Campus de São Carlos

**UM ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO DETERMINÍSTICO
PARA O ESTUDO E PLANEJAMENTO DA
OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE
POTÊNCIA**

Autora: Julia Sechi Nazareno

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA
DE SÃO CARLOS**

Serviço de Pós-Graduação EESC/USP

EXEMPLAR REVISADO

Data de entrada no Serviço... 22 / 06 / 05

Ass.: Cesar

Um Algoritmo de Otimização Determinístico para o Estudo e Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência

Julia Sechi Nazareno

DEDALUS - Acervo - EESC

31100052239

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

São Carlos

2005

Class.	TESTE - EESC ✓
Cut.	3834
Tombo	T165/05
Sysno	1455392

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

N335a
28

Nazareno, Julia Sechi.
Um algoritmo de otimização determinístico para o estudo e planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência / Julia Sechi Nazareno. -- São Carlos, 2005.

Dissertação (Mestrado) -- Escola de Engenharia de São Carlos-Universidade de São Paulo, 2005.
Área: Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Adriano de França Mendes Carneiro.

1. Planejamento da operação. 2. Sistemas hidrotérmicos de potência. 3. Otimização. 4. Programação não-linear. 5. Fluxo em rede. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **JULIA SECHI NAZARENO**

Tese defendida e julgada em 26-04-2005 perante a Comissão Julgadora:

Prof. Dr. **ADRIANO ALBER DE FRANCA MENDES CARNEIRO** (Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADA

Prof. Associado **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADA

Prof. Dr. **MARINHO GOMES DE ANDRADE FILHO**
(Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação/USP)

APROVADA

Prof. Associado **HOMERO SCHIABEL**
Vice-Coordenador em Exercício do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

Profa. Titular **MARIA DO CARMO CALIJURI**
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Adriano Alber de França Mendes Carneiro pela orientação, dedicação e apoio.

Ao meu querido pai, colega e amigo Julio que sempre se dedicou aos filhos e é o responsável por essa conquista pelo carinho e incentivo em todos os momentos.

À Consolação, que sempre teve uma palavra de carinho e apoio nos momentos difíceis.

Ao meu irmão e também colega Ivo pelo auxílio e amizade e ao meu amado sobrinho Carlos Eduardo, pela distração de todas as noites.

Ao querido Marco Aurélio que, com muito amor, paciência e amizade sempre me auxiliou e esteve presente em todos os momentos desta jornada.

Aos amigos da Pós Graduação e em especial aos colegas do LSEE pela companhia e auxílio diário.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da EESC/USP que de alguma forma contribuíram para o andamento deste trabalho.

À Coordenadoria de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES pela bolsa de estudos concedida.

Abstract

NAZARENO, J. S. (2005). An Deterministic Algorithm for the Study and Planning of Hydrothermal Power System Operation. M.Sc Dissertation - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2005.

This work presents a deterministic algorithm for the operational planning of hydrothermal power systems where each plant is represented individually. This problem is characterized by non-linear, non-diferenciabile and large scale. The optimization model was based in non-linear network flow algorithm and it was used the Reduced Gradient method to find the optimal direction and the Golden Ratio method to find the best step size. The structure of hydraulic network formed by the water balance equation was exploited through the definition of the base in the Basic Flow Matrix. Many tests were done with some system composed by real plants located on Brazilian Southeast. This studies was done to show the basics principles that rule the optimal operation of reservoirs and to validate the algorithm implemented.

Keywords: operation planning, hydrothermal power systems, optimization, non-linear programming, network flow.

Resumo

NAZARENO, J. S. (2005). *Um Algoritmo de Otimização Determinístico para o Estudo e Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2005.

Este trabalho apresenta um algoritmo determinístico para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência com representação individualizada das usinas hidroelétricas. Este problema caracteriza-se por ser não-linear, não diferenciável e de grande porte. O modelo de otimização foi baseado em algoritmos de fluxo em rede não-linear e foi utilizado o método do Gradiente Reduzido para se encontrar a direção ótima e o método da Razão Áurea para a busca do tamanho do passo ótimo. A estrutura da rede hidráulica formada pelas equações de balanço de água foi explorada através da definição da base na Matriz Defluência Básica. Testes no programa foram realizados em diversos sistemas compostos por usinas reais pertencentes ao sistema Sudeste brasileiro. Esses estudos foram realizados visando apresentar os princípios básicos que regem a operação ótima dos reservatórios e validar o algoritmo implementado.

Palavras-chave: planejamento da operação, sistemas hidrotérmicos de potência, otimização, programação não-linear, fluxo em rede.

Lista de Figuras

<i>Figura 2.1</i>	<i>Geração de Energia Elétrica.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2.2</i>	<i>Estrutura da capacidade instalada (MW) do sistema brasileiro ...</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2.3</i>	<i>Capacidade instalada do SIN.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2.4</i>	<i>Distribuição Regional do</i> <i>Potencial Hidroelétrico Inventariado do SIN.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2.5</i>	<i>Esquema da decomposição</i> <i>temporal do problema de planejamento da operação.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 3.1</i>	<i>Esquema de um sistema hidrotérmico de potência</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3.2</i>	<i>Esquema de uma usina hidroelétrica</i>	<i>23</i>
<i>Figura 3.3</i>	<i>Representação das vazões naturais e incrementais</i>	<i>25</i>
<i>Figura 3.4</i>	<i>Altura de queda bruta</i>	<i>27</i>
<i>Figura 3.5</i>	<i>Afogamento da usina de São Simão</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.6</i>	<i>Potência Máxima x Altura de Queda Líquida e</i> <i>Engolimento Máximo x Altura de Queda Líquida.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.7</i>	<i>Curva da Função de Custo Mínimo</i> <i>de Operação de um Sistema Termoelétrico.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 4.1</i>	<i>Representação da Equação de Balanço da Água</i>	<i>47</i>
<i>Figura 4.2</i>	<i>Representação de uma rede básica de um sistema de 4 usinas</i>	<i>48</i>
<i>Figura 4.3</i>	<i>Representação da rede para</i> <i>um sistema de 4 usinas e T intervalos de tempo.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 4.4</i>	<i>Exemplo para a formação da matriz incidência.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 4.5</i>	<i>Divisão das variáveis para o problema de Fluxo em Rede.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 4.6</i>	<i>Representação de uma árvore.....</i>	<i>54</i>

<i>Figura 4.7</i>	<i>Definição das variáveis básicas com arcos de volume ou defluência.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 4.8</i>	<i>Exemplo de Ciclo formado por dois arcos super-básicos.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 4.9</i>	<i>Ilustração do método da Razão Áurea.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 5.1</i>	<i>Usinas do Sudeste Brasileiro.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 5.2</i>	<i>Primeira Cascata Estudada.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 5.3</i>	<i>Vazões Afluentes Proporcionais a 60%, 80% e 120% da MLT da Primeira Cascata Estudada.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 5.4</i>	<i>Trajетórias dos Volumes dos Reservatórios com Afluências a 60% da MLT.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5.5</i>	<i>Trajетórias dos Volumes dos Reservatórios com Afluências a 80% da MLT.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5.6</i>	<i>Trajетórias dos Volumes dos Reservatórios com Afluências a 120% da MLT.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5.7</i>	<i>Atendimento à Demanda da Primeira Cascata Estudada com Afluências a 60% da MLT.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5.8</i>	<i>Atendimento à Demanda da Primeira Cascata Estudada com Afluências a 80% da MLT.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.9</i>	<i>Atendimento à Demanda da Primeira Cascata Estudada com Afluências a 120% da MLT.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.10</i>	<i>Comparação das Trajetórias dos Volumes com Afluências a 60% da MLT.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 5.11</i>	<i>Comparação das Trajetórias dos Volumes com Afluências a 80% da MLT.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 5.12</i>	<i>Comparação das Trajetórias dos Volumes com Afluências a 120% da MLT.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 5.13</i>	<i>Comparação do Atendimento à Demanda com Afluências a 60% da MLT.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 5.14</i>	<i>Comparação do Atendimento à Demanda com Afluências a 80% da MLT.....</i>	<i>81</i>

<i>Figura 5.15</i>	<i>Comparação do Atendimento à Demanda com Afluências a 120% da MLT.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5.16</i>	<i>Sazonalidade da Demanda.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 5.17</i>	<i>Trajetórias dos Volumes dos Reservatórios com Afluências a 80% da MLT e Demanda Variável.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 5.18</i>	<i>Atendimento à Demanda com Afluências a 80% da MLT e Demanda Variável.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 5.19</i>	<i>Vazões Afluentes do período de 1952 a 1956.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 5.20</i>	<i>Trajetórias dos Volumes com as Vazões Afluentes de 1952 a 1956.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 5.21</i>	<i>Atendimento à Demanda com as Vazões Afluentes de 1952 a 1956.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 5.22</i>	<i>Vazões Afluentes do período de 1980 a 1985.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 5.23</i>	<i>Trajetórias dos Volumes com as Vazões Afluentes de 1980 a 1985.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 5.24</i>	<i>Atendimento à Demanda com as Vazões Afluentes de 1980 a 1985.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 5.25</i>	<i>Esquema da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 5.26</i>	<i>Vazões Afluentes proporcionais a 80% da MLT da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 5.27</i>	<i>Trajetórias dos Volumes da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 5.28</i>	<i>Geração Hidráulica por Usina da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 5.29</i>	<i>Atendimento a Demanda da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 5.30</i>	<i>Vazões Afluentes do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 5.31</i>	<i>Trajetórias dos Volumes do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 5.32</i>	<i>Geração Hidráulica por Usina do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>95</i>

<i>Figura 5.33</i>	<i>Atendimento a Demanda do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 5.34</i>	<i>Esquema da Terceira Cascata Estudada.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 5.35</i>	<i>Vazões Afluentes proporcionais a 80% da MLT da Terceira Cascata Estudada.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 5.36</i>	<i>Trajetórias dos Volumes da Terceira Cascata Estudada.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 5.37</i>	<i>Atendimento a Demanda da Terceira Cascata Estudada.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 5.38</i>	<i>Esquema da Quarta Cascata Estudada.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 5.39</i>	<i>Vazões Afluentes proporcionais a 80% da MLT da Quarta Cascata Estudada.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 5.40</i>	<i>Trajetórias dos Volumes da Quarta Cascata Estudada.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 5.41</i>	<i>Geração Hidráulica por Usina da Quarta Cascata Estudada.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 5.42</i>	<i>Atendimento a Demanda da Quarta Cascata Estudada.....</i>	<i>102</i>

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica.
ELETOBRÁS	– Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
MDB	– Matriz Defluência Básica.
MLT	– Média de Longo Termo.
MME	– Ministério das Minas e Energia.
MW	– Megawatt.
MWmédio	– Megawatt médio.
ONS	– Operador Nacional do Sistema.
PCHs	– Pequenas Centrais Hidroelétricas.
PDE	– Programação Dinâmica Estocástica.
PDDE	– Programação Dinâmica Dual Estocástica.
POSH	– Programa Otimizador de Sistemas Hidrotérmicos
SIN	– Sistema Interligado Nacional.

Lista de Símbolos

$D(t)$	: demanda média durante o intervalo t , em $\overline{MW}$.
$H(t)$	: geração média total das usinas hidroelétricas durante o intervalo t , em $\overline{MW}$.
$E(t)$	: geração média das fontes não-hidráulicas (complementação térmica) durante o intervalo t , em $\overline{MW}$.
x	: volume total de água armazenado no reservatório.
x_{mor}	: volume morto do reservatório.
x_{min}	: volume mínimo operativo do reservatório.
x_{max}	: volume máximo operativo do reservatório.
x_{util}	: volume útil do reservatório.
$x_{max,max}$	: volume máximo maximorum do reservatório.
x_{seg}	: volume de segurança do reservatório.
q	: vazão turbinada pela usina.
v	: vazão vertida pela usina.
u	: vazão defluida da usina.
y_{ni}	: vazão natural da usina i .
y_i	: vazão incremental a usina i .
Ω_i	: conjunto das usinas diretamente à montante da usina i .

$q^{m\acute{a}x}$	: engolimento máximo da usina.
h_b	: altura de queda bruta.
h_l	: altura de queda líquida.
pc	: perda de carga.
h_{mon}	: nível de montante.
h_{jus}	: nível de jusante.
$c_{f_{med}}$	: nível médio do canal de fuga.
N_j	: número de unidades geradoras do conjunto j .
N_c	: número de conjuntos de unidades geradoras da usina.
$Tipo_j$	: tipo da turbina do conjunto j (Kaplan, Francis ou Pelton).
$p_{m\acute{a}x}$	: potência máxima produzida por uma unidade geradora.
$p_{ef,j}$	: potência efetiva de cada unidade geradora do conjunto j .
$h_{ef,j}$	: altura de queda efetiva de cada unidade geradora do conjunto j .
$q_{ef,j}$	: engolimento efetivo de cada unidade geradora do conjunto j .
de_p	: variação da energia potencial.
dm	: variação incremental da massa da água armazenada no reservatório.
g	: aceleração da gravidade.
ρ	: peso específico da água.
dv	: variação do volume.
dt	: intervalo de tempo infinitesimal.
e_p	: energia potencial.

e_e	: energia elétrica.
η	: rendimento.
η_{med}	: rendimento médio.
k	: produtibilidade específica.
t	: intervalo de tempo qualquer.
E_t	: a geração térmica total.
N	: número de usinas.
$e_{n,t}$	: geração térmica da unidade n , no instante t .
$\psi(.)$	: função de custo mínimo de operação do sistema.
$\underline{e}_i$	: o limite inferior da geração da térmica i .
$\overline{e}_i$	: o limite superior da geração da térmica i .
λ_t	: multiplicador de Lagrange do instante t .
T	: número de intervalos do horizonte de planeamento.
C_t	: custo de operação ao longo do intervalo t .
r_t	: fator de valor atual do capital no intervalo t .
j	: taxa de juros relativa a cada intervalo do horizonte de planeamento.
$q_i^{\min}$	: limite operacional mínimo de vazão turbinada pela usina i .
$q_i^{\max}$	: limite operacional máximo de vazão turbinada pela usina i .
d_k	: direção factível.
B	: conjunto de arcos básicos.

S : conjunto de arcos super-básicos.

F : conjunto de arcos fixos.

w : *vetor das variáveis de decisão.*

w_B : variáveis básicas.

w_S : variáveis super-básicas.

w_F : variáveis fixas.

d_B : direção das variáveis básicas.

d_S : direção das variáveis super-básicas.

d_F : direção das variáveis fixas.

A : matriz incidência.

Z : matriz redução de variáveis.

$\nabla f_x(i,t)$: derivada da função objetivo em relação ao arco de volume $x_{i,t}$.

$\nabla f_u(i,t)$: derivada da função objetivo em relação ao arco de defluência $u_{i,t}$.

α : tamanho do passo.

$\alpha_{m\acute{a}x}$: tamanho do passo máximo.

Sumário

Resumo

Abstract

1	Introdução.....	1
1.1	Justificativa.....	2
1.2	Objetivos.....	3
1.3	Etapas do Trabalho.....	4
1.4	Organização do trabalho.....	5
2	Sistema Elétrico Brasileiro.....	6
2.1	O Sistema Elétrico Brasileiro.....	7
2.2	Planejamento da Operação: o Estado da Arte.....	12
2.2.1	A Complexidade do Problema.....	13
2.2.2	Horizontes de Planejamento.....	14
2.2.3	Modelagem Utilizada no Brasil.....	17
3	Modelagem do Problema.....	20
3.1	Sistemas Hidrotérmicos.....	21
3.1.1	Modelagem de Usinas hidroelétricas.....	22
3.1.2	Usinas Termoelétricas.....	37
3.2	Formulação Completa do Modelo.....	42
4	Fluxo em Rede Não-Linear.....	46
4.1	A Rede Hidráulica.....	47
4.2	Problema de Fluxo em Rede.....	49
4.3	Metodologia de Solução.....	52
4.3.1	Escolha da Solução Inicial.....	57
4.3.2	Estratégias de Partição de Variáveis.....	58
4.3.2.1	Partição entre arcos básicos e não-básicos...	60
4.3.2.2	Partição entre arcos super-básicos e fixos.....	61
4.3.3	Determinação dos ciclos formados pelo conjunto super-básico.....	61

4.3.4	Direção de Caminhada.....	62
4.3.5	Busca Unidimensional.....	64
5	Resultados.....	68
5.1	Primeiro Sistema Teste.....	71
5.1.1	Trajectoria de Volume.....	72
5.1.2	Custo Marginal de Operação.....	75
5.1.3	Comparação com o antigo POSH.....	78
5.1.4	Demanda Variável.....	82
5.1.5	Períodos do Histórico de Vazões.....	84
5.2	Segundo Sistema Teste.....	89
5.2.1	Vazões proporcionais a 80% da MLT.....	90
5.2.2	Período do Histórico de Vazões.....	93
5.3	Terceiro Sistema Teste.....	96
5.4	Quarto Sistema Teste.....	99
6	Conclusões e Próximas Etapas.....	103
	Referências Bibliográficas.....	107
	Apêndice A – Arquivos de Entrada.....	112
	Anexo A - Principais Usinas Brasileiras.....	118
	Anexo B - Dados das Usinas Testadas.....	121

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo mostra os objetivos, justificativa, etapas e a organização do trabalho.

1.1 Justificativa

Grande parte de toda energia consumida nos dias atuais é na forma de eletricidade. O consumo deste tipo de energia tem crescido em todo mundo a cada ano e, para suprir esta demanda, são necessários investimentos maciços nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Por outro lado, a expansão do sistema implica em alto custo financeiro e social. Além disso, se forem ainda, considerados os danos causados ao meio ambiente, provocados tanto pelas usinas térmicas, quanto pelas hidroelétricas, conclui-se ser extremamente necessário o estudo de metodologias de planejamento da operação de sistemas de energia elétrica que retirem o máximo de benefícios das unidades geradoras já instaladas.

O problema da geração de energia elétrica no Brasil torna-se complexo à medida que as usinas hidroelétricas, principais fontes de geração, são extremamente dependentes de fatores climáticos e também da forma de operação do sistema.

Além disso, as usinas hidroelétricas brasileiras possuem características peculiares graças ao relevo suave, às grandes distâncias entre as usinas geradoras e os centros consumidores, e à intrincada rede de conexões hidráulicas que formam grandes e complexas cascatas com forte interdependência entre as usinas.

Na última década a demanda de energia elétrica no Brasil cresceu de forma preocupante, uma vez que a expansão ou a construção de novas plantas geradoras não acompanhou este movimento. Diante desta situação, o aproveitamento criterioso dos recursos hídricos torna-se uma providência cada vez mais necessária.

As privatizações no setor elétrico, a concessão de direitos de exploração de hidroelétricas para empresas privadas e a reestruturação do setor criaram uma demanda de regulação e fiscalização antes inexistentes, aliada a uma cobrança de melhor eficiência.

Finalmente, a crise de energia que o setor atravessou incentivou o questionamento pela sociedade quanto às políticas de operação adotadas pelos órgãos responsáveis.

Assim, o planejamento da operação das usinas hidroelétricas brasileiras, de forma eficiente, justifica-se não apenas pela necessidade de manutenção e controle da confiabilidade do sistema elétrico nacional, mas também como produto de natureza econômica de valor estimável e de fator importante para assegurar o crescimento nacional sustentado.

Observa-se ainda que o problema de utilização eficiente dos recursos hídricos, resolvidos através de modelos computacionais, deve ser não somente uma preocupação em momentos difíceis, mas um processo contínuo de melhoria para a operação do sistema.

1.2 Objetivos

As atividades desenvolvidas neste trabalho possuíam como objetivo realizar estudos relacionados ao Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro, desenvolvendo uma ferramenta computacional capaz de determinar o cronograma ótimo de operação que atenda à demanda de forma confiável e a baixos custos em um determinado horizonte de planejamento, dadas as condições de operação às quais as unidades geradoras estarão sujeitas. Além da aplicação em planejamento e operação dos sistemas hidrotérmicos, esta ferramenta tem grande importância nos estudos dos sistemas, incluindo a caracterização do comportamento das usinas, individualmente, e do comportamento operativo ótimo das cascatas de usinas.

A idéia central desta dissertação foi dar o passo inicial para a substituição do programa POSH (Programa Otimizador de Sistemas Hidrotérmicos), desenvolvido na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade de Campinas (UNICAMP). Para

isso, foi implementado um algoritmo robusto e eficiente, baseado na teoria de fluxo em rede não-linear.

Dentre as principais características deste “software” destacam-se: otimização determinística, baseada em algoritmos de fluxo em rede não-linear, representação individualizada das usinas hidroelétricas, representação do parque térmico, possibilidade de inserção de um grande número de restrições operativas, uso de método de otimização de primeira ordem, e aplicabilidade a diferentes horizontes de planejamento.

1.3 Etapas do Trabalho

Inicialmente foi feito um estudo do problema de planejamento, juntamente com inúmeros testes no programa POSH, fazendo-se uma revisão do algoritmo, desde o código até a estrutura do programa, para se obter a sensibilidade do problema e entender como funciona a otimização de sistemas hidrotérmicos. Com esses estudos preliminares foi possível optar por utilizar ferramentas computacionais mais atuais e adotar procedimentos que visam uma maior eficiência e flexibilidade.

Depois foi feito um amplo estudo dos métodos de otimização existente para a solução de problemas de fluxo em rede não-linear e de algoritmos específicos para a otimização de sistemas hidrotérmicos. Foi, então, escolhido o método do *Gradiente Reduzido*, devido a possibilidade de se explorar a estrutura particular da rede e a simplicidade de sua implementação.

Por fim, este algoritmo foi implementado em linguagem C++ e os resultados encontrados estão descritos nesta dissertação.

1.4 Organização do Trabalho

Este texto começa descrevendo, no Capítulo 2, algumas características do setor elétrico brasileiro e apresentando o estado da arte do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de geração, citando algumas ferramentas utilizadas além de descrever a divisão do planejamento em médio prazo, curto prazo e programação diária. No Capítulo 3 é descrita a modelagem do problema, mostrando os principais componentes de um sistema hidrotérmico, definindo os termos e variáveis utilizadas no trabalho, juntamente com a modelagem matemática. O método escolhido para solucionar o problema de planejamento energético é descrita no Capítulo 4, seguido, no Capítulo 5, dos resultados. No capítulo 6, apresentam-se os comentários finais e as sugestões de trabalhos futuros e, por fim, a bibliografia.

As principais usinas brasileiras são mostradas no Anexo A e os dados de algumas usinas hidroelétricas utilizadas nas simulações apresentadas neste trabalho, são descritos no Anexo B. No Apêndice A é mostrada as condições necessárias de KKT e no Apêndice B o formato dos arquivos de entrada e saída do programa.

Capítulo 2

Sistema Elétrico Brasileiro

Neste capítulo são mostradas algumas características do sistema elétrico brasileiro, principalmente do Sistema Interligado Nacional, e apresenta o estado da arte do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, mostrando sua divisão em planejamentos de médio prazo, curto prazo e programação diária, ressaltando-se as etapas de médio e curto prazos que compõem o planejamento energético.

2.1 O Sistema Elétrico Brasileiro

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, sendo que apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região Amazônica [1].

O principal consumo de energia elétrica concentra-se nas regiões Sudeste e Sul, que são as mais industrializadas e com maior índice populacional. Entretanto, a maioria das principais fontes de energia nessas regiões já estão sendo exploradas. No outro extremo, com menor consumo e com um menor número de usinas, estão as regiões Norte e Nordeste, esta última sem muitos recursos hídricos. Cabe comentar que, os grandes volumes de água na região Norte não são facilmente aproveitáveis, devido, principalmente, às suas características geográficas bastante planas, o que causaria grandes impactos ambientais, caso fossem construídos reservatórios para se obter altura de queda.

A maior parte da capacidade instalada é composta por usinas hidroelétricas, que representam cerca 85,49% do total instalado, com apenas 12,07% (aproximadamente 9.009 MW do total de 74.670 MW de potência instalada do SIN) de produção de origem termoelétrica e termo nuclear (Figura 2.2). Esta concentração na produção de eletricidade por fontes hidroelétricas distingue o país dentre as demais nações, como pode ser verificado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Geração de Energia Elétrica [2].

Figura 2.2 – Estrutura da capacidade instalada do sistema brasileiro.

De fato, com um grande potencial hidroelétrico, com reservas insuficientes de petróleo e com reservas de carvão em número insuficiente e de baixa qualidade, o país investiu ostensivamente em usinas hidroelétricas por muitos anos. Isso porque, se por um lado, os empreendimentos requerem investimentos consideráveis, o custo de geração resultante tem sido compensado em relação às demais alternativas. Sendo assim, os investimentos na geração térmica limitavam-se a algumas usinas isoladas de pequeno

porte e alguns projetos de maior envergadura, provendo uma complementação para o sistema nos períodos críticos. Porém, com a crise vivida pelo setor em 2001, passou-se a dar muita importância às térmicas e planejou-se a construção de várias destas usinas, o conhecido Programa Prioritário de Térmicas (PPT)¹, que acabou não se concretizando.

O sistema de geração hidroelétrico brasileiro, além de ser predominante em relação às demais fontes de geração de energia elétrica, possui características que o diferenciam dos demais sistemas hidrogeradores existentes no mundo, as quais são:

- grandes extensões geográficas e grandes distâncias entre fontes geradoras e os principais centros consumidores;
- vários potenciais de aproveitamento nos mesmos rios, com reservatórios de regulação plurianual;
- regimes hidrológicos e pluviométricos distintos nas diferentes regiões;
- grande potencial hidroelétrico a ser explorado (cerca de 260GW de capacidade instalável, dos quais 40,5% estão na Amazônia [3]);
- relevo suave que só permite usinas com baixas ou médias quedas.

O Sistema Gerador

A geração de energia elétrica no Brasil pode ser agrupada em três grupos: Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, Sistema Interligado Norte/Nordeste e Sistemas Isolados. No que segue, apresenta-se uma descrição da participação de cada subsistema na capacidade total instalada (Figura 2.3), do potencial hidroelétrico a ser explorado nas respectivas regiões (Figura 2.4) e dados referentes à interligação entre os subsistemas. De acordo com dados extraídos de [4], cada um desses sistemas apresentava as seguintes características em dezembro de 2003:

¹ O PPT é um programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e foi criado em 24/02/2000. O seu principal objetivo é a implantação de usinas termelétricas, em caráter emergencial, e como alternativa à geração hidroelétrica. Das 49 usinas propostas pelo PPT, até meados de 2004, 14 já estavam prontas e até 2005 mais 7 estarão concluídas, totalizando 21 usinas termelétricas a gás, cerca de 8000MW de capacidade instalada.

Figura 2.3 – Capacidade instalada do SIN [4].

- **Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste:**

Em dezembro de 2003, este sistema possuía uma capacidade instalada de 58.939 MW, considerando somente 50% da capacidade instalada da usina de Itaipu (6.300 MW), distribuída entre 202 usinas hidroelétricas (50.178 MW – 85% do total) e 29 usinas termoeletricas (8.761 MW – 15% do total).

A capacidade instalada neste sistema representava 76% do total nacional em operação, dispondo ainda de um potencial de 88.288 MW a ser explorado [5], já inventariado.

Em termos de geração termoeletrica, na região sul, localizavam-se usinas de carvão e óleo combustível que totalizavam 2.293 MW instalados. Nas regiões sudeste e centro-oeste, existiam usinas térmicas a óleo combustível com 4.461 MW de capacidade e, também, as usinas nucleares Angra I e II com 2.007 MW.

A capacidade de transferência do sistema de transmissão que interconectava as regiões sul e sudeste/centro-oeste era da ordem de 3.600 MW médios, no sentido sul → sudeste/centro-oeste e 3.900 MW médios no sentido inverso. Esta interligação permite um intercambio de energia com característica sazonal, com fluxos na direção sul → sudeste/centro-oeste durante o período de maio a novembro (período seco para o sistema sudeste/centro-oeste) e com fluxos na direção sul durante o período de dezembro a abril (período chuvoso para o sistema sudeste/centro-oeste).

- **Sistema Interligado Norte/Nordeste:**

Este sistema, que corresponde aos mercados da região do baixo Tocantins, Belém e a região em seu entorno, área de influência da usina de Tucuruí e toda a Região Nordeste, possuía capacidade instalada de 18.382 MW, distribuídos entre 17 usinas hidroelétricas (16.143 MW – 87,82% do total) e 3 usinas termoeletricas (2.239 MW – 12,18% do total).

A capacidade hidroelétrica instalada representava 19% da capacidade instalada nacional em operação, dispondo de um potencial já inventariado de cerca de 76.311 MW [5], para ser aproveitado. Este potencial está localizado em grande parte nas bacias dos rios Tocantins/Araguaia, Xingu e Tapajós.

A capacidade de transferência da interligação entre as duas regiões era da ordem de 600 MW médios na direção norte → nordeste e de 700 MW médios no sentido oposto. Esta interligação também permite um intercambio de energia com característica sazonal, com fluxos de energia na direção norte → nordeste no primeiro semestre do ano, quando existe abundância de água na bacia do rio Tocantins, devido à geração da usina hidroelétrica de Tucuruí, e no sentido contrário no segundo semestre do ano, quando as vazões do rio Tocantins se reduzem.

- **Sistemas Isolados:**

Estes correspondem a mais de 330 localidades eletricamente isoladas umas das outras, a maioria situada na Região Norte. Dentre elas destacam-se, pelo porte, os sistemas das seguintes capitais estaduais: Boa Vista, Macapá, Manaus, Porto Velho e Rio Branco.

Os estados do Maranhão, Pernambuco, Bahia, Tocantins, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul também apresentam sistemas isolados, porém de pequeno porte e com crescimento reduzido, não exigindo ações de planejamento da expansão por parte das concessionárias.

De acordo com a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, a capacidade instalada total nos subsistemas isolados era de 2.287 MW, em dezembro de 1999, dos quais 1.744 MW correspondiam a usinas termoeletricas e 543 MW a usinas hidroelétricas. Os sistemas isolados da Região Norte, nos estados do Amazonas, Roraima, Rondônia, Amapá e Acre, tinham um parque gerador de 2.134 MW,

com 1791 MW instalados nas capitais (1.285 MW em usinas termoeletricas e 506 MW em usinas hidroeletricas), e 343 MW no interior (34 MW em Pequenas Centrais Hidroeletricas – PCHs, e 309 MW em usinas termoeletricas).

Figura 2.4 – Distribuição Regional do Potencial Hidroelétrico Inventariado do SIN em MW[5].

2.2 Estado da Arte no Planejamento da Operação

O planejamento da operação de sistemas de energia elétrica tem por objetivo determinar uma política de operação que atenda a demanda de energia elétrica de forma econômica e confiável. Em sistemas hidrotérmicos de geração, com predominância de geração hidrelétrica, cujo custo de combustível é nulo, é complementada por geração de origem termoeletrica, que possui um custo de combustível elevado. Assim, o objetivo do planejamento da operação é substituir, sempre que possível, a geração termoeletrica pela hidrelétrica [6]. Porém, este problema é extremamente complexo, existindo na literatura, diversas publicações apresentando metodologias e algoritmos de otimização aplicados a esse problema, dentre os quais podem-se citar os encontrados nas referências de [7] a [10]. Países como o Brasil, a Noruega, a Suécia e o Canadá, têm grande participação das usinas hidrelétricas na geração de energia, sendo que, cada um

adota uma metodologia de planejamento específica, de acordo com as características do seu sistema.

Além das dificuldades naturais, tais como: dimensão dos sistemas, número elevado de variáveis de decisão, recursos limitados, incertezas, etc., o planejamento da operação deve contemplar a coordenação conjunta da geração de várias empresas de energia elétrica.

Como já comentado, o sistema brasileiro possui características bem particulares, ressaltando o alto grau de incerteza das vazões e a dimensão das cascatas que dificultam o planejamento da operação desse sistema.

2.2.1 A Complexidade do Problema

No sistema brasileiro, o objetivo da operação pode ser entendido como a substituição da geração termelétrica pela hidroelétrica, sempre que possível e de forma racional. Considerando que o “combustível” das usinas hidroelétricas, a água, não precisa ser comprado, o custo de operação do sistema passa a ser composto pelo custo do combustível das usinas termoeletricas, eventuais compras de energia de outros sistemas e pelo custo do déficit, o não fornecimento de energia [11].

A presença de usinas hidroelétricas com grandes reservatórios de regularização permite caracterizar o problema do planejamento da operação como *dinâmico*. Esta característica deve-se à quantidade finita de água armazenada nos reservatórios, criando um compromisso entre duas situações completamente opostas. Por um lado, se em um intervalo do horizonte de planejamento acredita-se que as vazões futuras serão baixas, haverá a tendência de intensificar o uso atual de fontes mais caras de geração (usinas termoeletricas). Este procedimento tenta evitar níveis baixos nos reservatórios, ocasionando situações mais drásticas no futuro. Se esta decisão é tomada e vazões afluentes baixas forem observadas, a operação será eficiente. No entanto, se vazões afluentes altas são observadas, não haverá espaço nos reservatórios para armazenar os excessos e vertimentos indesejáveis acontecerão.

De forma oposta, acreditando-se que as vazões futuras serão altas em um intervalo do horizonte de planejamento, haverá a tendência de intensificar o uso da água armazenada nos reservatórios, evitando vertimentos no futuro. Se esta decisão for tomada e as vazões afluentes forem elevadas, a operação terá sido eficiente. Todavia, se as vazões forem baixas, não haverá água suficiente para o sistema atender à demanda e fontes mais caras de energia terão que ser utilizadas [12].

Devido às incertezas associadas à disponibilidade futura de vazões afluentes e à demanda a ser atendida, o problema de planejamento é classificado como *estocástico*.

Como as funções de custo de operação das usinas termoeletricas e as funções de produção hidráulica das usinas hidroelétricas são não-lineares, o problema é também caracterizado com *não-linear*.

Além disso, no contexto delineado, como as decisões envolvem um grande número de variáveis associadas aos vários reservatórios e aos diversos intervalos do horizonte de planejamento, o problema é de *grande porte*.

Finalmente, como o valor da geração hidroelétrica é expresso de forma indireta através da economia proporcionada no uso das fontes termoeletricas, o problema é dito ser *não-separável* [13].

Resumindo, encontrar a política ótima de operação de um sistema hidrotérmico traduz-se na resolução de um problema dinâmico, estocástico, não-linear, de grande porte e não-separável.

2.2.2 Horizontes de Planejamento

Dada toda a complexidade envolvida, não há um único modelo capaz de abordar de forma precisa todas as características do problema. Para superar esta dificuldade, as técnicas de solução do planejamento normalmente envolvem a divisão do problema em

horizontes de médio e curto prazos e programação diária² [6][12]. A Figura 2.5 ilustra essas três etapas do planejamento e o acoplamento entre elas.

Figura 2.5 – Esquema da decomposição temporal do problema de planejamento da operação.

O planejamento de médio prazo aborda aspectos relacionados com avaliações globais do sistema e seu desempenho plurianual considerando a aleatoriedade das vazões afluentes. No Brasil adota-se um horizonte de até cinco anos, com discretização mensal. Nesta etapa, a representação individualizada das usinas hidroelétricas e a consideração estocástica das afluições em um único modelo matemático tornam-se extremamente difíceis. Tradicionalmente [12], o problema de otimização era resolvido através de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), as vazões afluentes modeladas através de modelos auto-regressivos [14] e os sistemas de geração representados de forma agregada [15]. Hoje, passou-se a utilizar uma abordagem com Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta etapa do planejamento fornece políticas de

² A denominação das etapas atualmente utilizada difere das utilizadas pelo antigo Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI). As etapas de médio e curto prazos e programação diária eram chamadas de longo, médio e curto prazos, respectivamente.

operação que especificam a geração de cada subsistema hidroelétrico e do parque térmico em função do estado dos subsistemas (quantidade de energia armazenada nos reservatórios equivalentes) e das vazões afluentes.

O planejamento de curto prazo trata basicamente da definição das metas de geração de cada usina, de forma individualizada. As decisões de geração de cada subsistema são transformadas em decisões de geração de cada usina e o horizonte de planejamento pode variar de alguns meses a um ano. Os modelos de curto prazo podem assumir que as vazões afluentes são conhecidas, logo o problema pode ser tratado como determinístico, e utilizar técnicas de programação não-linear para otimizar a operação do sistema. A representação individualizada das usinas considera o acoplamento hidráulico entre elas e as possíveis diversidades hidrológicas entre os rios. Como resposta, esta etapa do planejamento normalmente gera metas mensais ou semanais de geração para cada usina hidroelétrica.

Os modelos de otimização determinísticos mais eficientes utilizados para resolver o problema de médio prazo são baseados em modelos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados [16] [17]. Como o processo de otimização não representa o problema da estocasticidade, internamente em sua formulação, uma vez que as vazões são fornecidas por modelos de previsão, diz-se que estes modelos representam a estocasticidade de maneira indireta.

A Programação Diária trata da transformação das metas semanais, resultado do médio prazo, em metas diárias, considerando-se todos os aspectos energéticos, hidráulicos e, sobretudo, elétricos não levados em consideração nas etapas de planejamento com horizontes mais amplos. Nesta etapa são considerados cronogramas de manutenção, restrições elétricas da rede, controle de cheias, etc.

A partir das características das três etapas descritas, a cadeia de planejamento pode ser dividida em planejamento energético e elétrico da operação [18]. O primeiro engloba as etapas de médio e curto prazos, em que aspectos hidráulicos e estocásticos do problema são considerados com maior relevância. O segundo engloba as etapas de

programação diária, o qual considera as restrições vindas da operação elétrica do problema.

2.2.3 Modelagem Utilizada no Brasil

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem adotado uma série de modelos para realizar as várias etapas do planejamento da operação [19-21]. O planejamento de médio prazo tem sido resolvido através do modelo de otimização NEWAVE [22]. Este modelo trabalha com horizontes de até cinco anos, com discretização mensal e representação a subsistemas equivalentes com limites de interligação. Este modelo utiliza a já citada PDDE e tem como objetivos determinar a estratégia de operação de médio prazo de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento, analisar as condições de atendimento no horizonte de médio prazo, e informar as condições de fronteira por meio de funções de custo futuro para o modelo de curto prazo.

O modelo NEWAVE é composto por quatro módulos: cálculo do sistema equivalente e das energias afluentes, geração de séries sintéticas de energias afluentes através de modelo autoregressivo, cálculo das estratégias por PDDE, e simulação da estratégia de operação previamente determinada, com séries sintéticas ou históricas.

O modelo de despacho hidrotérmico NEWDESP suporta as atividades do Programa Mensal de Operação, fornecendo as diretivas energéticas para os modelos de mais curto prazo. Este modelo fornece o despacho ótimo de operação, os custos marginais de operação e valores da água, utilizando a representação agregada de cada um dos subsistemas a partir das estratégias de operação fornecidas pelo modelo NEWAVE. Este modelo permite representar a disponibilidade de geração térmica, os limites de intercâmbio, a geração de pequenas usinas e a carga própria de energia.

O modelo DECOMP tem por objetivo determinar a programação diária de operação considerando o despacho em patamares de carga, a geração de cada usina

hidráulica e térmica, os intercâmbios entre os subsistemas e os contratos de importação e exportação de energia para sistemas externos.

Além destes modelos de otimização, o planejamento da operação também utiliza modelos de simulação, sendo o SUIISHI um modelo mensal de simulação a usinas individualizadas para subsistemas hidrotérmicos interligados. Este modelo, que pode simular até cinco subsistemas interligados eletricamente, acopla-se ao modelo de decisão estratégica (NEWAVE), simula múltiplas séries hidrológicas e gera índices probabilísticos de desempenho, considera restrições operativas locais e utiliza regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário.

O modelo OPUS também é um modelo mensal de simulação a usinas individualizadas, mas simula apenas séries históricas de vazões. Este modelo simula a entrada em operação de novas usinas hidroelétricas, determina a energia e potência asseguradas das usinas, e atualiza as restrições operativas hidráulicas dos reservatórios.

Existem ainda outros modelos de simulação para avaliação da operação dos sistemas locais. Dentre estes modelos destacam-se: SUSI (sudeste, centro-oeste e sul), SIMONE (norte e nordeste), SHP (rio Paraíba do Sul) e SHAT (Alto Tietê).

• Outras Abordagens

Dada a complexidade das atividades envolvidas no estabelecimento de um cronograma ótimo de geração de um conjunto de usinas hidroelétricas, várias são as abordagens e técnicas de solução que podem ser adotadas. Em [23] é apresentada uma série de modelos para gerenciamento de reservatórios, incluindo resoluções através de Programação Linear, Programação Dinâmica, Programação Não-Linear, modelos de simulação e de operação em tempo real.

A utilização de Programação Dinâmica Estocástica e suas variantes no planejamento de médio prazo têm a vantagem de tratar as incertezas das vazões de forma explícita. No entanto, a utilização de reservatórios equivalentes para reduzir a

dimensão do problema faz com que características particulares de cada usina hidroelétrica não sejam consideradas nas decisões adotadas pelo modelo.

No planejamento de curto prazo, a representação individualizada das usinas no modelo de otimização é muito interessante para aplicações em ambiente competitivo, com usinas pertencentes a diferentes empresas, principalmente porque ela permite que as decisões sejam tomadas a partir de um modelo de otimização que consegue avaliar as condições individuais de operação de cada aproveitamento.

Uma das dificuldades de resolver o problema resultante da representação individualizada das usinas é o grande número de variáveis envolvidas e a implementação e funcionalidade das técnicas de otimização não-linear. Estas dificuldades podem ser contornadas através de técnicas de fluxo em redes com arcos capacitados [11,16, 24, 25, 26].

Nestes modelos a incerteza das vazões afluentes pode ser tratada de forma implícita, utilizando vários cenários de vazão afluente e políticas de operação com atualização de estados [27]. Estas políticas de operação têm apresentado resultados melhores que os encontrados através de programação dinâmica estocástica.

Capítulo 3

Modelagem do Problema

Neste capítulo são apresentados os principais componentes de um sistema hidrotérmico de geração, descrevendo a composição básica de uma usina hidroelétrica, com os termos e variáveis que serão utilizadas neste trabalho e seu respectivo modelo matemático. Em seguida, é definido como é feito o cálculo do custo de operação de um sistema e como o problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos passa a ser exclusivamente hidroelétrico.

3.1 Sistemas Hidrotérmicos de Geração

Um sistema hidrotérmico de geração é constituído por dois subsistemas: o subsistema hidráulico e o térmico. O objetivo deste sistema é fornecer energia a uma rede de transmissão que deve atender aos centros de carga (Figura 3.1).

Figura 3.1 – Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.

Na Figura 3.1 as variáveis indicadas são:

$D(t)$: demanda média durante o intervalo t , em $\overline{MW}$;

$H(t)$: geração média total das usinas hidroelétricas durante o intervalo t , em $\overline{MW}$;

$E(t)$: geração média das fontes não-hidráulicas (complementação térmica) durante o intervalo t , em $\overline{MW}$;

- **Subsistema Hidráulico**

É constituído pelas usinas hidroelétricas, cujos custos de geração são praticamente nulo, uma vez que a energia elétrica obtida é proveniente da energia potencial da água. Mesmo nos casos em que são cobradas taxas pelo uso da água, o custo de operação das usinas hidroelétricas é relativamente baixo quando comparado ao custo das usinas termoelétricas e, portanto, considerado nulo.

- **Subsistema Térmico**

É constituído pelas usinas térmicas, cujo custo engloba, além do custo do combustível utilizado na operação das usinas termoeletricas, o custo de importação de energia de outros sistemas, e o custo da falta de suprimento de energia, chamado “custo de déficit”, sendo representado através de uma única função de custo.

A quantidade de geração de cada subsistema será diferente, dependendo do modo de operação do sistema hidrotérmico. Estudar o comportamento ótimo de um sistema de geração predominantemente hidroelétrico significa, basicamente, encontrar as trajetórias de volume armazenado nos reservatórios e as vazões turbinadas pelas usinas para substituir, sempre que possível, a geração de origem não-hidráulica por geração hidráulica.[6]

Estas trajetórias, como será visto adiante, são determinadas pelas características intrínsecas dos próprios reservatórios, pelo conjunto das outras usinas e também pelas condições operativas que lhes são impostas.[11]

A seguir, faz-se um detalhamento das características e variáveis envolvidas na descrição de usinas hidroelétricas e termoeletricas, juntamente com o modelamento do problema.

3.1.1 Modelagem de Usinas Hidroelétricas

A energia elétrica produzida pelas usinas hidroelétricas provém da transformação de energia potencial hidráulica obtida a partir do armazenamento de água em reservatórios da seguinte forma: uma barragem represa água, com conseqüente formação de um reservatório que aumenta a altura de queda d’água (o que em muitas usinas brasileiras é essencial para produção de energia, uma vez que devido ao relevo suave estas não possuiriam altura de queda razoável), e exerce também, para algumas usinas, o importante papel de regulação das vazões afluentes naturais. Os reservatórios que possuem esta capacidade são chamados de *reservatórios de acumulação ou regulação*. A água armazenada no reservatório é conduzida sob pressão através do *canal de adução* até o conjunto de turbinas da usina chamado *casa de máquinas*. Nesta,

a água é utilizada para girar as pás (ou lâminas) das turbinas. A energia cinética e a energia da pressão dinâmica desenvolvida no percurso da água, através da tubulação, são convertidas em energia cinética de rotação. As turbinas estão conectadas a geradores que, postos em movimento contínuo, convertem a energia cinética em energia elétrica. Depois de passar pelas turbinas, a água retorna ao manancial hídrico através de canais ou condutos que recebem o nome de *canal de fuga* da usina.

Existe, ainda, um *vertedouro* por onde a água em excesso, que não será utilizada na geração de energia e que não pode ser armazenada nos reservatórios, retorna ao rio. Em alguns casos, o vertedouro é utilizado para manter vazões mínimas a jusante do reservatório, quando o nível de carga é baixo e as vazões turbinadas não são suficientes para satisfazer tais restrições.

A Figura 3.2 apresenta um esquema de uma usina hidroelétrica e as principais variáveis que compõem o modelo matemático [28].

Figura 3.2 – Esquema de uma usina hidroelétrica.

As variáveis indicadas na figura são:

- x_{mor} : volume morto do reservatório. É o volume de água armazenado abaixo do nível mínimo do canal de adução e que não pode ser retirado do reservatório.
- $x_{mín}$: volume mínimo operativo. É o mínimo volume de água necessário para que a usina possa gerar energia. Normalmente está associado à altura mínima na qual a turbina pode operar ou ao nível necessário do reservatório para manter as estruturas de adução submersas.

- $x_{m\acute{a}x}$: volume máximo operativo. É o máximo volume de água que o reservatório armazena em condições normais de operação.
- $x_{\acute{u}til}$: volume útil. É a diferença entre os volumes máximo e mínimo.
- $x_{m\acute{a}x,m\acute{a}x}$: volume máximo maximorum. É o volume máximo extremo que o reservatório pode armazenar sem que haja comprometimento da estrutura da barragem. Este volume é atingido apenas em condições anormais de operação, tais como grandes cheias.
- x_{seg} : volume de segurança. É a diferença entre o volume máximo maximorum e o volume máximo operativo. É como se fosse um “espaço vazio” que pode ser preenchido em condições anormais, quando há excesso de água.
- q : é a vazão turbinada, também chamada de turbinagem. É a vazão que efetivamente gera energia, fluindo do reservatório à casa de máquinas, através do canal de adução, e fazendo com que as turbinas girem e acionem os geradores.
- v : vazão vertida ou também conhecida como vertimento. É a vazão que flui diretamente do reservatório ao rio, através do vertedouro, sem passar pela casa de máquinas e sem gerar energia.
- u : vazão defluente, ou simplesmente defluência. É a soma das vazões turbinada e vertida.

• Reservatórios

Os reservatórios, conforme sua capacidade de regularização, são classificados como de acumulação ou de compensação. O primeiro tem grande capacidade de armazenar energia potencial, e por isso é responsável pela regulação das vazões dos rios. Já o reservatório de compensação tem pequena capacidade de armazenar energia, o que permite apenas a regulação de pequenas descargas. As usinas com reservatórios de acumulação são denominadas *usinas a reservatório*, enquanto que aquelas com reservatório de compensação são chamadas de *usinas a fio d'água*.

• Afluências

A vazão afluente é a água que chega ao reservatório através do manancial hídrico (rios, lagos, etc.) e da área de drenagem da bacia hidrográfica que capta água e

descarrega no reservatório. A vazão afluyente pode ser classificada como: *natural e incremental*. A *vazão afluyente natural* é a vazão total que passa por uma seção transversal do manancial, considerando todas as descargas hidráulicas a montante desta seção, sejam laterais ou do próprio manancial. A *vazão afluyente incremental* (lateral) que passa por uma seção transversal é aquela que adentra ao manancial devido à área de drenagem a montante da seção considerada. Essa vazão é determinada a partir do conhecimento das vazões naturais uma vez que as medições de vazões em campo só determinam as vazões naturais.

Figura 3.3 – Representação das vazões naturais e incrementais.

Considerando as usinas mostradas na Figura 3.3, nota-se que a vazão natural da usina 3, y_{n3} , é composta pela soma das vazões naturais afluentes às usinas 1 e 2, y_{n1} e y_{n2} , respectivamente, adicionada à vazão incremental a esta usina, y_3 . Porém, como as medições de campo apenas determinam as vazões afluentes naturais, pode-se calcular a vazão incremental subtraindo-se da vazão natural da usina 3 as vazões naturais das usinas 1 e 2.

$$y_3 = y_{n3} - (y_{n1} + y_{n2}) \quad (3.1)$$

De uma maneira genérica:

$$y_i = y_{ni} - \sum_{k \in \Omega_i} y_{nk} \quad (3.2)$$

onde:

- y_i : vazão incremental da usina i ;
- y_{ni} : vazão natural da usina i ;
- Ω_i : conjunto das usinas diretamente à montante da usina i ;

As vazões incrementais não podem ser alteradas pela operação dos reservatórios e por isso são chamadas de *vazões não-controláveis*. O contrário ocorre para a vazão defluente da usina 1, que por isso é chamada de *vazão controlável*. Assim, a usina 3 tem uma parcela de vazão que é controlável e outra que é não-controlável.

Através de métodos de medição de vazão [29], as usinas brasileiras dispõem de um histórico de vazões afluentes naturais, com início no ano de 1931. Neste trabalho, em específico, foram utilizados os dados do histórico de vazões retirados de [30], que possui as vazões médias mensais do período de 1931 a 1998. Além dos dados do histórico de vazões, pode-se utilizar a *Média de Longo Termo (MLT)*, que representa a média aritmética das vazões naturais dos rios.

• Defluência, Engolimento e Vertimento

A *defluência ou vazão defluente* (u) é toda a vazão que sai da usina ao rio, enquanto que a vazão que é retirada do reservatório pelo conduto forçado e que passa pelas turbinas produzindo energia é chamada de *vazão turbinada* e representada pela variável q . Esta é limitada pela capacidade de turbinagem da usina, também conhecida como *engolimento máximo* da usina ($q^{máx}$), que é a vazão turbinada que produz a potência máxima do conjunto de turbinas para uma dada altura de queda líquida e será visto posteriormente. Já o *vertimento* (v) é uma vazão que não passa pelas turbinas, deixando de produzir energia. A defluência u , a turbinagem q e o vertimento v estão relacionados na Equação (3.3):

$$u = q + v \quad (3.3)$$

• Altura de Queda

A *altura de queda bruta*, h_b , é a diferença entre os níveis de água do reservatório e do curso do rio a jusante ou do canal de fuga, e a *altura de queda líquida*, h_l , é a queda bruta subtraída da *perda de carga*, pc [28].

A altura de queda bruta de uma usina hidroelétrica, como mostrado na Figura 3.4, é uma função dos níveis d'água a montante e a jusante. O *nível a montante* é uma função não-linear do volume total de água armazenado no reservatório, x , em hm^3 . Esta função, denotada por $h_{mon}(x)$ depende basicamente do relevo da região na qual o reservatório foi construído.

Similarmente ao nível a montante, o *nível a jusante* também é uma função não-linear, porém depende da vazão defluente total da usina, u , em m^3/s . A forma desta função, chamada $h_{jus}(u)$, depende do arranjo da usina (posição do vertedouro), do canal de fuga da usina e das características da usina a jusante do reservatório. O nível médio de jusante do reservatório é chamado de *nível médio do canal de fuga*, cf_{med} , e é usualmente fornecido como dado da usina hidroelétrica.

Figura 3.4 – Altura de queda bruta.

Ambas as funções $h_{mon}(x)$ e $h_{jus}(u)$ podem ser determinadas por medição realizadas no próprio local da barragem ou ajustadas por modelos computacionais capazes de descrever características da região e processar modelos de hidrodinâmica. No Brasil, adotam-se polinômios de até quarto grau para representar os níveis a montante e a jusante das usinas.

Assim, a altura de queda bruta passa a depender tanto do volume armazenado como da vazão defluída:

$$h_b(x, u) = h_{mon}(x) - h_{jus}(u) \quad (3.4)$$

A perda de carga ou perda hidráulica pc representa a perda de carga hidráulica, em m ou porcentagem, que a água sofre pelo percurso de adução, desde o reservatório até as turbinas. Estas perdas ocorrem, principalmente, pelo atrito entre a água e as canalizações do canal de adução. Nos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro, existem três representações:

- Perda de carga constante: é o modelo mais simples que pode ser adotado e, também, o menos preciso. A perda de carga é considerada constante e igual a um valor médio. Este modelo é usado quando não há informação disponível para calcular as perdas hidráulicas de forma mais precisa.

$$pc = constante \quad (3.5)$$

- Perda de carga proporcional à queda bruta: este modelo considera que a altura de perda de carga depende da queda bruta disponível:

$$pc = k \cdot h_b \quad (3.6)$$

onde o parâmetro k é um número positivo e depende da usina hidroelétrica em estudo.

- Perda de carga proporcional ao quadrado da vazão turbinada: neste modelo a altura de perda depende do quadrado da vazão turbinada.

$$pc = k \cdot q^2 \quad (3.7)$$

Como no modelo anterior, o parâmetro k é um número positivo que depende da usina em estudo.

O cadastro de usinas da Eletrobrás mostra que a maioria das usinas brasileiras tem representado a perda de carga como proporcional à altura de queda bruta, porém algumas usinas com pequena capacidade de geração (potência instalada menores que

300 MW), utilizam a representação da perda de carga constante, com exceção das usinas de Serra da Mesa e Tucuruí.

A altura de queda líquida h_l é calculada pela diferença entre a altura de queda bruta h_b e a perda de carga.

$$\begin{aligned} h_l &= h_b - pc \\ h_l(x, u) &= h_{mon}(x) - h_{jus}(u) - pc \end{aligned} \quad (3.8)$$

- **Usinas Afogadas**

Em determinadas cascatas, onde uma usina encontra-se muito próxima da outra, pode ocorrer o afogamento do canal de fuga de uma usina à montante pelo reservatório da usina imediatamente a jusante, fenômeno conhecido, também como *efeito de remanso*. Em casos como este, a cota do canal de fuga da usina afogada passa a ser função se sua defluência e da cota do reservatório diretamente a jusante. Um exemplo de afogamento entre usinas no Sistema Brasileiro ocorre entre as usinas de São Simão e Ilha Solteira, localizadas na Região Sudeste, mostrados na Figura 3.5:

Figura 3.5 – Afogamento da usina de São Simão.

Nesses casos, são ajustados polinômios *Defluência x Cota do Canal de Fuga* para diferentes cotas do reservatório da usina a jusante, com o intuito de determinar a cota de jusante de usinas com afogamento do canal de fuga. Assim, uma usina afogada possui mais de um polinômio para cota do canal de fuga, sendo um para cada cota do reservatório a jusante. A cota do canal de fuga destas usinas é obtida por interpolação dos polinômios, de acordo com o nível d'água do reservatório que provoca o afogamento.

Como ilustração, considera-se uma usina afogada e o reservatório de jusante em uma determinada cota nr . Essa cota está situada entre duas cotas de referência $nr_i \leq nr < nr_{i+1}$, e que a elas estejam associados dois polinômios de nível de jusante $h_{jus}^{nr_i}(u)$ e $h_{jus}^{nr_{i+1}}(u)$, respectivamente. A Equação (3.9) descreve a determinação do polinômio do canal de fuga da usina afogada $h_{jus}(u)$, via interpolação dos polinômios de referência.

$$h_{jus}(u) = h_{jus}^{nr_i}(u) + \frac{nr - nr_i}{nr_{i+1} - nr_i} (h_{jus}^{nr_{i+1}}(u) - h_{jus}^{nr_i}(u)) \quad (3.9)$$

• Conjunto Turbina Gerador

Em uma usina hidroelétrica, a casa de máquinas é composta por conjuntos de unidades geradoras (Turbina/Gerador) com características semelhantes, sendo que as principais são:

- N_j : número de unidades geradoras do conjunto j ;
- N_c : número de conjuntos de unidades geradoras da usina;
- $Tipo_j$: tipo da turbina do conjunto j (Kaplan, Francis ou Pelton);
- $p_{ef,j}$: potência efetiva de cada unidade geradora do conjunto j . É a máxima potência ativa possível de ser gerada, em regime permanente, na unidade geradora a partir da sua entrada em operação;
- $h_{e,j}$: altura de queda efetiva de cada unidade geradora do conjunto j . É a menor queda líquida sob a qual a unidade geradora desenvolve sua potência efetiva;
- $q_{ef,j}$: engolimento efetivo de cada unidade geradora do conjunto j . É a vazão turbinada que, submetida à queda efetiva, produz a potência efetiva;

Os conceitos de engolimento efetivo q_{ef} e potência efetiva p_{ef} da usina podem ser definidos a partir dos conceitos de engolimento efetivo e potência efetiva de cada unidade geradora da seguinte forma:

$$q_{ef} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j, q_{ef,j}) \quad (3.10)$$

$$p_{ef} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j, p_{ef,j}) \quad (3.11)$$

Um conceito muito utilizado na análise da capacidade de engolimento de uma usina, frente a magnitude das afluições que chegam ao seu reservatório, é a *submotorização* de sua casa de máquinas. Isto está relacionado à baixa capacidade de engolimento quando comparada a valores médios das afluições que chegam ao reservatório. Usinas submotorizadas costumam causar o chamado *efeito de estrangulamento da cascata*. A baixa capacidade de engolimento da usina obriga o vertimento do excedente de água que chega à usina, ocorrendo o estrangulamento da cascata onde a usina submotorizada está localizada.

- **Potência Máxima e Engolimento Máximo**

A *potência máxima* de uma unidade geradora é definida como o maior valor de potência ativa que pode ser produzida para uma determinada altura de queda líquida, levando em conta as limitações da turbina e do gerador [31]. O *engolimento máximo* de uma unidade geradora é definido como a vazão turbinada que, numa dada altura líquida, produz a potência máxima da unidade.

A seguir são discutidos conceitos referentes à análise de uma única unidade geradora (Turbina/Gerador) que são extensíveis à análise de uma usina hidroelétrica composta por conjuntos de unidades geradoras. Uma unidade geradora é capaz de produzir, para cada altura de queda, uma potência máxima às custas de um turbinamento (engolimento) máximo. A Figura 3.6 mostra um esquema das curvas de potência máxima produzida, $p_{m\acute{a}x}$, e do engolimento máximo, $q_{m\acute{a}x}$, em função da altura de queda líquida h_l disponível para a unidade geradora.

Figura 3.6 Engolimento Máximo x Altura de Queda Líquida e Potência Máxima x Altura de Queda Líquida [32].

Nota-se que a produção de potência máxima tem dois comportamentos distintos, sendo o ponto divisor dos dois comportamentos o valor da altura de queda líquida efetiva. Na operação com alturas de queda líquida menores do que a altura de queda líquida efetiva, a produção de potência elétrica fica limitada pela turbina e, nesses casos, a potência mecânica máxima produzida pela usina é inferior ao valor que o gerador deve receber em seu eixo para produzir sua potência efetiva. Por outro lado, na operação em condições de queda superior à queda líquida efetiva, a turbina é capaz de produzir potências mecânicas superiores àquela que o gerador pode absorver em seu eixo. Para diminuir a potência mecânica transferida ao gerador, a turbina tem seus distribuidores parcialmente fechados, o que reduz seu turbinamento máximo. Isso explica o lado decrescente da curva Engolimento Máximo x Altura de Queda Líquida.

Vê-se, ainda nesta figura, que para uma altura de queda líquida menor que a altura de queda efetiva, a unidade geradora não consegue atingir sua potência efetiva e, além disso, a turbina tem um engolimento máximo menor que seu engolimento efetivo. Porém, para uma altura de queda líquida maior que a altura de queda efetiva, a unidade geradora atinge a potência efetiva e, mais uma vez, tem seu engolimento máximo menor que o engolimento efetivo, pois o gerador não pode receber toda a potência disponível na turbina caso o engolimento seja maior. Isso significa que, para quedas maiores que a queda líquida efetiva, a unidade geradora produz sua potência efetiva e economiza água do reservatório, pois o engolimento máximo necessário é tanto menor quanto maior for a queda líquida.

Nos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro, existem duas formas de representação desses parâmetros: *Representação Detalhada* e *Representação Simplificada* das funções $q_{m\acute{a}x}(h_l)$ e $p_{m\acute{a}x}(h_l)$. Em alguns casos são feitas análises empíricas das unidades geradoras das usinas, no sentido de medir a potência máxima e o engolimento máximo para os diversos valores de queda líquida. A estes dados são ajustados polinômios que descrevem as funções $p_{m\acute{a}x}(\cdot)$ e $q_{m\acute{a}x}(\cdot)$:

$$q_{m\acute{a}x} = q_{m\acute{a}x}(h_l) \quad (3.12)$$

$$p_{m\acute{a}x} = p_{m\acute{a}x}(h_l) \quad (3.13)$$

Esses polinômios estão relacionados aos dados de uma unidade geradora isolada. Para se conseguir os valores totais da usina, deve-se multiplicar este valor pelo número de unidades geradoras da usina em questão.

Para a representação desses valores, calcula-se o engolimento máximo de cada unidade geradora através da seguinte equação:

$$q_{m\acute{a}x,j} = q_{ef,j} \left(\frac{h_l}{h_{ef,j}} \right)^\alpha \quad (3.14)$$

onde o expoente α é dado por:

$$\alpha = \begin{cases} 0,5 & \text{se } h_l < h_{ef,j} & \text{e } \textit{Tipo} = (\textit{Francis ou Pelton}) \\ 0,2 & \text{se } h_l < h_{ef,j} & \text{e } \textit{Tipo} = (\textit{Kaplan}) \\ -1,0 & \text{se } h_l \geq h_{ef,j} \end{cases} \quad (3.15)$$

O engolimento máximo da usina é dado pelo somatório dos engolimentos máximos de cada conjunto:

$$q_{m\acute{a}x} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j, q_{m\acute{a}x,j}) \quad (3.16)$$

A potência máxima é dada por:

$$P_{m\acute{a}x,j} = P_{ef,j} \left(\frac{h_l}{h_{ef,j}} \right)^\beta \quad (3.17)$$

onde o expoente β é dado por:

$$\beta = \begin{cases} 1,5 & \text{se } h_l < h_{ef,j} & \text{e } Tipo = (Francis \text{ ou } Pelton) \\ 1,2 & \text{se } h_l < h_{ef,j} & \text{e } Tipo = (Kaplan) \\ 0,0 & \text{se } h_l \geq h_{ef,j} \end{cases} \quad (3.18)$$

A potência máxima da usina é dada pelo somatório das potências máximas de cada conjunto:

$$P_{m\acute{a}x} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j, P_{m\acute{a}x,j}) \quad (3.19)$$

• Função de Produção Hidráulica e Rendimento

A função de produção hidráulica é um componente a partir do qual se quantifica a geração de energia. Esta pode ser deduzida a partir da energia potencial armazenada no reservatório. Inicialmente, define-se a variação de energia potencial, medida em *Joules (J)*, em relação a uma variação de massa de água no reservatório:

$$de_p = dm \cdot g \cdot h \quad (3.20)$$

onde dm é a *variação incremental da massa da água* armazenada no reservatório; g é a *aceleração da gravidade*; e h é a *altura de queda* entre o nível a montante e a jusante provocado pela barragem.

Essa variação de massa pode ser convertida em variação de volume, utilizando o *peso específico da água*, $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$:

$$\rho = \frac{m}{v} \rightarrow dm = \rho \cdot dv \quad (3.21)$$

Quanto à variação do volume, considerando-se que ocorra num intervalo de tempo infinitesimal, pode ser convertida em vazão (Equação 3.22) e, assim, pode-se escrever a equação da variação da energia potencial em função da vazão retirada do reservatório para a geração de energia (Equação 3.23).

$$q = \frac{dv}{dt} \rightarrow dv = q \cdot dt \quad (3.22)$$

$$de_p = \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h \quad (3.23)$$

Por questão de simplificação será adotado que a usina possui apenas uma unidade geradora. A transformação de *energia potencial* (e_p) em *energia elétrica* (e_e), depende do *rendimento* (η) do processo de conversão de energia:

$$e_e = \eta \cdot e_p \quad (3.24)$$

Este rendimento (η) refere-se ao rendimento combinado da turbina e do gerador. Dependendo dos dados disponíveis e da precisão desejada ou requerida pelo modelo da usina, o rendimento pode ser modelado de diferentes modos.

Para estudos de longo prazo com discretização mensal, usualmente adota-se η constante e igual ao rendimento médio η_{med} . Portanto,

$$de_c = \eta_{med} \cdot \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h \quad (3.25)$$

Transformando a energia potencial em potência ($p = de/dt$):

$$p = \eta_{med} \cdot \rho \cdot q \cdot g \cdot h \quad (3.26)$$

No entanto, o catálogo de dados da Eletrobrás não apresenta o rendimento médio das usinas, mas sim um parâmetro chamado de *produtibilidade específica*, k , dado pela Equação 3.27:

$$k = \frac{\rho \cdot g}{10^6} \cdot \eta_{med} \quad (3.27)$$

onde ρ é o *peso específico da água* e o valor 10^6 é o fator de conversão de W para MW .

Assim, a função de geração hidráulica resulta:

$$p = k \cdot h \cdot q \quad (3.28)$$

Para grandes usinas hidroelétricas, o rendimento médio situa-se entre os seguintes limites [29]:

$$0,88 < \eta_{med} \leq 0,94 \quad (3.29)$$

Logo, a produtibilidade específica fica limitada entre:

$$0,00863 < k \leq 0,00923 \quad (3.30)$$

A altura de queda h , da Equação 3.28, é a altura de queda líquida do reservatório, já expressa na Equação 3.8. Logo, a função de produção passa a ser uma função do volume armazenado x e da água defluida u da usina:

$$\begin{aligned} p(x, u) &= k \cdot h_t(x, u) \cdot q \\ p(x, u) &= k \cdot (h_{mon}(x) - h_{jus}(u) - pc) \cdot q \end{aligned} \quad (3.31)$$

Esta função determina a potência instantânea conseguida a partir de uma usina com um volume x de água armazenada em seu reservatório, com um engolimento q em sua unidade geradora e uma vazão defluente u , que pode ser diferente de q caso esteja havendo vertimento.

Considerando que toda a vazão defluida da usina seja turbinada até que o engolimento máximo não seja atingido, a análise da função de produção destaca dois pontos importantes:

- Para um determinado valor de volume x , a função de produção é crescente em relação a u , enquanto $u < q_{máx}$. Acima deste valor, a usina passa a verter e a função de geração decresce devido a diminuição da queda líquida disponível, uma vez que a cota de jusante será aumentada devido ao aumento da vazão defluida;
- A produtividade da usina aumenta com o volume armazenado nos reservatórios (aumento da altura de queda líquida).

3.1.2 Usinas Termoeletricas

Este tipo de geração transforma a energia calorífica oriunda de um combustível em energia elétrica. Sua operação consiste na formação de vapor pelo aquecimento de água ou outro fluido, que moverá as pás da turbina. No eixo da turbina estão acoplados o eixo do gerador elétrico e o excitador. O vapor é então condensado (no condensador) e a água retorna para iniciar novamente o processo.

As usinas termoeletricas podem ser divididas em dois grupos de acordo com os combustíveis que utilizam para o aquecimento da água:

- *Usinas convencionais*: que utilizam combustíveis fósseis (carvão, óleo, gás natural, biomassa e madeira);
- *Usinas nucleares*: que utilizam combustíveis físséis como urânio natural e enriquecido;

O objetivo do modelamento do parque termoeletrico é: dada a geração térmica total E_t a ser produzida no intervalo t ($t = 1, 2, \dots, T$) por um sistema exclusivamente termoeletrico composto por N usinas, determinar a geração de cada unidade do sistema $e_{n,t}$ ($n = 1, 2, \dots, N$) que atenda a esta geração a um custo mínimo.

Esse problema pode ser decomposto no tempo, uma vez que não há acoplamento temporal entre a solução do problema em diferentes intervalos de tempo (fato que não ocorre com as hidroelétricas, uma vez que o que se gera em um momento interfere no volume do reservatório e conseqüentemente na geração do período seguinte). Dessa forma, o problema de otimização de um sistema térmico para um horizonte de T intervalos pode ser solucionado pela otimização de T subproblemas.

Este problema pode, inicialmente, ser formulado como um problema de minimização de custos sujeito a uma restrição de atendimento de mercado, desconsiderando a canalização da restrição de geração (seus limites mínimo e máximo).

$$\begin{aligned} \min \sum_{n=1}^N \psi_n(e_{n,j}) \\ \text{s.a. } \sum_{n=1}^N e_{n,j} = E_j \end{aligned} \quad (3.32)$$

onde j indica um intervalo de tempo t qualquer.

Considera-se que o custo total de operação de uma usina termoeletrica $\psi_n(.)$ é uma função crescente e convexa, logo:

$$\psi'_n = \frac{d\psi_n}{de_{n,t}} > 0 \quad (3.33)$$

Assim, como a função objetivo a minimizar é convexa e as restrições são lineares e de igualdade, o problema acima é um problema convexo, o que assegura que as condições necessárias de primeira ordem de KKT são condições suficientes de ótimo global [32].

O Lagrangiano da equação 3.32 é dado por:

$$L(e, \lambda_j) = \sum_{n=1}^N \psi_n(e_{n,j}) + \lambda_j \left(E_j - \sum_{n=1}^N e_{n,j} \right) \quad (3.34)$$

Estabelecendo as condições necessárias de primeira ordem, tem-se:

$$\frac{dL}{de_{n,j}} = \frac{d\psi_n(e_{n,j})}{de_{n,j}} - \lambda_j = 0 \quad (3.35)$$

$$\frac{dL}{d\lambda_j} = E_j - \sum_{n=1}^N e_{n,j} = 0 \quad (3.36)$$

A interpretação econômica do multiplicador de Lagrange (λ_j) é que este é o custo marginal de operação do sistema no período de tempo j , uma vez que este multiplicador está associado à restrição de atendimento da geração total do sistema neste intervalo. Isso significa que λ_j é o preço do *MW* gerado pelo sistema no intervalo t .

Dessa forma, tem-se que a solução ótima do problema, $e_{n,j}^*$, deve satisfazer as seguintes condições:

$$\lambda_j^* = \psi'_n(e_{n,j}^*) \quad (3.37)$$

$$\sum_{n=1}^N e_{n,j}^* = E_j \quad (3.38)$$

para $n=1,2,\dots,N$. Ou seja, a política de operação ótima tende a igualar os custos marginais das usinas em um dado intervalo de tempo j . Assim tem-se:

$$\begin{aligned} \lambda_1^* &= \psi'_1(e_{1,1}^*) = \psi'_2(e_{2,1}^*) = \dots = \psi'_N(e_{N,1}^*) \\ \lambda_2^* &= \psi'_1(e_{1,2}^*) = \psi'_2(e_{2,2}^*) = \dots = \psi'_N(e_{N,2}^*) \\ &\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \\ \lambda_T^* &= \psi'_1(e_{1,T}^*) = \psi'_2(e_{2,T}^*) = \dots = \psi'_N(e_{N,T}^*) \end{aligned} \quad (3.39)$$

Se agora, for inserida a restrição de canalização da geração termoeletrica, tem-se o seguinte problema:

$$\begin{aligned}
& \min \sum_{n=1}^N \psi_n(e_{n,j}) \\
& \text{s.a.} \quad \sum_{n=1}^N e_{n,j} = E_j \\
& \quad \underline{e}_{n,j} \leq e_{n,j} \leq \bar{e}_{n,j}
\end{aligned} \tag{3.40}$$

O Lagrangiano da equação 3.40 é dado por:

$$L(e, \lambda_j, \alpha, \beta) = \sum_{n=1}^N \psi_n(e_{n,j}) + \lambda_j \left(E_j - \sum_{n=1}^N e_{n,j} \right) + \sum_{n=1}^N \alpha_{n,j} \cdot (e_{n,j} - \bar{e}_{n,j}) + \sum_{n=1}^N \beta_{n,j} \cdot (\underline{e}_{n,j} - e_{n,j}) \tag{3.41}$$

Estabelecendo as condições necessárias de primeira ordem, tem-se:

$$\psi'_n(e_{n,j}^*) - \lambda_j^* + \alpha_{n,j}^* - \beta_{n,j}^* = 0 \tag{3.42}$$

$$E_j - \sum_{n=1}^N e_{n,j}^* = 0 \tag{3.43}$$

$$\alpha_{n,j}^* \cdot (e_{n,j}^* - \bar{e}_{n,j}) = 0 \tag{3.44}$$

$$\beta_{n,j}^* \cdot (\underline{e}_{n,j} - e_{n,j}^*) = 0 \tag{3.45}$$

$$\underline{e}_{n,j} \leq e_{n,j}^* \leq \bar{e}_{n,j} \tag{3.46}$$

$$\lambda_j^* \rightarrow \text{irrestrito}, \alpha_{n,j}^* \geq 0, \beta_{n,j}^* \geq 0 \tag{3.47}$$

Analisando as equações acima, percebe-se que:

Se $\underline{e}_{n,j} < e_{n,j}^* < \bar{e}_{n,j}$, então:

- $(e_{n,j}^* - \bar{e}_{n,j}) < 0$, logo $\alpha_{n,j}^* = 0$ para que a equação 3.44 seja verdadeira.
- $(\underline{e}_{n,j} - e_{n,j}^*) > 0$, logo $\beta_{n,j}^* = 0$ para que a equação 3.45 seja verdadeira.
- Como $\alpha_{n,j}^* = 0$ e $\beta_{n,j}^* = 0$, $\lambda_j^* = \psi'_n(e_{n,j}^*)$, para satisfazer a equação 3.42.

Se $e_{n,j}^* = \underline{e}_{n,j}$, então:

- $(e_{n,j}^* - \bar{e}_{n,j}) < 0$, logo $\alpha_{n,j}^* = 0$ para que a equação 3.44 seja verdadeira.
- $(\underline{e}_{n,j} - e_{n,j}^*) = 0$, logo $\beta_{n,j}^* \geq 0$ para que a equação 3.45 seja verdadeira.
- Como $\alpha_{n,j}^* = 0$ e $\beta_{n,j}^* \geq 0$, $\lambda_j^* \leq \psi'_n(e_{n,j}^*)$, para satisfazer a equação 3.42.

E finalmente, se $e_{n,j}^* = \bar{e}_{n,j}$, então:

- $(e_{n,j}^* - \bar{e}_{n,j}) = 0$, logo $\alpha_{n,j}^* \geq 0$ para que a equação 3.44 seja verdadeira.
- $(\underline{e}_{n,j} - e_{n,j}^*) < 0$, logo $\beta_{n,j}^* = 0$ para que a equação 3.45 seja verdadeira.
- Como $\alpha_{n,j}^* \geq 0$ e $\beta_{n,j}^* = 0$, $\lambda_j^* \geq \psi'_n(e_{n,j}^*)$, para satisfazer a equação 3.42.

Em outras palavras, dado um custo marginal de operação, as unidades que possuem custo inferior a este devem estar operando com sua capacidade máxima, e as unidades que tiverem custo maior, devem operar com sua capacidade mínima.

A curva de custo mínimo de operação (Figura 3.7) de um sistema termoeletrico é obtida parametrizando o problema 3.40 em relação à geração térmica total. Assim, obtém-se uma curva que é convexa, crescente e em geral bem aproximada por um polinômio do segundo grau [33].

Figura 3.7 – Curva da Função de Custo Mínimo de Operação de um Sistema Termoelétrico.

A função que representa o custo marginal de operação do parque termoelétrico equivale a derivada $\frac{\partial \Psi}{\partial E}$ e pode ser dividida por classes térmicas. As unidades nucleares possuem custo marginal constante, enquanto que nas convencionais, ela é crescente e dividida em patamares de acordo, principalmente, com o combustível utilizado. Essa divisão pode ser traduzida pelas condições de KKT dada pela equação 3.33.

3.2 Formulação Completa do Modelo

O objetivo da operação de médio prazo é a minimização do custo de operação do sistema ao longo do horizonte de planejamento. Em um sistema hidrotérmico, esse valor é dado pelo custo de operação de um sistema não-hidráulico complementar. Assim, para cada intervalo mensal t , o sistema hidrotérmico tem custo de operação C_t , o qual depende da demanda D_t e da geração hidráulica H_t . Assim, quanto maior a geração hidráulica, menor a complementação térmica correspondente.

A função C_t é o resultado do despacho não-hidráulico, onde são utilizadas, primeiramente usinas mais baratas, seguidas da importação e por último o corte de carga, cujos custos são representados pelo custo do déficit.

Dessa forma, a o objetivo do problema é minimizar a função de custo associado ao uso das térmicas, sujeito às restrições operativas das usinas hidroelétricas consideradas.

$$\min \sum_{t=1}^T C_t \quad (3.34)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \quad (3.35)$$

$$sa \begin{cases} u_i^{\min} < u_{i,t} < u_i^{\max} \end{cases} \quad (3.36)$$

$$\begin{cases} x_i^{\min} < x_{i,t} < x_i^{\max} \end{cases} \quad (3.37)$$

onde:

T : número de intervalos do horizonte de planejamento;

i : número de usinas hidroelétricas;

C_t : custo de operação ao longo do intervalo t , em alguma unidade monetária \$:

$$C_t = r_t \cdot E_t^2 \quad (3.38)$$

E_t : geração média das fontes não-hidráulicas durante o intervalo t , calculada por:

$$E_t = \begin{cases} D_t - H_t, & \text{para } D_t \geq H_t \\ 0, & \text{para } D_t < H_t \end{cases} \quad (3.39)$$

D_t : é a demanda média mensal durante o intervalo t .

H_t : geração média total das usinas hidroelétricas durante o intervalo t ;

r_t : fator de valor atual do capital no intervalo t . Se j for a taxa de juros relativa a cada intervalo do horizonte de planejamento, tem-se:

$$r_t = \frac{1}{(1+j)^t} \quad (3.40)$$

Dessa forma, o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos passa a ser exclusivamente hidroelétrico.

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

$$\min \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+j)^t} \cdot E_t^2$$

s.a.

$$E_t = D_t - H_t \quad \forall t$$

$$H_t = \sum_{i=1}^N p_{i,t} \quad \forall i, t$$

$$p_{i,t} = k \cdot [h_{mon}(x_{i,t}) - h_{jus}(u_{i,t}) - pc_{i,t}] \cdot \min[u_{i,t} \cdot q_i^{\max}] \quad \forall i, t$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \Delta t_i \quad \forall i, t$$

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

$$x_i^{\min}(t) \leq x_i(t) \leq x_i^{\max}(t) \quad \forall i, t$$

$$u_i^{\min}(t) \leq u_i(t) \leq u_i^{\max}(t) \quad \forall i, t$$

$$q_i^{\min}(t) \leq q_i(t) \leq q_i^{\max}(t) \quad \forall i, t$$

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

$$x_{i,0} \text{ dados} \quad \forall i$$

sendo:

- T - número de intervalos de tempo;
- N - número de usinas hidroelétricas do sistema;
- j - a taxa de juros relativa a cada intervalo do horizonte de planejamento;
- E_t - geração de energia termoelétrica total durante o intervalo t ;

H_t	- geração de energia hidroelétrica total durante o intervalo t ;
D_t	- demanda a ser atendida durante o intervalo t ;
$p_{i,t}$	- geração de energia hidroelétrica da usina i durante o intervalo t ;
$x_{i,t}$	- volume do reservatório da usina i no final do intervalo t ;
$h_{mon}(x_{i,t})$	- altura de montante da usina i durante o intervalo t ;
$h_{jus}(u_{i,t})$	- altura de jusante da usina i durante o intervalo t ;
$pc_{i,t}$	- perda de carga da usina i durante o intervalo t ;
$x_i^{\min}, x_i^{\max}$	- limites operacionais, mínimo e máximo, de armazenamento no reservatório i ;
$u_{i,t}$	- vazão defluente da usina i durante o intervalo t ;
$u_i^{\min}, u_i^{\max}$	- limites operacionais, mínimo e máximo, de vazão defluente da usina i ;
$q_{i,t}$	- vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t ;
$q_i^{\min}, q_i^{\max}$	- limites operacionais, mínimo e máximo, de vazão turbinada pela usina i ;
$v_{i,t}$	- vazão vertida pela usina i durante o intervalo t ;
$y_{i,t}$	- vazão incremental afluyente à usina i durante o intervalo t ;
k	- constante que engloba aceleração da gravidade, densidade da água, rendimento turbina-gerador e fatores de conversão de unidades;
$q_i^{\max}$	- engolimento máximo da usina i ;
Ωi	- conjunto dos índices dos reservatórios imediatamente acima do reservatório i ;

Capítulo 4

Fluxo em Rede Não-Linear

Este capítulo mostra como um sistema hidroelétrico pode ser representado por um problema de fluxo em rede e os métodos implementados para a solução do problema de planejamento. Além disso, são definidos os critérios para a partição das variáveis em básicas, super básicas e não básicas.

4.1 A Rede Hidráulica

O problema do planejamento da operação de médio prazo de um sistema hidrotérmico pode ser representado por um modelo de fluxo em rede, a formulação mais adequada ao problema é a que utiliza fluxo em rede não linear com arcos capacitados. Nesta, cada nó da rede representa uma usina em um intervalo de tempo e os arcos representam as duas variáveis de decisão do problema hidrotérmico: o volume de água armazenado nos reservatórios e a defluência das usinas nos vários intervalos. Reescrevendo a Equação 3.35 de balanço da água, omitindo a variável Δt por ser um valor unitário (1 mês, 1 semana ou 1 dia), temos :

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \quad (4.1)$$

Como esta se repete a cada intervalo de tempo, para cada reservatório, pode ser considerado como uma equação de nó do sistema (Figura 4.1):

Figura 4.1 – Representação da Equação de Balanço da Água.

Os arcos convergentes representam: o volume armazenado no período $t-1$, $x_{i,t-1}$, a afluência incremental durante este período, $y_{i,t}$, e as afluências das usinas imediatamente a montante, $\sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t}$; enquanto que os arcos divergentes são: a defluência no período t , $u_{i,t}$ e o volume armazenado no período t , $x_{i,t}$.

Uma cascata pode ser representada por uma rede que será denominada *rede básica* (Figura 4.2).

Figura 4.2 – Representação de uma rede básica de um sistema de 4 usinas.

A repetição desta rede básica durante os vários intervalos do horizonte de planejamento forma, juntamente com o nó sumidouro, a rede que representa todo o problema de planejamento.

Figura 4.3 – Representação da rede para um sistema de 4 usinas e T intervalos de tempo [24].

As variáveis de volume das usinas com reservatórios são responsáveis pelas transferências de água entre os períodos, enquanto que as usinas nos quais o reservatório não tem esta capacidade de regulação (usinas a fio d'água) mantêm o volume de água constante e, portanto seus arcos de volume não são representados.

Em [17], o autor denominou esta rede de *arborescência expandida no tempo*, onde o nó sumidouro (representado na Figura 4.3 por S) representa o fim do aproveitamento dos recursos hídricos.

Uma característica importante desta rede é que de cada nó divergem, no máximo, dois arcos, um horizontal representando o volume, $x_{i,t+1}$ e outro vertical representando a defluência do reservatório, $u_{i,t}$.

É possível perceber na rede que olhando para os nós em sua orientação horizontal, seguindo a orientação dos arcos de volume, visualiza-se as trajetórias do volume e da defluência para uma determinada usina, ou seja, têm-se os estados de apenas uma usina. Por outro lado, olhando-se para os nós em sua orientação vertical, seguindo os arcos de defluência que partem destes nós, visualiza-se os estados da cascata em cada intervalo de tempo.

4.2 Problema de Fluxo em Rede

Podemos reescrever o problema hidrotérmico de potência, dado pelas equações descritas no item 3.2, em forma matricial:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(w) \\ \text{s.a.} \quad & A \cdot w = b \\ & \underline{w} \leq w \leq \overline{w} \end{aligned} \tag{4.2}$$

onde A é a *matriz incidência*, em que cada coluna corresponde a um arco e cada linha a um nó da rede; w é o *vetor das variáveis de decisão* (que no problema de planejamento corresponde ao volume e a defluência de cada usina em cada intervalo de tempo) e b é o *vetor de afluências determinísticas*.

Na matriz A , os únicos elementos nas colunas diferentes de 0 são $+1$ na linha correspondente ao nó de origem do arco e -1 na linha correspondente ao nó de destino.

Para ilustração, considera-se o problema de fluxo em rede apresentado anteriormente (Figura 4.2), redesenhado abaixo:

Figura 4.4 – Exemplo para a formação da matriz incidência.

Na Figura 4.4, os arcos $w_{i,j}$ representam os fluxos entre os nós i e j , respectivamente. Estes arcos possuem limites superior e inferior. Os valores b_i são as injeções nos nós da rede.

Este problema pode ser então escrito pelo seguinte conjunto de equações lineares:

$$\begin{aligned} \min f(w) \\ \text{s.t.} \begin{cases} w_{1,3} & & & = -b_1 \\ & w_{2,3} & & = -b_2 \\ -w_{1,3} & -w_{2,3} & w_{3,4} & = -b_3 \\ & & -w_{3,4} & = -b_4 \\ \underline{w} \leq w \leq \bar{w} \end{cases} \end{aligned}$$

onde os arcos convergentes a um nó recebem sinal negativo e os divergentes possuem sinal positivo. Então a matriz incidência do problema acima seria dada por:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & 1 & & \\ -1 & -1 & 1 & \\ & & & -1 \end{bmatrix}$$

O problema descrito na Equação (4.2) é um problema não linear, e neste caso, os algoritmos de otimização resumem-se a:

Algoritmo Primal para Solução de um Problema de Otimização

INÍCIO

Obtenção de uma solução inicial factível: w^0 ;

Faça: $k = 0$;

Enquanto (não convergir) faça:

 Cálculo da direção factível d^k tal que: $\nabla f^T(w)d^k < 0$;

 Busca Unidimensional: $\alpha^* = \arg \min_{\alpha} \{f(w^k + \alpha \cdot d^k) : \alpha \geq 0\}$;

$w^{k+1} = w^k + \alpha \cdot d^k$;

 Faça: $k = k + 1$;

Fim Enquanto

FIM

onde a direção d_k será uma direção factível se existir um escalar $\delta > 0$ tal que $w^{k+1} = w^k + \alpha \cdot d^k$ seja factível para todo $0 < \alpha \leq \delta$.

Os métodos para solução dos problemas de fluxo em rede dividem-se em *métodos de primeira e segunda ordem* de acordo com as informações utilizadas no cálculo da direção. Enquanto os de primeira ordem utilizam informações apenas do gradiente da função objetivo, os de segunda ordem utilizam o gradiente e a hessiana da função objetivo.

Além disso, os métodos também podem ser divididos entre *primais*, quando o ponto de partida é uma solução factível e mantêm a factibilidade até o final do processo iterativo, e *duais* que, ao contrário dos primais, partem de uma solução infactível e convergem para uma solução ótima factível.

Neste trabalho foi implementado um algoritmo primal de primeira ordem.

4.3 Metodologia de Solução

Os métodos de solução de problemas de fluxo em rede têm a característica de dividir o conjunto de arcos entre arcos básicos e não-básicos. Esta partição justifica-se pelo fato de as restrições que representam a rede de canalização das variáveis ser um conjunto de equações lineares. Os arcos não-básicos representam as variáveis independentes do problema, enquanto que os arcos básicos representam as variáveis dependentes.

Publicações na área de fluxo em rede [17] [34], obtêm a solução para o problema 4.2 dividindo as colunas da matriz de incidência em:

$$A = (B \ S \ F) \quad (4.3)$$

Os arcos correspondentes à matriz B formam uma *base*, que corresponde à uma árvore para o problema do fluxo em redes. Já os arcos que estão fora da base são chamados de *não-básicos* e se dividem em dois subconjuntos: os *superbásicos* (S), são aqueles que podem variar seus valores entre os limites de canalização e os *fixos* (F), são

aqueles que devem permanecer com seus valores inalterados. Esta divisão pode ser esquematicamente visualizada na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Divisão das variáveis para o problema de Fluxo em Rede.

A mesma partição pode ser feita para as variáveis w e d :

$$w = (w_B \ w_S \ w_F) \quad (4.4)$$

$$d = (d_B \ d_S \ d_F) \quad (4.5)$$

Para facilitar o entendimento, considere o exemplo da Figura 4.2, com um horizonte de planejamento com 3 intervalos, mostrado na Figura 4.6. Essa formação, que indica as variáveis que estão na base (uma para cada nó do sistema), é chamada de árvore.

Figura 4.6 – Representação de uma árvore.

Neste exemplo, foram consideradas as seguintes variáveis como básicas:

- $u_{11}, u_{21}, u_{31}, u_{41}$, no primeiro intervalo de tempo;
- $x_{12}, x_{22}, u_{32}, u_{42}$, no segundo intervalo de tempo;
- $u_{13}, u_{23}, u_{33}, x_{43}$, no terceiro intervalo de tempo;

Assim tem-se:

$$w_B = (u_{11}, u_{21}, u_{31}, u_{41}, x_{12}, x_{22}, u_{32}, u_{42}, u_{13}, u_{23}, u_{33}, x_{43})$$

$$w_S = (x_{11}, x_{21}, x_{41}, u_{12}, u_{22}, x_{42}, x_{13}, x_{23}, u_{43})$$

$$w_F = (x_{31}, x_{32}, x_{33})$$

A partição definida em (4.4) e (4.5) depende de estratégias utilizadas para a divisão dos arcos. Normalmente, procura-se definir B como uma base máxima, ou seja, com o maior número de arcos fora de seus limites de canalização, o que aumenta a possibilidade de se obter direções factíveis [34]. Além disso, os arcos superbásicos podem ser uma fração do conjunto não-básico ou todo o conjunto de arcos não-básicos.

Nos métodos primais, todos os passos na direção d^k devem gerar soluções factíveis, ou seja, a cada iteração:

$$w^{k+1} = w^k + \alpha \cdot d^k \quad (4.6)$$

deve ser uma solução factível, isto é:

$$A \cdot w^{k+1} = b \quad (4.7)$$

$$\underline{w} \leq w^{k+1} \leq \overline{w} \quad (4.8)$$

Substituindo a Equação (4.6) na Equação (4.7):

$$A \cdot (w^k + \alpha \cdot d^k) = b \quad (4.9)$$

$$A \cdot w^k + \alpha \cdot A \cdot d^k = b$$

como temos que $A \cdot w^k = b$,

$$A \cdot d^k = 0 \quad (4.10)$$

ou seja, a direção d^k deve satisfazer a equação 4.6.

Assumindo, agora, a partição das variáveis da Equação (4.5)

$$B \cdot d_B^k + S \cdot d_S^k + F \cdot d_F^k = \underline{0} \quad (4.11)$$

como o conjunto de arcos não-básicos fixos não devem alterar o seu valor, a direção de caminhada desses arcos deve ser nula ($d_F^k = \underline{0}$). Já a direção das variáveis super-básicas d_S^k é calculada de modo a minimizar a função objetivo através de um problema de otimização irrestrito reduzido ao espaço das variáveis super-básicas. A direção d_B^k é usada para factibilizar a solução, ou seja, satisfazer a Equação (4.11). Dessa forma temos:

$$\begin{cases} d_B^k = -B^{-1} \cdot S \cdot d_S^k \\ d_F^k = \underline{0} \end{cases} \quad (4.12)$$

Assim, a direção d^k pode ser escrita em função da direção dos arcos superbásicos d_S^k da seguinte forma:

$$d^k = Z \cdot d_S^k \quad (4.13)$$

onde:

$$Z = \begin{pmatrix} -B^{-1} \cdot S \\ I \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.14)$$

Esta matriz possui o número de linhas igual ao número de arcos da rede, ou seja, essas linhas correspondem aos arcos básicos, arcos superbásicos e arcos fixos, respectivamente. O número de colunas é igual ao número de arcos superbásicos e cada coluna representa o ciclo formado ao se introduzir o arco superbásico referente àquela coluna na base. As colunas da matriz Z serão preenchidas com 0 , $+1$ e -1 . Essas colunas irão indicar quais arcos que participam do ciclo e o sentido do fluxo ao se introduzir na árvore o arco superbásico correspondente aquela coluna. Para cada coluna, os arcos das linhas da matriz correspondentes ao elemento 0 não participam daquele ciclo, enquanto que os arcos correspondentes aos elementos $+1$ e -1 participam do ciclo com fluxo igual ao fluxo que passa pelo arco superbásico e em sentido igual e contrário respectivamente.

A matriz Z é denominada *matriz redução de variáveis*, pois esta matriz irá reduzir o problema original para o espaço das variáveis superbásicas. Este problema será, então, resolvido como um problema de otimização restrito, onde será definida a direção d_S^k . Depois disso, é obtida a direção total d^k pela Equação (4.13) e o tamanho

do passo que mantêm a factibilidade dada pelas Equações (4.7) e (4.8). Calcula-se o passo ótimo através de uma busca unidimensional e verifica-se a convergência. Se o problema não tiver convergido, deve-se retornar ao início do processo iterativo.

O algoritmo pode ser definido como:

Algoritmo para a Solução de um Problema de Fluxo em Rede

INÍCIO

Obtenção de uma solução inicial factível: w^0 ;

Definir uma partição B e N ;

Faça: $k = 0$;

Enquanto (não convergir) faça:

Defina uma partição S e F para o conjunto N ;

Determine os ciclos formados pelo conjunto S ;

Calcule a direção d_S^k ;

Faça $d^k = Z \cdot d_S^k$;

Se ($d^k \neq 0$) faça:

Calcule o passo máximo $\alpha_{\max}$;

Busca Unidimensional: $\alpha^* = \arg \min_{\alpha} \{f(w^k + \alpha \cdot d^k) : \alpha \geq 0\}$;

Se $\alpha^* = \alpha_{\max}$, então atualize o conjunto de arcos básicos B ;

$w^{k+1} = w^k + \alpha \cdot d^k$;

Fim Se

Faça: $k = k + 1$;

Fim Enquanto

FIM

A seguir, serão detalhados os passos do algoritmo.

4.3.1 Escolha da Solução Inicial

Para este trabalho, até o presente momento, adota-se como solução inicial factível a solução à fio d'água, ou seja, as turbinagens iniciais são iguais às vazões turbinadas. Isso é feito porque, na maioria dos casos, esta solução satisfaz a todas as restrições. Futuramente, pretende-se implementar uma metodologia de busca de solução inicial.

4.3.2 Estratégias de Partição das Variáveis

Como visto anteriormente, há duas partições a serem feitas: uma definindo quais serão as variáveis básicas e não-básicas e outra definindo, dentre as variáveis não-básicas, quais serão super-básicas e quais serão fixas.

Para facilitar o entendimento, antes de definir as estratégias de partição das variáveis, serão descritas algumas características do problema, que permitirão maior eficiência na representação da árvore de uma solução, na partição dos arcos e na identificação dos ciclos.

- **Representação das variáveis**

Foi visto que as variáveis que representam os arcos da rede hidráulica são a turbinagem e o volume de uma usina em um instante de tempo. Estas, para facilitar a implementação, podem ser representadas por matrizes com o número de linhas igual ao número de usinas do sistema em estudo, e com o número de colunas igual ao número de intervalos de tempo do horizonte. Assim:

- $x_{i,t}$: é o volume final do reservatório da usina i durante o intervalo de tempo t ;
- $u_{i,t}$: é a vazão defluente da usina i durante o intervalo t .

Dessa forma, o vetor gradiente da função objetivo, e, conseqüentemente, a direção de caminhada das variáveis do problema, também será representada por matrizes:

- $\nabla f_x(i,t)$: é a derivada da função objetivo em relação ao arco de volume $x_{i,t}$;
- $\nabla f_u(i,t)$: é a derivada da função objetivo em relação ao arco de defluência $u_{i,t}$;
- $d_x(i,t)$: direção de caminhada do arco de volume $x_{i,t}$;
- $d_u(i,t)$: direção de caminhada do arco de defluência $u_{i,t}$;

- **Matriz de Defluência Básica**

Neste trabalho, considera-se a topologia usual do sistema hidroelétrico brasileiro, onde cada usina possui apenas uma usina diretamente a jusante e, portanto de cada nó da rede saem apenas, no máximo, um arco de defluência e um arco de volume.

Em [17], o autor utilizou-se desta particularidade da rede para facilitar e melhorar a eficiência da identificação do ciclo formado ao se colocar um arco super-básico na árvore. Já em [24], procurando aproveitar ainda mais as características da rede hidráulica, os autores introduziram o conceito da *Matriz de Defluência Básica (MDB)*, onde, ao se declarar sempre um dos arcos oriundos de cada nó como básico e o outro como não básico durante todo o processo iterativo, pode-se obter facilmente uma base para modificar toda a estrutura da árvore. Assim, esta matriz armazena a informação de qual variável do nó (defluência ou volume) está na base e, portanto, possui o número de linhas igual ao número de usinas e o número de colunas igual ao número de intervalos do horizonte de planejamento. Se na MDB (na linha i , coluna j) tiver valor 1, significa que a defluência deste nó (usina i , período j) está na base e se tiver o valor 0 significa que o volume deste nó está na base.

Utilizando o exemplo da Figura 4.6, tem-se que a MDB que representa esta árvore é dada por:

$$MDB = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \end{pmatrix}$$

Durante o processo iterativo, sempre que um arco básico atinge um de seus limites, deixa a base dando lugar ao arco não básico daquele nó e assim, a atualização da base fica facilitada pela representação da árvore de uma solução básica através da MDB, já que a mudança se restringe a uma troca de 0/1 para uma troca de 1/0 nas posições da MDB.

4.3.2.1 Partição entre arcos básicos e não-básicos

A preferência pela definição de todos os arcos de volume ou defluência na base tem um significado físico importante, como pode ser visto na Figura 4.7. No primeiro caso, quando for inserido um arco superbásico na árvore, o ciclo formado irá promover, principalmente, uma troca de água entre as usinas envolvidas no ciclo. Já no segundo, esta troca irá acontecer entre os intervalos do horizonte de planejamento.

Figura 4.7 – Definição das variáveis básicas com arcos de volume ou defluência.

A solução ótima procura regularizar as afluições dos rios, transferindo água dos períodos úmidos para os períodos secos. Assim, definindo os arcos de defluência na base ocorre uma melhora na convergência, pois introduz essas trocas no sistema e, portanto equivale ao “grosso” da otimização. A distribuição de água entre os reservatórios, a fim de aumentar a produtividade da cascata, representa um ajuste mais fino, que é obtido durante o processo iterativo através de variações maiores ou menores nos arcos de volume envolvidos nos ciclos. Por isso, neste trabalho, durante os testes, as defluências foram mantidas na base até que atingissem um de seus limites e, neste caso, eram substituídas pelo volume do mesmo nó.

4.3.2.2 Partição entre arcos super-básicos e fixos

Em [25] o autor descreve três tipos de partições entre arcos super-básicos e fixos, sendo elas:

- Partição com a escolha de arcos de **cima para baixo**;
- Partição com a escolha da **esquerda para a direita**;
- Partição escolhendo todos os arcos não básicos como super-básicos

A partição com a escolha de arcos de cima para baixo seleciona os arcos de forma a construir ciclos que vão no sentido de montante à jusante na cascata. Essa partição promove a transferência de água entre períodos consecutivos e dessa forma permite-se que esta obedeça à regra operativa dos reservatórios, onde a regularização das afluições é realizada pelas usinas que se localizam mais a montante na cascata;

Já a partição com a escolha da esquerda para a direita forma ciclos que vão no sentido progressivo do horizonte. Este tipo de partição promove a transferência de água entre toda a cascata de usinas;

A partição escolhendo todos os arcos não básicos como super-básicos, ou seja, sem a existência de arcos fixos, representa o *Método do Gradiente Reduzido* e foi a partição escolhida para ser implementada.

4.3.3 Determinação dos ciclos formados pelo conjunto super-básico

Escolhidos os arcos básicos e super-básicos, é necessário encontrar os ciclos formados pelos arcos super-básicos para, posteriormente, definir a direção de caminhada.

Para facilitar o entendimento serão apresentados os ciclos de dois arcos não básicos ($x_{2,1}$ e $u_{2,2}$) do exemplo da Figura 4.6.

Figura 4.8 – Exemplo de Ciclo Formado por Dois Arcos Super-Básicos.

Os ciclos formados por estes arcos estão descritos abaixo. Os sinais (+/-) que aparecem nos arcos significam se eles concordam ou não, respectivamente, com o sentido do arco super-básico formador do ciclo.

$$\text{Ciclo}(x_{2,1}) = x_{2,1} + x_{2,2} + u_{2,3} + u_{3,3} + x_{4,3} - u_{4,1} - u_{3,1} - u_{2,1}$$

$$\text{Ciclo}(u_{2,2}) = u_{2,2} + u_{3,2} + u_{4,2} - x_{4,3} - u_{3,3} - u_{2,3} - x_{2,2}$$

Para a formação desses ciclos, utiliza-se as informações contidas na MDB. Se $MDB(i,t)=0$, o arco de volume está na base e, portanto, deve-se seguir para a direita. Já se a $MDB(i,t)=1$, o arco de defluência está na base e deve-se seguir para baixo.

4.3.4 Direção de Caminhada

Para a determinação da direção de caminhada, utilizou-se o *Método do Gradiente Reduzido*. Este método é primal de primeira ordem e corresponde ao *Método do Gradiente*, porém está reduzido ao espaço das variáveis super-básicas.

A direção de caminhada dos arcos super-básicos (d_s^k) é obtida através de uma aproximação de primeira ordem, por *Série de Taylor*, da função objetivo ($f(w)$), da seguinte forma:

$$h(w) = f(w^k) + \nabla f(w^k)(w - w^k) \quad (4.15)$$

sendo $\nabla f(w^k)$ o vetor gradiente da função objetivo no ponto w^k .

Fazendo $d^k = (w - w^k)$ e usando a Equação 4.13 ($d^k = Z \cdot d_s^k$), podemos reescrever a equação acima:

$$h(d_s^k) = f(w^k) + \nabla f(w^k)Zd_s^k \quad (4.16)$$

Dessa forma, a função aproximada $h(x)$ em torno do ponto x^k está descrita como uma função da direção dos arcos super-básicos. Definindo:

$$g_s^t(w^k) = \nabla f(w^k)Z \quad (4.17)$$

como o gradiente reduzido ao espaço das variáveis super-básicas, tem-se:

$$h(d_s^k) = f(w^k) + g_s^t(w^k)d_s^k \quad (4.18)$$

A direção será definida como a direção de maior decréscimo da função $h(d_s^k)$.

Assim:

$$d_s^k = -\nabla^t h(d_s^k) \quad (4.19)$$

Como $\nabla^t h(d_s^k) = g_s(w^k)$ tem-se:

$$d_s^k = -g_s(w^k) \quad (4.20)$$

A convergência dos métodos de primeira ordem é muito boa para pontos longe do ótimo e este método assegura a convergência do algoritmo, uma vez que a direção de caminhada sempre “aponta” para a melhora da função objetivo. No entanto, à medida que o ponto se aproxima do ótimo, a convergência vai perdendo eficiência.

4.3.5 Busca Unidimensional

A busca unidimensional resume-se a encontrar o tamanho do passo α que pode ser dado na direção de caminhada, de forma a manter a factibilidade da solução. Essa busca é um processo iterativo que procura a solução do seguinte subproblema:

$$\begin{aligned} \min_{\alpha} \quad & g(\alpha) = f(w_k + \alpha_k d_k) \\ \text{s.a.} \quad & 0 \leq \alpha \leq \alpha_{\max} \end{aligned} \quad (4.21)$$

onde:

$f(\cdot)$ é a função objetivo;

w^k é uma solução factível do problema;

d^k é um direção de melhoria da função objetivo;

α é um escalar que desejamos encontrar;

$\alpha_{\max}$ é o tamanho do passo máximo que mantém a factibilidade do problema.

Os métodos de busca podem ser de dois tipos: os que utilizam as informações da derivada da função objetivo e os que não utilizam.

Os métodos que não utilizam as informações da derivada da função objetivo partem de um intervalo de incerteza e vão reduzindo este intervalo a cada iteração, através de avaliações da função objetivo no interior do intervalo de incerteza.

Assumindo que $g(\alpha)$ tem o mínimo contido no intervalo $[a, b]$ (denominado intervalo de incerteza), deve-se encontrar α^* na n -ésima iteração. Para tanto, reduz-se o intervalo original para o intervalo $[a_n, b_n]$, contendo o valor ótimo α^* .

O método de busca implementado foi o *Método da Razão Áurea*. Nele, para uma iteração genérica k , existe um intervalo de incerteza $[a_k, b_k]$. O novo intervalo $[a_{k+1}, b_{k+1}]$ é dado por $[\lambda_k, b_k]$ se $g(\lambda_k) > g(\mu_k)$ ou $[a_k, \mu_k]$ se $g(\lambda_k) \leq g(\mu_k)$. Os pontos λ_k e μ_k são encontrados de modo que o comprimento do novo intervalo seja tal que $b_k - \lambda_k = \mu_k - a_k$. A *Razão Áurea* determina que, a cada iteração, o intervalo de incerteza seja reduzido de 0,618. Dessa forma, os valores de λ_k e μ_k são:

$$\begin{aligned}\lambda_k &= a_k + (1 - 0,618)(b_k - a_k) \\ \mu_k &= a_k + 0,618(b_k - a_k)\end{aligned}\tag{4.22}$$

Por exemplo, se $g(\lambda_k) > g(\mu_k)$, tem-se:

Figura 4.9 - Ilustração do método da Razão Áurea.

O processo é finalizado quando $b_{k+1} - a_{k+1}$ for menor que uma tolerância adotada, e então α^* assume o valor de a_{k+1} ou b_{k+1} [32].

Para o planejamento da operação, o intervalo de incerteza inicial será: $0 \leq \alpha \leq \alpha_{m\acute{a}x}$, sendo o valor de $\alpha_{m\acute{a}x}$ calculado da seguinte maneira:

• Cálculo do passo máximo

Encontrada a direção de caminhada de um arco (positivo ou negativo), o arco pode variar de seu valor até um de seus limites (superior ou inferior). Assim, cada arco super-básico e básico define seu próprio valor máximo de caminhada, de forma a não ultrapassar seus limites de canalização. O passo máximo do conjunto de arcos é definido como o menor valor encontrado entre os passos limitantes de cada arco.

Se o arco for de volume, seu passo máximo é:

$$\bar{\alpha}_{x_{i,t}} = \begin{cases} \frac{x_{i,t} - x_{i,t}}{d_{x_{i,t}}} & \text{se } d_{x_{i,t}} < 0 \\ -\frac{x_{i,t} - x_{i,t}}{d_{x_{i,t}}} & \text{se } d_{x_{i,t}} > 0 \end{cases} \quad (4.23)$$

Já se o arco for de defluência, o passo máximo é:

$$\bar{\alpha}_{u_{i,t}} = \begin{cases} \frac{u_{i,t} - u_{i,t}}{d_{u_{i,t}}} & \text{se } d_{u_{i,t}} < 0 \\ -\frac{u_{i,t} - u_{i,t}}{d_{u_{i,t}}} & \text{se } d_{u_{i,t}} > 0 \end{cases} \quad (4.24)$$

O passo máximo do conjunto de arcos ($\alpha_{m\acute{a}x}$) será dado pelo menor valor de todos os passos máximos individuais:

$$\alpha_{m\acute{a}x} = \min\{\bar{\alpha}_{x_{i,t}}, \bar{\alpha}_{u_{i,t}}\} \quad \forall i, t \in B, S \quad (4.25)$$

O algoritmo do *Método da Razão Áurea* pode ser definido como:

Algoritmo para o Método da Razão Áurea

INÍCIO

Adote uma tolerância $\eta > 0$;Encontre o intervalo de incerteza inicial: $a \leq \alpha \leq b$;Faça: $k = 1$;Calcule: $\lambda_k = a_k + (1 - 0,618)(b_k - a_k)$ $\mu_k = a_k + 0,618(b_k - a_k)$;Enquanto $b_k - a_k > \eta$ faça:Calcule: $g(\lambda_k)$ e $g(\mu_k)$;Se $g(\lambda_k) > g(\mu_k)$ faça: $a_{k+1} = \lambda_k$ $b_{k+1} = b_k$ $\lambda_{k+1} = \mu_k$ $\mu_{k+1} = a_{k+1} + \alpha(b_{k+1} - a_{k+1})$ Senão Se $g(\lambda_k) < g(\mu_k)$ $a_{k+1} = a_k$ $b_{k+1} = \mu_k$ $\lambda_{k+1} = a_{k+1} + (1 - \alpha)(b_{k+1} - a_{k+1})$ $\mu_{k+1} = \lambda_k$

Fim Se

Faça: $k = k + 1$;

Fim Enquanto

FIM

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados encontrados. Serão apresentados os princípios básicos que regem a operação ótima dos reservatórios para várias cascatas, em diferentes situações de vazões proporcionais a MLT. São, ainda, considerados casos de demanda constante e variável, além de condições do histórico de vazões.

-

- O segundo sistema teste, mostrado na Figura 5.25, é composto por três usinas em cascata direta, sendo que uma delas não possui reservatório de acumulação (usina a fio d'água). Neste teste verifica como a usina a fio d'água interfere no comportamento da cascata, comparando os resultados da mesma cascata com e sem a presença da usina à fio d'água;
- No terceiro sistema teste (Figura 5.34), é testada uma situação em que as usinas possuem uma configuração em “Y”, ou seja, onde duas usinas defluem água em uma outra usina.
- Por fim, no quarto sistema teste (Figura 5.38), é simulado uma cascata em “Y” atípica, onde duas usinas com reservatório de acumulação de pequeno porte tentam regularizar a vazão de uma usina à fio d'água de grande porte.

Cada sistema foi escolhido com propósito de mostrar diferentes fenômenos e, portanto, foram utilizadas diferentes condições de vazão, valores de demandas e horizontes de planejamento. Porém, a maioria dos testes foi realizado com afluências proporcionais a 80% da *Média de Longo Termo* (MLT), que representa a média aritmética das vazões naturais dos rios nos 12 meses do ano no período de 1931 à 1998 e é considerado condições normais de vazões afluentes. Dessa forma, é possível visualizar comportamentos que ficariam “camuflados” se fosse utilizado dados não tão comportados de vazões.

Nas figuras que apresentam o sistema teste, as usinas estudadas serão apresentadas em vermelho.

Os resultados desses testes estão apresentados nos próximos quatro tópicos.

Para todas as análises foi utilizado um horizonte de 60 meses (com exceção da análise do período do histórico de vazões com baixas afluições, onde foi utilizado um período de 48 meses), com discretização mensal e *ano hidrológico* que para o sistema sudeste, tem o início no mês de maio (início do período seco) e fim no mês de abril (fim do período chuvoso).

5.1.1 Trajetória de Volume

Para analisar o comportamento do volume dos reservatórios em diferentes condições de vazão foram consideradas as seguintes hidrologias (Figura 5.3):

- Seca: 60% da MLT;
- Normal: 80% da MLT;
- Úmida: 120% da MLT.

Figura 5.3 – Vazões Afluentes Proporcionais a 60%, 80% e 120% da MLT da Primeira Cascata Estudada.

Em todos os casos a demanda foi considerada constante e igual a 90% da soma das potências nominais das três usinas, o que corresponde a 5300 MW médios, sem taxa de desconto e os volumes são apresentados como porcentagem do volume útil.

Como é possível observar nas Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 existe uma tendência, conhecida como *Efeito Cota*, das usinas em manter sua altura no máximo, a fim de aproveitar melhor os recursos hídricos, uma vez que a produtividade das usinas é uma função da altura de queda. Durante o período de seca (de maio a novembro), os reservatórios esvaziam para esperar o período úmido (de dezembro a abril), quando irão recuperar seus volumes. É interessante notar que os reservatórios são esvaziados somente o necessário para acumular a água que virá no período de cheia, evitando vertimentos turbináveis. Isso ocorre, pois, sendo o programa determinístico, as vazões futuras são conhecidas.

Figura 5.4 – Trajetórias dos Volumes com Afluências a 60% da MLT da Primeira Cascata Estudada.

Figura 5.5 – Trajetórias dos Volumes com Aflúências a 80% da MLT da Primeira Cascata Estudada.

Figura 5.6 – Trajetórias dos Volumes com Aflúências a 120% da MLT da Primeira Cascata Estudada.

Pode-se notar também que, quanto menor é a vazão afluyente, menos os reservatórios esvaziam. Com 60% da MLT (Figura 5.4) as vazões são muito baixas e,

portanto, os deplecionamentos dos reservatórios devem ser menores para que estes recuperem completamente seu volume ao final do período úmido. Para 80% da MLT (Figura 5.5), os reservatórios já possuem uma maior flexibilidade e para 120% da MLT (Figura 5.6) até mesmo a usina de Ilha Solteira, que vinha mantendo seu reservatório no limite máximo tem seu volume reduzido a fim de evitar vertimentos durante o período úmido.

Nota-se, ainda, que o deplecionamento do sistema ocorre de montante para jusante, ou seja, primeiramente são esvaziados os reservatórios das usinas mais acima na cascata e, posteriormente, as usinas mais abaixo. O enchimento, por sua vez, ocorre em sentido inverso, de jusante para montante. Isso faz com que o nível do volume útil dos reservatórios que estão a jusante fiquem, normalmente, acima do volume útil dos reservatórios que estão à montante. Esta operação ocorre para que se maximize a produtividade da cascata, uma vez que a água turbinada em uma usina à montante será novamente utilizada nas usinas abaixo. Assim, o aproveitamento desta água depende da produtividade, não só da usina onde ela está, mas também de todas as usinas que estão à jusante. Portanto, as usinas a jusante tem uma tendência de operarem com uma produtividade mais elevada devido ao ganho acumulado de todas as usinas a montante. Essa característica pode ser vista no comportamento do reservatório da usina de Ilha Solteira que, para os casos de vazões proporcionais a 60% da MLT e 80% da MLT, mantêm seu reservatório no máximo, turbinando toda água que chega. Já para o caso de vazões proporcionais a 120% da MLT, esta usina tem seu reservatório deplecionado apenas para se evitar vertimentos turbináveis, fato que demonstra o efeito determinístico do modelo.

5.1.2 Custo Marginal de Operação

A solução do problema de planejamento procura igualar os custos marginais das térmicas, valores que são dados pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de atendimento a demanda. Isso acontece, pois como o custo de operação é dado pelos custos das unidades térmicas e este pode ser representado por uma exponencial crescente (como já citado no Capítulo 3), quanto mais constantes a geração

térmica, menor será o custo de operação do sistema. Estes multiplicadores, cuja unidade é \$/MW e os valores são iguais à geração do sistema termoeletrico, representam o valor que o sistema atribui ao próximo MW produzido pelo parque termoeletrico, ou seja, ele informa o valor máximo que o sistema deve pagar se quiser comprar energia, ou então, a partir de que valor deve vender sua energia de forma a ter lucro.

A Figura 5.7, 5.8 e 5.9 mostram de que forma está sendo feito o atendimento à demanda para os estudos com aflúências a 60%, 80% e 120% da MLT.

Figura 5.7 – Atendimento à Demanda da Primeira Cascata Estudada com Aflúências a 60% da MLT.

Figura 5.8 – Atendimento à Demanda da Primeira Cascata Estudada com Afluências a 80% da MLT.

Figura 5.9 – Atendimento à Demanda da Primeira Cascata Estudada com Afluências a 120% da MLT.

Como era esperado, na solução ótima ocorre um certo equilíbrio entre a geração térmica (custo marginal de operação) nos vários intervalos do horizonte de planejamento. Esse equilíbrio se deve à operação dos reservatórios, que procuram transferir a água em excesso dos períodos úmidos para os períodos onde as afluições são menores e, conseqüentemente, regularizar as vazões dos rios. Além disso, é possível visualizar, principalmente nos dois primeiros gráficos (Figura 5.7 e 5.8), que existe uma tendência de se manter a geração térmica mais alta no início de cada ano do horizonte de planejamento. Esse fato se deve ao já citado *Efeito Cota* que tenta manter o nível do volume do reservatório o mais alto possível, pois esse valor interfere diretamente na função de geração hidráulica e, conseqüentemente, na geração térmica.

É interessante notar que, tanto a curva de geração hidráulica, quanto a curva de geração térmica referente às otimizações com vazões proporcionais a 60% da MLT e 80% da MLT (Figuras 5.7 e 5.8, respectivamente) possuem o mesmo perfil, com as curvas somente deslocadas no eixo y.

5.1.3 Comparação com o antigo POSH

Neste item, é feita uma comparação entre os resultados encontrados pelo programa implementado em linguagem C, que se baseia no método do Gradiente Reduzido, com o antigo programa, conhecido como POSH, que foi implementado em linguagem FORTRAN e baseia-se no método do Simplex Convexo.

Nos gráficos traçados, para diferenciar a otimização feita com cada programa, foi denominado Furnas POSH, Marimbondo POSH e I.Solteira POSH as curvas das usinas de Furnas, Marimbondo e Ilha Solteira, respectivamente, obtidas do programa POSH e Furnas, Marimbondo e I.Solteira as curvas obtidas pelo programa implementado. O mesmo foi feito para a geração térmica e hidráulica, sendo denominada G.Térmica POSH e G.Hidráulica POSH as curvas de geração obtidas pelo programa POSH e G.Térmica e G.Hidráulica as curvas obtidas pelo programa implementado.

Figura 5.10 – Comparação das Trajetórias dos Volumes com Afluências a 60% da MLT.

Figura 5.11 – Comparação das Trajetórias dos Volumes com Afluências a 80% da MLT.

Figura 5.12 - Comparação das Trajetórias dos Volumes com Aflúências a 120% da MLT.

Figura 5.13 – Comparação do Atendimento à Demanda com Aflúências a 60% da MLT.

Figura 5.14 – Comparação do Atendimento à Demanda com Aflúências a 80% da MLT.

Figura 5.15 – Comparação do Atendimento à Demanda com Aflúências a 120% da MLT.

Como pode ser observado as curvas possuem basicamente o mesmo comportamento e mantêm as características esperadas, mesmos sendo os valores ligeiramente diferentes.

Essas diferenças ocorrem devido à diferença na metodologia de solução e eventuais erros numéricos. É esperado que, quanto mais crítica a situação estudada, maior seja a diferença entre os resultados.

A Tabela 5.1 mostra a porcentagem média de diferença de volume entre os valores de encontrados em cada um dos programas para cada usina em cada situação estudada.

	60% da MLT	80% da MLT	120% da MLT
Furnas	0,4593	0,4140	3,7838
Marimbondo	0,7385	0,5318	3,8047
Ilha Solteira	0,0000	0,0000	1,5423

Tabela 5.1 – Porcentagem média de diferença entre os resultados do volume dos casos estudados.

A diferença, como pode ser visto, é muito pequena, sendo que a maior, referente à usina de Marimbondo na otimização com vazões proporcionais a 120% da MLT, corresponde a 149 hm³ em 4997 hm³ de volume útil.

5.1.4 Demanda Variável

Neste estudo, foi utilizada a mesma cascata mostrada na Figura 5.2, com aflúências proporcionais a 80% da MLT, sendo que, neste caso, foi considerada uma demanda variável ao longo do período de planejamento. O fator de variação da demanda, dada pela Figura 5.16, é sazonal no decorrer do ano e foi obtida de acordo com dados do sistema brasileiro. Assim, o valor da demanda a cada mês é calculado pelo produto entre esse fator e o valor médio da demanda, que neste caso é de 5300 MW.

Figura 5.16 – Sazonalidade da Demanda.

Como pode ser visto pela Figura 5.17 a geração hidráulica das usinas de Furnas e Marimbondo aumentaram, em comparação à curva com demanda constante (Figura 5.5) para suprir a demanda variável, no entanto, ainda foi interessante manter o reservatório da usina de Ilha Solteira sempre cheio.

Figura 5.17 - Trajetórias dos Volumes dos Reservatórios com Afluências a 80% da MLT e Demanda Variável.

A Figura 5.18 mostra que é somente a geração hidráulica que supre a variação da demanda, permanecendo a geração térmica e, conseqüentemente, o custo marginal de operação, com o mesmo perfil da curva com demanda constante (Figura 5.7). Isso ocorre, pois as usinas hidroelétricas não estão sendo usadas em sua capacidade máxima, e, portanto, podem assumir toda a geração extra solicitada, mantendo o custo marginal de operação com o mesmo valor.

Figura 5.18 – Atendimento à Demanda com Afluências a 80% da MLT e Demanda Variável.

5.1.5 Períodos do Histórico de Vazões

Neste estudo, utilizaram-se as vazões do histórico dos anos de 1952 a 1956 e 1980 a 1985. Pretende-se, com esses testes avaliar o comportamento do programa em situações reais e extremas.

O período de 1952-1956 corresponde à seqüência hidrológica mais seca registrada no histórico para as usinas do sudeste brasileiro. Neste estudo, utilizou-se um horizonte de planejamento de 4 anos pois, tanto o ano de 1951, quanto o ano de 1957, possuem condições consideradas normais de vazões, o que interferiria na otimização da

cascata e prejudicaria a análise da condição extrema. A Figura 5.19 mostra a vazão afluente durante este período.

Figura 5.19 – Vazões Afluentes do período de 1952 a 1956.

Figura 5.20 – Trajetórias dos Volumes com as Vazões Afluentes de 1952 a 1956.

Neste período, percebe-se, pela Figura 5.20, que manteve-se a tendência de esvaziar o reservatório mais a montante e manter o reservatório mais a jusante cheio para valorizar a produtividade da cascata. Cabe verificar que o maior deplecionamento sofrido pela usina de Marimbondo ocorre entre dezembro de 1953 e fevereiro de 1954, justamente o período que se observa a maior vazão afluyente (Figura 5.19).

Figura 5.21 - Atendimento à Demanda com as Vazões Afluentes de 1952 a 1956.

Pela Figura 5.21, percebe-se uma tendência de manter a geração térmica constante durante o horizonte de planejamento. Para se identificar como é baixa a afluência deste período, vale notar que a geração hidráulica conseguida com 80% da MLT é cerca de 3000 MW, enquanto que para estes anos a média é de 2500 MW.

Já para o período de 1980 à 1985, as vazões afluentes, mostradas na Figura 5.22, correspondem à seqüência com maiores picos de vazão incluindo a cheia do verão de 1892-1983, que é a maior cheia registrada no histórico para a região sudeste.

Figura 5.22 - Vazões Afluentes do período de 1980 a 1985.

Figura 5.23 – Trajetórias dos Volumes com as Vazões Afluentes de 1980 a 1985.

Devido á alta disponibilidade de água deste período, ocorre, com os volumes (Figura 5.23), o mesmo fenômeno visualizado no caso de aflúências a 120% da MLT, onde a usina mais a jusante (Ilha Solteira) tem seu volume deplecionado para se evitar vertimentos. No entanto, mesmo deplecionando o volume de Ilha Solteira, não foi

possível evitar o vertimento entre os anos de 1982 e 1983. Como pode ser visto na Figura 5.24, entre esses anos a geração hidráulica foi superior a demanda, o que indica vertimento ou possibilidade de venda de energia. Como a curva de geração térmica indica o custo marginal de operação, durante esses anos, pode-se entender que não era interessante se comprar energia, pois o custo vai a zero devido ao excesso de água.

Note que no início do período de cheias do ano de 1982 (mês de novembro) o reservatório da usina de montante (Furnas) está completamente vazio e mesmo assim não conseguiu armazenar toda a água que chegou e, portanto, não conseguiu regularizar a vazão, o que explica o vertimento observado na Figura 5.24.

Figura 5.24 - Atendimento à Demanda com as Vazões Afluentes de 1980 a 1985.

Neste caso, também vale notar como a disponibilidade de água é alta, uma vez que a geração hidráulica fica em torno de 5000 MW médios, que é 2500 MW médios mais do que com 80% da MLT.

5.2 Segundo Sistema Teste

O segundo sistema teste foi escolhido de forma a mostrar a versatilidade do programa quanto ao tipo de usina (fio d'água ou reservatório) e ao período de planejamento. Assim, foi escolhida uma cascata que continha uma usina que não possui reservatório de acumulação (usina a fio d'água) e testado um horizonte de 2 anos (24 meses).

No algoritmo implementado, as usinas à fio d'água foram tratadas da mesma forma que as usinas à reservatório, ou seja, com a descrição de todos os seus parâmetros, com a diferença de que os limites mínimo e máximo do volume do reservatório têm o mesmo valor. Isso significa, como já citado no Capítulo 4, que esta usina não possui arcos de volume, ficando os arcos de defluência sempre entre as variáveis básicas.

Para verificar a influência de uma usina a fio d'água no comportamento do sistema, foram realizados dois testes com usinas pertencentes ao rio Paraná. No primeiro, foram testadas duas usinas com reservatório de acumulação, que servirá de parâmetro de comparação para o segundo teste, onde foi inserida a usina a fio d'água no sistema. Ou seja, primeiramente foi testada a cascata com duas usinas, (Itumbiara e São Simão) e depois a cascata com três usinas (Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão) esquematizadas na Figura 5.25. Com esses estudos, será possível visualizar como uma usina a fio d'água interfere no comportamento ótimo dos reservatórios das usinas de um sistema.

Figura 5.25 – Esquema da Segunda Cascata Estudada

Primeiramente, com o objetivo de apresentar somente a influência da usina a fio d'água sem a interferência de outros parâmetros, foram utilizados dados comportados de vazões, ou seja, afluições proporcionais a 80% da MLT (Figura 5.26), que é considerado como condições normais de vazões. Depois, foi testada uma situação do histórico de vazões, considerada como baixas afluições (de maio de 1954 até abril de 1956). Para todos os testes foi utilizado um horizonte de 24 meses com discretização mensal, *ano hidrológico*, sem taxa de juros e demanda constante e igual a 60% da soma das potências nominais de cada usina, ou seja, tanto para o teste com duas usinas, quanto para o teste com três usinas, foi utilizada uma demanda de 2788,8 MW.

Para auxiliar na distinção entre as curvas obtidas, nos gráficos traçados foram denominados Itum2u e Ssim2u as curvas descritas pelas usinas de Itumbiara e São Simão, respectivamente, no teste com apenas duas usinas; e Itum3u, CDou e Ssim3u as curvas descritas pelas usinas de Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão, respectivamente, no teste com três usinas.

5.2.1 Vazões proporcionais a 80% da MLT (Figura 5.26)

Figura 5.26 – Vazões Afluentes proporcionais a 80% da MLT da Segunda Cascata Estudada.

Como pode ser visto nas Figuras 5.27 e 5.28, quase não houve alteração nas trajetórias de volume e na geração de cada usina, o que mostra que praticamente toda a energia gerada pela usina de Cachoeira Dourada no teste com três usinas era, no teste com duas usinas, suprida pela usina térmica, ou seja, não houve alteração no comportamento ótimo dos reservatórios das usinas.

Figura 5.27 – Trajetórias dos Volumes da Segunda Cascata Estudada.

Figura 5.28 – Geração Hidráulica por Usina da Segunda Cascata Estudada.

Novamente, manteve-se a tendência de valorizar a produtividade da cascata, permanecendo a usina mais a jusante (São Simão) com 100% do seu volume útil, restando a outra usina com reservatório de acumulação (Itumbiara) a função de regularizar as vazões.

É interessante notar que a geração hidráulica da usina de Cachoeira Dourada ficou, praticamente constante durante todo o período analisado, o que demonstra que a vazão foi perfeitamente regularizada pela usina de Itumbiara que está a montante. Essa linearidade da geração da usina a fio d'água faz com que a característica das curvas de geração permaneçam as mesmas, apenas deslocadas no eixo, como pode ser visto na Figura 5.29.

Figura 5.29 – Atendimento a Demanda da Segunda Cascata Estudada.

Pode-se perceber, ainda, que em todos os gráficos que a curva tende a se repetir a cada ano do horizonte de planejamento, o que demonstra o correto funcionamento do algoritmo, uma vez que a vazão afluyente se repete a cada ano.

5.2.2 Período do Histórico de Vazões

Neste tópico foi testado, para o mesmo sistema, o período de maio de 1954 a abril de 1956, considerado de mais baixas vazões afluentes registradas na região sudeste (Figura 5.30). Com esse teste pretende-se verificar o correto funcionamento do algoritmo em sistemas com a presença de usinas a fio d'água e situações com vazões não tão comportadas.

Figura 5.30 – Vazões Afluentes do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada.

Foram testadas as mesmas duas situações de cascata descritas no item anterior, ou seja, uma com duas usinas com reservatório de acumulação e outra com essas mesmas duas usinas, mas com uma a fio d'água entre elas. Novamente foram denominados Itum2u e Ssim2u as curvas descritas pelas usinas de Itumbiara e São Simão, respectivamente, no teste com apenas duas usinas; e Itum3u, CDou e Ssim3u as curvas descritas pelas usinas de Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão, respectivamente, no teste com três usinas.

Como no caso anterior, em que a vazão afluyente era proporcional a 80% da MLT, houve apenas uma pequena alteração nas trajetórias de volume e na geração de cada usina (Figuras 5.31 e 5.32), o que mostra novamente que praticamente toda a energia gerada pela usina de Cachoeira Dourada no teste com três usinas era, no teste com duas usinas, suprida pela usina térmica, ou seja, não houve alteração no comportamento ótimo dos reservatórios das usinas.

Figura 5.31 – Trajetórias dos Volumes do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada.

Novamente, manteve-se a tendência de valorizar a produtividade da cascata, permanecendo a usina mais a jusante (São Simão) com 100% do seu volume útil em praticamente todo o horizonte de planejamento, restando a outra usina com reservatório de acumulação (Itumbiara) a função de regularizar as vazões.

Figura 5.32 – Geração Hidráulica por Usina do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada

Figura 5.33 – Atendimento a Demanda do período de 1954 a 1956 da Segunda Cascata Estudada.

Por fim, nota-se, novamente, que a geração hidráulica da usina de Cachoeira Dourada ficou, praticamente constante durante todo o período analisado, o que demonstra que a vazão foi perfeitamente regularizada pela usina de Itumbiara que está a montante. Essa linearidade da geração da usina a fio d'água, como comentado anteriormente, faz com que a característica das curvas de geração permaneçam praticamente as mesmas, apenas deslocadas no eixo, como pode ser visto na Figura 5.33.

5.3 Terceiro Sistema Teste

No terceiro sistema foi considerada uma cascata com formato de “Y”, ou seja, com duas usinas, defluindo em uma outra. Para verificar o comportamento do sistema foi realizado um teste com três usinas com reservatório de acumulação. Neste estudo as usinas de São Simão e Água Vermelha defluem água na usina de Ilha Solteira (Figura 5.34).

Figura 5.34 – Esquema da Terceira Cascata Estudada.

O teste foi realizado nas seguintes condições: vazões afluentes proporcionais a 80% da MLT (Figura 5.35), horizonte de 24 meses com discretização mensal e ano

hidrológico, sem taxa de juros e demanda constante e igual a 60% da soma das potências nominais de cada usina o que corresponde a 3792 MW médios.

Matematicamente, o que difere uma cascata direta (onde uma usina recebe água de apenas uma outra usina) de uma cascata em “Y” é apenas a equação de balanço da água, tanto no que se refere ao cálculo da vazão incremental (que é utilizada nesta equação) como no número de variáveis de defluência usados como entrada que, neste caso, mudou de uma para duas.

Figura 5.35 – Vazões Afluentes proporcionais a 80% da MLT da Terceira Cascata Estudada.

A Figura 5.36 apresenta as trajetórias de volume obtidas com a otimização. Assim como nos demais testes realizados, as usinas à montante da cascata, que neste caso são duas (São Simão e Água Vermelha) ficam responsáveis pela regulação das vazões afluentes e, portanto, apresentam seus reservatórios deplecionados, enquanto que a usina mais à jusante (Ilha Solteira) apresenta uma operação à fio d'água.

Esse perfil de operação que prioriza a regularização da afluência nas usinas de cabeceira aumenta a produtividade total do sistema. Isso ocorre porque a vazão turbinada pelas usinas de montante é transferida para as usinas de jusante, que tem a possibilidade de turbiná-la novamente. Logo, é importante para a geração total do sistema que as usinas de jusante estejam com seus reservatórios cheios e que estas usinas recebam uma afluência regularizada para realizarem uma operação a fio d'água sem vertimentos.

Figura 5.36 – Trajetórias dos Volumes da Terceira Cascata Estudada.

A Figura 5.37 apresenta a tendência da geração hidráulica total do sistema crescer ao longo de um ano do período de planejamento, com conseqüente comportamento inverso para a geração térmica e desse comportamento se repetir a cada ano hidrológico.

Figura 5.37 – Atendimento a Demanda da Terceira Cascata Estudada.

5.4 Quarto Sistema Teste

O último sistema é composto por uma cascata no formato “Y”, onde duas usinas com reservatório de acumulação (Porto Primavera e Capivara) defluem em uma usina à fio d’água (Itaipu).

Figura 5.38 – Esquema da Quarta Cascata Estudada.

Nesta análise foi utilizado um horizonte de 60 meses, ou seja, 5 anos, com discretização mensal e ano hidrológico. As vazões afluentes foram proporcionais a 80% da MLT (Figura 5.39), a demanda constante e igual a 90% da soma das potências

nominais das três usinas, o que corresponde a 13549 MW médios e sem taxa de desconto.

Figura 5.39 – Vazões Afluentes proporcionais a 80% da MLT da Quarta Cascata Estudada.

Figura 5.40 – Trajetórias dos Volumes da Quarta Cascata Estudada.

A Figura 5.40 mostra o comportamento do volume das usinas estudadas. Nota-se que as duas usinas de montante (Porto Primavera e Capivara) tentam fazer a regulação de vazão da usina de Itaipu, esvaziando seus reservatórios ao máximo. No entanto, essa cascata possui uma situação atípica, onde duas usinas de pequenas (quando comparadas a usina de Itaipu), uma com 1814,40 MW e outra com 640 MW de potência nominal, tem que fazer a regulação de vazão para uma usina muito grande, com 12000 MW de potência nominal. Como pode ser visto na Figura 5.41, que apresenta o gráfico de geração hidráulica de cada usina, e 5.42, que mostra o atendimento à demanda, essa regulação não foi feita, pois caso contrário, ter-se-ia uma geração térmica e uma geração hidráulica na usina de Itaipu o mais constante possível, o que não ocorreu.

Figura 5.41 – Geração Hidráulica por Usina da Quarta Cascata Estudada

Figura 5.42 – Atendimento a Demanda da Quarta Cascata Estudada

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

A complexidade do problema de planejamento energético é acentuada, no Brasil, devido a algumas particularidades do seu sistema. A metodologia atualmente utilizada pelo setor para resolver o problema de médio prazo, a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) e suas variantes, têm a vantagem de tratar as incertezas das vazões de forma explícita. No entanto, essa metodologia necessita do uso de reservatórios equivalentes para reduzir a dimensão do problema, o que faz com que características particulares de cada usina hidroelétrica não sejam consideradas nas decisões adotadas pelo modelo. Para o planejamento de curto prazo, a representação individualizada das usinas no modelo de otimização, metodologia que foi utilizada neste trabalho, é muito interessante para aplicações em ambiente competitivo, com usinas pertencentes a diferentes empresas, principalmente porque ela permite que as decisões sejam tomadas a partir de um modelo de otimização que consegue avaliar as condições individuais de operação de cada aproveitamento.

A proposta deste trabalho foi implementar um algoritmo com o qual se possa realizar estudos relacionados ao Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro. Para tanto, foi feita uma revisão bibliográfica com o intuito de se conhecer as características do sistema elétrico brasileiro e as ferramentas matemáticas utilizadas pelo setor elétrico para a solução do problema de planejamento.

Foi, então, implementada uma ferramenta computacional capaz de definir o cronograma ótimo de geração, cuja principal característica é a otimização determinística, baseada em algoritmos de fluxo em rede não-linear, com as usinas representadas individualmente, havendo a possibilidade de inserção de um grande número de restrições operativas. Para tal finalidade, foi utilizado o método do Gradiente Reduzido como indicador da direção de caminhada, método este que garante a convergência do processo, uma vez que a cada iteração o valor da função objetivo é menor que o da iteração anterior. Futuramente, será possível, com bastante facilidade, substituir este método por algum de segunda ordem para tentar acelerar a convergência se isso se mostrar conveniente. Surgiu, então, o problema de se definir o tamanho do passo a ser dado nesta direção. É sabido que o trabalho computacional para se definir o tamanho do passo ótimo é tão grande quanto o trabalho de se resolver o problema

inteiro. Por isso foi definido, inicialmente, um método heurístico para se encontrar esse passo, a fim de se obter os primeiros resultados. Terminada esta primeira etapa, foi implementado o método da Razão Áurea que se mostrou relativamente rápido para encontrar esse passo. No entanto, será necessário a realização de testes com sistemas de maior porte (maior número de usinas) para verificar se o gasto de tempo computacional não inviabilizará a utilização do método.

O modelo matemático foi desenvolvido de acordo com as características do sistema brasileiro, considerando usinas à fio d'água e com reservatório de acumulação, e cascatas diretas ou em configuração de "Y". No entanto, resta implementar o algoritmo para tratar usinas afogadas, onde a altura de jusante desta usina modifica-se de acordo com a altura do reservatório da usina mais abaixo, fato que ocorre na usina de Jupia que tem o canal de afogado pelo reservatório da usina de Porto Primavera, dentre outros. Falta, também, considerar as usinas influenciadas por canais que desviam parte do fluxo da água dos rios, como por exemplo, o canal Pereira Barreto que liga o reservatório de Três Irmãos ao de Ilha Solteira.

A formulação do problema por fluxo em rede e a simplicidade da estrutura da rede possibilitam uma visualização do modelo e da correlação entre as variáveis. A estratégia de partição entre variáveis básicas e não-básicas feita, estimula grandes transferências de águas entre os períodos. Já representação da árvore na Matriz Defluência Básica que indica quais variáveis estão na base, é um grande auxiliar na determinação da direção de caminhada, uma vez que esta facilita enormemente a definição os ciclos formados pela inserção de alguma variável na base. Com isso, torna-se extremamente simples e rápido a determinação das direções, o que possibilita a mudança de várias variáveis de uma só vez.

O algoritmo foi implementado em linguagem C, sendo esta escolhida devido ao elevado número de operações matemáticas realizadas durante o processo iterativo. As várias rotinas implementadas foram divididas em funções dentro do programa, facilitando, assim, a inclusão de novas rotinas, a substituição das ferramentas

matemáticas, ou ainda, o acesso ao programa por pessoas que futuramente venham a se interessar pelo assunto.

As respostas fornecidas pelo programa permitiram algumas conclusões sobre o comportamento das soluções, dentre elas:

- a tendência dos reservatórios de manter seu volume o mais cheio possível para ganhar produtividade;
- o deplecionamento, primeiramente das usinas mais a montante, procurando manter a usina mais a jusante a fio d'água, e portanto, ganhar na produtividade acumulada;
- a tendência de regular as vazões dos rios, guardando água dos períodos de alta afluições para os de seca, com o intuito de manter o custo marginal de operação (geração térmica) o mais constante possível;
- a geração hidroelétrica é uma função direta da disponibilidade de água. Quanto mais favorável é a afluição, maior é a geração hidráulica e maior é a mobilidade de volume dos reservatórios;
- o deplecionamento dos reservatórios são dependentes da magnitude da afluição. Quanto maiores as afluições, maiores são os deplecionamentos dos reservatórios das usinas.

Este trabalho cumpriu com seu principal objetivo que foi dar o passo inicial para a substituição do antigo programa POSH, utilizando princípios básicos destes aliado a métodos de otimização diferentes. A próxima etapa será a inserção das rotinas de interface gráfica feitas por um aluno de iniciação científica, o que facilitará a inserção de dados e utilização do programa.

Referências Bibliográficas

1. ONS, Operador Nacional do Sistema, *Sistema Interligado Nacional, Dados Relevantes/2002*, <http://www.ons.com.br>.
2. MME, Ministério de Minas e Energia, *BEN, Balanço Energético Nacional – 2003*, <http://www.mme.gov.br>.
3. ANEEL, Agência Nacional da Energia Elétrica, *Atlas da Energia Elétrica do Brasil/ 2002*, Brasília, DF.
4. ONS, Operador Nacional do Sistema, *Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004*.
5. Eletrobrás, SIPOT, *Potencial Hidroelétrico Brasileiro – Dados Resumidos*, <http://www.eletrobras.gov.br>.
6. Soares, S., *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos*. SBA - Controle e Automação, 1(2): p. 122-131, 1987.
7. Bissonnette, V. et al., *A Hydro-Thermal Scheduling Model for the Hydro-Quebec Production Systems*, v. PWRS, n°2, p. 204 – 210, May, 1986.
8. Cruz Jr., G.; Soares, S., *Non-Uniform Composite Representation of Hydroelectric Systems for Long-Term Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, n°2, p.702 – 707, Maio, 1996.
9. Dembo, R. S. et al., *Managing Hidroelectrica Española's Hydroelectric Power System*, INTERFACE, vol.20, p.115 – 135, 1990
10. Pereira, M. V. F. et al., *Modelos Computacionais para Planejamento e Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte*, Revista SBA: Controle e Automação, vol.1, n°1, p. 31 – 41.

11. Carneiro, A.A.F.M.; Soares, S.; Bond, P.S., *A large scale application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, 5(1): p. 204-211, 1990.
12. Pereira, M.V.F. *Optimal scheduling of hydrothermal systems - an overview*. in IFAC - Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems. Rio de Janeiro, RJ, 1985.
13. Rosenthal, R.D., *The status of optimization models for the operation of multi-reservoir systems with stochastic inflows and nonseparable benefits*. Tennessee Water Resources Center: Knoxville, TE, 1980.
14. Box, G.E.P.; Reinsel, G.C.; Jenkins, G.M., *Time series analysis: forecasting and control*., Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall, 3rd ed., xvi, p. 598, 1994.
15. Arvanitidis, N.V.; Rosing, J., *Composite representation of multiple reservoir hydroelectric power system*. IEEE Transactions on PAS, 89(2), p. 319-326, 1970.
16. Oliveira, G.G., *Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas*, Tese de Mestrado, UNICAMP, Campinas, SP, 1993.
17. Rosenthal, R.D., *A Nonlinear Network Flow Algorithm for maximization of Benefits in a Hydroelectric Power Systems*, Operation Research, vol.29, nº4, Julho-Agosto, 1981.
18. Silva, E. L., *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, 183 p, Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.
19. ONS, *Planejamento anual da operação energética ano 2001 - Sistema Interligado Nacional*, Operador Nacional do Sistema: Rio de Janeiro, RJ, 2001.

20. ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 18.2: Modelos computacionais., Operador Nacional do Sistema, p. 26, Rio de Janeiro, RJ. 2001.
21. ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 7.1: Planejamento da Operação Energética., Operador Nacional do Sistema, p. 7, Rio de Janeiro, RJ, 2001
22. Maceira, M.E.P., A.P.C. Costa & A.L.M. Marcato, *Programação dinâmica dual estocástica aplicada ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos com representação do processo estocástico de afluições por modelos autoregressivos periódicos - NEWAVE - Especificação funcional*, CEPEL - Centro de Pesquisa de Engenharia Elétrica: Rio de Janeiro, RJ, 1999.
23. Yeh, W.W.-G., *Reservoir management and operation models: a state-of-the-art review*. Water Resources Research, **21**(12): p. 1797-1818, 1985
24. Carvalho, M.; Soares, S., *An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm*, IEEE Transactions on Power System, vol. PWRS. 2, pp. 537-542, 1987.
25. Cicogna, M.A., *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*, Tese de Mestrado, UNICAMP, Campinas, SP, 1999.
26. Oliveira, G.G.; Soares, S., *A second-order newtwork flow algorithm for hydrothermal scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, **10**(3): p. 1635-1641, 1995
27. Martinez, L., *Políticas de controle malha fechada e malha aberta no planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, p. 166, Campinas, SP, 2001.
28. Muller, C. A., *Hidroelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento*, MAKRON Books, São Paulo, 1995.

29. Souza, Z. et al., *Centrais Hidro e Termoelétricas*, Edgard Blücher, São Paulo, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1883.
30. ONS, Operador Nacional do Sistema, *Vazões Médias Mensais nos Aproveitamentos Hidroelétricos – Período 1931 a 1998*.
31. Fortunato, L.A.M et al., *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, EDUFF/Eletróbrás, 1990.
32. Bazaraa, M.S.; Sherali, H.D.; Shetty, C.M., *Nonlinear Programming Theory and Algorithms*, Segunda edição, ed. John Wiley & Sons, 1993.
33. Soares, S.; Carneiro, A.A.F.M., *Optimal operation of reservoirs for electric generation*. IEEE Transactions on Power Delivery, **6**(3): p. 1101-1107, 1991.
34. Dembo, R.S.; Steihaug, T., *A Scaled Reduced Gradient Algorithm for Network Flow Problems with Convex Separable Costs*, Mathematical Programming Study, vol.15, pp. 125-147, 1981.
35. Read, E. G., *Economics Principles of Reservoir Operation 1: Perfect Foresight*, CBER Working Paper, University of Tennessee, 1982.

Apêndice A

Arquivos de Entrada

Neste item é mostrado como é feita a entrada de dados para o programa.

Como entrada de dados são necessários apenas os arquivos de dados de cada usina:

- **Usina.txt** : neste arquivo é descrita as características da usina em estudo. Nele estão informações como: nome da usina, volumes máximo e mínimo do reservatório, polinômio cota-volume, etc.

A seguir é ilustrado o arquivo de uma usina do sistema Sudeste. As linhas precedidas por “#” são informações que são desprezadas pelo programa.

```
# Formato de Dados para Armazenagem de uma Usina Hidroelétrica.
# Nome:
Emborcação
# Comentário:
Usina da cascata do rio Paraíba
# Empresa:
CEMIG
# Município(s):
AR,CA
# Estado(s):
MG,GO
# Latitude:
S 18:27:00
# Longitude:
W 47:59:00
# Rio:
Paranaíba
# Tipo(0=Fio d'água,1=Reservatório):
1
# Posto da usina:
24
# Posto de Jusante:
31
# Defluência mínima (m³/s):
77.0
#--> Descarregador de fundo.
# Número de comportas do descarregador de fundo:
0
# Tipo de comportas do descarregador de fundo:
0
# Capacidade do descarregador de fundo:
0
#--> Vertedor de superfície.
# Número de comportas do vertedor de superfície:
4
# Tipo de comporta do vertedor de superfície:
Setor
# Capacidade do vertedor de superfície:
8200.0
#--> Cotas.
```

```
# Cota media do canal de fuga:
521.90
# Cota da crista do vertedor:
642.0
# Cota de coroamento da barragem:
664.0
#--> Níveis.
# Nivel operativo minimo:
615.0
# Nivel operativo maximo:
660.0
# Nivel operativo maximo maximorum:
660.5
#--> Volumes (hm3).
# Volume operativo minimo:
4669.0
# Volume operativo maximo:
17190.0
# Volume maximomaximorum:
17426.93
#--> Áreas (km2).
# Area de drenagem:
29300.0
# Area inundada:
0.0
# Area reservatório:
0.0
#--> Datas.
# Data de inicio de enchimento do reservatorio:
06/08/81
# Data de termino de enchimento do reservatorio:
00/00/00
#--> Polinômios.
# Polinomio cota volume:
4 5.68090E+02 1.45060E-02 -1.20280E-06 5.83030E-11 -1.12450E-15
# Polinomio area cota:
4 -1.81944E+04 5.65776E+01 4.51823E-02 -2.91219E-04 2.39070E-07
# Remanso (0=sem remanso,1=remanso de volume,2=remanso defluencia)
0
# Polinomio cota vazao:
4 5.19774E+02 3.99663E-03 -1.09869E-06 2.34375E-10 -1.76460E-14
#--> Evaporação.
# Representacao da evaporação (0 = sem evaporação; 1 = com evaporação):
0
# Coeficientes de evaporação (primeiro mês é janeiro):
21 23 33 42 49 53 49 48 49 27 12 26
# Produtibilidade especifica da usina (MW/(m3/s/m)):
0.008731
#--> Geração de energia.
# Numero de conjuntos de geracao:
1
# Numero de maquinas do primeiro conjunto:
4
# Data de entrada em operacao do conjunto:
00/00/00
# Queda nominal das máquinas (m):
128.5
# Engolimento nominal de cada maquina (m3/s):
263.0
# Potencia nominal de cada maquina (MW):
```

```
250.0
# Queda efetiva das máquinas (m):
130.3
# Engolimento efetivo de cada maquina (m3/s):
262.0
# Potencia efetiva de cada máquina (MW):
298.0
# Queda minima para operacao (m):
91.0
# Tipo de turbina (0=Francis,1=Pelton,2=Kaplan):
0
# Representacao da geracao maxima (0=simplificada,1=detalhada):
0
# Fator de carga maximo:
#-> o valor abaixo engloba as taxas de manutenção e indisp.!
0
# Taxa de manutencao programada:
0.0
# Taxa de indisponibilidade forçada:
0.0
# Representacao do engolimento maximo (0=constante,1=variavel):
0
# Representacao da Turbina(0=simplificada,1=detalhada):
0
# Turbina menor:
# <Grau> <Polinômio>
# Turbina maior:
# <Grau> <Polinômio>
# Representacao do gerador(0=simplificada,1=detalhada):
0
# Gerador menor:
# <Grau> <Polinômio>
# Representacao da perda de carga (0=const,1=hBruta,2=Turbinagem):
0
# Coeficiente de perda de carga (m):
1.65
```

• Vazão.txt

O programa possui dois arquivos de vazões internos para cada usina, um contendo os dados do histórico (nome_do_arquivo.afl) e outro contendo a MLT (nome_do_arquivo.mlt). Ao se informar os postos das usinas com que se quer trabalhar e o período de análise, ele automaticamente encontra o dado solicitado. Como exemplo abaixo é mostrado o arquivo do histórico de vazão e da MLT da usina de Emborcação.

Arquivo do Histórico de Vazões

911.0	1610.0	1610.0	1180.0	636.0	420.0	377.0	323.0	316.0	308.0	314.0	426.0
364.0	944.0	728.0	491.0	342.0	326.0	268.0	198.0	145.0	241.0	312.0	716.0
1200.0	990.0	716.0	658.0	427.0	330.0	243.0	213.0	193.0	237.0	278.0	557.0
676.0	531.0	529.0	414.0	290.0	162.0	132.0	105.0	126.0	172.0	151.0	237.0
944.0	1150.0	672.0	1010.0	618.0	384.0	274.0	241.0	133.0	221.0	247.0	416.0
431.0	284.0	843.0	581.0	360.0	233.0	203.0	154.0	134.0	138.0	205.0	322.0
700.0	290.0	382.0	445.0	314.0	262.0	185.0	136.0	120.0	140.0	336.0	666.0
766.0	527.0	529.0	427.0	253.0	211.0	197.0	123.0	95.0	87.0	184.0	561.0
831.0	863.0	380.0	320.0	272.0	227.0	164.0	144.0	106.0	117.0	229.0	324.0
581.0	1040.0	905.0	451.0	348.0	260.0	195.0	110.0	112.0	134.0	418.0	364.0
720.0	473.0	404.0	487.0	245.0	193.0	161.0	122.0	121.0	154.0	237.0	449.0
511.0	620.0	1030.0	614.0	360.0	537.0	332.0	177.0	161.0	155.0	338.0	519.0
1360.0	1250.0	1100.0	614.0	388.0	348.0	278.0	192.0	174.0	280.0	483.0	473.0
449.0	720.0	682.0	479.0	366.0	243.0	203.0	156.0	125.0	134.0	356.0	386.0
559.0	1150.0	1280.0	1310.0	656.0	418.0	346.0	255.0	148.0	256.0	447.0	1060.0
1340.0	927.0	1190.0	748.0	497.0	370.0	336.0	255.0	221.0	207.0	288.0	491.0
666.0	825.0	1460.0	1020.0	525.0	372.0	304.0	253.0	213.0	213.0	203.0	571.0
869.0	819.0	954.0	668.0	336.0	354.0	235.0	198.0	168.0	168.0	163.0	644.0
781.0	1450.0	1010.0	587.0	416.0	354.0	295.0	234.0	181.0	246.0	321.0	546.0
586.0	829.0	755.0	561.0	323.0	241.0	191.0	144.0	112.0	198.0	573.0	685.0
1090.0	1000.0	950.0	694.0	400.0	316.0	244.0	199.0	150.0	161.0	188.0	293.0
612.0	1050.0	2000.0	731.0	471.0	356.0	280.0	216.0	189.0	181.0	337.0	674.0
372.0	343.0	845.0	756.0	388.0	281.0	216.0	164.0	162.0	387.0	384.0	849.0
465.0	846.0	412.0	452.0	381.0	261.0	171.0	119.0	100.0	80.0	379.0	528.0
674.0	630.0	478.0	667.0	275.0	214.0	157.0	119.0	88.0	206.0	309.0	1130.0
772.0	470.0	859.0	423.0	476.0	397.0	274.0	228.0	173.0	166.0	537.0	1340.0
1450.0	1540.0	1400.0	1250.0	746.0	517.0	405.0	322.0	268.0	249.0	361.0	773.0
816.0	935.0	707.0	575.0	407.0	326.0	290.0	212.0	221.0	241.0	186.0	266.0
951.0	575.0	1040.0	500.0	317.0	254.0	200.0	160.0	123.0	161.0	377.0	416.0
696.0	824.0	879.0	550.0	393.0	289.0	230.0	173.0	136.0	147.0	361.0	826.0
1350.0	1450.0	1220.0	652.0	555.0	380.0	298.0	224.0	172.0	161.0	255.0	405.0
984.0	1060.0	1000.0	535.0	406.0	303.0	235.0	197.0	170.0	236.0	305.0	1120.0
987.0	979.0	543.0	373.0	293.0	242.0	203.0	163.0	126.0	125.0	171.0	146.0
789.0	966.0	457.0	391.0	278.0	192.0	156.0	122.0	94.0	263.0	417.0	621.0
970.0	1200.0	1500.0	765.0	496.0	358.0	296.0	237.0	169.0	265.0	462.0	859.0
1390.0	1600.0	932.0	703.0	522.0	387.0	306.0	237.0	190.0	311.0	450.0	870.0
1040.0	1190.0	987.0	706.0	486.0	368.0	287.0	220.0	183.0	156.0	368.0	854.0
890.0	920.0	918.0	533.0	371.0	290.0	234.0	196.0	169.0	219.0	236.0	601.0
436.0	551.0	461.0	296.0	225.0	165.0	130.0	103.0	84.0	164.0	657.0	700.0
1350.0	1120.0	793.0	504.0	334.0	254.0	207.0	163.0	172.0	242.0	295.0	266.0
193.0	200.0	300.0	213.0	134.0	119.0	88.0	77.0	86.0	200.0	386.0	1060.0
559.0	626.0	602.0	504.0	307.0	228.0	203.0	149.0	122.0	369.0	883.0	745.0
814.0	819.0	805.0	851.0	451.0	330.0	267.0	200.0	165.0	279.0	582.0	599.0
661.0	422.0	1100.0	951.0	542.0	383.0	300.0	245.0	178.0	267.0	216.0	405.0
740.0	662.0	398.0	406.0	282.0	200.0	177.0	129.0	97.0	157.0	374.0	415.0
401.0	404.0	463.0	320.0	223.0	165.0	142.0	103.0	158.0	174.0	482.0	1210.0
1070.0	777.0	401.0	483.0	309.0	247.0	185.0	140.0	131.0	195.0	289.0	701.0
1300.0	679.0	946.0	629.0	416.0	354.0	269.0	206.0	177.0	212.0	415.0	1030.0
1430.0	1900.0	1020.0	760.0	502.0	417.0	324.0	267.0	275.0	219.0	398.0	502.0
1470.0	1670.0	788.0	793.0	527.0	407.0	347.0	259.0	215.0	205.0	417.0	890.0
1540.0	870.0	637.0	664.0	446.0	362.0	279.0	217.0	166.0	268.0	1040.0	1110.0
1580.0	1160.0	1690.0	1070.0	660.0	501.0	380.0	296.0	236.0	265.0	258.0	390.0
1510.0	2350.0	1340.0	1060.0	686.0	521.0	410.0	317.0	282.0	431.0	671.0	1290.0
886.0	571.0	511.0	680.0	373.0	273.0	220.0	187.0	222.0	168.0	205.0	566.0
1280.0	1010.0	926.0	639.0	429.0	318.0	256.0	204.0	183.0	176.0	259.0	567.0
1200.0	1010.0	695.0	417.0	327.0	244.0	201.0	197.0	151.0	139.0	156.0	420.0
662.0	504.0	481.0	560.0	344.0	247.0	187.0	147.0	135.0	175.0	285.0	982.0
797.0	930.0	886.0	624.0	405.0	324.0	248.0	196.0	149.0	212.0	347.0	631.0
664.0	728.0	659.0	396.0	285.0	232.0	190.0	166.0	158.0	178.0	420.0	1600.0
1070.0	586.0	548.0	404.0	355.0	261.0	238.0	182.0	182.0	199.0	201.0	236.0
633.0	865.0	1290.0	1040.0	526.0	376.0	297.0	235.0	202.0	246.0	333.0	574.0
1249.0	2529.0	1076.0	796.0	610.0	426.0	340.0	276.0	270.0	378.0	953.0	1057.0
802.0	1070.0	758.0	655.0	422.0	353.0	271.0	232.0	184.0	204.0	214.0	660.0
1224.0	613.0	1187.0	684.0	458.0	355.0	287.0	217.0	162.0	155.0	328.0	716.0

Arquivo da MLT

409.5	313.1	247.6	193.0	164.5	209.3	363.0	661.0	891.6	929.6	860.1	636.2
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Os demais dados necessários, como: usinas escolhidas para o estudo, intervalos de tempo do horizonte, anos a serem simulados (caso seja escolhido o histórico) topologia da cascata, demanda de potência, etc; são escolhidos no momento do teste.

Anexo A

Principais Usinas Brasileiras [4]

Principais Usinas em Operação

(Capacidade Instalada ≥ 30 MW)

Horizonte: 2003 - 2008

Anexo B

Dados das Usinas Testadas

Este item mostra os principais dados das usinas simuladas neste trabalho retiradas de arquivos da ELETROBRÁS[4].

A) Dados da Usina de Furnas

Furnas		
Empresa	FURNAS	
Rio	Grande	
Tipo	Reservatório	
Posto	6	
Posto de Jusante	7	
Defluência mínima (m ³ /s)	196.0	
Cota média do canal de fuga (m)	672.9	
Volume operativo mínimo (hm ³)	5733.0	
Volume operativo máximo (hm ³)	22950.0	
Polinômio cota volume	A0	7.352458E2
	A1	3.49658E-3
	A2	-1.97437E-7
	A3	6.917049E-12
	A4	-9.77365E-17
Polinômio cota vazão	B0	6.716328E2
	B1	1.01738E-3
	B2	-1.799719E-7
	B3	2.51328E-11
	B4	0
Produtibilidade específica da usina (MW/(m ³ /s/m))	0.008633	
Número de máquinas	8	
Queda nominal das máquinas (m)	91.0	
Engolimento nominal de cada máquina (m ³ /s)	190.0	
Potência nominal de cada máquina (MW)	152.0	
Queda efetiva das máquinas (m)	90.0	
Engolimento efetivo de cada máquina (m ³ /s)	212.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	164	
Tipo de turbina	Francis	
Coefficiente de perda de carga (m)	0.98	

B) Dados da Usina de Marimbondo

Marimbondo		
Empresa	FURNAS	
Rio	Grande	
Tipo	Reservatório	
Posto	17	
Posto de Jusante	18	
Defluência mínima (m ³ /s)	441.0	
Cota media do canal de fuga (m)	382.80	
Volume operativo mínimo (hm ³)	890.0	
Volume operativo máximo (hm ³)	5887.0	
Polinômio cota volume	A0	4.178938E2
	A1	1.11714E-2
	A2	-2.293769E-6
	A3	2.909948E-10
	A4	-1.4826E-14
Polinômio cota vazão	B0	3.810928E2
	B1	1.40528E-3
	B2	-2.00734E-8
	B3	1.05799E-13
	B4	0
Produtibilidade específica da usina (MW/(m ³ /s/m))	0.008535	
Número de máquinas	8	
Queda nominal das máquinas (m)	60.30	
Engolimento nominal de cada máquina (m ³ /s)	319.0	
Potência nominal de cada máquina (MW)	180.0	
Queda efetiva das máquinas (m)	59.20	
Engolimento efetivo de cada máquina (m ³ /s)	368.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	186.0	
Tipo de turbina	Francis	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.95	

C) Dados da Usina de Ilha Solteira

Ilha Solteira		
Empresa	CESP	
Rio	Paraná	
Tipo	Reservatório	
Posto	34	
Posto de Jusante	45	
Defluência mínima (m ³ /s)	1300.0	
Cota media do canal de fuga (m)	281.1	
Volume operativo mínimo (hm ³)	8232.0	
Volume operativo máximo (hm ³)	21060.0	
Polinômio cota volume	A0	2.94309E2
	A1	3.4939E-3
	A2	-1.7409E-7
	A3	5.4479E-12
	A4	-6.8840E-17
Polinômio cota vazão	B0	2.77647E2
	B1	8.24297E-4
	B2	-4.08432E-8
	B3	6.89251E-13
	B4	0
Produtibilidade específica da usina (MW/(m ³ /s/m))	0.008829	
Número de máquinas	20	
Queda nominal das máquinas (m)	47.0	
Engolimento nominal de cada máquina (m ³ /s)	398.0	
Potência nominal de cada máquina (MW)	161.5	
Queda efetiva das máquinas (m)	41.5	
Engolimento efetivo de cada máquina (m ³ /s)	442.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	162.0	
Tipo de turbina	Francis	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.98	

D) Dados da Usina de Itumbiara

Itumbiara		
Empresa	FURNAS	
Rio	Paranaíba	
Tipo	Reservatório	
Posto	31	
Posto de Jusante	32	
Defluência mínima (m³/s)	254.0	
Cota media do canal de fuga (m)	435.60	
Volume operativo mínimo (hm³)	4573.0	
Volume operativo máximo (hm³)	17027.0	
Polinômio cota volume	A0	4.711648E2
	A1	7.28054E-3
	A2	-5.60989E-7
	A3	2.59776E-11
	A4	-4.845359E-16
Polinômio cota vazão	B0	4.33E2
	B1	1.59584E-3
	B2	-8.177386E-8
	B3	3.1735E-12
	B4	0
Produtibilidade específica da usina (MW/(m³/s/m))	0.008829	
Número de máquinas	6	
Queda nominal das máquinas (m)	80.0	
Engolimento nominal de cada máquina (m³/s)	476.4	
Potência nominal de cada máquina (MW)	347.0	
Queda efetiva das máquinas (m)	80.20	
Engolimento efetivo de cada máquina (m³/s)	537.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	380.0	
Tipo de turbina	Francis	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.96	

E) Dados da Usina de Cachoeira Dourada

Cachoeira Dourada		
Empresa	CELG	
Rio	Paranaíba	
Tipo	Fio d'água	
Posto	32	
Posto de Jusante	33	
Defluência mínima (m ³ /s)	265.0	
Cota media do canal de fuga (m)	401.1	
Volume operativo mínimo (hm ³)	460.0	
Volume operativo máximo (hm ³)	460.0	
Polinômio cota volume	A0	4.341199E2
	A1	0
	A2	0
	A3	0
	A4	0
Polinômio cota vazão	B0	3.985759E2
	B1	2.12375E-3
	B2	-2.68222E-7
	B3	2.291829E-11
	B4	0
Produtibilidade específica da usina (MW/(m ³ /s/m))	0.008829	
Número de máquinas	10	
Queda nominal das máquinas (m)	30.0	
Engolimento nominal de cada máquina (m ³ /s)	251.4	
Potência nominal de cada máquina (MW)	63.8	
Queda efetiva das máquinas (m)	30.0	
Engolimento efetivo de cada máquina (m ³ /s)	251.4	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	63.8	
Tipo de turbina	Kaplan/Francis	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.59	

F) Dados da Usina de São Simão

São Simão		
Empresa	CEMIG	
Rio	Paranaíba	
Tipo	Reservatório	
Posto	33	
Posto de Jusante	34	
Defluência mínima (m³/s)	408.0	
Cota média do canal de fuga (m)	328.1	
Volume operativo mínimo (hm³)	7000.0	
Volume operativo máximo (hm³)	12540.0	
Polinômio cota volume	A0	3.583289E2
	A1	8.61726e-3
	A2	-8.842659E-7
	A3	5.293249E-11
	A4	-1.24196E-15
Polinômio cota vazão	B0	3.2346E2
	B1	4.049998E-4
	B2	4.20E-8
	B3	-2.000E-12
	B4	2.909999E-17
Produtibilidade específica da usina (MW/(m³/s/m))	0.009025	
Número de máquinas	6	
Queda nominal das máquinas (m)	72.9	
Engolimento nominal de cada máquina (m³/s)	420.0	
Potência nominal de cada máquina (MW)	268.0	
Queda efetiva das máquinas (m)	70.90	
Engolimento efetivo de cada máquina (m³/s)	437.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	280.0	
Tipo de turbina	Francis	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.44	

G) Dados da Usina de Água Vermelha

Água Vermelha		
Empresa	CESP	
Rio	Grande	
Tipo	Reservatório	
Posto	18	
Posto de Jusante	34	
Defluência mínima (m ³ /s)	501.0	
Cota média do canal de fuga (m)	326.4	
Volume operativo mínimo (hm ³)	5855.0	
Volume operativo máximo (hm ³)	11025.0	
Polinômio cota volume	A0	3.520298E2
	A1	4.995856E-3
	A2	-2.74164E-7
	A3	7.09831E-12
	A4	0
Polinômio cota vazão	B0	3.231228E2
	B1	-4.577008E-4
	B2	3.98765E-7
	B3	-4.22106E-11
	B4	1.39866E-15
Produtibilidade específica da usina (MW/(m ³ /s/m))	0.008829	
Número de máquinas	6	
Queda nominal das máquinas (m)	56.5	
Engolimento nominal de cada máquina (m ³ /s)	471.0	
Potência nominal de cada máquina (MW)	230.0	
Queda efetiva das máquinas (m)	53.5	
Engolimento efetivo de cada máquina (m ³ /s)	487.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	230.0	
Tipo de turbina	Francis	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.59	

H) Dados da Usina de Porto Primavera

Porto Primavera		
Empresa	CESP	
Rio	Paraná	
Tipo	Reservatório	
Posto	46	
Posto de Jusante	66	
Defluência mínima (m³/s)	1973.0	
Cota média do canal de fuga (m)	239.1	
Volume operativo mínimo (hm³)	14400.0	
Volume operativo máximo (hm³)	20000.0	
Polinômio cota volume	A0	2.3917E2
	A1	2.497E-3
	A2	-1.2596E-7
	A3	3.0481E-12
	A4	-2.571E-17
Polinômio cota vazão	B0	2.34498E2
	B1	7.07983E-4
	B2	-2.52435E-8
	B3	4.646001E-13
	B4	-3.25588E-18
Produtibilidade específica da usina (MW/(m³/s/m))	0.008829	
Número de máquinas	18	
Queda nominal das máquinas (m)	18.0	
Engolimento nominal de cada máquina (m³/s)	635.0	
Potência nominal de cada máquina (MW)	101.0	
Queda efetiva das máquinas (m)	18.0	
Engolimento efetivo de cada máquina (m³/s)	635.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	101.0	
Tipo de turbina	Kaplan	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.30	

I) Dados da Usina de Capivara

Capivara		
Empresa	CESP	
Rio	Paranapanema	
Tipo	Reservatório	
Posto	61	
Posto de Jusante	66	
Defluência mínima (m³/s)	219.0	
Cota média do canal de fuga (m)	285.2	
Volume operativo mínimo (hm³)	4815.0	
Volume operativo máximo (hm³)	10540.0	
Polinômio cota volume	A0	2.97875E2
	A1	7.188067E-3
	A2	-6.62931E-7
	A3	3.945029E-12
	A4	-9.87118E-16
Polinômio cota vazão	B0	2.83804E2
	B1	-8.04826E-4
	B2	1.244809E-7
	B3	-2.78108E-11
	B4	1.52041E-15
Produtibilidade específica da usina (MW/(m³/s/m))	0.008338	
Número de máquinas	4	
Queda nominal das máquinas (m)	50.0	
Engolimento nominal de cada máquina (m³/s)	353.0	
Potência nominal de cada máquina (MW)	160.0	
Queda efetiva das máquinas (m)	44.0	
Engolimento efetivo de cada máquina (m³/s)	436.0	
Potência efetiva de cada máquina (MW)	160.0	
Tipo de turbina	Francis	
Coeficiente de perda de carga (m)	0.49	

J) Dados da Usina de Itaipu

Itaipu		
Empresa		Itaipu Binacional
Rio		Paraná
Tipo		Fio d'água
Posto		66
Posto de Jusante		-
Defluência mínima (m³/s)		2691.0
Cota média do canal de fuga (m)		100.0
Volume operativo mínimo (hm³)		29000.0
Volume operativo máximo (hm³)		29000.0
Polinômio cota volume	A0	2.2E2
	A1	0
	A2	0
	A3	0
	A4	0
Polinômio cota vazão	B0	1.0E2
	B1	0
	B2	0
	B3	0
	B4	0
Produtibilidade específica da usina (MW/(m³/s/m))		0.009025
Número de máquinas		18
Queda nominal das máquinas (m)		-
Engolimento nominal de cada máquina (m³/s)		-
Potência nominal de cada máquina (MW)		-
Queda efetiva das máquinas (m)		117.0
Engolimento efetivo de cada máquina (m³/s)		657.0
Potência efetiva de cada máquina (MW)		700.0
Tipo de turbina		Francis
Coeficiente de perda de carga (m)		1.98