

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RODRIGO FARIAS ANDRIOLO

**ACOPLAMENTO ELÉTRICO ENERGÉTICO NO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO EM MÉDIO PRAZO COM
RESTRICÇÃO DE TRANSMISSÃO**

Dissertação de Mestrado

CURITIBA

2014

RODRIGO FARIAS ANDRIOLO

**ACOPLAMENTO ELÉTRICO ENERGÉTICO NO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO EM MÉDIO PRAZO COM
RESTRIÇÃO DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre. Área de Concentração: Sistemas de Potência.

Orientadora: Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes Dr^a

Co-orientador: Prof. Marcelo Bessa Dr

CURITIBA

2014

A573a

Andriolo, Rodrigo Farias

Acoplamento elétrico energético no planejamento da operação em médio prazo com restrição de transmissão / Rodrigo Farias Andriolo. – Curitiba, 2014.

123f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2014.

Orientador: Thelma Solange Piazza Fernandes -- Coorientador: Marcelo Bessa.

Bibliografia: p. 96-99.

1. Planejamento estratégico. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Algoritmos genéticos. I. Universidade Federal do Paraná. II. Fernandes, Thelma Solange Piazza III. Bessa, Marcelo. IV. Título.

CDD: 621.31

TERMO DE APROVAÇÃO

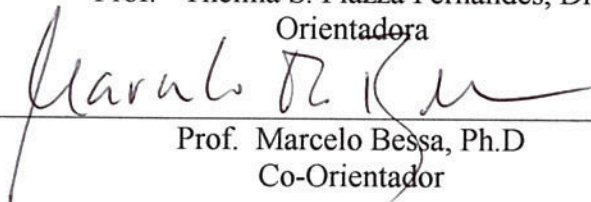
RODRIGO FARIAS ANDRIOLO

ACOPLAMENTO ELÉTRICO ENERGÉTICO NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO EM MÉDIO PRAZO COM RESTRICÇÃO DE TRANSMISSÃO

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.



Prof.^a Thelma S. Piazza Fernandes, Dr.^a
Orientadora

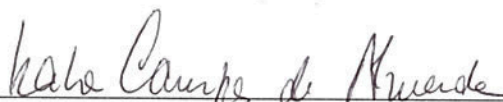


Prof. Marcelo Bessa, Ph.D
Co-Orientador

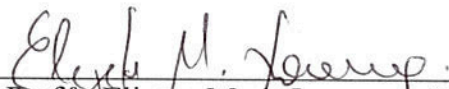
Banca Examinadora



Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a (UFPR)
Presidente



Prof.^a Katia Campos de Almeida, Ph.D (UFSC)



Prof.^a Elizete Maria Lourenço, Dr.^a (UFPR)



Prof. Cleodomiro Unsihuay Vila, Dr. (UFPR)



Prof. Marcelo Bessa, Dr. (UFPR)

CURITIBA, 14 DE MARÇO DE 2014.

AGRADECIMENTOS

À prof^a. Thelma que desde meados de 2008 me incentiva e auxilia, com muita dedicação, em questões acadêmicas e profissionais. Agradeço também a sua amizade e paciência.

Ao meu co-orientador prof. Marcelo Bessa por ter aceitado participar deste trabalho e pelas importantes contribuições e sugestões.

Aos meus pais e que sempre me incentivaram a dar “mais um passo”.

A minha irmã que mesmo distante me alegra com apenas uma ligação.

A minha esposa pelo amor, paciência e incentivos diários.

Aos meus familiares e amigos que direta e indiretamente me ajudaram durante esse percurso.

A CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – pelo auxílio financeiro.

“Se, a princípio, a ideia não é absurda, então não há esperança para ela.”
(Albert Einstein)

RESUMO

O planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro se constitui num grande desafio técnico devido à natureza predominantemente hidrelétrica do mesmo. Sua operação exige um cuidadoso planejamento para conciliar os objetivos conflitantes de minimizar vertimento no período de chuvas e minimizar o risco de desabastecimento no período seco. Os modelos de otimização do despacho hidrotérmico atualmente utilizados para operação de grandes sistemas não incorporam a rede elétrica no cálculo das metas energéticas, o que resulta numa operação nem sempre econômica. Assim este trabalho, objetiva modelar o problema de otimização da geração de energia elétrica via Algoritmos Genéticos onde as restrições elétricas são incluídas através do Fluxo de Energia Ótimo que é resolvido mês a mês ao longo do período de planejamento. O *fitness* é composto por funções objetivo que procuram utilizar os reservatórios da melhor forma possível, como minimizar as perdas por vertimento em épocas chuvosas, custos de produção, economizar água em períodos de seca, atender à demanda por barra e os limites de intercâmbio entre subsistemas da rede. A metodologia proposta foi testada em um sistema de 33 barras.

Palavras-chave: Planejamento da operação. Despacho hidrotérmico. Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

The operation planning of the Brazilian power system is a big challenge given its predominantly hydroelectric nature. Its operation requires a careful planning to reconcile the some conflicting goals like, minimizing spillage in the rainy season and minimize the risk of shortages during the dry season. The optimization models for hydrothermal systems currently being used to operate large systems do not incorporate the network in the calculation of energy targets. Thus this work aims to model the optimization problem of power generation via genetic algorithms where the electrical constraints were included through the Optimal Energy Flow which is solved monthly over the planning horizon. The fitness function is composed of objective functions that seek to use the reservoirs as well as possible, minimizing spillage during rainy season, production costs, storing water during the dry season, attending the load and limits of energy exchange between subsystems. The methodology was tested using the 33 buses system.

Keywords: Operation Power Planning. Hydrothermal dispatch. Genetic algorithm

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Oferta interna de energia para o ano de 2012 _____	4
Figura 2.2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte para o ano de 2012 _____	5
Figura 2.3 – Geração elétrica por região (%) _____	6
Figura 2.4 – Capacidade instalada de geração elétrica por subsistema _____	6
Figura 2.5 – Cadeia de modelos utilizados no Brasil _____	8
Figura 2.6 – Modelo estocástico de otimização do despacho hidrotérmico com inclusão de restrições elétricas _____	16
Figura 3.1 – Variáveis envolvidas nas restrições de balanço d'água _____	24
Figura 5.1 – Fluxograma geral da metodologia proposta _____	49
Figura 5.2 – Fluxograma da Etapa 1 _____	50
Figura 5.3 – Estrutura da codificação de um indivíduo _____	52
Figura 5.4 – Exemplo de população composta por três indivíduos para um horizonte de estudo de três períodos _____	52
Figura 5.5 – Fluxograma da Etapa 2 _____	53
Figura 5.6 – Fluxograma da Etapa 3 _____	64
Figura 6.1 – Diagrama unifilar do sistema teste a ser adotado para o modelo piloto _____	65
Figura 6.2 – Cascatas consideradas no sistema teste _____	66
Figura 6.3 – Indivíduo para o sistema teste de 33 barras _____	66
Figura 6.4 – Volume do reservatório para a usina de Machadinho _____	69
Figura 6.5 – Regime de vazões para o reservatório de Machadinho _____	69
Figura 6.6 – Volume do reservatório para a usina de Segredo _____	70
Figura 6.7 – Regime de vazões para o reservatório de Segredo _____	70
Figura 6.8 – Volume do reservatório para a usina de Bento Munhoz _____	71
Figura 6.9 – Regime de vazões para o reservatório de Bento Munhoz _____	72
Figura 6.10 – Volume do reservatório para usina de Itá _____	72
Figura 6.11 – Regime de vazões para o reservatório de Itá _____	73
Figura 6.12 – Volume do reservatório para a usina de Salto Santiago _____	74
Figura 6.13 – Regime de vazões para o reservatório de Salto Santiago _____	74
Figura 6.14 – Volume do reservatório para a usina de Salto Osório _____	75
Figura 6.15 – Regime de vazões para o reservatório de Salto Osório _____	75
Figura 6.16 – Volume do reservatório para a usina de Salto Caxias _____	76

Figura 6.17 – Regime de vazões para o reservatório de Salto Caxias _____	76
Figura 6.18 – Meta e total gerado para a usina de Machadinho _____	77
Figura 6.19 – Meta e total gerado para a usina de Segredo _____	77
Figura 6.20 – Meta e total gerado para a usina de Bento Munhoz _____	78
Figura 6.21 – Meta e total gerado para a usina de Itá _____	78
Figura 6.22 – Meta e total gerado para a usina de Salto Santiago _____	78
Figura 6.23 – Meta e total gerado para a usina de Salto Osório _____	79
Figura 6.24 – Meta e total gerado para a usina de Salto Caxias _____	79
Figura 6.25 – Demanda e geração para o sistema teste 33 barras _____	80
Figura 6.26 – Detalhe de geração para cada um dos tipos de geradores _____	80
Figura 6.27 – Geração total para o caso com restrição de transmissão _____	83
Figura 6.28 – Períodos em que os limites das linhas foram atingidos _____	84
Figura 6.29 – Volume do reservatório de Machadinho para o caso sem e com limitação de transmissão _____	84
Figura 6.30 – Volume do reservatório de Segredo para o caso sem e com limitação de transmissão _____	85
Figura 6.31 – Volume do reservatório de Bento Munhoz para o caso sem e com limitação de transmissão _____	85
Figura 6.32 – Volume do reservatório de Salto Santiago para o caso sem e com limitação de transmissão _____	85
Figura 6.36 – Metas energéticas para a usina de Machadinho para o caso sem e com limitação de transmissão _____	86
Figura 6.37 – Metas energéticas para a usina de Segredo para o caso sem e com limitação de transmissão _____	86
Figura 6.38 – Meta e total gerado para a usina de Segredo _____	87
Figura 6.39 – Metas energéticas para a usina de Bento Munhoz para os casos sem e com limitação de transmissão _____	87
Figura 6.40 – Metas energéticas para a usina de Itá para os casos sem e com limitação de transmissão _____	88
Figura 6.41 – Metas energéticas para a usina de Salto Santiago para os casos sem e com limitação de transmissão _____	88
Figura 6.42 – Metas energéticas para a usina de Salto Osório para os casos sem e com limitação de transmissão _____	89

Figura 6.43 – Metas energéticas para a usina de Salto Caxias para os casos sem e com limitação de transmissão_____	89
Figura 6.44 – Geração hidráulica total para os casos sem e com limitação de transmissão _	90
Figura 6.45 – Geração térmica total para os casos sem e com limitação de transmissão_____	90
Figura 6.46 – Geração fictícia total para os casos sem e com limitação de transmissão _____	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Número de horas para cada condição de carga por mês _____	45
Tabela 5.1 – Dados estáticos classificados quanto a sua origem _____	50
Tabela 5.2 – Dados configuráveis classificados quanto a sua finalidade _____	51
Tabela 5.3 – Regras para obtenção das violações dos limites de vertimento e vazão mínima para cada período _____	58
Tabela 5.4 – Regra para obtenção das violações dos limites de volume para o período ____	59
Tabela 5.5 – Regras para obtenção das violações de volume final para o período i final ____	60
Tabela 6.1 – Parâmetros de entrada configuráveis _____	67
Tabela 6.2 – Parâmetros de simulação utilizados no AG _____	68
Tabela 6.3 – Custo total de geração térmica para os caso sem limitação de transmissão ____	81
Tabela 6.4 – Custo total de geração fictícia para o caso sem limitação de transmissão _____	81
Tabela 6.5 – Valores das funções objetivo e seus respectivos pesos _____	81
Tabela 6.6 – Tempo de simulação para o caso sem limitação de transmissão _____	82
Tabela 6.7 – Custos totais de geração térmica para os casos sem e com limitação de transmissão _____	90
Tabela 6.8 – Custos totais de geração fictícia para os casos sem e com limitação de transmissão _____	91
Tabela 6.9 – Valores das funções objetivo e seus respectivos pesos _____	92
Tabela 6.10 – Tempo de simulação para o caso sem limitação de transmissão _____	92
Tabela A.10.1 – Terminologia adotada pelos AG e seu equivalente computacional _____	119

LISTA DE SÍMBOLOS

A_i^t : área do reservatório i no período t (km²);

AF_i^t : área do reservatório a fio d'água

A: matriz incidência ($np*nh \times np*nh$);

a_j^t : coeficiente quadrático de custo de geração para a usina j no período t ;

b_j^t : coeficiente linear de custo de geração para a usina j no período t ;

c_j^t : termo independente do custo de geração para a usina j no período t ;

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio, em que a_{pcv} é o termo independente;

$a_{pqnj}, b_{pqnj}, c_{pqnj}, d_{pqnj}, e_{pqnj}$: coeficientes do polinômio, em que a_{pqnj} é o termo independente.

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio cota-volume de cada usina i no período t , de dimensão ($np*nh \times 1$).

C_{pqnj}: vetor que contém os coeficientes do polinômio cota-vazão-nível-jusante de cada usina, de dimensão ($np*nh \times 1$);

C_j^t : custo de geração da usina j no período t (\$/MW);

C: vetor de custo das usinas térmicas de dimensão ($nt \times 1$), onde nt é o número de usinas térmicas;

C_{pcv}: vetor que contém os coeficientes do polinômio cota-vazão-nível-jusante de cada usina, de dimensão ($np*nh \times 1$);

AFL: matriz incidência para o cálculo do fluxo linearizado nas linhas em todos os patamares, de dimensão ($npat*nl \times npat*(nb-1)$);

afl: matriz incidência para o cálculo do fluxo linearizado nas linhas para o patamar k , de dimensão ($nl \times (nb-1)$);

B^t: matriz de susceptância indutiva da rede com dimensão ($nb \times nb$).

$c(Pgt^t)$: função custo da geração térmica para período t ;

$c(Pfic^t)$: função custo da geração fictícia para período t .

DM: matriz de zeros ($np*nh \times np*nh$), onde na linha da usina i , se assinala valor 1 nas posições de usinas a montante a essa usina i .

DM_(l,m): corresponde ao elemento da linha l e coluna m da matriz **DM**;

EVP_i^t : perdas por evaporação, infiltração, etc... do reservatório i no período t (hm³);

$EVPF_i^t$: perdas por evaporação, infiltração, etc... para a usina a fio d'água i no período t (hm^3);

EVP: vetor de perdas de dimensão $(np*nh \times 1)$;

E_i^t : energia gerada por cada pela usina i no período t ;

EH: vetor de energia de dimensão $(np*nh \times 1)$;

EH^t : representa o vetor de metas energéticas para as usinas hidrelétricas de dimensão $(nh \times 1)$, referente ao período t ;

EH_k^t : representa a meta energética para a usina hidrelétrica localizada na barra k , englobando todos os patamares e referentes ao período t ;

Ered: matriz composta por $npat$ matrizes diagonais unitárias lado a lado com dimensão $(nb \times (nb*npat))$;

Fmax^t: vetor de fluxo de potência ativa máxima, para o período t , de dimensão $(nfl*npat \times 1)$;

$F_{max_i}^k$: representa o fluxo de potência ativa máximo na linha i no patamar k ;

$H_{v_i}^t$: cota de jusante do canal de fuga da usina i para o período t (m);

$H_{f_i}^t$: cota de montante do reservatório i para o período t (m);

$H_{loss_i}^t$: perda hidráulica do reservatório i para o período t (m);

$H_v(V_i^t)$: polinômio que relaciona a cota do reservatório em relação ao nível do mar com o volume do reservatório i no período t (m);

$H_f(Q_i^t)$: polinômio que relaciona a altura à jusante com a defluência total do reservatório i no período t (m);

HB_i^t : altura de queda bruta (m), para o reservatório i no período t .

HL_i^t : altura de queda líquida da usina (m);

H_f: vetor de que contém os valores de cota a jusante do reservatório $(1 \times np*nh)$;

H_v: vetor de que contém os valores de cota a montante do reservatório $(1 \times np*nh)$;

I: matriz identidade $(nh \times nh)$;

Iu: matriz diagonal unitária $(np*nh \times np*nh)$;

$IEVP_i^t$: índice de evaporação no reservatório i no período t (mm/mês);

K_i^{t+1} : constante de produtividade da usina i no período t ($MW/[(hm^3/mês).m]$);

k_i : constante que recebe o nome de produtividade específica ($MW/[(m^3/s).m]$) da usina i ;

K: vetor que contém as produtibilidades específicas de cada usina de dimensão $(np*nh \times I)$;

nb: número de barras;

npat: número de patamares.

nl: é o número de linhas que compõe o sistema;

NH^t: número de horas do período t.

NH: vetor do número de horas para cada período de dimensão $(np*nh \times I)$.

P_i^t: potência gerada (W)

P: vetor de potência fornecida, de dimensão $(np*nh \times I)$;

\underline{PGT}_j^t e \overline{PGT}_j^t : limites máximos e mínimos das usinas térmicas j no período t.

PGT_j^t: potência gerada pela usina j no período t (MW).

PGT: vetor com os valores de geração térmica de dimensão $(nt \times 1)$;

Pd^t: vetor de demanda de potência ativa de dimensão $[nb*np \times 1]$, referente ao período t (MWmédio/mês);

Pd_i^k: demanda de potência ativa na barra i no patamar k (MWmédio/mês);

Ptermax: vetor com limites máximos de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas, de dimensão $(nb \times I)$;

Ptermax_i: limite máximo de geração de potência ativa para uma usina térmica localizada na barra i;

Ptermin: vetor com limites mínimos de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas, de dimensão $(nb \times I)$;

Ptermin_i: limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina térmica localizada na barra i;

Phidmax: vetor com limites máximos de geração de potência ativa, para as usinas hidráulicas, de dimensão $(nb \times 1)$;

Phidmax_i: limite máximo de geração de potência ativa para uma usina hidráulica localizada na barra i;

Phidmin: vetor com limites mínimos de geração de potência ativa, para as usinas hidráulicas, de dimensão $(nb \times 1)$.

Phidmin_i: limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina hidráulica localizada na barra i;

Pgh^t : vetor de geração de potência ativa de dimensão $(nb*np \times 1)$, referente ao período t ;

Pgh_i^k : geração de potência ativa na barra de geração hidráulica i no patamar k ;

Pgt^t : vetor de geração térmica de potência ativa de dimensão $(nb*np_{pat} \times 1)$, referente ao período t , para as usinas térmicas;

Pgt_i^k : geração de potência ativa na barra de geração térmica i no patamar k ;

$Pfic^t$: vetor de geração de potência fictícia de dimensão $(nb*np_{pat} \times 1)$, referente ao período t ;

$Pfic_i^k$: geração de potência fictícia na barra de geração i no patamar k .

P^t : vetor de injeção de potência ativa englobando todos os patamares, dimensão $(nb*np_{pat} \times 1)$;

Pg^t : vetor de potência ativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, de dimensão $(nb*np_{pat} \times 1)$, para período t ;

Pd^t : vetor de demanda de potência ativa, de dimensão $(nb*np_{pat} \times 1)$, para período t .

$Pgh_{i,pat}^t$: potência gerada pela usina i no patamar pat para o período t (MW).

QC_i^t : vazão turbinada do reservatório i durante o período t (m^3/s);

\underline{QC}_i^t e \overline{QC}_i^t : representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de turbinagem do reservatório i na unidade de tempo (hm^3),

\overline{QVT}_i^t : representa o volume máximo de vertimento do reservatório i na unidade de tempo (hm^3).

\underline{Q}_i^t e \overline{Q}_i^t representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de defluência do reservatório i no período t (hm^3).

QC_i^t : vazão turbinada do reservatório i no período t (m^3/s);

QC_k^t : vazão turbinada do reservatório a montante da usina i no período t (m^3/s);

QM_i^t : soma de defluências de usinas a montante do reservatório i no período t (m^3/s);

Q_i^t : soma das vazões turbinadas e vertidas no reservatório i no período t (m^3/s);

QVT_i^t : vertimento no reservatório i no período t (m^3/s);

QVT_k^t : vertimento no reservatório k no período t (m^3/s);

QVT: vetor de vertimento de dimensão $(np*nh \times 1)$;

QC: vetor de vazão turbinada, de dimensão $(np*nh \times 1)$;

QC_i^t : vazão turbinada para usina i no período t ($\text{hm}^3/\text{mês}$), a unidade da vazão nessa equação foi considerada na unidade de hm^3/s , ou seja, já foi convertida utilizando-se o fator $10^6/\text{Smês}$;

$QC_{utilizada}$: São os valores de vazões turbinadas utilizadas.

Smês : número de segundos do período t ;

$\text{Smês}/10^6$: fator de conversão da unidade de vazão m^3/s para $\text{hm}^3/\text{mês}$;

T^t : constante para cada período de estudo, cujo valor é $\text{Smês}/10^6$ e sua função é converter a unidade de vazão de m^3/s para hm^3/mes ;

T : vetor dos fatores de conversão cujos valores são $\text{Smês}/10^6$, em que Smês é o número de segundos total para o período de estudo t .

\mathbf{U} : vetor unitário de dimensão $(np*nh \times 1)$;

\mathbf{V} : vetor de volumes dos reservatórios de dimensão $(np*nh \times 1)$;

V_i^t : volume armazenado no reservatório i para o período t (hm^3);

\underline{V}_i^t e \overline{V}_i^t : representam, respectivamente, os volumes do reservatório correspondentes aos níveis mínimo e máximo do reservatório i no período t (hm^3).

V_i^t : volume do reservatório i no período t (hm^3);

\mathbf{XL} : matriz de reatância das linhas, de dimensão $(npat*nl \times npat*(nb-1))$;

\mathbf{xl} : matriz de reatância das linhas, de dimensão $(nl \times nl)$;

Y_i^t : vazão afluyente total do reservatório i no período t (m^3/s);

\mathbf{Y} : vetor de vazão afluyente de dimensão $(np*nh \times 1)$;

Ω_m : conjunto das usinas a montante da usina i .

g : aceleração da gravidade (m/s^2);

ρ : densidade da água (kg/m^3);

$\eta_i^{\text{médio}^t}$: rendimento médio do conjunto turbina-gerador da usina i no período t ; para uma dada altura de queda e vazão.

$\theta_i^{\text{npat},t}$: ângulo da barra i , para o patamar de carga $npat$ e período t ;

SUMÁRIO

1	CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
1.1	Introdução	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura do trabalho	3
2	CAPÍTULO 2: O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1	Introdução	4
2.2	Matriz energética brasileira	4
2.3	Sistemas hidrotérmicos	7
2.4	Modelos de planejamento em vigor no sistema elétrico brasileiro	8
2.4.1	Modelo NEWAVE	8
2.4.2	Modelo DECOMP	10
2.4.3	Modelo DESSEM	11
2.4.4	Modelo PREDESP	13
2.5	Cadeia de modelos propostos na literatura	14
2.5.1	Cadeia de coordenação desenvolvida na UNICAMP	14
2.5.2	Cadeia de coordenação utilizando programação não-linear	15
2.5.3	Cadeia de coordenação utilizando computação evolutiva	16
2.6	Considerações finais do capítulo	19
3	CAPÍTULO 3: FORMULAÇÃO DO DESPACHO HIDROTÉRMICO DE MÉDIO PRAZO VIA ALGORITMOS GENÉTICOS E FPO	21
3.1	Introdução	21
3.2	Usinas hidrelétricas	21
3.3	Restrições de balanço d`agua	24
3.4	Potência fornecida pelas usinas hidrelétricas	29
3.5	Usinas térmicas	35
3.6	Considerações finais de capítulo	36
4	CAPÍTULO 4: FORMULAÇÃO DO FLUXO DE ENERGIA ÓTIMO	37
4.1	Introdução	37
4.2	Fluxo de Energia Ótimo	38
4.2.1	Variáveis de entrada para cada período t (mês)	38
4.2.2	Variáveis de otimização para período t (mês)	41
4.2.3	Balanço de Potência Ativa	42
4.2.4	Meta energética	44
4.2.5	Critério de otimização	45
4.2.6	Restrições de desigualdade	46
4.3	Considerações finais do capítulo	48
5	CAPÍTULO 5: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DESPACHO HIDROTÉRMICO	49
5.1	Introdução	49
5.2	Etapa 1 – Codificação do indivíduo e dados de entrada	49
5.2.1	Dados de entrada	50
5.2.2	Codificação do indivíduo	51

5.3	Etapa 2 – Decodificação do indivíduo e formulação matemática do despacho hidrotérmico via algoritmo genético	53
5.3.1	Decodificação do indivíduo	54
5.3.2	Resolução do balanço hídrico	54
5.3.3	Cálculo das supermetas	55
5.3.4	Cálculo das metas utilizadas	55
5.3.5	Recalculo das metas e o fluxo de energia ótimo	Erro! Indicador não definido.
5.3.6	Cálculo do <i>fitness</i> da função objetivo	56
5.3.7	Déficit de geração	61
5.4	Etapa 3 – Pós-Processamento dos dados	63
5.5	Fluxograma	Erro! Indicador não definido.
5.6	Considerações finais do capítulo	64
6	CAPÍTULO 6: SIMULAÇÕES E RESULTADOS	65
6.1	Introdução	65
6.2	Dados de entrada	67
6.3	Parâmetros do AG	67
6.4	Resultados para o Sistema de 33 barras sem limitação de transmissão	68
6.4.1	Estatísticas da simulação	81
6.5	Resultados para o sistema de 33 barras com limitação de transmissão	82
6.5.1	Geração total	82
6.5.2	Fluxos nas linhas de intercâmbio	83
6.5.3	Volumes	84
6.5.4	Metas energéticas	86
6.5.5	Geração hidráulica	89
6.5.6	Geração térmica	90
6.5.7	Estatísticas da simulação	91
6.6	Considerações finais do capítulo	92
7	CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	94
7.1	Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	94
8	REFERÊNCIAS	96
9	ANEXOS	100
	Anexo I – Dados de barra do sistema-teste de 33 barras	100
	Anexo II – Dados de linha do sistema-teste de 33 barras	101
	Anexo III – Dados de carga do sistema-teste de 33 barras	102
	Anexo IV – Dados das máquinas do sistema-teste de 33 barras	102
	Anexo V – Usinas hidrelétricas do sistema-teste de 33 barras	102
	Anexo VI – Usina termelétricas do sistema-teste de 33 barras, modelo energético	103
	Anexo VII – Dados da usina Governador Bento Munhoz	104
	Anexo VIII – Dados da usina Segredo	106
	Anexo IX – Dados da usina Salto Santiago	108
	Anexo X – Dados da usina Salto Osório	110
	Anexo XI – Dados da usina Salto Caxias	112
	Anexo XII – Dados da usina Machadinho	114
	Anexo XIII – Dados da usina Itá	116
10	APÊNDICE A – ALGORITMO GENÉTICO	118

A.1 – Introdução	118
A.2 – Terminologia	119
A.3 – Funcionamento do AG	119
A.4 – Operadores genéticos	120
A.4.1 – Seleção	121
A.4.2 – Reprodução	122
A.4.3 – Mutação	122

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

O planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro se constitui num grande desafio técnico devido à natureza predominantemente hidrelétrica do mesmo. Se por um lado a energia hidrelétrica é barata e relativamente limpa, por outro lado sua operação exige um cuidadoso planejamento para conciliar os objetivos conflitantes de minimizar vertimento no período de chuvas e minimizar o risco de desabastecimento no período seco.

Os modelos de otimização do despacho hidrotérmico atualmente utilizados para operação de grandes sistemas têm o objetivo de determinar a operação econômica da rede através da minimização dos custos de geração de energia elétrica e dos custos de déficit.

No Brasil, utiliza-se o modelo NEWAVE (CEPEL, 1999), formulado inicialmente tal como proposto em Pereira, (1989) que utiliza Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), técnica de decomposição de Benders (BENDERS, 1962), hipótese simplificadora de reservatórios equivalentes (ARVANITIDIS; ROSING, 1970) e desconsidera a rede elétrica. Essa abordagem caracteriza-se ainda por enfatizar a incerteza das vazões futuras no planejamento da operação do sistema elétrico no médio prazo.

No entanto, as limitações relacionadas à utilização de reservatórios equivalentes e desconsideração da rede elétrica têm motivado uma busca por soluções inovadoras, propostas por vários outros métodos baseados em programação não-linear.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão a respeito destes trabalhos propostos na literatura, cujo objetivo principal é a modelagem do problema de despacho hidrotérmico utilizando reservatórios individualizados. Dentre eles, existem inúmeros trabalhos que aplicam diferentes técnicas de inteligência artificial para solução deste problema de otimização, salientando-se os Algoritmos Genéticos (AG), como proposto em Leite *et al.* (2006) que utiliza os AG para otimizar a operação de sistemas hidrotérmicos de potência representando individualmente as usinas hidroelétricas e apresentando bons resultados.

Já a modelagem da rede elétrica é usual na etapa final do planejamento hidrotérmico, ou seja, em modelos de curto prazo, como os de Rodrigues (2003) e Borges (2010), que realizam o estudo energético e elétrico separadamente e que apenas corrigem a geração no planejamento de curto prazo a fim de atender às condições operacionais do sistema de transmissão.

Esse tipo de interação entre o problema energético e o elétrico, caracterizado pelo repasse das metas de geração ou defluências ótimas obtidas no médio prazo para o curto prazo, é utilizado devido ao grande porte e complexidade inerente aos modelos de planejamento energético de sistemas hidrotérmicos e também à incompatibilidade das grandezas físicas envolvidas. O problema energético trabalha com energia, frequentemente agregado na escala mensal e o problema elétrico com potência, o que o torna um problema instantâneo.

Esta desagregação entre os modelos, ou seja, desconsideração dos limites operacionais da rede de transmissão no horizonte de médio prazo, pode implicar em despachos de usinas termelétricas ou até mesmo corte de carga no horizonte de curto prazo, a fim de manter magnitudes de tensão e fluxos de potência através de linhas de transmissão dentro de limites admissíveis.

O despacho de usinas termelétricas por restrições elétricas afasta a operação do seu ótimo, sendo importante haver, já no planejamento de médio prazo, uma consideração dos aspectos elétricos do sistema.

A fim de contornar essas questões, o projeto estratégico desenvolvido recentemente no LACTEC¹ (BESSA, 2008) modela as usinas hidráulicas individualmente, através de um problema de otimização não linear, biobjetivo, determinístico, com horizonte de médio prazo considerando de maneira detalhada as equações regentes e as restrições do problema e incorporando algumas considerações elétricas já neste horizonte do planejamento de médio prazo, a fim de se analisar quantitativamente o efeito das restrições elétricas sobre o problema energético.

Essa abordagem do LACTEC de incorporação das questões elétricas será utilizada também neste trabalho, mas o problema de otimização energético será resolvido via Algoritmos Genéticos (AG), tal como proposto em Leite *et al.* (2006).

Tal como desenvolvido no LACTEC, o acoplamento elétrico energético do problema a cada mês, será realizado através de um Fluxo de Energia Ótimo Linear (FEO) mensal que averigua se há déficit de geração e se os limites de transmissão das linhas de intercâmbio entre os subsistemas não foram violados.

Os critérios de otimização utilizados no FEO incluem a minimização do custo da geração térmica e do custo de déficit. As restrições de igualdade são as equações de balanço de potência ativa do modelo linear discriminadas por patamares de carga (pesada, média e

¹ LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento

leve). Os limites operacionais dos geradores e limites de transmissão em linhas de intercâmbio serão incluídos no problema como restrições de desigualdade.

O FEO é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores, fornecendo subsídios para avaliação de cada indivíduo gerada pelos AG e assim balizar o planejamento energético e buscar um planejamento ideal que atenda os planejamentos energético e elétrico concomitantemente.

1.2 Objetivos

Assim este trabalho objetiva modelar o problema de otimização da geração de energia elétrica via Algoritmos Genéticos procurando utilizar os reservatórios da melhor forma possível, minimizando as perdas por vertimento em épocas chuvosas, custos de produção, economizar água em períodos de seca, atender à demanda por barra e os limites de intercâmbio entre subsistemas da rede.

Os objetivos específicos são:

- Revisão bibliográfica do processo de geração de energia elétrica em usinas hidráulicas e térmicas;
- Modelar matematicamente as equações hídricas de sistema hidrotérmico;
- Modelar problema de otimização envolvendo as restrições hídricas e elétricas;
- Aplicar a técnica de inteligência artificial escolhida ao modelo;
- Analisar o desempenho da metodologia, compará-lo e validá-lo.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é composto por sete capítulos, incluindo este primeiro capítulo introdutório, sendo que o capítulo 2 descreve a problemática do sistema hidrotérmico brasileiro; o capítulo 3 descreve a formulação do despacho hidrotérmico de médio prazo e Fluxo de Energia Ótimo, o capítulo 4 apresenta o detalhamento matemático do Fluxo de Energia Ótimo e o capítulo 5 do despacho hidrotérmico via AG.

Finalmente, no capítulo 6 apresentam-se os resultados para o sistema de 33 barras e as conclusões no capítulo 7.

CAPÍTULO 2: O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 Introdução

O setor elétrico brasileiro pode ser considerado único em âmbito mundial devido ao porte e as suas características de operação. É um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por quatro subsistemas, sendo esses: Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

2.2 Matriz energética brasileira

A Figura 2.1 mostra a participação de cada uma das fontes primárias de energia na composição da matriz energética brasileira.

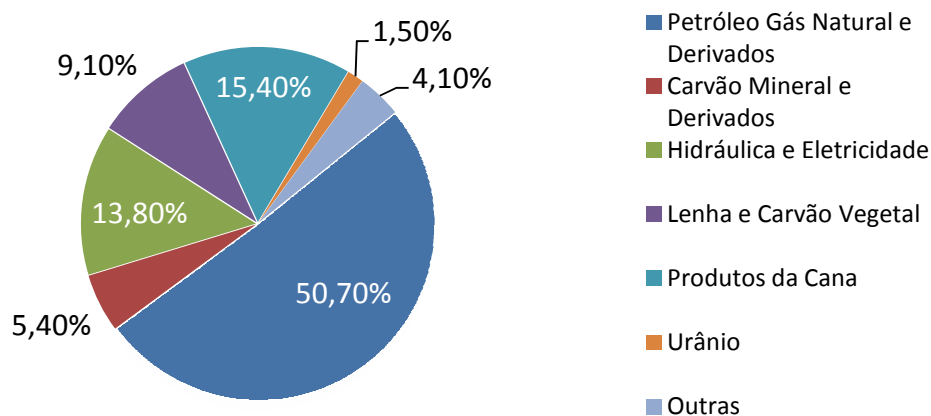


Figura 2.1 – Oferta interna de energia para o ano de 2012

Fonte: (EPE, 2013a)

Todas essas fontes primárias de energia podem e são utilizadas para a geração de energia elétrica. A Figura 2.2 mostra a estrutura da oferta interna de eletricidade.

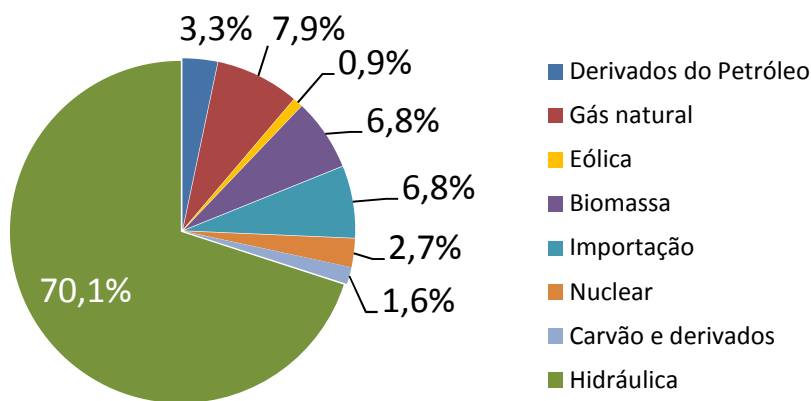


Figura 2.2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte para o ano de 2012

Fonte: (EPE, 2013a)

A matriz de geração elétrica brasileira é predominantemente renovável, pois aproximadamente 70,1% da oferta interna é de origem hidráulica e 6,8%, referente às importações, também são provenientes de fontes renováveis de energia.

Em 2010, de acordo com (EPE, 2013a), a geração elétrica no Brasil atingiu o valor de 552,5 TWh. Esse montante de energia é produzido e distribuído entre quatro subsistemas interligados que juntos, na definição do Operador Nacional do Sistema (ONS), formam o Sistema Interligado Nacional (SIN). A Figura 2.3 abaixo mostra a participação de cada um desses subsistemas no total de geração do SIN. O ONS considera as regiões Sudeste e Centro Oeste como componentes de um subsistema. O subsistema Sudeste/Centro oeste é responsável por 45,4% do total de geração elétrica do SIN.

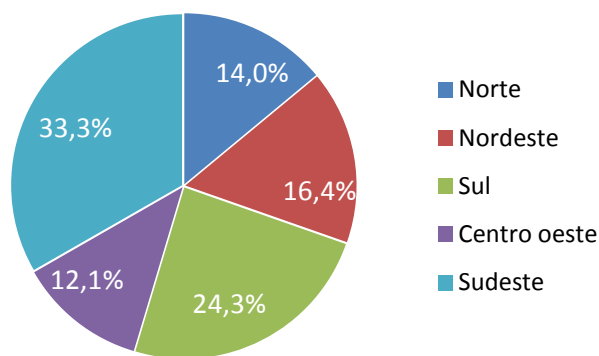


Figura 2.3 – Geração elétrica por região (%)

Fonte: (EPE, 2013a)

Para que todo o montante de energia chegue aos consumidores, dentro dos quesitos de qualidade e confiabilidade estipulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), se faz necessária a existência de uma robusta malha de transmissão. De acordo com ONS, o SIN tem uma malha de transmissão extensa de 107,4 mil Km, contabilizadas as linhas com níveis de tensão entre 13,8 kV e 750 kV.

A Figura 2.4 apresenta capacidade instalada de geração elétrica, para cada subsistema com relação as principais fontes de energia primária

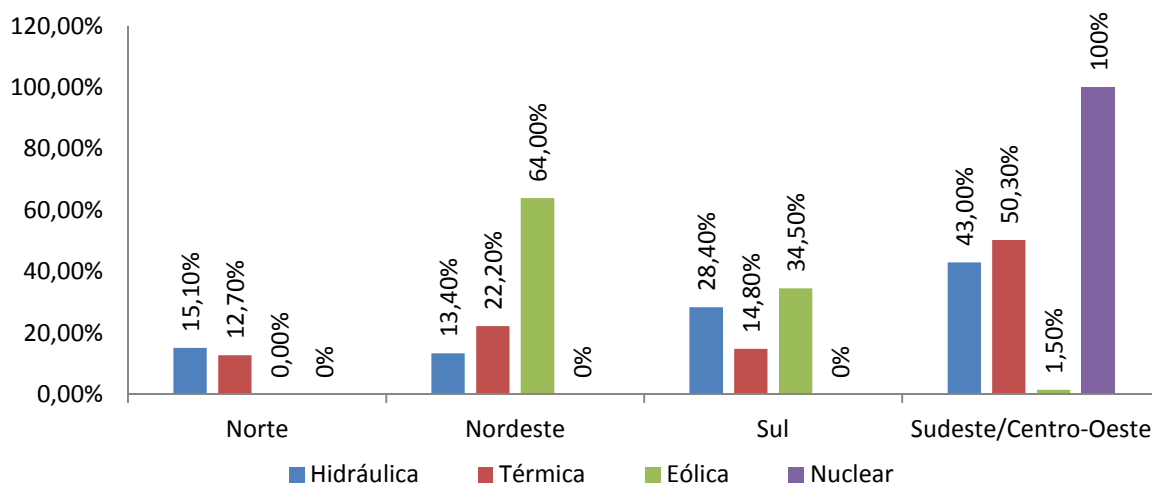


Figura 2.4 – Capacidade instalada de geração elétrica por subsistema

Fonte: (EPE, 2013a)

A energia nuclear não está representada nas figuras, pois apenas o subsistema Sudeste/Centro oeste tem geração elétrica proveniente dessa fonte.

Pelo exposto nas figuras acima é facilmente observável que o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é hidrotérmico com predominância hidráulica.

2.3 Sistemas hidrotérmicos

Os sistemas de potência, cuja demanda é suprida basicamente por energia advinda de geradores hidroelétricos e termoeletrônicos, são chamados de sistemas hidrotérmicos. A figura a seguir ilustra a relação entre as partes constituintes desse tipo sistema.

A seguir estão listadas as principais características da operação de um sistema hidrotérmico (CEPEL, 1999):

- a) Tomada de decisão não é independente no tempo,
- b) É um problema de natureza estocástica, uma vez que as decisões operativas feitas no presente são baseadas em previsões não exatas de afluições futuras.
- c) É um problema de grande porte devido à necessidade de otimização multiperíodo de um grande número de reservatórios.
- d) As funções objetivo de custo de produção das termelétricas e de produtividade das hidrelétricas, tornam o problema não-linear.
- e) Leva em conta o uso múltiplo da água relacionando esse uso com o despacho de geração e a otimização multiperíodo dos reservatórios.

Para o sistema brasileiro, além das características supracitadas, somam-se outras que aumentam a complexidade do problema. Essas características são:

- a) Interdependência na operação de usinas que estão na mesma bacia;
- b) Regimes pluviométricos distintos entre as regiões do país;
- c) Centros de carga distantes das usinas geradoras;
- d) Predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários;
- e) Dimensão do sistema brasileiro (quatro subsistemas).

Dadas às especificidades do problema de planejamento da operação, atualmente, o planejamento no Brasil é feito em etapas com diferentes horizontes de planejamento. Essas etapas ou subproblemas do planejamento da operação serão descritos nas seções subsequentes.

2.4 Modelos de planejamento em vigor no sistema elétrico brasileiro

No Brasil, os modelos energéticos de planejamento da operação do SIN foram desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPEL. Os modelos que constituem a estrutura principal dessa cadeia de planejamento são NEWAVE, DECOMP, DESSEM, PREDESP. A Figura 2.5 ilustra a relação entre esses modelos.

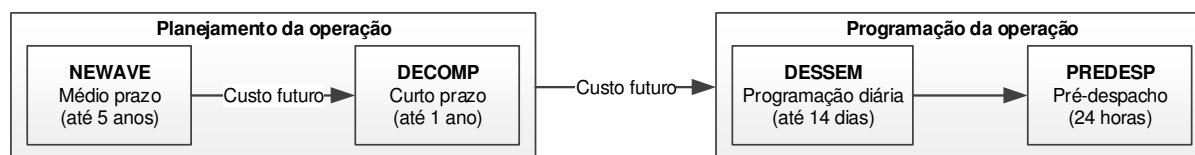


Figura 2.5 – Cadeia de modelos utilizados no Brasil

Fonte: Adaptado de (TOSCANO, 2009)

2.4.1 Modelo NEWAVE

O modelo NEWAVE é a metodologia adotada, no Brasil, no planejamento de médio prazo da operação de subsistemas hidrotérmicos interligados (CEPEL, 1999). O NEWAVE trabalha com a divisão dos reservatórios brasileiros em quatro subsistemas (Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul), onde todas as usinas hidrelétricas, por subsistema, são agrupadas (ARVANITIDIS; ROSING, 1970) formando um único reservatório equivalente de energia por região. O modelo tem por objetivo determinar as metas de geração que minimizem o custo marginal de operação e o custo esperado de operação para o horizonte de planejamento de cinco anos, discretizados mensalmente.

O custo imediato da operação para cada período pode ser determinado pela seguinte equação (CEPEL, 1999):

$$\min \sum_{t=1}^{NT_k} C_i^t (GT_i^t) \quad (2.1)$$

$$\sum_{t=1}^{NH_k} K_i \cdot Q_i^t + \sum_{t=1}^{NT_k} GT_i^t + \sum_{i \in \Omega_k} (F_{i:k}^t - \overline{F_{i:k}^t}) = D_k^t \quad (2.2)$$

$$\underline{G}_i^t \leq G_i^t \leq \overline{G}_i^t \quad (2.3)$$

$$F_{i:k}^t \leq \overline{F_{i:k}^t} \quad k=1, \dots, NS \quad (2.4)$$

C_i^t : Custo da geração térmica para a usina i no período t (\$/MWh);

D_k^t : Demanda de energia do subsistema k no período t (MWh);

$F_{j:k}^t$: Intercâmbio de energia entre os subsistemas j e k no período t (MWh);

$\overline{F_{j:k}^t}$: Limite máximo de intercâmbio de energia entre os subsistemas j e k (MWh) no período t ;

GT_i^t : Geração térmica da usina i no período t (MW);

\underline{G}_i^t e \overline{G}_i^t : Limites mínimo e máximo de geração hidráulica da usina i no período t ;

K_i : Constante de produtividade específica da usina i ;

NH_k : Número de usinas hidráulicas pertencentes ao subsistema k ;

NT_k : Número de usinas térmicas pertencentes ao subsistema k ;

NS : Número de subsistemas;

Q_i^t : Vazão turbinada da usina i no período t .

Ω_k : Conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema k .

As usinas termoeletricas são representadas por grupos de térmicas com custos semelhantes (classes térmicas), com limites de geração mínima, limites de geração máxima e custos incrementais de operação. A representação do déficit de fornecimento de energia é feita através da consideração de uma unidade termelétrica de capacidade igual à demanda, com o mesmo custo de operação atribuído à interrupção de fornecimento de energia. A demanda de energia para cada subsistema é dada em blocos de energia para cada estágio do período de planejamento.

Assim, no horizonte de médio prazo ou cinco anos, os estudos elétricos são realizados sem consideração da rede elétrica, ou seja, consideram-se apenas demandas por subsistemas e intercâmbios entre eles.

O modelo NEWAVE é composto por quatro módulos: Módulo de cálculo do sistema equivalente, módulo de energias afluentes, módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e módulo de simulação da operação.

2.4.2 Modelo DECOMP

No planejamento de curto prazo, onde o horizonte de planejamento passa a ser de um ano, a representação do sistema é mais detalhada. O modelo representa as restrições físicas e operativas do sistema como atendimento à demanda, conservação da água, turbinamento mínimo, defluência mínima e níveis de armazenamento dos reservatórios (CEPEL, 2004). Semelhantemente ao NEWAVE, os estudos elétricos são realizados sem consideração da rede elétrica, ou seja, consideram-se apenas demandas por subsistemas e intercâmbios entre eles.

A partir das metas de geração advindas do planejamento de médio prazo, são determinadas as metas individuais de geração das usinas térmicas e hidráulicas e também os intercâmbios de energia entre os subsistemas, de modo a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Esse modelo também é utilizado no Programa Mensal da Operação (PMO) para o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) que visa à minimização do custo imediato e futuro de operação (DEUS, 2008).

A modelagem do DECOMP é semelhante ao modelo NEWAVE, salvo o horizonte de estudo considerado e algumas considerações acrescentadas ao conjunto de equações (2.1) a (2.4) (CEPEL, 2004), tais como:

- Perdas elétricas;
- Diferentes patamares de carga;
- Limites de interligação entre subsistemas;
- Contratos de importação e exportação;
- Custo de déficit: déficit representado por uma usina térmica de capacidade infinita, com custo igual ao maior valor entre R\$3100,00/MWh (EPE, 2013b) e a térmica mais cara;
- Restrições elétricas: por estágio e por patamar;

$$LI = \sum_{i=1}^{NH} k_H(i). K_i. Q_i + \sum_{j=1}^{NT} k_T(j). GT_j + \sum_{l=1}^{NI} k_I(l). Int(l) = LS \quad (2.5)$$

NH : número de usinas hidroelétricas na restrição;

k_H : fatores de ponderação para as usinas hidroelétricas na restrição;

K_i : constante de produtividade para a usina i ;

Q_i : vazão turbinada para a usina i ;

NT : número de usinas térmicas na restrição;

k_T : fatores de ponderação para as usinas térmicas na restrição;

GT_j : energia gerada pela usina térmica j na restrição;

NI : número de intercâmbios na restrição;

k_I : fatores de ponderação para os intercâmbios na restrição;

$Int(l)$: fluxo de energia no intercâmbio l na restrição, ou seja, energia intercambiada entre os subsistemas de origem e destino do intercâmbio l ;

LI : limite inferior da restrição elétrica;

LS : limite superior da restrição elétrica.

- Restrição de transporte entre Itaipu e os subsistema SU e SE;
- Função de produção energética que é função do volume disponível médio, volume defluente total (vazão turbinada, vazão vertida, produtividade específica, cotas, perdas hidráulicas);
- Geração de pequenas usinas hidroelétricas;
- Geração mínima em usinas térmicas
- Penalidades para intercâmbios desnecessários.

2.4.3 Modelo DESSEM

O modelo DESSEM determina o despacho ótimo da programação diária de sistemas hidrotérmicos, ou seja, minimiza o custo total de operação (CEPEL, 2003). Seu maior horizonte de estudo é limitado a 14 dias. Em relação à modelagem do sistema, esse modelo representa as usinas hidráulicas e térmicas de forma individualizada. Com relação a rede elétrica existem duas abordagens, uma simplificada e outra detalhada. A primeira abordagem não leva em consideração a rede elétrica do sistema, apenas a demanda por subsistema e os

intercâmbios entre os mesmos. A outra abordagem leva em consideração todos os circuitos do sistema e também a carga por barra utilizando a representação linear do problema.

As metas de geração calculadas pelo DECOMP são refinadas na programação de operação diária, realizadas pelo DESSEM, levando-se em consideração cronologia da curva de carga, restrições operativas ao nível de unidades geradoras e a modelagem DC da rede elétrica.

Como nesse Planejamento de Curtíssimo Prazo (14 dias à frente), aproxima-se da operação em tempo real em que o problema energético se integra com o problema elétrico, exige-se uma representação mais detalhada do modelo do sistema eletro-energético.

Assim, no modelo DESSEM (CEPEL, 2003), constrói-se um subproblema de otimização linear (PPL) para cada estágio, o qual inclui restrições de balanço hídrico para as usinas, atendimento à demanda por submercado, limites de geração para as unidades hidro e térmicas, limites de intercâmbio entre submercados, funções de produção para as usinas hidroelétricas, restrições de *unit commitment* para as unidades térmicas entre outras restrições operativas.

Para que se possam considerar convenientemente as restrições de fluxo nas linhas de transmissão, o modelo DESSEM introduz um algoritmo iterativo que utiliza um fluxo de carga CC (FPOCC) na resolução do subproblema de cada estágio, para cada iteração da PDDD. Esse FPOCC contempla o modelo linearizado em potência ativa (MONTICELLI; GARCIA, 2003) e fornece uma aproximação da distribuição dos fluxos de potência ativa no sistema, no qual se despreza o efeito da tensão e potência reativa.

A representação de todos os limites de fluxo em um sistema de grande porte envolve a representação de milhares de restrições (DINIZ *et al.*, 2002). Assim, utiliza-se a estratégia de se adicionar as restrições apenas nos ramos que vão sendo sucessivamente violados.

Ainda, para o DESSEM, acrescentam-se algumas considerações, tais como (CEPEL, 2003):

- Possibilidade de se realizar estudos com e sem rede elétrica;
- Intercâmbio entre subsistemas;
- Custo de déficit por profundidade de corte de carga: a medida que o percentual de corte de carga cresce, o custo unitário de déficit aumenta, pois cargas mais importantes vão deixando de ser atendidas;
- Restrição de transporte entre Itaipu e SU/SE;

- Contratos de importação e exportação;
- Consideração de pequenas usinas com geração fixa;
- Função de produção energética: potência gerada depende da vazão turbinada e da altura de queda;
- Reserva de potência por usina escolhida;
- Manutenção programada;

No modelo DESSEM, a rede elétrica é representada através de balanço de potência por barra através de um modelo linear.

As soluções para todos os modelos citados são obtidas pela Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (PEREIRA; PINTO, 1985) e (PEREIRA, 1989). Nesse algoritmo o custo de operação para um período ou estágio qualquer é considerado como uma função linear por partes, uma vez que decompõe um problema de multi-estágios em uma sequência de problemas de um estágio. A função de custo aproximada é obtida de forma recursiva e sua forma depende da hipótese assumida sobre a estocasticidade das afluições ao sistema de reservatórios. Assim para cada período se obtém a melhor decisão operativa dentro dos requisitos e objetivos estabelecidos

2.4.4 Modelo PREDESP

O modelo PREDESP é um modelo de pré-despacho, cujo objetivo é fornecer a programação da geração e intercâmbios de energia em intervalos de uma hora para um horizonte de 24 horas, atendendo os requisitos da economia e segurança operacional do sistema elétrico (BORGES *et al.*, 2011). Por estar situado ao fim da cadeia de planejamento esse modelo deve adequar o despacho fornecido pelo DESSEM, por isso, o modelo considera a representação AC da rede, com monitoração do perfil de tensão, balanço de potência ativa e reativa por barra e limites de fluxo nas linhas.

2.5 Cadeia de modelos propostos na literatura

Além da técnica de Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED) utilizada pelo CEPEL, também têm sido utilizados vários outros métodos, baseados em programação não-linear, tal como a cadeia de coordenação desenvolvida na UNICAMP e por demais centros de pesquisa.

2.5.1 Cadeia de coordenação desenvolvida na UNICAMP

A cadeia de coordenação desenvolvida na UNICAMP, mais especificamente no Laboratório de Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos (COSE), propõe uma abordagem que define três premissas principais para o planejamento da operação (ZAMBELLI *et al.*, 2011):

1. A operação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas;
2. Representação detalhada das características de operação das usinas;
3. Representação indireta da estocasticidade das vazões afluentes.

O modelo proposto pelo COSE/UNICAMP para o planejamento energético ou Otimização do Despacho Interligado Nacional (ODIN) engloba concomitantemente os horizontes de médio e longo prazo, através de discretização mensal. Os módulos que o compõe são:

- a) **HydroMax**: modelo de otimização determinística do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos;
- b) **HydroPrev**: modelo de previsão de vazões;
- c) **HydroSim LP**: modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos.

O modelo ODIN também conta com modelos hidráulicos e elétricos de curto prazo, um modelo de simulação em base horária e um modelo de fluxo de potência ótimo (TOSCANO, 2009).

2.5.2 Cadeia de coordenação utilizando programação não-linear

No Brasil, destacam-se ainda modelos que utilizam técnicas de programação não linear como o desenvolvido por BARROS *et al.* (2005), que utilizam técnicas de programação linear (PL), programação linear sucessiva (PLS) e não linear (PNL) aplicadas para diferentes funções objetivos, aprimoradas por Lopes (2001) e Ros (2002).

Lopes (2007) desenvolveu um modelo PNL para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos agregando hidrelétricas em subsistemas. As imprecisões resultantes da agregação são minimizadas através de funções de perdas por vertimento e por variação de quedas associadas às afluências.

Marcato (2002) propõe um modelo híbrido com usinas individualizadas nos primeiros estágios, porém com produtividades e níveis no canal de fuga constantes e agregação em subsistemas equivalentes, posteriormente.

Recentemente, destaca-se o trabalho desenvolvido pelo LACTEC (BESSA, 2008) que modela as usinas hidráulicas individualmente, através de um problema de otimização não linear, biobjetivo, estocástico, com horizonte de médio prazo, considerando de maneira detalhada as equações regentes, as restrições do problema e incorporando restrições transmissão já neste horizonte do planejamento de médio prazo, a fim de se analisar quantitativamente o efeito das restrições elétricas sobre o problema energético.

Na primeira etapa desta metodologia, calculam-se as metas mensais de geração de cada usina hidráulica através da otimização do sistema hidrotérmico no horizonte de médio prazo, utilizando-se as usuais equações de balanço hídrico para usinas individualizadas. Este problema é resolvido pelo Método do Lagrangeano Aumentado. Em uma segunda etapa, a partir destas metas de geração hidráulica, é feita uma análise elétrica utilizando-se um Fluxo de Energia Ótimo Linear (FEOCC), que realiza um despacho hidrotérmico com o objetivo de averiguar se as restrições das linhas de intercâmbio entre os subsistemas, para diversos patamares, estão satisfeitas. Em caso afirmativo, o processo é finalizado. Caso contrário, é necessário recalcular o Despacho Hidrotérmico (DH) realimentando-o com informações sobre quais subsistemas não podem ser abastecidos devido a limites de carregamento das linhas de intercâmbios. Assim, retornar-se ao modelo DH buscando-se uma nova política de operação energética, que por sua vez é re-informada ao modelo elétrico. A Figura 2.6 ilustra a metodologia desenvolvida pelo LACTEC.

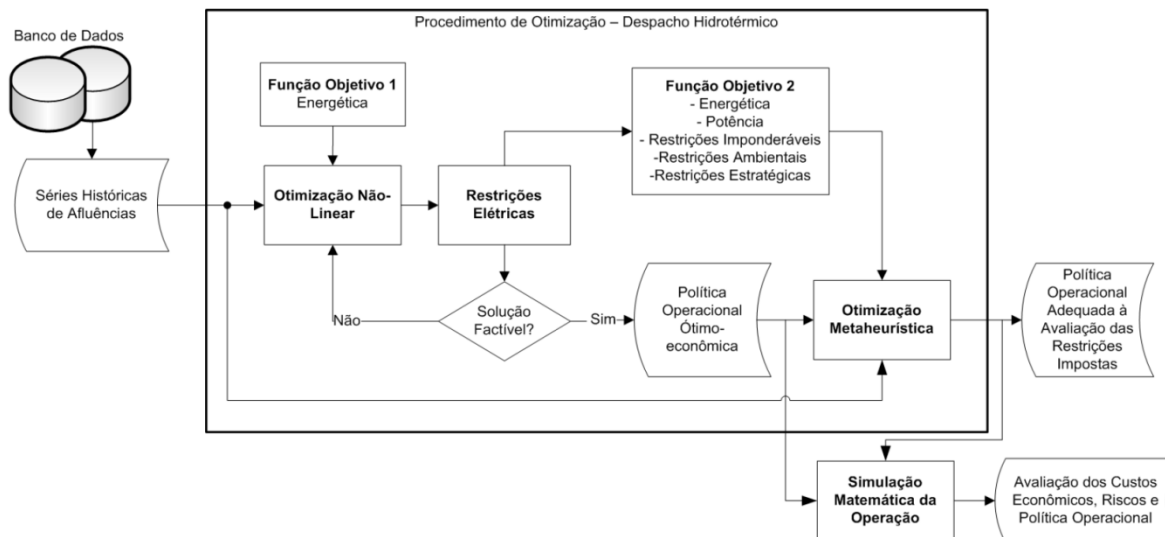


Figura 2.6 – Modelo estocástico de otimização do despacho hidrotérmico com inclusão de restrições elétricas

Fonte: (BESSA, 2008)

Essa abordagem de se considerar as restrições elétricas através de um FEOCC também será utilizada nesta dissertação. No entanto, não como num sistema de realimentação, mas formulado como um dos critérios de otimização da função multi-objetivo do problema de despacho hidrotérmico a ser apresentado no Capítulo 3. Pode-se observar na Figura 2.6 que a metodologia proposta pelo LACTEC contém um módulo de otimização meta-heurística. Esse módulo baseado em AG não tem por finalidade resolver todo o problema de despacho hidrotérmico, sua principal função é determinar políticas de operação adequadas levando em consideração diversas restrições, como restrições energéticas, elétricas, estratégicas, ambientais e inclusive intangíveis (BESSA, 2008).

2.5.3 Cadeia de coordenação utilizando computação evolutiva

Nos últimos anos, com o rápido desenvolvimento da teoria evolutiva, este tipo de algoritmo tornou-se uma ferramenta de otimização muito poderosa e de larga aplicação em complexos sistemas de engenharia, incluindo sistemas de potência, tais como os trabalhos a seguir descritos, que se utilizam principalmente, das técnicas de Algoritmos Genéticos (AG).

Em Miranda *et al.* (1998) encontra-se uma vasta revisão bibliográfica sobre trabalhos publicados que utilizam os AG para solução dos problemas na área de planejamento da operação. Dentre os exemplos, está a utilização dos AG para o planejamento da operação

de sistemas hidrotérmicos, que utiliza um período de planejamento de 1 ano com discretização mensal. A função objetivo corresponde à minimização do custo de produção da energia térmica e se estipulou um volume final do reservatório ao término do período de estudo.

Orero e Irving (1998) propuseram um modelo para determinar o planejamento ótimo horário de um sistema hidrotérmico composto por quatro reservatórios e uma usina térmica equivalente também via AG. Foi considerada uma cascata com representação de reservatórios desagregados, uma relação não linear entre a taxa de defluência e geração de potência, considerou-se também no modelo, o atraso da água entre os reservatórios. A função objetivo a ser minimizada corresponde à minimização das funções: função custo de operação das usinas térmicas; função de penalidade para o limite de armazenamento máximo dos reservatórios; função de violação do armazenamento mínimo final dos reservatórios ao término do período; função de violação dos limites de geração das usinas hidráulicas; função de violação dos limites de geração das usinas térmicas. Os autores afirmaram que uma vez encontrados bons parâmetros de controle do algoritmo, a solução do problema pode ser facilmente obtida para diferentes cenários.

No trabalho de (CARNEIRO; LEITE; CARVALHO, 1998) foi apresentada uma metodologia para a solução do planejamento hidrotérmico de médio prazo, para um sistema de três reservatórios em cascata. Foi utilizada uma codificação de indivíduo baseada nos volumes dos reservatórios e os resultados da técnica proposta foram comparados com os obtidos por uma técnica convencional de programação não linear. Utilizou-se também a representação individualizada dos reservatórios.

Humpiri (2005) utiliza as Estratégias Evolutivas, cuja característica principal é a adaptação *online* (auto-adaptação) dos seus parâmetros durante o processo evolutivo, através da introdução dos mesmos na representação genética dos indivíduos.

Leite *et al.*, (2002) também se utiliza de AG para a solução do problema de planejamento hidrotérmico. A variável de otimização adotada foram os volumes dos reservatórios.

Em outro trabalho, Leite *et al.*, (2006) apresentam a utilização de AG na otimização da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. Os testes foram realizados em dois sistemas um deles contendo 19 usinas a reservatório e outro contendo 35 usinas, entre as quais 19 eram a reservatório. Novamente foi utilizada uma codificação do indivíduo baseada nos volumes dos reservatórios. Em ambos os trabalhos os autores ressaltam os bons

resultados obtidos pela técnica e segundo eles pode ser utilizada como uma técnica alternativa ou complementar no planejamento da operação.

Soares (2008) em seu trabalho propõe uma modelagem multi-objetivo utilizando AG de tal forma que a representação física do sistema e de suas incertezas não sejam comprometidas. Segundo o autor, essa abordagem possibilita que diversos indicadores, como risco anual de déficit se tornem controláveis uma vez que são considerados diretamente no processo de otimização.

Ferreira e Silva (2011) demonstram a aplicação das técnicas de AG e *Simulated Annealing* na resolução do problema de planejamento hidrotérmico para um horizonte de estudo de dois anos. A função a ser minimizada é a função de custo de operação das térmicas, as restrições do problema são os limites operativos das máquinas e os limites físicos dos reservatórios. As simulações foram realizadas em dois sistemas teste de complexidade e dimensão diferentes. Um dos sistemas teste, o mais simples, é composto por sete usinas hidráulicas, dentre os quais quatro reservatórios são a fio d'água. O sistema mais complexo é composto por quatorze usinas hidráulicas, ambas com reservatório de acumulação e pertencentes a diferentes cascatas. Comparando os resultados obtidos por ambos os métodos, os autores comprovaram a aplicabilidade das técnicas desde sistemas simplistas a sistemas complexos.

Jun *et al.* (2011) propuseram um algoritmo híbrido, baseado em AG e algoritmo de decomposição, para solucionar o planejamento da operação de médio prazo. O modelo matemático prevê a minimização da diferença entre o consumo de carvão e o potencial hidráulico disponível ao término do horizonte de estudo. Foram utilizados dois sistemas nas simulações. Um sistema teste composto por duas usinas hidroelétricas e duas usinas térmicas, e um sistema real composto por onze usinas hidroelétricas e dezoito usinas térmicas. Não há informação quanto ao tipo de reservatório de cada uma das usinas hidroelétricas. Os resultados obtidos através da técnica proposta foram comparados aos resultados obtidos através de algoritmos genéticos e segundo os autores apresentou melhor desempenho.

Ramesh Kumar *et al.* (2012) propõem um algoritmo genético modificado para a solução, no curto prazo, do problema de programação da operação que reduz o tempo computacional de tal forma que possa ser utilizada em sistemas de grande porte. A redução do tempo, segundo os autores, se deve a redução do espaço de busca através dos erros máximos e mínimos dos indivíduos da população. A função *fitness* utilizada foi a disponibilidade de água.

Tavakoli, Mozafari e Soleymani (2012) resolveram o problema de programação da operação de curto prazo através da técnica *Honey-Bee Mating Optimization*. A função objetivo considerada foi o custo de operação das unidades térmicas. Os limites operativos das máquinas térmicas e hidráulicas, a equação de balanço hídrico e os limites máximos e mínimos dos reservatórios foram inclusos no problema como restrições. As simulações foram realizadas em um sistema teste de quatro usinas hidroelétricas e uma térmica equivalente, e os resultados da metodologia proposta foram confrontados com os métodos PSO (*Particle Swarm Optimization*) e algoritmo genético. Através dessa metodologia os autores obtiveram custos operativos inferiores aos obtidos pelas técnicas de PSO e AG e também tempo computacional inferior comparado ao das metodologias supracitadas.

Bisht, (2012) propõe em seu trabalho a solução do problema de programação da operação no curto prazo e posterior despacho econômico utilizando algoritmos genéticos. A função *fitness* utilizada é o custo de operação dos geradores térmicos e as restrições utilizadas são as mesmas apresentadas em Tavakoli, Mozafari e Soleymani (2012). As simulações foram realizadas em um sistema cuja configuração é de quatro usinas hidroelétricas e seis usinas termoeletricas. Os resultados obtidos não foram confrontados com os obtidos por outras metodologias, entretanto como nenhuma restrição foi violada, a trabalho conclui que a técnica é aplicável.

Tendo em vista os bons resultados apresentados pelos AG predominantemente na solução dos problemas de despacho hidrotérmico no horizonte de curto e médio prazo, esta foi a técnica escolhida para se resolver o problema de otimização proposto nesta dissertação.

2.6 Considerações finais do capítulo

Este capítulo teve por finalidade apresentar as características do sistema elétrico brasileiro e uma breve revisão bibliográfica a respeito das mais diversas formulações matemáticas utilizadas para resolução de um despacho hidrotérmico para o horizonte de médio prazo.

Foi dada ênfase ao modelo matemático utilizado pelo ONS no Brasil, a fim de caracterizar as inovações que vários trabalhos procuram dar a ele, como também ao modelo apresentado em Bessa et al. (2013) que com sucesso modela as usinas individualmente e as restrições elétricas considerando todo o sistema elétrico brasileiro.

Foram também descritos trabalhos que se utilizam da teoria evolutiva, salientando-se os bons resultados apresentados pelos AG na solução dos problemas de despacho hidrotérmico no horizonte de curto e médio prazo.

Assim, diante do que já foi implementado, propõe-se formular um novo problema de otimização que modela as usinas individualmente e as restrições elétricas, tal como proposto em Bessa et al. (2013), mas resolvido por AG tal como proposto em ASANO et al. (2011).

O próximo capítulo apresenta o detalhamento matemático deste problema de despacho hidrotérmico.

CAPÍTULO 3: FORMULAÇÃO DO DESPACHO HIDROTÉRMICO DE MÉDIO PRAZO VIA ALGORITMOS GENÉTICOS E FPO

3.1 Introdução

Esse capítulo tem por finalidade descrever os principais componentes de um sistema hidrotérmico de geração com seus respectivos modelos matemáticos de cada componente, tal como formulado em CICOGNA (1999).

3.2 Usinas hidrelétricas

As usinas hidrelétricas têm como característica a utilização da água para geração de energia elétrica, através da transformação da energia potencial. A energia potencial obtida do armazenamento de água em reservatórios é transformada em energia cinética quando esta é conduzida sob pressão através do conduto forçado ao conjunto de turbinas. As turbinas absorvem a energia cinética do fluxo de água, transformando-a em energia mecânica. Finalmente, esta energia é transmitida através de um eixo ao gerador que por sua vez a transforma em energia elétrica.

A partir da cota de montante do reservatório e da cota do canal de fuga, definem-se os valores de altura de queda líquida, HL_i^t [m]:

$$HL_i^t = H_{v_i}^t - H_{f_i}^t - H_{loss_i}^t \quad (3.1)$$

onde,

$H_{v_i}^t$: cota de jusante do canal de fuga da usina i para o período t (m);

$H_{f_i}^t$: cota de montante do reservatório i para o período t (m);

$H_{loss_i}^t$: perda hidráulica do reservatório i para o período t (m);

A energia gerada na usina, EH_i^t (MWh), é obtida a partir da função de produção hidráulica, que tem fortes características de não linearidade, e pode ser definida como:

$$EH_i^t = k_i \cdot HL_i^t \cdot QC_i^t \cdot Smês/10^6 \quad (3.2)$$

onde,

QC_i^t : vazão turbinada do reservatório i durante o período t (m^3/s);

$Smês$: número de segundos do período t ;

$Smês/10^6$: fator de conversão da unidade de vazão m^3/s para $hm^3/mês$;

k_i : constante que recebe o nome de produtividade específica ($MW/[(m^3/s).m]$) da usina i , e é obtida do rendimento médio da usina, $\eta_i^{médio}$, da aceleração da gravidade g (m/s^2) e da massa específica da água, ρ (kg/m^3), pela seguinte equação:

$$k_i = \eta_i^{médio} \cdot g \cdot \rho \quad (3.3)$$

O cálculo da cota de montante do reservatório, utilizado para obtenção da altura líquida é feito utilizando-se a média entre os volumes de início e fim do período, ou seja, o volume médio $VMED_i^t$ (hm^3):

$$VMED_i^t = \frac{V_i^{t-1} + V_i^t}{2} \quad (3.4)$$

onde,

V_i^t : volume armazenado no reservatório i para o período t (hm^3);

Assim, a função de produtividade pode ser expressa por:

$$PGH_i^t = k_i \cdot \left[H_{v_i}^t(VMED_i^t) - H_{f_i}^t(QC_i^t) \right] \cdot QC_i^t \cdot \frac{Smês}{10^6} \quad (3.5)$$

Além da geração, as usinas hidrelétricas apresentam uma série de restrições operativas que devem ser consideradas no problema de otimização.

Os limites na capacidade de armazenamento do reservatório podem ser descritos pela expressão:

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad (3.6)$$

onde,

\underline{V}_i^t e \overline{V}_i^t representam, respectivamente, os volumes do reservatório correspondentes aos níveis mínimo e máximo do reservatório i no período t (hm³). Estes valores ficam dependentes do tempo devido ao atendimento das restrições de usos múltiplos da água, como por exemplo, uso do reservatório para fins recreativos e de turismo, controle e segurança de cheias.

As limitações quanto à capacidade de vazão turbinada do reservatório i são:

$$\underline{QC}_i^t \leq QC_i^t \leq \overline{QC}_i^t \quad (3.7)$$

onde,

\underline{QC}_i^t e \overline{QC}_i^t representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de turbinagem do reservatório i na unidade de tempo (hm³), e dependem da capacidade de engolimento das turbinas da usina.

Os limites para vazão vertida do reservatório i :

$$0 \leq QVT_i^t \leq \overline{QVT}_i^t \quad (3.8)$$

onde,

\overline{QVT}_i^t : representa o volume máximo de vertimento do reservatório i na unidade de tempo (hm³).

Considerando que a defluência total Q_i^t do reservatório i é a soma da vazão vertida QVT_i^t com a turbinada QC_i^t , tem-se:

$$Q_i^t = QVT_i^t + QC_i^t \quad (3.9)$$

Assim:

$$\underline{Q}_i^t \leq Q_i^t \leq \overline{Q}_i^t \quad (3.10)$$

onde,

\underline{Q}_i^t e \overline{Q}_i^t representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de defluência do reservatório i no período t (hm^3). Vale notar que esses limites dependem do tempo considerado, pois são resultados de políticas de operação.

Todas as características apresentadas até esta etapa dizem respeito a cada usina i do sistema considerado. A seguir, a equação de balanço hídrico, que relaciona o volume do reservatório com o volume do período anterior, as afluências do reservatório e as perdas:

3.3 Restrições de balanço d'água

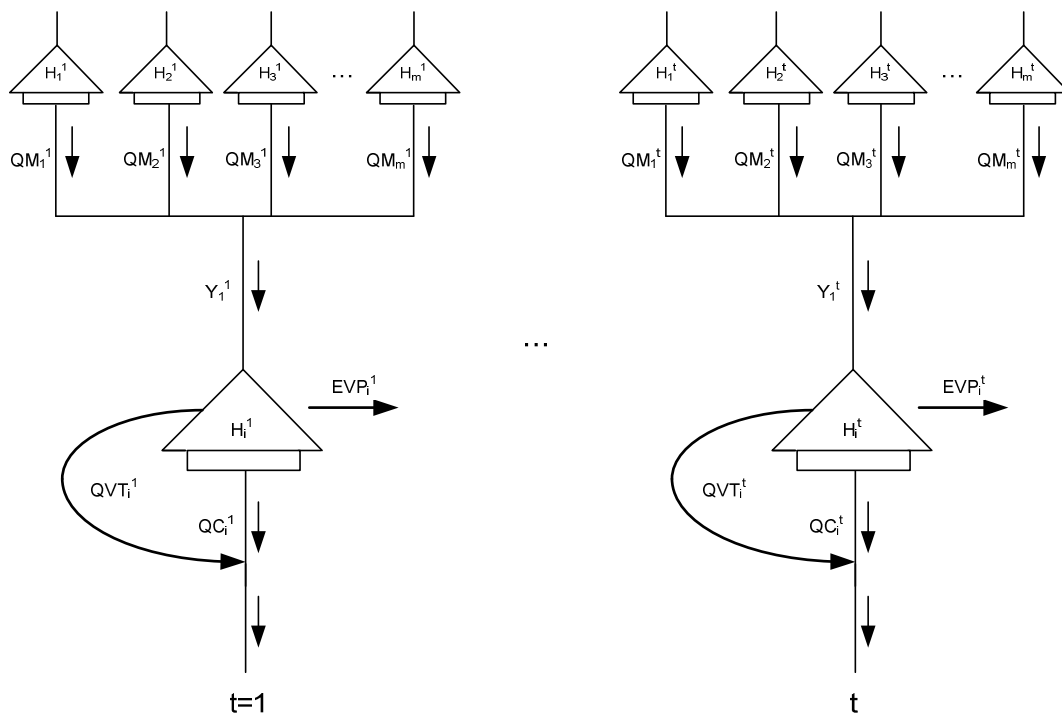


Figura 3.1 – Variáveis envolvidas nas restrições de balanço d'água

Fonte: Autor (2013)

A Figura 3.1 apresenta um modelo esquemático das principais variáveis envolvidas nas restrições de balanço de água. As equações abaixo descrevem o balanço hídrico para usinas classificadas como de reservatório.

Supondo o i -ésimo reservatório, no intervalo t , tem-se que:

$$V_i^{t+1} = V_i^t - EVP_i^{t+1} + [Y_i^{t+1} + QM_i^{t+1} - Q_i^{t+1}] \times T^{t+1} \quad (3.11)$$

$$QM_i^{t+1} = \sum_{k \in \Omega_m} (QC_k^{t+1} + QVT_k^{t+1}) \quad (3.12)$$

$$Q_i^{t+1} = QC_i^{t+1} + QVT_i^{t+1} \quad (3.13)$$

$$EVP_i^{t+1} = A_i^{t+1} \times IEVP_i^{t+1} \quad (3.14)$$

onde,

A_i^t : área do reservatório i no período t (km²);

EVP_i^t : perdas por evaporação, infiltração, etc... do reservatório i no período t (hm³);

$IEVP_i^t$: Índice de evaporação no reservatório i no período t (mm/mês);

QC_i^t : vazão turbinada do reservatório i no período t (m³/s);

QC_k^t : vazão turbinada do reservatório a montante da usina i no período t (m³/s);

QM_i^t : soma de defluências de usinas a montante do reservatório i no período t (m³/s);

Q_i^t : soma das vazões turbinadas e vertidas no reservatório i no período t (m³/s);

QVT_i^t : vertimento no reservatório i no período t (m³/s);

QVT_k^t : vertimento no reservatório k no período t (m³/s);

V_i^t : volume do reservatório i no período t (hm³);

T^t : É uma constante para cada período de estudo, cujo valor é $Smes/10^6$ e sua função é converter a unidade de vazão de m³/s para hm³/mes;

Y_i^t : vazão afluyente total do reservatório i no período t (m³/s);

Ω_m : conjunto das usinas a montante da usina i ;

Os índices de evaporação para cada um dos reservatórios estão dispostos nos quadros de Evaporação Mensal nos anexos VII a XIII.

Para usinas a fio d'água equação de continuidade é dada pela equação (3.15).

$$0 = [Y_i^{t+1} + QM_i^{t+1} - Q_i^{t+1} - EVP_i^{t+1}] \times T^{t+1} \quad (3.15)$$

$$EVPF_i^{t+1} = AF_i^{t+1} \times IEVP_i^{t+1} \quad (3.16)$$

AF_i^t : área do reservatório a fio d'água

$EVPF_i^t$: perdas por evaporação, infiltração, etc... para a usina a fio d'água i no período t (hm³);

Considerando nh reservatórios e um horizonte de tempo dividido em np períodos, as equações de balanço d’agua podem ser escritas da seguinte forma matricial:

$$V_i^{t+1} - V_i^t + EVP_i^{t+1} = [Y_i^{t+1} + QM_i^{t+1} - Q_i^{t+1}] \times T^{t+1} \quad (3.17)$$

A equação (3.17 reescrita na forma matricial é dada pela equação (3.18).

$$\mathbf{A} \times \mathbf{V} + \mathbf{EVP} = \mathbf{diag}(\mathbf{Y} + \mathbf{QM} - \mathbf{Q}) \times \mathbf{T} \quad (3.18)$$

onde,

A: matriz incidência ($np*nh$ x $np*nh$);

I: matriz identidade (nh x nh);

np : número de períodos de estudo;

nh : número de reservatórios;

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & & & & & \\ -\mathbf{I} & \ddots & & & & \\ & \ddots & \mathbf{I} & & & \\ & & -\mathbf{I} & \ddots & & \\ & & & \ddots & \mathbf{I} & \\ & & & & & \mathbf{I} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

V: vetor de volumes dos reservatórios de dimensão ($np*nh$ x 1);

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} V_1^1 \\ \vdots \\ V_{nh}^1 \\ V_1^2 \\ \vdots \\ V_{nh}^2 \\ \vdots \\ V_1^{np} \\ \vdots \\ V_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Y: vetor de vazão afluyente de dimensão ($np*nh$ x 1);

$$Y = \begin{bmatrix} Y_1^1 + V_1^0 \\ \vdots \\ Y_{nh}^1 + V_{nh}^0 \\ Y_1^2 \\ \vdots \\ Y_{nh}^2 \\ \vdots \\ Y_1^{np} \\ \vdots \\ Y_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Sendo que V_1^0, \dots, V_{nh}^0 são valores de volumes iniciais, que devem ser dados de entrada.

QVT: vetor de vertimento de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$QVT = \begin{bmatrix} QVT_1^1 \\ \vdots \\ QVT_{nh}^1 \\ QVT_1^2 \\ \vdots \\ QVT_{nh}^2 \\ \vdots \\ QVT_1^{np} \\ \vdots \\ QVT_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

QC: vetor de vazão turbinada, de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$QC = \begin{bmatrix} QC_1^1 \\ \vdots \\ QC_{nh}^1 \\ QVT_1^2 \\ \vdots \\ QC_{nh}^2 \\ \vdots \\ QC_1^{np} \\ \vdots \\ QC_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

EVP: vetor de perdas de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$EVP = \begin{bmatrix} EVP_1^1 \\ \vdots \\ EVP_{nh}^1 \\ EVP_1^2 \\ \vdots \\ EVP_{nh}^2 \\ \vdots \\ EVP_1^{np} \\ \vdots \\ EVP_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

T: vetor dos fatores de conversão cujos valores são $Smes/10^6$, em que $Smes$ é o número de segundos total para o período de estudo t . O vetor tem dimensão $(np*nh \times 1)$.

$$T = \begin{bmatrix} T_1^1 \\ \vdots \\ T_{nh}^1 \\ T_1^2 \\ \vdots \\ T_{nh}^2 \\ \vdots \\ T_1^{np} \\ \vdots \\ T_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

De posse dos vetores vazão turbinada (**QC**) e vazão vertida (**QVT**), o vetor de vazão defluente total é dado por **Q** de dimensão $(np*nh \times 1)$.

$$Q = QVT + QC \quad (3.26)$$

A fim de se representar o vetor de vazões a montante de cada reservatório utilizam-se os seguintes vetores e matrizes:

Iu: matriz diagonal unitária $(np*nh \times np*nh)$;

DM: matriz de zeros $(np*nh \times np*nh)$, onde na linha da usina i , se assinala valor 1 nas posições de usinas a montante a essa usina i .

Tem-se

$$\mathbf{Iu} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & & & & & & & & 0 \\ 0 & 1 & & & & & & & & \\ & & 1 & & & & & & & \\ & & & 1 & & & & & & \\ \vdots & & & & 1 & & & & & \vdots \\ & & & & & 1 & & & & \\ & & & & & & 1 & & & \\ & & & & & & & 1 & & \\ & & & & & & & & 1 & \\ 0 & & & & & & & & & 1 \\ & & & & & & & & & 0 \\ & & & & & & & & & 0 \\ & & & & & & & & & 1 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$\mathbf{DM} = \begin{bmatrix} 0 & DM_{(1,2)} & & & & & & & & DM_{(1,m)} \\ DM_{(2,1)} & 0 & & & & & & & & \\ & & 0 & & & & & & & \\ \vdots & & & 0 & & & & & & \vdots \\ & & & & 0 & & & & & \\ & & & & & 0 & & & & \\ & & & & & & 0 & & & \\ & & & & & & & 0 & & \\ & & & & & & & & 0 & DM_{(l-1,m)} \\ DM_{(l,1)} & & & & & & & DM_{(l,m-1)} & & 0 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

onde,

$DM_{(l,m)}$: Corresponde ao elemento da linha l e coluna m da matriz \mathbf{DM} ;

Após as substituições e manipulações necessárias, chega-se a equação (3.29) que é a equivalente matricial da equação (3.11).

$$\mathbf{A} \times \mathbf{V} + \mathbf{EVP} - \mathit{diag}(\mathbf{Y}) \times \mathbf{T} = (\mathbf{Iu} - \mathbf{DM}) \times \mathit{diag}(\mathbf{Q}) \times \mathbf{T} \quad (3.29)$$

3.4 Potência fornecida pelas usinas hidrelétricas

A potência gerada por cada usina hidrelétrica varia com a vazão turbinada (\mathbf{QC}) e com a altura de queda líquida (\mathbf{HL}).

$$P = f(\mathbf{QC}, \mathbf{HL}) \quad (3.30)$$

$$P_i^t = g \times \rho \times \mathbf{QC}_i^t \times \mathbf{HL}_i^t \times \eta_i^{\text{médio}^t} \quad (3.31)$$

onde,

P_i^t : Potência gerada (W)

g : aceleração da gravidade (m/s²);

ρ : densidade da água (kg/m³);

QC_i^t : vazão turbinada para usina i no período t (hm³/mês), a unidade da vazão nessa equação foi considerada na unidade de hm³/s, ou seja, já foi convertida utilizando-se o fator $10^6/Smês$;

HL_i^t : altura de queda líquida da usina (m);

$\eta_i^{médio^t}$: rendimento médio do conjunto turbina-gerador da usina i no período t ; para uma dada altura de queda e vazão. Para esse trabalho adotou-se rendimento constante ao longo do período de planejamento.

A altura de queda, por sua vez, é uma função não-linear do volume armazenado no reservatório e da vazão afluyente. A altura líquida é dada pela equação (3.32). A altura bruta, dada pela equação (3.33), é a diferença entre as cotas de montante e jusante da usina i no período t . A equação (3.34) representa a perda de carga hidráulica no percurso entre a tomada d'água e as turbinas hidráulicas. Segundo (CICOGNA, 1999) essas perdas podem ser constantes, em função da altura ou em função da vazão. Para esse trabalho a perda será adotada como uma função da queda bruta.

$$HL_i^t = HB_i^t - H_{loss_i}^t \quad (3.32)$$

$$HB_i^t = H_v(V_i^t) - H_f(Q_i^t) \quad (3.33)$$

$$H_{loss_i}(Q_i^t) = c \times HB_i^t \quad (3.34)$$

onde,

$H_v(V_i^t)$: Polinômio que relaciona a cota do reservatório em relação ao nível do mar com o volume do reservatório i no período t (m);

$H_f(Q_i^t)$: Polinômio que relaciona a altura à jusante com a defluência total do reservatório i no período t (m);

$H_{loss_i}(Q_i^t)$: Perda de carga hidráulica (m), para o reservatório i no período t ;

HB : Altura de queda bruta (m), para o reservatório i no período t .

Substituindo-se as equações (3.33) e (3.34) em (3.32), chega-se a equação (3.35).

$$HL_i^t = H_{v_i}^t(V_i^t) - H_{f_i}^t(Q_i^t) - H_{loss_i}^t \quad (3.35)$$

As equações (3.36) e (3.37) são respectivamente os polinômios cota-volume-montante (pcv) e cota-vazão-nível-jusante (pqnj).

$$H_{v_i}^t(V_i^t) = a_{pcv} + b_{pcv} \cdot V_i^t + c_{pcv} \cdot (V_i^t)^2 + d_{pcv} \cdot (V_i^t)^3 + e_{pcv} \cdot (V_i^t)^4 \quad (3.36)$$

$$H_{f_i}^t(Q_i^t) = a_{pqnj} + b_{pqnj} \cdot Q_i^t + c_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^2 + d_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^3 + e_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^4 \quad (3.37)$$

onde,

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: Coeficientes do polinômio, em que a_{pcv} é o termo independente;

$a_{pqnj}, b_{pqnj}, c_{pqnj}, d_{pqnj}, e_{pqnj}$: Coeficientes do polinômio, em que a_{pqnj} é o termo independente.

Substituindo-se (3.35) em (3.31) e agrupando os termos g, ρ e $\eta_i^{médio^{t+1}}$ na equação (3.39), chega-se a equação (3.41).

$$P_i^t = K_i^t \times [H_{v_i}^t(V_i^t) - H_{f_i}^t(Q_i^t) - H_{loss_i}^t] \times QC_i^t \quad (3.38)$$

$$K_i^t = g \times \rho \times \eta_i^{médio^t} \quad (3.39)$$

onde,

K_i^{t+1} : constante de produtividade da usina i no período t (MW/[(hm³/mês).m]);

A energia gerada para cada usina i no período t é dada pela equação (3.40).

$$E_i^t = P_i^t \times NH^t \quad (3.40)$$

onde,

E_i^t : energia gerada por cada pela usina i no período t ;

NH^t : número de horas do período t .

Considerando nh reservatórios e um horizonte de tempo dividido em np períodos, pode-se escrever a potência fornecida pela usina na forma matricial como se segue.

$$\mathbf{P} = \text{diag}(\mathbf{K}) \times \text{diag}[\mathbf{H}_v - \mathbf{H}_f - \mathbf{H}_{loss}] \times \mathbf{QC} \quad (3.41)$$

onde,

\mathbf{P} : vetor de potência fornecida, de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_1^1 \\ \vdots \\ P_{nh}^1 \\ P_1^2 \\ \vdots \\ P_{nh}^2 \\ \vdots \\ P_1^{np} \\ \vdots \\ P_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

\mathbf{K} : vetor que contém as produtibilidades específicas de cada usina de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} K_1^1 \\ \vdots \\ K_{nh}^1 \\ K_1^2 \\ \vdots \\ K_{nh}^2 \\ \vdots \\ K_1^{np} \\ \vdots \\ K_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

\mathbf{H}_v : vetor de que contém os valores de cota a montante do reservatório $(1 \times np*nh)$;

$$\mathbf{H}_v = \text{diag}(\mathbf{C}_{pcv}) \times \begin{bmatrix} U \\ V \\ (V)^2 \\ (V)^3 \\ (V)^4 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

\mathbf{C}_{pcv} : vetor de que contém os coeficientes do polinômio cota-vazão-nível-jusante de cada usina, de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$\mathbf{C}_{pcv} = [\mathbf{a}_{pcv} \quad \mathbf{b}_{pcv} \quad \mathbf{c}_{pcv} \quad \mathbf{d}_{pcv} \quad \mathbf{e}_{pcv}] \quad (3.45)$$

$\mathbf{a}_{pcv}, \mathbf{b}_{pcv}, \mathbf{c}_{pcv}, \mathbf{d}_{pcv}, \mathbf{e}_{pcv}$: são os coeficientes do polinômio cota-volume de cada usina i no período t , de dimensão $(np*nh \times 1)$.

$$\mathbf{a}_{pcv} = [a_{pcv_1^1} \quad \dots \quad a_{pcv_{nh}^1} \quad a_{pcv_1^2} \quad \dots \quad a_{pcv_{nh}^2} \quad \dots \quad a_{pcv_1^{np}} \quad \dots \quad a_{pcv_{nh}^{np}}] \quad (3.46)$$

$$\mathbf{b}_{pcv} = [b_{pcv_1^1} \quad \dots \quad b_{pcv_{nh}^1} \quad b_{pcv_1^2} \quad \dots \quad b_{pcv_{nh}^2} \quad \dots \quad b_{pcv_1^{np}} \quad \dots \quad b_{pcv_{nh}^{np}}] \quad (3.47)$$

$$\mathbf{c}_{pcv} = [c_{pcv_1^1} \quad \dots \quad c_{pcv_{nh}^1} \quad c_{pcv_1^2} \quad \dots \quad c_{pcv_{nh}^2} \quad \dots \quad c_{pcv_1^{np}} \quad \dots \quad c_{pcv_{nh}^{np}}] \quad (3.48)$$

$$\mathbf{d}_{pcv} = [d_{pcv_1^1} \quad \dots \quad d_{pcv_{nh}^1} \quad d_{pcv_1^2} \quad \dots \quad d_{pcv_{nh}^2} \quad \dots \quad d_{pcv_1^{np}} \quad \dots \quad d_{pcv_{nh}^{np}}] \quad (3.49)$$

$$\mathbf{e}_{pcv} = [e_{pcv_1^1} \quad \dots \quad e_{pcv_{nh}^1} \quad e_{pcv_1^2} \quad \dots \quad e_{pcv_{nh}^2} \quad \dots \quad e_{pcv_1^{np}} \quad \dots \quad e_{pcv_{nh}^{np}}] \quad (3.50)$$

\mathbf{U} : vetor unitário de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$\mathbf{U} = [1 \quad \dots \quad 1] \quad (3.51)$$

\mathbf{H}_f : vetor de que contém os valores de cota a jusante do reservatório $(1 \times np*nh)$;

$$\mathbf{H}_f = \mathbf{C}_{pqnj} \times \begin{bmatrix} \mathbf{U} \\ \mathbf{Q} \\ (\mathbf{Q})^2 \\ (\mathbf{Q})^3 \\ (\mathbf{Q})^4 \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

\mathbf{C}_{pqnj} : vetor de que contém os coeficientes do polinômio cota-vazão-nível-jusante de cada usina, de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$\mathbf{C}_{pqnj} = [\mathbf{a}_{pqnj} \quad \mathbf{b}_{pqnj} \quad \mathbf{c}_{pqnj} \quad \mathbf{d}_{pqnj} \quad \mathbf{e}_{pqnj}] \quad (3.53)$$

$\mathbf{a}_{pqnj}, \mathbf{b}_{pqnj}, \mathbf{c}_{pqnj}, \mathbf{d}_{pqnj}, \mathbf{e}_{pqnj}$: são os coeficientes do polinômio cota-volume de cada usina i no período t , de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$\mathbf{a}_{pqnj} = [a_{pqnj_1^1} \quad \dots \quad a_{pqnj_{nh}^1} \quad a_{pqnj_1^2} \quad \dots \quad a_{pqnj_{nh}^2} \quad \dots \quad a_{pqnj_1^{np}} \quad \dots \quad a_{pqnj_{nh}^{np}}] \quad (3.54)$$

$$\mathbf{b}_{pqnj} = [b_{pqnj_1^1} \dots b_{pqnj_{nh}^1} \ b_{pqnj_1^2} \dots b_{pqnj_{nh}^2} \dots b_{pqnj_1^{np}} \dots b_{pqnj_{nh}^{np}}] \quad (3.55)$$

$$\mathbf{c}_{pqnj} = [c_{pqnj_1^1} \dots c_{pqnj_{nh}^1} \ c_{pqnj_1^2} \dots c_{pqnj_{nh}^2} \dots c_{pqnj_1^{np}} \dots c_{pqnj_{nh}^{np}}] \quad (3.56)$$

$$\mathbf{d}_{pqnj} = [d_{pqnj_1^1} \dots d_{pqnj_{nh}^1} \ d_{pqnj_1^2} \dots d_{pqnj_{nh}^2} \dots d_{pqnj_1^{np}} \dots d_{pqnj_{nh}^{np}}] \quad (3.57)$$

$$\mathbf{e}_{pqnj} = [e_{pqnj_1^1} \dots e_{pqnj_{nh}^1} \ e_{pqnj_1^2} \dots e_{pqnj_{nh}^2} \dots e_{pqnj_1^{np}} \dots e_{pqnj_{nh}^{np}}] \quad (3.58)$$

A energia gerada, na forma matricial é dada pela equação (3.59).

$$\mathbf{EH} = \text{diag}(\mathbf{P}) \times \mathbf{NH} \quad (3.59)$$

onde,

\mathbf{EH} : vetor de energia de dimensão $(np*nh \times 1)$;

$$\mathbf{EH} = \begin{bmatrix} EH_1^1 \\ \vdots \\ EH_{nh}^1 \\ EH_1^2 \\ \vdots \\ EH_{nh}^2 \\ \vdots \\ EH_1^{np} \\ \vdots \\ EH_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

\mathbf{NH} : vetor do número de horas para cada período de dimensão $(np*nh \times 1)$. Os elementos T_1^{np} a T_{nh}^{np} possuem o mesmo valor, uma vez que as usinas 1 a nh estão no mesmo período.

$$\mathbf{NH} = \begin{bmatrix} NH_1^1 \\ \vdots \\ NH_{nh}^1 \\ T_1^2 \\ \vdots \\ NH_{nh}^2 \\ \vdots \\ NH_1^{np} \\ \vdots \\ NH_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

3.5 Usinas térmicas

Neste tipo de usina, a energia elétrica é obtida através da transformação de energia térmica em energia mecânica para movimentação de uma turbina acoplada a um gerador.

Nessa formulação, utiliza-se somente a variável PGT_j^t , que representa a potência elétrica gerada pela usina térmica j no período t (MW). Essa geração esta sujeita a limites máximos e mínimos de geração da usina térmica j no período t (MW), representados pelas variáveis $\underline{PGT_j^t}$ e $\overline{PGT_j^t}$.

$$\underline{PGT_j^t} \leq PGT_j^t \leq \overline{PGT_j^t} \quad (3.62)$$

onde,

j : potência gerada pela usina térmica j no período t ;

$\underline{PGT_j^t}$ e $\overline{PGT_j^t}$: limites máximos e mínimos das usinas térmicas j no período t .

A função custo de geração associada à usina térmica pode ser expressa por uma equação de segundo grau dada pela equação (3.63).

$$C_j^t(PGT_j^t) = a_j^t \times (PGT_j^t)^2 + b_j^t \times PGT_j^t + c_j^t \quad (3.63)$$

onde,

a_j^t : coeficiente quadrático de custo de geração para a usina j no período t ;

b_j^t : coeficiente linear de custo de geração para a usina j no período t ;

c_j^t : termo independente do custo de geração para a usina j no período t ;

C_j^t : custo de geração da usina j no período t (\$/MW);

PGT_j^t : Potência gerada pela usina j no período t (MW).

Neste trabalho adotou-se a equação de custo de uma usina térmica como uma equação linear e sem o termo independente. Portanto escrevendo a equação (3.63) como uma equação linear sem o termo independente e na forma matricial, chega-se a equação (3.64).

$$C(PGT) = \text{diag}(b) \times PGT \quad (3.64)$$

onde,

C: vetor de custo das usinas térmicas de dimensão $(nt \times 1)$, onde nt é o número de usinas térmicas;

PGT: vetor com os valores de geração térmica de dimensão $(nt \times 1)$;

diag(b): matriz diagonal de dimensão $(nt \times nt)$, cujos valores da diagonal são os coeficientes lineares de custo.

3.6 Considerações finais de capítulo

Este capítulo teve por objetivo apresentar os principais componentes de um sistema hidrotérmico, assim como o equacionamento das equações do balanço hídrico, convenientemente formulados na forma matricial a fim de serem utilizados no capítulo 5, onde estas equações são utilizadas para a formulação do problema de otimização resolvido via Algoritmos Genéticos.

Como este trabalho também considera o problema energético acoplado ao elétrico passa-se à descrição da formulação matemática a ser utilizada para que se possa inserir as restrições elétricas à formulação proposta no capítulo 5.

CAPÍTULO 4: FORMULAÇÃO DO FLUXO DE ENERGIA ÓTIMO

4.1 Introdução

Para cada mês de estudo, t , as metas energéticas de cada usina serão fornecidas pelo problema energético resolvido via Algoritmos Genéticos (Capítulo 5) através da variável EH_i^t que é a meta energética da usina hidráulica localizada na barra i , para o período t . As metas de todas as usinas formam o vetor \mathbf{EH} (Capítulo 3).

Para cada mês, deve ser realizado o despacho de geração hidrotérmico linear (FEO), considerando-se patamares ($npat$) (por exemplo, pesada, média e leve), a seguir detalhado, a fim de se verificar se as metas são suficientes para se atender a energia demandada por cada patamar de carga considerando-se as restrições de fluxo nas linhas de transmissão mais importantes, além dos limites das máquinas (BESSA *et al.*, 2013).

Caso as metas energéticas, advindas da decodificação dos indivíduos do problema de despacho hidrotérmico (Capítulo 5), não sejam adequadas para atender a demanda e as restrições elétricas, o FEO informa que há déficit de geração e assim, penaliza o indivíduo que forneceu tais metas.

Para monitoramento deste déficit de geração, são inseridos geradores fictícios junto a cada gerador hidráulico, com alto custo, que despacham apenas em caso de déficit de geração ou restrições de transmissão atingidas. Assim, o despacho de geração fictícia sinaliza que as metas energéticas consideradas não são adequadas como solução do problema

Os critérios de otimização utilizados neste despacho (FEO) são a minimização do custo da geração térmica e custo de déficit.

A seguir, descreve-se o problema de otimização envolvido na consideração dos aspectos elétricos do sistema no planejamento de médio prazo.

4.2 Fluxo de Energia Ótimo

A modelagem do Fluxo de Energia Ótimo a ser utilizado neste trabalho, é o proposto em Bessa et al. (2013), onde para cada período t , se têm disponíveis as metas energéticas de cada usina. Vale salientar que os valores que compõe o vetor \mathbf{EH} não são variáveis, ou seja, são valores previamente determinados na etapa do problema energético.

$$\mathbf{EH} = \begin{bmatrix} EH_1^1 \\ \vdots \\ EH_{nh}^1 \\ EH_1^2 \\ \vdots \\ EH_{nh}^2 \\ \vdots \\ EH_1^{np} \\ \vdots \\ EH_{nh}^{np} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

onde

\mathbf{EH} : é o vetor de metas energéticas para cada usina e período (MWmédio/mês);

EH_{nh}^{np} : é a meta energética para a usina nh no período np (MWmédio/mês);

nh : é o número de usinas hidroelétricas;

np : é o número de períodos do horizonte de estudo;

t : é um período específico dentro do horizonte de estudo.

Para cada período t , pode-se fazer um despacho de geração hidrotérmico ao longo de $npat$ patamares.

4.2.1 Variáveis de entrada para cada período t (mês)

O primeiro dado de entrada é referente à carga que deve ser atendida ao longo de $npat$ patamares de carga, distribuídos ao longo do mês t . A carga é representada pelo vetor \mathbf{Pd}^t (demanda de potência ativa) com dimensão $(nb*npat \times 1)$ onde nb é o número de barras de geração e $npat$ é o número de patamares (por exemplo, patamares pesada, média, leve):

$$\mathbf{Pd}^t = \begin{bmatrix} Pd_1^1 \\ \vdots \\ Pd_{nb}^1 \\ \vdots \\ Pd_1^{npat} \\ \vdots \\ Pd_{nb}^{npat} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

onde,

\mathbf{Pd}^t : vetor de demanda de potência ativa de dimensão $(nb*np \times 1)$, referente ao período t (MWmédio/mês);

Pd_i^k : representa a demanda de potência ativa na barra i no patamar k (MWmédio/mês);

nb : número de barras;

$npat$: número de patamares.

Também é classificado como parâmetro de entrada o vetor \mathbf{EH}^t de metas energéticas para as usinas hidrelétricas:

$$\mathbf{EH}^t = \begin{bmatrix} EH_1^t \\ \vdots \\ EH_{nh}^t \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde,

\mathbf{EH}^t : representa o vetor de metas energéticas para as usinas hidrelétricas de dimensão $(nh \times 1)$.

EH_k^t : representa a meta energética para a usina hidrelétrica localizada na barra k , englobando todos os patamares e referentes ao período t ;

Outros dados de entrada são os vetores que representam os limites máximos e mínimos de geração de potência ativa das usinas termelétricas e das hidrelétricas.

$$\mathbf{Ptermax} = \begin{bmatrix} Ptermax_1 \\ \vdots \\ Ptermax_{nb} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$\mathbf{P}_{termin} = \begin{bmatrix} P_{termin_1} \\ \vdots \\ P_{termin_{nb}} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

onde,

P_{termax} : vetor com limites máximos de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas, de dimensão $(nb \times 1)$;

P_{termax_i} : limite máximo de geração de potência ativa para uma usina térmica localizada na barra i ;

P_{termin} : vetor com limites mínimos de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas, de dimensão $(nb \times 1)$;

P_{termin_i} : limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina térmica localizada na barra i ;

$$\mathbf{P}_{hidmax} = \begin{bmatrix} P_{hidmax_1} \\ \vdots \\ P_{hidmax_{nb}} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$$\mathbf{P}_{hidmin} = \begin{bmatrix} P_{hidmin_1} \\ \vdots \\ P_{hidmin_{nb}} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

onde,

P_{hidmax} : vetor com limites máximos de geração de potência ativa, para as usinas hidráulicas, de dimensão $(nb \times 1)$;

P_{hidmax_i} : limite máximo de geração de potência ativa para uma usina hidráulica localizada na barra i ;

P_{hidmin} : vetor com limites mínimos de geração de potência ativa, para as usinas hidráulicas, de dimensão $(nb \times 1)$.

P_{hidmin_i} : limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina hidráulica localizada na barra i ;

4.2.2 Variáveis de otimização para período t (mês)

A variável de otimização relacionada à geração de potência ativa pelas usinas hidrelétricas é o vetor \mathbf{Pgh}^t relacionada ao período t :

$$\mathbf{Pgh}^t = \begin{bmatrix} Pgh_1^1 \\ \vdots \\ Pgh_{nb}^1 \\ \vdots \\ Pgh_1^{npat} \\ \vdots \\ Pgh_{nb}^{npat} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

onde,

\mathbf{Pgh}^t : vetor de geração de potência ativa de dimensão $(nb*np \times 1)$, referente ao período t ;

Pgh_i^k : é a geração de potência ativa na barra de geração hidráulica i no patamar k ;

nb : é o número de barras de geração;

$npat$: é o número de patamares de carga

A variável de otimização relacionada à geração de potência ativa pelas usinas térmicas é o vetor \mathbf{Pgt}^t relacionada ao período t :

$$\mathbf{Pgt}^t = \begin{bmatrix} Pgt_1^1 \\ \vdots \\ Pgt_{nb}^1 \\ \vdots \\ Pgt_1^{npat} \\ \vdots \\ Pgt_{nb}^{npat} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

onde,

\mathbf{Pgt}^t : vetor de geração térmica de potência ativa de dimensão $(nb*npat \times 1)$, referente ao período t , para as usinas térmicas;

Pgt_i^k : é a geração de potência ativa na barra de geração térmica i no patamar k ;

nb : é o número de barras de geração;

$npat$: é o número de patamares de carga.

A variável de otimização relacionada à geração de potência ativa fictícia é o vetor \mathbf{Pfic}^t referente ao período t :

$$\mathbf{Pfic}^t = \begin{bmatrix} Pfic_1^1 \\ \vdots \\ Pfic_{nb}^1 \\ \vdots \\ Pfic_1^{npat} \\ \vdots \\ Pfic_{nb}^{npat} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

onde,

\mathbf{Pfic}^t : vetor de geração de potência fictícia de dimensão $(nb * npat \times 1)$, referente ao período t ;

$Pfic_i^k$: é a geração de potência fictícia na barra de geração i no patamar k .

nb : é o número de barras do sistema;

$npat$: é o número de patamares de carga.

A soma da geração e potência ativa das usinas hidráulica, térmica e fictícia fornece a potência ativa total gerada no período t :

$$\mathbf{Pg}^t = \mathbf{Pgh}^t + \mathbf{Pgt}^t + \mathbf{Pfic}^t \quad (4.11)$$

4.2.3 Balanço de Potência Ativa

O vetor de potências injetadas para todos os patamares e todas as barras é:

$$\mathbf{P}^t = \begin{bmatrix} Pg_1^1 - Pd_1^1 \\ \vdots \\ Pg_{nb}^1 - Pd_{nb}^1 \\ \vdots \\ Pg_1^{npat} - Pd_1^{npat} \\ \vdots \\ Pg_{nb}^{npat} - Pd_{nb}^{npat} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

onde,

\mathbf{P}^t : vetor de injeção de potência ativa englobando todos os patamares, dimensão $(nb*npat \times 1)$;

Tem-se então que a potência injetada nas barras é dada por:

$$\mathbf{P}^t = \mathbf{P}g^t - \mathbf{P}d^t \quad (4.13)$$

onde,

$\mathbf{P}g^t$: vetor de potência ativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, de dimensão $(nb*npat \times 1)$, para período t ;

$\mathbf{P}d^t$: vetor de demanda de potência ativa, de dimensão $(nb*npat \times 1)$, para período t .

Sabe-se que:

$$\mathbf{P}^t = \begin{bmatrix} \mathbf{B}^t & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B}^t \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1^{1,t} \\ \vdots \\ \theta_{nb}^{1,t} \\ \vdots \\ \theta_1^{npat,t} \\ \vdots \\ \theta_{nb}^{npat,t} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

onde,

\mathbf{B}^t : matriz de susceptância indutiva da rede com dimensão $(nb \times nb)$.

$\theta_i^{npat,t}$: ângulo da barra i , para o patamar de carga $npat$ e período t ;

A matriz \mathbf{B}^t é uma matriz singular. Assim, para que se possa incluir as equações de balanço de potência no problema faz-se $\theta_{ref} = 0$ (ref é a barra de referência do sistema).

A matriz \mathbf{B}^t é reduzida pela retirada da linha e coluna correspondente a barra de referência, passando a se chamar \mathbf{B}'^t com dimensão $(nred \times nred)$, onde $nred = nb - 1$.

O novo vetor dos ângulos θ'^t nas barras passa a ser representado sem a linha correspondente à barra de referência para cada patamar.

$$\mathbf{P}^t = \begin{bmatrix} \mathbf{B}'^t & & & & \\ & \ddots & & & \\ & & & & \\ & & & & \\ & & & & \mathbf{B}'^t \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1^{1,t} \\ \vdots \\ \theta_{nred}^{1,t} \\ \vdots \\ \theta_1^{npat,t} \\ \vdots \\ \theta_{nred}^{npat,t} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Ainda, para que se possam equacionar convenientemente as equações acima é preciso definir as seguintes matrizes:

$$\mathbf{B}^t = \begin{bmatrix} \mathbf{B}'^t & & & & \\ & \ddots & & & \\ & & & & \\ & & & & \\ & & & & \mathbf{B}'^t \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

onde,

\mathbf{B}^t : matriz de matrizes \mathbf{B}'^t dispostas diagonalmente com dimensão $(nb*npat \times (nb-1)*npat)$.

Utilizando-se as matrizes descritas anteriormente, podem-se representar as equações em função das variáveis $\mathbf{P}g^t$, e θ'^t .

$$\mathbf{P}^t = \mathbf{P}g^t - \mathbf{P}d^t = \mathbf{B}^t \cdot \theta'^t \quad (4.17)$$

4.2.4 Meta energética

O despacho das geradoras hidráulicas deve satisfazer os valores de metas energéticas (EH_i^t) para cada usina hidráulica, i , as quais são estabelecidas de acordo com os valores de vazões turbinadas para o período t em estudo:

$$\sum_{pat=1}^{npat} n_i \times Pgh_{i,pat} \leq EH_{i,pat}^t \quad i = 1, \dots, nh \quad (4.18)$$

onde,

nh : é o número de geradores hidráulicos e n , número de horas de cada patamar de carga considerado;

$npat$: é o número de patamares;

$Pgh_{i,pat}^t$: é a potência gerada pela usina i no patamar pat para o período t (MW).

Quanto à verificação das metas energéticas, optou-se por utilizar restrição de desigualdade (4.18) ao invés de igualdade, a fim de garantir a convergência do FEO, pois se houver restrições elétricas ativas no FEO, pode-se não atingir a meta energética para determinada usina, havendo, assim, possibilidade de outras fontes fecharem o balanço de energia.

Um exemplo de distribuição de horas por patamares de carga está apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Número de horas para cada condição de carga por mês

Patamares de Carga	Número de horas
Leve	$n = 277$ horas
Média	$n = 389$ horas
Pesada	$n = 78$ horas

Fonte: (CCEE, 2014)

4.2.5 Critério de otimização

A função objetivo do problema é a minimização da função custo de geração de usinas térmicas e fictícias:

$$f.o = c(\mathbf{Pgt}^t) + c(\mathbf{Pfic}^t) \quad (4.19)$$

onde,

$c(\mathbf{Pgt}^t)$: é a função custo da geração térmica para período t ;

$c(\mathbf{Pfic}^t)$: é a função custo da geração fictícia para período t .

4.2.6 Restrições de desigualdade

As restrições de desigualdade envolvem as limitações físicas e operacionais do sistema como listadas a seguir.

- Limites de geração de potência ativa

$$P_{hidmin} \leq P_{gh}^t \leq P_{hidmax} \quad (4.20)$$

$$P_{termin} \leq P_{gt}^t \leq P_{termax} \quad (4.21)$$

$$0 \leq P_{fic}^t \quad (4.22)$$

- Limites de Fluxos nas Linhas

Os limites de fluxos de potência ativos circulantes pelas linhas de transmissão são representados por:

$$\mathbf{Fmax}^t = \begin{bmatrix} F_{max}_1^1 \\ \vdots \\ F_{max}_{nfl}^1 \\ \vdots \\ F_{max}_1^{npat} \\ \vdots \\ F_{max}_{nfl}^{npat} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

onde,

\mathbf{Fmax}^t : vetor de fluxo de potência ativa máxima, para o período t , de dimensão $(nfl * npat \times 1)$;

$F_{max}_i^k$: representa o fluxo de potência ativa máximo na linha i no patamar k ;

Os limites de fluxo de potência ativa no sentido oposto \mathbf{Fmin}^t são tomados como o negativo de \mathbf{Fmax}^t .

$$\mathbf{Fmin}^t = -\mathbf{Fmax}^t \quad (4.24)$$

Logo a restrição operacional de limite de fluxo nas linhas é expressa como:

$$-Fmax^t \leq AFL \cdot XL \cdot \theta'^t \leq Fmax^t \quad (4.25)$$

onde,

nl : é o número de linhas que compõe o sistema;

AFL : é uma matriz incidência para o cálculo do fluxo linearizado nas linhas em todos os patamares, de dimensão $(npat*nl \times npat*(nb-1))$;

afl : é uma matriz incidência para o cálculo do fluxo linearizado nas linhas para o patamar k , de dimensão $(nl \times (nb-1))$;

$$AFL = \begin{bmatrix} afl & & \\ & \ddots & \\ & & afl \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

XL : é uma matriz de reatância das linhas, de dimensão $(npat*nl \times npat*(nb-1))$;

xl : é uma matriz de reatância das linhas, de dimensão $(nl \times nl)$;

$$XL = \begin{bmatrix} \frac{1}{xl} & & \\ & \ddots & \\ & & \frac{1}{xl} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

A formulação geral do problema é então:

$$\min \quad c(Pgt^t) + c(Pfic^t)$$

s.a

$$\begin{aligned} BB \cdot \theta &= Pgh + Ered^T \cdot Pgt + Pgfic - Pd \\ Ered \cdot Pgh \cdot \text{diag}(\text{horas}_{pat}) &\leq \text{Meta} \\ Pghmin &\leq Pgh + Pgfic \leq Pghmax \\ Pgtmin &\leq Pgt \leq Pgtmax \\ 0 &\leq Pgfic \\ -Fmax(\text{ifl}, 1) &\leq Fl(\text{ifl}, 1) \leq Fmax(\text{ifl}, 1) \end{aligned} \quad (4.28)$$

onde,

Ered: é uma matriz composta por $npat$ matrizes diagonais unitárias lado a lado. A matriz **Ered** tem dimensão $(nb \times (nb * npat))$;

nb : é o número de barras do sistema elétrico;

$npat$: é o número de patamares de carga.

O problema descrito na equação (4.28) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MONTEIRO; ADLER; RESENDE, 1990) e (KOJIMA; MIZUNO; YOSHISE, 1988), que consiste em transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela incorporação de variáveis de folga, e associar uma função barreira logarítmica à função objetivo. Com isso, pode-se construir uma função Lagrangeana estendida somente com restrições de igualdade e aplicar as condições de Karush-Kuhn-Tucker (condições de otimalidade KKT) a esta função.

As condições de otimalidade formam um sistema de equações não lineares, que é resolvido pelo Método de Newton, a fim de se encontrar a solução do problema de otimização.

4.3 Considerações finais do capítulo

Este capítulo teve por finalidade apresentar o fluxo de energia ótimo linear que é utilizado para verificar se as metas energéticas advindas do problema energético são adequadas para atendimento da demanda e restrições elétricas do sistema.

O principal resultado fornecido pelo FEO é se há ou não despacho de geração hidráulica fictícia, pois se a energia fictícia for maior que zero sinaliza que as metas energéticas consideradas não são adequadas como solução em análise.

Na formulação matemática a ser proposta no próximo capítulo para despacho hidrotérmico com acoplamento elétrico-energético a ser resolvido por Algoritmos Genéticos, o valor de energia fictícia será utilizada para penalizar a solução que não atenda às restrições elétricas, ou seja, que possua energia fictícia diferente de zero.

CAPÍTULO 5: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DESPACHO HIDROTÉRMICO

5.1 Introdução

O despacho hidrotérmico modelado neste trabalho consiste em se otimizar os valores dos volumes dos reservatórios, concomitantemente a minimização do custo de operação, atendimento a demanda e respeitando os limites de transmissão, e outros critérios que serão discutidos nos capítulos subsequentes.

Para melhor entendimento da metodologia proposta, essa será dividida em três etapas, cujos nomes são:

- Etapa 1 – Entrada de dados e codificação do indivíduo;
- Etapa 2 – Decodificação do indivíduo e formulação matemática da função objetivo para o Algoritmo genético;
- Etapa 3 – Pós-processamento.

Cada etapa, ilustrada na Figura 5.1, será descrita separadamente nos capítulos que se seguem.

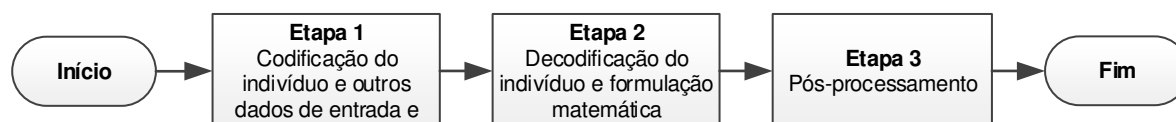


Figura 5.1 – Fluxograma geral da metodologia proposta

Fonte: Autor

5.2 Etapa 1 – Codificação do indivíduo e dados de entrada

Essa etapa tem por finalidade processar todos os dados que serão utilizados no problema como um todo e codificar o indivíduo para que esse possa ser posteriormente utilizado na Etapa 2. A Figura 5.2 ilustra o fluxograma referente à Etapa 1.

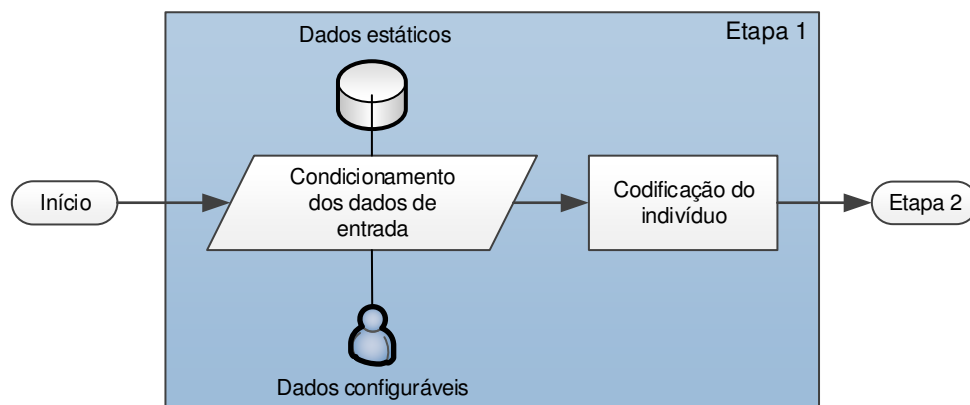


Figura 5.2 – Fluxograma da Etapa 1

Fonte: Autor

As subseções a seguir dedicam-se a descrição dos dados de entrada e também do processo de codificação do indivíduo.

5.2.1 Dados de entrada

É nessa sub-etapa que todos os dados relevantes para o bom funcionamento da metodologia são carregados. Sua principal função é reunir e condicionar todos os dados que serão utilizados nessa etapa e também nas outras duas que se seguem.

Podem-se diferenciar os dados de entrada quanto a sua natureza. Nesse trabalho adotou-se a nomenclatura “dados estáticos” quando os dados referem-se unicamente ao sistema físico a ser simulado e “dados configuráveis” quando estes podem ser definidos pelo usuário(a). A Tabela 5.1 ilustra os dados estáticos que são carregados nessa sub-etapa e os classifica quanto sua origem.

Tabela 5.1 – Dados estáticos classificados quanto a sua origem

Dados estáticos	Origem
Número de reservatórios	Dados hídricos
Histórico de afluências	Dados hídricos
Limites operativos dos reservatórios	Dados hídricos
Configuração da cascata	Dados hídricos
Dados de evaporação	Dados hídricos
Tipo de reservatório	Dados hídricos

Limites operativos das máquinas	Dados hídricos e dados elétricos
Produtibilidade média das usinas hidroelétricas	Dados hídricos
Número de subsistemas	Dados elétricos
Número de linhas e barras	Dados elétricos
Dados de carga	Dados elétricos
Linhas de intercâmbio e seus limites operativos	Dados elétricos
Número de unidades geradoras térmicas	Dados elétricos
Limites operativos da térmica e sua localização no sistema	Dados elétricos

A Tabela 5.2 lista os dados configuráveis e os classifica quanto a sua finalidade ou função/sistema a ser configurado.

Tabela 5.2 – Dados configuráveis classificados quanto a sua finalidade

Dados configuráveis	Finalidade
Número de períodos de estudo	Configura início e horizonte de estudo
Ano de início de estudo	
Utilização da geração térmica na base (<i>flat</i>) ou acompanhando a demanda	Configura o FEO
Número de patamares de carga	Configura o FEO
Volume inicial dos reservatórios	Configura o sistema hídrico
Pesos utilizados no FEO	Configura o FEO
Limites operativos das máquinas	Configura o sistema hídrico e o FEO
Produtibilidade média das usinas hidroelétricas	Configura o sistema hídrico
Parâmetros dos AG	Configura o AG

5.2.2 Codificação do indivíduo

O presente trabalho se baseia na técnica de algoritmos genéticos para a solução do problema de planejamento de médio prazo de sistemas hidrotérmicos.

A utilização dessa técnica requer a determinação dirigida ou aleatória de uma população inicial de indivíduos. Estes indivíduos são modificados ao longo das gerações através dos operadores genéticos definidos em APÊNDICE A – Algoritmo Genético. Todas essas mudanças têm como principal objetivo obter o indivíduo melhor adaptado, ou em outras palavras, a melhor solução para o problema.

Para essa metodologia adotou-se a codificação do indivíduo proposta por (ASANO *et al.*, 2011). O trabalho citado representa cada gene de um indivíduo pelo percentual de volume armazenado nos reservatórios em cada período do horizonte de estudo. Desse modo, os volumes percentuais ($Vperc$) de cada indivíduo estarão sempre dentro do intervalo 0 e 1, onde 0 corresponde aos volumes mínimos e 1 corresponde aos volumes máximos dos reservatórios. A Equação (5.1) ilustra os limites de $Vperc$.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \leq Vperc \leq \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \tag{5.1}$$

A Figura 5.3 ilustra a estrutura de um indivíduo para um caso em que existem np número de períodos e nh número de reservatórios.

$Vperc_1^1$	\dots	$Vperc_{nh}^1$	\dots	$Vperc_1^{np}$	$Vperc_{nh}^{np}$
-------------	---------	----------------	---------	----------------	-------------------

Figura 5.3 – Estrutura da codificação de um indivíduo

Fonte: Autor

Como observado na Figura 5.3, um indivíduo é representado por um vetor composto pelos volumes percentuais de cada reservatório para cada período do horizonte de estudo. A dimensão desse vetor é dada pela multiplicação de np períodos de estudo por nh número de reservatórios.

A Figura 5.4 ilustra um exemplo de população composta por três indivíduos, baseado em um sistema hidráulico de cinco reservatórios e três períodos de estudo.

	Período 1			Período 2			Período 3		
Indivíduo 1	0.45	0.98	0.8	0.17	0.55	0.48	0.8	0.49	1
Indivíduo 2	0.1	0.27	0.77	0.61	0.37	0.29	0.15	0.98	0.87
Indivíduo 3	1.0	0.30	0.65	0.72	0.61	1	0.35	0.91	0.62
	Reservatório 1	Reservatório 2	Reservatório 3	Reservatório 1	Reservatório 2	Reservatório 3	Reservatório 1	Reservatório 2	Reservatório 3

Figura 5.4 – Exemplo de população composta por três indivíduos para um horizonte de estudo de três períodos

Fonte: Autor

Vale ressaltar que a população inicial pode ser especificada pelo usuário ou pode ser gerada aleatoriamente, desde que os limites impostos pela Equação (5.1 sejam atendidos.

5.3 Etapa 2 – Decodificação do indivíduo e formulação matemática do despacho hidrotérmico via algoritmo genético

Essa etapa pode ser considerada o *core* da metodologia, pois é nela que o problema energético e elétrico é resolvido. Essa etapa recebe como parâmetros de entrada a população de indivíduos codificada e também os dados estáticos e configuráveis advindos da Etapa 1. Ao término dessa etapa o indivíduo mais bem adaptado e todas as suas características serão os parâmetros de entrada da Etapa 3.

O fluxograma ilustrado na Figura 5.5 fornece uma visão geral da Etapa 2 e como os processos nela contidos se relacionam.

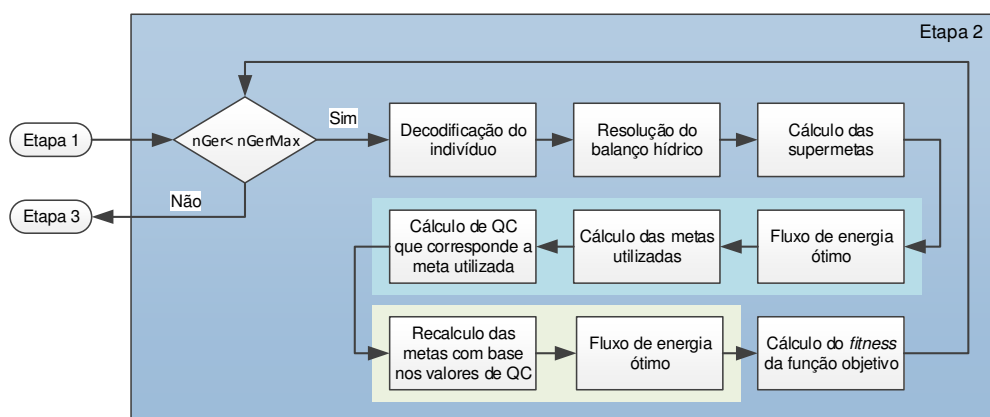


Figura 5.5 – Fluxograma da Etapa 2

Fonte: Autor

Cada um dos processos ilustrados no fluxograma será detalhadamente descritos nas subseções a seguir.

5.3.1 Decodificação do indivíduo

A decodificação do indivíduo, codificado na Etapa 1, consiste em converter o volume percentual em volume real em hm^3 e é o primeiro passo a ser realizado na Etapa 2. A decodificação é feita baseando-se nos volumes máximos e mínimos dos reservatórios, tal como proposto em (ASANO et al., 2011). A seguir tem-se o exemplo do processo de decodificação de um gene de um indivíduo.

Considerando-se um gene de um indivíduo com as características abaixo.

$$VMAX_1^1 = 17190 \text{ hm}^3$$

$$VMIN_1^1 = 4669 \text{ hm}^3$$

$$Vperc_1^1 = 1$$

Onde $VMAX$, $VMIN$ e $Vperc$ são respectivamente os valores máximo, mínimo e percentual de volume para a o reservatório do gene em questão.

O valor do volume real para esse caso exemplo é calculado do seguinte modo:

$$V_1^1 = VMIN_1^1 + (VMAX_1^1 - VMIN_1^1) \times Vperc_1^1$$

$$V_1^1 = 4669 + (17190 - 4669) \times 1$$

$$V_1^1 = 4669 + (12521) \times 1$$

$$V_1^1 = 17190 \text{ hm}^3$$

Essa transformação nada mais do que a soma do volume mínimo do reservatório com o volume útil multiplicado pelo volume percentual. Esse processo é repetido para todos os outros indivíduos da população.

5.3.2 Resolução do balanço hídrico

A resolução do balanço hídrico consiste na aplicação da equação (3.29). Com exceção do vetor de defluência total, todos os termos quem compõe essa equação são conhecidos. Por exemplo, os valores de evaporação, vazões afluentes e a diferença de volume entre períodos consecutivos já foram previamente calculados ou são dados processados na Etapa 1.

A resolução da equação (3.29) fornece os valores de defluência total para cada reservatório ao longo do período de estudo. Vale lembrar que a defluência total é representada pela variável Q , ou seja, é a soma dos valores de vazão turbinada com vazão vertida.

5.3.3 Cálculo das supermetas

Definem-se como supermetas, as metas energéticas calculadas através das equações (3.41 e (3.59), onde a vazão turbinada considerada para cálculo é o máximo valor permitido para cada período. A função das supermetas é fornecer ao FEO um conjunto de metas superior à carga do sistema. Essa abordagem mesmo não sendo realista, dá ao FEO uma maior liberdade para encontrar um menor custo de operação total.

Uma vez calculadas as supermetas, passa-se então ao grupo de processos que englobam os seguintes elementos do fluxograma:

- Fluxo de Energia Ótimo;
- Cálculo das metas utilizadas;
- Cálculo de QC que corresponde à meta utilizada.

O grupo elementos supracitados serão discutidos no capítulo 5.3.4.

5.3.4 Cálculo das metas utilizadas

Uma vez calculadas as supermetas, um FEO é executado para cada período do horizonte de estudo e como resultado tem-se as metas que foram efetivamente utilizadas para atender toda a carga do sistema.

O próximo passo é então descobrir que valores de vazão turbinada para cada usina correspondem à meta utilizada. As equações (3.41 e (3.59) são novamente utilizadas, porém nesse caso considera-se QC a variável ser calculada.

Todos os valores de vazões turbinadas obtidas anteriormente devem ser substituídos na equação (5.2) bem como os valores de defluência total (Q) calculadas no capítulo 5.3.2.

Como resultado tem-se o valor de vazão vertida para cada reservatório ao longo do período de estudo.

$$QV = Q - QC_{utilizada} \quad (5.2)$$

onde,

$QC_{utilizada}$: São os valores de vazões turbinadas readequadas.

Uma vez obtidas às vazões turbinadas, pode-se calcular, para cada usina e período, as vazões vertidas através da equação (3.26), calculam-se também os valores de potência gerada através equação (3.30) e suas metas energéticas através da equação (3.59).

5.3.5 Cálculo do *fitness* da função objetivo

Essa capítulo descreve a ultima sub-etapa da Etapa 2 que consiste em se calcular o *fitness* da função objetivo. A formulação matemática da função multi-objetivo a ser minimizada no planejamento hidrotérmico de médio prazo é composta por outras cinco funções objetivo, e estas foram modeladas especialmente para a utilização dos AG. A equação (5.3) ilustra a função multi-objetivo e as parcelas que a compõe.

$$\min FO = W_1 \times f1 + W_2 \times f2 + W_3 \times f3 + W_4 \times f4 + W_5 \times f5 \quad (5.3)$$

onde,

W_i : pesos que podem assumir valores maiores ou iguais à zero. Sua função é de atribuir maior importância a algumas funções;

$f1$: função custo das térmicas;

$f2$: função violação do limite de defluência, se para qualquer indivíduo houver qualquer limite de vertimento ou vazão mínima violado, $f2$ assume um valor extremamente alto, e esse indivíduo é descartado, não sendo realizado cálculo dos outros critérios de otimização;

$f3$: somatórios dos desvios dos volumes em relação ao volume que corresponde à altura de queda efetiva;

$f4$: desvio de volume final de reservatório em relação a um valor pré-estipulado pelo usuário;

f_5 : total de déficit de geração caso as metas energéticas não sejam suficientes juntamente com as térmicas de atender a carga total devido a limites nas linhas, obtidos de um FEO linear.

Este problema formulado pela equação (5.3) é resolvido pela técnica de Algoritmos Genéticos (GOLDBERG, 1989), que se baseiam na geração de uma população inicial formada por um conjunto de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema de otimização. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada e para cada indivíduo é dado um índice (*fitness*), refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características, através da recombinação e das mutações, gerando descendentes para a próxima geração que, de alguma forma, mantenham as características da geração anterior e possibilitando a variabilidade dos indivíduos na população. Maiores informações sobre AG encontram-se em APÊNDICE A – Algoritmo Genético.

Uma vez que cada uma das parcelas que compõe a equação (5.3) tem objetivos diferentes, as seções a seguir dedicam-se a descrever detalhadamente cada uma dessas funções.

5.3.5.1 Custo das térmicas

A função custo utilizada é de segundo grau e está modelada de conforme a equação (3.63).

$$f_1 = \mathbf{UT}^T \times c(\mathbf{Pgt}_{Total}) \quad (5.4)$$

onde,

\mathbf{UT}^T : vetor unitário de dimensão $(np * nh * npat \times 1)$ onde $npat$ é o número de patamares de carga considerados no despacho de geração para cada período;

$c(\mathbf{Pgt}_{Total})$: função custo quadrática das térmicas;

\mathbf{Pgt}_{Total} : vetor de geração de potência ativa térmica de dimensão $(np * nb * npat \times 1)$, formado pela justaposição de vetores \mathbf{Pgt} de dimensão $(nb * npat \times 1)$, que contém despacho

de geração de potência ativa térmica para cada patamar de carga $npat$ para cada período t considerado:

$$Pgt = \begin{bmatrix} Pgt_1^1 \\ \vdots \\ Pgt_{nb}^1 \\ Pgt_1^{npat} \\ \vdots \\ Pgt_{nb}^{npat} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

$$Pgt_{Total} = [Pgt^1 \quad \dots \quad Pgt^{np}]^T \quad (5.6)$$

Os valores de Pgt são fornecidos pelo FEO (Capítulo 4), ou seja, não são obtidos diretamente da decodificação do indivíduo.

5.3.5.2 Violação de vertimento

Devem ser verificados os limites de vertimento e de vazão mínima dos reservatórios conforme as regras da Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Regras para obtenção das violações dos limites de vertimento e vazão mínima para cada período

Se	Então
$0 \leq QVT_i^t \leq QVTmax_i^t$	Violação $QVT_i^t = 0$
$QVTmax_i^t \leq QVT_i^t$	Violação $QVT_i^t = 100.000.000$
$QVT_i^t \leq 0$	Violação $QVT_i^t = 100.000.000$
$QC_i^t \geq QCmin_i^t$	Violação $QC_i^t = 0$
$QC_i^t \leq QCmin_i^t$	Violação $QC_i^t = 100.000.000$

O valor 100.000.000, apresentado na Tabela 5.3, foi adotado para se penalizar situações de violação dos limites de vazão turbinada e assim, descartar soluções infactíveis.

Uma vez obtido os valores das violações de vertimento e vazão mínima turbinada para cada período e reservatórios, pode-se obter o valor de violação de vertimento.

$$f2 = \text{ViolaçãoVertimento} = \sum_{t=1}^{np} \sum_{i=1}^{nh} (\text{ViolaçãoQVT}_i^t + \text{ViolaçãoQC}_i^t) \quad (5.7)$$

onde,

ViolaçãoQVT_i^t : violação de vertimento do reservatório i no período t ;

ViolaçãoQC_i^t : violação de vazão mínima do reservatório i no período t ;

5.3.5.3 Desvios dos volumes efetivos

Devem ser verificados os reservatórios cujos volumes diferem do volume que corresponde à altura de queda efetiva, conforme a regra da Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Regra para obtenção das violações dos limites de volume para o período

Se	Então
$V_i^t \neq \text{Vefetivo}_i^t$	Violação $V_i^t = \text{Vefetivo}_i^t - V_i^t $

Uma vez obtido os valores das violações de volume para cada período, ou seja, o somatório das violações de volume de todos os reservatórios pode-se obter o valor de violação de volume total do sistema durante todo o horizonte de estudo através da seguinte equação.

$$f3 = \mathbf{u}^T \times (\mathbf{Vefetivo_exp} - \mathbf{V}) \quad (5.8)$$

\mathbf{u}^T : vetor unitário de dimensão $(np*nh \times 1)$.

Conforme o número de períodos analisado (np), $\mathbf{Vefetivo}$ se repete sequencialmente até que tenha a mesma dimensão do vetor \mathbf{V} :

$$\mathbf{Vefetivo_exp} = [\mathbf{Vefetivo} \quad \dots \quad \mathbf{Vefetivo}]^T \quad (5.9)$$

Assim, $\mathbf{Vefetivo_exp}$ é um vetor de dimensão $(np*nh \times 1)$.

A função desse critério é a de procurar manter os reservatórios os mais cheios possíveis, ou próximos de um valor pré-determinado que não necessariamente o valor máximo.

5.3.5.4 Desvio de volume final do reservatório

Na resolução nº 456 da ANEEL pode-se encontrar as definições de período seco e úmido. O período seco, entre Maio e Novembro, corresponde aos meses com menores volumes de precipitações, já o período úmido, entre Dezembro e Abril, corresponde aos meses com maiores volumes de precipitações. Essas definições tem grande importância no ambiente de tarifação de energia e também no planejamento elétrico.

Ao final do período de planejamento deseja-se que o reservatório esteja com certo volume armazenado, esse é um valor pré-definido pelo operador, mas está de certa forma está relacionado ao período em que ocorrerá fim do planejamento.

Por exemplo, se o final de um período de planejamento ocorrer em Maio (período seco) é intuitivo desejar que ao final desse período os reservatórios não estejam totalmente deplecionados ou distantes do seu mínimo, pois o período seco perdurará por mais sete meses. Caso o final do planejamento ocorra em Dezembro (período úmido) é aceitável que os reservatórios estejam mais deplecionados quando comparados ao período seco.

Assim, como o volume final depende da sazonalidade, pode-se ter, por exemplo:

- Antes de começar a seca: $V_i^{np} = 0,8 V_i^{max}$;
- Antes das chuvas: $V_i^{np} = 0,4 V_i^{max}$.

Desta forma, verificam-se os reservatórios cujos volumes não atingiram o volume final especificado, conforme as regras da Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Regras para obtenção das violações de volume final para o período i final

Se	Então
$V_i^t = V_i^{t,final}$	Violação $V_i^{t,final} = 0$
$V_i^t \neq V_i^{t,final}$	Violação $V_i^{t,final} = V_i^{t,final} - V_i^t $

Uma vez obtido os valores das violações de volume final para o último período, ou seja, o somatório das violações de volume final de todos os reservatórios pode-se obter o valor de violação de volume total do sistema através da seguinte equação.

$$f4 = \mathbf{u}^T \times c_{vf} \times (\mathbf{V}_i^{t,final} - \mathbf{V}_i^t) \quad (5.10)$$

onde,

c_{vf} : é uma constante que representa o volume final como uma porcentagem do volume inicial.

A função desse critério é a de procurar manter os reservatórios os mais próximos possíveis de um valor pré-determinado que não necessariamente o valor máximo.

5.3.6 Déficit de geração

Para cada período do horizonte de estudo, realiza-se um despacho de geração (FEO), cujo objetivo é a minimização dos custos das térmicas, satisfazendo limites de geração e de carregamento em linhas pré-selecionadas (conforme descrito no Capítulo 4). A fim de garantir a convergência do despacho, caso haja limitação de transmissão de energia devido aos limites impostos pelas linhas, conectam-se geradores térmicos fictícios com custos muito elevados ($Pfic$) em todas as barras de geração de cada subsistema a fim das mesmas serem despachadas apenas em caso de corte de carga ou gargalos de transmissão.

$$f5 = \mathbf{u}^T \times Pfic_{Total} \quad (5.11)$$

onde

$Pfic_{Total}$: é um vetor com a geração térmica fictícia, que estão conectadas em cada barra de geração de cada subsistema (sendo ns o número de subsistemas) para cada período;

5.3.6.1 Tratamento do problema multi-objetivo

Os critérios descritos em cada uma das cinco funções objetivo, ao assumirem grandezas e unidades diferentes podem dominar a avaliação final, pois os critérios de maior magnitude podem mascarar os de menores magnitudes. Assim, sugere-se adotar o Método do Critério Global, normalizando cada critério através do seu valor ótimo (f_i^*) e do pior caso (f_i^{max}), conforme (GUPTA; SIVAKUMAR, 2002):

$$F(x) = \min \sum_{i=1}^n \left(\frac{f_i - f_i^*}{f_i^{max} - f_i^*} \right) \quad (5.12)$$

onde,

$F(x)$: é o resultado da composição de todos os objetivos;

f_i^{max} : é o pior caso para o critério i ;

$f_i(x)$: é o resultado do critério i para o indivíduo 'x';

f_i^* : é o valor ideal para o objetivo i ;

n : é o número de funções objetivo.

Ao normalizar a rede, os resultados ficam dentro do intervalo [0;1], de tal forma que 0 é o valor ideal, ou seja, todos os critérios foram cumpridos. Se $F(x)$ for igual a 1 significa que nenhum critério foi atendido. Qualquer valor entre 0 e 1 mostra que o critério foi atendido parcialmente.

Assim, o problema dado pela equação (5.3) passa a ser o da equação (5.13):

$$\min \left(\frac{f_1 - f_1^*}{f_1^{max} - f_1^*} \right) + \left(\frac{f_2 - f_2^*}{f_2^{max} - f_2^*} \right) + \left(\frac{f_3 - f_3^*}{f_3^{max} - f_3^*} \right) + \left(\frac{f_4 - f_4^*}{f_4^{max} - f_4^*} \right) + \left(\frac{f_5 - f_5^*}{f_5^{max} - f_5^*} \right) \quad (5.13)$$

onde,

f_1 : custo das térmicas;

f_1^* : valor ideal de custo das térmicas. O ideal é não despachar térmicas, assim, $f_1^* = 0$;

f_1^{max} : pior caso de despacho de térmicas. Pode-se considerar como sendo o custo do despacho no limite máximo de todas as térmicas;

f_2 : violação de limites de defluência, os quais não são normalizados, pois caso ocorra violação de defluência, a solução é infactível;

f_2^* : valor ideal de vertimento. O ideal é que os reservatórios armazenem o máximo de água, ou seja, $f_2^* = 0$;

f_2^{max} : pior caso de vertimento. O pior caso são reservatórios vazios e o a usina vertendo toda a afluência;

f_3 : desvios dos volumes comparados ao volume que corresponde à altura de queda efetiva;

f_3^* : valor ideal de desvios dos volumes. O ideal é que os reservatórios se mantenham em um volume que corresponda à altura de queda efetiva, assim, com desvios nulos, $f_3^* = 0$;

f_3^{max} : pior caso de desvio dos volumes. O pior caso são reservatórios vazios, ou seja, $f_3^{max} = \mathbf{u}^T \times (\mathbf{VMAX_exp})$;

f_4 : desvio do volume final do reservatório;

f_4^* : valor ideal de desvio do volume final do reservatório. O ideal é que os volumes sejam iguais aos volumes especificados, assim, com desvios nulos, $f_4^* = 0$;

f_4^{max} : pior caso de desvio de volume é se os volumes finais forem nulos, ou seja, $f_4^{max} = \mathbf{u}^T \times c_{vf} \times (\mathbf{V}_i^{t,final})$.

f_5 : corte de carga;

f_5^* : valor ideal de corte de carga. O ideal é déficit nulo, assim, $f_5^* = 0$;

f_5^{max} : pior caso de corte de carga. O pior caso é corte total, ou seja, soma de toda a carga, com $f_5^{max} = \mathbf{u}^T \times \mathbf{Pd}_{Total}$; onde \mathbf{Pd}_{Total} é um vetor que contém sequencialmente as cargas por patamares desde o primeiro até o último período:

Com as considerações descritas, o problema passa a ser descrito pela equação (5.14):

$$\min \left(\frac{f_1}{f_1^{max}} \right) + \left(\frac{f_2}{f_2^{max}} \right) + \left(\frac{f_3}{f_3^{max}} \right) + \left(\frac{f_4}{f_4^{max}} \right) + \left(\frac{f_5}{f_5^{max}} \right) \quad (5.14)$$

5.4 Etapa 3 – Pós-Processamento dos dados

Essa é a etapa final da metodologia proposta e tem por finalidade processar todos os dados referentes ao indivíduo melhor adaptado obtido como resultado da Etapa 2. O fluxograma da Figura 5.6 representa essa etapa.

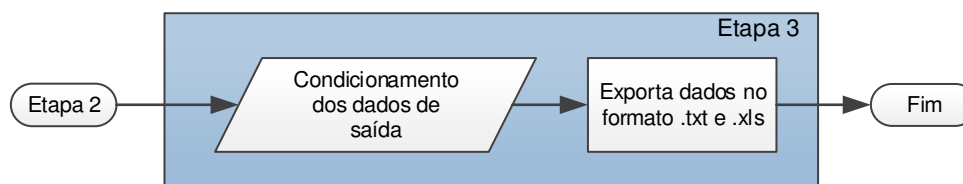


Figura 5.6 – Fluxograma da Etapa 3

Fonte: Autor

Após o processamento do indivíduo melhor adaptado, todas as informações referentes a este e outras referentes a simulação podem ser dispostas numa planilha, ou exportadas para um arquivo de texto.

5.5 Considerações finais do capítulo

Este capítulo teve por finalidade apresentar a formulação do problema de despacho hidrotérmico de tal forma que possa ser solucionado por algoritmo genético. A metodologia foi dividida em 3 etapas que se relacionam sequencialmente. A primeira etapa é a responsável pela codificação do indivíduo. A segunda etapa pode ser considerada o *core* da metodologia, pois é nessa etapa que as metas energéticas são definidas e verificadas. Essa verificação é feita período a período com o auxílio do FEO. É também nessa etapa que as funções que compõem a função objetivo são resolvidas. A última etapa é responsável por processar todos os dados referentes ao indivíduo melhor adaptado obtido como resultado da Etapa 2, tais como, *Fitness* e o tempo de simulação.

CAPÍTULO 6: SIMULAÇÕES E RESULTADOS

6.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados pertinentes às simulações do método descrito no Capítulo 5. Toda metodologia foi implementada na plataforma Matlab 7.10.0 (R2010a). As simulações foram realizadas em um computador Intel(R) Core(TM) i7-3770 CPU @ 3.40GHz, RAM de 16,0 GB com SO Windows 7. O sistema adotado nas simulações foi o sistema de 33 barras proposto por ALVES, (2007), cujos dados encontram-se nos anexos de 1 a 4. A potência base adotada tanto nas simulações quanto na apresentação dos resultados é de 100 MVA.

A Figura 6.1 ilustra o diagrama unifilar do sistema utilizado nas simulações.

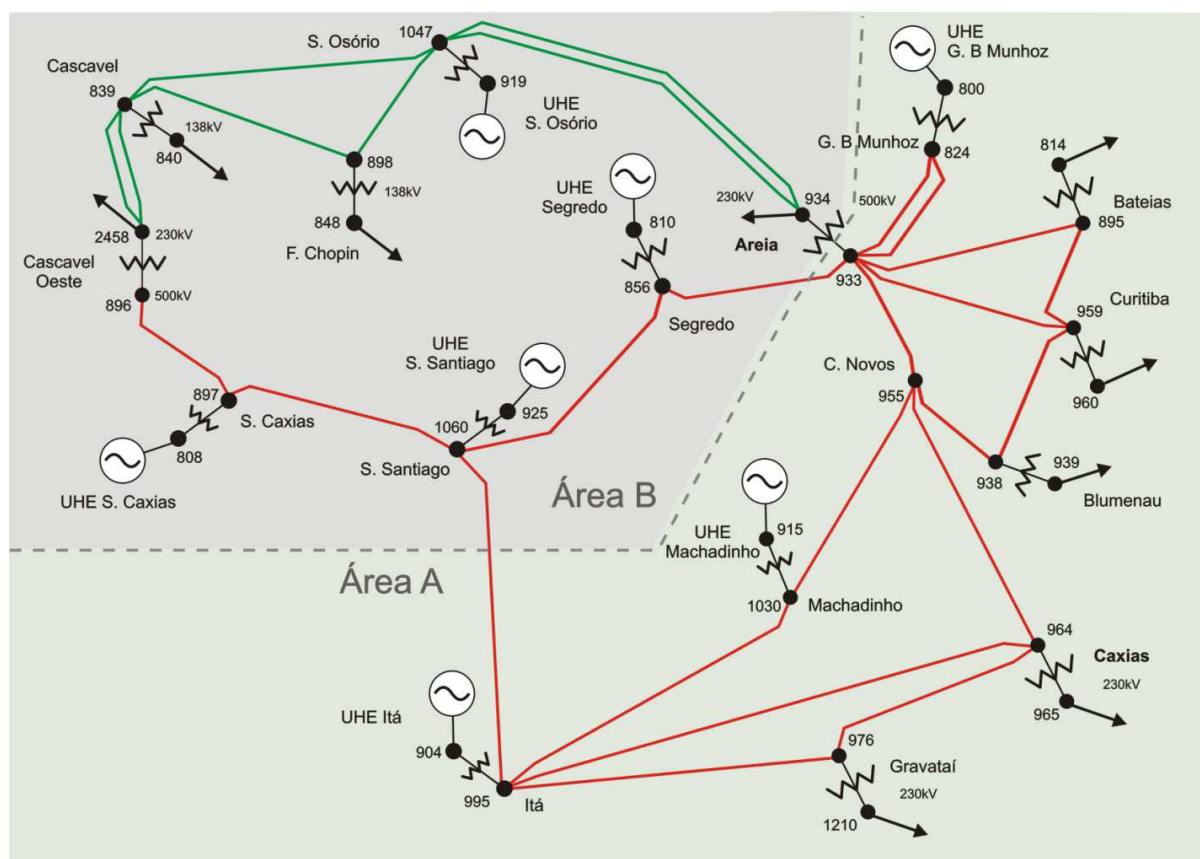


Figura 6.1 – Diagrama unifilar do sistema teste a ser adotado para o modelo piloto

Fonte: ALVES (2007)

A Figura 6.2 ilustra as cascatas do sistema energético utilizado nas simulações.

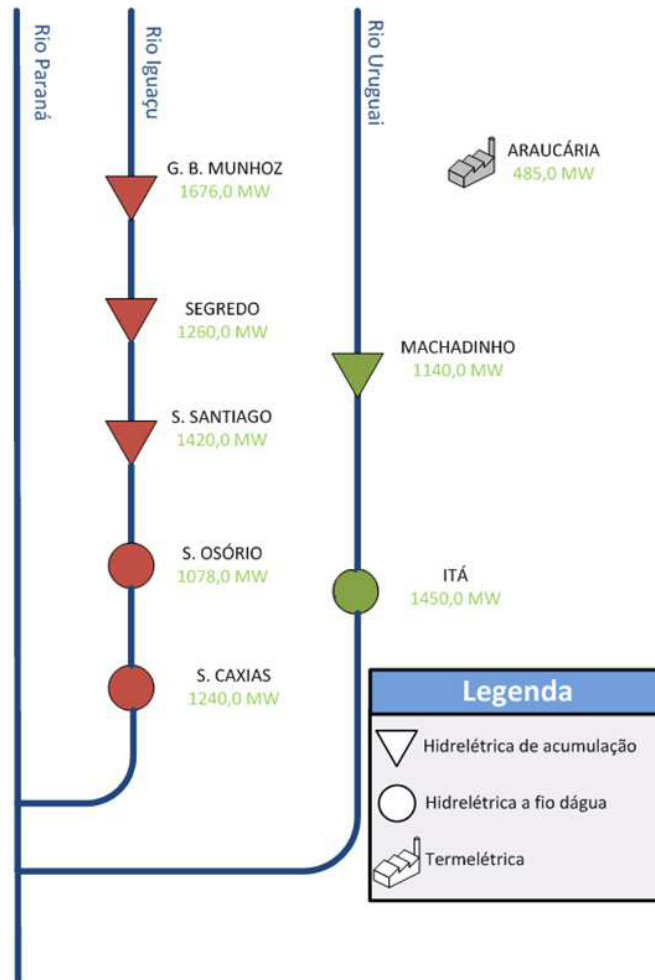


Figura 6.2 – Cascatas consideradas no sistema teste

Fonte: (BESSA, 2008)

A Figura 6.3 mostra a codificação de um indivíduo, considerando os sete reservatórios e os np períodos de estudo. Cada gene do indivíduo é a representação do volume útil (%) de cada um dos reservatórios.

[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]		[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]
Bento Munhoz	Salto Caxias	Segredo	Itá	Machdinho	Salto Osório	Salto Santiago	...	Bento Munhoz	Salto Caxias	Segredo	Itá	Machdinho	Salto Osório	Salto Santiago	
Período 1							...	Período np							

Figura 6.3 – Indivíduo para o sistema teste de 33 barras

Fonte: O Autor (2013)

6.2 Dados de entrada

Os dados de entrada são aqueles ilustrados dentro da Etapa 1 do fluxograma da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Os dados que não são configuráveis constam os anexos e a Tabela 6.1 lista os dados que são configuráveis e seus respectivos valores. Em todas as simulações os dados configuráveis foram mantidos constantes, pois isso permite uma análise consistente e metódica dos resultados.

Tabela 6.1 – Parâmetros de entrada configuráveis

Parâmetro	Valor
Número de períodos de estudo	60
Número de patamares	3 (leve, médio e pesado)
Ano de início do estudo	1998
Mês de início do estudo	Janeiro
Volume inicial dos reservatórios (%)	80%
Volume final ao término do período de estudo (%)	80%
Pesos das funções objetivo (W1.F1; W2.F2; W3.F3; W4.F4; W5.F5; W6.F6)	(W1=15; W2=20; W3=50; W4=0,5; W5=50)
Tamanho da população	20

Os ajustes propostos na Tabela 6.1 para os valores dos pesos das funções objetivos foram obtidos após várias simulações que buscaram obter um compromisso ideal entre os critérios analisados.

6.3 Parâmetros do AG

Nas simulações foi utilizado o *toolbox* “*Global Optimization Toolbox*” do Matlab, onde o AG está inserido. A ferramenta possibilita ao usuário à configuração de diversos parâmetros que podem ou não ser obrigatórios. A Tabela 6.2 ilustra as opções de configuração utilizadas para todas as simulações realizadas neste trabalho. Essas opções estão descritas no APÊNDICE A – Algoritmo Genético.

Tabela 6.2 – Parâmetros de simulação utilizados no AG

Parâmetro	Valor
Número de gerações	400
Função de cruzamento	Aritimética
Função de mutação	@mutationadaptfeasible, 0.045
Limites dos valores da população	Volumes máximos e mínimos dos reservatórios
Fração de migração	0.8
Intervalo de migração	10
Elitismo	4
Tamanho da população	20
Função de seleção	@selectionroulette
<i>StallGenLimit</i>	350
População inicial	Reservatórios com a porcentagem do volume especificado pelo usuário
Tempo limite de simulação	<i>Inf</i>
Limite do valor da função <i>fitness</i>	<i>-Inf</i>

6.4 Resultados para o Sistema de 33 barras sem limitação de transmissão

A seguir, serão apresentados os resultados da metodologia proposta que foram obtidos utilizando-se a série hidrológica do mês de Janeiro do ano de 1998.

A Figura 6.4 e a Figura 6.5 ilustram respectivamente perfil do volume armazenado e o regime de vazões vertidas, turbinadas e de aflúncias ao reservatório para cada período do horizonte de estudo, para o reservatório de Machadinho.

Pode-se observar na Figura 6.4 que o volume do reservatório da usina Machadinho se manteve próximo da cota máxima do reservatório ao longo dos 60 períodos de estudo. A vazão turbinada por sua vez foi máxima em todos os períodos em que a vazão afluente possibilitou tal operação.

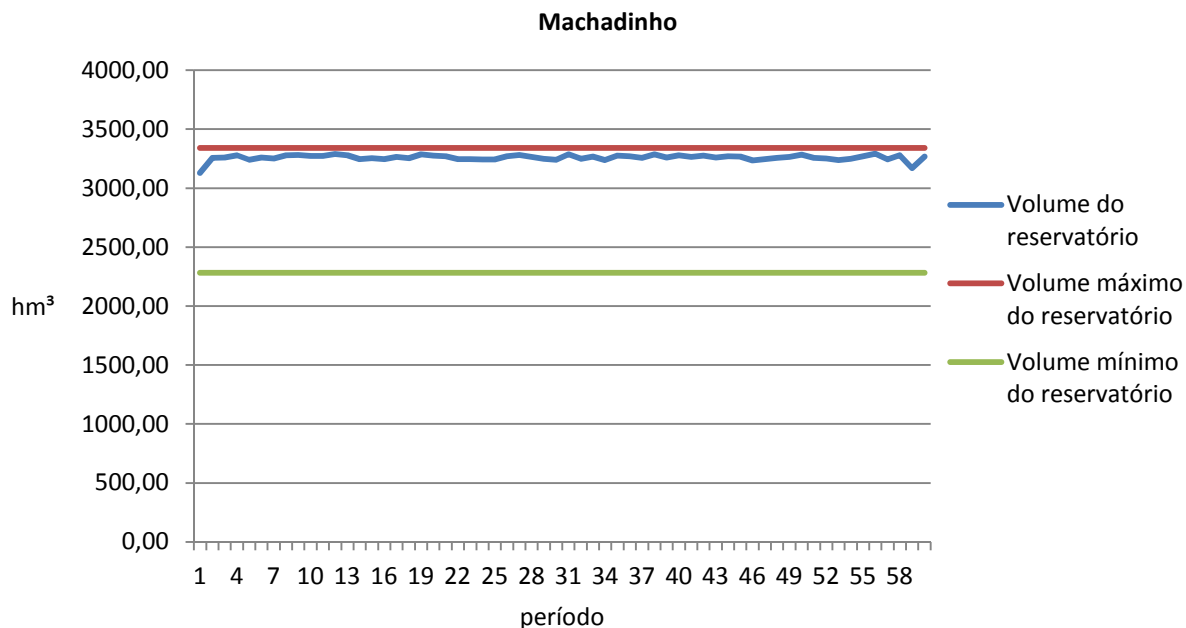


Figura 6.4 – Volume do reservatório para a usina de Machadinho

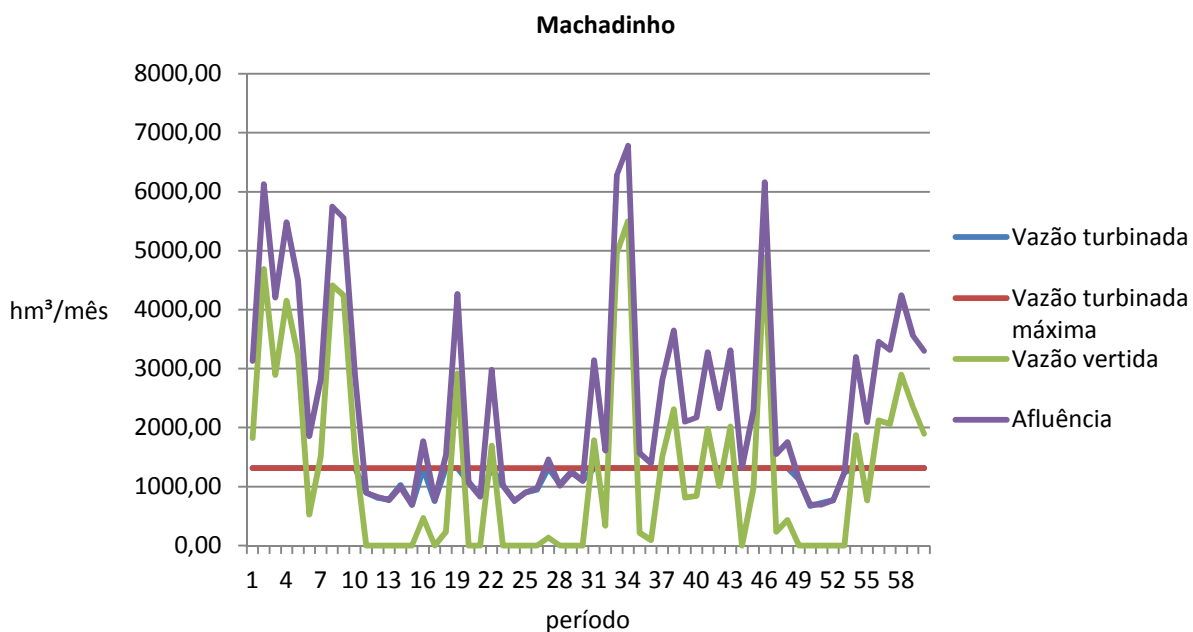


Figura 6.5 – Regime de vazões para o reservatório de Machadinho

A Figura 6.6 e a Figura 6.7 respectivamente perfil do volume armazenado e o regime de vazões vertidas, turbinadas e de afluições ao reservatório para cada período do horizonte de estudo, para o reservatório de Segredo.

Similarmente ao reservatório da usina Machadinho, o volume do reservatório da usina de Segredo também se manteve próximo à cota máxima. Os valores de vazão turbinada também se mantiveram próximos ou iguais ao valor máximo.

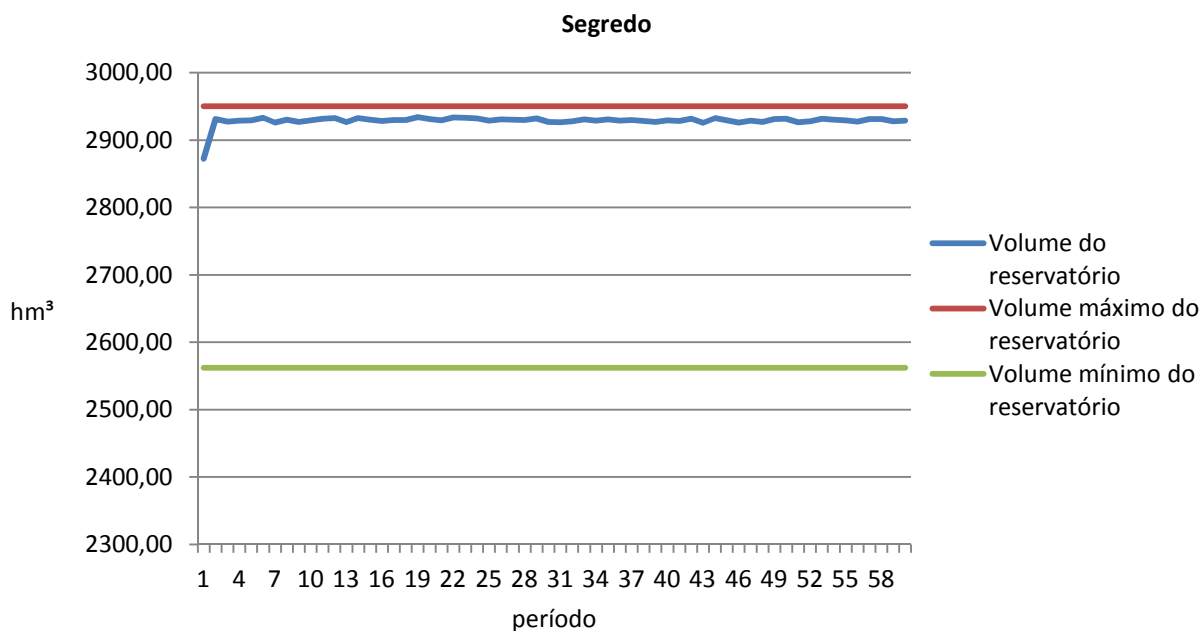


Figura 6.6 – Volume do reservatório para a usina de Segredo

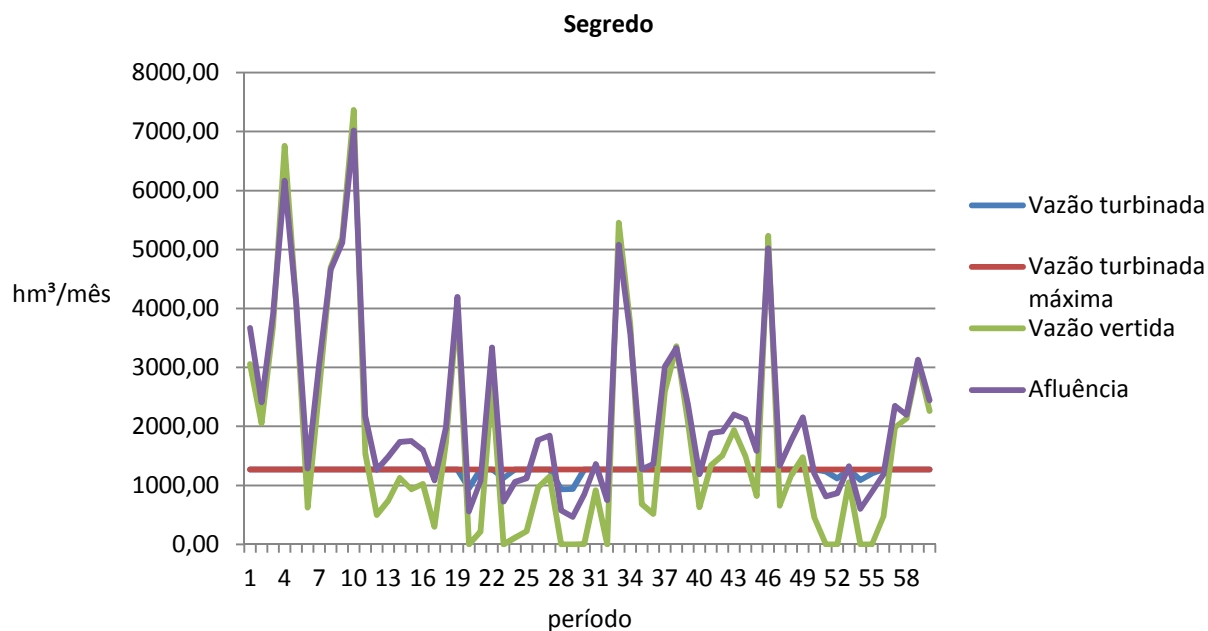


Figura 6.7 – Regime de vazões para o reservatório de Segredo

A Figura 6.8 e a Figura 6.9 ilustram respectivamente perfil do volume armazenado e o regime de vazões vertidas, turbinadas e de afluições ao reservatório para cada período do horizonte de estudo, para o reservatório de Bento Munhoz.

O volume do reservatório da usina Bento Munhoz apresentou grande variabilidade ao longo dos 60 períodos de estudo, porém, assim como nos reservatórios de Machadinho e Segredo, a variação se deu próxima a cota máxima do reservatório.

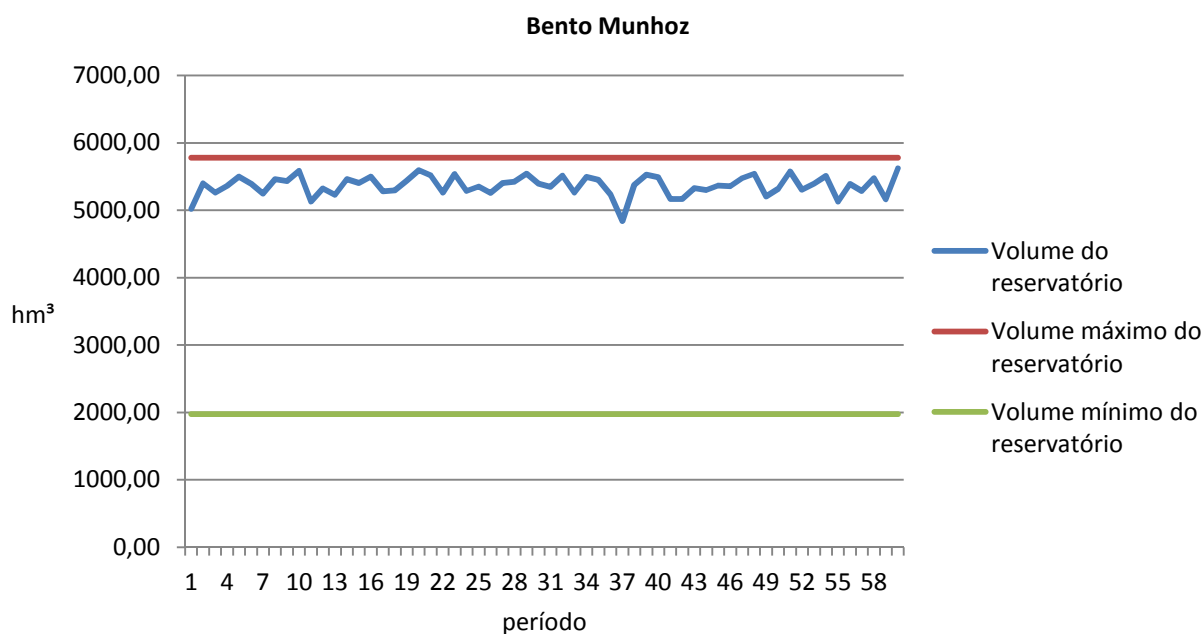


Figura 6.8 – Volume do reservatório para a usina de Bento Munhoz

Os valores de vazões turbinadas para esse reservatório não apresentaram grande variabilidade e diferentemente dos reservatórios de Machadinho e Segredo, em nenhum momento a vazão turbinada se igualou ao valor máximo permitido.

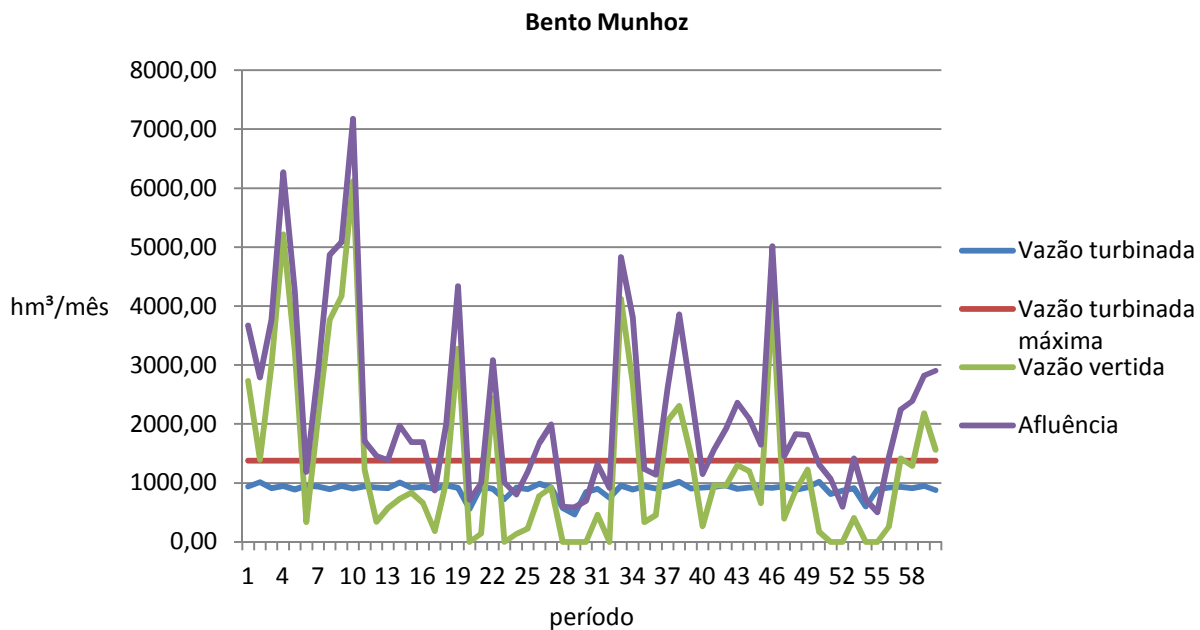


Figura 6.9 – Regime de vazões para o reservatório de Bento Munhoz

A Figura 6.10 e a Figura 6.11 ilustram respectivamente perfil do volume armazenado e o regime de vazões vertidas, turbinadas e de afluições ao reservatório para cada período do horizonte de estudo, para o reservatório de Itá.

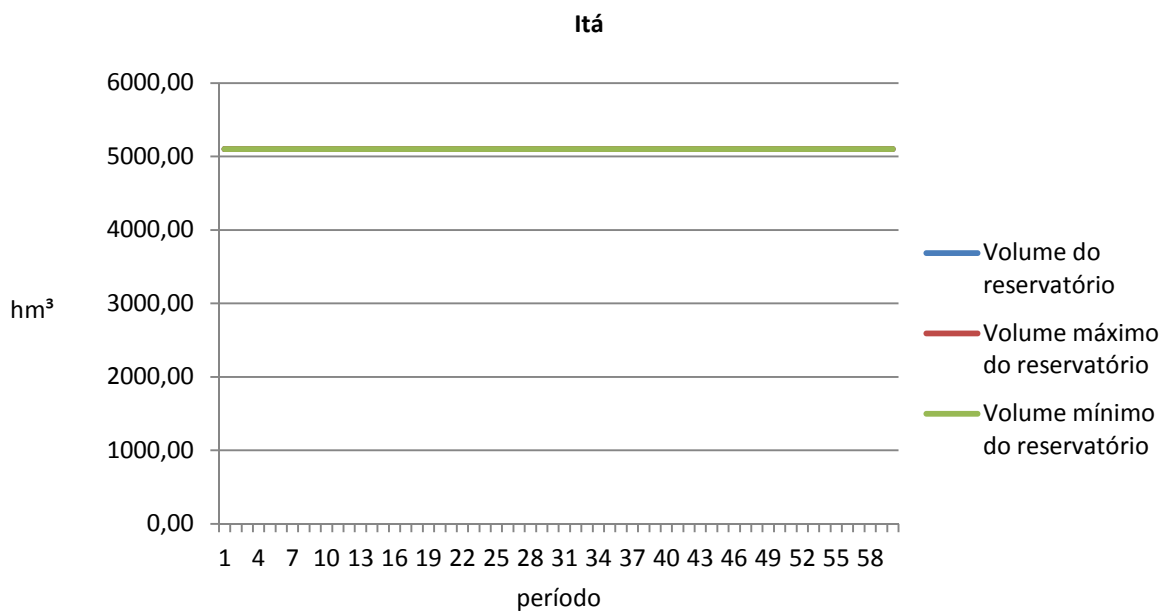


Figura 6.10 – Volume do reservatório para usina de Itá

O reservatório da usina Itá é a fio d'água, portanto, dados os limites máximos e mínimos, seu volume é constante ao longo dos 60 períodos de estudo.

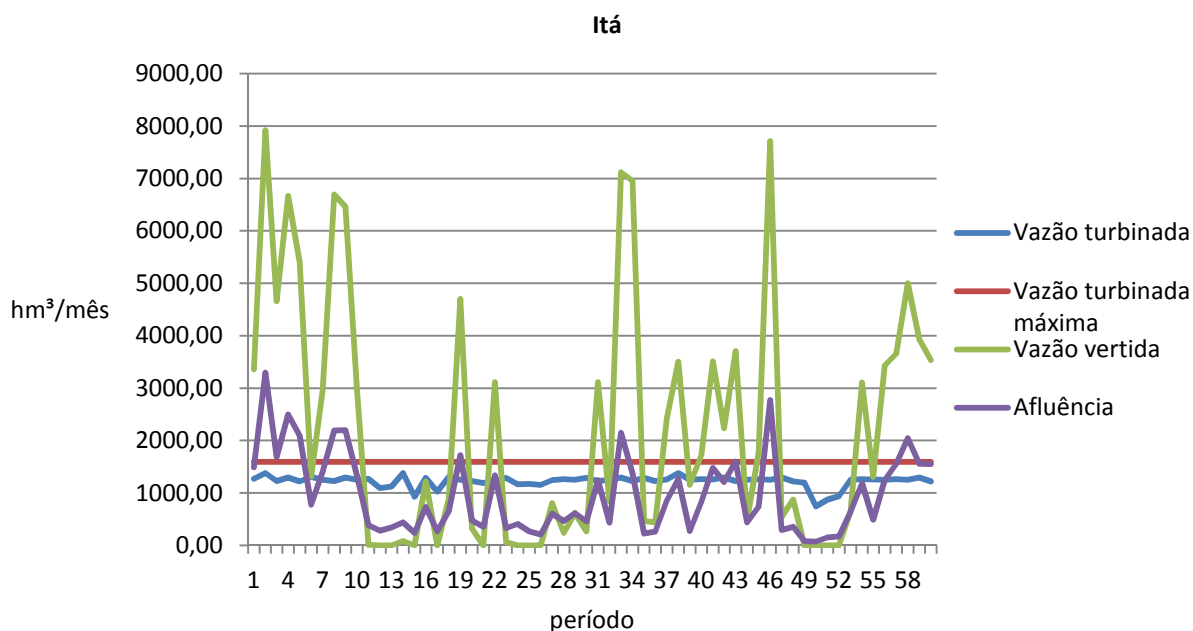


Figura 6.11 – Regime de vazões para o reservatório de Itá

Assim como na usina Bento Munhoz os valores de vazão turbinada para o reservatório de Itá se manteve abaixo do valor máximo em todos os períodos de estudo.

A Figura 6.12 e a Figura 6.13 ilustram respectivamente perfil do volume armazenado e o regime de vazões vertidas, turbinadas e de afluências ao reservatório para cada período do horizonte de estudo, para o reservatório de Salto Santiago.

O volume do reservatório da usina Salto Santiago apresentou grande variabilidade ao longo dos 60 períodos de estudo. As vazões turbinadas, entretanto se mantiveram praticamente constantes e em nenhum período atingiu o limite máximo.

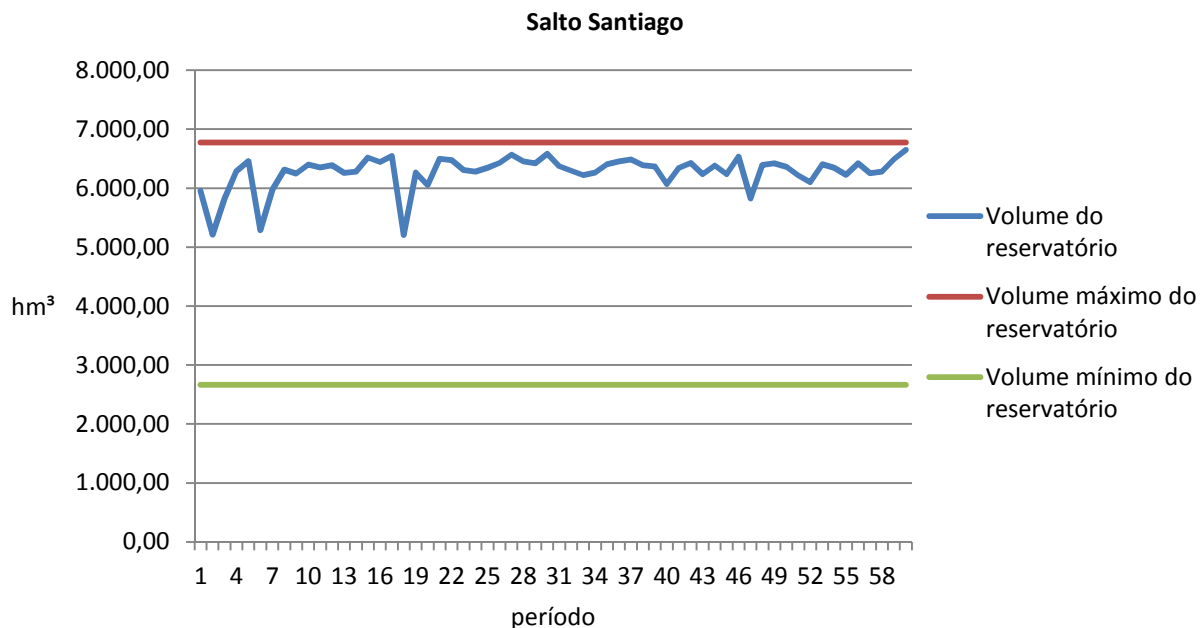


Figura 6.12 – Volume do reservatório para a usina de Salto Santiago

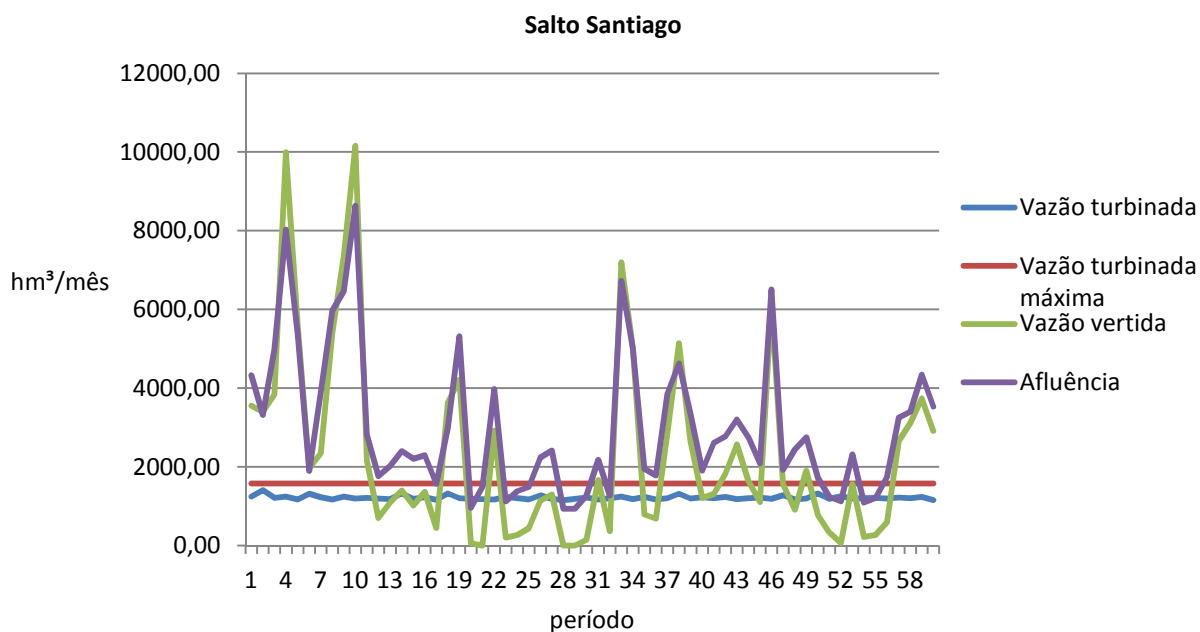


Figura 6.13 – Regime de vazões para o reservatório de Salto Santiago

A Figura 6.14 e a Figura 6.15 ilustram respectivamente perfil do volume armazenado e o regime de vazões vertidas, turbinadas e de afluências ao reservatório para cada período do horizonte de estudo, para o reservatório de Salto Osório.

O reservatório da usina Salto Osório é a fio d'água, portanto, dados os limites máximos e mínimos, seu volume é constante ao longo dos 60 períodos de estudo.

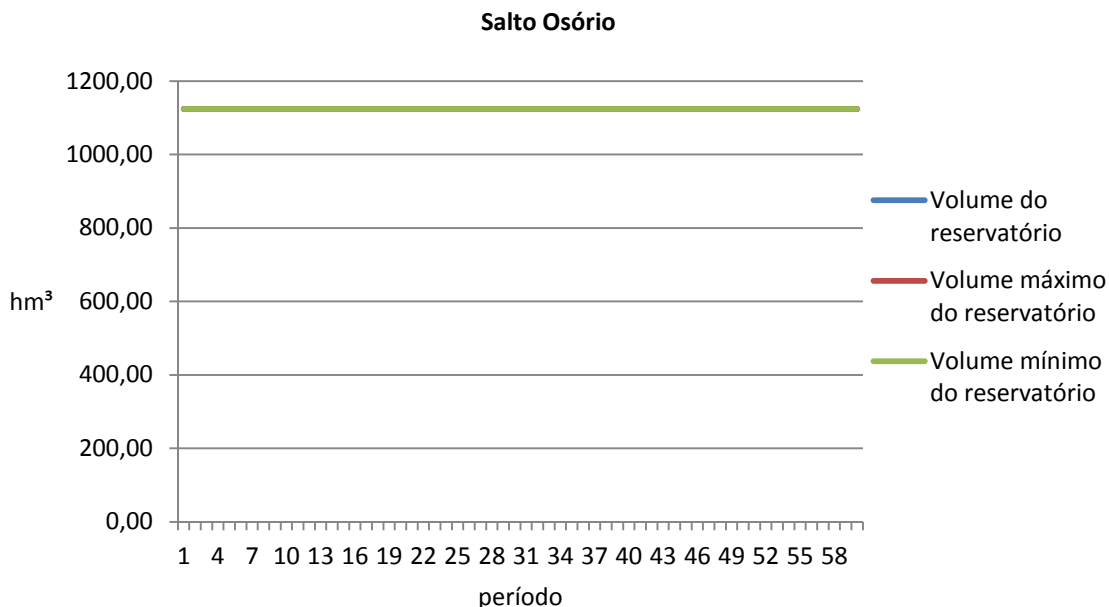


Figura 6.14 – Volume do reservatório para a usina de Salto Osório

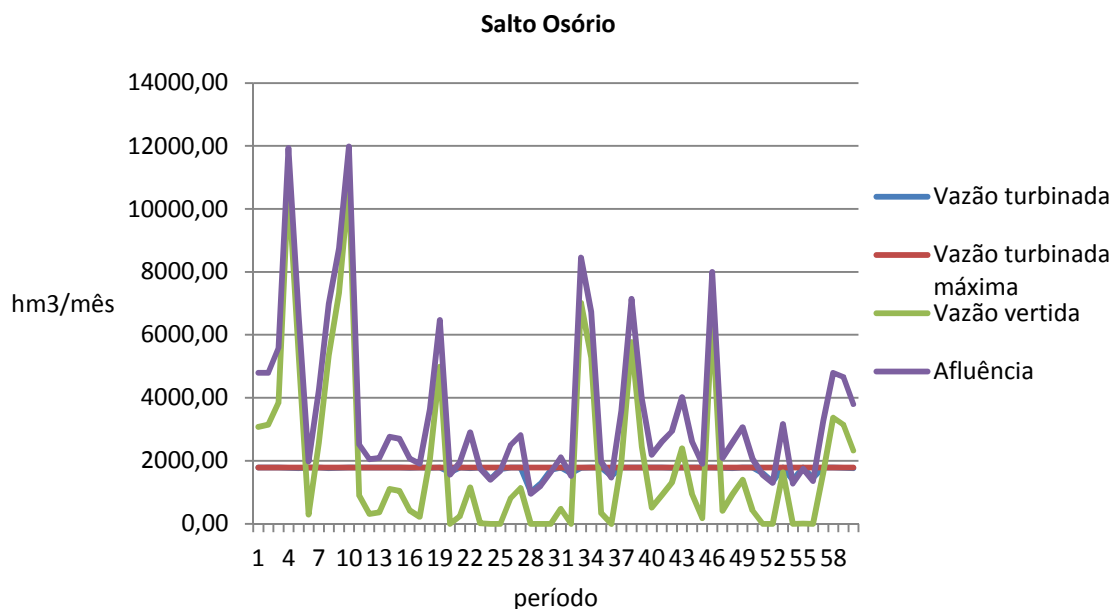


Figura 6.15 – Regime de vazões para o reservatório de Salto Osório

Para o reservatório da usina Salto Osório os valores de vazão turbinada se mantiveram constantes e iguais ao máximo valor de vazão turbinada permitível.

A Figura 6.16 e a Figura 6.17 ilustram respectivamente perfil do volume armazenado e o regime de vazões vertidas, turbinadas e de afluições ao reservatório para cada período do horizonte de estudo, para o reservatório de Salto Caxias.

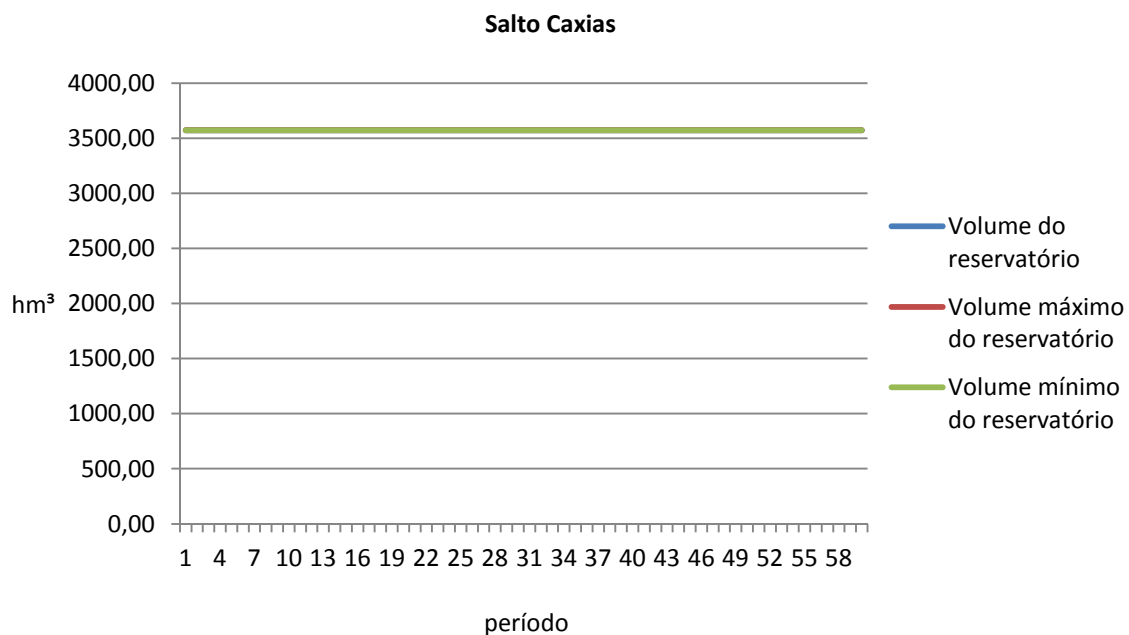


Figura 6.16 – Volume do reservatório para a usina de Salto Caxias

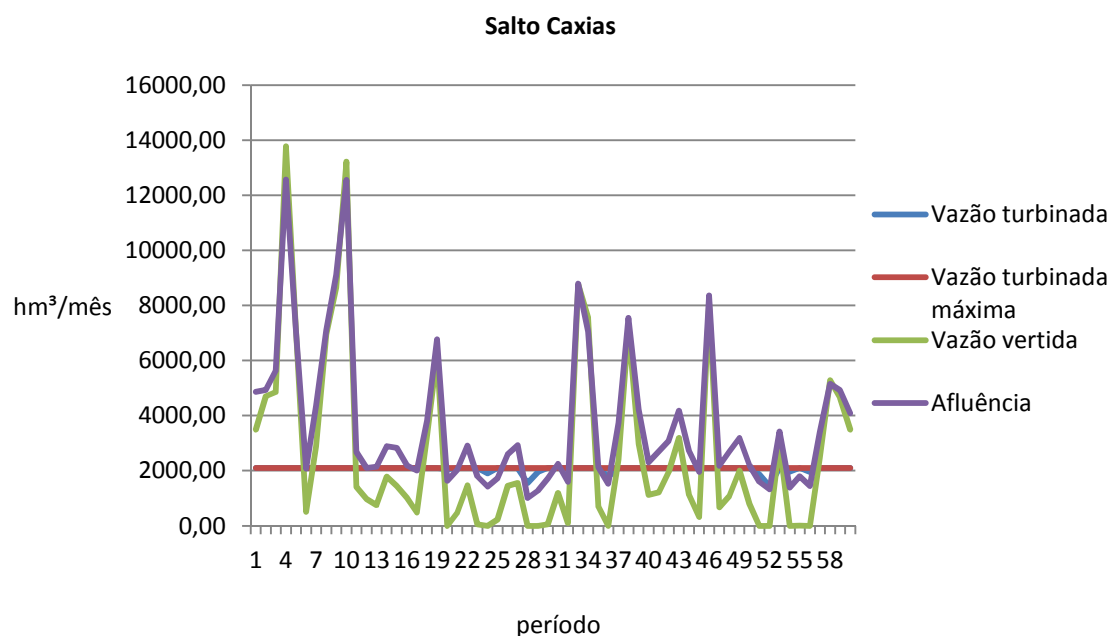


Figura 6.17 – Regime de vazões para o reservatório de Salto Caxias

O reservatório da usina Salto Caxias é a fio d’água, portanto, dados os limites máximos e mínimos, seu volume é constante ao longo dos 60 períodos de estudo. Assim como na usina de Salto Osório os valores de vazões turbinadas se mantiveram constantes e iguais ao máximo valor permissível.

Concomitantemente à obtenção dos volumes e vazões, foram calculadas as metas energéticas e uma vez que para cada período um FEO é resolvido, os valores de potência gerados também foram obtidos.

Da Figura 6.18 a Figura 6.24 são ilustrados os valores das metas energéticas para cada usina e quanto cada usina efetivamente gerou em cada período. As figuras também mostram que para esse caso todas as metas previstas, para cada uma das usinas, foram efetivamente utilizadas.

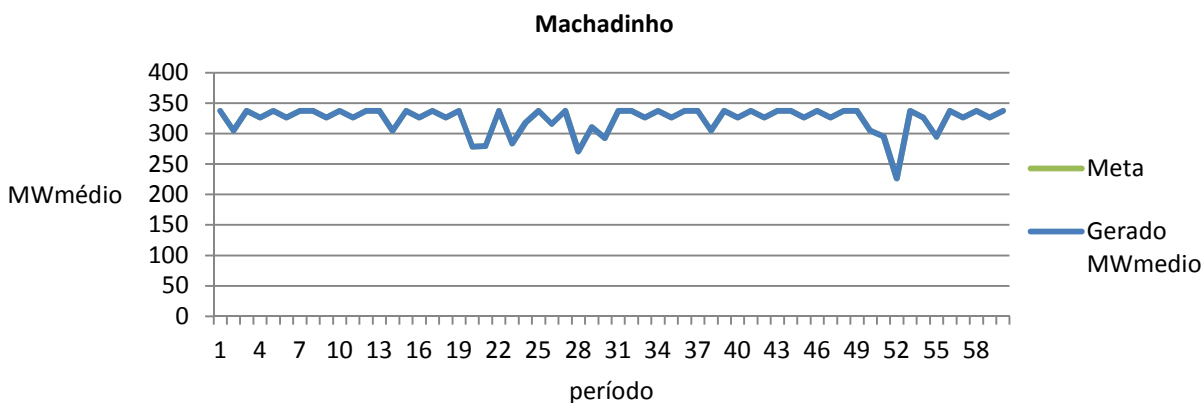


Figura 6.18 – Meta e total gerado para a usina de Machadinho

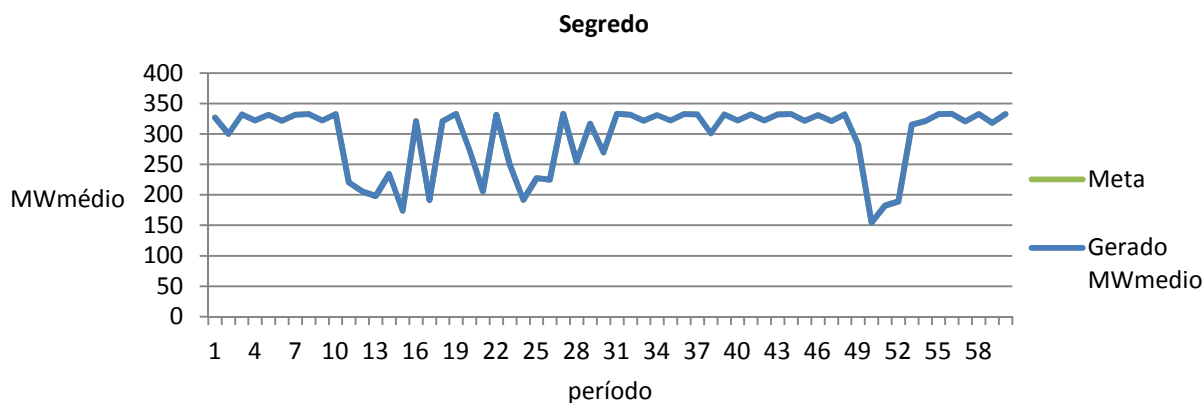


Figura 6.19 – Meta e total gerado para a usina de Segredo

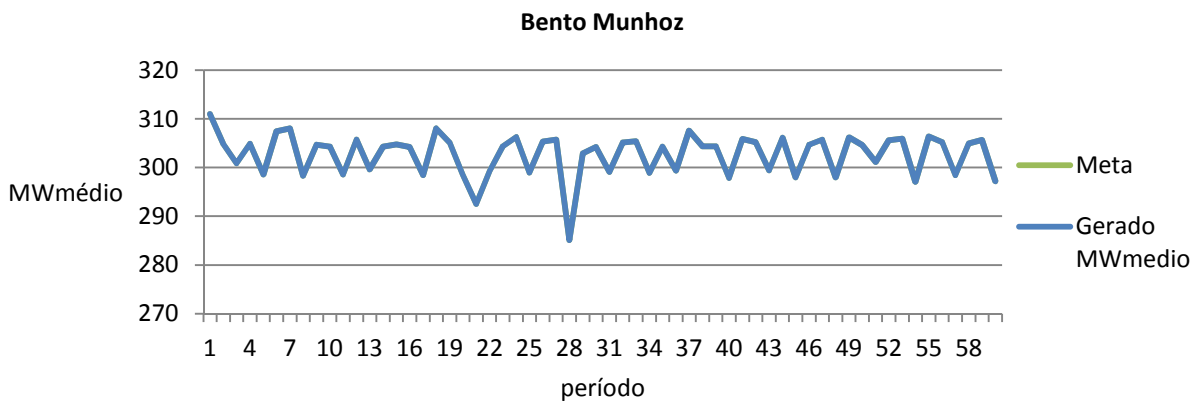


Figura 6.20 – Meta e total gerado para a usina de Bento Munhoz

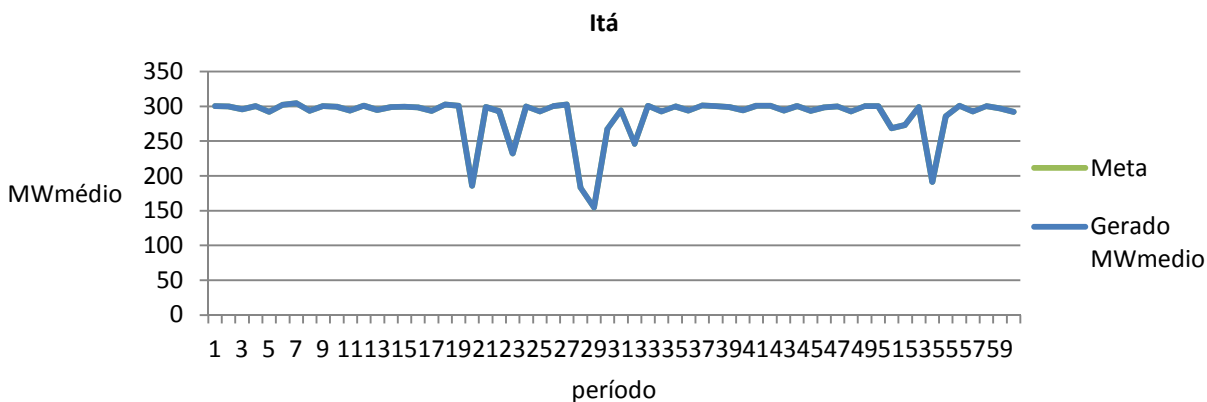


Figura 6.21 – Meta e total gerado para a usina de Itá

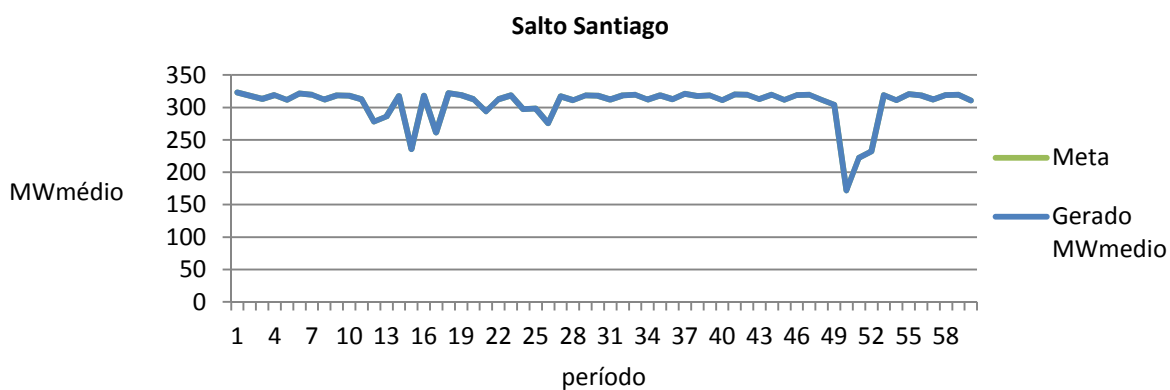


Figura 6.22 – Meta e total gerado para a usina de Salto Santiago

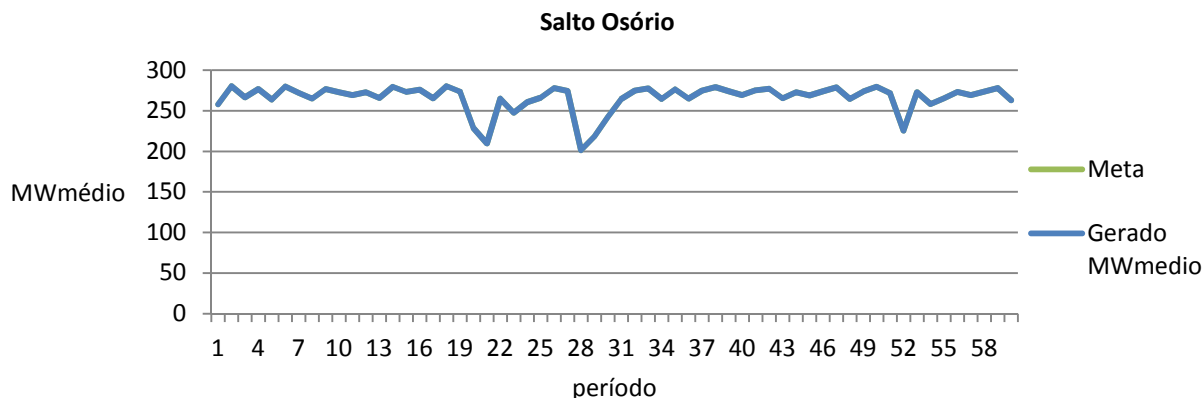


Figura 6.23 – Meta e total gerado para a usina de Salto Osório

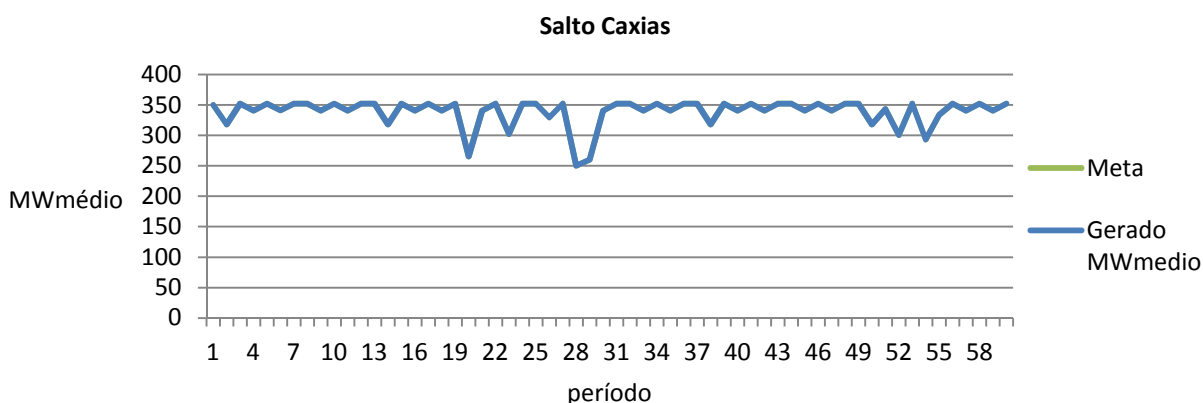


Figura 6.24 – Meta e total gerado para a usina de Salto Caxias

A Figura 6.25 apresenta o balanço de energia total por período. A curva de geração total é composta pela soma das gerações das usinas hidráulicas, térmicas e fictícias. A demanda é considerada constante ao longo dos cinco anos de estudo, ou seja, não foi considerado o crescimento gradual da carga ao longo do período de estudo, entretanto fez-se diferenciação quanto ao número de dias de cada mês e essa distinção fornece uma demanda variável mês a mês. Pode-se observar que a demanda foi atendida mês a mês ao longo do período de estudo.

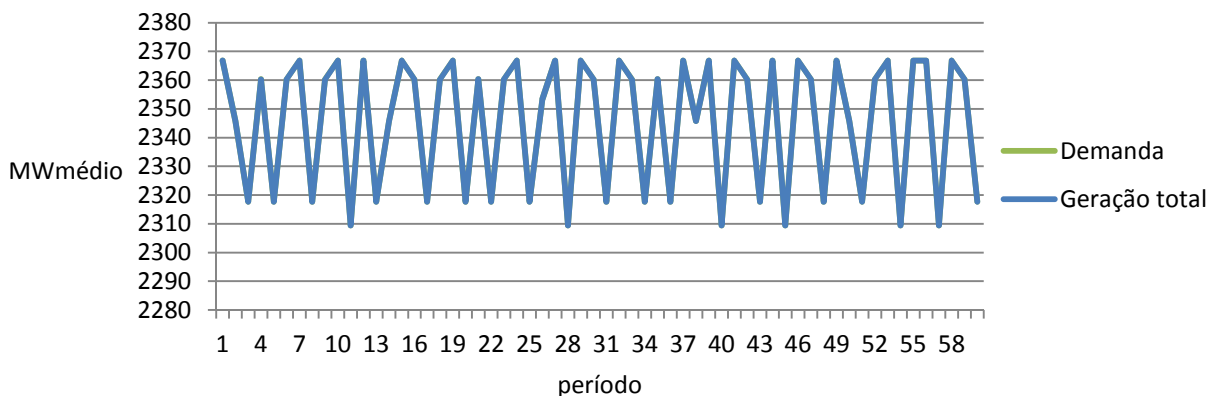


Figura 6.25 – Demanda e geração para o sistema teste 33 barras

A Figura 6.25 requer uma análise mais profunda, uma vez que não se pode distinguir se algum período ou quais períodos apresentaram valores de geração fictícia. A Figura 6.26 ilustra separadamente a contribuição advinda dos geradores hidroelétricos, fictícios e térmico.

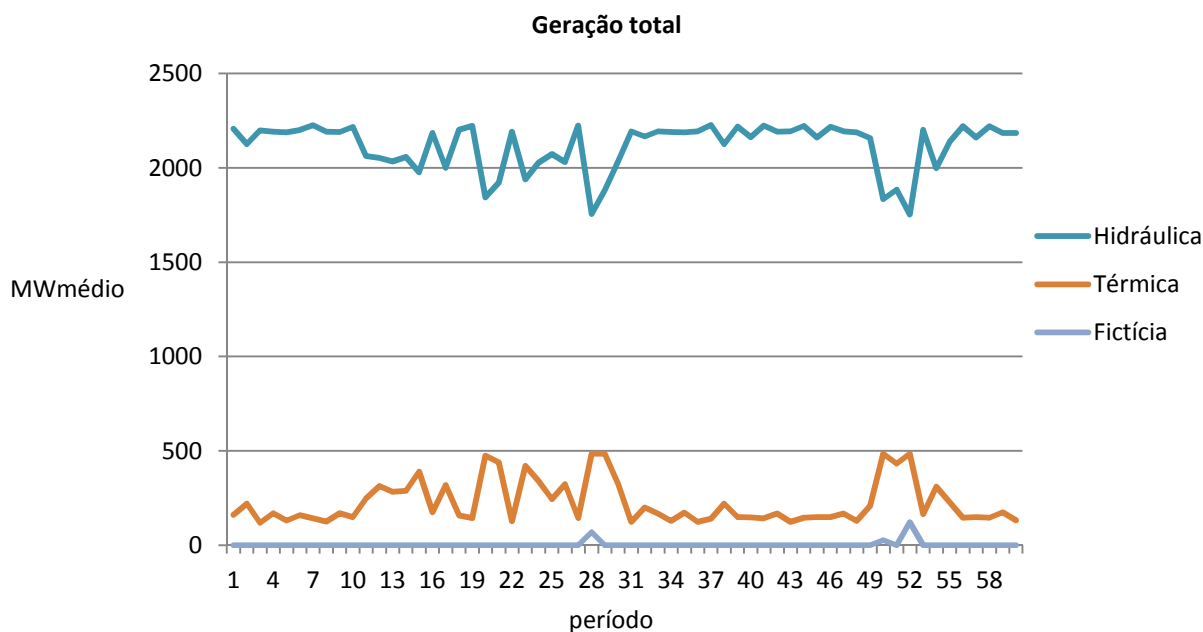


Figura 6.26 – Detalhe de geração para cada um dos tipos de geradores

A Figura 6.26 evidencia a ocorrência de déficit de energia no período 52. O não atendimento da demanda pode ocorrer por diversos motivos, os mais comuns são, gargalos de transmissão de energia, violação dos limites operativos das máquinas e a estiagem.

Para esse caso, os limites operativos das máquinas e os limites de transmissão das linhas não foram atingidos, entretanto, as metas energéticas para os períodos em questão foram completamente utilizadas. Isso implica dizer que as metas, para os períodos 28, 50 e 52 foram insuficientes para o atendimento da demanda. Pode-se explicar essa insuficiência de metas através dos gráficos de regimes de vazões, pois se observa que nesses períodos as afluências foram baixas quando comparadas aos outros períodos.

A Tabela 6.3 e a Tabela 6.6 ilustram respectivamente o custo total de geração térmica total e custo total de geração fictícia total para o presente caso em que não ocorreram limitações de transmissão.

Tabela 6.3 – Custo total de geração térmica para os caso sem limitação de transmissão

Caso	Custo total de geração térmica
Caso sem limitação de transmissão (u.m)	449572,8545

Tabela 6.4 – Custo total de geração fictícia para o caso sem limitação de transmissão

Caso	Custo total de geração fictícia
Caso sem limitação de transmissão (u.m)	1557,6705

6.4.1 Estatísticas da simulação

A Tabela 6.5 reúne os valores de cada função objetivo bem como os pesos associados a elas.

Tabela 6.5 – Valores das funções objetivo e seus respectivos pesos

Função	Peso	Valor
F1	15	0,002724
F2	20	0,379087
F3	50	0,555643
F4	0,5	0,233653
F5	50	0,079520
Total		1,250626

A Tabela 6.6 ilustra o tempo de simulação para esse caso, onde nenhum limite transmissão foi atingido.

Tabela 6.6 – Tempo de simulação para o caso sem limitação de transmissão

Caso	Tempo de Simulação
Caso sem limitação de transmissão	4,64 horas

6.5 Resultados para o sistema de 33 barras com limitação de transmissão

A seção anterior ilustrou os resultados obtidos para o sistema de 33 barras onde nenhuma restrição de transmissão foi imposta. Este capítulo apresenta os resultados obtidos para o mesmo sistema, porém limitando-se a capacidade de transmissão da linha de intercâmbio, que interliga as barras 856 (Area B) – 933 (Area A), em 30% de sua capacidade nominal. O critério de 30% foi escolhido arbitrariamente, apenas com a finalidade de reduzir drasticamente a capacidade de transmissão da linha em questão.

Os dados de entrada e os parâmetros do AG utilizados nessa simulação são os mesmos dispostos na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2.

6.5.1 Geração total

O gráfico de geração total tem por finalidade fornecer um panorama da distribuição de geração entre os geradores hidráulicos, térmicos e fictícios. Essa figura serve de base para qualquer análise posterior, pois, a partir dela podem-se identificar mais facilmente os motivos que levaram a essa distribuição de geração.

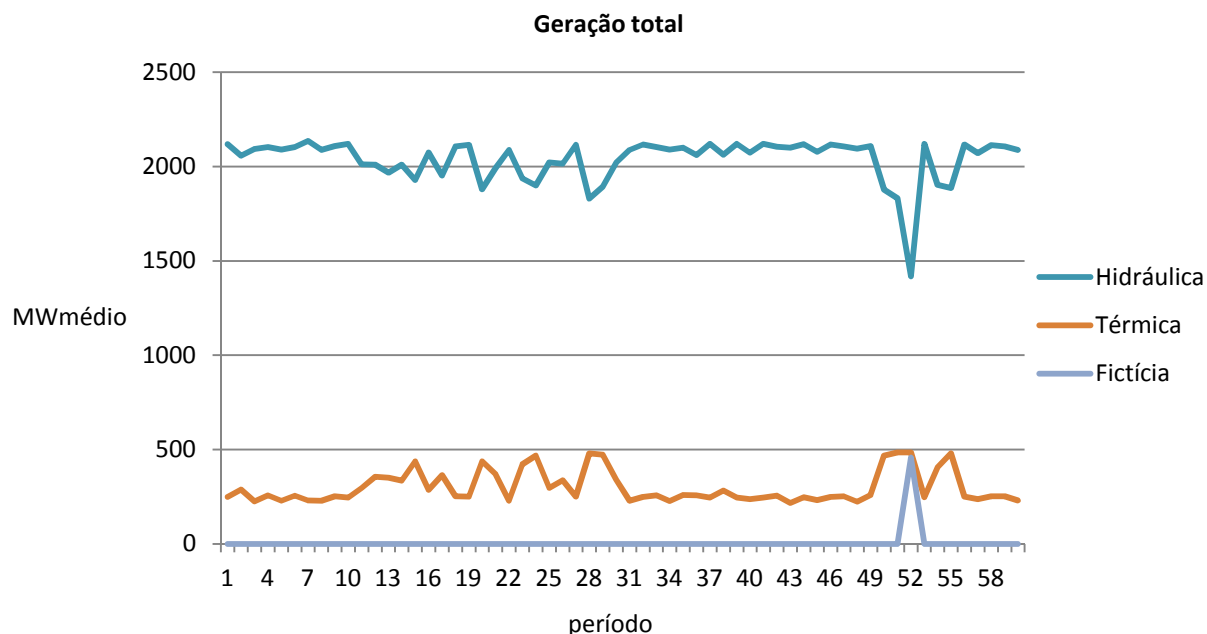


Figura 6.27 – Geração total para o caso com restrição de transmissão

A figura anterior evidencia a ocorrência de déficit de energia no período 52. A fim de salientar as diferenças entre os resultados do capítulo anterior com os do presente capítulo, todos gráficos que se seguem confrontam os resultados para ambos os casos. O resultado apresentado pela Figura 6.27 será discutido juntamente com a apresentação dos gráficos de comparação.

6.5.2 Fluxos nas linhas de intercâmbio

A monitoração dos limites de fluxo apontou a linha 856-933 como tendo seu limite máximo atingido. As barras verticais da Figura 6.28 indicam os períodos em que isso ocorreu. As demais barras, que correspondem às linhas 934-933 e 995-1060, não estão visíveis, pois não tiveram seus limites atingidos em nenhum período do horizonte de estudo.

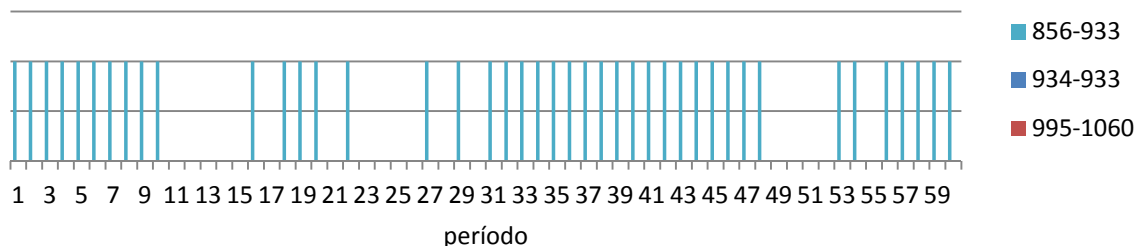


Figura 6.28 – Períodos em que os limites das linhas foram atingidos

6.5.3 Volumes

Todas as figuras a seguir ilustram os volumes para cada um dos reservatórios para os casos sem e com limitação de transmissão. A Figura 6.29 ilustra os valores de volumes para o caso sem e com limitação de transmissão para o reservatório da usina Machadinho. Pode-se observar grande variabilidade entre os volumes do reservatório para os dois casos, com destaque para os períodos 8, 30, 36, 40, 44 e 51.

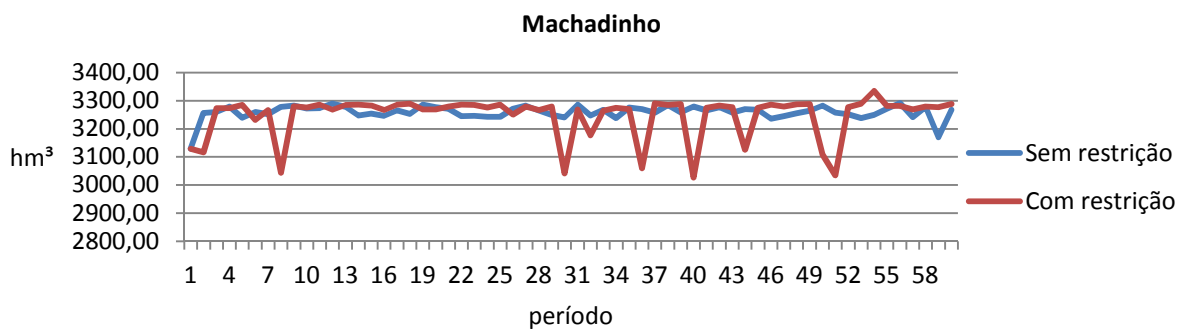


Figura 6.29 – Volume do reservatório de Machadinho para o caso sem e com limitação de transmissão

Os volumes dos reservatórios de Segredo, Bento Munhoz e Salto Santiago para os casos com e sem limitação foram muito semelhantes, e dada a ordem de grandeza dos valores pode-se dizer que a diferença entre ambos é desprezível.

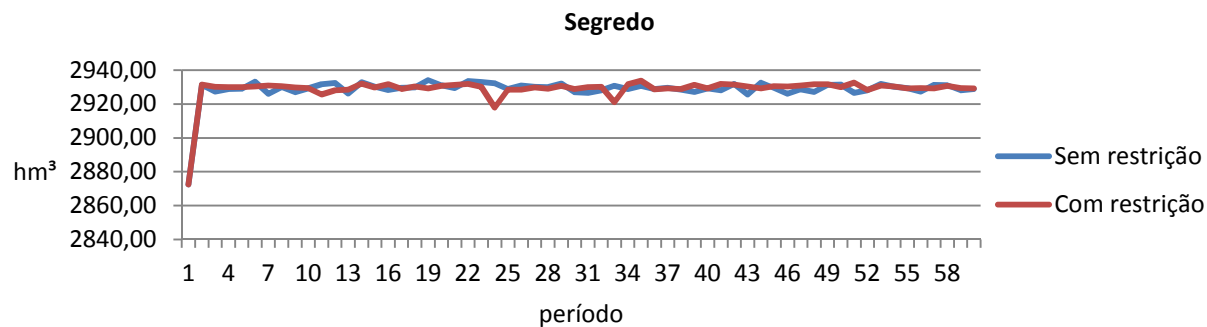


Figura 6.30 – Volume do reservatório de Segredo para o caso sem e com limitação de transmissão

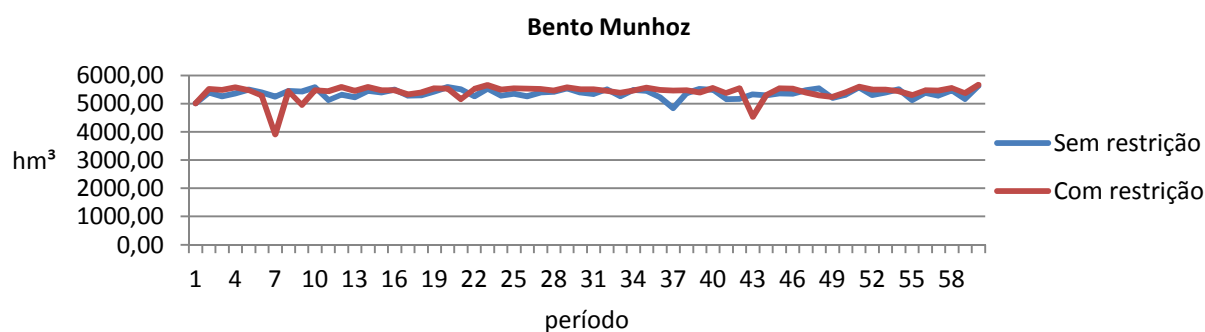


Figura 6.31 – Volume do reservatório de Bento Munhoz para o caso sem e com limitação de transmissão

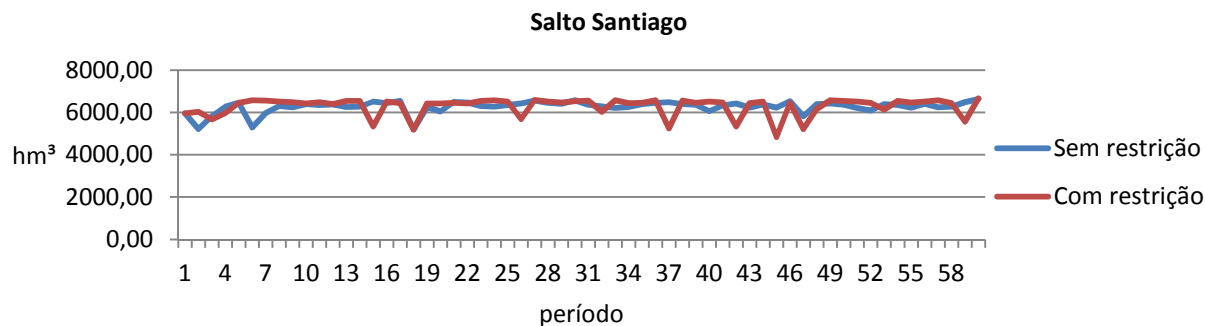


Figura 6.32 – Volume do reservatório de Salto Santiago para o caso sem e com limitação de transmissão

Os reservatórios de Itá, Salto Osório e Salto Caxias são a fio d’água, portanto, neste trabalho, o volume é considerado constante ao longo de todo o período de estudo.

6.5.4 Metas energéticas

As figuras a seguir ilustram as metas energéticas para cada uma das usinas geradoras para os casos sem e com restrição de transmissão. O intuito dessa comparação é mostrar como as metas energéticas são modificadas ou redistribuídas de forma a compensar a limitação na linha de intercâmbio.

Segundo a Figura 6.33, observa-se que as metas energéticas para a usina de Machadinho foram praticamente às mesmas. Podem-se observar diferenças nas metas para os períodos 21, 23 e 55, entretanto, as metas foram iguais para o período 52, que é um período onde ocorreu déficit de energia para ambos os casos.

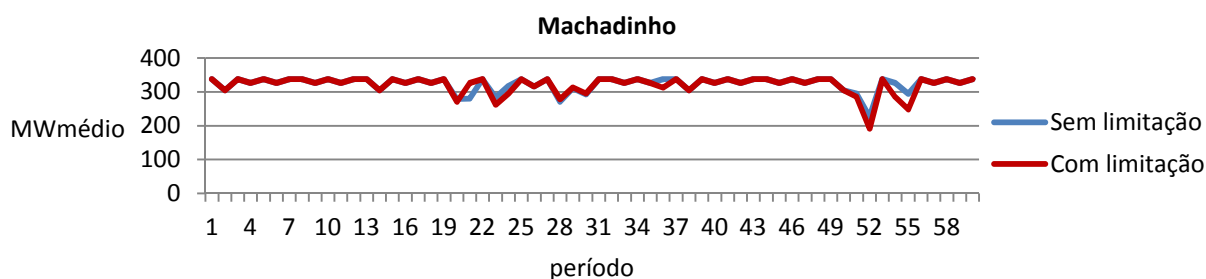


Figura 6.33 – Metas energéticas para a usina de Machadinho para o caso sem e com limitação de transmissão

As metas para usina de Segredo também se mantiveram praticamente iguais para os casos com e sem limitação de transmissão.

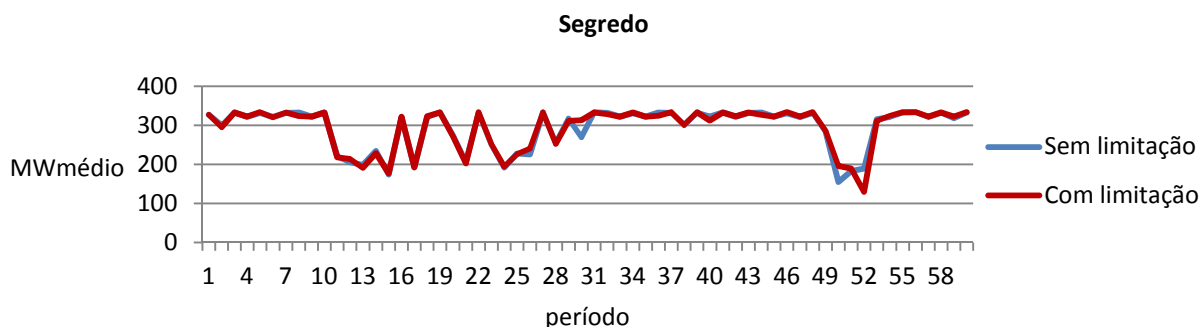


Figura 6.34 – Metas energéticas para a usina de Segredo para o caso sem e com limitação de transmissão

A usina de Segredo por sua vez, foi à única usina do conjunto que não utilizou todas as metas energéticas, como ilustrado na Figura 6.35, justamente devido ao limite imposto a linha que transmite potência gerada por esta usina.

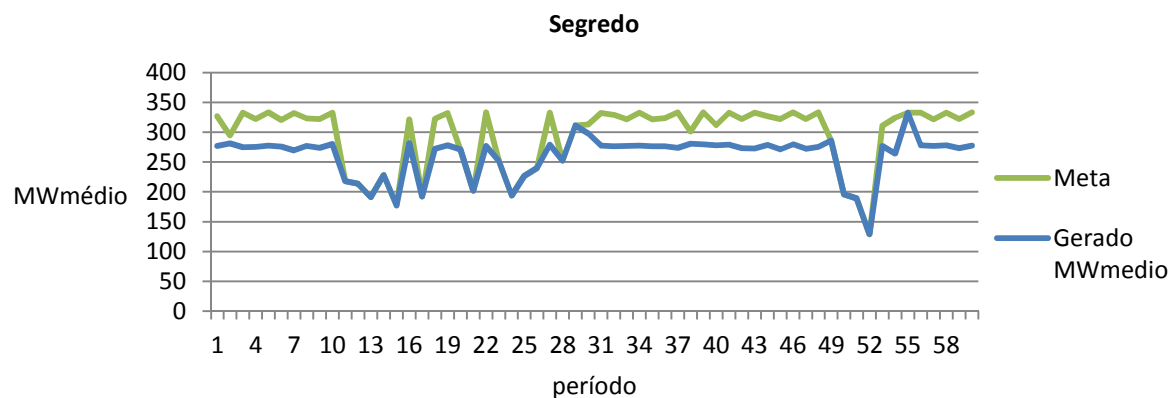


Figura 6.35 – Meta e total gerado para a usina de Segredo

A usina de Bento Munhoz (Figura 6.36) apresentou mudanças perceptíveis ao longo de todo o período de estudo.

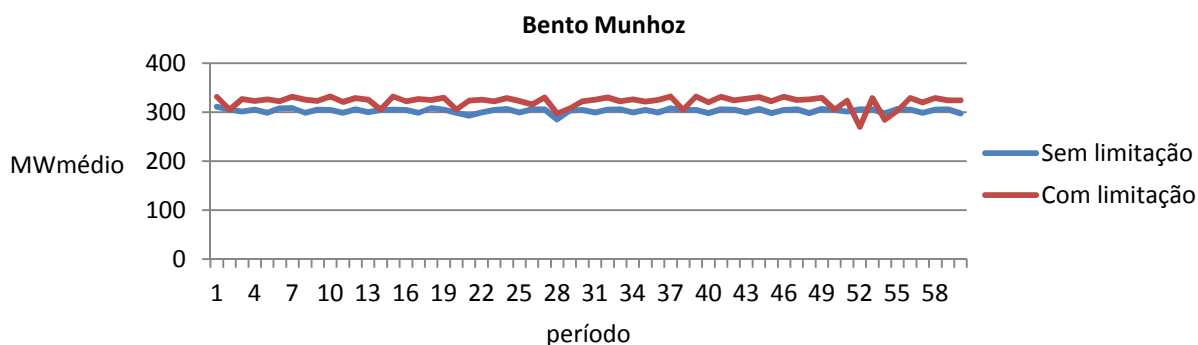


Figura 6.36 – Metas energéticas para a usina de Bento Munhoz para os casos sem e com limitação de transmissão

Itá (Figura 6.37) é a usina com maior variação nas metas e assim como Bento Munhoz apresenta mudanças perceptíveis ao longo de todo o período de estudo.

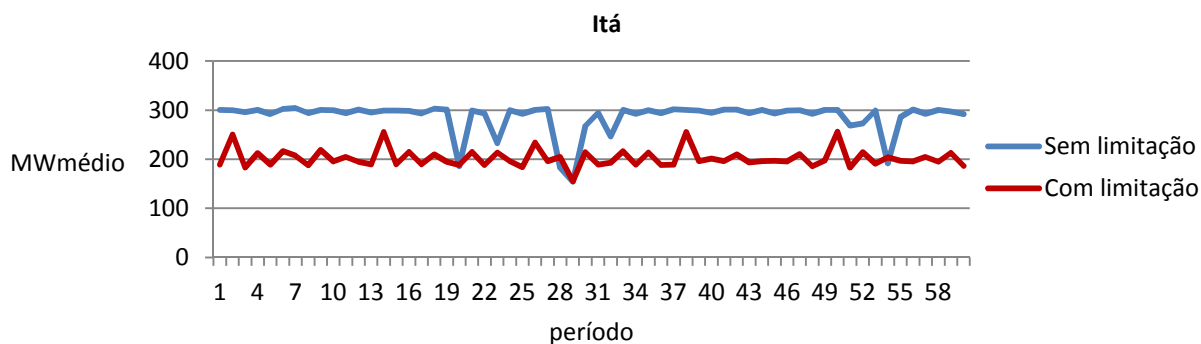


Figura 6.37 – Metas energéticas para a usina de Itá para os casos sem e com limitação de transmissão

A usina de Salto Santiago (Figura 6.38) quando comparada a Itá ou Bento Munhoz, não apresenta grande variação de metas para os dois casos propostos.

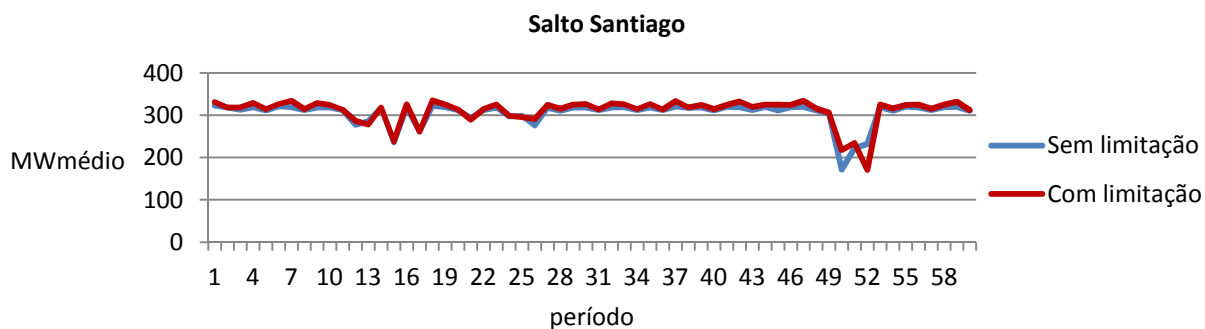


Figura 6.38 – Metas energéticas para a usina de Salto Santiago para os casos sem e com limitação de transmissão

Salto Osório (Figura 6.39) apresenta grande diferença entre as metas obtidas para os casos com e sem limitação de transmissão. Salto Caxias (Figura 6.40), por sua vez apresenta poucas mudanças, e as mudanças mais perceptíveis ocorrem nos períodos 28, 50 e 51, que são os períodos onde ocorreram corte de carga para o caso sem limitação de transmissão.

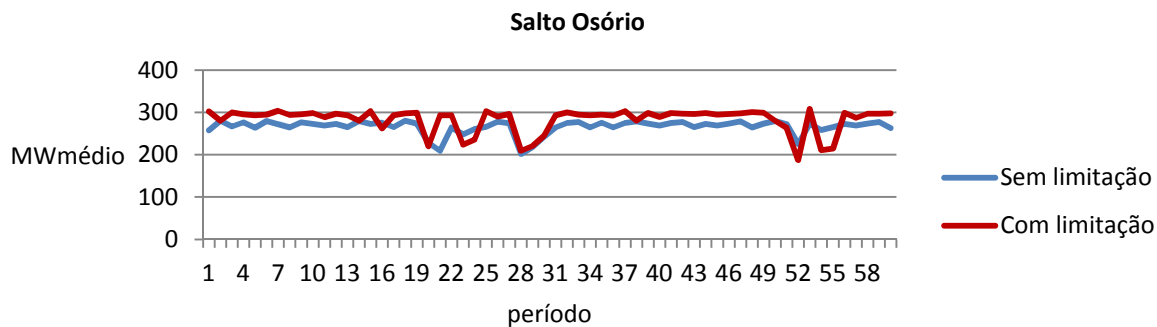


Figura 6.39 – Metas energéticas para a usina de Salto Osório para os casos sem e com limitação de transmissão

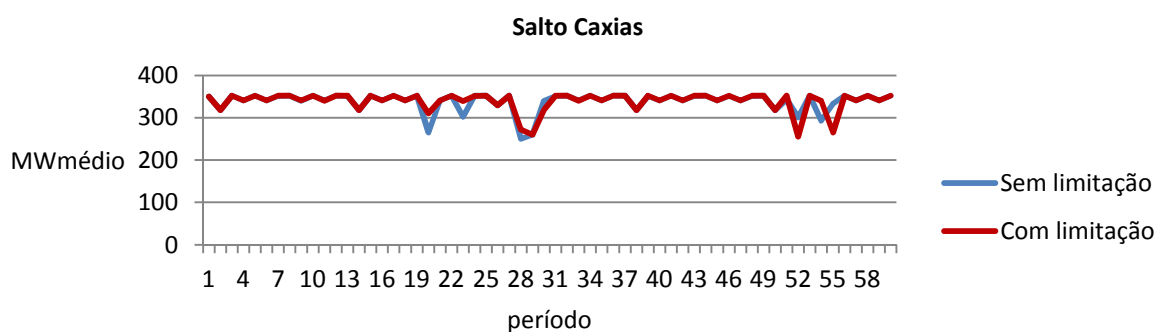


Figura 6.40 – Metas energéticas para a usina de Salto Caxias para os casos sem e com limitação de transmissão

6.5.5 Geração hidráulica

A geração hidráulica total para os casos com e sem restrição são ilustrados na Figura 6.41. Pode-se observar um comportamento muito parecido entre as duas curvas e que, para o caso sem limitação, mais energia de origem hidráulica foi gerada.

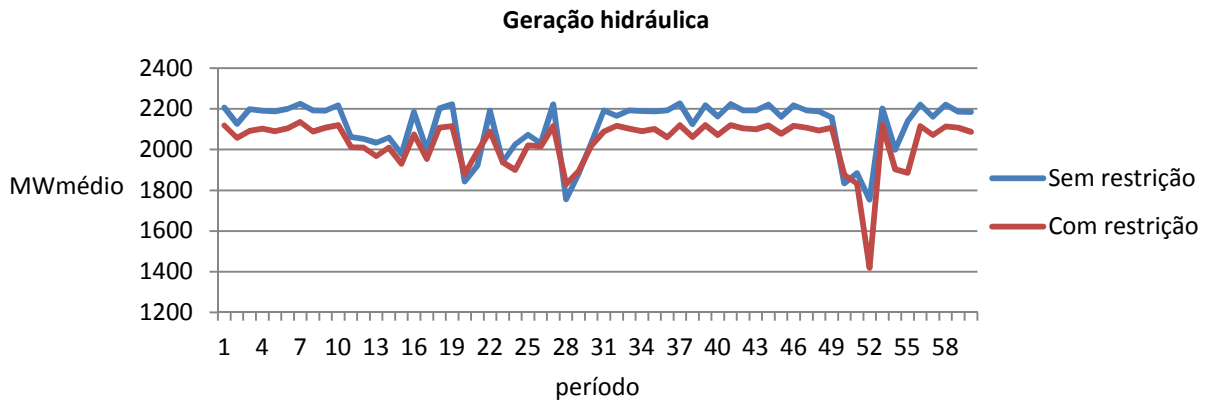


Figura 6.41 – Geração hidráulica total para os casos sem e com limitação de transmissão

6.5.6 Geração térmica

Segundo a Figura 6.41 observou-se que a geração hidráulica total para o caso com limitação foi ligeiramente inferior à geração hidráulica total para o caso sem limitação. Essa diferença foi compensada pela usina térmica, como se pode observar na Figura 6.42.

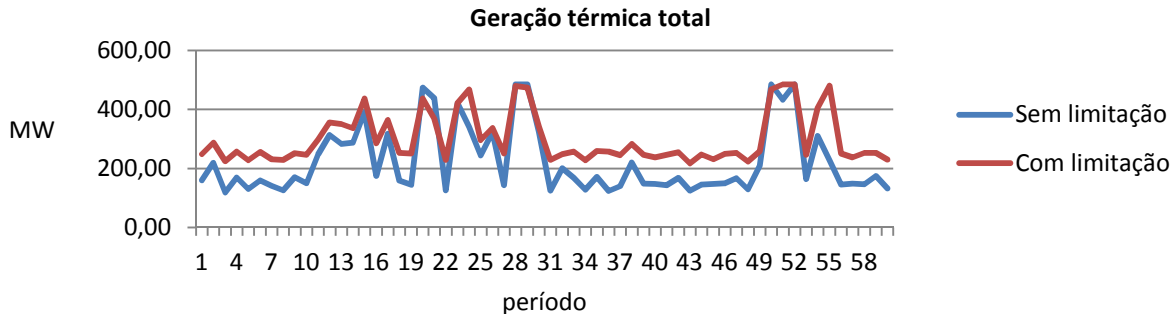


Figura 6.42 – Geração térmica total para os casos sem e com limitação de transmissão

A Tabela 6.7 ilustra o custo total de geração térmica para o caso com limitação de transmissão e o compara com o custo total de geração térmica para o caso sem limitação.

Tabela 6.7 – Custos totais de geração térmica para os casos sem e com limitação de transmissão

Caso	Custo total de geração térmica
Caso sem limitação de transmissão (u.m)	449572,8545
Caso com limitação de transmissão (u.m)	688615,3711

Nos períodos 28, 52 e 55 para o caso com limitação, a usina térmica atingiu sua capacidade máxima, portanto parte do déficit de energia para o período 52 foi suprido pelos geradores fictícios. A Figura 6.43 mostra a diferença nos valores de geração fictícia para os casos em questão.

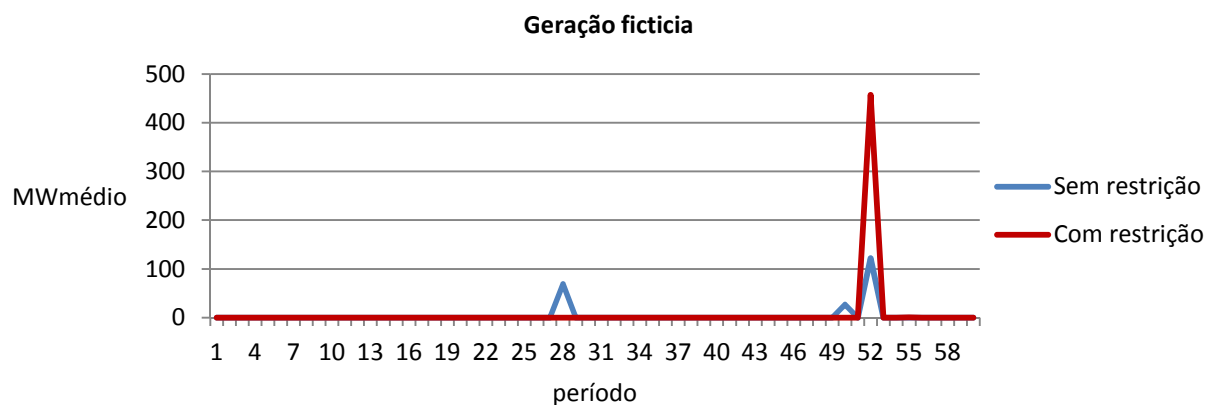


Figura 6.43 – Geração fictícia total para os casos sem e com limitação de transmissão

A Tabela 6.8 ilustra o custo total de geração fictícia para o caso com limitação de transmissão e o compara com o custo total de geração fictícia para o caso sem limitação.

Tabela 6.8 – Custos totais de geração fictícia para os casos sem e com limitação de transmissão

Caso	Custo total de geração fictícia
Caso sem limitação de transmissão (u.m)	1557,6705
Caso com limitação de transmissão (u.m)	3296,9526

6.5.7 Estatísticas da simulação

A Tabela 6.9 a seguir reúne os valores de cada função objetivo bem como os pesos associados a elas.

Tabela 6.9 – Valores das funções objetivo e seus respectivos pesos

Função	Peso	Valor
F1	15	0,004738
F2	20	0,385769
F3	50	0,552780
F4	0,5	0,237640
F5	50	0,165531
Total		1,346459

A Tabela 6.10 ilustra o tempo de simulação para esse caso, onde ocorreu limitação transmissão e compara com o caso onde nenhum limite foi atingido. Observa-se que a introdução da consideração das restrições elétricas não impactou de forma significativa o tempo computacional do processo de otimização.

Tabela 6.10 – Tempo de simulação para o caso sem limitação de transmissão

Caso	Tempo de Simulação
Caso sem limitação de transmissão	4,64 horas
Caso com limitação de transmissão	5,12 horas

6.6 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo, foram apresentados os principais resultados obtidos com a modelagem proposta.

Foram apresentados dois casos, um deles sem limitação nas linhas de transmissão e outro onde o limite máximo de transmissão de uma linha de intercâmbio foi reduzido a 30% de sua capacidade nominal.

O comportamento do regime de vazões nos reservatórios foi satisfatório, bem como os volumes dos reservatórios. Os reservatórios operaram praticamente em sua capacidade máxima durante todo o horizonte de planejamento o que implica dizer que toda a afluência foi suficiente, na maioria dos períodos, para o atendimento da carga.

Houve mudança substancial entre os volumes dos reservatórios para os dois casos estudados, essa diferença impactou diretamente nos valores de vazões turbinadas e consequente nas metas energéticas para cada uma das usinas. Para o caso com limitação de

transmissão apenas um período apresentou corte de carga, já o caso sem limitação apresentou três períodos de déficit. Mesmo com essa diferença, o caso sem limitação apresentou menor custo de déficit quando comparado ao caso com limitação.

Em linhas gerais, a limitação imposta pela restrição na linha de intercâmbio foi compensada pela usina térmica, o que acarretou em um aumento de custo operativo na ordem de 220.000 u.m. Este resultado comprova a importância da representação da rede elétrica no planejamento de médio prazo no sentido de tornar o despacho mais aderente às condições operativas a que se vai efetivamente enfrentar na programação diária e pré-despacho.

CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Este trabalho propôs uma metodologia baseada em AG para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos no horizonte de médio prazo que acopla intrinsecamente os problemas elétrico e energético. O problema abordado nesse trabalho é um problema de otimização multi-objetivo, portanto existem n soluções eficientes uma vez que essas soluções são influenciadas pelo pelos pesos considerados em cada uma das funções que compõe a função objetivo.

A metodologia apresentada é flexível, pois permite ao usuário especificar uma gama de configurações, entre elas pode-se citar: Número de períodos de estudo, histórico de afluências, pesos das funções objetivo, número de patamares de carga entre outros.

Foram realizados dois estudos, em um deles o sistema considerado não sofreu nenhuma imposição de limites de transmissão, já o outro teve o limite de uma linha de transmissão de intercâmbio fixado a 30% de sua capacidade nominal.

A consideração de limitação de transmissão na linha de intercâmbio impactou de forma significativa as metas energéticas e os volumes dos reservatórios, com destaque a usina de Segredo que não utilizou toda a meta disponível. A limitação imposta nessa linha foi em grande parte compensada pelo gerador térmico. Vale lembrar que a déficit de energia não foi totalmente extinguido, no caso com limitação, pois no período em que ocorreu o déficit a limite máximo do gerador térmico foi atingido.

De uma maneira geral, a metodologia desenvolvida se mostrou eficaz para solução do problema de planejamento da operação de médio prazo, pois a incorporação das limitações operacionais da rede elétrica exigiu novos despachos hidráulicos e térmicos, bem como a execução de rearranjo dos volumes e vazões turbinadas dos reservatórios.

Estes resultados evidenciaram a importância da representação da rede elétrica no planejamento de médio prazo, pois o torna mais aderente às condições operativas a que se vai efetivamente enfrentar na programação diária e pré-despacho.

Uma vez que o problema foi resolvido com o auxílio de uma técnica de inteligência artificial, e dado a dimensão e complexidade dos casos estudados, o tempo computacional de simulação também foi aceitável.

Como trabalhos futuros sugerem-se a implementação dessa metodologia para diferentes técnicas de otimização. Atualmente a metodologia apenas considera fontes de energia hidráulica e térmica, logo, a inserção de outras fontes de energia como solar e eólica tornaria a metodologia mais completa frente à popularização das *smart grids*.

REFERÊNCIAS

ALVES, W. F. **Proposição de Sistemas -Teste para análise computacional de sistemas de potência.** [s.l.] Universidade Federal Fluminense, 2007.

ARVANITIDIS, N. V.; ROSING, J. Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 2, p. 319–326, 1970.

ASANO, P. T. L. et al. Computação Evolucionária em Problemas de Engenharia. In: LOPES, H. S.; TAKAHASHI, R. H. C. (Eds.). 1. ed. Curitiba (PR): Omnipax, 2011. p. 19–54.

BARROS, M. T. L. et al. **Otimização de Sistemas de Adução de Água: o Modelo SISAGUAXVI** Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. **Anais...**Jão Pessoa: 2005

BENDERS, J. F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. **Numerische Mathematik**, v. 4, n. 1, p. 238–252, dez. 1962.

BESSA, M. R. **Projeto estratégico anel 001/2008 “otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho.”** Curitiba: [s.n.].

BESSA, M. R. et al. **Otimização do despacho hidrotérmico mediante algoritmos híbridos com computação de alto desempenho: modelo PHOENIXVII** Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica CITENEL. **Anais...**Rio de Janeiro: Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 2013

BISHT, V. S. **Genetic Algorithm Solution for Convex Hydro-Thermal Generation Scheduling Problem**Power India Conference, 2012 IEEE Fifth. **Anais...**2012

BORGES, S. S. **Pré-despacho de potência ativa e reativa para sistemas hidrotérmicos utilizando método de pontos interiores e coordenadas retangulares.** [s.l.] Universidade Federal do Paraná, 2010.

BORGES, S. S.; FERNANDES, T. S. P.; ALMEIDA, K. C. DE. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via método dos pontos interiores e coordenadas retangulares. **Revista Controle & Automação**, v. 22, n. 5, p. 479–494, 2011.

CARNEIRO, A. A. F. M.; LEITE, P. T.; CARVALHO, A. C. P. L. F. **A Genetic Algorithm Approach to Optimize the Operation Planning of Hydrothermal System Scheduling**Conference Publications. **Anais...**1998

CCEE. **Patamares 2014 CCEE hora-1.** [s.l: s.n.].

CEPEL. **Manual de Referência do modelo NEWAVER**Rio de Janeiro, 1999.

CEPEL. **Manual de Referência do Modelo Dessem Versão 8.2a (GTRD)**Rio de Janeiro, 2003.

- CEPEL. **Modelo DECOMP Manual de Referência**Rio de Janeiro, 2004.
- CICOGNA, M. A. **Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos**. [s.l.] FEEC/Universidade Estadual de Campinas, 1999.
- DEUS, M. L. D. DE. **Séries Temporais Aplicadas ao Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional-SIN**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.
- DINIZ, A. S. L. et al. **Estratégia de Representação DC da Rede Elétrica no Modelo de Despacho da Operação Energética – DESSEMVIII** Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE). **Anais...**2002
- EPE. **Balanco energético nacional**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf>.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Brasília: [s.n.].
- FERREIRA, V. H.; SILVA, G. H. C. **Natural optimization applied to medium-term hydrothermal coordination**Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2011 16th International Conference on. **Anais...**2011
- GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**. 1st. ed. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989.
- GUPTA, A. K.; SIVAKUMAR, A. I. **Simulation based multiobjective schedule optimization in semiconductor manufacturing**Simulation Conference Proceedings of the Winter. **Anais...**San Diego: 2002
- HOLLAND, J. H. **Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence**. [s.l.] University of Michigan Press, 1975.
- HUMPIRI, C. J. P. **Estratégias Evolutivas no Planejamento Energético da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2005.
- JUN, S. et al. **A hybrid algorithm for mid-long term hydrothermal generation scheduling**Mechatronic Science, Electric Engineering and Computer (MEC), 2011 International Conference on. **Anais...**2011
- KOJIMA, M.; MIZUNO, S.; YOSHISE, A. Progress in Mathematical Programming Interior-point and related methods. In: MEGIDDO, N. (Ed.). New York, NY, USA: Springer-Verlag New York, Inc., 1988. p. 29–47.
- LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Energetic Operation Planning Using Genetic Algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 1, p. 173–179, 2002.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHOZ, A. C. P. L. F. Aplicação de algoritmos genéticos na determinação da operação ótima de sistemas hidrotérmicos de potência. **Revista Controle & Automação**, v. 17, n. 1, p. 81–88, 2006.

LOPES, J. E. G. **Otimização de Sistemas Hidroenergéticos**. [s.l.] Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2001.

LOPES, J. E. G. **Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2007.

MARCATO, A. L. M. **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2002.

MIRANDA, V.; SRINIVASAN, D.; PROENÇA, L. M. Evolutionary computation in power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 20, n. 2, p. 89–98, fev. 1998.

MONTEIRO, R. D. C.; ADLER, I.; RESENDE, M. G. C. A Polynomial-Time Primal-Dual Affine Scaling Algorithm for Linear and Convex Quadratic Programming and Its Power Series Extension. **Mathematics of Operations Research**, v. 15, n. 2, p. 191–214, 1990.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. V. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. 2ª ed. [s.l.] Unicamp, 2003. p. 254

ORERO, S. O.; IRVING, M. R. A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 2, p. 501–518, 1998.

PEREIRA, M. V. F. Optima stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. v. 11, n. July, 1989.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. **Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach** Water Resources Research. **Anais...1985** Disponível em: <<http://www.agu.org/pubs/crossref/1985/WR021i006p00779.shtml>>

RAMESH KUMAR, B. et al. **Short-range fixed head hydrothermal scheduling using Fast genetic algorithm** Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2012 7th IEEE Conference on. **Anais...2012**

REZENDE, S. O. **Sistemas inteligentes: fundamentos e aplicações**. [s.l.] Manole, 2003.

RODRIGUES, L. G. L. **Estudo do acoplamento elétrico-energético no planejamento da operação de curto-curtíssimo prazo utilizando FPOCA**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2003.

ROS, D. A. **Análise de Funções objetivo para Otimização da Operação de Sistemas Hidroenergéticos**. [s.l.] Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.

SOARES, M. P. **Otimização Multicritério da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Algoritmos Genéticos**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.

SZUVOVIVSKI, I. **Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo**. [s.l.] Universidade Federal do Paraná, 2008.

TAVAKOLI, H. B.; MOZAFARI, B.; SOLEYMANI, S. **Short-Term Hydrothermal Scheduling via Honey-Bee Mating Optimization Algorithm** Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific. **Anais...**2012

TOSCANO, A. E. **Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional**. [s.l.] Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, 2009.

ZAMBELLI, M. et al. NEWAVE versus ODIN: comparison of stochastic and deterministic models for the long term hydropower scheduling of the interconnected brazilian system. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 22, p. 598–609, 2011.

ANEXOS

Anexo I – Dados de barra do sistema-teste de 33 barras

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Área
				Max	Min	
800	Gov. Bento Munhoz	V θ	13,8	1,050	0,950	1
808	Salto Caxias	PV	13,8	1,050	0,950	2
810	Salto Segredo	PV	13,8	1,050	0,950	2
814	Bateias	PQ	230	1,050	0,950	1
824	Gov. Bento.Munhoz	PQ	500	1,090	0,950	1
839	Cascavel	PQ	230	1,050	0,950	2
840	Cascavel	PQ	138	1,050	0,950	2
848	Foz do Chopin	PQ	138	1,050	0,950	2
856	Segredo	PQ	500	1,090	0,950	2
895	Bateias	PQ	500	1,090	0,950	1
896	Cascavel do Oeste	PQ	500	1,090	0,950	2
897	Salto Caxias	PQ	500	1,090	0,950	2
898	Foz do Chopin	PQ	230	1,050	0,950	2
904	Itá	PV	13,8	1,050	0,950	1
915	Machadinho	PV	13,8	1,050	0,950	1
919	Salto Osório	PV	13,8	1,050	0,950	2
925	Salto Santiago	PV	13,8	1,050	0,950	2
933	Areia	PQ	500	1,090	0,950	1
934	Areia	PQ	230	1,050	0,950	2
938	Blumenau	PQ	500	1,090	0,950	1
939	Blumenau	PQ	230	1,050	0,950	1
955	Campos Novos	PQ	500	1,090	0,950	1
959	Curitiba	PQ	500	1,090	0,950	1
960	Curitiba	PQ	230	1,050	0,950	1
964	Caxias	PQ	500	1,090	0,950	1
965	Caxias	PQ	230	1,050	0,950	1
976	Gravataí	PQ	500	1,090	0,950	1
995	Itá	PQ	500	1,090	0,950	1
1030	Machadinho	PQ	500	1,090	0,950	1
1047	Salto Osório	PQ	230	1,050	0,950	2
1060	Salto Santiago	PQ	500	1,090	0,950	2
1210	Gravataí-230	PQ	230	1,050	0,950	2
2458	Cascavel-230	PQ	230	1,050	0,950	2

Coluna	Descrição
Nº	Número de identificação da barra.
Nome	Nome de identificação da barra.
Tipo	Corresponde ao tipo de barra a ser representado nos dados de fluxo de potência, onde: Tipo V θ = Barra de referência ou swing Tipo PV = Barra de tensão regulada ou de geração Tipo PQ = Barra de carga
Tensão	Corresponde a tensão nominal de operação da barra, em kV.
Faixa	Faixa de tensão correspondente aos níveis máximos e mínimos de tensão que a barra pode operar em regime permanente, em pu.
Área	Número de identificação da área elétrica ou subsistema ao qual a barra pertence.

Fonte: ALVES (2007)

Anexo II – Dados de linha do sistema-teste de 33 barras

Seqüência Positiva e Negativa										Seqüência Zero	
De	Para	Nome	V	Circ	R ₊	X ₊	B	CN	CE	R ₀	X ₀
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	1	0,0100	0,1240	15,204	2182	2182	0,04	0,29
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	2	0,0100	0,1260	15,428	2182	2182	0,04	0,29
839	898	Cascavel-F.Chopin	230	1	1,1300	6,9900	12,617	189	318	4,88	19,51
839	1047	Cascavel-S.Osório	230	1	1,2200	7,6900	13,810	189	323	5,44	21,20
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	1	0,2200	1,0900	1,8601	319	413	0,77	2,95
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	2	0,1700	1,0300	2,0537	356	356	0,65	3,26
856	933	Segredo-Areia	500	1	0,0520	0,6540	80,493	2273	2273	0,29	1,68
856	1060	Segredo-S.Santiago	500	1	0,0560	0,6970	85,746	2182	2182	0,31	1,79
896	897	Cascavel Oeste-S.Caxias	500	1	0,0500	0,7300	78,060	1637	1637	0,50	1,90
898	1047	F.Chopin-S.Osório	230	1	0,1500	0,8900	1,6317	324	324	0,62	2,51
933	895	Areia-Bateias	500	1	0,2000	2,5500	312,72	2110	2110	2,77	10,53
933	955	Areia-Campos Novos	500	1	0,1620	2,0480	250,17	2110	2110	2,22	8,44
933	959	Areia-Curitiba	500	1	0,2000	2,6900	336,40	2182	2182	2,72	10,86
934	1047	Areia-Salto Osório	230	1	3,0450	15,738	27,123	319	319	15,21	44,43
934	1047	Areia-Salto Osório	230	2	3,0410	15,718	27,089	319	319	15,20	44,40
938	955	Blumenau-C.Novos	500	1	0,2556	2,9224	360,40	2037	2037	3,17	12,06
938	959	Blumenau-Curitiba	500	1	0,1270	1,6030	195,89	1266	1266	1,73	6,60
955	964	Campos Novos-Caxias	500	1	0,1877	2,3467	287,24	1688	1688	2,42	8,76
959	895	Curitiba-Bateias	500	1	0,0500	0,4400	47,580	2110	2110	0,47	1,80
964	976	Caxias-Gravataí	500	1	0,0733	0,9164	112,17	1688	1688	0,98	3,55
976	995	Gravataí-Itá	500	1	0,2820	3,8520	493,70	1688	1688	3,62	15,18
995	964	Itá-Caxias	500	1	0,1643	3,0339	354,88	2182	2182	3,04	11,54
995	1030	Itá-Machadinho	500	1	0,0730	0,9200	112,26	2182	2182	0,83	3,22
995	1060	Itá-Salto Santiago	500	1	0,1720	2,1700	265,16	2110	2110	2,35	8,94
1030	955	Machadinho-C.Novos	500	1	0,0470	0,5900	71,818	2182	2182	0,48	1,86
1060	897	S.Santiago-S.Caxias	500	1	0,0760	1,1710	124,58	2370	2681	0,80	3,04

Coluna	Descrição
De	Número de identificação da barra de origem.
Para	Número de identificação da barra de destino.
Nome	Nome de identificação do circuito.
V	Tensão nominal de operação do circuito, em kV.
Circ	Número de identificação do circuito.
R ₊	Resistência equivalente de seqüência positiva do circuito, em %.
X ₊	Reatância equivalente de seqüência positiva do circuito, em %.
B	Susceptância shunt total do circuito, em Mvar.
CN	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais de operação, em MVA.
CE	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência, em MVA.
R ₀	Resistência equivalente de seqüência zero do circuito, em %.
X ₀	Reatância equivalente de seqüência zero do circuito, em %.
Linha 1	Primeira linha de transmissão ou circuito um no caso de circuitos paralelos.
Linha 2	Segunda linha de transmissão ou circuito dois no caso de circuitos paralelos.
R _M	Parte resistiva da impedância mútua (seqüência zero do circuito), em %.
X _M	Parte reativa da impedância mútua (seqüência zero do circuito), em %.

Fonte: ALVES (2007)

Anexo III – Dados de carga do sistema-teste de 33 barras

Barra	Nome	Tensão	Carga	
			MW	Mvar
814	Bateias	230	680	130
960	Curitiba	230	790	330
939	Blumenau	230	940	50
965	Caxias	230	700	49
1210	Gravataí	230	1100	400
934	Areia	230	235	57
2458	Cascavel do Oeste	230	400	125
840	Cascavel	138	150	32
848	Foz do Chopin	138	90	17
Total			5 085	1 190

Fonte: ALVES (2007)

Anexo IV – Dados das máquinas do sistema-teste de 33 barras

Geração de Potência Ativa (MW)				
Barra	Nome	Nº de Máquinas	Geração Máxima por Máquina	Geração Máxima Total
800	G.B.Munhoz	4	418,5	1674
808	Salto Caxias	4	310	1240
810	Salto Segredo	4	315	1260
904	Itá	5	170	1450
915	Machadinho	3	260	1140
919	Salto Osório	4	120	728
925	Salto Santiago	4	220	1420
	Total	28		8 912

Fonte: ALVES (2007)

Anexo V – Usinas hidrelétricas do sistema-teste de 33 barras

Código PMO	Nome	Nome alternativo	Potência (MW)	Subsistema	Rio
74	Foz do areia	Gov. Bento Munhoz R. N.	1.676,00	2-Sul	Iguaçu
76	Segredo	Gov. Ney A. B. Braga	1.260,00	2-Sul	Iguaçu
77	Salto Santiago	---	1.420,00	2-Sul	Iguaçu
78	Salto Osório	---	1.078,00	2-Sul	Iguaçu
82	Salto Caxias	Gov. José Richa	1.240,00	2-Sul	Iguaçu
91	Machadinho	---	1.140,00	2-Sul	Uruguai
92	Itá	---	1.450,00	2-Sul	Uruguai

Fonte: ALVES (2007)

Anexo VI – Usina termelétricas do sistema-teste de 33 barras, modelo energético

Código PMO	Nome	Nome alternativo	Potência (MW)	Subsistema	Combustível
48	Araucária	--	485,00	2-Sul	Gás Natural

Fonte: ALVES (2007)

Anexo VII – Dados da usina Governador Bento Munhoz

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	5.779,00 hm ³
Volume máximo	5.779,00 hm ³	Volume vertedouro	3.898,00 hm ³
Volume mínimo	1.974,00 hm ³	Volume desvio	1.974,00 hm ³
Cota máxima	742,00 m	Subsistema	1
Cota mínima	700,00 m		

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	6,508760E+02	3,498680E-02	-6,500180E-06	7,777969E-10	-3,952860E-14
Área x Cota	1,230300E+04	-3,593359E+01	2,633960E-02	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	6,018860E+02	1,105830E-03	4,208850E-07	-8,311470E-11	4,761118E-15

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	2	Julho	39
Fevereiro	21	Agosto	30
Março	41	Setembro	7
Abril	61	Outubro	-17
Maio	63	Novembro	-19
Junho	56	Dezembro	-10

Usina			
Produtibilidade específica	0,009025 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	1 - Francis
Perdas - Tipo	1	Perdas - Valor	1,31

Vazões mensais – Governador Bento Munhoz													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	710	398	382	195	1241	1383	895	415	1119	851	415	637	720
1932	547	756	756	1445	979	844	482	437	606	772	534	876	753
1933	277	370	292	174	178	133	156	115	251	554	321	170	249
1934	273	649	473	529	362	201	175	165	206	489	196	555	356
1935	296	258	477	218	125	287	354	817	1142	3415	1041	575	750
1936	1152	392	267	169	235	1321	353	953	1008	858	783	484	665
1937	494	397	770	691	377	288	191	336	289	1221	1126	509	557
1938	494	1097	352	413	899	1520	2104	541	503	478	423	334	763
1939	369	448	760	451	563	456	481	217	516	315	1004	1803	615
1940	628	432	248	403	491	239	191	292	254	271	238	353	337
1941	635	1097	498	321	437	580	375	967	542	616	684	748	625
1942	378	1078	706	802	610	816	815	568	443	474	227	200	593
1943	243	416	299	169	162	612	436	794	660	748	483	263	440
1944	520	296	847	304	142	115	101	87	233	153	483	455	311
1945	128	268	468	193	132	231	953	255	220	376	269	296	316
1946	621	2198	1809	671	439	635	1156	534	539	924	633	674	903
1947	555	994	764	322	255	660	493	832	1552	1554	539	607	761
1948	513	740	661	491	650	472	343	1280	438	504	697	209	583
1949	277	150	280	659	391	606	246	257	312	289	207	187	322
1950	639	523	939	314	359	273	270	185	293	1292	536	460	507
1951	511	1101	1178	344	175	172	201	102	104	890	897	636	526
1952	316	275	207	164	92	414	290	171	758	1217	914	405	435
1953	465	503	366	279	216	259	178	153	466	848	1272	518	460
1954	862	512	681	413	1794	1380	819	418	578	1181	464	277	782
1955	242	220	359	551	885	1741	2105	795	799	277	201	295	706
1956	447	593	276	605	1119	530	473	702	578	401	228	181	511
1957	310	784	371	319	282	514	2039	3182	3036	1226	1010	553	1136
1958	376	296	655	337	200	410	307	534	1044	561	523	638	490
1959	468	545	311	293	399	401	271	322	633	334	187	149	359

1960	200	351	305	385	335	418	313	958	807	834	1021	461	532
1961	438	381	1087	617	508	543	302	161	955	1076	1612	616	691
1962	372	491	815	347	242	280	220	169	587	1123	539	233	452
1963	369	766	728	571	185	150	106	102	139	1100	1343	747	526
1964	246	427	329	436	596	557	679	773	947	479	271	305	504
1965	273	407	445	238	1511	539	1462	748	662	1345	949	1085	805
1966	703	1395	943	336	306	453	585	272	766	1027	1034	776	716
1967	667	869	1116	542	218	515	382	383	438	332	382	639	540
1968	465	393	225	253	167	159	186	141	164	199	479	335	264
1969	459	541	565	1207	686	1334	979	325	343	743	920	504	717
1970	478	444	337	288	505	1063	1277	352	469	831	343	858	604
1971	2224	788	845	802	1121	1506	1037	526	392	624	217	199	857
1972	406	960	888	509	184	456	561	956	1942	1765	780	762	847
1973	670	660	491	484	769	909	1260	1073	1896	1348	754	434	896
1974	806	819	802	418	225	439	656	449	650	276	326	225	508
1975	447	350	490	286	208	242	290	728	885	1765	757	1892	695
1976	1072	748	774	669	500	1556	574	1198	867	545	855	673	836
1977	828	1002	746	751	284	318	328	424	372	1048	705	676	624
1978	271	211	372	173	132	180	470	542	637	337	463	435	352
1979	303	164	249	241	1539	406	350	486	859	1639	1590	1105	744
1980	627	569	929	439	405	330	952	955	1580	833	605	1033	771
1981	1341	679	287	262	217	182	119	149	221	539	602	853	454
1982	330	544	368	182	193	719	1846	657	342	1088	2165	1477	826
1983	790	817	1238	683	2010	2169	5150	1658	1158	1332	739	588	1528
1984	434	255	354	417	631	1102	601	1747	779	595	1037	645	716
1985	274	595	392	781	296	179	191	110	183	143	256	82	290
1986	166	430	433	390	405	346	144	276	438	512	570	903	418
1987	848	773	277	311	1814	1386	666	439	321	544	344	229	663
1988	287	410	417	265	1580	1229	401	179	216	439	312	197	494
1989	824	1259	690	705	940	280	459	898	1736	714	322	201	752
1990	1490	943	512	847	934	1781	1137	1498	1565	1396	1222	571	1158
1991	253	311	275	279	203	689	564	476	177	634	535	585	415
1992	357	396	626	512	1452	2845	1363	1143	628	468	509	334	886
1993	320	833	791	493	1006	722	710	391	911	2194	396	568	778
1994	236	820	510	389	795	1064	1337	535	224	342	772	433	621
1995	2148	1415	683	299	174	304	1097	267	480	1045	452	307	723
1996	1085	1399	1370	1086	249	659	1327	593	897	1389	1034	787	990
1997	1069	1781	885	248	237	678	688	1056	546	2362	2296	1134	1082
1998	1370	1153	1407	2418	1587	458	1088	1818	1963	2679	660	545	1429
1999	519	814	632	654	325	770	1620	268	385	1151	388	299	652
2000	445	669	743	231	219	269	490	342	1863	1420	477	425	633
2001	979	1596	942	443	585	740	882	780	637	1872	562	682	892
2002	677	543	399	229	528	276	189	537	866	892	1088	1084	609
2003	547	652	602	229	142	491	454	189	168	304	504	1056	445
2004	727	351	289	256	602	753	759	296	312	978	1015	486	569
2005	467	251	182	293	593	852	552	461	2036	1957	1083	332	755
2006	284	294	292	257	95	80	95	132	352	428	332	466	259
2007	564	612	681	618	1516	686	376	255	218	458	1034	715	644
2008	690	422	399	488	838	647	393	669	397	1356	1329	287	660
2009	351	401	306	128	147	197	711	1047	1647	2218	865	931	746
2010	1238	1181	866	1651	2089	785	800	707	220	485	427	1563	1001
2011	1089	1791	972	842	258	358	1443	2219	2038	951	565	307	1069
MIN	128	150	182	128	92	80	95	87	104	143	187	82	249
MED	596	678	602	483	586	661	715	617	733	929	696	582	656
MAX	2224	2198	1809	2418	2089	2845	5150	3182	3036	3415	2296	1892	1528

Anexo VIII – Dados da usina Segredo

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	2950,00 hm ³
Volume máximo	2.950,00 hm ³	Volume vertedouro	2562,00 hm ³
Volume mínimo	2.562,00 hm ³	Volume desvio	2562,00 hm ³
Cota máxima	607,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	602,00 m		

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	5,525449E+02	2,469220E-02	-2,103429E-06	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	-5,861299E+02	8,019969E-01	4,882528E-04	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	4,900388E+02	6,084099E-05	2,924760E-07	-2,320119E-11	4,564500E-16

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	6	Julho	47
Fevereiro	26	Agosto	34
Março	54	Setembro	15
Abril	76	Outubro	-13
Maio	77	Novembro	-16
Junho	67	Dezembro	-5

Usina			
Produtibilidade específica	0,009026 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	1,90

Vazões mensais - Segredo													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	788	436	415	219	1434	1570	1003	458	1212	923	457	686	800
1932	600	830	865	1658	1095	989	562	495	704	948	587	938	856
1933	306	400	325	193	201	146	172	124	272	598	357	189	274
1934	300	704	520	593	411	229	198	185	231	541	220	605	395
1935	323	278	519	248	145	354	425	945	1293	3788	1134	638	841
1936	1273	432	292	188	274	1670	419	1073	1105	935	842	523	752
1937	550	439	832	747	419	322	215	367	323	1320	1272	569	615
1938	545	1209	392	457	1021	1731	2356	599	549	519	463	360	850
1939	401	488	829	498	636	508	553	246	568	354	1147	2007	686
1940	704	482	279	475	557	280	220	317	281	293	269	391	379
1941	680	1226	560	374	512	665	435	1110	610	681	771	822	704
1942	433	1140	773	902	679	896	900	635	488	523	256	217	654
1943	259	437	321	187	174	677	482	857	712	815	541	291	479
1944	553	319	889	334	155	127	112	94	249	166	522	487	334
1945	142	289	500	210	143	248	1012	282	243	408	304	361	345
1946	747	2476	1903	723	486	738	1323	593	571	1071	696	778	1009
1947	613	1114	811	376	300	811	572	916	1777	1647	600	654	849
1948	558	852	730	525	763	533	400	1329	472	599	766	235	647
1949	292	166	298	699	430	680	270	283	336	332	230	215	353
1950	709	591	1003	350	430	305	317	219	341	1509	629	522	577
1951	578	1186	1313	387	197	200	224	113	117	1046	1036	721	593
1952	358	305	221	186	103	465	326	193	838	1431	1048	467	495
1953	488	584	417	319	253	298	210	185	587	1025	1402	607	531
1954	1034	591	717	495	1988	1543	940	466	765	1381	535	335	899
1955	299	261	405	640	1010	2000	2291	895	882	310	226	311	794
1956	507	622	297	729	1229	590	519	811	693	455	248	190	574
1957	341	831	389	338	298	611	2215	3475	3352	1288	1033	590	1230
1958	409	299	676	368	212	452	346	611	1220	639	607	749	549
1959	511	602	356	348	451	471	307	387	700	387	217	169	409

1960	216	386	317	406	361	462	333	1025	902	973	1140	497	585
1961	458	399	1270	693	590	594	327	179	1103	1226	1726	677	770
1962	428	611	877	374	259	326	252	188	667	1273	597	273	510
1963	427	840	734	603	216	174	120	116	170	1229	1540	808	581
1964	276	470	368	507	679	607	734	910	1029	540	306	348	565
1965	305	444	475	272	1644	598	1608	834	763	1579	1146	1276	912
1966	791	1576	1024	363	324	550	662	324	866	1202	1141	858	807
1967	756	930	1238	591	246	557	413	443	518	397	448	646	599
1968	501	415	254	296	208	183	226	165	177	292	556	392	305
1969	653	631	628	1341	784	1525	1144	415	406	926	1016	574	837
1970	566	509	397	350	550	1185	1480	406	529	945	401	938	688
1971	2563	900	956	917	1275	1724	1186	605	445	713	250	224	980
1972	457	1074	1032	584	212	515	637	1044	2220	2044	893	873	965
1973	755	756	565	547	871	1020	1449	1197	2169	1564	864	490	1021
1974	865	889	853	450	257	522	721	513	731	321	415	318	571
1975	562	464	550	322	235	294	354	795	1009	1908	871	1965	777
1976	1149	811	799	716	528	1647	653	1300	949	609	968	736	905
1977	892	1115	812	790	305	383	365	485	436	1098	764	713	680
1978	288	227	387	188	139	196	529	565	661	354	535	476	379
1979	318	182	272	285	1789	458	396	579	916	1893	1740	1205	836
1980	700	623	1029	505	527	388	1093	1090	1757	935	745	1203	883
1981	1525	864	376	387	324	276	171	195	268	638	761	1085	573
1982	402	654	431	214	230	911	2283	798	414	1304	2568	1694	992
1983	925	961	1560	864	2468	2471	5893	1859	1301	1529	984	664	1790
1984	509	310	419	529	734	1342	704	2040	897	693	1228	741	846
1985	316	684	464	961	366	220	234	147	208	178	340	101	352
1986	186	509	506	469	512	478	187	331	558	619	689	951	500
1987	929	905	333	368	2214	1643	824	502	357	628	420	270	783
1988	329	457	473	303	1951	1434	479	212	233	487	359	247	580
1989	986	1504	794	808	1111	327	522	1022	2111	915	421	245	897
1990	1624	1040	563	1006	1095	2252	1343	1748	1814	1630	1422	667	1350
1991	281	345	301	335	227	839	650	547	204	714	663	689	483
1992	445	463	698	609	1865	3297	1626	1188	718	591	636	452	1049
1993	423	910	877	580	1222	912	874	502	1085	2466	504	695	921
1994	297	947	604	453	995	1307	1593	655	309	484	1027	598	772
1995	2532	1547	789	410	238	390	1267	348	606	1278	548	371	860
1996	1233	1691	1604	1262	320	856	1600	700	1060	1769	1214	914	1185
1997	1186	2126	1021	318	352	982	916	1389	688	2756	2621	1277	1303
1998	1505	1397	1631	2963	1876	591	1261	2137	2310	3108	792	653	1685
1999	639	948	716	769	406	987	1866	356	472	1342	515	388	784
2000	522	737	860	319	334	343	647	452	2324	1779	603	500	785
2001	1122	1960	1132	601	736	931	1099	921	745	2251	688	825	1084
2002	767	642	495	309	728	378	265	673	1072	1182	1381	1317	767
2003	666	751	744	302	197	661	557	255	226	376	655	1355	562
2004	929	442	364	318	758	925	960	399	399	1246	1307	598	720
2005	558	315	224	338	760	1131	715	570	2356	2445	1256	411	923
2006	415	408	417	363	139	116	123	171	423	524	398	607	342
2007	694	707	832	929	1893	835	467	328	258	522	1204	857	794
2008	797	475	445	577	978	810	498	802	511	1535	1574	362	780
2009	424	454	371	163	213	301	832	1245	1913	2548	1039	1071	881
2010	1396	1313	1041	1915	2338	894	925	825	283	550	497	1793	1148
2011	1243	1971	1142	970	348	452	1715	2589	2355	1130	735	386	1253
MIN	142	166	221	163	103	116	112	94	117	166	217	101	274
MED	679	769	678	563	691	782	828	708	844	1076	809	665	758
MAX	2563	2476	1903	2963	2468	3297	5893	3475	3352	3788	2621	2007	1790

Anexo IX – Dados da usina Salto Santiago

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	6775,00 hm ³
Volume máximo	6.775,00 hm ³	Volume vertedouro	3317,20 hm ³
Volume mínimo	2.662,00 hm ³	Volume desvio	2662,00 hm ³
Cota máxima	506,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	481,00 m		

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	4,477319E+02	1,823320E-02	-2,871219E-06	3,002598E-10	-1,272970E-14
Área x Cota	-9,865199E+03	5,443188E+01	-9,163177E-02	2,068469E-05	5,052520E-08
Jusante	3,944158E+02	2,111010E-03	-7,923069E-08	2,351569E-12	-2,713859E-17

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	8	Julho	47
Fevereiro	27	Agosto	33
Março	54	Setembro	18
Abril	76	Outubro	-12
Mai	79	Novembro	-17
Junho	67	Dezembro	-6

Usina			
Produtibilidade específica	0,008829 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	1	Perdas - Valor	1,64

Vazões mensais – Salto Santiago													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	1030	548	507	297	2109	2193	1346	587	1463	1118	581	809	1049
1932	755	1049	1239	2390	1467	1507	845	687	1052	1611	742	1088	1203
1933	392	478	431	253	275	187	219	151	327	710	468	251	345
1934	381	854	658	799	575	325	273	250	312	702	296	747	514
1935	398	329	631	352	215	607	689	1389	1796	4945	1391	833	1131
1936	1639	556	367	249	412	3019	659	1468	1389	1151	989	626	1044
1937	728	565	999	896	552	429	293	454	430	1582	1753	761	787
1938	695	1548	517	590	1429	2442	3166	780	682	631	577	430	1124
1939	487	599	1023	638	877	674	802	343	727	481	1632	2648	911
1940	949	639	379	735	778	424	323	383	364	355	373	535	520
1941	821	1692	780	576	805	986	659	1653	860	902	1100	1073	992
1942	632	1315	1009	1259	923	1179	1200	869	649	687	361	270	863
1943	310	491	390	248	216	905	647	1059	879	1035	741	388	609
1944	650	392	996	429	199	168	150	116	294	210	655	576	403
1945	192	367	588	261	181	309	1178	374	327	514	433	436	430
1946	888	2971	2169	893	718	1041	1955	766	729	1510	1021	1189	1321
1947	883	1289	993	593	417	1107	807	1169	2262	1929	767	875	1091
1948	694	966	846	655	902	699	506	1471	621	865	1110	336	806
1949	347	201	381	876	686	878	373	343	405	435	291	250	456
1950	906	839	1338	492	604	431	499	288	425	1925	833	613	766
1951	715	1396	1654	515	269	260	306	165	153	1243	1348	966	749
1952	446	414	292	299	147	708	471	290	1136	2098	1367	583	688
1953	596	671	518	482	385	469	309	237	948	1469	1826	780	724
1954	1321	736	861	569	2572	2031	1191	621	966	1742	752	482	1154
1955	414	325	487	761	1319	2880	2979	1277	1144	431	320	372	1059
1956	577	771	412	1241	1619	902	748	1139	944	613	326	219	793
1957	424	1043	506	415	394	1044	2969	4190	4514	1694	1372	766	1611
1958	505	343	767	452	252	494	469	808	1762	940	873	926	716
1959	687	932	477	446	554	703	436	550	813	511	304	223	553

1960	256	473	379	507	456	651	446	1300	1279	1323	1506	605	765
1961	537	480	1586	897	837	793	446	241	1213	1565	2003	927	960
1962	591	975	1145	504	327	477	344	256	881	1900	890	420	726
1963	559	1019	895	759	307	263	169	151	195	1555	2444	1029	779
1964	411	615	474	879	874	846	989	1406	1356	836	467	523	806
1965	435	670	683	447	2198	812	2014	1013	1046	2190	1559	1841	1242
1966	1072	2024	1282	480	394	629	872	436	1070	1553	1453	973	1020
1967	973	1129	1467	724	308	729	566	557	693	503	613	893	763
1968	582	504	306	363	283	218	276	193	201	362	671	504	372
1969	1137	798	773	1606	959	1911	1346	502	515	1191	1215	680	1053
1970	674	580	473	415	694	1459	1885	479	640	1187	495	1068	837
1971	2946	1124	1101	1147	1805	2270	1621	753	684	906	383	347	1257
1972	617	1340	1231	765	296	749	960	1707	3092	2512	1084	1067	1285
1973	1271	1207	833	728	1243	1597	1710	1656	2557	2100	1228	647	1398
1974	1103	1136	1046	581	358	714	907	706	967	479	611	529	761
1975	744	699	714	440	328	458	458	973	1312	2480	1188	2406	1017
1976	1426	1046	924	942	706	2076	894	1664	1281	869	1359	1053	1187
1977	1168	1264	963	901	370	551	484	598	575	1258	945	900	831
1978	359	282	436	238	174	245	913	829	873	445	693	589	506
1979	398	266	335	365	2225	585	487	780	1186	2411	2331	1473	1070
1980	998	804	1239	613	761	576	1376	1339	2276	1343	950	1533	1151
1981	1910	1189	524	589	495	435	304	274	324	846	981	1746	801
1982	630	731	570	268	268	1301	3197	1077	546	1954	3832	2390	1397
1983	1251	1258	2087	1351	3912	3443	8252	2344	2036	2248	1453	901	2545
1984	656	465	615	721	971	1937	891	2525	1206	900	1615	1149	1138
1985	428	959	600	1386	531	304	320	200	276	233	376	121	478
1986	246	710	683	645	916	760	259	468	775	790	774	1183	684
1987	1066	1216	430	556	3447	2237	1140	674	439	807	664	442	1093
1988	427	570	579	448	2448	1869	672	261	264	515	400	278	728
1989	1310	1973	1052	1001	1482	442	732	1446	2944	1373	632	369	1230
1990	2262	1316	663	1257	1384	2948	1835	2374	2545	2284	1763	867	1792
1991	357	392	333	422	287	1177	884	681	258	870	850	1009	627
1992	623	592	869	855	2789	4252	2211	1827	1253	987	932	616	1484
1993	628	1133	1094	701	1837	1238	1175	695	1388	3530	676	1053	1262
1994	500	1183	713	548	1212	1884	2086	807	410	663	1284	861	1013
1995	3781	1926	1047	590	325	519	1645	438	770	1656	714	444	1155
1996	1456	2301	2018	1637	386	952	1898	800	1197	2594	1581	1282	1509
1997	1488	2838	1304	407	485	1502	1246	1857	916	3766	3389	1649	1737
1998	1791	1856	2057	4552	2642	773	1534	2657	3287	4353	1110	794	2284
1999	758	1233	887	1008	559	1402	2470	443	597	1422	597	444	985
2000	649	961	1034	410	475	530	963	618	3133	2418	818	624	1053
2001	1384	2851	1482	808	918	1213	1387	1107	864	2838	869	1012	1394
2002	1044	893	609	359	1180	571	363	835	1392	1691	1880	1746	1047
2003	834	1051	984	427	279	893	766	354	306	552	967	1773	766
2004	1156	529	429	388	1134	1244	1412	550	524	1681	1847	739	969
2005	689	379	270	403	1049	1722	966	705	2968	3443	1609	518	1227
2006	541	520	518	457	179	152	162	231	579	684	522	827	448
2007	964	880	1065	1339	2641	1097	614	415	307	609	1506	1057	1041
2008	1025	583	515	713	1247	1172	761	1211	705	1975	2108	489	1042
2009	520	530	449	206	342	517	1300	1661	2525	3339	1407	1436	1186
2010	1784	1636	1347	2497	2864	1124	1127	980	349	696	617	2342	1447
2011	1585	2551	1386	1187	443	549	2173	3484	2867	1495	1048	510	1607

Anexo X – Dados da usina Salto Osório

Reservatório			
Regulação	Diária	Volume de referência	1124,00 hm ³
Volume máximo	1.124,00 hm ³	Volume vertedouro	1124,00 hm ³
Volume mínimo	1.124,00 hm ³	Volume desvio	1124,00 hm ³
Cota máxima	397,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	397,00 m		

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	3,970000E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	5,600000E+01	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	3,218369E+02	2,280990E-03	-1,402710E-07	3,841880E-12	-5,363039E-17

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	9	Julho	43
Fevereiro	27	Agosto	30
Março	51	Setembro	18
Abril	69	Outubro	-15
Maio	75	Novembro	-19
Junho	63	Dezembro	-8

Usina			
Produtibilidade específica	0,008829 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	1	Perdas - Valor	1,24

Vazões mensais – Salto Osório													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	1075	572	529	310	2201	2289	1405	613	1527	1167	606	844	1095
1932	788	1095	1294	2495	1531	1572	882	717	1098	1681	774	1135	1255
1933	409	499	449	264	287	196	229	158	341	741	488	262	360
1934	398	891	687	834	600	339	285	261	325	733	309	780	537
1935	416	343	659	367	224	634	719	1449	1875	5161	1452	870	1181
1936	1710	580	383	260	430	3151	688	1532	1450	1201	1032	654	1089
1937	760	590	1043	935	576	448	306	473	449	1651	1830	794	821
1938	726	1615	540	616	1491	2548	3304	814	711	658	603	449	1173
1939	508	625	1068	666	915	704	837	358	758	502	1703	2763	951
1940	990	667	396	767	812	443	337	399	380	370	389	552	542
1941	858	1763	818	603	836	1030	691	1723	897	948	1137	1123	1036
1942	666	1367	1045	1322	967	1221	1254	911	676	723	379	283	901
1943	318	514	409	261	217	946	671	1105	917	1082	781	406	636
1944	676	408	1035	456	209	175	157	119	308	218	675	611	421
1945	201	372	620	275	190	316	1229	395	339	537	452	457	449
1946	899	3079	2290	951	742	1082	2040	799	772	1557	1083	1235	1377
1947	926	1322	1060	618	436	1148	838	1221	2329	2045	809	908	1138
1948	724	1001	893	687	925	747	518	1540	649	880	1184	355	842
1949	362	210	395	911	720	913	394	355	424	456	304	257	475
1950	942	875	1396	521	628	452	522	302	436	2000	879	643	800
1951	736	1447	1740	545	282	266	326	173	159	1273	1415	1019	782
1952	466	428	297	314	150	734	491	304	1170	2205	1469	625	721
1953	611	695	535	527	414	511	326	243	998	1490	1966	824	762
1954	1386	782	887	580	2694	2163	1247	654	981	1819	816	506	1210
1955	437	336	493	784	1372	3040	3128	1344	1214	450	336	380	1110
1956	571	798	424	1311	1708	964	796	1268	981	643	341	226	836
1957	422	1069	516	421	412	1031	3038	4402	4769	1788	1429	801	1675
1958	521	348	778	466	257	505	471	836	1818	993	902	955	738
1959	710	992	502	464	587	738	471	569	840	539	326	237	581

1960	270	502	407	540	481	684	485	1361	1385	1393	1610	641	813
1961	562	495	1687	969	897	847	481	257	1234	1620	2113	994	1013
1962	618	1020	1205	537	347	499	362	269	895	2001	946	465	764
1963	563	1086	950	816	324	277	179	159	191	1616	2566	1111	820
1964	443	634	498	946	935	908	1050	1474	1441	909	497	571	859
1965	470	745	739	462	2339	869	2086	1075	1036	2336	1648	1889	1308
1966	1138	2091	1353	508	415	631	927	453	1110	1623	1531	1008	1066
1967	1011	1146	1512	755	327	767	615	592	739	528	637	945	798
1968	608	535	320	380	316	243	301	217	222	400	723	525	399
1969	1198	820	798	1638	995	2001	1424	550	534	1278	1287	749	1106
1970	716	607	503	445	719	1496	2001	526	680	1257	547	1098	883
1971	3094	1176	1129	1189	1898	2367	1724	801	735	969	427	390	1325
1972	675	1366	1289	835	327	808	1030	1794	3212	2659	1130	1124	1354
1973	1354	1292	876	745	1278	1642	1790	1690	2647	2223	1295	670	1459
1974	1124	1170	1091	606	373	745	937	730	1030	500	646	574	794
1975	782	766	754	463	343	489	479	997	1333	2625	1250	2486	1064
1976	1466	1093	940	985	719	2170	924	1716	1346	914	1434	1109	1235
1977	1209	1304	983	929	386	581	511	618	597	1295	990	939	862
1978	376	292	442	247	181	251	966	885	910	463	707	611	528
1979	416	276	354	376	2305	630	506	820	1246	2810	2516	1556	1151
1980	1048	849	1299	625	795	590	1407	1374	2385	1418	1000	1572	1197
1981	1995	1242	557	599	543	468	333	288	332	895	1024	1877	846
1982	694	740	595	281	272	1354	3407	1138	576	2046	4014	2543	1472
1983	1319	1303	2195	1431	4102	3657	8473	2482	2129	2381	1542	936	2663
1984	683	509	627	766	1010	2005	942	2587	1261	962	1688	1234	1190
1985	464	990	643	1452	581	336	359	220	293	240	388	126	508
1986	254	742	728	677	991	847	279	493	807	822	795	1219	721
1987	1104	1276	466	583	3701	2351	1208	707	457	838	718	482	1158
1988	446	595	612	469	2546	1968	723	280	270	514	419	276	760
1989	1316	2072	1100	1029	1567	465	735	1546	3067	1465	678	391	1286
1990	2299	1382	678	1259	1454	3062	1910	2469	2667	2408	1824	902	1860
1991	367	408	339	445	308	1227	954	706	272	915	905	1074	660
1992	673	610	883	907	2838	4544	2317	1927	1358	1089	1006	666	1568
1993	658	1182	1145	737	1936	1314	1225	755	1398	3732	718	1112	1326
1994	521	1214	749	573	1242	1987	2174	865	427	697	1335	884	1056
1995	4023	1998	1093	633	349	535	1750	466	770	1757	758	457	1216
1996	1482	2399	2074	1733	408	954	1937	816	1207	2744	1670	1342	1564
1997	1557	2950	1380	429	500	1585	1331	1912	939	3922	3504	1713	1810
1998	1815	1913	2075	4799	2832	811	1571	2699	3426	4565	1175	813	2375
1999	779	1283	936	1058	596	1473	2582	469	623	1426	611	454	1024
2000	667	1001	1075	428	501	559	1018	648	3264	2543	879	643	1102
2001	1436	3021	1574	850	953	1271	1443	1151	883	2971	906	1054	1459
2002	1087	953	628	368	1273	614	381	866	1448	1825	1979	1855	1106
2003	868	1113	1035	451	296	935	796	369	316	590	1028	1850	804
2004	1218	547	436	395	1202	1302	1496	578	549	1751	1983	768	1019
2005	706	391	273	411	1105	1849	1009	722	3071	3625	1698	535	1283
2006	553	533	528	479	184	157	167	242	601	717	541	864	464
2007	1011	898	1103	1397	2785	1162	634	432	313	625	1573	1083	1085
2008	1058	604	527	718	1310	1225	820	1286	746	2030	2252	516	1091
2009	531	537	466	211	365	560	1366	1747	2599	3525	1484	1501	1241
2010	1841	1697	1394	2589	3013	1173	1153	1011	358	718	641	2437	1502
2011	1635	2649	1435	1243	457	557	2246	3637	2989	1556	1125	530	1672
MIN	201	210	273	211	150	157	157	119	159	218	304	126	360
MED	919	1028	885	789	997	1137	1167	974	1159	1509	1139	915	1052
MAX	4023	3079	2290	4799	4102	4544	8473	4402	4769	5161	4014	2763	2663

Anexo XI – Dados da usina Salto Caxias

Reservatório			
Regulação	Diária	Volume de referência	3573,00 hm ³
Volume máximo	3.573,00 hm ³	Volume vertedouro	3573,00 hm ³
Volume mínimo	3.573,00 hm ³	Volume desvio	3573,00 hm ³
Cota máxima	325,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	325,00 m		

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	3,250000E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	1,414300E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	2,579199E+02	6,208378E-04	-1,718400E-08	2,282680E-13	1,217070E-20

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	5	Julho	41
Fevereiro	26	Agosto	30
Março	49	Setembro	17
Abril	65	Outubro	-18
Maio	72	Novembro	-26
Junho	61	Dezembro	-15

Usina			
Produtibilidade específica	0,009026 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	0,6

Vazões mensais – Salto Caxias													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	1353	701	654	434	2930	2994	1811	781	1792	1373	773	993	1382
1932	966	1345	1747	3315	1991	2182	1224	955	1521	2449	976	1292	1664
1933	530	589	583	349	380	248	283	197	421	866	617	353	451
1934	503	1058	851	1081	792	461	388	346	439	929	411	953	684
1935	522	411	790	517	316	946	1047	1952	2488	6325	1813	1140	1522
1936	2105	751	497	351	620	4689	1072	1981	1770	1436	1186	785	1437
1937	977	756	1208	1104	754	568	402	594	587	1905	2371	1051	1023
1938	945	1948	714	786	1938	3341	4147	1072	866	788	730	541	1485
1939	625	772	1291	833	1214	915	1118	494	989	669	2279	3466	1222
1940	1371	856	530	1120	1076	626	465	491	473	467	533	728	728
1941	999	2173	1082	885	1129	1411	948	2286	1177	1203	1509	1671	1373
1942	890	1721	1285	1763	1398	1510	1457	1047	861	962	480	394	1147
1943	390	622	508	326	406	1392	915	1300	1093	1332	1000	519	817
1944	814	508	1173	601	302	228	200	148	345	263	800	709	508
1945	283	474	736	377	253	416	1418	550	435	662	606	639	571
1946	1239	3770	2723	1249	1097	1432	2687	1049	915	1967	1342	1545	1751
1947	1147	1562	1282	864	680	1547	1057	1540	2920	2447	1017	1089	1429
1948	849	1310	1130	865	1195	939	741	1955	870	1288	1569	470	1098
1949	507	276	576	1266	1003	1269	532	511	588	631	403	361	660
1950	1151	1083	1679	711	885	601	730	415	530	2401	1137	797	1010
1951	942	1720	2200	725	386	336	404	212	204	1527	1717	1215	966
1952	590	536	379	405	215	964	655	409	1400	2767	1803	778	908
1953	743	854	657	626	516	644	460	348	1316	2015	2460	1034	973
1954	1711	989	1068	708	3301	3098	1753	847	1435	2449	1088	818	1605
1955	630	435	614	1039	1745	3934	3833	1749	1471	580	423	471	1410
1956	726	992	550	1901	2205	1352	1086	1649	1324	853	417	266	1110
1957	535	1434	638	497	518	1269	3732	5934	5804	2145	1662	930	2092
1958	593	386	862	588	300	700	610	1123	2479	1386	1168	1331	961
1959	866	1304	665	678	799	1016	649	779	1010	716	441	387	776

1960	361	595	455	592	555	816	592	1790	1788	1917	2006	788	1021
1961	668	588	2260	1203	1110	970	577	317	1640	2288	2506	1238	1280
1962	794	1299	1452	649	521	691	504	380	1250	2497	1205	588	986
1963	653	1302	1209	985	634	411	251	219	246	2092	3459	1447	1076
1964	568	800	601	1209	1268	1057	1228	1848	1778	1212	660	698	1077
1965	572	890	871	570	2795	1189	2777	1442	1493	3307	2272	2615	1733
1966	1488	2638	1759	768	507	855	1289	643	1434	2134	1904	1258	1390
1967	1240	1354	1966	920	404	904	769	840	975	690	801	1106	997
1968	673	594	357	442	419	302	413	278	264	544	929	769	499
1969	1827	1021	1036	2165	1345	2763	1775	708	693	1926	1638	883	1482
1970	823	709	602	547	849	1812	2582	674	894	1785	708	1444	1119
1971	3707	1396	1293	1457	2492	3119	2304	1092	903	1192	535	454	1662
1972	759	1543	1475	1099	410	1148	1349	2469	4190	3327	1344	1301	1701
1973	1860	1803	1133	896	1852	2122	2203	2228	3296	2820	1651	818	1890
1974	1364	1385	1249	722	535	1105	1175	875	1398	636	920	862	1019
1975	1115	1019	904	581	439	665	696	1251	1755	3485	1676	2935	1377
1976	1780	1327	1052	1116	840	2621	1102	2061	1627	1170	1774	1270	1478
1977	1370	1426	1119	1032	440	738	656	847	790	1565	1309	1191	1040
1978	465	334	468	264	195	292	1310	1104	1156	587	958	799	661
1979	493	327	436	552	3376	901	751	1224	1605	3655	3483	1925	1561
1980	1395	1085	1535	721	970	701	1637	1730	2727	1661	1383	1979	1460
1981	2323	1555	709	807	796	661	435	350	404	1046	1437	2629	1096
1982	912	902	706	323	330	1849	4428	1442	746	2539	5443	3161	1898
1983	1534	1485	3212	1850	5798	4451	10798	3011	2792	2928	1984	1253	3425
1984	974	732	881	1134	1293	2733	1193	3201	1589	1286	2101	1588	1559
1985	575	1240	752	1731	783	488	485	402	387	374	602	208	669
1986	356	1086	974	1093	1529	1337	450	859	1342	1178	1011	1482	1058
1987	1308	1794	609	842	5037	3023	1633	852	551	1095	1138	630	1543
1988	553	682	676	575	3217	2518	912	350	329	609	519	326	939
1989	1679	2589	1316	1166	1893	584	981	2022	3993	1979	945	498	1637
1990	2728	1680	771	1719	1977	4598	2410	3184	3463	3140	2286	1212	2431
1991	468	503	376	573	396	1945	1246	886	347	1124	1072	1425	863
1992	824	759	1189	1221	3680	5357	3113	2337	1662	1444	1328	857	1981
1993	884	1385	1264	844	2421	1856	1603	1046	1695	4434	967	1308	1642
1994	592	1638	959	710	1763	2789	2694	1086	659	1200	2132	1238	1455
1995	4904	2222	1337	1010	503	742	2043	563	986	2237	995	549	1508
1996	1773	3010	2413	2086	497	1199	2405	978	1501	4082	2100	1827	1989
1997	1802	3432	1597	548	965	2383	1848	2724	1285	4853	4378	2108	2327
1998	2090	2685	2566	6077	3636	1016	1806	3423	4060	5599	1495	1175	2969
1999	1039	1697	1202	1413	812	2076	3158	626	836	1672	748	633	1326
2000	889	1382	1351	638	754	729	1407	869	4061	3508	1137	741	1456
2001	1727	3741	1887	1207	1184	1648	1858	1342	1060	3674	1133	1237	1808
2002	1431	1239	726	413	1899	837	496	1055	1897	2657	2689	2415	1480
2003	1058	1517	1315	583	390	1203	982	441	391	841	1430	2470	1052
2004	1461	630	481	448	1678	1619	2037	708	700	2347	2717	923	1312
2005	832	425	289	465	1526	2614	1274	863	3766	4853	2051	614	1631
2006	651	592	606	574	216	191	204	318	778	893	688	1117	569
2007	1301	1053	1287	1906	3685	1404	791	503	355	744	1998	1272	1358
2008	1249	721	589	871	1598	1639	1116	1770	987	2577	2967	650	1394
2009	610	601	533	241	542	832	1843	2233	3288	4580	1903	1906	1593
2010	2252	2009	1740	3339	3728	1446	1341	1146	406	898	773	3133	1851
2011	1957	3294	1696	1500	529	660	2768	4690	3581	2012	1506	649	2070
MIN	283	276	289	241	195	191	200	148	204	263	403	208	451
MED	1138	1272	1085	1017	1325	1514	1500	1259	1473	1947	1476	1165	1348
MAX	4904	3770	3212	6077	5798	5357	10798	5934	5804	6325	5443	3466	3425

Anexo XII – Dados da usina Machadinho

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	3340,00 hm ³
Volume máximo	3.340,00 hm ³	Volume vertedouro	2283,00 hm ³
Volume mínimo	2.283,00 hm ³	Volume desvio	2283,00 hm ³
Cota máxima	480,00 m	Subsistema	1
Cota mínima	465,00 m		

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	4,012168E+02	5,009650E-02	-1,573029E-05	3,296550E-09	-2,882820E-13
Área x Cota	3,325720E+03	-1,906490E+01	2,824160E-02	8,155040E-06	-2,833990E-08
Jusante	3,719358E+02	1,932420E-03	-8,529986E-08	2,375670E-12	-2,616249E-17

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	0	Julho	45
Fevereiro	24	Agosto	21
Março	51	Setembro	4
Abril	68	Outubro	-24
Maio	77	Novembro	-37
Junho	68	Dezembro	-26

Usina			
Produtibilidade específica	0,008927 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	1,07

Vazões mensais - Machadinho													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	405	91	136	135	1454	1144	1180	528	1580	461	249	219	632
1932	264	496	578	2214	1823	1323	983	573	1415	1126	336	371	959
1933	143	152	133	89	153	231	224	497	679	1461	499	143	367
1934	385	767	423	701	643	462	355	667	675	558	215	358	517
1935	188	108	134	83	59	343	1029	1271	1501	2473	475	1088	729
1936	443	194	219	152	579	2216	1157	1466	991	1067	418	238	762
1937	223	234	536	391	184	136	309	603	843	773	637	294	430
1938	774	1130	295	593	1322	1328	1183	360	252	257	328	131	663
1939	221	287	742	474	1215	844	609	348	1037	558	1102	1525	747
1940	891	674	338	675	636	377	481	977	477	965	321	486	608
1941	451	709	604	645	1766	1201	801	1574	806	797	1179	616	929
1942	232	659	568	876	1024	498	457	573	483	620	182	134	526
1943	86	173	108	83	318	1134	802	1530	1317	579	277	163	548
1944	511	215	306	156	87	255	294	120	179	199	242	82	221
1945	50	199	110	71	74	84	121	301	372	290	115	171	163
1946	678	1154	603	303	475	930	1432	511	404	575	277	508	654
1947	382	503	312	132	300	491	468	457	1043	721	341	513	472
1948	268	604	479	774	1333	439	849	1729	366	510	438	132	660
1949	138	83	277	346	273	744	469	629	938	644	228	149	410
1950	255	262	376	293	363	323	294	945	685	1823	452	355	536
1951	519	921	631	214	125	124	243	100	115	1544	764	326	469
1952	221	248	102	74	44	702	1235	332	944	1309	586	234	503
1953	360	650	264	246	166	431	382	263	1320	1773	1064	403	610
1954	537	407	600	714	1184	1738	2613	466	2622	2870	481	289	1210
1955	210	579	393	1132	1336	1102	1989	855	840	612	297	326	806
1956	929	838	236	876	806	498	365	757	1290	670	237	214	643
1957	338	614	402	477	444	379	1059	2973	2333	1008	573	379	915
1958	333	253	968	274	202	939	297	913	1517	1205	1427	1014	779
1959	353	531	305	740	752	455	376	530	1047	690	195	147	510

1960	145	348	312	254	211	511	252	1248	1262	904	794	359	550
1961	362	366	1517	827	405	501	575	271	2416	2041	1554	684	960
1962	304	216	193	129	499	330	512	323	949	482	290	150	365
1963	445	1301	1153	495	268	160	207	848	1077	2387	1428	528	858
1964	179	290	221	330	447	229	294	757	1042	622	344	226	415
1965	210	154	129	229	660	302	834	2886	2695	1337	597	1200	936
1966	908	1927	1088	429	236	959	796	867	1877	1289	668	999	1004
1967	467	616	623	248	189	238	498	1053	2192	809	444	575	663
1968	164	110	113	182	149	125	380	120	486	312	820	521	290
1969	740	1130	718	904	371	1020	636	365	837	344	1002	257	694
1970	294	263	293	167	613	1099	1374	720	690	679	239	765	600
1971	1369	1101	1075	1371	1183	1326	1394	1414	573	476	145	94	960
1972	232	1001	541	562	217	1202	1008	2248	2457	1041	770	664	995
1973	748	787	441	266	1006	1247	1324	2032	1764	717	541	290	930
1974	387	569	807	302	377	941	505	297	654	304	552	350	504
1975	410	353	266	164	159	491	327	898	1888	1508	545	1158	681
1976	892	349	634	245	746	863	659	1521	716	479	846	1164	760
1977	846	1153	744	644	236	459	873	2263	628	944	1108	477	865
1978	455	343	304	120	92	91	359	305	817	390	762	402	370
1979	199	114	226	352	989	504	935	678	357	2478	1464	1074	781
1980	439	275	716	299	450	259	700	2063	1395	940	1005	1544	840
1981	853	967	298	286	231	311	290	261	747	596	468	468	481
1982	252	472	352	200	177	1024	1489	836	482	1907	2600	946	895
1983	756	960	1437	792	2357	1996	5925	3000	1178	710	787	518	1701
1984	569	667	550	444	736	1723	1591	3149	1151	1280	934	640	1120
1985	236	821	521	559	644	344	428	515	707	429	457	124	482
1986	177	246	172	703	402	638	408	490	861	859	1043	624	552
1987	834	658	199	982	2384	1094	1141	1138	733	1722	432	250	964
1988	333	425	257	512	1517	1007	472	180	935	567	259	238	559
1989	657	1125	470	520	1113	233	721	692	2643	935	337	195	803
1990	1217	803	578	1097	1124	2976	1027	672	1379	2319	1569	548	1276
1991	292	289	131	137	149	752	538	715	227	783	710	827	463
1992	493	748	594	504	2268	1722	1922	1648	1266	502	716	390	1064
1993	394	657	576	412	790	829	2542	451	988	1366	468	932	867
1994	360	1415	729	605	850	1038	1375	461	332	1192	1108	496	830
1995	1460	743	433	217	116	416	722	626	658	1225	395	357	614
1996	979	1123	709	624	177	601	1173	1108	1315	1040	621	452	827
1997	534	1968	572	163	135	572	1150	1689	639	3264	2830	750	1189
1998	1170	2534	1570	2116	1678	716	1051	2147	2144	1077	346	308	1405
1999	287	411	259	682	289	591	1593	399	321	1112	394	282	552
2000	336	390	544	392	462	422	1173	601	2424	2531	604	521	867
2001	1048	1508	784	837	1223	899	1236	494	883	2301	599	655	1039
2002	420	286	259	296	461	1233	783	1290	1280	1585	1373	1233	875
2003	510	546	519	247	414	569	466	204	147	421	456	1309	484
2004	608	294	202	409	581	344	1126	324	1197	1214	737	391	619
2005	357	176	224	791	1748	1437	859	774	2441	2361	821	271	1022
2006	345	262	238	142	111	187	284	707	423	280	708	592	357
2007	381	505	857	420	1340	493	1592	819	1075	1199	1180	446	859
2008	427	408	322	430	744	705	556	526	900	2178	1657	452	775
2009	480	318	381	129	127	173	1028	1747	3014	1689	1074	630	899
2010	1133	1366	633	1593	2015	927	1009	828	768	591	484	951	1025
2011	944	1753	1043	856	734	864	2076	2671	2398	832	469	302	1245
MIN	50	83	102	71	44	84	121	100	115	199	115	82	163
MED	492	634	490	501	688	748	917	953	1117	1095	697	513	737
MAX	1460	2534	1570	2214	2384	2976	5925	3149	3014	3264	2830	1544	1701

Anexo XIII – Dados da usina Itá

Reservatório			
Regulação	Diária	Volume de referência	5.100,00 hm ³
Volume máximo	5.100,00 hm ³	Volume vertedouro	5.100,00 hm ³
Volume mínimo	5.100,00 hm ³	Volume desvio	5.100,00 hm ³
Cota máxima	370,00 m	Subsistema	1
Cota mínima	370,00 m		

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	3,700000E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	1,411800E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	2,613628E+02	3,011860E-03	-5,636080E-07	6,791440E-11	-3,028480E-15

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	-3	Julho	41
Fevereiro	20	Agosto	17
Março	47	Setembro	1
Abril	64	Outubro	-27
Maio	74	Novembro	-39
Junho	66	Dezembro	-32

Usina			
Produtibilidade específica	0,008927	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	2

Vazões mensais - Itá													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	560	121	179	173	2081	1629	1675	745	2249	670	337	284	892
1932	362	679	820	3196	2692	1957	1441	796	2019	1638	461	496	1380
1933	200	195	179	116	201	314	300	688	945	2076	725	200	512
1934	520	1064	590	977	925	639	482	946	960	776	297	497	723
1935	256	140	181	110	78	469	1445	1819	2149	3661	669	1531	1042
1936	612	265	302	204	828	3221	1661	2063	1403	1512	579	322	1081
1937	296	311	741	541	259	182	419	828	1198	1091	910	401	598
1938	1076	1652	403	823	1932	1928	1761	518	349	348	457	178	952
1939	298	383	1049	673	1756	1199	953	475	1502	809	1537	2166	1067
1940	1250	967	482	962	946	556	705	1307	694	1347	468	693	865
1941	653	1024	866	888	2527	1745	1152	2339	1162	1186	1689	927	1347
1942	338	941	716	1359	1500	723	653	828	693	891	266	196	759
1943	121	246	155	120	405	1701	1110	2193	1812	850	410	239	780
1944	697	305	426	219	127	347	443	171	250	281	361	119	312
1945	71	276	162	100	106	117	165	399	493	420	164	254	227
1946	969	1677	872	450	711	1230	2105	697	607	807	408	695	936
1947	538	675	453	190	413	709	643	659	1465	1026	460	648	657
1948	367	746	686	942	1826	635	1199	2520	537	779	577	191	917
1949	166	111	347	446	389	1034	597	822	1234	926	351	226	554
1950	349	327	512	356	629	608	415	1905	1013	2668	782	513	840
1951	709	1451	965	311	177	177	370	134	152	2478	1288	454	722
1952	285	330	141	113	49	981	1778	510	1359	1945	905	347	729
1953	522	933	358	391	270	633	629	446	1818	2593	1465	529	882
1954	690	529	794	901	1717	2618	3707	640	4207	3916	688	429	1736
1955	312	920	593	1743	2106	1720	2884	1205	1197	861	416	418	1198
1956	1210	1089	299	1297	1106	697	532	1049	1765	932	309	292	881
1957	471	811	502	601	578	526	1370	4125	3359	1298	743	510	1241

1958	486	310	1251	361	228	1286	401	1351	2337	1772	1990	1435	1101
1959	485	718	385	1095	1138	656	555	763	1441	1000	282	201	727
1960	180	408	351	299	281	730	308	1701	1877	1405	1133	509	765
1961	523	441	2189	1170	594	648	779	399	3380	2919	1945	907	1325
1962	408	286	238	170	682	456	675	439	1299	678	398	204	494
1963	507	1710	1540	679	404	245	303	1162	1592	3271	2219	811	1204
1964	246	364	268	442	644	283	374	1084	1467	829	482	302	565
1965	270	216	158	334	955	397	1204	4022	3800	1990	863	1774	1332
1966	1271	2772	1570	567	306	1403	1213	1303	2797	1945	962	1480	1466
1967	647	822	861	330	258	323	715	1648	3007	1123	565	845	929
1968	215	147	151	270	266	190	580	179	652	437	1141	684	409
1969	1183	1467	935	1283	577	1483	885	513	1077	508	1522	366	983
1970	388	328	357	221	870	1647	1834	943	940	1019	333	1229	842
1971	1939	1422	1252	1841	1730	1896	2142	2003	849	654	201	138	1339
1972	297	1284	719	853	310	1987	1449	3307	3541	1527	1138	974	1449
1973	1065	1057	665	366	1495	1740	2059	3014	2573	1137	797	413	1365
1974	525	724	980	410	559	1393	673	420	966	484	849	529	709
1975	566	533	338	240	227	806	469	1299	2578	2167	820	1714	980
1976	1233	514	802	348	896	1210	929	2249	1059	698	1442	1615	1083
1977	1120	1518	1044	803	317	799	1228	3007	850	1216	1521	649	1173
1978	648	435	370	150	120	122	520	489	1148	528	1264	590	532
1979	292	155	314	517	1551	730	1325	1030	518	3505	2135	1472	1129
1980	632	359	919	382	629	370	826	2981	1902	1252	1588	2025	1155
1981	1165	1327	415	371	368	471	377	335	1007	835	722	879	689
1982	373	613	458	276	238	1288	2425	1272	678	2631	3818	1363	1286
1983	1025	1140	2256	1135	3655	2872	8292	4984	2120	1083	1233	684	2540
1984	716	883	711	597	1071	2364	2150	4572	1696	1882	1317	867	1569
1985	370	1107	712	847	1094	481	601	708	1090	677	650	179	710
1986	236	355	303	1160	596	1031	560	758	1279	1212	1271	798	797
1987	1058	893	294	1415	3297	1553	1536	1511	995	2325	654	386	1326
1988	470	599	354	696	2253	1391	696	272	1212	785	393	336	788
1989	814	1620	701	722	1590	338	996	1059	3759	1362	530	308	1150
1990	1577	1058	776	1528	1475	4671	1422	991	1978	3208	2110	777	1798
1991	372	481	186	195	247	1117	833	1028	317	1051	935	1088	654
1992	664	1008	901	603	3086	2354	2844	2146	1810	726	990	591	1477
1993	550	881	771	576	1114	1188	3396	670	1279	1936	668	1199	1186
1994	516	1867	1018	800	1152	1681	2209	653	500	1744	1573	680	1199
1995	1905	902	635	332	178	609	981	889	981	1782	550	436	848
1996	1291	1561	984	862	255	830	1597	1645	1808	1521	966	664	1165
1997	672	2669	757	241	218	905	1613	2390	846	4638	4138	1025	1676
1998	1727	3898	2199	3079	2459	1016	1572	2965	2992	1574	493	413	2032
1999	414	592	348	965	390	843	2236	576	457	1610	522	434	782
2000	437	473	770	570	691	598	1637	763	3254	3044	691	619	1129
2001	1367	2029	887	1158	1774	1366	1834	658	1167	3335	711	787	1423
2002	449	316	316	361	700	1690	966	1755	1880	2348	1974	1811	1214
2003	779	792	774	371	548	766	643	271	227	609	640	2005	702
2004	781	411	241	496	789	473	1500	409	1520	1779	1024	470	824
2005	464	210	262	1110	2418	2295	1132	977	3245	3372	1064	335	1407
2006	420	324	375	220	148	275	380	952	575	383	1074	869	500
2007	550	704	1105	806	2182	611	2234	999	1366	1679	1774	559	1214
2008	538	473	387	661	927	1125	693	735	1185	2999	2235	521	1040
2009	615	446	458	158	217	321	1517	2406	4250	2279	1458	921	1254
2010	1567	1710	843	2436	2749	1213	1381	1032	969	731	594	1604	1403
2011	1164	2284	1511	1340	917	1309	2954	3392	3283	1183	588	360	1691
MIN	71	111	141	100	49	117	165	134	152	281	164	119	227
MED	668	862	668	709	990	1088	1299	1357	1580	1558	996	723	1041
MAX	1939	3898	2256	3196	3655	4671	8292	4984	4250	4638	4138	2166	2540

APÊNDICE A – Algoritmo Genético

A.1 – Introdução

O Algoritmo Genético (AG) é um método de solução de problemas de otimização com ou sem restrição, baseado na seleção natural, a mesma que descreve a evolução em processos biológicos (HOLLAND, 1975).

O AG modifica repetidamente a população de soluções individuais. A cada passo, o AG seleciona indivíduos aleatoriamente a partir de uma população para serem os pais e utilizam esses indivíduos para produzir novos indivíduos filhos que serão utilizados na próxima geração. Através das sucessivas gerações, a população evolui para uma solução ótima do problema.

Os AG utilizam três principais tipos de regras, também chamadas de operadores genéticos, que a cada passo para criar a próxima geração a partir da geração atual. A seguir estão listados os principais operadores genéticos:

- Regras de seleção;
- Regras de cruzamento;
- Regras de mutação.

Os AG diferem dos métodos tradicionais de busca e otimização, principalmente em quatro aspectos (GOLDBERG, 1989) e (REZENDE, 2003):

- a. Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
- b. Trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema e não um único ponto;
- c. Utilizam informação de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- d. Utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

A.2 – Terminologia

A Tabela A.10.1 apresenta a terminologia empregada quando o AG é utilizado e seu significado computacional.

Tabela A.10.1 – Terminologia adotada pelos AG e seu equivalente computacional

Terminologia AG	Equivalente na computação
Função <i>Fitness</i>	A função <i>fitness</i> é a função que se deseja otimizar. Essa função também é conhecida por Função Objetivo.
Gene	Parâmetro codificado no cromossomo, ou seja, um elemento do vetor que representa o indivíduo.
Cromossomo	Representa a estrutura de dados que codifica uma solução para um problema.
Genótipo	Informação contida em uma solução.
Fenótipo	É a decodificação do indivíduo, especificado por um genótipo, formando um objeto, estrutura ou organismo.
Indivíduo	Um indivíduo é qualquer ponto no qual a função objetivo ou <i>fitness</i> pode ser aplicada.
Pais e filhos	Para criar a próxima geração o algoritmo seleciona indivíduos dentro da população (Pais) e os utiliza para criar indivíduos para a próxima geração (filhos).
População	Conjunto de soluções (indivíduos) no espaço de busca.
Diversidade	É a distância média entre dois indivíduos de uma mesma população
Geração	Iteração completa do AG que produz uma nova população.

A.3 – Funcionamento do AG

Os AG procuram melhorar a população, ou seja, buscam os indivíduos de melhor aptidão, seja para uma FO de maximização ou minimização, e se utilizam de diversas etapas e operadores genéticos conforme a sequência de passos descrita a seguir.

1. O algoritmo cria uma população inicial aleatória, ou utiliza uma previamente especificada.

2. Então o algoritmo cria uma sequência de novas populações. A cada passo o algoritmo utiliza os indivíduos a geração atual para criar a população da próxima geração. A nova população é criada a partir dos seguintes passos:
 - a. Cada membro da população atual é avaliado e a ele é dado um valor, que corresponde ao seu *fitness*.
 - b. Os indivíduos são então organizados quanto ao seu *fitness* e seus valores são então convertidos para uma gama de valores com maior usabilidade.
 - c. Alguns indivíduos são selecionados baseados em seus *fitness*, esses indivíduos são chamados de “pais”.
 - d. Alguns dos indivíduos da população atual que tem os valores de *fitness* mais baixo, ou seja, mais bem adaptados, são escolhidos como elite e passam diretamente para a próxima geração.
 - e. Os pais escolhidos então dão origem a novos filhos. Os filhos podem ser obtidos através de mutação ou cruzamento.
 - f. A população atual é então substituída por seus filhos para então formar uma nova geração, ou a próxima geração.
3. O algoritmo para quando algum critério de parada é acionado.

A.4 – Operadores genéticos

Os operadores genéticos transformam a população através de sucessivas gerações, de forma a aumentar o campo de busca e também melhorar a aptidão ou *fitness* dos indivíduos. Os operadores genéticos são necessários para que a população se diversifique e mantenha as características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores (SZUVOVIVSKI, 2008).

A.4.1 – Seleção

Os AG simples operam com um número fixo de indivíduos na população ao longo das gerações. Então, a cada geração, devem-se selecionar quais indivíduos possuirão cópias e quais tendem a desaparecer.

O *toolbox* de AG do Matlab oferece diversas opções de função de seleção, tais como:

- **Estocástica Uniforme** – Cada pai corresponde a uma seção, cujo tamanho é proporcional a sua aptidão. O algoritmo percorre esse conjunto de seções em passos de tamanhos iguais, um passo para cada pai. A cada passo o algoritmo seleciona um pai da seção correspondente a aquele passo.
- **Uniforme** – Os pais são selecionados de forma aleatória em uma distribuição uniforme utilizando sua aptidão e o número de pais. Isso resulta numa busca indireta que não é muito útil, mas pode ser utilizada para testar o algoritmo genético.
- **Roleta** – É o método de seleção que simula uma roleta com a área de cada segmento proporcional à aptidão de cada um dos indivíduos. O algoritmo então utiliza um número aleatório para selecionar uma das seções com probabilidade igual a esta área, ou seja, a probabilidade de um indivíduo ser selecionado é proporcional à sua aptidão relativa.
- **Residual** – Os pais são escolhidos deterministicamente a partir da parte inteira de cada indivíduo e então utiliza o método de seleção roleta para a parte fracionária que restou.
- **Torneio** – Esse método seleciona n indivíduos para um dado grupo e cada indivíduo pode ser potencialmente um pai. Dentro de cada grupo um número x de indivíduos com melhor aptidão são selecionados para compor uma população intermediária.
- **Elitismo** – Especifica o número de indivíduos que são automaticamente enviados a próxima geração devido aos seus valores de aptidão.

A.4.2 – Reprodução

As opções de reprodução determinam como o AG cria os novos filhos a cada geração. O *toolbox* do Matlab oferece algumas opções para esse operador genético, tais como:

- **Indivíduos Elite** – Essa opção especifica o número de indivíduos que irão sobreviver à próxima geração.
- **Fração de reprodução** – Especifica a fração de indivíduos da próxima geração que serão produzidos por cruzamento. Os demais serão produzidos por mutação.

A.4.3 – Mutação

A função de mutação faz com que pequenas mudanças aleatórias sejam aplicadas a população. Essas pequenas mudanças provocam uma diversidade genética que faz com que o AG procure por uma solução em um espaço de busca maior. O *toolbox* do Matlab também tem opções diferentes para esse operador genético e são dadas por:

- **Uniforme** – A mutação uniforme é feita em dois passos. Primeiro, o algoritmo seleciona a fração do vetor de entradas de um indivíduo para sofrer mutação, onde cada entrada tem a mesma probabilidade de sofrer mutação. O Segundo passo consiste em o algoritmo substituir cada entrada selecionada por um número aleatório uniformemente selecionado a partir da gama de valores para aquela entrada.
- **Adaptativa** – Gera aleatoriamente que adaptativas com relação à última bem sucedida ou mal sucedida geração. O tamanho do passo é escolhido ao longo de cada direção de tal forma que as restrições lineares e os limites sejam satisfeitos.

A.4.4 – Cruzamento

O cruzamento é outro operador genético que tem como objetivo manter a variedade genética da população e também passar as gerações futuras os genes dos indivíduos mais bem adaptados. O cruzamento é realizado entre dois indivíduos, ou pais, que quando combinados

formam um novo filho que irá compor a próxima geração. Existem diferentes formas de cruzamento, as mais comuns e também disponíveis no *Toolbox* do Matlab são:

- **Dispersa** – Esse tipo de cruzamento inicialmente cria um vetor binário aleatório onde seu tamanho é igual ao de um indivíduo. Então, selecionam-se dois indivíduos que serão os pais e os genes dos mesmos são escolhidos com base no vetor binário. Os genes do Pai 1 são selecionados com base nas posições dos números 1 do vetor binário. O Pai 2 tem seus genes selecionados com base na posição dos números 0 do vetor binário. Dessa forma, combinando os genes selecionados do Pai 1 e Pai 2 tem-se um novo indivíduo filho.
- **1 Ponto de corte** – Um ponto de corte é selecionado aleatoriamente para ambos os pais e partir desse ponto seus genes são trocados. Esse processo dá origem a dois filhos que contém informações genéticas de ambos os pais.
- **2 Pontos de corte** – Esse cruzamento é similar ao cruzamento de 1 ponto de corte, porém selecionam-se aleatoriamente 2 pontos de corte e partir desses pontos seus genes são trocados. Esse processo dá origem a dois filhos que contém informações genéticas de ambos os pais.