TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTUDO DE MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS EM MÉDIO PRAZO

BRUNO DE FREITAS TAVARES

Brasília, dezembro de 2016

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTUDO DE MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS EM MÉDIO PRAZO

Bruno de Freitas Tavares

Monografia submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Banca Examinadora

_____

Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, Dr., ENE/UnB (Orientador)

_____

Prof. Marco Antônio Freitas do Egito Coelho, Dr., ENE/UnB (Examinador Interno)

_____

Eng. João Odilon Freitas e Silva, Dr., ONS (Examinador Externo)

FICHA CATALOGRÁFICA

Tavares, Bruno de Freitas

Estudo de modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos em médio prazo – Distrito Federal, 2016.

xiii, 68p., 210 x 297 mm (FT/UnB, Departamento de Engenharia Elétrica, 2016).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília/Faculdade de Tecnologia, 2016.

1. Sistemas Hidrotérmicos 2. Operação

3. Planejamento 4. Otimização

I. ENE/FT/UnB

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TAVARES, B. F. (2016). Estudo de modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos em médio prazo. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação FT. Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 68p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Bruno de Freitas Tavares

TÍTULO: Estudo de modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos em médio prazo

GRAU: Engenheiro ANO: 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Graduação e para emprestar tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste Trabalho de Graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Bruno de Freitas Tavares

Email: bruno_de_ft@yahoo.com.br

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, que me criaram e me ensinaram sobre a vida, pelo apoio e suporte que sempre me deram durante toda a minha formação escolar e acadêmica.

Agradeço também ao meu orientador, professor Pablo Cuervo, por toda a atenção e paciência que teve comigo durante o nosso ano de trabalho.

RESUMO

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem extrema importância no cenário do Brasil, visto que quase toda a geração de energia elétrica no País provém de um sistema desse tipo. A principal fonte de geração, representada pelas usinas hidrelétricas, é complementada, no atendimento à carga, pela geração termelétrica. Esta é responsável, quase que em sua totalidade, pelos custos da geração, que devem ser minimizados na medida do possível. A otimização é feita levando em conta vários parâmetros, como a afluência e o polinômio cota-volume das hidrelétricas, o polinômio de custo das termelétricas e os limites de capacidade de ambos os tipos de usinas. Será descrito o modelo de funcionamento de um sistema hidrotérmico, de natureza não-linear, e proposta uma formulação de otimização baseada na Decomposição de Benders, que divide o problema principal em duas partes. Então serão feitas em *software* de otimização simulações utilizando o modelo básico não-linear e analisados os resultados, seguidas de simulações para cada parte componente do modelo de decomposição. Os estudos deste trabalho são feitos com o intuito de ajudar na tomada de decisões do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico, levando em conta um horizonte de médio prazo, representado por 52 semanas de um ano.

Palavras-chave: Sistemas Hidrotérmicos, Operação, Planejamento, Otimização.

ABSTRACT

Hydrothermal systems operation planning has extreme importance in the brazilian scenario, since almost all of the country's electricity generation derives from a system of this type. The main generation source, represented by the hydroelectric plants, is complemented by thermoelectricity, which is responsible for almost all of the generation costs, that have to be minimized as far as possible. The optimization is made taking into account a lot of parameters, like the water influx and the volume-elevation polynomial of the hydroelectric dam, the thermoelectric cost polynomial and the capacity constraints of both kinds of plants. The hydrothermal system operation model, of nonlinear nature, will be described, and it will be proposed an optimization formulation based on the Benders Decomposition, which divides the original problem in two parts. Then, using an optimization software, simulations will be made using the basic nonlinear model, followed by simulations for the component parts of the decomposition model. The studies of this work are made with the intent of supporting the decision-making for a hydrothermal system operation planning, considering a mid-term scenario, represented by 52 weeks of an year.

Keywords: Hydrothermal Systems, Operation, Planning, Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Sistema hidrotérmico de geração de energia 1
Figura 1.2 – Emissões de CO_2 no Brasil 2
Figura 3.1 – Afluência Chavantes 16
Figura 3.2 – Afluência Capivara 17
Figura 4.1 – Volume caso A.1 19
Figura 4.2 – Turbinagem caso A.1 20
Figura 4.3 – Vertimento caso A.1 20
Figura 4.4 – Volume caso A.2 21
Figura 4.5 – Turbinagem caso A.2 21
Figura 4.6 – Volume caso A.3 22
Figura 4.7 – Turbinagem caso A.3 23
Figura 4.8 – Geração hidrelétrica caso A.3 23
Figura 4.9 – Geração térmica caso A.3 23
Figura 4.10 – Preço da energia caso A.3 24
Figura 4.11 – Volume caso B.1 25
Figura 4.12 – Turbinagem caso B.1 25
Figura 4.13 – Vertimento caso B.1 26
Figura 4.14 – Volume caso B.2 27
Figura 4.15 – Turbinagem caso B.2 27
Figura 4.16 – Volume caso B.3 28
Figura 4.17 – Turbinagem caso B.3 28
Figura 4.18 – Geração hidrelétrica caso B.3 29
Figura 4.19 – Geração térmica caso B.3 29
Figura 4.20 – Preço da energia caso B.3 30
Figura 4.21 – Disposição das hidrelétricas em cascata 30
Figura 4.22 – Volume caso C.1 31
Figura 4.23 – Turbinagem caso C.1 31
Figura 4.24 – Vertimento caso C.1 32
Figura 4.25 – Volume caso C.2 33
Figura 4.26 – Turbinagem caso C.2 33
Figura 4.27 – Vertimento caso C.2 34
Figura 4.28 – Geração hidrelétrica caso C.2 34
Figura 4.29 – Volume caso C.3 35
Figura 4.30 – Turbinagem caso C.3 35
Figura 4.31 – Vertimento caso C.3 36

Figura 4.32 – Volume caso C.4 37
Figura 4.33 – Turbinagem caso C.4 37
Figura 4.34 – Vertimento caso C.4 38
Figura 4.35 – Geração hidrelétrica caso C.4 38
Figura 4.36 – Volume caso C.5 39
Figura 4.37 – Turbinagem caso C.5 39
Figura 4.38 – Geração hidrelétrica caso C.5 40
Figura 4.39 – Geração térmica caso C.5 40
Figura 4.40 – Preço da energia caso C.5 41
Figura 4.41 – Volume caso D.1 41
Figura 4.42 – Turbinagem caso D.1 42
Figura 4.43 – Vertimento caso D.1 42
Figura 4.44 – Volume caso D.2 43
Figura 4.45 – Turbinagem caso D.2 44
Figura 4.46 – Vertimento caso D.2 44
Figura 4.47 – Geração hidrelétrica caso D.2 45
Figura 4.48 – Geração térmica caso D.2 45
Figura 4.49 – Preço da energia caso D.2 46
Figura 5.1 – Volume afluência média 49
Figura 5.2 – Turbinagem afluência média 50
Figura 5.3 – Vertimento afluência média 50
Figura 5.4 – Volume afluência mínima 51
Figura 5.5 – Turbinagem afluência mínima 51
Figura 5.6 – Vertimento afluência mínima 52

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Dados técnicos das hidrelétricas 15
Tabela 3.2 – Coeficientes do polinômio cota-volume das hidrelétricas 15
Tabela 3.3 – Dados técnicos das termelétricas 16
Tabela 5.1 – Valores para $x1^0$ no subproblema 48
Tabela 5.2 – Solução subproblema 49
Tabela 5.3 – Valores para $x1^0$ no problema mestre 49
Tabela 5.4 – Valores para $x2^0$ no problema mestre 49

LISTA DE SÍMBOLOS

$C_{n,t}$	Custo de geração térmica
$g_{n,t}$	Geração térmica
$C0_n$, a_n, b_n	Coeficientes do polinômio de custo térmico
d_t	Demanda de energia
$g_{h,t}$	Geração hidrelétrica
k_h	Produtibilidade específica
$H_{h,t}$	Queda bruta de água
$u_{h,t}$	Turbinagem
$k0_h$, $k1_h$, $k2_h$, $k3_h$, $k4_h$	Coeficientes do polinômio cota-volume
$v_{h,t}$	Volume do reservatório
$s_{h,t}$	Vertimento
$y_{h,t}$	Vazão afluente
x_t	Vetor de variáveis
h_t	Equação não-linear de geração hidrelétrica
$x1_t$	Vetor de variáveis 1
$x2_t$	Vetor de variáveis 2
∇	Gradiente
θ	Função objetivo do problema mestre
T	Matriz diagonal
η	Variável dual
δ	Derivada parcial
L	Linearização de h
a, b, c	Partes da linearização
OFm	Função objetivo do problema mestre
OFs_t	Função objetivo do subproblema
UB	*Upper bound*
LB	*Lower bound*
ε	Tolerância

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 1

1.1 OBJETIVO 1

1.2 MOTIVAÇÃO 1

1.3 CONTRIBUIÇÃO 3

1.4 JUSTIFICATIVA 3

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO 4

2. MODELAGEM 5

2.1 MODELO NÃO-LINEAR DE DESPACHO HIDROTÉRMICO 5

2.2 MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO REPRESENTADO DE FORMA COMPACTA 6

2.2.1 REPRESENTAÇÃO COMPACTA DO MODELO NÃO-LINEAR 6

2.2.2 DECOMPOSIÇÃO POR APROXIMAÇÃO EXTERNA 9

2.3 MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO DETALHADO 11

2.3.1 PROBLEMA MESTRE 11

2.3.2 SUBPROBLEMA 14

2.3.3 CRITÈRIO DE PARADA 14

3. DADOS DO SISTEMA DE ESTUDO 15

3.1 DADOS TÉCNICOS DAS USINAS 15

3.2 DADOS DE AFLUÊNCIA 16

4. SIMULAÇÕES UTILIZANDO O MODELO NÃO-LINEAR 18

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 18

4.2 ESTUDOS DE CASO 18

4.3 RESULTADOS 19

4.3.A USINA DE CHAVANTES 19

Caso A.1 – Afluência média 19

Caso A.2 – Afluência Mínima 21

Caso A.3 – Afluência mínima com restrição de volume final 22

4.3.B USINA DE CAPIVARA 24

Caso B.1 – Afluência Média 24

Caso B.2 – Afluência Mínima 26

Caso B.3 – Afluência mínima com restrição de volume final 28

4.3.C USINAS EM CASCATA 30

Caso C.1 – Afluência média com demanda alta 31

Caso C.2 – Afluência média com demanda baixa 32

Caso C.3 – Afluência mínima com demanda alta 35

Caso C.4 – Afluência mínima com demanda baixa 36

Caso C.5 – Afluência mínima com demanda alta e restrição de volume final para h1 38

4.3.D USINAS EM CASCATA, h2 SEM AFLUÊNCIA 41

Caso D.1 – Afluência média em h1 41

Caso D.2 – Afluência mínima em h1 43

4.4 CONCLUSÕES 46

5. TESTES COM OS COMPONENTES DO MODELO DE DECOMPOSIÇÃO 48

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 48

5.2 TESTE COM O SUBPROBLEMA 48

5.3 TESTES COM O PROBLEMA MESTRE 49

5.3.1 AFLUÊNCIA MÉDIA 49

5.3.2 AFLUÊNCIA MÍNIMA 51

6. CONCLUSÃO FINAL E TRABALHOS A SEREM DESENVOLVIDOS NO FUTURO 53

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 54

APÊNDICES 56

APÊNDICE A – CÓDIGO DO MODELO NÃO-LINEAR 56

APÊNDICE B – CÓDIGO PROPOSTO PARA O MODELO DE DECOMPOSIÇÃO 63

1. INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVO

O planejamento da operação de um sistema de geração de energia elétrica tem por objetivo determinar uma política de operação que atenda à demanda de energia de forma econômica e confiável, buscando o melhor aproveitamento das fontes de energia disponíveis. Como será visto adiante, esse planejamento é importante para um país, tendo impacto direto na sua economia.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é conhecido com SIN – Sistema Interligado Nacional – e representa a base de aplicação deste trabalho. O SIN é um caso de sistema hidrotérmico com predominância de usinas hidrelétricas e aqui será desenvolvido um planejamento de médio prazo, para um horizonte anual, referente a esse tipo de sistema.

1.2 MOTIVAÇÃO

Em sistemas hidrotérmicos de geração de energia, como ilustrado na figura 1.1, a geração das usinas hidrelétricas é complementada pela geração de usinas termelétricas.

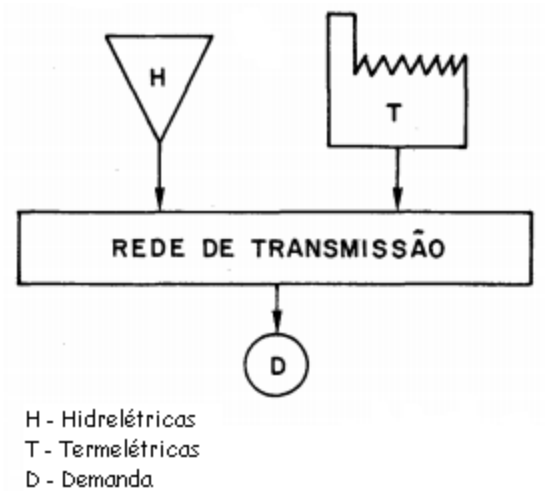

Figura 1.1 – Sistema hidrotérmico de geração de energia

Nos últimos anos, notadamente em 2014, veio à tona no Brasil o problema da escassez de água nos reservatórios do país. A água armazenada nesses reservatórios representa os recursos de geração hidrelétrica e a sua disponibilidade num dado momento depende do grau da sua utilização anterior. Em épocas de pouca água disponível, pode ser necessário maior aproveitamento de geração de energia térmica. E isso aconteceu no ano de 2014, quando um período de seca praticamente esgotou

os reservatórios das hidrelétricas do Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil, fazendo necessário o acionamento de usinas térmicas.

A geração através de usinas termelétricas tem insumos como fonte de energia, e essas fontes podem ser de origem fóssil ou de biomassa. No Brasil, em termos de capacidade instalada das usinas, as fontes fósseis mais relevantes são o carvão mineral, o gás natural, o óleo combustível e o óleo diesel, enquanto o bagaço de cana de açúcar representa a principal fonte de biomassa.

No planejamento da operação eletroenergética, o custo operativo do sistema é composto somente pelo relativo à operação das termelétricas. Isso porque no funcionamento destas usinas há os custos dos insumos, o que diferencia a geração térmica da geração hidráulica, que não apresenta esse tipo de gastos. Assim, quando as usinas térmicas são acionadas, o preço da energia elétrica no país é afetado e tende a subir.

Outra consequência indesejável do acionamento de usinas térmicas é o impacto ambiental causado por sua operação. No funcionamento dessas usinas ocorre o despejo de água quente no ambiente, em rios ou oceanos, e o calor pode alterar as condições de existência de flora ou fauna na região.

Mas o principal impacto ambiental causado pelas usinas termelétricas diz respeito à emissão de gases de efeito estufa, principalmente o CO_2, oriunda da queima dos combustíveis. Pesquisas do Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG) indicam o crescimento das emissões de gás carbônico pelo setor de energia no Brasil, e esse setor já alcançou a mudança de uso da terra (queimadas), historicamente a principal fonte de gases-estufa da economia brasileira, na emissão de CO_2 por ano. Esse crescimento se deu muito em função da alta na quantidade de gases lançada ao ar pela geração de eletricidade, como pode ser visto no gráfico abaixo, principalmente a partir de 2013.

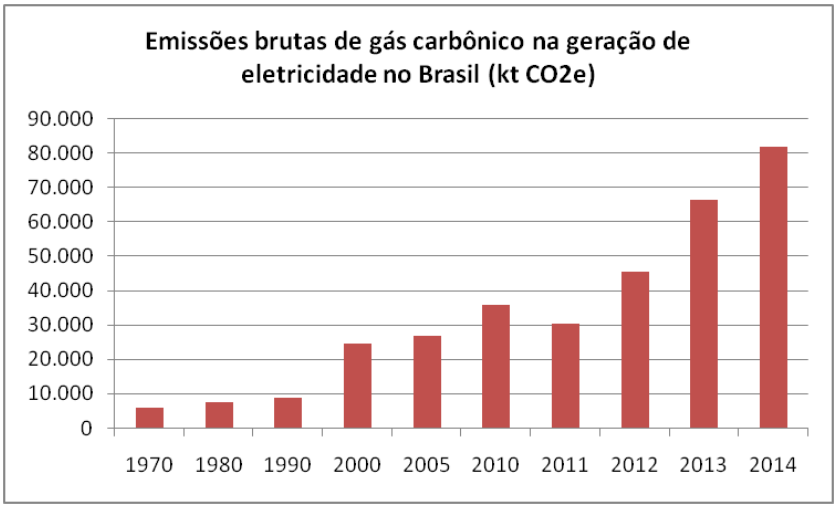

Figura 1.2 – Emissões de CO_2 no Brasil

Citados esses aspectos, podemos concluir que o objetivo econômico do planejamento da operação hidrotérmica é substituir, na medida do possível, a geração de origem termelétrica por geração de origem hidrelétrica.

1.3 CONTRIBUIÇÃO

Este trabalho consiste na criação de um modelo linearizado de otimização da geração de energia elétrica para um despacho hidrotérmico em médio prazo. O modelo pode ser utilizado na tomada de decisões relativas à operação de usinas no Brasil.

Além disso, temos que as usinas hidrelétricas situadas em uma mesma bacia hidrográfica apresentam acoplamento operativo entre si e o parque hidrelétrico constitui um sistema interconectado de geração. Assim, o estudo desenvolvido pode ser expandido e aplicado a diversas usinas.

1.4 JUSTIFICATIVA

Os recursos hidrelétricos de geração são limitados, como já citado, e a incerteza sobre as vazões afluentes futuras dificulta o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. A questão que se coloca ao operador é quanto utilizar dos recursos hidrelétricos disnponíveis no presente de modo a assegurar a menor complementação termelétrica no presente e no futuro. A decisão ótima deve equilibrar o compromisso entre o benefício presente do uso da água para geração hidrelétrica e o benefício esperado no futuro advindo do seu armazenamento. Tudo isso medido em termos de economia de combustível térmico.

Outra incerteza presente no problema é a da demanda de energia: alterações no seu valor também têm influência na operação ótima do sistema.

Finalmente, temos que tanto a característica de geração das usinas hidrelétricas quanto o custo de geração das usinas termelétricas são representados por equações não-lineares. Porém, é necessário estudar modelos cada vez mais ágeis de otimização, e trabalhar de forma linear dá maior velocidade ao processamento de dados. Assim, uma das ideias deste trabalho é manejar um modelo que utiliza de linearização, dada a complexidade do problema de planejamento da operação dos sistemas hidrotérmicos.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

No próximo capítulo será detalhado matematicamente o funcionamento de um sistema hidrotérmico de geração de energia, de natureza não-linear, seguido da exposição do modelo de decomposição proposto para a otimização do problema.

O capítulo 3 contém os dados técnicos do sistema hidrotérmico estudado, com todos os parâmetros utilizados nas simulações.

O capítulo 4 apresenta as simulações feitas utilizando o modelo não-linear de despacho hidrotérmico.

No capítulo 5 estão os testes feitos para os componentes do modelo de decomposição atuando de forma separada. Esses componentes devem, em um trabalho futuro, ser acoplados para a implementação do modelo completo. As propostas para trabalhos futuros são descritas no capítulo 6.

Por fim, o capítulo 7 contém as referências bibliográficas consultadas para a realização deste trabalho, e nos apêndices estão apresentados os códigos utilizados nas simulações, que foram feitas a partir do software GAMS.

2. MODELAGEM

Neste capítulo serão expostas todas as equações e inequações utilizadas no problema da otimização. De início será mostrado o modelo matemático do funcionamento de um sistema hidrotérmico de geração de energia, seguido da formulação da técnica de decomposição a ser implementada.

Serão adotados os índices t para intervalos de tempo, n para unidades termelétricas e h para unidades hidrelétricas.

2.1 MODELO NÃO-LINEAR DE DESPACHO HIDROTÉRMICO

Sabe-se que a função do custo de geração das usinas termelétricas é dada pelo polinômio:

$$C_{n,t}(g_{n,t}) = C0_n + a_n*g_{n,t} + (1/2)*b_n*(g_{n,t})^2 \quad (1)$$

No qual $g_{n,t}$ é a potência gerada por uma usina desse tipo, e que tem $C0_n$, a_n e b_n como coeficientes. A função a ser otimizada no problema representa o custo total da geração pelas usinas térmicas:

$$\sum_t \sum_n C_{n,t}(g_{n,t}) \quad (2)$$

O problema está sujeito a diversas restrições, formadas pelas equações relativas ao funcionamento das usinas. Primeiramente tem-se, para cada instante de tempo, a equação do balanço energético, com atendimento à carga d, que está mostrada a seguir. O preço da energia elétrica, conceito que será utilizado nas simulações, é obtido a partir de (3): seu valor é dado pela variável dual associada a essa equação.

$$\sum_n g_{n,t} + \sum_h g_{h,t} = d_t \quad (3)$$

$g_{h,t}$ representa a geração de uma usina hidrelétrica, que é dada por:

$$g_{h,t} = k_h*H_{h,t}*u_{h,t} \quad (4)$$

Na qual k_h é a produtibilidade específica da usina hidrelétrica, $u_{h,t}$ é a vazão turbinada e $H_{h,t}$ é a queda bruta de água. Esta é caracterizada como a diferença de altura entre os níveis a montante e a jusante da represa, sendo representada por um

polinômio de quarto grau que define a cota em função do volume na represa e tem k0, k1, k2, k3 e k4 como coeficientes:

$$H_{h,t} = k0_h + k1_h*v_{h,t} + k2_h*(v_{h,t})^2 + k3_h*(v_{h,t})^3 + k4_h*(v_{h,t})^4 \quad (5)$$

O volume do reservatório é definido de forma dinâmica. Ele depende da vazão afluente y, da turbinagem u, do vertimento s e do volume no instante de tempo anterior, de acordo com a equação:

$$v_{h,\,t+1} = v_{h,t} + y_{h,t} - u_{h,t} - s_{h,t} \quad (6)$$

O vertimento deve maior ou igual a zero:

$$0 \leq s_{h,t} \quad (7)$$

Por fim, temos as equações referentes aos limites de capacidade das usinas:

$$v_h^{min} \leq v_{h,t} \leq v_h^{max} \quad (8)$$

$$u_h^{min} \leq u_{h,t} \leq u_h^{max} \quad (9)$$

$$g_h^{min} \leq g_{h,t} \leq g_h^{max} \quad (10)$$

$$g_n^{min} \leq g_{n,t} \leq g_n^{max} \quad (11)$$

2.2 MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO REPRESENTADO DE FORMA COMPACTA

2.2.1 REPRESENTAÇÃO COMPACTA DO MODELO NÃO-LINEAR

O vetor de variáveis do problema é definido como sendo:

$$x_t = \{ g_{n,t} , g_{h,t} , v_{h,t} , u_{h,t} , s_{h,t} \} \quad (12)$$

A função que representa o custo de geração térmica é:

$$C_{n,t}(x_t) = C0_n + a_n*g_{n,t} + (1/2)*b_n*(g_{n,t})^2 \quad (1)$$

As restrições do problema podem ser reunidas em grupos que possuem a mesma forma. Primeiramente, as equações:

$$\sum_n g_{n,t} + \sum_h g_{h,t} = d_t \quad (3)$$

$$g_{h,t} = k_h * H_{h,t} * u_{h,t} \quad (4)$$

$$H_{h,t} = k0_h + k1_h * v_{h,t} + k2_h * (v_{h,t})^2 + k3_h * (v_{h,t})^3 + k4_h * (v_{h,t})^4 \quad (5)$$

Representam igualdades com não-linearidades e podem ser dadas por:

$$h_t(x_t) = 0 \quad (13)$$

De forma que:

$$h_t(x_t) = k_h * [k0_h + k1_h * v_{h,t} + k2_h * (v_{h,t})^2 + k3_h * (v_{h,t})^3 + k4_h * (v_{h,t})^4] * u_{h,t} - g_{h,t} = 0 \quad (14)$$

Já as restrições:

$$0 \leq s_{h,t} \quad (13)$$

$$v_h^{min} \leq v_{h,t} \leq v_h^{max} \quad (14)$$

$$u_h^{min} \leq u_{h,t} \leq u_h^{max} \quad (15)$$

$$g_h^{min} \leq g_{h,t} \leq g_h^{max} \quad (16)$$

$$g_n^{min} \leq g_{n,t} \leq g_n^{max} \quad (17)$$

Serão representadas com o auxílio de matrizes que serão chamadas de $\Phi 2_t$ e de um vetor b_t, de forma que:

$$\Phi 2_t * x_t \leq b_t \quad (15)$$

Assim:

$$-s_{h,t} \leq 0 \quad (16)$$

$$v_{h,t} \leq v_h^{max} \quad (17)$$

$$-v_{h,t} \leq -v_h^{min} \quad (18)$$

$$u_{h,t} \leq u_h^{max} \quad (19)$$

$$-u_{h,t} \leq -u_h^{min} \quad (20)$$

$$g_{h,t} \leq g_h^{max} \quad (21)$$

$$-g_{h,t} \leq -g_h^{min} \quad (22)$$

$$g_{n,t} \leq g_n^{max} \quad (23)$$

$$-g_{n,t} \leq -g_n^{min} \quad (24)$$

Por último, a restrição intertemporal

$$v_{h,\,t+1} = v_{h,t} + y_{h,t} - u_{h,t} - s_{h,t} \quad (6)$$

Será representada por:

$$\Phi 4_t * x_t = e_t \quad (18)$$

Na qual $\Phi 4_t$ é uma matriz auxiliar e e_t é um vetor.

O vetor x_t ainda pode ser particionado em dois subvetores: $x1_t$ e $x2_t$. Em $x1_t$ estão as variáveis que fazem parte de restrições intertemporais, presentes na equação (6). E as variáveis que não participam dessa equação estão em $x2_t$. Então tem-se:

$$x1_t = \{ v_{h,t} , u_{h,t} , s_{h,t} \} \quad (19)$$

$$x2_t = \{ g_{n,t} , g_{h,t} \} \quad (20)$$

Finalmente, o problema de otimização em forma compacta é dado por:

Minimizar $\sum_t \sum_n C_{n,t}(x1_t, x2_t)$

Sujeito a:

$$h_t(x1_t, x2_t) = 0 \tag{28}$$

$$\Phi 21_t * x1_t + \Phi 22_t * x2_t \leq b_t \tag{29}$$

$$\Phi 41_t * x1_t + \Phi 42_t * x2_t = e_t \tag{30}$$

2.2.2 DECOMPOSIÇÃO POR APROXIMAÇÃO EXTERNA

A grande inconveniência dessa metodologia adotada reside no caráter não-linear de suas equações componentes: a função objetivo e a restrição $h_t(x1_t, x2_t) = 0$ são polinômios. Para solucionar essa questão será utilizado o método da aproximação externa, cujo procedimento baseia-se em utilizar aproximações lineares de primeira ordem e decompor o problema geral em dois subproblemas mais fáceis de resolver. Esses dois problemas são, então, resolvidos de forma iterativa, com um fornecendo dados ao outro.

A linearização consiste em uma aproximação em torno de um ponto de operação. Tomando um ponto inicial em $x1_t^0$ e $x2_t^0$, o novo ponto de operação $x1_t$, $x2_t$, para as não-linearidades do problema é obtido por:

$$\sum_t \sum_n \{ C_{n,t}(x1_t^0, x2_t^0) + \nabla C_{n,t}(x1_t, x2_t)\Big|_{\substack{x1_t=x1_t^0 \\ x2_t=x2_t^0}} * \begin{bmatrix} x1_t & - & x1_t^0 \\ x2_t & - & x2_t^0 \end{bmatrix} \} \tag{31}$$

$$h_t(x1_t^0, x2_t^0) + \nabla h_t(x1_t, x2_t)\Big|_{\substack{x1_t=x1_t^0 \\ x2_t=x2_t^0}} * \begin{bmatrix} x1_t & - & x1_t^0 \\ x2_t & - & x2_t^0 \end{bmatrix} \tag{32}$$

Com a decomposição, haverá um problema mestre e um subproblema. No método da aproximação externa, o problema mestre tem a forma:

Minimizar θ
$(x1_t, x2_t)$

Sujeito a:

$$\theta \geq \sum_t \sum_n \{ C_{n,t}(x1_t^0, x2_t^0) + \nabla C_{n,t}(x1_t, x2_t)\Big|_{\substack{x1_t=x1_t^0 \\ x2_t=x2_t^0}} * \begin{bmatrix} x1_t & - & x1_t^0 \\ x2_t & - & x2_t^0 \end{bmatrix} \} \tag{33}$$

$$0 \geq T * \{ h_t(x1_t^0, x2_t^0) + \nabla h_t(x1_t, x2_t)|_{x2_t=x2_t^0}^{x1_t=x1_t^0} * \begin{bmatrix} x1_t & - & x1_t^0 \\ x2_t & - & x2_t^0 \end{bmatrix} \} \quad (34)$$

$$\Phi 21_t * x1_t + \Phi 22_t * x2_t \leq b_t \quad (29)$$

$$\Phi 41_t * x1_t + \Phi 42_t * x2_t = e_t \quad (30)$$

T é uma matriz diagonal definida por:

$$T_{i,i} = \begin{cases} -1 & se\ \eta < 0 \\ +1 & se\ \eta > 0 \\ 0 & se\ \eta = 0 \end{cases}$$

Em que η são variáveis duais relativas à restrição $h_t(x1_t, x2_t) = 0$.

A solução desse primeiro problema fornece $x1_t$ e $x2_t$. Já o subproblema tem a mesma forma do problema original e utiliza um valor, advindo do problema mestre, fixado para $x1_t$:

$$\underset{(x2_t)}{\text{Minimizar}} \ \sum_t \sum_n C_{n,t}(x1_t^0, x2_t)$$

Sujeito a:

$$h_t(x1_t^0, x2_t) = 0 \quad (35)$$

$$\Phi 21_t * x1_t + \Phi 22_t * x2_t \leq b_t \quad (29)$$

$$\Phi 41_t * x1_t + \Phi 42_t * x2_t = e_t \quad (30)$$

Nessa parte são geradas as variáveis duais η, a partir da equação (35). A solução do subproblema fornece também um valor para $x2_t$ e serve para criar novas restrições (33) e (34) para o problema mestre. O processo iterativo acaba quando limitantes criados a partir das funções objetivo dos dois problemas atingem um certo valor de precisão, previamente definido.

2.3 MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO DETALHADO

Como seu próprio nome já indica, a representação compacta apresenta o problema de uma forma enxuta. O caso aqui estudado tem complexidade considerável, pois os gradientes encontrados no problema mestre dão certa extensão ao desenvolvimento. Nesta parte serão detalhadas todas as equações, tanto do problema mestre, quanto do subproblema, para um sistema hidrotérmico composto por múltiplas usinas hidráulicas e múltiplas usinas térmicas.

2.3.1 PROBLEMA MESTRE

Primeiramente, devem ser desenvolvidas as linearizações. Para

$$\sum_t \sum_n \{ C_{n,t}(x1_t^0, x2_t^0) + \nabla C_{n,t}(x1_t, x2_t)|_{x2_t=x2_t^0}^{x1_t=x1_t^0} * \begin{bmatrix} x1_t & - & x1_t^0 \\ x2_t & - & x2_t^0 \end{bmatrix} \} \quad (31)$$

Os gradientes dependem apenas de derivadas parciais relativas a $x2_t$, mais especificamente $g_{n,t}$, pois essa é a única variável do problema presente na equação do custo de geração térmica. Tem-se:

$$\nabla C_n(x1_t, x2_t) = [\ 0 \quad 0 \quad 0 \quad \delta C_n/\delta g_n \quad 0\ ] \quad (21)$$

Assim, o resultado da linearização é:

$$\sum_t \sum_n \{ C0_n + a_n * g_{n,t}^0 + (1/2) * b_n * (g_{n,t}^0)^2 + (a_n + b_n * g_{n,t}^0) * (g_{n,t} - g_{n,t}^0) \} \quad (22)$$

Para a segunda linearização o resultado é bem mais extenso. Ela será chamada de L:

$$L = h_t(x1_t^0, x2_t^0) + \nabla h_t(x1_t, x2_t)|_{x2_t=x2_t^0}^{x1_t=x1_t^0} * \begin{bmatrix} x1_t & - & x1_t^0 \\ x2_t & - & x2_t^0 \end{bmatrix} \quad (23)$$

Os gradientes, neste caso, envolvem derivadas parciais relativas tanto a $x1_t$ quanto a $x2_t$. Tem-se:

$$\nabla h_t(x1_t, x2_t) = [\ \delta h_t/\delta v_h \quad \delta h_t/\delta u_h \quad 0 \quad 0 \quad \delta h_t/\delta g_h\ ] \quad (24)$$

Sabe-se que:

$$h_t(x1_t, x2_t) = k_h*[k0_h + k1_h*v_{h,t} + k2_h*(v_{h,t})^2 + k3_h*(v_{h,t})^3 + k4_h*(v_{h,t})^4]*u_{h,t} - g_{h,t} \quad (14)$$

Para maior comodidade, essa linearização será dividida em partes, de forma que:

$$a = h_t(x1_t^0, x2_t^0) = k_h*[k0_h + k1_h*v_{h,t}^0 + k2_h*(v_{h,t}^0)^2 + k3_h*(v_{h,t}^0)^3 + k4_h*(v_{h,t}^0)^4]*u_{h,t}^0 - g_{h,t}^0 \quad (40)$$

$$b = \delta h_t/\delta v_h = k_h*[k1_h + 2*k2_h*v_{h,t}^0 + 3*k3_h*(v_{h,t}^0)^2 + 4*k4_h*(v_{h,t}^0)^3]*u_{h,t}^0 \quad (41)$$

$$c = \delta h_t/\delta u_h = k_h*[k0_h + k1_h*v_{h,t}^0 + k2_h*(v_{h,t}^0)^2 + k3_h*(v_{h,t}^0)^3 + k4_h*(v_{h,t}^0)^4] \quad (42)$$

$$-1 = \delta h_t/\delta g_h \quad (43)$$

Como resultado final, tem-se:

$$L = a + b*(v_{h,t} - v_{h,t}^0) + c*(u_{h,t} - u_{h,t}^0) – 1*(g_{h,t} - g_{h,t}^0) \quad (44)$$

Outro ponto a ser abordado é a equação dinâmica do volume do reservatório hidrelétrico, que já foi vista como sendo:

$$v_{h,\, t+1} = v_{h,t} + y_{h,t} – u_{h,t} – s_{h,t} \quad (6)$$

Porém, quando existem múltiplas hidrelétricas no sistema, dispostas em cascata, uma nova equação precisa ser formulada. A equação (6) só vale para a primeira usina do sistema, a montante, que será chamada de h1. Já as outras usinas recebem a água que vem da usina de cima, e o volume de seus reservatórios é representado pela equação a seguir.

$$v_{h2,\, t+1} = v_{h2,t} + y_{h2,t} – u_{h2,t} – s_{h2,t} + u_{h1,t} + s_{h1,t} \quad (45)$$

Além disso, no primeiro instante de tempo, o volume do reservatório de todas as hidrelétricas é tomado como um volume inicial pré-estabelecido:

$$v_{h,\, t=1} = V_{inicial} \quad (25)$$

Agora já se tem a configuração completa do problema mestre:

Minimizar OFm = θ
$(x1_t, x2_t)$

Sujeito a:

$$\theta \geq \sum_t \sum_n \{ C0_n + a_n * g_{n,t}^0 + (1/2) * b_n * (g_{n,t}^0)^2 + (a_n + b_n * g_{n,t}^0) * (g_{n,t} - g_{n,t}^0) \} \quad (47)$$

$$0 \geq T * L \quad (48)$$

$$\sum_n g_{n,t} + \sum_h g_{h,t} = d_t \quad (26)$$

$$v_{h1,\, t+1} = v_{h1,t} + y_{h1,t} - u_{h1,t} - s_{h1,t} \quad (27)$$

$$v_{h2,\, t+1} = v_{h2,t} + y_{h2,t} - u_{h2,t} - s_{h2,t} + u_{h1,t} + s_{h1,t} \quad (45)$$

$$0 \leq s_{h,t} \quad (28)$$

$$v_h^{min} \leq v_{h,t} \leq v_h^{max} \quad (29)$$

$$u_h^{min} \leq u_{h,t} \leq u_h^{max} \quad (30)$$

$$g_h^{min} \leq g_{h,t} \leq g_h^{max} \quad (31)$$

$$g_n^{min} \leq g_{n,t} \leq g_n^{max} \quad (32)$$

A solução do problema mestre fornece:

$$x1_t = \{ v_{h,t} , u_{h,t} , s_{h,t} \} \quad (33)$$

$$x2_t = \{ g_{n,t} , g_{h,t} \} \quad (27)$$

2.3.2 SUBPROBLEMA

O subproblema, como já visto antes, tem a mesma disposição do problema não-linear original com $x1_t = x1_t^0$ fixado. Assim, sua forma é:

Minimizar $OFs_t = \sum_t \sum_n C0_n + a_n*g_{n,t} + (1/2)*b_n*(g_{n,t})^2$

$(x2_t)$

Sujeito a:

$$g_{h,t} = k_h*[k0_h + k1_h*v_{h,t}^0 + k2_h*(v_{h,t}^0)^2 + k3_h*(v_{h,t}^0)^3 + k4_h*(v_{h,t}^0)^4]*u_{h,t}^0 \quad (49)$$

$$\sum_n g_{n,t} + \sum_h g_{h,t} = d_t \quad (3)$$

$$g_h^{min} \leq g_{h,t} \leq g_h^{max} \quad (10)$$

$$g_n^{min} \leq g_{n,t} \leq g_n^{max} \quad (34)$$

A solução do subproblema fornece:

$$x2_t = \{ g_{n,t} , g_{h,t} \} \quad (35)$$

2.3.3 CRITÉRIO DE PARADA

É importante estabelecer um critério de parada para o algoritmo da decomposição. Ao final de cada iteração um teste é feito para analisar se uma solução aceitável foi alcançada.

Deve ser previamente definida uma tolerância ε. Denominando OFm de UB (*upper bound*) e Ofs_t de LB (*lower bound*) a condição de parada é:

$$\frac{|UB - LB|}{LB} < \varepsilon \quad (50)$$

3. DADOS DO SISTEMA DE ESTUDO

A partir do próximo capítulo serão exibidas as simulações realizadas neste trabalho. Elas são referentes a um sistema hidrotérmico simples, composto por duas usinas hidrelétricas e duas termelétricas, todas usinas reais. As hidrelétricas consideradas foram a Usina Hidrelétrica de Chavantes e a Usina Hidrelétrica de Capivara, ambas localizadas no rio Paranapanema.

O período de tempo levado em consideração é o de 1 ano, discretizado em 52 semanas, representando um cenário de médio prazo.

Todas as variáveis e parâmetros empregados encontram-se em hectômetros, como unidade de volume, e semanas, como unidade de tempo.

3.1 DADOS TÉCNICOS DAS USINAS

A tabela abaixo contém os dados técnicos das hidrelétricas estudadas.

Usina	Potência efetiva [MW]	Produtibilidade específica [MW*semana/hm³*m]	Volume máximo [hm³]	Volume mínimo [hm³]	Engolimento efetivo [hm³/semana]
Chavantes	414,00	0,014436	8795,00	5754,00	391,9104
Capivara	637,00	0,013786	10540,00	4816,00	941,6736

Tabela 3.1 – Dados técnicos das hidrelétricas

Os coeficientes do polinômio cota-volume das usinas, em metros por hm³ são:

Usina	k0	k1	k2	k3	k4
Chavantes	4,374719E+02	6,6313E-03	-3,751E-07	1,062E-11	0
Capivara	2,978750E+02	7,1881E-03	-6,629E-07	3,9450E-11	-9,871E-16

Tabela 3.2 – Coeficientes do polinômio cota-volume das hidrelétricas

Os dados referentes às usinas termelétricas são representados pelos coefientes do polinômio de custo, além dos limites de geração. O valor do limite

mínimo de potência gerada será assumido como sendo 0 para ambas as usinas. Os outros dados são mostrados na tabela a seguir.

Usina	Potência máxima (MW)	Coeficiente C0	Coeficiente a	Coeficiente b
Térmica 1	212,62	8,327575E+02	4,858040E+01	7,170000E-03
Térmica 2	447,21	3,953749E+02	4,423100E+00	2,130000E-04

Tabela 3.3 – Dados técnicos das termelétricas

3.2 DADOS DE AFLUÊNCIA

O Projeto de Revisão das Séries de Vazões Naturais, coordenado pela ONS, fornece os dados de afluência mensais históricos de todas as usinas hidrelétricas brasileiras, desde o ano de 1931. Dele foram extraídos os dados a serem utilizados nas simulações deste trabalho, que são referentes às vazões médias mensais históricas e às vazões mínimas mensais históricas das usinas de Chavantes e Capivara. Como o estudo no trabalho leva em conta o cenário de 52 semanas, os dados de afluência mensais foram adaptados e distribuídos ao longo das semanas do ano.

É notável que a afluência da usina de Capivara é consideravalmente maior do que a afluência de Chavantes, principalmente no caso médio.

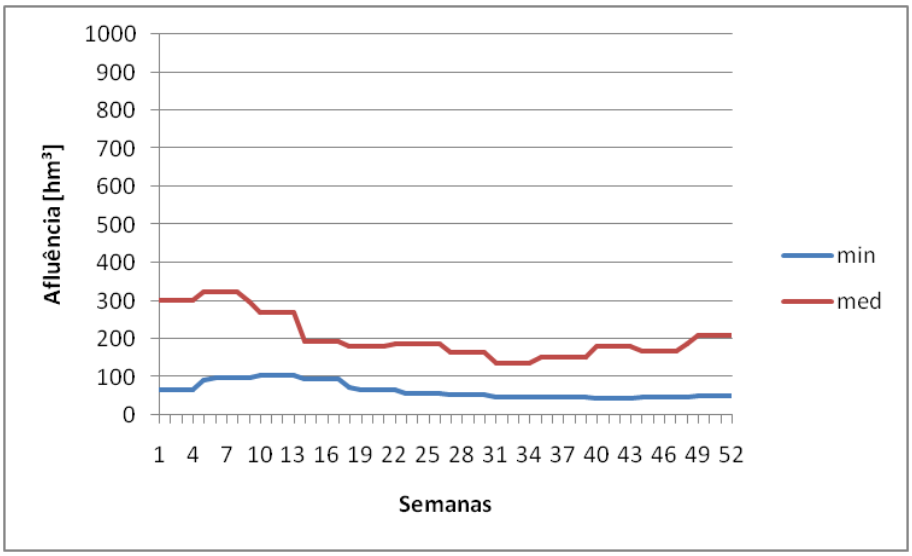

Figura 3.1 – Afluência Chavantes

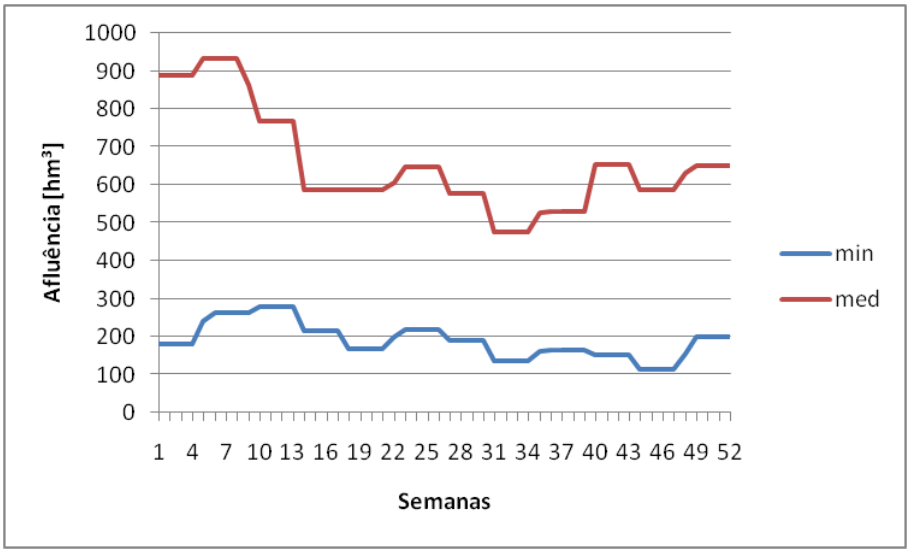

Figura 3.2 – Afluência Capivara

4. SIMULAÇÕES UTILIZANDO O MODELO NÃO-LINEAR

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As simulações deste capítulo foram feitas a partir da inserção direta do modelo não-linear da seção 2.1 no software GAMS, minimizando o custo através de solução do tipo NLP (*non-linear programming*). Os códigos correspondentes estão exibidos no apêndice A.

4.2 ESTUDOS DE CASO

Foram levados em conta nas simulações alguns cenários, considerando diferentes condições de volume inicial e final do reservatório, além da afluência.

Os casos mais relevantes para estudo e análise são os casos críticos, relativos a pouca disponibilidade de água, como quando o volume inicial do reservatório é baixo e/ou quando a afluência é pequena, pois é nesses casos que se faz mais importante o planejamento de otimização. Quando há abundância de água, a situação é ideal e a operação do sistema hidrotérmico torna-se relativamente mais fácil. Por isso a afluência máxima histórica das usinas não será levada em consideração nos testes, apenas a média e mínima.

Os seguintes casos foram testados para verificar de modo progressivo a influência, na solução do problema, dos diferentes aspectos analisados. Em cada um deles serão exibidos os dados obtidos referentes a cada variável do problema de otimização: volume do reservatório, turbinagem, vertimento, geração hidrelétrica e geração térmica, além do preço da energia elétrica.

Seção A: Usina de Chavantes

Caso A.1 – Afluência média

Caso A.2 – Afluência mínima

Caso A.3 – Afluência mínima com restrição de volume final

Seção B: Usina de Capivara

Caso B.1 – Afluência média

Caso B.2 – Afluência mínima

Caso B.3 – Afluência mínima com restrição de volume final

Seção C: Usinas em Cascata

Caso C.1 – Afluência média com demanda alta

Caso C.2 – Afluência média com demanda baixa

Caso C.3 – Afluência mínima com demanda alta

Caso C.4 – Afluência mínima com demanda baixa

Caso C.5 – Afluência mínima com demanda alta e restrição de volume final para h1

Seção D: Usinas em cascata, h2 sem afluência

Caso D.1 – Afluência média em h1

Caso D.2 – Afluência mínima em h1

4.3 RESULTADOS

4.3.A USINA DE CHAVANTES

Simulações feitas para a Usina de Chavantes operando isoladamente com demanda constante em 900 MW.

Caso A.1 – Afluência média

Aqui o volume inicial do reservatório adotado foi o mínimo, de 5754 hm³, que equivale a 65,42% da sua capacidade máxima.

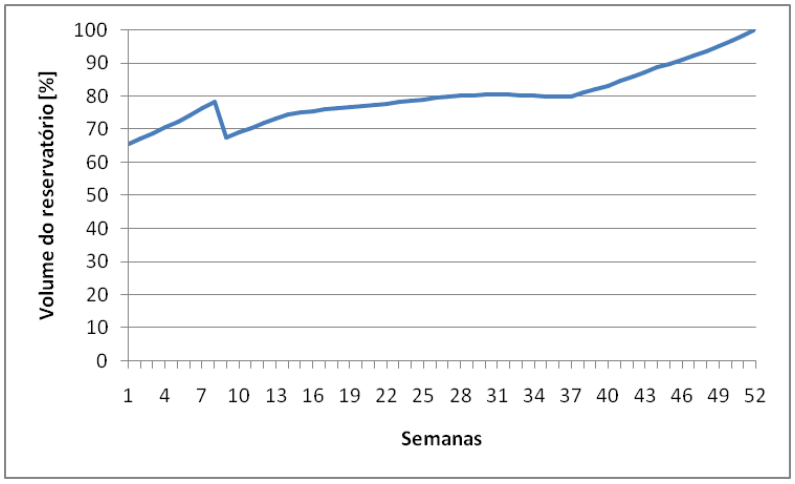

Figura 4.1 – Volume caso A.1

Neste caso, de afluência média, a otimização leva a um volume de reservatório final máximo.

A turbinagem apresentou pouca variação em números absolutos ao longo das semanas, mas com um *zoom* na escala pode ser visto seu comportamento espelhado ao do volume. O gráfico está mostrado a seguir.

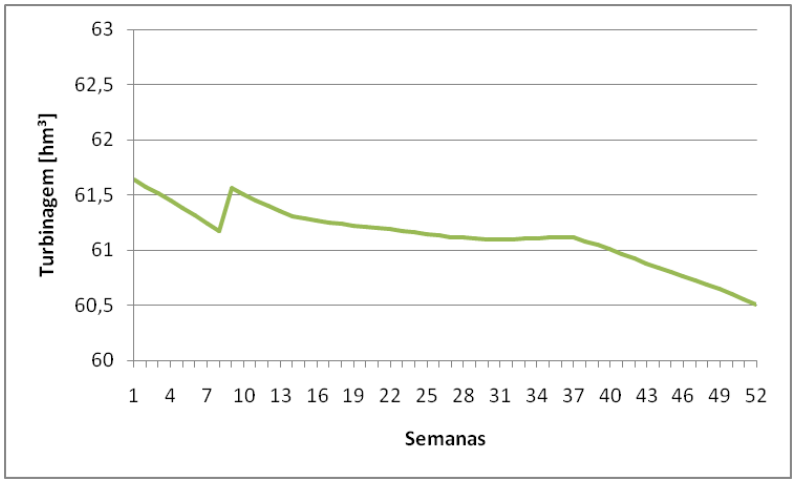

Figura 4.2 – Turbinagem caso A.1

O vertimento ótimo, como pode ser visto na figura abaixo, foi baixo ao longo do ano, com exceção do pico observado na oitava semana, justamente quando o volume do reservatório apresenta uma queda.

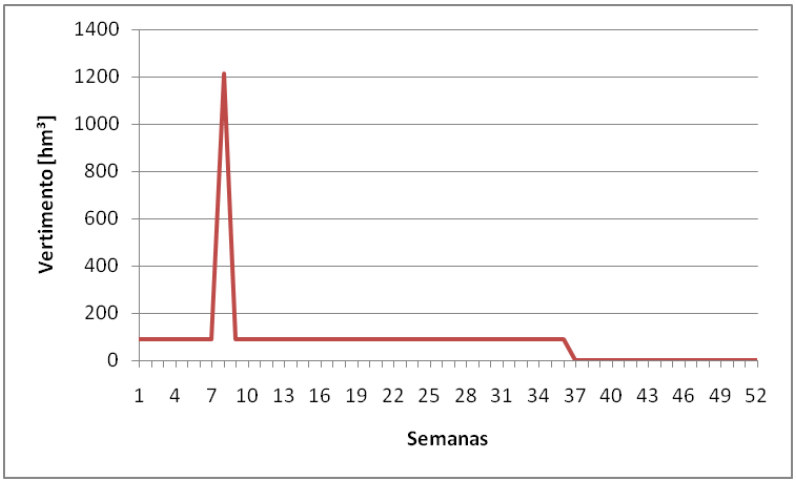

Figura 4.3 – Vertimento caso A.1

As gerações hidrelétrica e térmica tiveram valor constante durante todo o ano, atendendo à demanda de 900 MW:

Gh1 = 414 MW

Gn1 = 38,79 MW

Gn2 = 447,21 MW

Isso explica a semelhança entre as curvas de volume e de turbinagem, pois de acordo com a equação da geração hidrelétrica ($g_{h,t} = k_h * H_{h,t} * u_{h,t}$), se a geração é constante, as variações do volume e da turbinagem devem ser proporcionalmente complementares.

A hidrelétrica foi sempre usada em sua capacidade máxima, bem como a usina térmica n2, de produção mais barata do que a térmica n1.

Como não houve variação nos valores de geração de energia elétrica, o preço desta também foi constante durante todo o ano, no valor de R$ 48,86 por MW em cada semana.

Caso A.2 – Afluência Mínima

Neste caso, o volume inicial adotado foi de 70% do máximo, ou 6156,5 hm³, um pouco maior que o do caso anterior.

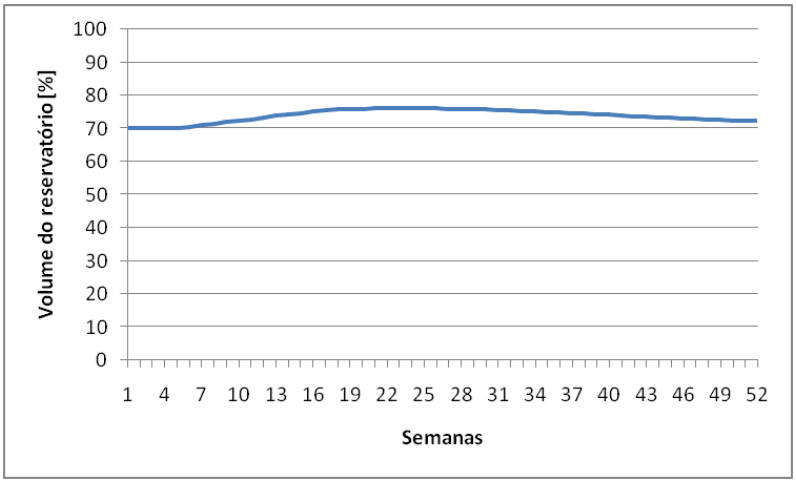

Figura 4.4 – Volume caso A.2

Agora, devido ao valor mínimo da afluência, o volume na última semana do ano foi de 73,03% do máximo, sofrendo variação suave durante as 52 semanas.

A turbinagem, assim como no caso anterior, variou poquíssimo ao longo do ano.

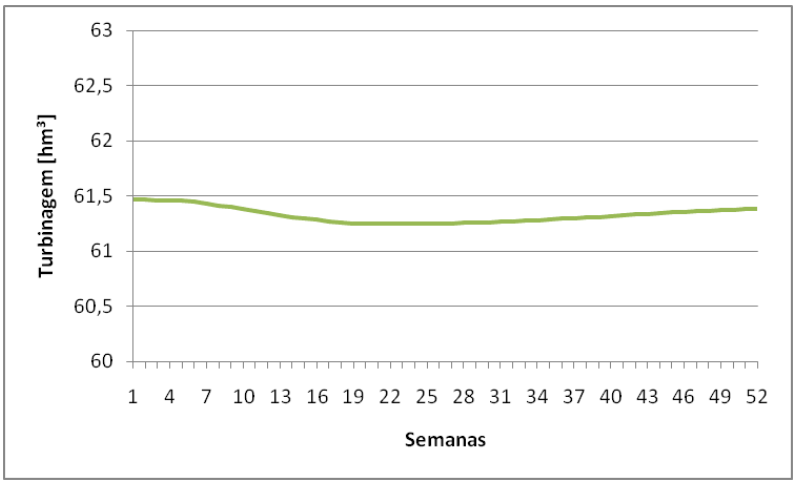

Figura 4.5 – Turbinagem caso A.2

Desta vez, devido à afluência mínima, o vertimento foi igual a 0 durante todas as semanas do ano.

As gerações hidrelétrica e térmica novamente tiveram valor constante durante todo o ano, com h1 e n2 atuando em suas capacidades máximas, de forma a atender à demanda de 900 MW:

Gh1 = 414 MW

Gn1 = 38,79 MW

Gn2 = 447,21 MW

Assim também o preço foi constante durante todo o ano, no valor de R$ 48,86 por MW em cada semana.

Caso A.3 – Afluência mínima com restrição de volume final

Esta situação apresenta os mesmos dados iniciais do caso 2, acrescida uma restrição de volume final. Isso porque, como visto, sob afluência mínima, a otimização não leva o reservatório a ficar cheio no final do ano, o que pode ser desejável. Assim foi acrescentada a restrição para que o volume atinja 85% do reservatório na última semana do ano. O comportamento do volume do reservatório está mostrado na figura abaixo.

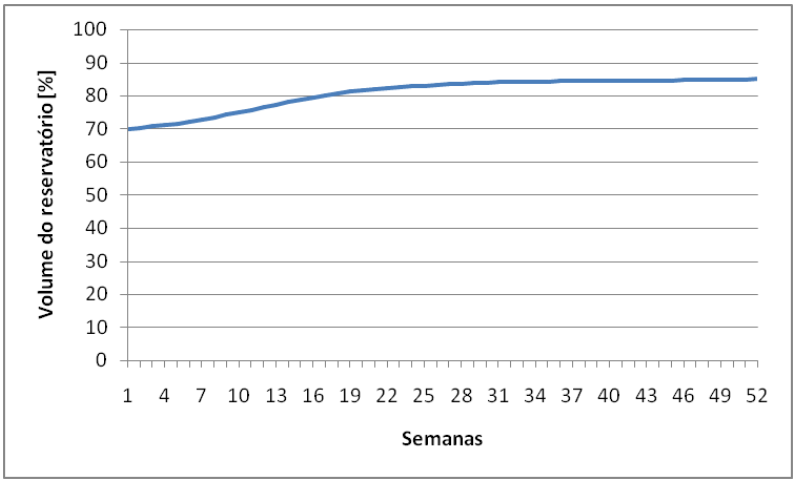

Figura 4.6 – Volume caso A.3

A turbinagem agora não teve forma espelhada à do volume do reservatório, o que é um indício que a geração hidrelétrica deixou de ser constante. Sua variação ao longo das semanas foi maior do que nos casos anteriores e, inclusive, houve um crescimento súbito na 52ª semana, quando o volume atingiu seu valor pré-estabelecido e não foi mais necessário economizar água.

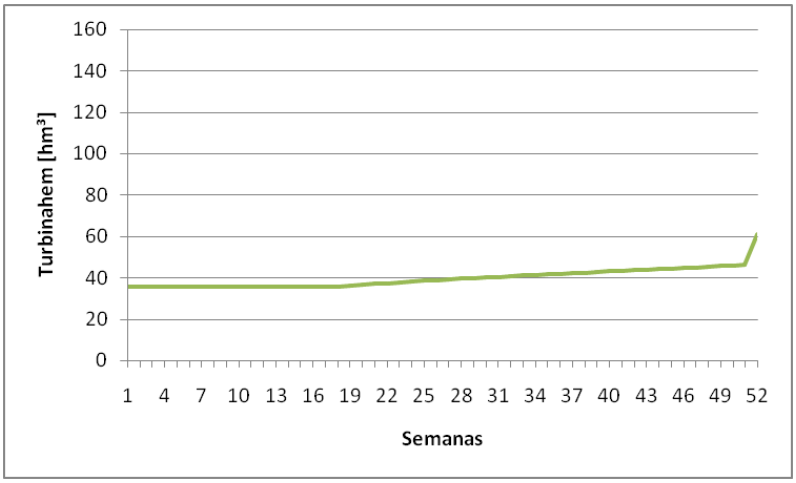

Figura 4.7 – Turbinagem caso A.3

O vertimento, como era de se esperar, foi nulo ao longo de todo o ano. Com a restrição de volume final, as gerações hidrelétrica e térmica passam a variar durante o ano.

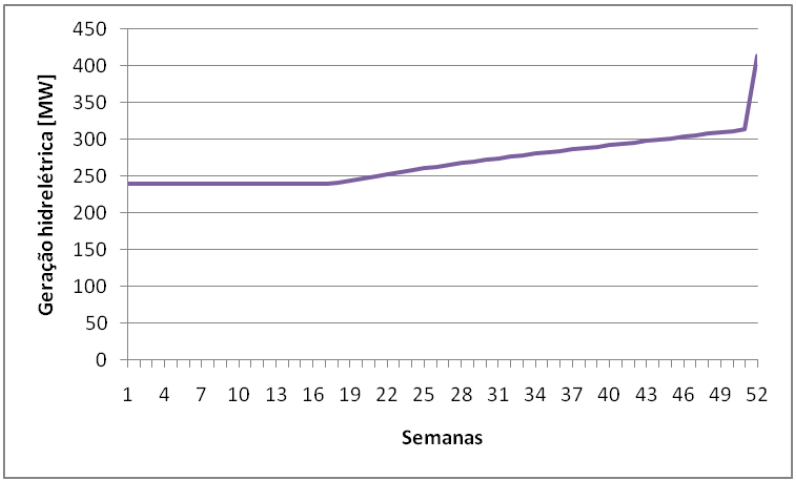

Figura 4.8 – Geração hidrelétrica caso A.3

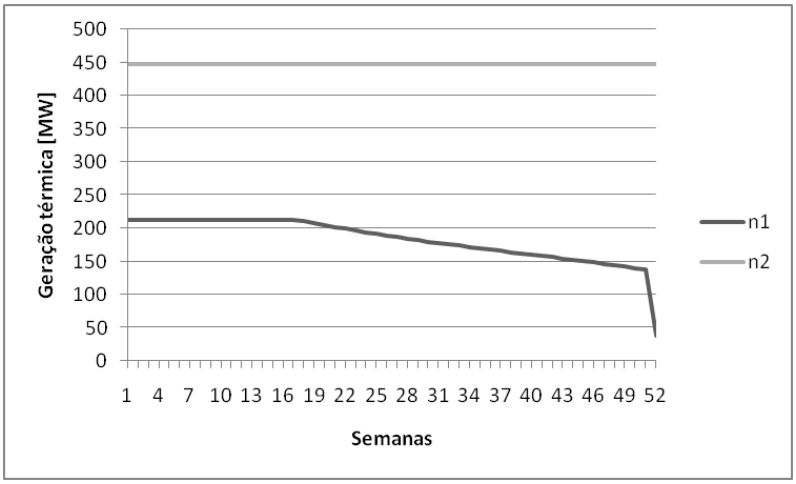

Figura 4.9 – Geração térmica caso A.3

A usina termelétrica n2, mais barata, opera na sua capacidade máxima durante todo o ano. A usina n2 opera na sua capacidade máxima no primeiro quadrimestre do ano, quando se está acumulando água, período no qual a usina hidrelétrica gera apenas o restante necessário para o atendimento da carga. Depois, a geração hidrelétrica passa a crescer gradativamente até o final do ano, acompanhada por diminuição da geração de n2.

Como a contribuição da geração térmica sobre a energia total fornecida varia ao longo do ano, o preço da energia elétrica também não é constante:

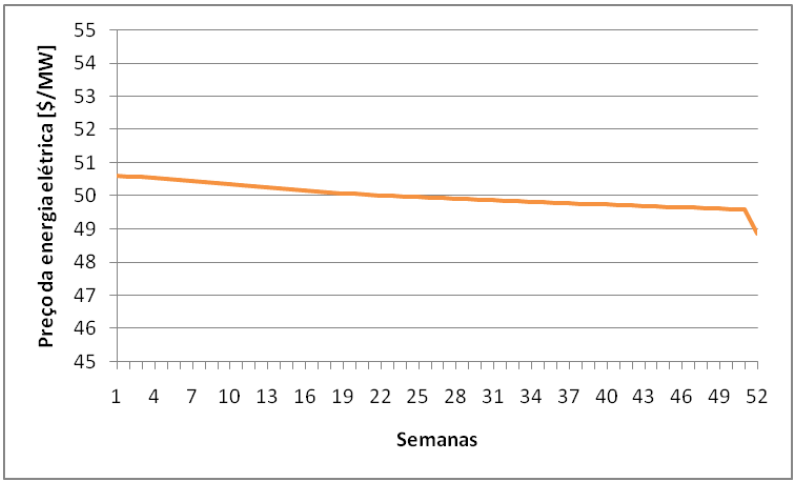

Figura 4.10 – Preço da energia caso A.3

Foi visto anteriormente que o custo da operação energética é representado pelo custo de geração das usinas térmicas. Assim, como mostra o gráfico, o preço da energia acompanha a queda na geração da usina térmica n2, que é substituída pela geração hidrelétrica.

4.3.B USINA DE CAPIVARA

Simulações feitas para a Usina de Capivara operando isoladamente com demanda constante em 1000 MW.

Caso B.1 – Afluência Média

Neste teste foi tomado volume inicial relativamente baixo, de 50% da capacidade do reservatório, ou 5270 hm³.

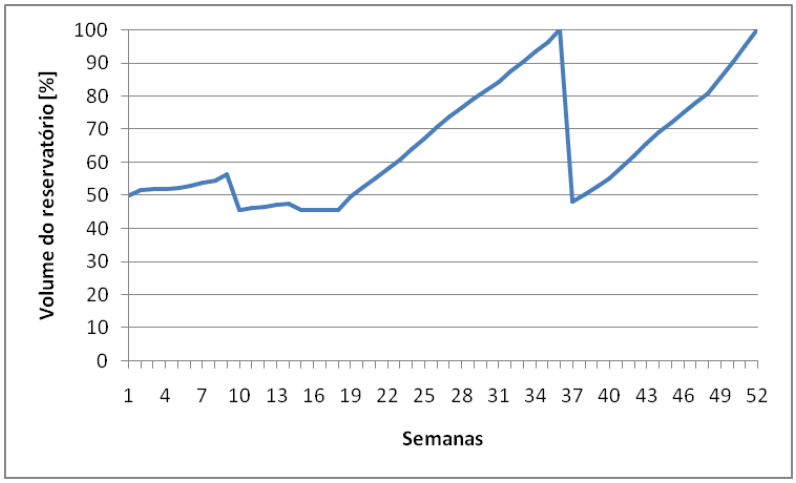

Figura 4.11 – Volume caso B.1

A curva do volume apresenta grandes oscilações, chegando inclusive à capacidade mínima do reservatório, de 4816 hm³ (45,69%) nas semanas 10, 15, 16, 17 e 18. Apesar disso, o reservatório de água termina cheio: a otimização leva aos 100% da capacidade na 52ª semana.

O perfil da turbinagem não sofreu grandes alterações em números absolutos ao longo do ano, mas, de novo, com uma escala adequada, pode ser percebida sua semelhança em relação ao volume do reservatório.

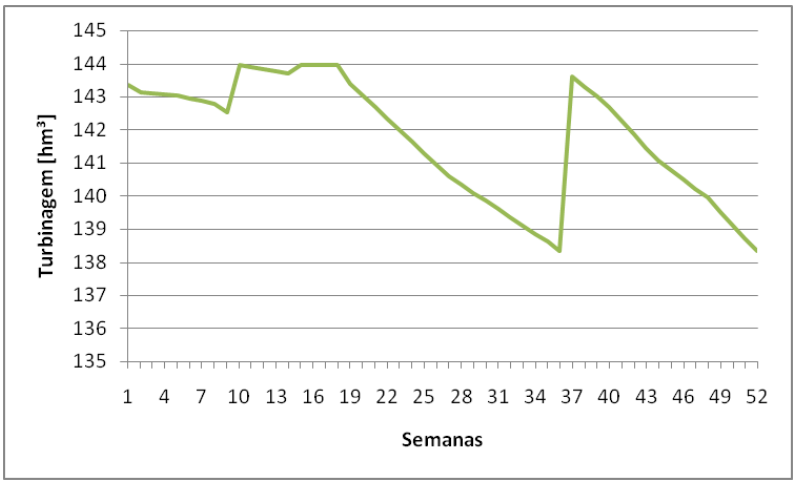

Figura 4.12 – Turbinagem caso B.1

Houve vertimento neste caso, devido à relativa abundância de água proporcionada pela afluência média, com um pico na semana 36, período de notável queda do volume do reservatório.

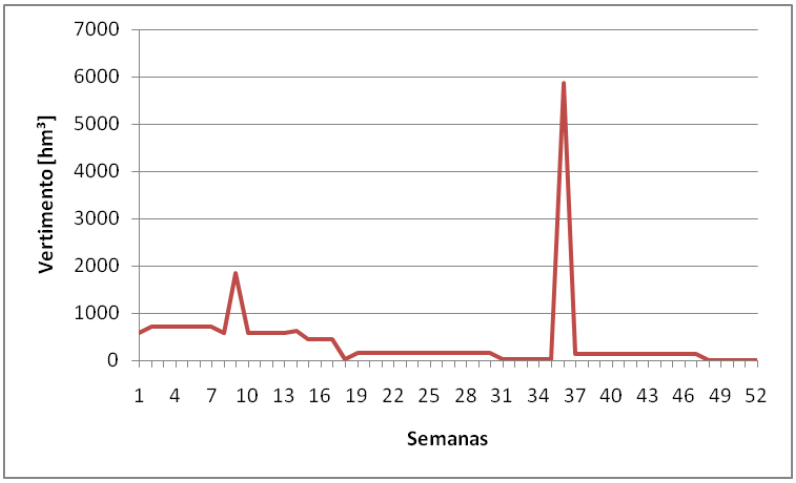

Figura 4.13 – Vertimento caso B.1

As gerações hidrelétrica e térmica tiveram valor constante durante todo o ano, e desta vez foi adotada uma demanda de 1000 MW para o sistema, de modo que não seja necessária a ativação da usina térmica mais cara.

Gh2 = 637 MW

Gn1 = 0 MW

Gn2 = 363 MW

A usina hidrelétrica atuou sempre na sua capacidade máxima, e a usina térmica n2 produziu os megawatts necessários para complementar o atendimendo à carga demandada.

Como a usina térmica n1, de custo de geração maior, não atuou, o preço da energia em relação às simulações anteriores se mostrou bem menor agora, com valor de 4,50 R$/MW durante o todas as 52 semanas.

Caso B.2 – Afluência Mínima

Novamente o volume inicial adotado na simulação foi de 50% da capacidade máxima. A curva do volume apresentou a seguinte forma:

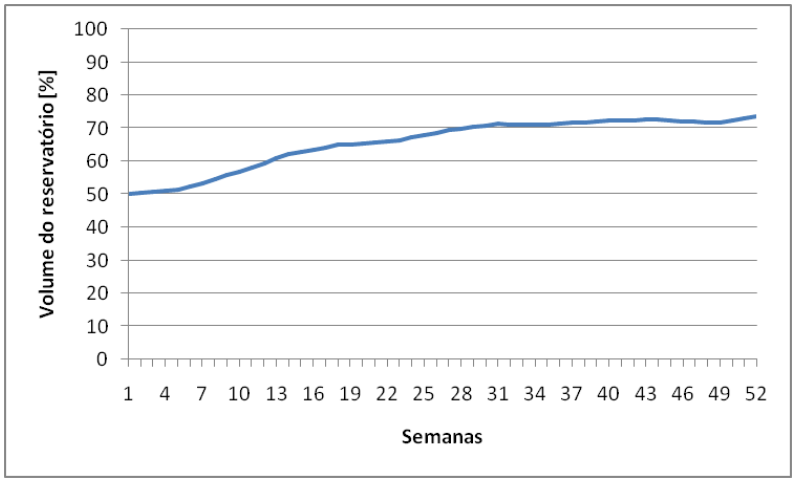

Figura 4.14 – Volume caso B.2

Aqui, como aconteceu na usina de Chavantes sob afluência mínima, o reservatório não terminou o ano cheio, embora tenha crescido ao longo do ano e chegado ao valor de 73,49% na última semana.

Forma complementar foi obtida no gráfico da turbinagem, que foi diminuindo ligeiramente ao longo do ano:

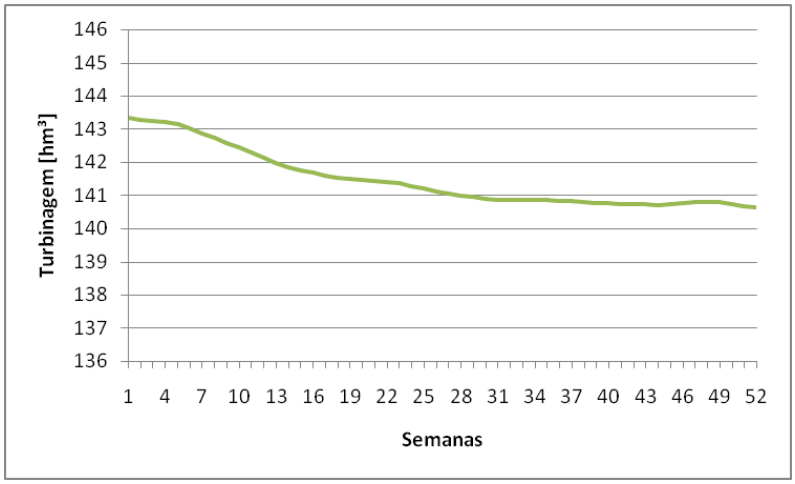

Figura 4.15 – Turbinagem caso B.2

Não houve vertimento em nenhuma das 52 semanas do ano, devido à menor disponibilidade de água proporcionada pela afluência mínima.

Os valores de geração hidráulica e térmica foram idênticos aos do caso anterior, com a usina h1 atuando no seu máximo e a usina n1 desativada:

Gh2 = 637 MW

Gn1 = 0 MW

Gn2 = 363 MW

Assim, de novo o preço da energia ficou sempre constante em R$ 4,50 por MW.

Caso B.3 – Afluência mínima com restrição de volume final

Nesta simulação, com relação à simulação anterior, foi apenas acresentada a restrição de volume final, para que o volume do reservatório atendesse à condição de ser no mínimo 85% da capacidade máxima na última semana do ano. O perfil do volume foi o seguinte:

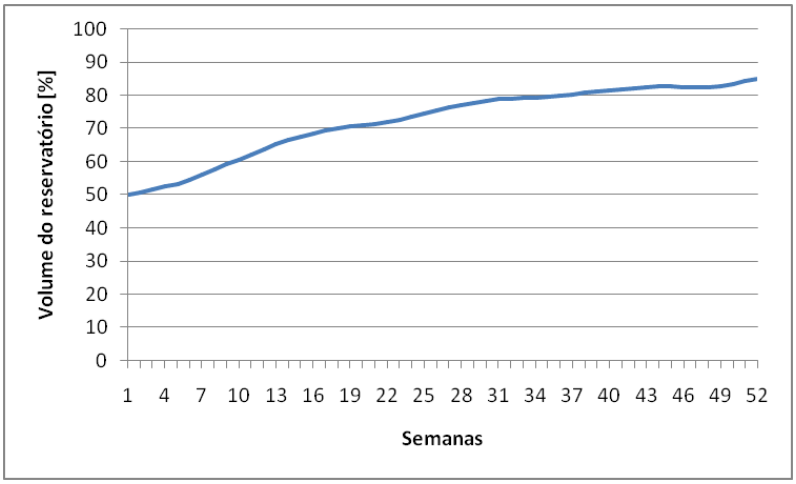

Figura 4.16 – Volume caso B.3

Essa curva apresentou forma semelhante à da simulação anterior, porém com inclinação maior para chegar ao volume exigido na 52ª semana.

A turbinagem agora deixou de ser proporcional ao volume e sofreu maior variação, principalmente no período da 1ª até a 13ª semana, quando cresceu com inclinação considerável.

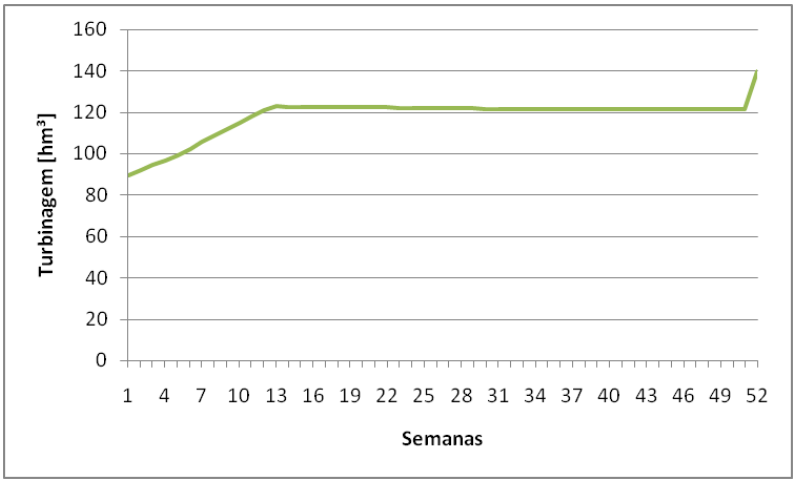

Figura 4.17 – Turbinagem caso B.3

O vertimento, como esperado, foi nulo durante todo o ano, pois na afluência mínima a água é um recurso escasso e precisou ser totalmente aproveitada.
As curvas de geração das usinas estão mostradas a seguir:

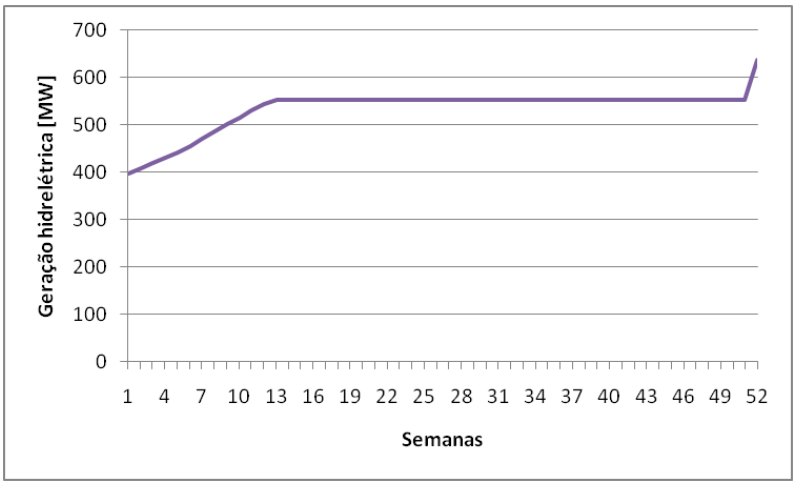

Figura 4.18 – Geração hidrelétrica caso B.3

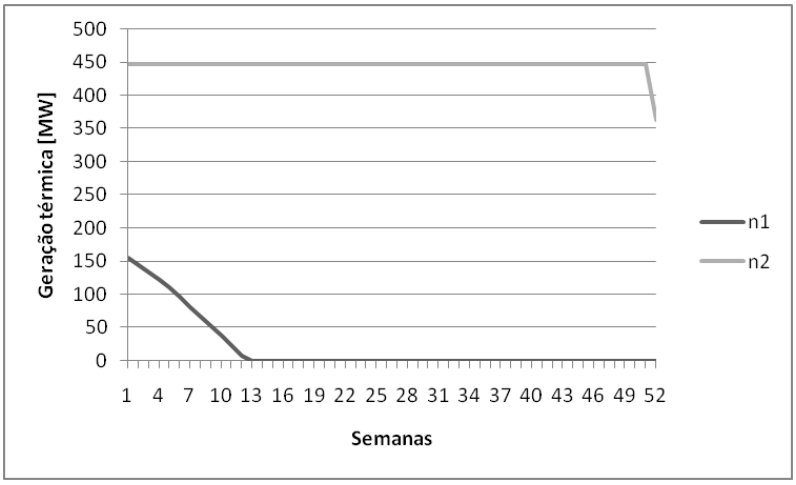

Figura 4.19 – Geração térmica caso B.3

Como já indicava a curva da turbinagem, a geração hidrelétrica não foi constante ao longo do ano. A termelétrica de custo maior (n1) começou sendo utilizada, mas teve sua participação diminuída gradativamente até a 13ª semana, quando parou de gerar energia. Da usina térmica n2 foi exigida capacidade máxima durante todo o ano, exceto na última semana, quando o volume do reservatório atingiu o valor pré-estabelecido e a participação da usina hidráulica no fornecimento de energia cresceu.

A curva do preço da energia elétrica teve forma descrescente com o passar das semanas, acompanhando a diminuição da participação das usinas termelétricas no fornecimento de energia.

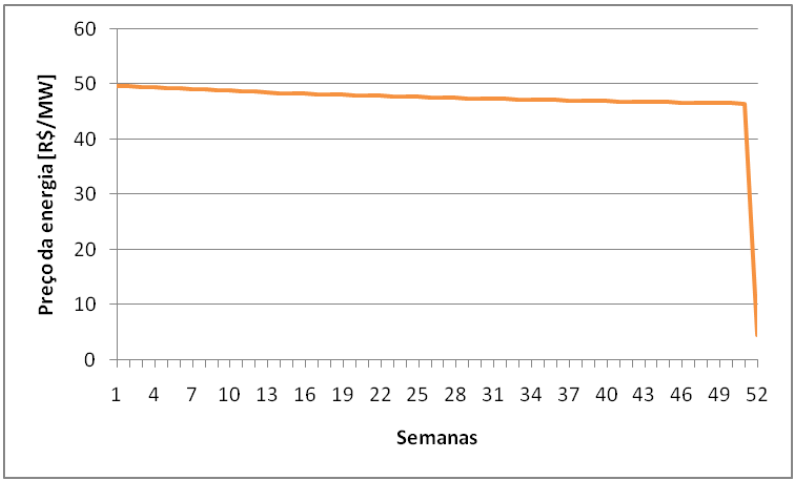

Figura 4.20 – Preço da energia caso B.3

4.3.C USINAS EM CASCATA

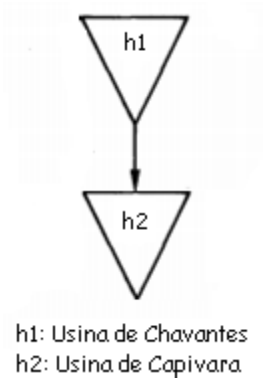

Figura 4.21 – Disposição das hidrelétricas em cascata

Nesta parte foi incluído um novo tipo de simulação, com demanda baixa de energia. Até aqui, com exceção dos casos nos quais houve restrição de volume final, a demanda levou as usinas hidrelétricas a atuarem sempre em sua capacidade máxima.

Fazendo testes para uma demanda baixa de energia, apesar de esta não representar um caso operação em situação crítica, pode-se ver como a otimização propõe o manejo das hidrelétricas ao longo do ano, como será observado melhor adiante.

Os valores adotados foram:

Demanda alta: constante em 1500 MW

Demanda baixa: constante em 800 MW

Caso C.1 – Afluência média com demanda alta

Para esta simulação, foi adotado volume inicial mínimo (5754 hm³) para a usina h1 e volume inicial de 50% da capacidade total para a usina h2. A curva dos volumes segue abaixo:

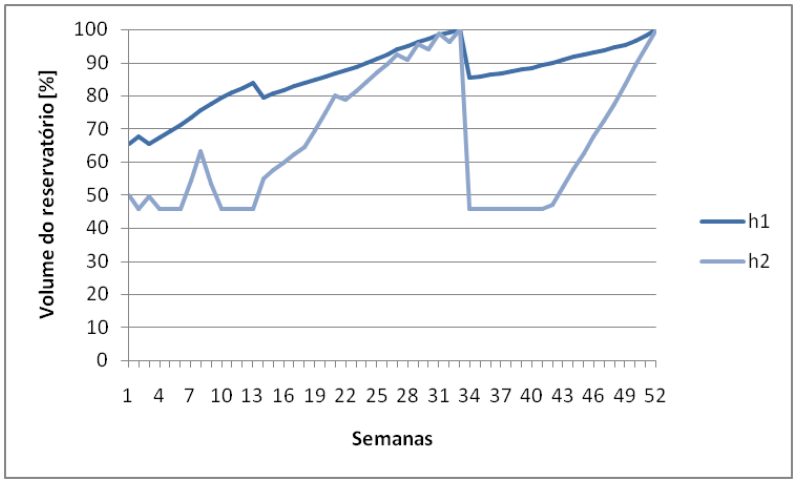

Figura 4.22 – Volume caso C.1

É perceptível que o perfil dos volumes ao longo do ano apresentou grandes oscilações, principalmente para a usina de Capivara. No final do ano, como aconteceu para cada usina isolada sob a afluência média, a otimização levou os dois reservatórios a ficarem cheios.

A curva da turbinagem, apresentada a seguir, mostra a diferença de porte entre as usinas de Chavantes (h1) e Capivara (h2), com o engolimento de h1 estando sempre acima do dobro do engolimento de h2.

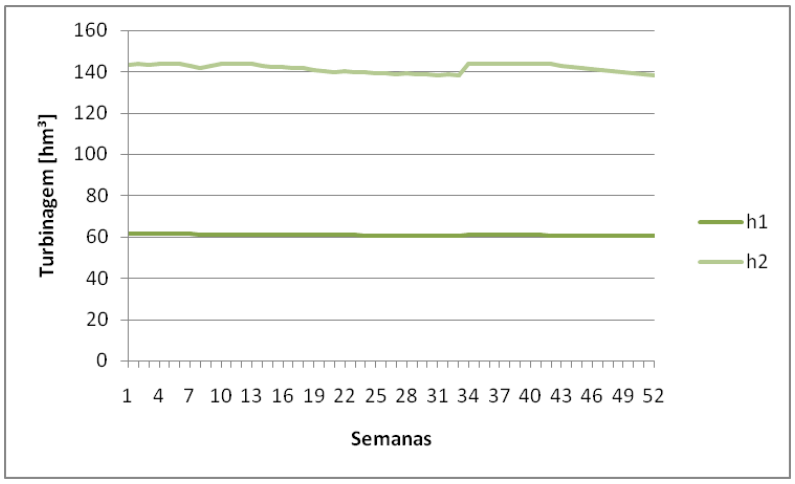

Figura 4.23 – Turbinagem caso C.1

Pode ser notada também a pouca variação nos valores de turbinagem ao longo do ano, como já ocorrido anteriormente.

Como observado nos casos anteriores de afluência média, a otimização levou a picos de vertimento nas usinas, sendo o mais notável deles, desta vez, na semana 33.

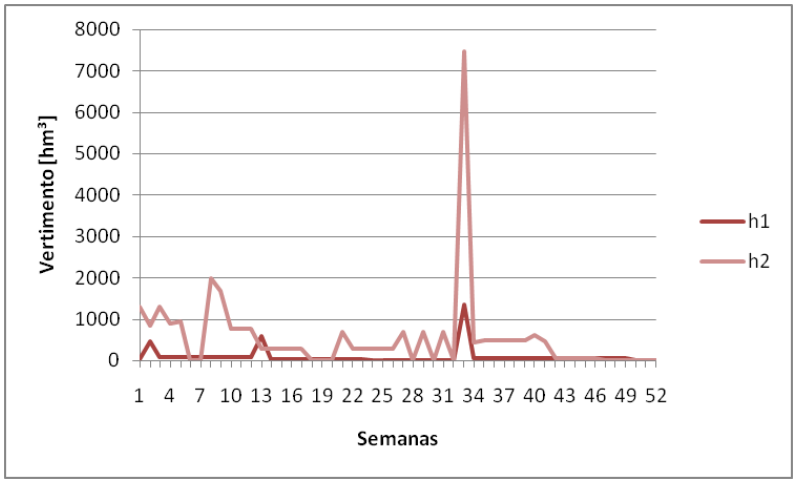

Figura 4.24 – Vertimento caso C.1

As gerações das usinas hidráulicas e térmicas tiveram valor constante em todo o ano:

Gh1 = 414 MW

Gh2 = 637 MW

Gn1 = 1,79 MW

Gn2 = 447,21 MW

As usinas h1, h2 e n2 atuaram em sua capacidade máxima, enquanto a produção de n1 foi bem pequena, apenas o necessário para atender a demanda de 1500 MW.

O preço da energia elétrica também foi constante durante as 52 semanas, no valor de 48,59 R$/MW.

Caso C.2 – Afluência média com demanda baixa

Nesta simulação foram utilizados os mesmos dados iniciais da simulação anterior, tendo sido alterado apenas o valor da demanda de energia, que aqui foi de 800 MW.

O perfil obtido para os volumes está mostrado a seguir.

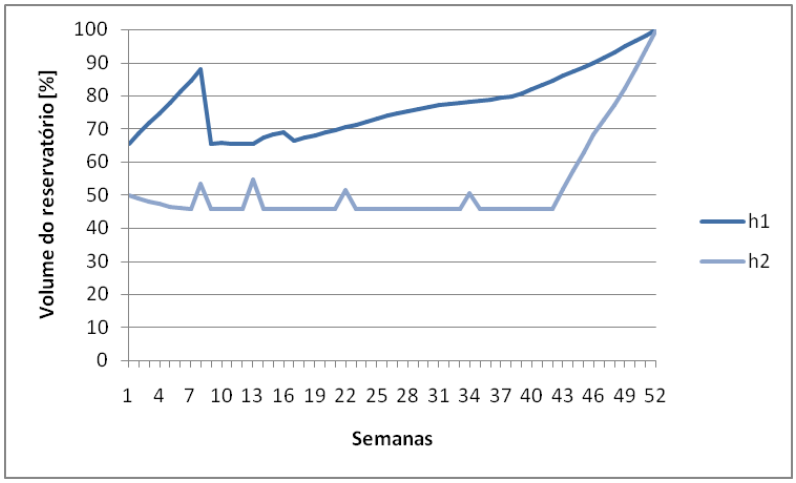

Figura 4.25 – Volume caso C.2

O reservatório de água da usina a montante esteve sempre mais cheio do que o reservatório da usina a jusante. Este, inclusive, passou boa parte do ano em seu limite mínimo, que equivale a 45,69% de sua capacidade. Apesar disso, nas últimas semanas do ano o volume em h2 cresceu e terminou em 100% assim como o volume de h1.

A curva da turbinagem desta vez teve forma diferente do que foi visto anteriormente:

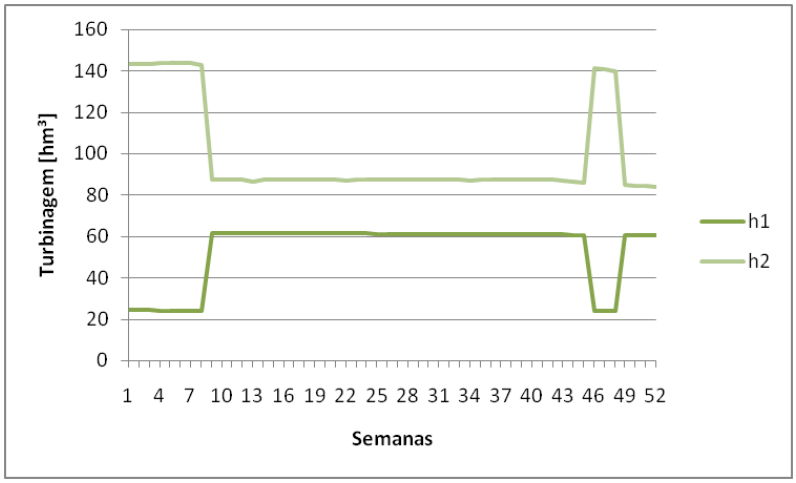

Figura 4.26 – Turbinagem caso C.2

Esse perfil mostrado acima dá um indício de como será a curva da geração hidráulica, que será vista mais adiante.

A seguir, tem-se a curva do vertimento, que desta vez apresentou picos maiores no início do ano.

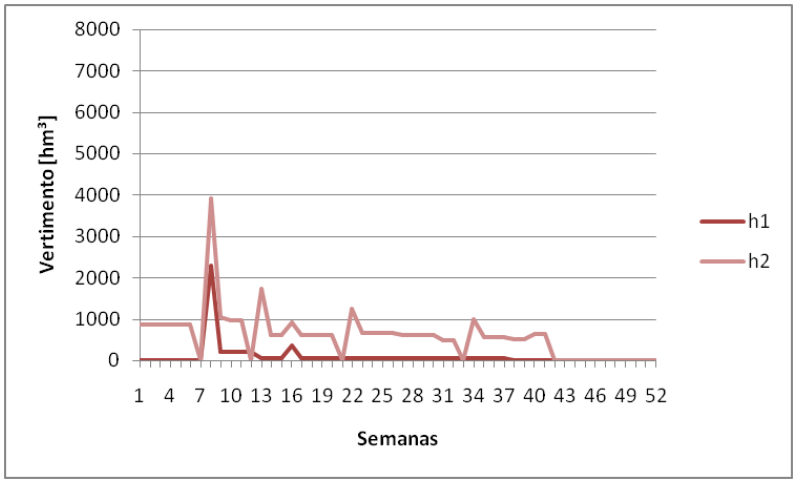

Figura 4.27 – Vertimento caso C.2

Como nesta simulação foi adotada uma demanda mais baixa de energia elétrica, as duas usinas térmicas não foram utilizadas. Isso porque, no modelo de estudo utilizado, o custo de geração de energia é representado pela geração das termelétricas, enquanto a geração hidráulica sai “de graça”. Assim os 800 MW da carga foram abastecidos pelas hidrelétricas, que juntas podem gerar até 1051 MW. Deste modo, o preço da energia obtido nesta simulação foi igual a zero durante todo ano.

Segue abaixo a curva da geração das hidrelétricas:

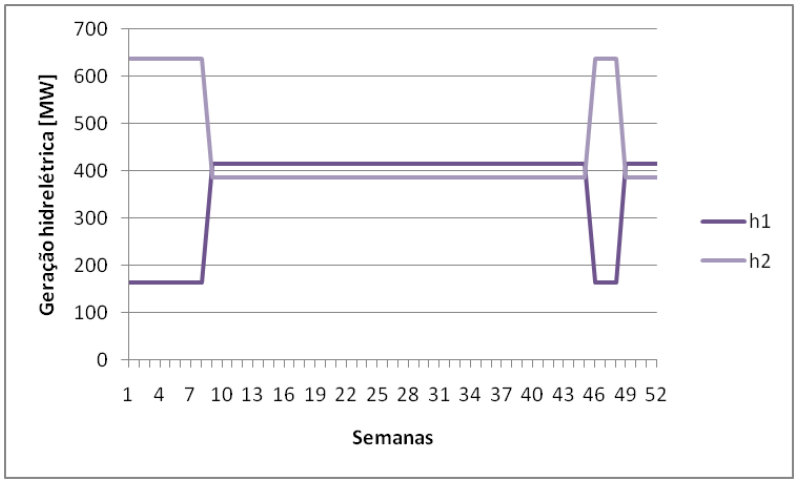

Figura 4.28 – Geração hidrelétrica caso C.2

Essa curva lembra a forma da curva da turbinagem. Pode-se perceber que a otimização levou a uma preferência por gerar mais energia com a usina h2 no primeiro bimestre do ano, assim como nas semanas 46 a 49, períodos nos quais essa usina atuou em sua capacidade máxima. No restante do ano, foi a usina h1 que atuou na sua capacidade máxima, com a usina h2 apenas suprindo o faltante da demanda.

Caso C.3 – Afluência mínima com demanda alta

Para esta simulação, voltou a ser tomada demanda alta, exigindo bastante trabalho das usinas na afluência mínima. Foi adotado volume inicial de 70% da capacidade de h1 e 50% da capacidade de h2.

O despacho ótimo proporcionou à usina h2 terminar o ano com o reservatório cheio, enquanto o volume de h1 não sofreu grandes variações durante as 52 semanas, terminando em 72,28%.

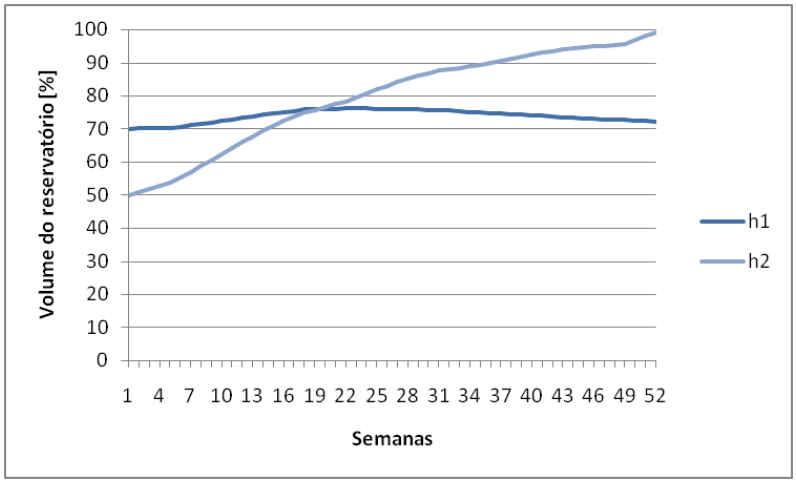

Figura 4.29 – Volume caso C.3

Grandes variações também não são notadas na curva das turbinagens. Apesar disso, é possível perceber uma inclinação negativa para a curva da usina h2, que tem relação de proporcionalidade com a curva do volume da mesma.

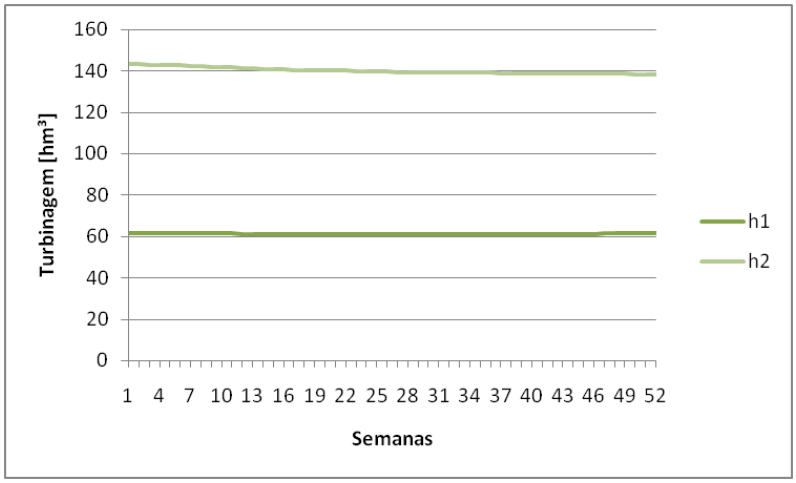

Figura 4.30 – Turbinagem caso C.3

Pela primeira vez em casos de afluência mínima houve vertimento. Porém, este aconteceu apenas na usina de Capivara e em proporção mínima se comparada aos milhares de hm³ observados nos casos de afluência média.

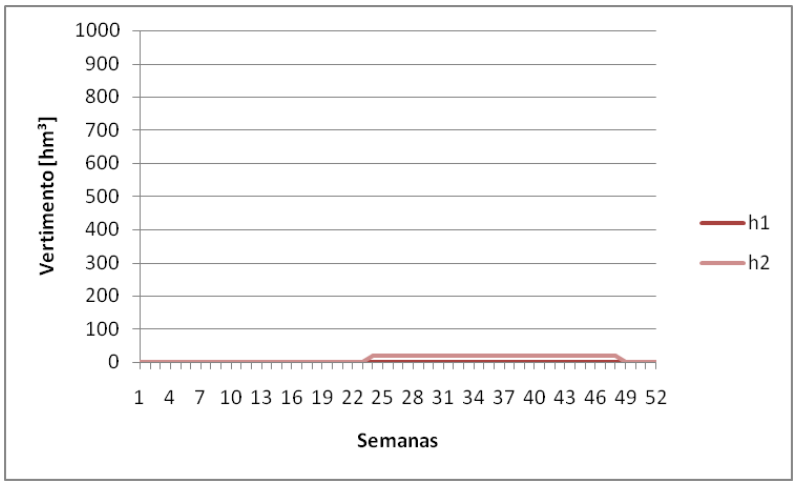

Figura 4.31 – Vertimento caso C.3

A geração de energia elétrica por parte das usinas do sistema foi constante durante as 52 semanas, com h1, h2 e n2 atuanto em suas capacidades máximas. Como n1 representa a forma mais cara de geração de energia, ela só é utilizada em último caso.

Gh1 = 414 MW

Gh2 = 637 MW

Gn1 = 1,79 MW

Gn2 = 447,21 MW

Como o atendimento à demanda por parte das usinas não sofreu alterações durante o ano, o preço da energia elétrica também se mostrou constante, no valor de 48,59 R$/MW.

Caso C.4 – Afluência mínima com demanda baixa

Em relação à simulação anterior, aqui foi apenas alterada a carga da demanda. A curva dos volumes dos reservatórios segue a seguir.

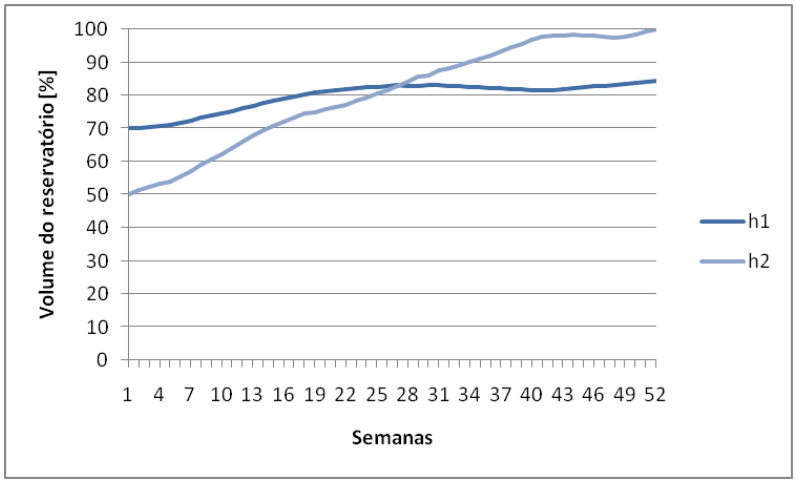

Figura 4.32 – Volume caso C.4

O reservatório de h2, assim como no caso anterior, terminou o ano cheio. Desta vez, porém, o reservatório de h1 chegou a 84,50% da sua capacidade máxima na 52ª semana do ano. Isso porque, com a demanda baixa, o sistema não foi tão exigido. Assim, não é nem necessária uma simulação com restrição de volume final para a situação de demanda baixa, pois mesmo com afluência mínima os reservatórios finalizam o ano com boa quantidade de água.

As curvas de turbinagem tiveram forma bem peculiar:

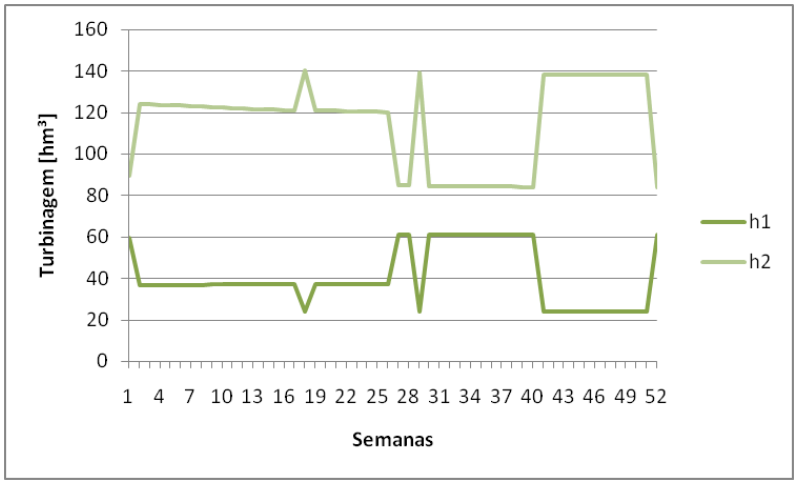

Figura 4.33 – Turbinagem caso C.4

Assim como na simulação anterior, o vertimento aconteceu apenas na usina h2 e de forma bem reduzida, como mostra a próxima figura.

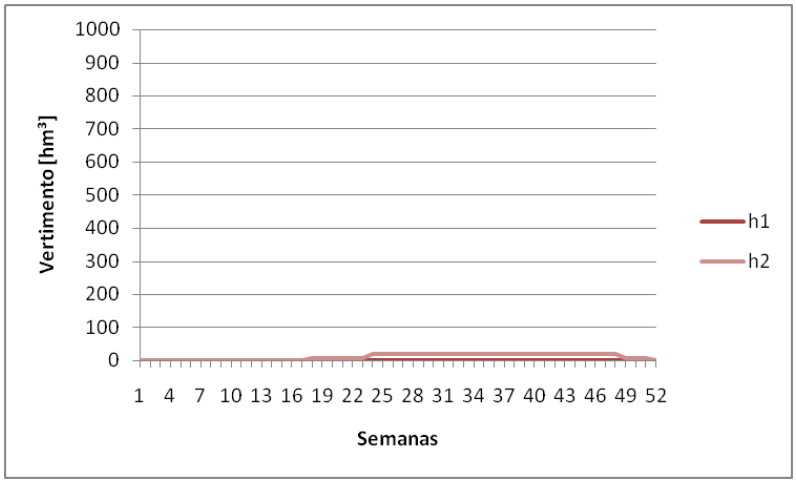

Figura 4.34 – Vertimento caso C.4

A curva das geração das usinas hidrelétricas, capazes de suprir toda a demanda de energia está mostrada a seguir:

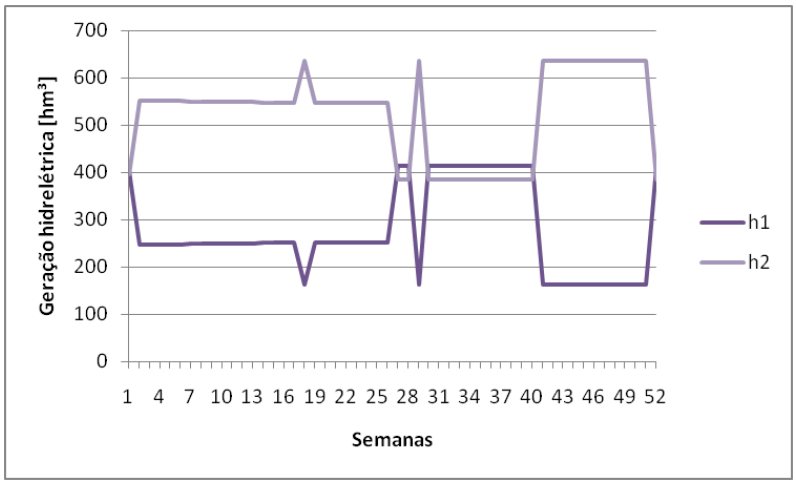

Figura 4.35 – Geração hidrelétrica caso C.4

Desta vez, a preferência foi por exigir a capacidade máxima de geração da usina h1 nas semanas 27, 28, de 30 a 40 e 52. Já a usina h2 forneceu sua capacidade máxima de energia nas semanas 18, 29 e de 41 a 51.

As termelétricas ficaram desativadas durante todo o ano, e assim o preço da energia elétrica foi de 0 R$/MW.

Caso C.5 – Afluência mínima com demanda alta e restrição de volume final para h1

Foi imposta restrição de volume final apenas à usina a montante, h1, pois como visto anteriormente, a otimização já leva o reservatório da usina a jusante, h2, a ficar satisfatoriamente cheio no final do ano, mesmo com volume inicial baixo e sob

afluência mínima, como pode ser visto no gráfico abaixo. O volume adotado na semana 1 para h2 foi de 50% da sua capacidade, enquanto para h1 foi de 70%.

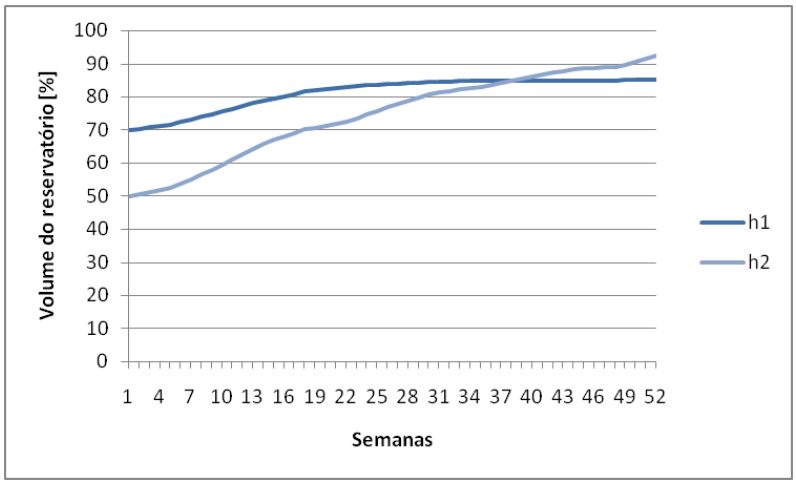

Figura 4.36 – Volume caso C.5

A seguir tem-se a curva da turbinagem:

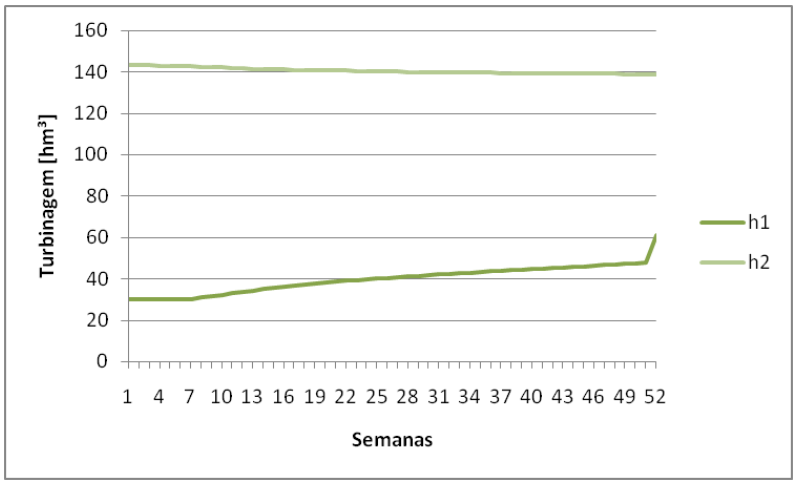

Figura 4.37 – Turbinagem caso C.5

O engolimento da usina h2 praticamente não variou ao longo do ano, equanto o engolimento de h1 começou baixo e foi crescendo durante o ano, sugerindo que sua curva de geração tenha tido comportamento parecido.

O vertimento das usinas foi nulo nas 52 semanas do ano.

O perfil de geração de energia nas hidrelétricas vem na figura a seguir.

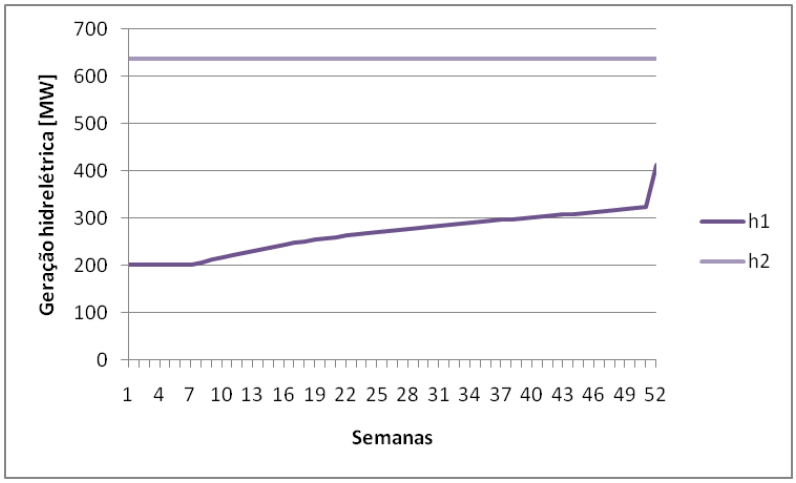

Figura 4.38 – Geração hidrelétrica caso C.5

A usina h2 atuou em seu limite máximo por todas as semanas do ano. Já a participação de h1 no fornecimento de energia aumentou ao longo do ano, como indicava sua curva de turbinagem. Esta usina só gerou sua capacidade máxima na semana 52, quando o critério do volume final foi atingido.

Enquanto aumentava sua participação atendimento à carga, a usina h1 foi substituindo o fornecimento da termelétrica n1. A termelétrica n2, de custo mais baixo, foi utilizada plenamente durante todo o ano. Segue adiante a curva das usinas térmicas:

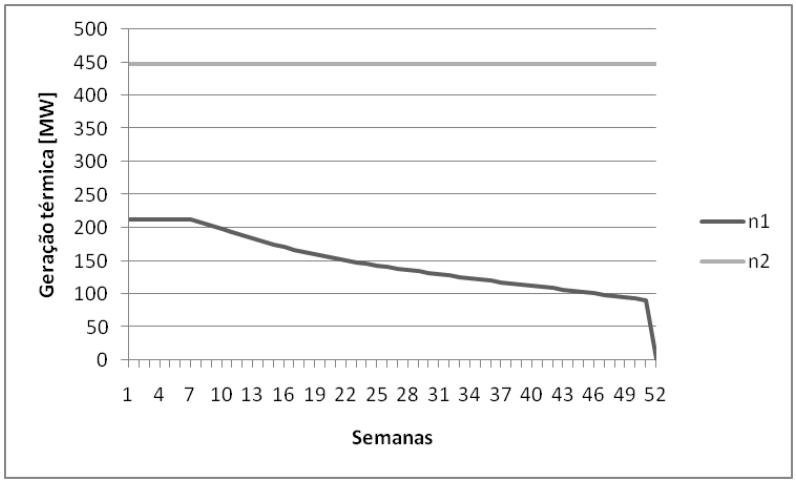

Figura 4.39 – Geração térmica caso C.5

O preço da energia elétrica ficou em torno dos 50 R$/MW durante todo o ano, mas foi diminuindo suavemente devido à cada vez menor utilização da termelétrica n1.

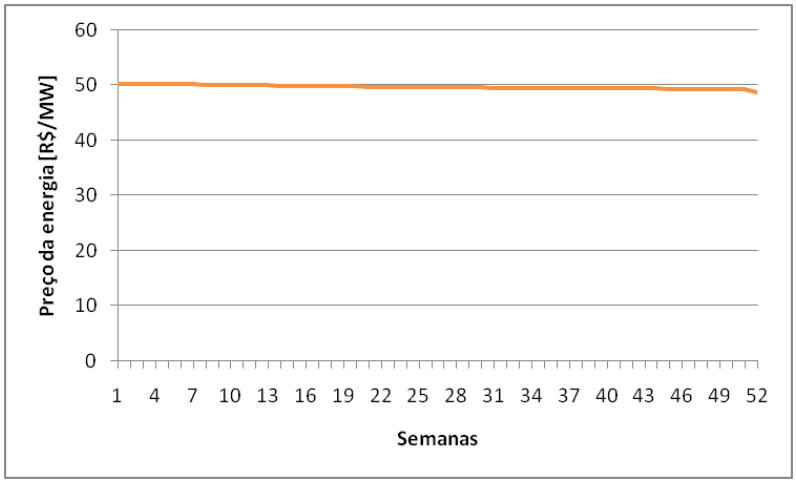

Figura 4.40 – Preço da energia caso C.5

4.3.D USINAS EM CASCATA, h2 SEM AFLUÊNCIA

Nesta parte foi feito um último tipo de simulações, analisando uma situação hipotética – e crítica para a operação das hidrelétricas, em que a afluência da usina a jusante não foi levada em conta. Para a afluência da usina a montante foram adotados os mesmos valores utilizados até aqui. A carga adotada foi de 1500 MW.

Caso D.1 – Afluência média em h1

Para a usina h1 foi adotado volume inicial mínimo (65,42%), enquanto para h2 foi adotada de início 50% de sua capacidade. O comportamento dos volumes dos reservatórios está mostrado no gráfico a seguir.

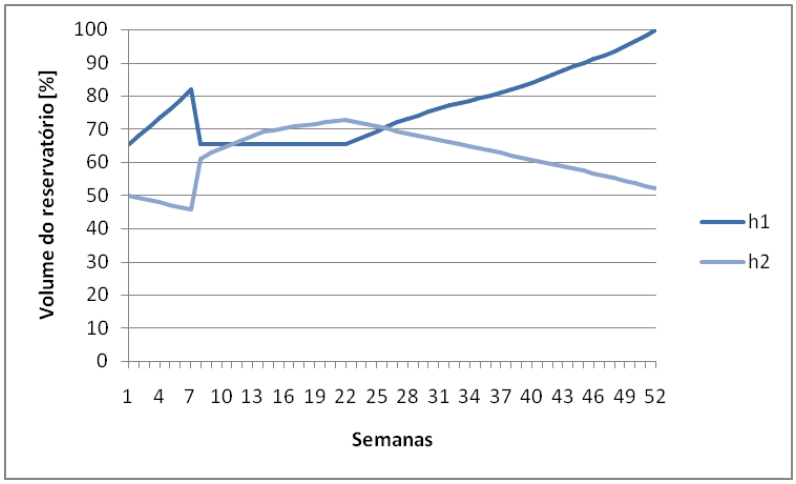

Figura 4.41 – Volume caso D.1

Nas primeiras semanas do ano pode-se observar o crescimento do volume de h1 e o decrescimento do volume de h2, que chega ao seu limite mínimo na semana 7, quando esse comportamento se inverte, e a usina h2 passa algumas semanas com

seu reservatório mais cheio, em porcentagem, do que a usina h1. Até que na metade do ano volta a acontecer aquele comportamento inicial, desta vez de forma definitiva, e h2 termina com seu reservatório 100% cheio, ao passo que o volume de h2 termina baixo e perto do inicial, em 52,13%.

Abaixo tem-se as curvas de turbinagem das usinas. Não são notadas grandes variações ao longo do ano.

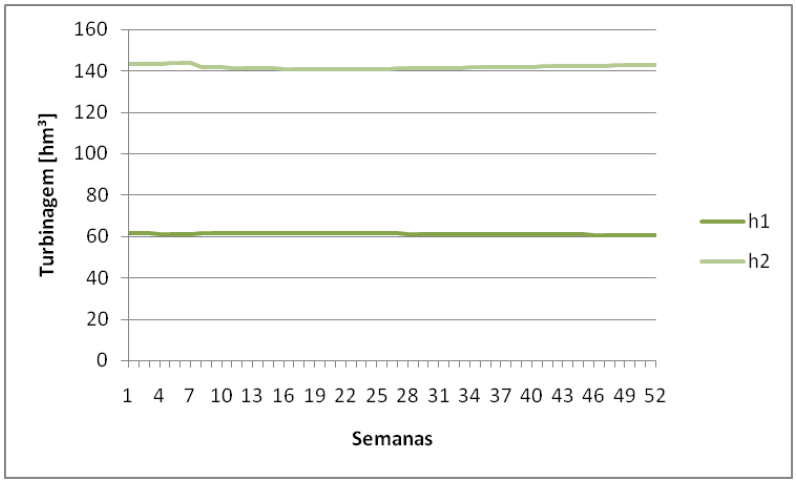

Figura 4.42 – Turbinagem caso D.1

Apesar da redução da disponibilidade de água no sistema, com afluência nula na usina h2, houve vertimento de água na usina h1 durante parte do ano, com um pico na semana 7.

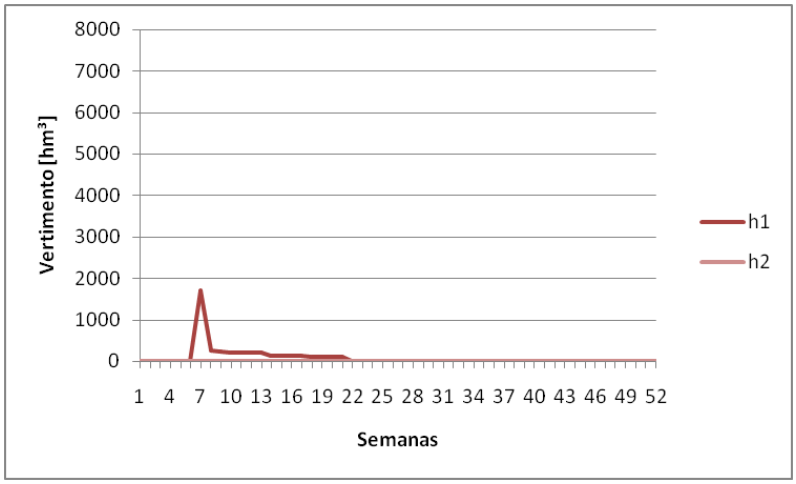

Figura 4.43 – Vertimento caso D.1

Com a demanda em 1500 MW, as usinas hidráulicas trabalharam sempre em sua capacidade máxima. A geração das termelétricas também ficou sempre constante.

Gh1 = 414 MW

Gh2 = 637 MW

Gn1 = 1,79 MW

Gn2 = 447,21 MW

Assim, o preço da energia não variou ao longo das 52 semanas, ficando em 48,59 R$/MW.

Caso D.2 – Afluência mínima em h1

Este caso é especial e contém uma peculiaridade em relação aos anteriores já vistos. A geração das usinas hidráulicas fica comprometida pois tem-se a menor disponibilidade de água testada até aqui, e o sistema com 2 hidrelétricas e 2 termelétricas não seria capaz de atender à demanda de 1500 MW. A solução do problema de otimização, assim, seria infactível e os dados obtidos não teriam a precisão desejada.

Para resolver essa questão e tornar a otimização factível, foi adicionada ao sistema uma terceira usina térmica, fictícia, sem limites de capacidade e com custo de geração de ordem 10 vezes maior do que o custo da usina n1. Os desdobramentos serão vistos adiante.

Em todas as simulações deste trabalho, o volume inicial adotado para a usina h2 foi de 50% da sua capacidade máxima e o despacho ótimo sempre levou o reservatório dessa hidrelétrica a terminar o ano com volume em bom nível. Aqui foi mantido esse mesmo valor de volume inicial, a título de comparação, porém o resultado final foi diferente. O volume inicial tomado em h1 foi de 70%, como em todos os outros casos de afluência mínima. O comportamento dos resevatórios pode ser visto no gráfico que segue.

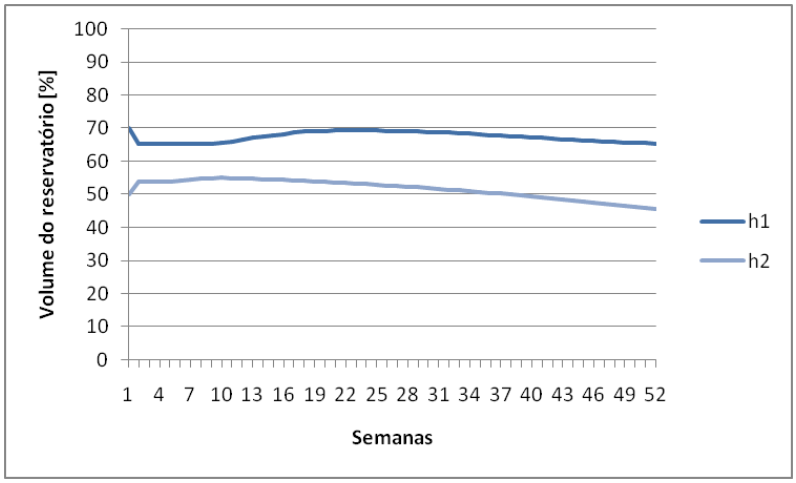

Figura 4.44 – Volume caso D.2

Os dois reservatórios terminaram o ano com volume de água menor que o da semana 1, e em seus limítes mínimos: 65,42% para h1 e 45,69% para h2.

O perfil da turbinagem foi o seguinte:

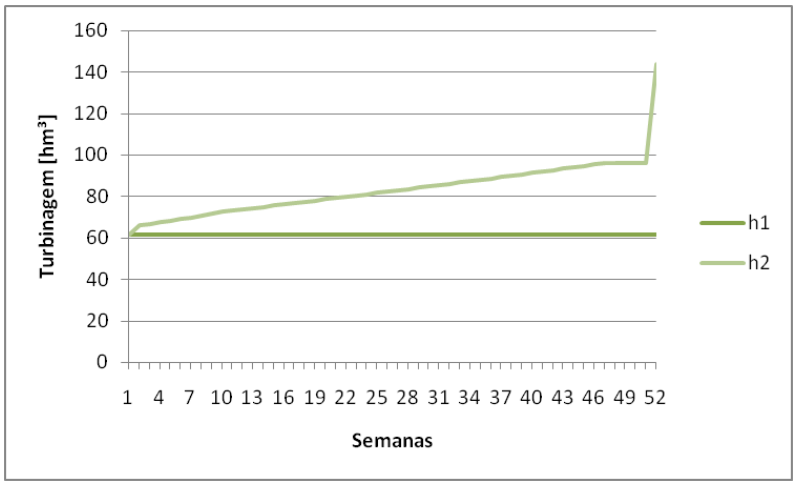

Figura 4.45 – Turbinagem caso D.2

O engolimento da usina h1 foi aparentemente constante durante o ano e o que chama atenção é o perfil de turbinagem em h2. Sabe-se que esta usina tem capacidade maior do que h1 e nas primeiras semanas do ano seus engolimentos foram parecidos. E mesmo tendo crescido ao longo do ano, a turbinagem de h2 só teve valor similar ao das similações anteriores na semana 52.

Curiosamente, otimização levou a um vertimento na hidrelétrica h1 em algumas das primeiras semanas do ano.

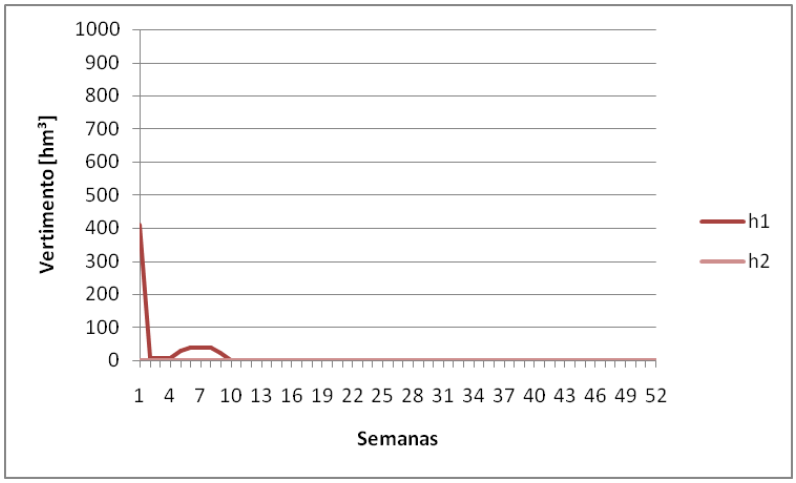

Figura 4.46 – Vertimento caso D.2

A seguir tem-se o comportamento das usinas hidráulicas.

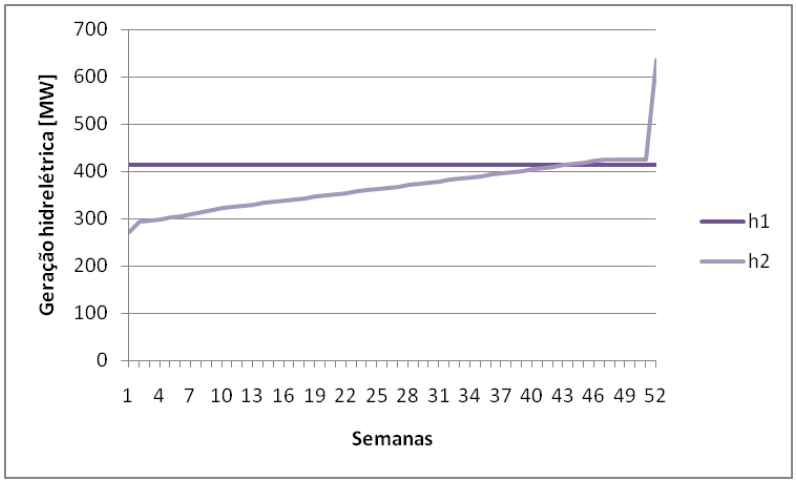

Figura 4.47 – Geração hidrelétrica caso D.2

Como já indicava o gráfico da turbinagem, a hidrelétrica h1 teve geração constante em todo o ano, no valor de 414 MW, sua capacidade máxima. E a hidrelétrica h2 viu sua geração de energia crescer ao longo do ano.

Abaixo está mostrado o gráfico relativo à geração de energia das termelétricas.

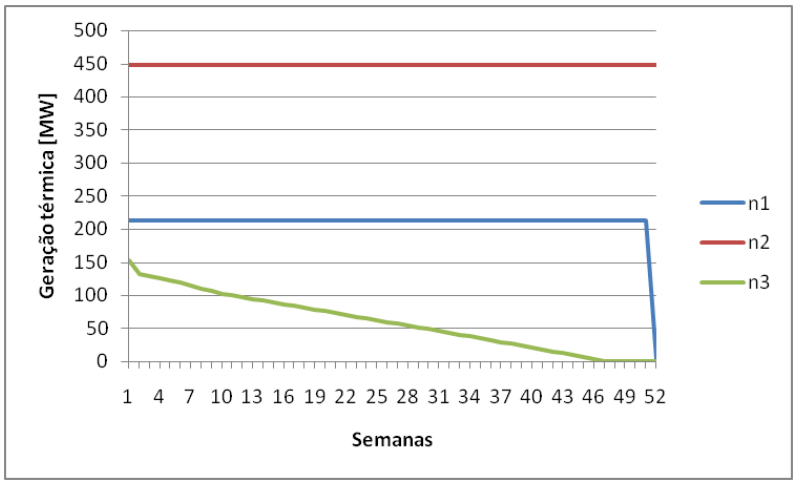

Figura 4.48 – Geração térmica caso D.2

Desta vez há a nova usina n3 no sistema, e esta teve que gerar energia durante quase todo o ano para que a demanda fosse suprida. Além disso, as usinas n1 e n2 atuaram em suas capacidades máximas durante todo o ano, com exceção da semana 52 para n1.

Com a utilização da termelétrica n3, o preço da energia apresentou valores altíssimos, como pode ser visto no gráfico a seguir.

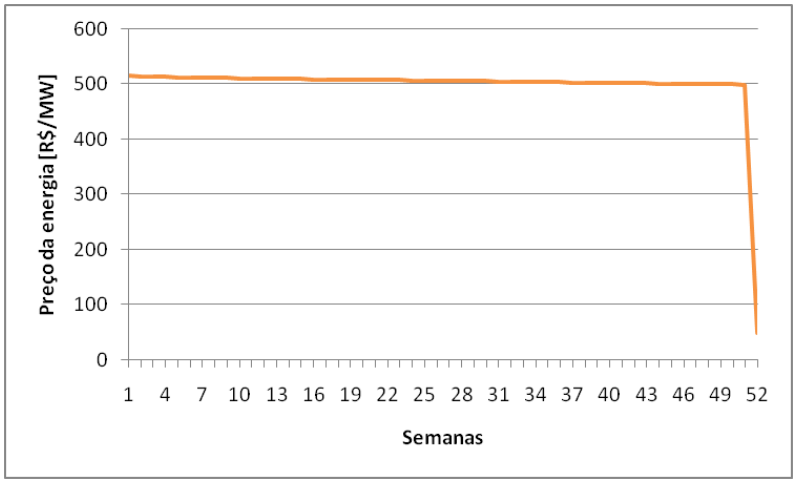

Figura 4.49 – Preço da energia caso D.2

Esse resultado ilustra bem o problema do planejamento hidrotérmico na escassez de água. O ideal neste caso seria que a carga fosse reduzida, e é por isso que acontecem os racionamentos de energia. Vale ressaltar também que os volumes iniciais dos reservatórios das usinas adotados foram relativamente baixos, e se os volumes fossem maiores no início do ano, a dificuldade em atender à demanda não seria a mesma. Daí a importância de guardar água nessas situações.

4.4 CONCLUSÕES

Quanto aos resultados obtidos, alguns padrões podem ser observados. Nos casos de afluência média, a otimização sempre levou o volume dos reservatórios a terminar o ano em 100% de sua capacidade, o que é muito bom. Guardar água para os períodos futuros é de grande valia, pois quanto maior a disponibilidade de água, mais fácil fica o trabalho de operação dos sistemas.

Além disso, nos testes da seção C com afluência mínima, a usina hidrelétrica disposta a jusante também finalizou o ano com seu reservatório cheio, o que não aconteceu com a usina a montante. Isso pode ser explicado pelo fato de a usina h2 possuir maior afluência em números absolutos, mas também é importante destacar a questão do aproveitamento da água. É preferível gastar mais água na usina de cima, pois a água que passa por esta é reutilizada na usina h2.

Na maioria das simulações realizadas, com exceção dos casos críticos como D.2 e os casos nos quais foi imposta restição de volume final, a geração das duas termelétricas foi constante durante todo o ano, e consequentemente o preço da energia também foi constante. Quando as soluções fornecem custos iguais entre

diferentes intervalos de tempo, é sinal de que os custos incrementais das unidades geradoras são iguais e a solução é ótima.

5. TESTES COM OS COMPONENTES DO MODELO DE DECOMPOSIÇÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As simulações deste capítulo representam o início da implementação do modelo de decomposição por aproximação externa. Os testes foram feitos de forma isolada para as duas partes componentes do modelo, o problema mestre e o subproblema, através do GAMS. Para o problema mestre foi utilizada solução do tipo LP (*linear programming*) e para o subproblema foi utilizada solução do tipo NLP (*non-linear programming*).

Aqui a preocupação maior não é com os resultados numéricos dos testes, pois na prática o subproblema e o problema mestre atuam em conjunto, fazendo um intercâmbio de dados ao longo das iterações. O objetivo é verificar o funcionamento de cada componente do modelo de decomposição, para uma posterior implementação do algoritmo completo.

Todos os testes deste capítulo foram realizados para o sistema com duas hidrelétricas, de Chavantes e Capivara, considerando a configuração em cascata.

5.2 TESTE COM O SUBPROBLEMA

Como descrito no capítulo 2, o subproblema fornece apenas os valores de Gh (geração hidráulica) e Gn (geração térmica). Além disso, para ele devem ser tomados valores pré-fixados para as variáveis componentes de x1: $v_{h,t}$, $u_{h,t}$ e $s_{h,t}$. Baseando-se nos resultados obtidos no capítulo 4, os valores adotados para essas variáveis foram:

v_{h1}^0 [hm³]	v_{h2}^0 [hm³]	u_{h1}^0 [hm³/sem]	u_{h2}^0 [hm³/sem]	s_{h1}^0 [hm³/sem]	s_{h2}^0 [hm³/sem]
6156,50	5270,00	61,00	143,00	0,00	0,00

Tabela 5.1 – Valores para $x1^0$ no subproblema

Com esses valores fixados, o valor da geração hidráulica é o mesmo para todos os instantes de tempo. Foi também adotada uma demanda constante de 1500 MW, e assim os valores de Gh e Gn são também constantes para todos os instantes de tempo. Os valores obtidos foram os seguintes.

g_{h1} [MW]	g_{h2} [MW]	g_{n1} [MW]	g_{n2} [MW]
410,85	635,49	6,45	447,21

Tabela 5.2 – Solução subproblema

5.3 TESTES COM O PROBLEMA MESTRE

O problema mestre já se assemelha mais ao problema completo, no sentido que fornece todas as variáveis de x1 e x2 em sua saída, as quais apresentam valores variáveis ao longo do ano.

Os valores pré-fixados adotados para a solução do problema mestre estão mostrados nas duas tabelas abaixo.

v_{h1}^0 [hm³]	v_{h2}^0 [hm³]	u_{h1}^0 [hm³/sem]	u_{h2}^0 [hm³/sem]	s_{h1}^0 [hm³/sem]	s_{h2}^0 [hm³/sem]
6156,50	5270,00	67,60	180,06	0,00	0,00

Tabela 5.3 – Valores para $x1^0$ no problema mestre

g_{h1}^0 [MW]	g_{h2}^0 [MW]	g_{n1}^0 [MW]	g_{n2}^0 [MW]
414,00	637,00	1,79	447,21

Tabela 5.4 – Valores para $x2^0$ no problema mestre

Serão exibidos aqui dois testes, um para afluência média e outro para afluência mínima. Foi adotada carga constante em 1500 MW para os dois casos.

5.3.1 AFLUÊNCIA MÉDIA

A curva obtida para o volume foi a seguinte:

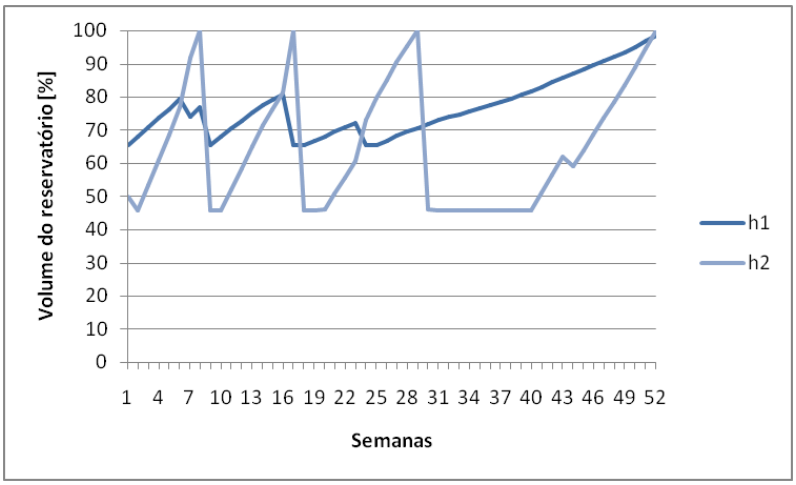

Figura 5.1 – Volume afluência média

O perfil do engolimento das hidrelétricas está mostrado abaixo:

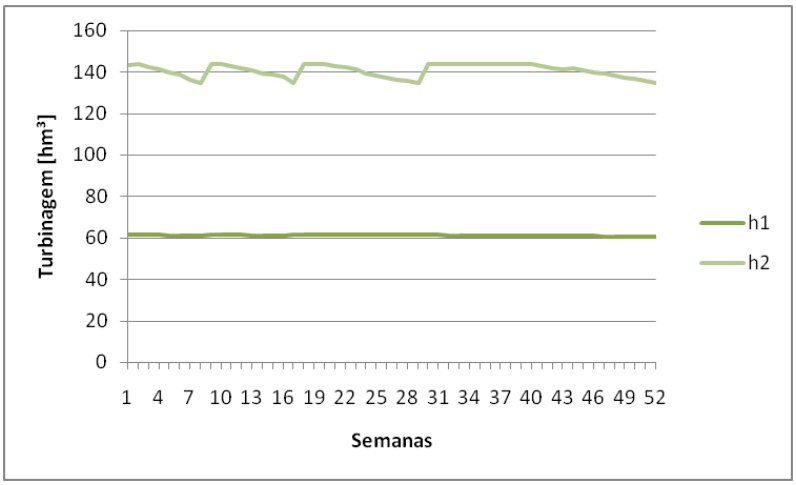

Figura 5.2 – Turbinagem afluência média

É perceptível a semelhança entre a curva da turbinagem e a curva do volume para a usina h2. Imagina-se que o mesmo comportamento também seja observado para h1, apesar da limitação da escala.

A seguir tem-se o gráfico do vertimento.

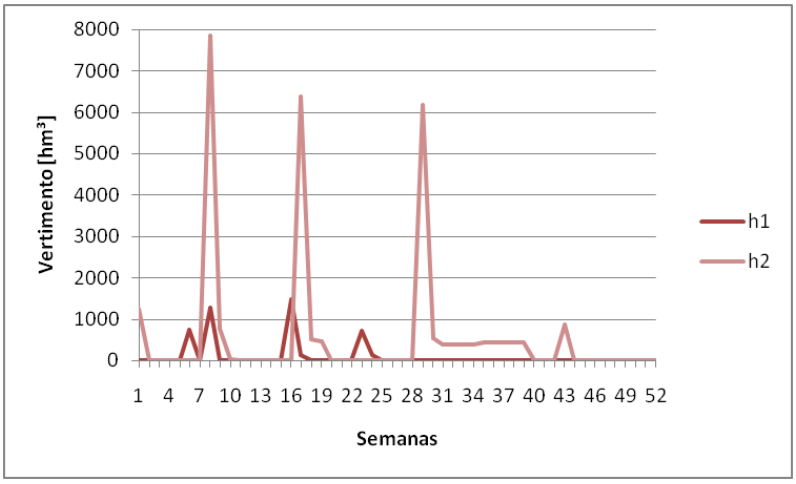

Figura 5.3 – Vertimento afluência média

Neste caso é notável a instabilidade do comportamento das curvas, que apresentaram vários picos, com subidas e descidas.

5.3.2 AFLUÊNCIA MÍNIMA

O comportamento do volume dos reservatórios está exibido na figura a seguir. Igualmente ao que aconteceu nas simulações de afluência mínima do capítulo anterior, apenas o reservatório de h2 finalizou o ano cheio.

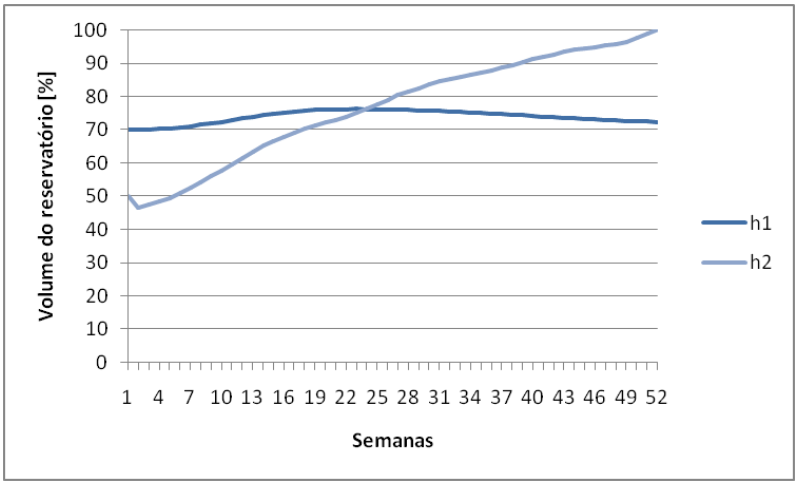

Figura 5.4 – Volume afluência mínima

Para a turbinagem, o perfil obtido foi o seguinte:

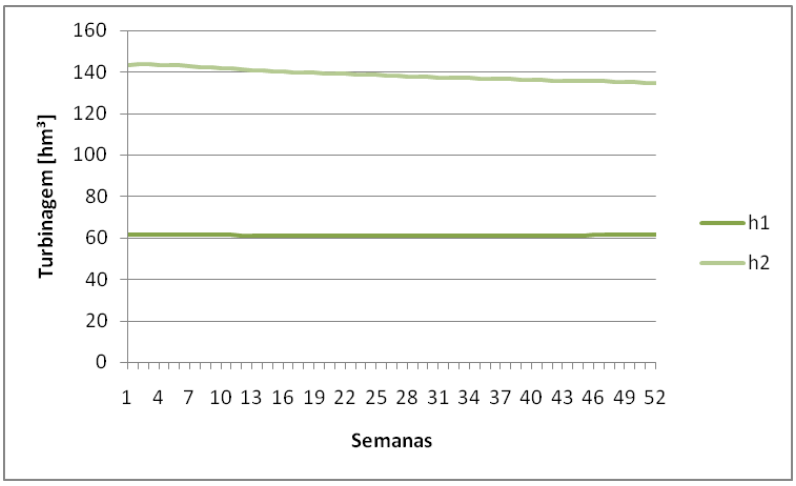

Figura 5.5 – Turbinagem afluência mínima

O vertimento aconteceu apenas na usina h2 e na primeira semana do ano. Seu gráfico está mostrado na figura a seguir.

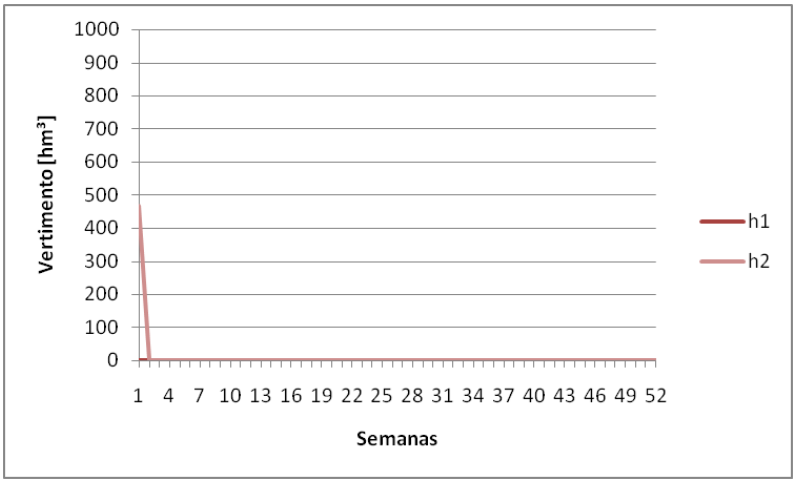

Figura 5.6 – Vertimento afluência mínima

6. CONCLUSÃO FINAL E TRABALHOS A SEREM DESENVOLVIDOS NO FUTURO

Foi cumprida neste trabalho a proposta de estudo de modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, com resultados satisfatórios e factíveis nas simulações do capítulo 4. Os melhores resultados foram obtidos nos casos de afluência mínima, que representam as situações mais críticas de operação.

Porém, os picos observados nas curvas em gráficos de alguns dos casos simulados são indesejáveis na operação de um sistema real. Variações súbitas e bruscas nas variáveis do problema, de uma semana para outra, podem ser até impraticáveis. Há expectativa de que esses picos desapareçam ou sejam atenuados com a utilização do modelo de decomposição completo, cuja implementação dá sequência à proposta deste trabalho.

No modelo completo, o subproblema e o problema mestre trabalham em conjunto. Os testes feitos no capítulo 5 mostram que cada uma das partes funciona bem separadamente. Em seguida essas partes devem ser acopladas e resolvidas em conjunto através de iterações. Começou a ser desenvolvido para isso um código do GAMS, que está apresentado com mais detalhes no Apêndice B e serve como ponto de partida para um próximo trabalho.

Uma outra proposta para trabalhos futuros seria lidar de maneira diferente com o horizonte de tempo estudado. Nesta monografia as simulações foram executadas de uma só vez até o final do horizonte de planejamento, gerando dados para todas as 52 semanas. Na prática da operação de sistemas, porém, o operador deve tomar uma decisão em cada instante de tempo, sabendo apenas dos dados do passado e com a incerteza de variáveis futuras, como a afluência, por exemplo. Assim, sugere-se que seja feita uma tentativa de abordagem que se aproxime mais do que ocorre na prática.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENDERS, J. F. *Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems*, Numerische Mathematik 4 (1962), 238–252.

CEPEL. DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo. Disponível em: < http://www.cepel.br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm>. Acesso em 2016.

CPTEC/INPE. Energia. Disponível em: <http://energia1.cptec.inpe.br/>. Acesso em 2016.

FLOUDAS, C. A. *Nonlinear and mined-integer optimization*, Oxford University Press, 1995.

FUJISAWA, C. Impacto da Congestão da Transmissão no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2016.

KALVELAGEN, E. *Benders decomposition with GAMS*. 2002. Disponível em: <http://www.amsterdamoptimization.com/pdf/benders.pdf>. Acesso em 2016.

KALVELAGEN, E. *Some MINLP Solution Algorithms*. 2002. Disponível em: <http://www.amsterdamoptimization.com/pdf/minlp.pdf>. Acesso em 2016.

KOCIS, G. R.; GROSSMANN, I. E. *Global optimization of nonconvex MINLP problems in process synthesis*, Industrial and Engineering Chemistry Research 27 (1988), no. 8, 1407–1421.

KOCIS, G. R.; GROSSMANN, I. E. *Relaxation strategy for the structural optimization of process flow sheets*, Industrial and Engineering Chemistry Research 26 (1987), no. 9, 1869-1880.

MENDONÇA, M. C. Aferição de um modelo linearizado para geração de energia hidrelétrica com reservatório individual em um horizonte anual. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação FT. Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 93p. 2014.

ONS. IPDO – Informativo Preliminar Diário da Operação. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx>. Acesso em 2016.

ONS. Séries Históricas de Vazões. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx>. Acesso em 2016.

SEEG. Energia. Disponível em: < http://seeg.eco.br/panorama-energia/>. Acesso em 2016.

SOARES, S. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

TASKIN, Z. C. Benders Decomposition. Department of Industrial Engineering, Bogaziçi University, Istambul, Turquia.

APÊNDICES

APÊNDICE A – CÓDIGO DO MODELO NÃO-LINEAR

Neste apêndice está inserido o código completo utilizado no GAMS para a simulação C.1 do capítulo 4. Essa simulação representa um caso básico e abrangente, com as hidrelétricas h1 e h2 em cascata.

```
*chavantes(h1) e capivara(h2)

Sets
n unidades termicas /n1, n2/
h unidades hidreletricas /h1, h2/
t tempo /1*52/;

Parameters

*Coeficientes do polinômio de custo das termelétricas

C0(n) /n1 8.327575E+02
      n2 3.953749E+02/

a(n) /n1 4.858040E+01
      n2 4.423100E+00/

b(n) /n1 7.170000E-03
      n2 2.130000E-04/

*Produtibilidade específica das hidrelétricas

k(h) /h1 0.014436
      h2 0.013786/

*Coeficientes do polinômio cota-volume

k0(h) /h1 4.374719E+02
       h2 2.978750E+02/

k1(h) /h1 6.631300E-03
       h2 7.188067E-03/

k2(h) /h1 -3.751790E-07
       h2 -6.629310E-07/

k3(h) /h1 1.062410E-11
       h2 3.945029E-11/

k4(h) /h1 0.000000
       h2 -9.871108E-16/

vi(h) volume inicial /h1 5754
                      h2 5270/

*Dados de afluência média

table y(h,t)
```

```
           1         2         3         4         5         6         7
8         9        10        11        12        13        14        15
16       17        18        19        20        21        22        23
24       25        26        27        28        29        30        31
32       33        34        35        36        37        38        39
40       41        42        43        44        45        46        47
48       49        50        51        52
h1 300.8945 300.8945 300.8945 300.8945 324.8225 324.8225 324.8225
324.8225 298.2036 269.7881 269.7881 269.7881 269.7881  194.415
194.415  194.415  194.415   179.46   179.46   179.46   179.46  187.248
188.433  188.433  188.433  188.433 165.1032 165.1032 165.1032 165.1032
136.3898 136.3898 136.3898 136.3898 151.1928  152.541  152.541
152.541  152.541 181.8528 181.8528 181.8528 181.8528 168.0942 168.0942
168.0942 168.0942 186.4512 209.9682 209.9682 209.9682 209.9682
h2 888.3268 888.3268 888.3268 888.3268   933.79   933.79   933.79
933.79 862.3668 767.4904 767.4904 767.4904 767.4904 586.8341 586.8341
586.8341 586.8341 586.8341 586.8341 586.8341 586.8341 606.1668
646.6541 646.6541 646.6541 646.6541 579.0575 579.0575 579.0575
579.0575 476.1671 476.1671 476.1671 476.1671  527.682 529.4069
529.4069 529.4069 529.4069 655.0288 655.0288 655.0288 655.0288
588.6287 588.6287 588.6287 588.6287 630.8684 650.8414 650.8414
650.8414 650.8414
;

Scalar
d potencia demandada total constante /1500/;


Variables
Ct 'custo total'
lambda(t) 'preco da energia'
;

Positive Variables
v(h,t) 'volume'
u(h,t) 'turbinagem'
s(h,t) 'vertimento'
gn(n,t) 'geracao termica'
gh(h,t) 'geracao hidraulica'
Cn(n,t) 'custo de geracao termica'
;


Equations
obj 'funcao objetivo'
geracaoh(h,t) 'geracao hidraulica'
custo(n,t) 'custo de cada unidade termica'
sa1(t) 'balanco energetico'
*limites de capacidade
sa2(t), sa3(t), sa4(t), sa5(t), sa6(t), sa7(t), sa8(t), sa9(t),
sa10(t), sa11(t)

volume1(h) 'volume inicial'
*equações de volume
volumech2, volumech3, volumech4, volumech5, volumech6, volumech7,
volumech8, volumech9, volumech10, volumech11, volumech12, volumech13,
volumech14, volumech15, volumech16, volumech17, volumech18,
volumech19, volumech20, volumech21, volumech22, volumech23,
volumech24, volumech25, volumech26, volumech27, volumech28,
volumech29, volumech30, volumech31, volumech32, volumech33,
volumech34, volumech35, volumech36, volumech37, volumech38,
```

```
volumech39, volumech40, volumech41, volumech42, volumech43,
volumech44, volumech45, volumech46, volumech47, volumech48,
volumech49, volumech50, volumech51, volumech52
volumeca2, volumeca3, volumeca4, volumeca5, volumeca6, volumeca7,
volumeca8, volumeca9, volumeca10, volumeca11, volumeca12, volumeca13,
volumeca14, volumeca15, volumeca16, volumeca17, volumeca18,
volumeca19, volumeca20, volumeca21, volumeca22, volumeca23,
volumeca24, volumeca25, volumeca26, volumeca27, volumeca28,
volumeca29, volumeca30, volumeca31, volumeca32, volumeca33,
volumeca34, volumeca35, volumeca36, volumeca37, volumeca38,
volumeca39, volumeca40, volumeca41, volumeca42, volumeca43,
volumeca44, volumeca45, volumeca46, volumeca47, volumeca48,
volumeca49, volumeca50, volumeca51, volumeca52;


custo(n,t)..  Cn(n,t) =e= C0(n) + a(n)*gn(n,t) +
(1/2)*b(n)*sqr(gn(n,t));

geracaoh(h,t)..  gh(h,t) =e= k(h)*(k0(h) + k1(h)*v(h,t) +
k2(h)*sqr(v(h,t)) + k3(h)*power(v(h,t),3) +
k4(h)*power(v(h,t),4))*u(h,t);

sa1(t).. sum(n, gn(n,t)) + sum(h, gh(h,t)) =e= d;
sa2(t).. v('h1',t) =l= 8795;
sa3(t).. v('h2',t) =l= 10540;
sa4(t).. -v('h1',t) =l= -5754;
sa5(t).. -v('h2',t) =l= -4816;
sa6(t).. u('h1',t) =l= 391.9104;
sa7(t).. u('h2',t) =l= 941.6736;
sa8(t).. gh('h1',t) =l= 414;
sa9(t).. gh('h2',t) =l= 637;
sa10(t).. gn('n1',t) =l= 212.62;
sa11(t).. gn('n2',t) =l= 447.21;


volume1(h).. v(h,'1') =e= vi(h);

volumech2.. v('h1','2') =e= v('h1','1') + y('h1','1') - u('h1','1') -
s('h1','1');
volumech3.. v('h1','3') =e= v('h1','2') + y('h1','2') - u('h1','2') -
s('h1','2');
volumech4.. v('h1','4') =e= v('h1','3') + y('h1','3') - u('h1','3') -
s('h1','3');
volumech5.. v('h1','5') =e= v('h1','4') + y('h1','4') - u('h1','4') -
s('h1','4');
volumech6.. v('h1','6') =e= v('h1','5') + y('h1','5') - u('h1','5') -
s('h1','5');
volumech7.. v('h1','7') =e= v('h1','6') + y('h1','6') - u('h1','6') -
s('h1','6');
volumech8.. v('h1','8') =e= v('h1','7') + y('h1','7') - u('h1','7') -
s('h1','7');
volumech9.. v('h1','9') =e= v('h1','8') + y('h1','8') - u('h1','8') -
s('h1','8');
volumech10.. v('h1','10') =e= v('h1','9') + y('h1','9') - u('h1','9')
- s('h1','9');
volumech11.. v('h1','11') =e= v('h1','10') + y('h1','10') -
u('h1','10') - s('h1','10');
volumech12.. v('h1','12') =e= v('h1','11') + y('h1','11') -
u('h1','11') - s('h1','11');
volumech13.. v('h1','13') =e= v('h1','12') + y('h1','12') -
u('h1','12') - s('h1','12');
```

```
volumech14.. v('h1','14') =e= v('h1','13') + y('h1','13') -
u('h1','13') - s('h1','13');
volumech15.. v('h1','15') =e= v('h1','14') + y('h1','14') -
u('h1','14') - s('h1','14');
volumech16.. v('h1','16') =e= v('h1','15') + y('h1','15') -
u('h1','15') - s('h1','15');
volumech17.. v('h1','17') =e= v('h1','16') + y('h1','16') -
u('h1','16') - s('h1','16');
volumech18.. v('h1','18') =e= v('h1','17') + y('h1','17') -
u('h1','17') - s('h1','17');
volumech19.. v('h1','19') =e= v('h1','18') + y('h1','18') -
u('h1','18') - s('h1','18');
volumech20.. v('h1','20') =e= v('h1','19') + y('h1','19') -
u('h1','19') - s('h1','19');
volumech21.. v('h1','21') =e= v('h1','20') + y('h1','20') -
u('h1','20') - s('h1','20');
volumech22.. v('h1','22') =e= v('h1','21') + y('h1','21') -
u('h1','21') - s('h1','21');
volumech23.. v('h1','23') =e= v('h1','22') + y('h1','22') -
u('h1','22') - s('h1','22');
volumech24.. v('h1','24') =e= v('h1','23') + y('h1','23') -
u('h1','23') - s('h1','23');
volumech25.. v('h1','25') =e= v('h1','24') + y('h1','24') -
u('h1','24') - s('h1','24');
volumech26.. v('h1','26') =e= v('h1','25') + y('h1','25') -
u('h1','25') - s('h1','25');
volumech27.. v('h1','27') =e= v('h1','26') + y('h1','26') -
u('h1','26') - s('h1','26');
volumech28.. v('h1','28') =e= v('h1','27') + y('h1','27') -
u('h1','27') - s('h1','27');
volumech29.. v('h1','29') =e= v('h1','28') + y('h1','28') -
u('h1','28') - s('h1','28');
volumech30.. v('h1','30') =e= v('h1','29') + y('h1','29') -
u('h1','29') - s('h1','29');
volumech31.. v('h1','31') =e= v('h1','30') + y('h1','30') -
u('h1','30') - s('h1','30');
volumech32.. v('h1','32') =e= v('h1','31') + y('h1','31') -
u('h1','31') - s('h1','31');
volumech33.. v('h1','33') =e= v('h1','32') + y('h1','32') -
u('h1','32') - s('h1','32');
volumech34.. v('h1','34') =e= v('h1','33') + y('h1','33') -
u('h1','33') - s('h1','33');
volumech35.. v('h1','35') =e= v('h1','34') + y('h1','34') -
u('h1','34') - s('h1','34');
volumech36.. v('h1','36') =e= v('h1','35') + y('h1','35') -
u('h1','35') - s('h1','35');
volumech37.. v('h1','37') =e= v('h1','36') + y('h1','36') -
u('h1','36') - s('h1','36');
volumech38.. v('h1','38') =e= v('h1','37') + y('h1','37') -
u('h1','37') - s('h1','37');
volumech39.. v('h1','39') =e= v('h1','38') + y('h1','38') -
u('h1','38') - s('h1','38');
volumech40.. v('h1','40') =e= v('h1','39') + y('h1','39') -
u('h1','39') - s('h1','39');
volumech41.. v('h1','41') =e= v('h1','40') + y('h1','40') -
u('h1','40') - s('h1','40');
volumech42.. v('h1','42') =e= v('h1','41') + y('h1','41') -
u('h1','41') - s('h1','41');
volumech43.. v('h1','43') =e= v('h1','42') + y('h1','42') -
u('h1','42') - s('h1','42');
volumech44.. v('h1','44') =e= v('h1','43') + y('h1','43') -
```

```
u('h1','43') - s('h1','43');
volumech45.. v('h1','45') =e= v('h1','44') + y('h1','44') -
u('h1','44') - s('h1','44');
volumech46.. v('h1','46') =e= v('h1','45') + y('h1','45') -
u('h1','45') - s('h1','45');
volumech47.. v('h1','47') =e= v('h1','46') + y('h1','46') -
u('h1','46') - s('h1','46');
volumech48.. v('h1','48') =e= v('h1','47') + y('h1','47') -
u('h1','47') - s('h1','47');
volumech49.. v('h1','49') =e= v('h1','48') + y('h1','48') -
u('h1','48') - s('h1','48');
volumech50.. v('h1','50') =e= v('h1','49') + y('h1','49') -
u('h1','49') - s('h1','49');
volumech51.. v('h1','51') =e= v('h1','50') + y('h1','50') -
u('h1','50') - s('h1','50');
volumech52.. v('h1','52') =e= v('h1','51') + y('h1','51') -
u('h1','51') - s('h1','51');


volumeca2.. v('h2','2') =e= v('h2','1') + y('h2','1') - u('h2','1') -
s('h2','1') + u('h1','1') + s('h1','1');
volumeca3.. v('h2','3') =e= v('h2','2') + y('h2','2') - u('h2','2') -
s('h2','2') + u('h1','2') + s('h1','2');
volumeca4.. v('h2','4') =e= v('h2','3') + y('h2','3') - u('h2','3') -
s('h2','3') + u('h1','3') + s('h1','3');
volumeca5.. v('h2','5') =e= v('h2','4') + y('h2','4') - u('h2','4') -
s('h2','4') + u('h1','4') + s('h1','4');
volumeca6.. v('h2','6') =e= v('h2','5') + y('h2','5') - u('h2','5') -
s('h2','5') + u('h1','5') + s('h1','5');
volumeca7.. v('h2','7') =e= v('h2','6') + y('h2','6') - u('h2','6') -
s('h2','6') + u('h1','6') + s('h1','6');
volumeca8.. v('h2','8') =e= v('h2','7') + y('h2','7') - u('h2','7') -
s('h2','7') + u('h1','7') + s('h1','7');
volumeca9.. v('h2','9') =e= v('h2','8') + y('h2','8') - u('h2','8') -
s('h2','8') + u('h1','8') + s('h1','8');
volumeca10.. v('h2','10') =e= v('h2','9') + y('h2','9') - u('h2','9')
- s('h2','9') + u('h1','9') + s('h1','9');
volumeca11.. v('h2','11') =e= v('h2','10') + y('h2','10') -
u('h2','10') - s('h2','10') + u('h1','10') + s('h1','10');
volumeca12.. v('h2','12') =e= v('h2','11') + y('h2','11') -
u('h2','11') - s('h2','11') + u('h1','11') + s('h1','11');
volumeca13.. v('h2','13') =e= v('h2','12') + y('h2','12') -
u('h2','12') - s('h2','12') + u('h1','12') + s('h1','12');
volumeca14.. v('h2','14') =e= v('h2','13') + y('h2','13') -
u('h2','13') - s('h2','13') + u('h1','13') + s('h1','13');
volumeca15.. v('h2','15') =e= v('h2','14') + y('h2','14') -
u('h2','14') - s('h2','14') + u('h1','14') + s('h1','14');
volumeca16.. v('h2','16') =e= v('h2','15') + y('h2','15') -
u('h2','15') - s('h2','15') + u('h1','15') + s('h1','15');
volumeca17.. v('h2','17') =e= v('h2','16') + y('h2','16') -
u('h2','16') - s('h2','16') + u('h1','16') + s('h1','16');
volumeca18.. v('h2','18') =e= v('h2','17') + y('h2','17') -
u('h2','17') - s('h2','17') + u('h1','17') + s('h1','17');
volumeca19.. v('h2','19') =e= v('h2','18') + y('h2','18') -
u('h2','18') - s('h2','18') + u('h1','18') + s('h1','18');
volumeca20.. v('h2','20') =e= v('h2','19') + y('h2','19') -
u('h2','19') - s('h2','19') + u('h1','19') + s('h1','19');
volumeca21.. v('h2','21') =e= v('h2','20') + y('h2','20') -
u('h2','20') - s('h2','20') + u('h1','20') + s('h1','20');
volumeca22.. v('h2','22') =e= v('h2','21') + y('h2','21') -
u('h2','21') - s('h2','21') + u('h1','21') + s('h1','21');
```

```
volumeca23.. v('h2','23') =e= v('h2','22') + y('h2','22') -
u('h2','22') - s('h2','22') + u('h1','22') + s('h1','22');
volumeca24.. v('h2','24') =e= v('h2','23') + y('h2','23') -
u('h2','23') - s('h2','23') + u('h1','23') + s('h1','23');
volumeca25.. v('h2','25') =e= v('h2','24') + y('h2','24') -
u('h2','24') - s('h2','24') + u('h1','24') + s('h1','24');
volumeca26.. v('h2','26') =e= v('h2','25') + y('h2','25') -
u('h2','25') - s('h2','25') + u('h1','25') + s('h1','25');
volumeca27.. v('h2','27') =e= v('h2','26') + y('h2','26') -
u('h2','26') - s('h2','26') + u('h1','26') + s('h1','26');
volumeca28.. v('h2','28') =e= v('h2','27') + y('h2','27') -
u('h2','27') - s('h2','27') + u('h1','27') + s('h1','27');
volumeca29.. v('h2','29') =e= v('h2','28') + y('h2','28') -
u('h2','28') - s('h2','28') + u('h1','28') + s('h1','28');
volumeca30.. v('h2','30') =e= v('h2','29') + y('h2','29') -
u('h2','29') - s('h2','29') + u('h1','29') + s('h1','29');
volumeca31.. v('h2','31') =e= v('h2','30') + y('h2','30') -
u('h2','30') - s('h2','30') + u('h1','30') + s('h1','30');
volumeca32.. v('h2','32') =e= v('h2','31') + y('h2','31') -
u('h2','31') - s('h2','31') + u('h1','31') + s('h1','31');
volumeca33.. v('h2','33') =e= v('h2','32') + y('h2','32') -
u('h2','32') - s('h2','32') + u('h1','32') + s('h1','32');
volumeca34.. v('h2','34') =e= v('h2','33') + y('h2','33') -
u('h2','33') - s('h2','33') + u('h1','33') + s('h1','33');
volumeca35.. v('h2','35') =e= v('h2','34') + y('h2','34') -
u('h2','34') - s('h2','34') + u('h1','34') + s('h1','34');
volumeca36.. v('h2','36') =e= v('h2','35') + y('h2','35') -
u('h2','35') - s('h2','35') + u('h1','35') + s('h1','35');
volumeca37.. v('h2','37') =e= v('h2','36') + y('h2','36') -
u('h2','36') - s('h2','36') + u('h1','36') + s('h1','36');
volumeca38.. v('h2','38') =e= v('h2','37') + y('h2','37') -
u('h2','37') - s('h2','37') + u('h1','37') + s('h1','37');
volumeca39.. v('h2','39') =e= v('h2','38') + y('h2','38') -
u('h2','38') - s('h2','38') + u('h1','38') + s('h1','38');
volumeca40.. v('h2','40') =e= v('h2','39') + y('h2','39') -
u('h2','39') - s('h2','39') + u('h1','39') + s('h1','39');
volumeca41.. v('h2','41') =e= v('h2','40') + y('h2','40') -
u('h2','40') - s('h2','40') + u('h1','40') + s('h1','40');
volumeca42.. v('h2','42') =e= v('h2','41') + y('h2','41') -
u('h2','41') - s('h2','41') + u('h1','41') + s('h1','41');
volumeca43.. v('h2','43') =e= v('h2','42') + y('h2','42') -
u('h2','42') - s('h2','42') + u('h1','42') + s('h1','42');
volumeca44.. v('h2','44') =e= v('h2','43') + y('h2','43') -
u('h2','43') - s('h2','43') + u('h1','43') + s('h1','43');
volumeca45.. v('h2','45') =e= v('h2','44') + y('h2','44') -
u('h2','44') - s('h2','44') + u('h1','44') + s('h1','44');
volumeca46.. v('h2','46') =e= v('h2','45') + y('h2','45') -
u('h2','45') - s('h2','45') + u('h1','45') + s('h1','45');
volumeca47.. v('h2','47') =e= v('h2','46') + y('h2','46') -
u('h2','46') - s('h2','46') + u('h1','46') + s('h1','46');
volumeca48.. v('h2','48') =e= v('h2','47') + y('h2','47') -
u('h2','47') - s('h2','47') + u('h1','47') + s('h1','47');
volumeca49.. v('h2','49') =e= v('h2','48') + y('h2','48') -
u('h2','48') - s('h2','48') + u('h1','48') + s('h1','48');
volumeca50.. v('h2','50') =e= v('h2','49') + y('h2','49') -
u('h2','49') - s('h2','49') + u('h1','49') + s('h1','49');
volumeca51.. v('h2','51') =e= v('h2','50') + y('h2','50') -
u('h2','50') - s('h2','50') + u('h1','50') + s('h1','50');
volumeca52.. v('h2','52') =e= v('h2','51') + y('h2','51') -
u('h2','51') - s('h2','51') + u('h1','51') + s('h1','51');
```

```
obj.. Ct =e= sum((n,t), Cn(n,t));


Model despacho /all/;

Solve despacho using nlp minimizing Ct;

* o preço lambda é igual à variavel dual resultante da equação sa1
lambda.l(t) = sa1.m(t);

Display v.l, u.l, s.l, gn.l, gh.l, sa1.m, lambda.l;

*Exportação de dados para o Excel

$onecho > task.txt
text="x1(t)" rng=a1
text="v [hm³]" rng=a3
text="u [m³/s]" rng=a7
text="s" rng=a11
text="x2(t)" rng=a15
text="gn [MW]" rng=a17
text="gh [MW]" rng=a21
text="lambda [$]" rng=a25
$offecho

execute_unload "chcanlpmed.gdx" v.l u.l s.l gn.l gh.l lambda.l

execute 'gdxxrw.exe chcanlpmed.gdx var=v.l rng=a3 @task.txt'

execute 'gdxxrw.exe chcanlpmed.gdx var=u.l rng=a7 @task.txt'

execute 'gdxxrw.exe chcanlpmed.gdx var=s.l rng=a11 @task.txt'

execute 'gdxxrw.exe chcanlpmed.gdx var=gn.l rng=a17 @task.txt'

execute 'gdxxrw.exe chcanlpmed.gdx var=gh.l rng=a21 @task.txt'

execute 'gdxxrw.exe chcanlpmed.gdx var=lambda.l rng=b25 @task.txt'
```

APÊNDICE B – CÓDIGO PROPOSTO PARA O MODELO DE DECOMPOSIÇÃO

Aqui está exibido o código para implementação do modelo completo de decomposição. Vale ressaltar que ele ainda não está pronto e precisa ser aprimorado, mas apresenta as ideias a serem postas em prática e já serve como grande adianto em um trabalho futuro.

```
*chavantes(h1) e capivara(h2)

Sets
n unidades termicas /n1, n2/
h unidades hidreletricas /h1, h2/
t tempo /1*52/;

Parameters

*Coeficientes do polinômio de custo das termelétricas

C0(n) /n1 8.327575E+02
      n2 3.953749E+02/

a(n) /n1 4.858040E+01
      n2 4.423100E+00/

b(n) /n1 7.170000E-03
      n2 2.130000E-04/

*Produtibilidade específica das hidrelétricas

k(h) /h1 0.014436
      h2 0.013786/

*Coeficientes do polinômio cota-volume

k0(h) /h1 4.374719E+02
       h2 2.978750E+02/

k1(h) /h1 6.631300E-03
       h2 7.188067E-03/

k2(h) /h1 -3.751790E-07
       h2 -6.629310E-07/

k3(h) /h1 1.062410E-11
       h2 3.945029E-11/

k4(h) /h1 0.000000
       h2 -9.871108E-16/

vi(h) volume inicial /h1 5754
                      h2 5270/

*Dados de afluência média

table y(h,t)
          1         2         3         4         5         6         7
8         9        10        11        12        13        14        15
```

```
16       17       18       19       20       21       22       23
24       25       26       27       28       29       30       31
32       33       34       35       36       37       38       39
40       41       42       43       44       45       46       47
48       49       50       51       52
h1 300.8945 300.8945 300.8945 300.8945 324.8225 324.8225 324.8225
324.8225 298.2036 269.7881 269.7881 269.7881 269.7881  194.415
194.415  194.415  194.415   179.46   179.46   179.46   179.46  187.248
188.433  188.433  188.433  188.433 165.1032 165.1032 165.1032 165.1032
136.3898 136.3898 136.3898 136.3898 151.1928  152.541  152.541
152.541  152.541 181.8528 181.8528 181.8528 181.8528 168.0942 168.0942
168.0942 168.0942 186.4512 209.9682 209.9682 209.9682 209.9682
h2 888.3268 888.3268 888.3268 888.3268   933.79   933.79   933.79
933.79 862.3668 767.4904 767.4904 767.4904 767.4904 586.8341 586.8341
586.8341 586.8341 586.8341 586.8341 586.8341 586.8341 606.1668
646.6541 646.6541 646.6541 646.6541 579.0575 579.0575 579.0575
579.0575 476.1671 476.1671 476.1671 476.1671  527.682 529.4069
529.4069 529.4069 529.4069 655.0288 655.0288 655.0288 655.0288
588.6287 588.6287 588.6287 588.6287 630.8684 650.8414 650.8414
650.8414 650.8414
;

Scalar
d potencia demandada total constante /1500/;


Variables
preco(t) 'preco da energia';

Positive Variables
v(h,t) 'volume'
u(h,t) 'turbinagem'
s(h,t) 'vertimento';

Equations
sa1(t) 'power balance'
*Limites de capacidade
sa2(t), sa3(t), sa4(t), sa5(t), sa6(t), sa7(t), sa8(t), sa9(t),
sa10(t), sa11(t);

sa1(t).. sum(n, gn(n,t)) + sum(h, gh(h,t)) =e= d;
sa2(t).. v('h1',t) =l= 8795;
sa3(t).. v('h2',t) =l= 10540;
sa4(t).. -v('h1',t) =l= -5754;
sa5(t).. -v('h2',t) =l= -4816;
sa6(t).. u('h1',t) =l= 391.9104;
sa7(t).. u('h2',t) =l= 941.6736;
sa8(t).. gh('h1',t) =l= 414;
sa9(t).. gh('h2',t) =l= 637;
sa10(t).. gn('n1',t) =l= 212.62;
sa11(t).. gn('n2',t) =l= 447.21;

*-----------------------------------------------------------------------
*        Benders Decomposition Initialization
*-----------------------------------------------------------------------

display "--------------------- BENDERS ALGORITHM ---------------------
-------";
scalar UB 'upperbound' /INF/;
scalar LB 'lowerbound' /-INF/;
```

```
*
*        Subproblema
*

Variables
gn(n,t) 'geracao termica'
gh(h,t) 'geracao hidraulica'
Cn(n,t) 'custo de cada unidade termica'
zs(t) 'subproblem objective variable';

Equations
geracaoh(h,t) 'geracao hidraulica'
custot(n,t) 'custo de geracao termica'
subobj(t) 'objective'
;

custot(n,t)..  Cn(n,t) =e= C0(n) + a(n)*gn(n,t) +
(1/2)*b(n)*sqr(gn(n,t));
geracaoh(h,t)..  gh(h,t) =e= k(h)*(k0(h) + k1(h)*vb(h,t) +
k2(h)*sqr(vb(h,t)) + k3(h)*power(vb(h,t),3) +
k4(h)*power(vb(h,t),4))*ub(h,t);
subobj(t).. zs(t) =e= sum(n, Cn(n,t));

Model subproblema /custot, geracaoh, sa1, sa8, sa9, sa10, sa11,
subobj/;

*
*        Problema mestre
*

Set
iter /iter1*iter50/;

Set cutset(iter) 'dynamic set';
cutset(iter)=no;
Set unbcutset(iter) 'dynamic set';
unbcutset(iter)=no;

Variable
zm 'master problem objective variable';

Equations
cut(iter,n,t) 'linearization of C'
unbcut(iter,h,t) 'linearization of gh'

volume1(h)
volumeh1(t), volumeh2(t);

Parameters
k101(iter,n,t)
k102(iter,n,t)
k20(iter,h,t)
k30(iter,h,t)
k40(iter,h,t)
k50(iter,h,t)
k60(iter,h,t)
cutconst1(iter) 'constant term in linear C'
cutconst2(iter,h,t) 'constant term in cuts h'
cutcoeff1(iter,n,t) 'linear aprox of C'
cutcoeff2(iter,h,t) 'dh/dv'
cutcoeff3(iter,h,t) 'dh/du'
```

```
cutcoeff4(iter,h,t) 'dh/ds'
cutcoeff5(iter,h,t) 'dh/dgh';


cut(cutset,n,t).. zm =g= cutconst1(cutset,n,t) + sum((n,t),
cutcoeff1(cutset,n,t)*gn(n,t));
unbcut(unbcutset,h,t).. cutconst2(unbcutset,h,t) +
cutcoeff2(unbcutset,h,t)*v(h,t) + cutcoeff3(unbcutset,h,t)*u(h,t) +
cutcoeff4(unbcutset,h,t)*s(h,t) + cutcoeff5(unbcutset,h,t)*gh(h,t) =l=
0;


volume1(h).. v(h,'1') =e= vi(h);

volumeh1(t).. v('h1',t+1) =e= v('h1',t) + y('h1',t) - u('h1',t) -
s('h1',t);

volumeh2(t).. v('h2',t+1) =e= v('h2',t) + y('h2',t) - u('h2',t) -
s('h2',t) + u('h1',t) + s('h1',t);

Model mestre /sa1, sa2, sa3, sa4, sa5, sa6, sa7, sa8, sa9, sa10, sa11,
cut, unbcut, volume1, volumeh1, volumeh2/;

*
*        Algoritmo Benders
*

scalar converged /0/;
scalar tend /0/;
scalar iteration;
scalar bound;

Parameters
vbest(h,t)
ubest(h,t)
sbest(h,t)

parameter log(iter,*) 'logging info';

loop(iter$(not converged),

*
*        solve Benders subproblem
*

loop(t$(tend),

Solve subproblem minimizing zs(t) using nlp;

tend$(t > 52) = 1

);

bound = sum(t, zs(t));

if (bound < UB,
    UB = bound;
    vbest(h,t) = v.l(h,t);
    ubest(h,t) = u.l(h,t);
    sbest(h,t) = s.l(h,t);
    display vbest, ubest, sbest;
```

```
);

*add Benders' cut to relaxed master problem
cutset(iter) = yes;

*cut data
loop(t$(tend),

if (lambda(iter,t) < 0.0001
    eta(iter,t) = -1

else eta(iter,t) = 1
);

*constants update
k101(iter,n,t) = C0(n) + a(n)*gn(iter,n,t) +
(1/2)*b(n)*sqr(gn(iter,n,t));
k102(iter,n,t) = (a(n) + b(n)*gn(iter,n,t))*gn(iter,n,t);
k20(iter,h,t) = -gh(iter,h,t) + k(h)*(k0(h) + k1(h)*v(iter,h,t) +
k2(h)*sqr(v(iter,h,t)) + k3(h)*power(v(iter,h,t),3) +
k4(h)*power(v(iter,h,t),4));
k30(iter,h,t) = k(h)*(k1(h) + 2*k2(h)*v(iter,h,t) +
3*k3(h)*sqr(v(iter,h,t)) + 4*k4(h)*Power(v(iter,h,t))*u(iter,h,t);
k40(iter,h,t) = k(h)*(k0(h) + k1(h)*v(iter,h,t) +
k2(h)*sqr(v(iter,h,t)) + k3(h)*Power(v(iter,h,t),3) +
k4(h)*Power(v(iter,h,t),4));
k50(iter,h,t) = 0;
k60(iter,h,t) = -1;

cutconst2(iter,h,t) = eta(iter,t)*(k20(iter,h,t) -
k30(iter,h,t)*v(iter,h,t) - k40(iter,h,t)*u(iter,h,t) -
k50(iter,h,t)*s(iter,h,t) - k60(iter,h,t)*gh(iter,h,t);
cutcoeff1(iter,n,t) = k102(iter,n,t);
cutcoeff2(iter,h,t) = k30(iter,h,t)*eta(iter,t);
cutcoeff3(iter,h,t) = k40(iter,h,t)*eta(iter,t);
cutcoeff4(iter,h,t) = k50(iter,h,t)*eta(iter,t);
cutcoeff5(iter,h,t) = k60(iter,h,t)*eta(iter,t);

tend$(t > 52)=1)
);

cutconst1(iter) = sum((n,t), k101(iter,n,t) - k102(iter,n,t));

*
*        solve Relaxed Master Problem
*

Solve mestre minimizing zm using lp;

loop (t$(tend),

kg(h,t) = k(h)*(k0(h) + k1(h)*v(h,t) + k2(h)*sqr(v(h,t)) +
k3(h)*power(v(h,t),3) + k4(h)*power(v(h,t),4);

tend$(t > 52) = 1
);

*update lower bound
LB = zm.l;

log(iter,'LB') = LB;
```

```
log(iter,'UB') = UB;

iteration = ord(iter);
Display iteration, LB, UB;

converged$( (|UB-LB|)/LB) < 0.1 ) = 1;
Display$converged "Converged";

Display "Benders Solution", v.l, u.l, s.l, gn.l, gh.l, preco.l;
```