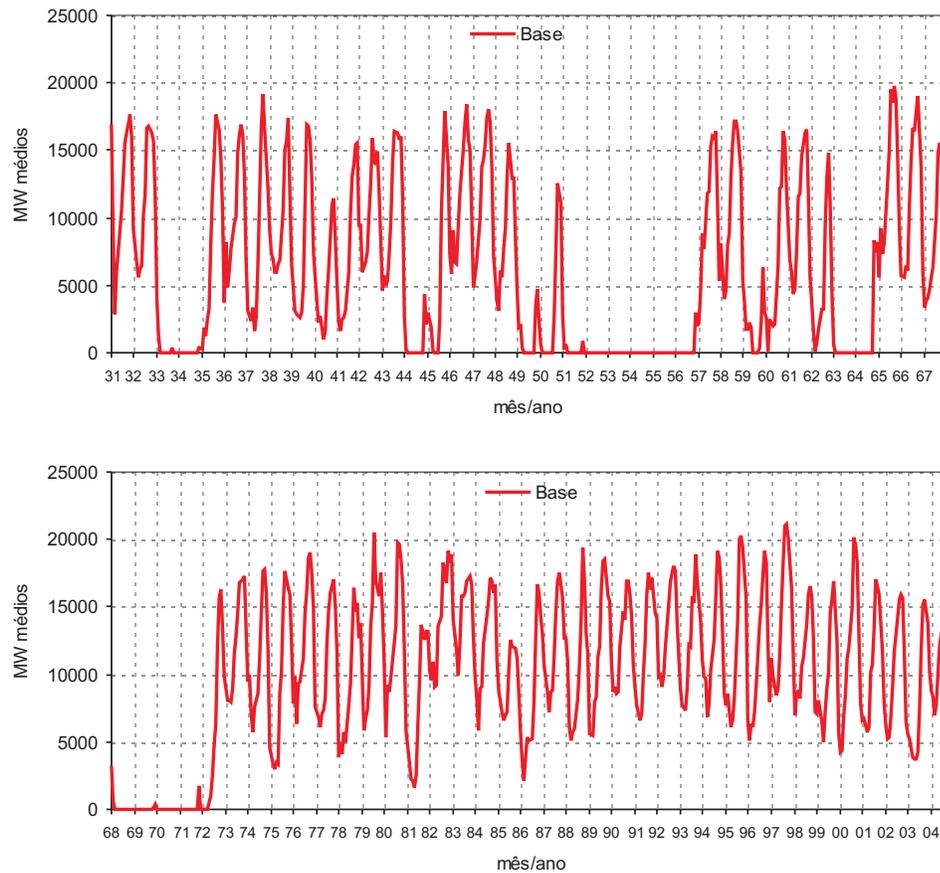


Figura 50: Sobra de energia

duas: a parcela que foi armazenada e a que foi vertida. A Figura 52 apresenta a sobra de energia que foi armazenada e vertida para o caso base. Como o procedimento de eliminação de sobras implementado no CP, primeiro armazena-se para depois verter, se necessário. Observe que não ocorre sobra vertida sem ocorrer sobra armazenada.

Note as elevadas quantidades de energia vertida nos primeiros anos da década de 80, coincidentes com a maior cheia do histórico. Por outro lado, entre os anos de 31 a 33 houve sobra de energia vertida sem que o sistema estivesse completamente cheio, como apresenta a Figura 47. Isso é devido a representação individualizadas das UHE, que não acontece na modelagem equivalente pois nessa o sistema só verte quando todos os reservatórios estão completamente cheios.

A Tabela 20 apresenta dados estatísticos a respeito dessas sobras. Em média, 3.473,8 MW e 4.705,1 MW foram armazenados e vertidos, respectivamente. Ou seja, do total de 8.178,8 MW médios de sobra de energia, 42,5% foi armazenada e 57,5% foi vertida.

Identificadas e quantificadas as sobras de energia, passa-se agora a verificar os meses em que

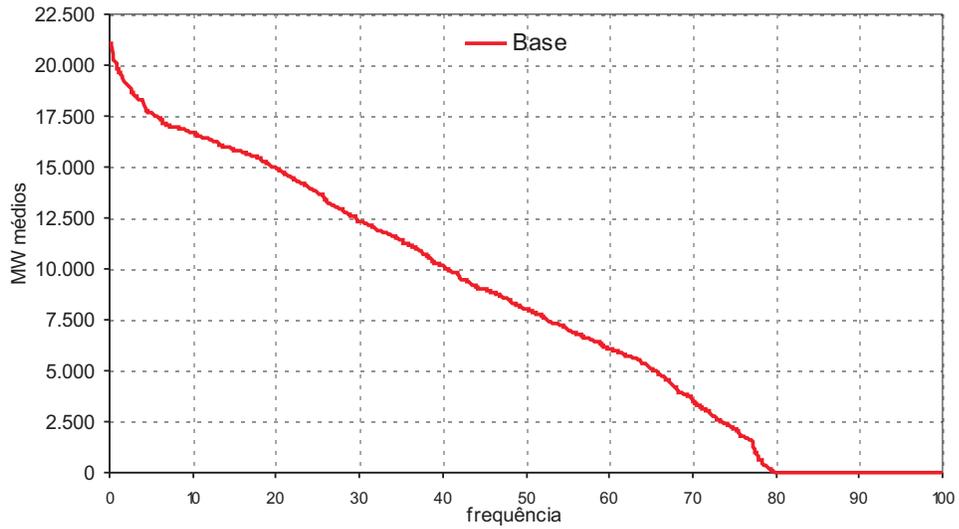


Figura 51: Curva de permanência da sobra de energia

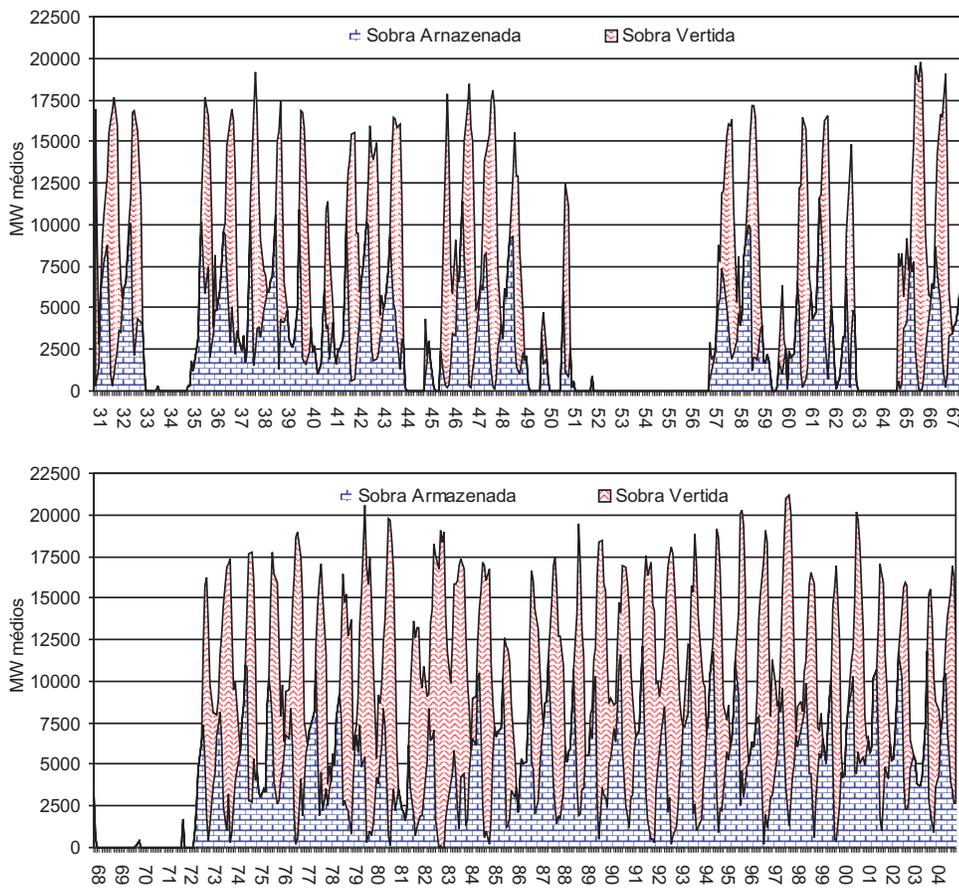


Figura 52: Sobra de energia armazenada e vertida

Tabela 20: Sobra de energia armazenada e vertida - caso base

Sobra de Energia	Armazenada	Vertida
	[MW médio]	[MW médio]
Média	3.473,8	4.705,1
Máxima	12.117,9	19.866,8
Desvio padrão	3.099,2	5.890,1

houve necessidade de realizar um despacho econômico termelétrico por ordem de mérito. Esses meses foram aqueles em que não houve sobra de energia, ou seja, onde a soma da geração de energia hidráulica e térmica mínima não foram suficientes para atender o mercado real especificado.

A Figura 53 apresenta a quantidade de energia térmica despachada por ordem de mérito. Note que a geração térmica foi solicitada em maior profundidade durante o período crítico do sistema. A necessidade de energia em maio/55 foi de 17.628,1 MW médios, maior que todo parque térmico instalado considerado no SIN, que é de 12.373 MW médios. A diferença de 5.255,1 MW, entre a necessidade e o parque instalado caracteriza um racionamento preventivo de carga no sistema.

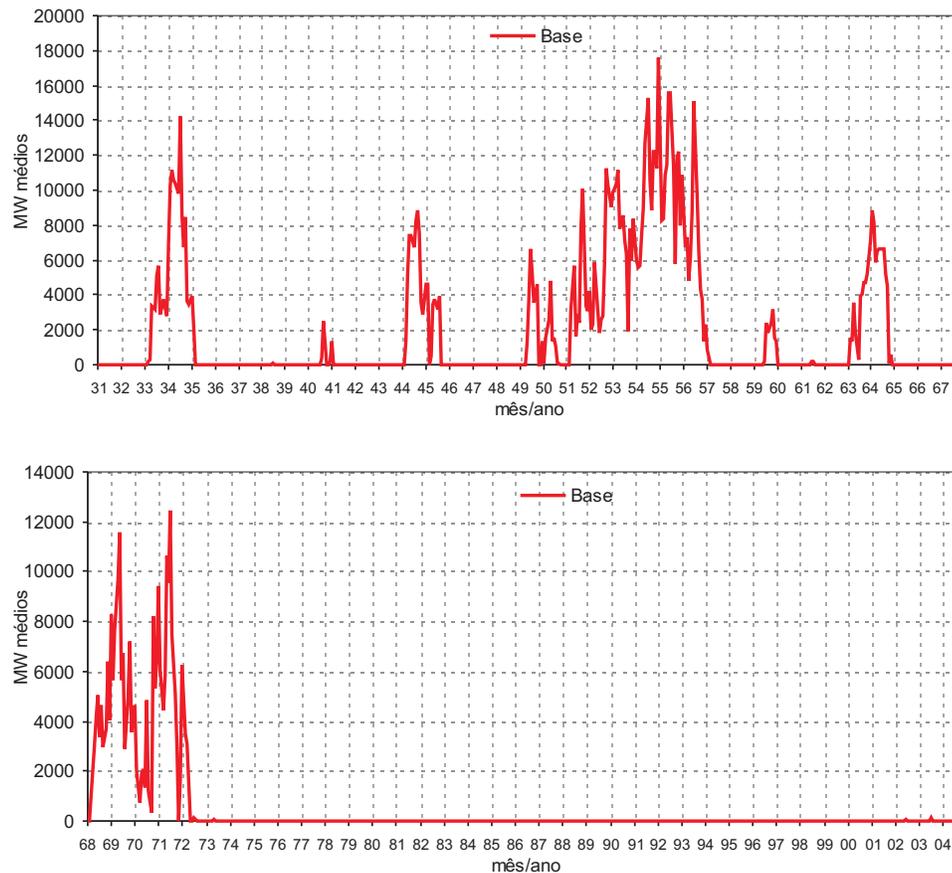


Figura 53: Energia térmica despachada por ordem de mérito - caso base

A Tabela 21 apresenta, como exemplo, o despacho econômico térmico realizado em novembro/1944 no caso base.

Tabela 21: Despacho econômico por ordem de mérito em novembro/1944

Sub Sistema	Nome UTE	CUSTO (R\$/MWh)	DESP.	Qtde UTE	A DESPACHAR
					3.580,57
SE/CO	CUIABA G CC	6,4	334,3	1	3.246,27
SE/CO	ANGRA 2	10,6	270	2	2.976,27
SE/CO	ANGRA 1	15,5	247	3	2.729,27
SE/CO	IBIRITERMO	77,5	173,2	4	2.556,07
SE/CO	MACAÉ MERCHA	97,2	923	5	1.633,07
SE/CO	ELETROBOLT	100,4	386	6	1.247,07
SE/CO	JUIZ DE FORA	105	26,1	7	1.220,97
SE/CO	NORTEFLU	108	469	8	751,97
SE/CO	TRES LAGOAS	110,5	240	9	511,97
SE/CO	TERMORIO	124,8	511,97	10	0
					3.478,82
SUL	ARGENTINA 1	43	241	11	3.237,82
SUL	ARGENTINA 2A	53,1	53	12	3.184,82
SUL	ARGENTINA 2B	53,1	26	13	3.158,82
SUL	ARGENTINA 2C	53,1	53	14	3.105,82
SUL	ARGENTINA 2D	53,1	13	15	3.092,82
SUL	ARGENTINA 1B	53,1	15	16	3.077,82
SUL	URUGUAIANA G	78,1	517,4	17	2.560,42
SUL	CANOAS	110,5	132,9	18	2.427,52
SUL	J.LACERDA C	113,7	183	19	2.244,52
SUL	P.MEDICI A	115	76	20	2.168,52
SUL	P.MEDICI B	115	216	21	1.952,52
SUL	J.LACERDA B	151,1	102	22	1.850,52
SUL	J.LACERDA A2	157	73,8	23	1.776,72
SUL	CHARQUEADAS	183,5	46	24	1.730,72
SUL	J.LACERDA A1	192,4	75	25	1.655,72
SUL	FIGUEIRA	245	10,4	26	1.645,32
SUL	S.JERONIMO	273	15,3	27	1.630,02
SUL	NUTEPA	568	24	28	1.606,02
SUL	C.DEFICIT (05%)	855,31	400	29	1.206,02
SUL	ALEGRETE	1024,9	66	30	1.140,02
SUL	C.DEFICIT (10%)	1845,17	400	31	740,02
SUL	C.DEFICIT (20%)	3855,05	740,02	32	0
					316,66
NE	TERMOPE	60	316,66	33	0
TOTAL			7.376,05	-	

A Tabela 22 apresenta a potência instalada térmica por subsistema, a energia disponível, a despachada e o racionamento preventivo de carga.

Tabela 22: Energia térmica disponível, despachada e corte de carga em novembro/1944 - caso base

Subsistema	Potência Instalada	Geração Térmica Mínima	Geração Térmica Disponível	Geração Despachada	Racionamento preventivo
SE/CO	7.779	2.233,8	5.545,2	3.580,6	-
SUL	2.705	766,2	1.938,8	3.478,8	1.540,0
NE	1.889	392,7	1.496,3	316,6	-
NORTE	-	-	-	-	-
TOTAL	12.373	3.392,7	8.980,3	7.376,0	1.540,0

O SUL teve um racionamento preventivo de 1.540,0 MW médios. Mas para que isso acontecesse

todo parque instalado disponível foi despachado, 1.938,8 MW médios. Por outro lado, no SE/CO, Nordeste e Norte não houve racionamento de carga nesse mês.

A Figura 54 apresenta curva de permanência da energia térmica despachada por ordem de mérito, identificando que em 26% do tempo houve a necessidade de realizar um despacho econômico termelétrico por ordem de mérito no SIN¹. Além disso, a energia média despachada foi de 1.310,1 MW médios.

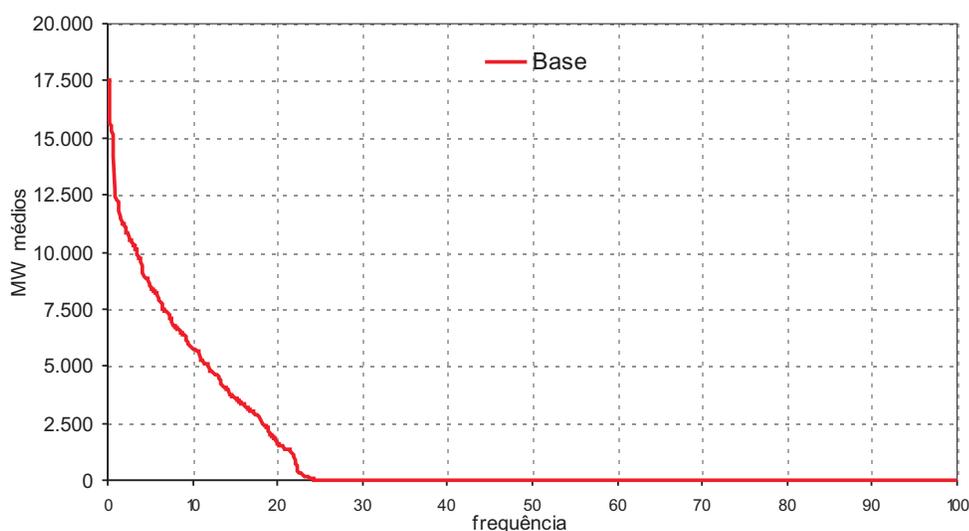


Figura 54: Curva de permanência da energia térmica despachada

Adicionalmente foi obtido o custo total de operação do sistema, que é função da quantidade de energia despachada (inclusive a inflexível) por ordem de mérito ponderada pelo seu custo de geração. A Figura 55 apresenta a curva do custo total de operação.

O custo de operação total² médio para o caso base foi de 475,2 milhões de reais por mês. Do mesmo modo, o custo máximo foi de 100,7 bilhões de reais, e aconteceu durante o período crítico do sistema, momento que houve uma grande solicitação de geração térmica, além de racionamentos preventivos a um custo de déficit muito elevado. O custo mínimo do sistema é de R\$147,4 milhões que está associado a geração térmica mínima quando não há vertimento turbinável.

A partir de meados da década de 70 até os dias atuais, o custo de operação do sistema é de 147,4 milhões de reais, dado somente pela geração térmica mínima inflexível do sistema. Isso porque

¹Com isso é possível estimar a viabilidade de expansão do parque termelétrico brasileiro.

²O custo de operação total é dado pela soma da multiplicação entre a quantidade de geração térmica despachada pelo seu custo associado de cada UTE. Por exemplo, se houve um despacho térmico de 100 MW médios de apenas uma UTE, Cuiaba G CC, que possui um custo de 6,4 R\$/MWh, então o custo total é $100 * 6,4 * 720$ (número horas mês) = R\$ 460.800,00/mês.

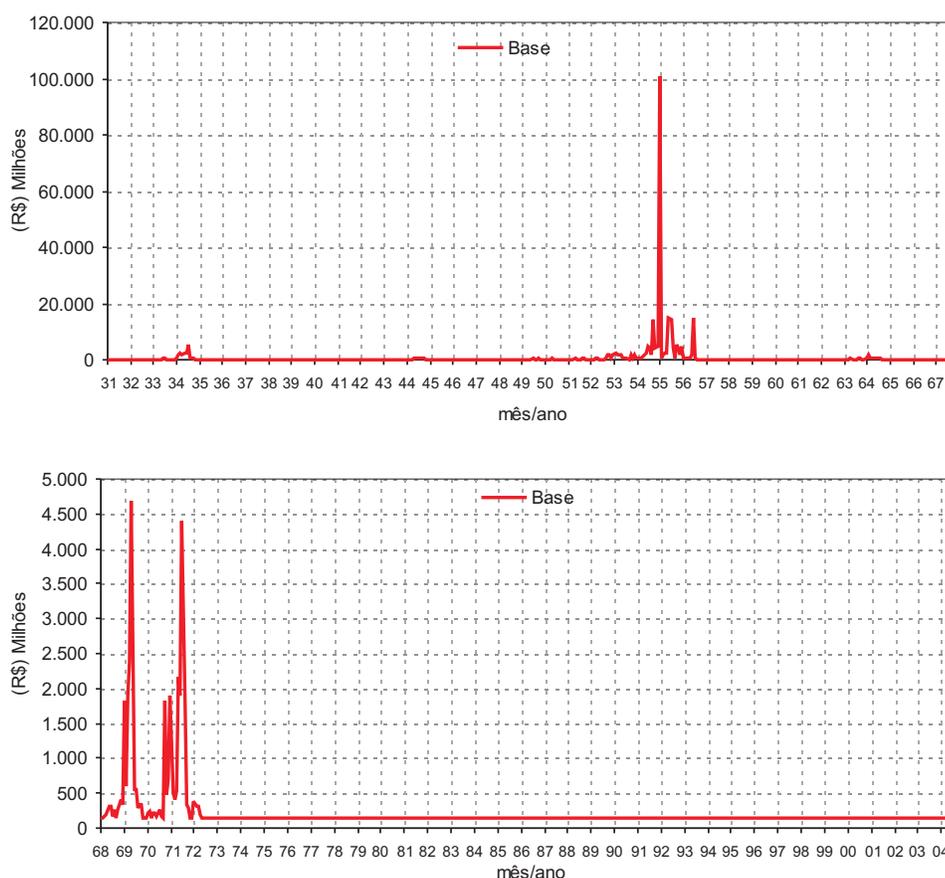


Figura 55: Custo total de operação (1931-2005)

em nenhum momento, após 70, houve necessidade de despachar geração térmica por ordem de mérito para atender o mercado especificado.

O custo marginal de operação (CMO) é dado por subsistema. Nas seções seguintes é feita uma análise para cada um dos subsistemas que constitui o SIN, centrando principalmente na evolução das energias armazenadas e no CMO.

5.2.2.1 Sudeste/Centro-Oeste

A Figura 56 apresenta a trajetória da energia armazenada do caso puro e base. Nota-se que há uma similaridade das curvas com a do SIN, apresentada na Figura 47, devido ao fato de que o subsistema SE/CO representa quase 60% da capacidade instalada total do SIN.

O nível de armazenamento é maior para o caso base porque seu mercado é menor, gerando sobras, que em parte são armazenadas. Entretanto, durante o período crítico do sistema há uma

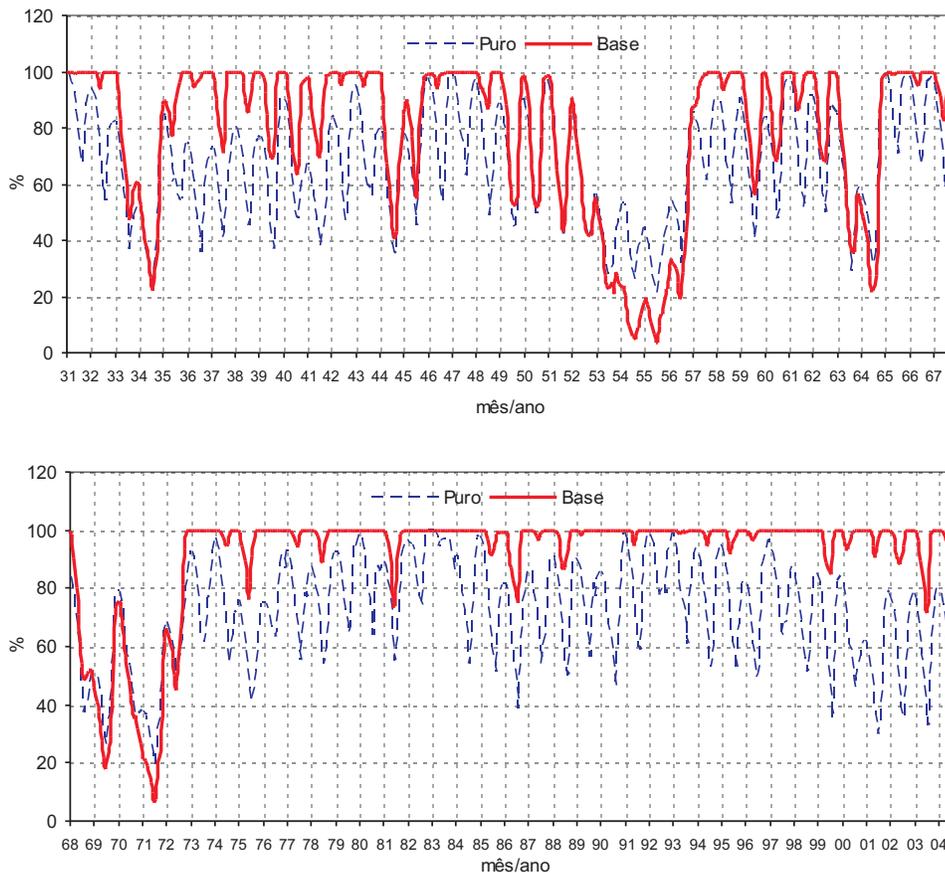


Figura 56: Energia armazenada do SE/CO

inversão do comportamento das curvas, devido às restrições de intercâmbio que provocam um ajuste na solução proposta pelo otimizador, aumentando a geração do SE/CO e reduzindo no SUL para atender o limite de transmissão SUL - SE/CO. Convém lembrar que no período crítico do SIN o SUL apresenta boa hidrologia e atua como exportador nesse período.

A Figura 57 apresenta os níveis de ajustes realizados, sendo que nos períodos com o maior nível de ajuste são onde houve a maior diferenciação entre as trajetórias de energia armazenada, apresentadas na Figura 56, especialmente durante o período crítico do SIN.

Em nenhum mês houve a necessidade de ajuste de geração térmica. Assim, somente o aumento de geração hidráulica foi suficiente para que o mercado desse subsistema fosse atendido. Esses ajustes aconteceram em somente 8% do tempo. Nos outros 92% do tempo a solução fornecida pelo otimizador foi devidamente implementada sem a necessidade de realizar tipo algum de ajuste. A Tabela 23 apresenta algumas estatísticas dos ajustes de geração de energia.

O SE/CO é um subsistema puramente importador de energia, onde em nenhum momento do

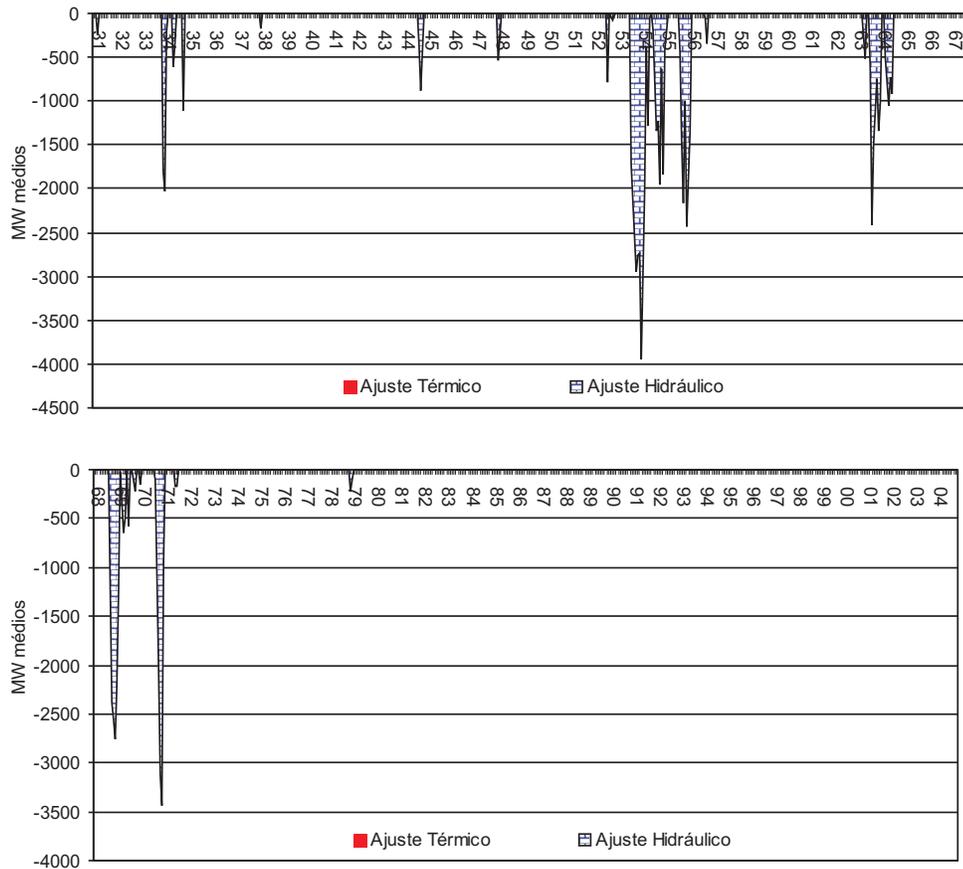


Figura 57: Ajuste de geração de energia do SE/CO

histórico houve ajuste para reduzir a geração de energia hidráulica. Na média, a profundidade desse ajuste foi de 92 MW, sendo que o máximo foi de 3.948 MW e com um desvio padrão de 417 MW.

A Figura 58 apresenta o CMO para o SE/CO, onde se destacam os meses em que o CMO foi elevado, coincidindo com os meses em que há redução de energia armazenada do sistema, conforme a Figura 56.

Uma outra forma de analisar o custo de operação do sistema é através de sua curva de

Tabela 23: Estatísticas dos ajustes de geração no SE/CO

Estatísticas	Redução Hidr.	Aumento Hidr.	Aumento Térmica
	[MW médio]	[MW médio]	[MW médio]
Média	-	92,0	-
Máxima	-	3.948,0	-
Desvio padrão	-	417,0	-

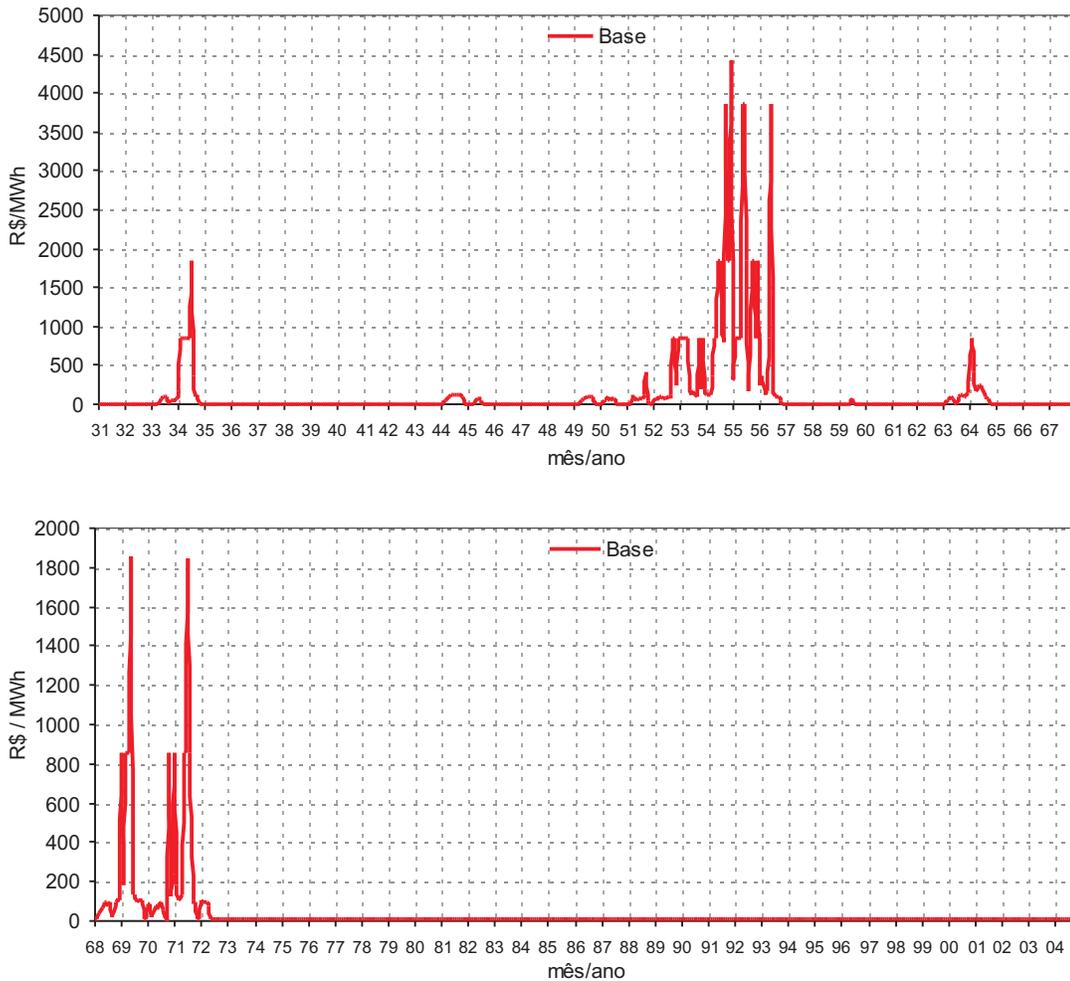


Figura 58: Custo marginal de operação do SE/CO

permanência, como apresenta a Figura 59.

O CMO do SE/CO é igual a R\$ 6,4/MWh durante 80% do tempo. É possível notar patamares de custo na curva apresentada. Esses patamares representam o custo de déficit do sistema, indicando que a soma de toda geração hidráulica mais térmica desse subsistema não foi suficiente para atender sua carga. Em função disso houve corte de carga ao custo de déficit dos patamares indicados.

Atualmente são considerados quatro patamares de déficit³ de energia, a saber: 1) patamar com 5% de corte na carga com um custo de R\$ 855,31/MWh; 2) patamar com 10% de corte na carga com um custo de R\$ 1.845,17/MWh; 3) patamar com 20% de corte na carga com um custo de R\$ 3.855,85/MWh; e 4) patamar com 80% de corte na carga com um custo de R\$ 4.381,72/MWh.

³Esses custos de déficits foram retirados do arquivo SISTEMA.DAT do deck de dados do NEWAVE de maio de 2006. Atualmente esses custos são iguais para todos os subsistemas do SEB.

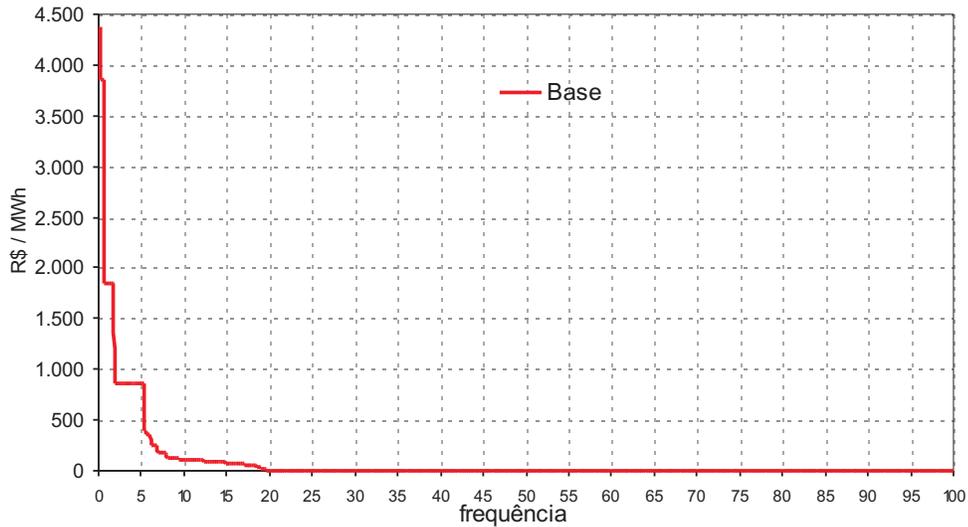


Figura 59: Curva de permanência do CMO do SE/CO

A Tabela 24 apresenta um conjunto de estatísticas a respeito do CMO. Seu valor médio foi de R\$97,0/MWh para um desvio padrão de R\$387,4/MWh, caracterizando um processo estável sujeito a bruscas variações de baixa frequência.

Tabela 24: Estatísticas do custo marginal de operação no SE/CO

CMO	Caso Base [R\$/MWh]
Menor	6,4
Médio	97,0
Maior	4.381,7
Desvio padrão	387,4

5.2.2.2 Sul

A Figura 60 apresenta a trajetória da energia armazenada do subsistema Sul nos casos puro e base. Mesmo possuindo um mercado menor em relação ao caso puro o nível de armazenamento do caso base alcança fortemente sua capacidade mínima de armazenamento especialmente antes de 1973. A explicação para esse fato é a limitação na importação de energia do SIN, o que provoca o deplecionamento mais acentuado dos reservatórios da região do que seria ideal se não houvessem restrições no intercâmbio.

Comparando a Figura 60 com a Figura 56, nota-se que o Sul é um sistema que oscila muito mais que o SE/CO, evidenciando um sistema com baixa capacidade de regularização, e ainda limitado nos seus recebimentos do SIN.

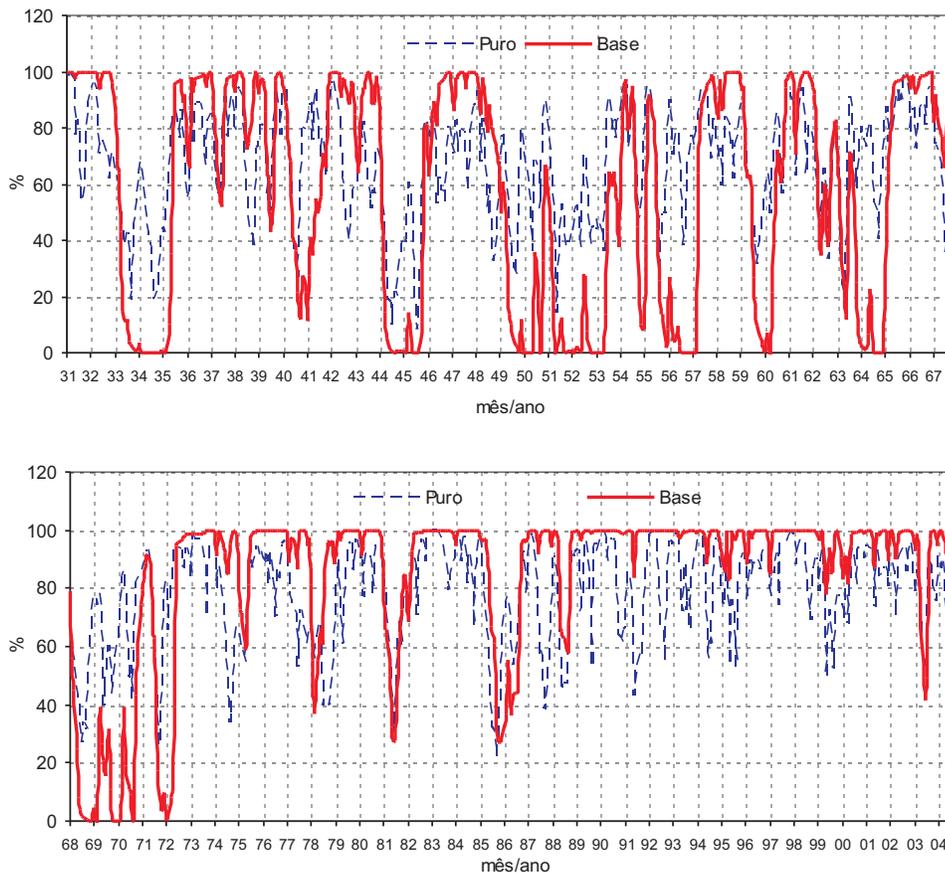


Figura 60: Energia armazenada do SUL

A Figura 61 apresenta os ajustes de aumento de geração realizados. Nos meses em que houve a necessidade de ajuste de geração térmica, os níveis de armazenamento dos reservatórios das UHE desse subsistema já estavam em sua capacidade mínima, não sendo mais capazes de gerar energia hidráulica.

Da mesma forma em que houve ajustes para aumentar a geração de energia do subsistema, também houve para reduzir a geração. Isso porque a quantidade de energia solicitada por outro subsistema é maior que a capacidade de transmissão de energia desse subsistema. A Figura 62 apresenta os ajustes realizados. E a Figura 63 apresenta uma curva de permanência.

O ajuste mais frequente foi o aumento de 58% do tempo na geração hidráulica através de deplecionamento dos reservatórios das UHE. Já em 32% dos meses, não houve necessidade de ajuste. Ao passo que em apenas 11% do tempo, reduziu a geração. Caracterizando como um subsistema importador de energia.

A Tabela 25 apresenta as estatísticas dos ajustes, que indicam baixos valores médios e altos

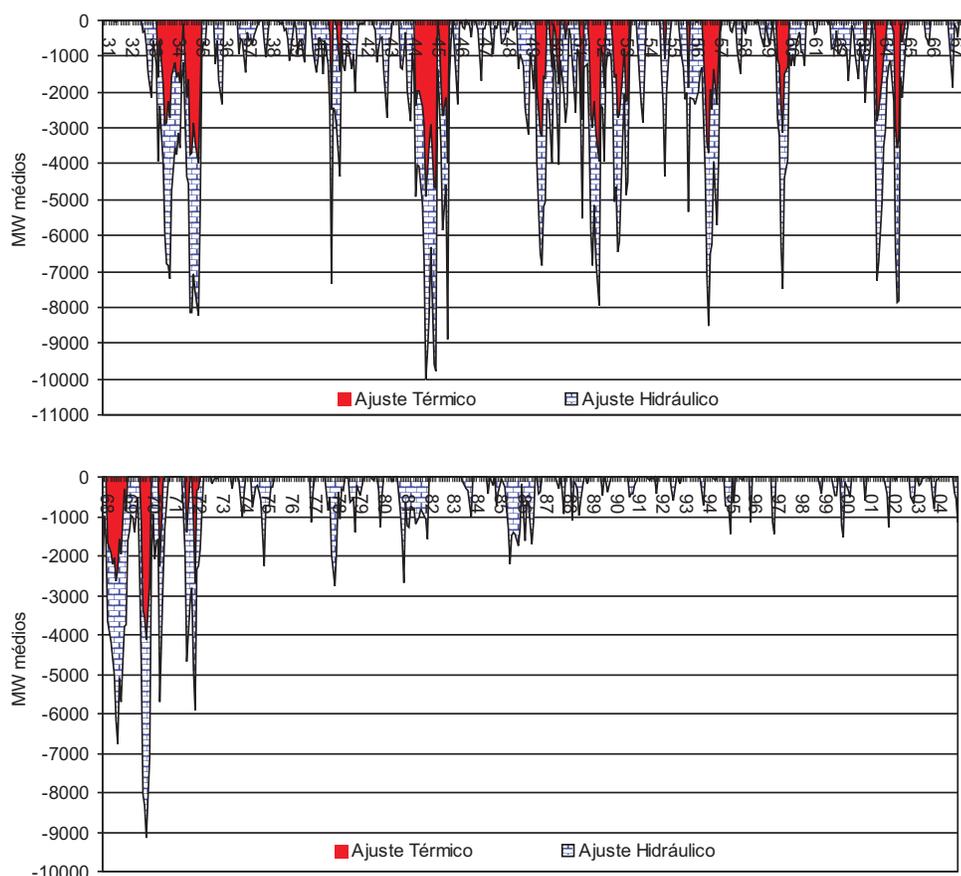


Figura 61: Ajustes de aumento de geração de energia do SUL

valores de desvio padrão. O maior ajuste em média é o aumento da geração por deplecionamento (811 MW) seguida pelo aumento da geração termelétrica de mérito (278 MW). Esses ajustes ocorrem por esgotamento da capacidade de intercâmbios do SE/CO para o SUL. Já os ajustes de redução de geração hidrelétrica ocorrem através de replecionamento dos reservatórios por esgotamento da capacidade de intercâmbio do SUL para o SE/CO.

Tabela 25: Estatísticas dos ajustes de geração no SUL

Estatísticas	Redução Hidr. [MW médio]	Aumento Hidr. [MW médio]	Aumento Térmica [MW médio]
Média	69,0	811,0	278,0
Máxima	1.400,0	5.111,0	4.894,0
Desvio padrão	247,0	1.161,0	808,0

A Figura 64 apresenta o CMO do Sul ao longo do histórico de vazões, e a Figura 65 sua curva de permanência.

A Tabela 26 apresenta um conjunto de estatísticas a respeito do CMO do SUL. Devido aos

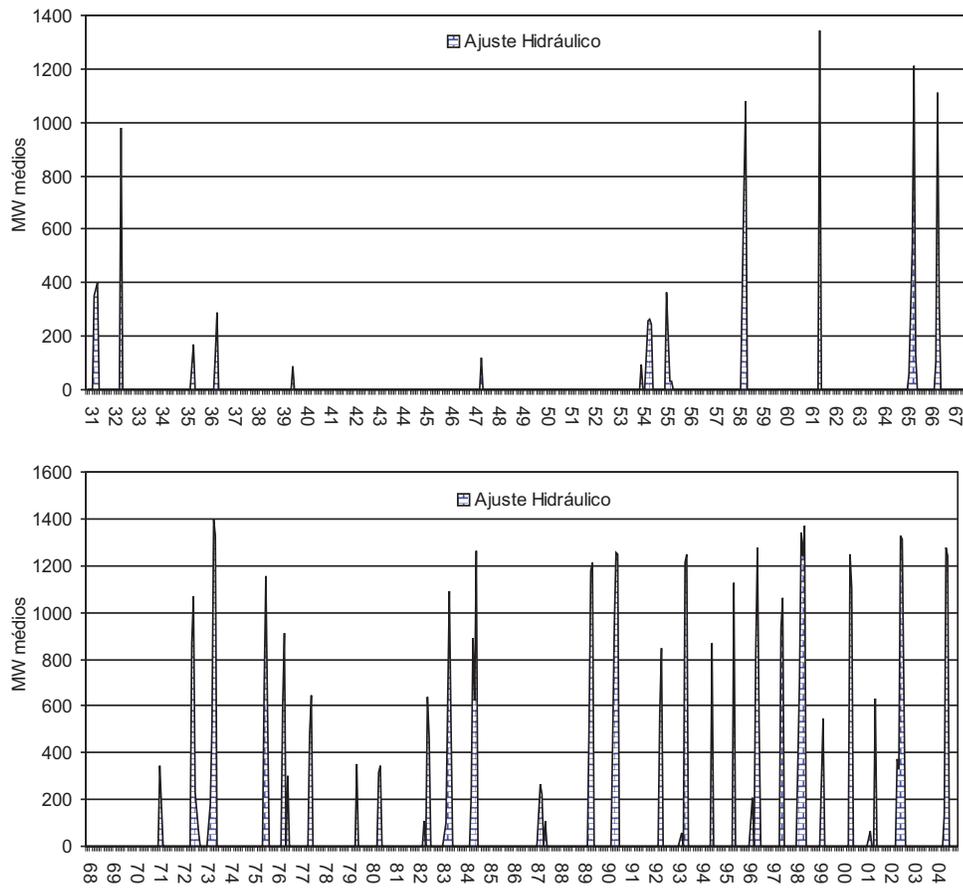


Figura 62: Ajustes de redução de geração de energia do SUL

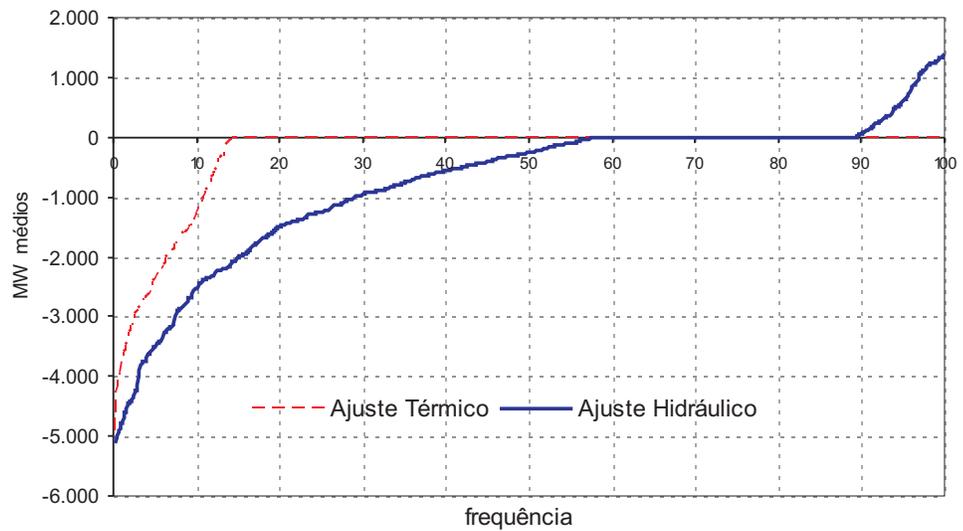


Figura 63: Curva de permanência de ajustes na geração de energia do SUL

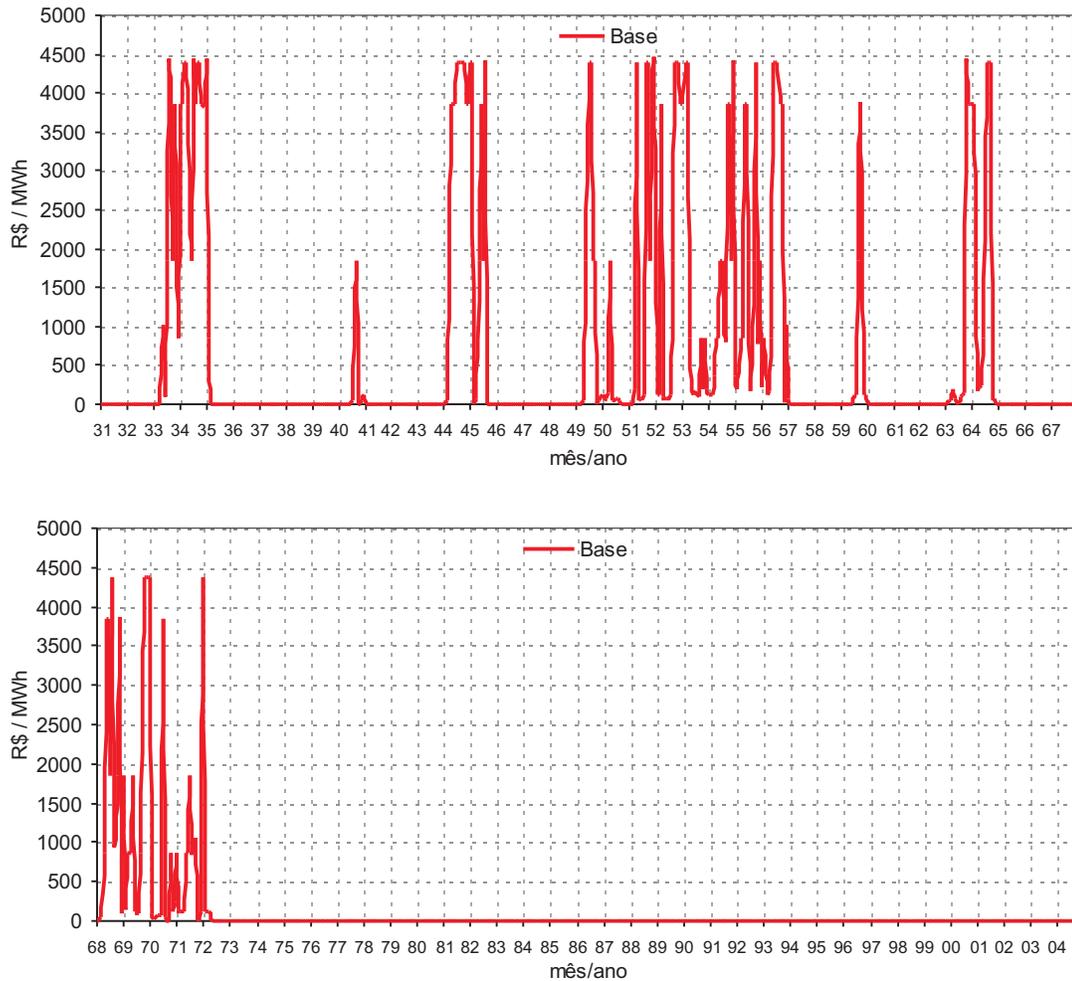


Figura 64: Custo marginal de operação do SUL

frequentes déficits (cerca de 14%), o seu CMO médio é bastante elevado (431,3 R\$/MWh).

5.2.2.3 Nordeste

A Figura 66 apresenta a trajetória da energia armazenada do NE.

Note o comportamento diferente em relação ao subsistema Sul, com variações pequenas da energia armazenada sempre acima dos 60%, no caso base. Já no caso puro, o sistema oscila mais, porém, chegando ao total esvaziamento somente durante o período crítico do SIN. Essa diferença de comportamento se explica pelo fato de que o subsistema NE, ao contrário do subsistema Sul, apresenta uma elevada capacidade de regularização.

A trajetória do caso base está sempre acima da trajetória do caso puro devido aos replecio-

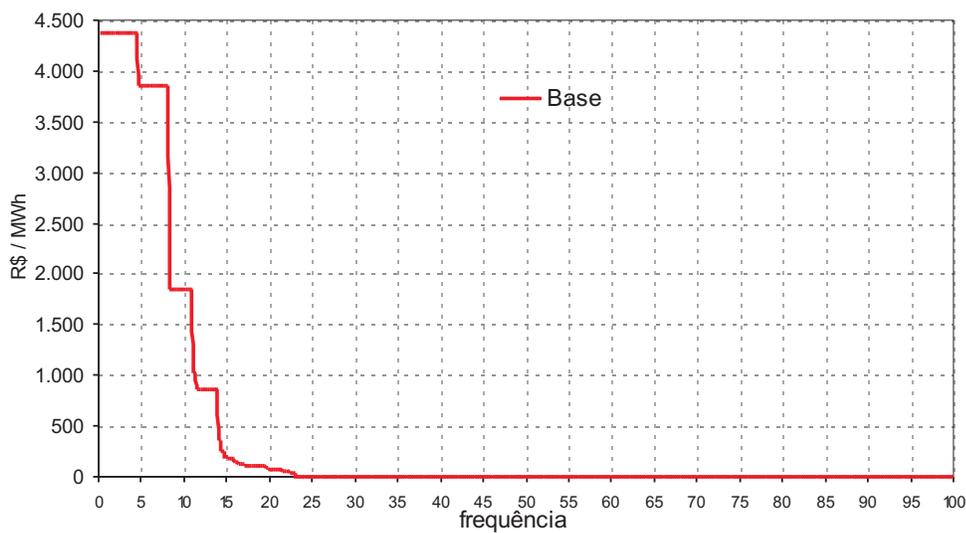


Figura 65: Curva de permanência do CMO do SUL

Tabela 26: Estatísticas do CMO no SUL

CMO	Caso Base [R\$/MWh]
Menor	6,4
Médio	431,3
Maior	4.381,7
Desvio padrão	1.157,1

namentos decorrentes das eliminações das sobras do SIN. A distância entre elas aumenta nos piores períodos hidrológicos devido à baixa capacidade de transmissão do NE para o SIN, de 481 MW, que limitando as transferências de energia do NE para o SIN acarretam o replecionamento do NE.

A Figura 67 apresenta os ajustes de geração realizados, indicando que em geral nos períodos com maiores níveis de ajuste são aqueles onde se verificam as maiores diferenças entre as trajetórias de energia armazenada, apresentada na Figura 66.

Em nenhum mês houve a necessidade de aumento de geração hidráulica e térmica, tendo havido somente ajustes de redução de geração hidráulica. Esses ajustes aconteceram com uma maior intensidade durante períodos com baixas aflúncias no SE/CO, ocasião em que o NE não consegue exportar toda a energia disponível para o SE/CO devido aos limites de transmissão. Esses ajustes acontecerem em 56% do tempo, sendo que em 44%, a solução fornecida pelo otimizador foi devidamente implementada sem a necessidade de realizar algum tipo de ajuste.

A Tabela 27 apresenta as estatísticas dos ajustes de geração de energia no NE.

A Figura 68 apresenta o CMO do NE ao longo do histórico, a Figura 69 apresenta a sua curva de

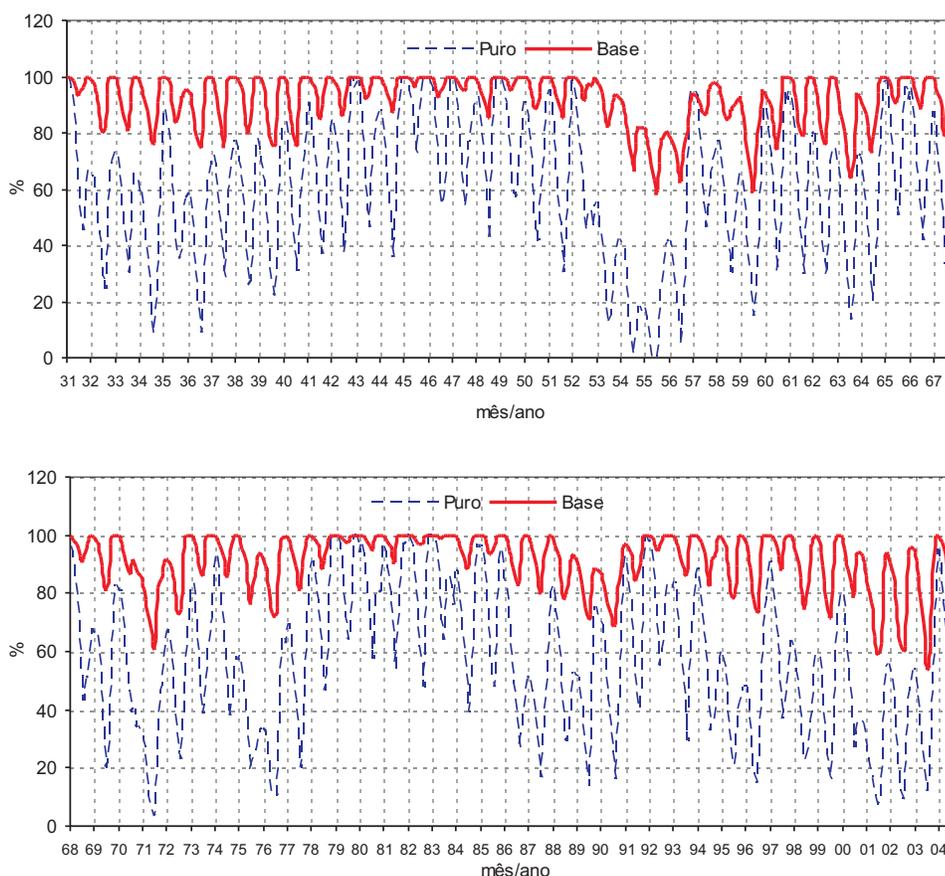


Figura 66: Energia armazenada do NE

permanência, e a Tabela 28 destaca suas estatísticas. Contrariamente ao subsistema Sul, o sistema NE não entra em racionamento em nenhum momento e seu CMO não supera os 70 R\$/MWh em todo histórico de vazões.

5.2.2.4 Norte

A Figura 70 apresenta a trajetória da energia armazenada do subsistema Norte. Como pode ser visto, o Norte tem comportamento mais semelhante ao do NE, com a diferença que as soluções

Tabela 27: Estatísticas dos ajustes de geração no NE

Estatísticas	Redução Hidr. [MW médio]	Aumento Hidr. [MW médio]	Aumento Térmica [MW médio]
Média	763,0	-	-
Máxima	4.307,0	-	-
Desvio padrão	1.110,0	-	-

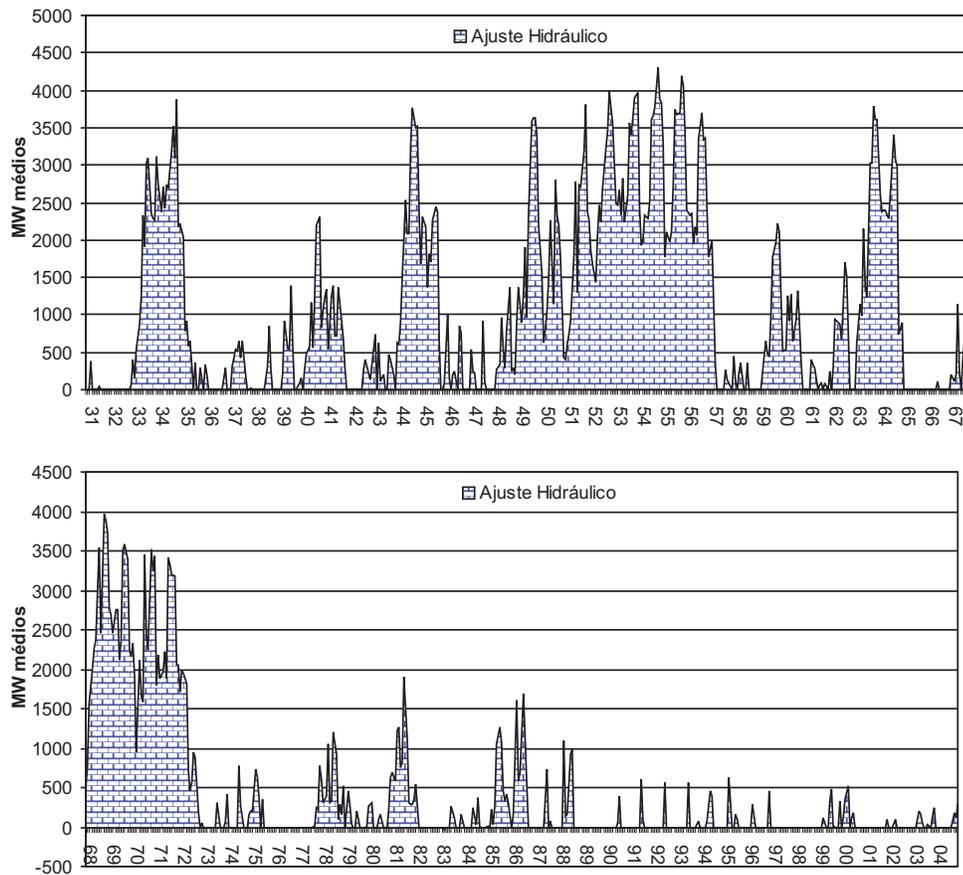


Figura 67: Ajuste de geração de energia do NE

do caso base e puro se distanciam menos. Nota-se também uma inversão no comportamento das curvas de energia armazenada durante o período crítico do SIN, quando esse subsistema se comporta como importador de energia, mas devido aos limites de recebimentos é obrigado a um deplecionamento mais acentuado, chegando ao completo esvaziamento.

A Figura 71 apresenta os ajustes de geração realizadas ao longo do histórico. Note que nos meses em que houve necessidade de ajuste de geração térmica, os níveis de armazenamento dos reservatórios das UHE's já estavam em sua capacidade mínima, o que ocorreu durante o período

Tabela 28: Estatísticas do CMO no NE

CMO	Caso Base [R\$/MWh]
Menor	6,4
Médio	11,4
Maior	71,3
Desvio padrão	15,5

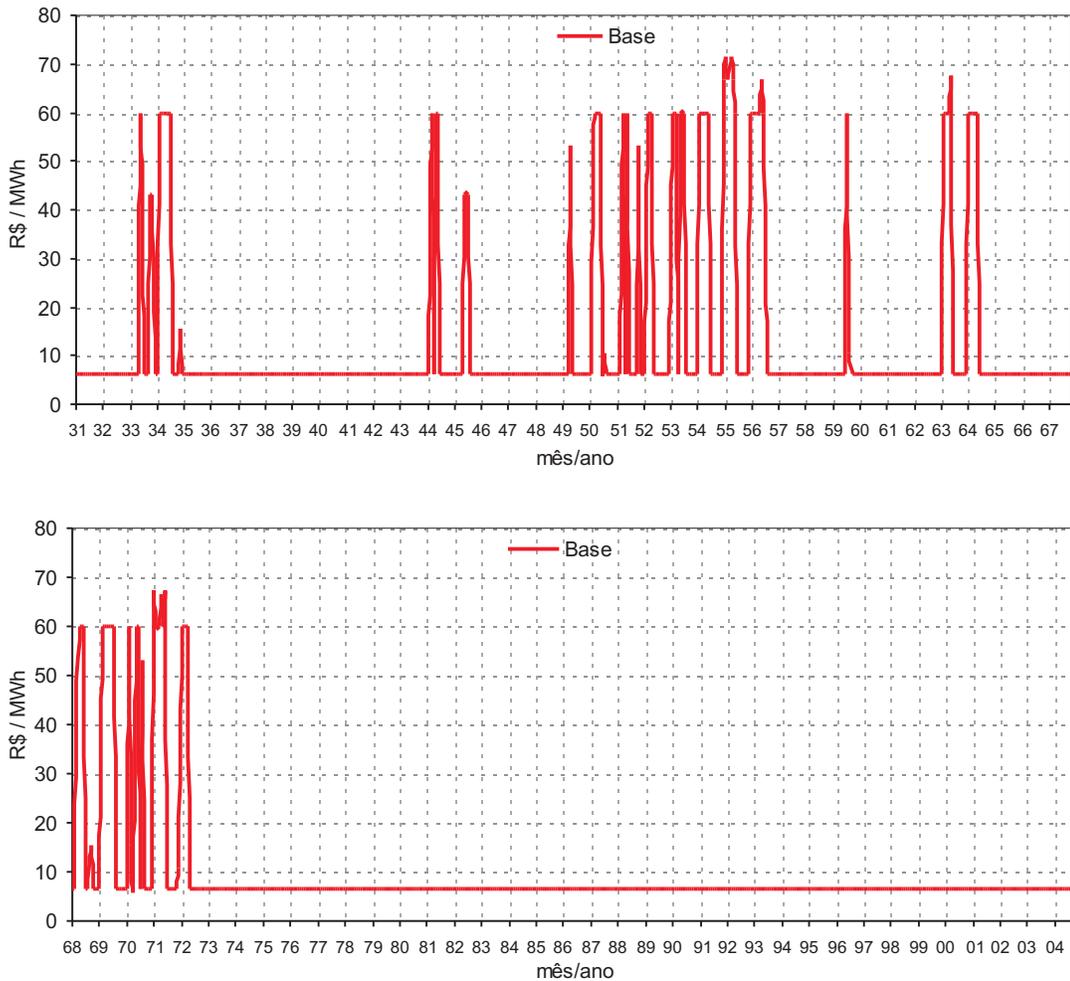


Figura 68: Custo Marginal de Operação do NE

crítico e no início da década de 70.

A Figura 72 apresenta a curva de permanência dos ajustes. Note que o ajuste de aumento da geração hidráulica ocorre em 27% do tempo, através de deplecionamento dos reservatórios das UHE. Já em 45% dos meses, não houve necessidade de ajuste, ao passo que em 28% do tempo, reduziu-se a geração hidráulica.

Observe que em 6% do tempo ocorre a necessidade de ajuste térmico e como o Norte não possui geração térmica, corresponde a racionamento. A Tabela 29 resume as estatísticas dos ajustes.

A Figura 73 apresenta o CMO do Norte ao longo do histórico, a Figura 74 sua curva de permanência e a Tabela 30 as suas principais estatísticas.

Nota-se valores médios de CMO mais elevados que os do NE, porém menores que os do Sul,

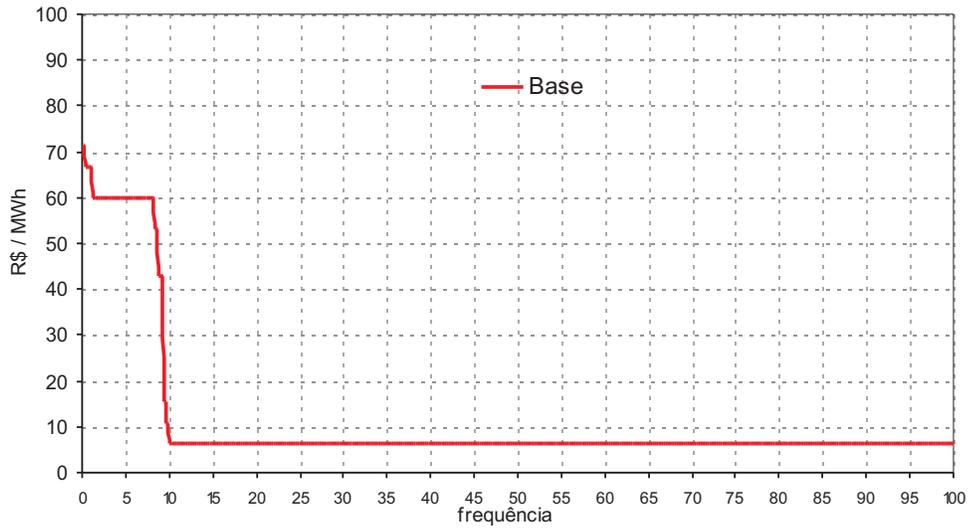


Figura 69: Curva de permanência do CMO do NE

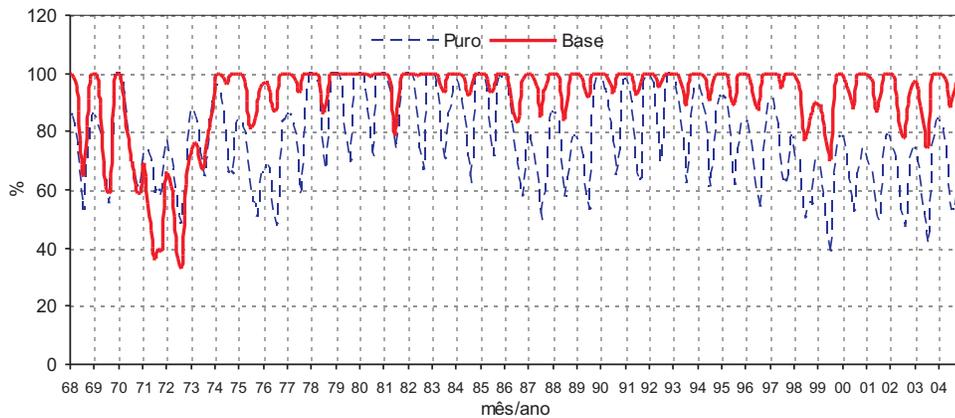
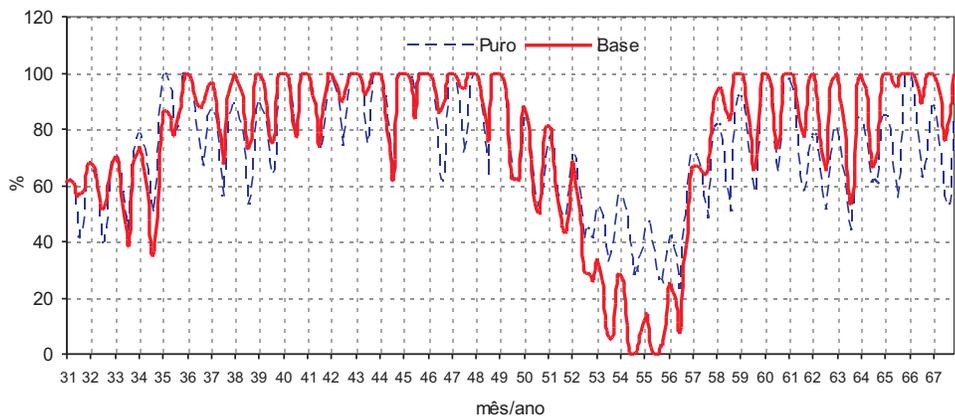


Figura 70: Energia armazenada do NORTE

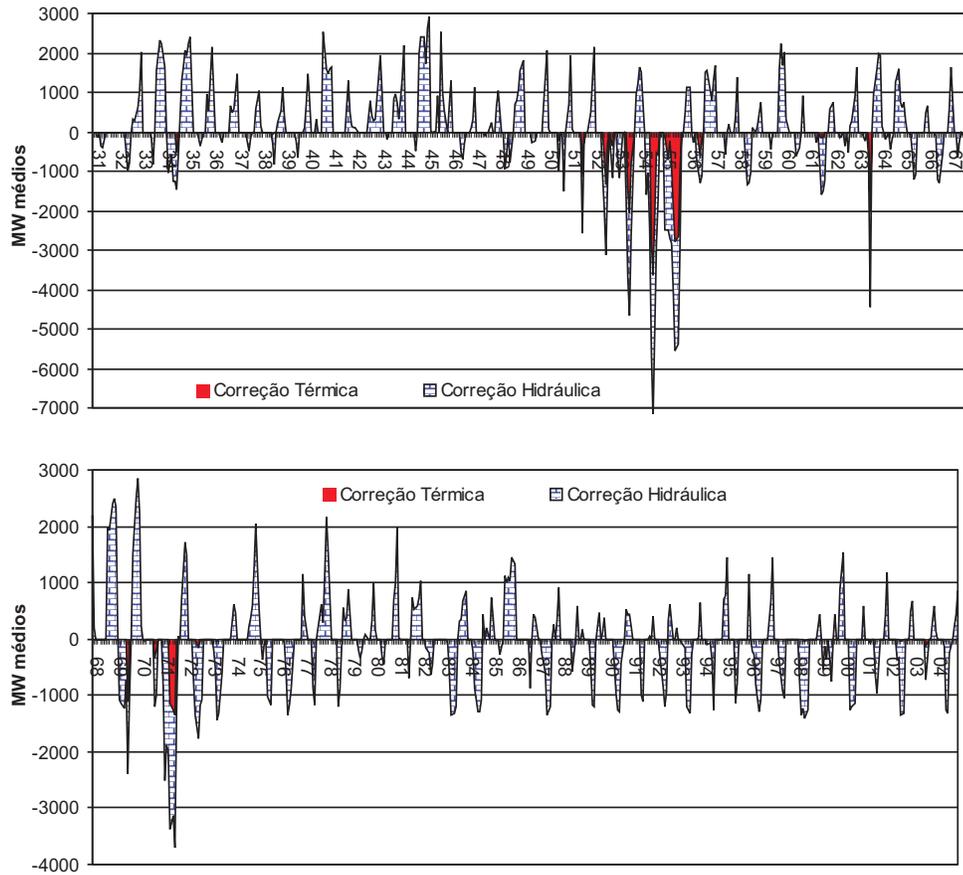


Figura 71: Ajustes de geração de energia do NORTE

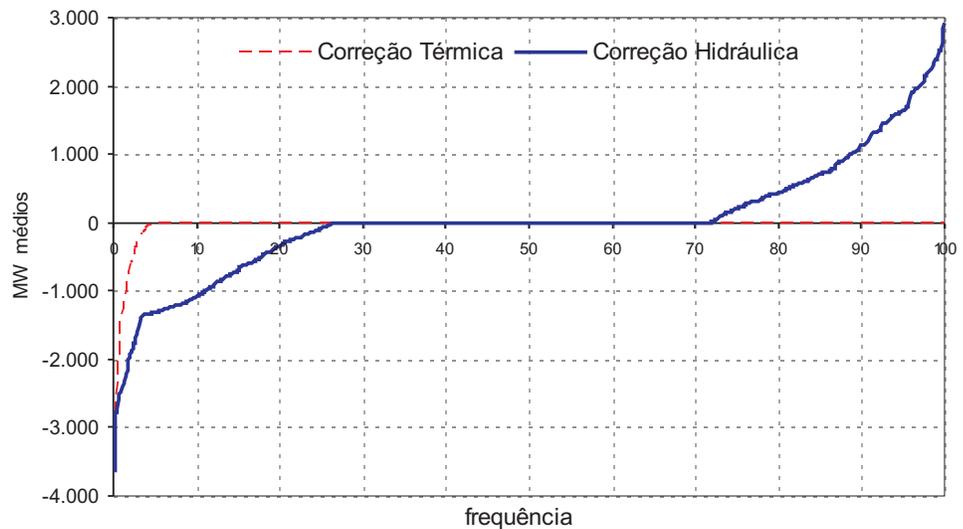


Figura 72: Curva de Permanência de ajustes na geração de energia do NORTE

Tabela 29: Estatísticas dos ajustes de geração no NORTE

Estatísticas	Redução Hidr.	Aumento Hidr.	Aumento Térmica
	[MW médio]	[MW médio]	[MW médio]
Média	271,0	234,0	40,0
Máxima	2.923,0	3.655,0	3.655,0
Desvio padrão	569,0	515,0	265,0

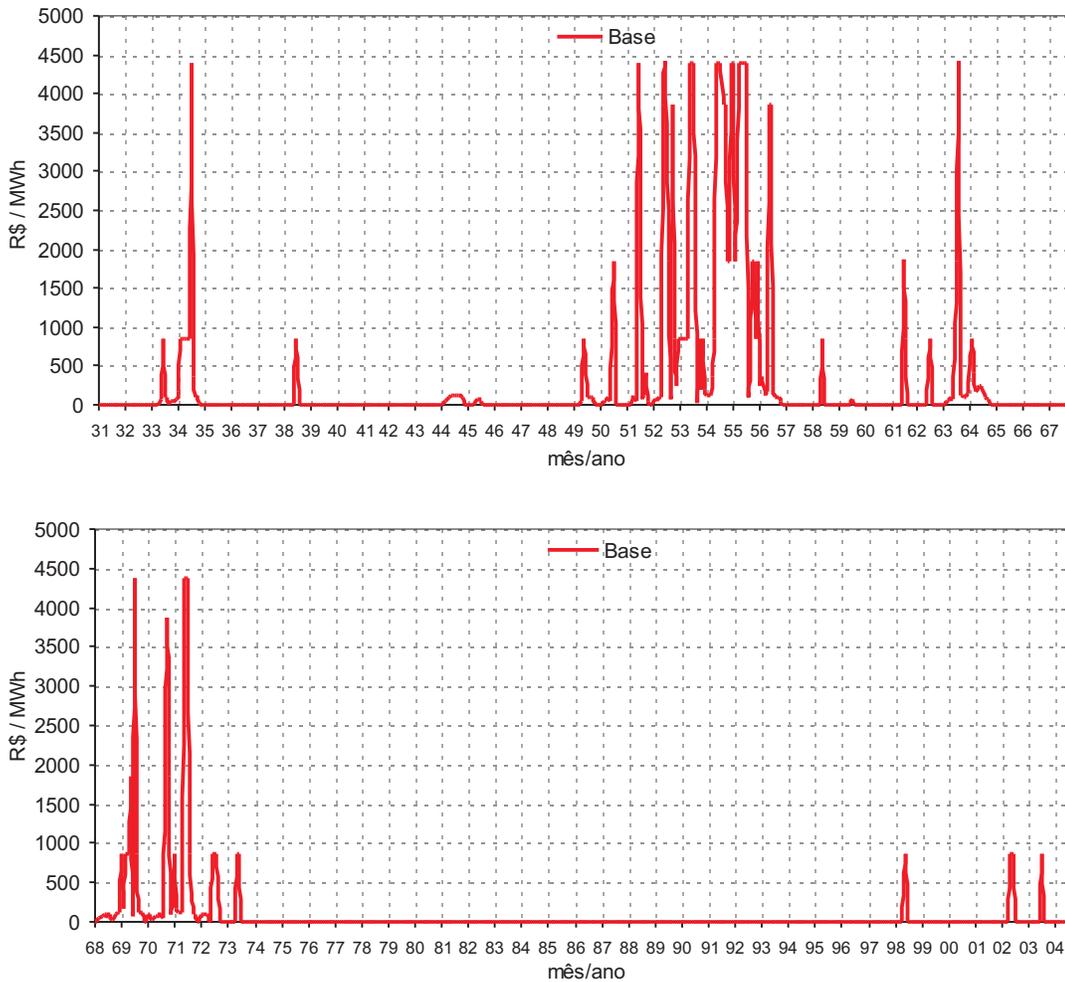


Figura 73: Custo marginal de operação do NORTE (1931-2005)

sobretudo concentrados no período crítico do SIN e em outras situações de baixas afluências.

5.2.3 Análise de Sensibilidade

A seguir são apresentados estudos de análise de sensibilidade em relação aos limites de intercâmbios, mercado, inflexibilidade térmica, importância das usinas UHE's e dimensão do sistema.

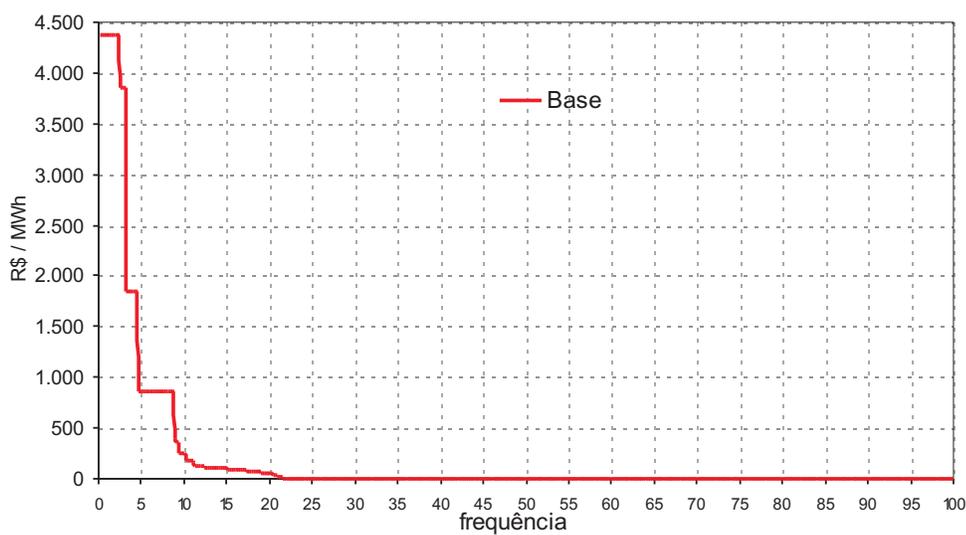


Figura 74: Curva de permanência do CMO do NORTE

Tabela 30: Estatísticas do CMO no NORTE

CMO	Caso Base [R\$/MWh]
Menor	6,4
Médio	215,5
Maior	4.381,7
Desvio padrão	778,4

5.2.3.1 Limites de Intercâmbio

Neste estudo de caso procurou-se avaliar a influência dos limites de intercâmbios na solução do caso base. Para isso os limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas foram relaxados, originando o caso denominado *Base sem intercâmbio*.

A Figura 75 apresenta a curva de permanência de geração hidrelétrica do SIN para os dois casos analisados e a Tabela 31 resume as principais estatísticas da geração hidráulica.

A ausência de restrições nos intercâmbios acarreta um aumento de 1,2% na geração hidráulica média do SIN, e uma redução de 1.310,1 MW para 765,2 MW (41,6%) na geração térmica.

Tabela 31: Geração hidráulica do SIN com e sem intercâmbio

	Base sem intercâmbio [MW médio]	Base [MW médio]	%
Geração média	44.141,2	43.596,5	-1,2
Desvio Padrão	2.390,7	2.955,4	23,6
Energia a 100%	27.277,2	26.660,4	-2,3
Energia a 95%	38.727,5	36.447,7	-5,9

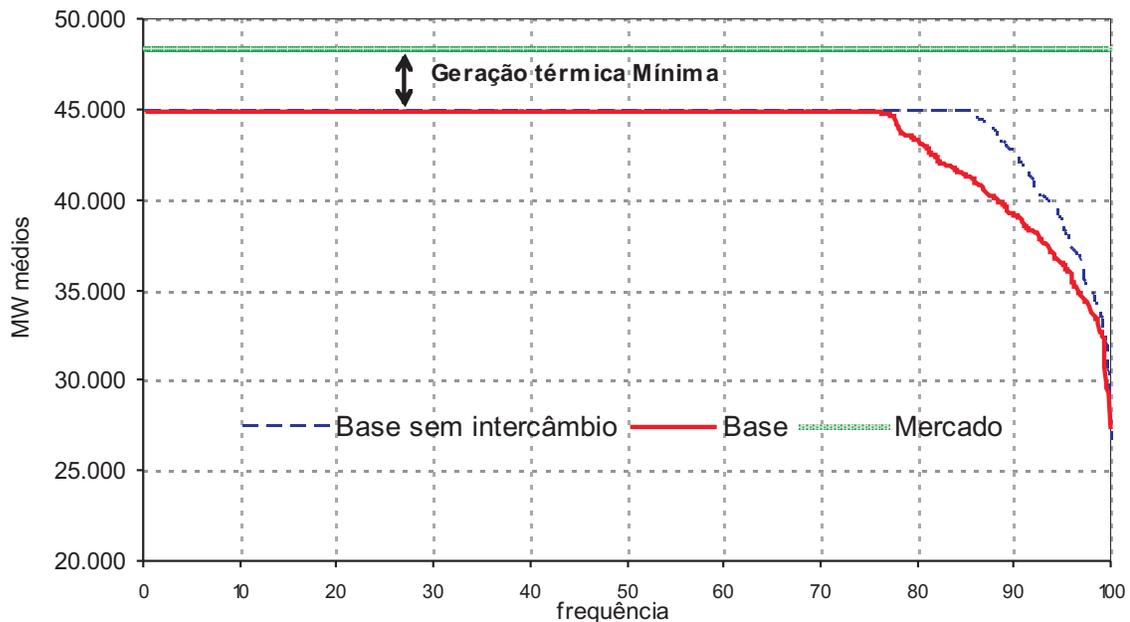


Figura 75: Curva de permanência de geração hidráulica com e sem limites de intercâmbio

Sob o ponto de vista dos subsistemas, a Figura 76 apresenta a trajetória da energia armazenada do caso base, com e sem intercâmbio para o subsistema SE/CO.

Nota-se que em geral o subsistema SE/CO somente é afetado pelos limites de intercâmbio nos períodos de baixa hidrologia, quando é obrigado a deplecionar mais por não poder receber do SIN.

Já a Figura 77 apresenta a trajetória da energia armazenada do caso base, com e sem intercâmbio, para o subsistema Sul, onde se percebe uma grande influência dos limites de intercâmbio, sobretudo no período anterior a 1973 quando frequentemente a limitação nos recebimentos de energia provocaram um alto nível de ajuste de geração, levando os reservatórios a sua capacidade mínima de armazenamento.

A Figura 78 apresenta a trajetória da energia armazenada do caso base, com e sem intercâmbio, para o subsistema Nordeste. Note que em geral os desvios mais acentuados entre as curvas ocorrem nos períodos de baixa hidrologia do SIN, quando a restrição de intercâmbio do NE para o SIN, limita os fluxos de energia, acarretando o replecionamento do NE.

Finalmente, a Figura 79 apresenta a trajetória da energia armazenada do caso base, com e sem intercâmbio, para o subsistema Norte. Como se pode observar, este subsistema tem comportamento semelhante ao SE/CO, com as diferenças entre as curvas concentradas nos períodos de baixa hidrologia, quando a capacidade de recebimento foi esgotada e o Norte precisou deplecionar mais

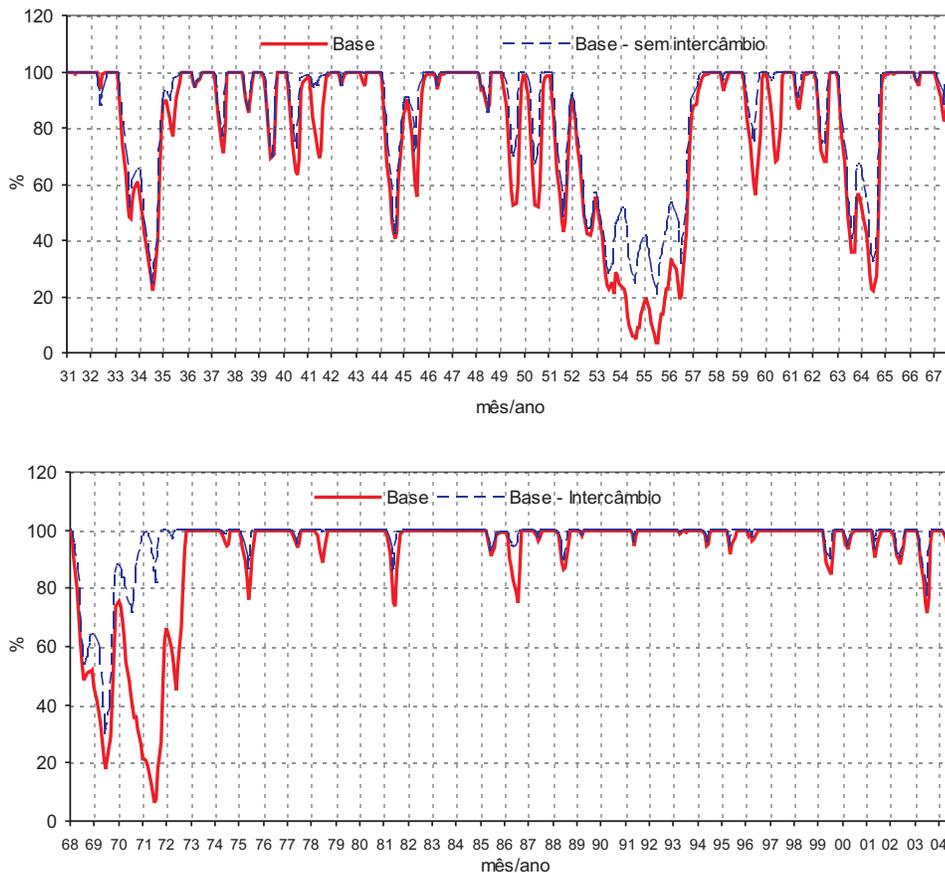


Figura 76: Energia armazenada do SE/CO

seus reservatórios.

Entretanto, a expansão completa dos limites de intercâmbio pode ser muito cara. E baseado nas análises individuais realizadas no Apêndice E para cada intercâmbio do SIN, foi verificado que alguns intercâmbios estão sub-dimensionados quando analisados sob o ponto de vista de operação ótima irrestrita. Ou seja, a distância (diferentes valores de energia armazenada e custo, por exemplo) entre a solução do caso base e base sem intercâmbio. Em função disso, adotou os limites de intercâmbio que serão considerados no ano de 2008⁴ para realizar essa sensibilidade.

Os limites máximos de intercâmbio estão diretamente associados ao número e profundidade dos ajustes de aumento e redução de geração que são realizadas entre os subsistemas, a fim de que restrições de mercado e os intercâmbios sejam respeitadas.

Para facilitar a visualização, a Figura 80 apresenta o limite para cada uma das linhas que compõem o sistema de transmissão de energia brasileiro.

⁴Valores especificados no arquivo SISTEMA.DAT do deck do NEWAVE, como especificado no Apêndice B.

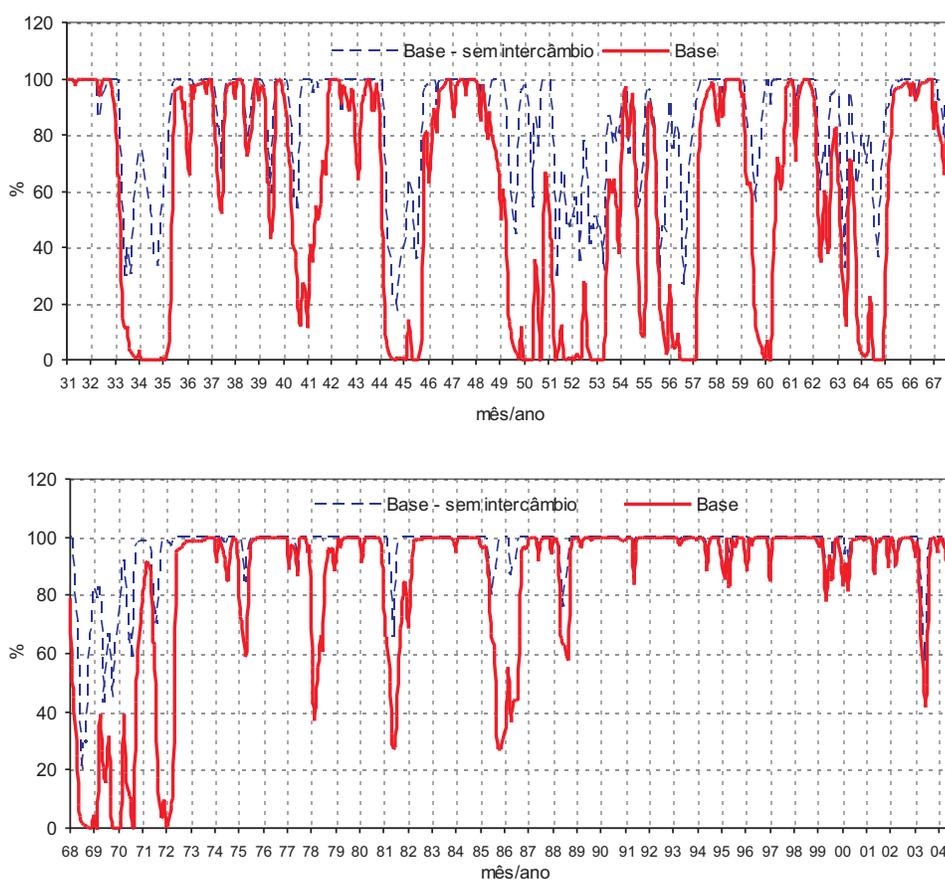


Figura 77: Energia armazenada do SUL

E na Tabela 32 apresenta os novos valores dos limites considerados, assim como, o aumento na capacidade de transmissão que cada linha teve com esse novo conjunto de dados considerado.

Tabela 32: Limites máximos e o novo limite de intercâmbio de energia entre os subsistemas

Subsistema	Subsistema	Limite Máximo	Novo Limite	Aumento
Origem	Destino	[MW médio]	[MW médio]	(%)
SE/CO	NE	487	437	-10,3
SE/CO	IMPERATRIZ	1.700	3.390	99,4
SE/CO	IVAIPORÁ	4.538	4.639	2,2
SUL	IVAIPORÁ	3.644	4.480	22,9
NE	SE/CO	83	385	363,9
NE	IMPERATRIZ	398	2.017	406,8
NORTE	IMPERATRIZ	3.821	4.473	17,1
ITAIPU	SE/CO	15.589	15.589	-
ITAIPU	IVAIPORÁ	0	0	-
IMPERATRIZ	SE/CO	1.679	3.219	91,7
IMPERATRIZ	NE	2.063	3.033	47,0
IMPERATRIZ	NORTE	1.703	1.884	10,6
IVAIPORÁ	SE/CO	3.644	4.480	22,9
IVAIPORÁ	SUL	4.538	4.639	2,2

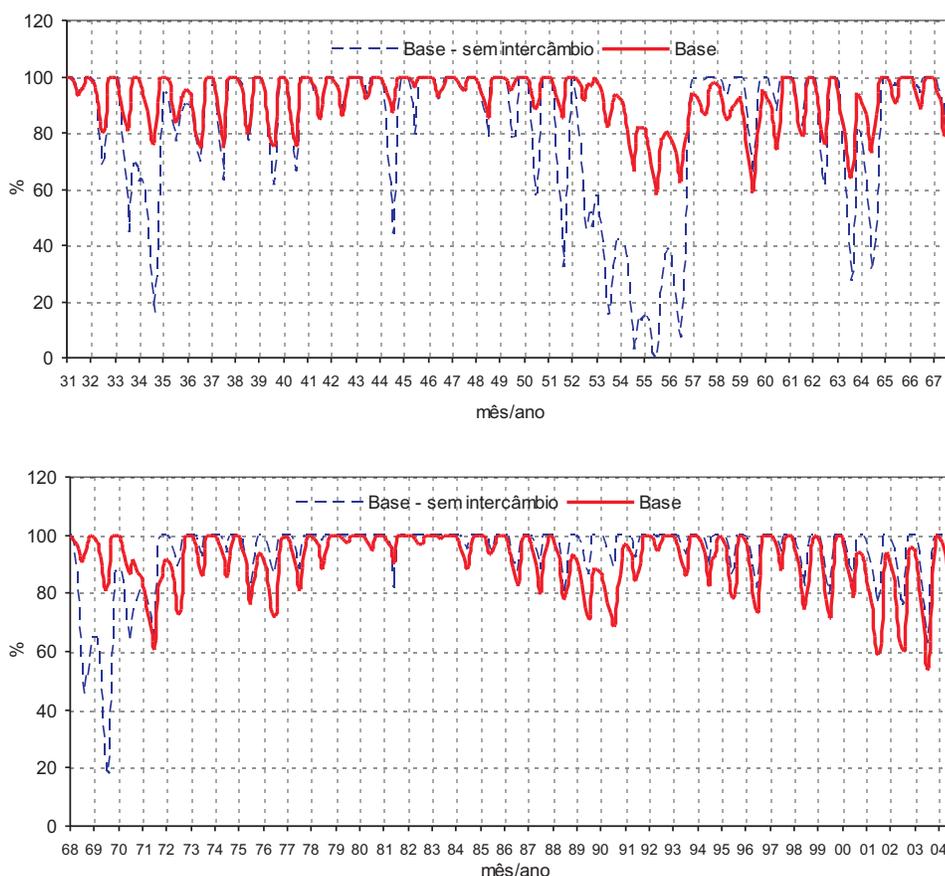


Figura 78: Energia armazenada do NE

A Figura 81 apresenta as curvas de energia armazenada. Pode-se observar o efeito que a expansão dos limites de intercâmbios causa na operação do SIN. Normalmente, é esperado que a curva da energia armazenada, com os novos limites, seja superior. Isso porque menos ajustes de geração são realizados, principalmente de redução de geração. Essa redução leva a um menor deplecionamento dos reservatórios, o que implica em um aumento do nível da energia armazenada do sistema.

A Figura 82 apresenta a curva de permanência de geração. Note que em 78% do tempo somente a geração hidráulica mais a geração térmica mínima atendem perfeitamente o mercado de energia sem despachar usinas térmicas por ordem de mérito. Expandindo o sistema de transmissão essa frequência é aumentada para 82%, ou seja, há uma redução de geração térmica por ordem de mérito em 4% do tempo. A Tabela 33 apresenta algumas estatísticas relevantes.

Com a expansão do sistema de transmissão de energia a operação do sistema ficou 35,5% (R\$ 168,6 Milhões) mais barata. Essa redução no custo é em função de menos térmicas despachadas

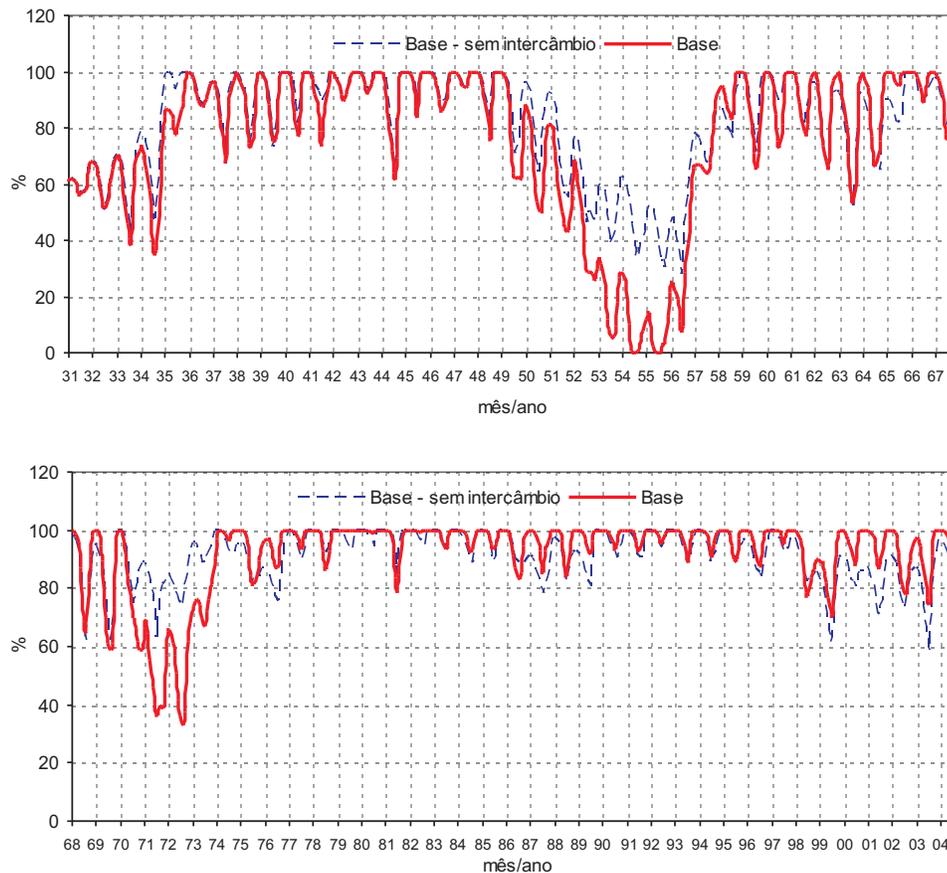


Figura 79: Energia armazenada do Norte

Tabela 33: Estatísticas entre a operação do estudo base e expansão dos limites de intercâmbio

Estatísticas	Novos Limites	Base	%
Geração Média [MW médio]	44.021,1	43.596,5	1,0
Desvio padrão [MW médio]	2.478,4	2.955,4	-16,1
Energia a 100% [MW médio]	29.374,9	26.660,4	10,2
Energia a 95% [MW médio]	38.254,0	36.447,7	5,0
Custo Total Médio [R\$ Milhões]	306,6	475,2	-35,5
CMO médio SE/CO [R\$/MWh]	66,3	96,8	-31,5
CMO médio SUL [R\$/MWh]	80,64	430,8	-81,3
CMO médio NE [R\$/MWh]	65,8	11,4	477,2
CMO médio Norte [R\$/MWh]	87,7	215,2	-59,2

por ordem de mérito. Redução que provoca uma diminuição significativa nos CMO dos subsistemas, exceto para o Nordeste. Esse comportamento era esperado porque durante a análise desse subsistema, em seções anteriores, foi verificado um comportamento distinto em relação aos demais.

Com o aumento na capacidade de exportação de 406,8%, do Nordeste para Imperatriz, e um outro de 363,9%, do Nordeste para SE/CO, há um aproveitamento da energia que outrora estava

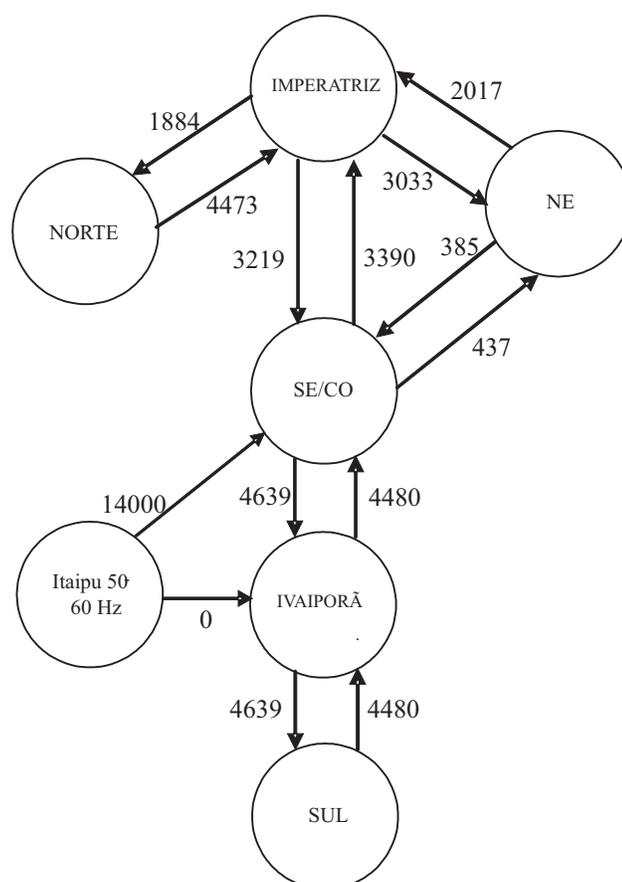


Figura 80: Limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas para o ano de 2008

sendo vertida turbinável, reduzindo, portanto, a geração térmica por ordem de mérito.

Essa expansão nos limites de intercâmbio proporcionou uma redução do número de vezes que essa conexão é ativada (limite máximo de transmissão) antes de 67% e 54,2% para 33,2% e 2,1% nos intercâmbio entre Nordeste e Imperatriz e do Nordeste para SE/CO, respectivamente.

5.2.3.2 Mercado

Um segundo estudo de análise de sensibilidade avaliou a influência do mercado realizando uma simulação com mercado 5% maior que o caso base.

A Figura 83 apresenta as curvas de energia armazenada do SIN, como o mercado original e com o mercado 5% maior.

Através dessas curvas pode-se observar o efeito do aumento do mercado a ser atendido. Normalmente, a energia armazenada do mercado maior está em um nível inferior em relação à do estudo base, porque a geração de energia hidráulica é mais aproveitada exigindo um maior

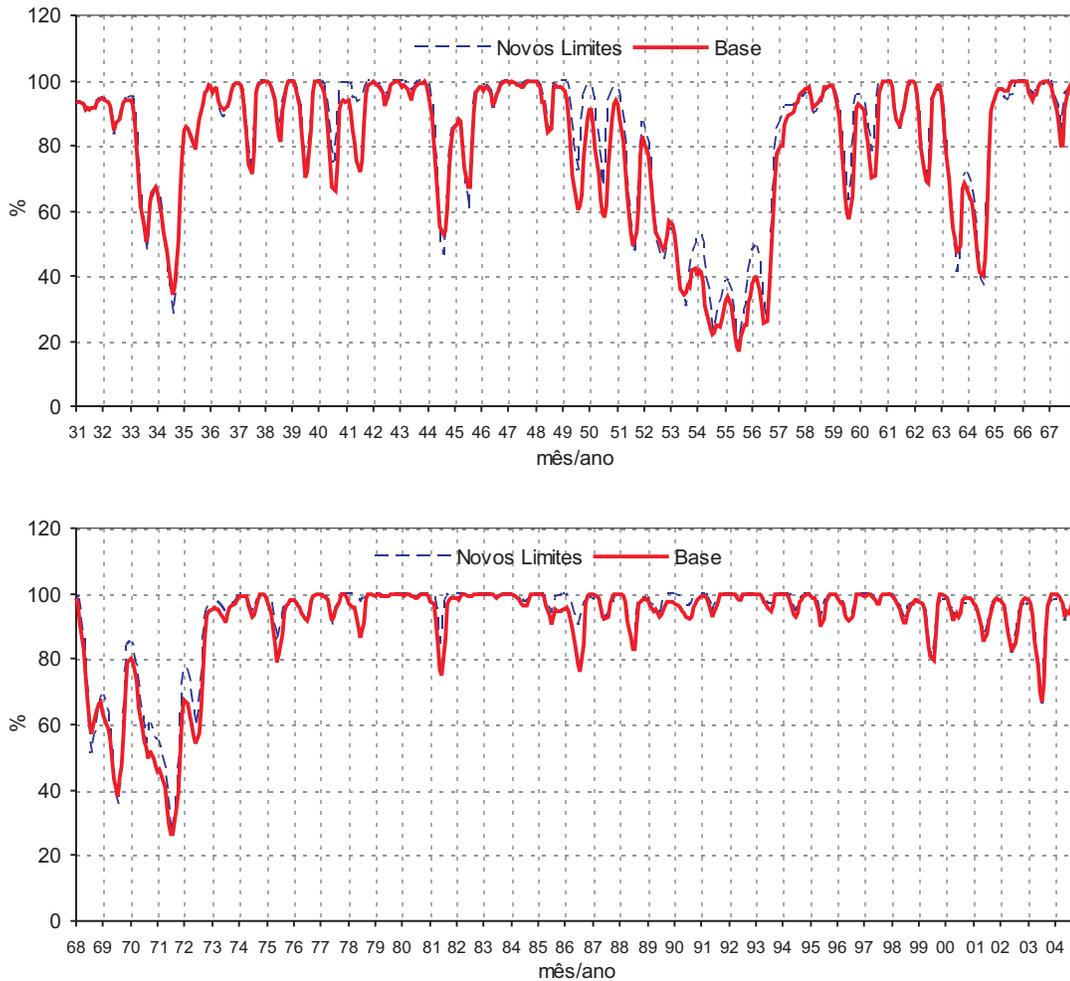


Figura 81: Energia armazenada com os novos limites de intercâmbio

deplecionamento dos reservatórios. A Figura 84 apresenta a curva de permanência de geração hidrelétrica para os dois mercados.

Note que em 78% do tempo somente a geração hidráulica mais a geração térmica mínima atendem perfeitamente o mercado de energia sem despachar usinas térmicas por ordem de mérito. Considerando um mercado 5% maior essa frequência é reduzida para em torno de 50%. A Tabela 34 resume as estatísticas relevantes.

Observa-se um aumento de 2,2% na geração hidráulica média resultado da redução nos vertimentos turbináveis. Como efeito, o aumento do mercado, como era de se esperar, provoca uma redução média de quase 50% das sobras do SIN, reduzindo o vertimento turbinável de 4.705 MW para 2.265 MW, como apresentado na Tabela 35.

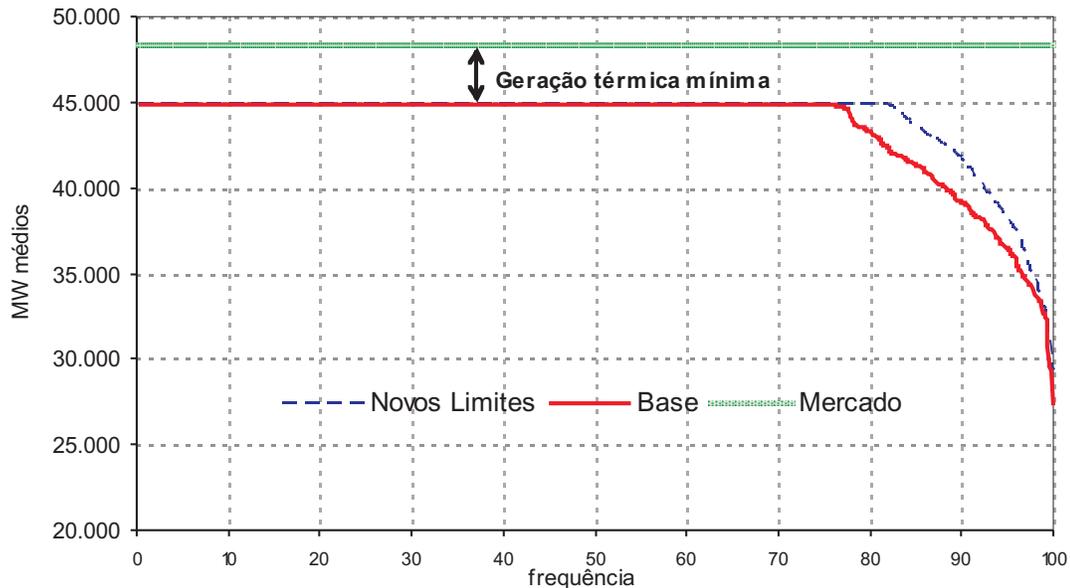


Figura 82: Curva de permanência de geração hidrúlica com os novos limites de intercâmbio

Tabela 34: Estatísticas entre a operação do estudo base e um mercado 5% maior

Estatísticas	Base mais 5%	Base	%
Geração Média [MW médio]	44.557,8	43.596,5	2,2
Desvio padrão [MW médio]	4.001,8	2.955,4	35,4
Energia a 100% [MW médio]	28.764,8	26.660,4	7,9
Energia a 95% [MW médio]	36.291,6	36.447,7	-0,4
Custo Total Médio [R\$ Milhões]	787,4	475,2	65,7
CMO médio SE/CO [R\$/MWh]	200,1	96,8	106,7
CMO médio SUL [R\$/MWh]	886,7	430,8	105,8
CMO médio NE [R\$/MWh]	23,6	11,4	107,0
CMO médio Norte [R\$/MWh]	400,9	215,2	86,3

5.2.3.3 Inflexibilidade Térmica

Esse estudo de caso tem como objetivo estimar o efeito que a geração térmica mínima inflexível causa na operação do SIN. A Figura 85 apresenta a trajetória de energia armazenada do SIN para o caso base, com e sem inflexibilidade térmica.

Através dessas curvas pode-se observar o efeito que a geração térmica mínima inflexível causa na operação do SIN, que é aumento no vertimento turbinável e conseqüentemente no nível de armazenamento. É esperado que a curva de energia armazenada sem inflexibilidade térmica seja inferior, porque as usinas hidrúlicas são mais deplecionadas, a fim de compensar a eliminação da geração térmica inflexível.

A Figura 86 apresenta a curva de permanência de geração hidrelétrica nos casos com e sem

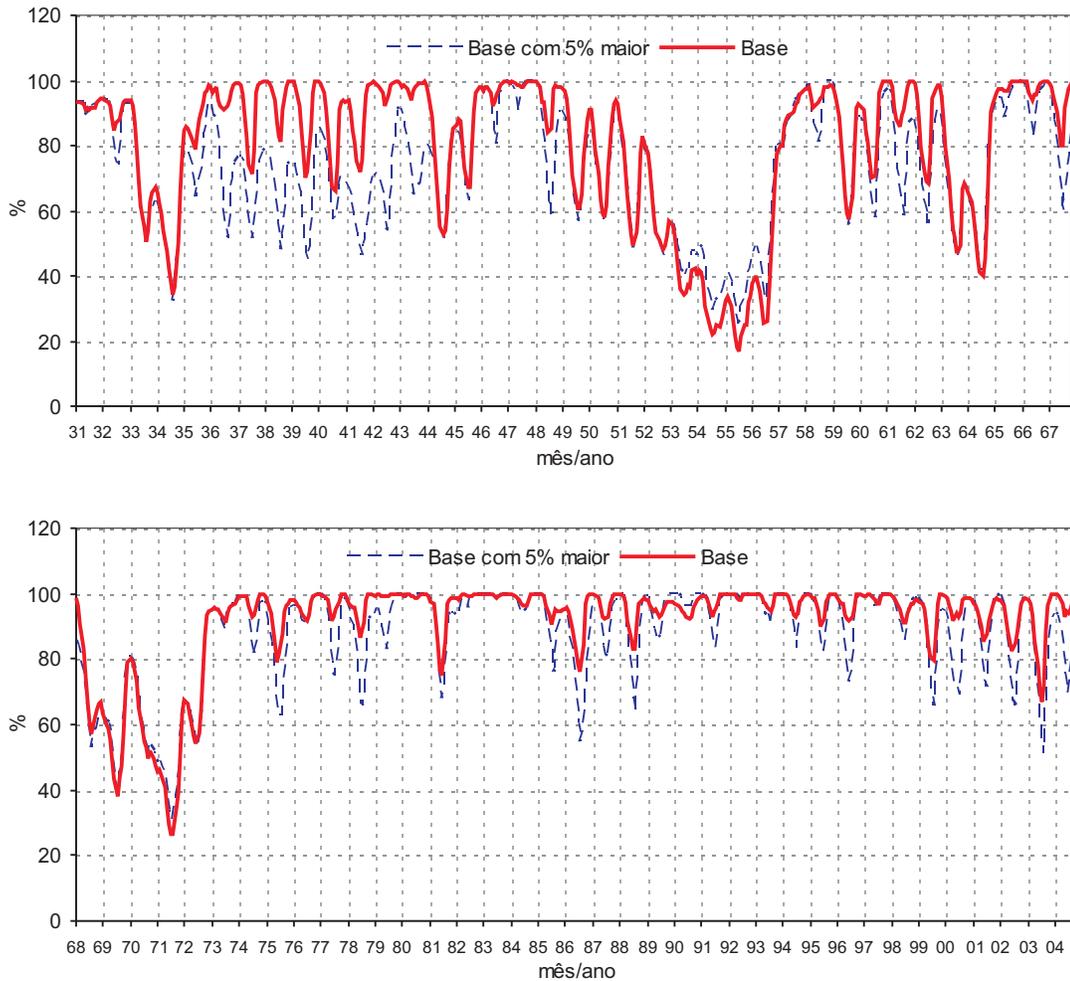


Figura 83: Energia armazenada com mercado 5% maior

inflexibilidade térmica e a Tabela 36 apresenta algumas estatísticas relevantes.

Sem a inflexibilidade térmica, o custo da operação do sistema ficou 19,7% (R\$ 78 Milhões por mês) mais barato. Como o mercado é o mesmo para os dois casos, a redução da geração térmica no caso sem inflexibilidade foi compensada com um aumento de geração hidráulica no sistema, de 2,5% em média.

5.2.3.4 Importância das UHE

No sentido de acelerar o processo de simulação com a política do CP, uma idéia é restringir o processo de otimização ao conjunto das usinas com reservatório de acumulação⁵. Assim, usinas

⁵Atualmente, percebe-se uma tendência do SEB em reduzir sua capacidade de regularização das vazões afluentes. O aumento de 41% na quantidade de UHE's de reservatórios de compensação, contra 3,8% dos reservatórios de acumulação

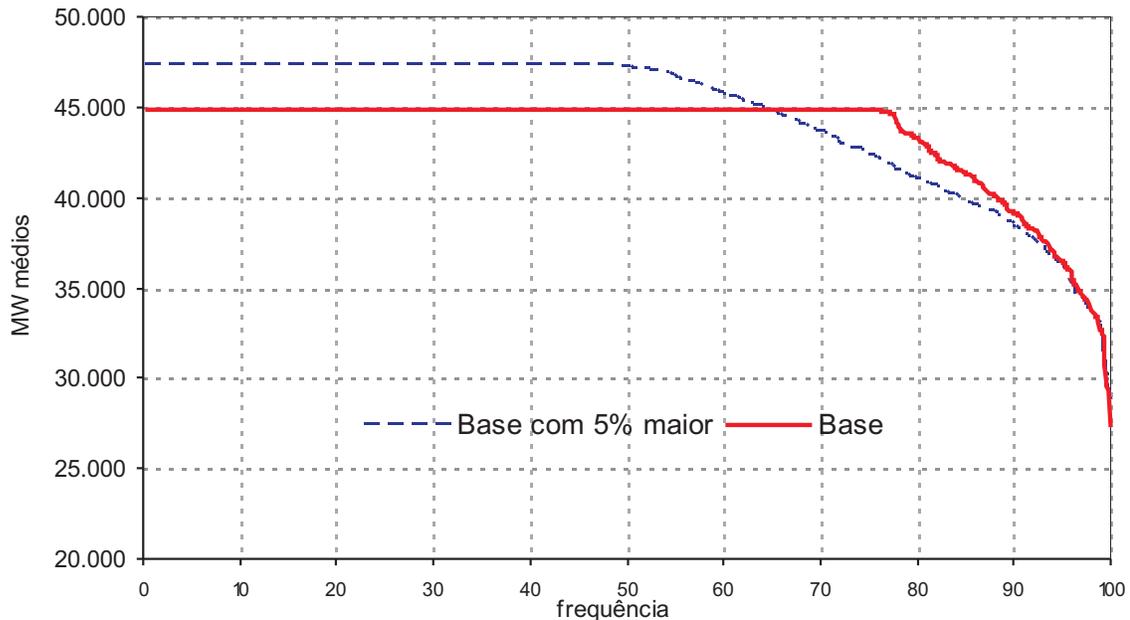


Figura 84: Curva de permanência de geração hidráulica com mercado maior

Tabela 35: Estatísticas de sobras de energia entre o estudo base e um mercado 5% maior

Sobras [MW médio]	Base	Base 5% Maior	%
Média	8.178,8	4.284,3	-47,6
Desvio padrão	6.210,3	5.098,3	-17,9
Máxima	21.183,8	18.768,3	-11,4
Armazenada média	3.473,8	2.019,0	-41,9
Vertida Turb. média	4.705,1	2.265,5	-51,9

com reservatórios de pequena importância no processo de otimização são operadas como se fossem a fio d'água, simplificando a otimização e acelerando o processo de simulação (MARQUES; CICOGNA; SOARES, 2006b).

Dentre as 90 UHE consideradas no estudo foram selecionadas 20 UHE que permaneceram com suas características inalteradas, são elas:

- Serra da Mesa, Tucuruí, Três Marias, Sobradinho, Itaparica, Emborcação, Itumbiara, São Simão, Furnas, Peixoto, Marimondo, Água Vermelha, Barra Bonita, Promissão, Porto Primavera, Jurumirim, Chavantes, Foz do Areia, Segredo e Machadinho.

Usinas com reservatório de jusante, cuja solução do otimizador recomenda a operação a fio d'água, assim como usinas de reservatórios pequenos na cabeceira foram considerados a fio d'água evidenciando esse fato (ONS, 2006)

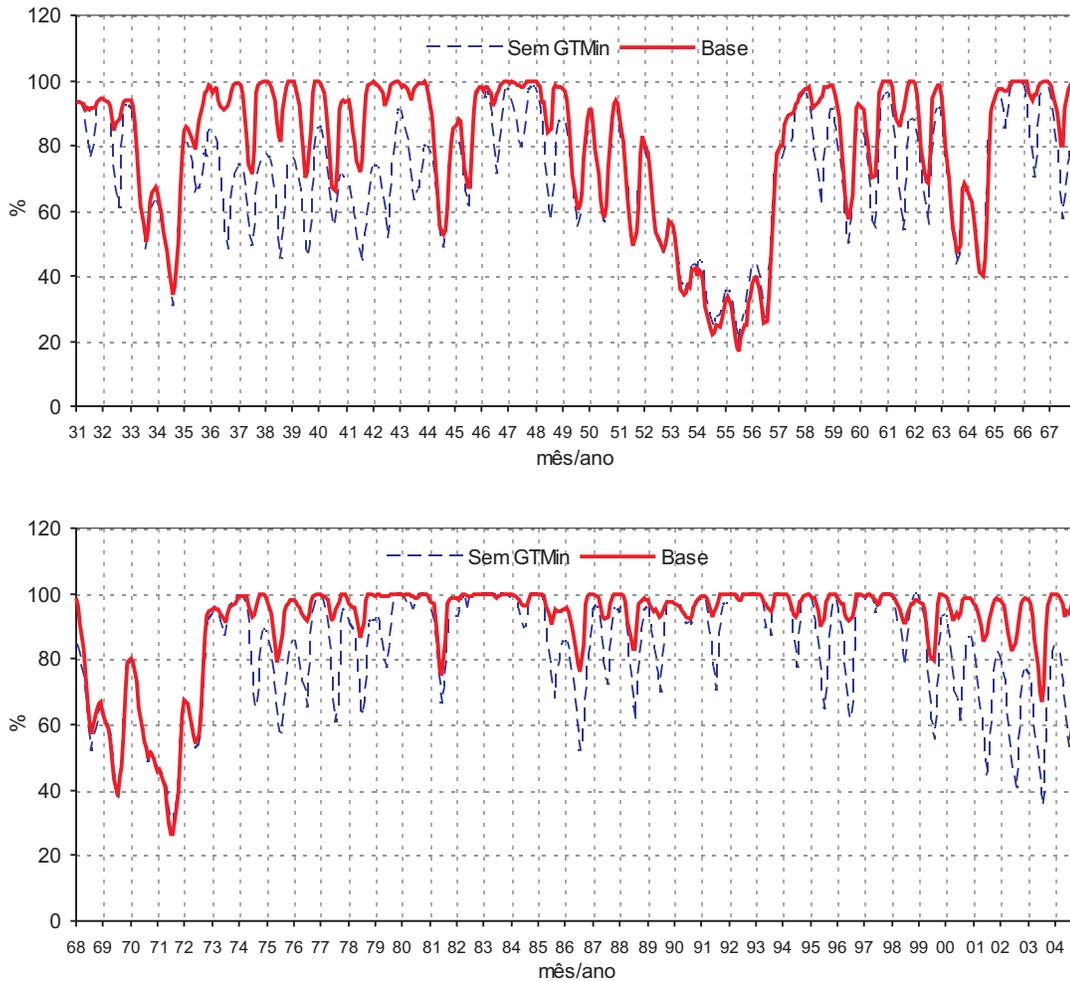


Figura 85: Energia armazenada do estudo base e sem geração térmica inflexível

são elas:

- Boa Esperança, Queimado, Pedra do Cavalo, Porto Estrela, Paraibuna, Santa Branca, Jaguari, Funil, Nova Ponte Miranda, Corumbá I, Graminha, Ilha Solteira Equivalente, Capivara, Santa Clara, Salto Santiago, Manso, Passo Fundo, Capivari/Cachoeira, PassoReal

A Figura 87 apresenta a trajetória de energia armazenada do SIN, comparando as soluções de estudo base com a que considera apenas as principais UHE com capacidade de regularização, e todo restante operando fio d'água. Houve uma redução de tempo computacional entre 40% a 50% sem comprometer significativamente a qualidade da solução⁶.

A Figura 88 apresenta a curva de permanência de geração hidrelétrica e a Tabela 37 resume as

⁶Foi utilizado um computador com um processador Pentium IV 2,8 GHz com 1GB de RAM.

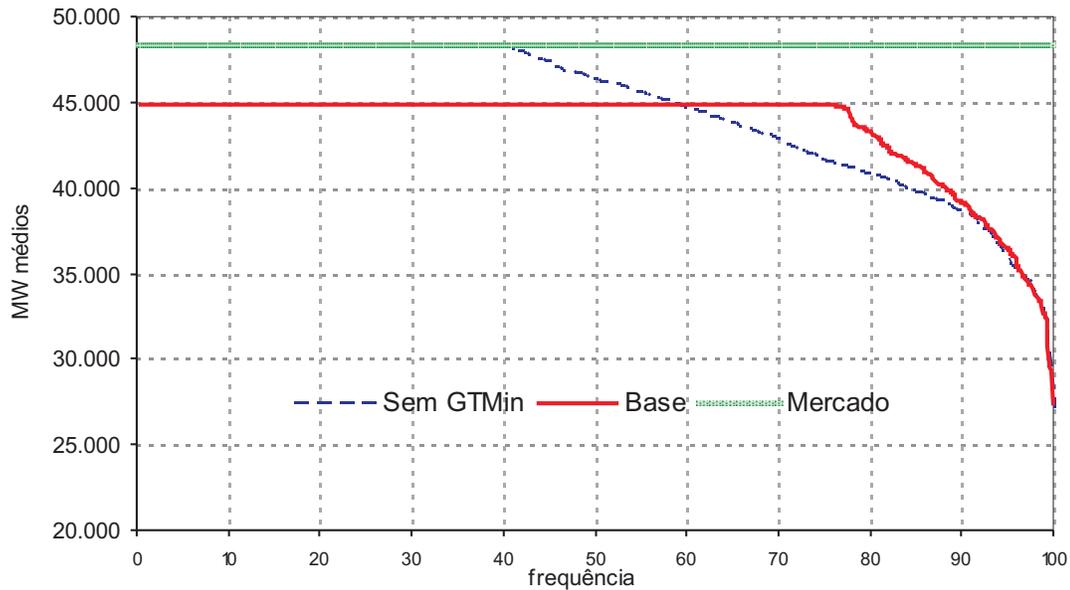


Figura 86: Curva de Permanência de geração hidráulica do caso base, com e sem inflexibilidade térmica

Tabela 36: Estatísticas com e sem inflexibilidade térmica

Estatísticas	Sem GTMin	Base	%
Geração Média [MW médio]	44.683,1	43.596,5	2,5
Desvio padrão [MW médio]	4.285,5	2.955,4	45,0
Energia a 100% [MW médio]	27.217,1	26.660,4	2,1
Energia a 95% [MW médio]	36.147,8	36.447,7	-0,8
Custo Total Médio [R\$ Milhões]	397,1	475,2	-16,4
CMO médio SE/CO [R\$/MWh]	120,2	96,8	24,2
CMO médio SUL [R\$/MWh]	720,6	430,8	67,3
CMO médio NE [R\$/MWh]	24,0	11,4	110,5
CMO médio Norte [R\$/MWh]	246,7	215,2	14,6

estatísticas mais relevantes.

O impacto no custo total de operação foi expressivo, de cerca de 56%, refletindo que embora do ponto de vista hidráulico não tenha havido diferença substancial, do ponto de vista térmico (e de racionamento) a diferença é substancial.

5.2.3.5 Dimensão do Sistema

A fim de verificar o resultado obtido pela política operativa CP em sistemas com diferentes dimensões, é apresentada uma comparação da trajetória de armazenamento de uma importante usina hidrelétrica do SIN, a UHE Furnas, em três distintas situações:

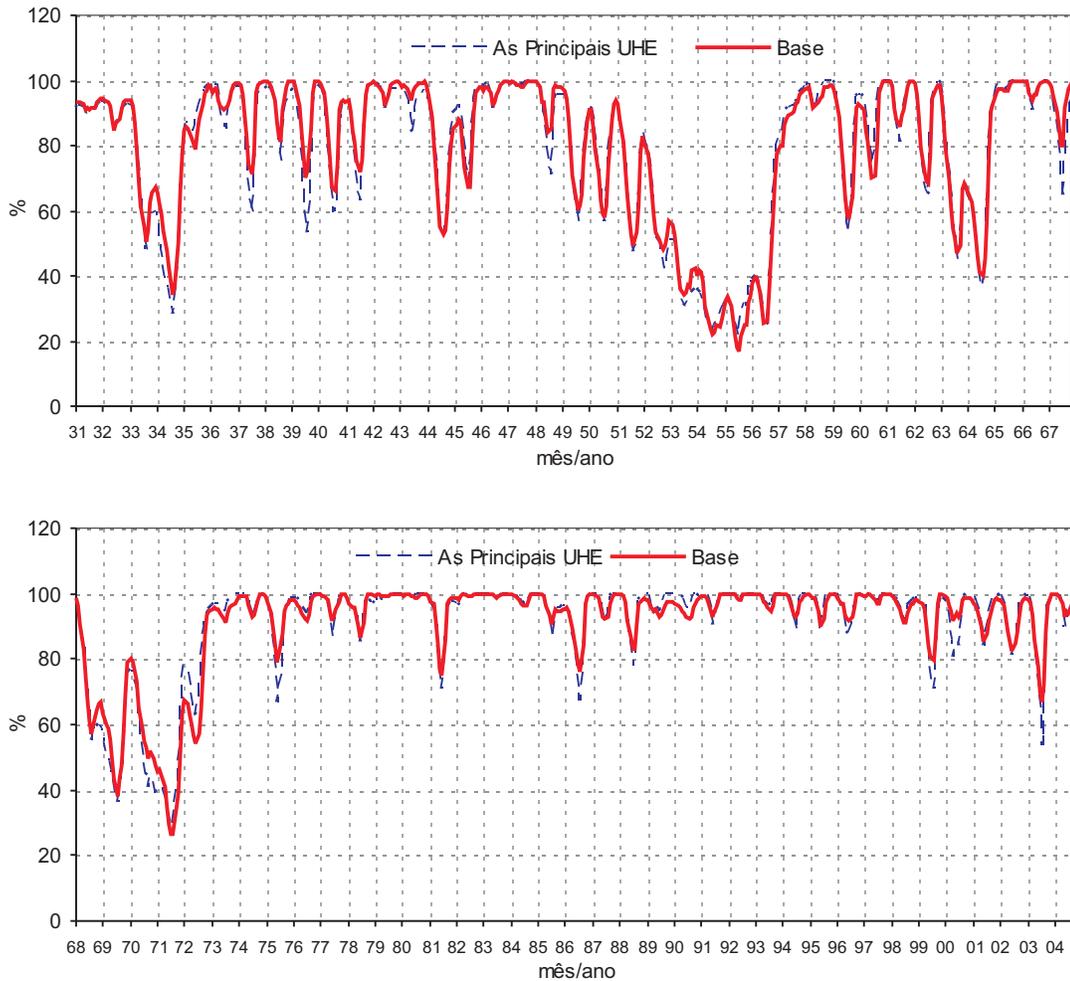


Figura 87: Energia armazenada com os reservatórios mais importantes

1. Operando isoladamente;
2. Operando juntamente com toda a Cascata⁷ do Rio Grande; e
3. Operando juntamente com todo o SIN.

Em geral a trajetória de armazenamento de Furnas isolada está acima da trajetória de Furnas quando inserida na cascata do rio Grande, que por sua vez também está acima da trajetória de Furnas quando inserida no SIN. Isto decorre da crescente necessidade de regulação das vazões afluentes a medida que cresce o número de usinas à justante. Este efeito se amplifica nos períodos onde ocorreram baixas afluências, exigindo um deplecionamento acentuado do reservatório. É

⁷A cascata do Rio Grande possui 12 UHE's com uma potência instalada de 7.398,2 MW. São elas: Camargos, Itutinga, Funil Grande, Furnas, Mascarenhas de Moraes, L.C. Barreto, Jaguará, Igarapava, Volta Grande, Porto Colômbia, Marimbondo e Água Vermelha.

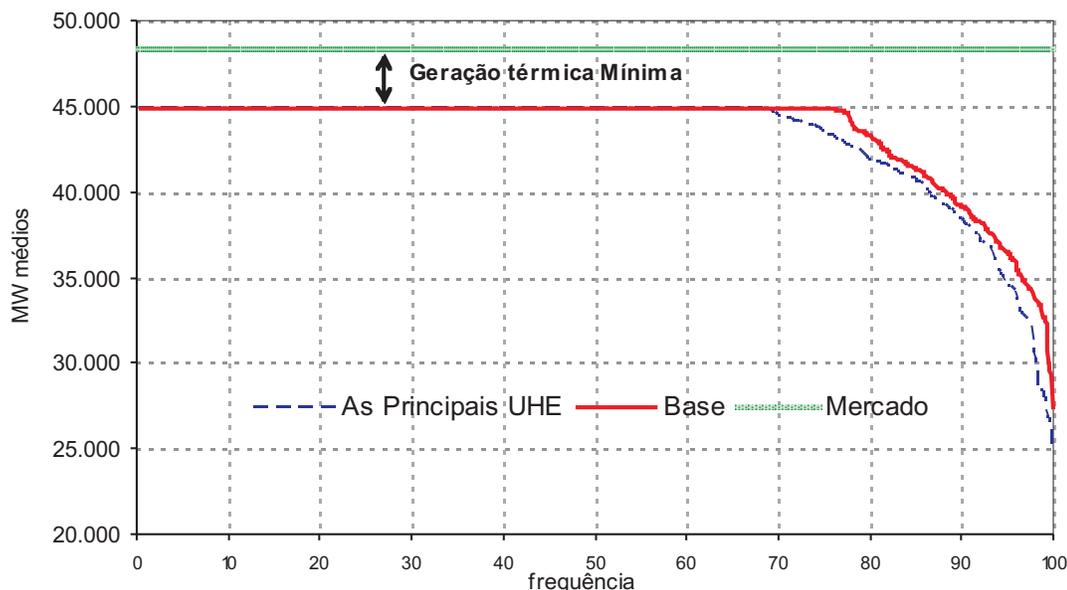


Figura 88: Curva de Permanência de geração hidráulica do caso base com UHE's mais importantes

Tabela 37: Estatísticas entre a operação do estudo base e as principais UHE

Estatísticas	Principais UHE	Base	%
Geração Média [MW médio]	43.185,0	43.596,5	-0,9
Desvio padrão [MW médio]	3.643,0	2.955,4	23,3
Energia a 100% [MW médio]	24.776,0	26.660,4	-7,1
Energia a 95% [MW médio]	34.518,0	36.447,7	-5,3
Custo Total Médio [R\$ Milhões]	742,15	475,2	56,2
CMO médio SE/CO [R\$/MWh]	181,0	96,8	87,0
CMO médio SUL [R\$/MWh]	567,6	430,8	31,8
CMO médio NE [R\$/MWh]	12,8	11,4	12,3
CMO médio Norte [R\$/MWh]	318,2	215,2	47,9
Tempo [h]	3	5,5	-45,5

interessante notar que são nesses intervalos que a energia armazenada do SIN, como foi apresentada na Figura 42, está entre os menores níveis. Quando a energia armazenada do SIN está próxima a 30% de sua capacidade, o nível de armazenamento da UHE de Furnas alcança a sua capacidade mínima.

Esse comportamento pode ser quantificado através do volume médio do reservatório da usina. De acordo com a Tabela 38, quando operado isoladamente, na cascata do Rio Grande e no SIN, nota-se que quanto maior o número de usinas à jusante de Furnas maior a regularização realizada, e quanto maior a regularização maior também o desvio-padrão do nível de armazenamento.

Outra informação a ser analisada é a produtividade média da UHE Furnas, com consequência direta na sua capacidade de geração de energia. Quanto maior a produtividade média da usina,

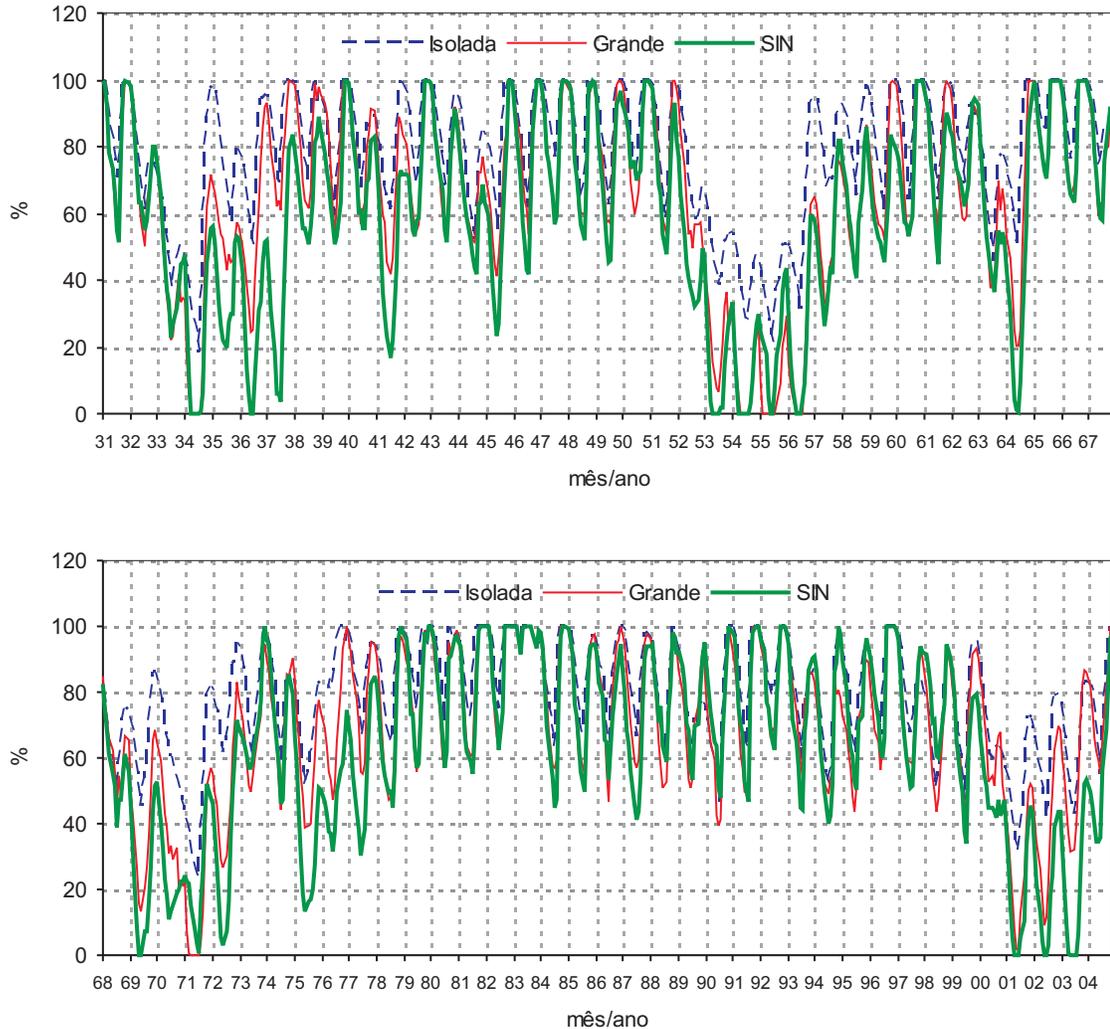


Figura 89: Volume Armazenado de Furnas (1931 a 2005)

maior é a sua geração de energia e menor o seu desvio padrão. A Tabela 39 apresenta esses valores para as diferentes dimensões do sistema.

Com esses resultados da UHE Furnas, operada em sistemas com diferentes dimensões, é possível determinar benefício proporcionado ao sistema pela UHE ⁸.

⁸A geração da UHE Furnas isolada é de 707,1 MW e com uma produtividade média de 0,795. Há uma redução de 0,5% e 1,9% da geração média e na sua produtividade média quando operada na cascata do rio Grande, respectivamente. Essa redução se intensifica para 1,6% na geração média e 3% na produtividade média quando operada no SIN. Assim, para se ter uma idéia, se considerar o custo da térmica mais barata do SIN, R\$6,4 MWh, essas reduções na geração média da UHE Furnas implica em custo anual de R\$ 240.595,0 quando operada na cascata e de R\$ 619.315,2 quando operada no SIN. Portanto, pode-se dizer que são esses os custos incorridos sobre a UHE Furnas por realizar uma regularização das vazões afluentes para o SIN.

Tabela 38: Estatísticas do reservatório da UHE Furnas em sistemas com diferentes dimensões

Furnas (%)	Isolada	Cascata	SIN
Volume Médio	78,4	67,9	61,0
Desvio Padrão	18,1	25,9	28,3

Tabela 39: Produtividade média, geração e desvio padrão da UHE de Furnas

Furnas	Isolada	Cascata	SIN
Produtividade média	0,795	0,780	0,771
Geração média	707,1	703,4	695,9
Desvio Padrão geração	185,9	253,7	284,3

6 Conclusões

Este trabalho apresentou uma política operativa alternativa para o SIN, baseada na representação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas, na representação detalhada das características de operação dessas usinas, e na representação indireta da estocasticidade das vazões através de modelo de previsão. Essas características diferem a política operativa proposta daquela em vigor no setor elétrico brasileiro, que se baseia na modelagem equivalente de sistemas hidrotérmicos interligados.

A política operativa proposta foi aplicada ao SIN sob uma configuração estática. Dois estudos de caso foram realizados a fim de comparar o desempenho da nova metodologia. O primeiro foi para sistema composto por uma única usina isolada, o qual permitiu comparar os resultados com a técnica clássica de operação hidrotérmica, a programação dinâmica, similiar a adotada no SEB. Pode-se afirmar que os resultados indicaram desempenhos equivalentes entre o CP e as políticas baseadas em PD.

O segundo foi para o SIN, o qual considerou praticamente todas as UHE's e UTE's em operação com as características operativas reais. A política implementada foi validada através da simulação com perfeita previsão, tanto sob as vazões MLT como sobre as vazões históricas, numa situação denominada pura, com mercado majorado para "estressar" o sistema hidráulico e sem restrições de intercâmbio. Nessas condições ideais a operação energética realizada pelo CP proporciona uma correlação negativa entre a energia armazenada do sistema e o seu custo marginal de operação bem definida.

Foi desenvolvido um procedimento de ajuste da operação afim de igualar a oferta hidráulica ao mercado real do SIN e um modelo de programação linear para determinar os intercâmbios de energia implícitos no despacho do SIN. Caso os intercâmbios violarem a capacidade máxima de transmissão de energia então um procedimento de ajuste na geração dos subsistemas é realizado para reduzir o fluxo até o limite de intercâmbio.

A retirada da inflexibilidade térmica no sistema proporcionou um melhor aproveitamento do

parque hidráulico instalado (aumento de 2,5% na geração hidráulica média) reduzindo o vertimento turbinável e uma redução no custo da operação do sistema em cerca de 16%.

O aumento do mercado de energia em 5%, mantendo a mesma configuração do parque hidrotérmico, não reduziu significativamente a energia armazenada do sistema, apenas aumenta o custo de operação em função de um maior despacho econômico por ordem de mérito.

Foi verificado que a operação do reservatório de uma UHE na cabeceira da cascata, em sistemas com diferentes dimensões, apresenta maiores deplecionamentos em função de sua capacidade de regularização de vazões para a cascata que pertence.

O SIN apresenta-se como um sistema projetado para verter, pois em boa parte do tempo, cerca de 78%, somente a geração hidráulica mais a térmica mínima atendem perfeitamente a demanda do sistema. A partir de meados da década de 70, o sistema encontra-se em situação operativa mais confortável, ou seja, níveis de armazenamentos altos e conseqüentemente baixos CMO, devido à nítida elevação das vazões afluentes ao subsistema SE/CO.

Foi identificado um comportamento diferenciado para o subsistema NE, sob o ponto de vista de níveis de armazenamento. Isso foi devido ao subdimensionamento que as interligações que esse subsistema possui para exportar energia para SE/CO e para Imperatriz. Em função disso, sugere-se a ampliação dessa capacidade de transmissão. Por outro lado, existem interligação superestimadas, tais como, Norte para Imperatriz. Uma interligação que não é utilizada em sua capacidade máxima em função do gargalho que existe entre Imperatriz e SE/CO.

E por último, os recursos de software que foram desenvolvidos permitem realizar um diagnóstico “completo” do SIN, avaliando informações operativas dos subsistemas, tais como CMO, energia armazenada, composição hidrotérmica da energia gerada para atender o mercado, sobras de energias e estatísticas do nível de utilização das interligações.

Como propostas futuras de trabalho pode-se citar as seguintes:

- a eliminação do procedimento de ajuste de mercado e restrições de intercâmbio do SIN, adicionando as restrições de intercâmbio e a consideração do mercado real diretamente no otimizador;
- substituição da MLT por diferentes previsores de vazões afluentes identificando o previsor de melhor desempenho e o ganho em relação a MLT;
- a implementação de configuração dinâmica durante a simulação e/ou otimização viabilizando sua utilização no planejamento da operação e expansão do sistema;

- a realização de uma comparação dos resultados com a metodologia do SEB (NEWAVE).

Referências

- AHLFELD, D. et al. Nonlinear programming on generalized networks. *ACM Transactions on Mathematical Software*, v. 13, n. 4, p. 350–367, December 1987.
- ANEEL. *Balanço Energético Nacional - Sumário Executivo*: Agência nacional de energia elétrica. Brasil: <http://www.aneel.gov.br>, 2005.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*: Agência nacional de energia elétrica. Brasil: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/livro-atlas.pdf>, 2006.
- ARCE, A. et al. Dynamic dispatch of hydro generating units. *Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech*, 2003.
- ARCE, A.; OHISHI, T.; SOARES, S. Optimal dispatch of generation units of the itaipu hydroelectric plant. *IEEE Transaction on Power Systems*, 2002.
- ARCE, A. S. *Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 1999.
- ARVANITIDIS, N.; ROSING, J. Composite representation of multireservoir hydroelectric power systems. *IEEE Transactions on PAS*, PAS-89, n. 2, p. 319–326, 1970.
- ARVANITIDIS, N.; ROSING, J. Optimal operation of multireservoir system using a composite representation. *IEEE Transactions on PAS*, PAS-89, n. 2, p. 327–335, 1970.
- AZEVEDO, A. T. de. *Métodos de Pontos Interiores Aplicados em Sistemas de Potência Modelados por Fluxo em Redes*. 315 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2006.
- BALLINI, R. An adaptive neural fuzzy network model for seasonal streamflow forecasting. *Proceedings of the IV Brazilian Symposium on Neural Networks - IEEE Computer Society*, p. 215–219, 1998.
- BALLINI, R. *Análise e Previsão de Vazões Utilizando Modelos de Séries Temporais, Redes Neurais e Redes Neurais Nebulosas*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2000.
- BALLINI, R.; SOARES, S.; ANDRADE, M. Comparison of seasonal streamflow forecasting models. *Proceedings of the International Conference on Intelligent System Application to Power Systems - ISAP 99*, p. 417–421, 1999.
- BALLINI, R.; SOARES, S.; ANDRADE, M. Seasonal streamflow forecasting via a neural fuzzy system. *Proceedings of International Federation of Automatic Control - IFAC 99*, K, n. 2, p. 81–86, 1999.

- BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J.; SHERALI, H. D. *Linear programming and network flows*. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1990. ISBN 0-471-63681-9.
- BAZARAA, M. S.; SHETTY, C. *Nonlinear programming: Theory and algorithms*. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1993. ISBN 0-471-55793-5.
- BELLMAN, R. *Dynamic Programming*. Princeton - N. J.: Princeton University Press, 1962.
- BERTSEKAS, D. P. *Dynamic Programming and Optimal Control*. Belmont, Massachusetts: Athena Scientific, 1995.
- BERTSEKAS, D. P. *Network optimization: Continuous and discrete models*. Belmont, Massachusetts: Athena Scientific, 1998. ISBN 1-886529-02-7.
- BISSONNETTE, V.; LANFORT, L.; CÔTÉ, G. A hydro-thermal scheduling model for the hydro-québec production systems. *IEEE Transaction on Power Systems*, PWRS-1, n. 2, p. 204–210, 1986.
- BOX, G.; JENKINS, G.; REINSEL, G. *Time Series Analysis - Forecasting and Control*. U.S.A: Prentice-Hall, 3th, 1994.
- CABRAL, L.; CACHAPUZ, P. *A Eletrobrás e a operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros*. Rio de Janeiro - RJ: [s.n.], 2000.
- CAMACHO, E.; BORDONS, C. *Model Predictive Control*. London: Springer-Verlag, 2004. ISBN 1-85233-694-3.
- CARNEIRO, A.; SOARES, S. Optimal operation of reservoirs for electric generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1101–1107, 1991.
- CARNEIRO, A.; SOARES, S. Reservoir operation rules for hydroelectric power system optimization. *Proceedings of the 1993 Athens Power Tech - IEEE/NTVA*, II, p. 965–969, 1993.
- CARVALHO, M. F.; SOARES, S. An efficient hydrothermal scheduling algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-2, n. 3, p. 537–542, August 1987.
- CARVALHO, M. F.; SOARES, S. An efficient hydrothermal scheduling algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-2, n. 3, p. 537–542, August 1987.
- CEPEL. *Modelo de Séries Hidrológicas*. Rio de Janeiro, RJ: Manual de Metodologia, Relatório Técnico 113-81-A, 1983.
- CEPEL; ELETROBRÁS. *Modelo de programação dinâmica estocástica para a operação de sistemas hidrotérmicos*. Rio de Janeiro, RJ: Relatório Técnico CEPEL no. 144/77, 1977.
- CICOGNA, M.; SOARES, S. Assessment of secondary energy in hydroelectric systems. *Proceedings of the 4th International Conference on Hydropower Development*, p. 55–60, 2001.
- CICOGNA, M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*. 225 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 1999.

- CICOGNA, M. A. *Sistema de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas de energia elétrica*. 224 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2004.
- COSTA, J. et al. *Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas - NEWAVE, Especificação Funcional: Relatório técnico cepel no. 1003/93*. [S.l.: s.n.], 1993.
- CRUZ, G. da; SOARES, S. Non-uniform composite representation of hydroelectric systems for long-term hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, p. 702–707, May 1996.
- CRUZ, G. J. *Modelo Equivalente Não Linear para o Planejamento da Operação a Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica*. 159 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 1998.
- CRUZ, G. J.; SOARES, S. Non-uniform composite representation of hydroelectric systems for long-term hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, p. 702–707, 1996.
- DAGLI, C.; MILES, J. Determining operating policies for a water resource system. *Journal of Hydrology*, p. 297–306, 1980.
- DEMBO, R. Managing hidroeléctrica española's hydroelectric power system. *INTERFACE*, v. 20, p. 115–135, 1990.
- DEMBO, R.; KLINCEWICZ, J. A scaled reduced gradient algorithm for network flow problems with convex separable costs. *Mathematical Programming Study*, v. 15, p. 125–147, 1981.
- DEMBO, R.; STEIHAUG, T. Truncated-newton algorithms for large-scale unconstrained optimization. *Mathematical Programming*, v. 26, p. 190–212, 1983.
- EIA. *World carbon dioxide from the consumption and flaring of fossil fuels 1980-2004*: Energy information administration, u.s. department of energy. U.S.A: <http://www.eia.doe.gov>, 2006.
- EIA. *World electricity installed capacity by Type on January 1, 2004*: Energy information administration, u.s. department of energy. U.S.A: <http://www.eia.doe.gov>, 2006.
- EIA. *World per capita total primary energy consumption 1980-2004*: Energy information administration, u.s. department of energy. U.S.A: <http://www.eia.doe.gov>, 2006.
- EIA. *World population 1980-2004*: Energy information administration, u.s. department of energy. U.S.A: <http://www.eia.doe.gov>, 2006.
- EIA. *World production of primary energy by selected country groups 1990-2004*: Energy information administration, u.s. department of energy. U.S.A: <http://www.eia.doe.gov>, 2006.
- EIA. *World total primary energy consumption 1980-2004*: Energy information administration, u.s. department of energy. U.S.A: <http://www.eia.doe.gov>, 2006.
- EL-HAWARY, M.; CHRISTENSEN, G. *Optimal Economic Operation of Electric Power System*. [S.l.]: Academic Press, 1979.

- ELETROBRÁS. *Centro da Memória da Eletricidade do Brasil*. Brasil: <http://www.memoria.eletronbras.gov.br>, 2001.
- ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 2001/2010: Comitê coordenador do planejamento dos sistemas elétricos*. Brasil: Rio de Janeiro, RJ, pp.290, 2001.
- ESCUDEIRO, L. Modeling and resolution of the medium term energy generation problem for a large hydro-electric system. *Management Science*, v. 26, n. 7, p. 659–668, 1980.
- FIGUEIREDO, M.; GOMIDE, F. Fuzzy system design using neurofuzzy networks. *Proceedings of the 7th Information Processing and Management of Uncertainty on Knowledge - Based Systems - IPMU'98*, v. 2, p. 1416–1422, 1998.
- FORTUNATO, L. A. et al. *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Niterói, Rio de Janeiro, Brasil: EDUFF, 1990. ISBN 85-228-0103-7.
- FRANCO, P. E.; CARVALHO, M. F.; SOARES, S. A network flow model for short-term hydro-dominated hydrothermal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 2, p. 1016–1022, May 1994.
- GCOI. *Manual do Sistema PREVAZ*. Rio de Janeiro, RJ: Eletrobrás, 1983.
- GCPS; GCOI. *Avaliação do critério tradicional de energia: Subgrupo misto gcps/gcoi para a análise de critérios de atendimento*. Rio de Janeiro: [s.n.], 1984. ISBN 85-204-1536-9.
- GOLDEMBERG, J. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1998.
- GUAN, X. et al. An optimization-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 4, p. 1775–1780, November 1997.
- ILUMINA. *Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico*. Brasil: <http://www.ilumina.org.br>, 26/12/2001, 2001.
- JANG, J. S. Anfis: Adaptive-network-based fuzzy inference systems. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, v. 23, n. 3, p. 665–685, 1993.
- KLIGERMAN, A. *Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 1992.
- KWOK, K.; SHAH, S. Long-range predictive control with a terminal matching condition. *Chemical Engineering Science*, v. 49, n. 9, p. 1287–1300, 1994.
- LI, C. an; JAP, P. J.; STREIFFERT, D. L. Implementation of network flow programming to the hydrothermal coordination in an energy management system. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 3, p. 1045–1053, August 1993.
- LOPES, J. E. *Otimização de Sistemas Hidroenergéticos*. 150 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2001.

LUENBERGER, D. *Linear and nonlinear programming*. 2. ed. Cambridge, Massachusetts: Addison-Wesley, 1984. ISBN 0-201-15794-2.

LUNA, I. et al. Aplicação de sistemas neurofuzzy recorrentes a previsão de vazões. *6o SBAI 2003 - Simpósio brasileiro de automação inteligente*, Outubro 2003.

MACEIRA, M. E. P. *Programação Dinâmica Dual Estocástica aplicada ao planejamento da operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com representação do processo estocástico de afluências, por modelos auto-regressivos periódicos: Relatório técnico cepel no. 237/93*. [S.l.: s.n.], 1993.

MARINHO, M. H.; BALLINI, R.; SOARES, S. Previsão de vazões afluentes naturais usando o modelo anfis. *Proceedings of the VI Brazilian Conference on Neural Networks - VI, Congresso Brasileiro de Redes Neurais*, p. 163–168, 2003.

MARQUES, T.; CICOGNA, M.; SOARES, S. Benefits of coordination in the operation of cascaded hydroelectric power systems. *Proceedings of the 4th IASTED - International Conference on Power and Energy Systems*, p. 424–429, 2004.

MARQUES, T.; CICOGNA, M.; SOARES, S. Assessment of energy availability of hydro system under different operation policies. *Proceedings of IEEE - Power Tech*, Saint Peterburg - Rússia, June 2005.

MARQUES, T.; CICOGNA, M.; SOARES, S. Avaliação dos benefícios sinérgicos da coordenação da operação de usinas hidrelétricas em cascata. *Proceedings do XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, PR, Outubro 2005.

MARQUES, T.; CICOGNA, M.; SOARES, S. Benefits of coordination in the operation of hydroelectric power systems: Brazilian case. *Proceedings of IEEE - General Meeting*, Montreal - Canadá, June 2006.

MARQUES, T.; CICOGNA, M.; SOARES, S. Planejamento da operação energética através da otimização das principais usinas com reservatório de acumulação do sin. *Proceedings of X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Florianópolis - Brasil, Maio 2006.

MARQUES, T. et al. Comparative study of seasonal streamflow forecasting models. *5th Latin American Congress: Electricity Generation and Transmission*, Outubro 2003.

MARQUES, T. et al. Evaluation the firm and assured energies in hydroelectric power systems under different operation policies. *5th Latin American Congress: Electricity Generation and Transmission*, 2003.

MARTINEZ, L. *Políticas de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos*. 166 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2001.

MARTINEZ, L.; SOARES, S. Comparison between closed-loop and partial open loop feedback control policies in long term hydrothermal scheduling. *IEEE Transaction on Power Systems*, v. 17, n. 2, p. 330–336, 2002.

- MARTINS, L. S. de A. *Modelo Não-Linear por Fluxo em Redes Aplicado ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. 150 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, Goiás, 2005.
- MME. *Site*: Ministério de minas e energia. Brasil: <http://www.mme.gov.br>, 2006.
- MURRAY, R. et al. Future directions in control in an information-rich world. *IEEE Control Systems Magazine*, p. 20–33, 2003.
- NABONA, N. Multicommodity network flow model for long-term hydro-generation optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 2, p. 395–404, May 1993.
- NATIONS, U. *Human Development Indicators: United nations, united nations development programm*. U.S.A: <http://www.br.undp.org>, 2001.
- OGUNNAIKE, B. A.; RAY, W. *Process Dynamic, Modeling and Control*. New York: Oxford University Press, 1994. ISBN 0-195-09119-1.
- OLIVEIRA, G. *Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 1993.
- OLIVEIRA, G.; SOARES, S. A second-order network flow algorithm for hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 3, p. 1635–1641, August 1995.
- ONS. *Sumário Executivo do Planejamento Energético: Operador nacional do sistema*. Brasil: <http://www.ons.org.br>, 2005.
- ONS. *Site*: Operador nacional do sistema. Brasil: <http://www.ons.gov.br>, 2006.
- PEREIRA, M. V. Optimal scheduling of hydrothermal system - an overview. *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems*, p. 1–9, 1985.
- PEREIRA, M. V.; PINTO, L. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach. *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, p. 779–792, 1985.
- PEREIRA, M. V.; PINTO, L. Optimal stochastic operation scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 11, p. 273–279, 1989.
- QIN, S. J.; BADGWELL, T. A. An overview of nonlinear model predictive control applications. *Em Zheng, A. e Allgower, F. Nonlinear Model Predictive Control*, 2000.
- QIN, S. J.; BADGWELL, T. A. A survey of industrial model predictive control technology. *Control Engineering Practice*, v. 11, p. 733–764, 2003.
- RAWLINGS, J. B. Tutorial overview of model predictive control. *IEEE Control Systems Magazine - Industrial Process Control*, v. 20, p. 38–52, 2000.
- REED, E. G. Economic principles of reservoir operation: Perfect foresight. *Management Science*, University of Tennessee, p. 29, June 1982.

- REIS, L. B. dos. *Geração de energia elétrica: Tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. Barueri: Editora Manole, 2003. ISBN 85-204-1536-9.
- REIS, L. B. dos; SILVEIRA, S. *Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável: Introdução de uma visão multidisciplinar*. São Paulo: Edusp, 2000. ISBN 85-314-0544-0.
- REVELLE, C. Research challenges in environmental management. *European Journal of Operational Research*, p. 218–231, 2000.
- ROSENTHAL, R. E. A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system. *Operations Research*, v. 29, n. 4, p. 763–785, August 1981.
- SALAS, J. et al. Applied modeling of hydrologic time series. *Water Resources Publications*, 1980.
- SANTOS, L. et al. On-line implementation of nonlinear mp: An experimental case study. *Control Engineering Practice*, v. 9, p. 847–857, 2001.
- SIGVALDASON, O. A simulation model for operating a multi-purpose multi-reservoir system. *Water Resources*, v. 12, n. 2, p. 263–278, August 1976.
- SOETERBOEK, A. R. *Predictive Control: a unified approach*. Englewood, New Jersey: Prentice Hall, 1992.
- STEDINGER, J.; SULA, B.; LOUCKS, D. Stochastic dynamic programming models for reservoir operation optimization. *Water Resources Research*, v. 20, n. 11, p. 1499–1595, 1984.
- TERRY, L. Modelo a sistema equivalente - descrição geral: Cepel, dene/dpe/eletrobrás e deop/dos/eletrobrás. *Relatório Técnico*, 1980.
- TOLBA, M. K. *Saving our planet: challenges and hopes*. New York: Chapman and Hall: 1 st Ed. London, 1992.
- TORABI, M.; MOBASHERI, F. A stochastic dynamic programming model for the optimal operation of a multi-purpose reservoir. *Water Resources Bulletin*, v. 9, n. 2, 1973.
- TURGEON, A. Optimal operation of multi-reservoir systems with stochastic inflows. *Water Resources Research*, v. 16, n. 2, p. 275–283, 1980.
- YAMAKAWA, T.; TOMADA, S. A fuzzy neuron and its application to pattern recognition. *Proceedings of the 3rd International Fuzzy Systems Association*, p. 30–38, 1989.
- YEH, W. Reservoir management and operations models: A state-of-the-arts review. *Water Resources Research*, v. 21, n. 12, p. 1797–1818, 1985.
- ZAMBELLI, M. et al. Deterministic versus stochastic models for long term hydrothermal scheduling. *IEEE PES General Meeting - Montreal Canadá*, June 2006.
- ZAMBELLI, M. de S. *Planejamento da Operação Energética Via Curvas-Guias de Armazenamento*. 117 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2006.
- ZHANG, D.; LUH, P. B.; ZHANG, Y. A bundle method for hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 4, p. 1355–1361, November 1999.

APÊNDICE A – Dados de Usinas Térmicas

Nesta tese foi considerado um conjunto de 71 UTE's com 12.373,0 MW de potência instalada pertencentes ao SIN. Sendo que desses, 7.779 MW, 2.705 MW e 1.889 MW estão localizados nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, respectivamente. O conjunto de todas essas usinas separadas por subsistema são:

- Sudeste/Centro-Oeste:** Cuiaba G Cc, Angra 2, Angra 1, Ibiritermo, Macae Mercha, Eletrobolt, Juiz De Fora, Norteflu, Tres Lagoas, Termorio, St.Cruz Nova, Ccbs, Nova Pirat, W.Arjona G, R.Silveira G, St.Cruz 12, St.Cruz 34, Pirat.12 G, Igarape, Termorio O., St.Cruz N.Di, Carioba, Ute Brasilia
- Sul:** Argentina 1, Argentina 1b, Argentina 2a, Argentina 2b, Argentina 2c, Argentina 2d, Uruguaiiana G, Canoas, J.Lacerda C, P.Medici A, P.Medici B, J.Lacerda B, J.Lacerda A2, Charqueadas, J.Lacerda A1, Figueira, S.Jeronimo, Nutepa, Alegrete
- Nordeste:** Termope, Vale Do Acu, Fortaleza, Fafen, Termoceara, Termobahia, Camacari D/G, Camacari G

Na Figura 90 é apresentada a lista, por ordem de mérito, das UTE's do SIN e seus custos marginais.

O problema térmico foi resolvido a priori por despacho econômico termelétrico, utilizando as usinas termelétricas (UTES) do SIN com dados de maio de 2006. As funções de custo de geração termelétrica, para cada UTE, são consideradas lineares, de modo que o custo de um MWh (custo marginal) é constante. Para obter a função de custo térmico $\Psi(\cdot)$, foram consideradas todas as usinas térmicas em operação no SIN.

A Figura 91 apresenta o custo marginal de operação térmica e o ajuste linear.

A função de custo da complementação térmica, resultante da integração da função de custo marginal ajustada, é dada pela equação A.1:

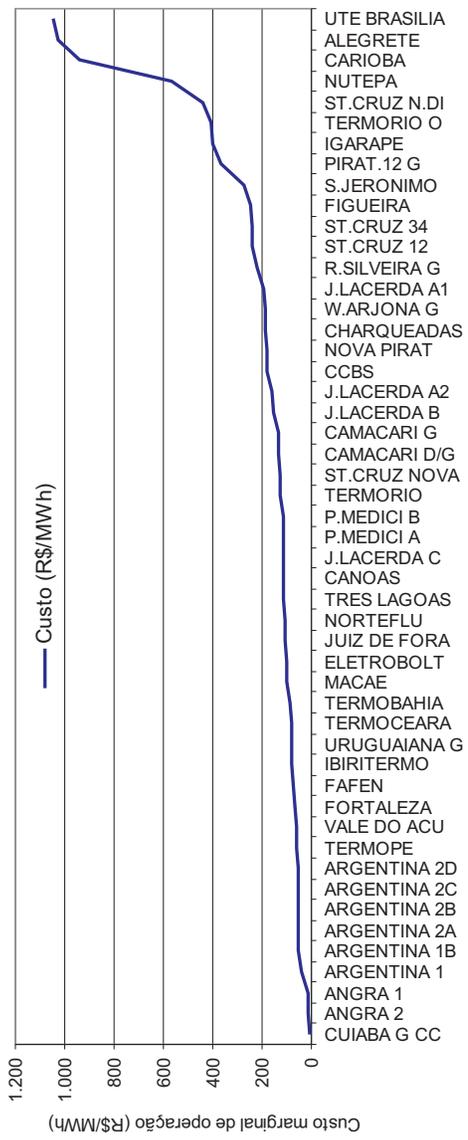


Figura 90: Curva de custo marginal de geração térmica das usinas

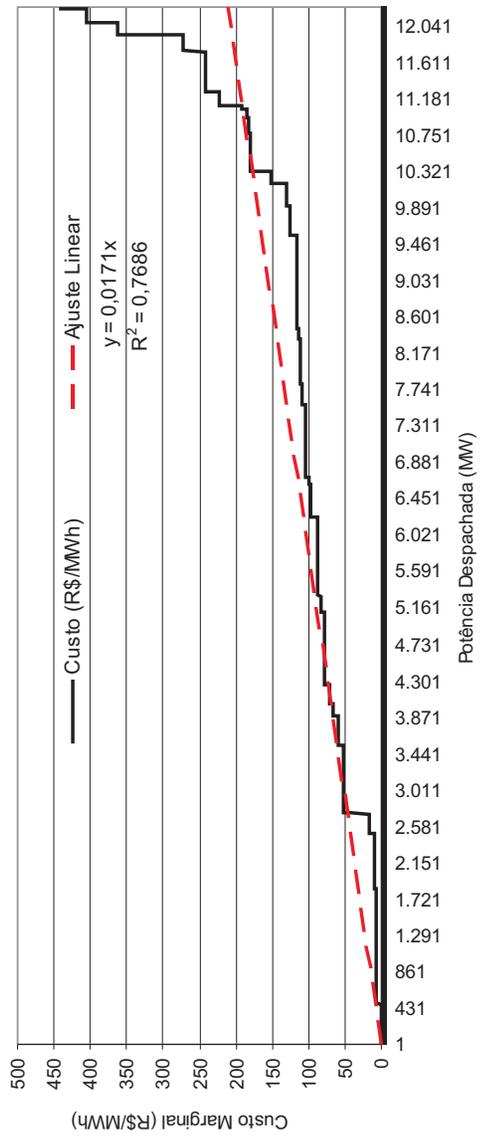


Figura 91: Curva de custo marginal termelétrico e a função linear ajustada

$$\Psi_t = 0.017(D_t - P_t)^2 \tag{A.1}$$

APÊNDICE B – Sistematização dos Dados Reais Considerados

Diante das necessidades dos dados reais para tornar a política operativa de Controle Preditivo uma alternativa real a operação hidrotérmica do SIN é apresentado na Figura 92 uma sistematização da origem dos dados considerados.

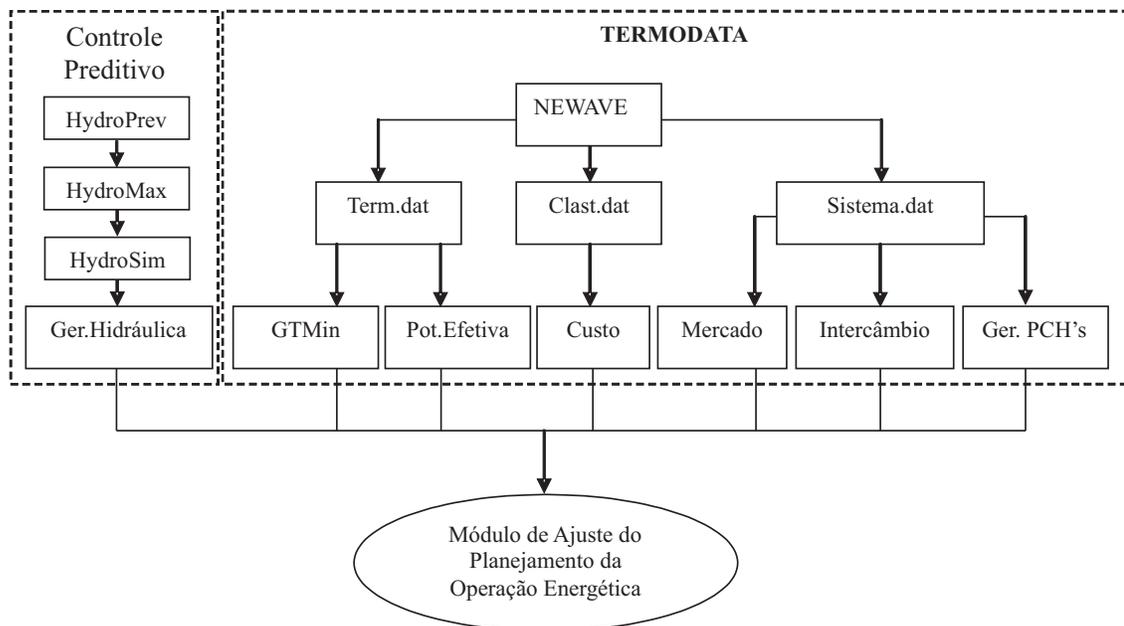


Figura 92: Sistematização dos dados reais considerados

As informações das usinas térmicas foram retiradas do DECK de dados do NEWAVE dos seguintes arquivos: **Term.dat** e **Clast.dat**. No primeiro arquivo constam informações de geração térmica mínima (MW) e potência instalada por usina (MW), enquanto no segundo informações do custo de geração (R\$/MWh).

Agora tanto as informações do mercado real, geração das PCH's quanto os limites de intercâmbio entre os subsistemas do SIN também foram retiradas do DECK de dados do NEWAVE, mas do arquivo **Sistema.dat**.

Todos esses dados reais foram modelados adequadamente, facilitando a criação e o desenvolvimento de um sistema de Banco de Dados, denominado *TERMODATA*, o qual gerencia todas as informações das usinas térmicas do SIN, assim como, os limites de intercâmbio entre os subsistemas e o mercado real. Esse sistema está integrado no sistema de suporte a decisão para o planejamento da operação energética e programação, denominado HydroLab (CICOGNA, 2004), em desenvolvimento na UNICAMP.

A Figura 93 apresenta a tela principal do sistema Termodata, a qual apresenta o conjunto de usinas térmicas existentes com suas principais informações. Já na Figura 94 é apresentado as unidades de geração de cada usina térmica selecionada, assim como, os dados que possuem uma característica dinâmica na operação.

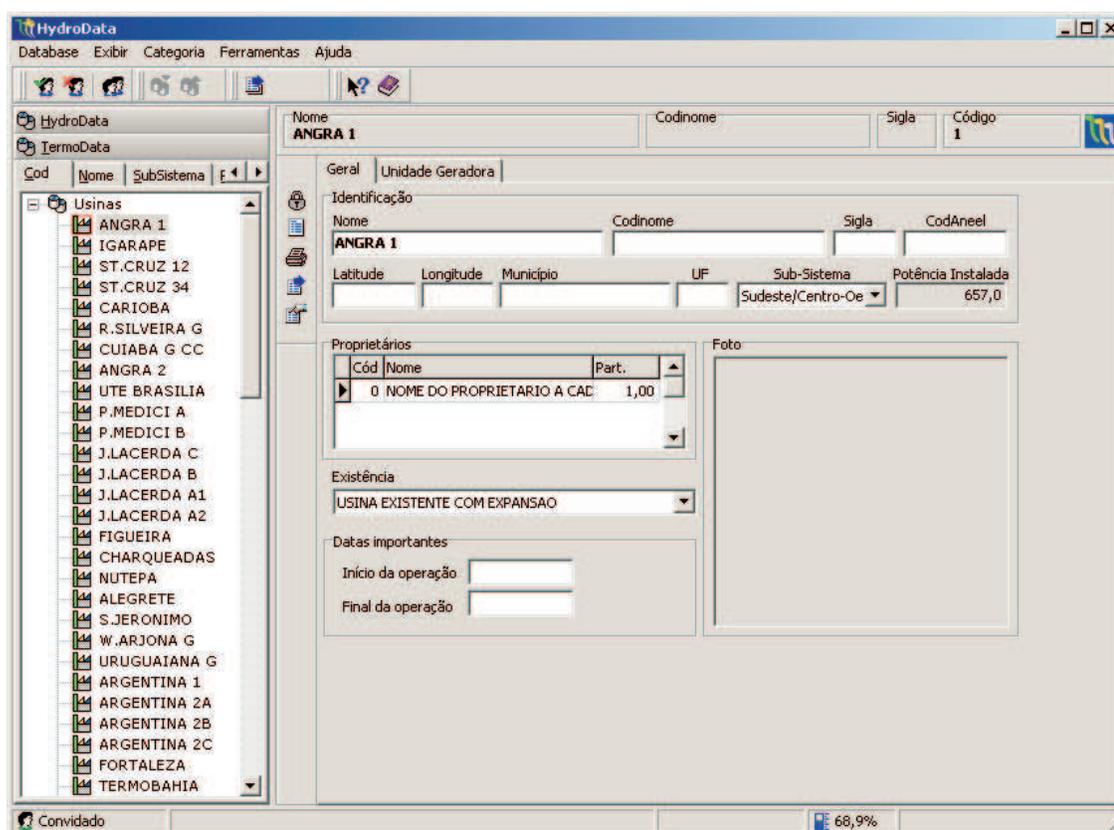


Figura 93: Apresentação da tela principal do Termodata

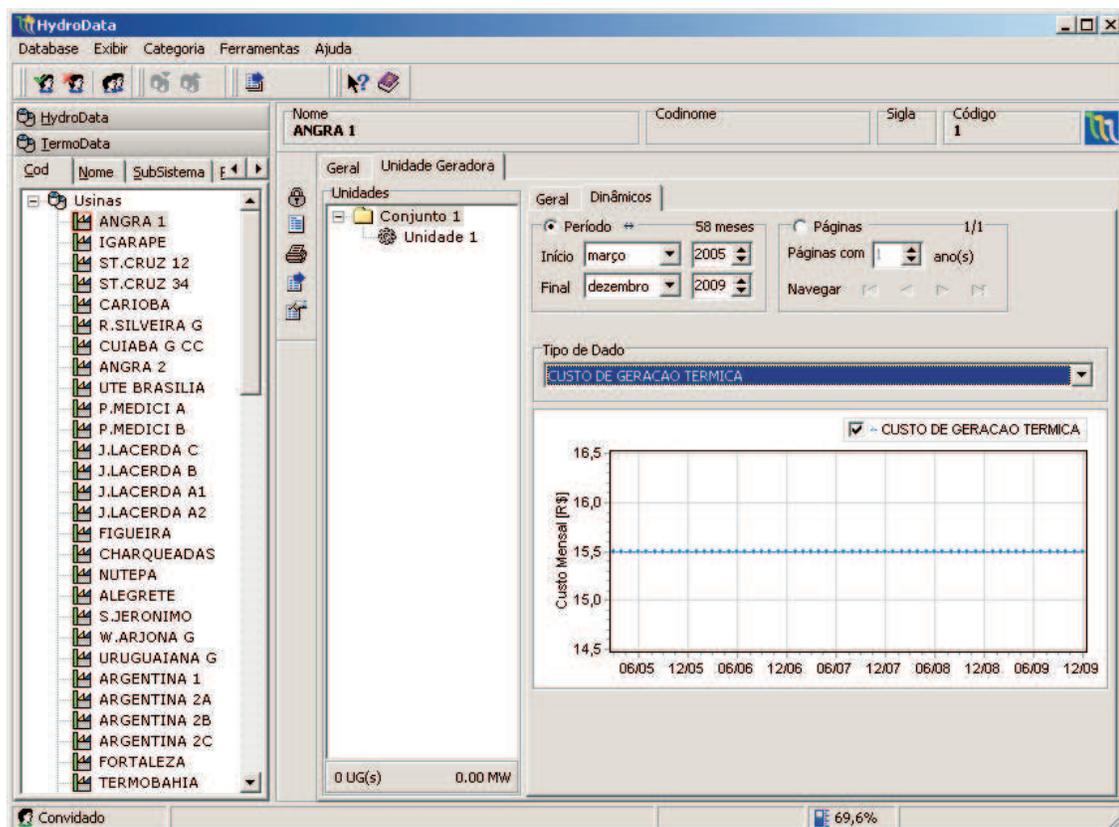


Figura 94: Apresentação das unidades geradoras das UTE's e os dados dinâmicos

APÊNDICE C – Técnica de Controle Preditivo

O controle preditivo baseado em modelo (*MPC - Model Predictive Control*) surge como uma das mais populares e eficientes estratégias de controle na indústria de processos. Muitos dos aspectos fundamentais de um projeto de controle industrial prático podem ser explorados num controle preditivo baseado em modelo, como trajetória de referência futura, previsão de perturbações e a possibilidade de inclusão de restrições, verificando a flexibilidade desta técnica de controle (OGUNNAIKE; RAY, 1994).

Embora idealizado inicialmente para aplicações em sistemas de potência e na indústria petrolífera, atualmente, o controle preditivo é empregado nas mais diversas áreas, não somente da indústria (regulação de tensão, controle de temperatura, pressão, nível, etc.), mas também em outras áreas do conhecimento humano como a medicina (anestesia, controle de pressão sanguínea) mostrando a evolução prática deste tipo de estratégia e comprovando que em breve devem substituir a maioria dos controladores clássicos utilizados que muitas vezes mostram-se ineficientes em ambientes complexos (KWOK; SHAH, 1994)(RAWLINGS, 2000)(SANTOS et al., 2001)(MURRAY et al., 2003).

A tarefa de projetar um controle preditivo pode ser subdividida em duas etapas principais. A primeira diz respeito à identificação de um modelo matemático capaz de representar o comportamento do processo real. A segunda está vinculada à aplicação de um algoritmo de controle preditivo adequado. Este determina as ações de controle com base na minimização de uma função de custo, considerando-se futuras respostas preditas pelo modelo do processo (SOETERBOEK, 1992).

A estrutura básica do MPC às diferentes formulações são basicamente (CAMACHO; BORDONS, 2004):

- **Trajétória de referência:** representa o comportamento do sinal desejado para a saída no futuro. É o conhecimento prévio desta trajetória que garante ao controlador uma característica antecipativa.
- **Modelo:** modelo matemático do processo que deve ser capaz de representar o seu comportamento dinâmico de forma suficientemente precisa. Conforme a necessidade este modelo pode

ser linear ou não-linear e podendo, ainda, ser atualizado através de métodos de identificação e atualização *on line* conferindo ao controlador uma característica adaptativa.

- **Previsor:** fornece através de um modelo matemático uma previsão da saída futura com base na informação atual da planta (ou processo) ou a uma previsão de um parâmetro de entrada que apresenta um determinado ruído.
- **Otimizador:** minimiza uma função de custo a cada período de amostragem de forma a obter uma ação de controle que garanta um desempenho adequado ao sistema. A função a ser minimizada pode contemplar, além de parcelas associadas ao erro futuro, outros termos que forneçam ao controlador propriedades que melhorem o seu desempenho frente às particularidades do processo.

Os vários algoritmos de MPC diferem entre si essencialmente na função de custo a ser minimizada, bem como no modelo usado para representar o processo e os ruídos de estado e medida. Adicionalmente, restrições podem ser impostas sobre as variações das entradas, estados e saídas da planta ou processo.

Os principais conceitos associados a metodologias de MPC podem ser caracterizadas na Figura 95.

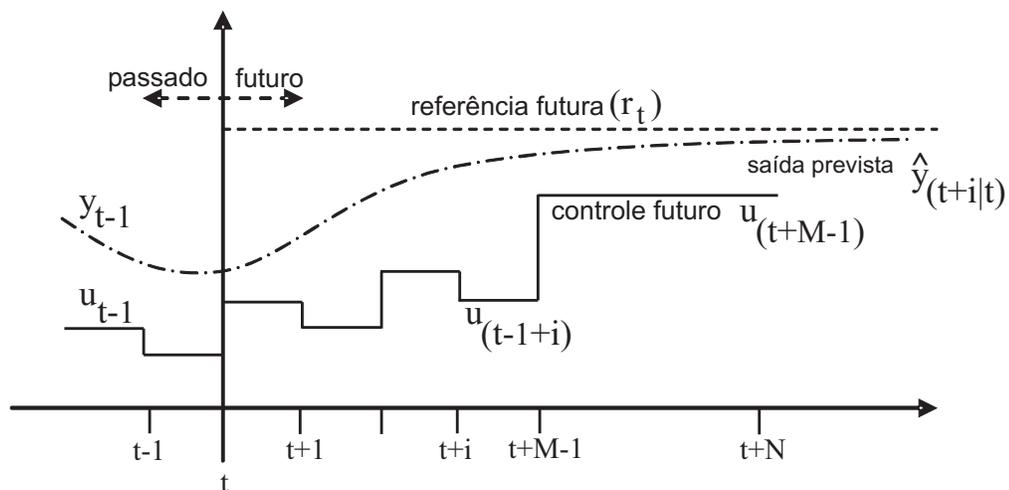


Figura 95: Definições básicas do MPC (adaptado de Camacho e Bordons (2004))

As variáveis u_t , y_t e r_t representam os valores no instante atual t da variável manipulada (entrada do processo, ou sinal de controle), da variável controlada (variável de saída) e do sinal de referência, respectivamente. As constantes M e N correspondem ao número de passos dos chamados horizontes de controle e predição. Vale ressaltar que a variável manipulada permanece constante após o término do horizonte de controle.

As saídas previstas usando o modelo do processo com base nas informações disponíveis até o instante t , inclusive, são denotadas por $\hat{y}_{t+i|t}$ para $i = 1, 2, \dots, N$ e dependem do sinal de controle u_{t-1+i} a ser aplicado para $i = 1, 2, \dots, M$.

A sequência de controle é calculada de modo a reduzir o erro entre a saída do processo e a trajetória de referência r_t . Para isso, é usualmente definida uma função de custo que leve em conta o erro de previsão dentro do horizonte de predição e o esforço de controle associado. Uma solução explícita pode ser obtida na ausência de restrições sobre as variáveis envolvidas, se o custo for quadrático e o modelo linear. Caso contrário, pode ser necessário empregar um modelo de otimização numérica.

Uma vez que sequência ótima $u_{t-1+i}^*, i = 1, 2, \dots, M$ tenha sido obtida, o primeiro passo do controle u_t^* é aplicado ao processo e a otimização é repetida no próximo instante de amostragem quando a informação dos sensores for atualizada. Vale ressaltar que a especificação do horizonte é importante para obter robustez com respeito a incertezas ou aproximações feitas no modelo, bem como compensar o efeito de perturbações exógenas.

Um diagrama de blocos com os principais elementos da estratégia, acima descrita, é apresentado na Figura 96.

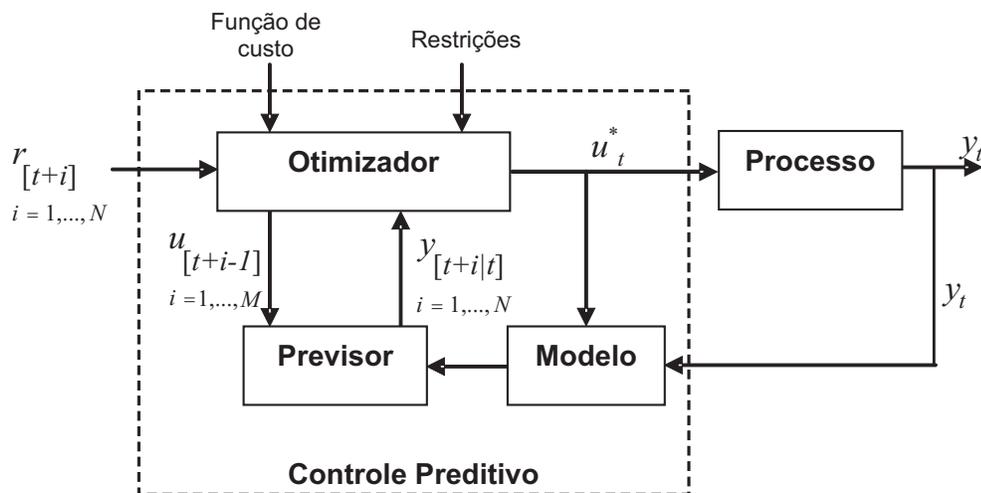


Figura 96: Estrutura básica de um controlador preditivo

Nesta, o modelo é utilizado para prever os valores futuros das saídas da planta ou processo com base na leitura do estado atual e ainda nas futuras ações de controle propostas. Tais ações são calculadas por um otimizador, tendo em vista uma função de custo que considera os erros de previsão futuros, bem como possíveis restrições. O modelo do processo executa, em consequência,

um papel decisivo na implementação do controle. Desse modo, o modelo escolhido para o projeto deve ser capaz de capturar a dinâmica do processo para prever as saídas futuras com um grau adequado de acurácia. Ao mesmo tempo, o modelo deve ser suficientemente simples para poder ser usado em tempo real juntamente com o algoritmo de otimização.

Conforme a necessidade, o modelo do MPC pode ser linear ou não-linear. A utilização de modelos lineares numa aplicação de controle preditivo é bastante comum, pois além da popularidade deste tipo de modelo, muitas vezes, torna-se necessário o emprego de um modelo simplificado para possibilitar que todos os cálculos envolvidos sejam realizados dentro do intervalo correspondente a um período de amostragem viabilizando, assim, o controle em tempo real. Um modelo linear possibilita também solução analítica para o problema de minimização da função de custo, quando não são consideradas restrições. A opção por um modelo linear para a representação da planta deve ser a escolha preferencial sempre que este possibilite que o controlador alcance o desempenho almejado pelo usuário.

Nos últimos anos houve um grande crescimento nas aplicações industriais de controle preditivo baseado em modelos lineares. A Tabela 40 apresenta algumas destas aplicações presentes nos trabalhos (QIN; BADGWELL, 2000) e (QIN; BADGWELL, 2003).

Tabela 40: Aplicações Comerciais de MPC

Área	Adersa	Aspen Technology	Honeywel Hi-Spec	Invesys	SGS	Total
refinaria	1200	480	280	25	-	1980
petroquímica	450	80	-	20	-	550
química	100	20	03	21	-	144
papel	18	50	-	-	-	68
ar e gás	-	10	-	-	-	10
utilidades	-	10	-	04	-	14
metalurgia	08	06	07	16	-	37
alimentos	-	-	41	10	-	51
polímeros	17	-	-	-	-	17
fornos	-	-	42	03	-	45
aeroespacial	-	-	13	-	-	13
automativa	-	-	07	-	-	07
outras	40	40	1045	26	450	1601
Total	1833	696	1438	125	450	4542

Por outro lado, os sistemas reais são inerentemente não-lineares. E com a evolução da tecnologia, cada vez mais, aumenta o número de processos que não apresentam desempenho satisfatório quando controlados por uma técnica convencional.

Quando o processo não-linear atua numa faixa de operação muito ampla tornando o desempenho do controlador inadequado para atender os requisitos estabelecidos, a utilização de um modelo não-linear deve ser considerada (RAWLINGS, 2000).

Nos últimos anos houve um grande crescimento de aplicações industriais de controle preditivo não-linear (NMPC - Nonlinear Model Predictive Control) que se apresenta como uma estratégia de controle bastante promissora para diversas áreas da engenharia. A Tabela 41 ilustra algumas aplicações presentes em (QIN; BADGWELL, 2000) e (QIN; BADGWELL, 2003).

Tabela 41: Aplicações Comerciais de NMPC

Área	Adersa	Aspen Technology	Continental Controls	DOT Products	Pavillion Techno	Total
ar e gás	-	-	18	-	-	18
química	02	-	15	-	05	22
alimentos	-	-	-	-	09	09
polímeros	-	-	-	05	15	21
papel	-	-	-	-	01	01
refinaria	-	-	-	-	13	13
utilidades	-	05	02	-	-	07
outras	01	-	01	-	-	02
Total	03	06	36	05	43	93

Os principais motivos deste crescimento são: o baixo desempenho de controladores lineares em processos altamente não-lineares ou em plantas que trabalham num ampla faixa de operação, a evolução de estratégia de controle baseadas em modelos não-lineares e o desenvolvimento de processadores poderosos o bastante para tornar possíveis estas implementações.

APÊNDICE D – Critério de Ajuste

Além do critério de ajuste proposto originalmente foi desenvolvido e implementado um outro critério de ajuste da solução para os subsistemas. Esse novo critério é baseado em um ajuste entre usinas hidráulicas e térmicas, ao mesmo tempo. Ou seja, diferente do critério anterior, que privilegiava primeiro o ajuste pelas UHEs e somente depois pelas UTEs, caso as UHEs não fossem suficientes.

Sendo assim, para determinar a parcela de energia a ser ajustada pelas UHEs e UTEs baseou-se no nível de energia armazenada de cada subsistema (EA^s) a ser ajustado. A equação (D.1) determina o nível de ajuste da parcela hidráulica.

$$AH = z_{si}^i * EA^s \quad (D.1)$$

em que AH é o ajuste da parcela hidráulica, z_{si}^i é o nível de ajuste a ser realizado no subsistema s e a EA^s é a energia armazenada do subsistema s ($0 \leq EA^s \leq 1$).

E a equação (D.2) o nível de ajuste da parcela térmica.

$$AT = z_{si}^i * (1 - EA^s) \quad (D.2)$$

em que AT é o ajuste da parcela térmica.

Como a energia armazenada está entre 0 e 1, a soma entre AH e AT é igual a z_{si}^i , mantendo o mesmo nível de ajuste da solução necessário. A Figura 97 ilustra a determinação das parcelas de ajustes entre hidráulicas e térmicas.

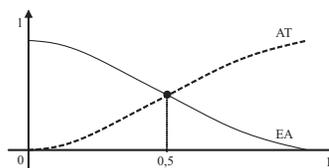


Figura 97: Determinação das parcelas de ajuste entre UHEs e UTEs

Logo, o principal objetivo desse novo critério de ajuste é evitar o baixo nível de armazenamento dos subsistemas, o que poderia aumentar o risco e o custo de suprimento de energia futuros. Avaliações iniciais deste novo critério se mostraram promissoras e deve ser considerado como proposta futura de trabalho.

APÊNDICE E – Intercâmbios

Nesse apêndice são apresentados e comentados os resultados das interligações entre os subsistemas do SIN, para o caso base e o caso base sem restrição de intercâmbio. A análise permite identificar os intercâmbios mais utilizados, os mais ociosos, e aqueles mais indicados para planos de expansão da transmissão.

E.1 SUL para IVAIPORÃ

A Figura 98 apresenta o fluxo de energia na interligação SUL - IVAIPORÃ, cuja capacidade máxima é de 3644 MW médios.

Uma característica a destacar é que durante o período crítico o SUL envia grande quantidade de energia para outros subsistemas deficitários, demonstrando a existência de uma complementariedade dos regimes hidrológicos entre essa região e o SIN. Esse limite de intercâmbio foi ativo em 0,5% do tempo com uma utilização média de 205 MW médios quando não havia limites e 0,8% do tempo quando havia e uma utilização média de 343 MW médios, indicando um bom dimensionamento da interligação e assegurando a exportação para o SIN, quando necessário.

E.2 SE/CO para IVAIPORÃ

A Figura 99 apresenta o fluxo de energia na interligação SE/CO - IVAIPORÃ, cuja capacidade máxima é de 4438 MW médios.

O ponto a destacar é que durante quase todo tempo, o SE/CO enviou energia para IVAIPORÃ, com destino ao subsistema SUL, exceto no período crítico pois o Sul é exportador de energia.

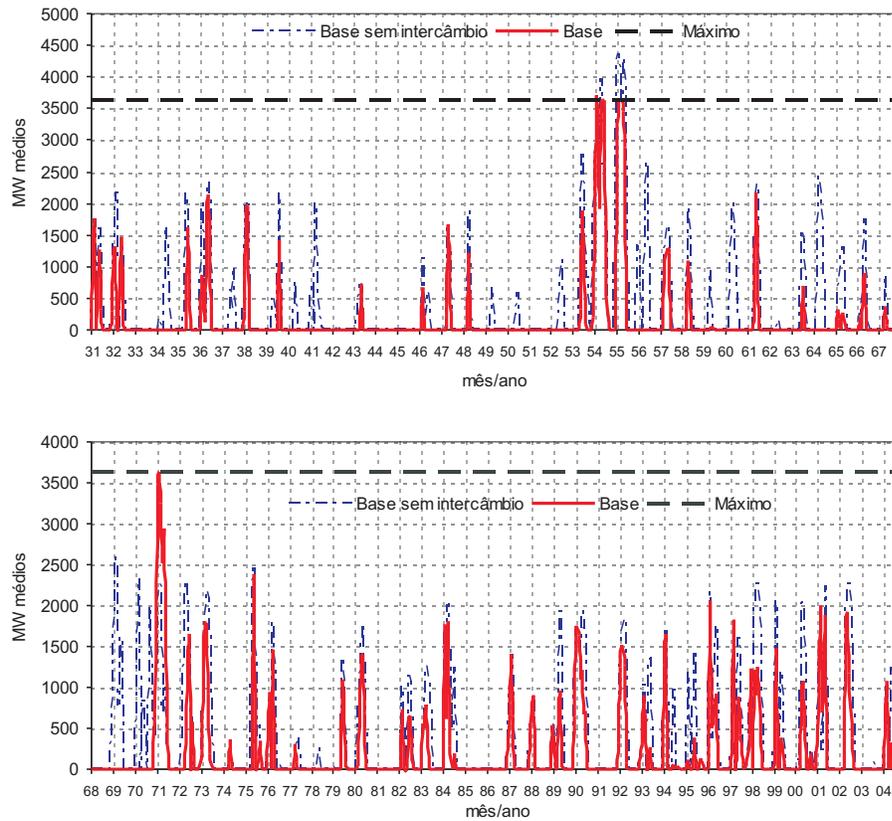


Figura 98: Intercâmbio Sul - Ivaiporã

E.3 Itaipu para SE/CO

A Figura 100 apresenta o fluxo de energia na interligação Itaipu - SE/CO, cuja capacidade máxima é de 14.000 MW médios (“ilimitada”).

Uma observação a destacar é que durante os meses em que o nível de afluência foi menor houve uma redução de geração da UHE Itaipu porque é uma UHE com reservatório de compensação. O intercâmbio foi de 7.881,2MW médios para o caso base sem limites de intercâmbio e 9.406,7 MW médios para o caso base. Esse seria a ordem de grandeza que a capacidade desse intercâmbio deve possuir para que essa usina não verta turbinável.

E.4 NE para SE/CO

A Figura 101 apresenta o fluxo de energia na interligação NE - SE/CO, cuja capacidade máxima é de 83 MW médios.

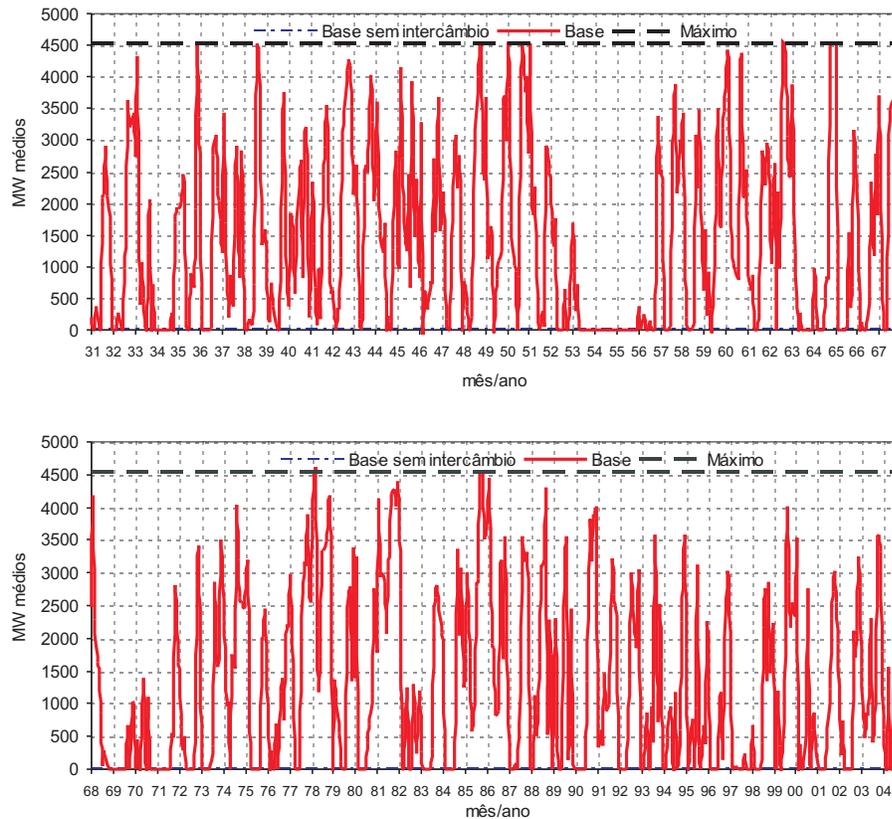


Figura 99: Intercâmbio SE/CO - Ivaiporã

O limite dessa interligação possui uma baixa capacidade de transmissão, ela foi ativa em 45,7% do tempo com uma utilização média de 363,5 MW médios para o caso base sem limites e 67% do tempo quando havia limites e reduzindo sua utilização 84,4%.

E.5 NE para Imperatriz

A Figura 102 apresenta o fluxo de energia na interligação NE - Imperatriz, cuja capacidade máxima é de 398 MW médios.

Assim como a interligação de NE para SE/CO, o principal ponto a destacar é sua baixa capacidade de transmissão, ficando ativo em 18,8% do tempo com uma utilização média de 180,4 MW médios quando não há limites e 54,2% do tempo quando há limites e uma utilização de 262,7 MW médios.

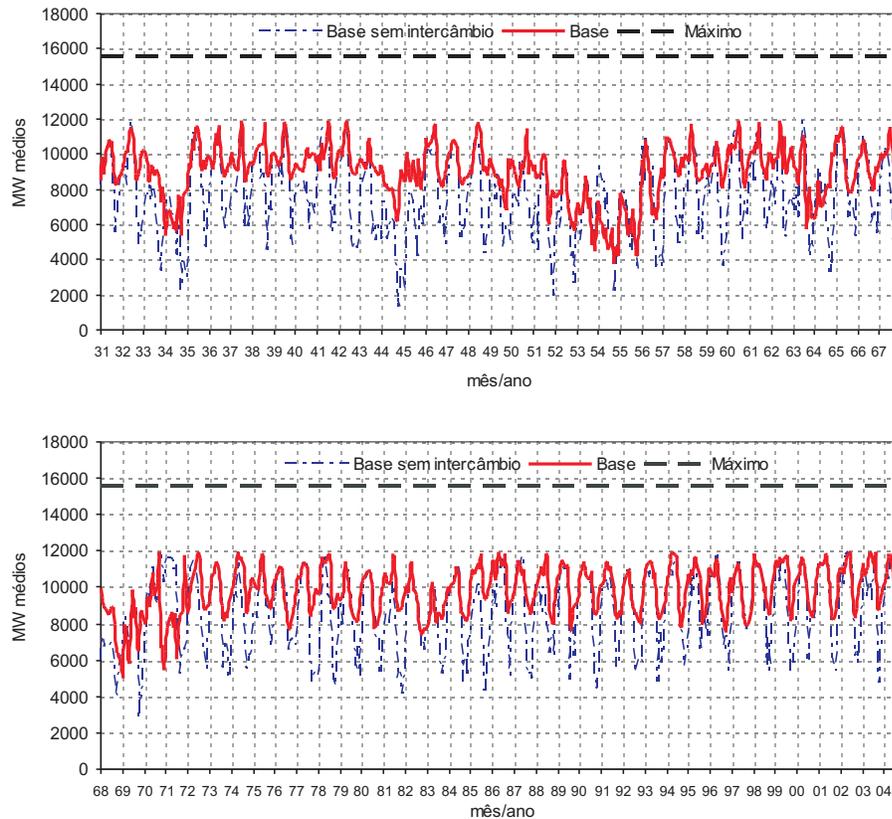


Figura 100: Intercâmbio Itaipu - SE/CO

E.6 SE/CO para NE

A Figura 103 apresenta o fluxo de energia na interligação SE/CO - NE, cuja capacidade máxima é de 487 MW médios.

A utilização média foi de 20,6 MW médios, para o caso base, contra 56,4 MW médios para o caso base sem intercâmbio. Visualmente esse intercâmbio apresenta um bom dimensionamento, atingindo o limite máximo de transmissão em 3,5% e 1% do tempo para o caso base sem e com intercâmbio, respectivamente.

E.7 Ivaiporã para Sul

A Figura 104 apresenta o fluxo de energia na interligação Ivaiporã - SUL, cuja capacidade máxima é de 4.538 MW médios.

O índice de ativação dessa interligação foi de 3,8% do tempo com uma utilização média de

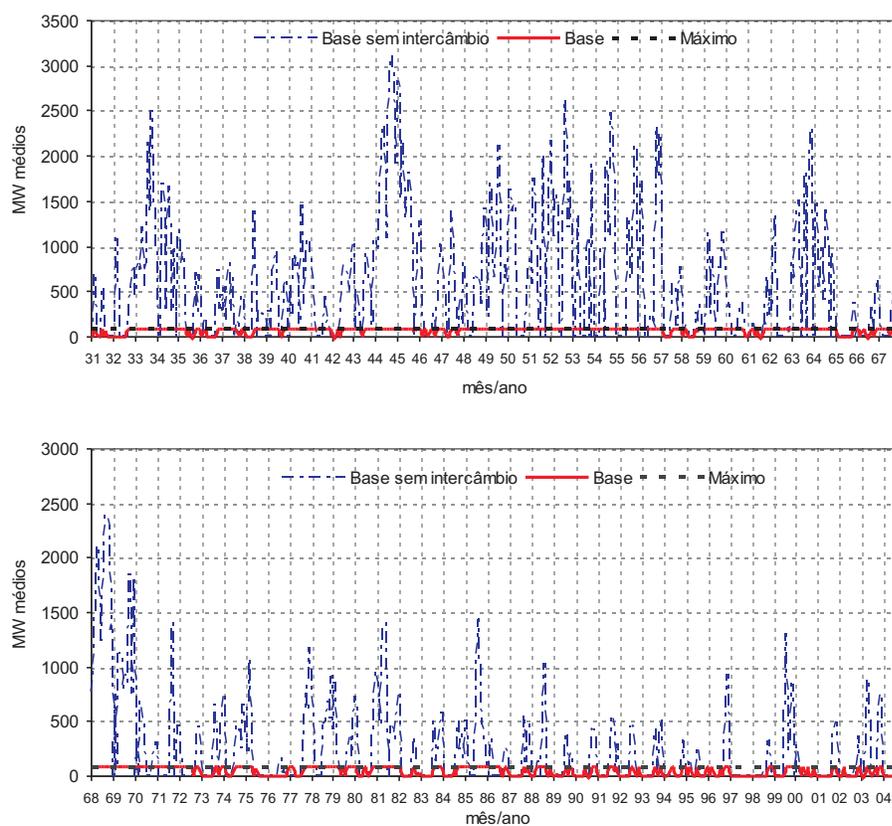


Figura 101: Intercâmbio NE - SE/CO

1.592,9 MW médios quando não há limites e 1,8% do tempo quando há limites e com uma redução na utilização de 15,4% (1.349,3 MWm).

E.8 Ivaiporã para SE/CO

A Figura 105 apresenta o fluxo de energia na interligação Ivaiporã - SE/CO, cuja capacidade máxima é de 3.644 MW médios.

Essa interligação foi ativa em 0,5% do tempo com uma utilização média de 343 MW médios quando não havia limites e 0,8% do tempo quando havia e com uma utilização média de 204,9 MW médios.

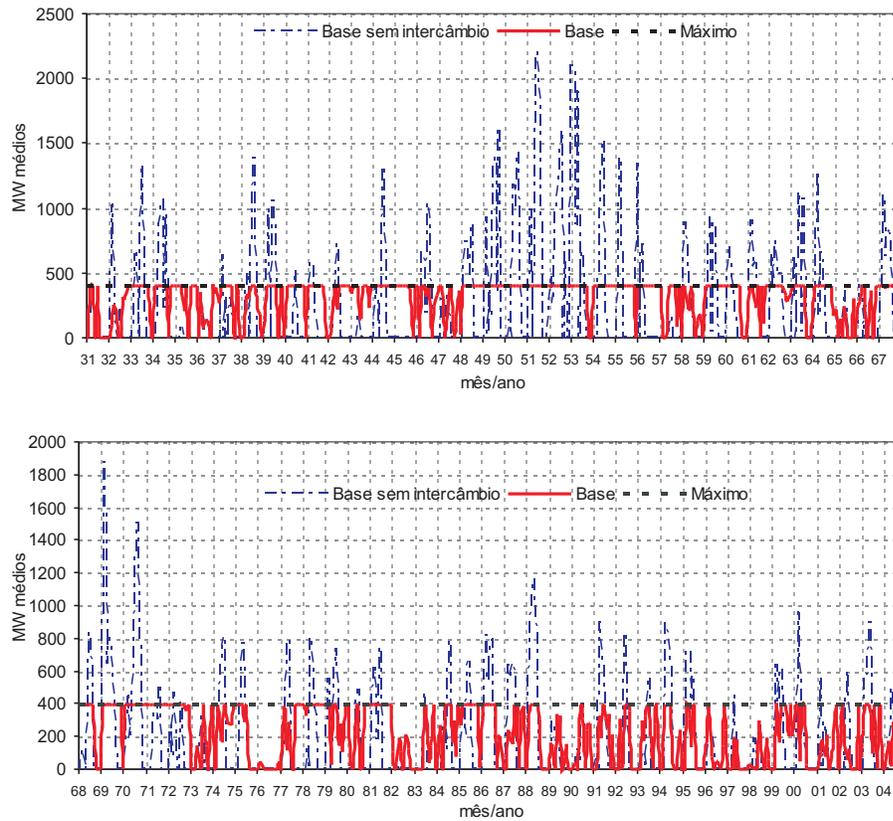


Figura 102: Intercâmbio NE - Imperatriz

E.9 SE/CO para Imperatriz

A Figura 106 apresenta o fluxo de energia na interligação SE/CO - Ivaiporã, cuja capacidade máxima é de 1.700 MW médios.

Essa é uma interligação que utiliza sua capacidade de transmissão máxima em 9,2% e 3,9% do tempo no caso com e sem limites, respectivamente. Sua utilização média é de 409,5 MW médios quando não há limites e 2,1% a mais quando há limites.

E.10 Norte para Imperatriz

A Figura 107 apresenta o fluxo de energia na interligação NORTE - Imperatriz, cuja capacidade máxima é de 3.821 MW médios.

Um ponto a destacar é que essa interligação possui um bom dimensionamento, percebido com a semelhança entre as soluções encontradas com e sem limites e pelo baixo indicador de ativação.

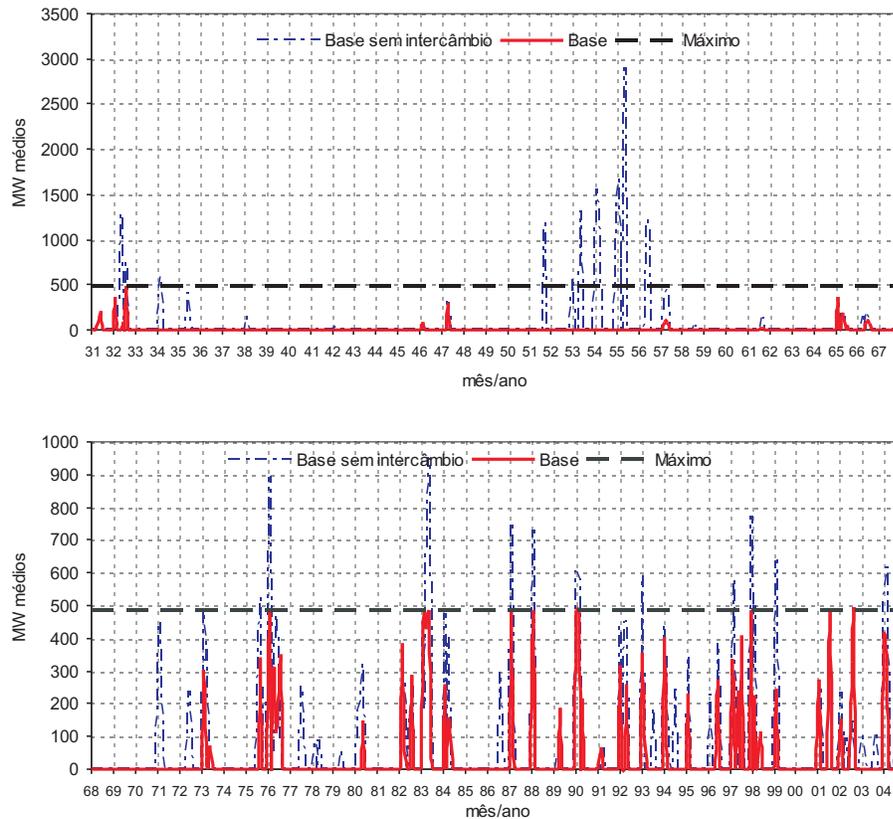


Figura 103: Intercâmbio SE/CO - NE

Por outro lado, verifica-se na curva do caso base uma estagnação no fluxo de energia em grande parte do histórico, mesmo não estando em seu limite máximo de transferência. Essa estagnação é causada por limitação de outras interligações, tais como: Imperatriz para SE/CO ou Imperatriz para NE. Como essas outras estão no máximo, mesmo tendo capacidade de transmissão de energia para transferir não é possível. Essa interligação foi ativa em 0,3% do tempo com uma utilização média de 916,6 MW médios quando não havia limites e não atingiu nenhuma vez quando havia e com uma redução de 31,1% em sua utilização.

E.11 Imperatriz para SE/CO

A Figura 108 apresenta o fluxo de energia na interligação Imperatriz - SE/CO, cuja capacidade máxima é de 1.679 MW médios.

Essa interligação é bastante utilizada ao longo do tempo. Isso porque o subsistema Norte é um subsistema com grande capacidade de exportação de energia. E o SE/CO grande importador.

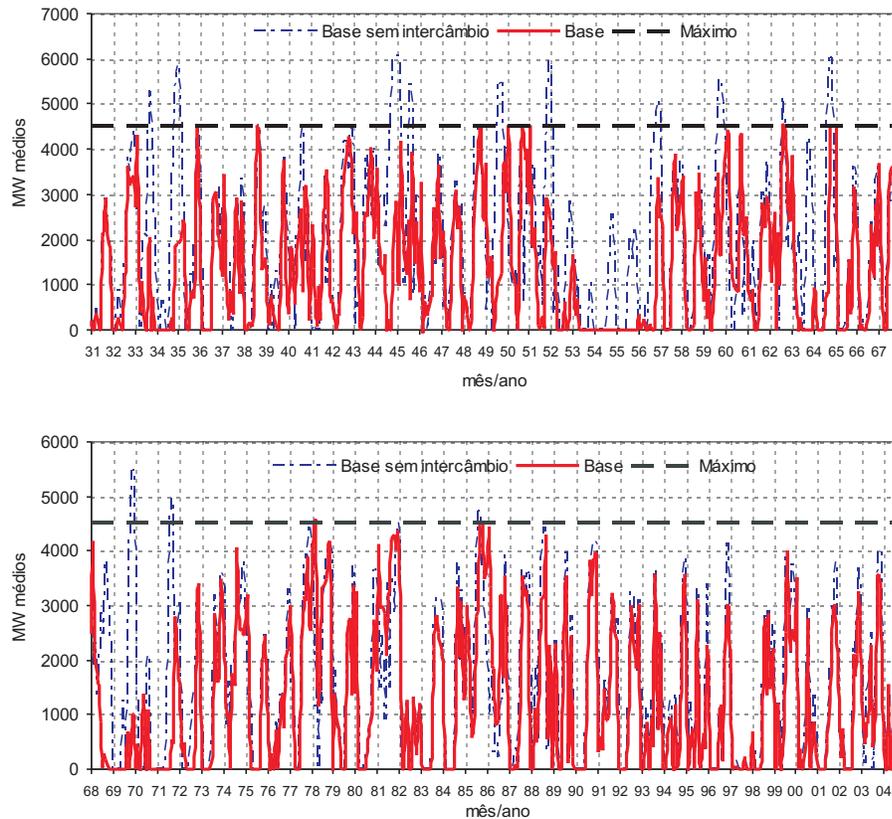


Figura 104: Intercâmbio Ivaiporã - Sul

A maior parte da energia excedente do Norte passa por essa interligação, e é a sua capacidade que limita a transmissão de energia do Norte para Imperatriz. Se observar os meses em que o fluxo de energia atinge o limite máximo são os mesmos que gera aquela “estagnação” na transferência de energia do Norte para Imperatriz. Essa interligação foi ativa em 22,8% do tempo com uma utilização média de 853,5 MW médios quando não havia limites e 27,0% do tempo quando havia limites com uma redução de 12,4% na utilização.

E.12 Imperatriz para Norte

A Figura 109 apresenta o fluxo de energia na interligação Imperatriz - NORTE, cuja capacidade máxima é de 1.703 MW médios.

Essa interligação foi ativa em 13,5% do tempo quando não havia limites, e com uma utilização média de 589,9 MW médios. Por outro lado, foi ativa em 17,2% do tempo quando havia limites e com uma redução de 10,3% em sua utilização.

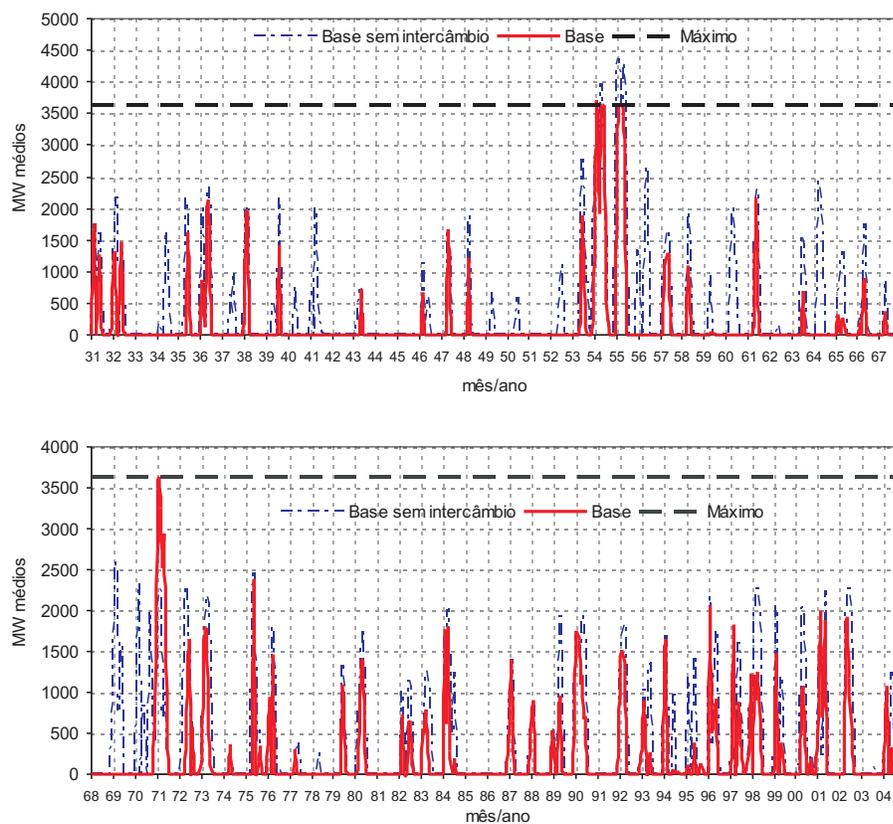


Figura 105: Intercâmbio Ivaiporã - SE/CO

E.13 Imperatriz para Nordeste

A Figura 110 apresenta o fluxo de energia na interligação Imperatriz - NE, cuja capacidade máxima é de 2.063 MW médios.

Nota-se que essa interligação é pouco utilizada, apresentando grande ociosidade em 99,9% do tempo.

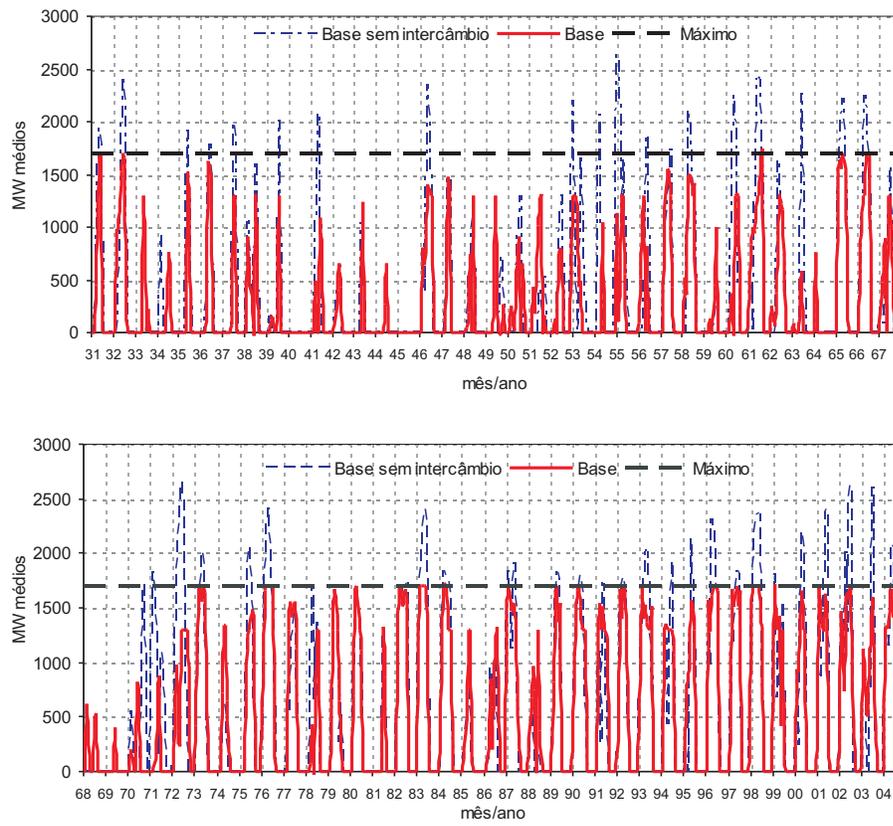


Figura 106: Intercâmbio SE/CO - Imperatriz

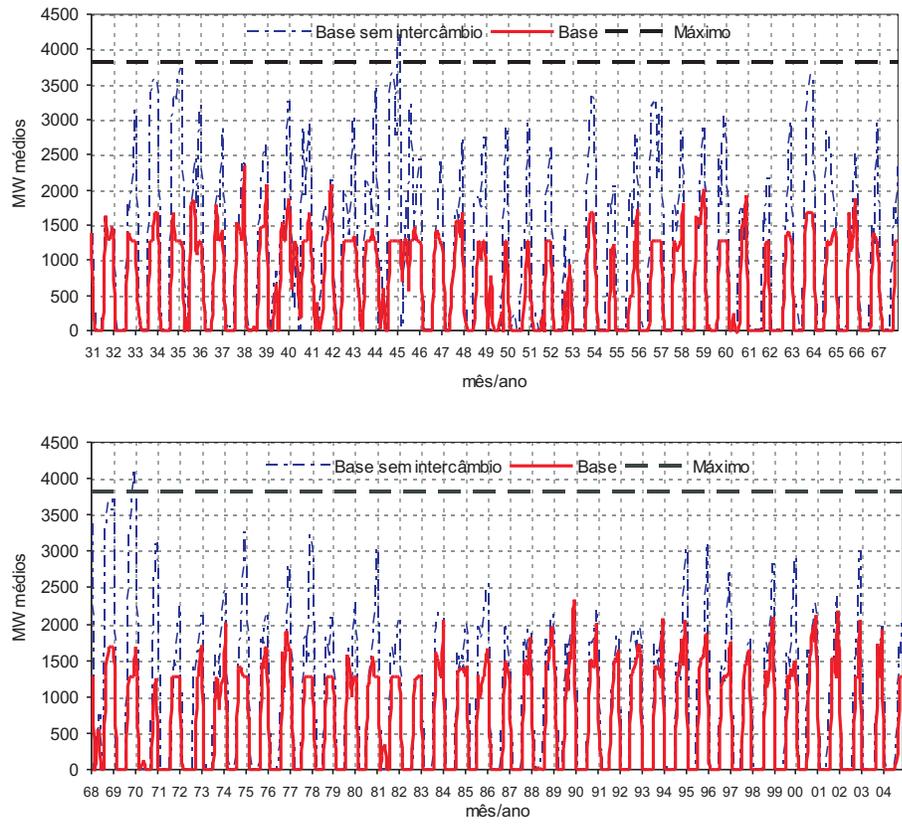


Figura 107: Intercâmbio Norte - Imperatriz

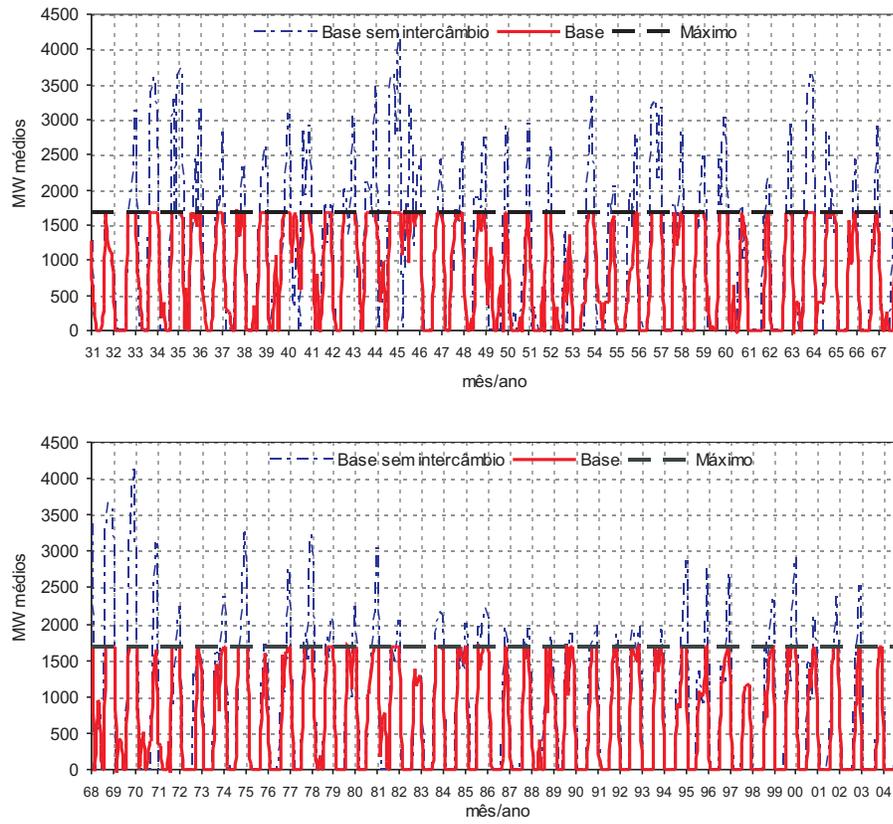


Figura 108: Intercâmbio Imperatriz - SE/CO

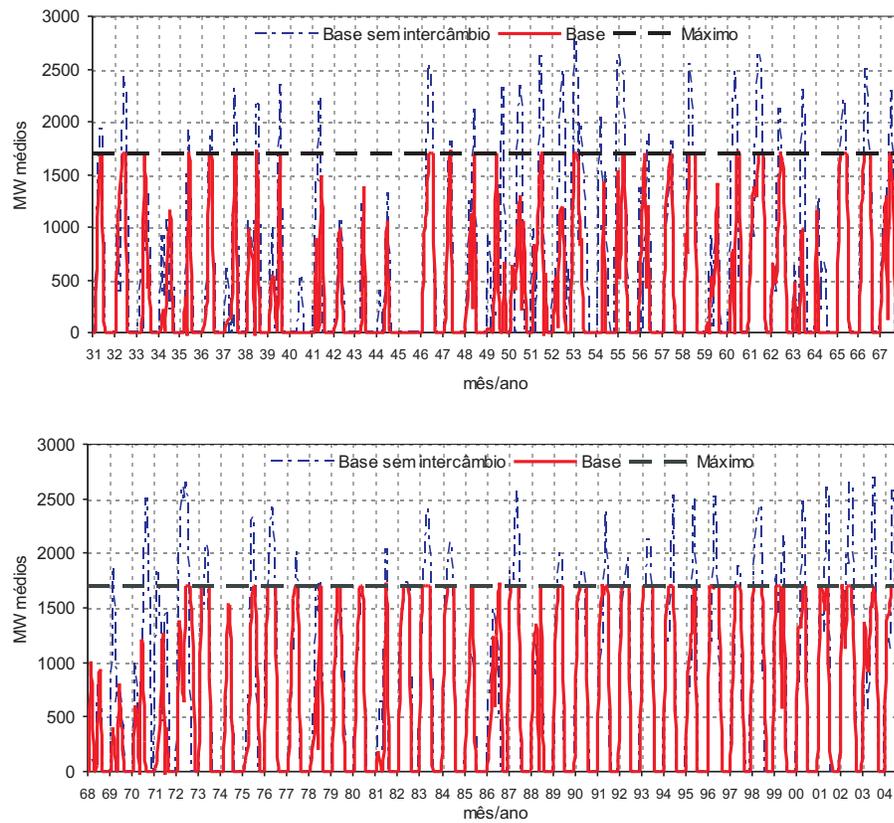


Figura 109: Intercâmbio Imperatriz - NORTE

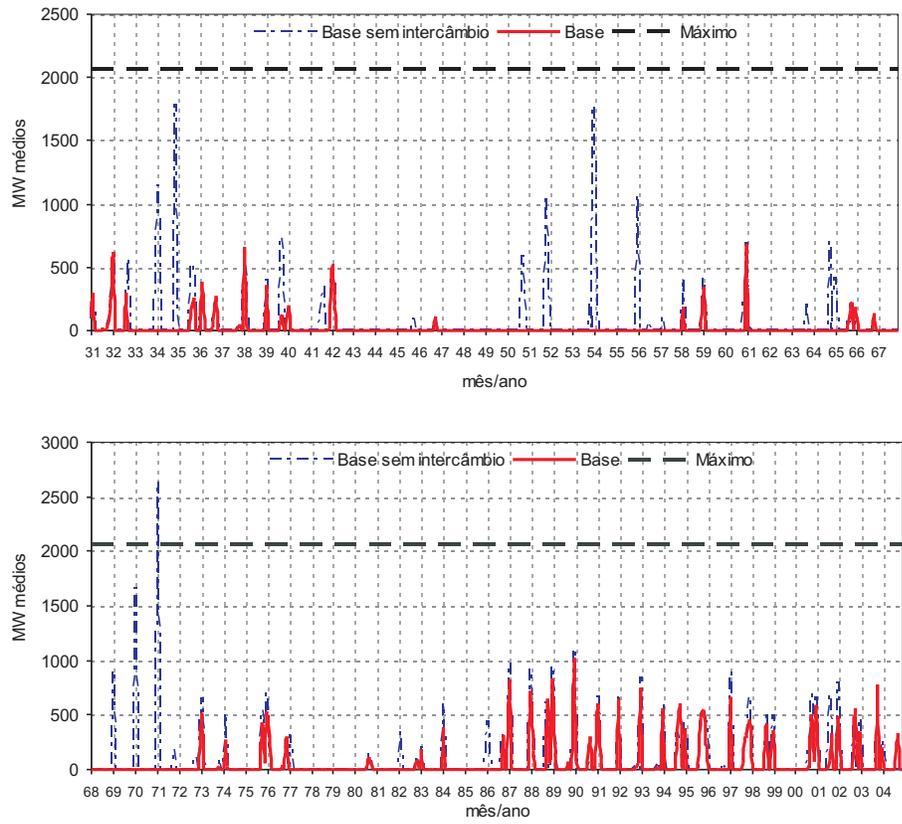


Figura 110: Intercâmbio Imperatriz - Nordeste

APÊNDICE F – Interface do Software

Esse apêndice tem como objetivo apresentar algumas das principais interfaces do software desenvolvido e utilizado durante a avaliação dos resultados obtidos. Cabe lembrar que esse módulo está integrado em um sistema de apoio a decisão para o planejamento energético e programação, denominado *HydroLab* que foi desenvolvido em (CICOGNA, 2004).

- 1. Visualização dos intercâmbios entre os subsistemas:** A Figura 111 apresenta a visualização dos intercâmbios entre os subsistemas, assim como, o mercado, balanço energético, a geração hidráulica, térmica flexível e inflexível, etc. de cada subsistema.
- 2. Gráfico da composição da geração por subsistema:** A Figura 112 apresenta a composição da geração de energia elétrica, determinada pelo modelo, que atende o mercado em cada instante de tempo, a saber: geração hidráulica, térmica mínima inflexível, térmica por ordem de mérito e energia de intercâmbio.
- 3. Principais Estatísticas:** A Figura 113 apresenta os valores estatísticos de algumas variáveis, tais como: custo de operação total médio, nível de utilização de cada linha, as correções realizadas por subsistema, etc.
- 4. Energia Armazenada por Subsistema:** A Figura 114 apresenta os valores de energia armazenada por subsistema.
- 5. Balanço de energia no SIN:** A Figura 115 apresenta o balanço de energia do SIN. Ou seja, o quanto de energia está em excesso ou faltando em função do mercado a ser atendido.
- 6. Energia vertida:** A Figura 116 apresenta a energia vertida total. E na Figura 117 a energia vertida turbinável, ambas por sub-sistema.
- 7. Utilização das linhas de transmissão:** A Figura 118 apresenta a interface que possibilita visualizar o uso de todas as linhas de transmissão do sistema brasileiro, que conectam os subsistemas. Com isso há uma melhor percebendo do nível de utilização e o quanto estão próximo do limite máximo, etc.

8. **Composição da sobra de energia:** A Figura 119 apresenta a composição do destino da sobra de energia. Uma parte da sobra é armazenada. Quando não é mais possível de armazená-la, em função de que todos reservatórios estão cheios, é vertida turbinável.
9. **Despacho econômico por ordem de mérito:** A Figura 120 apresenta o histórico despacho econômico por ordem de mérito realizado em cada instante de tempo, ordenados por subsistema.
10. **Custo marginal de operação:** A Figura 121 apresenta a evolução do custo marginal de operação por instante de tempo e por subsistema.
11. **Custo total de operação do SIN:** A Figura 122 apresenta a evolução do custo total de operação do SIN por instante de tempo.

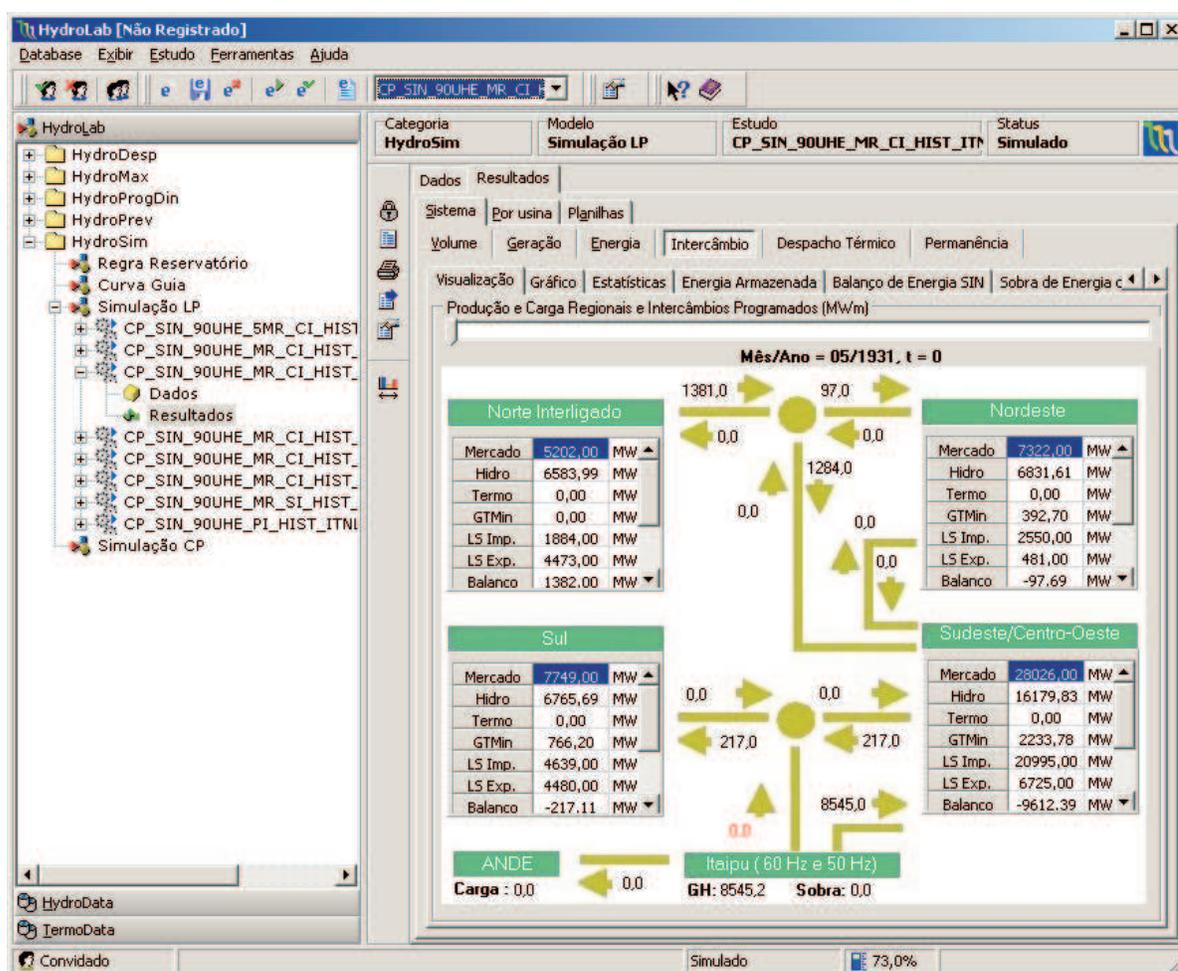


Figura 111: Visualização dos intercâmbios entre os subsistemas

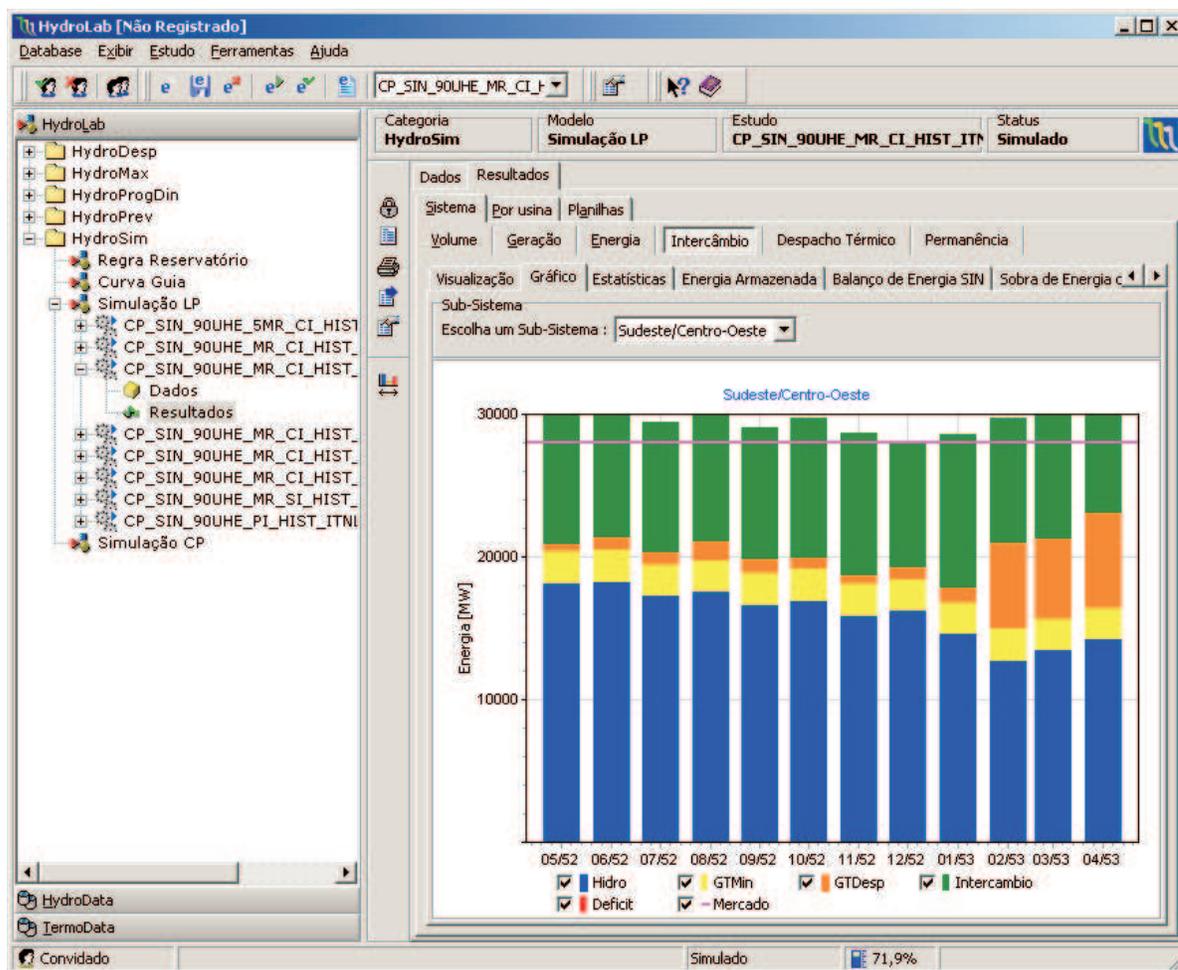


Figura 112: Gráfico da composição da geração por subsistema

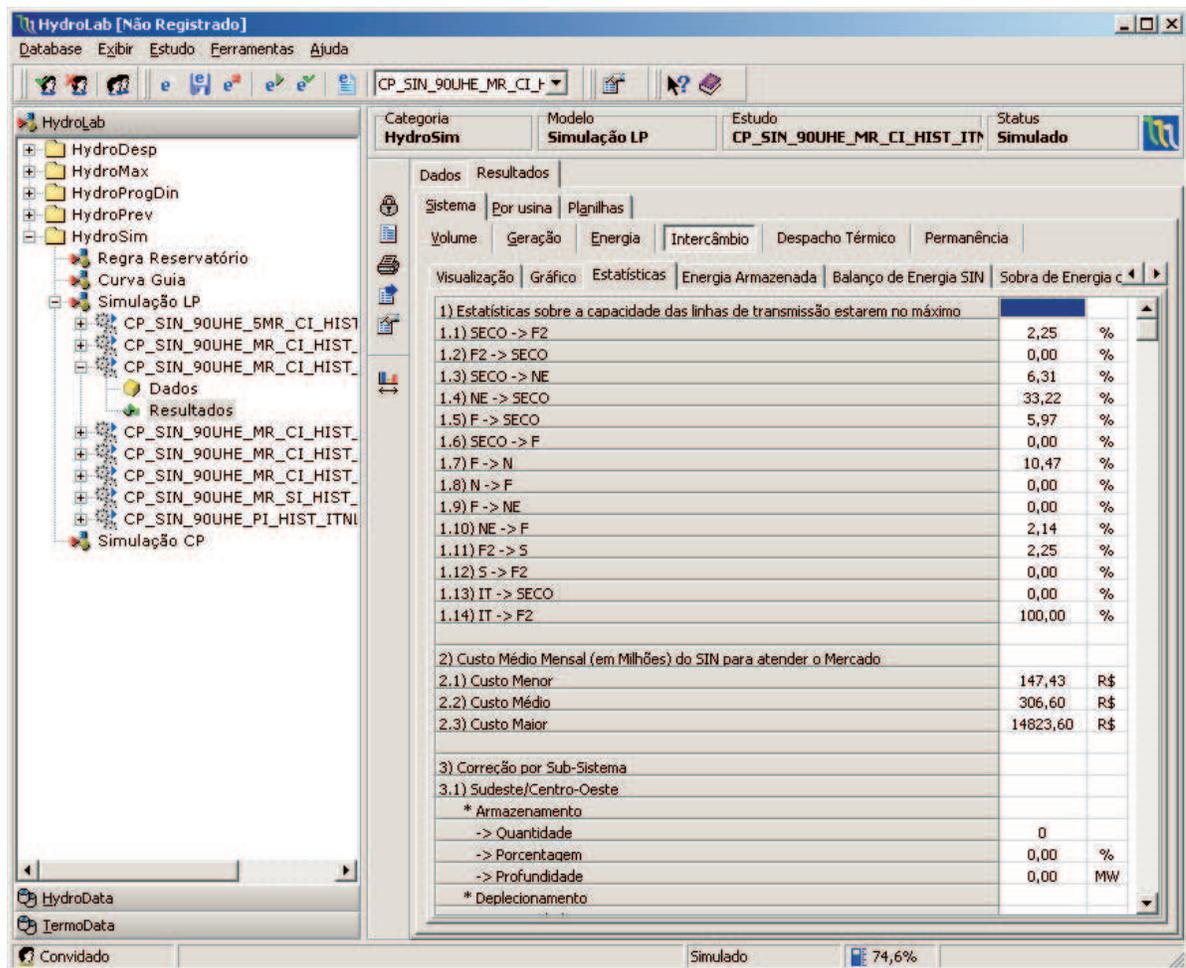


Figura 113: Principais estatísticas calculadas

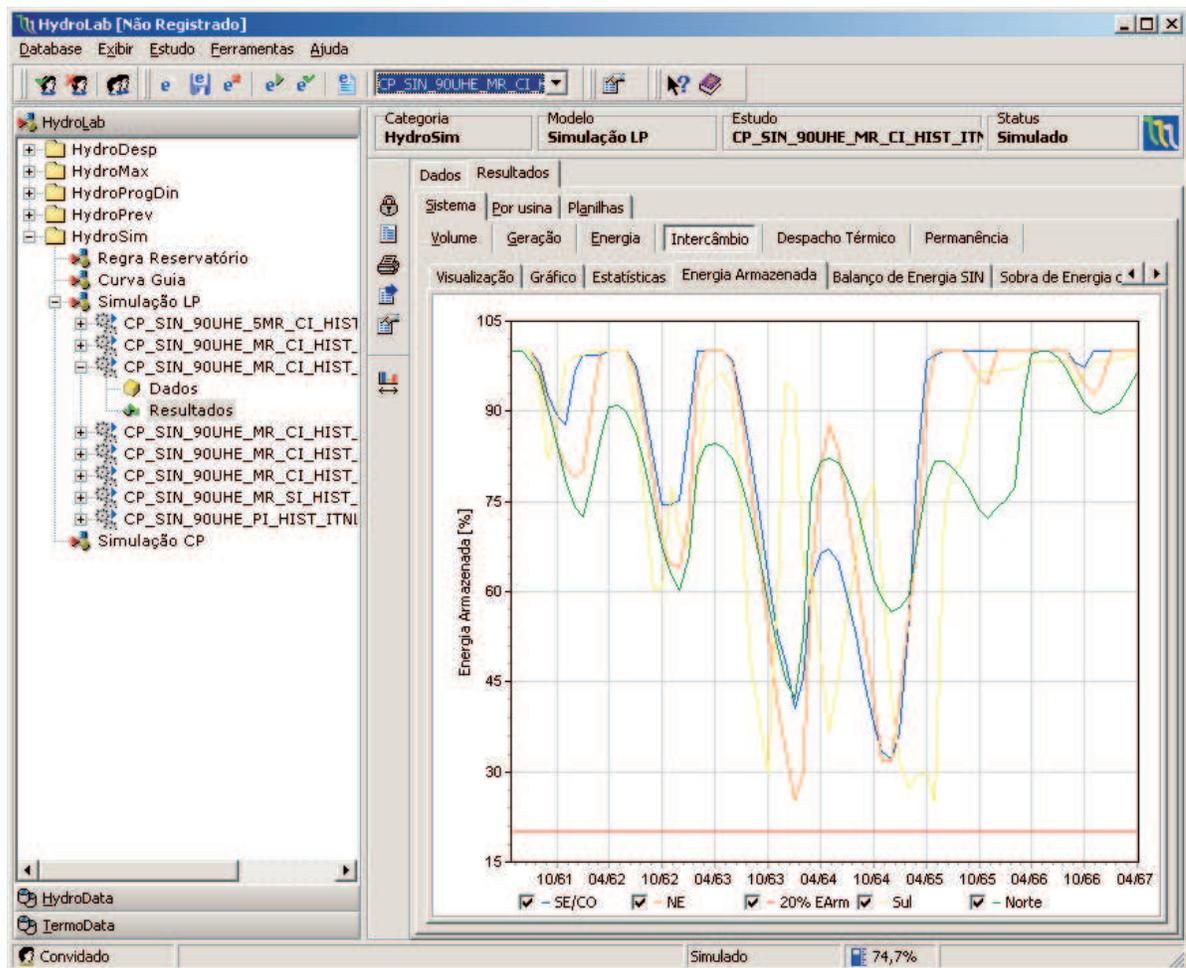


Figura 114: Energia armazenada por subsistema

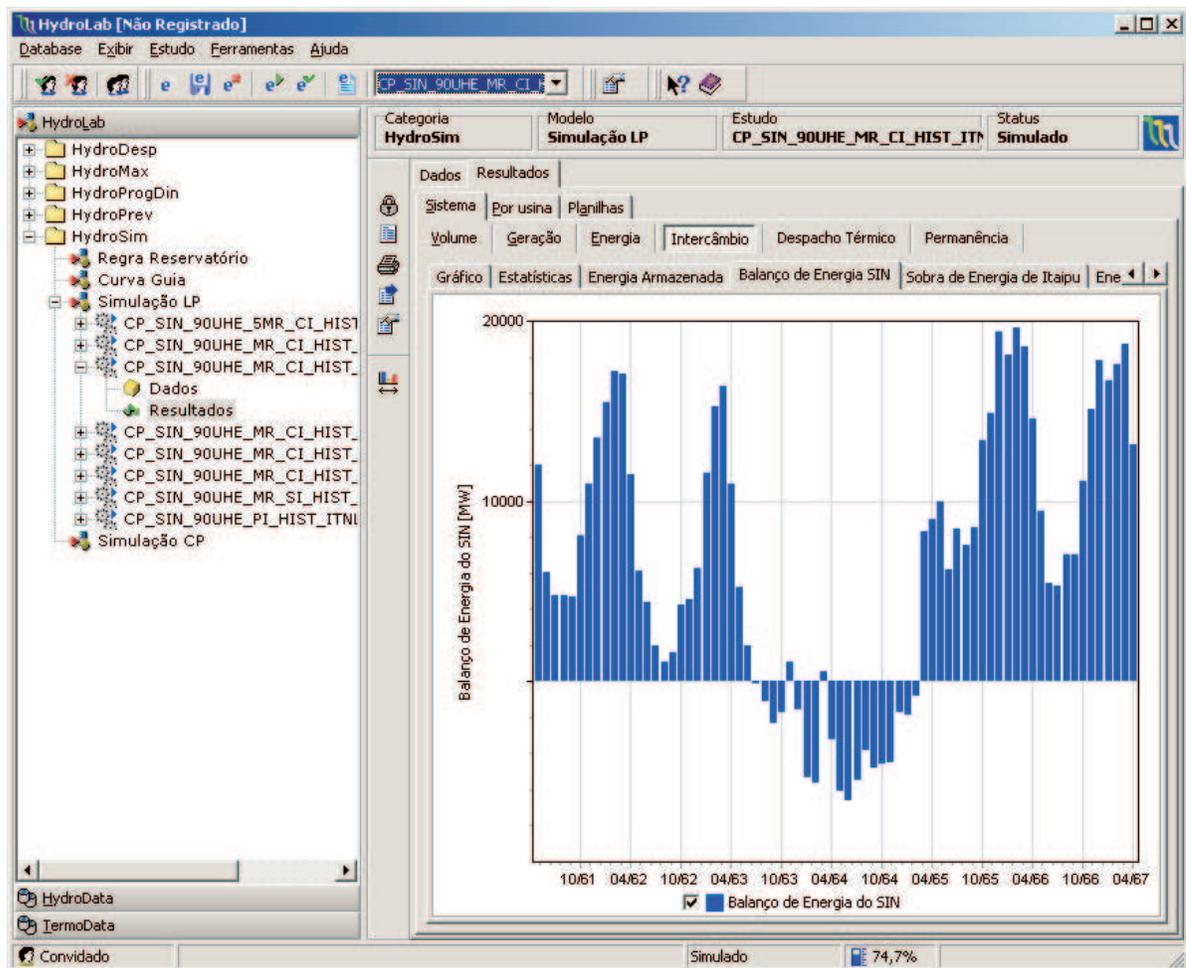


Figura 115: Balanço de energia do SIN

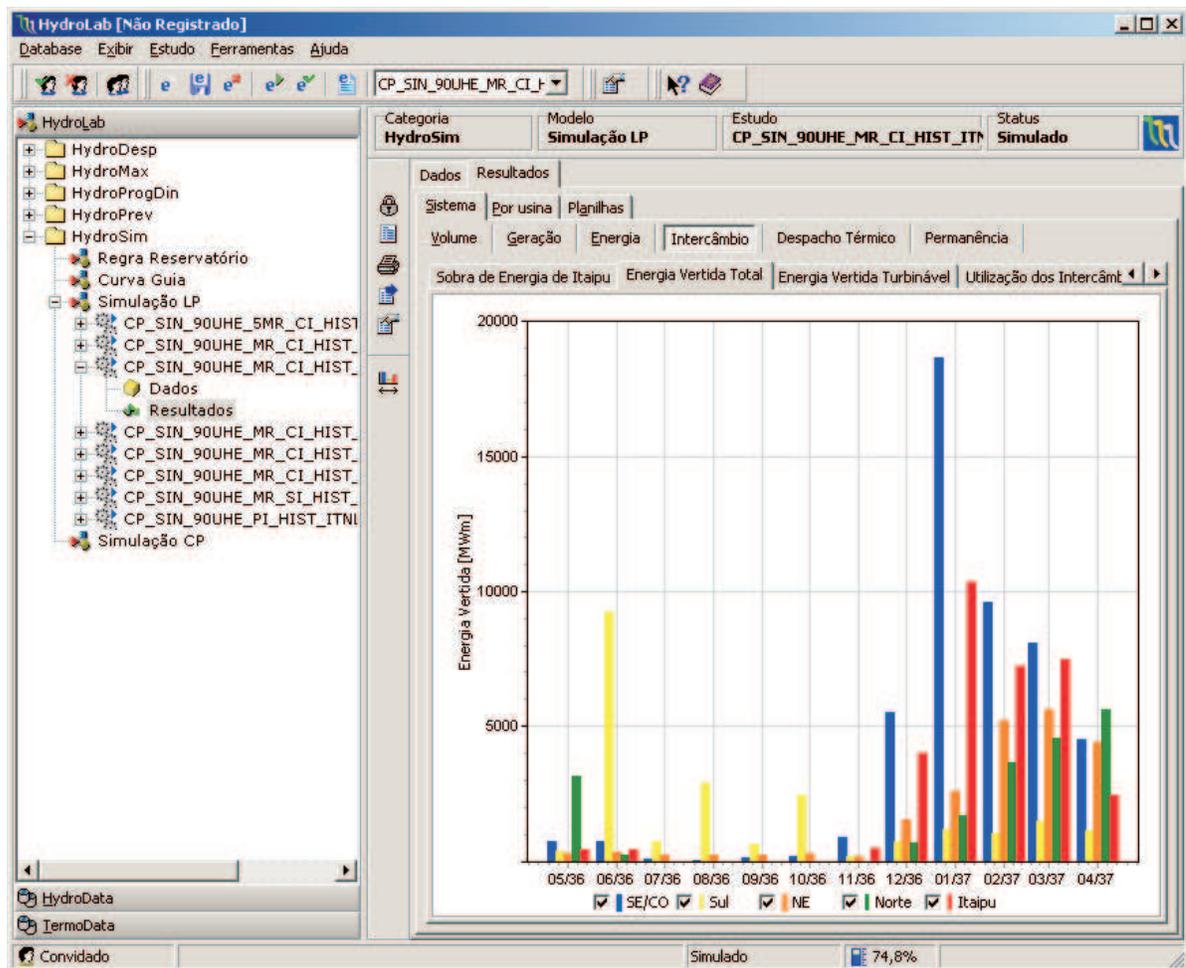


Figura 116: Energia vertida total

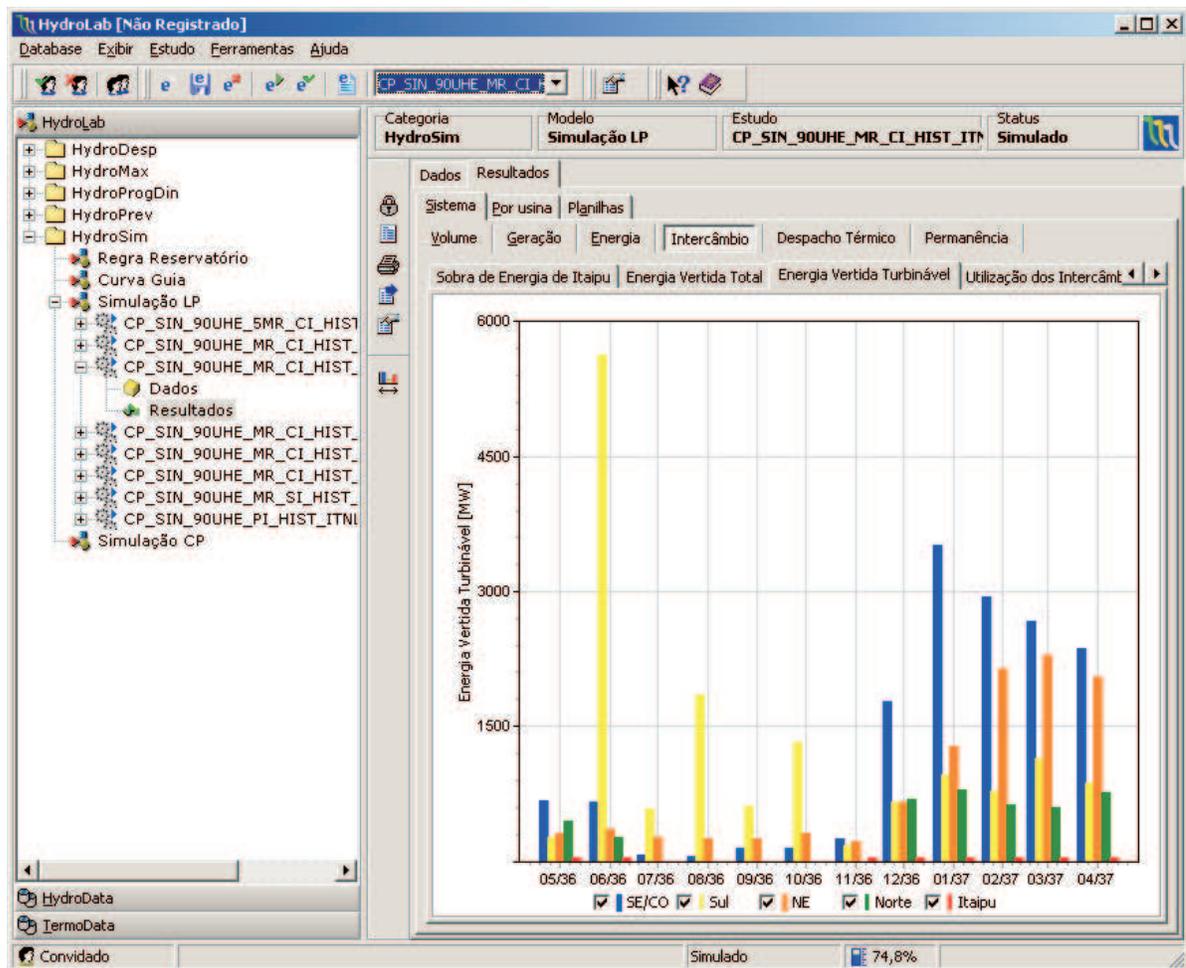


Figura 117: Energia vertida turbinável

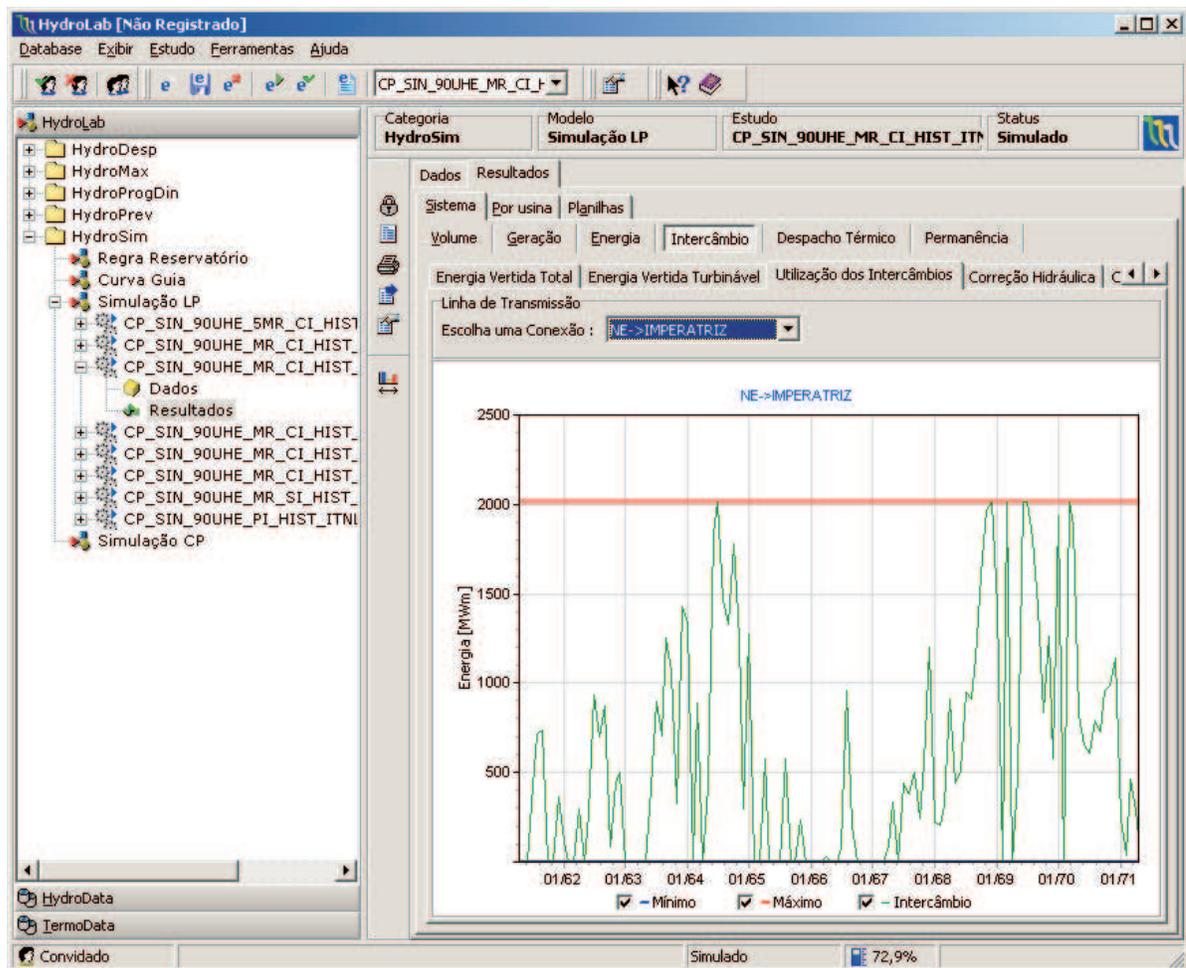


Figura 118: Evolução da utilização das linhas de intercâmbio

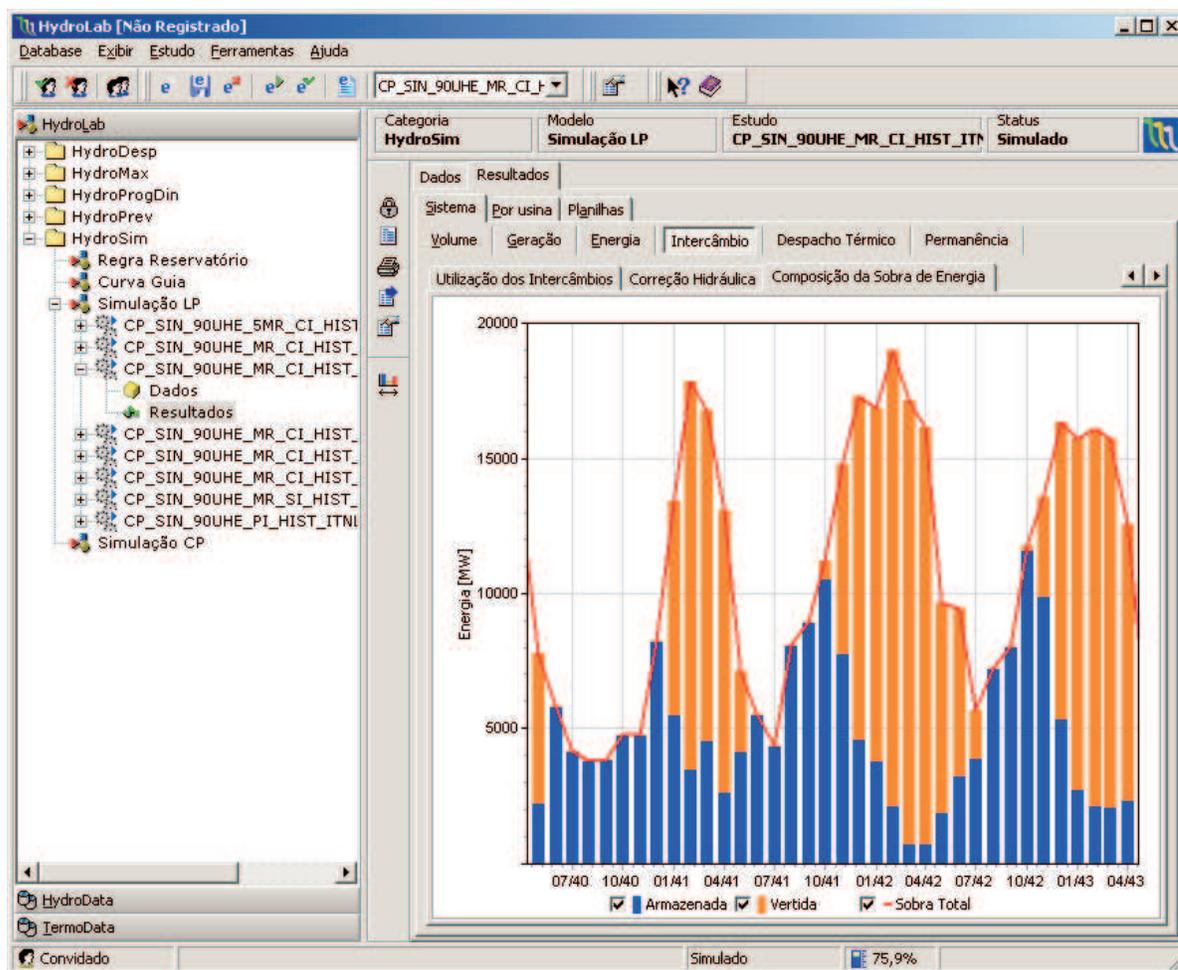


Figura 119: Composição das sobras de energia

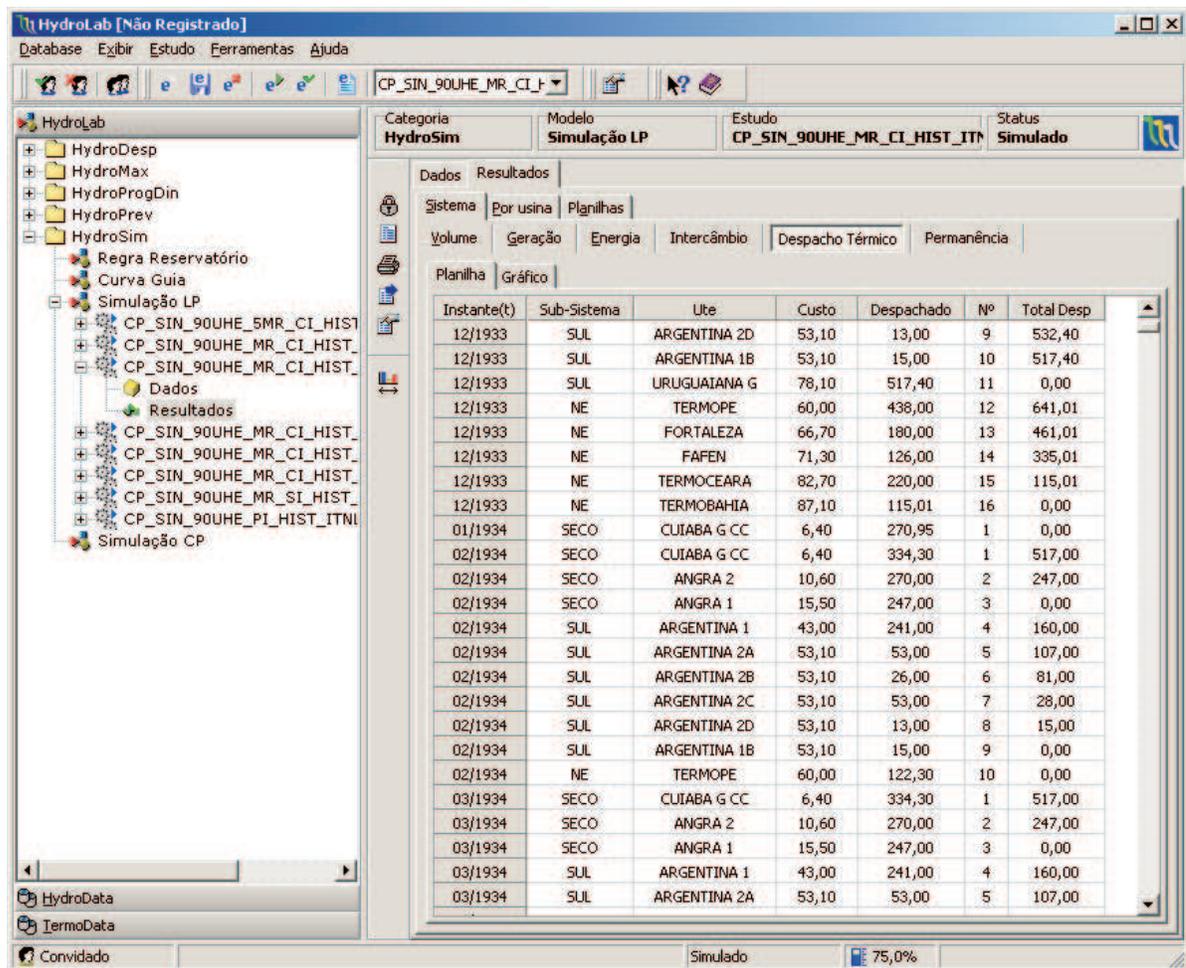


Figura 120: Histórico do despacho econômico por ordem de mérito por instante de tempo

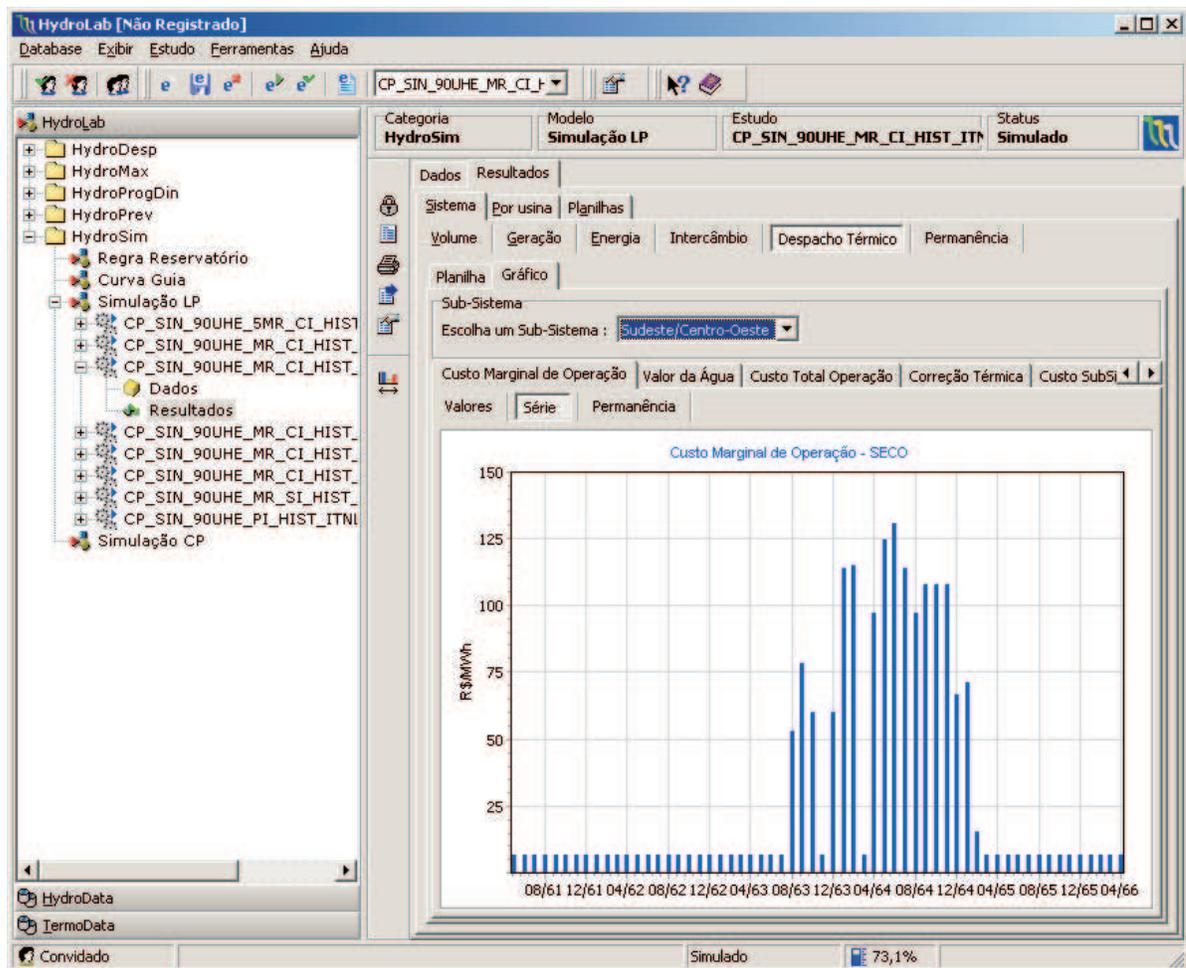


Figura 121: Evolução do custo marginal de operação por instante de tempo e por subsistema

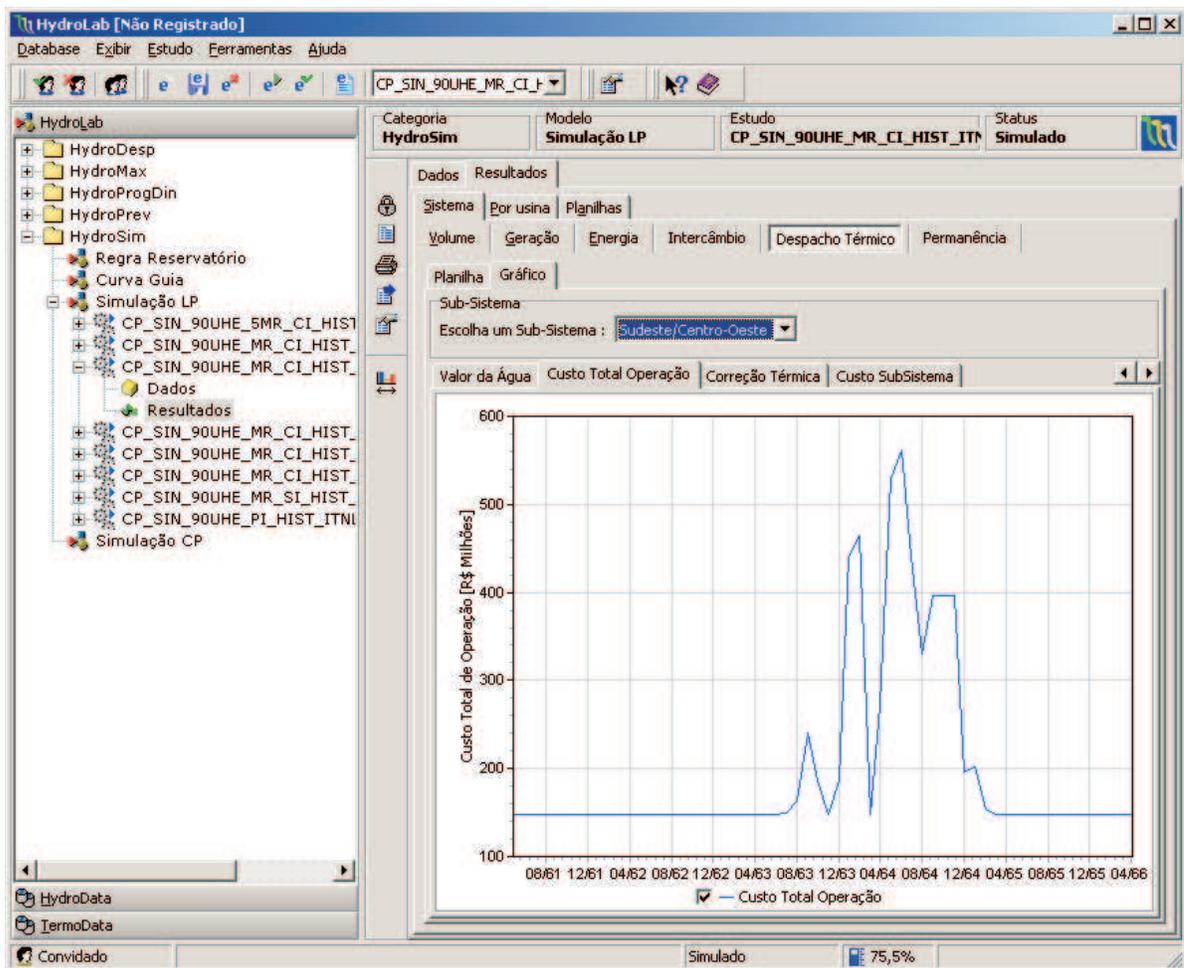


Figura 122: Evolução do custo total de operação do sistema por instante de tempo