



MAKOTO KADOWAKI

Modelo de Programação da Operação de Sistemas
Hidrotérmicos Predominantemente Hidrelétricos

*Short Term Generation Scheduling of
Hydro Dominant Hydrothermal Systems*

Campinas
2012



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

MAKOTO KADOWAKI

Modelo de Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidrelétricos

Short Term Generation Scheduling of Hydro Dominant Hydrothermal Systems

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na área de Área de Energia Elétrica.

Doctorate dissertation presented to the Electrical Engineering Graduate Program of the School of Electrical and Computer Engineering of the University of Campinas to obtain the Ph.D. degree in Electrical Engineering, in field of Electrical Energy.

Orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi
Coorientador: Prof. Dr. Secundino Soares Filho
Advisor: Prof. Dr. Takaaki Ohishi
Co-Advisor: Prof. Dr. Secundino Soares Filho

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE
DEFENDIDA PELO ALUNO, E ORIENTADA PELO PROF. DR.

TAKAAKI OHISHI

Campinas
2012

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

K116m Kadowaki, Makoto
Modelo de programação da operação de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos / Makoto Kadowaki. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Takaaki Ohishi
Coorientador: Secundino Soares Filho.
Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Usinas hidrelétricas. 2. Otimização. 3. Sistemas de energia elétrica hidrotérmica. I. Ohishi, Takaaki, 1955-. II. Soares Filho, Secundino, 1949-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: Short term generation scheduling of hydro dominant hydrothermal systems

Palavras-chave em Inglês: Hydroelectric system, Optimization, Hydrothermal power systems

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Erlon Cristian Finardi, Alberto Sergio Kligerman, Akebo Yamakami, Anésio dos Santos Júnior

Data da defesa: 31-07-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

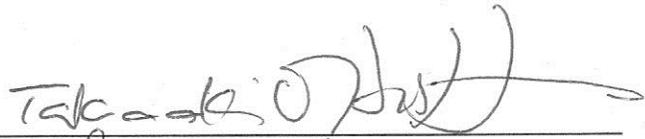
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: Makoto Kadowaki

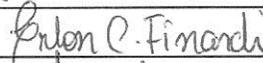
Data da Defesa: 31 de julho de 2012

Título da Tese: "Modelo de Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidrelétricos"

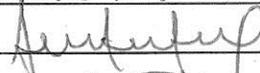
Prof. Dr. Takaaki Ohishi (Presidente):



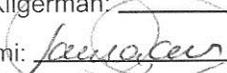
Prof. Dr. Erlon Cristian Finardi:



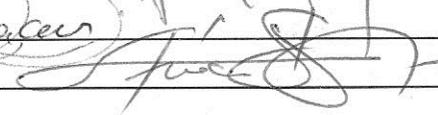
Prof. Dr. Alberto Sergio Kligerman:



Prof. Dr. Akebo Yamakami:



Prof. Dr. Anésio dos Santos Júnior:



*À Cristina, minha esposa
e Júlia, minha filha.*

*Aos meus pais Takeyoshi e Hatsumi,
à minha irmã Misako e meus
irmãos Seji, Kenzo e Bruno.*

Agradecimentos

Finalmente chegou a hora de dizer Obrigado,

Obrigado ao prof. Takaaki pelos anos de orientação, dedicação, pelo conhecimento passado, apoio e principalmente de amizade. E que juntamente com o prof. Secundino, a quem agradeço de coração a ajuda, os incentivos, os ensinamentos e a amizade, transformaram o trabalho de pesquisa numa tarefa gratificante e prazerosa.

Obrigado à minha esposa Cristina, que nos momentos mais difíceis sempre esteve ao meu lado me apoiando e incentivando.

Obrigado aos meus pais e meus irmãos que nunca mediram esforços e deram condições para me dedicar aos estudos e chegar até onde estou hoje.

Obrigado aos amigos do COSE, Leonardo Martins, André Emílio Toscano, Marcos de Almeida Leone Filho, Mônica Zambelli, João Borsoi Soares, Elma Pereira Santos, Maiana Santos Lopes, Cássio Fujisawa, Liz Alvarez e Lucho Barrientos que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

Obrigado também aos amigos com quem convivi no COSE, Anastacio Sebastián Arce Encina, Erinaldo Farias dos Santos, Sandra Kise Uehara, Oderson Dias de Mello, Anibal Tavares de Azevedo, Ricardo Menezes Salgado, Ivette Luna Humanani Celso Trombeta Jr.

Agradeço aos Eng. João Paulo Fernandes Estrócio (CESP), Eng. Paulo Ricardo Laudanna (CESP), Eng. Carlos Antonio Severino da Costa e Eng. Arge-miro Fernandes (Duke Energy Brasil), que contribuíram com os seus conhecimentos e informações.

Agradeço ao Alberto Sergio Kligerman, Carlos Eduardo Vilas Boas e Sergio Menezes Medeiros do ONS pela presteza na obtenção dos dados que permitiram a realização dos estudos de caso contidas nesta tese.

Agradeço, também à CESP, à Duke Energy Brasil, à Energias do Brasil, à CPFL Paulista, ao ONS, à ANEEL e a FINEP pelo apoio financeiro através dos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento.

Muito Obrigado!

“The mind that opens to a new idea never returns to its original size”

Albert Einstein

“A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original”

Albert Einstein

*"I can't understand why people are afraid of new ideas.
I'm frightened of the old ones"*

John Milton Cage

*”Não consigo entender por que as pessoas têm medo das novas idéias.
”Eu tenho medo das velhas.”*

John Milton Cage

Resumo

Esta tese apresenta um modelo para a programação da operação de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos. A formulação matemática adota uma representação detalhada das usinas hidrelétricas, do sistema de reservatórios, e leva também em conta requisitos de mercado e de operação. As usinas hidrelétricas são modeladas incluindo suas unidades geradoras (conjunto turbina-gerador), com os seus rendimentos representados pela curva colina, e considerando ainda os custos de partida/parada das unidades geradoras. O sistema de reservatórios leva em conta a rede de reservatórios, considerando os tempos de viagem da água entre reservatórios, limites operativos de armazenamento, turbinagem e defluência, e considera também rampas de geração para atendimento de restrições ambientais. Em termos de mercado, o modelo considera a uma curva de carga global em base horária, e em termos de requisitos operativos considera restrições de reserva girante e conexão de usinas hidrelétricas a mais de um barramento. Como critério de otimização adota-se a minimização de perdas de geração na operação das hidrelétricas e dos custos de partidas e paradas de unidades geradoras. Como resultado desta modelagem, tem-se um problema de otimização determinístico não linear inteiro misto de grande porte. Este problema de otimização foi tratado por uma abordagem híbrida, combinando metodologias baseadas em *Programação Dinâmica*, *Método de Newton*, *Método de Relaxação das Restrições*, *Método de Conjuntos Ativos* e heurísticas. A metodologia foi aplicada a um estudo de caso baseado na programação de operação do Sistema Interligado Nacional, composto de 94 usinas hidrelétricas, 447 unidades geradoras e considerando um horizonte de uma semana.

Palavras-chave: Programação da Operação; Otimização, Despacho Econômico; Usinas Hidrelétricas.

Abstract

This thesis presents a hydro unit commitment model for predominantly hydroelectric hydrothermal systems. The model employs a detailed representation of the hydro plants, the reservoir system, and taking into account the load demand and operational requirements. The hydro plants are modeling at hydro generation unit (turbine-generator set) level, in which its efficiency is represented by the hill curves, and also considering the hydro-unit start-up/shutdown costs. The reservoir system considers the network of reservoirs, the lead time of water displacement between reservoirs, the operational limits of storage, discharge, and generation ramp rate. The load demand is represented on hourly (or less) time base, the requirements of spinning reserve are taking into account, and the model also allows the representation of plants connected to more than one transmission sub-system. The mathematical formulation obtained is a mixed integer nonlinear optimization problem. The optimization problem is treated by hybrid method, combining methodologies based on *Dynamic Programming*, *Newton Method*, *Active Set Method*, and heuristics. The methodology is applied to a test system based on the Brazilian Interconnected System, composed of 94 hydro plants, with 447 hydro generation units, and considering a time horizon of one week.

Keywords: Hydro Unit Commitment, Optimal Dispatch, Optimization, Hydroelectric System.

Lista de Figuras

2.1	Cadeia de Coordenação Hidrotérmica adotada na operação do SIN.	14
3.1	Esquema de Sistema Hidrotérmico de Potência.	36
3.2	Curva de Demanda Típica de Carga Horária.	38
3.3	Curva de Demanda Típica de Carga Diária.	38
3.4	Esquema de uma usina hidroelétrica.	40
3.5	Detalhamento do reservatório de uma usina hidroelétrica.	41
3.6	Polinômio $\phi(x)$ - <i>volume x cota de montante</i>	42
3.7	Esquema ilustrativo com usinas da cascata da bacia do rio Paraná.	43
3.8	Representação esquemática das vazões naturais e incrementais afluentes.	44
3.9	Polinômio $\theta(u)$ - <i>defluência x cota de canal de fuga</i>	45
3.10	Variação da cota de montante - UHE Salto Grande.	51
3.11	Variação da cota de montante - UHE Taquaruçu.	52
3.12	Variação da cota de montante - UHE Furnas.	52
3.13	Variação da cota de montante - UHE Ilha Solteira.	53
3.14	Curvas de potência máxima e engolimento máximo.	54
3.15	Diagrama de colina de uma turbina da usina de Ilha Solteira.	56
3.16	Curva colina em 3 dimensões da usina de Furnas.	56
3.17	Função rendimento do gerador (η^{ger}) da usina de Itaipú.	57
3.18	Curva de produtividade ρ da UHE Serra da Mesa, com 53% de volume útil.	60
3.19	Algoritmo para o cálculo das perdas totais de geração.	64

3.20	Curvas de perdas para a UHE Serra da Mesa com 1 unidade geradora.	65
3.21	Curvas de perdas para a UHE Serra da Mesa com 3 unidades geradoras.	65
3.22	Curvas de perda e de produtividade para a UHE Serra da Mesa.	66
3.23	Conjunto de curvas de perdas da UHE Furnas.	67
3.24	Curvas de perdas da UHE Ilha Solteira com conjuntos diferentes.	70
3.25	Esquema de uma usina conectada a duas barras.	72
3.26	Função de custo de operação de uma usina termelétrica.	77
3.27	Participação por Nível de Tensão em %.	80
4.1	Fluxograma para o problema \mathcal{P}_{DMG}	88
4.2	Violação do limite de armazenamento na UHE Jupia.	92
4.3	Gráfico de partidas e paradas.	97
4.4	Gráfico das curvas de perdas.	98
4.5	Cálculo dos custos de transição no grafo.	99
5.1	Curva de demanda de carga.	103
5.2	Despacho de Máquinas - UHE Emborcação.	105
5.3	Despacho de Máquinas - UHE Furnas.	105
5.4	Despacho de Máquinas - UHE Tucuruí.	106
5.5	Despacho de Máquinas - UHE Ilha Solteira.	106
5.6	Despacho de Geração - Reservatórios de Acumulação.	107
5.7	Despacho de Geração - Usinas à fio d'água.	108
5.8	Restrição de Rampa - UHE Furnas e UHE Itaipu 50 Hz.	109
5.9	Restrição de Reserva CAG-SP e CAG-RS.	110
5.10	Restrição de Reserva CAG-NE e CAG-RN.	110
5.11	Restrição de Geração Conjunta ≤ 2050 MW.	112

5.12	Restrição de Geração Conjunta ≤ 1080 MW.	112
5.13	Restrição de Geração Conjunta ≤ 1100 MW.	112
5.14	Restrição de Geração Conjunta ≤ 2050 MW.	113
5.15	Restrição de Geração Conjunta ≤ 1080 MW.	113
5.16	Restrição de Geração Conjunta ≤ 1100 MW.	114
5.17	Restrição de Geração Conjunta ≤ 2050 MW.	114
5.18	Restrição de Geração Conjunta ≤ 1080 MW.	115
5.19	Restrição de Geração Conjunta ≤ 1100 MW.	115
5.20	Despacho de Geração - UHE Ilha Solteira e UHE Água Vermelha.	116
5.21	Despacho de Geração - UHE Três Irmãos e UHE Jupuí.	116
5.22	Despacho de Geração - UHE Furnas e UHE Emborcação.	117
5.23	Despacho de Máquinas - UHE Furnas.	117
5.24	Despacho de Máquinas - UHE Emborcação.	117
5.25	Diagrama Esquemático das Usinas.	119
5.26	Trajatória de Armazenamento da UHE Ibitinga.	120
5.27	Trajórias de Armazenamento da UHE Ibitinga.	121
5.28	Trajória de Armazenamento da UHE Porto Colombia.	122
5.29	Trajórias de Armazenamento da UHE Porto Colômbia.	122
5.30	Trajória de Nível de Armazenamento - UHE Jupuí.	123
5.31	Trajória de Nível de Armazenamento - UHE Jupuí.	124
5.32	Despacho de Geração - UHE Jupuí.	125
5.33	Despacho de Geração - UHE Ilha Solteira.	125
5.34	Despacho de Geração - UHE Três Irmãos.	125
5.35	Despacho de Máquinas - UHE Ilha Solteira.	126

5.36	Despacho de Geração - UHE Três Irmãos.	126
5.37	Trajectoria de Armazenamento - UHE Ilha Solteira e UHE Três Irmãos.	127
5.38	Trajectoria de Armazenamento - UHE Nova Avanhandava e UHE Água Vermelha.	127
5.39	Curva de demanda de carga.	129
5.40	Curvas de Função de Perdas.	129
5.41	Despacho de geração - UHE Chavantes.	130
5.42	Curva de despacho de geração - UHE Rosana.	130
5.43	Despacho de número de máquinas - UHE Chavantes.	131
5.44	Despacho de número de máquinas - UHE Rosana.	131
5.45	Despacho de geração - UHE Chavantes.	132
5.46	Curva de despacho de geração - UHE Rosana.	132
5.47	Despacho de número de máquinas - UHE Chavantes.	132
5.48	Despacho de número de máquinas - UHE Rosana.	133
5.49	Despacho de geração - UHE Chavantes.	133
5.50	Curva de despacho de geração - UHE Rosana.	134
5.51	Despacho de geração - UHE Chavantes.	135
5.52	Despacho de geração - UHE Rosana.	135
5.53	Comparando os despachos de gerações - UHE Chavantes.	135
5.54	Comparando os despachos de gerações - UHE Rosana.	136
5.55	Comparando os despachos de gerações - UHE Chavantes.	137
5.56	Comparando os despachos de gerações - UHE Rosana.	137
5.57	Comparando os despachos de número de máquinas - UHE Chavantes.	137
5.58	Comparando os despachos de número de máquinas - UHE Rosana.	138
6.1	Dados da <i>Função de Perdas</i>	141

6.2	Resultados da <i>Função de Perdas</i> (tabela)	142
6.3	Resultados da <i>Função de Perdas</i> (gráfico)	143
6.4	Dados do <i>HydroDesp 2</i>	144
6.5	Dados de Demandas de carga do <i>HydroDesp 2</i>	145
6.6	Dados de metas e disponibilidade de máquinas.	145
6.7	Dados de limites de geração e funções de perdas.	146
6.8	Restrições do <i>HydroDesp 2</i>	147
6.9	Dados do Simulador Hidráulico no <i>HydroDesp 2</i>	148
6.10	Geração Total suprindo a Demanda de Carga.	149
6.11	Geração da UHE Ilha Solteira - caso com restrição <i>LT 440 kV</i>	150
6.12	Tabela com os Despachos de Máquinas.	150
6.13	Política de Despacho Importado do módulo <i>HydroDesp 2</i>	151
6.14	Dados de vazões incrementais.	152
6.15	Dados de limites e estado inicial de volume.	152
6.16	Gráfico de Resultados da <i>Simulação CP</i>	153
6.17	Tabela de Resultados da <i>Simulação CP</i>	154

Lista de Tabelas

1.1	Empreendimentos em Operação	2
3.1	Trajatória de Armazenamento das UHE's	48
3.2	Extensão das Linhas de Transmissão do SIN - km	79
4.1	Funções de curvas de perdas na UHE Ilha Solteira	98
4.2	Cálculo dos custos de transição.	100
5.1	Metas de geração das hidrelétricas	102
5.2	Número de Partidas e Paradas e Perdas na Geração	104
5.3	Número total de restrições do \mathcal{C}_A	107
5.4	Restrições de Rampa	108
5.5	Restrições de Reserva Girante	109
5.6	Número total de restrições do \mathcal{C}_A	118
5.7	Dados de Simulação Hidráulica da UHE Ibitinga.	121
5.8	Número total de restrições do \mathcal{C}_A	128
A.1	Dados de Usinas Hidrelétricas	172
A.2	Dados das Unidades Geradoras	176
A.3	Polinômios <i>volume x cota de montante e defluência x cota de canal de fuga</i>	179
A.4	Dados DECOMP - Geração Hidráulica da 1a. Semana em Patamar.	183

Lista de Abreviaturas e Siglas

MN	Método de Newton,	p. 88
$MR\mathcal{R}$	Método de Relaxação das Restrições,	p. 88
$M\mathcal{C}_A$	Método de Conjuntos Ativos,	p. 88
Υ_{GH}	Programação da Geração Hidrelétrica,	p. 88
Υ_{GH}^i	Programação da Geração Hidrelétrica da usina i ,	p. 88
Υ_{PP}	Programação de Partidas e Paradas,	p. 87
Υ_{PP}^i	Programação de Partidas e Paradas da usina i ,	p. 87
\mathcal{C}_A	Conjunto Ativo,	p. 91
\mathcal{E}_G	Etapa de Geração,	p. 90
\mathcal{E}_H	Etapa Hidráulica,	p. 90
\mathcal{P}_{DG}	Subproblema de Despacho de Geração,	p. 59
\mathcal{P}_{DM0}	Solução Inicial de Despacho de Máquinas,	p. 100
\mathcal{P}_{DMG}	Problema de Despacho de Máquinas e de Geração,	p. 82
\mathcal{P}_{DM_d}	Despacho de Máquinas por Programação Dinâmica,	p. 87
\mathcal{P}_{DM_m}	Despacho de Máquinas pelo método do Despacho de Mínima Perda,	p. 87
\mathcal{P}_{DM}	Subproblema de Despacho de Máquinas,	p. 59
\mathcal{R}_A	Restrições Atuais,	p. 90
\mathcal{R}_G	Restrições de Geração,	p. 88
\mathcal{R}_H	Restrições Hidráulicas,	p. 89
\mathcal{S}_{pres}	Solução Presente,	p. 91
ζ_{Ger}	Curva de Geração,	p. 96
ζ_{Ger}^i	Curva de Geração da usina i ,	p. 96
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica,	p. xi
CAG	Controle Automático de Geração,	p. 109

CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica,	p. 14
CESP	Companhia Energética de São Paulo,	p. xi
CGH	Central Geradora Hidrelétrica,	p. 1
CGU	Central Geradora Undi-Elétrica,	p. 1
COSE	Laboratório de Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos,	p. 6
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz,	p. xi
DC	Direct Current (Corrente Contínua),	p. 16
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Curto Prazo da CEPEL,	p. 15
DED	Dynamic Economic Dispatch,	p. 18
DESSEM	Modelo de Despacho Semanal,	p. 16
DESSEM-PAT	Modelo de Despacho Semanal por Patamar de Carga,	p. 16
EOL	Central Geradora Eolielétrica,	p. 1
FCF	Função de Custo Futuro,	p. 12
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos,	p. xi
HUC	Hidro Unit Commitment (Unit Commitment Hidrelétrico),	p. 27
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística,	p. 1
MAE	Mercado Atacadista de Energia,	p. 10
MILP	Mixed Integer Linear Programming,	p. 10
MINLP	Mixed Integer Nonlinear Programming,	p. 31
NEWAVE	Modelo Estocástico de Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados,	p. 15
ODIN	Optimal Dispatch for Interconnected Brazilian National System,	p. 11
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico,	p. 10
OPF	Optimal Power Flow (Fluxo de Potência Ótimo),	p. 24
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento,	p. 101
PCH	Pequena Central Hidrelétrica,	p. 1
PDD	Programação Dinâmica Dual,	p. 16
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica,	p. 12
PDE	Programa Diário Eletroenergético,	p. 111

PDE	Programação Dinâmica Estocástica,	p. 11
PEE	Planejamento da Expansão Energética,	p. 2
POE	Planejamento da Operação Energética,	p. 3
RL	Relaxação Lagrangeana,	p. 10
SED	Static Economic Dispatch,	p. 18
SIN	Sistema Interligado Nacional,	p. 2
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica,	p. 1
STH	Short-Term Scheduling,	p. 25
TDED	Thermal Dynamic Economic Dispatch - Despacho Econômico Térmico Dinâmico,	p. 18
TED	Thermal Economic Dispatch - Despacho Econômico Térmico,	p. 17
TUC	Thermal Unit Commitment,	p. 18
UC	Unit Commitment,	p. 9
UFV	Usina Fotovoltaica,	p. 1
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia,	p. 1
UTE	Usina Termelétrica de Energia,	p. 1
UTN	Usina Termonuclear,	p. 1

Lista de Símbolos

$\Omega_{i,t}$	conjunto das restrições adicionais,	p. 84
α	custo das perdas de geração em hidrelétricas [\$/MW],	p. 83
β_i	custo de partidas e de paradas na usina hidrelétrica i [\$],	p. 83
η^{ger}	rendimento do gerador,	p. 55
η^{tur}	rendimento hidráulico da turbina,	p. 55
η	rendimento do conjunto turbina/gerador (unidade geradora),	p. 55
γ	fator de conversão de vazão (m ³ /s) em volume (hm ³ /h) por intervalo de tempo,	p. 84
$\hat{\rho}_{i,t}$	produtividade calculada pelo simulador hidráulico para a usina i e intervalo t ,	p. 93
ω_i	conjunto das usinas hidrelétricas imediatamente a montante da usina hidrelétrica i ,	p. 44
$\phi(.)$	função cota de montante do reservatório [m],	p. 40
$\psi(.)$	função de custo total de uma usina termelétrica [\$],	p. 77
ρ_{agua}	massa específica da água 1000 kg/m ³ ,	p. 58
ρ	produtividade [MW/(m ³ /s)],	p. 60
$\theta(.)$	função cota de jusante do canal de fuga [m],	p. 40
ϑ_{ki}	tempo de viagem da água entre as usinas hidrelétricas k e i ,	p. 84
d_t	demanda de carga total do sistema no intervalo t [MW],	p. 83
e_{pb}	energia potencial calculada para a altura de queda bruta h_b [m],	p. 58
$f(.)$	função de perda de geração total da usina [MW],	p. 66
$f_i(.)$	função de perda de geração na usina i [MW],	p. 83
$f_j(.)$	função de perda de geração da unidade geradora j [MW],	p. 68
g	aceleração da gravidade 9,81 m/s ² ,	p. 58
\mathcal{G}_c	conjunto das subusinas da restrição de geração conjunta,	p. 81

g_c	valor da restrição de geração conjunta [MW],	p. 81
\mathcal{H}	conjunto das usinas hidrelétricas,	p. 79
h_b	altura de queda bruta [m],	p. 40
$h_{ef,j}$	altura de queda efetiva da unidade geradora do conjunto j [m],	p. 53
h_{ef}	altura de queda efetiva [m],	p. 47
h_l	altura de queda líquida [m],	p. 46
h_p	perda hidráulica [m],	p. 46
$h_p(\cdot)$	função de perda hidráulica da usina [m],	p. 84
$\mathcal{H}_{r,k}$	conjunto das usinas da k – ésima restrição de rampa,	p. 83
$\mathcal{H}_{s,k}$	conjunto das usinas da k – ésima restrição de reserva girante,	p. 83
k_c	constante $9,81 \cdot 10^{-3}$ [kg/(m·s) ²],	p. 60
k_{ph}	coeficiente de perda hidráulica [s ² /m ⁵],	p. 46
m_i	geração média semanal ou meta de geração semanal da usina i [MW],	p. 79
m_{agua}	massa da água [kg],	p. 58
N	número de usinas hidrelétricas,	p. 83
$n^{max}(p)$	número máximo de unidades geradoras disponíveis, para uma dada geração p ,	p. 66
$n^{min}(p)$	número mínimo de unidades geradoras disponíveis, para uma dada geração p ,	p. 66
$n_{i,t}$	número de máquinas em operação na usina i no intervalo t ,	p. 83
$\hat{n}_{i,t}$	número de unidades geradoras da usina i , despachadas no intervalo t ,	p. 88
N_{cg}	número de conjuntos de unidades geradoras diferentes,	p. 53
N_g	número total de unidades geradoras na usina,	p. 66
N_{g_j}	número de unidades geradoras semelhantes do conjunto j ,	p. 53
$n_i^{max}(p_{i,t})$	número máximo de máquinas em operação na usina i no intervalo t , para uma geração $p_{i,t}$,	p. 83
$n_i^{min}(p_{i,t})$	número mínimo de máquinas em operação na usina i no intervalo t , para uma geração $p_{i,t}$,	p. 83

n_r	número de restrições de rampa,	p. 83
n_s	número de restrições de reserva girante,	p. 83
N_s	número de subusinas hidrelétricas,	p. 86
$p^{max}(n)$	limite de geração máxima da usina para n unidades geradoras despachadas [MW],	p. 66
$p^{min}(n)$	limite de geração mínima da usina para n unidades geradoras despachadas [MW],	p. 66
$p_j(\cdot)$	função de produção (geração) da unidade geradora j [MW],	p. 60
p_η	perda de potência por variação do rendimento [MW],	p. 63
p_{η_j}	perda de potência por variação do rendimento, da unidade geradora j [MW],	p. 69
p_b	potencia hidráulica bruta ou geração hidráulica bruta [W],	p. 58
p_{cf}	perda de potência devido à elevação do canal de fuga [MW],	p. 62
p_{cf_j}	perda de potência devido à elevação do canal de fuga, da unidade geradora j [MW],	p. 68
$p_{ef,j}$	potência efetiva da unidade geradora do conjunto j [MW],	p. 53
p_{b_p}	perda de potência devido à perda hidráulica [MW],	p. 63
$p_{b_p_j}$	perda de potência devido à perda hidráulica, da unidade geradora j [MW],	p. 69
$p_{i,t}$	potência gerada na usina hidrelétrica i no intervalo t [MW],	p. 79
p_l	potência hidráulica disponível na turbina [W],	p. 58
$p_i^{max}(n_{i,t})$	geração máxima na usina i , no intervalo t , despachando n unidades geradoras [MW],	p. 83
$p_i^{min}(n_{i,t})$	geração mínima na usina i , no intervalo t , despachando n unidades geradoras [MW],	p. 83
\hat{q}	vazão turbinada na usina no ponto de maior produtividade [m^3/s],	p. 62
q	vazão turbinada pela casa de máquinas da usina [m^3/s],	p. 40
$q_{i,t}$	vazão turbinada na usina i durante o intervalo t [m^3/s],	p. 83
$q_{ef,j}$	engolimento efetivo da unidade geradora j [m^3/s],	p. 53
q_j	vazão turbinada na unidade geradora j [m^3/s],	p. 46

$q_{i,t}^{max}$	limite de engolimento máximo na usina i , no intervalo t [m^3/s],	p. 84
r_k	valor da rampa máxima da k – ésima restrição de rampa [MW],	p. 83
\mathcal{S}_i	conjunto de subusinas da usina hidrelétrica i ,	p. 86
s_k	valor da k – ésima restrição de reserva girante [MW],	p. 83
T	número total de intervalos no período de programação da operação,	p. 79
\mathcal{T}_c	conjunto de intervalos de tempo da restrição de geração conjunta,	p. 81
$\mathcal{T}_{r,k}$	conjunto de intervalos de tempo da k – ésima restrição de rampa,	p. 83
$\mathcal{T}_{s,k}$	conjunto de intervalos de tempo da k – ésima restrição de reserva girante,	p. 83
u	vazão total descarregada pela usina (defluência) [m^3/s],	p. 40
$u_{i,t}$	vazão defluente na usina i durante o intervalo t [m^3/s],	p. 83
$u_{i,t}^{min}$	limite de defluência mínima na usina i , no intervalo t [m^3/s],	p. 84
v	vazão descarregada pelo vertedouro (vertimento) [m^3/s],	p. 40
$v_{i,t}$	vazão vertida na usina i durante o intervalo t [m^3/s],	p. 83
x	volume do reservatório [hm^3],	p. 40
x^{max}	volume máximo operativo do reservatório [hm^3],	p. 40
x^{min}	volume mínimo operativo do reservatório [hm^3],	p. 40
$x_{i,t}$	volume armazenado no reservatório i ao final do intervalo t [hm^3],	p. 83
$x_{i,t}^{max}$	limite de volume máxima na usina i , no intervalo t [hm^3],	p. 84
$x_{i,t}^{min}$	limite de volume mínima na usina i , no intervalo t [hm^3],	p. 84
y	vazão afluyente natural à usina [m^3/s],	p. 44
y^{incr}	vazão incremental da usina [m^3/s],	p. 44
$y_{i,t}$	vazão incremental afluyente ao reservatório i durante o intervalo t [m^3/s],	p. 83
z^{crista}	cota da crista da barragem [m],	p. 42
$z^{maximorum}$	cota máxima de operação da usina em situações de emergência [m],	p. 42
z_{nop}^{max}	cota máxima normal operativa [m],	p. 42
z_{nop}^{min}	cota mínima normal operativa [m],	p. 42

Sumário

1	Introdução	1
2	Programação da Operação Hidrotérmica	7
2.1	Revisão Bibliográfica	9
2.1.1	Cadeia de Coordenação Hidrotérmica	9
2.1.2	Programação da Operação	16
3	Modelo Matemático	35
3.1	Sistemas Hidrotérmicos de Curto Prazo	36
3.2	Demanda de Curto Prazo de Energia Elétrica	37
3.3	Sistema de Geração	38
3.3.1	Usinas Hidroelétricas	39
3.3.2	Usinas Termoelétricas	75
3.3.3	Outras fontes	78
3.4	Compatibilidade com o Planejamento Energético	78
3.5	Sistema de Transmissão	79
3.6	Formulação Matemática	82
3.6.1	Formulação do modelo <i>Integral</i>	83
3.6.2	Formulação do modelo <i>Desagregado</i>	86
4	Metodologia de Solução	87

4.1	Despacho de Geração - \mathcal{P}_{DG}	88
4.2	Despacho de Máquinas - \mathcal{P}_{DM}	96
4.3	Solução Inicial de Despacho de Máquinas	100
5	Resultados	101
5.1	<i>Etapa de Geração</i> (\mathcal{E}_G)	101
5.1.1	Resumo do desempenho do processo de solução	104
5.1.2	Número de Partidas e Paradas e as Perdas Totais	104
5.1.3	Restrições Ativas	106
5.1.4	Despacho de Geração	107
5.1.5	Restrições de Rampa	108
5.1.6	Restrições de Reserva Girante	109
5.1.7	Restrições Adicionais (Geração Conjunta)	110
5.2	<i>Etapa Hidráulica</i> (\mathcal{E}_H)	118
5.2.1	Compatibilização das Metas	119
5.2.2	Factibilização Hidráulica	123
5.3	Usinas Hidrelétricas Desagregadas	128
6	Programa Computacional	139
6.1	<i>HydroLab</i>	139
6.1.1	Interface Gráfica	140
6.2	<i>Função de Perdas</i>	140
6.2.1	<i>Dados</i>	140
6.2.2	<i>Resultados</i>	141
6.3	<i>HydroDesp 2</i>	143

6.3.1 <i>Dados</i>	144
6.3.2 <i>Resultados</i>	148
6.4 <i>Simulador CP</i>	151
6.4.1 <i>Dados</i>	151
6.4.2 <i>Resultados</i>	153
7 Conclusão	155
Referências Bibliográficas	159
Apêndice A Usinas hidrelétricas	171

1 *Introdução*

Uma das variáveis para definir um país como desenvolvido é a facilidade de acesso da população aos serviços de infra-estrutura, como saneamento básico, transportes, telecomunicações e energia. O primeiro está diretamente relacionado à saúde pública. Os dois seguintes, à integração nacional. Já a energia é o fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas (Aneel 2008).

A energia elétrica é dentre todos os seguimentos da infra-estrutura, o serviço mais universalizado. Segundo dados do IBGE, em 2008, cerca de 95% da população brasileira (estimada em aproximadamente 189,6 milhões de habitantes) tinha acesso à rede elétrica.

Diferentemente da maioria dos países, o sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidrelétrico. De acordo com a Aneel¹, o Brasil possuía, em junho de 2012, no total 2.643 usinas em operação, com 118.333,74 MW de potência instalada (Tabela 1.1). Do total de usinas, 185 são hidrelétricas (UHE), 1.558 térmicas (UTE) abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 430 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), duas usinas nucleares (UTN), 384 centrais geradoras hidrelétricas (CGH), 76 unidades eólicas (EOL) e 8 usinas solares (UFV). As usinas hidrelétricas, independentemente de seu porte (UHE, PCH e CGH), respondem, por cerca de 70,07% (82.919,27 MW) da potência total instalada no país.

No passado, o parque hidrelétrico chegou a representar 90% da capacidade instalada. Esta redução foi resultado da construção nos últimos anos de usinas baseadas em outras fontes (como termelétricas movidas a gás natural e a biomassa) em ritmo maior que aquele verificado nas hidrelétricas, e tem três razões. A primeira razão é a necessidade da diversificação da matriz da energia elétrica, historicamente concentrada na geração por meio de fonte hidráulica, de forma a aumentar a segurança do abastecimento e reduzir a relação de dependência existente entre volume produzido e condições hidrológicas. A segunda razão é a dificuldade em ofertar novos empreen-

¹Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Banco de Informações de Geração - *BIG*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Tabela 1.1: Empreendimentos em Operação

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)	%
CGH	384	230,24	228,55	0,19
EOL	76	1.639,34	1.543,04	1,30
PCH	430	4.106,73	4.013,74	3,39
UFV	8	5,49	1,49	0,00
UHE	185	81.970,29	78.676,98	66,49
UTE	1.558	33.104,79	31.861,93	26,93
UTN	2	1.990,00	2.007,00	1,70
Total	2.643	123.046,88	118.332,74	100

Os valores de porcentagem são referentes à Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual a considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora. *Fonte: BIG-Aneel (Jun/2012)*²

dimentos hidráulicos pela ausência da oferta de estudos e inventários. A terceira é o aumento de entraves jurídicos que protelam o licenciamento ambiental de usinas de fonte hídrica e provocam o aumento constante da contratação em leilões de energia de usinas de fonte térmica, a maioria que queimam derivados de petróleo ou carvão (Aneel 2008).

A grande extensão territorial do Brasil e a predominância de hidrelétricas resulta em grandes distâncias entre as fontes geradoras e os principais centros consumidores. Para enfrentar estes problemas o Brasil conta com um sistema de transmissão, o SIN (Sistema Interligado Nacional), que serve como uma imensa "rodovia elétrica" interligando os subsistemas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

O desenvolvimento causado pelo crescimento econômico resulta no aumento da demanda de energia elétrica e isto requer a construção de novas fontes de geração. Como todo o processo desde a prospecção inicial até a construção requer muitos anos, em muitos casos esse prazo ultrapassa uma década, obrigando que a construção de uma nova unidade seja planejada com muitos anos de antecedência. No caso brasileiro, a construção de novas usinas é definida através de um planejamento da expansão. É possível e desejável o uso eficiente da geração não apenas pela expansão do parque gerador, mas também através de um planejamento otimizado da operação do sistema existente.

O principal objetivo do planejamento da expansão energética (PEE) é definir estratégias para a manutenção da disponibilidade futura de energia elétrica, principalmente com programas de

²Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

redimensionamento das estruturas de transmissão e do parque gerador. As propostas para a expansão são apresentadas anualmente pelo Ministério de Minas e Energia ³ na forma de Plano Decenal de Expansão. Nele, diferentes cenários macro-econômicos são considerados com o intuito de melhor prever a demanda máxima futura, bem como requisitos de reserva de potência para o caso de eventualidades imprevistas, como a manutenção de equipamentos e adversidades climáticas por exemplo (Martins 2009).

Uma vez construídas as usinas, vem a etapa de operação das mesmas. Para a operação de um sistema de energia elétrica há um longo processo de tomada de decisões, que se inicia com o Planejamento da Operação Energética (POE), que leva em conta as condições atuais e uma estimativa das condições futuras, considerando um horizonte de estudo de longo ⁴ prazo de até cinco anos no Brasil, e culmina na operação em tempo real do sistema, a qual deve se basear nas diretrizes determinadas pela Programação Diária da Operação.

Para garantir o atendimento da demanda é necessário inicialmente garantir a disponibilidade de recursos energéticos (água nos reservatórios e combustíveis) e é necessário também coordenar a operação do sistema de forma a assegurar que a cada instante o sistema possa produzir, transmitir e distribuir energia elétrica para atender as necessidades dos consumidores. A disponibilidade de recursos energéticos depende do tipo do sistema; em sistemas puramente térmicos, em geral, esse aspecto não é crítico, pois quase sempre há oferta de combustível, o que muda é o seu preço. Já para sistemas com usinas hidrelétricas, a disponibilidade futura de recursos energéticos é incerta, e por isso o gerenciamento dos recursos energéticos (água armazenada nos reservatórios) é extremamente importante. Portanto, para sistemas com hidrelétricas, com reservatórios de armazenamento com capacidade de regularização plurianuais, o planejamento da operação deve considerar a operação pelo menos alguns anos à frente com o objetivo de gerenciar o armazenamento das vazões afluentes. Em relação ao segundo aspecto, relativo à operação do sistema, esta depende muito da disponibilidade de equipamentos, que podem sair de operação por manutenção e por falha. Assim, a programação da operação considera um horizonte de curto prazo, que pode variar de alguns dias até algumas semanas à frente.

Além disso, outros fatores também contribuem para a necessidade de etapas de planejamento

³Ministério de Minas e Energia - MME. <http://www.mme.gov.br>

⁴A partir de 2003, o ONS denominou as etapas de longo, médio e curto prazo do planejamento da operação, respectivamente, de etapas de médio prazo, curto prazo e de programação diária. O termo "longo prazo" ficou reservado ao problema de expansão, com horizonte temporal igual ou superior a 10 anos. Nesta tese adotada-se, preferencialmente, a nomenclatura empregada em geral na literatura internacional, entretanto, algumas vezes utiliza-se a outra nomenclatura.

com diferentes horizontes. O sistema brasileiro é composto por grandes bacias hidrográficas interligadas, e por usinas hidrelétricas em cascata, com reservatórios de capacidade de regularização plurianual, que criam um acoplamento hidráulico e temporal entre as decisões operativas, ou seja, a defluência de uma usina influencia diretamente na operação de todas as usinas à jusante da mesma, tornando-as interdependentes. A grande extensão territorial e a predominância de hidrelétricas, faz com que o sistema brasileiro possua uma extensa e complexa rede de linhas de transmissão que transportam grandes blocos de energia entre as usinas geradoras e os centros consumidores. E como consequência existem limites operacionais que, combinados com a inflexibilidade dos contratos de fornecimento de energia termelétrica, necessitam ser considerados no planejamento da operação. As curvas de demandas de cargas a serem atendidas possuem um comportamento estocástico que deve ser levados em conta no planejamento da operação de longo prazo, mas que podem ser desprezados em períodos curtos, através de uma modelagem determinística. E além disso, a variabilidade da amplitude diária ou semanal presente nas curvas de demandas de carga torna necessária uma representação detalhada do sistema, ao nível de unidades geradoras, de modo que a programação da operação resultante reflita este comportamento, e mantenha um equilíbrio entre o despacho de geração e a demanda de carga.

Assim, considerar toda essa complexidade num modelo único torna-se inviável, sendo necessária a divisão do problema em etapas de planejamento. Uma etapa de planejamento de mais longo prazo que foca principalmente o gerenciamento do volume armazenado nos reservatórios, que considera as estocasticidades e utiliza uma representação mais simplificada do sistema, e outra etapa de planejamento de mais curto prazo que considera mais os aspectos operativos, que valoriza o detalhamento do sistema e utiliza uma abordagem determinística. Estas etapas constituem o que se chama de cadeia de planejamento ou cadeia de coordenação hidrotérmica.

A separação do problema em etapas de mais longo prazo e de curto prazo, levando em conta características comuns encontradas nas tarefas necessárias à determinação do planejamento global, leva a necessidade da coordenação entre as etapas, de maneira que a solução obtida no final da etapa de mais curto prazo seja compatível com a solução do problema de mais longo prazo. Nesse sentido, executa-se primeiro o modelo de longo prazo antes do curto prazo, repassando a solução de uma etapa à outra, na forma de metas ou objetivos para a etapa seguinte. Assim, a cadeia se baseia na ideia de que as decisões econômicas são tomadas na etapa de mais longo prazo e que a etapa de curto prazo tem a função de garantir a viabilidade elétrica e energética dessa operação.

O planejamento de longo prazo utiliza um horizonte de alguns anos com discretizações men-

sais e semanais. Considera-se a incerteza associada à disponibilidade de água por causa da estocasticidade das vazões, e as demandas de cargas são consideradas para o mais provável cenário macro-econômico. Utiliza-se uma modelagem mais simplificada para representar as restrições operativas e o sistema (na forma de reservatórios equivalentes ou representação simplificada das usinas individualizadas). Os objetivos podem incluir desde a avaliação das condições de atendimento do mercado, em termos de economia e confiabilidade energética, até a determinação de uma política de operação individualizada, tendo como resultados metas a serem cumpridas pelos problemas de mais curto prazo.

Na programação de curto prazo, adota-se uma modelagem determinística que considera conhecidas as vazões afluentes e demandas de carga. Utiliza-se uma representação detalhada do sistema, incluindo as unidades geradoras das usinas, considerando restrições hidráulicas e elétricas, considerando horizontes curtos, de alguns dias a semanas, e o enfoque é mais sobre o aspecto operativo, levando em conta restrições de rampa, de reserva girante, de operação do sistema hidráulico e do sistema de transmissão. Os objetivos incluem a alocação de geração entre as usinas geradoras, respeitando-se as metas traçadas pelo problema de mais longo prazo. As soluções deste problema fornecem metas a serem utilizadas na operação em tempo real.

O objetivo desta tese é o desenvolvimento de um modelo para a programação da operação de um sistema hidrotérmico com predominância hidrelétrica. A metodologia proposta utiliza uma modelagem matemática detalhada das usinas hidrelétricas representadas pelas suas unidades geradoras, e define para cada usina hidrelétrica um programa de partidas e paradas de unidades geradoras e um programa de geração ao longo do horizonte de curto prazo. Além disso, desenvolve-se um modelo contemplando o caso de usinas hidrelétricas conectadas a mais de um barramento do sistema de transmissão. A metodologia foi aplicada a um sistema baseado em usinas do Sistema Interligado Nacional, composto de 95 usinas hidrelétricas, e considerando um horizonte de estudo de uma semana com discretização horária.

Esta tese é composta de sete capítulos. No Capítulo 1 tem-se a introdução; o Capítulo 2 apresenta o problema de programação da operação, com a sua contextualização na cadeia de planejamento. Ela contém ainda uma revisão bibliográfica abordando inicialmente os modelos de cadeia de planejamento, com destaque para a cadeia de coordenação do sistema elétrico brasileiro, em seguida abordando o problema de programação da operação. Esta revisão da programação da operação é dividida em abordagens que tratam de sistemas predominantemente termelétricos, e outra que trata de sistemas hidrotérmicos.

O Capítulo 3 é o de modelagem, onde descreve-se os principais componentes que precisam ser modelados no problema de programação da operação de curto prazo. A descrição começa com a apresentação do sistema hidrotérmico, da demanda de curto prazo, do sistema de geração com o detalhamento das unidades geradoras, a meta de curto prazo e o sistema de transmissão. No final tem-se a formulação matemática do modelo.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia de solução que se baseia na relaxação das restrições hidráulicas do problema, resultando num modelo de otimização não linear inteiro misto. A técnica de solução se baseia na decomposição do problema em dois subproblemas, um de *Despacho de Máquinas* e outro de *Despacho de Geração*. A metodologia combina heurística, *Programação Dinâmica*, *Método de Relaxação das Restrições*, *Método de Conjuntos Ativos* e *Método de Newton* para resolver o problema. As restrições hidráulicas relaxadas são então avaliadas por um modelo de simulação hidráulica e, caso sejam identificadas violações, restrições são adicionadas ao modelo de otimização, até que a solução seja hidraulicamente factível.

No Capítulo 5 de resultados são apresentados três estudos de casos de aplicação da metodologia. O primeiro estudo de caso, denominado *Etapa de Geração*, é um estudo com o modelo de otimização para um sistema de grande porte com 95 usinas do SIN e 168 intervalos de tempo. O segundo caso, denominado *Etapa Hidráulica*, apresenta um estudo de factibilização das restrições hidráulicas. E o terceiro caso, apresenta um estudo para avaliar o impacto da modelagem de usinas conectadas a diferentes barras do sistema de transmissão na metodologia de solução.

No Capítulo 6 são apresentados os módulos de "*Funções de Perdas*", "*HydroDesp 2*" e "*Simulador CP*", que fazem parte do programa computacional *HydroLab*. O *HydroLab* é um programa computacional em constante desenvolvimento há mais de dez anos no laboratório COSE, e serve de plataforma de suporte para os modelos desenvolvidos nesta tese.

E por último, o Capítulo 7 apresenta as conclusões e também um plano de trabalhos futuros.

2 *Programação da Operação Hidrotérmica*

A etapa de Programação de operação hidrotérmica é o foco deste trabalho, principalmente o problema de otimização do despacho de geração e máquinas das usinas hidrelétricas.

A formulação do problema depende das características particulares do sistema considerado. A qualidade dos resultados estará diretamente relacionada ao nível de detalhamento do sistema e à metodologia de resolução escolhida. Assim, escolher uma modelagem adequada para representar as características do sistema torna-se um importante item no problema da programação da operação.

A programação da operação abrange um horizonte de alguns dias e utiliza uma representação mais detalhada do sistema do que o planejamento da operação. A seguir serão apresentados alguns aspectos que precisam ser levados em conta durante a modelagem e que dificultam a programação da operação.

Uma das características que observamos neste horizonte é a grande variação na amplitude da curva de demanda de carga do sistema ao longo do dia, e também ao longo da semana. A programação da operação deve refletir este comportamento da demanda, e num sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de hidrelétricas, onde as termelétricas geralmente são despachadas na base devido às suas características de maior restrição de rampa e custo não linear crescente, ou seja, opera-se as termelétricas com alterações mínimas no despacho de geração, deixando as hidrelétricas com a responsabilidade de acompanhar a variação da demanda de carga. Desta maneira, existe a necessidade de uma modelagem que considere a configuração do número de máquinas despachadas, ou seja, o "unit commitment" hidrelétrico - HUC. Além disso, para evitar que a solução da programação apresente partidas e paradas desnecessárias, deve-se considerar os custos de partidas e paradas de unidades geradoras.

Dessa maneira, a representação individualizada é a primeira necessidade para um modelo de

programação da operação. Para as usinas hidrelétricas, todos os aspectos hidráulicos considerados importantes para a operação devem ser representados com detalhes. Assim, devem ser considerados, além das variáveis de operação (turbinagem, afluência, defluência, vertimento, volume) e seus limites, o tempo de viagem da água entre as usinas e também outras restrições, como às relativas ao uso múltiplo da água (controle de cheias, irrigação, navegação).

A representação das unidades geradoras, isto é, conjunto turbina-gerador, de forma individualizada e detalhada é outro aspecto importante na modelagem. A geração elétrica depende da conversão da energia potencial em energia elétrica, e esta transformação envolve várias características das usinas hidrelétricas, incluindo suas unidades geradoras. Ela depende do volume armazenado e vazão defluente na usina, depende da turbinagem, das perdas hidráulicas e do rendimento das unidades geradoras, e depende também da quantidade de unidades geradoras despachadas. Assim, a representação da não linearidade da função de geração considerando as perdas hidráulicas, rendimentos e alturas de quedas variáveis é de grande importância na modelagem do problema de curto prazo. Além do mais, existem faixas proibitivas ou zonas proibitivas, onde as vibrações mecânicas ou o baixo rendimento não permitem a operação, que também precisam ser consideradas no modelo.

Na operação, o sistema hidrotérmico está sujeito a eventuais e súbitas falhas nas unidades geradoras, queda de linhas de transmissão, e também ao aumento inesperado da demanda de carga ocasionado por uma massa de ar quente, uma frente fria ou causado por chuvas. Nestes eventos repentinos, o sistema precisa estar preparado, e uma das maneiras é possuir uma reserva girante de energia. As hidrelétricas precisam de um tempo mínimo para responder as variações, assim, a chamada rampa de tomada ou de alívio de carga precisa ser restringida a níveis aceitáveis. Sendo assim, restrições que garantam uma reserva de energia e um limite para as rampas de carga precisam ser consideradas no modelo.

Nos sistemas elétricos de grande porte como no SIN, grandes blocos de energias precisam ser transportadas por extensas linhas de transmissão, entre as diversas usinas hidrotérmicas e os grandes centros consumidores, com requisitos mínimos de confiabilidade e segurança. Assim, a modelagem deve contemplar, além dos requisitos hidráulicos, as restrições elétricas, tais como limites das linhas de transmissão e restrições de segurança.

No horizonte de programação, podemos considerar disponíveis informações acuradas de vazões afluentes e demandas de carga, o que permite considerar o problema como determinístico.

A seguir, faremos uma revisão bibliográfica das principais abordagens utilizadas no problema de programação da operação, dando ênfase as características de modelagem citadas anteriormente.

2.1 Revisão Bibliográfica

Esta revisão bibliográfica inicia abordando algumas propostas de cadeia de coordenação e em seguida analisa a literatura sobre programação da operação de curto prazo. Embora a cadeia de coordenação não seja tema desta tese, ela é importante, pois a forma como a cadeia é estruturada tem implicação no modelo de curto prazo. Em relação à literatura de curto prazo, esta pode ser analisada sob diferentes óticas. Por exemplo, ela pode ser analisada do ponto de vista do modelo adotado, onde é importante o tipo de sistema focado e as características consideradas na modelagem. Um outro enfoque possível é analisá-la do ponto de vista da técnica de resolução adotada. A revisão da literatura de curto prazo apresentada a seguir irá privilegiar o aspecto da modelagem.

2.1.1 Cadeia de Coordenação Hidrotérmica

Devido à sua complexidade, o problema de planejamento de um sistema hidrotérmico requer a criação de etapas de planejamento, constituindo o que se chama cadeia de coordenação hidrotérmica. Essa divisão do problema em etapas é feita segundo a classificação de características comuns encontradas nas tarefas necessárias à determinação do planejamento global.

Diversas cadeias de coordenação hidrotérmica têm sido propostas na literatura procurando explorar as características específicas dos sistemas hidrotérmicos considerados (Pereira 1985). Assim pode-se verificar metodologias propostas para sistemas puramente térmicos (Handschin & Slomski 1990, Handke et al. 1995), puramente hidroelétricos (Tufegdzcic et al. 1996), e hidrotérmicos (Maceira et al. 2002, Brännlund et al. 1986, Yeh et al. 1992, Ponrajah et al. 1998, Gil et al. 2003). Em geral pode-se identificar três etapas básicas: longo prazo, médio prazo e curto prazo¹, cujos horizontes de estudo e discretizações temporais variam de um trabalho para outro.

Handschin & Slomski (1990) aborda o problema de Unit Commitment - UC com restrições de energia e fornecimento de combustível resultantes de contratos de longo prazo. Contratos de energia de longo prazo não podem ser considerados diretamente nos modelos de UC, pois as res-

¹No Brasil adota-se médio e curto prazos e a programação diária

trições de energia têm de ser satisfeitas ao longo prazo, por exemplo um ano. Assim, a resolução envolve a decomposição em dois subproblemas: um de otimização de longo prazo, resolvido por Programação Inteira Mista; e outro de curto prazo resolvido por Relaxação Lagrangeana - RL. E a coordenação é feita através da restrição de energia diária que o modelo de longo prazo fornece para o modelo de curto prazo. Por outro lado, Handke et al. (1995) aborda o problema de coordenação da otimização entre o longo e o curto prazo utilizando o conceito de Pseudo Preços. A proposta é fornecer um método automático de coordenação que seja aplicável em diferentes condições de operação. Assim, através da aplicação da teoria de Lógica Fuzzy, um Pseudo Preço, que representa as diversas estratégias de operação consideradas, é calculado e utilizado para realizar a coordenação entre o longo e curto prazos.

No trabalho de Tufegdžic et al. (1996), uma abordagem para a coordenação entre a programação da operação e o despacho em tempo real é apresentada. A programação diária da operação inicia com a determinação das metas diárias de turbinagem para cada hidrelétrica, que atende as previsões de demanda de carga, e respeita a política de planejamento de médio prazo. Um algoritmo MILP (Programação Linear Inteira Mista) com um modelo detalhado do sistema hidráulico que considera as alturas de queda na função de produção é utilizado para a programação da operação, que consiste na alocação desta turbinagem diária em blocos de intervalos contínuos de meia hora, de maneira a maximizar a eficiência da produção. Em seguida, uma função de Despacho Econômico implementa a programação da operação considerando o mesmo modelo detalhado, e permite o acompanhamento e re-programações em caso de descolamento entre soluções programadas e verificadas.

O trabalho de Maceira et al. (2002) apresenta a cadeia de coordenação hidrotérmica atualmente adotada no Brasil. Ela é representada por diversos modelos com diferentes horizontes de planejamento e vários níveis de detalhamento na representação do sistema hidrotérmico. A implantação da cadeia está sob a responsabilidade do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, que é o órgão independente responsável pelo despacho otimizado e centralizado do sistema elétrico brasileiro. Além da otimização, a cadeia de coordenação fornece o valor da água que servia para o MAE - Mercado Atacadista de Energia definir o preço liquidação de diferenças da energia elétrica, *Spot Price*.

Zambelli et al. (2012) apresentam uma cadeia de coordenação hidrotérmica baseada numa abordagem determinística para o planejamento da operação e numa abordagem por decomposição otimização-simulação na programação da operação. O modelo de planejamento da operação

é o modelo ODIN (Optimal Dispatch for Interconnected Brazilian National System), que adota uma abordagem baseada em otimização determinística, e tem o Controle Preditivo como técnica de solução. Para a programação da operação o modelo adotado baseia-se na abordagem de decomposição com otimização-simulação, onde resolve-se inicialmente um problema de programação da operação com as variáveis hidráulicas relaxadas. A solução do problema relaxado é avaliada na etapa de simulação, para verificar a factibilidade hidráulica, e se eventualmente houver violações, restrições são adicionadas ao problema e volta-se a etapa de otimização. O problema é decomposto em dois subproblemas, um problema de despacho de máquinas e outro de despacho de geração, onde o despacho de máquinas é resolvido por Programação Dinâmica e o despacho de geração por Método de Newton. A cadeia é completa com os modelos de previsão de vazões, que utilizam uma abordagem por sistemas de Inferência Fuzzy, e alimentam os modelos de planejamento e de programação da operação. Um estudo de caso de grande porte, com as 147 usinas hidrelétricas, 144 usinas termelétricas, com as restrições operativas do sistema real, e um horizonte de planejamento de 55 meses é apresentado.

O nível de detalhamento do problema depende da etapa considerada, assim, no longo prazo por exemplo, as incertezas das vazões são modeladas em detalhes e as restrições operativas e a modelagem das usinas são consideradas de forma simplificada. Enquanto isso, na etapa de curto prazo, existe um detalhamento maior das usinas, das restrições hidráulicas e elétricas, e os modelos adotados são determinísticos.

A separação do problema de planejamento da operação em modelos de longo, médio e curto prazos leva a necessidade da coordenação entre esses modelos, de maneira que a solução obtida em uma etapa seja compatível com a etapa anterior. Nesse sentido, executa-se primeiro o modelo de longo prazo até chegar ao de curto prazo, repassando as soluções de cada etapa como metas ou objetivos da etapa seguinte.

A quantidade de publicações que abordam o problema de planejamento hidrotérmico de médio e longo prazo propondo diversas modelagens e metodologias de solução é grande. Destacam-se as publicações de Pereira (1985), pela revisão do estado da arte das metodologias, e Pereira & Pinto (1985), pela descrição do modelo no qual se baseia a metodologia em vigor no setor elétrico brasileiro. A representação agregada do sistema e a solução por Programação Dinâmica Estocástica (PDE) são destacadas nestas duas publicações. Uma publicação mais recente que também traz uma revisão do estado da arte sobre as metodologias de otimização é a de Labadie (2004).

Além da PDE, abordada também por Yeh (1985), têm sido propostas outras metodologias, tais como as baseadas em Algoritmos de Fluxo em Redes (Rosenthal 1981, Sjelvgren et al. 1983, Oliveira & Soares 1995), e também a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (Pereira 1989, Pereira & Pinto 1991, Maceira et al. 2002).

Uma metodologia baseada em Controle em Malha Aberta, com modelos de otimização determinística a usinas individualizadas, abordando os aspectos da estocasticidade das vazões, de forma implícita, com a utilização de modelos de previsão, também tem sido proposta por Martinez & Soares (2002) e Zambelli & Soares (2009). Esta abordagem possibilita uma representação mais precisa do sistema hidrotérmico.

Existem diversas maneiras de representar o acoplamento entre os modelos da etapa de planejamento da operação e os modelos da etapa de programação da operação. Algumas abordagens utilizam modelos que fornecem os chamados "valores da água" (valores que indicam os benefícios incrementais no futuro, medidos a valor presente, de se manter água armazenada nos reservatórios ao final do horizonte). As modelagens de curto prazo abordadas por Li et al. (1997), Nilsson & Sjelvgren (1996), Chancelier & Renaud (1994) utilizam este tipo de acoplamento. Uma abordagem similar fornece a chamada "função de custo futuro" (FCF) multivariada para o sistema (Maceira et al. 2002, Gil et al. 2003, Rodrigues et al. 2001), que relaciona o custo esperado de operação no futuro, com os volumes armazenados em todos os reservatórios ao final do horizonte.

Outras abordagens utilizam metas para realizar este acoplamento entre modelos de médio e curto prazos. Bai & Shahidehpour (1996) propõe uma abordagem onde o modelo de médio prazo fornece "metas de volume final" para os modelos de curto prazo, enquanto Tufegdizic et al. (1996) e Salam et al. (1998) utilizam "metas de defluências média semanais". E ainda, abordagens com "metas de geração" para as usinas hidrelétricas são propostas por Soares & Salmazo (1997), Arce et al. (2008) e Siu et al. (2001). Estas metas correspondem aos valores obtidos na operação da primeira semana no modelo de médio prazo, ou por desagregação dessa meta ao longo dos dias.

Tanto a abordagem por FCF quanto por metas apresentam vantagens e limitações. A abordagem por FCF ou "valor da água", se por um lado dá maior liberdade para as decisões no modelo de curto prazo assegurando mais facilidade de factibilização de curto prazo, por outro lado apresenta a dificuldade de representação adequada da relação entre as decisões de médio e de curto prazo.

A abordagem por metas assegura que as metas definidas na etapa de médio prazo serão atendidas tão próximas quanto possível pelo modelo de curto prazo, e se baseia na idéia de que as decisões econômicas são tomadas pelos modelos de médio e longo prazos, e que a principal função da programação de curto prazo é garantir a viabilidade elétrica e energética dessa operação. Uma desvantagem desta abordagem é que a diferença no nível de detalhamento entre os modelos de médio e curto prazo pode ocasionar, para a abordagem com metas, soluções ótimas diferentes de uma abordagem sem metas, especialmente quando as previsões das condições do sistema (vazões afluentes, curva de demanda, disponibilidade de geração) apresentam mudanças entre os modelos (Fosso et al. 1999). O uso de metas flexíveis no curto prazo, como volume final dos reservatórios ou geração média das usinas por intervalos são tentativas para contornar estes problemas (Diniz 2007).

A seguir será apresentada a cadeia de coordenação hidrotérmica utilizada pelo setor elétrico brasileiro.

2.1.1.1 A Cadeia de Coordenação do Sistema Elétrico Brasileiro

No Brasil, o ONS é o responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. Ele realiza uma série de atividades para a operação centralizada do SIN, e as atividades referentes a cadeia de coordenação hidrotérmica podem ser agrupadas nas áreas de planejamento da operação e de programação da operação.

O principal objetivo do planejamento da operação é realizar estudos e análises operacionais do sistema para um horizonte de alguns anos à frente, levando em conta o uso racional dos recursos, a garantia e segurança no atendimento à demanda e atendimento das restrições operativas. Utilizam-se horizontes plurianuais com discretizações mensais ou semanais, considerando-se as estocasticidades das vazões afluentes.

Enquanto isso, a programação da operação tem a responsabilidade de procurar compatibilizar a operação do sistema hidráulico e elétrico ao longo do dia ou da semana com as metas energéticas estabelecidas no planejamento da operação. Nesta etapa, a representação do sistema é mais detalhada, como a consideração de restrições hidráulicas e elétricas ignoradas no planejamento da operação. O horizonte da programação é de um dia a duas semanas.

Para realizar as atividades de planejamento da operação e programação diária da operação eletroenergética, como dito na Seção anterior, o ONS utiliza a cadeia de modelos desenvolvida

pelo CEPEL.

A partir de 2003, o ONS denominou as etapas de longo, médio e curto prazo do planejamento da operação, respectivamente, de etapas de médio prazo, curto prazo e de programação diária. O termo "longo prazo" ficou reservado ao problema de expansão, com horizonte temporal igual ou superior a 10 anos. Esta nomenclatura será utilizada apenas neste capítulo, para não confundir com a nomenclatura empregada em geral na literatura internacional.

A Figura 2.1 a seguir apresenta de forma esquemática a cadeia de modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL (Maceira et al. 2002) e utilizada pelo ONS.

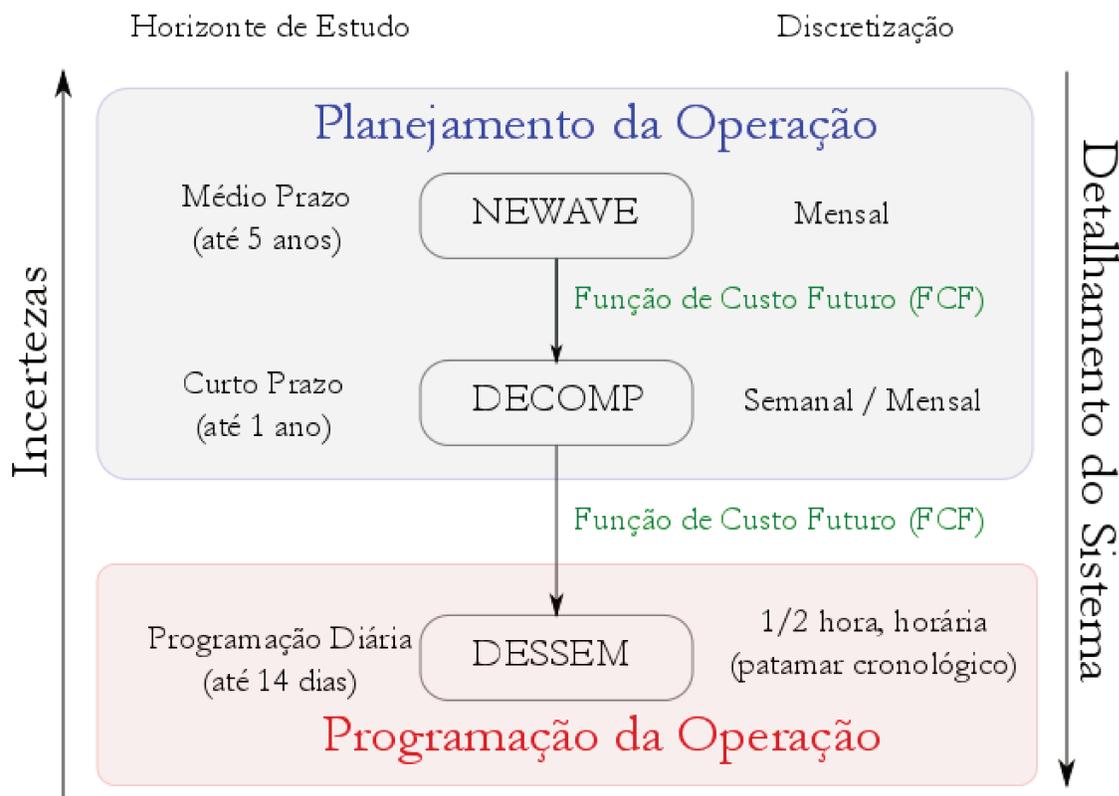


Figura 2.1: Cadeia de Coordenação Hidrotérmica adotada na operação do SIN.

Assim, a atividade de planejamento da operação engloba as etapas de médio e curto prazos, nas quais os aspectos hidráulicos e estocásticos do problema são considerados com maior relevância. Estas etapas de planejamento são responsáveis pelo gerenciamento dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, e têm como objetivo a minimização do

custo esperado de operação representado pelo custo de geração termelétrica mais o custo de déficit que visa estabelecer um desejado nível de segurança ao sistema.

Na etapa de médio prazo, adota-se um horizonte de até cinco anos, com uma discretização em base mensal. Devido ao alto grau das incertezas envolvidas considera-se importante o uso de métodos estocásticos para resolver o problema. Todavia, para tornar viável o uso da referida ferramenta estocástica, algumas simplificações na modelagem são necessárias. Assim, os diversos reservatórios de cada subsistema são agregados em reservatórios equivalentes de energia (Arvanitidis & Rosing 1970*a*, Arvanitidis & Rosing 1970*b*, Cruz 1998).

O modelo adotado pelo ONS, desde setembro de 2000, denominado NEWAVE - modelo estocástico de otimização hidrotérmica para subsistemas equivalentes interligados (Maceira et al. 1998), representa o SIN como quatro subsistemas equivalentes interligados e utiliza como técnica de solução a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) baseada na decomposição de Benders e na linearização do problema. O seu objetivo é determinar uma política de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Tem-se como resultados desta etapa, as funções de custo futuros (FCF) que realizam o acoplamento com a etapa de curto prazo no final do horizonte de planejamento (Rodrigues et al. 2001).

No planejamento de curto prazo o horizonte de tempo adotado é de alguns meses, onde o grau de incerteza das vazões é menor que no médio prazo. Como consequência, o problema pode ser tratado de forma determinística, com as usinas hidrelétricas representadas individualmente.

O ONS utiliza, desde maio de 2002, o modelo DECOMP (Xavier et al. 2005), que representa as usinas hidrelétricas individualmente e a metodologia utilizada é também a PDDE, considerando a FCF fornecida pelo modelo de médio prazo ao final do horizonte. O horizonte de planejamento é de até um ano, com discretização semanal para o primeiro mês e mensal a partir do segundo mês. No primeiro mês as vazões afluentes são determinísticas, fornecidas por um modelo de previsão, e nos demais são considerados cenários de afluências, conforme na metodologia da PDDE.

O objetivo do planejamento de curto prazo é minimizar o custo total esperado de operação do sistema, utilizando a FCF fornecida pelo modelo NEWAVE. Como resultados principais tem-se, além das decisões de operação individualizadas, considerando o acoplamento hidráulico e as possíveis diversidades hidrológicas entre os rios, os respectivos valores da água ao longo do ho-

rizonte de planejamento. Dessa forma, para o final da primeira semana, o modelo fornece uma FCF, que serve para acoplar com o modelo da programação da operação.

A programação diária engloba a etapa de curtíssimo prazo com horizonte de até 2 semanas, com discretização de trinta minutos nos dois primeiros dias e horária nos demais dias. O objetivo é determinar o despacho ótimo de geração de cada unidade do sistema hidrotérmico, de modo a minimizar o custo total de operação. Devido ao horizonte pequeno, supõe-se conhecidas as vazões afluentes e consideram-se todos os aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos envolvidos.

O nível de detalhamento desta etapa deve ser maior, levando-se em conta as não-linearidades envolvidas nas funções de produção das unidades geradoras hidrelétricas, bem como nos custos de operação das usinas termelétricas e as restrições, tanto energéticas, hidráulicas e elétricas, associadas à operação. Além disso, tem-se a natureza combinatória do problema, uma vez que é necessário decidir quais unidades devem estar operando ao longo do estágio da programação. A FCF do curto prazo, as projeções das demandas e das afluições são os principais dados de entrada para a programação da operação.

Para esta etapa de planejamento, está em desenvolvimento pelo CEPEL um modelo de otimização que utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Determinística (PDD) (Kligerman 1992, Gorenstin et al. 1992) e decomposição pelo algoritmo de Benders, denominado DESSEM (Azevedo 2000, Diniz et al. 2006).

Atualmente há uma variante desse modelo, chamada DESSEM-PAT (Diniz et al. 2006, Diniz 2007), que se encontra em validação pelo ONS. Nela, considera-se um horizonte de 1 semana, com discretização horária ou em patamares cronológicos de duração variável. As usinas hidrelétricas são consideradas de forma individualizada e as afluições são consideradas conhecidas (problema determinístico). O unit commitment (UC) termelétrico não é considerado, e parte da rede elétrica com tensão superior a 138 kV é representada por meio de um modelo de perdas DC, com a aproximação das funções de perdas quadráticas por funções lineares por parte. Assim, o problema modelado de forma linear com variáveis contínuas é resolvido por meio de PDD (Pereira & Pinto 1991).

2.1.2 Programação da Operação

A literatura referente à programação da operação é muito ampla. Desde sistemas puramente termelétricos a sistemas predominantemente hidrelétricos, sempre foram modelados de maneira

a minimizar principalmente o custo da geração termelétrica. Sendo assim, faremos uma revisão focada nas abordagens que tratam os sistemas hidrotérmicos, dando destaque às principais metodologias e abordagens, e tratando as demais abordagens de forma sucinta. A programação da operação envolve basicamente dois tipos de problemas:

- o problema de despacho horário de cada unidade geradora, onde o objetivo é definir o nível de geração de cada unidade geradora, chamado comumente de "loading schedules", ou "economic dispatch", (despacho econômico);
- o problema de "Unit Commitment", cujo objetivo é definir além do despacho econômico, o status das unidades geradoras, se cada uma delas está ligada ou desligada.

2.1.2.1 Sistema Termelétrico

O problema de alocação da demanda de carga requerida entre as unidades geradoras disponíveis de maneira segura tem recebido considerável atenção a partir de meados de 1920, e os sistemas eram puramente termelétricos (Happ 1977). As principais metodologias tentavam alocar as termelétricas em ordem de eficiência, colocando-as, ou para gerar a máxima capacidade "The Base Load Method", ou para operar no ponto de melhor eficiência "Best Point Load". Este método era chamado de Método da Igualdade Incremental.

Os efeitos das perdas na forma de termo de eficiência incremental foram introduzidos por Steinberg & Smith em (1934). Os conceitos, construção e utilização das perdas, que significaram um grande avanço à época, e alguns conceitos, como a forma quadrática, que são utilizados até hoje, foram publicados em George (1943).

No final da década de 40 surgem os primeiros trabalhos que abordam o problema de "Loading Schedules" para sistemas termelétricos, onde tem-se como objetivo principal, determinar a divisão mais econômica da carga entre as termelétricas, minimizando as perdas na geração e também na transmissão (George et al. 1949, Kirchmayer & Stagg 1952, Ward 1953). Este problema foi denominado Despacho Econômico Térmico (Thermal Economic Dispatch - TED). O problema é formulado como um problema de controle ótimo, onde a solução se baseia no atendimento das equações de coordenação (Kirchmayer & Stagg 1952). A base para as equações de coordenação é aplicar os princípios do cálculo variacional.

O TED pode se tornar inviável para problemas com vários intervalos de programação, como por exemplo um dia com discretização horária. Para este tipo de problema, cada intervalo torna-

se um subproblema TED independente, sem acoplamento entre eles. Dessa maneira, as soluções dos subproblemas podem apresentar grandes variações de um intervalo para outro, o que pode torná-las inviáveis devido as restrições de rampa que as termelétricas possuem. Surge assim, o problema de Despacho Econômico Térmico Dinâmico (TDED) (Bechert & Kwatny 1972, Ross & Kim 1980, Granelli et al. 1989, Victoire & Jeyakumar 2005), onde o problema é resolvido com o cálculo simultâneo das gerações em todos os intervalos ao longo do dia.

Na literatura, a maioria dos trabalhos que tratam do Despacho Econômico se referem a sistemas termelétricos, dessa maneira, a nomenclatura comumente utilizada se refere ao Despacho Econômico Térmico Dinâmico como DED - Dynamic Economic Dispatch e ao Despacho Econômico Térmico Estático como SED - Static Economic Dispatch.

Xia & Elaiw (2010) faz uma revisão das pesquisas relacionadas com o problema do Despacho Econômico Dinâmico. Duas modelagens diferentes para o problema e uma visão geral das principais metodologias de soluções aplicadas são apresentadas.

Uma das características comuns que temos no sistema é que o consumo de energia elétrica (demanda) pode apresentar grandes variações ao longo do dia (maior no horário da ponta) e também da semana (menor nos finais de semana). Apesar das termelétricas poderem operar com gerações mínimas de até 10 a 25% da sua capacidade, uma operação com o despacho das termelétricas mais caras apenas nos horários de maior demanda seria o mais interessante. Entretanto, as termelétricas não podem ser acionadas instantaneamente, temos então um novo tipo de problema denominado Alocação de Unidades Térmicas (Thermal Unit Commitment - TUC - (Alocação de Unidades Térmica)) (Wood & Wollemborg 1996).

O TUC é um problema complexo de programação não-linear inteira mista, com várias restrições. O objetivo principal é determinar um despacho otimizado de geração, levando-se em conta a alocação ótima de unidades termelétricas (partidas e paradas das unidades geradoras), considerando restrições de rampas (Wang & Shahidehpour 1994, Li & Shahidehpour 2007), reservas (Pang & Chen 1976, Dillon et al. 1978, Li & Shahidehpour 2007), zonas proibidas (Papageorgiou & Fraga 2007, Daneshi et al. 2008). Muitas metodologias têm sido propostas na literatura, entre elas a mais comum é a Relaxação Lagrangeana (Muckstadt & Koenig 1977, Merlin & Sandrin 1983, Bertsekas et al. 1983, Aoki et al. 1987, Zhuang & Galiana 1988, Bard 1988, Virmani et al. 1989, Lindberg & Magnusson 1989).

Sheble & Fahd (1994), Sen & Kothari (1998), Yamin (2004) e Padhy (2004) apresentam

as revisões bibliográficas do problema de TUC, em diversos períodos, onde podemos encontrar enumeradas outras abordagens para o problema de TUC, como Branch-and-Bound (Hamam et al. 1980, Lauer et al. 1982, Cohen & Yoshimura 1983), Lista de Prioridades (Baldwin et al. 1959, Lee 1988, Lee 1991, Lee & Feng 1992), Programação Inteira (Dillon et al. 1978, Takriti & Birge 2000), e Programação Dinâmica Fuzzy (Su & Hsu 1991, Mantawy 2000, Venkatesh & Gooi 2007).

Atualmente existe um consenso sobre a necessidade de melhorar os algoritmos existentes para a resolução de problemas complexos de TUC. Nesse sentido, tem sido proposta a utilização de modelos híbridos que utilizam a combinação de métodos clássicos e não clássicos (Van den Bosch & Honderd 1985, Ouyang & Shahidehpour 1991^b, Ouyang & Shahidehpour 1991^a, Padhy et al. 1997, Orero & Irving 1997, Hindsberger & Ravn 2001, Bavafa et al. 2009).

2.1.2.2 Sistema Hidrotérmico

No que diz respeito a aplicação em sistemas hidrotérmicos, com predominância hidrelétrica ou puramente hidráulicos, a literatura apresenta uma vasta coleção de trabalhos que aborda o problema da programação diária da operação, através de várias modelagens que utilizam diversas metodologias de solução. O número de publicações que representam de forma detalhada as hidrelétricas ao nível das unidades geradoras é reduzido, e se forem considerados os trabalhos que tratam do problema da configuração do número de unidades geradoras despachadas pelas hidrelétricas é muito mais restrito. E ainda, trabalhos que apresentam uma abordagem para sistemas de grande porte, com usinas em cascata, são muito mais restritos ainda. Sendo assim, será feita uma revisão do problema de programação da operação para um sistema hidrotérmico, dando ênfase a modelagem das hidrelétricas, mas sem deixar de citar os principais trabalhos encontrados na literatura.

Um dos primeiros trabalhos a abordar o problema para sistemas hidrotérmicos foi Chandler et al. (1953). Neste trabalho, a metodologia proposta se baseia na utilização das Equações de Coordenação para realizar a operação econômica das usinas termelétricas e hidrelétricas. Os custos marginais das termelétricas e hidrelétricas, assim como as perdas nas linhas de transmissão são representadas por funções lineares. Uma aplicação das condições de otimalidade, conhecidas como Equações de Coordenação, em uma parte do sistema hidroelétrico da Ontario Hydro pode ser vista em Dandeno (1961).

Glimn & Kirchmayer (1958) apresenta uma modelagem que acrescenta a influência da variação da altura de queda na geração das hidrelétricas. A geração é representada como uma função que depende do volume armazenado e da vazão defluente. Bernholtz & Graham (1960) e Bernholtz & Graham (1962) utilizam a Programação Dinâmica Incremental para resolver o problema com altura de queda constante.

Uma abordagem que utiliza o Método Variacional para desenvolver as equações de coordenação e implementar um programa computacional foi apresentada por Drake et al. (1962). O sistema hidrelétrico é constituído por usinas em cascata e as alturas de queda são consideradas constantes. El-Hawary & Landrigan (1982) faz uma outra formulação com variáveis contínuas.

Bonaert et al. (1972) propõem uma abordagem que considera a rede elétrica no sistema hidrotérmico. Altura de queda variável e tempo de viagem de água entre usinas em cascata são levados em conta. Equações de fluxo de potência descrevem as redes elétricas, e englobam os limites dos equipamentos. Outras restrições como limites operativos também são considerados. A solução se baseia na decomposição em subsistemas hidráulico e termoelétrico e a utilização de técnicas de perturbação. Resolve-se o subsistema hidráulico com Programação Dinâmica com Aproximações Sucessivas e o subsistema térmico-elétrico por Fluxo de Potência Ótimo.

Gagnon & Bolton (1978) abordam um problema puramente hidrelétrico de programação da geração, como um problema de otimização não linear, utilizando funções de penalidade para representar as restrições. Considera um horizonte de uma semana com discretização de oito horas. O modelo das usinas provém basicamente de informações empíricas das medições, e da equação de balanço de água. O objetivo é maximizar a geração atendendo a demanda sujeito a várias restrições como: gerações como funções não lineares do volume e defluência; cota de montante e de jusante variáveis; limites máximos de geração e de defluência. Utiliza-se o Método do Gradiente Conjugado para a otimização.

Baptistella & Geromel (1980) apresentam uma abordagem utilizando uma extensão da Decomposição de Benders, que permite uma modelagem mais completa do sistema hidrotérmico. Desse modo, consideram-se a demanda estocástica, o tempo de viagem da água entre reservatórios, restrições de reserva, os custos não lineares de combustível e de partidas das termelétricas e restrições de desligamento. O problema é dividido em dois subproblemas: um problema de programação inteiro não linear, que define o status de configuração das unidades termelétricas, resolvido com relaxação no nível master da decomposição de Benders; e o despacho econômico

hidrotérmico, que é resolvido por Decomposição Dual.

Em Nanda & Bijwe (1981) tem-se a aplicação do Algoritmo da Otimalidade Progressiva para o problema da programação hidrotérmica, onde a modelagem proposta considera o tempo de viagem da água entre usinas em cascata, a altura de queda variável e as restrições elétricas e hidráulicas. O sistema elétrico é representado através equações de fluxo de potência. A solução proposta é a decomposição em um sistema hidrelétrico e outro termelétrico com restrições elétricas e a aplicação do Princípio da Otimalidade Progressiva. Inicia-se com uma solução factível para o subsistema hidrelétrico, calculam-se os custos marginais de operação e os fatores de penalidade para as hidrelétricas em cada intervalo, resolvendo-se o subproblema termelétrico através de um fluxo de potência ótimo. Obtém-se assim, fatores de ponderação para a atualização das gerações hidrelétricas. Após a atualização das gerações hidrelétricas, repete-se o procedimento até a convergência.

Pereira & Pinto (1982) apresenta um modelo de pré-despacho para a cadeia de programação do sistema elétrico brasileiro. Adota-se uma modelagem simplificada do sistema hidrelétrico, representando apenas as hidrelétricas com grandes reservatórios. Assim, considera-se somente os limites de geração e as metas energéticas, expressos em termos de energia, desconsiderando o acoplamento hidráulico. Um modelo linear representa as linhas de transmissão, considerando os seus limites. A solução se baseia na Decomposição de Dantzig-Wolfe, onde o problema principal procura atender as metas energéticas, e os subproblemas atenderem as gerações horárias que satisfaçam as restrições elétricas. Estes subproblemas são problemas de despacho ótimo, resolvidos através de um Método Dual Simplex (Stott & Marinho 1979). Pela metodologia, pressupõe-se disponível uma solução inicial factível energeticamente (pode haver violações elétricas), e faz-se uma análise de factibilidade elétrica em cada intervalo de tempo, utilizando um modelo de fluxo de potência linearizado. Os intervalos violados são reprogramados como problemas de despacho ótimo utilizando o método dual simplex. Aceita-se a solução, caso os desvios nas metas energéticas ocasionadas pelas reprogramações sejam pequenos. Caso contrário, recorre-se à Decomposição de Dantzig-Wolfe, citada anteriormente.

Uma proposta para a modelagem dos sistemas hidrelétrico e termelétrico separadamente, utilizando o conceito de igualdade dos custos marginais é abordado por Duncan et al. (1985). O sistema hidrelétrico é representado por um modelo de fluxo em redes linear. Para o problema termelétrico considera-se os custo das partidas, e resolve-se segundo técnicas heurísticas. As redes elétricas não são consideradas e a coordenação dos subproblemas é feita utilizando-se uma téc-

nica de programação não linear para otimizar, através de sucessivas iterações, tendo como função objetiva a minimização do custo de produção das termelétricas.

Shaw et al. (1985) propõe uma abordagem por Programação Dual para o problema de "unit commitment" térmico e despacho de geração hidrotérmico. O objetivo é a decomposição do problema hidrotérmico de grande porte em vários subproblemas térmicos, resolvidos por Programação Dinâmica, e hídricos, resolvidos como problemas de Controle Ótimo Convexo. O problema original é assumido ser determinístico, com conhecimento da demanda, da disponibilidade das termelétricas e das vazões afluentes. E ainda, consideram-se os tempos de viagem da água entre as hidrelétricas, e o custo de partidas e paradas das termelétricas.

Brännlund et al. (1986) apresenta uma abordagem baseada no conceito de Fluxo em Redes Não Linear para o problema de programação da geração de curto prazo de sistemas de grande porte. Ela se baseia na decomposição do problema em dois subproblemas, um subproblema hídrico e outro subproblema térmico e a aplicação de técnicas especializadas em cada subsistema. A equação da demanda, único acoplamento entre os dois subproblemas, é utilizada em conjunto com o despacho das térmicas para gerar uma curva de estimativa do custo total do sistema em função da geração hidrelétrica total. O sistema hidrelétrico é representado por um modelo de fluxo em redes não linear, e a geração por uma função não linear dependente da turbinagem e da altura de queda. Além disso, representam-se restrições de segurança na forma de limites de transmissão inter-regionais. Resolve-se este subproblema através de um algoritmo de gradiente reduzido, com a curva de estimativa de custo total do sistema como função objetivo. A partir desta solução, formula-se o subproblema térmico, com o custo total das termelétricas como função objetivo, considerando os limites de geração, as restrições de tomada de carga e a demanda de carga descontada da geração hidráulica. E a solução se dá pelo Método da Lista de Prioridades. A coordenação destes dois subproblemas é realizado através da atualização das curvas de custos a cada nova solução de gerações das termelétricas, num processo iterativo até a convergência do custo das termelétricas. A modelagem do subproblema hidráulico pode ser vista em Brännlund et al. (1988).

Uma abordagem para um sistema hidrotérmico predominantemente hidrelétrico pode ser vista em Habibollahzadeh & Bubenko (1986). Um modelo com função de custo linear, custos de partidas e tempo mínimo para partidas e paradas representam as termelétricas. Para os sistemas hidrelétricos consideram-se o acoplamento hidráulico, o tempo de viagem, a função de produção linear por partes, as restrições hidráulicas e os limites de geração. E ainda, consideram-se as

reservas de geração e as perdas lineares nas transmissões. A proposta é a Decomposição pelo Método de Benders num problema Mestre de UC e num subproblema de despacho econômico. O problema Mestre é um problema que pode ainda ser decomposto e contém apenas variáveis inteiras, e no caso, é resolvido apenas para uma minoria das termelétricas. E o subproblema de despacho econômico contém apenas as variáveis contínuas. A estrutura bloco diagonal deste subproblema permite a resolução pela Decomposição de Dantzing-Wolfe. No problema Mestre apenas termelétricas que tem os custos marginais fora dos limites calculados durante a otimização são consideradas, reduzindo a dimensão do problema. Resolve-se o problema Mestre através de Programação Dinâmica Discreta.

Em Cohen & Sherkat (1987) tem-se um estado da arte do problema de programação da operação de curto prazo, com as soluções comumente adotadas até à época. O autor atenta ao fato de que a coordenação de problemas hidrotérmicos é muito mais complexa que a dos puramente térmicos ou hídricos, assim, praticamente todos os métodos de solução se baseiam em métodos de decomposição (heurístico, Relação Lagrangeana, Decomposição de Benders) em subproblemas térmicos de UC e hidráulicos de despacho de geração. O autor cita a necessidade de avanços na área de modelagem, pois a maioria das modelagens utilizadas negligenciavam ou faziam uso de aproximações para representar o sistema hidrelétrico.

Outra modelagem para um sistema puramente hidrelétrico é apresentado por Lidgate & Amir (1988). Procura-se representar através de funções não lineares as relações entre: a turbinagem, altura de queda e potência; a perda nos condutos forçados em função da turbinagem; o volume dependente do nível de montante; o nível de jusante em relação a defluência. Utiliza-se um fluxo de potência para calcular as perdas nas transmissões e verificar as violações nas restrições elétricas. As seguintes funções objetivos são testadas: maximizar a geração; operar no ponto de máxima eficiência; minimizar as perdas de transmissão. A solução é obtida por um algoritmo de Programação Não Linear. À época, a modelagem não linear detalhada e os recursos computacionais limitados impediram a otimização direta de todos os intervalos simultaneamente para um sistema com 44 usinas (77 unidades geradoras) e 24 intervalos.

Luo et al. (1989) apresenta uma abordagem que considera o tempo de viagem da água entre usinas em cascata, a variação da altura de queda de forma linear, a representação das restrições elétricas através de equações de fluxo de potência e das restrições de segurança. O UC é considerado pré-definido numa etapa anterior, e a solução se dá através da decomposição em subproblemas hidrelétrico e termelétrico. Resolve-se o subproblema hidrelétrico utilizando a Programação de

Fluxo em Redes, e uma busca unidimensional de Fibonacci é proposta para a correção dos problemas decorrentes da linearização. O problema termelétrico é resolvido utilizando uma combinação do Método das Equações de Coordenação com o Fluxo de Potência Ótimo (OPF), que utiliza como técnica de solução a Programação Linear Sucessiva (Habibollahzadeh et al. 1989).

O problema de programação diária da geração para o sistema "Ontario Hydro" é apresentado por Habibollahzadeh et al. (1990). A abordagem enfoca a modelagem do subproblema hidrelétrico por Fluxo em Redes, e parte do pressuposto de que as gerações das termelétricas são pré-definidas, e assim, elas são representadas por uma tabela de custo marginal no subproblema hidrelétrico. A técnica de resolução se baseia no algoritmo de Frank-Wolfe, onde a cada iteração, lineariza-se a função objetivo e a sua resolução fornece uma direção da otimização, e ainda no tamanho do passo que é calculado pelo método da seção áurea.

Tong & Shahidehpour (1990) aborda o problema de programação da geração para um sistema composto por termelétricas, hidrelétricas e termelétricas com restrição de combustível. A metodologia de solução se baseia na aproximação por Relaxação Lagrangeana suplementada com uma técnica de despacho econômico modificada, isto para tentar melhorar a qualidade da solução da Relaxação Lagrangeana. Na representação consideram-se além do atendimento da demanda e da reserva girante, o tempo mínimo de partida e parada das termelétricas, os limites de geração e as restrições dos reservatórios das hidrelétricas (balanço de água, limites e estados inicial e final dos reservatórios). Com a Relaxação Lagrangeana, separa-se o problema em três subproblemas: um de UC térmico resolvido com Programação Dinâmica; um problema linear de despacho de geração hidrelétrico, resolvido pelo Método do Gradiente; e o terceiro, um problema de UC de térmicas com restrição de combustível, também resolvido com Programação Dinâmica. Aplica-se uma técnica de Despacho Econômico Termelétrico na solução do problema principal, alterando o estado das unidades termelétricas (ligando ou desligando) se necessário.

Ohishi et al. (1991) apresenta uma abordagem, para o problema de programação da operação hidrotérmico, que permite a representação detalhada dos aspectos hidráulicos (a nível de usinas) e elétricos (limites das linhas de transmissão). Considera-se pré-definido o "unit commitment" das termelétricas. A resolução do problema dualizado consiste na simulação hidráulica detalhada das decisões de defluência resultantes do problema de fluxo de potência ótimo DC minimizando os custos de geração e um índice de desempenho elétrico. As metas de defluências estabelecidas no planejamento de longo/médio prazo são adicionadas através de penalizações do uso da água, utilizando a Aproximação Dual Lagrangeana. O custo das termelétricas são funções quadráticas

e o multiplicador de Lagrange representa os custos das hidrelétricas. Um estudo de caso, para o sistema 440 kV da CESP (à época) foi apresentado em Soares & Ohishi (1995).

Yeh et al. (1992) propõe um procedimento para a otimização hidrotérmica com a decomposição em três modelos individuais. Por causa da natureza sazonal semanal e diária da demanda, tem-se um modelo mensal (com intervalos de quatro semanas), um modelo semanal (discretização diária) e um modelo diário (com discretização horária). A otimização se dá do modelo mensal, passando pelo semanal, até o modelo diário, onde cada modelo gera restrições para o modelo seguinte, produzindo o acoplamentos entre os modelos. Um mecanismo de realimentação monitora os estados do sistema e atualiza os modelos do nível anterior. O procedimento considera as afluências sazonais e perdas de transmissão variáveis com a geração. No modelo mensal e diário um procedimento de Programação Linear e Programação Dinâmica determinam a política de defluência de cada usina para cada intervalo da discretização. O modelo horário apresenta um detalhamento das unidades geradoras.

Um método baseado em Relaxação Lagrangeana foi apresentado por Yan et al. (1993), onde o problema de programação da operação de curto prazo foi descomposto em dois subproblemas. Um método de Alocação por Ordem de Mérito foi implementado para resolver o subproblema hidráulico, enquanto o subproblema térmico foi resolvido por Programação Dinâmica. As hidrelétricas foram modeladas de maneira simplificada por Programação Linear, desprezando as características não lineares, os acoplamentos hidráulicos e as restrições de limites. Nas termelétricas os custos de partida e de parada são desprezadas, e o intercâmbio entre as usinas não consideradas.

Li et al. (1993) propõe a utilização da Programação de Fluxo em Rede Incremental para resolver o subproblema hidrelétrico. Apresenta a sua implementação e a integração com um software existente de despacho econômico e "unit commitment". O objetivo é fazer um produto de coordenação hidrotérmico para a aplicação no sistema de gerenciamento de energia. A decomposição do problema de coordenação hidrotérmica se dá através da formulação Dual Lagrangeano (inclusão da restrição de atendimento da demanda na função objetivo) que permite a decomposição do problema em subproblemas termelétrico e hidrelétrico.

Piekutowski et al. (1993) propõe uma abordagem para o problema de STH para determinar a geração ótima e analisar o intercâmbio entre Tasmânia e Austrália. Formulado como um problema linear de grande porte é resolvido com um pacote comercial.

Wang & Shahidehpour (1993) propõem uma nova abordagem para resolver o problema de

programação da geração de curto prazo de sistemas hidrotérmicos de grande porte. O objetivo é minimizar o custo total da operação de termelétricas ao longo do horizonte de programação. Para resolver o problema em tempo razoável, ele é decomposto em subproblemas termelétrico e hidrelétrico. A coordenação entre os subproblemas é feita através dos multiplicadores de Lagrange. O subproblema termelétrico considera fatores como erros de previsão de carga e saídas forçadas de unidades geradoras e tem termelétricas em multi-áreas com limites de intercâmbios entre elas. No subproblema hidrelétrico considera-se a operação de usinas em cascata num mesmo rio, adota-se o conceito de Fluxo em Redes para coordenar o uso da água, e o Método do Gradiente Reduzido é utilizado para superar as características lineares no fluxo em redes.

Uma aplicação do Algoritmo de Fluxo em Redes no sistema hidrotérmico brasileiro foi abordado por Franco et al. (1994). O problema foi decomposto em subproblemas hidráulico e elétrico. As restrições foram representadas de forma detalhada por um modelo de Fluxo em Redes. O sistema hidrelétrico é formulado de forma detalhada, considerando as restrições operativas, tais como acoplamento hidráulico e os limites de transmissão, função de produção não linear, tempo de viagem da água, volume final imposto pelo longo prazo e fluxo de potência DC para representar a parte elétrica. Utiliza-se uma técnica de Penalização Quadrática para decompor em subproblemas elétrico e hidráulico, e os dois subproblemas são resolvidos pelo Algoritmo de Fluxo em Redes Não Linear.

Em Nilsson & Sjelvgren (1996) um modelo hidrelétrico inteiro misto para o problema de programação de curto prazo foi apresentado. O problema de programação é decomposto em um subproblema para cada hidrelétrica. Para se obter programações "suaves", o modelo considera custos de partida para as hidrelétricas. Utilizam-se a Relaxação Lagrangeana, Programação Dinâmica e Programação em Redes para a resolução. Um estudo para quantificar o custo associado às partidas e paradas das unidades geradoras hidrelétricas foi apresentado em Nilsson & Sjelvgren (1997a). Em Nilsson & Sjelvgren (1997b) apresenta-se um modelo de programação da operação com enfoque na modelagem das funções de produção em termos de turbinagem e dos custos de partida e paradas.

Hachem et al. (1997) apresenta uma modelagem para o problema de alocação de geração, para o problema de alocação das unidades sincronizadas e uma terceira modelagem para o problema de "unit commitment" hidrelétrico. O problema é tratado via Programação Dinâmica em um sistema real com 11 usinas.

No trabalho desenvolvido por Soares & Salmazo (1997), as características individuais das unidades geradoras das hidrelétricas são consideradas, com atenção especial a representação detalhada da função de produção, considerando as perdas ocasionadas pela elevação do nível de canal de fuga, as perdas nos condutos forçados e as perdas associadas à perda de rendimento do conjunto turbina/gerador. O problema de minimização das perdas no sistema de geração e transmissão é decomposto em um subproblema de alocação de unidades geradoras, resolvido através de uma heurística, e um subproblema contínuo mas acoplado no tempo pela restrição de intercâmbio, que é decomposto utilizando a Relaxação Lagrangeana. Desta relaxação, resultam vários subproblemas independentes que são resolvidos por um fluxo de carga ótimo DC.

Li et al. (1997) estuda o problema de programação da operação de curto prazo para sistemas hidrotérmicos, com uma representação individualizada das unidades geradoras das hidrelétricas, função de geração linear por partes da turbinagem, mas sem o efeito da variação da altura de queda e sem considerar as linhas de transmissão. O objetivo é a minimização dos custos de combustível e de partidas e paradas associados às termelétricas, e dos custos de partidas das hidrelétricas e do valor futuro da água dos reservatórios, considerando restrições de atendimento de demanda de carga e reserva girante. O problema é decomposto em subproblemas térmico e hidráulico, sendo o térmico resolvido por um UC com Relaxação Lagrangeana. O procedimento de solução do subproblema hidrelétrico de alocação de unidades geradoras, "unit commitment" hidrelétrico - (HUC), envolve várias etapas. Primeiro o sistema hidrelétrico é subdividido entre as bacias hidrográficas e otimizado com fluxo em redes por bacias, determinando as defluências e o HUC por reservatório (cada reservatório pode conter mais de uma hidrelétrica). Em seguida o HUC é resolvido através do Método da Lista de Prioridades baseada em Programação Dinâmica, com os custos marginais iniciais dados por um problema de despacho econômico hidrelétrico. No final, roda-se um despacho econômico para as todas as unidades geradoras alocadas (termelétricas e hidrelétricas). Uma aplicação para um sistema com 115 unidades geradoras hidráulicas e 65 reservatórios divididos em 14 bacias e 50 térmicas é apresentado, sem considerar os custos de partida das hidrelétricas.

Guan et al. (1997) apresenta uma modelagem para o subproblema hidrelétrico de um sistema hidrotérmico, considerando o acoplamento hidráulico das usinas em cascata, restrições hidráulicas discretas e regiões de operação descontínuas. A modelagem não leva em conta a individualidade das unidades geradoras, nem as rampas de tomadas de carga e perdas no sistema. Utilizando a Relaxação Lagrangeana, o problema hidrotérmico é convertido em um problema de otimização

em dois estágios. O segundo estágio consiste de vários subproblemas, uma para cada termelétrica ou subsistema hídrico acoplado, e o primeiro estágio é um problema de otimização dos multiplicadores de Lagrange. O subproblema hídrico é mais complicado por causa da dinâmica dos reservatórios e os acoplamentos entre as hidrelétricas. A solução adotada utiliza a RL para criar vários subproblemas de despacho ótimo, um para cada hidrelétrica em cada intervalo. E o resultado é otimizado ao longo dos intervalos utilizando a Programação Dinâmica e Fluxo em Redes. Um Método de Subgradiente é utilizado para atualizar os multiplicadores.

Guan et al. (1999) e Ni et al. (1999) abordam o problema de programação da operação hidrelétrica com usinas em cascata. Além do acoplamento hidráulico das hidrelétricas em cascata, consideram-se as dinâmicas dos reservatórios, descontinuidades das regiões de operação e outras restrições contínuas e discretas. No primeiro trabalho, leva-se em conta as restrições de rampas de turbinagens, enquanto isso, a influência da variação da altura de queda dos reservatórios na geração é considerada em Ni et al.. As descontinuidades das zonas proibidas dificultam o uso direto dos métodos contínuos de otimização como o fluxo em redes. Assim, a proposta de resolução envolve a relaxação das restrições de rampa de turbinagem e das regiões de descontinuidade no primeiro trabalho, e a relaxação das restrições de geração mínima e máxima das unidades geradoras no segundo. Tem-se assim, dois subproblemas: um problema inteiro de alocação de unidades geradoras, resolvido nos dois trabalhos, por Programação Dinâmica com um número reduzido de estados de transição; o outro é um problema contínuo, que em Guan et al. é resolvido por um Algoritmo de Fluxo em Rede Linear, e em Ni et al., utiliza-se um Algoritmo de Fluxo em Rede Não Linear, isto por causa da natureza não linear da função de geração considerada. Os dois subproblemas são coordenados através da atualização dos multiplicadores por meio de um algoritmo de subgradiente modificado. Depois da convergência, o mesmo Fluxo em Redes é utilizado para factibilizar a programação hidráulica e, se necessário, ajustes são feitos através de heurísticas.

Chang et al. (2001) apresenta um problema de "unit commitment" hidrelétrico com usinas reversíveis. O problema é formulado como um problema de programação inteira mista linear (MILP), no qual a função de produção é representada por uma função linear por partes. O problema foi resolvido através de um pacote comercial e aplicado a um sistema com sete usinas hidrelétricas.

Arce et al. (2002) apresenta um modelo de Programação Dinâmica para o despacho de máquinas (HUC) aplicada à usina hidrelétrica de Itaipu. Para otimização do despacho de unidades geradoras adota-se um critério de desempenho que leva em conta a elevação do nível do canal

de fuga, as perdas hidráulicas no sistema de adução e as variações no rendimento do conjunto turbina-gerador. A técnica de solução se baseia numa heurística que combina a Relaxação Lagrangeana para resolver o problema de despacho de geração e a Programação Dinâmica para resolver o despacho de máquinas.

Soares et al. (2003) apresenta uma metodologia para otimização do despacho de geração e de número de máquinas, onde o critério de otimização se baseia na minimização das perdas de geração. Consideram-se as perdas hidráulicas nos condutos forçados, perdas por elevação do canal de fuga, e perdas de rendimento do conjunto turbina-gerador. Uma heurística baseada na Relaxação Lagrangeana é utilizada para resolver o problema de despacho horário de um dia. Um estudo de caso com nove usinas do SIN brasileiro é resolvido e comparado com pós-operativo.

Ohishi et al. (2005) apresenta um estudo comparativo entre duas metodologias de "unit commitment" no problema de programação da operação. O problema é dividido em dois subproblemas, sendo o primeiro um subproblema de despacho de geração resolvido por Relaxação Lagrangeana. O outro subproblema, de "unit commitment", é resolvido por Programação Dinâmica na primeira metodologia, e por Algoritmo Genético na segunda. As duas metodologias foram testadas num sistema real com sessenta usinas hidrelétricas e o resultado comparado com o pós-operativo real. Na modelagem adota-se um critério de desempenho que leva em conta a elevação do nível do canal de fuga, as perdas hidráulicas no sistema de adução e as variações no rendimento do conjunto turbina-gerador, e ainda o custo de partidas e paradas das unidades geradoras. A abordagem que utiliza a metodologia de Programação Dinâmica e Relaxação Lagrangeana está detalhada em Arce et al. (2008).

Finardi (2003), Finardi et al. (2005) e Finardi & da Silva (2006) propõem uma abordagem para o problema de programação hidrotérmica considerando faixas proibidas nas unidades geradoras através da Relaxação Lagrangeana, utilizando os multiplicadores para relaxar as restrições de acoplamento, e dividindo o problema em subproblemas de mais fácil solução, coordenados por um programa mestre dual.

Finardi et al. (2005) apresenta um modelo de "unit commitment" para sistemas hidrotérmicos interconectados onde a função de produção das hidrelétricas é representada de forma não linear devido à influência da altura de queda, das perdas hidráulicas, e do rendimento das turbinas. O modelo considera faixas proibidas da operação das máquinas, o que acrescenta considerável complexidade ao problema. A técnica de solução proposta é a Relaxação Lagrangeana que decom-

põe o problema em subproblemas menores e de mais fácil solução, coordenados por um programa mestre dual. Diferentes estratégias de decomposição foram analisadas, sendo a Programação Quadrática Sequencial utilizada para resolver os subproblemas não lineares. A abordagem foi testada numa configuração de 121 unidades geradoras retirada do sistema brasileiro e um horizonte de 48 horas.

Finardi & da Silva (2006) apresentam um algoritmo para determinar o "unit commitment" hidrelétrico em sistemas hidrotérmicos considerando detalhadamente a representação das hidrelétricas através de funções de produção não lineares, e considerando zonas proibidas para as unidades geradoras. A técnica de solução proposta é baseada em Relaxação Lagrangeana, com algumas variáveis artificialmente duplicadas para decompor o problema em subproblemas menores e mais eficientemente resolvidos. O Método dos Feixes é utilizado para a solução do problema dual de coordenação dos subproblemas, e a Programação Quadrática Sequencial para a solução dos subproblemas não lineares. Uma aplicação em uma parte do SIN demonstrou a viabilidade da abordagem para sistemas de grande porte.

Diniz et al. (2006) sugere a aplicação de programação dinâmica dual baseada em Decomposição de Benders para o problema de programação hidrotérmica de curto prazo considerando a rede elétrica, através de um modelo DC e as perdas de transmissão aproximadas por funções lineares por parte. Resultados numéricos foram apresentados para o sistema IEEE 118, onde os efeitos das perdas de transmissão na solução foram avaliados, e para estudos preliminares com o SIN. Em Diniz & Maceira (2008), uma nova representação da função de produção por linearização por partes é proposta para uso na otimização da programação hidrotérmica, considerando as influências do armazenamento, da turbinagem e do vertimento numa única função.

Kadowaki et al. (2007) apresenta uma modelagem para a programação diária da operação de sistemas predominantemente hidrelétricos com uma abordagem por decomposição em três modelos distintos: um modelo de despacho de máquinas e de geração, um modelo de simulação hidráulica a usinas individualizadas em base horária e um modelo de fluxo de potência ótimo em corrente contínua. Um estudo de caso com o SIN é apresentado para mostrar a cadeia de programação proposta. Os resultados mostram uma solução adequada para a operação, com curvas suaves de despacho de geração e de máquinas acompanhando a curva de demanda de carga.

Zhai et al. (2007) aborda o problema de programação da geração de uma usina hidrelétrica com várias unidades geradoras e zonas proibidas de operação. Identificar a factibilidade

das alocações de unidades geradoras e construir soluções factíveis eficientemente, para problemas contendo zonas proibidas e restrições de limites variáveis e é um dos problemas mais importantes da programação da operação. Uma condição necessária e suficiente sobre a factibilidade do problema, baseada na análise da estrutura das equações de conservação de água, é apresentada, utilizando uma ferramenta eficiente na construção de soluções factíveis. Discute-se a sua aplicação para gerar planos de cortes eficientes em problemas de programação inteira mista.

Arce et al. (2008) apresenta uma abordagem heurística baseada em Relaxação Lagrangeana para resolver o problema de programação da operação de curto prazo de sistemas predominantemente hidrelétricos. A modelagem proposta leva em conta um critério de desempenho que considera as variações do nível de canal de fuga, a variação da altura de queda devido as perdas hidráulicas e a variação do rendimento das unidades geradoras. O problema é decomposto em um problema de despacho de máquinas e outro de despacho de geração. O primeiro é decomposto novamente em subproblemas independentes para cada usina, onde o objetivo é escolher o número de unidades geradoras que minimiza a perda de geração na usina. E o subproblema de despacho de geração é resolvido por Relaxação Lagrangeana. Um estudo de caso com 16 usinas hidrelétricas do SIN é apresentado, com destaque para a redução significativa das perdas de geração.

Rodrigues et al. (2008) formulam e propõem uma técnica de solução para o problema de "unit commitment" hidrotérmico usando Relaxação Lagrangeana e Lagrangeano Aumentado. A Relaxação Lagrangeana é utilizada numa primeira fase de solução do problema, decompondo-o em quatro subproblemas de diferentes naturezas. Um dos subproblemas refere-se à alocação das unidades geradoras hidrelétricas, sendo proposto um algoritmo de enumeração exaustiva de espaço de estados do problema, embora haja uma estratégia alternativa como em (Finardi et al. 2005). O Método dos Feixes é usado para resolver o problema dual. Na segunda fase, para recuperar a solução, o Lagrangeano Aumentado é usado uma vez que a solução da primeira fase não é factível, dada a natureza não convexa do problema. Um caso de estudo de grande porte demonstrou a aplicabilidade da abordagem proposta.

Kadowaki et al. (2009) apresenta o problema de programação da operação de curto prazo formulado como um problema de Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP), onde a geração e o número de unidades geradoras despachadas em cada usina hidrelétrica, em cada intervalo do período de programação, são as variáveis de decisão do problema. A modelagem adota a representação detalhada do sistema de usinas hidrelétricas incluindo suas unidades geradoras. A função objetivo do problema a ser minimizada consiste na soma das perdas de geração e dos custos de

partidas e paradas das unidades geradoras das hidrelétricas. As perdas de geração são representadas pela perda de eficiência das unidades geradoras devido à elevação do canal de fuga, aumento das perdas hidráulicas nos condutos forçados, e perdas de rendimento do conjunto gerador. A abordagem proposta é de decomposição baseada em otimização-simulação, onde resolve-se inicialmente um problema de otimização com as variáveis hidráulicas relaxadas. A solução do problema relaxado é avaliada na etapa de simulação, para verificar a factibilidade hidráulica, e se eventualmente houver violações, restrições são adicionadas ao problema e volta-se a etapa de otimização. É proposta a decomposição do problema em dois subproblemas, um problema de despacho de máquinas e outro de despacho de geração. O despacho de máquinas é resolvido por Programação Dinâmica e o problema de despacho de geração por Método de Newton. Uma aplicação da abordagem num estudo de caso de grande porte com 95 usinas hidrelétricas do sistema brasileiro e 168 intervalos horários é apresentada e os resultados mostram a viabilidade da abordagem para sistemas de grande porte.

O trabalho desenvolvido nessa tese dá continuidade a linha de pesquisa iniciada com Soares & Salmazo (1997), Soares et al. (2003) e Ohishi et al. (2005). As contribuições específicas desse trabalho foram apresentadas em Kadowaki et al. (2007), Kadowaki et al. (2009) e Zambelli et al. (2012), podendo ser resumidas em contribuições de modelagem, de metodologia de resolução e de implementação computacional.

Em termos de modelagem, pode-se destacar a representação detalhada da operação hidráulica das usinas, que inclui entre outras, a representação das restrições de turbinagem máxima, das restrições de defluência mínima, dos limites de armazenamento dos reservatórios e também do tempo de viagem da água entre as usinas. Tem-se também a representação das restrições operativas do sistema de geração, tais como restrições de rampa de tomada de carga, restrições de reserva girante e restrições de geração conjunta. Outra contribuição é a modelagem desagregada das usinas hidrelétricas conectadas a mais de um barramento do sistema de transmissão. E finalmente uma representação que leva em conta conjuntos de unidades geradoras diferentes numa mesma usina hidrelétrica.

Em termos de metodologia de resolução, tem-se a substituição do Método de Relaxação Lagrangeana, utilizado em Soares & Salmazo (1997), Soares et al. (2003) e Ohishi et al. (2005), pelo uso do *Método de Newton*, junto com o conceito de *Método de Conjuntos Ativos*, para a resolução da parte contínua do problema de Programação da Operação, com uma redução considerável do tempo de processamento.

Em termos de implementação computacional, os modelos de programação da operação (*HydroDesp 2*) e de Função de Perdas para Conjunto de Unidades Geradoras Diferentes (*Funções de Perdas*) desenvolvidos nesta tese foram implementados e integrados ao sistema de suporte a decisão *HydroLab*. Pode-se destacar também a implementação de funcionalidades, tais como, de interação entre os modelos de otimização e simulação para facilitar o processo de factibilização das restrições hidráulicas. E ainda o aperfeiçoamento dos modelos de *Função de Perdas* para unidades geradoras iguais, do *Simulador Hidráulico*, e outras funcionalidades do *HydroLab*.

Além dessas contribuições, o presente trabalho pela primeira vez foi aplicado numa configuração completa do SIN.

3 *Modelo Matemático*

Neste capítulo será apresentada a formulação matemática do modelo proposto para a programação da operação de um sistema hidrotérmico. Devido à grande variação da demanda de carga diária, uma das grandes preocupações é assegurar o acompanhamento da carga, o que requer um programa de partidas e paradas de unidades de geradoras e também um programa de geração para as unidades em operação. O modelo proposto pretende tratar casos como o sistema interligado nacional brasileiro (SIN), sendo uma de suas principais características a predominância de geração hidrelétrica. Esta predominância faz com que o acompanhamento da carga seja realizada majoritariamente pelas usinas hidrelétricas, o que torna a definição do programa de partidas e paradas das unidades geradoras hidrelétricas um dos pontos centrais na etapa de programação da operação do SIN. Uma outra característica importante do parque hidrelétrico brasileiro é a existência de usinas de grande porte que atendem vários mercados consumidores, e por isso estão conectadas a diferentes subsistemas de transmissão. Este tipo de conexão pode impor requisitos operativos, oriundos da operação do sistema de transmissão, apenas sobre parte das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica, tornando o processo de definição da programação da operação mais complicado. O objetivo do modelo proposto é tratar o problema de programação da operação de usinas hidrelétricas, utilizando uma representação detalhada das plantas hidrelétricas ao nível de suas unidades geradoras (conjunto turbina/gerador), levando em conta as restrições operativas do sistema de geração e de operação dos reservatórios. Além disso, o modelo adota uma representação mais precisa da conexão das usinas hidrelétricas com o sistema de transmissão, resultando em uma metodologia onde a programação da operação é realizada ao nível das barras de transmissão conectadas com as usinas hidrelétricas. Este capítulo faz uma apresentação dos principais componentes de um sistema hidrotérmico com vistas à operação de curto prazo, enfocando o mercado de energia, a operação de curto prazo das usinas hidrelétricas, termelétricas, sistema de transmissão e a compatibilidade com os planejamentos da operação de médio e longo prazos. O capítulo se encerra com a apresentação do modelo.

3.1 Sistemas Hidrotérmicos de Curto Prazo

Um sistema de energia elétrica é constituído basicamente por três elementos: sistema de geração, sistema de transmissão e mercado consumidor de energia elétrica (Wood & Wolleberg 1996).

A geração compreende as unidades responsáveis pela produção de energia elétrica. Estas unidades podem ser hidroelétricas, termelétricas, eólicas e fotovoltaicas.

A transmissão compreende todos os meios físicos de transporte necessários para levar a energia elétrica desde os pontos de geração até os pontos de consumo. Esta se subdivide em sistemas de transmissão e de distribuição. Seus elementos básicos são as linhas de transmissão e as subestações (barras), sendo necessária ainda a utilização de outros componentes como transformadores, reatores e capacitores, para permitir que a energia seja entregue dentro dos padrões de qualidade desejadas.

Um dos requisitos operativos de um sistema de energia elétrica é o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia elétrica a cada intervalo de tempo. Como há uma grande variação diária no consumo, na definição da programação é importante adotar uma curva de carga com discretizações menores, pois do contrário mascara-se o processo de partidas e paradas de unidades geradoras. O consumo de energia elétrica engloba todo e qualquer ponto onde há fornecimento de energia elétrica para algum fim, seja residencial, comercial ou industrial.

Um exemplo esquemático do Sistema Hidrotérmico de Potência pode ser visto na Figura 3.1 a seguir:

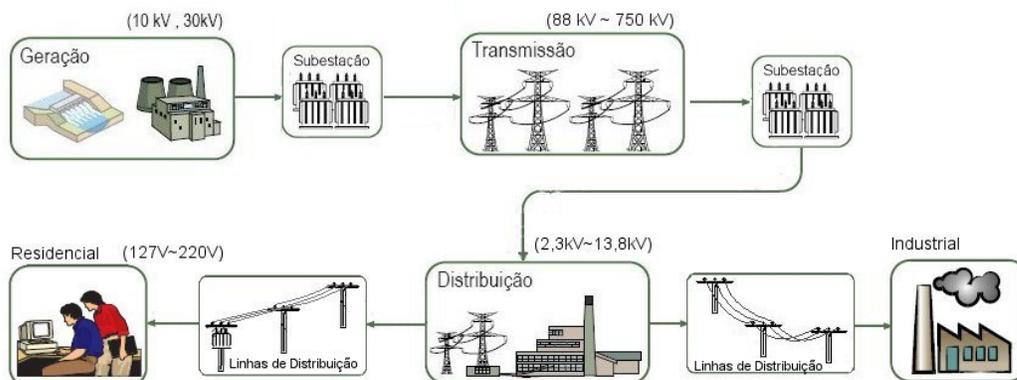


Figura 3.1: Esquema de Sistema Hidrotérmico de Potência.

A abordagem desenvolvida nesta tese se baseia em modelos matemáticos de otimização. Modelos matemáticos são representações das características de um dado sistema, e o seu processo de elaboração pode ser encarado como um "design" utilizando ferramentas matemáticas. É preciso decidir o que representar e como representar. No caso específico deste trabalho, como o objetivo é abordar o problema de programação da operação, a sua modelagem é baseada na operação de curto prazo de um sistema de usinas hidrotérmicas.

Por curto prazo entende-se em princípio o horizonte de uma semana. Na prática do caso brasileiro a programação da operação contempla um horizonte de dois dias nos dias úteis e um horizonte de três dias nos finais de semana. O horizonte de uma semana é adequado para acoplar com a solução do modelo DECOMP, que trata o primeiro mês com discretização semanal.

Do ponto de vista da Cadeia de Planejamento apresentada na seção 2.1.1.1, a programação da operação é uma etapa intermediária entre o planejamento energético (curto/médio prazos) e a operação em tempo real do sistema. Na seção a seguir, detalha-se a operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos a partir da qual será formulado o modelo proposto nesta tese.

3.2 Demanda de Curto Prazo de Energia Elétrica

Um dos aspectos característicos da operação de curto prazo é a demanda de energia elétrica. Ao longo do dia, a carga varia frequentemente, mas apresenta comportamentos típicos, como a curva de carga horária apresentada na Figura 3.2. Em geral, a carga mínima é observada no período da madrugada e a carga máxima no início da noite. Nos finais de semana estas curvas variam tanto no nível de consumo, que é menor do que nos dias úteis, como também no perfil da curva diária. A Figura 3.3 mostra uma curva de carga média diária para um período de uma semana, onde podemos observar os perfis de cargas da semana, como citado anteriormente, formando o ciclo semanal de demanda, com a maior carga observada no meio da semana e a menor carga nos domingos.

A curva de carga da Figura 3.2 mostra que a demanda na carga mínima é cerca de 70% da carga de pico. Isto indica que a demanda mínima pode ser atendida com um número menor de unidades geradoras em operação do que no período da ponta. Conseqüentemente, uma decisão importante nesta etapa de planejamento é a escala de partidas e paradas das unidades geradoras ao longo do dia, tradicionalmente conhecida por problema de Unit Commitment (UC). Em termos de modelo matemático, o tratamento do problema de UC requer a representação das plantas de

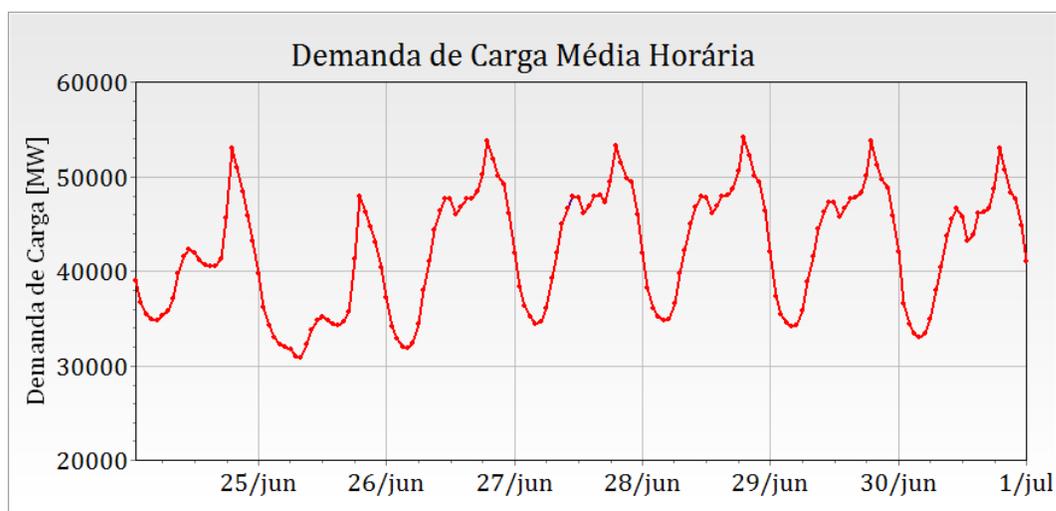


Figura 3.2: Curva de Demanda Típica de Carga Horária do SIN.

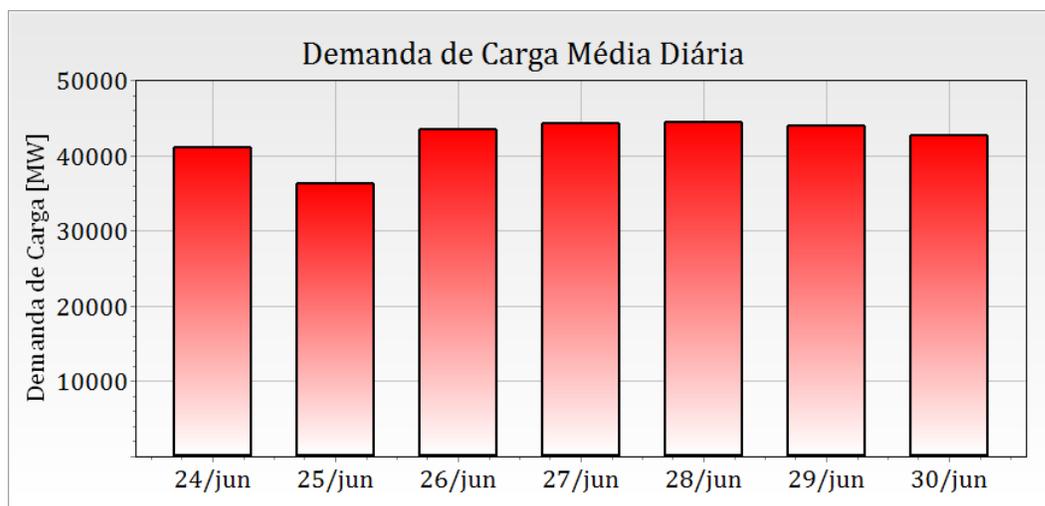


Figura 3.3: Curva de Demanda Típica de Carga Diária do SIN.

geração ao nível de suas unidades geradoras.

3.3 Sistema de Geração

A maioria dos sistemas elétricos no mundo é baseada em usinas termelétricas, e os países com significativa participação de geração hidrelétrica são relativamente poucos, entre os quais Canadá, Noruega e o Brasil.

O caso brasileiro é bastante particular pois se trata de um dos maiores sistemas hidrelétricos

do mundo, com diversidade hidrológica entre regiões, com reduzida capacidade de interligação com sistemas vizinhos, e o atendimento de um mercado de um país com extensões continentais. Dada a predominância de geração hidrelétrica, o acompanhamento da carga é realizado pelas usinas hidrelétricas, com as termelétricas operando mais na "base". Assim, em tais sistemas, o UC fica concentrado sobre as usinas hidrelétricas, e por isso na abordagem desenvolvida nesta fase, estas usinas são representadas ao nível de suas unidades geradoras.

As PCHs são usinas com potência menores que 30 MW e que estão na grande maioria dos casos acopladas a reservatórios com pequena capacidade de regularização, dependendo assim da vazão afluente do momento para a geração. A maioria está ligada diretamente ao sistema de distribuição, mas existem algumas ligadas ao sistema de transmissão, entretanto sem ter o despacho centralizado pelo ONS. No escopo deste trabalho, apenas as hidrelétricas do tipo UHEs integrados ao SIN serão consideradas, ficando as PCHs fora da modelagem.

3.3.1 Usinas Hidroelétricas

Uma usina hidroelétrica é composta basicamente por uma barragem que represa a água formando o reservatório; uma casa de máquinas, onde estão instalados os conjuntos de turbinas-geradores; um vertedouro por onde a água é liberada sem passar pelas turbinas; e um canal de fuga, que leva a água das turbinas para o curso natural do rio. Cada parte se constitui em um conjunto de obras e instalações projetadas harmoniosamente para operar eficientemente em conjunto (Martinez 2001).

A geração de energia nas usinas hidrelétricas se baseia na transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica a partir do aproveitamento das quedas de água. Essa queda pode ser natural ou pode ser criada a partir de obras de represamento da água em reservatórios.

A água do reservatório é conduzida sob pressão através de condutos forçados até o conjunto de turbinas da usina, situado na casa de máquinas, onde ela movimenta as pás das turbinas gerando energia cinética de rotação. Os geradores são conectados às turbinas e, postos em movimento contínuo, convertem a energia cinética em energia elétrica. A energia elétrica é transportada por grandes distâncias pelas "linhas de transmissão", mas antes o nível de tensão é elevado nas "subestações elevadoras" para que as perdas sejam minimizadas durante a sua transmissão. O destino da energia elétrica são os grandes centros consumidores, e nestes locais os níveis de tensão são adequadas pelas "subestações abaixadoras" às tensões das cargas.

Depois de passar pelas turbinas, a água retorna ao manancial hídrico através de um canal de fuga da usina. A diferença de níveis estabelecida entre o reservatório e o canal de fuga é importante por determinar a capacidade de geração de eletricidade da usina, dada que sua produção é função, entre outras coisas, da altura de queda.

Em situações onde a geração de energia não é suficiente para extravasar a vazão de água que chega ao reservatório da usina, esta pode ser escoada através dos vertedouros, manobra que permite controlar o nível de armazenamento sem a passagem pelas turbinas, e assim, sem a geração de energia elétrica.

A Figura 3.4 apresenta o esquema de uma usina hidroelétrica com detalhamento dos principais componentes e variáveis que compõem seu modelo matemático.

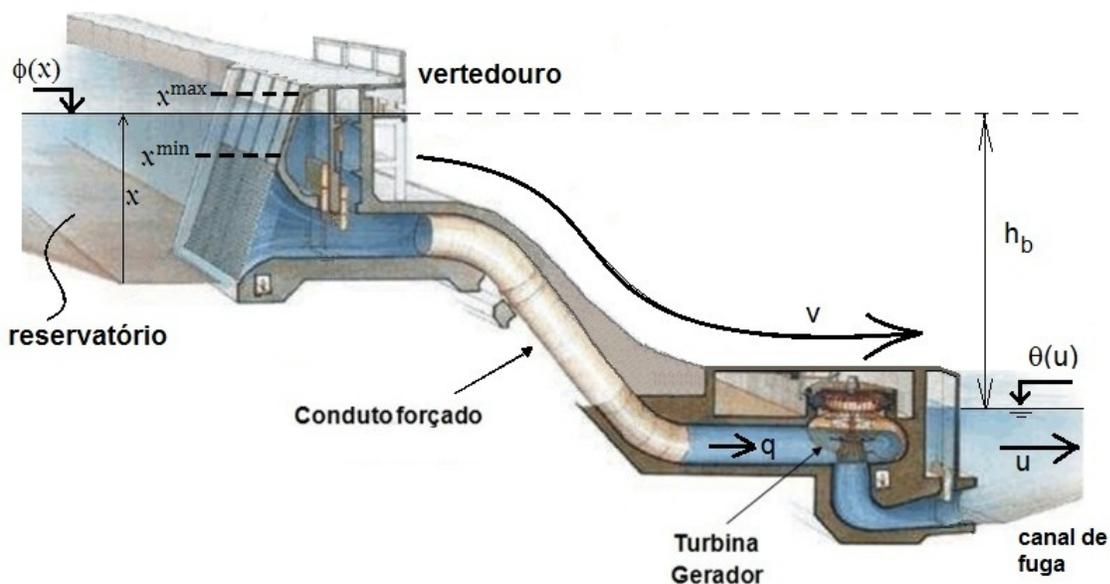


Figura 3.4: Esquema de uma usina hidroelétrica.

As variáveis envolvidas na descrição do modelo de uma usina hidrelétrica e suas respectivas unidades são:

- x - volume do reservatório [hm^3];
- x^{\max} - volume máximo operativo do reservatório [hm^3];
- x^{\min} - volume mínimo operativo do reservatório [hm^3];
- q - vazão turbinada pela casa de máquinas [m^3/s];
- v - vazão descarregada pelo vertedouro (vertimento) [m^3/s];

- u - vazão total descarregada pela usina (defluência) [m^3/s];
 $\phi(x)$ - função cota de montante do reservatório (função do volume) [m];
 $\theta(u)$ - função cota de jusante do canal de fuga (função da defluência) [m];
 $h_b = (\phi(x) - \theta(u))$ - altura de queda bruta [m].

3.3.1.1 Reservatórios

A Figura 3.5 apresenta um detalhamento do reservatório de uma usina, onde pode-se observar a classificação do volume (x), de acordo com a sua utilização em:

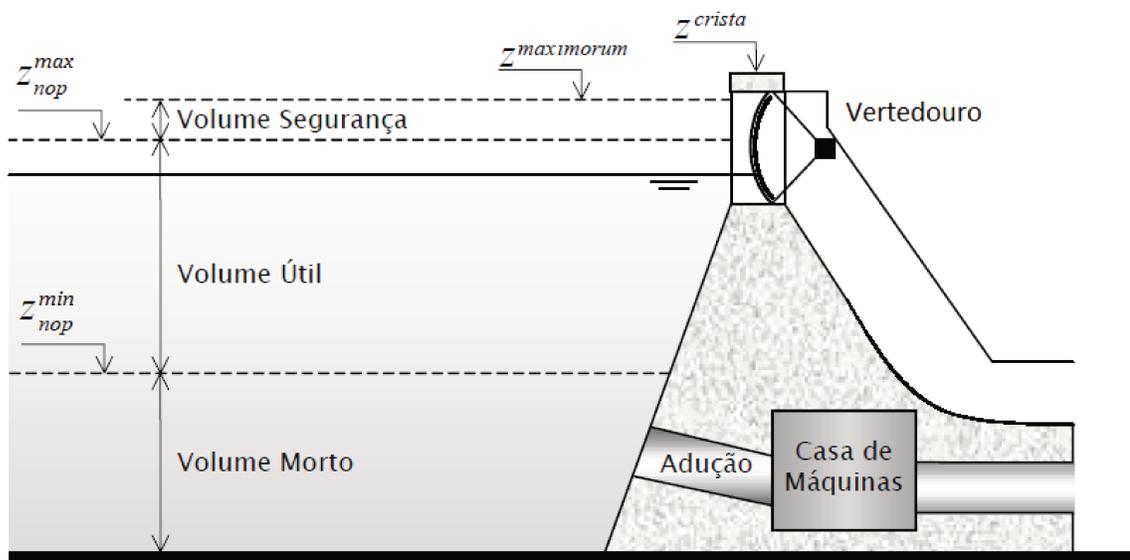


Figura 3.5: Detalhamento do reservatório de uma usina hidroelétrica.

- *volume morto* é o volume de água armazenado abaixo do limite mínimo de cota do reservatório, denominado cota mínima normal operativa z_{nop}^{min} , e cuja água não consegue ser aproveitada para fins de geração de energia elétrica.
- *volume útil* é aquele armazenado entre os limites de cota mínima normal operativa z_{nop}^{min} e cota máxima normal operativa z_{nop}^{max} , e representa o volume total de água aproveitável para a geração de energia elétrica.
- *volume de segurança* é o volume vazio existente entre a cota máxima normal operativa z_{nop}^{max} e a cota máxima *maximorum* $z_{maximorum}$. Esta cota máxima *maximorum* é definida como

a cota máxima de operação da usina em situações de emergência, e caso seja ultrapassada, define o estado de iminente colapso da usina.

A cota do reservatório, chamado de cota de montante, é o nível do reservatório em relação ao nível do mar. Na modelagem das usinas do sistema brasileiro, as cotas são representadas por polinômios, de até quarto grau, em função do volume do reservatório $\phi(x)$. A Figura 3.6 mostra os gráficos de cota de montante das usinas de Ilha Solteira (Figura 3.6(a)) e Água Vermelha (Figura 3.6(b)).

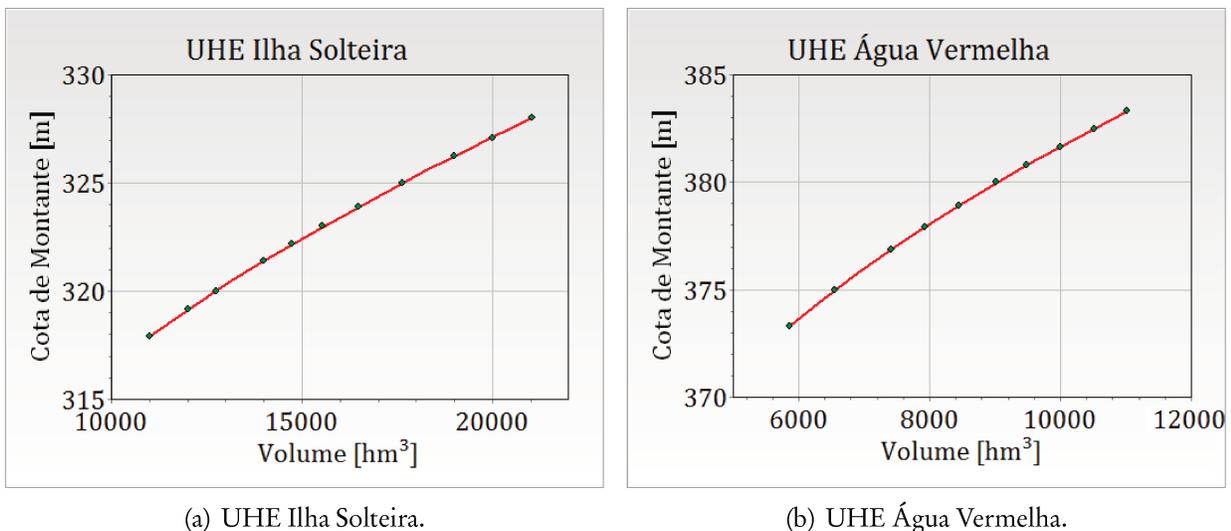


Figura 3.6: Polinômio $\phi(x)$ - volume x cota de montante.

Os reservatórios podem ser classificados ainda, de acordo com a sua capacidade de regularização, em reservatórios de acumulação ou compensação. Os reservatórios de acumulação possuem uma grande capacidade de armazenamento de água e por isso são responsáveis pela regularização da vazão dos rios, e são capazes de transferir energia de um período de chuvas para um período de estiagem. Os reservatórios de compensação têm pequena capacidade de armazenamento, o que permite apenas a regularização de pequenas descargas. As usinas com reservatórios de acumulação são denominadas usinas de reservatório e as com reservatórios de compensação são denominadas usinas a fio d'água.

Essa classificação depende do horizonte de operação hidráulica das usinas, e muitas usinas denominadas usinas à fio d'água no horizonte de médio e longo prazo são consideradas usinas de reservatório no horizonte de curto prazo, possuindo faixas de operação bem estreitas (as vezes de

alguns centímetros).

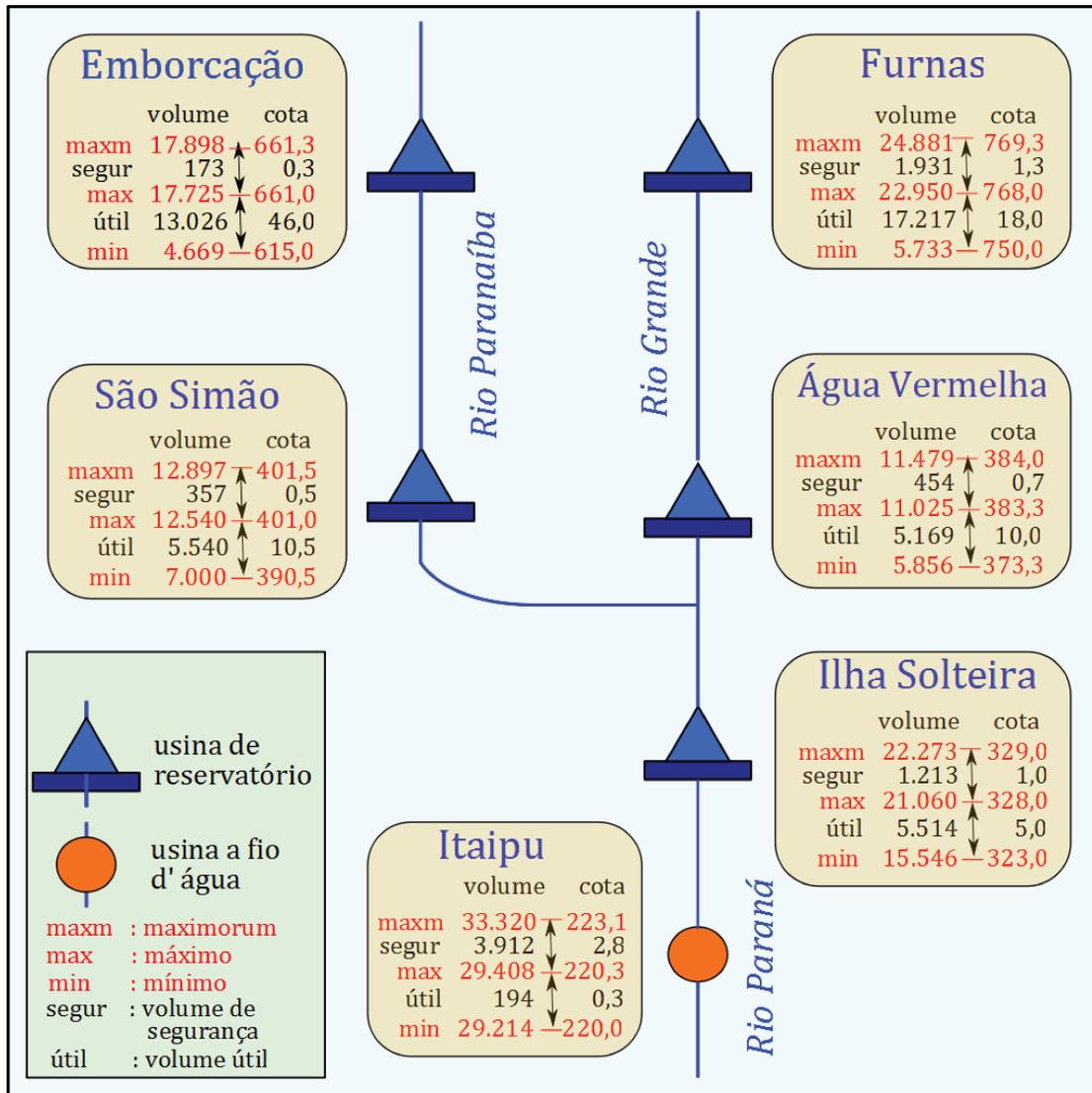


Figura 3.7: Esquema ilustrativo com usinas da cascata da bacia do rio Paraná.

Pode-se observar, na Figura 3.7 acima, um esquema ilustrativo com algumas importantes usinas da cascata da bacia do rio Paraná, contendo dados de volumes máximo, mínimo, útil, maximorum e de segurança, e também as respectivas cotas máxima, mínima, maximorum, faixa de operação normal e a altura deixada para segurança dos reservatórios. Pode-se observar que a usina de Itaipu, considerada uma usina a fio d'água no horizonte de planejamento de longo e médio prazo, possui uma pequena faixa de operação (cota mínima diferente da máxima) que a torna capaz de regularizar pequenas vazões afluentes nos horizontes de curto prazo (programação da operação).

A vazão afluyente ao reservatório pode chegar através do manancial hídrico (rios, lagos, etc) e da área de drenagem da bacia hidrográfica que capta água e descarrega no reservatório, e pode ser classificada como do tipo natural e do tipo incremental. A vazão natural é o volume total de água que chega através de uma seção transversal do manancial, considerando todas as descargas hidráulicas, a montante desta seção. A vazão afluyente incremental é aquela que chega ao manancial devido à área de drenagem a montante da seção considerada.

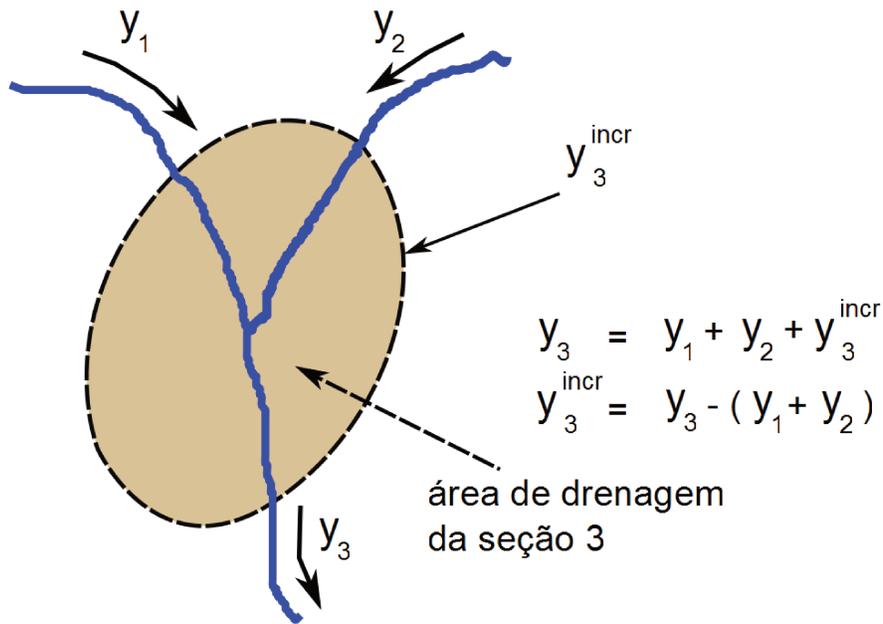


Figura 3.8: Representação esquemática das vazões naturais e incrementais afluentes.

Na Figura 3.8, considerando-se que as vazões naturais são medidas conhecidas, a vazão incremental, que a área de drenagem 3 capta, é calculada subtraindo-se da vazão natural da seção 3, a vazão natural que passa pelas seções 1 e 2. Pode-se calcular, de maneira genérica, a vazão incremental a uma usina i pela seguinte equação:

$$y_i^{incr} = y_i - \sum_{k \in \omega_i} y_k \quad (3.1)$$

onde:

- y_i^{incr} - vazão incremental da usina i [m^3/s];
- y_i - vazão afluyente natural à usina i [m^3/s];
- ω_i - conjunto das usinas imediatamente a montante da usina hidrelétrica i .

No processo de geração de energia elétrica, uma parte do volume de água do reservatório é conduzida através dos condutos forçados até as turbinas. Essa água turbinada (ou engolida) é representada pela variável q e é chamada de vazão turbinada. Durante a operação de uma usina hidrelétrica, existem situações onde é necessária a defluência de uma certa quantidade de água que pode ser incompatível com a quantidade necessária de geração elétrica, ou maior que a capacidade máxima de vazão turbinada. Nessas situações, a vazão de água defluente sem a geração de energia é denominado vertimento v .

A defluência total u , a turbinagem q , e o vertimento v estão relacionados na equação (Equação 3.2)

$$u = q + v \quad (3.2)$$

O nível de jusante ou cota de jusante do canal de fuga pode ser determinado utilizando o polinômio *defluência x cota de jusante* ($\theta(u)$). Para as usinas brasileiras, este polinômio, de até quarto grau, é obtido a partir de regressões aplicadas a um conjunto real de dados que representam medidas da cota do canal de jusante para diferentes volumes de água descarregados pela usina. A Figura 3.9 mostra os gráficos dos polinômicos $\theta(u)$ das usinas de Ilha Solteira (Figura 3.9(a)) e de Água Vermelha (Figura 3.9(b)).

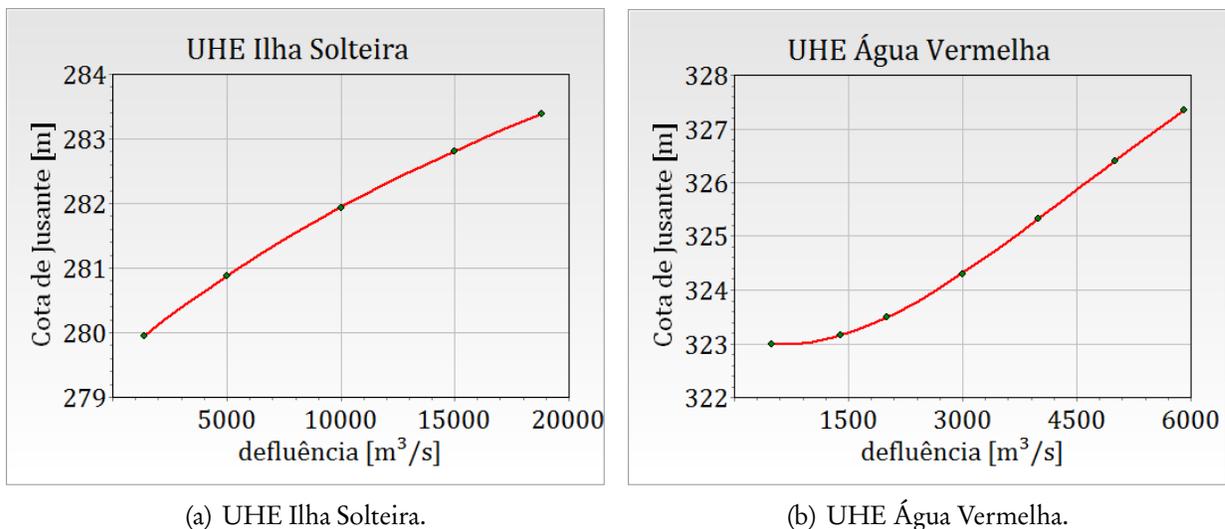


Figura 3.9: Polinômio $\theta(u)$ - *defluência x cota de canal de fuga*.

Um dos objetivos do represamento da água nos reservatórios é estabelecer uma altura de queda entre as cotas de montante e de jusante, valor este definido como altura de queda bruta, e

dada pela seguinte equação:

$$h_b = \phi(x) - \theta(u), \quad [\text{m}] \quad (3.3)$$

Entretanto, no processo de condução da água do reservatório até as turbinas, existe uma perda hidráulica denominada h_p . Esta perda está associada principalmente ao atrito entre a água e as paredes do conduto forçado durante o seu transporte do reservatório até as turbinas, e é representada na forma de uma perda em altura de queda. Nesta tese, as perdas hidráulicas h_p serão representadas através de funções quadráticas dependentes da vazão turbinada, da seguinte maneira:

$$h_p = k_{ph} * q_j^2, \quad [\text{m}] \quad (3.4)$$

onde: k_{ph} - coeficiente de perda hidráulica da unidade geradora [s^2/m^5];
 q_j - vazão turbinada na unidade geradora j [m^3/s];

Dessa maneira, a altura de queda a ser utilizada nos cálculos de geração das unidades geradoras das usinas hidrelétricas é a altura de queda líquida, dada pela seguinte equação:

$$h_l = h_b - h_p. \quad [\text{m}] \quad (3.5)$$

3.3.1.1.1 Operação de Curto-Prazo de Reservatórios

Na operação de um reservatório, um aspecto importante é o comportamento do seu nível de armazenamento, pois este tem grande influência sobre a capacidade de geração de energia elétrica. No entanto, usinas com reservatórios de grande capacidade de regularização, os reservatórios de acumulação, variam seu armazenamento gradualmente ao longo do ano, estocando água nos períodos chuvosos para utilizá-la nos períodos secos. O gerenciamento ótimo deste armazenamento é realizado na etapa de planejamento energético de médio e curto prazos e visa não só guardar o excedente de água nos períodos chuvosos, mas também armazená-lo adequadamente nos reservatórios da cascata de usinas de modo a aumentar a produtividade geral do sistema. A cota de montante desses reservatórios de acumulação apresenta pequenas variações em um horizonte de curto prazo, como num dia ou mesmo numa semana, e pode ser considerada constantes sem ocasionar erros significativos.

Da mesma forma, usinas com reservatório de compensação, também denominadas usinas a

fio d'água, são operadas de modo que a variação na cota de montante fique restrita a uma estreita faixa, suficiente para acomodar pequenas diferenças temporárias entre a vazão defluente e a afluyente, e portanto também apresentam pequenas variações em suas cotas de montante. Como conclusão, considerando-se o horizonte de curto prazo, a variação do nível d'água dos reservatórios, sejam eles de acumulação ou de compensação, tem uma influência pouco significativa na produtividade das usinas hidrelétricas.

Ao contrário, a vazão turbinada nas máquinas pode apresentar um comportamento bastante variável no horizonte de curto prazo. A potência gerada em uma dada unidade pode variar ao longo de toda a sua faixa operativa em um único dia, em função da variação da carga do sistema. Dessa forma, o nível do canal de fuga tem uma variação bem mais acentuada do que a de montante, e conseqüentemente, a vazão turbinada tem uma influência muito mais acentuada sobre a produtividade da unidade geradora quando comparada à influência da variação de volume armazenado no reservatório.

Esta hipótese, de que num horizonte de curto prazo o nível de montante não apresenta grandes variações e que a variação da cota de nível de jusante é bem maior, é confirmada pelos dados apresentados na Tabela 3.1, que se referem a uma simulação hidráulica com os dados de pós-operativos das usinas do SIN em uma semana típica. Nas colunas 2 e 3 tem-se a potência instalada (Pot) e a altura de queda efetiva (h_{ef}) da usina. Nas colunas 4 e 5 tem-se respectivamente a média dos desvios das cotas de montante ($\Delta \bar{h}_{mont}$) e o valor percentual deste desvio médio em relação à altura de queda efetiva ($\frac{\Delta \bar{h}_{mont}}{h_{ef}}$). Os desvios são calculados como sendo as diferenças entre as cotas de montante da trajetória da simulação hidráulica e uma trajetória linear traçada a partir do estado inicial do reservatório até o seu estado final. Em termos médios estes desvios em relação à sua altura de referência foram de 0,23 %. A variação do nível de canal de fuga (cota de jusante) está registrado nas colunas 6 e 7, onde a primeira delas contém os valores da variação do nível de canal de fuga observada entre a turbinagem mínima e máxima (Δh_{jus}), e a coluna seguinte contém os valores em relação à queda de referência ($\frac{\Delta h_{jus}}{h_{ef}}$). A variação média da cota de jusante foi de 1,55%.

Tabela 3.1: Trajetória de Armazenamento das UHE's.

UHE	Pot (MW)	h_{ef} (m)	Cota de Montante		Cota de Jusante	
			$\Delta \bar{b}_{mont}$ (m)	$\frac{\Delta \bar{b}_{mont}}{h_{ef}}$ (%)	Δb_{jus} (m)	$\frac{\Delta b_{jus}}{h_{ef}}$ (%)
Serra da Mesa	1.275	117,20	0,01	0,01 %	0,88	0,75 %
Cana Brava	472	43,60	0,02	0,04 %	1,97	4,52 %
Lajeado	903	29,00	0,02	0,06 %	2,00	6,90 %
Tucuruí	8365	64,23	0,01	0,02 %	1,35	2,10 %
Boa Esperança	225	42,10	0,01	0,03 %	0,49	1,16 %
Três Marias	396	50,20	0,03	0,05 %	1,08	2,15 %
Queimado	105	168,10	0,01	0,01 %	0,07	0,04 %
Sobradinho	1.050	27,20	0,00	0,01 %	1,25	4,60 %
Itaparica	1.500	50,80	0,01	0,02 %	0,25	0,49 %
Moxotó	400	20,00	0,03	0,15 %	0,00	0,00 %
Paulo Afonso 123	1423	82,80	0,63	0,76 %	0,67	0,81 %
Paulo Afonso 4	2460	112,50	0,10	0,09 %	0,67	0,60 %
Xingó	3.162	116,40	0,27	0,23 %	0,99	0,85 %
Pedra do Cavalo	160	100,15	0,02	0,02 %	0,30	0,30 %
Itapebi	475	72,35	0,06	0,08 %	1,61	2,23 %
Candongá	140	48,60	0,04	0,08 %	0,17	0,35 %
Guilman Amorim	140	116,80	0,70	0,60 %	0,00	0,00 %
Sá Carvalho	78	108,60	0,57	0,53 %	0,00	0,00 %
Porto Estrela	112	49,80	0,15	0,30 %	0,00	0,00 %
Aimorés	330	27,30	0,05	0,18 %	2,10	7,69 %
Mascarenhas	181	21,00	0,34	1,62 %	2,02	9,62 %
Rosal	55	186,00	0,10	0,05 %	0,49	0,26 %
Paraibuna	85	78,30	0,01	0,01 %	0,91	1,16 %
Santa Branca	58	44,00	0,01	0,02 %	0,00	0,00 %
Jaguari	28	49,90	0,01	0,02 %	1,06	2,12 %
Funil	222	69,60	0,03	0,04 %	0,80	1,15 %
Sobragi	60	78,00	0,04	0,05 %	0,00	0,00 %
Ilha dos Pombos	183	33,34	0,26	0,77 %	1,89	5,67 %

(continua na próxima página)

Tabela 3.1 (continuação da página anterior)

UHE	Pot (MW)	h_{ef} (m)	Cota de Montante		Cota de Jusante	
			$\Delta \bar{b}_{mont}$ (m)	$\frac{\Delta \bar{b}_{mont}}{h_{ef}}$ (%)	Δb_{jus} (m)	$\frac{\Delta b_{jus}}{h_{ef}}$ (%)
Nilo Peçanha	380	309,20	0,00	0,00 %	0,00	0,00 %
Fontes Nova	132	303,30	0,00	0,00 %	0,00	0,00 %
Ponte Coberta	100	37,60	0,00	0,00 %	0,00	0,00 %
Emborcação	1.192	130,30	0,02	0,02 %	2,01	1,54 %
Nova Ponte	510	96,00	0,02	0,02 %	2,11	2,20 %
Miranda	408	66,40	0,04	0,06 %	0,58	0,87 %
Corumbá I	375	73,50	0,07	0,10 %	0,46	0,63 %
Itumbiara	2.280	80,20	0,01	0,02 %	1,21	1,51 %
Cachoeira Dourada	658	30,00	0,12	0,39 %	0,70	2,33 %
São Simão	1.710	70,90	0,01	0,01 %	0,08	0,11 %
Camargos	46	24,60	0,04	0,16 %	0,00	0,00 %
Itutinga	52	25,00	0,19	0,77 %	0,81	3,24 %
Funil Grande	180	34,90	0,03	0,10 %	0,00	0,00 %
Furnas	1.312	989,65	0,01	0,00 %	0,76	0,08 %
Peixoto	478	43,18	0,03	0,07 %	0,26	0,60 %
Estreito	1.104	61,70	0,04	0,06 %	0,61	0,99 %
Jaguara	424	44,10	0,16	0,35 %	0,24	0,54 %
Igarapava	210	15,70	0,07	0,44 %	0,42	2,68 %
Volta Grande	380	26,60	0,02	0,08 %	0,53	1,99 %
Porto Colômbia	328	18,90	0,14	0,74 %	0,16	0,85 %
Graminha	80	101,00	0,03	0,03 %	2,07	2,05 %
Euclides da Cunha	109	88,00	0,37	0,43 %	3,09	3,51 %
Limoeiro	32	21,70	0,23	1,08 %	0,66	3,04 %
Marimbondo	1.488	59,20	0,04	0,07 %	0,73	1,23 %
Água Vermelha	1.396	53,50	0,08	0,16 %	0,08	0,15 %
Ilha Solteira	3.444	41,50	0,02	0,06 %	0,95	2,29 %
Barra Bonita	140	21,40	0,02	0,07 %	0,21	0,98 %
Bariri	144	22,10	0,06	0,29 %	0,37	1,67 %
Ibitinga	131	21,20	0,02	0,11 %	0,06	0,28 %
Promissão	264	23,10	0,01	0,06 %	0,29	1,26 %
Nova Avanhandava	347	27,50	0,02	0,07 %	0,10	0,36 %

(continua na próxima página)

Tabela 3.1 (continuação da página anterior)

UHE	Pot (MW)	h_{ef} (m)	Cota de Montante		Cota de Jusante	
			$\Delta \bar{h}_{mont}$ (m)	$\frac{\Delta \bar{h}_{mont}}{h_{ef}}$ (%)	Δh_{jus} (m)	$\frac{\Delta h_{jus}}{h_{ef}}$ (%)
Três Irmãos	807	42,00	0,02	0,05 %	0,88	2,10 %
Jupiá	1.551	21,30	0,19	0,90 %	0,47	2,21 %
Porto Primavera	1.540	18,95	0,02	0,10 %	0,40	2,11 %
Jurumirim	98	30,90	0,01	0,02 %	0,50	1,62 %
Pirajú	80	25,00	0,06	0,23 %	0,69	2,76 %
Chavantes	414	73,60	0,01	0,01 %	0,80	1,09 %
Ourinhos	44	10,40	0,00	0,00 %	0,86	8,27 %
Salto Grande	72	15,30	0,39	2,56 %	0,24	1,57 %
Canoas II	70	14,50	0,09	0,62 %	0,50	3,45 %
Canoas I	83	16,30	0,08	0,51 %	0,20	1,23 %
Capivara	640	44,00	0,01	0,02 %	0,38	0,86 %
Taquaruçu	554	21,90	0,22	1,02 %	0,93	4,25 %
Rosana	372	14,90	0,08	0,55 %	0,36	2,42 %
Itaipu	14.000	117,00	0,04	0,04 %	5,11	4,37 %
Foz do Areia	1.676	135,00	0,12	0,09 %	0,42	0,31 %
Segredo	1.260	110,00	0,13	0,12 %	0,05	0,05 %
Santa Clara	120	84,35	0,08	0,10 %	0,30	0,36 %
Salto Santiago	1.420	102,00	0,02	0,02 %	1,05	1,03 %
Salto Osório	1.078	68,40	0,19	0,27 %	0,06	0,09 %
Salto Caxias	1.240	65,40	0,03	0,04 %	0,24	0,37 %
Jauru	118	102,86	0,05	0,04 %	0,06	0,06 %
Itiquira I	61	86,10	0,15	0,18 %	0,00	0,00 %
Itiquira II	95	129,36	0,00	0,00 %	0,92	0,71 %
Ponte de Pedra	176	243,45	0,01	0,00 %	0,29	0,12 %
Manso	210	59,40	0,01	0,02 %	0,73	1,23 %
Machadinho	1.140	97,30	0,02	0,02 %	0,71	0,73 %
Itá	1.450	102,00	0,04	0,04 %	0,53	0,52 %
Passo Fundo	226	247,00	0,00	0,00 %	0,33	0,13 %
Quebra Queixo	120	117,70	0,02	0,02 %	0,27	0,23 %
Capivari/Cachoeira	260	714,30	0,01	0,00 %	0,00	0,00 %
Passo Real	158	36,80	0,04	0,10 %	1,67	4,54 %

(continua na próxima página)

Tabela 3.1 (continuação da página anterior)

UHE	Pot (MW)	h_{ef} (m)	Cota de Montante		Cota de Jusante	
			$\Delta \bar{h}_{mont}$ (m)	$\frac{\Delta \bar{h}_{mont}}{h_{ef}}$ (%)	Δh_{jus} (m)	$\frac{\Delta h_{jus}}{h_{ef}}$ (%)
Jacuí	180	89,00	0,65	0,74 %	1,94	2,18 %
Itaúba	500	87,50	0,65	0,75 %	0,74	0,85 %
Dona Francisca	130	38,50	0,25	0,64 %	0,08	0,21 %
Monte Claro	125	38,80	0,06	0,16 %	0,63	1,62 %
Média			0,10	0,23 %	0,70	1,55 %

Este aspecto de pouca variação do nível de cota de montante dos reservatórios é uma característica da grande maioria das usinas durante o horizonte da programação da operação, e ainda as que possuem grandes reservatórios praticamente mantêm as suas cotas constantes. A Figura 3.10 e a Figura 3.11 mostram as trajetórias de nível de armazenamento das usinas de Salto Grande e de Taquaruçu, que possuem reservatórios de compensação, com pouca capacidade de regularização. E a Figura 3.12 e a Figura 3.13 mostra duas usinas com reservatórios de grande capacidade de regularização (Usina de Furnas e de Ilha Solteira).

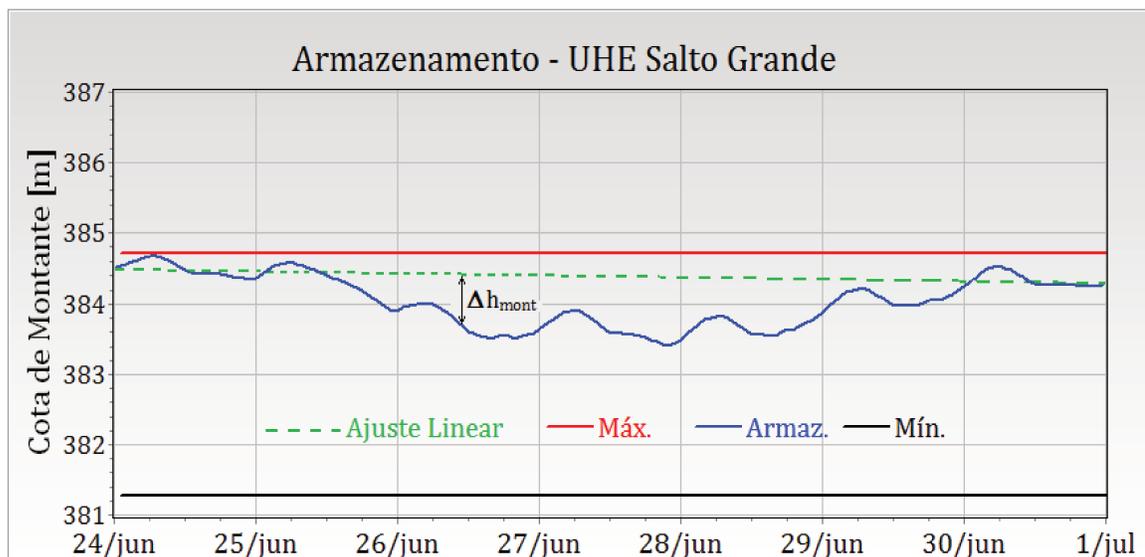


Figura 3.10: Variação da cota de montante - UHE Salto Grande.

Uma das consequências deste comportamento de pouca variação do nível de cota de montante das usinas que possuem reservatórios de acumulação é o efeito de desacoplamento hidráulico da

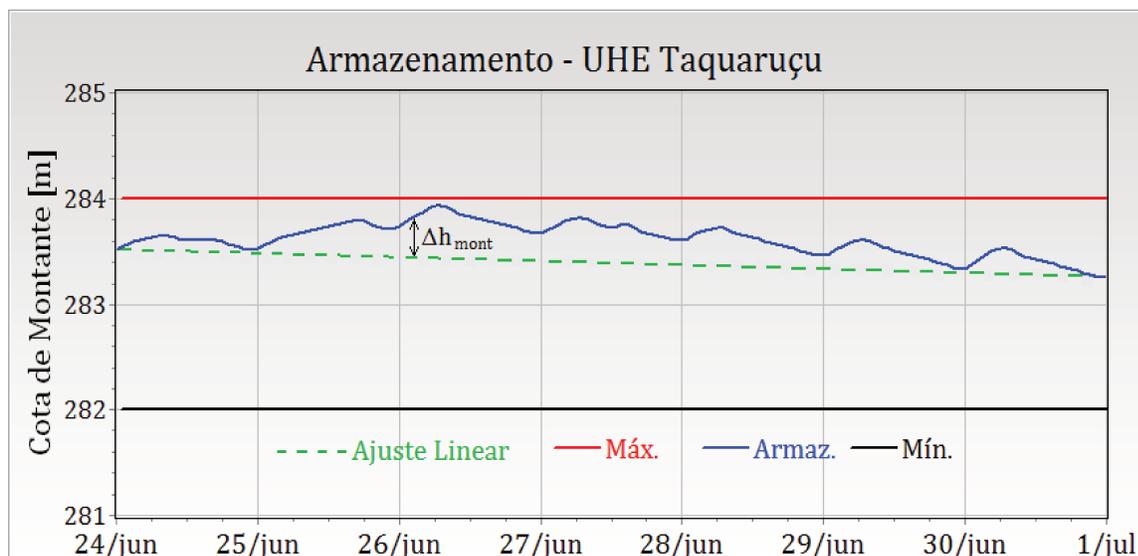


Figura 3.11: Variação da cota de montante - UHE Taquaruçu.

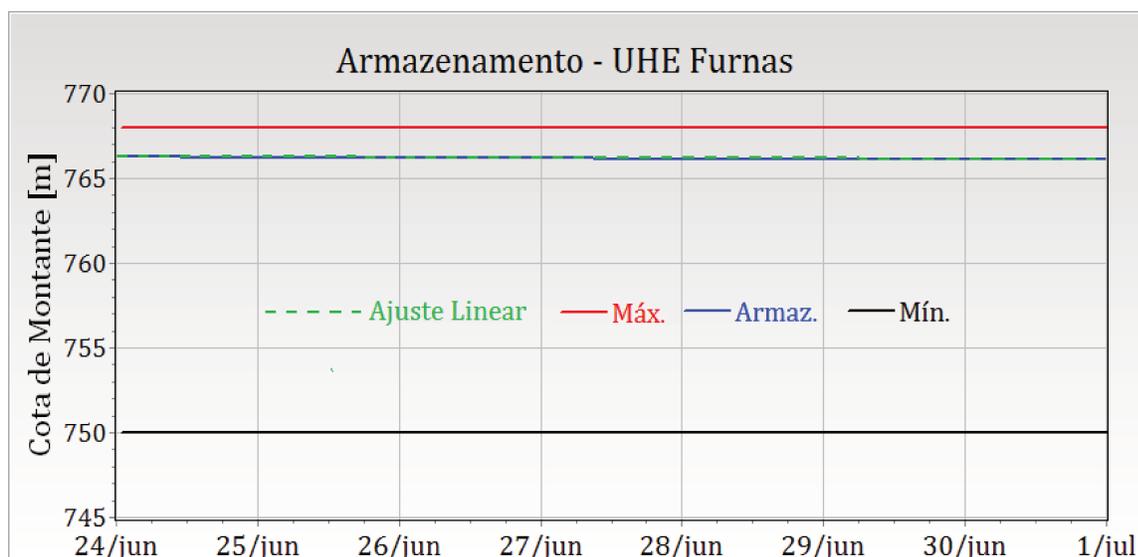


Figura 3.12: Variação da cota de montante - UHE Furnas.

casca em um mesmo rio em subcasca, isolando o efeito da operação das usinas à montante, das demais usinas à jusante. Assim, por exemplo a usina de Ilha Solteira, que possui um grande reservatório de acumulação, consegue isolar a operação da usina de Jupia, à jusante, da operação das usinas de Água Vermelha e São Simão, localizadas à montante.

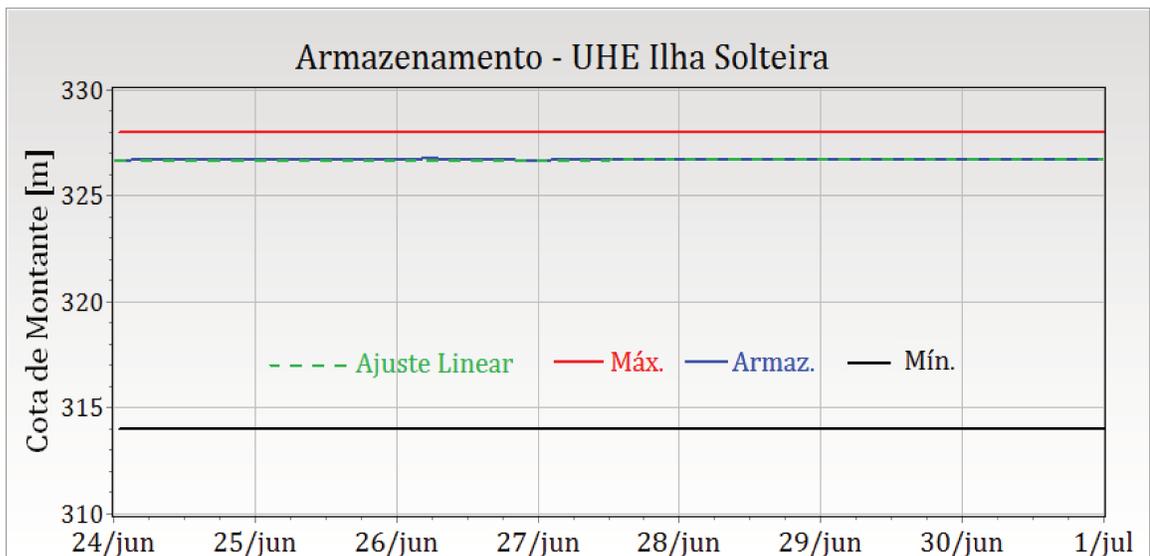


Figura 3.13: Variação da cota de montante - UHE Ilha Solteira.

3.3.1.2 Conjunto Turbina/Gerador

O conjunto turbina-gerador constitui a unidade geradora de uma usina hidrelétrica. Nesta tese os termos unidades geradoras e máquinas serão termos sinônimos. As usinas possuem várias destas unidades, e em muitos casos, nem todas com as mesmas características. As unidades geradoras possuem, como dados característicos, valores de potência, altura de queda e engolimento denominados nominais e também efetivos. Os dados nominais são definidos durante a fase de dimensionamento das unidades geradoras, enquanto os dados efetivos são determinados após a entrada em operação da usina hidrelétrica. Assim temos:

- $p_{ef,j}$ - *Potência efetiva* de cada unidade geradora do conjunto j . Ela é definida como a máxima potência ativa possível de ser gerada, em regime permanente, na unidade geradora a partir da sua entrada em operação;
- $h_{ef,j}$ - *Altura de queda efetiva* de cada unidade geradora do conjunto j . É definida como a menor queda líquida sob a qual a unidade geradora, em operação, desenvolve a sua potência efetiva;
- $q_{ef,j}$ - *Engolimento efetivo* de cada unidade geradora do conjunto j . É definido como a vazão turbinada que submetida à queda efetiva produz a potência efetiva.

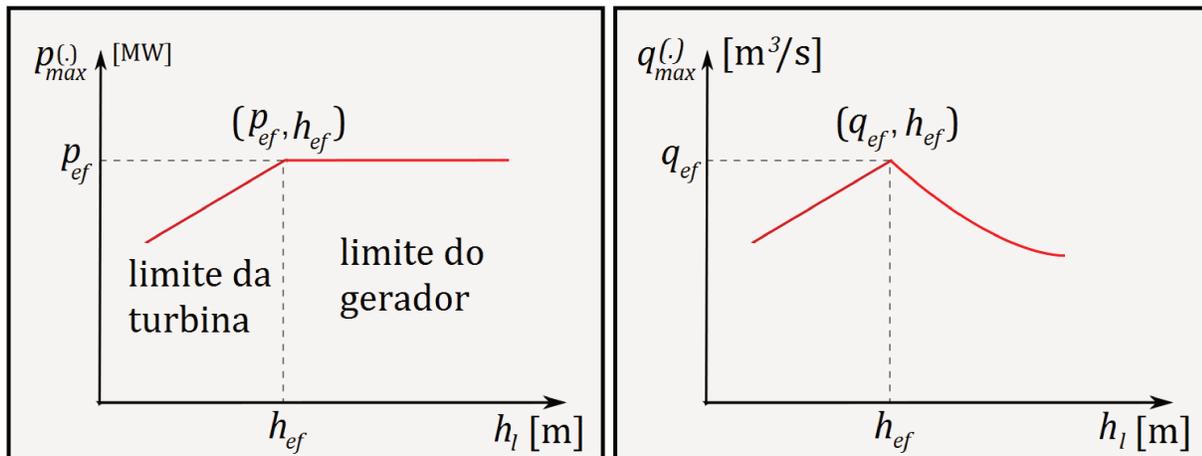
Grupos de unidades geradoras com características semelhantes formam os diferentes conjuntos de unidades geradoras de uma usina hidrelétrica. Assim, para uma usina hidrelétrica que

possui N_{cg} conjuntos de unidades geradoras diferentes, e cada conjunto j contendo N_{g_j} unidades geradoras semelhantes, podemos definir os conceitos de potência efetiva (p_{ef}) e engolimento efetivo (q_{ef}) da usina hidrelétrica pelas seguintes equações:

$$p_{ef} = \sum_{j=1}^{N_{cg}} \left(N_{g_j} \cdot p_{ef,j} \right) \quad [\text{MW}] \quad (3.6)$$

$$q_{ef} = \sum_{j=1}^{N_{cg}} \left(N_{g_j} \cdot q_{ef,j} \right) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (3.7)$$

A potência máxima e o engolimento máximo de uma unidade geradora dependem da altura de queda líquida (Equação 3.5) na qual são operadas (Fortunato et al. 1990). Para cada altura de queda líquida, uma unidade geradora é capaz de produzir potência máxima às custas de um engolimento (turbinagem) máximo. A Figura 3.14 ilustra o comportamento da potência máxima e do engolimento máximo em função da altura de queda líquida para uma dada unidade geradora. Nela, observa-se que a potência máxima de uma unidade geradora possui dois comportamentos distintos, separados pela altura de queda líquida efetiva (h_{ef}).



(a) potência máxima x altura de queda líquida.

(b) engolimento máximo x altura de queda líquida.

Figura 3.14: Curvas de potência máxima e engolimento máximo.

1. Para operação com a altura de queda líquida menor que a queda efetiva ($h_l < h_{ef}$), a potência máxima da unidade geradora é limitada pela turbina, ou seja, a potência mecânica máxima fornecida pela turbina não é suficiente para o gerador produzir a potência efetiva. Nesta situação, a turbina apresenta um engolimento máximo menor que o engolimento efetivo.

2. Por outro lado, para $h_l \geq h_{ef}$, a potência máxima fica limitada pelo gerador e é igual a potência efetiva, e ainda, os distribuidores da turbina precisam ser parcialmente fechados para que a turbina não forneça uma potência mecânica maior do que o limite suportado pelo gerador. Assim, o valor do engolimento máximo é igual ao engolimento efetivo para $h_l = h_{ef}$, e decresce com o aumento da queda líquida para a faixa de $h_l > h_{ef}$. Como consequência, para valores de queda maiores que a queda efetiva, a unidade geradora fornece a sua potência efetiva em um ponto de melhor produtividade.

Na transformação da energia cinética em energia elétrica nas unidades geradoras, nem toda energia pode ser aproveitada, pois depende da eficiência das máquinas envolvidas, representada pelo rendimento das unidades geradoras, η , que pode ser dado por:

$$\eta = \eta^{tur} \cdot \eta^{ger} \quad (3.8)$$

onde:

- η^{tur} - rendimento da turbina ¹;
- η^{ger} - rendimento do gerador ².

O rendimento de uma turbina hidráulica geralmente é fornecido pelo fabricante na forma de diagrama de colina ou curva colina. A Figura 3.15 representa o diagrama de colina de uma turbina da usina de Ilha Solteira. No caso, os eixos representam valores de vazão turbinada e queda líquida, e as curvas representam isoquantas de rendimento e também de potência da turbina. Outras usinas apresentam este diagrama em função da potência gerada no lugar da vazão turbinada.

A Figura 3.16 mostra a representação tridimensional da curva colina da usina de Furnas utilizada neste trabalho. O rendimento η^{tur} da turbina é representado por uma superfície, que depende da altura de queda líquida e da potência a ser gerada pela turbina.

O gerador η^{ger} também tem a sua curva de rendimento, como a ilustrada na Figura 3.17. No caso, para a usina de Itaipu, é uma função que depende da potência gerada. Poucos exemplos de curva de rendimento de gerador são encontrados no setor elétrico, assim no nosso trabalho será adotado um valor constante igual a 96% para a maioria das usinas.

¹rendimento conjunto (hidráulico + mecânico) da turbina.

²rendimento conjunto (mecânico + elétrico) do gerador.

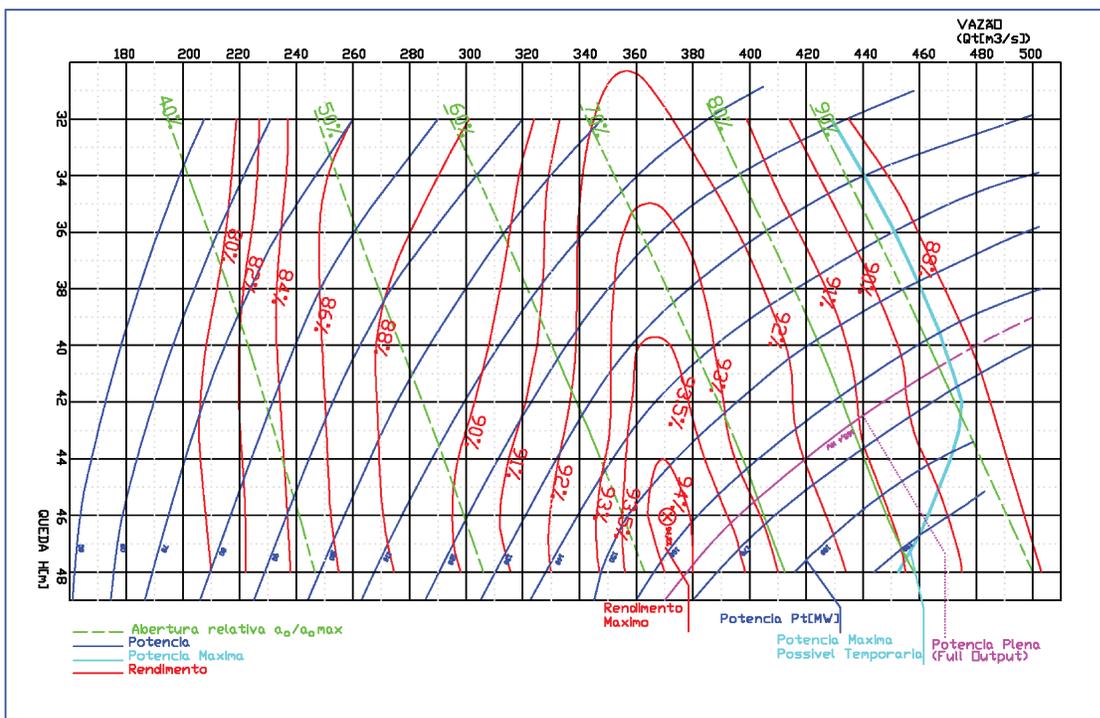


Figura 3.15: Diagrama de colina de uma turbina da usina de Ilha Solteira.

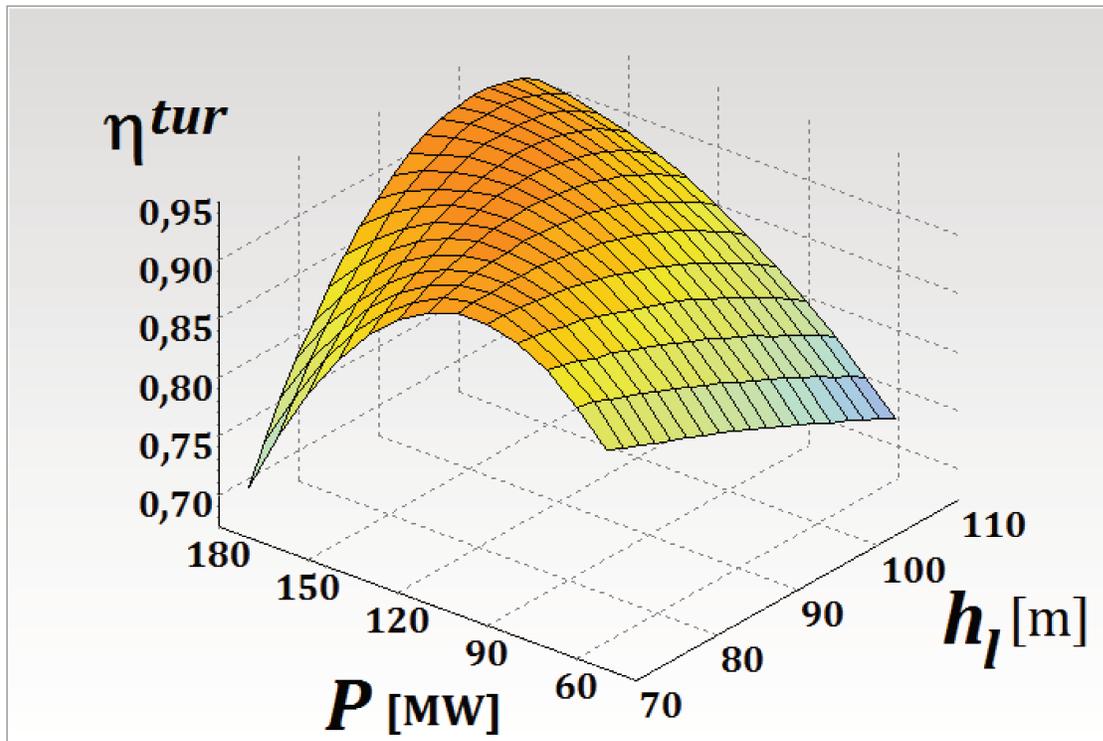


Figura 3.16: Curva colina em 3 dimensões da usina de Furnas.

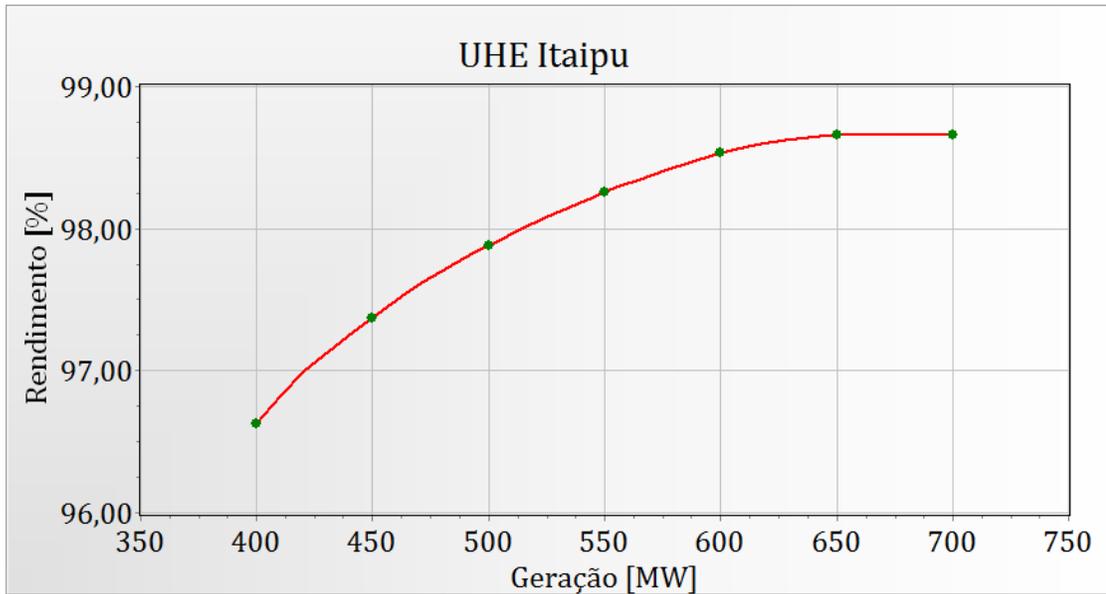


Figura 3.17: Função rendimento do gerador (η^{ger}) da usina de Itaipú.

O método de obtenção do rendimento do conjunto turbina-gerador, para um dado volume armazenado x e uma dada vazão turbinada q , depende do tipo de curva colina disponível. Quando ela está representada em função da vazão turbinada q , o cálculo é direto, mas quando a colina for representada pela potência gerada p , o cálculo envolve um processo iterativo, pois a potência gerada p , da qual depende o cálculo de rendimento, é dependente desse rendimento que se deseja calcular. O processo iterativo pode ser resumido nos seguintes passos:

Algoritmo 1 Cálculo do Rendimento Total de uma Unidade Geradora.

- Passo 1· Inicializar: $\eta \leftarrow \bar{\eta}$.
 - Passo 2· Calcular a altura de queda líquida: $h_l = f(x, q_j)$;
 - Passo 3· Calcular a potência: $p_j = \eta \cdot h_l \cdot q_j$.
 - Passo 4· Calcular o rendimento da turbina: η^{tur} através da colina tipo da Figura 3.16.
 - Passo 5· Com o novo rendimento η^{tur} , recalculer a potência p_j (Passo 3) e repetir o procedimento.
 - Fim· O processo se encerra quando não houver mais variação significativa no rendimento.
-

A função de produção de uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica pode ser deduzida a partir da energia potencial armazenada no reservatório. A relação entre a variação desta energia potencial e a variação da massa de água no reservatório é dada por:

$$\delta e_{pb} = \delta m_{agua} \cdot g \cdot h_b \quad [J] \quad (3.9)$$

onde:

- δe_{pb} - é a variação incremental na energia potencial bruta [J];
- δm_{agua} - é uma variação incremental da massa de água armazenada no reservatório [kg];
- g - é a aceleração da gravidade [m/s²];
- h_b - é a altura de queda bruta [m], definida como a diferença entre os níveis de montante e de jusante.

A massa específica ρ_{agua} relaciona a massa (m_{agua}) com o volume (x) como sendo $\rho_{agua} = \frac{m_{agua}}{x}$, sendo assim, pode-se transformar a variação de massa (δm_{agua}) em variação de volume (δx) pela seguinte equação:

$$\delta m_{agua} = \rho_{agua} \cdot \delta x \quad (3.10)$$

A variação de volume δx pode ser convertida em vazão turbinada q_j num determinado intervalo de tempo (δt) utilizando-se da relação $\delta x = q_j \cdot \delta t$. Assim, a equação 3.9 pode ser reescrita em função da vazão turbinada como:

$$\delta e_{pb} = (\rho_{agua} \cdot q_j \cdot \delta t) \cdot g \cdot h_b \quad [J] \quad (3.11)$$

Agora, lembrando que potência é fluxo de energia no tempo e assim transformando a energia em potência utilizando a relação $p = \frac{\delta e_p}{\delta t}$, tem-se que:

$$p_b = \rho_{agua} \cdot q_j \cdot g \cdot h_b \quad [W] \quad (3.12)$$

A Equação 3.12 expressa a potência hidráulica bruta disponível na unidade geradora (p_b), em função da altura de queda bruta h_b . Para obter a potência hidráulica líquida disponível (p_l) para movimentar as pás da turbina deve-se descontar as perdas hidráulicas do conduto forçado (h_p), ou seja, substitui-se a altura de queda bruta h_b pela altura de queda líquida h_l (vide equação 3.5). A equação seguinte representa esta potência hidráulica disponível na turbina.

$$p_l = \rho_{agua} \cdot q_j \cdot g \cdot h_l \quad [W] \quad (3.13)$$

A transformação dessa potência hidráulica em mecânica depende da eficiência da turbina, ou seja, depende do rendimento η^{tur} . E a conversão da potência mecânica em elétrica, que é realizada no gerador acoplado ao eixo da turbina, depende do seu rendimento η^{ger} . A equação 3.8, apresentada anteriormente, representa o rendimento total do conjunto turbina-gerador η .

Assim, a potência elétrica produzida por uma unidade geradora será dada por:

$$p_j = \rho_{\text{água}} \cdot g \cdot \eta \cdot h_l \cdot q_j \quad [\text{W}] \quad (3.14)$$

Substituindo-se o valor da massa específica da água $\rho_{\text{água}} = 1000 \text{ kg/m}^3$ e da aceleração da gravidade $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, e convertendo de W para MW utilizando o fator 10^{-6} , tem-se a expressão da potência produzida por uma unidade geradora dada por:

$$p_j = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta \cdot h_l \cdot q_j \quad [\text{MW}] \quad (3.15)$$

3.3.1.3 Operação Diária de uma Usina Hidrelétrica

O comportamento da carga apresenta variações significativas ao longo do dia. Conforme ela aumenta, faz-se necessário um número maior de máquinas em operação para manter o equilíbrio da carga e geração, ocorrendo o contrário quando a carga diminui. Considerando que todas as usinas colaboram no acompanhamento da carga, a operação de cada usina hidrelétrica ao longo de um dia basicamente deve seguir a curva de carga, operando com menos unidades nos períodos de demanda baixa e com muitas unidades nos períodos de demanda elevada. Neste processo duas decisões são importantes: quando partir ou parar as unidades geradoras, e em cada intervalo de tempo é preciso determinar qual será a distribuição da carga entre as unidades em operação. A decisão sobre o ponto de operação que define o nível de geração será denominado *Despacho de Geração* (\mathcal{P}_{DG}), e a decisão sobre a entrada/saída de máquinas será denominado *Despacho de Máquinas* (\mathcal{P}_{DM}). A seguir detalha-se cada uma destas decisões.

3.3.1.3.1 Despacho de Geração - \mathcal{P}_{DG}

No \mathcal{P}_{DG} , o que se busca é a eficiência das unidades geradoras hidrelétricas na transformação da energia potencial da água armazenada no reservatório em energia elétrica através da sua turbinagem. A definição do despacho ótimo de unidades geradoras necessariamente passa pela adoção de um critério de desempenho. Em usinas termelétricas, um critério de desempenho usualmente empregado é a minimização do custo do combustível. Em usinas hidrelétricas, no entanto, o custo de geração não é tão simples quanto no caso de usinas termelétricas, requerendo uma abordagem específica para o problema.

A função de produção da unidade geradora, dada pela Equação 3.15, pode ser reescrita, fa-

zendo $k_c = 9,81 \cdot 10^{-3} \text{ kg}/(\text{m} \cdot \text{s})^2$, da seguinte forma:

$$p_j(x, u, q_j) = k_c \cdot \eta(x, u, q_j) \cdot [\phi(x) - \theta(u) - h_p(q_j)] \cdot q_j \quad [\text{MW}] \quad (3.16)$$

Onde a função de produtividade $\rho = \frac{p_j}{q_j}$, será dada por:

$$\rho(x, u, q_j) = k_c \cdot \eta(x, u, q_j) \cdot [\phi(x) - \theta(u) - h_p(q_j)] \quad [\text{MW}/(\text{m}^3/\text{s})] \quad (3.17)$$

A produtividade ρ constitui o fator de conversão da potência com a vazão turbinada q_j . Variando-se a vazão q_j (ou a potência p_j) desde o seu limite inferior até o limite superior para um dado volume armazenado, a produtividade usualmente possui formato similar ao apresentado na Figura 3.18. Neste gráfico fica evidente a faixa de operação mais favorável, e isto é um indicador importante na decisão sobre a alocação de geração entre as unidades em operação. No entanto, utilizar a função de produtividade como função objetivo do problema de \mathcal{P}_{DG} não é adequada para a modelagem do problema de programação da operação, pois é necessário um critério que seja comparável aos custos de partidas e paradas. Nesse sentido, Soares & Salmazo (1997) apresentam uma interessante proposta de critério de otimização para o \mathcal{P}_{DG} de unidades hidrelétricas baseado em uma função de perdas expressa em termos de MW, que quando valorizada pelo preço corrente de energia, dá uma medida econômica das perdas incorridas pela geração adotando-se como premissa que as perdas são nulas na condição de máxima produtividade. Este também será o critério adotado nesta tese.

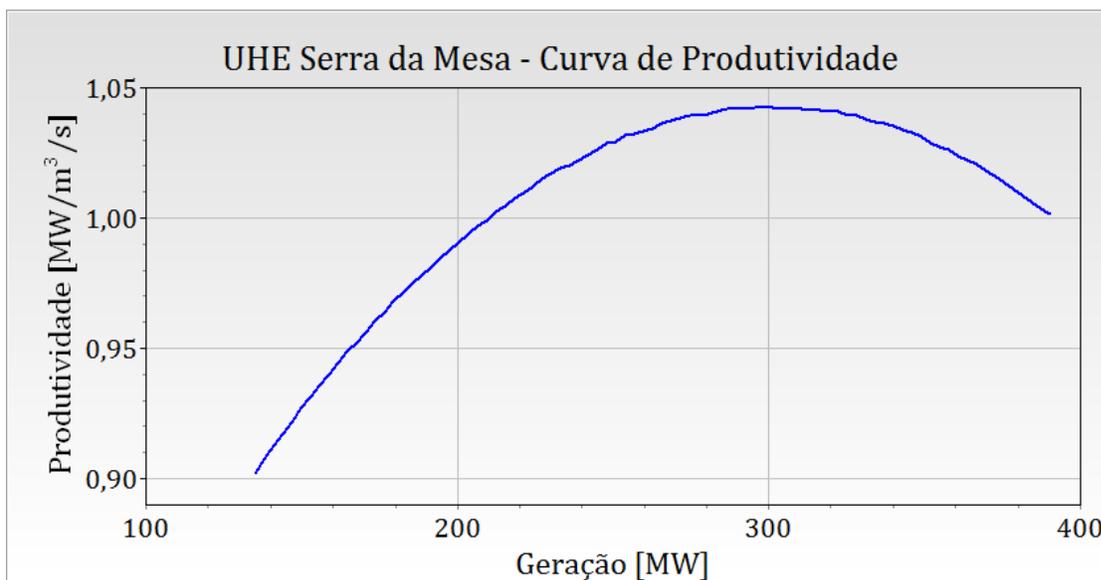


Figura 3.18: Curva de produtividade ρ da UHE Serra da Mesa, com 53% de volume útil.

Uma usina hidrelétrica pode apresentar conjuntos de unidades geradoras com características de projeto iguais ou diferentes. Algumas usinas foram motorizadas por etapas e instalaram conjuntos com características diferentes. A usina hidrelétrica também pode ter instalado conjuntos de unidades geradoras com as mesmas características, mas com o decorrer do tempo, o desgaste de seus componentes pode ter tornado-as distintas, ou também podem ter sido feitos recondiçio-namentos ou repotencializações de suas unidades geradoras modificando as suas características. Porém, para o tratamento individual dessas diferenças é necessário um levantamento atual dos dados característicos de cada unidades geradora. Nesta tese, considerando que a disponibilidade de dados atuais das características das unidades geradoras é escassa ou de acesso restrito, a modelagem levará em conta apenas usinas com todas as unidades geradoras com características iguais.

A seguir descreve-se o processo de cálculo das funções de perdas para dois casos, sendo o primeiro para a operação de hidrelétricas com um único conjunto gerador ou unidades geradoras com características iguais, e o segundo caso para hidrelétricas com mais de um conjunto de unidades geradoras com características diferentes.

3.3.1.3.1.1 Função de Perdas para Hidrelétrica com Unidades Geradoras Iguais

A partir da análise da função de produção (Equação 3.16) ou da função de produtividade (Equação 3.17) e das explicações feitas na Seção 3.3.1.1.1, é possível concluir que a potência gerada e a produtividade podem variar ao longo de grande parte da sua faixa operativa em um único dia, em função da variação da carga do sistema. E assim, a vazão turbinada tem influência sobre o nível do canal de fuga da usina, sobre as perdas hidráulicas do sistema de adução e sobre o rendimento da unidade geradora.

Com relação ao nível do canal de fuga, para aumentar a produtividade, o desejável é que o nível seja o menor possível para se ter a maior altura de queda. Considerando apenas esse ponto de vista, a turbinagem mínima seria a melhor escolha.

A segunda variável, a perda hidráulica h_p , que ocorre nos condutos forçados durante o transporte da água do reservatório para a turbina, geralmente é função quadrática da vazão turbinada (Equação 3.4). Assim, quanto maior a vazão turbinada, maior será a perda hidráulica, e portanto a turbinagem mínima também seria a melhor escolha.

A última parcela a afetar a produtividade é o rendimento da unidade geradora (η), que também varia com a vazão turbinada. Como estamos adotando um rendimento constante para o gerador,

a variação do rendimento da unidade geradora fica limitada a variação do rendimento da turbina η^{tur} .

Comparando-se os três fatores acima citados, observa-se que as perdas devido à elevação do canal de fuga p_{cf} e devido às perdas hidráulicas p_{h_p} apontam para uma operação com uma vazão turbinada menor possível, enquanto as perdas de rendimento apontam para um ponto de operação próximo da capacidade das máquinas, ou seja, turbinagens próximas às máximas. Assim, o melhor ponto de operação corresponderá a um compromisso entre esses fatores conflitantes.

Uma representação conveniente dos três fatores que influenciam o rendimento de uma unidade geradora é expressá-las numa mesma unidade. Seguindo a proposta de Soares & Salmazo (1997), adota-se a metodologia de representação da eficiência de conversão através da mensuração das perdas na geração expressas em MW, adotando-se como premissa que as perdas são nulas na condição de máxima produtividade.

A seguir descreve-se o cálculo das funções de perdas para usinas com todas as unidades geradoras com características iguais. Uma observação a ser feita é que para a formulação a seguir, considera-se inicialmente uma operação sem vertimento ($u = q$) e caso seja verificada a sua necessidade na otimização, uma nova operação considerando um valor fixado de vertimento é recalculada, ou seja, o vertimento não é uma variável a ser otimizada no problema, mas uma variável fixada, que assegura atender ao armazenamento máximo do reservatório.

A. Perda por Elevação do Nível do Canal de Fuga. Considerando que a usina hidrelétrica possui n unidades geradoras semelhantes, a mensuração da redução de potência gerada, decorrente da elevação do nível d'água do canal de fuga, pode ser representada através da seguinte equação:

$$p_{cf} = k_c \cdot \eta(x, u, q_j) \cdot [\theta(q) - \theta(\hat{q})] \cdot q \quad (3.18)$$

onde:

- x - é o volume do reservatório da usina [hm^3];
- u - é a vazão total descarregada pela usina (defluência) [m^3/s];
- q_j - é a vazão turbinada por unidade geradora $\frac{q}{n}$ [m^3/s];
- q - é a vazão turbinada na usina [m^3/s];
- \hat{q} - é a vazão turbinada na usina no ponto de maior produtividade [m^3/s].

A Equação 3.18 estima a perda em potência (MW) por elevação do canal de fuga, adotando como referência o canal de fuga para a vazão turbinada no ponto de maior produtividade. O ponto de maior produtividade operando com uma unidade geradora representa o ponto de maior produtividade da usina, visto que a altura de queda líquida diminui com o aumento do número de unidades geradoras em operação.

B. Perda Devido ao Atrito nos Conduitos Forçados. A perda por atrito no circuito hidráulico dos condutos forçados (perdas hidráulicas) ocasiona também uma redução na altura de queda líquida dos conjuntos geradores. Esta redução pode ser quantificada como uma perda na geração através da seguinte equação:

$$p_{h_p} = k_c \cdot \eta(x, u, q_j) \cdot [h_p(q_j) - h_p(\hat{q}_j)] \cdot q \quad (3.19)$$

onde: \hat{q}_j - é a vazão turbinada na unidade geradora no ponto de maior produtividade [m^3/s].

C. Perda por Variação de Rendimento da Unidade Geradora. O rendimento da unidade geradora é determinado utilizando uma curva colina do tipo da Figura 3.16, através de um processo iterativo descrito no algoritmo 1. Adotando-se como ponto de referência o rendimento associado à maior produtividade da unidade geradora, as variações de rendimento em relação a este ponto de referência são transformadas em MW através da seguinte equação:

$$p_\eta = k_c \cdot (\eta(\hat{q}_j) - \eta(q_j)) \cdot h_l \cdot q \quad (3.20)$$

onde: p_η - perda por variação do rendimento da unidade geradora [MW].

Note que nessas equações (3.18), (3.19) e (3.20) foi assumida a hipótese de que a vazão turbinada na usina se divide igualmente em todas as máquinas que estão em operação. Essa hipótese corresponde à distribuição ótima da vazão turbinada entre as máquinas da usina no caso das máquinas serem iguais, o que ocorre na maioria das usinas do SIN. No caso de usinas em que existem conjuntos geradores de características distintas, a vazão ótima turbinada por máquina deverá ser obtida por um processo de otimização.

As equações (3.18), (3.19) e (3.20) determinam as perdas na potência gerada devido à operação localizar-se em um ponto diferente do valor de referência adotado, que foi o de maior produtividade. Isso assegura que a soma das três parcelas de perda será sempre não negativa. Entretanto é importante destacar que, na verdade, cada parcela das perdas apresenta valores negativos que seriam, portanto, associados a ganhos (em relação ao ponto de referência adotado).

D. Cálculo das Perdas Totais. Definida a metodologia para o cálculo das diferentes formas de perda de geração, o cálculo das perdas totais, para um dado número de máquinas em operação, é definido de acordo com o procedimento descrito na Figura 3.19 a seguir.

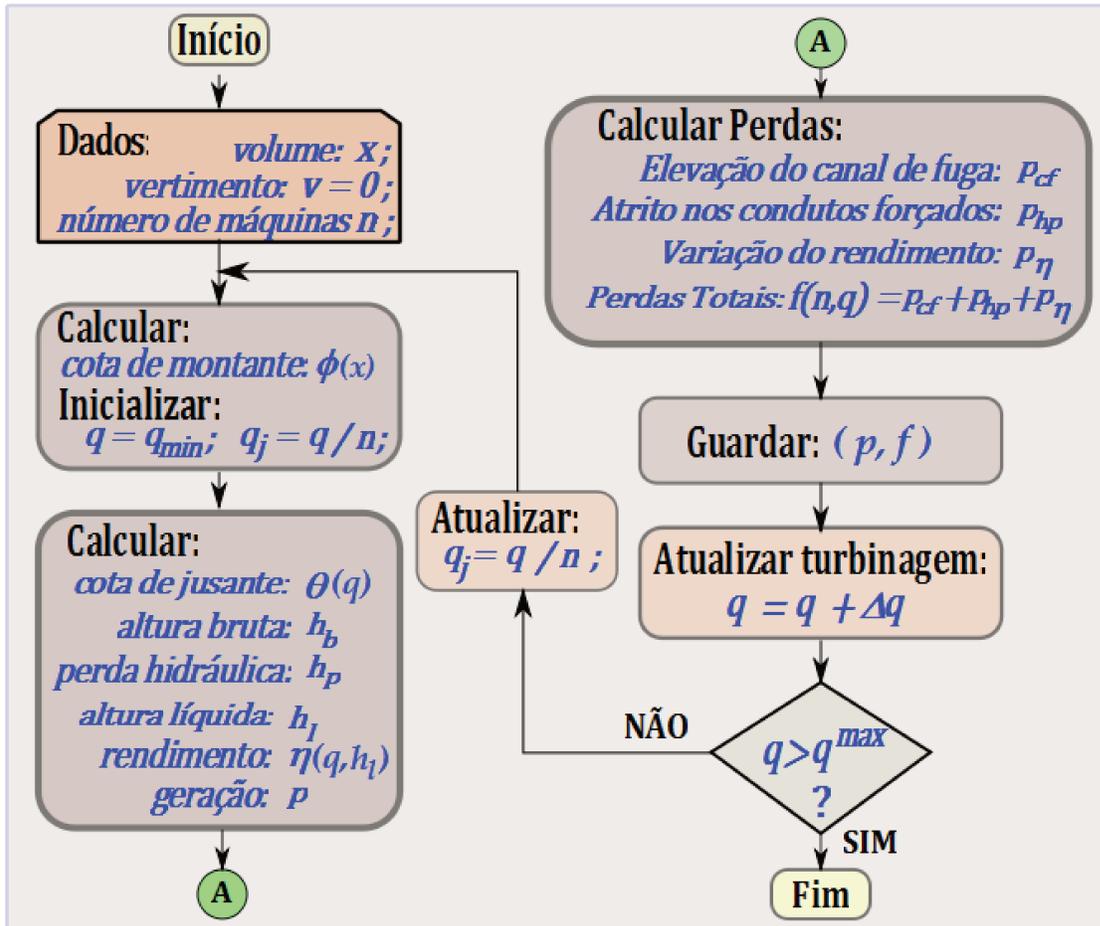


Figura 3.19: Algoritmo para o cálculo das perdas totais de geração.

Aplicando-se o procedimento acima para todas as configurações de número de máquinas n , tem-se como resultados as funções de perdas totais da usina, dependentes do número de unidades geradoras e da potência gerada na usina, $f(n, p)$. Na Figura 3.20 tem-se as curvas de perdas por elevação de canal de fuga, por atrito nos condutos forçados, por variação de rendimentos da unidade geradora e a curva de perdas totais, para o caso de operação da usina de Serra da Mesa com uma unidade geradora. Nota-se que as curvas de perdas por elevação do canal de fuga e por aumento nas perdas hidráulicas crescem à medida que se aumenta a potência gerada, enquanto que a perda por variação do rendimento apresenta um mínimo em torno da potência de 310 MW. O ponto de maior produtividade, entretanto, ocorre em torno de 300 MW, quando a curva de

perda total, por definição passa pelo seu valor mínimo.

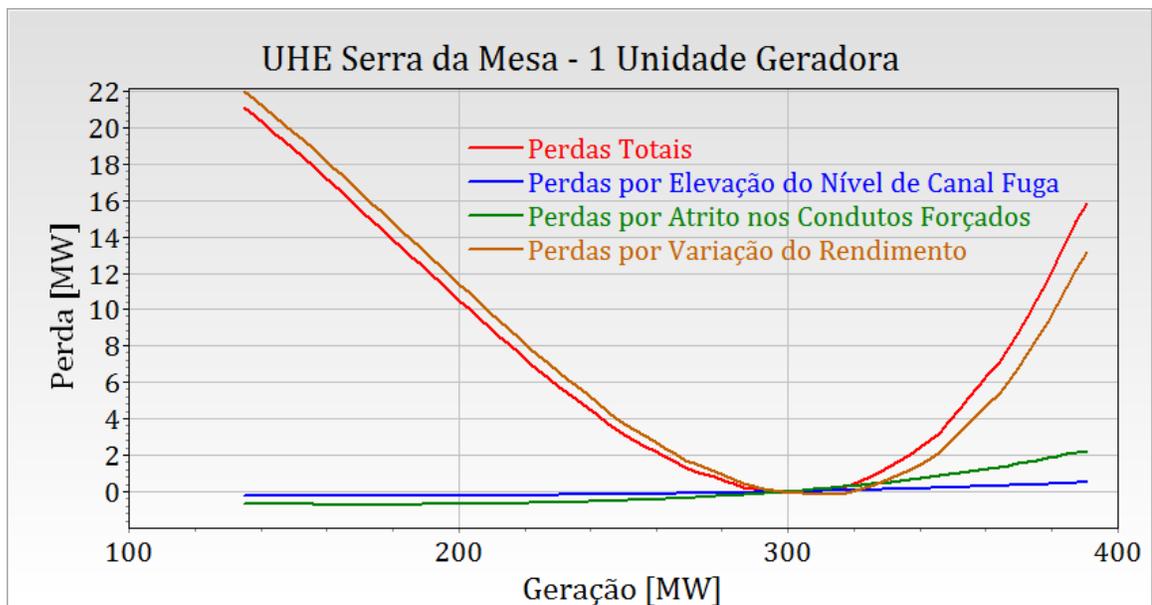


Figura 3.20: Curvas de perdas para a UHE Serra da Mesa com 1 unidade geradora.

Na Figura 3.21 mostra-se as curvas de perdas para o caso de operação da usina de Serra da Mesa com três unidades geradoras.

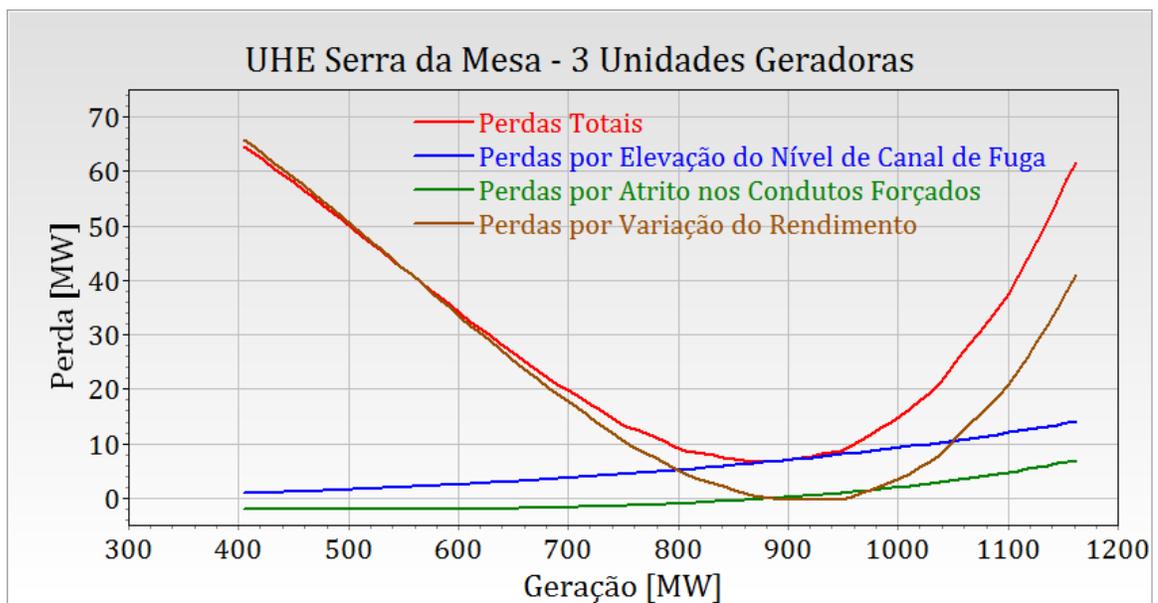


Figura 3.21: Curvas de perdas para a UHE Serra da Mesa com 3 unidades geradoras.

As curvas de funções de perdas $f(n, p)$ são válidas dentro dos seus limites de geração, assim para cada uma das configurações de número de máquinas dadas, n , tem-se um limite de geração

definida por:

$$p^{\min}(n) \leq p \leq p^{\max}(n) ; \quad n = 1, \dots, N_g \quad (3.21)$$

onde: N_g - é o número total de unidades geradoras na usina.

Uma visualização conjunta das curvas de produtividade e de perdas, para uma unidade geradora da usina de Serra da Mesa é apresentada na Figura 3.22, onde pode-se observar que as suas curvaturas, por definição são simétricas em relação ao eixo horizontal.

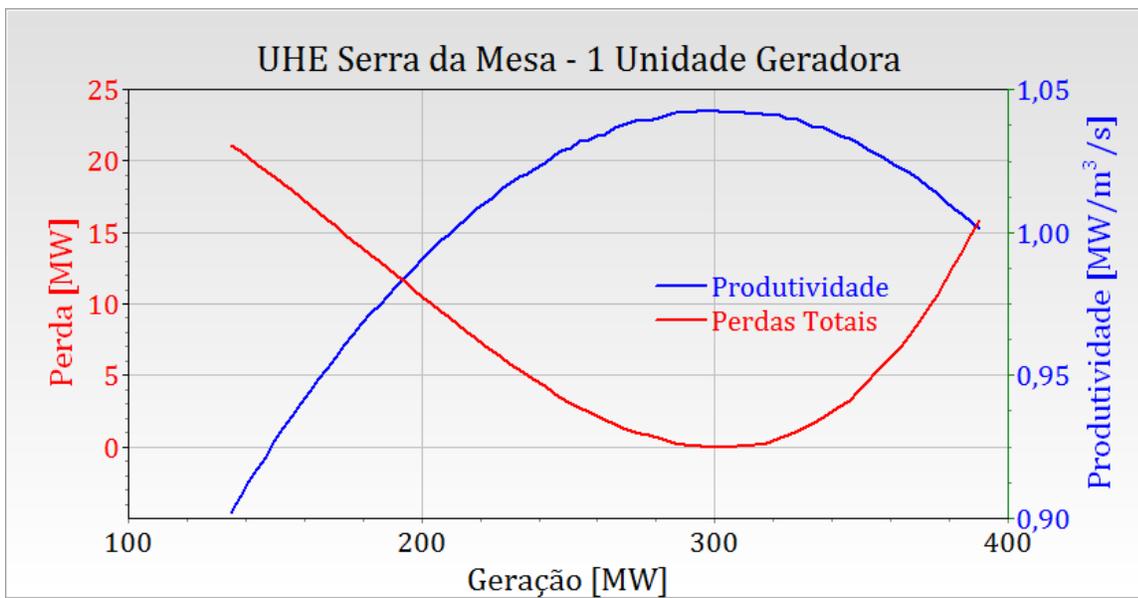


Figura 3.22: Curvas de perda e de produtividade para a UHE Serra da Mesa.

Na Figura 3.23 tem-se as curvas de perdas da UHE Furnas, para todas as configurações de unidades geradoras em operação. Observa-se que uma dada potência p pode ser gerada com diferentes configurações de número de unidades geradoras, e cada uma com um valor diferente de perdas. Assim, para uma dada geração p , pode-se definir um número mínimo e máximo de unidades geradoras disponíveis por:

$$n^{\min}(p) \leq n \leq n^{\max}(p) \quad (3.22)$$

Um outro aspecto que precisa ser levado em conta no processo de otimização do despacho de unidades geradoras é o custo associado ao processo de partidas e paradas das unidades geradoras. Como no Despacho de Máquinas (\mathcal{P}_{DM}), o custo de partidas e de paradas é o principal fator para a tomada de decisão, ele será tratado no item 3.3.1.3.2 de Despacho de Máquinas.

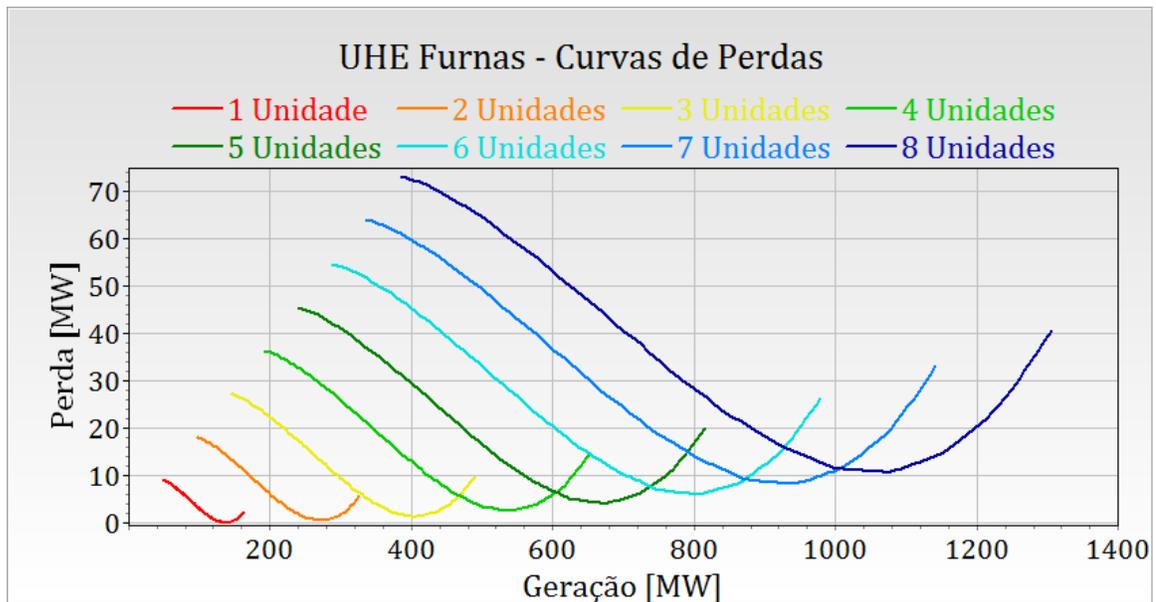


Figura 3.23: Conjunto de curvas de perdas da UHE Furnas.

O desenvolvimento deste caso baseou-se na hipótese de que todas as unidades geradoras de uma dada usina hidrelétrica possuíam as mesmas características físicas. Neste contexto, supôs-se que a distribuição da geração e turbinagem seja igual entre todas as unidades geradoras em operação. É bastante intuitiva a ideia de que essa seja a melhor distribuição, supondo as funções convexas. Para tal conclusão, basta analisar o seguinte caso de duas máquinas iguais operando em pontos diferentes. As perdas de geração verificadas em cada uma das máquinas serão diferentes, e conseqüentemente as perdas marginais também o serão. Então, se for realizada uma pequena transferência de geração da máquina com maior perda marginal para a unidade com menor perda marginal, tem-se a mesma geração total, mas com uma perda total menor. No limite deste raciocínio, tem-se que a melhor solução ocorrerá quando as duas máquinas operarem no mesmo ponto e com perdas marginais iguais.

A seguir será apresentada a formulação para o caso em que conjuntos de unidades geradoras possuem unidades com características diferentes.

3.3.1.3.1.2 Função de Perdas para Conjunto de Unidades Geradoras Diferentes

Quando uma usina hidrelétrica possui conjuntos de unidades geradoras com características diferentes, o problema que se coloca é como distribuir a geração (turbinagem) entre as diferentes unidades. Para responder a esta questão, suponha um problema de despacho de geração em

uma usina hidrelétrica operando com n unidades geradoras, a princípio todas diferentes entre si, formulado como:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n f_j(q_j, q) \quad (3.23)$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^n q_j = q \quad (3.24)$$

em que:

f_j - é a função de perdas³ associada à operação da unidade geradora j ;

q_j - é a vazão turbinada na unidade geradora j ;

q - é a vazão total a ser turbinada em todas as n unidades geradoras.

No problema acima formulado determina-se a distribuição ótima entre as unidades geradoras em operação de uma vazão total q . Antes, porém, de tratar-se da resolução do problema acima, será feita uma análise de como avaliar as funções de perdas por unidade geradora para este caso. Para calcular as perdas em cada unidade geradora será feita uma nova avaliação dos três tipos de perdas apresentadas no item 3.3.1.3.1.1

A. Perda por Elevação do Nível do Canal de Fuga por Unidade Geradora. Quando uma usina hidrelétrica possui unidades geradoras diferentes, a perda de geração da unidade geradora j , associada à elevação do canal de fuga, causado pela turbinagem da vazão q_j na unidade j e da vazão total q na usina, será dada pela seguinte fórmula:

$$p_{cfj} = k_c \cdot \eta(x, u, q_j) \cdot [\theta(q) - \theta(\hat{q})] \cdot q_j \quad (3.25)$$

A elevação no nível de canal de fuga depende apenas da vazão defluente total na usina (q) e não depende de como é feita a distribuição desta vazão entre as unidades geradoras, pois o canal de fuga é comum a todas as unidades. Entretanto, o rendimento das unidades geradoras ($\eta(x, u, q_j)$) depende desta distribuição, visto que ele depende da altura de queda líquida, que depende da perda hidráulica, e esta por sua vez, depende da vazão turbinada na unidade geradora (no caso anterior a distribuição igual da vazão total entre as unidades geradoras resulta numa mesma perda hidráulica para todas das unidades geradoras). Assim, tem-se, para cada unidade geradora diferente, uma função de perda por elevação do nível de canal de fuga diferente.

³Aqui a função de perdas está expressa em termos da vazão turbinada, alternativa à expressão usada em termos de potência.

B. Perda Devido ao Atrito nos Conduitos Forçados por Unidade Geradora. A perda hidráulica na unidade geradora depende da vazão turbinada que passa pelo seu conduto forçado, assim, o seu valor depende de como é feita a distribuição da vazão total q entre as unidades geradoras. Além disso, o rendimento das unidades geradoras também depende de como é feita esta distribuição. Assim, a perda hidráulica numa dada unidade geradora j pode ser expressa por:

$$p_{h_p j} = k_c \cdot \eta(x, u, q_j) \cdot (h_p(q_j) - h_p(\hat{q}_j)) \cdot q_j \quad (3.26)$$

C. Perda de Rendimento por Unidade Geradora. Como mencionado no item anterior, no caso de unidades geradoras diferentes, cada uma possui um valor diferente de perda hidráulica, e conseqüentemente, valores diferentes de rendimento e altura de queda líquida. Assim, a expressão da perda de geração por variação do rendimento na unidade geradora j pode ser definida como:

$$p_{\eta_j} = k_c \cdot (\eta_j(x, u, \hat{q}_j) - \eta_j(x, u, q_j)) \cdot h_{l_j} \cdot q_j \quad (3.27)$$

onde, a altura de queda líquida h_{l_j} pode ser definida a partir das equações 3.5 e 3.4, como:

$$h_{l_j} = \phi(x) - \theta(q) - k_{pb} \cdot q_j^2 \quad (3.28)$$

D. Cálculo das Perdas Totais por Unidade Geradora. A perda total f_j associada à unidade geradora j , é dada pela soma das parcelas de perdas dadas pelas Equações 3.25, 3.26 e 3.27 e pode ser expressa por:

$$f_j(q_j, q) = p_{cf_j} + p_{h_p j} + p_{\eta_j} \quad (3.29)$$

Distribuição Ótima por Unidade Geradora. Com a função de perda total associada à máquina j calculada no item anterior, o problema original de distribuição ótima de geração entre as unidades geradoras de uma dada usina, formulada no problema (3.23) - (3.24) pode ser resolvido através de Relaxação Lagrangeana, dualizando-se em relação à restrição (3.24) e obtendo-se a seguinte função:

$$L(q_j, \lambda) = \sum_{j=1}^n [f_j(q_j, q) + \lambda \cdot q_j] - \lambda \cdot q \quad (3.30)$$

Aplicando as condições de estacionariedade na função acima, tem-se que para toda unidade

geradora j :

$$\frac{\delta L(q_j, \lambda)}{\delta \lambda} = 0 \Rightarrow \sum_{j=1}^n q_j - q = 0 \Rightarrow \sum_{j=1}^n q_j = q; \quad (3.31)$$

$$\frac{\delta L(q_j, \lambda)}{\delta q_j} = 0 \Rightarrow \frac{\delta f_j(q_j, q)}{\delta q_j} + \lambda = 0 \Rightarrow \frac{\delta f_j(q_j, q)}{\delta q_j} = -\lambda; \quad (3.32)$$

A condição de solução ótima (3.32) é similar à condição de solução ótima do problema de despacho econômico de sistemas termelétricos; isto é, o despacho ótimo de unidades hidrelétricas é obtido quando todas as unidades geradoras em operação em uma mesma usina operam com a mesma perda marginal. A rigor, para obter a distribuição ótima entre máquinas, deve-se resolver o problema (3.23) - (3.24). Na prática, pode-se calcular a distribuição ótima para um dado conjunto de valores de q e a partir daí obter a distribuição ótima para outros valores de q através de interpolação.

Com a obtenção da função de perdas por unidade geradora pode-se representar e despachar cada unidade individualmente, ao invés de trabalhar com curvas de perdas agregadas por usina.

A Figura 3.24 apresenta o ajuste de curvas de perdas para a usina de Ilha Solteira, considerando três conjuntos de unidades geradoras com características diferentes. Cada uma das curvas representa uma configuração de unidades geradoras despachadas. Apesar de visualmente identificar-se apenas 21 ajustes de curvas diferentes, tem-se ajustadas 360 curvas de perdas, algumas bem semelhantes.

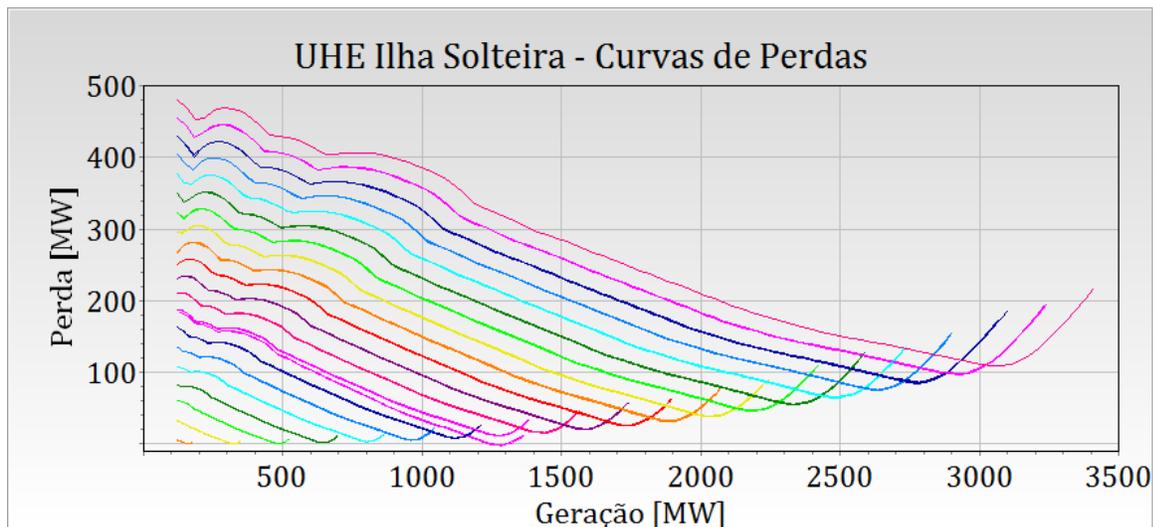


Figura 3.24: Curvas de perdas da UHE Ilha Solteira com conjuntos diferentes.

3.3.1.3.2 Despacho de Máquinas

A operação de partida e parada de uma unidade geradora implica no aumento dos desgastes mecânicos do equipamento, aumento da manutenção dos enrolamentos eletromagnéticos, redução da sua vida útil, perda de água durante o processo, falhas no processo de sincronização e consequente perda de geração. Assim, as frequentes partidas e paradas são procedimentos que devem ser minimizados pois todos estes aspectos implicam em custos.

Na literatura existe como tratar os custos associados às partidas e parados, porém não existe um estudo conclusivo sobre o seu valor exato. O trabalho mais importante neste tema é a publicação Nilsson & Sjelvgren (1997a) na qual se busca quantificar o custo associado às partidas e paradas das unidades hidráulicas, na tentativa de minimizar os custos de operação. Para isto, através de entrevistas com os maiores produtores de energia elétrica da Suécia, buscaram estimar os fatores que ocasionam custos nas partidas e paradas de máquinas, qual o valor destes custos e como eles afetam a programação de curto prazo. As entrevistas apontaram os seguintes aspectos causadores de custos nas partidas e paradas:

- Degradação do isolamento dos enrolamentos do gerador devido às mudanças de temperatura verificadas durante as partidas e paradas;
- Desgastes dos equipamentos mecânicos ocasionando aumento dos serviços de manutenção dos mesmos;
- Falha nos equipamentos de controle durante as partidas e paradas ocasionando custos associados ao concerto da falha e à energia que deixa de ser gerada durante a indisponibilidade da máquina.

Foram apontados também outros fatores de menor relevância como a perda de água dos reservatórios durante a manutenção e durante as partidas e paradas. De modo geral, as entrevistas apontaram para um valor aproximado de US\$ 3,00 por partida e parada, por MW. Nilsson & Sjelvgren (1997b) apresentam um modelo de programação inteira mista, com a utilização destes custos de partida e parada, para o problema de programação da operação hidroelétrica de curto prazo. Mais recentemente, em (2002) Bakken & Bjorkvoll apresenta-se um modelo para calcular o custo de partida/parada das unidades geradoras, assumindo serem os custos linearmente dependentes do número de partidas e paradas ou do número de horas de operação.

No Brasil Hara et al. (1994) apresentam não somente os custos da operação corrente, mas também o custo da degradação do isolamento devido ao número de partidas e paradas para a

usina hidrelétrica de Foz do Areia. E ainda propõe uma nova condição de operação, testes de isolamentos e precauções de manutenção dos equipamentos. Entretanto, não existe no Brasil nenhum estudo mais amplo sobre os custos de partida e de parada de unidades geradoras hidrelétricas, e sendo assim, nesta tese as decisões do \mathcal{P}_{DM} devem levar em conta os custos de partida e parada calculadas segundo a metodologia apresentada por Hara et al. (1994) e Nilsson & Sjelvgren (1997a).

3.3.1.4 Usinas Hidrelétricas Desagregadas

Uma usina hidroelétrica é constituída de vários conjuntos turbina-gerador. Cada unidade geradora (*UG*) é alimentada por um conduto forçado e a potência elétrica produzida é introduzida no sistema de transmissão através de um barramento. Em várias usinas, grupos de unidades geradoras podem estar conectadas a barramentos diferentes, alimentando assim diferentes circuitos do sistema de transmissão. Nestes casos, cada barramento é conectado a um subconjunto de unidades geradoras, como mostrado na Figura 3.25.

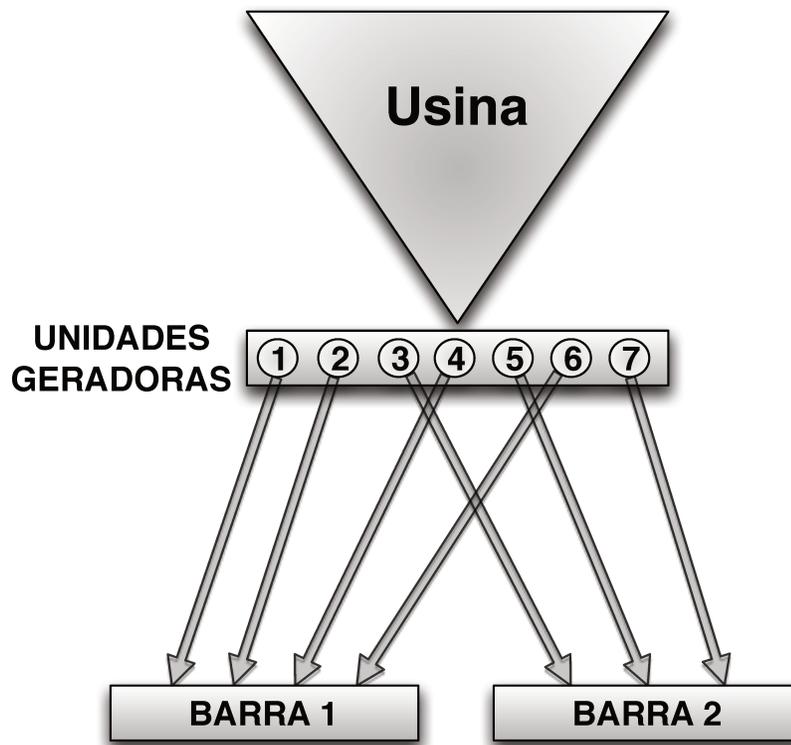


Figura 3.25: Esquema de uma usina conectada a duas barras.

A existência de usinas hidrelétricas com unidades geradoras ligadas a barramentos distintos é bastante comum no sistema brasileiro. Em alguns casos, estes barramentos podem estar conectados a circuitos diferentes do sistema de transmissão. O maior caso é o da usina hidroelétrica de Itaipu, na qual as unidades geradoras que operam em 60 Hz estão ligadas às linhas de transmissão de 750 kV que conectam a subestação de Foz do Iguaçu (PR) até a subestação de Tijuco Preto (SP), passando pelas subestações de Ivaiporã (PR) e Itaberá (SP), e as unidades geradoras que operam em 50 Hz estão ligadas às linhas de transmissão de 600 kV, também chamadas Elo de CC, que ligam a subestação de Foz do Iguaçu (PR) à subestação de Ibiúna (SP). Em várias outras usinas isso também ocorre, como por exemplo nas usinas de Jupia, de Rosana, de Chavantes e outras.

As restrições do sistema de transmissão podem afetar apenas as unidades conectadas a um determinado barramento em particular, sem produzir efeitos sobre a operação das demais unidades geradoras. Por exemplo, para um conjunto de unidades geradoras ligado a um dado barramento, a solicitação pode ser de maximização da geração, enquanto que para outras unidades ligadas em outro barramento, a orientação pode ser para diminuir a geração. Assim, do ponto de vista do sistema de transmissão, cada uma destas usinas hidrelétricas é vista como composta por várias usinas menores, cada uma atendendo um mercado de consumo diferente, e sujeito a restrições diferentes de transmissão. Estes grupos menores serão chamadas de subusinas hidrelétricas.

Assim, uma usina hidrelétrica desagregada em várias subusinas possui algumas restrições que são inerentes à usina, e assim, comuns às subusinas, tais como as metas de geração e limites do reservatório. Outras restrições, como o número de unidades geradoras, limites operacionais e restrições de transmissão, são particulares a cada subusina ligada a um barramento em específico, e assim, ligada a uma linha de transmissão em particular. Por exemplo, cada subusina j possui uma turbinagem q_j , e a vazão turbinada na usina hidrelétrica i será dada como a soma destas turbinagens, entretanto apenas a usina hidrelétrica possui vertimento v_i e o armazenamento x_i , pois as subusinas são definidas como conjunto de unidades geradoras com o mesmo reservatório da usina, comum a todas subusinas.

Na modelagem adotada, uma usina hidrelétrica possui pelo menos uma subusina, ou seja, se ela está ligada a um barramento apenas, a subusina é a própria usina hidrelétrica.

E como resultado desta modelagem, o despacho de máquina e de geração deverão ser definidos para cada uma das subusinas de todas as usinas hidrelétricas.

3.3.1.5 Restrições

A operação de um sistema de usinas hidroelétricas está sujeita a um conjunto de restrições, como ilustradas a seguir.

1. Restrição de turbinagem e defluência

Uma usina hidrelétrica está sujeita a várias restrições de operação, dentre elas tem-se as de turbinagens e defluências, mínimas e máximas, que servem para garantir certas condições, tais como ⁴:

- (a) Restrição de defluência máxima para evitar inundações de praias e alagamento de regiões; evitar a formação de ondas para garantir a navegabilidade; aumentar a segurança no controle de cheias. Por exemplo: 2000 m³/s em Barra Bonita para garantir os reservatórios de Promissão e Jupia.
- (b) Restrição de nível mínimo para garantir a navegabilidade. Por exemplo 446,50 m na UHE Barra Bonita no rio Tiête.
- (c) Restrição de vazão turbinada mínima para garantir a piracema. Exemplo, 136 m³/s na UHE Emborcação no período de 1 de novembro a 28 de fevereiro.
- (d) Restrição de vazão defluente mínima para garantir a ictiofauna e controle sanitário. Exemplo, 20 m³/s no trecho de barragem da UHE Sá de Carvalho

A vazão turbinada em uma unidade geradora está restrita pela capacidade de turbinagem da unidade, dada por:

$$q_i^{min} \leq q_i \leq q_i^{max} \quad (3.33)$$

Assim, as restrições de defluência mínima e máxima serão dadas por:

$$q_i + v_i \geq u_i^{min} \quad (3.34)$$

$$q_i + v_i \leq u_i^{max} \quad (3.35)$$

⁴Fonte: Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos ONS - Disponível em: http://www.ons.org.br/download/operacao/hidrologia/Inventario_Restricoes_Hidraulicas-Revis%C3%A3o1_2011.pdf

2. Restrições de nível de armazenamento

O nível de armazenamento do reservatório de uma usina hidrelétrica pode possuir restrições tais como: ⁴

- (a) Restrição de nível máximo para condição de eclusagem.
- (b) Restrição de nível máximo para evitar o afogamento da casa de máquinas da usina à montante.
- (c) Restrição de nível mínimo de montante para criação de peixes.

Estas restrições serão assim representadas:

$$x_i^{min} \leq x_i \leq x_i^{max} \quad (3.36)$$

3. Restrição de Rampa de Geração

Uma outra modalidade de restrição, a de rampa de geração, pode ser resultado de várias condições, tais como garantir a segurança de moradores ribeirinhos; evitar o deslocamento de aguapés (*Eichhornia*) que podem prejudicar a operação das usinas à jusante; e evitar danos à calha do rio. Por exemplo, na usina de Barra Bonita, existe uma restrição de variação máxima da defluência de 10% da vazão horária defluente anterior, para vazões superiores a 1000 m³/s. A equação de rampa está formulada na seção 3.6, como Equação 3.43.

4. Restrição de Reserva Girante

Num sistema interligado como o SIN, a existência de uma "folga" na geração de algumas usinas é de suma importância para suprir aumentos inesperados de carga ou desvios de previsão da demanda de carga, e também a perda inesperada de unidades geradoras. Esta folga definida como reserva girante é dada pela geração total que uma usina pode produzir sem a necessidade de despachar unidades adicionais. Ela está formulada, também na seção 3.6, através da Equação 3.44.

3.3.2 Usinas Termoelétricas

A forma mais antiga de geração de energia elétrica e uma das mais difundidas é a geração termelétrica. Alguns dos fatores que favoreceram a sua disseminação, principalmente nos países do hemisfério norte durante o final do século XIX e início do século XX, foram o baixo custo

de implantação, tecnologia acessível e, principalmente, alta disponibilidade do carvão (principal combustível à época). Atualmente, outras fontes de combustíveis são utilizadas, tais como o petróleo, gás natural e o urânio.

Apesar da vantagem de poderem ser construídas perto dos centros consumidores, e assim, diminuir os custos da transmissão, o alto preço do combustível e os impactos ambientais causados pela poluição do ar e aquecimento das águas são fatores desfavoráveis às usinas termelétricas.

As usinas termelétricas são classificadas geralmente em dois grandes grupos:

- convencionais, as quais utilizam elementos fósseis como combustível, tais como carvão, óleo combustível, gás natural e biomassa;
- as nucleares, as quais utilizam combustíveis físséis como o urânio enriquecido e o plutônio, que liberam energia calorífica por meio da fissão nuclear.

Quanto ao processo de transformação da energia térmica (resultante da combustão) em energia cinética pode-se classificar as usinas termoelétricas em: usinas com turbinas a vapor d'água; com turbinas a gás; as de ciclo combinado; e usinas com combustão direta.

Nas termelétricas do primeiro tipo, as pás da turbina são movimentadas pela pressão do vapor d'água gerada na caldeira. Um gerador acoplado à turbina transforma a energia cinética em elétrica. No segundo tipo, a pressão que movimenta a turbina é resultante da queima da mistura de combustível e ar comprimido. Nas termelétricas de ciclo combinado tem-se um gerador acoplado diretamente a uma turbina à gás movida pela queima de gás natural ou óleo diesel, e também um outro acoplado a uma turbina à vapor d'água, aquecido com o aproveitamento dos gases de escape em alta temperatura da primeira turbina. E as usinas com combustão direta utilizam-se de motores a pistão acoplados a geradores elétricos.

Como visto anteriormente, o sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidrelétrico, e sendo assim, a participação das termelétricas na geração total é pequena.

A modelagem de um sistema termelétrico deve considerar as diversas classes de usinas termelétricas, classificadas de acordo com os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração mínima e máxima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, restrições de rampa de carga, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/gerador, indisponibilidade forçada e programada, etc.

O custo associado à operação das termelétricas envolve: os custos operacionais, representa-

dos pelo custo de mão-de-obra, estoques e manutenção, assumidos serem fixos; e os custos com combustíveis, que dependem da produção. Em geral, o custo total costuma ser modelado como uma função convexa e crescente de geração térmica, sendo aproximado por polinômio de segundo grau.

A figura 3.26 mostra uma curva típica da função de custo total de uma usina termelétrica $\psi(\cdot)$.

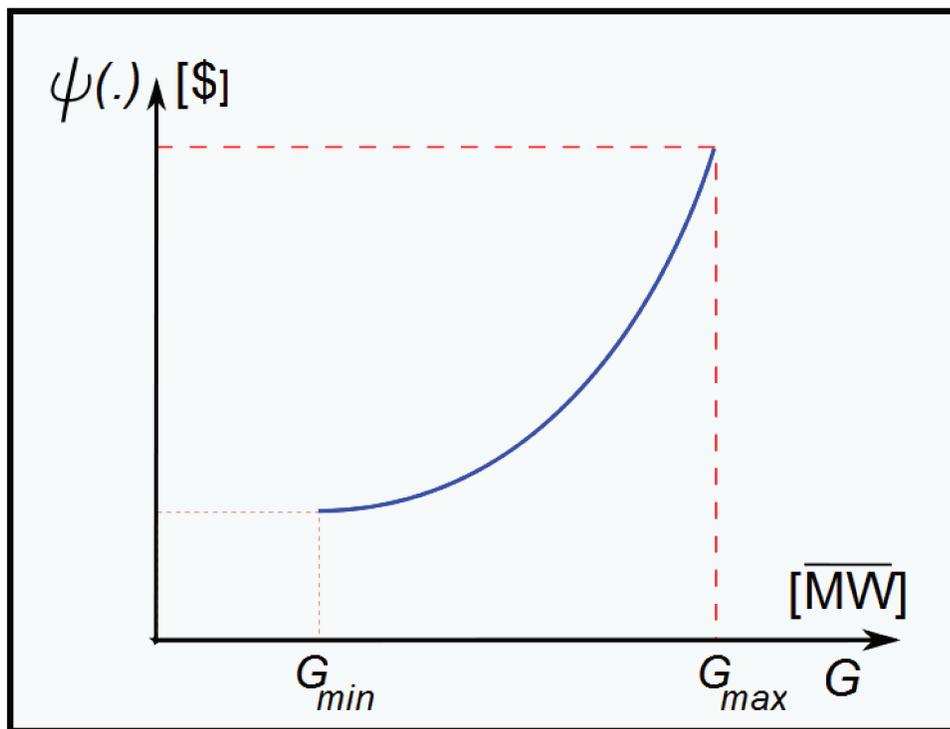


Figura 3.26: Função de custo de operação de uma usina termelétrica.

No Brasil, a estratégia de geração das termelétricas é definida no planejamento da operação de médio/longo prazo, sendo essa uma das atribuições do ONS. Os custos das usinas termelétricas são dados por uma função linear de geração (Martins 2009). Geralmente elas são despachadas na base (operação "flat"), e sendo algumas despachadas devido a restrições de transmissão. Assim, na modelagem proposta, a geração das termelétricas será considerada na base e igual aos valores determinados pelo planejamento de médio/longo prazo, e será descontada da curva de demanda de carga do problema. O despacho termelétrico variável é decorrente de restrições elétricas do sistema de transmissão.

3.3.3 Outras fontes

Há várias outras fontes de geração de energia elétrica em desenvolvimento, mas a grande maioria ainda é pouco significativa em termos de participação na matriz energética. No caso brasileiro, duas merecem destaque, pois as suas participações já são significativas ou com perspectivas de forte crescimento nos próximos anos. A primeira delas é a geração baseada em biomassa. A principal fonte de biomassa utilizada é a da cana de açúcar, com grande concentração no estado de São Paulo e com tendência de expansão para outros estados do Sudeste e do Centro Oeste. Esta geração não é despachada de forma centralizada pelo ONS e tem forte sazonalidade devido à sua safra. Em geral estas unidades estão conectadas diretamente ao sistema de distribuição. A segunda é a energia elétrica proveniente das usinas eólicas, que atualmente são pouco significativas no Brasil, mas que devem crescer fortemente nos próximos anos, principalmente na região Nordeste.

3.4 Compatibilidade com o Planejamento Energético

A programação da operação de curto prazo deve ser compatível com o planejamento da operação energética, pois, do contrário, a operação em tempo real pode não atender os objetivos traçados pelos planejamentos de médio e curto prazos.

No caso brasileiro, o planejamento da operação determina a cada mês a operação do próximo mês dividida em semanas, através do Programa Mensal de Operação (PMO), coordenado pelo ONS e revisto semanalmente. Nesta etapa considera-se a operação do sistema para um horizonte de até 60 meses à frente e determina-se as funções de custo futuro por subsistema através do modelo Newave. Em seguida é determinado o despacho hidrotérmico pelo modelo Decomp, que considera o primeiro mês discretizado em semanas, acoplando-se ao modelo Newave ao final do segundo mês através das funções de custo futuro.

Nesta tese, a programação da operação considera um horizonte correspondente a uma semana, e assim a referência a ser adotada pela operação de curto prazo será a geração média da correspondente semana. No sistema brasileiro, esta geração média semanal ou meta de geração semanal (m_i) que fará a compatibilidade entre o planejamento da operação de médio/longo prazo e a programação da operação de curto prazo é fornecida pelo modelo de otimização a usinas indi-

vidualizadas DECOMP, e pode ser representada por:

$$m_i = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T p_{i,t}; \quad \forall i \in \mathcal{H} \quad (3.37)$$

onde:

- T - Número total de intervalos no período;
- \mathcal{H} - Conjunto das usinas hidrelétricas;
- $p_{i,t}$ - Potência da usina hidrelétrica i no intervalo t [MW].

Tem-se no Apêndice, a Tabela A.4, com as gerações médias das usinas hidrelétricas do SIN, por patamar de carga, resultantes do modelo Decomp.

3.5 Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão do SIN atualmente só não está interligado a uma parte da região amazônica. Por causa da grande extensão territorial, o sistema de transmissão do SIN utiliza extensas linhas, em diferentes níveis de tensão. A Tabela 3.2 mostra a extensão e a tensão das linhas do SIN, enquanto a Figura 3.27 mostra a participação por nível de tensão.

Tabela 3.2: Extensão das Linhas de Transmissão do SIN - km

Tensão kV	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Var % 10/09
230	35.736,5	36.342,5	37.155,5	37.709,9	41.503,5	43.250,6	4,21
345	9.579,1	9.579,1	9.772,1	9.772,1	9.783,6	10.060,5	2,83
440	6.667,5	6.671,2	6.671,2	6.671,2	6.671,2	6.670,5	(0,01)
500	26.771,1	29.341,2	29.392,2	31.868,3	33.211,8	34.371,7	3,49
600 CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	-
750	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	-
SIN	83.049,2	86.228,9	87.285,9	90.316,4	95.464,9	98.648,3	3,33

Os valores acima referem-se à rede básica (instalações com tensão maior ou igual a 230kV) mais os ativos de conexão de usinas e interligações.⁵

Para a operação em tempo real, o sistema elétrico é a principal preocupação, e muitos aspectos devem ser considerados, tais como os limites de níveis de tensão e os limites de fluxos das linhas de transmissão, as restrições de segurança e a estabilidade do sistema elétrico. Entretanto, no planejamento da operação de curto prazo geralmente é feita apenas uma análise estática do sistema.

⁵ Fonte: ONS http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2010/0705_extensao_linhas.html (Jun/2012).

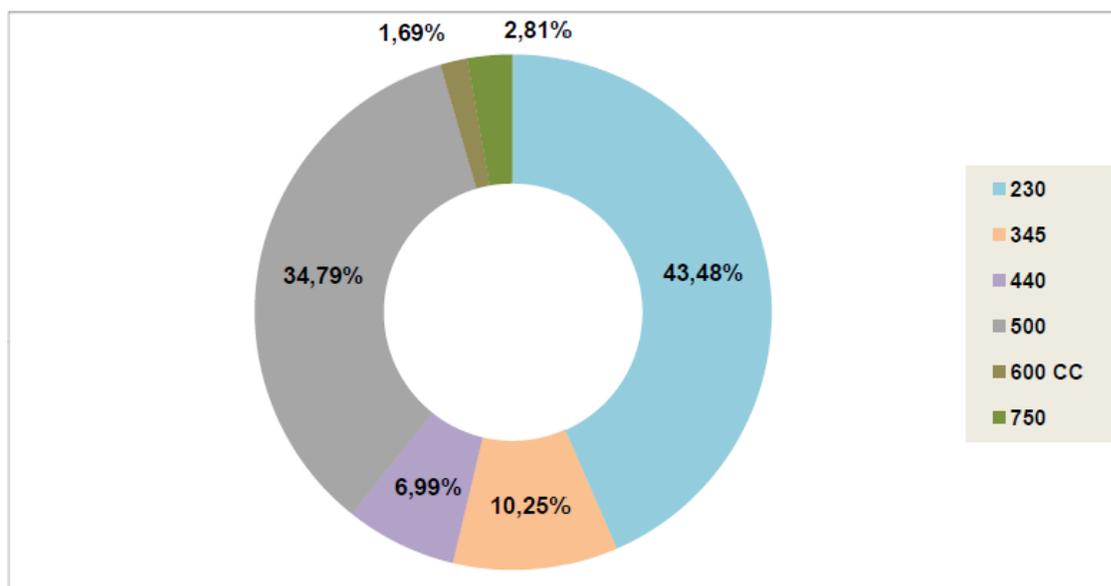


Figura 3.27: Participação por Nível de Tensão em %.⁵

Existe uma interdependência operacional entre as unidades geradoras e o sistema de transmissão, e para avaliar o impacto da operação sobre o sistema de transmissão, é importante considerar as restrições do sistema de transmissão.

A geração de uma usina hidrelétrica influencia a operação do sistema de transmissão, e ao mesmo tempo, o sistema de transmissão pode impor restrições adicionais para a geração. No SIN, algumas usinas hidrelétricas estão ligadas a mais de um barramento, e nessa situação, as restrições que o sistema de transmissão exigem são diferentes para cada uma das ligações a barramento diferentes. Em termos de modelagem do problema de despacho de máquinas, é importante a representação das conexões das unidades geradoras com o sistema de transmissão. Nesse sentido, a representação das usinas hidrelétricas ligadas a mais de um barramentos como usinas desagregadas é necessária.

No modelo de programação da operação as restrições do sistema de transmissão não serão representadas explicitamente. Elas serão transformadas em restrições energéticas (de geração) que serão impostas sobre os conjuntos de usinas hidrelétricas. Por exemplo, no Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de Julho de 2012 (NT-7-107-2012)⁶ tem-se a seguinte

⁶Fonte: <http://www.ons.org.br/download/agentes/pmo/NT%207-107-2012.pdf>

intervenção elétrica:

Barra 2 440 kV SE Água Vermelha das 05h00min às 17h00min dos dias 30/06 e 01/07 (sábado e domingo)

Para assegurar a confiabilidade do sistema, as seguintes restrições de geração devem ser adotadas:

- a) 1150 MW na carga leve e 1350 MW na carga média para a usina de Água Vermelha;
- b) 2000 MW na carga leve e 2600 MW na carga média para a usina de Ilha Solteira;
- c) 1100 MW na carga leve e 1300 MW na carga média para Jupia + Três Irmãos;
- d) 2000 MW na carga leve e 2200 MW na carga média para Capivara + Taquaruçu + Porto Primavera;

Define-se este tipo restrição como restrição de geração conjunta, aplicada a um grupo de usinas hidrelétricas, e a sua formulação é dada por:

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_c} p_{i,t} \leq g_c ; \quad \forall t \in \mathcal{T}_c \quad (3.38)$$

onde:

- \mathcal{G}_c - conjunto das subusinas da restrição de geração conjunta;
- g_c - valor da restrição de geração conjunta [MW];
- \mathcal{T}_c - conjunto de intervalos de tempo da restrição de geração conjunta;

Por exemplo, para a restrição do item (d) tem-se a seguinte expressão:

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_c} p_{i,t} \leq 2200, \quad t = 8, \dots, 17 \quad \mathcal{G}_c = \{\text{Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera}\} \quad (3.39)$$

3.6 Formulação Matemática

A formulação matemática do modelo de otimização do despacho de máquinas e de geração, que será denominado (\mathcal{P}_{DMG}) é apresentada nesta seção. O modelo tem por objetivo otimizar o despacho de máquinas e de geração de usinas considerando com detalhes as características de eficiência e de custo das unidades geradoras bem como suas restrições operacionais. São consideradas restrições de rampa de tomada e de alívio de carga das usinas e restrições de reserva girante do sistema. Não são consideradas diretamente restrições associadas à operação hidráulica das usinas e restrições elétricas do sistema de transmissão. Também são consideradas de forma implícita a geração das termelétricas, descontando-a da curva de demanda de carga do problema, como citado anteriormente. Porém, mesmo não representando diretamente essas restrições, a modelagem aqui apresentada, relativa à operação das unidades geradoras hidrelétricas e termelétricas, permite obter uma solução que sirva de referência para a programação da operação. Será a solução desejada, caso as restrições hidráulicas e elétricas estejam atendidas. Uma vez obtida esta solução, ela deve ser avaliada quanto à operação hidráulica que acarreta, através de um modelo de simulação a usinas individualizadas, e quanto à operação elétrica, através do modelo de fluxo de potência ótimo dc. Caso sejam identificadas violações hidráulicas e/ou elétricas, são introduzidas restrições de geração no modelo de otimização de modo que a nova solução obtida respeite as restrições antes violadas.

Nesta tese tem-se elaborado dois modelos de programação, um que considera as usinas, mesmo conectadas em barramentos diferentes, como usinas sem desagregação, e outra que considera as usinas desagregadas em subusinas. O modelo sem desagregação será referido como modelo *Integral*, e o outro como modelo *Desagregado*.

Tem-se apresentadas a seguir, as formulações para os dois modelos de otimização do despacho de máquinas e de geração, nas quais consideram-se as características operativas de cada unidade hidrelétrica (conjunto turbina/gerador), os seus custos de partidas e de paradas, as perdas verificadas na geração e os custos de geração termelétrica. Os custos de partida e de parada das usinas termelétricas não foram considerados dado que o sistema considerado é predominantemente hidrelétrico e o acompanhamento da carga pode ser feito exclusivamente por geração hidrelétrica (Kadowaki et al. 2012). Uma observação importante é que a formulação a seguir será direcionada no sentido do procedimento de solução adotado nesta abordagem.

3.6.1 Formulação do modelo *Integral*

Este modelo, que considera as usinas sem a desagregação pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N \left\{ \alpha \cdot f_i(n_{i,t}, p_{i,t}) + \beta_i |n_{i,t} - n_{i,t-1}| \right\} \right\} \quad (3.40)$$

Sujeito as seguintes restrições:

Restrição 1 - Demanda de carga total do sistema:

$$\sum_{i=1}^N p_{i,t} = d_t ; \quad t = 1, \dots, T \quad (3.41)$$

Restrição 2 - Metas de geração do longo/médio prazo para as usinas hidrelétricas:

$$\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T p_{i,t} = m_i ; \quad \forall i \in \mathcal{H} \quad (3.42)$$

Restrição 3 - Restrições de limites de rampa:

$$\left| \sum_{i \in \mathcal{H}_{r,k}} (p_{i,t} - p_{i,t-1}) \right| \leq r_k ; \quad \forall t \in \mathcal{T}_{r,k}, \quad k = 1, \dots, n_r \quad (3.43)$$

Restrição 4 - Restrições de reservas girante:

$$\sum_{i \in \mathcal{H}_{s,k}} (p_{i,t}^{max} - p_{i,t}) \geq s_k ; \quad \forall t \in \mathcal{T}_{s,k}, \quad k = 1, \dots, n_s \quad (3.44)$$

Restrição 5 - Limites de geração das usinas:

$$p_i^{min}(n_{i,t}) \leq p_{i,t} \leq p_i^{max}(n_{i,t}) ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.45)$$

Restrição 6 - Limites de número de unidades geradoras das usinas:

$$n_i^{min}(p_{i,t}) \leq n_{i,t} \leq n_i^{max}(p_{i,t}) ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.46)$$

Restrição 7 - Equação dinâmica do reservatório das usinas hidrelétricas:

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{\forall k \in \omega_i} u_{k,t} - \vartheta_{ki} u_{i,t} \right) \cdot \gamma ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.47)$$

Restrição 8 - Limites de armazenamento do reservatório das usinas hidrelétricas:

$$x_{i,t}^{min} \leq x_{i,t} \leq x_{i,t}^{max} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.48)$$

Restrição 9 - Limite de engolimento máximo das usinas:

$$q_{i,t} \leq q_{i,t}^{max} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.49)$$

Restrição 10 - Limite de defluência mínima das usinas hidrelétricas:

$$u_{i,t}^{min} \leq u_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.50)$$

Restrição 11 - Vazão defluente nas usinas hidrelétricas:

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.51)$$

Restrição 12 - Limite de vertimento das usinas hidrelétrica:

$$0 \leq v_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.52)$$

Restrição 13 - Função de geração das usinas:

$$p_{i,t}(x_{i,t}, u_{i,t}, q_{i,t}) = k_c \cdot \eta(x_{i,t}, u_{i,t}, q_{i,t}) \cdot [\phi(x_{i,t}) - \theta(u_{i,t}) - h_p(q_{i,t})] \cdot q_{i,t} ; \\ \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad [\text{MW}] \quad (3.53)$$

Restrição 14 - Restrições adicionais:

$$p_{i,t} \in \Omega_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.54)$$

onde:

- $n_{i,0}, x_{i,0}$ - número de máquinas e volumes iniciais são dados;
- t, T - intervalo e número de intervalos de tempo;
- i, N, \mathcal{H} - índice, número e conjunto de usinas hidrelétricas;
- d_t - demanda de carga total do sistema no intervalo t [MW];
- m_i - meta de geração da usina hidrelétrica i [MW];
- $\mathcal{H}_{r,k}$ - conjunto das usinas da k –ésima restrição de rampa;
- r_k - valor da rampa máxima da k –ésima restrição de rampa [MW];
- $\mathcal{T}_{r,k}$ - conjunto de intervalos de tempo da k –ésima restrição de rampa;

- n_r - número de restrições de rampa;
- $\mathcal{H}_{s,k}$ - conjunto das usinas da k –ésima restrição de reserva girante;
- s_k - valor da k –ésima restrição de reserva girante [MW];
- $\mathcal{T}_{s,k}$ - conjunto de intervalos de tempo da k –ésima restrição de reserva girante;
- n_s - número de restrições de reserva girante ;
- $p_{i,t}$ - potência gerada na usina hidrelétrica i no intervalo t [MW];
- $p_i^{min}(n_{i,t})$ - geração mínima na usina i , no intervalo t , com n unidades geradoras [MW];
- $p_i^{max}(n_{i,t})$ - geração máxima na usina i , no intervalo t , com n unidades geradoras [MW];
- $n_{i,t}$ - número de máquinas em operação na usina i no intervalo t ;
- $n_i^{min}(p_{i,t})$ - número mínimo de máquinas disponíveis na usina i no intervalo t , despachando $p_{i,t}$;
- $n_i^{max}(p_{i,t})$ - número máximo de máquinas disponíveis na usina i no intervalo t , despachando $p_{i,t}$;
- $x_{i,t}$ - volume armazenado no reservatório i ao final do intervalo t [hm³];
- $x_{i,t}^{min}$ - limite de volume mínima na usina i , no intervalo t [hm³];
- $x_{i,t}^{max}$ - limite de volume máxima na usina i , no intervalo t [hm³];
- $y_{i,t}$ - vazão incremental afluyente ao reservatório i durante o intervalo t [m³/s];
- $u_{i,t}$ - vazão defluente na usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $u_{i,t}^{min}$ - limite de defluência mínima na usina i , no intervalo t [m³/s];
- $v_{i,t}$ - vazão vertida na usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $q_{i,t}$ - vazão turbinada na usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $q_{i,t}^{max}$ - limite de engolimento máximo na usina i , no intervalo t [m³/s];
- α - custo das perdas de geração em hidrelétricas [\$/MW];
- β_i - custo de partidas e de paradas na usina hidrelétrica i [\$/];
- k_c - constante $9,81 \cdot 10^{-3}$ [kg/(m·s)²]
- $\eta(\cdot)$ - função de rendimento do conjunto turbina/gerador
- $\phi(\cdot)$ - função cota de montante do reservatório [m]
- $\theta(\cdot)$ - função cota de jusante do canal de fuga [m]
- $h_p(\cdot)$ - função de perda hidráulica da usina [m]
- $f_i(\cdot)$ - função de perda de geração na usina i [MW];
- ω_i - conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;
- ϑ_{ki} - tempo de viagem da água entre as usinas hidrelétricas k e i ;

- γ - fator de conversão de vazão (m^3/s) em volume (hm^3/h) por intervalo de tempo
 $\Omega_{i,t}$ - conjunto das restrições adicionais; (ex. Equação do tipo geração conjunta dada pela Equação 3.38)

3.6.2 Formulação do modelo *Desagregado*

No caso do modelo *Desagregado*, as usinas conectadas a barramentos diferentes são divididas em subusinas, e a sua formulação agora é feita em função das subusinas. Assim o problema pode ser formulado como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{s=1}^{N_s} \left\{ \alpha \cdot f_s(n_{s,t}, p_{s,t}) + \beta_s \left| n_{s,t} - n_{s,(t-1)} \right| \right\} \right\} \quad (3.55)$$

onde: s, N_s - índice e número de subusinas hidrelétricas;

A equação a seguir relaciona a geração da usina i com as gerações das subusinas s :

$$p_{i,t} = \sum_{\forall s \in \mathcal{S}_i} p_{s,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.56)$$

onde: \mathcal{S}_i - conjunto de subusinas da usina hidrelétrica i ;

E a vazão defluente na usina hidrelétrica em função da turbinagem q_s da subusina s :

$$u_{i,t} = \sum_{\forall s \in \mathcal{S}_i} q_{s,t} + v_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.57)$$

As restrições de meta (3.42), de balanço hidráulico (3.47), de limites de armazenamento dos reservatórios (3.48), de defluência mínima (3.50) e vertimento (3.52) continuam sendo expressas em termo das usinas i .

As demais restrições: restrição de demanda (3.41); restrição de rampa (3.43); restrição de reserva girante (3.44); os limites de geração (3.45); os limites de número de máquinas (3.46); a função de geração (3.53); o limite de engolimento máximo (3.49); e as restrições adicionais (3.54), agora se aplicam às subusinas, ou seja, deve-se trocar o índice i das usinas pelo índice s das subusinas.

4 Metodologia de Solução

A representação detalhada da operação das unidades geradoras hidrelétricas (\mathcal{P}_{DMG}) como na formulação apresentada no capítulo anterior, envolvendo variáveis inteiras e contínuas, dá ao problema de programação da operação uma natureza combinatória e não linear, a qual dificulta a obtenção da solução ótima para sistemas de grande porte. Para contornar esta dificuldade propõe-se uma técnica de solução baseada na decomposição do problema em dois subproblemas: o subproblema de *Despacho de Máquinas* (\mathcal{P}_{DM}), que determina uma programação de entrada e saídas de unidades geradoras hidrelétricas; e o subproblema de *Despacho de Geração* (\mathcal{P}_{DG}), que determina uma programação de geração para as unidades em operação. Estes dois subproblemas são resolvidos iterativamente até obter-se a solução do problema.

O subproblema \mathcal{P}_{DM} trata as variáveis discretas do problema e determina para cada usina quando as unidades geradoras devem ser partidas e paradas ao longo do horizonte de estudo; a programação de partidas e paradas para as usinas hidrelétricas será denominada *Programação de Partidas e Paradas* e representada por Υ_{PP} . A programação para uma dada usina i será representada por Υ_{PP}^i . Nesta tese este subproblema \mathcal{P}_{DM} será resolvido para cada usina independentemente, utilizando duas abordagens. A primeira denominada *Despacho de Mínima Perda* \mathcal{P}_{DM_m} determina a cada intervalo de tempo a configuração de menor perda, mas sem levar em conta os custos de partidas e paradas. A segunda trata o problema através de *Programação Dinâmica* e considera os custos de perdas de geração e os custos de partidas e paradas, e será denominada \mathcal{P}_{DM_d} .

O objetivo do subproblema de \mathcal{P}_{DG} é determinar para cada usina hidrelétrica o nível de geração (ponto de operação) em todos os intervalos de tempo do horizonte de estudo; e esta programação de geração para as usinas será denominada de *Programação da Geração Hidrelétrica* e representada por Υ_{GH} . De forma similar ao \mathcal{P}_{DM} , Υ_{GH}^i indicará a programação de geração da usina hidrelétrica i . Na resolução deste subproblema, o Υ_{PP} é conhecido e determinado pelo subproblema de \mathcal{P}_{DM} . O \mathcal{P}_{DG} resulta num problema de otimização não linear contínua, e será

tratado por uma combinação do *Método de Relaxação das Restrições (MR \mathcal{R})*, do *Método de Conjuntos Ativos (MC \mathcal{A})*, e o *Método de Newton (MN)*.

Neste capítulo será apresentada a metodologia de solução para o modelo *Integral* que considera apenas a modelagem das usinas sem desagregação. Entretanto, esta metodologia serve igualmente para o caso do modelo *Desagregado*.

A Figura 4.1 representa o diagrama em blocos da metodologia proposta nesta tese ¹.

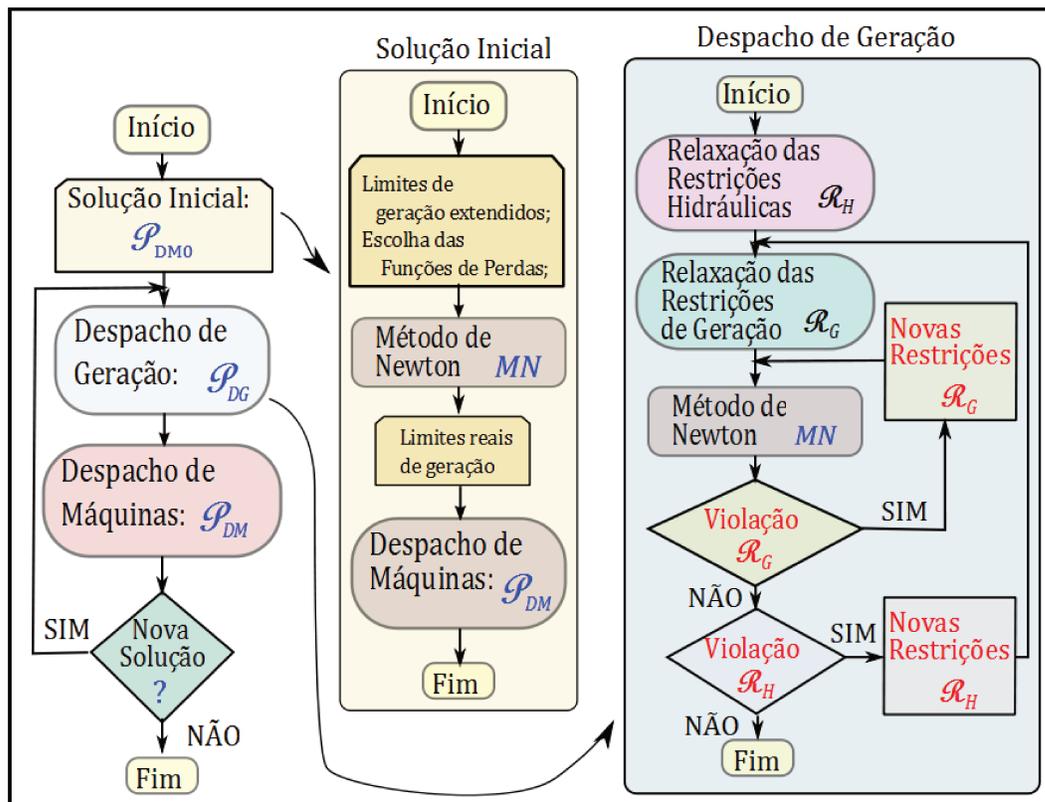


Figura 4.1: Fluxograma para o problema \mathcal{P}_{DMG} .

4.1 Despacho de Geração - \mathcal{P}_{DG}

O subproblema de \mathcal{P}_{DG} considera conhecida a programação de entradas e saídas de unidades geradoras para todas as usinas ($\hat{n}_{i,t}$). Com isso o problema (3.40) - (3.54) torna-se um problema de otimização não-linear contínuo a seguir apresentado. As restrições (4.2) - (4.6) estão relacionadas com geração das usinas hidrelétricas e por isso serão denominadas *Restrições de Geração (\mathcal{R}_G)*,

¹os símbolos estão definidos logo a seguir.

enquanto as restrições (4.7) - (4.12) por representarem a operação do sistema hidráulico serão denominadas *Restrições Hidráulicas* (\mathcal{R}_H). A equação (4.13) é a função de geração que relaciona a turbinagem com a geração. E as restrições adicionais dadas pela Equação 4.14 aparecem tanto no conjunto \mathcal{R}_G quanto no \mathcal{R}_H .

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \{ \alpha \cdot f_i(\hat{n}_{i,t}, p_{i,t}) \} \quad (4.1)$$

Sujeito as seguintes restrições:

$$\sum_{i=1}^N p_{i,t} = d_t ; \quad t=1, \dots, T \quad (4.2)$$

$$\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T p_{i,t} = m_i ; \quad \forall i \in \mathcal{H} \quad (4.3)$$

$$\left| \sum_{i \in \mathcal{H}_{r,k}} (p_{i,t} - p_{i,t-1}) \right| \leq r_k ; \quad \forall t \in \mathcal{T}_{r,k}, \quad k=1, \dots, n_r \quad (4.4)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{H}_{s,k}} (p_{i,t}^{max} - p_{i,t}) \geq s_k ; \quad \forall t \in \mathcal{T}_{s,k}, \quad k=1, \dots, n_s \quad (4.5)$$

$$p_i^{min}(\hat{n}_{j,t}) \leq p_{i,t} \leq p_i^{max}(\hat{n}_{j,t}) ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t=1, \dots, T \quad (4.6)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{\forall k \in \omega_i} u_{k,t-\vartheta_{ki}} - u_{i,t} \right) \cdot \gamma ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t=1, \dots, T \quad (4.7)$$

$$x_{i,t}^{min} \leq x_{i,t} \leq x_{i,t}^{max} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t=1, \dots, T \quad (4.8)$$

$$q_{i,t} \leq q_{i,t}^{max} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t=1, \dots, T \quad (4.9)$$

$$u_{i,t}^{min} \leq u_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t=1, \dots, T \quad (4.10)$$

$$0 \leq v_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (4.11)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (4.12)$$

$$p_{i,t}(x_{i,t}, u_{i,t}, q_{i,t}) = k_c \cdot \eta(x_{i,t}, u_{i,t}, q_{i,t}) \cdot [\phi(x_{i,t}) - \theta(u_{i,t}) - h_p(q_{i,t})] \cdot q_{i,t}; \\ \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad [\text{MW}] \quad (4.13)$$

$$p_{i,t} \in \Omega_{i,t}; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (4.14)$$

onde:

- $\hat{n}_{i,t}$ - número de máquinas da usina i no intervalo t , definido pelo subproblema \mathcal{P}_{DM} ;
- $p_i^{\min}(\hat{n}_{j,t})$ - geração mínima na usina i , no intervalo t , para o despacho $\hat{n}_{j,t}$ definido pelo \mathcal{P}_{DM} [MW];
- $p_i^{\max}(\hat{n}_{j,t})$ - geração máxima na usina i , no intervalo t , para o despacho $\hat{n}_{j,t}$ definido pelo \mathcal{P}_{DM} [MW];

Este problema tem apenas cinco conjunto de restrições de igualdade (4.2), (4.3), (4.7), (4.12) e (4.13), e as demais são restrições de desigualdade, a maiorias das quais são folgadas na solução ótima. Baseada nestas características, o método de resolução usa uma combinação do *Método de Relaxação das Restrições*, *Método de Conjuntos Ativos* e o *Método de Newton*, descritos a seguir.

Método 1 - Método de Relaxação das Restrições (MR \mathcal{R}): O *Método de Relaxação das Restrições* será utilizado durante todo o processo de solução do \mathcal{P}_{DG} . Inicialmente, todas as restrições hidráulicas \mathcal{R}_H serão relaxadas, e o \mathcal{P}_{DG} determinará uma solução que atenda apenas as restrições \mathcal{R}_G , e esta será denominada *Etapa de Geração* (\mathcal{E}_G). A motivação para isso é porque na operação de curto prazo quase a totalidade dos limites de armazenamento nos reservatórios não são ativos na solução ótima. Na etapa \mathcal{E}_G , também será utilizado o processo de relaxação com as restrições de desigualdade do conjunto \mathcal{R}_G . Inicialmente, define-se um conjunto *Restrições Atuais* (\mathcal{R}_A), contendo apenas as restrições de demanda (4.2) e de meta (4.3). A etapa que considera também as restrições hidráulicas será denominada *Etapa Hidráulica* (\mathcal{E}_H)

Método 2 - Método de Conjuntos Ativos ($M\mathcal{C}_A$) (Luenberger et al. 2008): Um conjunto ativo (\mathcal{C}_A) é composto pelas restrições de igualdade de um dado \mathcal{R}_A e pelas restrições de desigualdade candidatas a serem ativas na solução ótima. Inicialmente, somente as restrições de atendimento da demanda global (4.2) e de atendimento das metas energéticas (4.3) fazem parte do \mathcal{C}_A . Define-se a *Solução Presente* (\mathcal{S}_{pres}) como sendo a solução ótima do \mathcal{P}_{DG} considerando o presente \mathcal{C}_A . Os componentes do \mathcal{C}_A são alterados durante o processo de resolução de um \mathcal{P}_{DG} . No processo de atualização do \mathcal{C}_A duas etapas são importantes: a identificação das restrições violadas e a definição das novas restrições que irão compor o novo \mathcal{C}_A .

A - Módulo de Identificação das Restrições Violadas

Este módulo é executado usando uma dada solução \mathcal{S}_{pres} e testando todas as restrições do conjunto das restrições atuais \mathcal{R}_A . Assim, na etapa \mathcal{E}_G , este módulo testa se alguma restrição do conjunto \mathcal{R}_G está sendo violada para a solução presente \mathcal{S}_{pres} . Assim, as restrições (4.4)-(4.6) são testadas nesta etapa \mathcal{E}_G .

Quando uma solução atendendo todas as restrições \mathcal{R}_G é obtida, então inicia-se a etapa \mathcal{E}_H , testando a solução presente \mathcal{S}_{pres} do ponto de vista da operação hidráulica, ou seja, se para atender a solução presente (\mathcal{S}_{pres}), o sistema hidráulico não apresenta violações nas restrições \mathcal{R}_H . Este teste é realizado através de um simulador hidráulico.

Simulador Hidráulico: Este simulador parte da condição inicial dos reservatórios $x_{i,0}$ dadas, e determina para o primeiro intervalo de tempo a turbinagem para atender a geração definida para este intervalo. O cálculo desta turbinagem é feito através de um processo iterativo utilizando a Equação (4.13), pois o rendimento do conjunto turbina-gerador $\eta(x_{i,t}, u_{i,t}, q_{i,t})$, representado por sua curva colina, depende da altura de queda h_l e da potência gerada $p_{i,t}$. Ao final deste processo iterativo, tem-se calculada também a produtividade exata deste intervalo de tempo $\rho_{i,t}$. Após o cálculo da turbinagem do primeiro intervalo de tempo, atualiza-se o estado do reservatório levando-se em conta os tempos de viagem da água entre os reservatórios ϑ_{ki} . Para os intervalos de tempo subsequentes, repete-se o mesmo procedimento até o último intervalo de tempo. Ao final da simulação tem-se a trajetória do volume armazenado $x_{i,t}$, a programação de turbinagens $q_{i,t}$, e as produtividades $\rho_{i,t}$ em todas as usinas i e em todos os intervalos de tempo. Durante a simulação são ignorados os limites de armazenamento e de defluência mínima das usinas, assim as violações hidráulicas mais comuns observadas são de defluência mínima (Equação 4.10) e de violação dos limites de armazenamento em reservatórios de compensação (Equação 4.8). No

caso de violação de limites de armazenamento, é importante determinar os intervalos de tempo na qual ocorreram as maiores violações (de limite mínimo e máximo). Por exemplo, a Figura 4.2 mostra violações de limites mínimo e máximo de volume no reservatório da usina de Jupia, onde podemos observar que as maiores violações ocorrem nos intervalos t_1 (violação da restrição de volume mínimo), e t_2 (restrição de volume máximo).

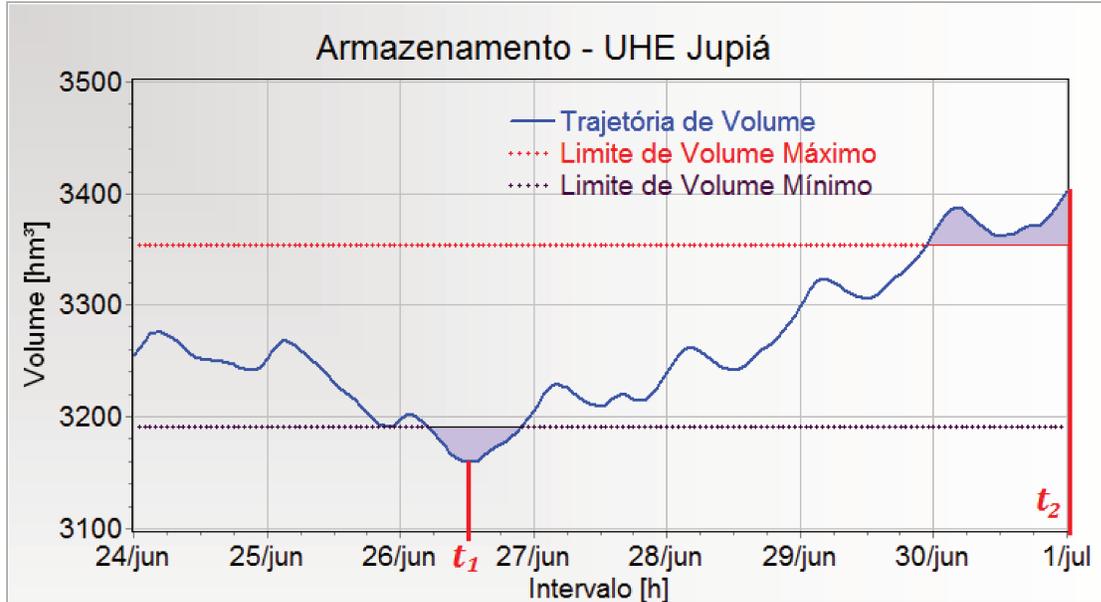


Figura 4.2: Violação do limite de armazenamento na UHE Jupia.

B - Módulo de Definição das Restrições

Do conjunto de restrições violadas identificadas no módulo anterior, uma parte será ativa na solução ótima e as restantes serão folgadas. O *Método de Conjuntos Ativos* $\mathcal{M}\mathcal{C}_A$ seleciona um subconjunto das restrições violadas e força-as a serem todas atendidas na igualdade. A experiência da aplicação da metodologia em estudos tem mostrado que a sequência em que as restrições violadas são selecionadas para o conjunto ativo \mathcal{C}_A tem uma influência na eficiência da resolução do problema, e por isso são aqui introduzidas através da seguinte regra de atualização do conjunto ativo \mathcal{C}_A :

Regras de Atualização do \mathcal{C}_A : As restrições violadas devem ser incluídas no conjunto ativo \mathcal{C}_A na seguinte sequência:

1. O primeiro \mathcal{C}_A é composto apenas das restrições de demanda (4.2) e de meta (4.3).
2. A sequência de inclusão das violações \mathcal{R}_G no \mathcal{C}_A deve ser:

- a) Restrições de Reserva Girante (4.5).
 - b) Restrições de Rampa (4.4).
 - c) Restrições de Limites de Geração (4.6).
3. Violações hidráulicas: Incluir as restrições (4.8)-(4.11) violadas.

Definição das Restrições Hidráulicas: As violações de restrições hidráulicas são tratadas transformando as restrições violadas do conjunto \mathcal{R}_H em restrições do tipo \mathcal{R}_G através do uso da produtividade $\hat{\rho}_{i,t}$ calculada pelo simulador hidráulico. E para as violações das restrições de defluência mínima e limites de volume do reservatório, temos:

- i) **Violação de defluência mínima:** Para as restrições hidráulicas de defluência mínima, formulada pela Equação 4.10, são definidas restrições de geração mínima da seguinte forma:

$$p_{i,t} \geq u_{i,t}^{min} \cdot \hat{\rho}_{i,t} \quad (4.15)$$

onde $\hat{\rho}_{i,t}$ é a produtividade calculada pelo simulador hidráulico para este intervalo de tempo.

- ii) **Violação de Limites de Armazenamento:** Neste caso impõe-se uma condição para a maior violação do limite inferior e uma condição para a maior violação do limite superior. Para o caso das violações observadas na Figura 4.2, seriam definidas as seguintes restrições:

$$x_{i,t_1} = x_{i,t}^{min} \quad (4.16)$$

$$x_{i,t_2} = x_{i,t}^{max} \quad (4.17)$$

Através do uso recursivo da equação de balanço hidráulico dos reservatórios (4.7) podemos reescrever as equações (4.16) e (4.17) como funções das turbinagens anteriores, desde o intervalo inicial, como mostrada a seguir:

$$x_{i,0} + \sum_{t=1}^{t_1} y_{i,t} + \sum_{t=1}^{t_1} \sum_{\forall k \in \omega_i} (q_{k,t-\vartheta_{ki}} + v_{i,t-\vartheta_{k,i}}) - \sum_{t=1}^{t_1} (q_{i,t} - v_{i,t}) = x_{i,t}^{min} \quad (4.18)$$

$$x_{i,0} + \sum_{t=1}^{t_2} y_{i,t} + \sum_{t=1}^{t_2} \sum_{\forall k \in \omega_i} (q_{k,t-\vartheta_{ki}} + v_{i,t-\vartheta_{k,i}}) - \sum_{t=1}^{t_2} (q_{i,t} - v_{i,t}) = x_{i,t}^{max} \quad (4.19)$$

Observa-se através da Equação 4.18 que o atendimento do limite de armazenamento mínimo é função de todas as turbinagens desde o primeiro intervalo de tempo até o intervalo t_1 . Isto quer dizer que para a eliminação da violação de volume mínimo no intervalo de tempo t_1 , todas as turbinagens, e conseqüentemente as respectivas gerações, serão reduzidas e com esta redução se evita a violação. Além disso, em geral esta redução é também suficiente para evitar as outras violações (menores) do limite mínimo em torno do intervalo t_1 .

As restrições acima, expressas em função das turbinagens são então expressas em termos das potências ativas geradas, $p_{i,t}$, e da produtividade $\hat{\rho}_{i,t}$ calculada através do simulador hidráulico. As Equações 4.20 e 4.21 representam estas expressões. Na prática faz-se uma linearização da função de geração em torno ponto definido para cada intervalo de tempo, e com isso obtém-se uma restrição linear em função das potências geradas.

$$x_{i,0} + \sum_{t=1}^{t_1} \gamma_{i,t} + \sum_{t=1}^{t_1} \sum_{\forall k \in \omega_i} \left(\frac{p_{k,t-\vartheta_{ki}}}{\hat{\rho}_{k,t-\vartheta_{ki}}} + v_{i,t-\vartheta_{k,i}} \right) - \sum_{t=1}^{t_1} \left(\frac{p_{i,t}}{\hat{\rho}_{i,t}} - v_{i,t} \right) = x_{i,t}^{min} \quad (4.20)$$

$$x_{i,0} + \sum_{t=1}^{t_2} \gamma_{i,t} + \sum_{t=1}^{t_2} \sum_{\forall k \in \omega_i} \left(\frac{p_{k,t-\vartheta_{ki}}}{\hat{\rho}_{k,t-\vartheta_{ki}}} + v_{i,t-\vartheta_{k,i}} \right) - \sum_{t=1}^{t_2} \left(\frac{p_{i,t}}{\hat{\rho}_{i,t}} - v_{i,t} \right) = x_{i,t}^{max} \quad (4.21)$$

Método 3 - Método de Newton: O subproblema de \mathcal{P}_{DG} considera somente as restrições incluídas no \mathcal{C}_A , e todas são consideradas ativas na solução ótima deste \mathcal{P}_{DG} . O *Método de Newton* se aplica a problemas somente com restrições de igualdade, determinando uma solução que atende as condições de estacionariedade do problema. Ou seja, resolve-se um problema do tipo a seguir.

$$\text{Min } g(x) \quad (4.22)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (4.23)$$

onde x é um vetor de variáveis, A é a matriz das restrições de igualdade, incluindo as restrições de desigualdades ativas, e b é o vetor que representa o lado direito das restrições.

A solução deste problema é obtida através do *Método de Newton*, que utiliza a seguinte função

Lagrangeana:

$$L(x, \lambda) = g(x) + \lambda^T (Ax - b) \quad (4.24)$$

As condições de estacionariedade da função Lagrangeana são dados por:

$$\begin{aligned} \nabla_x L(x, \lambda) &= \nabla_x g(x) + \lambda^T A = 0 \\ \nabla_\lambda L(x, \lambda) &= Ax - b = 0 \end{aligned} \quad (4.25)$$

Para determinar a solução do sistema de equações (eq. 4.25) resolve-se iterativamente o seguinte sistema linear:

$$\begin{bmatrix} \nabla_x^2 L & A^T \\ A & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla g(x) + A^T \lambda \\ Ax - b \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

A matriz A é esparsa e por isso este sistema pode ser eficientemente resolvido para cada conjunto ativo.

Teste das restrições de desigualdade: O \mathcal{C}_A pode ser composto de restrições de igualdade e de desigualdade, que em princípio, são ativas. Porém, é possível que algumas destas possam ser folgadas na solução ótima, e, portanto, não deveriam participar do \mathcal{C}_A . Para detectar estes casos, analisa-se a solução obtida pelo *Método de Newton* em relação ao sinal dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade. Os multiplicadores com sinais "errados" indicam que estas restrições não devem participar do \mathcal{C}_A . Nestes casos, atualiza-se o \mathcal{C}_A eliminando-as e resolve-se o subproblema \mathcal{P}_{DG} para o novo \mathcal{C}_A , e repete-se o processo de análise da nova solução obtida. O processo se encerra quando não houver atualização do \mathcal{C}_A .

Para determinar as condições de estacionariedade (eq. 4.26) pode-se utilizar uma técnica de solução resumida nos seguintes passos:

1. Montar a matriz A , o vetor b e a *função Lagrangeana*.
2. Inicializar x^k e λ^k para $k = 0$.
3. Resolver o sistema linear (eq. 4.26) e determinar Δx e $\Delta \lambda$.
4. Atualizar: $x^{k+1} = x^k + \Delta x$ e $\lambda^{k+1} = \lambda^k + \Delta \lambda$.
5. Se: $\|\Delta x\| \leq \varepsilon_x$ e $\|\Delta \lambda\| \leq \varepsilon_\lambda \Rightarrow$ seguir para o item 7.

Caso contrário seguir para o item 6.

6. Atualizar o *gradiente* e a *Hessiana do Lagrangeano* e seguir para o item 3.
7. Analisar os *multiplicadores de Lagrange*. Se algum multiplicador associado a uma restrição de desigualdade do atual conjunto de restrições ativas apresentar sinal contrário ao sinal que deveria ter nas condições de *Kuhn Tucker* do problema, retirar a restrição do conjunto de restrições ativas, atualizar a matriz A e o vetor b e voltar para o item 3.

Caso contrário, Fim.

Curva de Geração: Após a resolução do \mathcal{P}_{DG} , tem-se para cada usina um programa de geração para cada intervalo de tempo deste período de estudo, que será denominado de *Curva de Geração* (ζ_{Ger}). A curva de geração da usina i será representada pela variável ζ_{Ger}^i .

4.2 Despacho de Máquinas - \mathcal{P}_{DM}

No processo iterativo, um novo subproblema de \mathcal{P}_{DM} é resolvido após a obtenção da solução do subproblema de \mathcal{P}_{DG} para a programação de partidas e paradas da iteração anterior. O objetivo deste novo \mathcal{P}_{DM} é determinar uma nova programação de partida e parada de unidades geradoras da usina i que possa produzir a curva ζ_{Ger} com menor custo total (custo de perdas mais custo de partidas e paradas). Com esta nova programação de partidas e paradas resolve-se o \mathcal{P}_{DG} novamente, obtendo-se uma nova curva de geração ζ_{Ger} . O processo se repete enquanto houver alteração na programação de partidas e paradas.

Nesta tese, o subproblema de \mathcal{P}_{DM} é resolvido através de duas abordagens, a primeira denominada Despacho de Mínima Perda (\mathcal{P}_{DM_m}) leva em conta apenas os custos de perdas e desconsidera os custos de partidas e paradas das máquinas. Assim, para uma dada solução de curva de geração ζ_{Ger}^i do \mathcal{P}_{DG} , procura-se uma nova solução de despacho de máquinas comparando apenas os custos de perdas na geração. Na outra metodologia o subproblema de \mathcal{P}_{DM} é tratado através de *Programação Dinâmica* com a solução calculada no sentido "Forward" supondo-se conhecidos os número de máquinas iniciais. (\mathcal{P}_{DM_d}) (Encina et al. 2004), (Arce et al. 2002), (Soares et al. 2003). Nesta abordagem, o \mathcal{P}_{DM} de cada usina i é tratado independentemente, e este pode ser formulado como o problema de otimização a seguir:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N \left\{ \alpha \cdot f_i(n_{i,t}, \hat{p}_{i,t}) + \beta_i \left| n_{i,t} - n_{i,t-1} \right| \right\} \right\} \quad (4.27)$$

sujeito a:

$$n_i^{min}(\hat{p}_{i,t}) \leq n_{i,t} \leq n_i^{max}(\hat{p}_{i,t}) ; \quad \forall i \in \mathcal{H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (4.28)$$

onde:

- $\hat{p}_{i,t}$ - geração da usina i no intervalo t , definido pelo subproblema \mathcal{P}_{DG} ;
- $n_i^{max}(\hat{p}_{i,t})$ - Número máximo de máquinas disponíveis na usina i , no intervalo t , para a geração $\hat{p}_{i,t}$ definida pelo \mathcal{P}_{DG} ;
- $n_i^{min}(\hat{p}_{i,t})$ - Número mínimo de máquinas disponíveis na usina i , no intervalo t , para o despacho $\hat{p}_{i,t}$ definido pelo \mathcal{P}_{DG} [MW];

A restrição dada pela Equação 4.28 determina todas as configurações que podem operar com a geração $\hat{p}_{i,t}$. O seu cálculo encontra-se descrito no item 3.3.1.3.1.1.

A resolução deste problema é dividida em duas etapas. A primeira é a construção de um grafo representativo das alternativas de despacho de máquinas em cada intervalo de tempo, e a segunda etapa é a determinação do caminho mínimo (mais barato) neste grafo.

1. **Construção do Grafo:** O grafo é construído para cada usina e para uma dada curva de geração ζ_{Ger} . A Figura 4.3 ilustra esse processo:

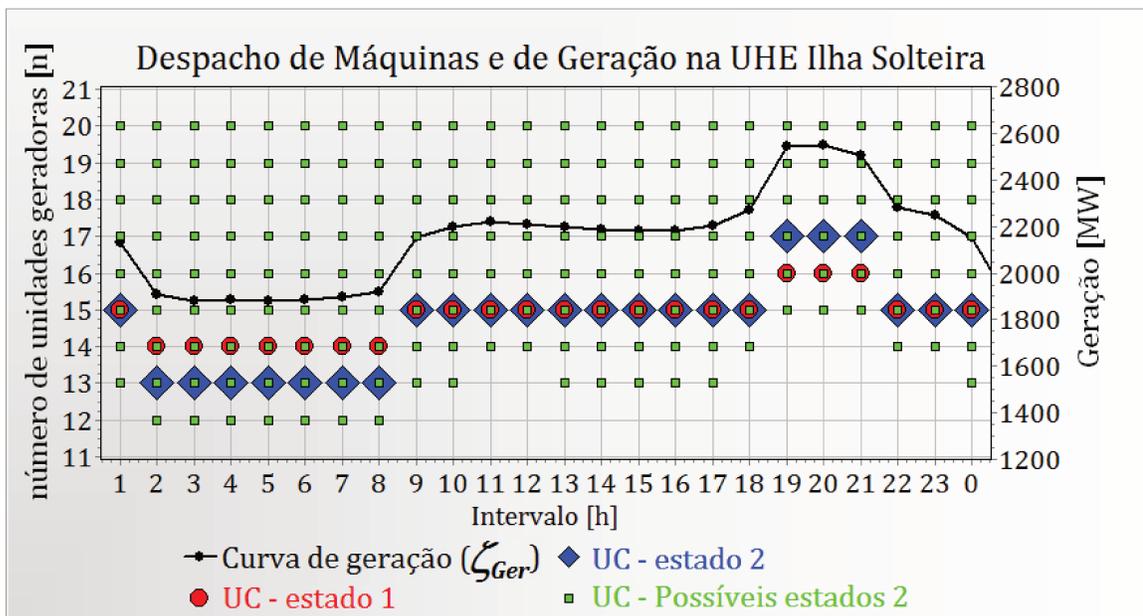


Figura 4.3: Gráfico de partidas e paradas.

A curva contínua representa a curva de geração desta usina, cujos valores estão mostrados no eixo das ordenadas à direita. Esta curva foi obtida através de \mathcal{P}_{DG} que considerou o despacho de máquinas (número de máquinas) marcado em cada intervalo de tempo pelo símbolo \bullet . A partir do valor da curva de geração para cada intervalo de tempo e utilizando a tabela 4.1, ou o gráfico da Figura 4.4, que apresenta as curvas de perdas para cada configuração de número de máquinas, determina-se todas as possíveis configurações de máquinas que possam atender esta geração.

Tabela 4.1: Funções de curvas de perdas na UHE Ilha Solteira

N. ug	polinômio $f_n(p_i) = a * p_i^2 + b * p_i + c$			Limites de geração	
	a	b	c	Mínima	Máxima
12	1,671456E-04	-0,534290	483,28	600	2015
13	1,605313E-04	-0,546886	530,17	650	2183
14	1,549717E-04	-0,559671	578,19	700	2350
15	1,501040E-04	-0,572572	626,47	750	2500
16	1,459742E-04	-0,585211	676,47	800	2667
17	1,423292E-04	-0,597868	727,41	850	2833
18	1,394444E-04	-0,611754	780,37	900	3000
19	1,368600E-04	-0,625594	834,43	950	3167
20	1,343755E-04	-0,639032	888,78	1000	3309

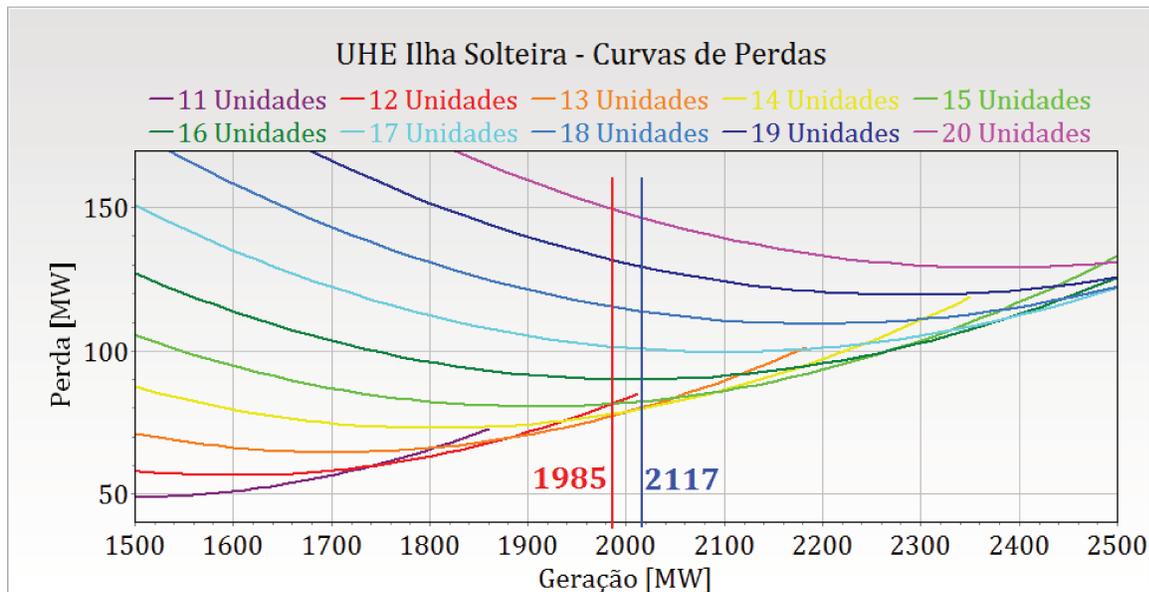


Figura 4.4: Gráfico das curvas de perdas.

Por exemplo, no primeiro intervalo de tempo a geração é de 2117 MW, e esta potência

pode ser obtida a partir de 13 máquinas em operação e até com 20 máquinas (disponibilidade máxima), como indicado pelos símbolos ■ no primeiro eixo ($t=1$). Já no segundo intervalo, que tem uma geração menor (1985 MW), esta pode ser atendida a partir de 12 máquinas em operação, e assim por diante para todos os intervalos de tempo.

Após determinar todas as possíveis configurações em todos os intervalos de tempo, o próximo passo é determinar os custos de transição de um estado para outro. A Figura 4.5 ilustra este processo.

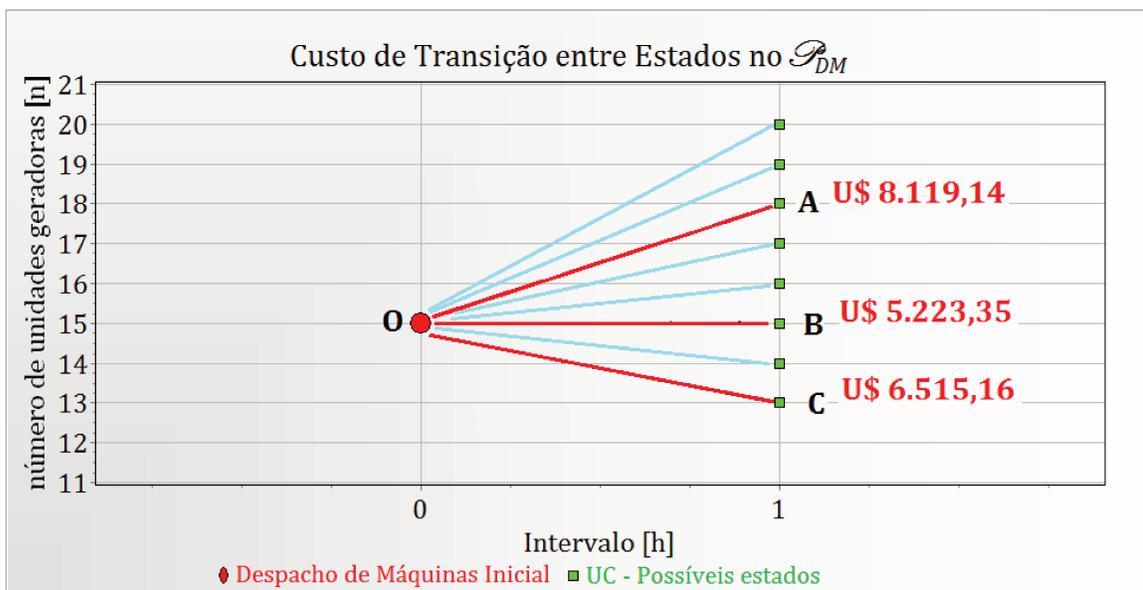


Figura 4.5: Cálculo dos custos de transição no grafo.

No intervalo $t=0$, tem-se 15 máquinas sincronizadas nesta usina no último intervalo do dia anterior. A partir deste estado inicial O indicado por (●) pode-se transitar para qualquer estado no intervalo ($t=1$) indicado pelo símbolo (■), e em particular temos indicados três possíveis estados (A , B e C). Na transição de estado O para o estado A deve-se partir 3 máquinas e esta configuração gerando 2117 MW produz uma perda total de 110,24 MW. Considerando um custo de U\$ 3,00/MW por partida e paradas por MW instalado, e U\$ 60,00 por MWh de perdas, o custo de partida e parada fica em torno de U\$ 1504,80 e o custo relativo as perdas de U\$ 6614,34, totalizando um custo de transição de estado de U\$ 8119,14 (vide Tabela 4.2).

Na transição do estado O para o estado B não há partida nem parada de máquinas; com esta configuração a perda total é de 87,06 MW e custo total de U\$ 5223,53. Nesta transição só há custo de perdas, ficando o custo de transição em U\$ 5223,53. Finalmente, na transição de

O para C temos a parada de 2 unidades custando U\$ 1003,20; e uma perda total de 91,87 MW a um custo de U\$ 5511,96; totalizando um custo de transição de estado de U\$ 6515,16.

Tabela 4.2: Cálculo dos custos de transição.

Número Unidades	Partida e Parada		Perdas		Custos U\$ Transição
	Número	Custo U\$	Valor [MW]	Custo U\$	
12	3	1.504,80	101,28	6.076,79	7.581,59
13	2	1.003,20	91,87	5.511,96	6.515,16
14	1	501,60	87,90	5.273,98	5.775,58
15	0	0,00	87,06	5.223,35	5.223,35
16	1	501,60	91,79	5.507,35	6.008,95
17	2	1.003,20	99,60	5.976,10	6.979,30
18	3	1.504,80	110,24	6.614,34	8.119,14
19	4	2.006,40	123,41	7.404,83	9.411,23
20	5	2.508,00	138,18	8.290,82	10.798,82

Valores para a UHE Ilha Solteira: Potência 3344 MW; 20 máquinas. Custo de U\$ 3,00/MW /part.parada/Pot.Instalada; U\$ 60,00 por MWh; funções de perdas (Tabela 4.1). Estado $t=0$: ($n=15$; $p=2227$ MW; perdas=95,80 MW e U\$ 5747,91)

2. **Cálculo do Caminho Mínimo:** Após o cálculo dos custos de transição para todos os estados, tem-se o grafo completo. Para determinar a programação de partidas e paradas de unidades com menor custo total deve-se determinar o caminho mais barato do nó inicial (estado inicial) até o intervalo de tempo final. Após todo este processo, tem-se para a usina i uma programação de partidas e paradas de unidades geradoras que será representado pela variável Υ_{PP}^i .

4.3 Solução Inicial de Despacho de Máquinas

Obtenção da Configuração de Máquinas Inicial: O processo iterativo começa pela resolução do subproblema de \mathcal{P}_{DG} . Para este primeiro \mathcal{P}_{DG} considera-se um despacho de máquinas relaxado. Para evitar problemas de infactibilidade, em cada intervalo de tempo considera-se que há uma configuração de máquinas com os limites de geração estendidos. Isto é, a geração mínima é igual a geração mínima de uma única máquina em operação, e a geração máxima é a geração máxima com todas as unidades disponíveis em operação. Como função de perdas para esta unidade estendida tem-se adotado a função de perdas de uma configuração intermediária, mas outras funções poderiam ser adotadas. Com esta configuração resolve-se o \mathcal{P}_{DG} . Com a curva de geração obtida ζ_{Ger}^i , escolhe-se para cada intervalo de tempo a configuração que possa gerar a potência definida para este intervalo de tempo com a menor perda. A configuração escolhida adota os seus limites reais. Tem-se ilustrado este processo na Figura 4.1 como \mathcal{P}_{DMO} .

5 *Resultados*

Os dados utilizados nestes estudos foram resultados de alguns projetos de P&D , dentre eles o projeto PPOE-Unicamp/ONS (Unicamp 2007), projeto Unicamp/CESP (Unicamp 2008) e o projeto Unicamp/Duke-Energy (Unicamp 2010). Os seguintes dados foram obtidos através do projeto PPOE (Unicamp 2007): dados de polinômios cota-volume; polinômios cota-vazão; limites operativos dos reservatórios; programação de despacho de geração para o período de 24/06/2006 a 30/06/2006; vazões incrementais verificadas para o mesmo período. Do projeto da CESP (Unicamp 2008) foram obtidos dados de curvas colinas para unidades diferentes; limites operativos das usinas para a programação da operação. E do projeto da Duke-Energy (Unicamp 2010) obteve-se dados sobre a desagregação das usinas. Os dados utilizados neste trabalho se encontram reunidos no Apêndice A.

Neste capítulo, apresenta-se os resultados numéricos de três casos da aplicação da metodologia proposta. O primeiro caso, denominado *Etapa de Geração* (\mathcal{E}_G), é um estudo de um sistema de grande porte com 95 usinas¹ do SIN, com uma potência instalada de 76 GW, para 168 intervalos horários de programação. O segundo caso, denominado *Etapa Hidráulica* (\mathcal{E}_H), trata o problema de eliminação de violação de armazenamento de uma usina de reservatório de compensação. E finalmente no terceiro caso, apresenta-se um estudo de caso que avalia o impacto do modelo de desagregação de usinas hidrelétricas em subusinas.

5.1 *Etapa de Geração* (\mathcal{E}_G)

Uma das grandes dificuldade na elaboração de um estudo de caso que represente a programação da operação real do sistema brasileiro é a obtenção dos dados necessários. Não existe no setor elétrico brasileiro um banco de dados centralizados com todas as informações. Muitas informações precisam ser "garimpadas" dentro das empresas de geração, entre elas a infor-

¹a usina de Itaipu foi modelada como 2 subusinas (Itaipu 50 Hz e Itaipu 60 Hz)

mação de curvas colinas, um dos principais dados para a construção das funções de perdas. Além das curvas colinas, dados sobre os polinômios cota-volume, cota-vazão e limites operativos das usinas utilizados no planejamento de médio/curto² prazo não são necessariamente os mesmos da programação da operação. Este estudo de caso foi possível graças ao projeto PPOE-Unicamp/ONS (Unicamp 2007), que permitiu reunir os dados necessários para a sua realização.

O estudo deste caso é constituído por 95 usinas (dos quais 52 são usinas com reservatórios de compensação) e um horizonte de estudo com 168 intervalos horários. Neste estudo os resultados foram obtidos pelo modelo *Integral*, considerando apenas as restrições de atendimento da carga (apresentada na Figura 5.1, das metas energéticas (apresentada na Tabela 5.1), limites de geração e disponibilidade de máquinas.

Tabela 5.1: Metas de geração das hidrelétricas.

Nome	meta $\frac{M}{W}$	Nome	meta $\frac{M}{W}$	Nome	meta $\frac{M}{W}$	Nome	meta $\frac{M}{W}$
Serra da Mesa	580,00	Jaguari	21,74	Graminha	27,89	Itaipu 50	5505,40
Cana Brava	265,42	Funil	124,71	Euclides da Cunha	42,50	Itaipu 60	4504,42
Lajeado	321,46	Sobragi	16,00	Limoeiro	14,00	Foz do Areia	99,63
Tucuruí	4375,60	Ilha dos Pombos	65,00	Marimbondo	511,01	Segredo	166,12
Boa Esperança	173,54	Nilo Peçanha	355,00	Água Vermelha	1141,07	Santa Clara	60,00
Três Marias	219,23	Fontes Nova	91,48	Ilha Solteira	2155,80	Salto Santiago	282,62
Queimado	100,68	Ponte Coberta	47,08	Barra Bonita	44,57	Salto Osório	280,00
Sobradinho	550,20	Emborcação	708,21	Bariri	65,00	Salto Caxias	300,00
Itaparica	1011,13	Nova Ponte	295,28	Ibitinga	82,00	Jauru	64,00
Moxotó	135,00	Miranda	190,83	Promissão	121,39	Itiquira I	50,00
Paulo Afonso 123	636,00	Corumbá I	190,00	Nova Avanhandava	180,00	Itiquira II	62,00
Paulo Afonso 4	1650,00	Itumbiara	1393,90	Três Irmãos	348,15	Ponte de Pedra	128,00
Xingó	2555,00	Cachoeira Dourada	510,00	Jupiá	1203,27	Manso	83,56
Pedra do Cavalo	89,86	São Simão	1640,00	Porto Primavera	1212,23	Machadinho	12,38
Itapebi	20,71	Camargos	20,88	Jurumirim	56,07	Itá	209,53
Candongá	36,00	Itutinga	27,50	Pirajú	44,06	Passo Fundo	79,14
Guilman Amorim	36,00	Funil Grande	60,00	Chavantes	233,52	Quebra Queixo	5,89
Sá Carvalho	36,00	Furnas	665,33	Ourinhos	20,00	Capivari/Cachoeira	128,18
Porto Estrela	30,00	Peixoto	311,39	Salto Grande	65,70	Passo Real	17,40
Aimorés	85,00	Estreito	404,32	Canoas II	59,80	Jacuí	58,50
Mascarenhas	71,50	Jaguara	295,00	Canoas I	75,60	Itaúba	156,85
Rosal	40,00	Igarapava	131,00	Capivara	407,20	Dona Francisca	87,00
Paraibuna	73,12	Volta Grande	190,00	Taquaruçu	248,00	Monte Claro	99,80
Santa Branca	40,00	Porto Colômbia	195,36	Rosana	231,67		

O horizonte do estudo escolhido foi um período de uma semana, começando no primeiro intervalo horário do dia 24 de junho de 2006. Como curva de carga deste sistema adotou-se

²Nomenclatura ONS

uma curva de carga do SIN para a respectiva semana, abatida a geração das demais usinas não consideradas, como as térmicas, resultando uma carga média de 41 \overline{GW} (Figura 5.1). Como metas foram adotadas as gerações totais programadas para essa semana pelo ONS, consistentes com a carga, ou seja:

$$\sum_{\forall i \in \mathcal{I}} m_i = \sum_{t=1}^T d_t \quad (5.1)$$

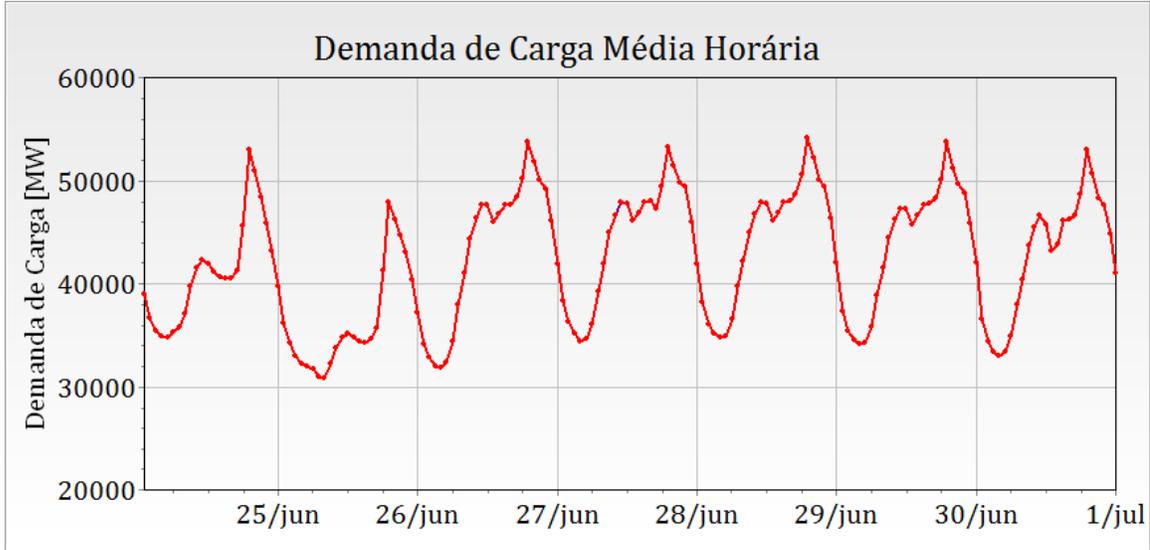


Figura 5.1: Curva de demanda de carga³.

As 95 usinas possuem 447 unidades geradoras e, se todas as restrições fossem consideradas, o problema teria com 15960 variáveis contínuas e mais de 80 mil restrições. Se considerando apenas as restrições de geração, tem-se aproximadamente 32183 restrições.

Na modelagem atual, as curvas de perdas, que representam as funções a serem otimizadas pelo modelo, são pré-calculadas para o estado de armazenamento inicial dos reservatórios, e durante todo o processo de otimização estas curvas de perdas não são modificadas, estando descrito o módulo computacional que as calcula na seção 6.2.

Para a resolução do subproblema de despacho de máquinas foram utilizadas as duas metodologias citadas anteriormente, a que considera apenas os custos de perdas de geração, denominada \mathcal{P}_{DM_m} , e a que utiliza a *Programação Dinâmica* \mathcal{P}_{DM_d} . O objetivo é mostrar a influência do custo de partida e de parada na solução da programação da operação. Quando não for explicitada a metodologia de despacho de máquinas utilizada, subentende-se o uso do \mathcal{P}_{DM_d} .

³obs: na curva existe uma queda abrupta de carga no dia 27/06/2006 por volta do meio dia, causada pela realização de jogo do Brasil na Copa do Mundo de futebol

5.1.1 Resumo do desempenho do processo de solução

A solução do problema apresenta o seguinte desempenho:

- i) O tempo médio para a solução do caso base do problema de \mathcal{P}_{DMG} foi de 18 segundos utilizando o método \mathcal{P}_{DM_m} e de 20 segundos utilizando o \mathcal{P}_{DM_d} ⁴.
- ii) Na solução utilizando o \mathcal{P}_{DM_m} , foram executadas:
 - (a) 5 soluções de \mathcal{P}_{DM_m} ;
 - (b) 51 atualizações do \mathcal{C}_A ;
 - (c) 100 iterações do *Método de Newton*.
- iii) Na solução utilizando o \mathcal{P}_{DM_d} , foram executadas:
 - (a) 5 soluções de \mathcal{P}_{DM_d} ;
 - (b) 49 atualizações do \mathcal{C}_A ;
 - (c) 97 iterações do *Método de Newton*.

5.1.2 Número de Partidas e Paradas e as Perdas Totais

Na Tabela 5.2 tem-se um resumo do número de partidas e paradas e perdas na geração, para usinas de Emborcação, Furnas, Tucuruí e Ilha Solteira, utilizando a \mathcal{P}_{DM_m} (que não considera custos de partidas e paradas) e a \mathcal{P}_{DM_d} para o despacho de máquinas. Verifica-se que nestas usinas, como era de se esperar, o custo de partidas e paradas resulta num despacho com menos partidas e paradas.

Tabela 5.2: Número de Partidas e Paradas e Perdas na Geração

UHE	\mathcal{P}_{DM_m}		\mathcal{P}_{DM_d}		Diferença	
	<i>n</i>	perdas MW	<i>n</i>	perdas MW	<i>n</i>	perdas MW
Emborcação	38	11,03	30	11,57	8	-0,54
Furnas	75	9,85	55	8,80	20	1,05
Tucuruí	58	298,76	19	299,12	39	-0,36
Ilha Solteira	148	92,95	31	92,59	117	0,36

As figuras 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 mostram os despachos de número de máquinas destas usinas para os dois casos de despacho de máquinas.

⁴computador intel i7 2.66 GHz, 8 GB Ram

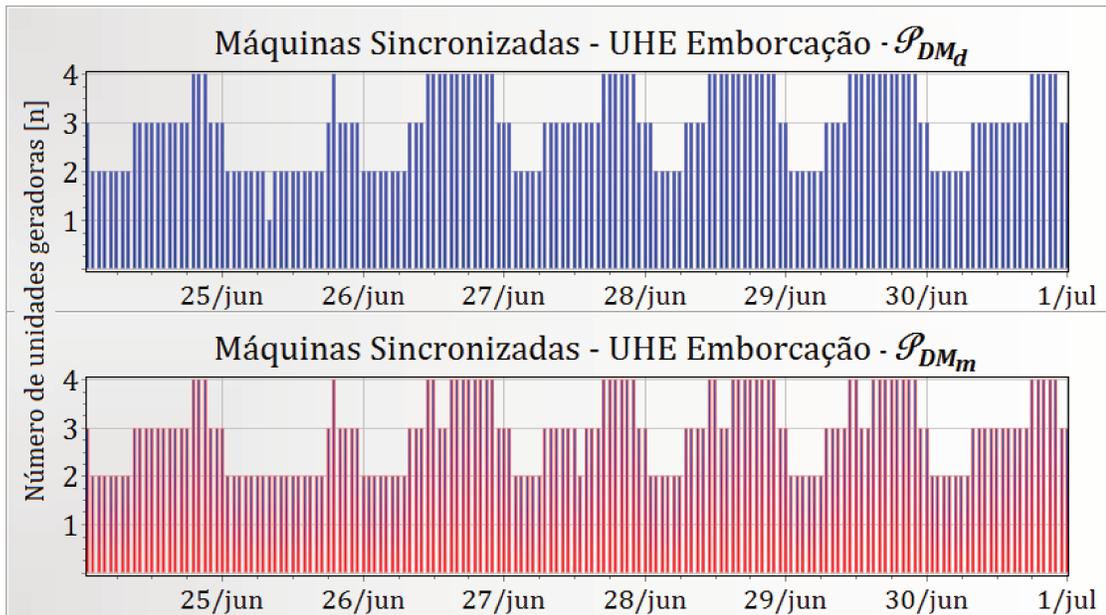


Figura 5.2: Despacho de Máquinas - UHE Emborcação.

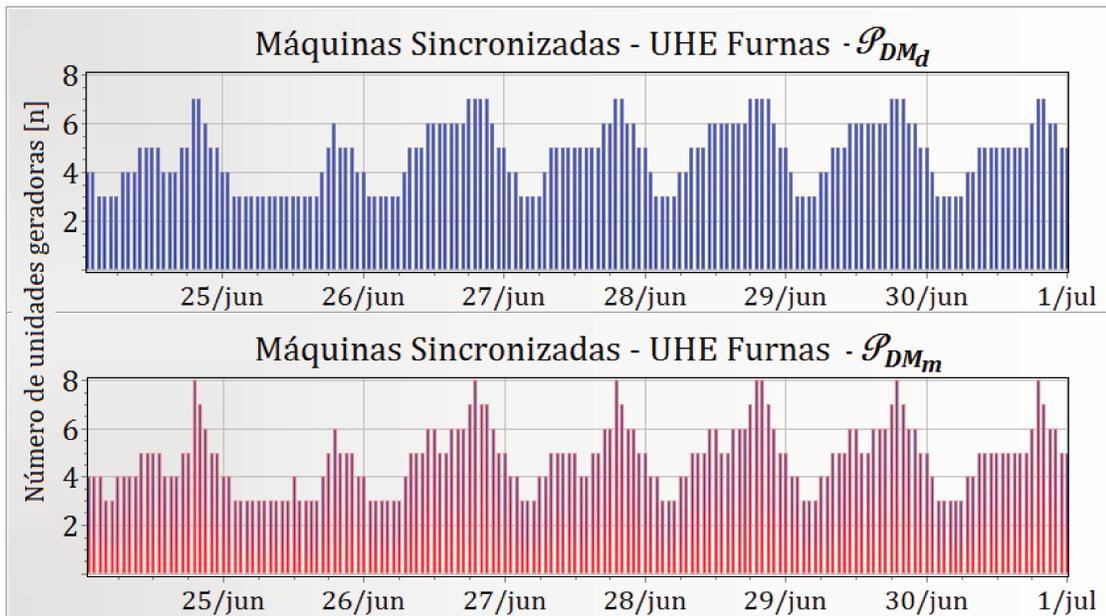


Figura 5.3: Despacho de Máquinas - UHE Furnas.

No caso do \mathcal{P}_{DM_m} , tem-se um total de 2217 partidas e paradas, com uma perda horária média de 2.021,12 MW, e no caso do \mathcal{P}_{DM_d} , o número de partidas e paradas diminui para 1605 partidas e paradas, mas resulta num aumento das perdas totais para 2.039,65 MW. Ou seja, tem-se uma redução de 27% no número de partidas e paradas (612 partidas e paradas) às custas de um pequeno aumento nas perdas médias (18,53 MW) de 0,04% da demanda média (42 GW).

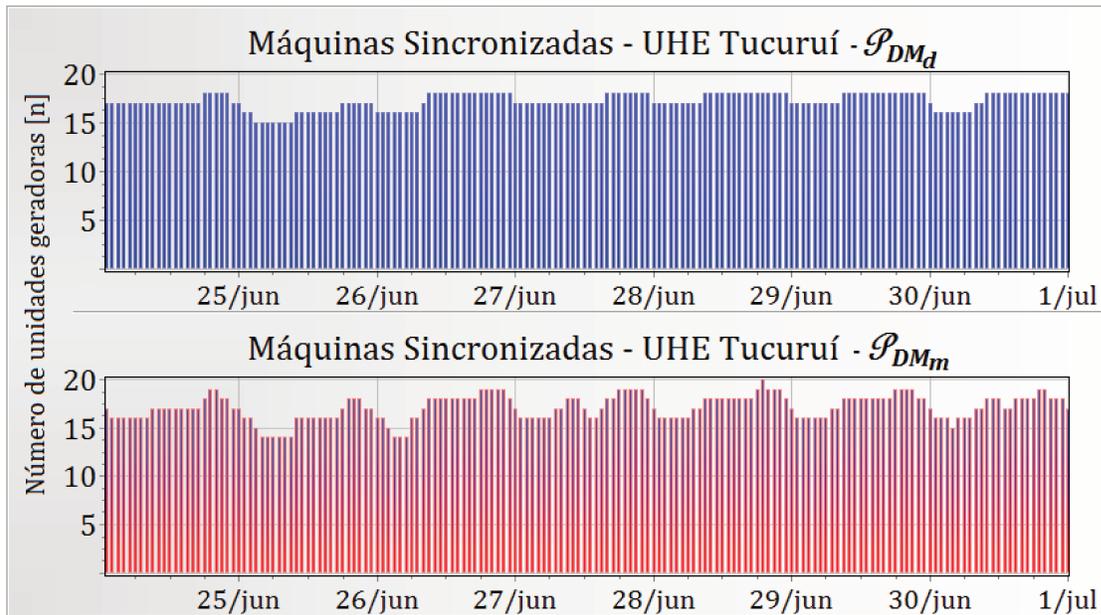


Figura 5.4: Despacho de Máquinas - UHE Tucuruí.

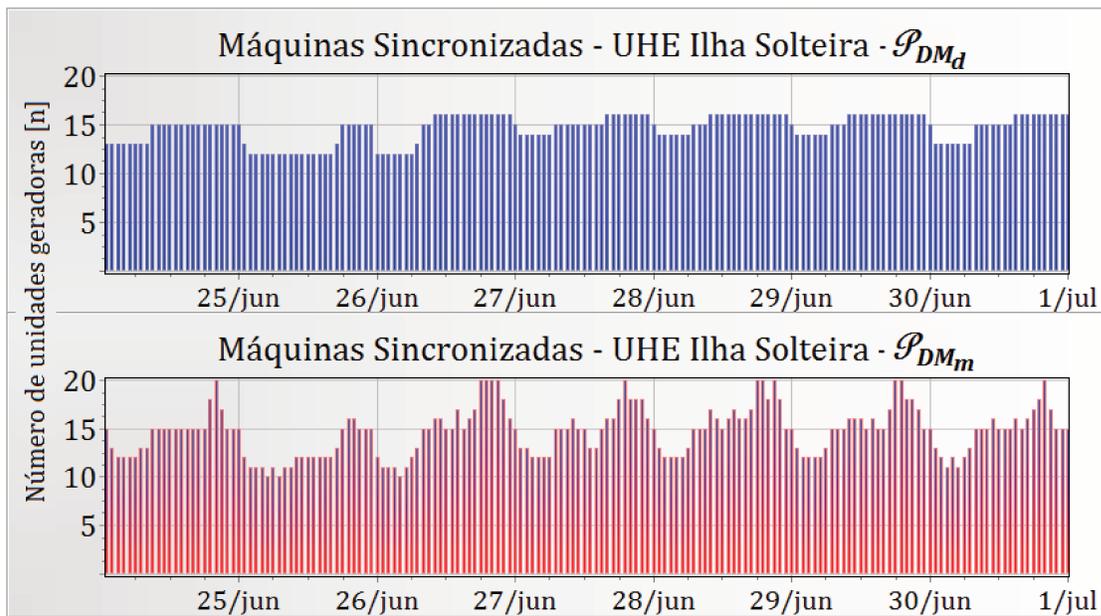


Figura 5.5: Despacho de Máquinas - UHE Ilha Solteira.

5.1.3 Restrições Ativas

Em termos de conjunto de restrições ativas (\mathcal{C}_A), no caso com o método \mathcal{P}_{DM_m} , tem-se no final 1990 restrições ativas, sendo 1727 restrições de desigualdades, e no caso \mathcal{P}_{DM_d} , tem-se no \mathcal{C}_A 2156 restrições, sendo 1893 restrições de desigualdades, como mostradas na Tabela 5.3. Os

resultados mostram que o número total de restrições ativas, na etapa \mathcal{E}_G é inferior a 7%. Esta é uma característica a ser destacada na metodologia não linear proposta, que obtém soluções que tendem a situar-se mais para o interior da região factível, longe dos limites. Estes resultados confirmam o pressuposto considerado para a escolha desta metodologia de relaxação das restrições ($MR\mathcal{R}$) para a solução do problema de programação da operação.

Tabela 5.3: Número total de restrições do \mathcal{C}_A

método \mathcal{P}_{DM}	Demandas	Metas	Geração		Desigualdade		Total	
			Máxima	Mínima		(%)		(%)
\mathcal{P}_{DM_m}	168	95	1168	559	1727	5,41	1990	6,18
\mathcal{P}_{DM_d}	168	95	1200	693	1893	5,93	2156	6,70

Número total de restrições do conjunto \mathcal{R}_G no problema: 32183 restrições.

5.1.4 Despacho de Geração

A Figura 5.6 mostra as curvas do despacho de geração de algumas usinas com reservatórios de acumulação, e a Figura 5.7 apresenta os despachos de algumas usinas com reservatórios de compensação. Para todas as usinas apresentadas, pode-se observar que o despacho de geração acompanha, em maior ou menor grau, a curva de demanda de carga (Figura 5.1). Este comportamento é consequência do critério de otimização não linear adotado, o que faz com que todas as usinas acompanhem as variações da curva de carga.

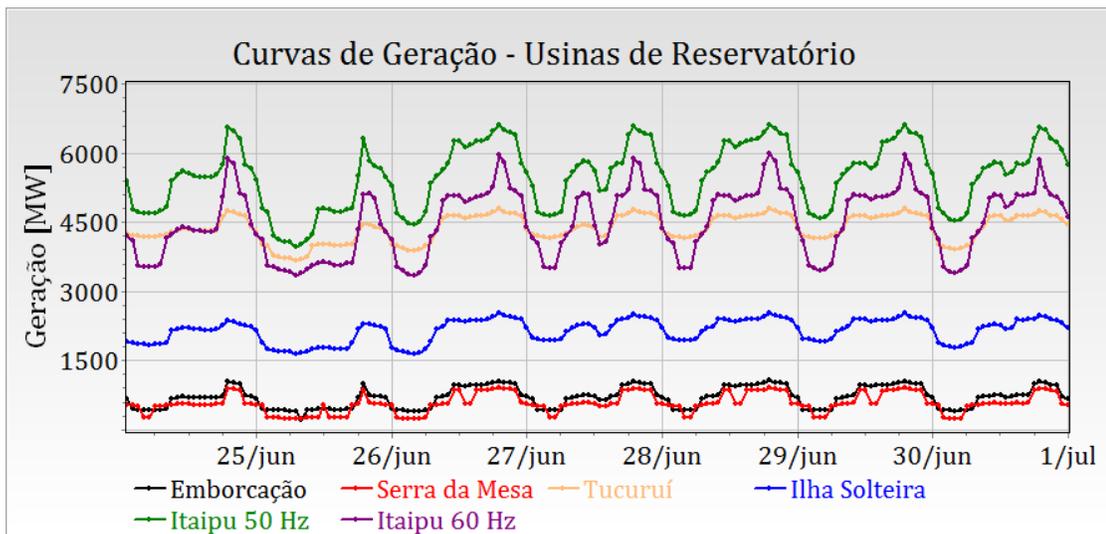


Figura 5.6: Despacho de Geração - Reservatórios de Acumulação.

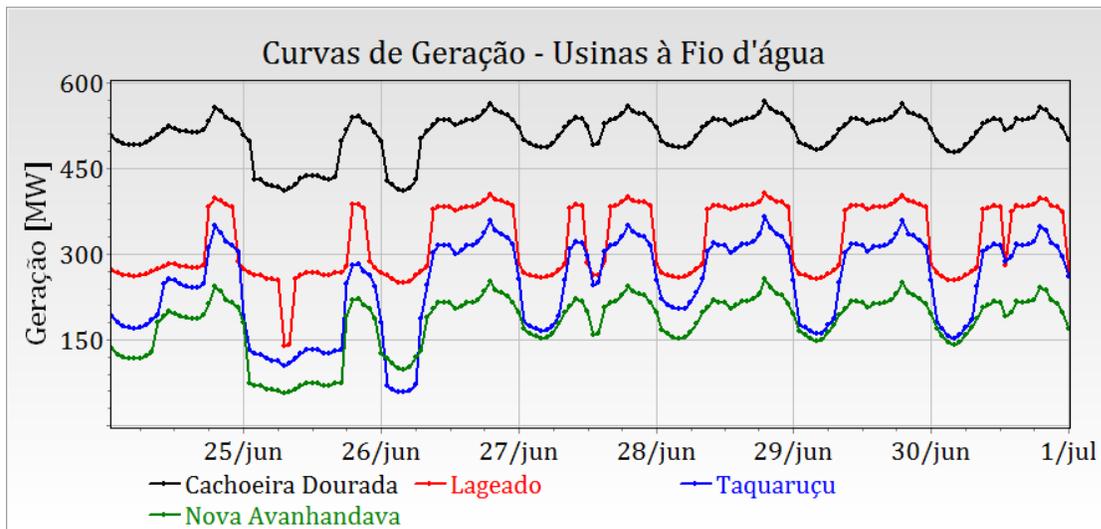


Figura 5.7: Despacho de Geração - Usinas à fio d'água.

A seguir tem-se os resultados com a inclusão de restrições do tipo rampa, reserva girante.

5.1.5 Restrições de Rampa

As restrições de rampa de geração consideradas neste estudo de caso encontram-se listadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Restrições de Rampa

UHE	intervalo		Valor MW
	início	final	
Furnas	1	168	1000
L.C.Barreto	1	168	900
Marimbondo	1	168	1600
Itaipu 50	1	168	1000
Itaipu 60	1	168	1600
Itumbiara	1	168	1400

Verificou-se que a solução do caso base já atendeu todas as restrições de rampa, como nos casos das usinas de Furnas e Itaipu (50Hz) mostradas na Figura 5.8. Este comportamento também é consequência do critério de otimização, que faz com que todas as usinas acompanhem a carga, de modo que todas irão variar pouco de um intervalo para outro.

Uma importante observação a ser feita é que considerar os custos de partidas e de paradas contribui para a redução das rampas, entretanto, pudemos observar que mesmo no caso sem os custos de partidas e paradas, não houve violações das restrições de rampas.

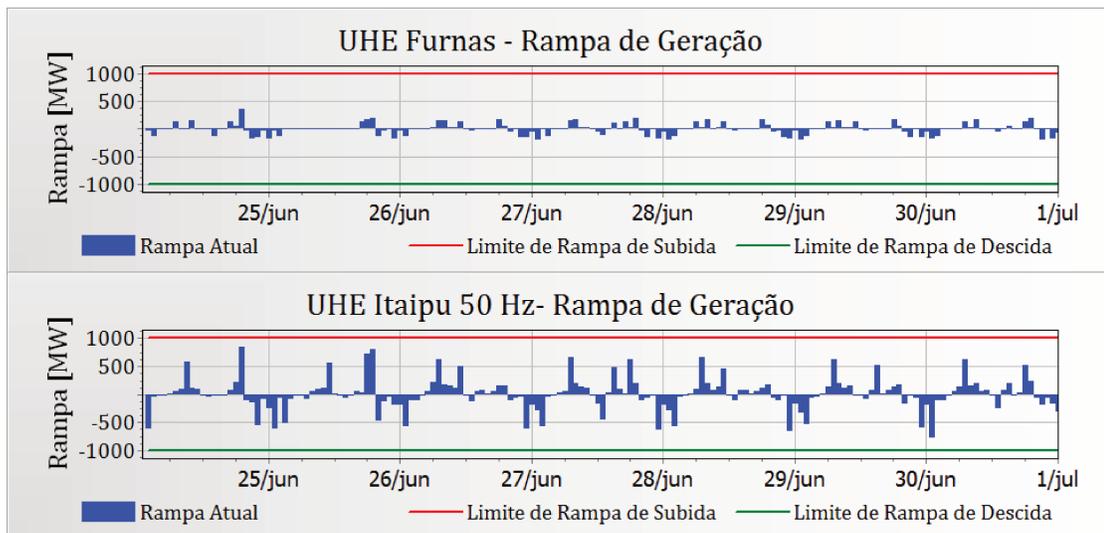


Figura 5.8: Restrição de Rampa - UHE Furnas e UHE Itaipu 50 Hz.

5.1.6 Restrições de Reserva Girante

As restrições de reserva girante consideradas estão listadas na Tabela 5.5. A restrição CAG-SP se refere a reserva de potência secundária definida para as usinas da área SP pertencentes ao CAG (controle automático de geração); restrição CAG-RE se refere as usinas da região Sudeste menos SP; restrição CAG-RS, CAG-NE e CAG-RN se referem as regiões Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Elas foram construídas a partir das restrições de reservas de potência, descontadas as participações das usinas termelétricas.

Tabela 5.5: Restrições de Reserva Girante

UHE	intervalo		Valor MW
	início	final	
CAG-RE	1	168	580
CAG-SP	1	168	791
CAG-RS	1	168	438
CAG-NE	1	168	332
CAG-RN	1	168	273

Nas Figuras 5.9 e 5.10 pode-se observar as reservas de girantes fornecidas pela solução do caso base. Aqui tem-se novamente uma vantagem da metodologia, que é de produzir soluções que tendem a estar mais afastadas dos limites, pois em geral o ponto de perda mínima tende a situar a geração mais para o interior da sua faixa viável. Quanto mais longe dos limites máximos de geração estiverem os despachos, maiores serão as reservas de geração do sistema. E no caso, verifica-se que as reservas que o modelo proporciona naturalmente neste estudo de caso são suficientes para

atender estas restrições de reservas.

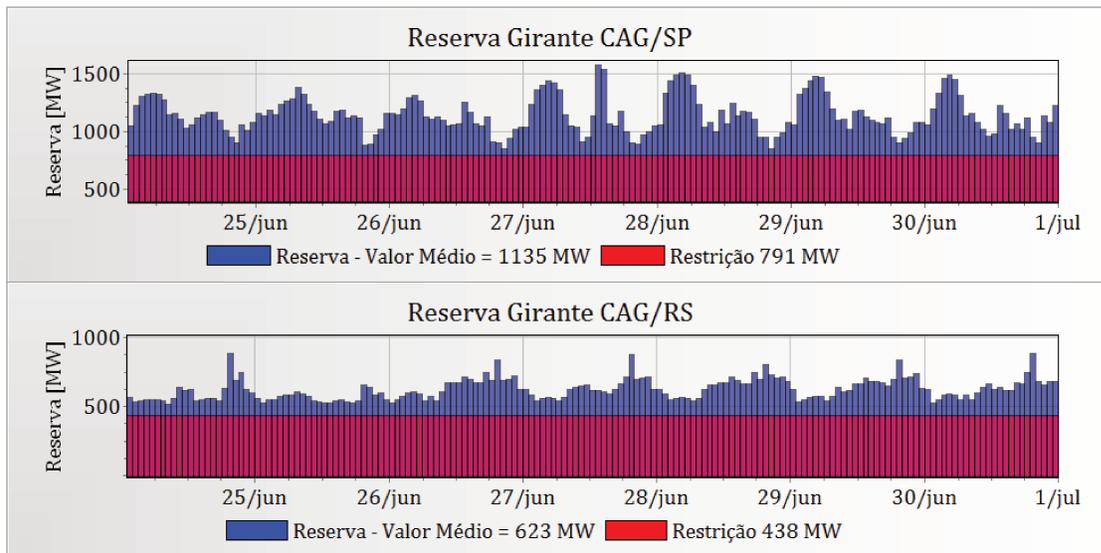


Figura 5.9: Restrição de Reserva CAG-SP e CAG-RS.

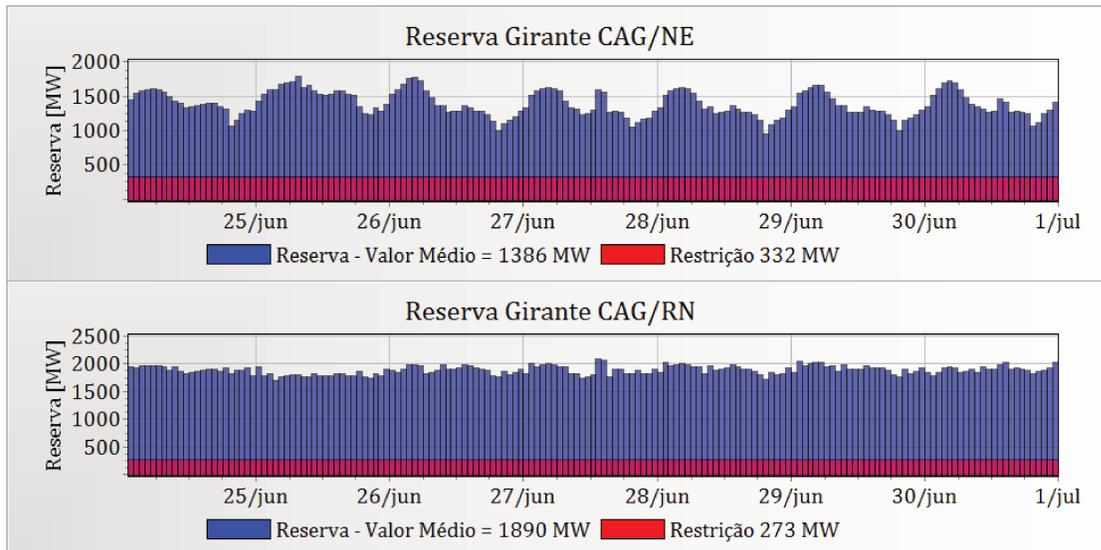


Figura 5.10: Restrição de Reserva CAG-NE e CAG-RN.

5.1.7 Restrições Adicionais (Geração Conjunta)

No modelo proposto, as restrições do sistema de transmissão não são representadas diretamente, mas pode-se definir restrições adicionais, em potência, que representem estas restrições. Por exemplo, uma restrição ocasionada pelo desligamento programado de uma linha de transmissão pode ser representada por um grupo de restrições do tipo geração conjunta. Por exemplo, no

documento PDE13092002⁵, tem-se listada a seguinte intervenção:

- **Desligamento da linha LT 440kV Ilha Solteira – Araraquara C1 das 04h30min às 07h00min do dia 10/09/2002**

Para o estudo de caso, esta restrição será alterada e imposta no modelo, como segue:

- **Restrição para a linha LT 440kV Ilha Solteira – Araraquara C1 das 00h00min do dia 26/06/2006 às 16h00min do dia 27/06/2006**

As gerações das usinas do sistema de 440kV deverão ter seus despachos limitados para atender ao critério N-2, da seguinte forma:

- Geração de Ilha Solteira e Água Vermelha igual ou inferior a 1800 MW;
- Geração de Três Irmãos e Jupuíá igual ou inferior a 1100 MW;
- Geração de Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera igual ou inferior a 2050 MW.

Estas restrições serão definidas como segue:

$$\sum_{k \in \mathcal{G}_c} p_{k,t} \leq 1800, \quad t = 1, \dots, 40 \quad \mathcal{G}_c = \{\text{Ilha Solteira e Água Vermelha}\} \quad (5.2)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{G}_c} p_{k,t} \leq 1100, \quad t = 1, \dots, 40 \quad \mathcal{G}_c = \{\text{Três Irmãos e Jupuíá}\} \quad (5.3)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{G}_c} p_{k,t} \leq 1100, \quad t = 1, \dots, 40 \quad \mathcal{G}_c = \{\text{Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera}\} \quad (5.4)$$

As Figuras 5.11, 5.12 e 5.13 representam os despachos de geração das usinas envolvidas no atendimento destas restrições, sem a consideração destas restrições. Observa-se que, enquanto a restrição do item (c) não requer alterações bruscas na programação, as outras duas restrições dos itens (a) e (b) exigem sensíveis alterações na programação da geração e também do número de máquinas.

⁵Fonte ONS: http://www.ons.org.br/publicacao/PDP/PDE2002/Setembro_2002/PDE13092002.doc

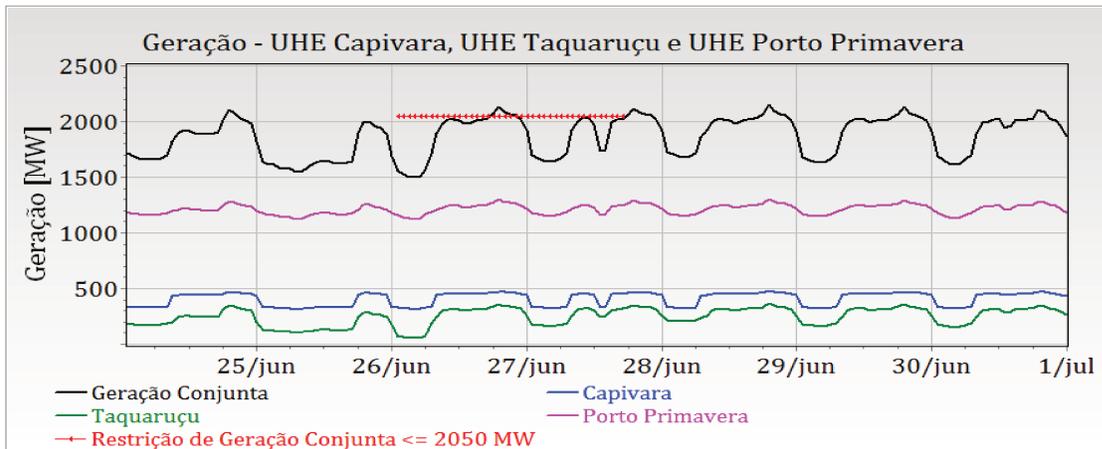


Figura 5.11: Restrição de Geração Conjunta ≤ 2050 MW

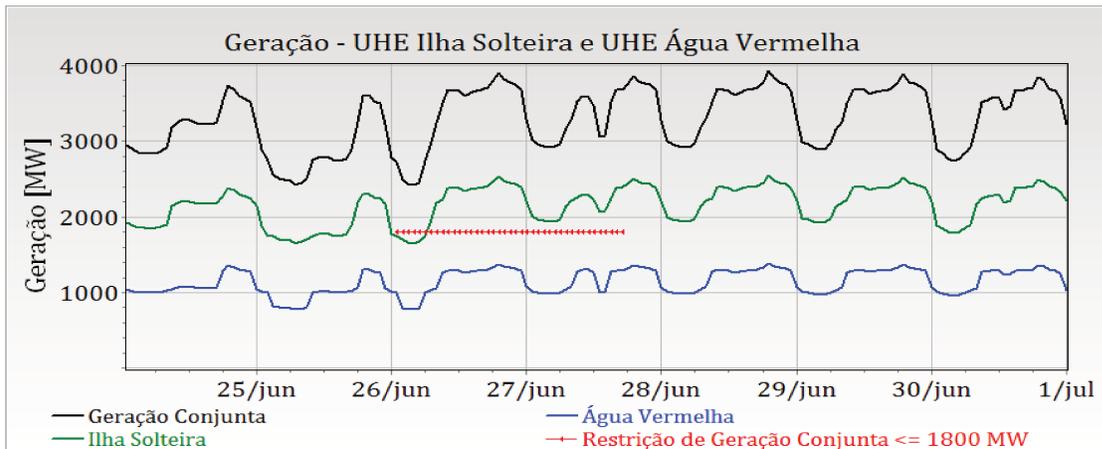


Figura 5.12: Restrição de Geração Conjunta ≤ 1080 MW.

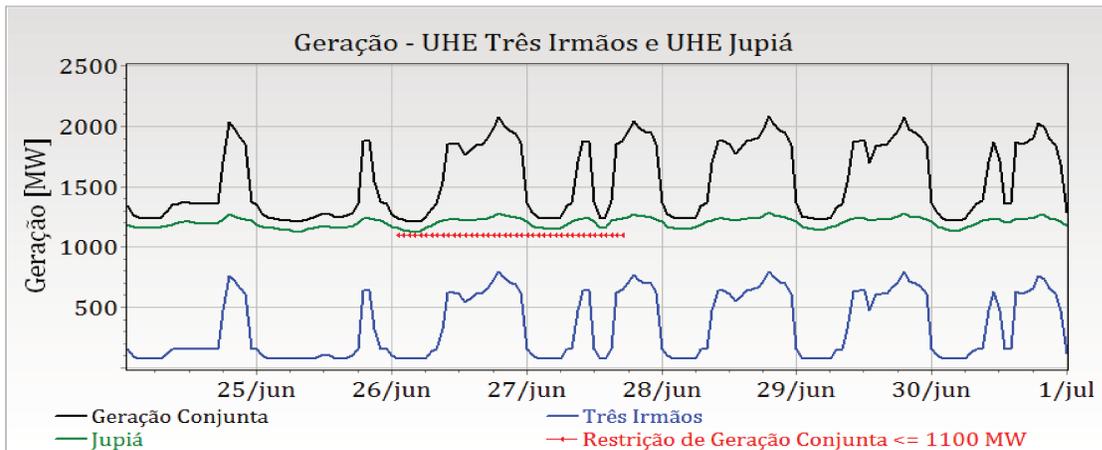


Figura 5.13: Restrição de Geração Conjunta ≤ 1100 MW.

As restrições acima citadas foram incluídas no problema e este foi executado novamente obtendo-se um despacho reprogramado. Assim os novos despachos de geração que atendem as restrições de geração conjunta podem ser vistos a seguir. Na Figura 5.14 tem-se o despacho das usinas de Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera, e observa-se que elas não tiveram alterações significativas.

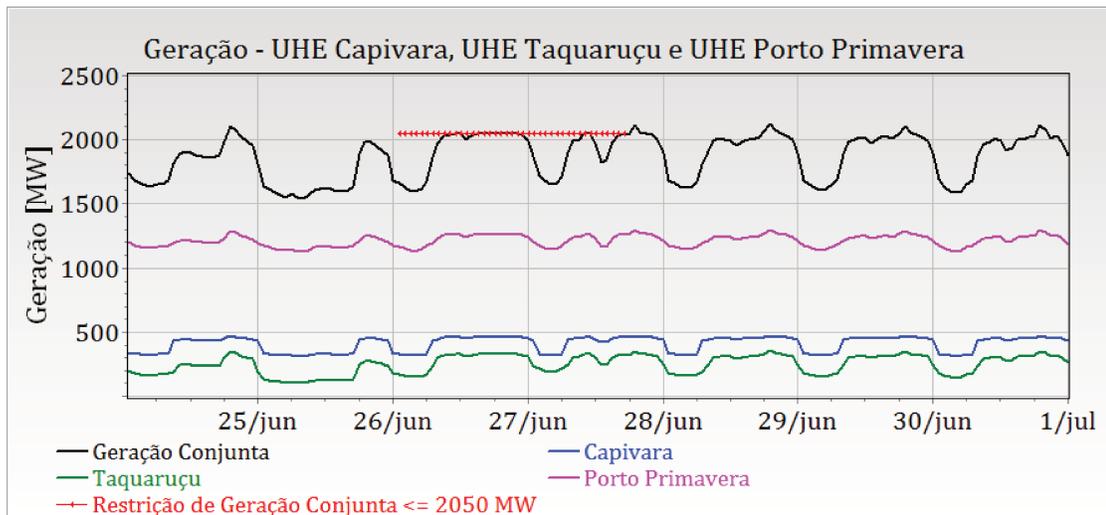


Figura 5.14: Restrição de Geração Conjunta ≤ 2050 MW

A Figura 5.15 apresenta os despachos das usinas de Ilha Solteira e Água Vermelha participantes da restrição (a); e a Figura 5.16, os despachos das usinas de Três Irmãos e Jupuíá, pertencentes a restrição (b). Observa-se que todas as usinas têm seus despachos alterados.

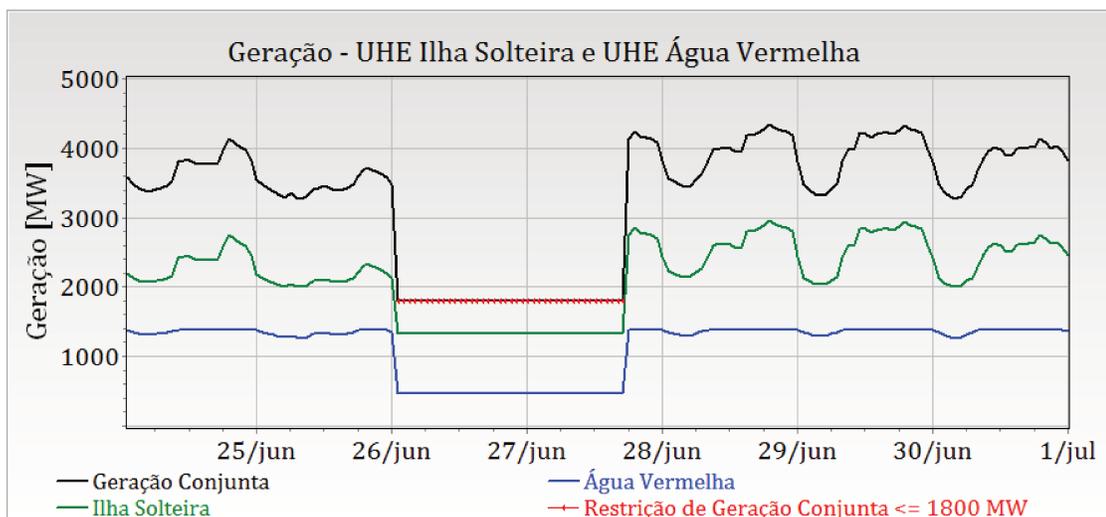


Figura 5.15: Restrição de Geração Conjunta ≤ 1080 MW.

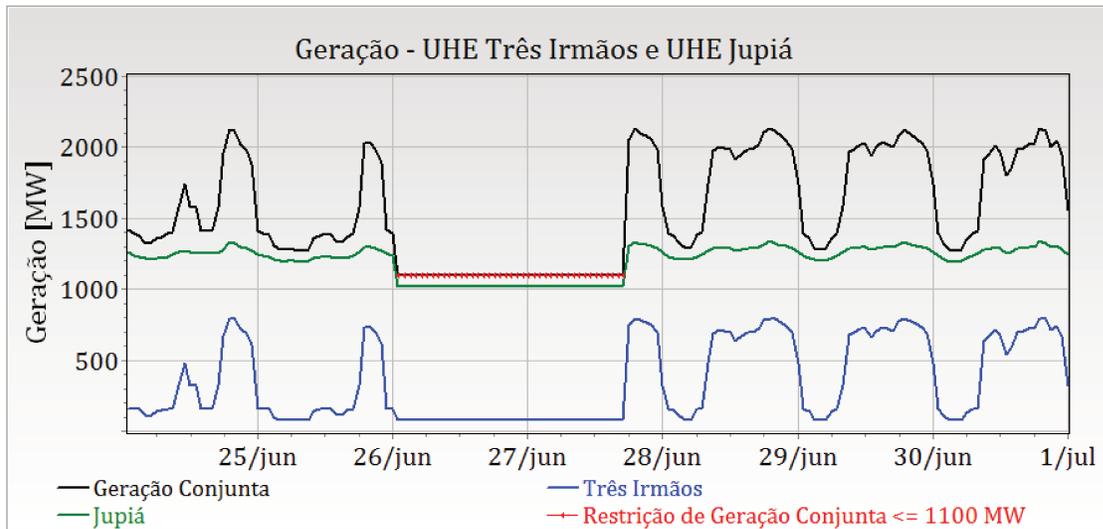


Figura 5.16: Restrição de Geração Conjunta ≤ 1100 MW.

Para estes novos despachos de geração, tem-se nas Figuras 5.17, 5.18 e 5.19 mostrados os despachos de número de máquinas das usinas de Ilha Solteira, Três Irmãos e Água Vermelha.

Observa-se que houve redução no número de máquinas despachadas para estas usinas no intervalo onde foram definidas as restrições conjuntas.

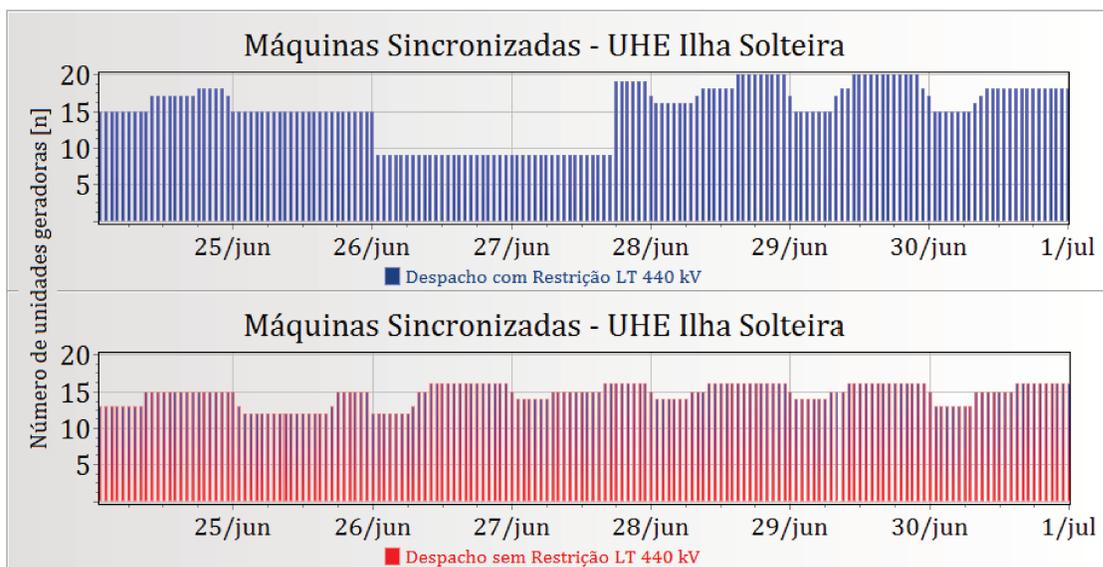


Figura 5.17: Restrição de Geração Conjunta ≤ 2050 MW

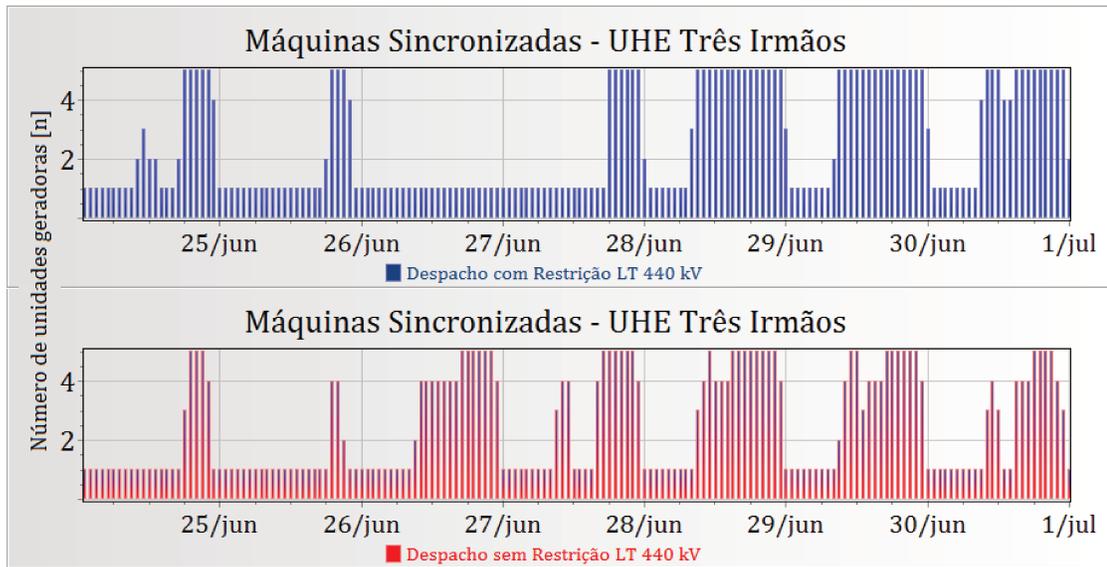


Figura 5.18: Restrição de Geração Conjunta ≤ 1080 MW.

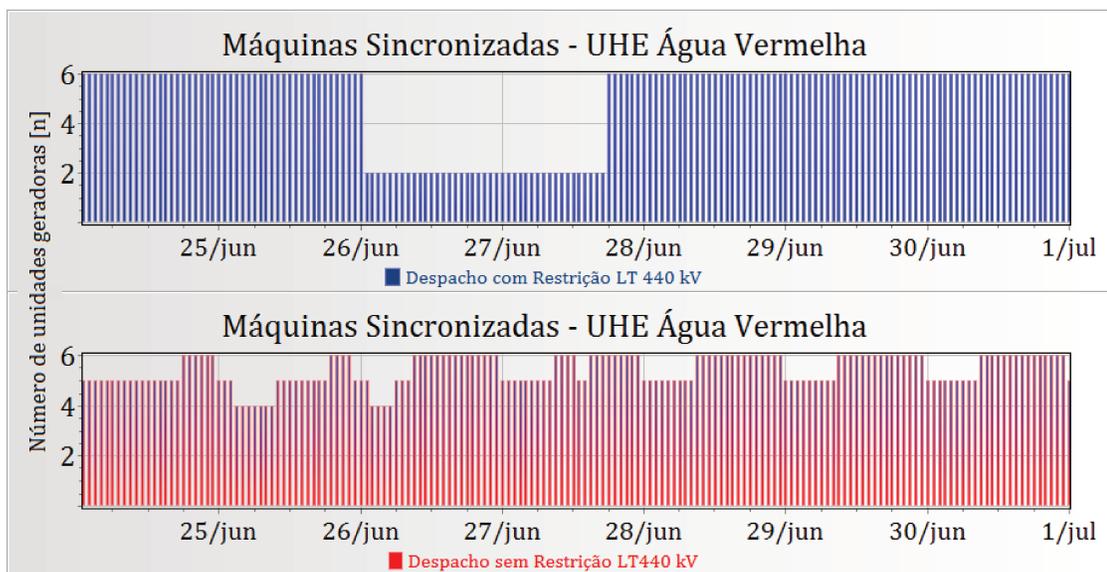


Figura 5.19: Restrição de Geração Conjunta ≤ 1100 MW.

Pode-se verificar nas Figuras 5.20 e 5.21 que as curvas de despachos de geração das usinas envolvidas sofreram alterações, entretanto continuam apresentando perfil semelhante ao despacho anterior. Como tiveram redução da geração no intervalo da restrição, nos demais intervalos, ele mantém o perfil de carga anterior, mas com uma geração média maior para atender a restrição de meta da usina.

Os despachos de geração das demais usinas do SIN também sofrem alterações para compensar

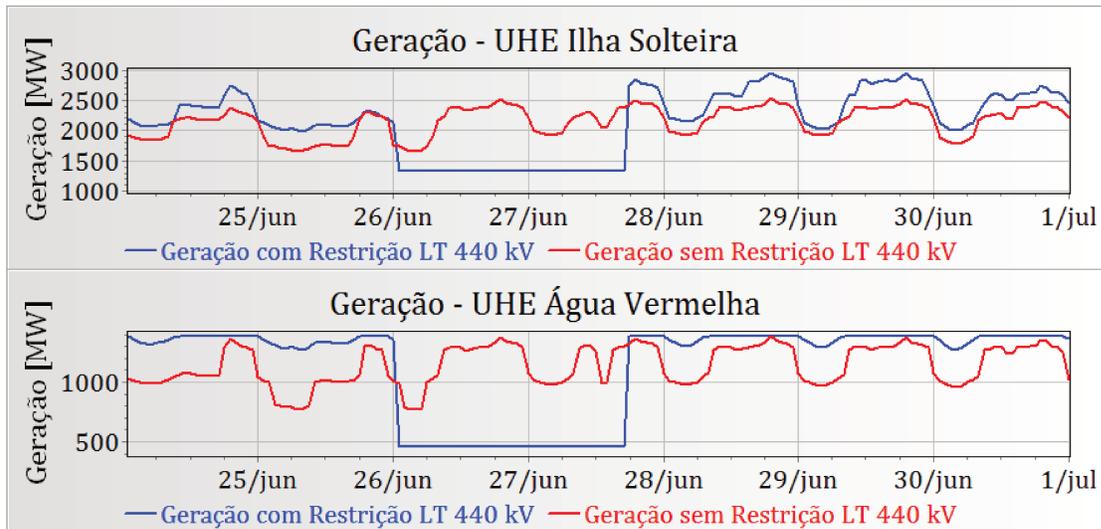


Figura 5.20: Despacho de Geração - UHE Ilha Solteira e UHE Água Vermelha.

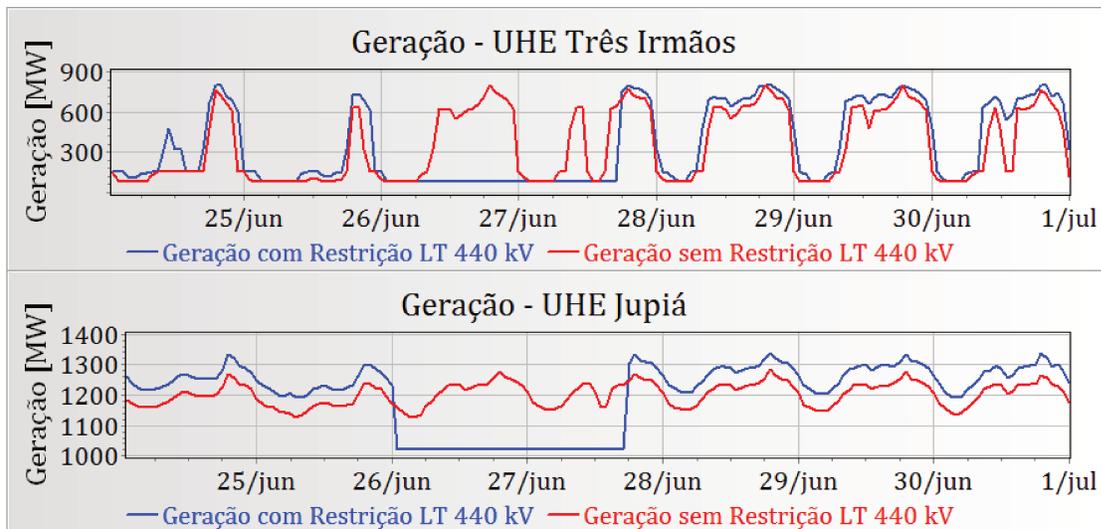


Figura 5.21: Despacho de Geração - UHE Três Irmãos e UHE Jupuí.

o redespacho das usinas envolvidas com a restrições. A Figura 5.22 apresenta gráficos comparativos das curvas de gerações das usinas de Furnas e Emborcação, para as soluções sem restrição LT 440 e com restrição.

Nas Figuras (5.23) e (5.24) tem-se os despachos de número de máquinas para as usinas de Furnas e Emborcação, respectivamente.

Observa-se que as diferenças entre o despachos e o redespachos das usinas participantes das restrições são distribuídas entre as demais usinas do SIN, de maneira que todas as usinas têm

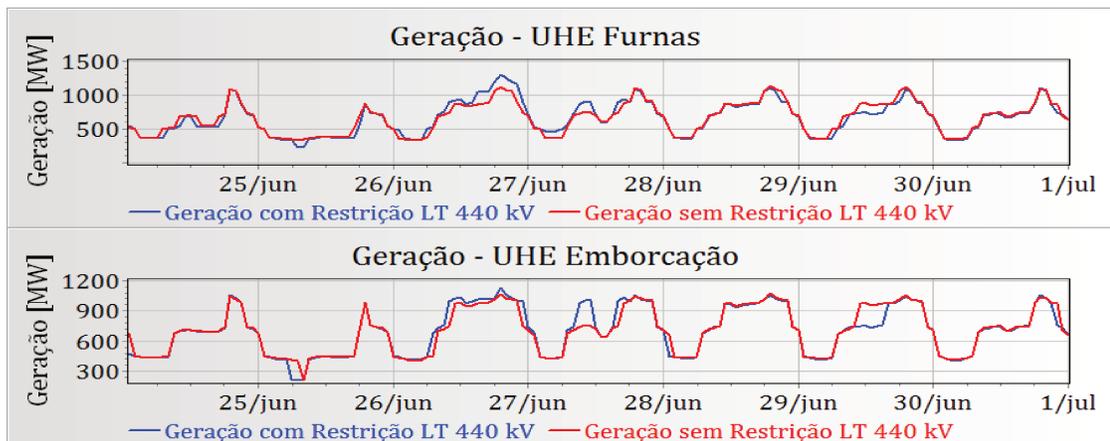


Figura 5.22: Despacho de Geração - UHE Furnas e UHE Emborcação.

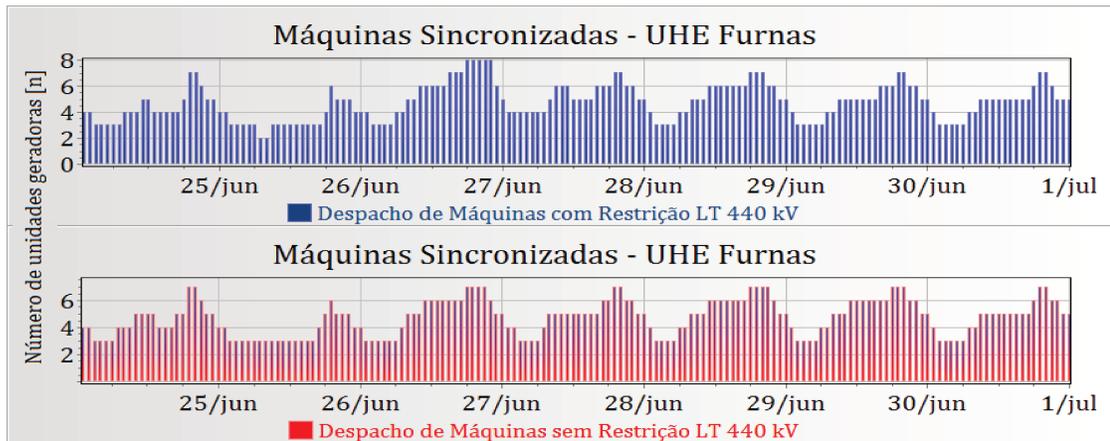


Figura 5.23: Despacho de Máquinas - UHE Furnas.

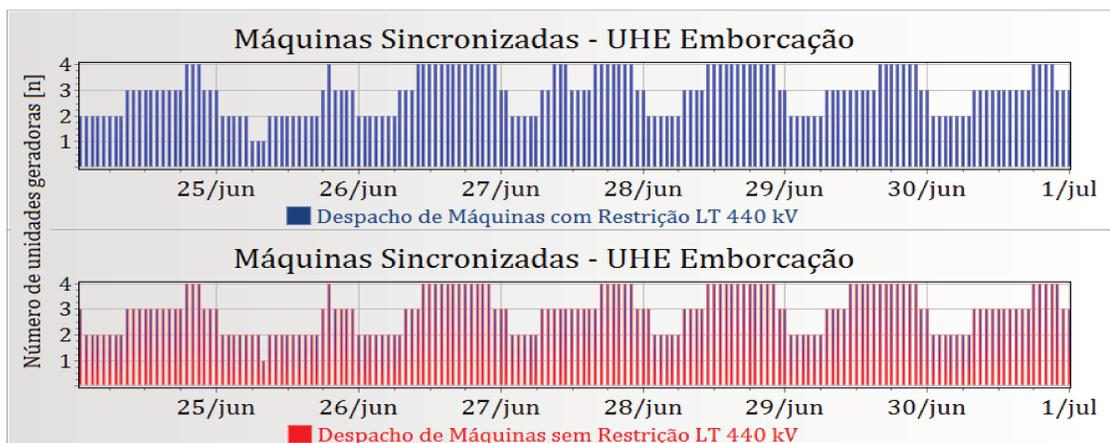


Figura 5.24: Despacho de Máquinas - UHE Emborcação.

alterações, em maior ou menor grau, dos seus despachos de geração e número de máquinas. Entretanto deve-se destacar que a grande maioria dessas alterações são mínimas.

A resolução deste problema levou 48 segundos, e foram executadas: 5 resoluções de \mathcal{P}_{DM} ; 161 atualizações do \mathcal{C}_A ; e 321 iterações do *Método de Newton*.

Em termos de conjunto de restrições ativas (\mathcal{C}_A) tem-se no final 2391 restrições ativas, sendo 2128 restrições de desigualdades ativas, como mostradas na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Número total de restrições do \mathcal{C}_A

Demandas	Metas	Geração			Desigualdades	Total	
		Máxima	Mínima	Conjunta		(%)	(%)
168	95	1164	871	93	2128	6,64	2391 7,40

Número total de restrições do conjunto \mathcal{R}_G no problema: 32303 restrições (120 restrições adicionais).

5.2 Etapa Hidráulica (\mathcal{E}_H)

Esta seção apresenta a factibilização das restrições hidráulicas na *Etapa Hidráulica* (\mathcal{E}_H), para uma solução factível da *Etapa de Geração* (\mathcal{E}_G). No estudo de caso da \mathcal{E}_G em questão, obteve-se uma solução factível do ponto de vista da geração. O próximo passo é verificar a sua factibilidade do ponto de vista da operação hidráulica. Esta verificação é efetuada através de um simulador hidráulico, que representa de forma detalhada as usinas hidrelétricas.

Uma primeira observação é que não são observadas violações de restrições hidráulicas em usinas com reservatório de acumulação, dado que no horizonte de uma semana as variações de armazenamento nessas usinas são desprezíveis.

Assim, a etapa hidráulica se resume a análise de violações em usinas com reservatório de compensação (fio d'água). Nessas usinas, violações podem ser observadas decorrentes de inconsistências entre as metas semanais de geração das usinas estabelecidas no curto prazo⁶, calculadas em função das vazões consideradas nesse horizonte, e as vazões previstas na programação da operação, uma vez que os modelos de previsão de vazões considerados no curto prazo e na programação da operação são diferentes.

⁶Segundo nomenclatura ONS

Uma possível solução nesse caso é alterar a meta assegurando que o armazenamento permaneça dentro dos limites operacionais. Entretanto, a alteração na meta de uma única usina ocasiona desequilíbrio entre a demanda de carga e a geração total das usinas definidas no curto prazo. Assim, para manter este equilíbrio, a solução é compensar a diferença de meta com outra usina. A seguir tem-se uma demonstração deste procedimento.

5.2.1 Compatibilização das Metas

Simulado hidraulicamente a programação da operação obtida na etapa anterior (\mathcal{E}_G), observa-se uma violação do limite de armazenamento máximo no reservatório da usina hidrelétrica de Ibitinga, situada no rio Tietê. A Figura 5.25 apresenta parte do diagrama esquemático das usinas do SIN onde se situa a usina de Ibitinga.

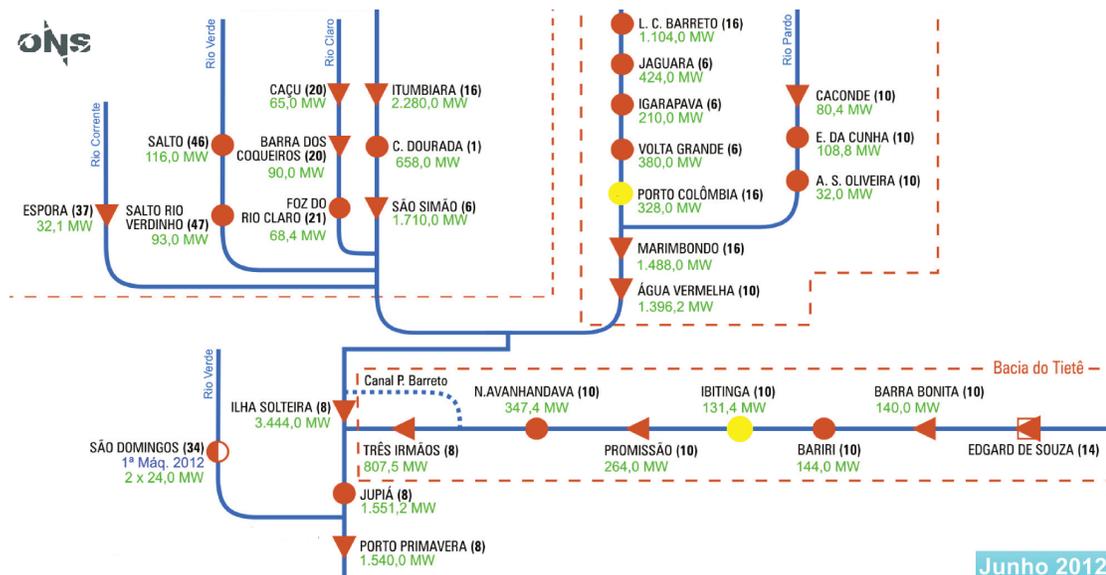


Figura 5.25: Diagrama Esquemático das Usinas.

A trajetória de volume do reservatório da usina de Ibitinga durante a simulação da programação definida na etapa anterior, pode ser vista na Figura 5.26. Verifica-se a violação do limite de armazenamento máximo no reservatório da usina de Ibitinga, a partir da metade do segundo dia até o intervalo final. Neste caso, a proposta do procedimento é aumentar o valor da meta de maneira que a trajetória de armazenamento permaneça dentro dos limites.

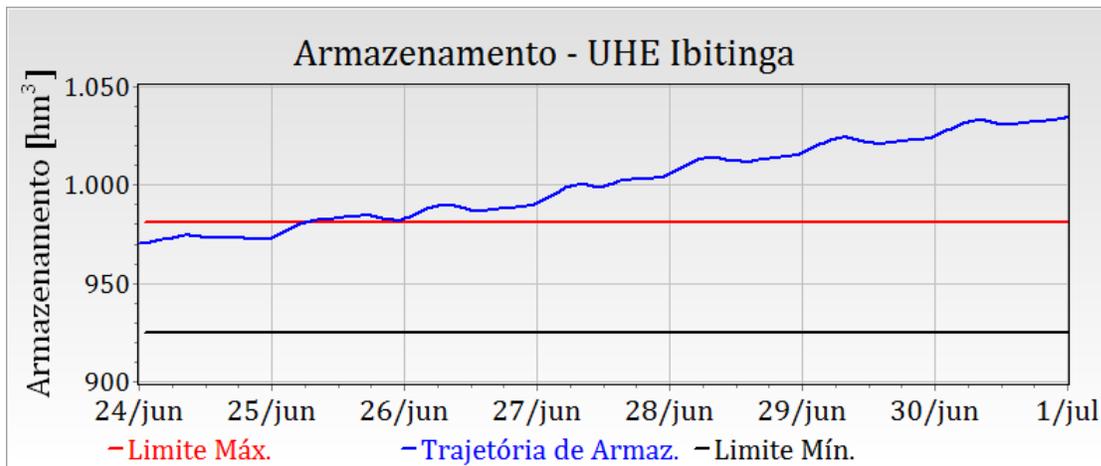


Figura 5.26: Trajetória de Armazenamento da UHE Ibitinga.

O valor da nova meta, para um dado estado final de armazenamento do reservatório desejado, pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$m = \bar{\rho} \cdot \left\{ \bar{y} + \frac{x_i - x_f}{0,6048} \right\} \quad (5.5)$$

onde:

- m - valor da nova meta [\overline{MW}];
- $\bar{\rho}$ - produtividade média do período de simulação hidráulica [$MW/(m^3/s)$];
- \bar{y} - vazão afluente média à usina [m^3/s];
- x_i - volume inicial [hm^3];
- x_f - volume final [hm^3];
- 0,6048 - é uma constante que transforma hm^3 em m^3 dividido pelo número de segundos numa semana ($7 * 24 * 60 * 60$);

Neste estudo de caso, escolhe-se um volume final⁷ igual ao inicial ($x_f = x_i$), e assim, a meta agora fica dependente apenas da produtividade média $\bar{\rho}$ e da vazão afluente média \bar{y} . Entretanto é bom ressaltar que o valor resultante será aproximado, visto que \bar{y} e $\bar{\rho}$ dependem da própria programação.

A Tabela 5.7 apresenta os valores de meta de geração, de volumes inicial e final, de vazão afluente média e de produtividade média, resultados da simulação hidráulica para a usina de Ibitinga.

⁷poderia-se escolher qualquer valor desejado de volume final

Tabela 5.7: Dados de Simulação Hidráulica da UHE Ibitinga.

		Ibitinga
m	[MW]	54,64
x_i	[hm ³]	970,43
x_f	[hm ³]	1.034,77
\bar{y}	[m ³ /s]	399,79
$\bar{\rho}$	[MW/(m ³ /s)]	0,183

Assim, para a usina de Ibitinga, a nova meta que ajusta o volume final do seu reservatório em 970,43 hm³, calculado através da Equação 5.5, utilizando os dados da Tabela 5.7 deve ser de 73,16 MW (acréscimo de 18,52 MW). A figura 5.27 apresenta as trajetórias de armazenamento do reservatório da usina de Ibitinga, para a simulação da programação calculada com a meta antiga e com a nova meta, e pode-se verificar que o novo volume final está dentro dos limites.

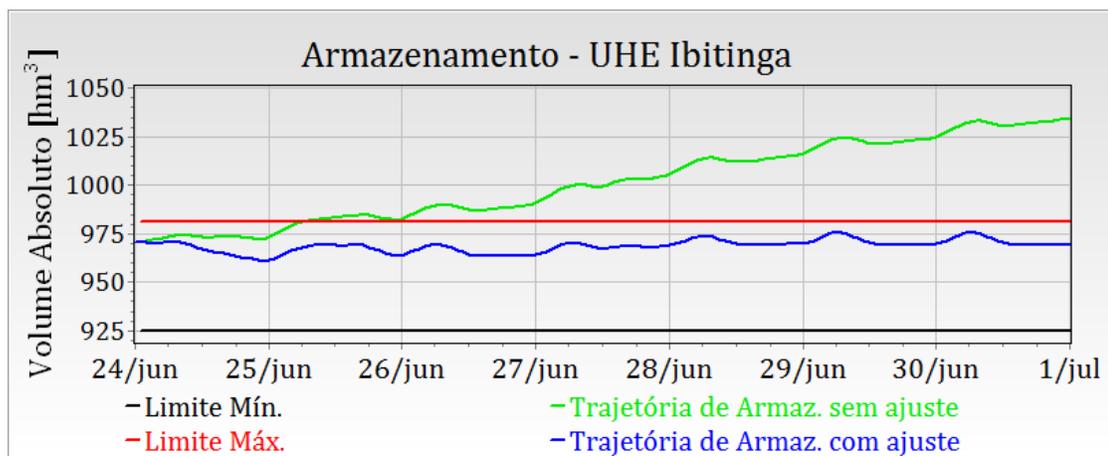


Figura 5.27: Trajetórias de Armazenamento da UHE Ibitinga.

Para manter o equilíbrio entre a demanda de carga do sistema e a geração total das usinas, é necessário ajustar a meta de uma outra usina, de modo a compensar o ajuste feito na meta da usina de Ibitinga. Uma primeira opção é escolher uma usina à fio d'água com problema de violação do limite de volume mínimo, ou com um deplecionamento acentuado. A usina de Porto Colômbia, situada no rio Grande, encontra-se nesta condição, com o reservatório terminando quase no limite mínimo de armazenamento ao final da simulação hidráulica, como pode ser observado na Figura 5.28.

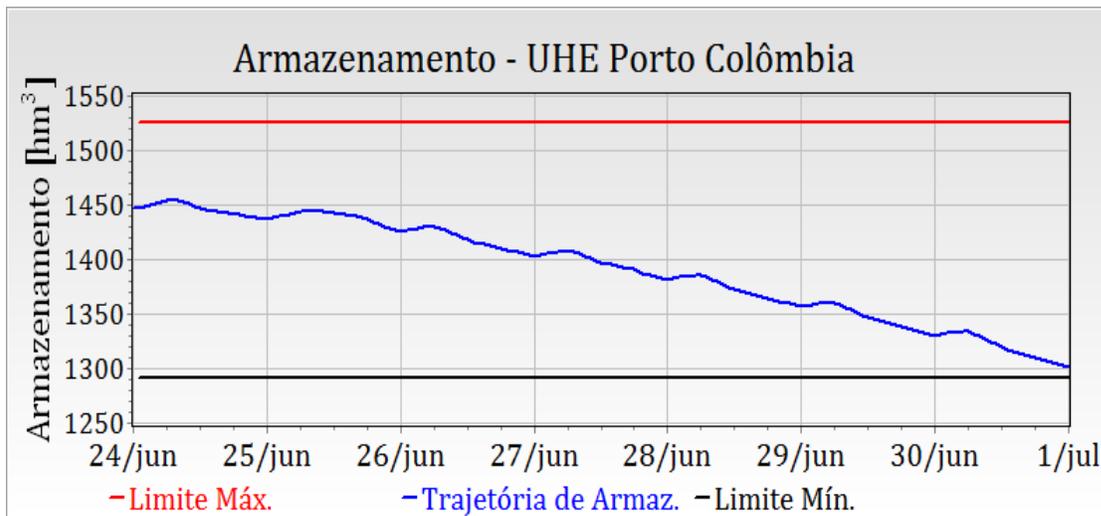


Figura 5.28: Trajetória de Armazenamento da UHE Porto Colombia.

No caso então, deve-se reduzir a meta da usina de Porto Colômbia para 176,84 MW (desconta-se 18,52 MW da meta original).

A Figura 5.29 apresenta as trajetórias de armazenamento do reservatório de Porto Colômbia, sem o ajuste e com o ajuste da meta.

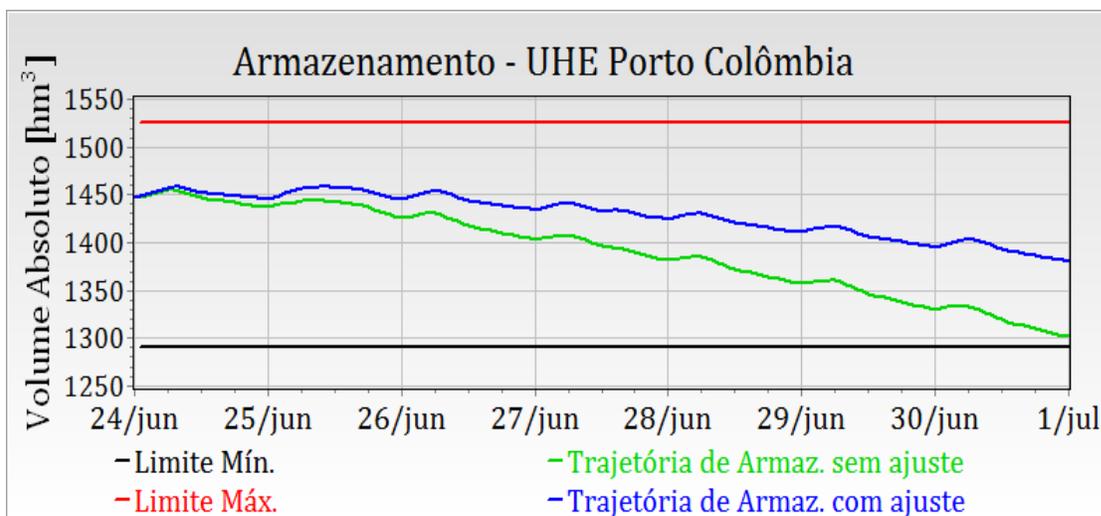


Figura 5.29: Trajetórias de Armazenamento da UHE Porto Colômbia.

5.2.2 Factibilização Hidráulica

Em alguns casos, mesmo com metas coerentes podem ocorrer violações das restrições hidráulicas, como é o caso que ocorre na usina de Jupuíá ilustrado na Figura 5.30.

O processo de factibilização hidráulica inicia-se com a análise da trajetória de armazenamento da usina de Jupuíá para a solução obtida na etapa \mathcal{E}_G , feita através do simulador hidráulico, como mostrada na Figura 5.30. Nela podemos observar as violações dos limites de volume, tanto do limite inferior, quanto do limite superior. O módulo de identificação das restrições violadas determina os intervalos das maiores violações (intervalo t_1 para o limite inferior e o intervalo t_2 para o limite superior). Para estas violações são definidas duas restrições de violação de volume armazenado, conforme Equação 4.20 e Equação 4.21, e elas são incluídas no conjunto \mathcal{C}_A e o problema resolvido novamente.

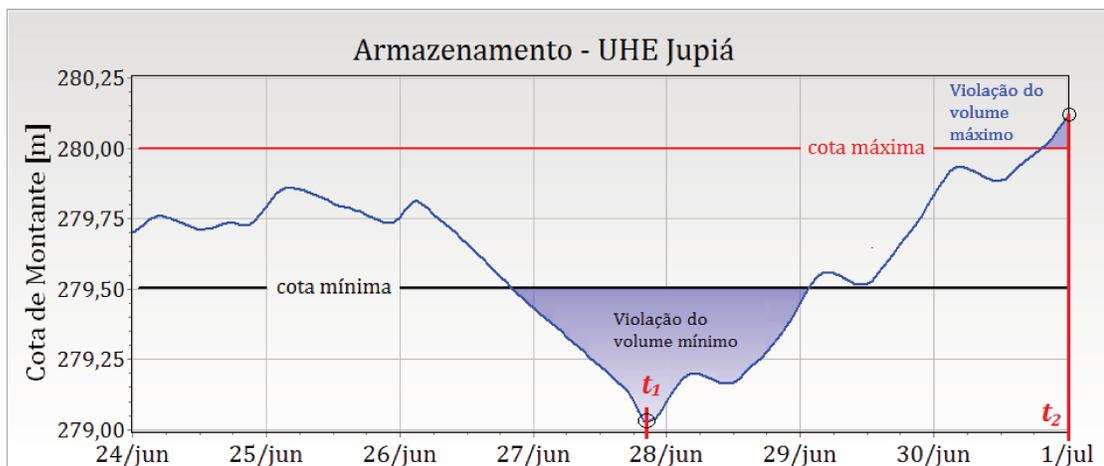


Figura 5.30: Trajetória de Nível de Armazenamento - UHE Jupuíá .

Em seguida, submete-se esta nova solução novamente ao módulo de identificação das restrições para verificar a validade da solução, e em caso de violações, mais restrições são definidas e incluídas ao conjunto \mathcal{C}_A e o problema resolvido novamente.

Esse processo é repetido até que mais nenhuma violação seja identificada. Durante este processo, algumas restrições podem ficar com os multiplicadores de Lagrange com os sinais invertidos em relação às condições de Kuhn-Tucker ("folgadas") por causa da imposição das novas restrições, nestes casos, essas restrições são removidas no \mathcal{C}_A e o problema resolvido novamente.

Na Figura 5.31 tem-se as trajetórias de volume de Jupuíá antes e depois da definição das restri-

ções hidráulicas. Observa-se que na trajetória com as restrições não há mais violação dos limites de volume mínimo e volume máximo, e isto foi obtido através da alteração dos despachos das usinas de Ilha Solteira, Três Irmãos e Jupuíá resultantes da inclusão destas restrições hidráulicas no problema.

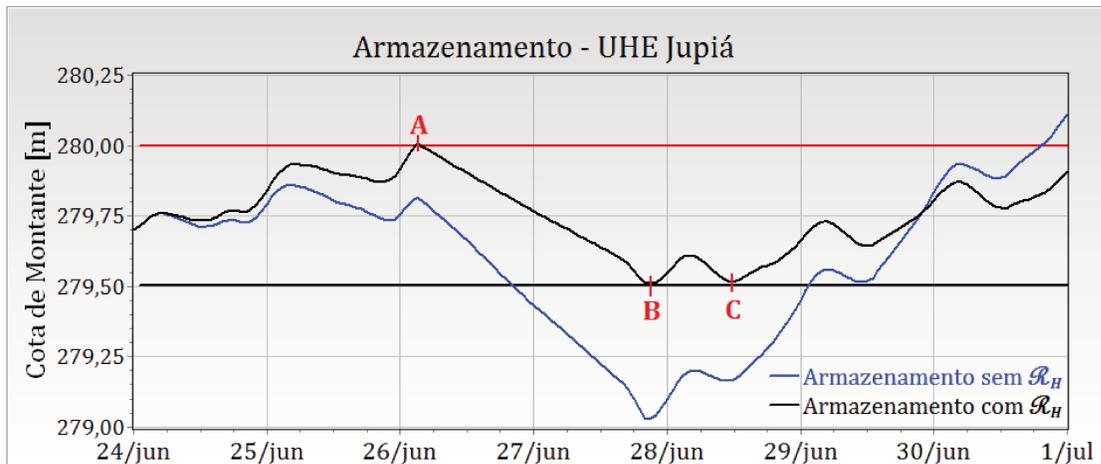


Figura 5.31: Trajetória de Nível de Armazenamento - UHE Jupuíá.

Ainda na Figura 5.31, tem-se o ponto *A* que identifica o intervalo que, na solução final, teve o volume fixado no máximo; e os pontos *B* e *C* que indicam os intervalos com as restrições de volume mínimo fixados. Observe que a restrição inicial definida para o intervalo t_2 na Figura 5.30 não aparece mais na solução final. Durante o processo de solução, esta restrição ficou "folgada" e foi retirada do conjunto \mathcal{C}_A .

Tem-se nas Figuras (5.32), (5.33) e (5.34) os despachos de geração das usinas de Jupuíá, Ilha Solteira e Três Irmãos, respectivamente. Pode-se observar que como consequência das restrições, as usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos têm uma geração acrescida, respectivamente de 5932 MW e 2434 MW do início até o intervalo do ponto *B*, enquanto Jupuíá tem uma redução de 2798 MW. Ou seja, a usina de Ilha Solteira irá gerar mais e conseqüentemente enviar mais água para a usina de Jupuíá, e, por outro lado, a usina de Jupuíá irá reduzir a geração e acumular mais água. Estas alterações são suficientes para resolver a violação de volume mínimo no ponto *B*.

Como as usinas têm suas metas definidas no problema, essas diferenças de gerações são distribuídas ao longo do intervalo do estudo, assim, Ilha Solteira e Três Irmãos apresentam uma redução das suas gerações nos intervalos subsequentes para manterem as suas metas. E da mesma forma, a programação de geração de Jupuíá é maior nos intervalos subsequentes.

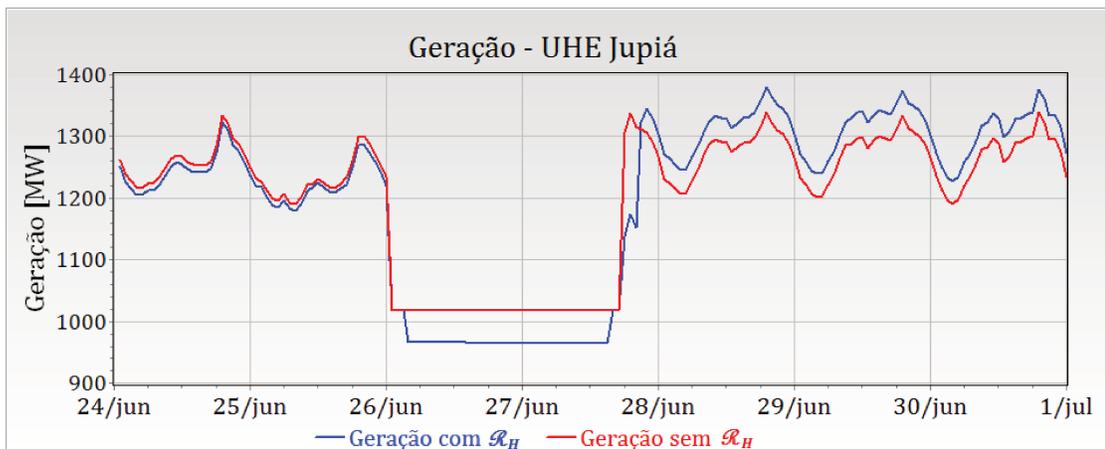


Figura 5.32: Despacho de Geração - UHE Jupuí.

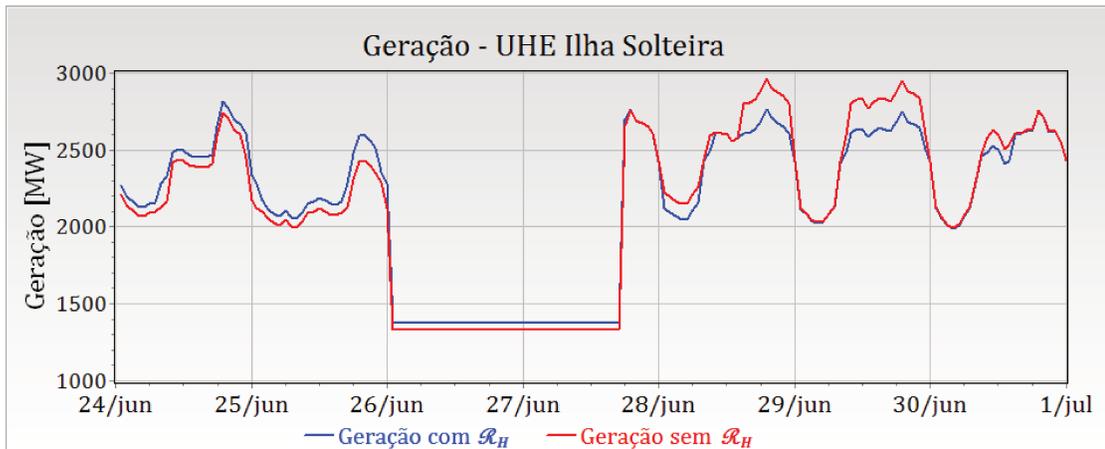


Figura 5.33: Despacho de Geração - UHE Ilha Solteira.

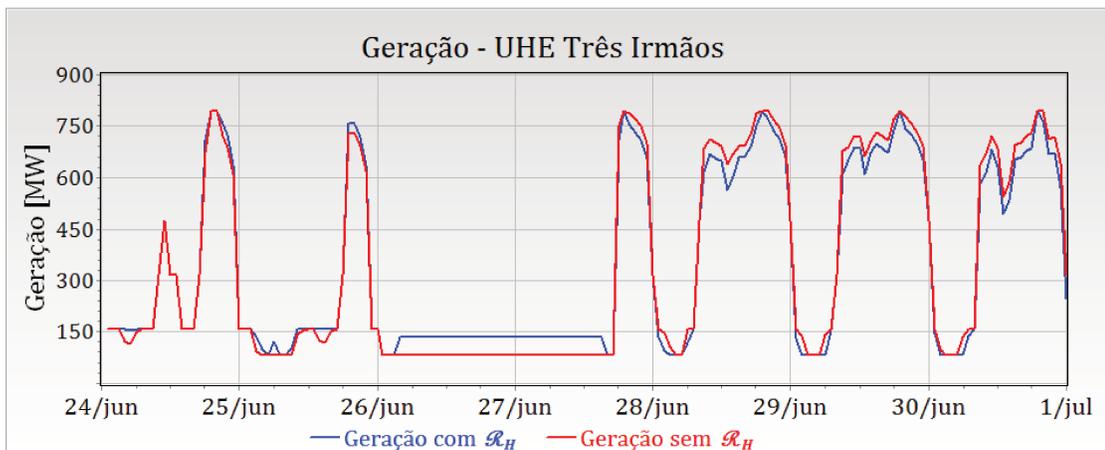


Figura 5.34: Despacho de Geração - UHE Três Irmãos.

Nas Figuras 5.35 e 5.36 tem-se os despachos de número de máquinas das usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos. O despacho de máquinas Jupiá não se alterou com a reprogramação, continuando com o despacho de todas as unidades geradoras. Os despachos de Ilha Solteira e Três Irmãos sofrem alterações mínimas, despachando mais máquinas nos intervalos de tempo anteriores ao ponto B, onde a geração foi acrescida, e desligando unidades a partir deste ponto, onde houve decréscimo de geração.

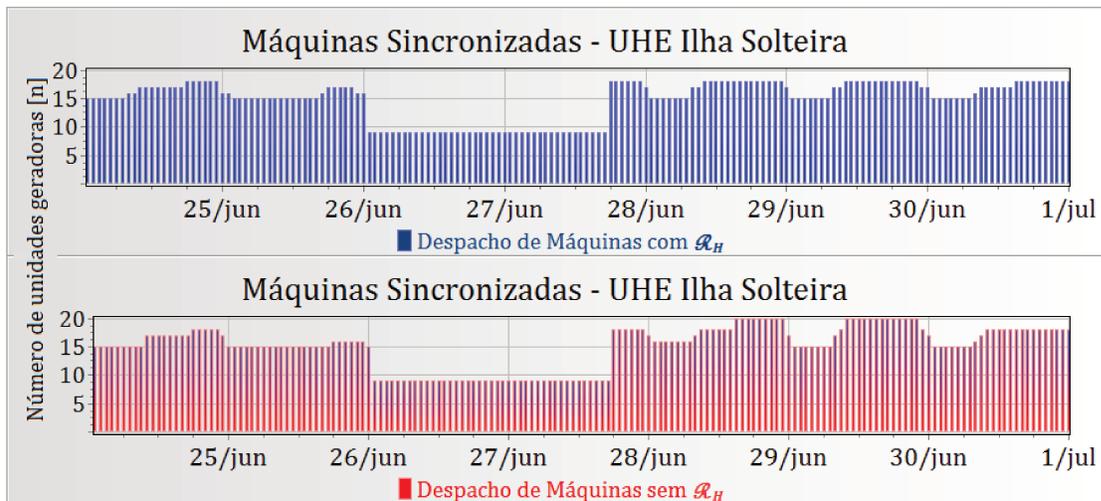


Figura 5.35: Despacho de Máquinas - UHE Ilha Solteira.

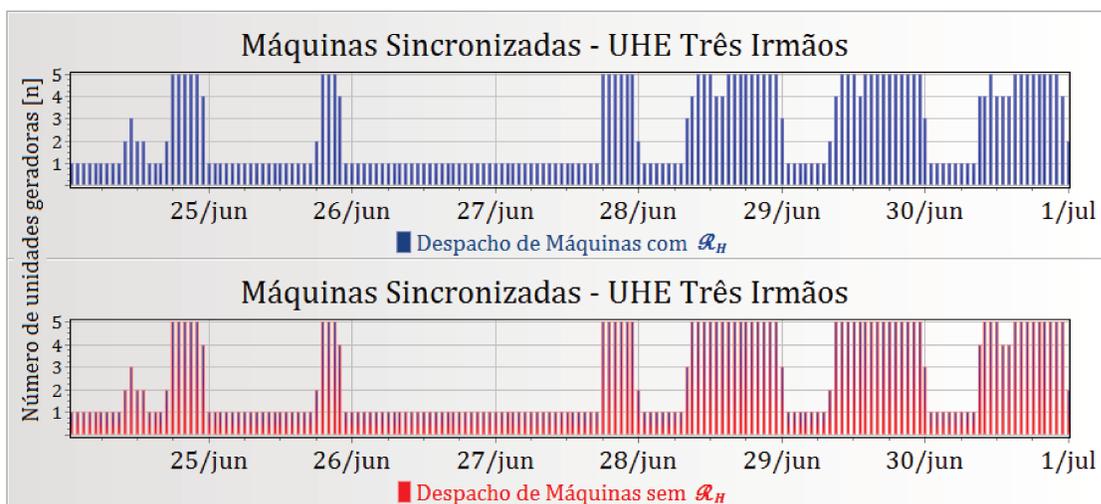


Figura 5.36: Despacho de Geração - UHE Três Irmãos.

As trajetórias de armazenamento dos reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos praticamente não sofreram alterações, como mostradas na Figura 5.37. Verifica-se uma variação máxima de 5 cm para a cota do reservatório de Ilha Solteira e de 3 cm para o reservatório de Três Irmãos. E

ainda, observou-se que as usinas de Água Vermelha e Nova Avanhandava, à montante das usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos, respectivamente, também não sofrem alterações nas trajetórias de armazenamento, como mostrado na Figura 5.38. Este fato reforça a ideia apresentada de desacoplamento que uma usina com um reservatório de acumulação provoca numa da cascata de rio, isolando hidráulicamente a operação das usinas à jusante, da operação das usinas à montante.

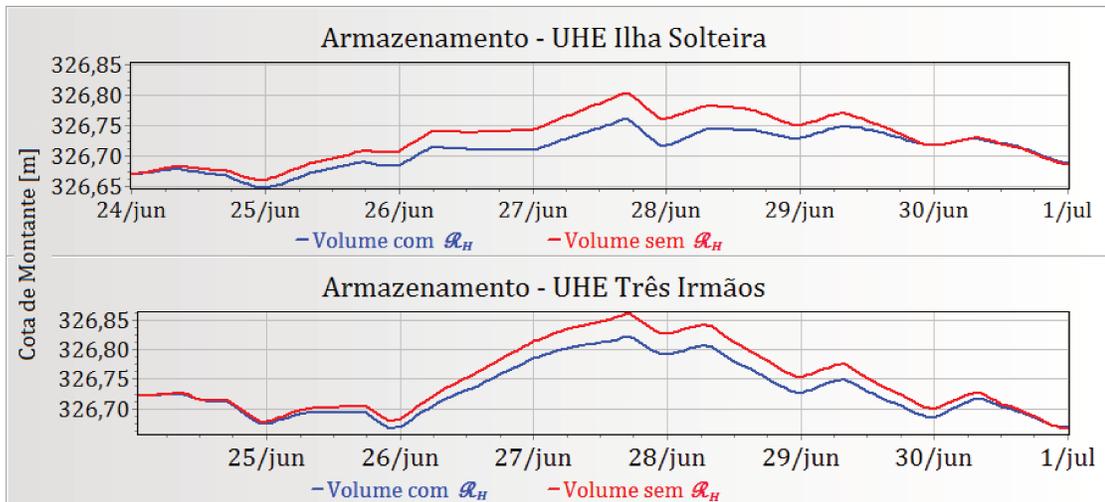


Figura 5.37: Trajetória de Armazenamento - UHE Ilha Solteira e UHE Três Irmãos.

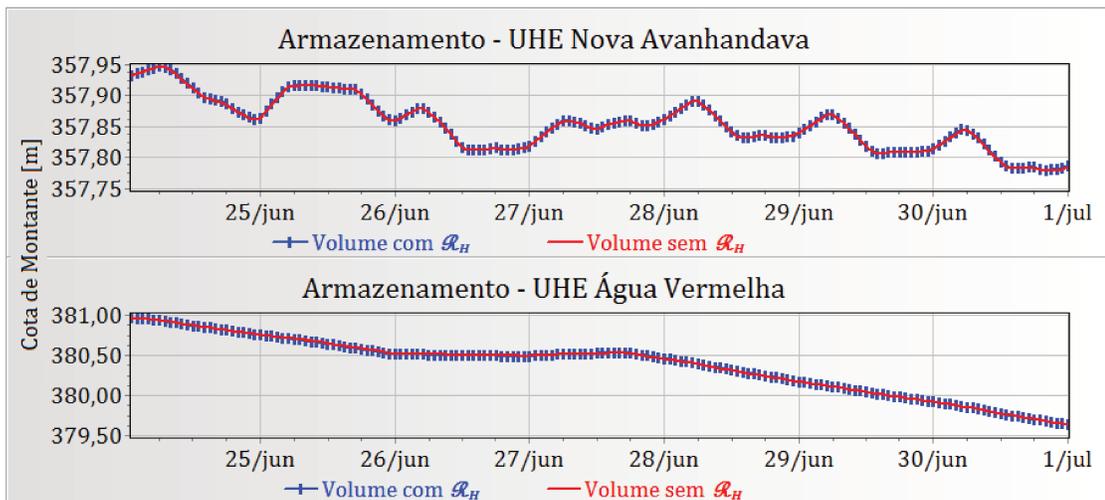


Figura 5.38: Trajetória de Armazenamento - UHE Nova Avanhandava e UHE Água Vermelha.

A resolução deste problema levou 150 segundos, e foram executadas: 15 soluções de \mathcal{P}_{DM} ; 843 atualizações do \mathcal{C}_A ; e 1974 iterações do *Método de Newton*. Verifica-se que, apesar do tempo computacional ser 3 vezes maior do que o tempo do caso (5.1.7) da etapa \mathcal{E}_G , este ainda é um tempo bem reduzido.

Em termos de conjunto de restrições ativas (\mathcal{C}_A) tem-se no final 2457 restrições ativas, sendo 2194 restrições de desigualdades, como mostradas na Tabela 5.8.

Tabela 5.8: Número total de restrições do \mathcal{C}_A

Demandas	Metas	Geração			Volume		Vertimento	Desigualdade		Total	
		Máx.	Mín.	Conj.	Máx.	Mín.			(%)		(%)
168	95	1183	821	94	1	2	93	2194	2,75	2457	3,06

Número total de restrições do conjunto $\mathcal{R}_G + \mathcal{R}_H$ no problema: 80183 restrições (120 restrições adicionais).

Observa-se um aumento de 66 restrições ativas em relação ao caso (5.1.7) anterior, mas se considerarmos que este problema da Etapa Hidráulica possui mais de 80 mil restrições (mais que o dobro do caso anterior), esse aumento quase é insignificante.

É importante destacar que, como esperado, a maioria das restrições hidráulicas relaxadas não são de fato ativas na solução fornecida pelo modelo de otimização. E os reservatórios de acumulação apresentam níveis de armazenamento praticamente constantes ao longo do horizonte de programação.

E ainda, o redespacho provocado pela restrição hidráulica afeta diretamente as usinas imediatamente à montante e jusante, entretanto, os desvios verificados em relação a solução sem estas restrições (caso anterior) são mínimos. As consequências desse redespacho para as demais usinas do SIN é muito pequena ou quase inexistente.

5.3 Usinas Hidrelétricas Desagregadas

Para avaliarmos o impacto da modelagem de subusinas, este exemplo mostra as usinas hidrelétricas de Chavantes e Rosana situadas no rio Paranapanema, modeladas primeiramente como usinas sem desagregação, e em seguida tratadas através de um modelo com usinas desagregadas.

As usinas foram desagregadas com as subusinas representando exatamente meia usina, isso em termos de número de máquinas. Cada uma destas usinas estão conectadas a dois barramentos, um conectado ao sistema de transmissão do Sudeste e outro conectado ao sistema do Sul. Na Figura 5.39 tem-se representada a curva de demanda de carga para as usinas de Chavantes e Rosana, tendo sido esta curva ajustada a partir da geração total destas duas usinas no caso base. Utilizou-se os mesmos dados das usinas do caso base (Apêndice A).

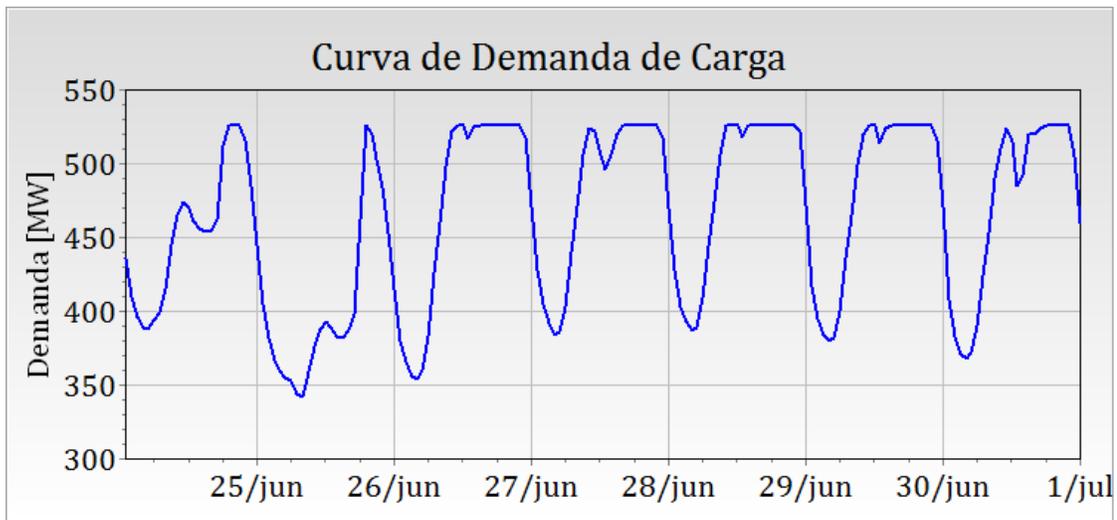
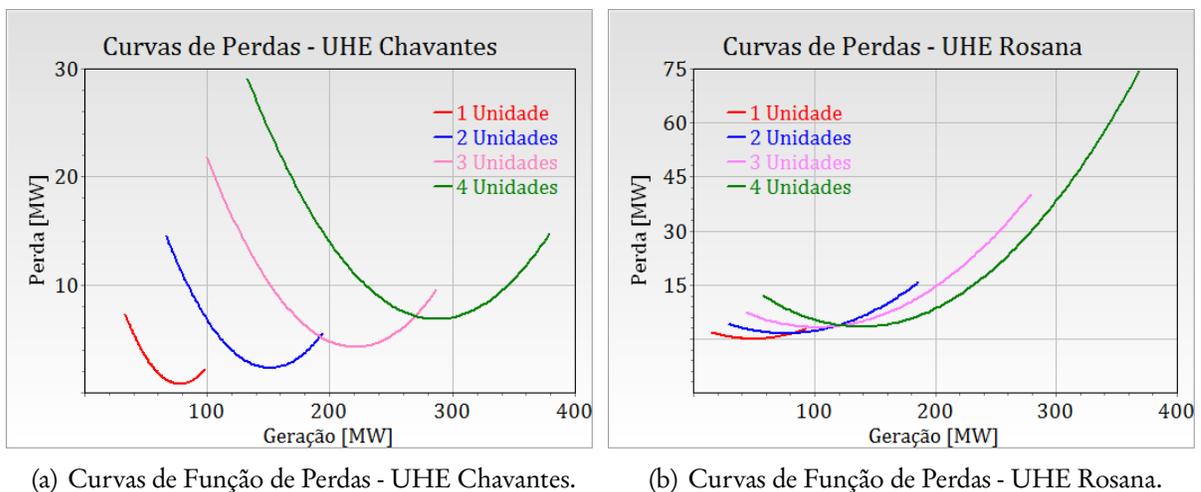


Figura 5.39: Curva de demanda de carga.

No caso deste exemplo, quando uma subusina estiver operando com duas máquinas, o seu despacho será otimizado através da função de perdas para duas máquinas em operação, já calculadas para o modelo *Integral* (figuras 5.40(a) e 5.40(b)), e quando estiver operando com uma máquina, será utilizada a função de perda de uma máquina. Esta modelagem faz algumas simplificações, pois está se desagregando algo que na realidade não é desagregável, dado que a produção em uma máquina é influenciada pela operação em outras unidades através do canal de fuga comum. Porém, tem-se a expectativa de que esta desagregação simplificada gera uma solução que não se afaste significativamente da solução do modelo *Integral* e que mantenha as mesmas características destacadas no caso base.



(a) Curvas de Função de Perdas - UHE Chavantes.

(b) Curvas de Função de Perdas - UHE Rosana.

Figura 5.40: Curvas de Função de Perdas.

Foi considerado um horizonte de estudo de 168 horas, e foram considerados quatro casos. No primeiro considera-se as usinas sem desagregação; no segundo considera-se as usinas desagregadas com o despacho de máquinas independente para cada subusina; o terceiro caso considera as usinas desagregadas mas o despacho de máquinas inicializado a partir do despacho de máquinas obtido pelo modelo *Integral*; o último caso considera as usinas desagregadas e com restrições adicionais.

1. **Usinas sem desagregação:** O sistema com as duas usinas foi resolvido, com a otimização do despacho de máquinas e de geração, e em seguida foi simulado para verificar as condições das restrições hidráulicas.

As Figuras (5.41) e (5.42) apresentam as curvas de despacho de geração, e as Figuras (5.43) e (5.44) mostram os despachos de número de máquinas, para as usinas de Chavantes e Rosana.

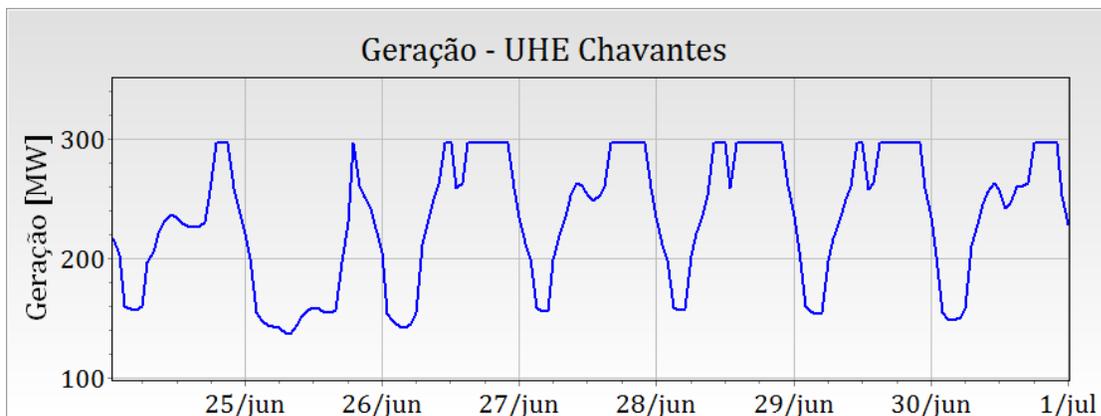


Figura 5.41: Despacho de geração - UHE Chavantes.

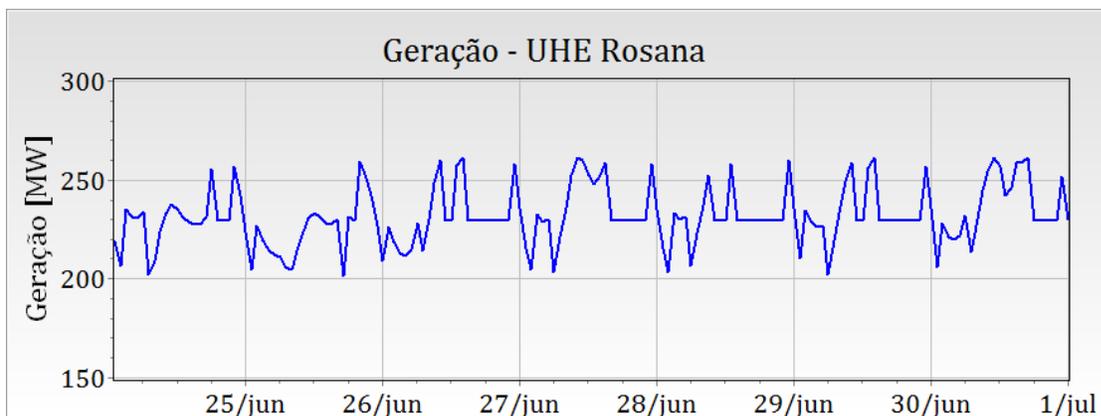


Figura 5.42: Despacho de geração - UHE Rosana.

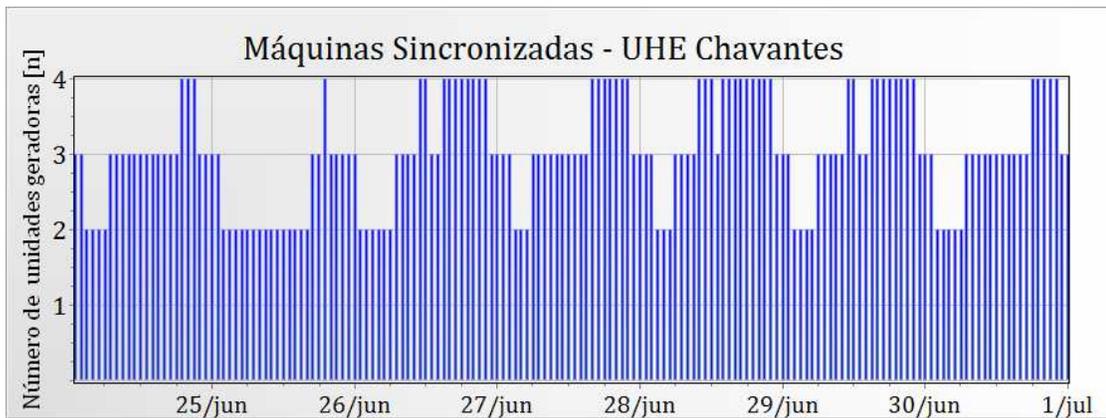


Figura 5.43: Despacho de número de máquinas - UHE Chavantes.

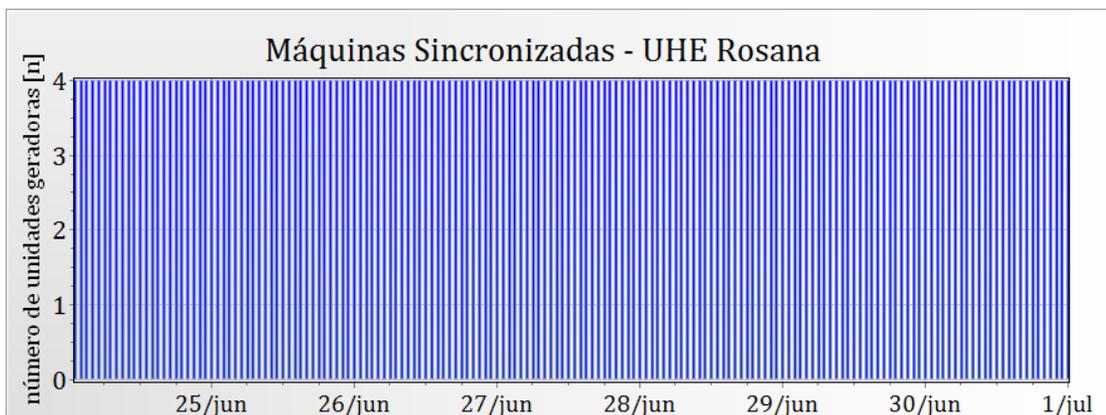


Figura 5.44: Despacho de número de máquinas - UHE Rosana.

- Para este estudo de caso, a perda média do sistema foi de 20,28 MW.

2. **Usinas desagregadas: Despacho de Máquinas Independentes** Neste estudo foram consideradas quatro subusinas (duas de Chavantes e duas de Rosana), todas com duas máquinas cada. Este sistema foi tratado pelo modelo *Desagregado*, no qual os despachos de máquinas iniciais foram obtidos pelos procedimento descrito na seção (4.2), ou seja, cada subusina inicializa independentemente o seu despacho de máquinas. As soluções de despacho de geração e de número de máquinas obtidas neste estudo de caso estão apresentadas nas Figuras (5.45), (5.46), (5.47) e (5.48).

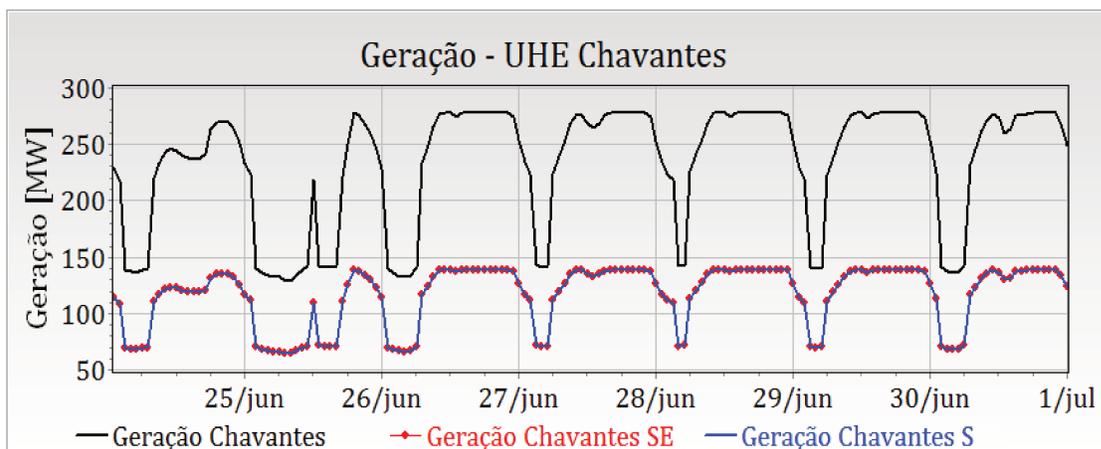


Figura 5.45: Despacho de geração - UHE Chavantes.

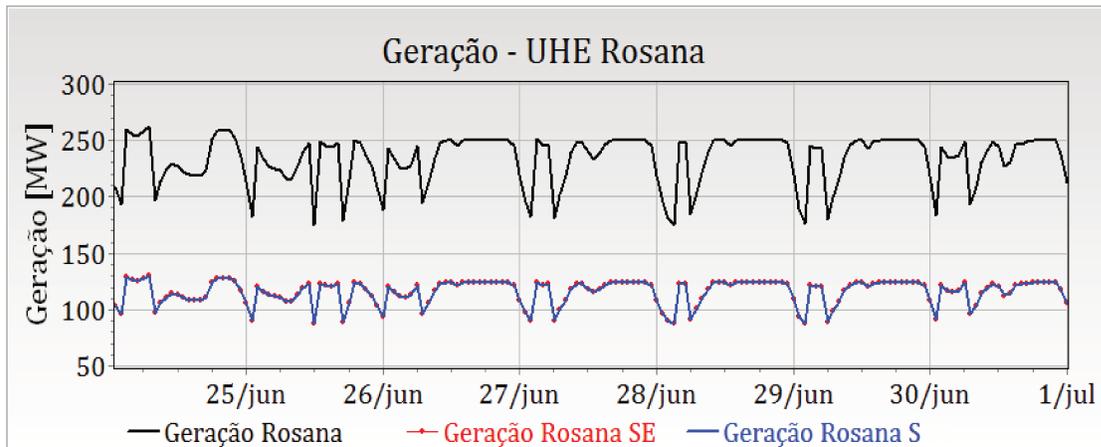


Figura 5.46: Despacho de geração - UHE Rosana.

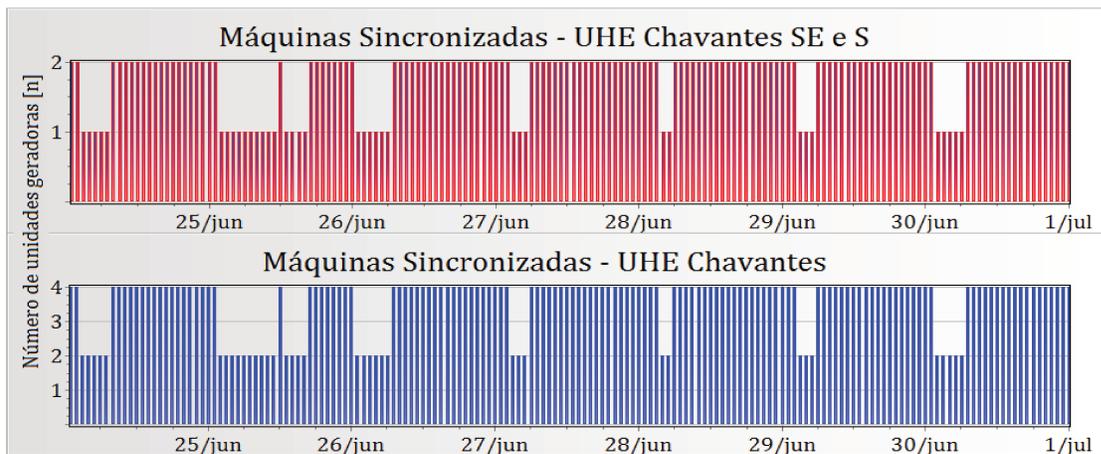


Figura 5.47: Despacho de número de máquinas - UHE Chavantes.

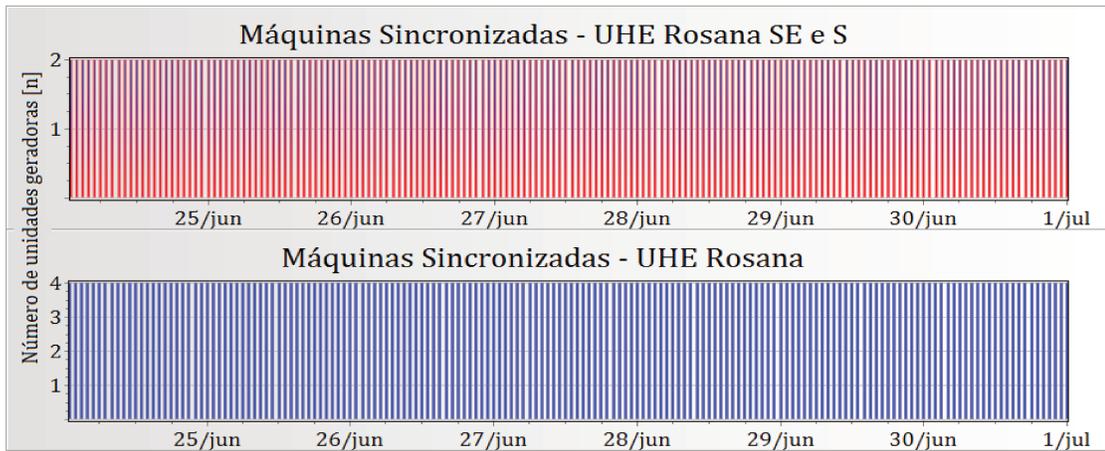


Figura 5.48: Despacho de número de máquinas - UHE Rosana.

Observa-se que os despachos de máquina e de geração das subusinas de uma mesma usina possuem comportamentos idênticos. E ainda, os perfis das curvas de geração das subusinas são semelhantes ao perfil da curva de geração da usina "inteira" e fazem o acompanhamento da carga, como no caso base.

Quando comparado com os resultados do modelo *Integral*, nota-se que o modelo *Desagregado* tende a despachar mais unidades geradoras, principalmente nos intervalos em que o modelo *Integral* despachou um número ímpar de unidades.

As Figuras (5.49) e (5.50) apresentam um comparativo entre os despachos de geração das usinas do caso sem agregação (item 1) com o despacho deste caso desagregado. Observa-se que os despachos realizados são diferentes.

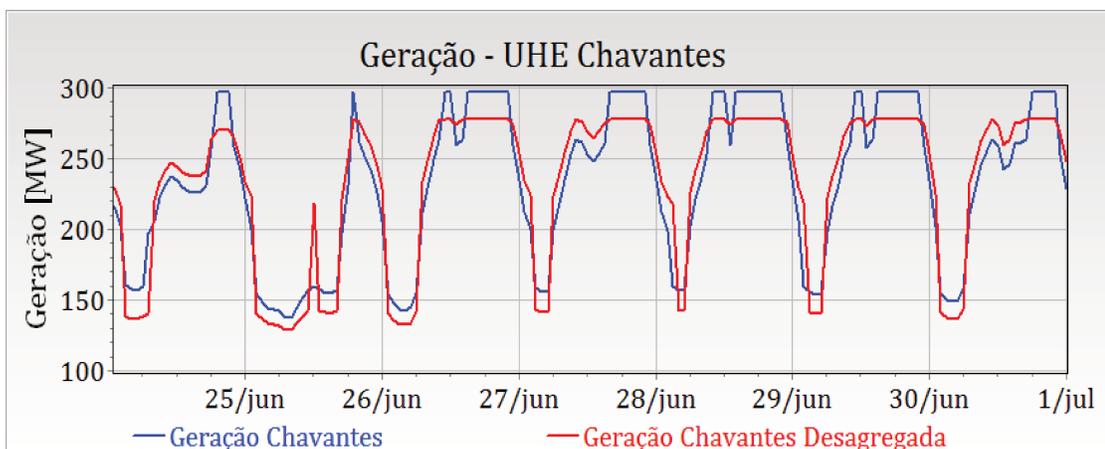


Figura 5.49: Despacho de geração - UHE Chavantes.

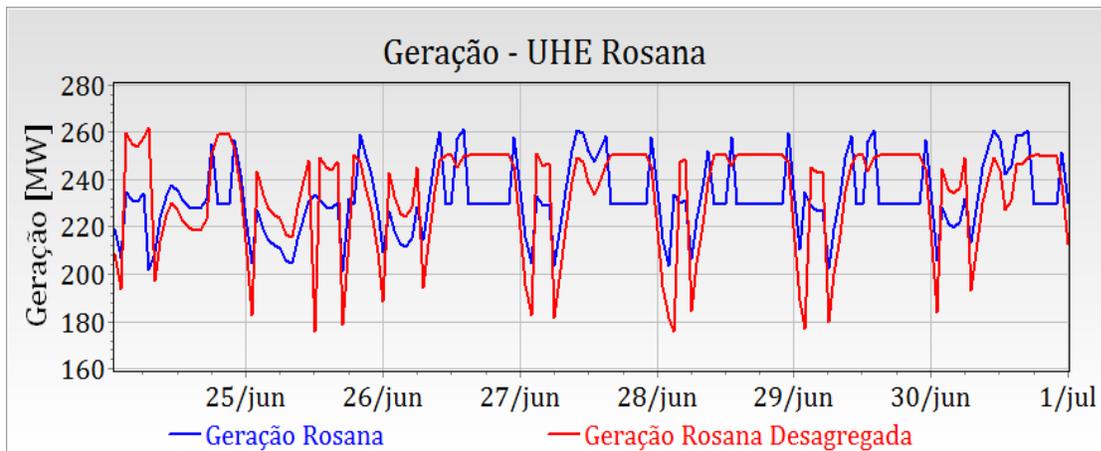


Figura 5.50: Despacho de geração - UHE Rosana.

Em termos de perdas houve um acréscimo em torno de 2 MW médios, e quando comparado com a demanda média de 465 MW, equivale a 0,43 %.

3. **Usinas desagregadas: Despacho de Máquinas do modelo *Integral*** Este caso tratou do mesmo sistema de subusinas do item anterior, mas inicializando com o despacho de máquinas do modelo *Integral*. A inicialização seguiu a seguinte regra:

- a) Nos intervalos de tempo que o modelo *Integral* despachou um número par de máquinas, estas são divididas igualmente entre as subusinas;
- b) Nos intervalos com despacho com número n ímpar, arbitra-se um valor inteiro de $\frac{n}{2}$ para uma subusina, e a diferença na outra subusina. Por exemplo, para $n = 3$, aloca-se duas máquinas para uma subusina e uma máquina para outra subusina.

Para este despacho de máquinas obteve-se o despacho de geração mostrados nas Figuras (5.51) e (5.52). Neste caso a solução desagregada tem o mesmo despacho de máquinas e pequenas variações nas curvas de geração.

Em termos de aumento nas perdas, tem-se um acréscimo de 0,09 MW, e comparada à demanda tem-se um acréscimo da ordem 0,02 % da demanda média.

Esta inicialização a partir da solução do modelo *Integral*, no entanto, pode não ser factível devido a restrições específicas das subusinas. Neste caso, para estas usinas uma alternativa é adotar a inicialização independente apresentada no item anterior. Destes dois casos destaca-se que o processo de inicialização tem influência na solução obtida, e é um tópico que merece a investigação de outras estratégias de inicialização e/ou cálculo do despacho de máquinas.

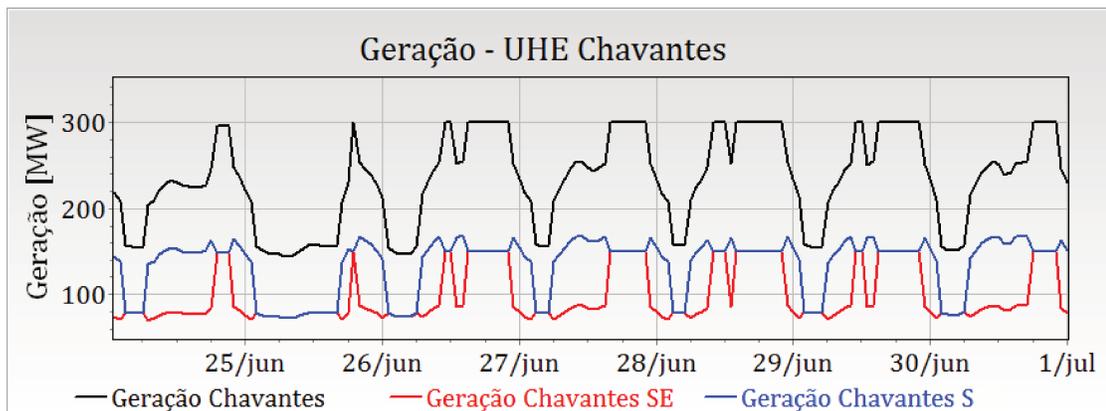


Figura 5.51: Despacho de geração - UHE Chavantes.

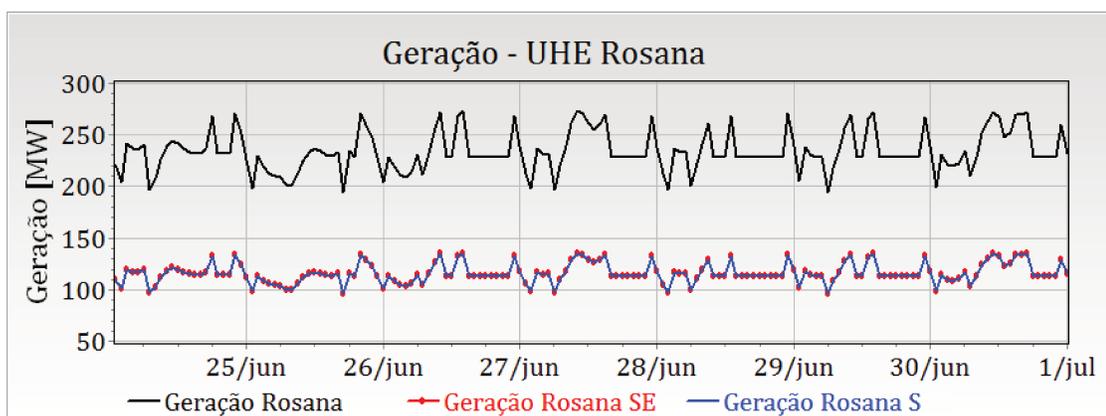


Figura 5.52: Despacho de geração - UHE Rosana.

As Figuras 5.53 e 5.54 apresentam um comparativo dos despachos das usinas "inteiras" sem desagregação e os despachos agregados das subusinas desagregadas. Observa-se que os despachos são praticamente iguais.

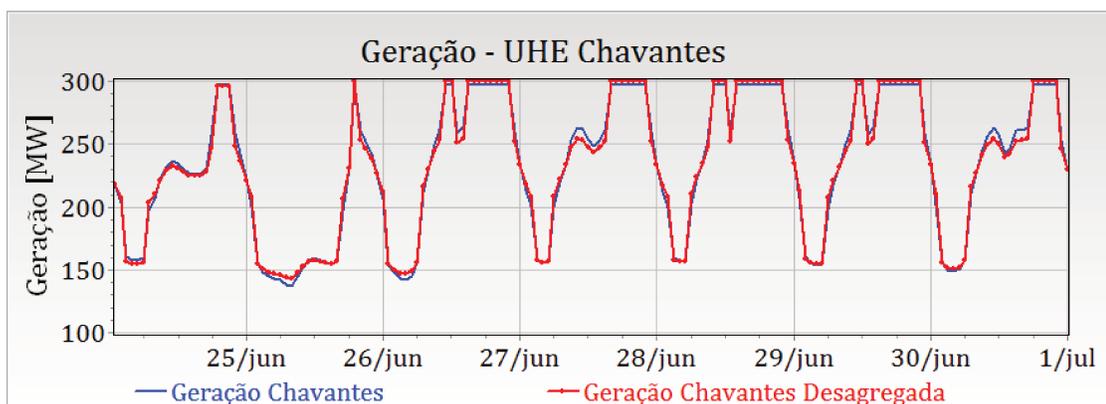


Figura 5.53: Comparando os despachos de gerações - UHE Chavantes.

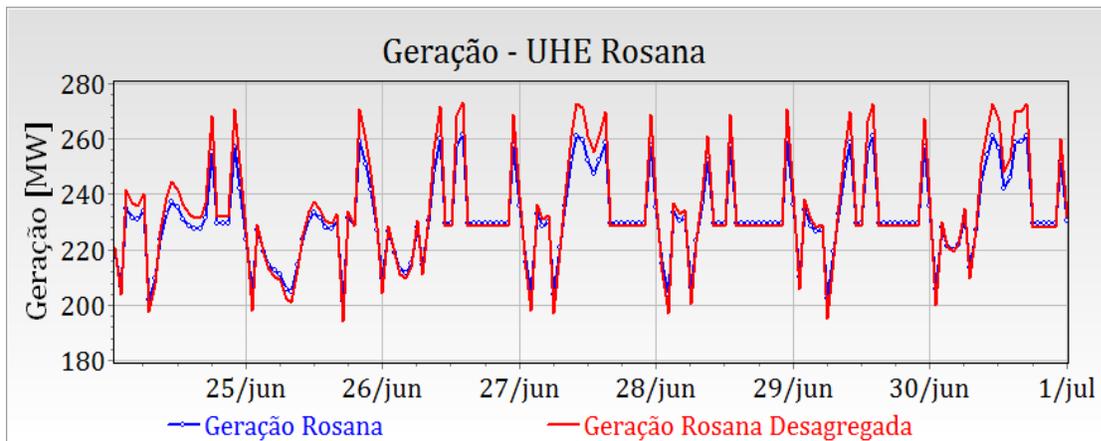


Figura 5.54: Comparando os despacho de gerações - UHE Rosana.

4. **Usinas Desagregadas com Restrições Adicionais:** O problema deste exemplo possui as mesmas subusinas do caso anterior, agora configurado da seguinte maneira: ao sistema foram acrescentadas restrições adicionais para simular uma violação de limite de transmissão ou uma restrição que exige uma maior geração em um dos barramentos. Neste caso, uma das restrições acrescentadas é a de geração mínima de 130 MW, durante todo o horizonte, na subusina de Chavantes S, simulando uma situação de exportação de energia para o subsistema Sul; outras duas são restrições de metas de geração nas duas subusinas de Rosana, sendo de 131,67 MW para a Rosana S e de 100 MW para a Rosana SE. Esta restrição atende a restrição de meta da usina de Rosana (de 231,67 MW, como nos exemplos anteriores), e simula uma solicitação de maior geração para a região Sul (a soma das metas das subusinas resulta na mesma meta da usina de Rosana, dos exemplos anteriores).

A solução do problema apresenta despachos de geração diferentes para cada uma das subusinas tanto em Chavantes (Figura 5.55), quanto em Rosana (Figura 5.56). Essa diferença é resultado das restrições incluídas no estudo de caso. Chavantes S despacha gerações acima de 130 MW médio o período todo, atendendo a restrição de geração mínima de 130 MW imposta no problema (observe que a restrição não impedia gerações maiores que 130 MW, entretanto o maior valor verificado foi de 131,3 MW). Assim, Chavantes SE tem um despacho que faz o acompanhamento da demanda de carga e atende a restrição de meta da usina de Chavantes. O despacho de Rosana S e Rosana SE atendem as restrições de metas individuais por subusinas. Observa-se ainda que o acompanhamento de carga é feito principalmente pelas subusinas Chavantes SE e Rosana SE.

O despacho de máquinas das subusinas atende o despacho de geração, ou seja, as gerações

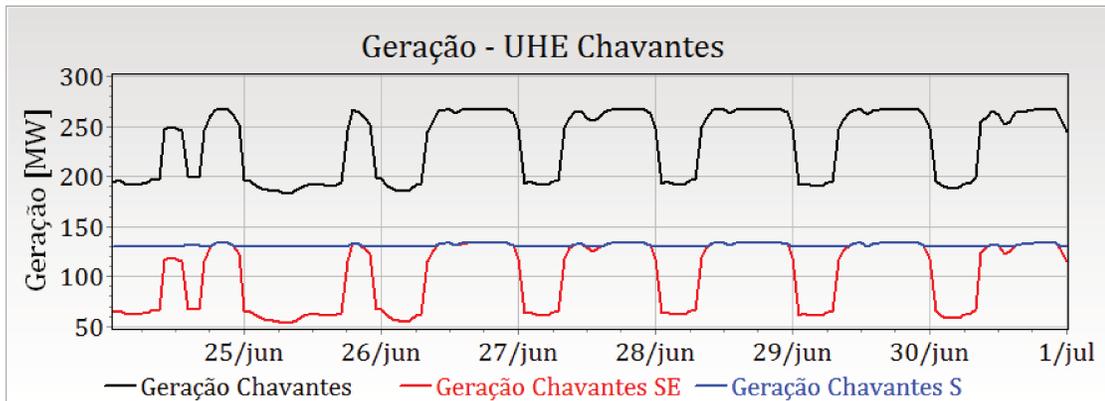


Figura 5.55: Comparando os despachos de gerações - UHE Chavantes.

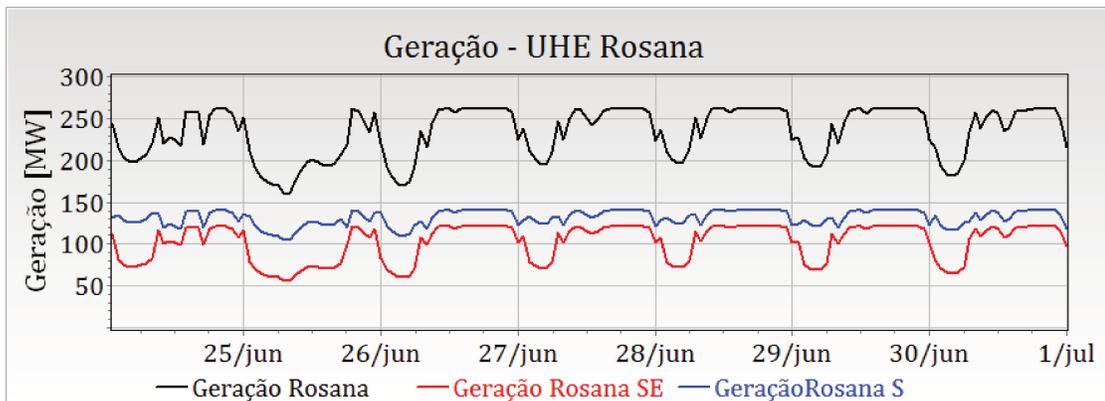


Figura 5.56: Comparando os despacho de gerações - UHE Rosana.

de Rosana SUL e Chavantes SUL obrigam estas usinas a despacharem todas as máquinas (2 unidades), enquanto isso, o acompanhamento de carga feito pelas subusinas de Chavantes SE e Rosna SE obriga-as a partirem e pararem máquinas durante a operação.

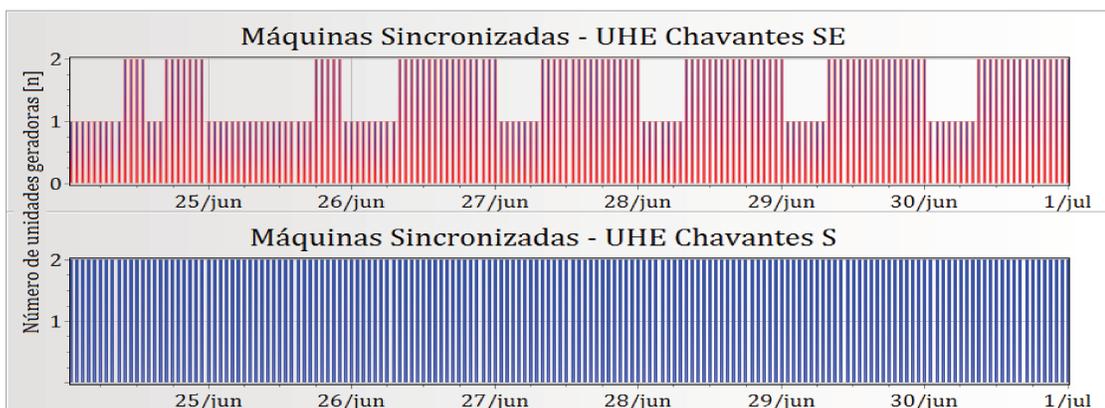


Figura 5.57: Comparando os despachos de número de máquinas - UHE Chavantes.

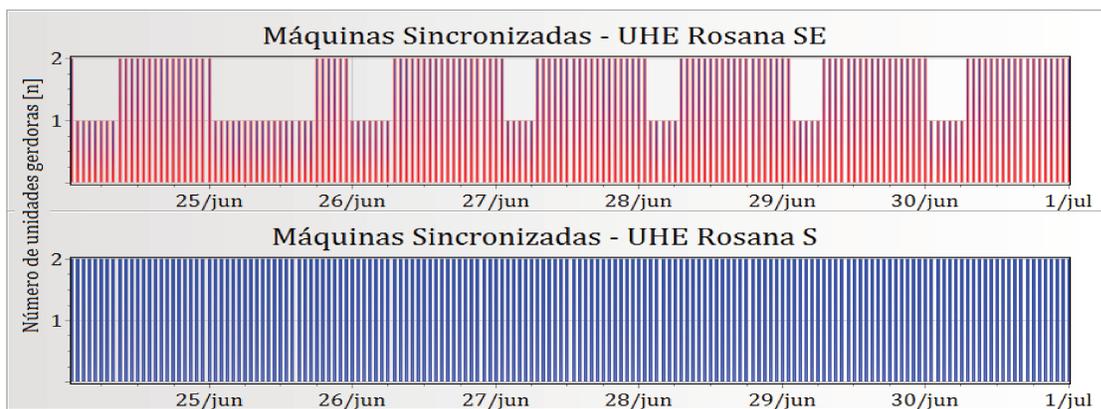


Figura 5.58: Comparando os despachos de número de máquinas - UHE Rosana.

A perda média do sistema foi de 24,90 MW, um acréscimo de 4,62 MW em relação ao modelo *Integral*. Este valor representa 5,35 % da demanda média do sistema.

6 *Programa Computacional*

Neste capítulo apresenta-se o programa computacional que foi implementado baseada na metodologia proposta nesta tese. Ele é atualmente composto por três módulos principais: um módulo para a definição das funções de perdas de geração utilizadas pelo otimizador, denominado módulo de *Função de Perdas*; o módulo de otimização do despacho de número de máquinas e de geração denominada *HydroDesp 2*; e um módulo de simulação hidráulica, denominado módulo *Simulador CP*, para a identificação e definição das restrições hidráulicas. Estes módulos fazem parte de um programa principal chamado HydroLab, que é um sistema de suporte à decisão para o planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos (Cicogna 2003).

6.1 *HydroLab*

O *HydroLab* é um sistema de suporte de decisão, e seu desenvolvimento tem sido feito a mais de uma década no *Laboratório de Coordenação da Operação de Sistema Eletroenergéticos (COSE)*. O sistema tem a sua implementação feita no ambiente de desenvolvimento gráfico Borland C++ Builder 5 ((Hollingworth et al. 2000) e (Schildt et al. 2001)). Quando do início de desenvolvimento do sistema, as características deste ambiente de programação o colocaram como uma das melhores ferramentas existentes para esse fim. O C++ Builder apresenta uma grande facilidade para o desenvolvimento de interfaces gráficas voltadas ao ambiente Windows. Além dos módulos que compõe a programação da operação (*Função de Perdas*, *HydroDesp 2* e *Simulador CP*), o *HydroLab* possui outros módulos para estudos de planejamento da operação energética, e também um banco de dados com o cadastro das usinas hidrelétricas do SIN, que alimenta todos os módulos.

6.1.1 Interface Gráfica

A interface gráfica do *HydroLab* é uma das principais características que tornam o programa de uso atrativo. Ela possui recursos de configuração dos dados e visualização gráfica dos resultados, que facilitam a realização de diversos estudos de grande porte com uma grande facilidade de análise dos resultados. Faz-se aqui uma breve descrição da interface gráfica desenvolvida dos módulos *Função de Perdas*, *HydroDesp 2* e *Simulador CP* utilizados neste trabalho.

De acordo com a descrição da modelagem feita nos capítulos anteriores, a natureza do conteúdo dos estudos de otimização é baseada na escolha de uma coleção de informações armazenadas no banco de dados. Essas informações podem necessitar sofrer algum tipo de alteração antes que se sejam utilizados pelos modelos. Depois de executado o modelo, deseja-se que o ambiente computacional forneça ferramentas de análise compostas por tabelas, gráficos e relatórios.

Todos os módulos possuem uma aba de dados e outra de resultados. Na aba de dados, pode-se escolher as usinas que compõe o estudo de caso e alterar as configurações do estudo. As opções de configurações dependem do módulo utilizado em questão. Na aba de resultados tem-se as saídas dos modelos. No módulo *Funções de Perdas*, os resultados são as curvas ajustadas para cada conjunto de unidades geradoras das usinas. Nos módulos *HydroDesp 2* e *Simulador CP*, tem-se os resultados da programação da operação, tais como número de máquinas, geração, perdas e volume dos reservatórios.

6.2 Função de Perdas

O módulo *Função de Perdas* é uma ferramentas que permite definir as funções de perdas para cada uma das configurações de conjuntos de unidades geradoras das usinas hidrelétricas. Estas funções de perdas representam uma das parcelas da função objetiva que o módulo *HydroDesp 2* utiliza para a otimização. Detalhes sobre a modelagem e técnica de solução empregadas na determinação dessas curvas foram apresentados na seção 3.3.1.3.1.1.

6.2.1 Dados

A Figura 6.1 mostra a tela de dados do módulo, onde é possível definir as usinas do estudo. Alguns dados são apenas informativos, como o código ANEEL da usina, o código de subsistema

e a potência instalada da usina hidrelétrica. Outros são configuráveis, como os dados de volumes iniciais e a potência mínima da usina, e são necessários para o modelo de curva de perdas. Os dados de volume inicial podem ser inseridos manualmente ou importados de um outro estudo de *Função de Perdas*, de um estudo do *HydroDesp 2*, de um estudo do *Simulador CP* ou ainda através da importação de um banco de dados.

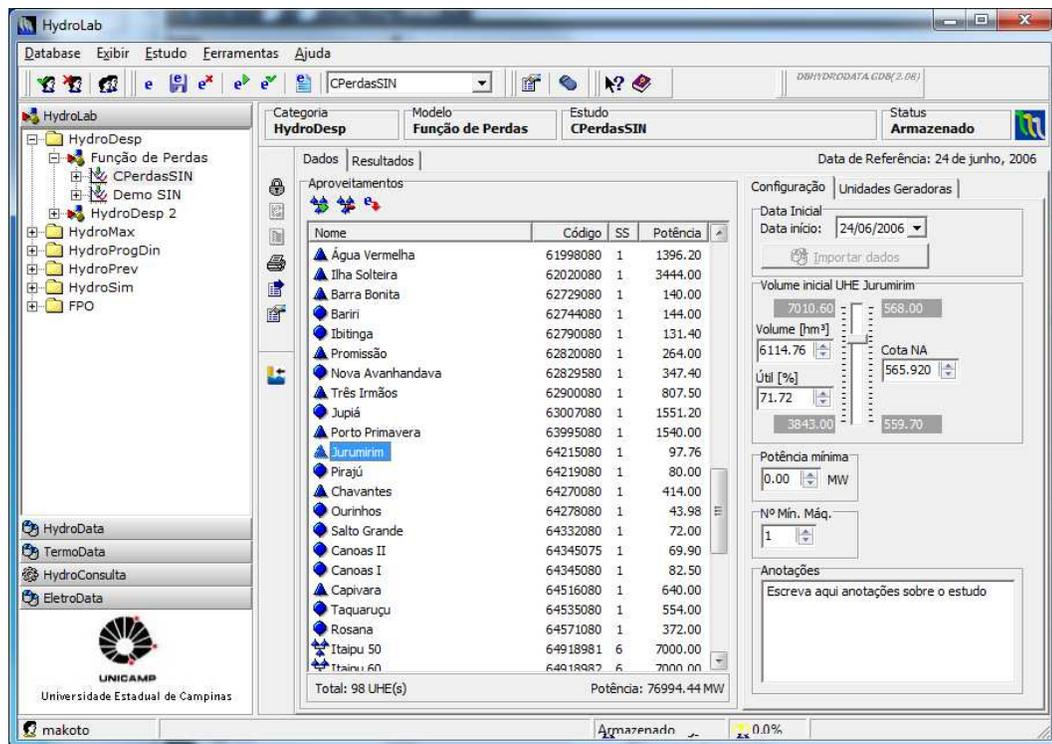


Figura 6.1: Dados da *Função de Perdas*.

6.2.2 Resultados

Com o estudo configurado, a execução é muito rápida, feita em segundos para estudos com as usinas hidrelétricas do SIN. A metodologia de cálculo se baseia na simulação da operação das usinas hidrelétricas, partindo de um estado inicial de armazenamento dado, operando com as configurações de número de máquinas variando do número mínimo até o máximo, e variando a turbinagem na sua faixa de operação. O detalhamento da modelagem considerada chega até a nível de unidades geradoras, com a utilização de curvas colinas para o cálculo dos rendimentos das unidades geradoras. Ao executarmos um estudo, tem-se calculadas, para cada uma das configurações de número de máquinas, e para toda a faixa de turbinagem, todas as parcelas de perdas definidas na modelagem; e assim, tem-se as funções de perdas que representam as perdas

totais em função da potência (turbinagem) da usina para cada uma das configurações de número de máquinas.

Na tela de resultados, pode-se visualizar graficamente ou na forma de tabelas, os resultados desta simulação. A Figura 6.2, mostra os resultados da simulação da usina operando com a configuração de 1 unidade geradora. São listados valores de turbinagem (Q), potencia gerada (P), altura de queda líquida (hl), rendimento do conjunto (η), perda no canal de fuga (p_{CF}), perda hidráulica nos condutos forçados (p_H), perda de rendimento (p_{Rend}) e as perdas totais (p_{Total}), na forma de tabela.

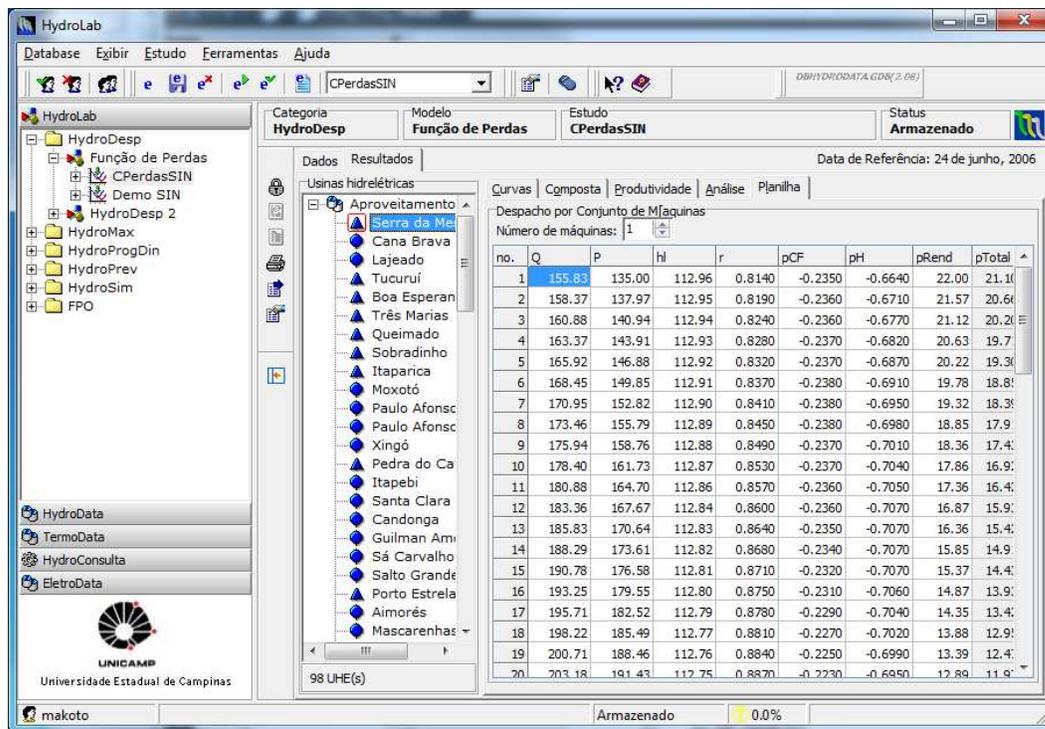


Figura 6.2: Resultados da *Função de Perdas* (tabela).

Na Figura 6.3, tem-se uma visualização gráfica dos resultados, com destaque para as parcelas de perdas já detalhadas no Capítulo 3. Esta tela permite a visualização para cada uma das configurações de número de máquinas possíveis, e ainda permite que cada uma das funções de perdas seja ajustada com um grau de polinômio diferente do padrão (grau 2).

As funções de perdas ajustadas neste módulo são utilizadas pelo módulo *HydroDesp 2* na forma de funções objetivas para a otimização do problema. Nesse sentido, uma análise detalhada das funções ajustadas é sempre necessária para garantir a convergência do módulo de otimização.

Um outro resultado fornecido pelo módulo de *Função de Perdas* que é utilizado pelo módulo

HydroDesp 2 são os limites de potência por configuração de unidades geradoras. A potência possível de ser gerada por uma unidade geradora depende da altura de queda considerada. Assim, para cada estado inicial dos reservatórios, tem-se uma estimativa de potência mínima e máxima diferentes, para cada uma das configurações de máquinas.

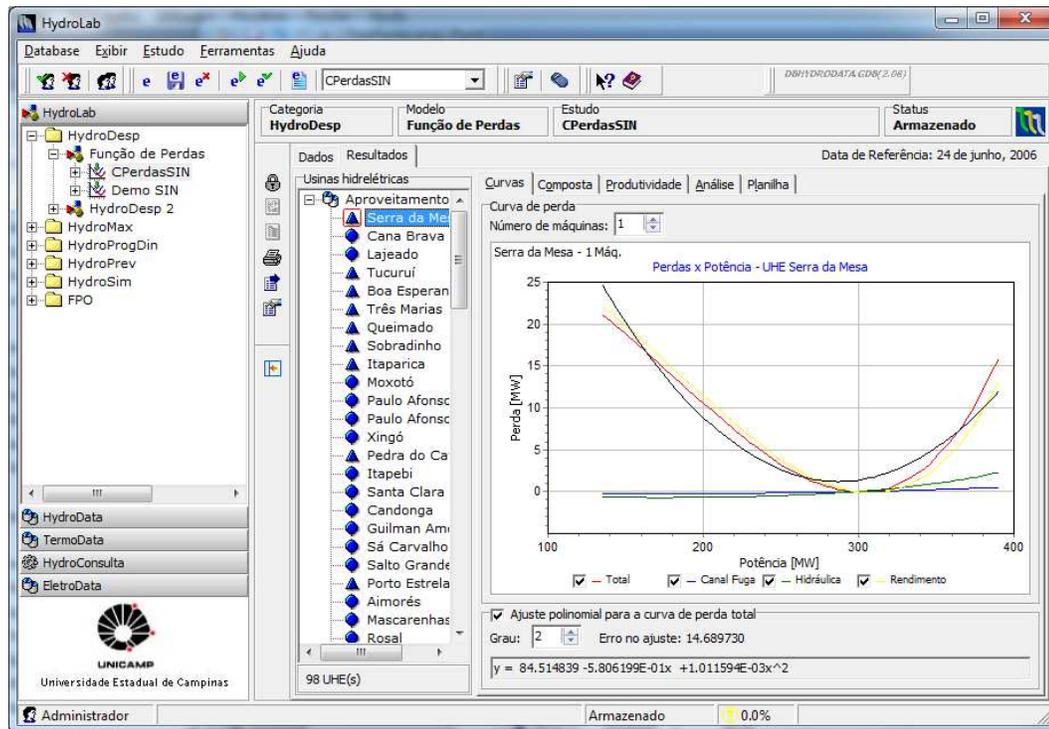


Figura 6.3: Resultados da *Função de Perdas* (gráfico).

6.3 *HydroDesp 2*

A primeira versão deste módulo (*HydroDesp 1*) utilizava a Relaxação Lagrangeana como método de despacho de geração, e apenas restrições de metas e demandas eram consideradas. A metodologia implementada no *HydroDesp 2* é a descrita nesta tese. A resolução do despacho de geração utiliza o conceito de Conjuntos Ativos \mathcal{C}_A , *Método de Relaxação das Restrições (MRR)* e *Método de Newton (MN)*. E para o despacho de máquinas, além das metodologias descritas neste trabalho (\mathcal{P}_{DMb} e \mathcal{P}_{DMd}), tem-se implementada uma metodologia baseada em Algoritmo Genético, fruto de outro trabalho de tese em desenvolvimento no laboratório. Ainda, o *HydroDesp 2* permite a inclusão de restrições de rampa, de reserva, restrições adicionais de geração, e também as restrições hidráulicas. E ainda, podem ser feitos estudos com subusinas tendo metas individuais ou metas por usina.

6.3.1 Dados

A tela de dados deste módulo é apresentada na Figura 6.4. Nela, tem-se em destaque a aba "Cenário", onde se encontra a configuração das usinas e do horizonte de estudo. Definem-se aqui as usinas participantes, a data inicial e o horizonte do estudo, sendo a discretização em base horária. A adaptação a outras discretizações não apresenta dificuldades.

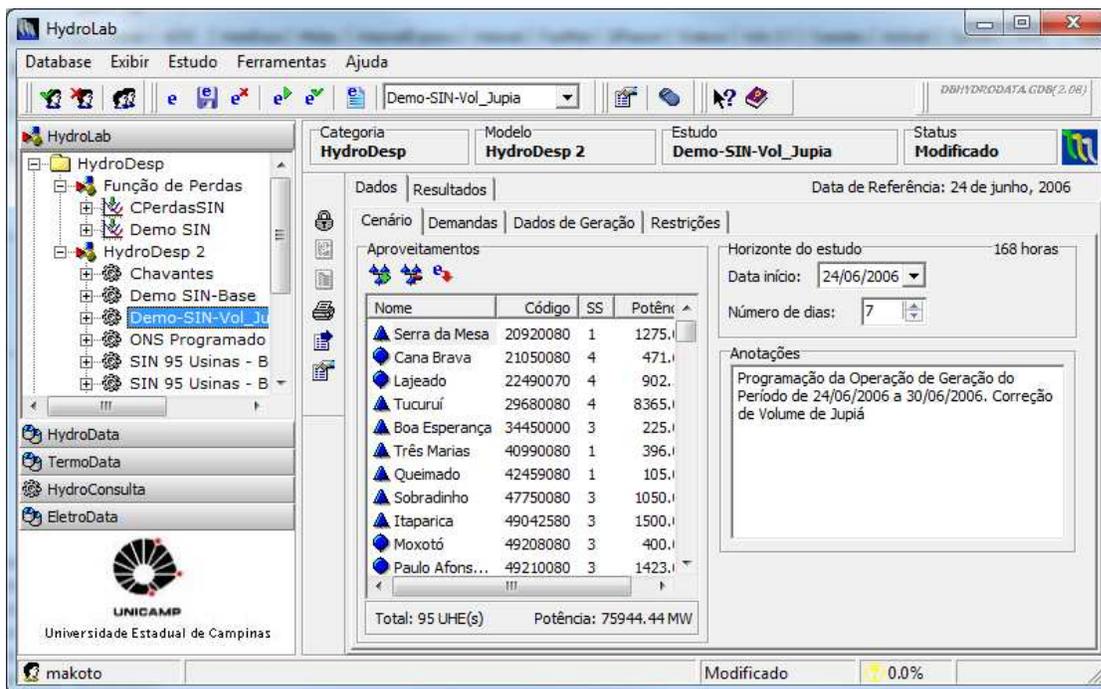


Figura 6.4: Dados do *HydroDesp 2*.

Na tela da aba "Demandas" mostrada na Figura 6.5, define-se uma curva de demanda de carga a ser atendida pela geração das usinas do estudo, e ela é discretizada em base horária. A restrição de demanda pode ser desativada no estudo individualmente por intervalo. Neste caso, a programação do despacho de geração das usinas resultantes tende a ser constante ("flat"), com o valor dada pela meta de geração das usinas.

Na tela seguinte, mostrada na Figura 6.6(a), tem-se as metas de geração das usinas. Elas definem a geração média para cada uma das usinas. É possível obter-se um resultado com as metas desativadas, e neste caso teríamos uma solução onde a geração média de cada usina seria definida pela função de perdas.

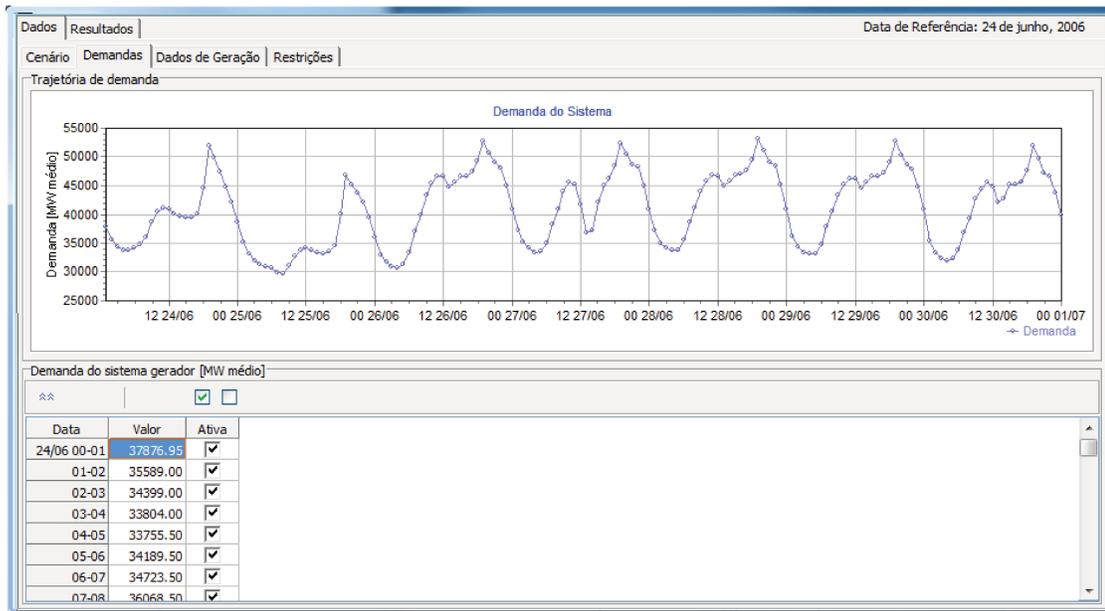


Figura 6.5: Dados de Demandas de carga do *HydroDesp 2*.

Geralmente durante a fase de programação da operação, as disponibilidades de número de máquinas são conhecidas e dependem de fatores como a programação de manutenção. A Figura 6.6(b) mostra a aba onde pode-se configurar este dado no problema.

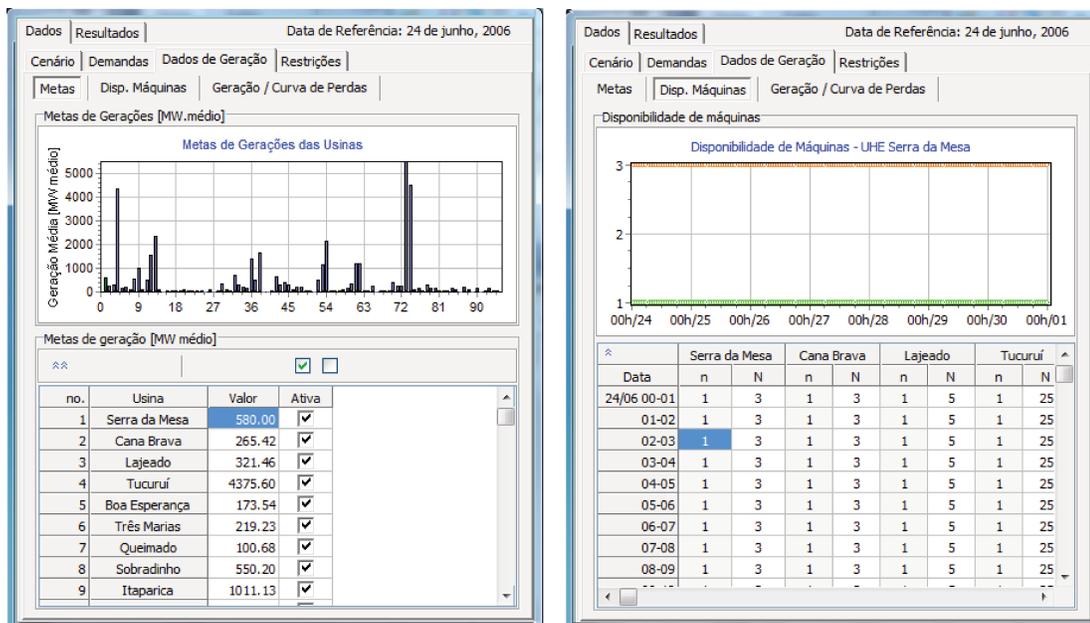
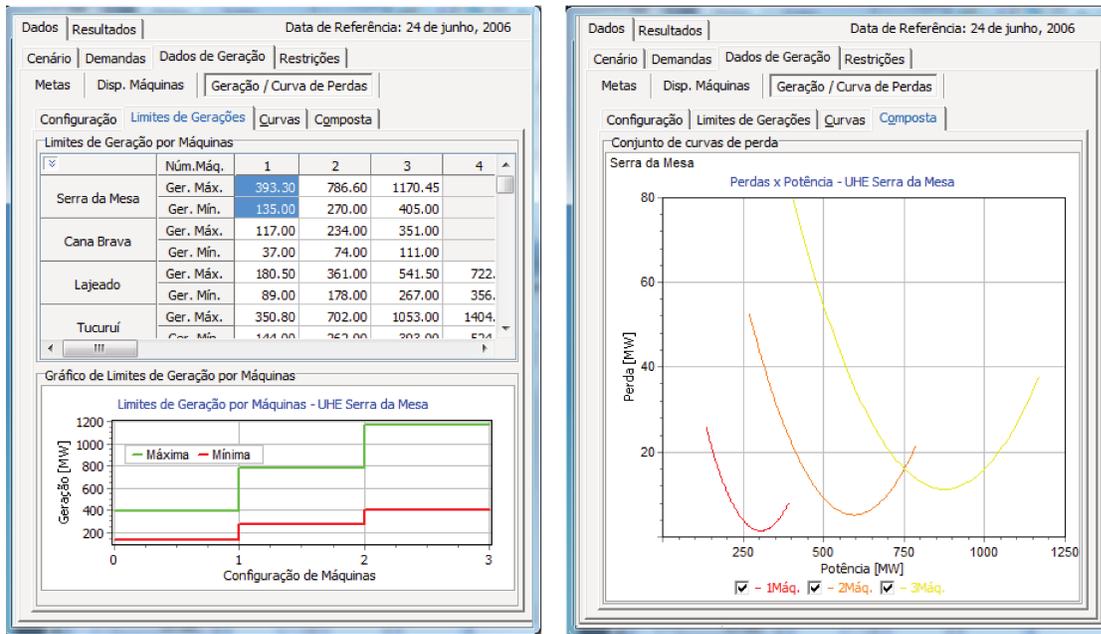


Figura 6.6: Dados de metas e disponibilidade de máquinas.

A Figura 6.7 apresenta os dados de funções de perdas (Figura 6.7(b)) e limites de geração (Figura 6.7(a)), resultantes do módulo *Função de Perdas*. Pode-se, a critério do operador, alterar manualmente os valores destes limites.



(a) Limites de Geração.

(b) Funções de Perdas.

Figura 6.7: Dados de limites de geração e funções de perdas.

No módulo *HydroDesp 2* é possível a inclusão de restrições do tipo *Rampa*, *Reserva* e *Geração Conjunta* através da tela "Restrições" mostrada na Figura 6.8. Toda restrição tem um tipo (de rampa, de reserva ou de geração), um intervalo de validade (Início e Final), um valor da restrição, e um "flag" que indica se ela deve ou não ser considerada. Essa facilidade permite monitorar diversas restrições sem a necessariamente impô-la, o que pode ser interessante para a tomada de decisão. A restrição pertence a um grupo formado por uma ou mais usinas. Assim, deve-se criar o grupo primeiro, definir as usinas participantes, e definir as restrições que podem ser atribuídas ao grupo. Nesta figura tem-se duas restrições de geração conjunta (uma delas é a restrição dada pela Equação 5.2), e elas podem ser visualizadas na forma de gráficos. O gráfico mostra as restrições considerando os resultados atuais, neste caso o estudo já possui um resultado e por isso pode-se observar a geração conjunta das usinas respeitando a restrição considerada.

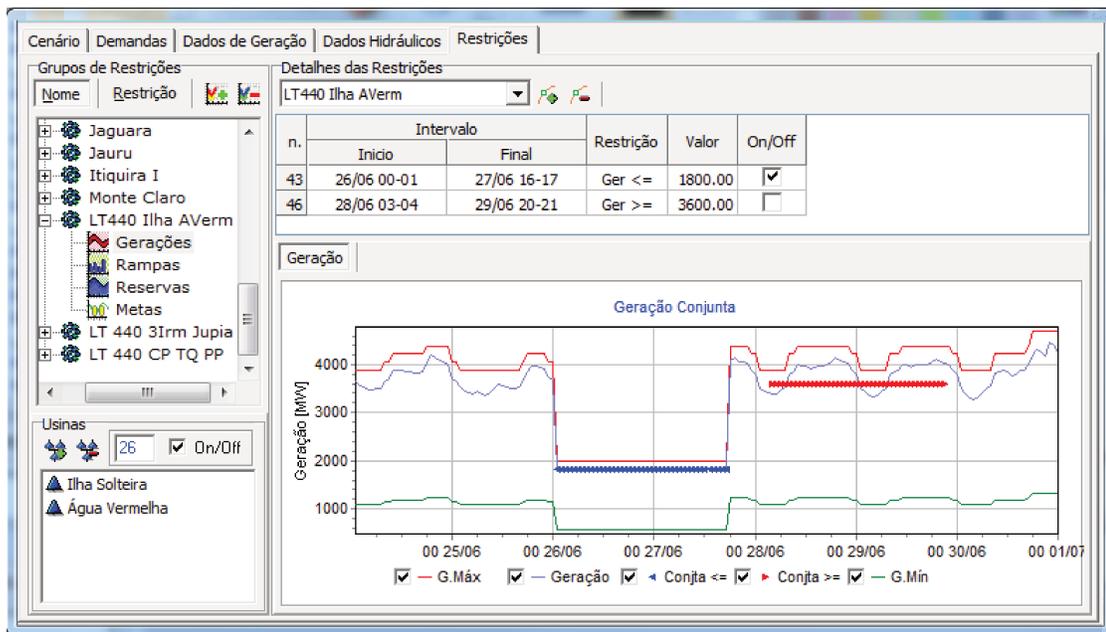


Figura 6.8: Restrições do *HydroDesp 2*.

Para realizar um estudo da *Etapa de Geração* (\mathcal{E}_G), a configuração dos dados descritos até este ponto são suficientes.

Na *Etapa Hidráulica* (\mathcal{E}_H), os dados hidráulicos: dados de volume armazenado x_0 ; de vazão incremental y_i ; de defluências passadas; o tempo de viagem da água entre os reservatórios; e ainda a produtividade das usinas, fornecidos pelo simulador hidráulico (*Simulador CP*) se encontram na aba "*Dados Hidráulicos*", como mostrada na Figura 6.9

Um estudo que utiliza o módulo de otimização *HydroDesp 2* pode ser configurado através dos seguintes passos:

1. Na aba "*Cenário*" localizada em "*Dados*", seleciona-se o conjunto de usinas hidrelétricas, configura-se uma data de início do estudo e o horizonte de otimização.
2. Na aba "*Demandas*", atribui-se uma curva de carga horária a ser atendida pela geração total das usinas selecionadas, conforme ilustrado na Figura 6.5.
3. Para cada uma das usinas selecionadas define-se valores de:
 - metas de gerações médias para o horizonte de otimização (metas do médio/longo prazo ou valor fornecido pelo *DECOMP*).

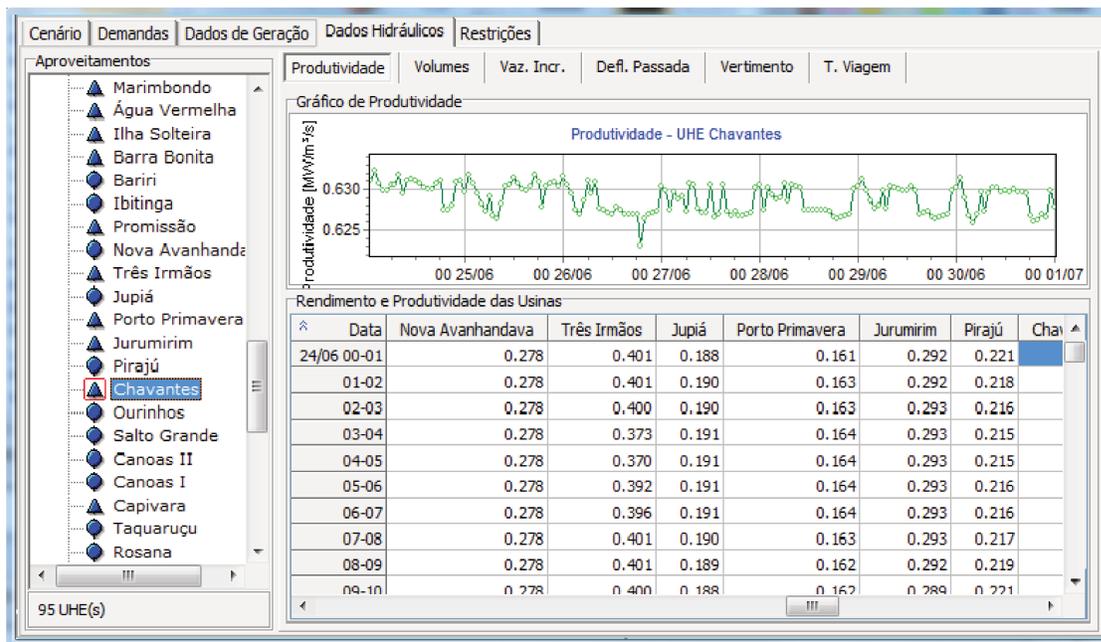


Figura 6.9: Dados do Simulador Hidráulico no *HydroDesp 2*.

- número de unidades geradoras disponíveis para cada intervalo do horizonte de otimização (Figura 6.6(b)).
 - Curvas de perdas, previamente calculadas no módulo *Função de Perdas*, para compor a função objetivo do modelo de otimização (Figura 6.7(b)).
 - Configurar os limites de geração mínima e máxima, que o módulo *Função de Perdas* fornece (Figura 6.7(a))
4. Define-se as restrições de rampa, reserva e geração conjunta (Figura 6.8)
 5. Definem-se os dados hidráulicos. (estes podem ser fornecidos após o térmico da *Etapa de Geração*, e são necessárias apenas na *Etapa Hidráulica*).

6.3.2 Resultados

A partir da execução do módulo *HydroDesp 2*, tem-se disponível a aba "*Resultados*", com os resultados da otimização na forma de gráficos e tabelas. Na aba "*Sistema*" tem-se as gerações totais, perdas totais do sistema, e as restrições do problema. Na Figura 6.10 tem-se as curvas de geração total e de demanda do sistema, e neste caso a curva de geração total do sistema é igual a curva de demanda de carga fornecida.

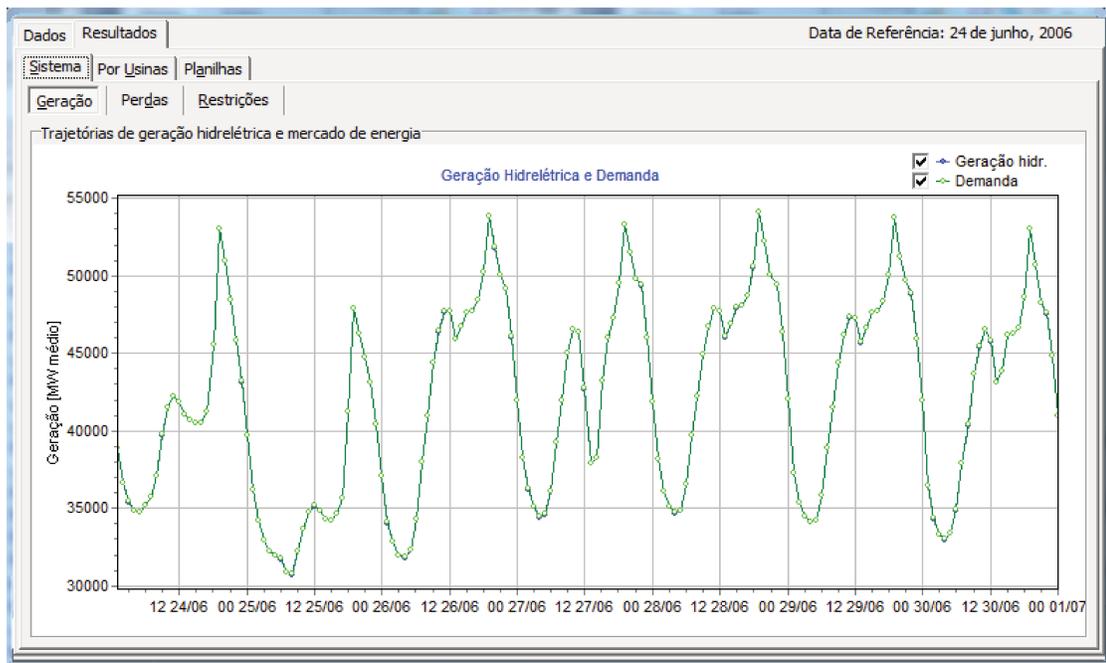


Figura 6.10: Geração Total suprindo a Demanda de Carga.

Na tela de resultados tem-se também uma aba com os resultados individualmente por usinas hidrelétricas. Pode-se verificar os resultados de despachos de geração, de número de máquinas, de perdas, e no caso da execução da *Etapa Hidráulica*, tem-se também os resultados de trajetórias de volume, vazões turbinadas e vertidas. A Figura 6.11 mostra os resultados de despacho de geração da usina de Ilha Solteira, do caso apresentado na seção 5.1.7.

Uma outra maneira de se visualizar os resultados é através de tabelas. A tela de resultados possui tabelas de resultados com dados de geração, número de máquinas, número de partidas e paradas, perdas, e informações de restrições ativadas. Ainda possui, para o caso da *Etapa Hidráulica*, os resultados da simulação hidráulica. Na Figura 6.12 tem-se a tabela de despacho de máquinas com informações de número de máquinas desligadas por manutenção "M" e por conveniência operacional "CO"; e ligadas como gerador "G" e como unidade síncrona "S".

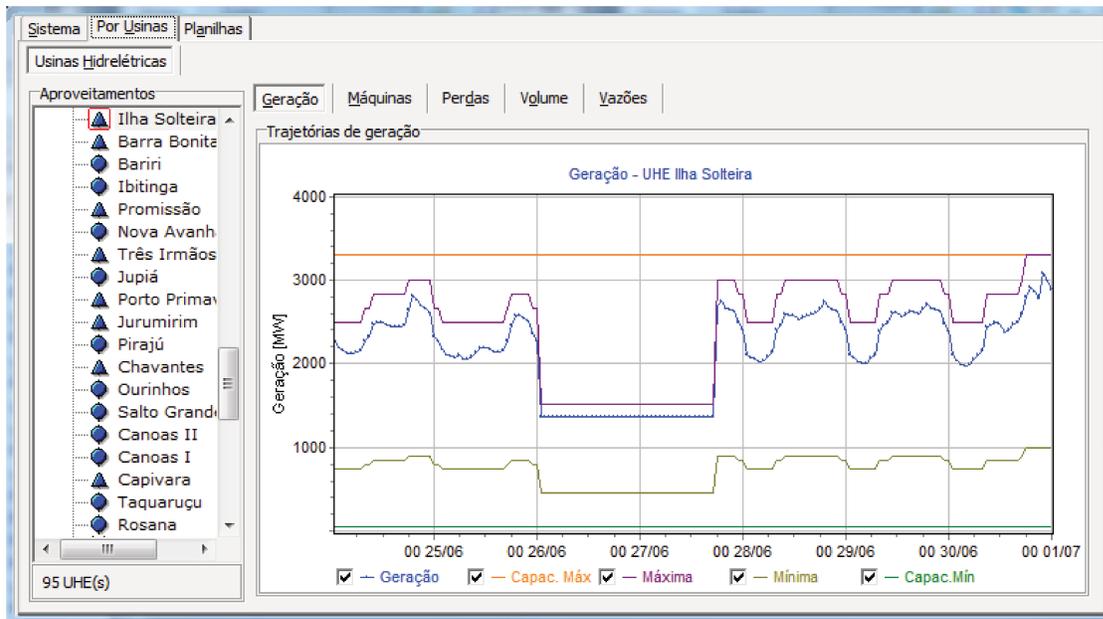


Figura 6.11: Geração da UHE Ilha Solteira - caso com restrição LT 440 kV.

Dados Resultados Data de Referência: 24 de junho, 2006

Sistema | Por Usinas | Planilhas

Ger. Hidro | Máquinas | Perdas | Volume | Defluência | Balanço | Custo | Restrições | Partidas & Paradas

Bando	Água Vermelha						Ilha Solteira				Barra Bonita				Bariri				Ibitinga			
	Ligadas		Deslig.		Ligadas		Deslig.		Ligadas		Deslig.		Ligadas		Deslig.		Ligadas		Deslig.		Ligadas	
Data	G	S	Co	M	G	S	Co	M	G	S	Co	M	G	S	Co	M	G	S	Co	M	G	S
24/06 00-01	4	0	0	0	6	0	5	0	15	0	3	0	1	0	1	0	2	0	0	0	0	3
01-02	4	0	0	0	6	0	5	0	15	0	3	0	1	0	2	0	1	0	0	0	0	3
02-03	3	0	0	0	6	0	5	0	15	0	3	0	1	0	2	0	1	0	0	0	0	3
03-04	3	0	0	0	6	0	5	0	15	0	3	0	1	0	2	0	1	0	0	0	0	3
04-05	3	0	0	0	6	0	5	0	15	0	3	0	1	0	2	0	1	0	0	0	0	3
05-06	3	0	0	0	6	0	5	0	15	0	3	0	1	0	2	0	1	0	0	0	0	3
06-07	4	0	0	0	6	0	5	0	15	0	3	0	1	0	2	0	1	0	0	0	0	3
07-08	4	0	0	0	6	0	4	0	16	0	3	0	1	0	1	0	2	0	0	0	0	3
08-09	4	0	0	0	6	0	4	0	16	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3
09-10	4	0	0	0	6	0	3	0	17	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3
10-11	4	0	0	0	6	0	3	0	17	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3
11-12	4	0	0	0	6	0	3	0	17	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3
12-13	4	0	0	0	6	0	3	0	17	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3
13-14	4	0	0	0	6	0	3	0	17	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3
14-15	4	0	0	0	6	0	3	0	17	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3
15-16	4	0	0	0	6	0	3	0	17	0	2	0	2	0	1	0	2	0	0	0	0	3

Figura 6.12: Tabela com os Despachos de Máquinas.

6.4 Simulador CP

O *Simulador CP* é um módulo de simulação hidráulica que vem sendo desenvolvido no laboratório COSE e será utilizado para a identificação das violações hidráulicas e definição das restrições que são utilizadas no módulo *HydroDesp 2*. O despacho de número de máquinas e de geração resultantes do módulo *HydroDesp 2* é utilizado aqui como uma política de decisão. A seguir serão mostradas as interfaces gráficas deste módulo.

6.4.1 Dados

As usinas e o horizonte do estudo são definidas na tela "*Cenário*", localizada em de "*Dados*", que é similar ao do módulo *HydroDesp 2*. A tela "*Política*" mostrada na Figura 6.13, contém os dados de despacho de número de máquinas e de geração que servem como políticas operativas a serem cumpridas durante a simulação. Estes despachos são resultados dos estudos do módulo de otimização *HydroDesp 2*".

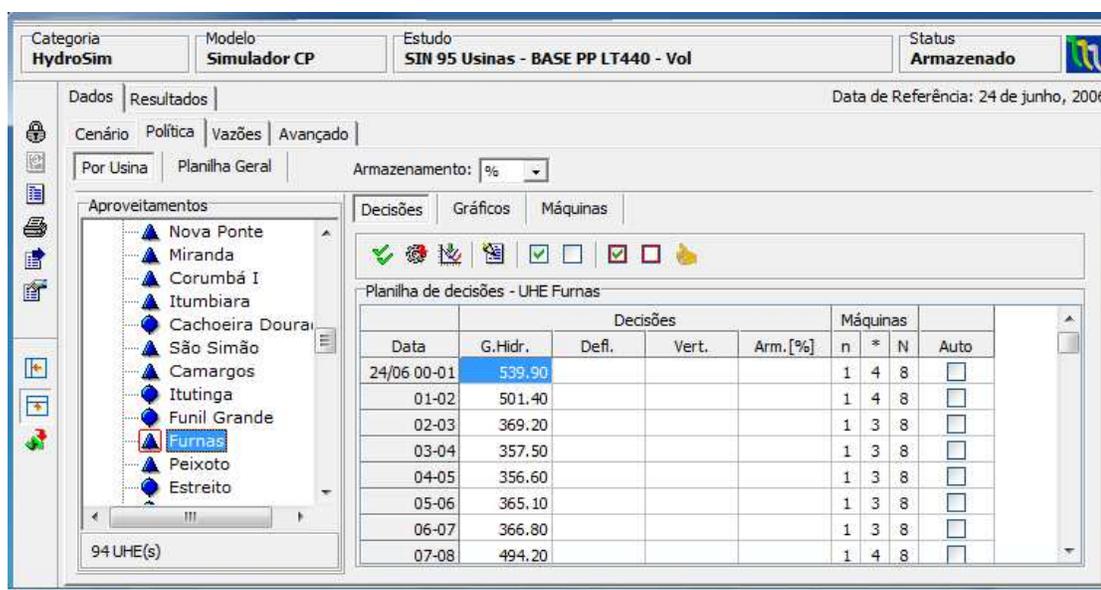


Figura 6.13: Política de Despacho Importado do módulo *HydroDesp 2*.

Os dados de vazões incrementais encontram-se na aba "*Vazões*" e podem ser visualizados na forma de gráficos ou tabelas. Na Figura 6.14 tem-se a visualização gráfica das vazões incrementais afluentes à usina de Ilha Solteira. A discretização das vazões também é em base horária, entretanto, no setor os dados disponíveis estão em base diária.

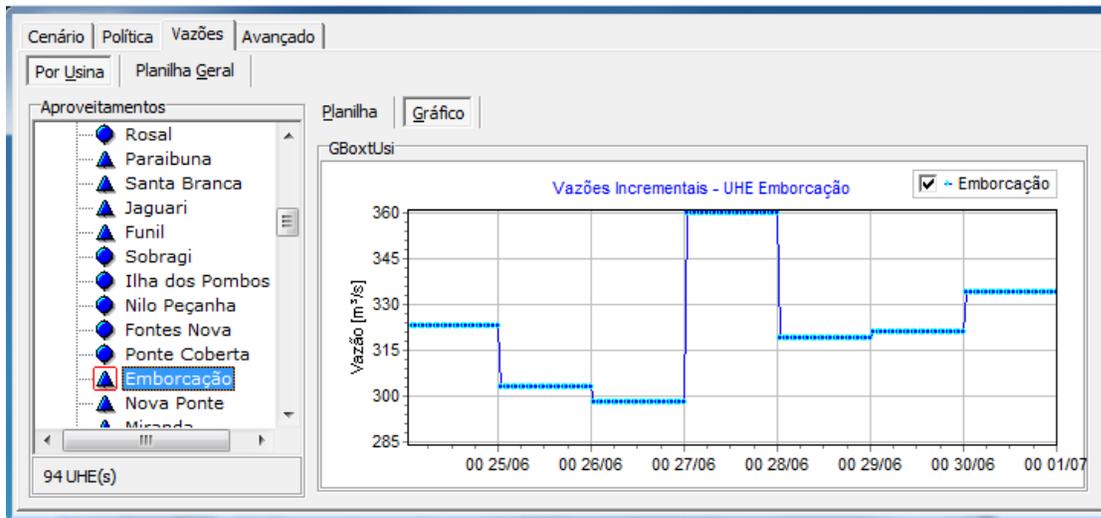


Figura 6.14: Dados de vazões incrementais.

Além destes dados, tem-se ainda outros como os de volumes iniciais, limites de armazenamentos, tempo de viagem da água e defluências passadas. A Figura 6.15 apresenta a aba "Avançados", onde estes dados estão localizados.

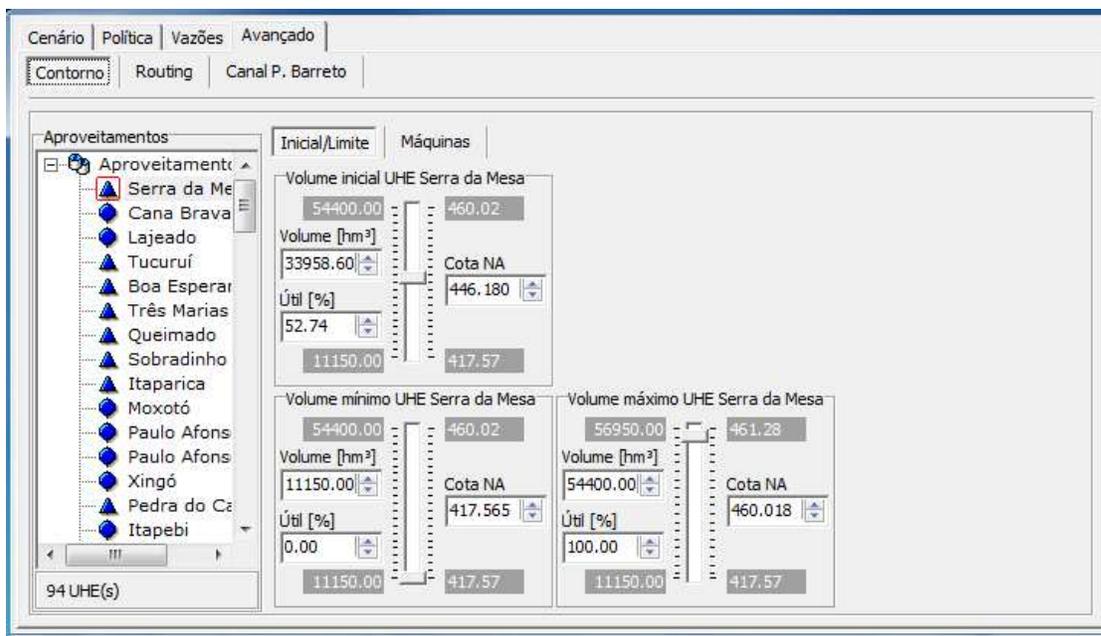


Figura 6.15: Dados de limites e estado inicial de volume.

O simulador hidráulico leva em média de 1 a 2 segundos para realizar a simulação de um estudo com as usinas do SIN. A seguir, tem-se a interface de apresentação destes resultados.

6.4.2 Resultados

Na interface de resultados do *Simulador CP* tem-se os despachos de máquinas e de geração programadas e simuladas; tem-se as variáveis hidráulicas, tais como: defluências, turbinagens, vertimentos; tem-se outras como alturas de quedas brutas e líquidas; rendimentos e produtividade da usina; e variação do nível de canal de fuga em função da vazão defluente.

A Figura 6.16 apresenta o gráfico onde tem-se a turbinagem, o vertimento, a defluência, os limites de defluência mínima e turbinagem máxima, além de dados de uso múltiplo da água e evaporação.

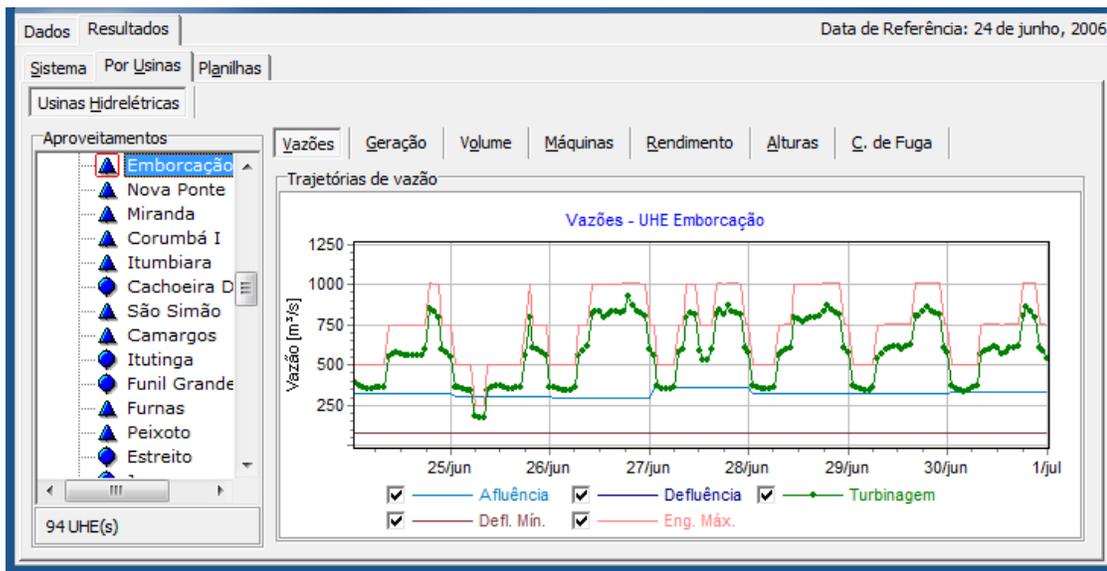


Figura 6.16: Gráfico de Resultados da *Simulação CP*.

E a Figura 6.17 apresenta valores de defluência, turbinagem, vertimento e engolimento máximo na forma de tabela.

Uma característica que os módulos possuem é a capacidade de entrar dados resultantes de outros módulos e isso confere ao sistema uma maior capacidade de organização e eficiência. Esse recurso permite a integração de modelos, feita a partir de dados e resultados. Por exemplo, quaisquer dos três módulos apresentados aqui pode importar os dados de volume inicial do outro módulo.

Data	Serra da Mesa				Cana Brava				Defl.
	Defl.	Turb.	Vert.	Eng. Max.	Defl.	Turb.	Vert.	Eng. Max.	
24/06 00-01	551.0	551.0	0.0	799.2	665.8	665.8	0.0	1169.3	912.5
01-02	531.1	531.1	0.0	799.5	614.3	614.3	0.0	1161.6	898.8
02-03	264.4	264.4	0.0	400.4	593.2	593.2	0.0	1158.6	893.2
03-04	260.5	260.5	0.0	400.4	573.9	573.9	0.0	1156.0	888.0
04-05	260.2	260.2	0.0	400.5	572.5	572.5	0.0	1156.0	887.6
05-06	263.0	263.0	0.0	400.4	586.6	586.6	0.0	1158.2	891.3
06-07	521.4	521.4	0.0	799.6	589.4	589.4	0.0	1158.7	892.1
07-08	527.6	527.6	0.0	799.5	605.4	605.4	0.0	1161.0	896.8
08-09	539.4	539.4	0.0	799.3	636.4	636.4	0.0	1165.6	905.4
09-10	552.4	552.4	0.0	799.2	669.9	669.9	0.0	1170.7	913.5
10-11	557.6	557.6	0.0	799.1	683.1	683.1	0.0	1172.8	916.4
11-12	555.5	555.5	0.0	799.1	677.8	677.8	0.0	1172.0	915.3

Figura 6.17: Tabela de Resultados da *Simulação CP*.

Outro exemplo é durante a *Etapa Hidráulica*, quando os dados são repassados do *Hydro-Desp 2* para o *Simulador CP*, ou vice-versa. Nesse momento, alguns dados que podem ter sido modificados por algum dos módulos, precisam ser repassados ao outro modelo (alteração na disponibilidade de número de máquinas ou dados de vazões incrementais), e nesse sentido o sistema tem a capacidade de automatizar essa transferência.

7 Conclusão

Este trabalho apresentou um modelo de programação da operação de sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica. A formulação matemática representa de forma detalhada as usinas hidrelétricas incluindo suas unidades geradoras. Além disso, restrições operativas, tais como restrições de reserva girante e de rampa foram consideradas. O sistema hidrelétrico brasileiro possui plantas conectadas a mais de um barramento, e por isso algumas unidades são ligadas a um barramento, enquanto que outras são ligadas a outro barramento. Para contemplar estes casos, foram desenvolvidas duas versões para a metodologia, uma considerando as usinas integrais (modelo *Integral*) e o outro modelo considerando as usinas desagregadas (modelo *Desagregado*).

Este problema é formulado como um problema de otimização determinístico não linear inteiro misto de grande porte e sua resolução por métodos que garantem a obtenção da solução ótima requer um tempo computacional considerável, e por isso inadequado para fins de utilização na programação da operação. Para contornar esta dificuldade, adotou-se para a resolução deste problema uma abordagem híbrida que combina heurística, *Programação Dinâmica*, *Método de Relaxação das Restrições*, *Método de Conjuntos Ativos* e *Método de Newton*.

O sistema de geração é detalhado até a representação das unidades geradoras, e o seu despacho de geração foi otimizado utilizando funções de perdas na geração das usinas hidrelétricas. Foi desenvolvida uma metodologia para o cálculo de funções de perdas para usinas com unidades geradoras diferentes, generalizando a metodologia anterior que tratava apenas dos casos de máquinas iguais.

Como o problema de programação da operação envolve a otimização do despacho de máquinas em usinas hidrelétricas, isto implica em quantificar os custos no processo de partida e parada das unidades geradoras. Nesta tese foram considerados custos associados às partidas e paradas das unidades geradoras, e seu impacto sobre a solução e as perdas na geração.

Uma representação das usinas desagregadas em subusinas é apresentada, possibilitando uma

representação mais precisa das conexões das unidades geradoras com o sistemas de transmissão no caso de usinas hidrelétricas conectadas a mais de um barramento.

A abordagem proposta considera que as termelétricas tem uma operação de base com geração igual ao valor determinado pelo planejamento de médio/longo prazo, e por isso não foram consideradas no modelo de otimização.

A compatibilidade entre o planejamento e a programação da operação é feita estabelecendo-se uma meta de geração para a programação compatível com o planejamento de médio/longo prazo.

As restrições do sistema de transmissão não são representadas explicitamente, mas caso violadas podem ser transformadas em restrições de geração impostas às usinas hidrelétricas.

O problema formulado é tratado através da decomposição em dois subproblemas, um denominado *Despacho de Máquinas* (\mathcal{P}_{DM}) que determina uma programação de entrada e saída para as unidades geradoras; e o outro denominado *Despacho de Geração* (\mathcal{P}_{DG}), que determina uma programação de geração para as unidades geradoras em operação. Estes dois subproblemas são resolvidos iterativamente até a solução do problema original.

O subproblema \mathcal{P}_{DM} trata as variáveis discretas do problema e determina para cada usina quando as unidades geradoras devem ser partidas e paradas ao longo do horizonte de estudo. A solução foi considerada de duas formas. A primeira baseada numa heurística (\mathcal{P}_{DMh}) que só considera as perdas na geração; e a outra através da *Programação Dinâmica* (\mathcal{P}_{DMd}) que considera, além dos custos de perdas de geração, os custos de partidas e paradas.

O subproblema de \mathcal{P}_{DG} é um problema de otimização não linear contínua, cuja a solução é obtida a partir da combinação do *Método de Relaxação das Restrições* (*MR \mathcal{R}*), do *Método de Conjuntos Ativos* (*M \mathcal{C}_A*), e do *Método de Newton* (*M \mathcal{N}*).

A aplicação da metodologia em sistemas testes mostrou eficiência em termos de custos computacionais, resolvendo casos de grande porte com reduzido tempo de processamento. Em relação à qualidade das soluções obtidas, estas se mostraram adequadas à operação do sistema, obtendo curvas de geração suaves e minimizando as partidas e paradas de unidades. O modelo *Desagregado* mostrou-se adequado na representação mais precisa da conexão das usinas hidrelétricas facilitando o tratamento de restrições de transmissão no processo de cálculo da programação da operação.

Uma característica a ser destacada na abordagem proposta é o uso intensivo da técnica de rela-

ção de restrições, tanto na etapa \mathcal{E}_G , quanto na etapa \mathcal{E}_H . Na etapa \mathcal{E}_G , os resultados mostram que apenas 6,43% das restrições de desigualdade ¹ estão ativas na solução. Na etapa \mathcal{E}_H , do total de 80976 restrições de desigualdade, apenas 2194 foram ativas, representando aproximadamente 2,71% do total. Os resultados com o SIN mostram que a maioria das usinas hidrelétricas não possui problemas de violações das restrições hidráulicas, e ainda, aquelas que possuem geralmente podem ser resolvidas com a redefinição das suas metas e das metas das usinas imediatamente à montante na cascata, adequando-as às condições hidrológicas do curto prazo.

O programa computacional baseada na metodologia proposta foi implementado no sistema de suporte de decisão *HydroLab* e possui uma interface gráfica amigável que facilita a configuração de estudos de grande porte de maneira simplificada. E a organização e apresentação dos resultados na forma de tabelas e gráficos permite a visualização e análise dos resultados de maneira rápida, mas detalhada. Os módulos de *Funções de Perdas*, *HydroDesp 2* e *Simulador CP* estão integrados na plataforma *HydroLab* de maneira que o intercâmbio de informações entre os módulos é feito de maneira simples e rápida, o que torna a tarefa de realizar estudos com a metodologia proposta, de otimização seguida de simulação, muito mais rápido.

Um grande diferencial da metodologia proposta é na eficiência em termos de tempo computacional. Os resultados para o SIN com 95 usinas e 168 intervalos de tempo foi obtida com um tempo de CPU ² de 2 minutos e 30 segundos para a solução do problema original.

Como trabalhos futuros, pode-se destacar primeiramente o desenvolvimento de algoritmos exatos para problema inteiro-misto de modo a se poder avaliar a subotimalidade do procedimento heurístico adotado nesta tese. Mesmo que algoritmos exatos não sejam capazes de resolver sistemas de grande dimensão como o SIN, sua aplicação em sistemas de pequeno porte permitiria avaliar a qualidade da solução heurística nessas condições.

Quanto a técnica de solução proposta nesta tese, seria conveniente implementar e testar novas estratégias de solução inicial para o despacho de máquinas no sentido de verificar sua influência na solução final.

Por outro lado, embora a metodologia proposta possa considerar restrições de transmissão traduzidas em termos de restrições de geração, um trabalho futuro promissor seria a introduzir um modelo de fluxo de potência em corrente contínua (DC) com restrições de segurança para

¹2128 restrições ativas, do total de 33.084 restrições de desigualdade

²computador intel i7 2.66 GHz, 8 GB Ram

avaliar eletricamente o despacho fornecido pela abordagem proposta, e uma vez identificadas violações, gerar restrições de geração a serem incluídas no modelo de otimização, de forma análoga a que foi feita nessa tese com as restrições hidráulicas.

Outra melhoria na modelagem proposta seria a representação da operação das unidades geradoras com unidades síncronas, opção não considerada nesta tese, porém que ocorre em diversas usinas do SIN. Assim, ao estado ligado e desligado das máquinas seria acrescentado o estado de operação como síncrona, com custos de geração e de partida e parada diferenciados.

Referências Bibliográficas

- Aneel (2008), *Atlas de energia elétrica do Brasil*, Tda Comunicação, Brasília.
- Aoki, K., Satoh, T., Itoh, M., Ichimori, T. & Masegi, K. (1987), 'Unit commitment in a large-scale power system including fuel constrained thermal and pumped-storage hydro', *Power Systems, IEEE Transactions on PWRS-2*(4), 1077–1084.
- Arce, A., Ohishi, T. & Soares, S. (2002), 'Optimal dispatch of generating units of the itaipu hydroelectric plant', *Power Systems, IEEE Transactions on* 17(1), 154–158.
- Arce, Encina, A. S., Ohishi, T., Soares, Filho, S. & Cicogna, M. (2008), 'Unit commitment of hydro dominated systems', *International Journal of Emerging Electric Power Systems* 9(4), 1–7. ISSN: 1553-779X.
- Arvanitidis, N. & Rosing, J. (1970a), 'Optimal operation of multireservoir systems using a composite representation', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-89*(2), 327–335.
- Arvanitidis, N. V. & Rosing, J. (1970b), 'Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-89*(2), 319–326.
- Azevedo, Filho, J. M. d. (2000), *Imperativos da Descentralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro*, Tese de doutorado, COPPE e Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Bai, X. & Shahidehpour, S. M. (1996), 'Hydro-thermal scheduling by tabu search and decomposition method', *IEEE Transactions on Power Systems* 11(2), 968–974.
- Bakken, B. & Bjorkvoll, T. (2002), Hydropower unit start-up costs, in 'Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE', Vol. 3, pp. 1522 –1527 vol.3.
- Baldwin, C. J., Dale, K. M. & Dittrich, R. F. (1959), 'A study of the economic shutdown of generating units in daily dispatch', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 78(4), 1272–1282.
- Baptistella, L. & Geromel, J. (1980), 'Decomposition approach to problem of unit commitment schedule for hydrothermal systems', *Control Theory and Applications, IEE Proceedings D* 127(6), 250–258.

- Bard, J. F. (1988), 'Short-term scheduling of thermal-electric generators using lagrangian relaxation', *Operations Research* **36**(5), 756–766.
- Bavafa, M., Monsef, H. & Navidi, N. (2009), A new hybrid approach for unit commitment using lagrangian relaxation combined with evolutionary and quadratic programming, in 'Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific', pp. 1–6.
- Bechert, T. & Kwatny, H. (1972), 'On the optimal dynamic dispatch of real power', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-91*(3), 889–898. ISSN : 0018-9510.
- Bernholtz, B. & Graham, L. J. (1960), 'Hydrothermal economic scheduling part 1. solution by incremental dynamic programing', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* **79**(3), 921–929.
- Bernholtz, B. & Graham, L. J. (1962), 'Hydrothermal economic scheduling part ii. extension of the basic theory', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* **80**(3), 1089–1096.
- Bertsekas, D., Lauer, G., Sandell, N., J. & Posbergh, T. (1983), 'Optimal short-term scheduling of large-scale power systems', *Automatic Control, IEEE Transactions on* **28**(1), 1–11. ISSN : 0018-9286.
- Bonaert, A., El-Abiad, A. & Koivo, A. (1972), 'Optimal scheduling of hydro-thermal power systems', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-91*(1), 263–270.
- Brännlund, H., Bubenko, J. A., Sjelvgren, D. & Andersson, N. (1986), 'Optimal short term operation planning of a large hydrothermal power system based on a nonlinear network flow concept', *Power Systems, IEEE Transactions on PWRS-1*(4), 75–81.
- Brännlund, H., Sjelvgren, D. & Bubenko, J. (1988), 'Short term generation scheduling with security constraints', *Power Systems, IEEE Transactions on* **3**(1), 310–316.
- Chancelier, J.-P. & Renaud, A. (1994), 'Daily generation scheduling: decomposition methods to solve the hydraulic problems', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* **16**(3), 175–181.
- Chandler, W. G., Dandeno, P. L., Glimn, A. F. & Kirchmayer, L. K. (1953), 'Short-range economic operation of a combined thermal and hydroelectric power system', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* **72**(2), 1057–1065.
- Chang, G., Aganagic, M., Waight, J., Medina, J., Burton, T., Reeves, S. & Christoforidis, M. (2001), 'Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling', *Power Systems, IEEE Transactions on* **16**(4), 743–749.
- Cicogna, M. A. (2003), Sistema de suporte à decisão para o planejamento e programação da operação de sistemas de energia elétrica, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

- Cohen, A. & Sherkat, V. (1987), 'Optimization-based methods for operations scheduling', *Proceedings of the IEEE* **75**(12), 1574–1591.
- Cohen, A. & Yoshimura, M. (1983), 'A branch-and-bound algorithm for unit commitment', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-102*(2), 444–451.
- Cruz, Junior, G. d. (1998), Modelo equivalente não linear para o planejamento da operação a longo prazo de sistemas de energia elétrica, Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação., Campinas, Brasil.
- Dandeno, P. L. (1961), 'Hydrothermal economic scheduling - computational experience with coordination equations', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* **80**(3), 1219–1228.
- Daneshi, H., Choobbari, A., Shahidehpour, M. & Li, Z. (2008), Mixed integer programming method to solve security constrained unit commitment with restricted operating zone limits, in 'Electro/Information Technology, 2008. EIT 2008. IEEE International Conference on', pp. 187–192.
- Dillon, T. S., Edwin, K. W., Kochs, H.-D. & Taud, R. J. (1978), 'Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-97*(6), 2154–2166.
- Diniz, A. L. (2007), Uma Estratégia de Decomposição por Relaxação Lagrangeana para a Otimização da Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Modelagem Detalhada da Rede Elétrica – Aplicação ao Sistema Brasileiro, Tese de doutorado, COPPE e Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Diniz, A. L., Santos, T. N. & Maceira, M. E. P. (2006), Short term security constrained hydrothermal scheduling considering transmission losses, in 'IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America', Caracas, Venezuela, pp. 1–6.
- Diniz, A. & Maceira, M. (2008), 'A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects', *Power Systems, IEEE Transactions on* **23**(3), 1298–1308.
- Drake, J. H., Kirchmayer, L. K., Mayall, R. B. & Wood, H. (1962), 'Optimum operation of a hydrothermal system', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* **81**(3), 242–248.
- Duncan, R., Seymore, G., Streiffert, D. & Engberg, D. (1985), 'Optimal hydrothermal coordination for multiple reservoir river systems', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-104*(5), 1154–1159.
- El-Hawary, M. & Landrigan, J. (1982), 'Optimum operation of fixed-head hydro-thermal electric power systems: Powell's hybrid method versus newton-raphson method', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-101*(3), 547–554.

- Encina, A. S. A., Cicogna, M. A., Soares, S. & Ohishi, T. (2004), Despacho Ótimo de unidades geradoras em usinas hidrelétricas, *in* 'IX SEPOPE, IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning', Rio de Janeiro (RJ) – Brasil.
- Finardi, E. C. (2003), Alocação de Unidades Geradoras Hidrelétricas em Sistemas Hidrotermicos Utilizando Relaxação Lagrangeana e Programação Quadrática Sequencial, Tese de doutorado, LABPLAN Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.
- Finardi, E. C., Silva, E. L. d. & Sagastizabal, C. (2005), 'Solving the unit commitment problem of hydropower plants via lagrangian relaxation and sequential quadratic programming', *Computational & Applied Mathematics* **24**(3), 317–342.
- Finardi, E. & da Silva, E. (2006), 'Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming', *Power Systems, IEEE Transactions on* **21**(2), 835–844.
- Fortunato, L. A., Araripe, T., Albuquerque, J. C. R. & Pereira, M. V. F. (1990), *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*, EDUFF, Niterói.
- Fosso, O. B., Gjelsvik, A., Haugstad, A., Mo, B. & Wangensteen, I. (1999), 'Generation scheduling in a deregulated system. the norwegian case', *IEEE Transactions on Power Systems* **14**(1), 75–81.
- Franco, P., Carvalho, M. & Soares, S. (1994), 'A network flow model for short-term hydro-dominated hydrothermal scheduling problems', *Power Systems, IEEE Transactions on* **9**(2), 1016–1022.
- Gagnon, C. R. & Bolton, J. F. (1978), 'Optimal hydro scheduling at the bonneville power administration', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-97*(3), 772–776.
- George, E. E. (1943), 'Intrasystem transmission losses', *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the* **62**(3), 153–158.
- George, E. E., Page, H. W. & Ward, J. B. (1949), 'Co-ordination of fuel cost and transmission loss by use of the network analyzer to determine plant loading schedules', *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the* **68**(2), 2.
- Gil, E., Bustos, J. & Rudnick, H. (2003), 'Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm', *IEEE Transactions on Power Systems* **18**(4), 1256–1264.
- Glimn, A. F. & Kirchmayer, L. K. (1958), 'Economic operation of variable-head hydroelectric plants', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* **77**(3), 1070–1078.
- Gorenstin, B., Campodonico, N., da Costa, J. & Pereira, M. (1992), 'Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints', *Power Systems, IEEE Transactions on* **7**(2), 791–797.

- Granelli, G., Marannino, P., Montagna, M. & Silvestri, A. (1989), 'Fast and efficient gradient projection algorithm for dynamic generation dispatching', *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C* **136**(5), 295–302. INSPEC Accession Number: 3517938.
- Guan, X., Ni, E., Li, R. & Luh, P. B. (1997), 'An optimization-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints', *Power Systems, IEEE Transactions on* **12**(4), 1775–1780.
- Guan, X., Svoboda, A. & an Li, C. (1999), 'Scheduling hydro power systems with restricted operating zones and discharge ramping constraints', *IEEE Transactions on Power Systems* **14**(1), 126–131.
- Habibollahzadeh, H. & Bubenko, J. A. (1986), 'Application of decomposition techniques to short-term operation planning of hydrothermal power system', *Power Systems, IEEE Transactions on PWRS-1*(1), 41–47.
- Habibollahzadeh, H., Frances, D. & Sui, U. (1990), 'A new generation scheduling program at ontario hydro', *Power Systems, IEEE Transactions on* **5**(1), 65–73. ISSN : 0885-8950 INSPEC Accession Number: 3631954.
- Habibollahzadeh, H., Luo, G.-X. & Semlyen, A. (1989), 'Hydrothermal optimal power flow based on a combined linear and nonlinear programming methodology', *Power Systems, IEEE Transactions on* **4**(2), 530–537.
- Hachem, S., Welt, F., Hammadia, A. & Breton, M. (1997), Dynamic models for real time management of hydroplants, in D. K. Lysne, N. Flatabo & F. Helland-Hansen, eds, 'Hydropower '97: Proceedings of the 3rd International Conference', Taylor & Francis, Inc., Trondheim, Norway, pp. 341–346. ISBN-13: 9789054108887 ISBN: 9054108886.
- Hamam, K., Hamam, Y., Hindi, K. & Brameller, A. (1980), 'Unit commitment of thermal generation', *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C* **127**(1), 3–8. ISSN : 0143-7046.
- Handke, J., Handschin, E., Linke, K. & Sanders (1995), 'Coordination of long - and short-term generation planning in thermalpower systems', *IEEE Transactions on Power Systems* **10**(2), 803–809.
- Handschin, E. & Slomski, H. (1990), 'Unit commitment in thermal power systems with long-term energy constraints', *IEEE Transactions on Power Systems* **5**(4), 1470–1477.
- Happ, H. (1977), 'Optimal power dispatch - a comprehensive survey', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* **96**(3), 841–854.
- Hara, T., Vianna, L., Nachvalger, E. & Goncalves, E. (1994), Valuation about remaining service life of gbm hydraulic power plant units technical and economical aspects, in 'Properties and Applications of Dielectric Materials, 1994., Proceedings of the 4th International Conference on', Vol. 2, pp. 804 –806 vol.2.

- Hindsberger, M. & Ravn, H. (2001), Multiresolution modeling of hydro-thermal systems, *in* 'Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on', pp. 5–10.
- Hollingworth, J., Allsop, J., Butterfield, D., Swart, B., Smith, M. & Woodbury, W. (2000), *C++Builder 5 Developer's Guide*, Sams Publishing.
- Kadowaki, M., Encina, A. S. A., Azevedo, A. T., Santos, E., Cicogna, M., Soares, Filho, S. & Ohishi, T. (2007), Um sistema de apoio à decisão para a programação diária da operação do sistema interligado nacional, *in* 'XIX SNPTEEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica', Rio de Janeiro, RJ.
- Kadowaki, M., Ohishi, T., Martins, L. & Soares, S. (2009), Short-term hydropower scheduling via an optimization-simulation decomposition approach, *in* 'PowerTech, 2009 IEEE Bucharest', pp. 1 –7.
- Kadowaki, M., Ohishi, T. & Soares, S. (2012), Hydro unit commitment model for short term programming. Artigo Submetido à Revista IEEE.
- Kirchmayer, L. K. & Stagg, G. W. (1952), 'Evaluation of methods of co-ordinating incremental fuel costs and incremental transmission losses', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 71(1), 513–521.
- Kligerman, A. S. (1992), Operação ótima de subsistemas hidrotermicos interligados utilizando programação dinamica estocastica dual, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.
- Labadie, J. W. (2004), 'Optimal operation of multireservoir systems: state-of-the-art review', *Journal of Water Resources Planning and Management* 130(2), 93–111.
- Lauer, G., Sandell, N., Bertsekas, D. & Posbergh, T. (1982), 'Solution of large-scale optimal unit commitment problems', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-101*(1), 79–86. ISSN : 0018-9510.
- Lee, F. (1988), 'Short-term thermal unit commitment-a new method', *Power Systems, IEEE Transactions on* 3(2), 421–428.
- Lee, F. (1991), 'The application of commitment utilization factor (cuf) to thermal unit commitment', *Power Systems, IEEE Transactions on* 6(2), 691–698.
- Lee, F. & Feng, Q. (1992), 'Multi-area unit commitment', *Power Systems, IEEE Transactions on* 7(2), 591–599.
- Li, C.-a., Hsu, E., Svoboda, A. J., Tseng, C.-l. & Johnson, R. B. (1997), 'Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization', *Power Systems, IEEE Transactions on* 12(2), 764–769.

- Li, C.-a., Jap, P. J. & Streiffert, D. L. (1993), 'Implementation of network flow programming to the hydrothermal coordination in an energy management system', *Power Systems, IEEE Transactions on* 8(3), 1045–1053.
- Li, T. & Shahidehpour, M. (2007), 'Dynamic ramping in unit commitment', *Power Systems, IEEE Transactions on* 22(3), 1379–1381.
- Lidgate, D. & Amir, B. (1988), 'Optimal operational planning for a hydro-electric generation system', *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C* 135(3), 169–181.
- Lindberg, P. & Magnusson, T. (1989), The unit commitment problem: a dual approach, in 'Decision and Control, 1989., Proceedings of the 28th IEEE Conference on', Vol. 2, Tampa, Florida, pp. 1127–1130.
- Luenberger, D. G., Ye, Y., Luenberger, D. G. & Ye, Y. (2008), Primal methods, in F. S. Hillier & C. C. Price, eds, 'Linear and Nonlinear Programming', Vol. 116 of *International Series in Operations Research & Management Science*, Springer US, pp. 359–400.
- Luo, G.-X., Habibollahzadeh, H. & Semlyen, A. (1989), 'Short-term hydro-thermal dispatch detailed model and solutions', *Power Systems, IEEE Transactions on* 4(4), 1452–1462.
- Maceira, M., Mercio, C., Gorenstin, B., Cunha, S., Suanno, C., Sacramento, M. & Kligerman, A. (1998), Energy evaluation of the north/northeastern and south/southeastern interconnection with newave model, in 'VI SEPOPE –Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning', Salvador, Brazil.
- Maceira, M., Terry, L., Costa, F., Damázio, J. & Melo, A. (2002), Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in brazilian system, in 'Proceedings of The Power System Computation Conference – 14th PSCC'02', Sevilla, Spain, pp. 1–7. Session 43.
- Mantawy, A. (2000), 'A genetic-based algorithm for fuzzy unit commitment model', *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE* 1, 250–254.
- Martinez, L. (2001), Políticas de Controle de Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.
- Martinez, L. & Soares, S. (2002), 'Comparison between closed-loop and partial open-loop feedback control policies in long term hydrothermal scheduling', *IEEE Transactions on Power Systems* 17(2), 330–336.
- Martins, L. S. A. (2009), Método de Pontos Interiores Não-Linear para Otimização Determinística a Usinas Individualizadas do Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional com Restrições de Intercâmbio entre Subsistemas, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

- Merlin, A. & Sandrin, P. (1983), 'A new method for unit commitment at electricite de france', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-102*(5), 1218–1225.
- Muckstadt, J. A. & Koenig, S. A. (1977), 'An application of lagrangian relaxation to scheduling in power-generation systems', *Operations Research* **25**(3), 387–403.
- Nanda, J. & Bijwe, P. (1981), 'Optimal hydrothermal scheduling with cascaded plants using progressive optimality algorithm', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-100*(4), 2093–2099.
- Ni, E., Guan, X. & Li, R. (1999), 'Scheduling hydrothermal power systems with cascaded and head-dependent reservoirs', *Power Systems, IEEE Transactions on* **14**(3), 1127–1132.
- Nilsson, O. & Sjelvgren, D. (1996), 'Mixed-integer programming applied to short-term planning of a hydro thermal system', *IEEE Transactions on Power Systems* **11**(1), 281–286.
- Nilsson, O. & Sjelvgren, D. (1997a), 'Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers', *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(1), 38–44.
- Nilsson, O. & Sjelvgren, D. (1997b), 'Variable splitting applied to modelling of start-up costs in short term hydro generation scheduling', *Power Systems, IEEE Transactions on* **12**(2), 770–775.
- Ohishi, T., Santos, E., Arce, A., Kadowaki, M., Cicogna, M. & Soares, S. (2005), Comparison of two heuristic approaches to hydro unit commitment, in 'Power Tech, 2005 IEEE Russia', St. Petersburg, Russia, pp. 1–7. Print ISBN: 978-5-93208-034-4 INSPEC Accession Number: 9925054.
- Ohishi, T., Soares, S. & de Carvalho, M. (1991), 'A short term hydrothermal scheduling approach for dominantly hydro systems', *Power Systems, IEEE Transactions on* **6**(2), 637–643.
- Oliveira, G. G. & Soares, S. (1995), 'A second-order network flow algorithm for hydrothermal scheduling', *IEEE Transactions on Power Systems* **10**(3), 1635–1641.
- Orero, S. O. & Irving, M. R. (1997), 'Large scale unit commitment using a hybrid genetic algorithm', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **19**(1), 45–55.
- Ouyang, Z. & Shahidehpour, S. (1991a), 'Heuristic multi-area unit commitment with economic dispatch', *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C* **138**(3), 242–252.
- Ouyang, Z. & Shahidehpour, S. (1991b), 'An intelligent dynamic programming for unit commitment application', *Power Systems, IEEE Transactions on* **6**(3), 1203–1209.
- Padhy, N. (2004), 'Unit commitment-a bibliographical survey', *Power Systems, IEEE Transactions on* **19**(2), 1196–1205.
- Padhy, N. P., Paranjothi, S. R. & Ramachandran, V. (1997), 'A hybrid fuzzy neural network-expert system for a short term unit commitment problem', *Microelectronics and Reliability* **37**(5), 733–737.

- Pang, C. & Chen, H. (1976), 'Optimal short-term thermal unit commitment', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* **95**(4), 1336–1346.
- Papageorgiou, L. G. & Fraga, E. S. (2007), 'A mixed integer quadratic programming formulation for the economic dispatch of generators with prohibited operating zones', *Electric Power Systems Research* **77**(10), 1292–296.
- Pereira, M. & Pinto, L. (1982), 'A decomposition approach to the economic dispatch of hydrothermal systems', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-* **101**(10), 3851–3860.
- Pereira, M. & Pinto, L. (1985), 'Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach', *Water resources research* **21**(6), 779–792.
- Pereira, M. & Pinto, L. (1991), 'Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning', *Mathematical Programming* **52**(1-3), 359–375.
- Pereira, M. V. F. (1985), Optimal scheduling of hydrothermal systems – an overview, in 'Proc. IFAC Intl. Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems', Rio de Janeiro, Brasil, pp. 1–9.
- Pereira, M. V. F. (1989), 'Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems', *Electrical Power and Energy Systems* **11**(3), 161–169.
- Piekutowski, M., Litwinowicz, T. & Frowd, R. (1993), Optimal short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system, in 'Power Industry Computer Application Conference, 1993. Conference Proceedings', Vol. 1, Scottsdale, AZ, pp. 292–298.
- Ponrajah, R., Witherspoon, J. & Galiana, F. (1998), 'Systems to optimise conversion efficiencies at ontario hydro's hydroelectricplants', *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(3), 1044–1050.
- Rodrigues, M., Maceira, M., Ross, R., Kopiler, A., Tito, F., Henriques, L., Castro, A., Araújo, A., Zarur, P., Mello, J. & Andrades, D. (2001), Sistema de encadeamento de modelos energéticos, in 'Anais do XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica', Vol. 1, Campinas, Brasil.
- Rodrigues, R. N., Finardi, E. C. & Silva, E. L. (2008), Solving the hydrothermal unit commitment problem via lagrangian relaxation and augmented lagrangian, in 'Power Systems Computation Conference (PSCC)', Glasgow, Scotland.
- Rosenthal, R. E. (1981), 'A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system', *Operations Research* **29**(4), 763–785.
- Ross, D. & Kim, S. (1980), 'Dynamic economic dispatch of generation', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-* **99**(6), 2060–2068.

- Salam, S., Nor, K. M. & Hamdan, A. R. (1998), 'Hydrothermal scheduling based lagrangian relaxation approach to hydrothermal coordination', *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(1), 226–235.
- Schildt, H., Guntle, G. L. & Schildt, H. (2001), *Borland C++ Builder: The Complete Reference*, McGraw-Hill Companies.
- Sen, S. & Kothari, D. P. (1998), 'Optimal thermal generating unit commitment: a review', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **20**(7), 443–451.
- Shaw, J., Gendron, R. & Bertsekas, D. (1985), 'Optimal scheduling of large hydrothermal power systems', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-104*(2), 286–294.
- Sheble, G. & Fahd, G. (1994), 'Unit commitment literature synopsis', *Power Systems, IEEE Transactions on* **9**(1), 128–135.
- Siu, T., Nash, G. & Shawwash, Z. (2001), 'A practical hydro, dynamic unit commitment and loading model', *Power Systems, IEEE Transactions on* **16**(2), 301–306.
- Sjelogren, D., Andersson, S., Andersson, T., Nyberg, U. & Dillon, T. (1983), 'Optimal operations planning in a large hydro-thermal power system', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-102*(11), 3644–3651.
- Soares, S. & Ohishi, T. (1995), 'Hydro-dominated short-term hydrothermal scheduling via a hybrid simulation-optimisation approach: a case study', *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* **142**(6), 569–575.
- Soares, S., Ohishi, T., Cicogna, M. & Arce, A. (2003), Dynamic dispatch of hydro generating units, in 'Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna', Vol. 2, p. 6 pp. Vol.2.
- Soares, S. & Salmazo, C. T. (1997), 'Minimum loss predispatch model for hydroelectric power systems', *Power Systems, IEEE Transactions on* **12**(3), 1220–1228.
- Steinberg, M. J. & Smith, T. H. (1934), 'The theory of incremental rates and their practical application to load division-part ii', *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the* **53**(4), 571–584.
- Stott, B. & Marinho, J. (1979), 'Linear programming for power-system network security applications', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-98*(3), 837–848.
- Su, C.-C. & Hsu, Y.-Y. (1991), 'Fuzzy dynamic programming: an application to unit commitment', *Power Systems, IEEE Transactions on* **6**(3), 1231–1237.
- Takriti, S. & Birge, J. (2000), 'Using integer programming to refine lagrangian-based unit commitment solutions', *Power Systems, IEEE Transactions on* **15**(1), 151–156.
- Tong, S. & Shahidehpour, S. (1990), 'An innovative approach to generations scheduling in large-scale hydro-thermal power systems with fuel constrained units', *Power Systems, IEEE Transactions on* **5**(2), 665–673.

- Tufegdizic, N., Frowd, R. J. & Stadlin, W. O. (1996), 'A coordinated approach for real-time short term hydro scheduling', *IEEE Transactions on Power Systems* 11(4), 1698–1704.
- Unicamp (2007), Relatório final - planejamento e programação da operação energética (ppoe), Technical report, Unicamp / Ons / Finep. Contrato Funcamp N° 2901/2716.
- Unicamp (2008), Relatório final - previsão do despacho de geração por patamar de carga em base semanal das usinas do sin, Technical report, Unicamp / Cesp.
- Unicamp (2010), Relatório final de p&d - técnica para validação automática dos dados de pós-operação das usinas da duke energy e aperfeiçoamento dos modelos de suporte à decisão da operação, Technical report, Unicamp / Duke Energy. Convênio Duke Energy / Unicamp Contrato N° 0100012011.
- Van den Bosch, P. & Honderd, G. (1985), 'A solution of the unit commitment problem via decomposition and dynamic programming', *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-104*(7), 1684–1690.
- Venkatesh, B. adn Jamtsho, T. & Gooi, H. (2007), 'Unit commitment - a fuzzy mixed integer linear programming solution', *Generation, Transmission Distribution, IET* 1(5), 836–846.
- Victoire, T. & Jeyakumar, A. (2005), 'Reserve constrained dynamic dispatch of units with valve-point effects', *Power Systems, IEEE Transactions on* 20(3), 1273–1282. ISSN: 0885-8950.
- Virmani, S., Adrian, E., Imhof, K. & Mukherjee, S. (1989), 'Implementation of a lagrangian relaxation based unit commitment problem', *Power Systems, IEEE Transactions on* 4(4), 1373–1380.
- Wang, C. & Shahidehpour, S. (1994), 'Ramp-rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect', *Power Systems, IEEE Transactions on* 9(3), 1539–1545.
- Wang, C. & Shahidehpour, S. M. (1993), 'Power generation scheduling for multi-area hydrothermal systems with tie line constraints, cascaded reservoirs and uncertain data', *Power Systems, IEEE Transactions on* 8(3), 1333–1340.
- Ward, J. B. (1953), 'Economy loading simplified', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 72(2), 1306–1312. ISSN : 0018-9510.
- Wood, A. J. & Wollemborg, B. F. (1996), *Power Generation Operation and Control*, 2nd edition edn, John Wiley and Sons, New York.
- Xavier, L., Diniz, A., Costa, F. & Maceira, M. (2005), Aprimoramento da modelagem da função de produção energética das usinas hidroelétricas no modelo decomp: Metodologia e resultados, in 'XVIII SNPTEEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica', Curitiba, Brasil.
- Xia, X. & Elaiw, A. (2010), 'Optimal dynamic economic dispatch of generation: A review', *Electric Power Systems Research In Press, Corrected Proof*, –.

- Yamin, H. Y. (2004), 'Review on methods of generation scheduling in electric power systems', *Electric Power Systems Research* **69**(2-3), 227–248.
- Yan, H., Luh, P. B., Guan, X. & Rogan, P. M. (1993), 'Scheduling of hydrothermal power systems', *Power Systems, IEEE Transactions on* **8**(3), 1358–1365.
- Yeh, W. W.-G. (1985), 'Reservoir management and operations models: A state of the art review', *Water Resources Research* **21**(12), 1797–1818.
- Yeh, W. W.-G., Becker, L., Hua, S.-Q., Wen, D.-P. & Liu, J.-M. (1992), 'Optimization of real-time hydrothermal system operation', *Journal of Water Resources Planning and Management* **118**(6), 636–653.
- Zambelli, M., Huamani, I. L., Soares, S., Kadowaki, M. & Ohishi, T. (2012), *Hydropower - Practice and Application*, InTech, chapter Hydropower Scheduling in Large Scale Power Systems,, pp. 201 – 226. ISBN: 978-953-51-0164-2.
- Zambelli, M. & Soares, S. (2009), A predictive control approach for long term hydrothermal scheduling, in 'Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES', Seattle, WA., pp. 1–8.
- Zhai, Q., Guan, X. & Gao, F. (2007), A necessary and sufficient condition for obtaining feasible solution to hydro power scheduling with multiple operating zones, in 'Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE', pp. 1–7.
- Zhuang, F. & Galiana, F. (1988), 'Towards a more rigorous and practical unit commitment by lagrangian relaxation', *Power Systems, IEEE Transactions on* **3**(2), 763–773.

APÊNDICE A

Usinas hidrelétricas

Neste apêndice estão listadas as usinas hidrelétricas utilizadas nos estudos de caso apresentados no Capítulo 5. Para cada usina são apresentadas algumas informações básicas como potência instalada, tipo de perda hidráulica, coeficientes das perdas, volumes mínimo e máximo e maximum dos reservatórios, defluências mínimas e máximas.

Estão listadas na Tabela A.1 as noventa e quatro usinas do SIN consideradas neste trabalho, que totalizam aproximadamente 76 GW de potência instalada. Cinquenta e uma usinas são usinas fio-d'água no médio prazo, mas que são tratadas como usinas com reservatório na programação da operação de curto-prazo,

Na Tabela A.2 tem-se os seguintes dados das unidade geradora: número de conjunto turbina-gerador; tipo da turbina; número de turbinas; dados altura de queda efetiva, engolimento efetivo e potência efetiva; rendimento do gerador; e restrição de potência mínima (restrição elétrica).

Na Tabela A.3 tem-se os dados dos polinômios de volume x cota de montante $\phi(x)$ e defluência x cota de canal de fuga $\theta(u)$.

Tabela A.1: Dados de Usinas Hidrelétricas.

Nome	Código	Subsis.	Pot. Inst. (MW)	Perda		Volume (bm^3)				Defluência (m^3/s)	
				Tipo	Coefic	Inicial	Mín	Máx	Máxim	Mín	Máx
Serra da Mesa	20920080	1	1275	3	8,61E-06	33958,6	11150	54400	56950	97	-
Cana Brava	21050080	4	472	3	1,59E-05	2260,13	1906,13	2300	2300	102	-
Lajeado	22490070	4	903	3	2,33E-06	4940	4711,11	5193,48	5193,48	285	-
Tucuruí	29680080	4	8365	3	3,86E-06	48482,79	11292,78	50275,18	54292,49	1269	-
Boa Esperança	34450000	3	225	3	6,03E-05	4922,02	3173	5085	6057	169	-
Três Marias	40990080	1	396	3	3,07E-05	18103,7	4250	19528	20588,21	58	-
Queimado	42459080	1	105	3	1,04E-02	484,71	95,25	484,71	484,71	9	-
Sobradinho	47750080	3	1050	3	1,53E-06	31686	5448	34117	38539	506	-
Itaparica	49042580	3	1500	3	4,26E-06	10674,28	7233	10782	12062,2	501	-
Moxotó	49208080	3	400	3	1,08E-06	1226	1068	1277	1383	501	-
Paulo Afonso 123	49210080	3	1423	3	1,57E-05	23,99	16,2	26	30	501	-
Paulo Afonso 4	49210084	3	2460	3	8,81E-06	1235,2	1068	1277	1383	1	-
Xingó	49340080	3	3162	3	6,23E-06	3800	3759	3800	3838	501	-
Pedra do Cavalo	51490080	3	160	3	2,58E-04	2565,33	2186,73	2565,33	3132,85	1	-
Itapebi	54960080	3	475	3	3,52E-05	1585,83	1445,27	1633,56	1633,56	32	-
Candonga	56338075	1	140	3	6,37E-05	54,44	52,09	54,44	54,44	26	-
Guilman Amorim	56675085	1	140	3	2,34E-03	10,95	9,27	12	15,62	12	-
Sá Carvalho	56688085	1	78	3	2,68E-03	1,38	1	1,47	1,48	14	-
Porto Estrela	56820075	1	112	3	4,47E-05	94,75	65,86	98,98	98,98	18	-
Aimorés	56990777	1	330	3	4,08E-06	182,3	173,08	185,22	185,22	144	-
Mascarenhas	56992280	1	181	3	1,06E-05	21,65	17,81	21,85	26,58	191	-
Rosal	57760080	1	55	3	1,12E-02	11	4	11	15,59	3	-
Paraibuna	58087780	1	85	3	5,79E-04	4348,6	2096	4732,15	5189,83	23	-
Santa Branca	58093080	1	58	3	5,79E-04	422,35	131	438,27	477,38	27	-
Jaguari	58128180	1	28	3	2,50E-03	1102,01	443,13	1235,61	1398,61	7	-
Funil	58240080	1	222	3	1,20E-04	720,26	282,6	884,8	901,25	51	-
Sobragi	58521080	1	60	3	3,10E-03	0,09	0,06	0,09	0,09	19	-
Ilha dos Pombos	58651981	1	183	3	6,03E-05	7,87	1,12	7,87	7,87	166	-
Nilo Peçanha	59307080	1	380	3	3,94E-03	38	38	38	38	1	-

(continua na próxima página)

Tabela A.1 (continuação da página anterior)

Nome	Código	Subsis.	Pot. Inst. (MW)	Perda		Volume (bm^3)				Defluência (m^3/s)	
				Tipo	Coefic	Inicial	Mín	Máx	Máxim	Mín	Máx
Fontes Nova	59308182	1	132	3	1,12E-02	445,35	445,35	445,35	445,35	1	-
Ponte Coberta	59309080	1	100	3	7,01E-05	17	17	17	17	1	-
Emborcação	60160080	1	1192	3	2,30E-05	16680,81	4669	17724,72	17897,94	73	5000
Nova Ponte	60330080	1	510	3	4,33E-05	12543,4	2412	12792	15145	53	2000
Miranda	60351080	1	408	3	3,34E-05	1068,6	974,4	1120	1567	64	3000
Corumbá I	60460000	1	375	3	4,09E-05	1465,99	471,55	1496,44	1829,16	74	-
Itumbiara	60610080	1	2280	3	4,52E-06	15971	4573	17027	18625	261	7000
Cachoeira Dourada	60625080	1	658	3	5,40E-06	463,36	301,81	518,98	533,13	273	10000
São Simão	60877080	1	1710	3	6,92E-06	12268,85	7044,3	12584,3	12897,3	450	16000
Camargos	61061080	1	46	3	5,52E-05	723,76	120	792	792	34	1000
Itutinga	61065080	1	52	3	1,52E-04	10,53	3,96	11	12,76	34	1170
Funil Grande	61146080	1	180	3	2,43E-05	265,48	262,12	268,93	367,58	68	1100
Furnas	61661000	1	1312	3	3,67E-05	20528,2	5733	22950	24881	204	4000
Peixoto	61730080	1	478	3	1,47E-05	3872,43	1540	4039,98	4254	225	4400
Estreito	61731080	1	1104	3	2,08E-06	1275,52	1245	1423,15	1625,5	226	4500
Jaguara	61734080	1	424	3	2,07E-05	414	360	450	450	227	4300
Igarapava	61740080	1	210	3	8,53E-06	479,77	472,77	480	498,74	229	4500
Volta Grande	61760080	1	380	3	4,83E-06	2143,43	1976	2244	2349,8	235	5000
Porto Colômbia	61796080	1	328	3	3,09E-06	1447,07	1291,19	1525,11	1642,74	245	7000
Graminha	61811080	1	80	3	9,25E-04	416,33	50,78	554,87	635,7	8	600
Euclides da Cunha	61818080	1	109	3	1,83E-03	13,25	8,65	13,34	18,46	12	-
Limoeiro	61819080	1	32	3	8,30E-05	23,48	7,94	24,3	33,27	12	550
Marimbondo	61941080	1	1488	3	1,06E-05	4854,7	890	6150	10680	418	8000
Água Vermelha	61998080	1	1396	3	4,90E-06	9587,29	5858,27	11027,5	11479,23	484	-
Ilha Solteira	62020080	1	3444	3	4,73E-06	19502,7	8239,3	21046,36	22369,08	1387	37900
Barra Bonita	62729080	1	140	3	2,10E-05	2595,09	568,6	3135,86	3293,39	91	2000
Bariri	62744080	1	144	3	9,48E-06	535,78	482	542	641,27	103	6981
Ibitinga	62790080	1	131	3	8,73E-06	970,43	925	981	1442,16	128	8338
Promissão	62820080	1	264	3	3,46E-06	6737,33	5279,7	7407,3	8220,75	149	1400
Nova Avanhandava	62829580	1	347	3	4,08E-06	2708,84	2340	2720	2840	153	9228
Três Irmãos	62900080	1	807	3	7,30E-06	12424,46	9923	13370,96	16096,27	165	9500
Jupia	63007080	1	1551	3	2,75E-06	3255,14	3191,4	3354	4626,42	1649	16000

(continua na próxima página)

Tabela A.1 (continuação da página anterior)

Nome	Código	Subsis.	Pot. Inst. (MW)	Perda		Volume (bm^3)				Defluência (m^3/s)	
				Tipo	Coefic	Inicial	Mín	Máx	Máxim	Mín	Máx
Porto Primavera	63995080	1	1540	3	1,60E-06	16159,76	15707,5	20001,5	21601,73	1881	24000
Jurumirim	64215080	1	98	3	2,20E-05	6114,76	3843	7010,6	7699,38	55	-
Pirajú	64219080	1	80	3	2,29E-05	105,44	89,87	114,09	134,21	56	-
Chavantes	64270080	1	414	3	4,00E-05	7705,01	5754	8795,24	9408,53	73	-
Ourinhos	64278080	1	44	3	3,00E-05	20,82	20,82	20,82	20,82	74	-
Salto Grande	64332080	1	72	3	3,00E-05	42,24	15,14	44,48	63,52	96	-
Canoas II	64345075	1	70	3	8,00E-06	144,5	122,8	145,7	152,58	96	-
Canoas I	64345080	1	83	3	8,00E-06	206,38	179,3	207,22	215,82	98	-
Capivara	64516080	1	640	3	5,00E-06	8059,12	4821,84	10550,55	13648,52	192	-
Taquaruçu	64535080	1	554	3	2,60E-06	641,63	538,69	676,83	754,17	200	-
Rosana	64571080	1	372	3	1,40E-06	1883,02	1501,48	1909,73	1930,83	227	-
Itaipu	64918981	6	14000	3	2,86E-06	28410,99	10000	29407,86	29545,1	2839	72000
Foz do Areia	65774403	2	1676	3	1,24E-05	3039,26	1974,31	5779	6216	82	-
Segredo	65805010	2	1260	3	1,49E-05	2673,87	2558,7	2942,38	3022,38	94	-
Santa Clara	65824950	2	120	3	1,30E-03	407,37	169,15	431,22	545,4	14	-
Salto Santiago	65883051	2	1420	3	1,05E-05	3374,33	2662	6774,92	7417,98	116	-
Salto Osório	65894991	2	1078	3	1,82E-05	1114,67	721	1123,67	1180,23	119	-
Salto Caxias	65973500	2	1240	3	6,99E-06	3565,76	3300	3572,76	3714	148	-
Jauru	66055000	1	118	3	1,37E-03	16,79	16,25	17,15	17,15	55	-
Itiquira I	66099000	1	61	3	1,62E-03	4,8	4,34	5	5	25	-
Itiquira II	66099001	1	95	3	1,53E-03	1,1	1	1,1	1,15	25	-
Ponte de Pedra	66114500	1	176	3	3,94E-03	105,93	67,45	105,93	105,93	40	-
Manso	66240080	2	210	3	2,03E-04	6925,37	4386	7337	7337	44	-
Machadinho	72690081	2	1140	3	1,02E-05	3143,07	2283,31	3339,12	3339,12	54	-
Itá	73200080	2	1450	3	2,02E-05	4832,22	4301,93	5099,78	5983,79	79	-
Passo Fundo	73420080	2	226	3	8,94E-04	890,4	184	1588,61	1664,89	2	-
Quebra Queixo	73600580	2	120	3	1,82E-03	118,05	111,12	136,63	136,63	4	-
Capivari/Cachoeira	81301990	2	260	3	7,14E-02	97,77	22,97	178,86	185,86	7	-
Passo Real	85260001	2	158	3	1,72E-05	2047,1	289	3645,8	3899,2	9	-
Jacuí	85300000	2	180	3	1,17E-03	29	4,61	29	35,51	9	-
Itaúba	85365000	2	500	3	7,53E-05	613,8	461,8	620	639,27	12	-
Dona Francisca	85398000	2	130	3	2,34E-05	326,25	267,44	329,81	329,81	14	-

(continua na próxima página)

Tabela A.1 (continuação da página anterior)

Nome	Código	Subsis.	Pot. Inst. (MW)	Perda		Volume (bm^3)				Defluência (m^3/s)	
				Tipo	Coefic	Inicial	Mín	Máx	Máxim	Mín	Máx
Monte Claro	86440000	2	125	3	2,12E-05	11,16	10,1	11,28	11,28	7	-

Tabela A.2: Dados das Unidades Geradoras.

UHE	Núm. Conj.	Turbina		Dados Efetivos			η^t	P_{min} MW	UHE	Núm. Conj.	Turbina		Dados Efetivos			η^t	P_{min} MW
		Tipo	Núm.	h_{Ef}	q_{Ef}	p_{Ef}					h_{Ef}	q_{Ef}	p_{Ef}				
				m	m^3/s	MW								m	m^3/s		
Serra da Mesa	1	1	3	117.20	405	425	0.96	135	Funil Grande	1	2	3	34.90	195	60	0.96	0
Cana Brava	1	1	3	43.60	404	157.2	0.96	0	Furnas	2	1	6	90.00	211	164	0.96	0
Lajeado	1	2	5	29.00	680	180.5	0.96	0			1	2	89.30	213	164	0.96	0
Tucuruí	3	1	2	65.50	33	20	0.96	0	Peixoto	4	1	2	41.80	109	38	0.96	0
		1	12	65.50	582	350	0.96	0			1	2	43.90	123	45	0.96	0
		1	11	61.70	662	375	0.96	0			1	4	43.20	142	51	0.96	0
Boa Esperança	2	1	2	42.10	129	49	0.96	0			1	2	43.80	148	54	0.96	0
		1	2	42.10	167	63.5	0.96	0	Estreito	1	1	6	61.70	338	184	0.96	0
Três Marias	1	2	6	50.20	154	66	0.96	0	Jaguara	1	1	4	44.10	269	106	0.96	0
Queimado	1	1	3	168.10	24	35	0.96	0	Igarapava	1	2	5	15.70	296	42	0.96	15
Sobradinho	1	2	6	27.20	713	175	0.90	0	Volta Grande	1	2	4	26.60	396	95	0.96	0
Itaparica	1	1	6	50.80	551	250	0.90	0	Porto Colômbia	1	2	4	18.90	497	82	0.96	30
Moxotó	1	2	4	20.00	550	100	0.90	0	Graminha	2	1	1	101.00	47	41.2	0.96	0
Paulo Afonso 123	5	1	3	81.00	84	60	0.96	0			1	1	101.00	47	39.2	0.96	0
		1	2	82.00	97	70	0.96	0	Euclides da Cunha	1	1	4	88.00	37	27.2	0.96	7
		1	1	82.00	107	75	0.96	0	Limoeiro	1	2	2	21.70	89	16	0.96	0
		1	3	81.50	105	76	0.96	0	Marimbondo	1	1	8	59.20	368	186	0.96	0
		1	4	87.50	277	200	0.96	0	Água Vermelha	1	1	6	53.50	493	232.7	0.96	55
Paulo Afonso 4	1	1	6	112.50	400	410	0.96	0	Ilha Solteira	3	1	4	41.50	480	176	0.96	50
Xingó	1	1	6	116.40	496	527	0.96	0			1	11	41.50	464	170	0.96	50
Pedra do Cavalo	1	1	2	100.15	90	80	0.96	0			1	5	41.50	475	174	0.96	50
Itapebi	2	1	3	76.70	214	150	0.96	0	Barra Bonita	1	2	4	21.40	189	35	0.96	0
		1	1	68.00	40	25	0.96	0	Bariri	1	2	3	22.10	257	48	0.96	10
Candongá	1	2	3	48.60	106	46.7	0.96	0	Ibitinga	1	2	3	21.20	235	43.8	0.96	5
Guilman Amorim	1	1	4	116.80	34	35	0.96	0	Promissão	1	2	3	23.10	431	88	0.96	20
Sá Carvalho	3	1	2	108.60	16	15	0.96	0	Nova Avanhandava	1	2	3	27.50	477	115.8	0.96	25
		1	1	108.60	19	18	0.96	0	Três Irmãos	1	1	5	42.00	441	161.5	0.96	0
		1	1	108.60	32	30	0.96	0	Jupiá	1	2	14	21.30	596	110.8	0.96	25

(continua na próxima página)

Tabela A.2 (continuação da página anterior)

UHE	Núm. Conj.	Turbina		Dados Efetivos			η^t	P_{min} MW	UHE	Núm. Conj.	Turbina		Dados Efetivos			η^t	P_{min} MW
		Tipo	Núm.	h_{Ef} m	q_{Ef} m ³ /s	p_{Ef} MW					Tipo	Núm.	h_{Ef} m	q_{Ef} m ³ /s	p_{Ef} MW		
Porto Estrela	1	2	2	49.80	124	56	0.96	0	Porto Primavera	1	2	14	18.95	636	110	0.96	0
Aimorés	1	2	3	27.30	456	110	0.96	0	Jurumirim	1	2	2	30.90	178	48.88	0.95	0
Mascarenhas	4	2	1	21.00	246	45	0.96	0	Pirajú	1	2	2	25.00	181	40	0.96	0
		2	1	21.00	246	45	0.96	0	Chavantes	1	1	4	73.60	162	103.5	0.95	0
		2	1	21.00	224	41	0.96	0	Ourinhos	1	2	3	10.40	162	14.66	0.98	0
		2	1	21.00	265	49.5	0.96	0	Salto Grande	1	2	4	15.30	141	18	0.95	0
Rosal	1	1	2	186.00	16	27.5	0.96	0	Canoas II	1	4	3	14.50	182	23.3	0.97	0
Paraibuna	1	1	2	78.30	63	42.5	0.96	10	Canoas I	1	4	3	16.30	189	27.5	0.97	0
Santa Branca	1	1	2	44.00	63	29	0.96	0	Capivara	1	1	4	44.00	436	160	0.95	0
Jaguari	1	1	2	49.90	33	13.8	0.96	5	Taquaruçu	1	2	5	21.90	574	110.8	0.96	0
Funil	1	1	3	69.60	126	74	0.96	0	Rosana	1	2	4	14.90	707	93	0.96	0
Sobragi	1	1	3	78.00	30	20	0.96	0	Itaipu	1	1	10	117.00	657	700	0.96	170
Ilha dos Pombos	4	1	2	33.34	104	27	0.96	0	Foz do Areia	1	1	4	135.00	344	419	0.96	0
		1	1	33.34	122	32	0.96	0	Segredo	1	1	4	110.00	317	315	0.96	0
		1	1	33.34	185	48	0.96	0	Santa Clara	1	1	2	84.35	78	60	0.96	0
		1	1	33.34	189	49	0.96	0	Salto Santiago	1	1	4	102.00	394	355	0.96	0
Nilo Peçanha	2	1	2	309.20	18	48	0.96	25	Salto Osório	2	1	4	68.40	301	182	0.96	0
		1	4	309.20	27	71	0.96	25			1	2	68.40	290	175	0.96	0
Fontes Nova	2	1	1	303.30	17	44	0.96	0	Salto Caxias	1	1	4	65.40	525	310	0.96	0
		1	2	303.30	17	44	0.96	0	Jauru	2	1	2	102.86	42	39.3	0.96	0
Ponte Coberta	1	1	2	37.60	160	50	0.96	0			1	1	102.86	43	39.4	0.96	0
Emborcação	1	1	4	130.30	262	298	0.96	0	Itiquira I	1	1	2	86.10	40	30.4	0.96	0
Nova Ponte	1	1	3	96.00	199	170	0.96	61	Itiquira II	1	1	2	129.36	41	47.6	0.96	0
Miranda	1	1	3	66.40	225	136	0.96	0	Ponte de Pedra	1	1	3	243.45	27	58.7	0.96	0
Corumbá I	1	1	3	73.50	190	125	0.96	0	Manso	1	1	4	59.40	100	52.5	0.96	0
Itumbiara	1	1	6	80.20	537	380	0.96	0	Machadinho	1	1	3	97.30	437	380	0.96	0
Cachoeira Dourada	4	2	2	30.00	67	17	0.96	0	Itá	1	1	5	102.00	318	290	0.96	0
		2	3	30.00	213	54	0.96	0	Passo Fundo	1	1	2	247.00	52	113	0.96	0
		2	3	30.00	331	84	0.96	0	Quebra Queixo	1	1	3	117.70	38	40	0.96	0
		2	2	30.00	402	105	0.96	0	Capivari/Cachoeira	1	3	4	714.30	10	65	0.96	0
São Simão	1	1	6	70.90	445	285	0.96	0	Passo Real	1	2	2	36.80	206	79	0.96	0
Camargos	1	2	2	24.60	110	23	0.96	0	Jacuí	1	1	6	89.00	39	30	0.96	10

(continua na próxima página)

Tabela A.2 (continuação da página anterior)

UHE	Núm. Conj.	Turbina		Dados Efetivos			η^t	P_{min} MW	UHE	Núm. Conj.	Turbina		Dados Efetivos			η^t	P_{min} MW		
		Tipo	Núm.	h_{Ef}	q_{Ef}	p_{Ef}					h_{Ef}	q_{Ef}	p_{Ef}						
				m	m^3/s	MW								m	m^3/s			MW	
Itutinga	3	2	2	25.00	57	12.5	0.96	0	Itaúba	1	1	4	87.50	155	125	0.96	0		
		2	1	25.00	63	14	0.96	0			Dona Francisca	1	1	2	38.50	188	62.5	0.96	0
		2	1	25.00	59	13	0.96	0			Monte Claro	1	2	2	38.80	186	65	0.96	0

Tabela A.3: Polinômios *volume x cota de montante* e *defluência x cota de canal de fuga*

Nome	Polinômio $\phi(x)$ - <i>volume x cota de montante</i>					Polinômio $\theta(u)$ - <i>defluência x cota de canal de fuga</i>						ref.
	a0	a1	a2	a3	a4	N. Pol.	a0	a1	a2	a3	a4	
Serra da Mesa	3.88E+02	3.49E-03	-8.57E-08	1.23E-12	-7.14E-18	1	3.33E+02	1.34E-03	8.82E-08	-1.63E-11	0.00E+00	
Cana Brava	3.10E+02	1.27E-02	-1.21E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	2.84E+02	4.51E-03	-8.03E-07	4.80E-11	0.00E+00	
Lajeado	2.01E+02	2.70E-03	-1.05E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	1.71E+02	2.42E-03	-1.36E-07	4.48E-12	-5.74E-17	
Tucuruí	3.00E+01	2.71E-03	-8.55E-08	1.45E-12	-9.41E-18	1	2.67E+00	7.41E-04	-2.22E-08	4.08E-13	-2.87E-18	
Boa Esperança	2.81E+02	7.41E-03	-8.26E-07	5.84E-11	-1.61E-15	1	2.58E+02	2.94E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Três Marias	5.34E+02	4.49E-03	-2.70E-07	1.03E-11	-1.59E-16	1	5.15E+02	1.61E-03	-2.55E-07	2.89E-11	-1.18E-15	
Queimado	8.00E+02	1.44E-01	-3.68E-04	5.71E-07	-3.59E-10	1	6.36E+02	3.07E-02	-1.55E-04	5.08E-07	-6.10E-10	
Sobradinho	3.75E+02	1.27E-03	-4.73E-08	1.07E-12	-9.65E-18	1	3.60E+02	1.96E-03	-2.97E-07	2.51E-11	-7.70E-16	
Itaparica	2.84E+02	2.51E-03	-6.13E-08	0.00E+00	0.00E+00	1	2.52E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Moxotó	2.39E+02	1.01E-02	-2.10E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	2.30E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Paulo Afonso 123	1.97E+02	5.67E+00	-3.92E-01	1.22E-02	-1.39E-04	1	1.34E+02	3.32E-03	-3.09E-07	2.15E-11	-5.93E-16	
Paulo Afonso 4	2.39E+02	1.01E-02	-2.10E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	1.29E+02	2.08E-03	-5.27E-08	6.66E-13	2.23E-17	
Xingó	1.34E+03	-6.54E-01	8.91E-05	0.00E+00	0.00E+00	1	1.23E+01	2.77E-03	-3.80E-07	2.24E-11	-4.75E-16	
Pedra do Cavalo	7.73E+01	1.60E-02	-1.34E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	4.14E+00	5.54E-03	-5.10E-06	2.87E-09	-6.08E-13	
Itapebi	5.96E+01	4.77E-02	-1.03E-05	0.00E+00	0.00E+00	1	2.69E+01	5.32E-03	-2.76E-06	7.56E-10	-7.29E-14	
Candonga	3.14E+02	5.48E-02	3.48E-03	0.00E+00	0.00E+00	1	2.76E+02	1.03E-02	-1.26E-05	1.34E-08	-5.48E-12	
Guilman Amorim	4.80E+02	1.53E+00	-2.05E-02	0.00E+00	0.00E+00	1	3.76E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Sá Carvalho	3.34E+02	7.17E+01	-4.71E+01	1.08E+01	0.00E+00	1	2.55E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Porto Estrela	2.31E+02	2.72E-01	7.11E-15	0.00E+00	0.00E+00	1	2.04E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Aimorés	8.85E+01	-1.80E-02	1.42E-04	0.00E+00	0.00E+00	1	5.89E+01	3.51E-03	-1.33E-06	3.14E-10	-2.83E-14	
Mascarenhas	5.29E+01	4.21E-01	-2.82E-03	0.00E+00	0.00E+00	1	3.61E+01	5.53E-03	-1.26E-06	1.57E-10	-7.17E-15	
Rosal	5.46E+02	1.04E+00	-4.06E-02	1.59E-03	0.00E+00	1	3.60E+02	4.43E-02	-3.46E-04	8.95E-07	0.00E+00	
Paraibuna	6.72E+02	1.22E-02	-7.23E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	6.24E+02	2.37E-02	-6.62E-05	6.83E-08	0.00E+00	
Santa Branca	5.91E+02	1.31E-01	-1.95E-04	1.32E-07	0.00E+00	1	5.77E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Jaguari	5.83E+02	5.50E-02	-2.60E-05	5.95E-09	0.00E+00	1	5.55E+02	5.49E-02	-1.32E-04	3.35E-07	0.00E+00	
Funil	4.22E+02	1.01E-01	-9.06E-05	3.72E-08	0.00E+00	1	3.93E+02	1.03E-02	-5.99E-06	1.34E-09	0.00E+00	
Sobragi	4.34E+02	4.21E+01	-5.21E+01	0.00E+00	0.00E+00	1	3.56E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Ilha dos Pombos	1.37E+02	8.78E-01	-1.36E-01	1.56E-02	-6.95E-04	1	9.93E+01	1.15E-02	-9.48E-06	3.36E-09	-4.08E-13	
Nilo Peçanha	3.99E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1	8.69E+01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	

(continua na próxima página)

Tabela A.3 (continuação da página anterior)

Nome	Polinômio $\phi(x)$ - volume x cota de montante					Polinômio $\theta(u)$ - defluência x cota de canal de fuga.						
	a0	a1	a2	a3	a4	N. Pol.	a0	a1	a2	a3	a4	ref.
Fontes Nova	4.15E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1	9.03E+01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Ponte Coberta	8.65E+01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1	4.50E+01	3.89E-02	-1.79E-04	4.41E-07	-3.98E-10	
Emborcação	5.68E+02	1.45E-02	-1.20E-06	5.83E-11	-1.12E-15	1	5.20E+02	4.00E-03	-1.10E-06	2.34E-10	-1.76E-14	
Nova Ponte	7.54E+02	1.13E-02	-1.04E-06	5.82E-11	-1.32E-15	1	6.93E+02	1.26E-02	-1.27E-05	8.51E-09	-2.14E-12	
Miranda	6.51E+02	8.47E-02	-6.92E-05	3.36E-08	-6.47E-12	1	6.25E+02	1.78E-03	-5.98E-07	1.60E-10	-1.99E-14	
Corumbá I	5.45E+02	7.16E-02	-4.59E-05	1.81E-08	-2.95E-12	1	5.11E+02	1.62E-02	-1.18E-05	3.08E-09	0.00E+00	
Itumbiara	4.73E+02	6.31E-03	-4.17E-07	1.71E-11	-2.88E-16	1	4.33E+02	1.60E-03	-8.18E-08	3.17E-12	0.00E+00	
Cachoeira Dourada	4.21E+02	2.62E-02	-1.25E-05	0.00E+00	0.00E+00	1	3.99E+02	2.16E-03	-3.03E-07	3.66E-11	-1.79E-15	
São Simão	3.57E+02	8.77E-03	-8.36E-07	4.51E-11	-9.41E-16	4	3.16E+02	2.35E-03	-1.38E-07	5.23E-12	-7.86E-17	317
							3.22E+02	1.93E-04	1.13E-07	-6.63E-12	1.17E-16	322
							3.25E+02	-2.02E-04	1.11E-07	-5.17E-12	7.90E-17	325
							3.28E+02	-3.79E-05	4.90E-08	-1.68E-12	2.04E-17	328
Camargos	8.94E+02	5.35E-02	-7.76E-05	7.38E-08	-2.80E-11	1	8.86E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Itutinga	8.75E+02	1.45E+00	-4.13E-02	0.00E+00	0.00E+00	1	8.56E+02	7.65E-03	-5.45E-06	2.65E-09	-4.60E-13	
Funil Grande	8.02E+02	1.97E-02	1.07E-05	0.00E+00	0.00E+00	1	7.68E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Furnas	7.36E+02	3.19E-03	-1.61E-07	5.08E-12	-6.50E-17	1	6.72E+02	1.02E-03	-1.80E-07	2.51E-11	0.00E+00	
Peixoto	6.44E+02	5.44E-03	1.06E-06	-4.00E-10	3.65E-14	1	6.19E+02	1.73E-03	-4.89E-08	0.00E+00	0.00E+00	
Estreito	5.90E+02	2.36E-02	-4.63E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	5.57E+02	1.22E-03	-7.51E-08	2.17E-12	0.00E+00	
Jaguara	5.44E+02	3.33E-02	1.78E-15	0.00E+00	0.00E+00	1	5.10E+02	1.77E-03	-7.40E-08	1.12E-11	-4.80E-16	
Igarapava	4.76E+02	1.52E-01	-2.21E-04	1.26E-07	0.00E+00	1	4.94E+02	8.40E-04	-9.59E-08	0.00E+00	0.00E+00	
Volta Grande	4.84E+02	4.54E-03	1.66E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	4.66E+02	8.72E-04	-7.38E-08	6.34E-12	-1.90E-16	
Porto Colômbia	4.53E+02	1.12E-02	-1.41E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	4.46E+02	1.90E-04	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Graminha	8.17E+02	1.82E-01	-4.69E-04	7.02E-07	-4.07E-10	1	7.47E+02	1.17E-01	-6.00E-04	1.42E-06	-1.28E-09	
Euclides da Cunha	6.34E+02	5.22E+00	-3.58E-01	1.35E-02	-2.06E-04	1	5.72E+02	6.46E-02	-2.32E-04	4.39E-07	-3.12E-10	
Limoeiro	5.52E+02	1.81E+00	-5.67E-02	8.64E-04	-4.44E-06	1	5.45E+02	1.32E-02	-1.88E-05	1.93E-08	-7.46E-12	
Marimondo	4.19E+02	9.34E-03	-1.41E-06	1.25E-10	-4.30E-15	1	3.81E+02	1.41E-03	-2.01E-08	1.06E-13	0.00E+00	
Água Vermelha	3.48E+02	6.84E-03	-5.71E-07	2.78E-11	-5.27E-16	1	3.23E+02	-4.58E-04	3.99E-07	-4.22E-11	1.40E-15	
Ilha Solteira	2.94E+02	3.60E-03	-1.84E-07	5.86E-12	-7.47E-17	1	2.80E+02	4.27E-05	4.25E-08	-3.10E-12	6.56E-17	
Barra Bonita	4.34E+02	1.09E-02	-3.46E-06	7.98E-10	-7.76E-14	1	4.27E+02	1.35E-04	1.38E-06	-3.89E-10	3.24E-14	
Bariri	4.16E+02	2.66E-02	-9.77E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	4.04E+02	7.31E-04	7.58E-07	-2.44E-10	2.05E-14	
Ibitinga	3.93E+02	1.33E-02	-2.37E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	3.79E+02	2.55E-03	-5.35E-07	7.69E-11	-5.59E-15	
Promissão	3.65E+02	3.77E-03	-2.36E-07	1.32E-11	-3.40E-16	1	3.58E+02	1.79E-04	2.73E-07	-5.52E-11	3.37E-15	

(continua na próxima página)

Tabela A.3 (continuação da página anterior)

Nome	Polinômio $\phi(x)$ - volume x cota de montante					Polinômio $\theta(u)$ - defluência x cota de canal de fuga.						
	a0	a1	a2	a3	a4	N. Pol.	a0	a1	a2	a3	a4	ref.
Nova Avanhandava	3.33E+02	1.38E-02	-1.70E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	3.24E+02	2.05E-03	-2.20E-07	1.36E-11	-3.82E-16	
Três Irmãos	2.96E+02	4.41E-03	-2.55E-07	9.72E-12	-1.54E-16	1	2.80E+02	-4.07E-04	6.47E-07	-1.12E-10	5.99E-15	
Jupiá	2.68E+02	4.40E-03	-2.07E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	2.53E+02	7.32E-04	-1.28E-08	1.47E-13	-1.06E-18	
Porto Primavera	2.48E+02	6.42E-04	-4.95E-09	0.00E+00	0.00E+00	1	2.34E+02	7.08E-04	-2.52E-08	4.65E-13	-3.26E-18	
Jurumirim	5.42E+02	6.50E-03	-6.84E-07	5.18E-11	-1.68E-15	1	5.31E+02	3.36E-03	-4.42E-07	0.00E+00	0.00E+00	
Pirajú	5.23E+02	9.79E-02	-1.77E-04	0.00E+00	0.00E+00	1	5.04E+02	6.42E-03	-5.36E-06	2.69E-09	-5.06E-13	
Chavantes	4.32E+02	9.51E-03	-9.35E-07	5.84E-11	-1.51E-15	1	3.97E+02	2.98E-03	-2.78E-07	0.00E+00	0.00E+00	
Ourinhos	3.98E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1	3.86E+02	3.72E-03	-1.45E-06	5.33E-10	-7.35E-14	
Salto Grande	3.79E+02	1.72E-01	-9.18E-04	0.00E+00	0.00E+00	1	3.65E+02	2.11E-03	-1.10E-07	0.00E+00	0.00E+00	
Canoas II	3.60E+02	4.37E-02	-2.39E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	3.51E+02	1.35E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Canoas I	3.44E+02	3.59E-02	-5.51E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	3.34E+02	1.38E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Capivara	3.02E+02	5.18E-03	-2.73E-07	6.96E-12	0.00E+00	1	2.84E+02	1.08E-03	-3.19E-08	0.00E+00	0.00E+00	
Taquaruçu	2.71E+02	2.46E-02	-8.36E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	2.58E+02	7.53E-04	-1.77E-08	0.00E+00	0.00E+00	
Rosana	2.46E+02	7.51E-03	-7.63E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	2.35E+02	2.14E-03	-1.92E-07	6.76E-12	0.00E+00	
Itaipu	1.63E+02	5.03E-03	-2.11E-07	5.06E-12	-4.96E-17	4	9.20E+01	1.04E-03	-6.76E-09	0.00E+00	0.00E+00	1000
							9.62E+01	9.33E-04	-5.49E-09	0.00E+00	0.00E+00	5000
							1.02E+02	7.40E-04	-3.10E-09	0.00E+00	0.00E+00	10000
							1.09E+02	6.80E-04	-2.91E-09	0.00E+00	0.00E+00	20000
Foz do Areia	6.52E+02	3.39E-02	-6.05E-06	7.00E-10	-3.48E-14	1	6.02E+02	1.11E-03	4.21E-07	-8.31E-11	4.76E-15	
Segredo	7.86E+02	-3.07E-01	1.76E-04	-4.26E-08	3.84E-12	1	4.90E+02	6.08E-05	2.92E-07	-2.32E-11	4.56E-16	
Santa Clara	7.67E+02	1.54E-01	-2.37E-04	2.37E-07	-1.00E-10	1	7.05E+02	4.97E-03	-1.71E-06	3.14E-10	-2.01E-14	
Salto Santiago	4.52E+02	1.42E-02	-1.64E-06	1.39E-10	-5.12E-15	1	3.94E+02	2.11E-03	-7.92E-08	2.35E-12	-2.71E-17	
Salto Osório	3.66E+02	4.49E-02	-2.41E-05	9.35E-09	-1.45E-12	1	3.22E+02	2.28E-03	-1.40E-07	3.84E-12	-5.36E-17	
Salto Caxias	-7.60E+02	1.22E+00	-5.23E-04	1.00E-07	-7.19E-12	1	2.58E+02	6.21E-04	-1.72E-08	2.28E-13	1.22E-20	
Jauru	3.42E+02	9.63E-01	-1.32E-02	0.00E+00	0.00E+00	1	2.48E+02	-8.92E-03	1.81E-04	-8.33E-07	1.27E-09	
Itiquira I	3.97E+02	5.21E+00	-4.27E-01	0.00E+00	0.00E+00	1	3.20E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Itiquira II	3.20E+02	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1	1.79E+02	4.56E-02	-3.17E-04	1.19E-06	-1.72E-09	
Ponte de Pedra	3.85E+02	1.55E-01	-4.45E-04	0.00E+00	0.00E+00	1	1.47E+02	2.46E-02	-6.67E-05	9.44E-08	-4.82E-11	
Manso	3.14E+02	-3.42E-02	1.03E-05	-1.22E-09	5.32E-14	1	2.24E+02	4.57E-03	-4.20E-07	0.00E+00	0.00E+00	
Machadinho	4.20E+02	2.32E-02	-1.61E-06	0.00E+00	0.00E+00	1	3.72E+02	1.93E-03	-8.53E-08	2.38E-12	-2.62E-17	
Itá	3.18E+02	1.36E-02	-6.46E-07	0.00E+00	0.00E+00	1	2.62E+02	2.34E-03	-1.96E-07	9.23E-12	-1.92E-16	
Passo Fundo	5.80E+02	2.36E-02	-1.78E-05	9.53E-09	-2.07E-12	1	3.35E+02	8.17E-03	-5.67E-06	0.00E+00	0.00E+00	

(continua na próxima página)

Tabela A.3 (continuação da página anterior)

Nome	Polinômio $\phi(x)$ - volume x cota de montante					Polinômio $\theta(u)$ - defluência x cota de canal de fuga.						
	a0	a1	a2	a3	a4	N. Pol.	a0	a1	a2	a3	a4	ref.
Quebra Queixo	5.12E+02	3.56E-01	-6.42E-04	0.00E+00	0.00E+00	1	4.26E+02	8.27E-03	-2.41E-05	3.49E-08	-1.81E-11	
Capivari/Cachoeira	8.13E+02	4.86E-01	-3.91E-03	1.89E-05	-3.66E-08	1	9.07E+01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Passo Real	2.94E+02	2.35E-02	-9.51E-06	2.33E-09	-2.23E-13	1	2.78E+02	5.55E-03	-1.64E-06	2.81E-10	-1.68E-14	
Jacuí	2.66E+02	1.14E+00	-3.73E-02	5.59E-04	-1.94E-06	1	1.81E+02	5.57E-03	-1.61E-06	2.84E-10	-1.81E-14	
Itaúba	1.16E+02	1.47E-01	-6.01E-05	0.00E+00	0.00E+00	1	9.19E+01	5.45E-03	-1.46E-06	1.93E-10	-9.65E-15	
Dona Francisca	7.17E+01	8.58E-02	-5.02E-05	0.00E+00	0.00E+00	1	5.33E+01	4.81E-03	-2.40E-06	8.99E-10	-1.26E-13	
Monte Claro	1.36E+02	1.50E+00	-4.86E-02	1.09E-03	-1.04E-05	1	1.05E+02	3.67E-03	-3.30E-07	2.04E-11	-4.99E-16	

Tabela A.4: Dados DECOMP - Geração Hidráulica da 1a. Semana em Patamar.

UHE	Patamar de Carga 1 (MW)					Patamar de Carga 2 (MW)					Patamar de Carga 3 (MW)				
	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05
CAMARGOS	42.2	33.3	34.9	38.9	30.9	42.2	20.7	29.2	33.4	26.8	11.2	7.6	7.6	25	26.8
ITUTINGA	52	38.9	38.9	52	38.9	38.9	23	23	38.9	34.1	23	8.7	23	23	23
FUNIL-GRANDE	180	180	180	180	180	108.8	67.1	84.5	110.1	86.4	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5
FURNAS	827.4	1057.3	963	824.8	584.1	827.4	698.2	685.1	608.9	584.1	492	698.2	685.1	608.9	584.1
M. DE MORAES	379.9	357.6	417.7	395.6	363	356.3	357.6	358.2	356	363	356.3	265.5	350.7	356	312.9
ESTREITO	919.6	867.7	894.2	1051.3	1051.3	806	708.4	813.3	745.4	736.1	125.8	125.8	125.8	176.4	125.9
JAGUARA	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424	306.8	424	424	375.8
IGARAPAVA	168	168	168	167.6	168	168	167.6	167.6	167.6	167.6	148.1	103.6	146.7	147.3	127.9
VOLTA GRANDE	380	367.1	380	367.1	380	380	348.8	367.1	367.1	367.1	96	62.7	102.4	109.7	68.4
P. COLOMBIA	328	328	328	328	328	312.7	272.9	243	247.3	286.2	44.2	44.2	137.6	137.6	44.2
CACONDE	37.8	26.6	26.7	26.7	26.7	28	26.6	26.7	26.7	26.7	26.6	26.6	26.7	26.7	26.7
E. DA CUNHA	108.8	70.3	70.3	41.7	70.3	54.9	57	41.7	41.7	41.7	9.1	9.1	26.2	34.9	34.2
A.S.OLIVEIRA	16	16	16	16	16	16	15.1	12.8	12.8	15.5	8.8	7.6	9.3	9.3	7.6
MARIMBONDO	701.9	609.5	1095	1084.3	1140.8	600.1	609.5	935.3	1084.3	1065	429.8	609.5	647.4	732.5	1065
A. VERMELHA	412.5	375	1003.3	1396.2	1185.6	394.4	375	589.8	797.3	656.9	375	375	589.8	666.7	484.9
SERRA FACAO	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
EMBORCACAO	1192	735.2	997	1192	1192	744.9	735.2	709.6	702.3	944	744.9	735.2	709.6	683.1	654.8
NOVA PONTE	320.2	365	354.9	340.8	324.7	320.2	331.2	354.9	340.8	324.7	204.8	151.3	228.7	296	282.5
MIRANDA	408	408	408	408	408	362	166.8	170.8	232.4	182.3	80	80	141.6	127.8	124.7
CAPIM BRANC1	240	223.6	240	205.7	194.4	240	159.5	159.5	192.6	182.3	154.8	94.1	114.3	137.2	94.2
CAPIM BRANC2	210	200.2	200.2	210	200.2	210	142.7	142.7	142.7	142.7	113.9	63	84.2	131.5	84.2
CORUMBA IV	127	127	127	127	95.5	127	127	127	127	61.7	127	122.8	127	104.4	38
CORUMBA III	95.5	88	94.6	95.5	95.5	91.6	63.4	81.7	95.5	95.5	66.8	56	69.6	95.5	95.5
CORUMBA I	217.6	267.6	300.7	307.3	307.2	148.3	160.7	300.7	307.3	307.2	90.9	160.7	179.5	246.8	246.1
ITUMBIARA	764	912.1	621.5	680.3	979.1	764	572.2	621.5	680.3	635.5	415.2	172.1	561.3	580.8	568.4
CACH.DOURADA	415.6	285.5	280.6	278.5	278.5	285.5	267.6	280.6	278.5	278.5	244.4	81.9	219.4	278.5	278.5
SAO SIMAO	850.5	555	1144.6	1118.4	1348	555	555	707.5	1118.4	1007.5	555	555	555	555	555
GUARAPIRANGA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BILLINGS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(continua na próxima página)

Tabela A.4 (continuação da página anterior)

UHE	Patamar de Carga 1 (MW)					Patamar de Carga 2 (MW)					Patamar de Carga 3 (MW)				
	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05
HENRY BORDEN	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
PEDREIRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRAICAO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDGARD SOUZA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRA BONITA	127.7	135.5	133.1	135.7	131.3	124.8	135.5	133.1	135.7	127.2	119.9	127.3	104.6	128.6	94.3
A.S. LIMA	96	144	144	144	109.7	96	144	136.7	136.7	109.7	96	123.2	106.4	135.6	109.7
IBITINGA	87.6	131.4	131.4	131.4	131.4	87.6	131.4	131.4	131.4	131.4	87.6	131.4	131.4	131.4	129
PROMISSAO	190.6	264	264	264	264	190.6	264	264	264	199.3	177.3	264	264	254.8	135
NAVANHANDEVA	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7	231.7
SALTO	66.2	58	58	73.7	79.1	66.2	58	58	60.1	51.3	45	56.2	53.8	43.7	46.9
SLT VERDINHO	93	93	87.1	87.1	87.1	62.1	62.1	57.1	55.7	62.1	32.5	29.4	36.6	36.6	17.9
CACU	41.8	32.5	59.1	59.1	59.1	41.8	32.5	40.7	39.1	35.8	21.2	32.5	13.6	13.6	13.6
B. COQUEIROS	51.4	90	90	90	79.7	51.4	41.2	56.4	90	17.1	17.2	17.1	17.1	17.1	17.1
FOZ R. CLARO	68.4	68.4	68.4	68.4	26.9	38.2	35.5	39.4	64.7	23.7	14.6	14.6	26.9	26.9	14.6
ESFORA	30.7	32	32	32	29.6	25.4	23.9	24.3	28.8	20	12	12	20.8	20.8	19.9
I. SOLT. EQV	2742.3	2705.9	2714.2	2741.3	2765.9	2325.6	2290.2	2315	2741.3	1848.6	838.3	658.3	1633.7	1624.7	1593.5
JUPIA	1355.8	1015.7	1381.3	1381.3	1207.3	1015.7	1015.7	1132.7	1301.1	1015.7	1015.7	951.4	1015.7	1015.7	1015.7
P. PRIMAVERA	1352.2	1159.7	1272.2	1272.2	1272.2	1009.2	964.8	1024.1	1127.1	1095.8	1009.2	964.8	947.2	947.2	947.2
A.A. LAYDNER	82.3	80.2	83.4	84.3	82.4	71.2	69.2	71.9	73.8	71	45.6	45.4	52.4	72.7	51.8
PIRAJU	76.3	65.6	76.3	76.3	76.3	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	32.5	32.5	37.9	54.7	35.7
CHAVANTES	102	102	223.4	241.5	254.4	102	102	135.7	145	151.6	102	102	102	133.7	124.1
OURINHOS	18.8	18.8	31.1	31.1	31.1	18.8	18.8	20.8	25.5	25.7	12.9	12.6	18.8	18.8	18.8
L.N. GARCEZ	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	44	55.3	55.3	55.3	46.2	43	44.8	48	48
CANOAS II	72	45.4	63.4	63.4	63.4	50.7	45.4	45.4	45.4	45.4	26.8	25.5	34.9	37	37
CANOAS I	55	55	55	55	55	55	54.2	55	55	55	55	37.6	53.8	55	55
CAPIVARA	602.9	640	640	640	453.1	506.6	580.8	527.9	490.5	372.5	352.8	280.7	506	490.5	269.5
TAQUARUCU	402.6	402.6	402.6	402.6	242.3	251	293.8	333	295.9	242.3	242.3	242.3	242.3	242.3	136.8
ROSANA	322.6	322.6	322.6	322.6	197.9	251.4	252.8	291	292.9	197.9	197.9	197.9	197.9	197.9	197.9
ITAIPIU	12558	12600	12600	12600	12600	12276	12361	12080.7	12361	12361	8890.1	11242.2	4305	6292.3	5663.7
SALTO GRANDE	102	102	102	102	102	96.2	94.7	72.9	68.5	81.6	14.2	14.2	40.1	40.1	14.2
P. ESTRELA	99	100.6	100.6	86.1	100.6	34.3	35.1	33.1	28.6	29	12.3	12.2	12.2	20.9	12.2
GUILMAN-AMOR	140	140	140	140	140	41.5	37.7	37.7	35.7	33.8	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5

(continua na próxima página)

Tabela A.4 (continuação da página anterior)

UHE	Patamar de Carga 1 (MW)					Patamar de Carga 2 (MW)					Patamar de Carga 3 (MW)				
	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05
SA CARVALHO	78	78	78	78	78	53.5	51.7	49.9	48.2	46.4	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8
CANDONGA	112.3	74.3	65.8	57.4	57.4	57.4	57.4	57.4	57.4	53	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
BAGUARI	97.6	58.4	58.4	58.4	58.4	58.4	58.4	58.4	58.4	58.4	35.1	43.4	42.9	39.7	36.9
AIMORES	169.3	130	130	130	130	130	130	128.6	122.8	117.5	52.1	52.1	52.1	52.1	52.1
MASCARENHAS	113.1	99	99	102.4	102.4	110.3	99	97	102.4	102.4	79.1	89.5	90.4	73.9	67
ROSAL	55	55	55	55	55	50.4	50.4	50.4	50.4	44	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
JAGUARI	27.6	17.4	24.6	27.6	27.6	27.6	10.8	17.9	27.6	27.6	18.2	5.6	11.1	27.6	27.6
PARAIBUNA	56.1	56.4	57	85	85	56.1	56.4	57	85	82.3	35.7	21.4	46.8	85	53
SANTA BRANCA	41	32	26.8	28.6	44.9	41	23.4	26.8	19.5	44.9	25.6	14.8	14.9	15.1	24.9
FUNIL	169.6	128.2	129.1	136.2	147.5	116.3	123.3	100.9	98.5	137.2	79.8	77.5	77.9	81.6	88.5
STA CECILIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOCOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SANTANA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PICADA	50	50	50	50	50	38.3	38.3	36.3	34.2	32.2	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
SOBRAGI	60	60	45.7	51.4	48.6	55.4	54.1	45.7	51.4	48.6	1.3	1.3	16	2.4	5.5
ILHA POMBOS	187.2	103.2	103.2	96	87.6	106.1	65.4	63.1	69.8	79.6	69.8	61.8	61.8	57.4	52.4
VIGARIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NILO PECANHA	380	329.1	309	309	369.8	380	329.1	309	309	369.8	380	329.1	309	309	369.8
LAJES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FONTES A	44	44	44	44	44	44	13.9	13.9	44	44	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9
FONTES BC	88	88	88	88	88	88	88	61.7	88	88	0	82.5	0	0	2.9
P. PASSOS	70.3	66.2	66.2	66.2	66.2	66.2	59.1	44.1	50.9	64.4	38.4	38.4	39.4	39.4	39.4
MANSO	112.1	77.5	97.1	102.9	93.5	80	77.5	72.9	68	82	50.2	50.1	50	68	49.8
GUAPORE	120	120	120	120	120	50	50	50	50	50	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
STO ANTONIO	208.8	178.9	139.3	189	208.8	208.8	178.9	139.3	189	208.8	208.8	178.9	139.3	189	208.8
PONTE PEDRA	134.2	134.2	134.2	176.1	176.1	134.2	134.2	134.2	165.1	160.9	134.2	134.2	134.2	99.1	99.1
SAMUEL	79	62.8	76.7	73	90.6	63.8	62.8	60.2	58.4	51.4	40	40	60.2	58.4	51.4
STA CLARA MG	56.3	40	15.1	15.1	19.4	12.4	13.2	7	7	7	7	7	7	7	7
ITIQUIRA I	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8	36.5	28.1	25.9	23.8	17.5
ITIQUIRA II	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	89	86.8	84.6	78.1	50.1	46.6	46.6	46.6	46.6
JAURU	118	118	118	118	118	85.4	80.2	83.7	83.7	81.9	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
DARDANELOS	219.5	211.4	261	256.1	251	198.8	164.3	121.2	104.1	76.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

(continua na próxima página)

Tabela A.4 (continuação da página anterior)

UHE	Patamar de Carga 1 (MW)					Patamar de Carga 2 (MW)					Patamar de Carga 3 (MW)				
	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05
RONDON II	73.5	73.1	73.1	73.1	52.1	52.1	52.1	43.1	34.8	44.3	25	23.5	30.8	30.8	30.8
ERNESTINA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PASSO REAL	87.4	82.9	75.1	75.8	70.1	87.4	82.9	75.1	66.5	64.6	35.4	35.1	55.4	66.4	61.5
JACUI	165	158.6	165	165	158.6	165	158.6	165	165	158.6	165	158.6	165	165	158.6
ITAUBA	410.5	468.8	468.8	468.8	468.8	248.3	239.7	241	245.6	279.4	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1
D. FRANCISCA	125	125	125	125	125	97.2	105.4	85.1	85.1	119.4	50.2	50.2	73.8	80.3	77.8
G.B. MUNHOZ	1002.2	1257	1257	1042.3	1200.5	1002.2	1257	1257	168.9	1200.5	1002.2	1257	1257	96.7	721.8
SEGREDO	1159.2	1188.7	1188.9	440.3	1003.4	1160	1188.8	1189	471.5	1006.6	1159.2	1188.7	1188.9	122.4	1003.4
STA CLARA PR	120	116.1	120	120	120	120	110.6	120	120	120	120	90.1	113	120	120
FUNDAO	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	85.3	115.9	120	120
JORDAO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SLT.SANTIAGO	1420	1420	1409	1407.4	1420	1420	1401.3	1406.7	1391	1420	1355.7	1279.5	1387.5	1387.5	1394.2
SALTO OSORIO	1052.1	1034.3	1034.3	1034.3	953	1010.5	1034.3	1034.3	1034.3	953	846	680.4	838.3	810.7	953
SALTO CAXIAS	1062.7	930	930	930	1107.3	1062.7	930	930	930	1107.3	1062.7	930	930	930	1007.2
G.P. SOUZA	260	260	111.5	0	0	260	260	111.5	0	0	260	260	111.5	0	0
PASSO FUNDO	226	226	226	226	226	226	226	226	223.7	226	226	226	213.6	102.3	182.2
MONJOLINHO	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	53.8	64.7	74	74	74
BARRA GRANDE	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
CAMPOS NOVOS	450	816	879.9	879.9	816	450	695	510.9	606.5	671.8	341.6	428.1	432.8	430.2	428.7
MACHADINHO	856.6	702.8	799.4	1045	980.1	628.5	511.6	799.4	937.3	895.2	360	424	799.4	830	697.9
ITA	1450	1242.6	1160	1450	1450	1181.7	1242.6	1160	1367.3	1450	165.5	165.5	1037.6	1059.5	951
FOZ CHAPECO	855.2	810.3	855.2	855.2	855.2	664.4	729.2	765	810.3	855.2	341.5	341.5	578.5	686.8	687.1
CASTRO ALVES	129.9	129.9	129.9	129.9	129.9	50.7	122.1	129.9	73.6	129.9	0	0	9.4	0	44.9
MONTE CLARO	81.9	115	115	81.9	115	45	81.9	68.1	48.3	85.4	0.2	12.9	48.3	21.4	48.3
14 DE JULHO	98.7	98.7	98.7	70.5	98.7	41.8	70.5	70.5	41.6	72.3	0.2	33.9	48.6	34.4	70.5
QUEBRA QUEIX	120	120	120	120	120	120	119.4	68.5	100.8	120	33.2	1.3	35.2	32.3	120
SALTO PILAO	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9	191.9
SAO JOSE	38.2	51	38.2	51	51	10.6	51	17.1	51	34.4	0.1	51	0.1	51	0.1
PASSO S JOAO	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	16.6	39.5	24.6	39.5	39.5	0	39.5	0	39.5	15.9
RETIRO BAIXO	18.7	31.3	30	30.1	30.2	18.7	23.6	26.5	24.1	30.2	18.3	16.5	9.5	9.5	9.5
TRES MARIAS	233.5	232.8	232	231.2	230.1	233.5	232.8	232	231.1	230.1	233.5	232.8	232	231.1	230.1
QUEIMADO	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	46.6	70	70	66.4

(continua na próxima página)

Tabela A.4 (continuação da página anterior)

UHE	Patamar de Carga 1 (MW)					Patamar de Carga 2 (MW)					Patamar de Carga 3 (MW)				
	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05	Sem 01	Sem 02	Sem 03	Sem 04	Sem 05
SOBRADINHO	732.9	597	600.4	627.7	619.6	732.9	594	557.1	591.8	583.2	594	351.7	557.1	464.6	451.3
ITAPARICA	1321.5	1249.5	1500	1249.5	1249.5	1321.5	1249.5	1167.8	1212.2	1249.5	952	533.2	946.7	956.6	901.3
MOXOTO	300	121.6	72.3	72.3	72.3	3.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P.AFONSO 123	583.9	527.2	312.4	312.4	312.4	162.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P.AFONSO 4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	2462.4	1561.5	2462.4	2462.4	2462.4
XINGO	2785.7	2633.9	2633.9	2633.9	2633.9	2785.7	2633.9	2633.9	2633.9	2633.9	2785.7	1787.1	2633.9	2633.9	2633.9
IRAPE	266.5	247.7	229.9	202.2	270.9	220.2	244.1	229.9	151.8	197.1	141	104.5	150.1	151.8	197.1
ITAPEBI	433.3	181.1	307.9	307.9	244.4	135	181.1	161.7	122.6	181.1	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4
B. ESPERANCA	90.6	90.5	90.5	90.4	90.3	90.6	90.5	90.5	90.4	90.3	90.6	90.5	90.5	90.4	90.3
P. CAVALO	160	74.1	79.3	104.4	97.7	90.6	36.7	35.3	65.9	58.2	9.1	9.1	9	9	9
SERRA MESA	636.2	637.6	636.4	635.2	627.1	636.2	637.6	636.4	635.2	627.1	636.2	637.6	636.4	635.2	627.1
CANA BRAVA	306.7	306.7	306.7	306.7	306.7	306.7	306.7	306.7	306.7	306.7	169.3	164.9	161.6	161.6	158.2
SAO SALVADOR	86.8	156.4	165.6	165.6	165.6	86.8	156.4	165.6	158.6	165.6	86.8	106.1	86.9	97.3	84
PEIXE ANGIC	247.8	358.4	300.7	239.9	244.8	209.5	180.2	171.2	172.3	172.2	129.5	143.3	171.2	172.3	172.2
LAJEADO	443.8	443.8	443.8	384.3	360.2	443.8	443.8	441.2	384.3	360.2	104.8	103.9	95.7	169.5	210
ESTREITO TOC	391.1	417.3	417.3	373.1	354.9	391.1	417.3	417.3	373.1	354.9	382.7	295.9	261.2	316.9	333.4
TUCURUI	4154	5948.7	4271	3972.7	3959.5	3325.8	4571.6	4271	3972.7	3803.7	2322	3288	3680.4	3448.9	3506.4
CURUA-UNA	29.6	30	22.9	20	20	29.6	30	22.9	20	20	27.6	30	22.9	20	20

CEPEL: DECOMP - Coordenação da Operação a Curto Prazo - v17 - Jul/2011

PMO JULHO - AGOSTO/2012 - REV 0 - FCF COM CAR - VALOR ESPERADO - PLANEJAMENTO:30/06/2012

GERACAO HIDRAULICA (MWmed) POR PATAMAR - Fonte: site Deck de Preços do CCEE