



# **TRABALHO DE GRADUAÇÃO**

## **AFERIÇÃO DE UM MODELO LINEARIZADO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA COM RESERVATÓRIO INDIVIDUAL EM UM HORIZONTE ANUAL**

**MATHEUS CAMPOS DE MENDONÇA**

**Brasília, dezembro de 2014**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**  
Faculdade de Tecnologia

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**AFERIÇÃO DE UM MODELO LINEARIZADO PARA  
GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA COM  
RESERVATÓRIO INDIVIDUAL EM UM HORIZONTE  
ANUAL**

**MATHEUS CAMPOS DE MENDONÇA**

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção  
do grau de Engenheiro Eletricista

**Banca Examinadora**

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

---

Prof. Francisco Damasceno Freitas, Dr., ENE/UnB

---

Prof. Marco Antônio Freitas do Egito Coelho, Dr.,  
ENE/UnB

---

## FICHA CATALOGRÁFICA

MENDONÇA, MATHEUS CAMPOS

Aferição de um modelo linearizado para geração de energia hidrelétrica com reservatório individual em um horizonte anual [Distrito Federal] 2014.

xvii, 93p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2014).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Usina Hidrelétrica

2. Otimização

3. Programação Linear

4. Planejamento Anual

I. ENE/FT/UnB

II. Engenheiro

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MENDONÇA, M. C. (2014). 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, DF, 93p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Matheus Campos de Mendonça

TÍTULO: Aferição de um modelo linearizado para geração de energia hidrelétrica com reservatório individual em um horizonte anual.

Grau: Engenheiro

ANO: 2014

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

---

Matheus Campos de Mendonça  
SQS 408 Bloco N, Apt. 303  
70-257140 – Asa Sul – Brasília  
DF – Brasil.  
mcm961@hotmail.com

*Dedico este trabalho a minha fonte completa  
e peculiar de educação:  
À professora da minha vida, Lucilene*

## **AGRADECIMENTOS**

*Primeiramente, ao escrever este texto, o escrevo com a influência de diversas pessoas. Um sem número de pessoas tiveram planos e metas que quando atingidos culminaram, posteriormente, na minha formação intelectual.*

*Portanto, devo agradecer aos meus pais que me conceberam e me criaram, cada um ao seu jeito. À minha mãe devo admiração pelo seu enorme afeto e incansável garra com os quais criou seus filhos; por ter elevado o sentido da palavra família à sua última expressão e, desta forma, por ser extremamente eficiente nesse seu objetivo particular. Ao meu pai, agradeço pelos ensinamentos de honestidade e comprometimento em tentar dar as melhores condições de educação aos seus filhos.*

*Além disso, agradeço às minhas irmãs, tão companheiras e por quem tenho enorme apreço. Estudiosas e esforçadas, me enaltecem com o exemplo de que o sucesso é um mero acaso do suor dispendido. Agradeço pelos conselhos e pelo foco com que tratam as suas atividades, me trazendo motivação em muitas horas dos meus dias. Estimo que sejam profissionais exemplares nas carreiras que seguirão.*

*Também sou grato aos meus avós e à minha madrinha, peças-chave na minha formação acadêmica e intelectual. Creio que, quando uma pessoa doa algo que ela já possui, ela tem de ter certo desprendimento. Entretanto, quando essa pessoa nem ao menos tinha ou teve aquele bem, aquela condição, e prefere então educar alguém em detrimento próprio, essa pessoa pode e deve ser considerada bastante especial. Eu tive a honra de ter esses seres me auxiliando na minha capacitação sendo que não tiveram nem ao menos 10% das oportunidades que me proporcionaram. Esses merecem o parágrafo longo o qual escrevo que, nem de perto, representará a mínima porção do quão grato eu sou por eles.*

*Aos amigos e professores das universidades por onde passei no Brasil e nos EUA, agradeço pelos ótimos momentos juntos e pelas vivências e ensinamentos compartilhados.*

*Por fim, agradeço à Marcela, esse anjo que entrou na minha vida e me proporcionou uma visão bela do futuro. Quando temos algo traçado, vislumbres quaisquer, teremos esforços redobrados para alcançarmos nossos objetivos. Sem metas somos como um barco à mercê da maré. Agradeço pela atenção e amor elevados à instâncias as quais, até então, eu não havia presenciado.*

*Matheus Campos de Mendonça*

*“Insanity is doing the same thing over and over again and expecting different results.”*

*“Loucura é fazer a mesma coisa repetitivamente, e esperar resultados diferentes.”*

(Tradução do Autor)

- Albert Einstein

(1879 — 1955)

## RESUMO

### AFERIÇÃO DE UM MODELO LINEARIZADO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA COM RESERVATÓRIO INDIVIDUAL EM UM HORIZONTE ANUAL

Em meio a cenários diversos de escassez de chuvas, atribuições temporais e consequente diminuição nos níveis dos reservatórios no Brasil, o presente trabalho propõe a criação de um modelo linearizado de otimização da geração de energia elétrica de uma usina hidrelétrica no intuito de auxiliar na tomada de decisões do planejamento de médio prazo da mesma. A fonte de energia em questão merece a atenção dispendida por esse estudo por ser o principal meio de obtenção de energia no nosso país. Através da utilização de uma formulação matemática de otimização, num contexto de operação anual, um modelo linear proposto é comparado com sua versão não-linear mediante o objetivo de pesquisar o grau de precisão considerando vários cenários hidrológicos de duas usinas hidrelétricas de tamanhos diferentes. Por meio de ferramentas computacionais como o *software* de otimização “*General Algebraic Modeling System*” (GAMS), busca-se minimizar o erro de geração de energia elétrica em relação à uma demanda normalizada de acordo com padrões do subsistema SE/CO, tornando a usina hidrelétrica mais eficiente. Para tal, esse erro é atrelado a custos variáveis que funcionam como penalidades para uma situação adversa. Os resultados foram alcançados com a aplicação das lógicas de Programação Linear (PL) e Programação Não-Linear (PNL), trabalhando-se com dados reais emitidos pelas principais agências de administração do Setor Elétrico Brasileiro. Por fim, pela comprovação gráfica, os dois tipos de programação são confrontados e, então, suas precisões em relação a carga são averiguadas.

**Palavras-chave:** Usina Hidrelétrica, Otimização, Programação Linear e Planejamento Anual.

## **ABSTRACT**

### **ADMEASUREMENT OF A LINEAR MODEL FOR HYDROELECTRIC POWER GENERATION WITH AN INDIVIDUAL RESERVOIR IN AN ANNUAL HORIZON**

Amid various scenarios of drought, weather difficulties and consequent reduction in reservoir levels in Brazil, this paper proposes the creation of a linearized model of optimization of power generation of a hydroelectric plant in order to assist in making medium-term planning decisions of it. The cited energy source deserves the expended attention of this study because it is the main source of energy in our country. By using a mathematical formulation of optimization, in an annual operating context, a linear proposed model is compared with its non-linear version in order to investigate the degree of accuracy considering various hydrological scenarios of two hydroelectric power plants of different sizes. Through computational tools like the optimization software “General Algebraic Modeling System” (GAMS), it is tried to reach the minimization of the electric generation error in relation to a demand standardized in accordance with the patterns of subsystem SE/CO, making the hydroelectric plant more efficient. To this end, this error is tied to variable costs that work as penalties for an unusual situation. The results were achieved with the application of Linear Programming (LP) and Nonlinear Programming (NLP) languages, trying to work with real data issued by the main administration agencies of the Brazilian Electric Sector. Finally, by graphic evidence, the two types of programming languages are compared and then their accuracies to the load are investigated.

**Keywords:** Hydroelectric Plan, Optimization, Linear Programming, Annual Planning.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	<i>Emissões de CO<sub>2</sub> das fontes de energia elétrica.</i>	1
Figura 1.2	<i>Preço da geração de energia elétrica por fonte (R\$/MWh).</i>	2
Figura 1.3	<i>Bandeiras Tarifárias</i>	2
Figura 1.4	<i>Dilema do Operador Nacional do Sistema Elétrico.</i>	4
Figura 2.1	<i>Vista em corte de uma usina hidrelétrica com reservatório</i>	9
Figura 2.2	<i>Formulação matemática clássica de otimização.</i>	12
Figura 2.3	<i>Métodos utilizados em processos de otimização de sistemas.</i>	13
Figura 2.4	<i>Problema clássico de Programação Dinâmica.</i>	15
Figura 3.1	<i>Volume discretizado</i>	23
Figura 4.1	<i>Fluxograma das simulações</i>	50
Figura 0.1	<i>Programa computacional General Algebraic Modeling System (GAMS)</i>	82
Figura 0.2	<i>Estrutura sequencial da linguagem GAMS</i>	83
Figura 0.3	<i>Programa computacional Matrix LABORatory (MATLAB)</i>	84
Figura 0.4	<i>Programa computacional HydroLab</i>	85

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1	<i>Função espelhada de custo do erro de geração</i> .....	29
Gráfico 4.1	<i>Perfil de Carga normalizado da UHE de Furnas</i> .....	38
Gráfico 4.2	<i>Perfil de Carga normalizado da UHE de Funil</i> .....	39
Gráfico 4.3	<i>Afluências históricas mensais do reservatório de Furnas</i> .....	40
Gráfico 4.4	<i>Afluências históricas mensais do reservatório de Funil</i> .....	41
Gráfico 4.5	<i>Influência da discretização sobre o erro do modelo linear e o tempo computacional utilizando a usina hidrelétrica de Furnas.</i> .....	44
Gráfico 4.6	<i>Perfil de erro com penalidade nula do vertimento (<math>s(t)</math>) na função objetivo.</i> ....	48
Gráfico 4.7	<i>Perfil de erro com penalidade de <math>0,1 * s(t)</math> na função objetivo.</i> .....	48
Gráfico 4.8	<i>Resultado da simulação 1 – Perfil de erro de geração.</i> .....	52
Gráfico 4.9	<i>Resultado da simulação 2 – Perfil de erro de geração.</i> .....	54
Gráfico 4.10	<i>Perfil anual do volume do reservatório resultante da diferença entre os casos de afluência aplicados às simulações 1 e 2</i> .....	55
Gráfico 4.11	<i>Perfil erro de geração da simulação 2 utilizando os coeficientes da situação 3</i> .....	56
Gráfico 4.12	<i>Resultado da simulação 3 – Perfil de erro de geração.</i> .....	57
Gráfico 4.13	<i>Resultado da simulação 3 sem a restrição do volume final – Perfil de erro de geração</i> .....	58
Gráfico 4.14	<i>Perfil anual do volume do reservatório para os dois modelos aplicados na simulação 3</i> .....	59
Gráfico 4.15	<i>Resultado da simulação 4 – Perfil de erro de geração.</i> .....	60
Gráfico 4.16	<i>Resultado da simulação 5 – Perfil de erro de geração.</i> .....	61
Gráfico 4.17	<i>Resultado da simulação 6 – Perfil de erro de geração.</i> .....	62
Gráfico 4.18	<i>Resultado da simulação 7 – Perfil de erro de geração.</i> .....	63
Gráfico 4.19	<i>Resultado da simulação 8 – Perfil de erro de geração.</i> .....	64
Gráfico 4.20	<i>Perfil de erro de geração da simulação 8 utilizando os coeficientes da situação 3</i> .....	65
Gráfico 4.21	<i>Resultado da simulação 9 – Perfil de erro de geração.</i> .....	66
Gráfico 4.22	<i>Resultado da simulação 10 – Perfil de erro de geração.</i> .....	67
Gráfico 4.23	<i>Vertimento anual da usina de Funil para a simulação 10</i> .....	68
Gráfico 4.24	<i>Resultado da simulação 11 – Perfil de carga e geração.</i> .....	70

Gráfico 4.25	<i>Perfil anual do volume do reservatório para os dois modelos aplicados na simulação 11</i> .....	71
Gráfico 4.26	<i>Resultado da simulação 12 – Perfil de carga e geração.</i> .....	72

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	<i>Tabela do armazenamento de energia no Brasil nos anos de 2000 e 2014.</i>	3
Tabela 3.1	<i>Restrições do modelo linear</i>	33
Tabela 4.1	<i>Avaliação da influência do número de discretizações.</i>	43
Tabela 4.2	<i>Avaliação da influência dos coeficientes de reta da função de erro</i>	45
Tabela 4.3	<i>Influência da penalidade do vertimento na função objetivo</i>	47
Tabela 4.4	<i>Simulações realizadas</i>	51

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AG	Algoritmos Genéticos
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informação de Geração
$c$	Coefficiente de custo do erro de geração
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
$E_L$	Erro relativo médio do modelo linear
$E_{NL}$	Erro relativo médio do modelo não-linear
$g$	Gravidade
GAMS	General Algebraic Modeling System
$h$	Altura da coluna d'água
$h_{ef}$	Altura do canal de fuga
$h_{min}$	Altura do volume mínimo operativo
$h_{max}$	Altura do volume máximo operativo
$h_{mon}$	Altura da água a montante
$h_{jus}$	Altura da água a jusante
$hu(t)$	Altura da água do canal de fuga
$hv(t)$	Altura da água do reservatório
$k$	Posição da discretização
$k_0, k_1, k_2, k_3, k_4$	Parâmetros do polinômio cota-volume
$M$	Constante arbitrariamente grande
MATLAB	Matrix Laboratory
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
$P$	Potência elétrica gerada pela usina hidrelétrica
PD	Programação Dinâmica
PDDD	Programação Dinâmica Dual Determinística
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PL	Programação Linear
PNL	Programação Não-Linear

PQ	Programação Quadrática
PQS	Programação Quadrática Sequencial
s	Vertimento
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
$tCO^2$	Tonelada equivalente de gás carbônico
u	Vazão turbinada
UHE	Usina hidrelétrica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
v	Volume real do reservatório
vk	Volume discretizado
w	Variável contínua aproximada de $u.v^2$
xk	Variável binária da posição k
y	Variável contínua aproximada de $u.v^3$
$\gamma_e$	Peso específico da água
z	Variável contínua aproximada de $u.v$
$\rho$	Produtibilidade específica da usina
$\eta_{med}$	Rendimento médio (turbina-gerador)
$\gamma$	Vetor da aproximação da vazão u
$\varepsilon$	Vetor da aproximação de $u.v$
$\varepsilon_{max}$	Intervalo de máximo desvio de geração
$\varepsilon_{pos}$	Intervalo de desvio de geração no semi-eixo positivo com referência na origem
$\varepsilon_{neg}$	Intervalo de desvio de geração no semi-eixo negativo com referência na origem
$\theta$	Vetor da aproximação de $u.v^2$
$\emptyset$	Vetor da aproximação de $u.v^3$

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO.....	1
1.2	OBJETIVO.....	5
1.3	CONTRIBUIÇÕES.....	5
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	6
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO CONCEITUAL.....	8
2.1	GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E SEU CENÁRIO NO BRASIL.....	8
2.1.1	CARACTERÍSTICAS DE UMA USINA HIDRELÉTRICA.....	8
2.2	OTIMIZAÇÃO.....	10
2.2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS EM OTIMIZAÇÃO.....	10
2.2.2	CONCEITOS E TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO.....	12
2.3	ESTADO DA ARTE EM OTIMIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	19
3	METODOLOGIA.....	20
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	20
3.2	MODELAGEM.....	20
3.2.1	MODELAGEM MATEMÁTICA DO FUNCIONAMENTO DE UMA UHE..	21
3.2.2	MODELO LINEAR PROPOSTO.....	23
3.3	MODELO LINEAR DE OPERAÇÃO HIDRÁULICA.....	32
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	34
4	RESULTADOS E ANÁLISES.....	35
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	35
4.2	PERFIL DE CARGA NORMALIZADO.....	35
4.3	PERFIL DE AFLUÊNCIA.....	40
4.4	DADOS TÉCNICOS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS.....	41

4.5	ESTUDO DA CALIBRAÇÃO DE PARÂMETROS.....	42
4.5.1	ESTUDO DA CALIBRAÇÃO DAS DISCRETIZAÇÕES .....	43
4.5.2	ESTUDO DA CALIBRAÇÃO DOS COEFICIENTES DA FUNÇÃO DE ERRO DE GERAÇÃO .....	45
4.5.3	ESTUDO DA PENALIZAÇÃO DO VERTIMENTO .....	46
4.6	SIMULAÇÕES .....	49
4.6.1	SIMULAÇÃO 1 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA).....	52
4.6.2	SIMULAÇÃO 2 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA).....	54
4.6.3	SIMULAÇÃO 3 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA).....	57
4.6.4	SIMULAÇÃO 4 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA).....	60
4.6.5	SIMULAÇÃO 5 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA).....	61
4.6.6	SIMULAÇÃO 6 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA).....	62
4.6.7	SIMULAÇÃO 7 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA).....	63
4.6.8	SIMULAÇÃO 8 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA).....	64
4.6.9	SIMULAÇÃO 9 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA) .....	66
4.6.10	SIMULAÇÃO 10 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA).....	67
4.6.11	SIMULAÇÃO 11 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA).....	70

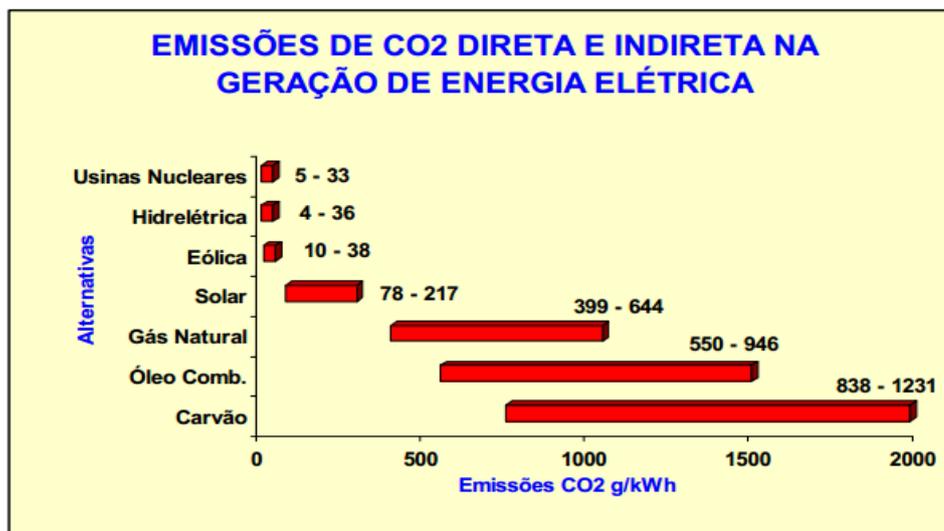
4.6.12	SIMULAÇÃO 12 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA) .....	72
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	73
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES .....	74
5.1	ASPECTOS GERAIS .....	74
5.2	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS .....	75
5.3	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	76
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	78
	APÊNDICES .....	81
	GENERAL ALGEBRIC MODELING SYSTEM - GAMS .....	81
	MATRIX LABORATORY - MATLAB .....	84
	HYDROLAB .....	84

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

O ano de 2014 trouxe consigo um medo que até então estava adormecido. Neste ano foi ligado o sinal amarelo do sistema energético do Brasil e a atenção do brasileiro se voltou para o problema da escassez de água nos reservatórios pelo país. O desafio do abastecimento brasileiro se tornou enorme nos últimos dois anos pela irregularidade das chuvas e rápido esvaziamento de represas hidrelétricas.

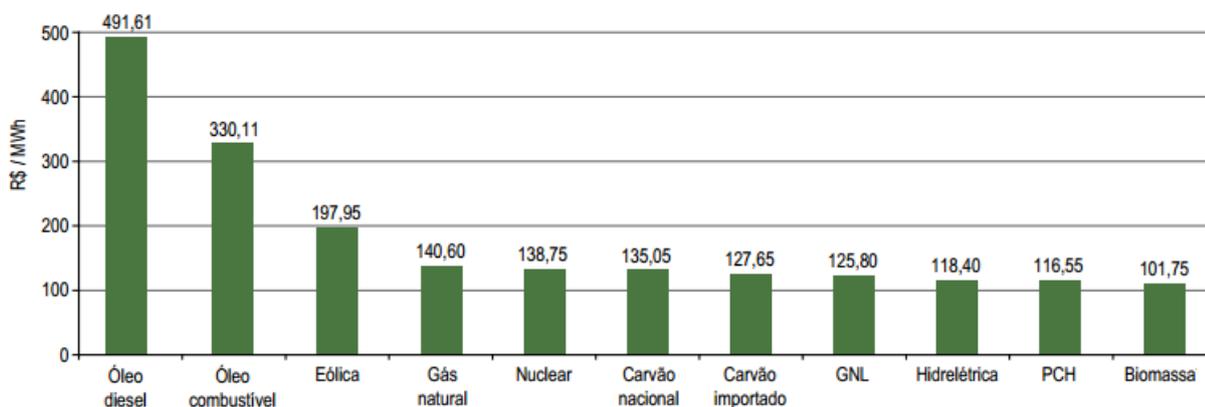
Para evitar o desabastecimento do país, as autoridades do setor elétrico despacharam a maioria do seu poderio de usinas térmicas e garantiram sobrevida ao Brasil. Essa operação, embora garanta o abastecimento, tem consequências indesejáveis. Primeiramente, faz crescer significativamente a taxa sistêmica de emissão de  $\text{CO}_2$  e de outros gases geradores do efeito estufa. Para se ter um melhor entendimento da dimensão da alteração nos meios de obtenção de energia, com a demanda adicional de combustível para a geração térmica nos últimos anos, as emissões da energia gerada e distribuída por meio do Sistema Integrado Nacional (SIN) saltaram de 10,7 milhões de  $\text{tCO}_2$  (tonelada equivalente de  $\text{CO}_2$ ) em 2009 — quando foi instituída a Política Nacional sobre a Mudança do Clima — para 51 milhões  $\text{tCO}_2$  em 2013 (AZEVEDO, 2014). Se compararmos as emissões das fontes entre si, chegaremos aos seguintes dados de emissão do poluente:



Fonte: (Rondinelli & Kuramoto, 2008)

Figura 1.1 Emissões de  $\text{CO}_2$  das fontes de energia elétrica.

Outra consequência indesejável do acionamento das térmicas, em contrapartida às hidrelétricas, está no fato de que, com tal situação, aumenta de forma considerável o preço da energia elétrica. Para exemplificarmos isso, analisemos o seguinte gráfico do preço de geração de energia elétrica por fonte no Brasil (em R\$/MWh). Nele, se observa que a fonte hidrelétrica de geração de energia tem um valor razoavelmente pequeno. Por outro lado, o preço de combustíveis que compõem as térmicas (óleo diesel, óleo combustível, gás natural, carvão) se mostra demasiadamente elevado, podendo chegar a 5 vezes o preço da fonte de energia advinda da água.



Fonte: (ANEEL, Atlas da energia elétrica do Brasil, 2008)

Figura 1.2 Preço da geração de energia elétrica por fonte (R\$/MWh)

Outrossim, a partir de 2015, as contas de energia terão uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. (ANEEL, 2014). Tal mudança é detalhada na Figura 1.3 e poderá trazer um aumento no custo da energia para o consumidor brasileiro nos próximos anos.



Fonte: (ANEEL, 2014). Adaptado pelo autor

Figura 1.3 Bandeiras Tarifárias

A necessidade de energia do país para os próximos anos é expressiva. O aumento populacional e o crescimento do poder aquisitivo dos brasileiros movem demandas altas de consumo. O plano Decenal de Expansão 2022 do Ministério de Minas e Energia (2013) estima que entre 2012 e 2022 o país precisará de um acréscimo de 4,2 por cento ao ano na potência instalada, totalizando cerca de 40 mil MW a mais até o fim do período (Goy & Rochas, 2014).

Mediante tal cenário, é impossível não se incomodar com um novo racionamento de energia elétrica, como ocorrido em 2001. Consultando os dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e fazendo uma comparação com o período antecedente ao racionamento de 2001 observa-se que a hora é a de pesquisa por alternativas. A tabela a seguir mostra uma comparação entre o ano de 2000 e o de 2014 quanto ao armazenamento de energia nos subsistemas brasileiros em % das suas capacidades totais. Os dados são ambos do mês de outubro de cada ano.

Região	Ano	
	2000	2014
Nordeste	28,90 %	15,7 %
Sudeste/Centro-Oeste	22,99 %	18,7 %
Norte	32,06 %	32,87 %
Sul	96,19 %	84,48 %

Fonte: (ONS, Energia Armazenada, 2014)

Tabela 1.1 *Tabela do armazenamento de energia no Brasil nos anos de 2000 e 2014.*

Portanto, cada vez se torna ainda mais importante adotar-se medidas que preservem a segurança do abastecimento elétrico no Brasil e que, ao mesmo tempo, mantenha as fontes existentes atuais. Mencionadas anteriormente, as termelétricas são acionadas quando ocorrem eventos em que os mesmos são necessários. Estes mesmos acionamentos não poderiam ser feitos para fontes renováveis (e.g. eólica e hidrelétricas a fio d'água), pois as mesmas não são despacháveis, isto é, não podem produzir energia “on demand”.

Portanto, a tomada de decisões nas hidrelétricas tem de ser cuidadosamente avaliada. A Figura 1.4 mostra o dilema do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): utilizar ou não a água

dos reservatórios. Segundo Moromisato (2012), suas decisões e as consequências operativas seriam as seguintes:

- Se a decisão for utilizar a água dos reservatórios, o operador deverá esperar que as afluições futuras possam preencher os reservatórios (Decisão correta). Caso as afluições futuras não sejam as esperadas, a consequência operativa será um custo adicional pela utilização das usinas térmicas e também um risco de déficit de energia (com a possibilidade de racionamento de energia ou corte de carga); e
- Se a decisão for não utilizar a água dos reservatórios e utilizar as usinas, as afluições futuras esperadas deverão ser baixas para não ultrapassar o valor do armazenamento máximo (Decisão correta). Caso as afluições futuras forem maiores que os valores esperados, o armazenamento máximo dos reservatórios será ultrapassado e o operador será obrigado a verter água, desperdiçando energia.



Figura 1.4 *Dilema do Operador Nacional do Sistema Elétrico*

Fonte: (MOROMISATO, 2012)

Com o exposto, justifica estudar o melhor aproveitamento dos recursos hídricos, podendo ser evitado o despacho de fontes de energia mais caras e mais poluentes. Um primeiro objetivo, então é fazer um modelo para o reservatório de uma hidrelétrica. Tal pressuposto passa por desafios tais quais as variáveis e a complexidade dos reservatórios. Ademais, temos situações

aleatórias de afluição de rios e de variação de demandas de carga. Tais parâmetros, podem ser modelados o que pode representar melhoramentos na eficiência da geração hidrelétrica de uma usina.

Da geração de energia ao seu consumo final, a Eficiência Energética significa a busca por melhoria constante na utilização dos insumos energéticos. A melhora em tal quesito permite aos agentes do setor elétrico (empresas de geração, transmissão e distribuição) aumentar a oferta de energia de forma barata e sustentável. O Brasil tem espaço para esse tipo de avanço visto que ocupa a 15ª posição das 16 nações avaliadas na última Tabela de Desempenho Internacional de Eficiência Energética 2014 (Young *et. al*, 2014).

Procurar-se-á, portanto, trabalhar modelos aproximados que ilustrem o funcionamento de uma UHE aliados ao processo de otimização computacional para que assim melhorias sejam criadas a tal tipo de geração, fazendo com que não se diminua tanto a geração da maior fonte de energia brasileira.

## **1.2 OBJETIVO**

Este trabalho tem como objetivo investigar melhorias no desenvolvimento de modelos de otimização para o planejamento hidrelétrico em um horizonte de médio prazo. Métodos lineares mais eficientes devem permitir resolver com mais facilidade o problema do planejamento com horizonte no médio prazo em sistemas de grandes dimensões.

Também visa-se, além de comparar os resultados de diferentes tipos de programação (linear e não-linear), comparar também os resultados obtidos neste trabalho com os resultados de trabalhos prévios do mesmo assunto.

## **1.3 CONTRIBUIÇÕES**

Como contribuição principal, o presente estudo busca desenvolver um modelo linear completo para o planejamento da operação de uma usina hidrelétrica (isolada) que auxilie na tomada de decisões do comportamento dessa usina no médio prazo.

Mediante a forma com a qual será desenvolvido o trabalho, buscar-se-á a geração de dados confiáveis com o pressuposto de que devem ser obtidos a partir de dados reais, elaborados com base de dados de agências nacionais relacionadas ao setor de energia elétrica.

Em adição, pretende-se aferir o modelo linear proposto para explorar o seu possível potencial no tratamento de em um planejamento estocástico posterior, sobretudo acerca das vazões e carga.

Por fim, será gerada uma base computacional baseada em códigos computacionais que auxiliem na descrição da modelagem proposta para trabalhos com Programação Linear e Programação Não-Linear.

#### **1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO**

Esta monografia está dividida em cinco capítulos desenvolvendo a apresentação do trabalho de maneira lógica, iniciando com a apresentação da motivação relacionada às usinas hidrelétricas e culminando na análise dos resultados e conclusões acerca dos objetivos propostos.

O Capítulo 2 visa introduzir ao leitor o assunto em questão, descrevendo as partes das usinas hidrelétricas e introduzindo a parte que compete a elas no Sistema Elétrico Brasileiro. Também, é feita uma breve revisão bibliográfica do tema, descrevendo trabalhos que precedem o atual e que versam sobre o assunto da otimização de sistemas.

O Capítulo 3 detalha a metodologia utilizada para atingir os objetivos propostos. A fundamentação matemática do funcionamento de uma usina hidrelétrica é mostrada e é proposta a modelagem linear de investigação sobre o problema de otimização.

Em seguida, o Capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos com o uso dos métodos, descritos no capítulo anterior, e das ferramentas computacionais. Os algoritmos e procedimentos são ilustrados por meio de um fluxograma para melhor visualização e entendimento dos métodos descritos. A análise lança mão de uso de gráficos que ilustram a eficácia do modelo.

Por fim, no Capítulo 5, é feita a conclusão do trabalho, argumentando-se sobre o alcance dos objetivos propostos. Em seguida, o capítulo apresenta sugestões para trabalhos futuros que complementem os conhecimentos e análises discutidos nesta monografia.

Além dos capítulos descritos, as referências bibliográficas descrevem as fontes de pesquisa utilizadas para a monografia e os apêndices complementam o trabalho apresentando as ferramentas computacionais e as linhas de código desenvolvidas que, embora de interesse, não foram necessários à explicação do mesmo.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO CONCEITUAL**

### **2.1 GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E SEU CENÁRIO NO BRASIL**

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores (ABRADEE, 2014). O Brasil possui uma vasta extensão territorial com áreas e condições bastante propícias à geração de energia elétrica. Por tais motivos, com um grandioso potencial energético, a geração de energia no país é bastante difundida e possui milhares de empreendimentos de diversas naturezas no território nacional.

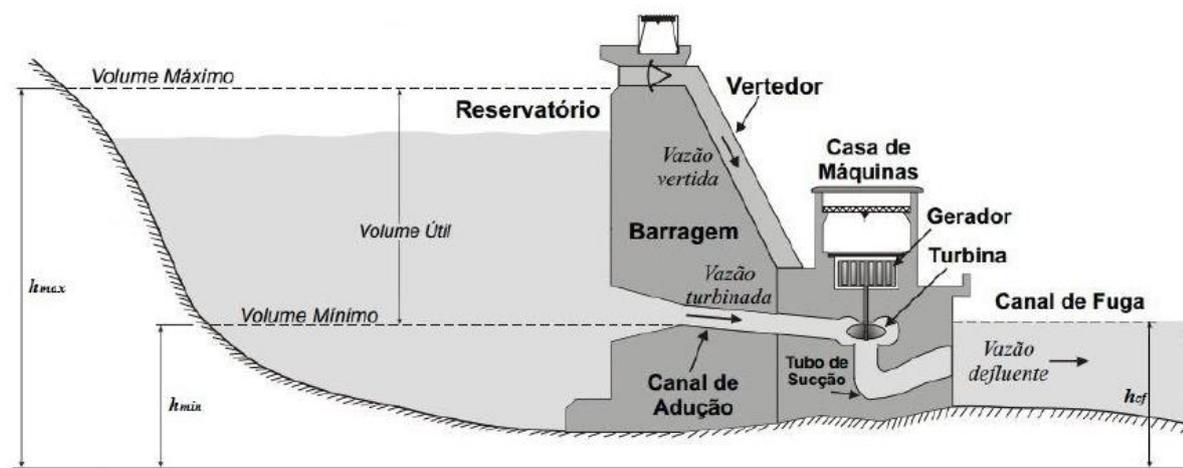
O Sistema Interligado Nacional (SIN) interliga quase que a totalidade das usinas geradoras do país, sendo responsável por 96,6% de toda a capacidade de energia elétrica do país. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob fiscalização da ANEEL. Entre os benefícios desta integração e operação coordenada está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes (ANEEL, 2008).

Devido aos seus rios caudalosos e períodos com elevada incidência de chuvas, segundo o Plano Nacional de Energia de 2030 da EPE, o Brasil está entre os 3 principais países em recursos hídricos no mundo. No país, essa fonte de geração de energia elétrica é, portanto, predominante sobre as demais. De acordo com a ANEEL (2014), 62,97% da capacidade instalada brasileira de empreendimentos de geração é de fonte hídrica, representando ao todo algo em torno de 88554 MW.

#### **2.1.1 CARACTERÍSTICAS DE UMA USINA HIDRELÉTRICA**

O trabalho se baseia inteiramente na geração elétrica de uma usina hidrelétrica de reservatório. Esta é baseada no conceito de energia potencial. O grande volume armazenado de água a uma certa altura de um ponto específico é possuidor de elevada energia potencial. Este potencial é transformado em energia mecânica que move as turbinas da usina e gera energia elétrica pelo acoplamento a geradores.

A Figura 2.1 ilustra um sistema hidrelétrico típico. Neste esquema, alguns componentes de uma usina são observados.



Fonte: (SILVA FILHO, 2003). Adaptado pelo autor

Figura 2.1 Vista em corte do esquema de uma usina hidrelétrica a reservatório

Uma usina a reservatório é composta por uma barragem que represa a água, possuindo uma capacidade de regulação. A água que antecede a turbina da usina hidrelétrica é dita à *montante*. Por outro lado, a água que se encontra após a usina é chamada a *jusante*.

Com relação ao montante, verifica-se os volumes máximo e mínimo do reservatório. O *volume mínimo*, dado em  $hm^3$ , é o menor volume de água necessário para que a usina ainda possa gerar energia. Já o *volume máximo*, também dado em  $hm^3$ , é o máximo volume d'água que o reservatório suporta armazenar em condições normais de operação. Caso haja vazão afluente superior ao volume máximo, essa vazão será vertida no *vertedor* ou *vertedouro*, sendo repassada para o curso do rio. Esses volumes mencionados estão associados às alturas ou cotas mínimas e máximas como vistas na figura anterior. O *volume útil* é a faixa de volume que satisfaz as condições de operação da usina e é dado pela subtração do volume máximo do volume mínimo.

Usinas nas quais o volume máximo é o mesmo do volume mínimo são chamadas de usinas a fio d'água. Portanto, nelas não existe reservatório ou o reservatório é bastante reduzido. Sua geração é bastante inconstante e depende basicamente da vazão afluente do rio sendo que toda água que chega na usina é usada para a produção de energia, sem haver acúmulo nos períodos

de cheia. A *vazão afluente* mencionada é a vazão com que a água chega ao reservatório ocorrendo, geralmente, por um rio.

Antes da entrada do *canal de adução*, onde a vazão é turbinada, é comum se ter grades para evitar que objetos entrem no conduto e atinjam as turbinas, danificando-as. Logo após a tomada d'água também existem comportas que são fechadas caso haja necessidade de manutenção das turbinas.

Na *casa de máquinas*, estão localizadas as turbinas, os geradores e todos os equipamentos responsáveis pela transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica. Após passar pelas turbinas a água cai no *canal de fuga* sendo considerada aí como *vazão defluente* e é conduzida de volta ao rio. Na figura ilustrativa da usina em questão, observa-se que há uma cota para o canal de fuga. Esta altura é a diferença entre a saída de água e o nível do mar e foi representada na figura anterior como  $h_{ref}$ .

## 2.2 OTIMIZAÇÃO

### 2.2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS EM OTIMIZAÇÃO

Ao longo das últimas décadas, a evolução da tecnologia de equipamentos em geral tornou possível desenvolver simulações computacionais que traduzem problemas reais complexos, esboçam suas diversas variáveis e os aproximam a sistemas maleáveis, através dos quais podem ser estabelecidas hipóteses, teorias e postulados para um modelo, e, finalmente, gerar guias para a busca de solução de um problema qualquer. Atualmente, o computador é utilizado como nunca e automatizam sistemas de estoque, calculam a movimentação bancária de correntistas, manipulam informações para o desenvolvimento da agricultura e até mesmo participam na realização de cirurgias de alta precisão.

Dentre as atividades que podem ser desempenhadas pelos computadores pode ser mencionada, também, a utilização de programas computacionais como busca de alternativas para a otimização de sistemas. Tais problemas, associados às tomadas de decisões, versam sobre a delimitação de suas variáveis de estudo através de modelos matemáticos, econômicos ou de áreas relacionadas ao estudo em questão. Uma vez delimitadas as variáveis e limites desse

sistema, é buscado um auxílio computacional para ajuda na tomada de decisões aliando performance à melhora no desempenho e à minimização/maximização de objetivos.

No caso específico deste trabalho, modelos de otimização e simulação são aplicados à operação energética de sistemas hidrelétricos de potência. As pesquisas e trabalhos acerca do tema de otimização da geração de energia elétrica têm sido desenvolvidos, primordialmente, no período recente. O universo de textos e estudos que versam sobre tal método tem se mostrado infinitamente maior do que se compararmos com a literatura do século passado. Com o número menor de recursos energéticos e com a maior dificuldade de se obter energia, torna-se cada vez mais necessário que as variáveis relativas a tal problema sejam esmiuçadas para que saídas sejam criadas para a questão. Existe, portanto, uma crescente cobrança da sociedade para com as empresas de energia elétrica. Essa requisita maiores cuidados com o meio ambiente. Aquelas, por sua vez, além de lidarem com tal problema, têm o empecilho do cenário econômico. Empresas competitivas são criadas a todo momento e a necessidade de ser uma empresa sempre de status e mantenedora de bons indicadores econômicos faz com que essas companhias tenham sempre que lidar com vários tipos de adversidades para conseguirem se manter firmes no mercado econômico.

Mediante esse fato, as empresas que lidam com energia, em todos os seus níveis, têm procurado maneiras de suprir as deficiências no que tange às lacunas que impossibilitam um melhor aproveitamento das diversas fontes existentes de energia. Para tal, têm investido pesado na contratação de pessoal capacitado da área de tecnologia para trabalharem especificamente nesse ramo.

Pesquisas teóricas remontam a Carl Friedrich Gauss (séc. XIX) como primeiro desenvolvedor de técnicas de otimização com seus estudos: O método do gradiente ("*gradient descent*") e o método dos mínimos quadrados. Já pesquisas práticas de otimização em geral datam do meio do século passado. Entretanto, se considerarmos pesquisas que levaram a resultados práticos imediatos temos que o pai da otimização é o americano George B. Dantzig. Gill *et al.* (2007) menciona que, durante a Segunda Guerra Mundial, Dantzig trabalhou para a Força Aérea norte americana, onde uma de suas tarefas era desenvolver um modelo matemático que pudesse ser usado para formular um plano prático e agendamento de problemas. As gerências militares britânica e americana empregaram, portanto, uma abordagem científica para tratamento de

problemas de gerenciamento de recursos escassos (radares, tropas, munição, remédios etc.), de forma eficaz. Com o sucesso obtido, os resultados foram utilizados após o fim da guerra pela indústria, na tomada de decisões de problemas de grandes dimensões, que para a mente humana são difíceis de considerar todas as variáveis e possibilidades.

## 2.2.2 CONCEITOS E TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO

O verbo *otimizar* significa tornar ótimo, melhorar; é empregar técnicas para selecionar as melhores alternativas para se atingir os objetivos determinados. De acordo com Harrell *et al.* (2011), a otimização é o processo de tentar diferentes combinações de valores para variáveis que podem ser controladas, buscando uma combinação de valores que provê a saída mais desejada de um modelo de simulação. Na maioria dos casos, modelar um sistema real, esmiuçando todas as suas variáveis se torna inviável ou impossível devido à complexidade dos problemas.

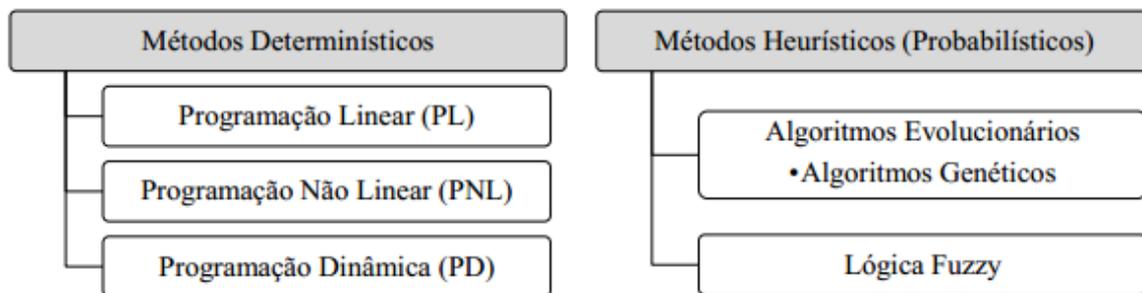
Para Araújo (2010), os mecanismos de otimização respondem a questão de determinar a "melhor solução" de problemas abstratos para os quais é possível quantificar o grau de adequação à necessidade em causa.

Se aplicada ao sentido matemático, otimizar seria o conjunto de procedimentos por meio dos quais se busca minimizar ou maximizar uma função objetivo. Segundo Olivieri (2004), a formulação clássica de otimização é a seguinte:

Maximizar ou Minimizar: $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$	(Função objetivo)
Sujeita a: $h_i(x) = 0, i = 1, 2, \dots, m$	(Restrições de comportamento)
$g_j(x) \leq 0, j = 1, 2, \dots, r$	
$x_k^{(L)} \leq x_k \leq x_k^{(U)}, k = 1, 2, \dots, n$	(Restrições laterais nas $x_k$ variáveis do projeto)

Figura 2.2 *Formulação matemática clássica de otimização*

A seguir, a Figura 2.3 ilustra alguns dos principais métodos utilizados em processos de otimização. Uma breve descrição desses métodos se faz necessária e será mostrada a seguir.



Fonte: (GOUVEIA, 2012)

Figura 2.3 Métodos utilizados em processos de otimização de sistemas

### 2.2.2.1 MÉTODOS DETERMINÍSTICOS

Os métodos determinísticos de otimização são aqueles em que é possível prever todos os seus passos conhecendo o seu ponto de partida.

#### **PROGRAMAÇÃO LINEAR (PL)**

A Programação Linear (PL) consiste em um método de otimização no qual a função objetivo e as restrições são funções (equações ou inequações) lineares das variáveis do projeto. Segundo Luenberger (1984), qualquer problema de programação linear pode ser representado pela “formulação padrão” seguinte.

*Minimizar/Maximizar:*

$$Z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \quad (1)$$

*Sujeita a:*

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \quad (2)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \quad (3)$$

...

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n = b_m \quad (4)$$

e

$$x_1 \geq 0, x_2 \geq 0, \dots, x_n \geq 0, \quad (5)$$

Onde:

- Z é a função objetivo;

- $x_i$ , com  $i = 1, 2, \dots, n$ , são as variáveis ou incógnitas;
- $a_{ij}$ ,  $b_i$  e  $c_i$ , com  $i = 1, 2, \dots, n$  e  $j = 1, 2, \dots, m$  são as constantes do problema.

No entanto, uma solução de um modelo não necessariamente é um ponto ótimo do sistema. As seguintes terminologias são usadas:

**Solução viável** – é uma solução qualquer do sistema que satisfaça as restrições, não dependendo da função objetivo.

**Solução ótima** – é uma solução viável que maximiza/minimiza a função objetivo para a otimização.

O objetivo dos métodos de otimização para programação linear é determinar uma solução ótima do modelo, o qual pode ter uma, várias ou até nenhuma solução ótima.

Este método, apesar de se limitar a problemas lineares, será utilizado neste trabalho onde se linearizará o modelo de um reservatório de uma usina hidrelétrica.

### **PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR (PNL)**

A Programação Não-Linear trata dos problemas de otimização em que a função-objetivo e/ou pelo menos uma das restrições envolvidas não são funções lineares das variáveis de decisão (LACHTERMACHER, 2004).

Logo, um problema desse tipo é descrito na Figura 2.2 deste capítulo caso se considere que uma ou mais das funções  $f$ ,  $g$  e/ou  $h$  sejam funções não-lineares.

Fazendo uma analogia ao que foi dito para a PL quanto às soluções ótimas e viáveis, na PNL podem ser encontradas muitas soluções viáveis, o que complica a obtenção de uma solução ótima. Desta forma, a PNL não é convexa, sendo tal fato sua principal desvantagem no tratamento de sistemas de reservatório.

Existem variações da técnica de otimização por PNL. Por exemplo, existe a Programação Quadrática (PQ) onde a função objetivo é quadrática e é resolvida geralmente baseada em

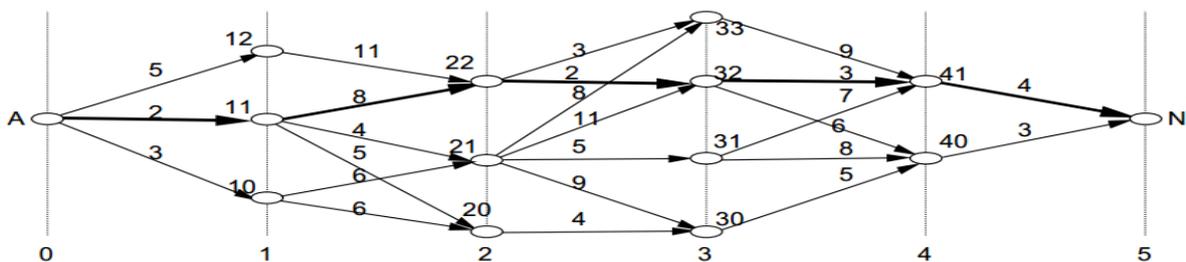
gradientes. A Programação Quadrática Sequencial (PQS ou SQP no inglês) também é um método não-linear e também é baseado em gradientes.

**PROGRAMAÇÃO DINÂMICA (PD)**

A Programação Dinâmica procura resolver o problema de otimização através da análise de uma seqüência de problemas mais simples do que o problema original.

A resolução do problema original de N variáveis é caracterizada pela determinação de uma variável e pela resolução de um problema que possua uma variável a menos (N-1). Este por sua vez é resolvido pela determinação de uma variável e pela resolução de um problema de N-2 variáveis e assim por diante. Ou seja, como em um algoritmo recursivo, cada instância do problema é resolvida a partir da solução de instâncias menores, ou melhor, de sub-instâncias da instância original. A característica distintiva da programação dinâmica é a tabela que armazena as soluções das várias sub-instâncias. O consumo de tempo do algoritmo é, em geral, proporcional ao tamanho da tabela. Portanto, sua maior vantagem é descomplicar problemas complexos resolvendo problemas mais simples recursivamente.

A Figura 2.4 mostra o problema clássico da programação dinâmica. A ideia básica é encontrar o caminho ótimo em um grafo, entre os nós A e N, cuja solução pode ser encontrada sequencialmente. No primeiro estágio, é necessário escolher um dos caminhos entre o nó A e os nós 10, 11 ou 12. Supondo que o nó 11 é a melhor escolha, a próxima decisão deve ser tomada entre os nós 20, 21 e 22. Esta estratégia vai sendo repetida até que o nó N seja alcançado. O caminho definido pelos nós A, 11, 22, 32, 41 e N é o caminho ótimo procurado, correspondendo à trajetória de custo mínimo.



Fonte: (LI, 1997)

Figura 2.4 Problema clássico de Programação Dinâmica

Na figura acima, 0,1,2,3 e 4 seriam as chamadas *etapas de decisão* com as *variáveis de estado* correspondentes.

### 2.2.2.2 MÉTODOS HEURÍSTICOS

Os métodos heurísticos são processos em que o caráter aleatório é simulado. Esse é um método o qual não faz a mesma sequência de operações em duas execuções sucessivas, isto é, partindo de um mesmo ponto inicial, cada execução do código seguirá o seu próprio caminho e, possivelmente, levará a uma resposta final diferente.

Segundo Gouveia (2012), tal método corresponde a um conjunto de passos bem definidos para identificar rapidamente uma solução para um problema. Contudo, por meio dos métodos heurísticos não se pode provar, formalmente, ou seja, utilizando formulações matemáticas, que se encontrou o ótimo global (o menor ou maior valor possível para a função objetivo para o qual o valor atribuído às variáveis não viole nenhuma restrição). Desta forma, estes métodos costumam encontrar boas soluções para os problemas, e não as soluções exatas.

### ALGORITMOS GENÉTICOS (AG)

Durante as décadas de 50 e 60, biólogos e matemáticos de importantes centros de pesquisa começaram a desenvolver simulações computacionais de sistemas genéticos. Entretanto, foi o professor John Holland, da Universidade de Michigan, quem se dedicou a estudar mais detalhadamente o assunto, até que em meados da década de 60 propôs a construção de um algoritmo matemático para otimização de sistemas complexos, sendo denominado de Algoritmo Genético (GOLDBERG, 1989). A inspiração de Holland foi a teoria da evolução de Darwin (encontrada no livro “A Origem das Espécies”) e o processo de evolução natural.

Os AG constituem uma classe de ferramentas versátil e robusta e que pode ser utilizada na solução de problemas de otimização, embora não devam ser considerados estritamente minimizadores de funções. Quando usado como algoritmo de minimização, um AG se distingue das técnicas comuns de programação matemática por:

- Empregar uma população de indivíduos (ou soluções);
- Trabalhar sobre uma codificação das possíveis soluções (genótipos) e não sobre as soluções (fenótipos) propriamente ditas;

- Empregar regras de transição probabilísticas;
- Não requerer informações adicionais (derivadas, por exemplo) sobre a função a otimizar e as restrições.

Assim, a busca de soluções pode se dar em conjuntos não-convexos e/ou disjuntos, com funções objetivo também não-convexas e não-diferenciáveis, podendo-se trabalhar simultaneamente com variáveis reais, lógicas e/ou inteiras. Vale ressaltar que os algoritmos genéticos não são facilmente presos a mínimos locais, como os algoritmos clássicos de programação matemática. Em função dessas características os AG, quando utilizados em projetos, podem levar à descoberta de soluções não convencionais e inovadoras, dificilmente vislumbradas por projetistas mais conservadores. (CASTRO, 2001)

### 2.3 ESTADO DA ARTE EM OTIMIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os primeiros métodos de otimização, por coincidência deste trabalho, foram aplicados em redes de distribuição de água e surgiram no final da década de 60. O trabalho de Karmeli *et al.* (1967) pode ser considerado um dos precursores no assunto ao tratar da Programação Linear (PL) para encontrar o menor custo de redes ramificadas.

Introduzindo um método de otimização com incertezas, Arvanitidis e Rosing (1970) enfocaram o aspecto estocástico através da representação do sistema hidrelétrico por meio de um reservatório equivalente. Usando a Programação Dinâmica Estocástica (PDE), tinham por objetivo a agregação das diversas UHEs do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) em um único reservatório. Através da redução de variáveis, simularam utilizando a PDE. Hoje, no ano de 2014, o Brasil, representado por suas empresas do setor de energia elétrica e pelo ONS, utiliza modelos baseados em PDE e representação equivalente.<sup>1</sup>

Em Franco (1993), com a ajuda da técnica de algoritmos de fluxo de rede, é abordada a programação hidrotérmica de curto prazo para sistemas de geração predominantemente hidráulicos. A modelagem do problema inclui tanto restrições para o acoplamento hidráulico entre usinas em cascata quanto limites de transmissão na rede elétrica.

---

<sup>1</sup> (ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 18.2: Modelos computacionais, 2001)

Posteriormente, Ackermann *et al.* (2000), modelou a operação de reservatórios em tempo real para dois fins: navegação e geração de energia elétrica. Neste caso, se pretendia minimizar uma soma de penalidades, como no presente trabalho, associadas a geração e ao nível de água dos rios. Tal trabalho foi concebido utilizando a técnica de Programação Não-Linear combinada com o Método de Elementos Finitos.

Já Lee & Kim (2000) utilizaram uma simulação computacional voltada para a otimização do lucro de uma empresa gerindo a sua produção/distribuição de mercadorias, atividade mais importante na cadeia de abastecimento deste local. Daí, mostra-se a diversidade de assuntos que podem ser tratados com a otimização. No artigo foi usada a técnica da programação linear.

Em Almeida (2001), foi proposto um modelo estruturado na otimização determinística para melhoramento hidráulico. Continha uma função objetivo descrevendo a performance do sistema e um conjunto de restrições matemáticas definindo a operação do sistema (bombas, válvulas e reservatórios). Devido à presença de variáveis binárias o modelo hidráulico de otimização foi formulado como um problema de programação não-linear inteira mista. Utilizando o software *General Algebraic Modelling System* – GAMS (que será objeto de estudo do presente trabalho), o modelo foi avaliado em dois sistemas de abastecimento de água: um hipotético e outro real, o subsistema adutor “Alça Leste” da cidade de São Paulo. Segundo o autor, o sistema provou ser uma ferramenta valiosa de suporte para as tomadas de decisões operacionais em sistemas de abastecimento de água.

Depois, Moromisato (2012) apresentou uma nova metodologia de otimização baseada em Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD) para o cálculo de Energia Firme de sistemas energéticos. A relação deste trabalho com o presente se torna mais intrínseca pelo fato de que a Energia Firme tem uma relação direta com os certificados de energia garantida atribuídos às usinas hidráulicas e utilizados mais para frente na normalização da carga da presente simulação. Neste contexto, o trabalho de Moromisato (2012) possui uma importância relevante para o cenário atual do SEB visto que possui comparações com o mesmo.

Por fim, Neves (2014) estabelece uma análise da geração otimizada de usinas hidrelétricas confrontando modelos linear e não-linear por meio da modelagem matemática de

funcionamento de uma UHE para um cenário de curto prazo. A linearização feita serviu de base para o presente trabalho.

## **2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

No presente capítulo, foi apresentado o panorama do SEB e foi determinada a importância das UHEs para o abastecimento do país. Foram apresentadas as partes físicas constituintes de uma usina hidrelétrica.

Posteriormente, fez-se um histórico dos processos de otimização bem como foi dada sua definição. Foram discutidos diversos tipos de programação baseadas no processo de otimização, sendo mostradas suas principais características e diferenças.

Por fim, foram apresentadas as fontes de estudo no campo de otimização de sistemas de geração de energia elétrica e sistemas de otimização de custo em geral, sendo que ambos são escopo desse trabalho.

O capítulo que segue apresenta a metodologia de base matemática e computacional utilizada na proposição do modelo linear em questão.

### **3 METODOLOGIA**

#### **3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Neste capítulo, é mostrada a modelagem matemática utilizada no método de otimização da geração elétrica. Destacam-se ferramentas utilizadas na otimização de geração aplicadas às usinas hidrelétricas de Funil e Furnas no Apêndice A.

#### **3.2 MODELAGEM**

Nesta parte, serão demonstrados tanto o modelo matemático de funcionamento de uma UHE como os modelos de otimização propostos para a monografia. Serão apresentadas as restrições e as equações que são utilizadas utilizar nos programas computacionais (ver Apêndices A,B e C). Os códigos completos para a resolução do problema proposto também estão no Apêndice.

Seguindo a proposta deste trabalho de tratar modelos isolados de usinas hidrelétricas, estudaremos duas usinas distintas, de rios diferentes: UHE Furnas e UHE Funil. A primeira está localizada no curso médio do Rio Grande, entre os municípios de São José da Barra e São João Batista da Glória, em Minas Gerais. Segundo o Ministério de Minas e Energia – MME (2014) esta usina possui uma potência outorgada de 1216 MW. Já a UHE Funil, foi construída no rio Paraíba do Sul, no município de Resende, no estado do Rio de Janeiro e possui potência instalada de 216MW.

Mediante o fato de que se planejava escolher usinas isoladas para estudo, as duas acima foram escolhidas por se tratarem de usinas que, mesmo estando no mesmo subsistema, possuem características bem distintas como localização, aflúncias médias, potência instalada, locais de abastecimento, formato e composição da barragem (por exemplo, Funil tem uma barragem do tipo abóboda de concreto, com dupla curvatura, única no Brasil), entre outras distinções.

De acordo com o objetivo principal do trabalho, foi planejado um horizonte médio de um ano para o estudo da geração das duas usinas hidrelétricas em questão. Com tal horizonte, obtém-se dados mais fiéis de aflúncia e carga. O estudo, portanto, será composto por testes de precisão do programa para, assim, ver como o modelo se comporta em situações normais e em situações adversas.

Apesar da complexidade de cenários distintos aos quais uma usina hidrelétrica pode estar exposta, devem-se ser traçadas restrições que garantam o funcionamento da usina. Isto é, mesmo que o problema contenha variáveis diversas, limites técnicos serão aplicados ao nosso modelo, delimitando melhor a UHE. Sendo assim, serão respeitados os máximos e mínimos de volume do reservatório e máximos e mínimos de turbinagem das turbinas

Mediante tudo isso, visa-se otimizar o funcionamento da usina, melhorando sua geração (atendimento à carga) e tornando melhor o aproveitamento do recurso hídrico, sendo que tais melhorias estejam aliadas à minimização do custo de geração de energia elétrica por parte da usina geradora, trazendo assim benefícios para as geradoras e para os consumidores.

### 3.2.1 MODELAGEM MATEMÁTICA DO FUNCIONAMENTO DE UMA UHE

Esta presente seção descreve como se quantifica a energia hidráulica de uma usina hidrelétrica. Tal energia é advinda da transformação da energia potencial de uma massa de água. Para este estudo, considera-se a seguinte função de geração hidráulica, devidamente transformada para MWmédios, e a equação de produtividade específica (o valor é obtido através do software HydroLab):

$$P(t) = \rho * h(t) * u(t) \quad (6)$$

$$\rho = \frac{\gamma_e * g * \eta_{med}}{10^6} \quad (7)$$

Em que:

- $P(t)$  é a potência elétrica gerada em MWmédios mensais;
- $\rho$  é a produtividade específica da usina hidrelétrica dada em MW/((m<sup>3</sup>/s)/m);
- $h(t)$  é a queda bruta de água, ou seja, a diferença entre o nível a montante e o nível a jusante (canal de fuga), em m.
- $u(t)$  é a vazão turbinada em m<sup>3</sup>/s ;
- $\gamma_e$  é o peso específico da água, em kg/m<sup>3</sup>;
- $g$  é a gravidade, em m/s<sup>2</sup>;
- $\eta_{med}$  é o rendimento médio (turbina-gerador).

Analisando os parâmetros acima, tem-se, em resumo, que a potência gerada numa usina hidroelétrica é uma função da vazão turbinada e da altura de queda líquida, que por sua vez, é uma função não-linear do volume armazenado, da vazão defluente e da vazão turbinada.

A altura bruta  $h(t)$  pode ser representada pela equação (8) a seguir:

$$h(t) = h_b(x, u) = h_{mon}(x) - h_{jus}(u) \quad (8)$$

Onde:

- $h_{mon}(x)$  ou  $h_{v(t)}$  é uma função não-linear do volume total  $x$  de água armazenado no reservatório e depende basicamente do relevo da região em que o reservatório foi construído;
- $h_{jus}(u)$  ou  $h_{u(t)}$  também é uma função não-linear, representada por polinômios e depende da vazão defluente  $u$  da usina. Assim, esta função depende do canal de fuga da usina, do arranjo da usina (posição do vertedouro) e do relevo da região imediatamente a jusante do reservatório.

Em algumas situações, o volume armazenado em um reservatório de uma usina hidrelétrica a jusante pode influenciar no nível do canal de fuga de uma usina que está a montante. Esse efeito é chamado de remanso. Entretanto, como estamos tratando de usinas isoladas tal efeito não será considerado. Também, a variação do canal de fuga é desprezível, podendo ser considerada constante. Assim a altura da queda d'água pode ser considerada como uma função do volume atual do reservatório, de acordo com a equação (9).

$$h(t) = h_{mon}(t) - C = h'_{mon}(t) = h'_{v(t)} \quad (9)$$

Como é sabido, os reservatórios das usinas hidrelétricas têm geometria bastante complicadas de serem descritas por uma função linear de modo perfeito. Não se tem como relacionar de modo 100% acurado a altura da coluna de água com o volume represado. Entretanto, o Setor Elétrico Brasileiro caracteriza cada reservatório por um polinômio de quarto grau – polinômio

cota-volume- que pretende contornar a não linearidade descrita. Este polinômio é representado pela equação a seguir.

$$h'_{v(t)} \cong k_0 + k_1 * v(t) + k_2 * v(t)^2 + k_3 * v(t)^3 + k_4 * v(t)^4 \quad (10)$$

Onde:

- $h'$  é a altura da queda d'água;
- $k_0, k_1, k_2, k_3, k_4$  são os parâmetros do polinômio;
- $v(t)$  é o volume atual do reservatório.

Mediante a nova forma de representar a altura, a equação (6) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$P \cong \rho * (k_0 + k_1 * v + k_2 * v^2 + k_3 * v^3 + k_4 * v^4) * u \quad (11)$$

O modelo acima é usado nos programas computacionais das empresas responsáveis pelo setor elétrico.

### 3.2.2 MODELO LINEAR PROPOSTO

Com a modelagem genérica da usina feita, a ideia é aproximar o polinômio (11) por um conjunto de linearizações discretas fazendo uma aproximação linear por partes. (NEVES, 2014)

Primeiramente, é feita uma discretização em toda a faixa operacional dos volumes possíveis do reservatório (entre os volumes máximos e mínimo) em  $n$  volumes discretos. O volume  $v$  é então aproximado para um desses valores discretizados, seguindo as seguintes restrições, como mostra a Figura 3.1 a seguir.

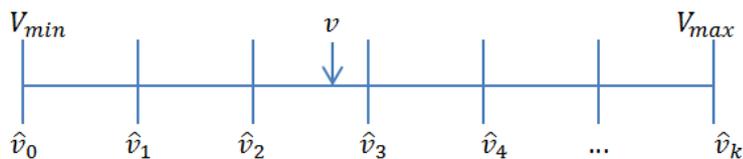


Figura 3.1 Volume discretizado

Dado um valor  $v$  e um intervalo de discretizações  $\Delta\hat{v}$ :

$$\Delta\hat{v} = \hat{v}_{k+1} - \hat{v}_k \quad (12)$$

São acrescentadas as restrições (13) e (14) com variáveis binárias :

$$v_t - \frac{\Delta\hat{v}}{2} \leq \sum_k \hat{v}_k x_{k,t} \leq v_t + \frac{\Delta\hat{v}}{2} \quad (13)$$

$$\sum_k x_{k,t} = 1 \quad (14)$$

Com:

- $v_t$  o volume real do reservatório;
- $k$  a posição da discretização;
- $\hat{v}_k$  o volume discretizado da posição  $k$ ;
- $x_{k,t}$  variável binária da posição  $k$  do tempo  $t$ .

Portanto, temos uma definição de variáveis binárias  $x_{k,t}$  com o mesmo número de elementos  $k$  da discretização, de tal forma que sua soma é igual a 1. Assim, tomando um mesmo tempo  $t$ , apenas uma variável desse vetor pode assumir o valor um. A equação (13) dita qual  $x_{k,t}$  será um, escolhendo assim o volume  $\hat{v}_k$  a ser utilizado na aproximação do volume real.

O intervalo  $\Delta\hat{v}$  é igual entre todos os valores discretizados e todos os tempos. Dessa forma, as restrições (12), (13) e (14) fazem com que o volume real  $v_t$  seja aproximado ao primeiro volume discretizado imediatamente superior ou inferior a ele.

Logo em seguida, define-se uma constante  $M$ . Tal constante é um número elevado se comparado aos outros parâmetros utilizados. Além disso, define-se a variável contínua  $\gamma_k$ , respeitando as seguintes condições:

$$0 \leq \gamma_k \leq M * x_{k,t} \quad (15)$$

$$0 \leq u - \gamma_k \leq M(1 - x_{k,t}) \quad (16)$$

Por meio das restrições acima, aproximaremos o valor de  $\gamma_k$  à  $u$ . A primeira restrição imposta pela equação (15) é que, quando  $x_{k,t}$  é 1, o  $\gamma_k$  assume um valor entre 0 e  $M$ . A seguinte equação (16) define o valor de  $\gamma_k$  igual a  $u$  ao restringir a equação  $0 \leq u - \gamma_k \leq 0$ . Já nos outros casos em que  $x_{k,t}$  tem seu valor nulo,  $\gamma_k$  também assume valor nulo segundo a equação (15) e a equação (16) delimita o valor de  $u$  entre 0 e  $M$  e, assim, a variável  $u$  fica relaxada.

Por conseguinte, relacionando o volume encontrado com a turbinagem, teremos a seguinte relação equivalente aproximada:

$$u * v \cong \sum_k \gamma_k \hat{v}_k = z \quad (17)$$

Relacionando o obtido nesta equação com a geração, obtém-se a primeira aproximação linear de  $u * v$  da equação (11):

$$P \cong n * k_0 * u + n * k_1 * \underbrace{v * u}_{\downarrow} \quad (18)$$

$$P \cong n * k_0 * u + n * k_1 * \sum_k \gamma_k \hat{v}_k \quad (19)$$

Todavia, o processo de linearização não está acabado. A equação (11) é um polinômio de quarto grau e, logo, os outros fatores de  $v^2$ ,  $v^3$ ,  $v^4$  devem ser aproximados com o mesmo método. Desta forma, um raciocínio análogo pode ser desenvolvido. Com o termo de segundo grau temos que:

$$v^2 * u = v[v * u] \approx v * \sum_k \gamma_k \hat{v}_k = v * z \quad (20)$$

Dessa forma, podem ser elaboradas as novas equações de restrições, com novas variáveis:

$$0 \leq \varepsilon_k \leq M * x_{k,t} \quad (21)$$

$$0 \leq z - \varepsilon_k \leq M(1 - x_{k,t}) \quad (22)$$

$$z * v(t) = \sum_k \varepsilon_k \hat{v}_k = w \quad (23)$$

Com isso, é obtida a segunda aproximação  $u * v^2$  na equação de geração:

$$P \cong n * k_0 * u + n * k_1 * \sum_k \gamma_k \hat{v}_k + n * k_2 * \sum_k \varepsilon_k \hat{v}_k \quad (24)$$

Procedendo da mesma forma para o termo  $v^3 * u$  da equação de geração, tem-se:

$$v^3 * u = v * [v[v * u]] \approx v * \sum_k \varepsilon_k \hat{v}_k = v * w \quad (25)$$

Dessa forma, as novas equações de restrições são as seguintes:

$$0 \leq \theta_k \leq M * x_{k,t} \quad (26)$$

$$0 \leq w - \theta_k \leq M(1 - x_{k,t}) \quad (27)$$

$$w * v(t) = \sum_k \theta_k \hat{v}_k = y \quad (28)$$

Obtendo assim, a terceira aproximação  $u * v^3$  na equação de geração:

$$P \cong n * k_0 * u + n * k_1 * \sum_k \gamma_k \hat{v}_k + n * k_2 * \sum_k \varepsilon_k \hat{v}_k + n * k_3 * \sum_k \theta_k \hat{v}_k \quad (29)$$

Então, de posse do mesmo método, obteremos a aproximação do termo  $u * v^4$  da equação de geração. Tem-se que:

$$v^4 * u = v\{v[v[v * u]]\} \approx v * \sum_k \theta_k \hat{v}_k = v * y \quad (30)$$

Por conseguinte, as novas equações de restrições são detalhas como:

$$0 \leq \phi_k \leq M * x_{k,t} \quad (31)$$

$$0 \leq y - \phi_k \leq M(1 - x_{k,t}) \quad (32)$$

$$y * v(t) = \sum_k \phi_k \hat{v}_k \quad (33)$$

Por fim, é obtida a função de geração completa linear aproximada para um dado volume  $v_t$  :

$$P \cong n * k_0 * u + n * k_1 * \sum_k \gamma_k \hat{v}_k + n * k_2 * \sum_k \varepsilon_k \hat{v}_k + n * k_3 * \sum_k \theta_k \hat{v}_k + n * k_4 * \sum_k \phi_k \hat{v}_k \quad (34)$$

O intuito do modelo proposto pelo presente trabalho é discretizar a faixa operacional do volume em  $n$  volumes discretos. Sendo assim, o modelo linear é alcançado utilizando variáveis binárias. Tem-se, intuitivamente, a noção de que, com o afinamento da discretização, a precisão do modelo possivelmente se tornará maior. Por outro lado, tal afinamento aumentará também o número de variáveis binárias e por conseguinte, poderá aumentar o tempo de solução. Tais análises serão minuciosamente mostradas no próximo capítulo.

Consoante o objetivo do trabalho, o modelo proposto será testado para uma UHE em um horizonte anual sendo assim testado quanto a sua precisão. Em vista disso, será mostrada a comparação do modelo linearizado com o modelo não-linear de posse das equações (34) e (11).

Também, de acordo com o objetivo do trabalho descrito no Capítulo 1, não se pode deixar de lado as demais variáveis que dão ao problema uma complexidade maior. Portanto, a dinâmica do reservatório é levada em consideração e o problema se torna mais real. Isto posto, considerando o volume variável de afluência e definindo o volume inicial do reservatório, temos que o volume do reservatório no tempo  $t+1$  será dado pela seguinte restrição:

$$v(t + 1) = v(t) + Y(t) * t - u(t) - s(t) \quad (35)$$

Onde:

- $v(t)$  é o volume do mês  $t$
- $v(t + 1)$  é o volume do mês seguinte a  $t$
- $Y(t)$  é a vazão afluyente no mês  $t$
- $u(t)$  é o volume turbinado no mês  $t$
- $s(t)$  é o volume vertido no mês  $t$

Com as restrições e equações mencionadas neste capítulo, uma ferramenta de otimização é utilizada para testar o modelo. Um dos objetivos é que toda a demanda da carga variável para os diversos cenários seja suprida. Caso não seja possível suprir completamente a demanda devido aos casos desfavoráveis, a diferença entre a geração e carga deverá ser a menor possível de modo que otimize a operação de geração de energia elétrica mantendo seu bom funcionamento. Outro objetivo seria o de gerar tal energia com um custo também otimizado. Aliando os dois objetivos pode-se criar uma função que relacione o déficit de geração com um custo monetário. Dessa forma, será proposta a função a seguir.

### **FUNÇÃO DE ERRO DE GERAÇÃO**

De acordo com a figura relativa ao Gráfico 3.1 a seguir, relacionaremos o déficit de geração com o custo. A ideia é que quanto maior a defasagem entre a geração da hidrelétrica e a sua demanda de carga, maior será o custo para a UHE em operação, isto é, para déficits muito grandes de energia, além de a carga ter de ser suprida com formas diferentes (e mais caras) de geração como a fonte térmica, a usina hidrelétrica pagaria uma multa por não cumprir a demanda. Portanto, o gráfico abaixo retrata diferentes situações de operação em que diferentes intervalos de déficits são levados em consideração. Ao final, poderemos traçar a função objetivo de todo o problema proposto neste capítulo.

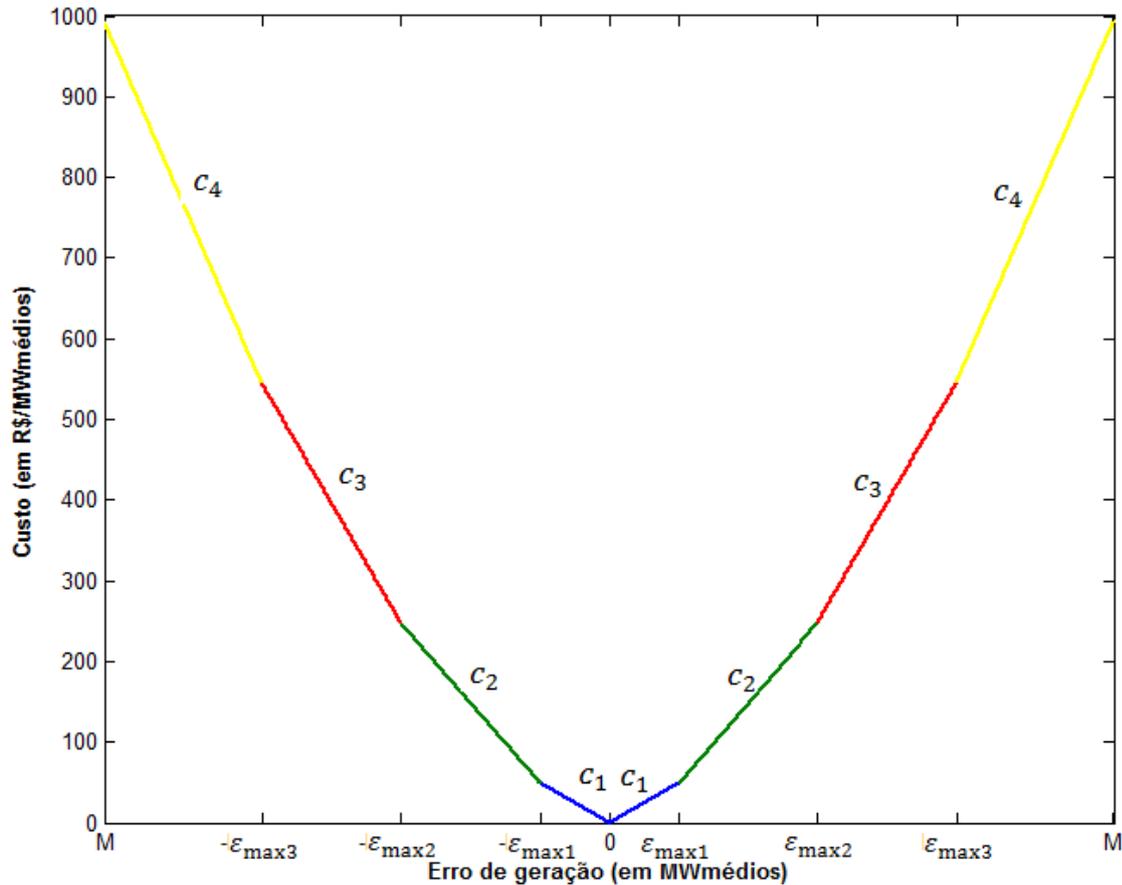


Gráfico 3.1 *Função espelhada de custo do erro de geração*

A função acima, na verdade, é uma função de erro linear por partes entre geração e carga, resultado da concatenação de 4 funções com 4 intervalos e coeficientes diferentes, distribuídas no eixo positivo e negativo de  $x$ . Ou seja, é composta pelos intervalos  $0$  a  $\varepsilon_{\max 1}$ ;  $\varepsilon_{\max 1}$  a  $\varepsilon_{\max 2}$ ;  $\varepsilon_{\max 2}$  a  $\varepsilon_{\max 3}$  e  $\varepsilon_{\max 3}$  a  $M$ , cada qual com o seu coeficiente. Nela temos que os coeficientes de custo satisfazem  $c_1 < c_2 < c_3 < c_4$ .

Os parâmetros  $\varepsilon_{\max}$  representam o desvio de geração em comparação com a carga e serão constantes escolhidas como uma parcela da geração máxima do ano. Tal desvio pode ser negativo ou positivo. Os coeficientes de reta  $c$ 's seriam o grau de penalidade pelo desvio de geração. Por fim, as 4 funções de cada lado distribuiriam tal diferença de geração entre o eixo  $x$  de acordo com a magnitude de tal desvio.

A geração estará ligada a essa função de custo da seguinte forma: se tivermos um déficit de geração a otimização será atrelada ao lado negativo do eixo  $x$ ; por outro lado, caso houver uma

sobra de geração em relação à demanda a otimização estará de acordo com o eixo positivo de  $x$ .

Portanto, se houver uma interligação de custos de geração ao déficit de geração, adicionando restrições à esses fatores, haverá uma otimização ainda mais fiel do modelo linear proposto. As restrições que fazem a função do Gráfico 3.1 serão explicadas a seguir.

Mediante os déficits ou as sobras de geração, temos que definir o modo com que os números vão se dispor no semi-eixo. Visto que a função de erro tem um máximo para cada inclinação, se tal valor for ultrapassado, passa-se para a função seguinte de maior inclinação. Por isso, definiremos valores desde a origem para distribuir a diferença de geração e carga no semi-eixo. Logo, definindo  $\varepsilon_{pos}$  (caso com geração maior que a carga) e  $\varepsilon_{neg}$  (caso com geração menor que a carga), através dos intervalos acima, tem-se:

Semi-eixo positivo

$$0 \leq \varepsilon_{pos1} \leq \varepsilon_{max1} \quad (36)$$

$$0 \leq \varepsilon_{pos2} \leq \varepsilon_{max2} - \varepsilon_{max1} \quad (37)$$

$$0 \leq \varepsilon_{pos3} \leq \varepsilon_{max3} - \varepsilon_{max2} \quad (38)$$

$$0 \leq \varepsilon_{pos4} \leq M - \varepsilon_{max3} \quad (39)$$

Semi-eixo negativo

$$-\varepsilon_{max1} \leq \varepsilon_{neg1} \leq 0 \quad (40)$$

$$-(\varepsilon_{max2} - \varepsilon_{max1}) \leq \varepsilon_{neg2} \leq 0 \quad (41)$$

$$-(\varepsilon_{max3} - \varepsilon_{max2}) \leq \varepsilon_{neg3} \leq 0 \quad (42)$$

$$-(M - \varepsilon_{max3}) \leq \varepsilon_{neg4} \leq 0 \quad (43)$$

Em que M foi definido previamente como um valor grande.

Portanto, para exemplificar, se tivermos  $\varepsilon_{max1} = 40$  e  $\varepsilon_{max2} = 120$  e houver 100MW médios faltantes num mês teremos que 40MW médios serão distribuídos na função de coeficiente  $c_1$  e 60MW médios serão distribuídos na função de coeficiente  $c_2$ . As demais funções não seriam utilizadas no exemplo.

Mediante a definição dos intervalos  $\varepsilon_{pos}$  e  $\varepsilon_{neg}$  e do exemplo, teremos, em um mês  $t$ , que a soma dos erros dos dois semi-eixos para os quatro intervalos será a diferença entre geração e carga, ou seja:

$$\sum_{i=1}^4 \varepsilon_{pos}(t, i) + \sum_{i=1}^4 \varepsilon_{neg}(t, i) = P(t) - C(t) \quad \forall t \in [1, 2, 3, \dots, 12] \quad (44)$$

Por fim, a função objetivo do problema consiste na minimização do erro proporcional ao custo. Esta será implementada no GAMS para os 12 meses e pode ser definida pela equação (45) como *Minimizar*:

$$custo = \sum_{t=1}^{12} \sum_{i=1}^4 c(i) * \varepsilon_{pos}(i, t) - \sum_{t=1}^{12} \sum_{i=1}^4 c(i) * \varepsilon_{neg}(i, t) + k_s * \sum_{t=1}^{12} s(t) \quad (45)$$

Em que:

- $c(i)$  é o coeficiente de custo da reta para as 4 situações da função de erro
- $k_s$  é um coeficiente real a ser determinado no capítulo de Resultados.
- $s(t)$  é o vertimento – a penalização de verter água será discutida no próximo capítulo.

Deve-se lembrar que, em uma otimização anual, os dois semi-eixos podem ser acionados. Pode-se haver tanto sobra de geração quando falta dela em alguns meses.

Para que haja um bom funcionamento da represa nos períodos seguintes ao horizonte estudado, foram adicionadas restrições acerca do volume final do reservatório. Com isso foram delimitados intervalos de volume e turbinamento da UHE, bem como se restringiu o volume  $v(12)$  - no fim do ano - a certas condições mostradas a seguir.

$$v_{\min} \leq v(t) \leq v_{\max} \quad (46)$$

$$u_{\min} \leq u(t) \leq u_{\max} \quad (47)$$

$$v(12) \geq 0.6 * v(1) \text{ ou } v(12) \geq 0.9 * v(1) \quad (48)$$

Onde:

- $v_{\min}$  e  $v_{\max}$  são, respectivamente, os limites mínimo e máximo de volume do reservatório em questão;
- $u_{\min}$  e  $u_{\max}$  são, respectivamente, os limites mínimo e máximo de água turbinada imposto pelas turbinas;

A restrição de volume final da equação (48) será discutida no capítulo de resultados.

### 3.3 MODELO LINEAR DE OPERAÇÃO HIDRÁULICA

A fim de organizar as ideias apresentadas neste capítulo e resumir o modelo linear proposto, o programa computacional GAMS utilizado neste trabalho terá de minimizar a função objetivo:

$$custo = \sum_{t=1}^{12} \sum_{i=1}^4 c(i) * \varepsilon_{pos}(i, t) - \sum_{t=1}^{12} \sum_{i=1}^4 c(i) * \varepsilon_{neg}(i, t) + k_s * \sum_{t=1}^{12} s(t) \quad (45)$$

Sujeita às seguintes restrições da Tabela 3.1 de equações a seguir:

$\Delta \hat{v} = \hat{v}_{k+1} - \hat{v}_k$	(12)
$v - \frac{\Delta \hat{v}}{2} \leq \sum_k \hat{v}_k x_{k,t} \leq v + \frac{\Delta \hat{v}}{2}$	(13)
$\sum_k x_{k,t} = 1$	(14)
$x_{k,t} \in \{0,1\}$	
$0 \leq \gamma_k \leq M * x_{k,t}$	(15)
$0 \leq u - \gamma_k \leq M(1 - x_{k,t})$	(16)

$u * v \cong \sum_k \gamma_k \hat{v}_k = z$	(17)
$0 \leq \varepsilon_k \leq M * x_{k,t}$	(21)
$0 \leq z - \varepsilon_k \leq M(1 - x_{k,t})$	(22)
$z * v(t) = \sum_k \varepsilon_k \hat{v}_k = w$	(23)
$0 \leq \theta_k \leq M * x_{k,t}$	(26)
$0 \leq w - \theta_k \leq M(1 - x_{k,t})$	(27)
$w * v(t) = \sum_k \theta_k \hat{v}_k = y$	(28)
$0 \leq \phi_k \leq M * x_{k,t}$	(31)
$0 \leq y - \phi_k \leq M(1 - x_{k,t})$	(32)
$y * v(t) = \sum_k \phi_k \hat{v}_k$	(33)
$P \cong n * k_0 * u + n * k_1 * \sum_k \gamma_k \hat{v}_k + n * k_2 * \sum_k \varepsilon_k \hat{v}_k + n * k_3 * \sum_k \theta_k \hat{v}_k + n * k_4 * \sum_k \phi_k \hat{v}_k$	(34)
$\left. \begin{array}{l} 0 \leq \varepsilon_{pos1} \leq \varepsilon_{max1} \\ 0 \leq \varepsilon_{pos2} \leq \varepsilon_{max2} - \varepsilon_{max1} \\ 0 \leq \varepsilon_{pos3} \leq \varepsilon_{max3} - \varepsilon_{max2} \\ 0 \leq \varepsilon_{pos4} \leq M - \varepsilon_{max3} \end{array} \right\}$	(36)
$\left. \begin{array}{l} -\varepsilon_{max1} \leq \varepsilon_{neg1} \leq 0 \\ -(\varepsilon_{max2} - \varepsilon_{max1}) \leq \varepsilon_{neg2} \leq 0 \\ -(\varepsilon_{max3} - \varepsilon_{max2}) \leq \varepsilon_{neg3} \leq 0 \\ -(M - \varepsilon_{max3}) \leq \varepsilon_{neg4} \leq 0 \end{array} \right\}$	(43)
$\sum_{i=1}^4 \varepsilon_{pos}(i) + \sum_{i=1}^4 \varepsilon_{neg}(i) = P(t) - C(t)$	(44)
$v(t + 1) = v(t) + Y(t) - u(t) - s(t)$	(35)
$v_{\min} \leq v(t) \leq v_{\max}$	(46)
$u_{\min} \leq u(t) \leq u_{\max}$	(47)
$v(12) \geq 0.6 * v(1) \text{ ou } v(12) \geq 0.9 * v(1)$	(48)

Tabela 3.1 Restrições do modelo linear

Para a resolução do modelo descrito pela Tabela 3.1 e pela equação (45), foram utilizadas ferramentas computacionais competentes à ação de otimização e análise de gráficos. Tais ferramentas estão descritas no Apêndice A ao fim desse trabalho. Posteriormente, nos Apêndices B e C são mostradas as linhas de código utilizadas no software *General Algebraic Modeling System* (GAMS) que descrevem o funcionamento da hidrelétrica com suas restrições, limites e equações.

### 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo descreveu as metodologias que foram utilizadas na obtenção dos resultados do trabalho. As restrições, as equações e os limites laterais foram mostrados e, com isso, objetiva-se a melhora na tomada de decisões da operação da hidrelétrica.

O capítulo que segue apresenta os resultados da análise das variáveis do problema em um fluxograma. A fim de não termos uma simulação com gráficos em demasia, sem muito embasamento teórico, algumas variáveis como coeficientes da função de erro, número de discretizações e vertimento, foram analisadas a fundo para que se estabelecesse uma diminuição no conjunto de variáveis. Enfim, tal capítulo discorrerá sobre os resultados das 12 simulações feitas no GAMS sobre o comportamento dos modelos e da carga.

## **4 RESULTADOS E ANÁLISES**

### **4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

O presente capítulo dispõe os dados técnicos das UHEs de Furnas e Funil bem como uma normalização de carga e de afluência para as posteriores simulações.

Além disso, são apresentados e discutidos os resultados de análises e simulações prévias propostas para calibração de variáveis. São apresentados os gráficos de atendimento de carga pela geração bem como seus erros médios. Os gráficos incluem curvas tanto do modelo não-linear como do modelo proposto de linearização dos reservatórios, assim como a carga anual normalizada.

Por meio de testes de falha, os modelos são testados verificando suas eficácias. Análises serão feitas em situações comuns e em situações extremas, com abundância de água e em períodos secos, com números confrontados de discretizações de volume, entre outras variações. Tais variáveis compõem o espectro de 12 simulações principais somando-se às simulações menores e pontuais de análise de alguns casos específicos e de tomada de decisões.

### **4.2 PERFIL DE CARGA NORMALIZADO**

Um dos objetivos desse trabalho era de tornar as medidas obtidas em medidas comuns e reais aos cenários utilizados. Caso soubermos do histórico de uma variável em questão, podemos traçar padrões e modelar melhor um problema tão complexo que é o de uma usina hidrelétrica.

Pretende-se, nessa parte, traçar um perfil de carga que seja condizente com o que observamos no subsistema SE/CO no qual se encontram as UHE de Funil e UHE de Furnas. Para tal, recorreu-se a informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Este órgão disponibiliza a seguinte tabela de evolução mensal da carga de energia nos subsistemas brasileiros:

MWmed		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN(*)	2014	67.939	69.858	66.371	64.624								
	2013	61.569	64.387	63.486	62.464	60.822	60.162	60.997	62.739	63.441	64.443	64.971	64.226
	2012	59.515	62.765	63.018	60.692	59.038	58.189	58.316	59.792	60.311	62.226	60.980	62.509
SE/CO	2014	40.449	41.869	39.861	38.685								
	2013	37.079	39.250	38.685	37.731	37.023	36.543	36.518	37.581	38.210	38.650	38.814	37.845
	2012	36.174	38.696	38.883	37.491	35.967	35.653	35.724	36.842	37.288	38.697	36.802	38.132
S	2014	12.043	12.545	11.215	10.648								
	2013	10.803	11.268	10.575	10.540	10.121	10.301	10.594	10.596	10.367	10.619	11.019	11.194
	2012	10.319	11.078	10.736	9.866	9.910	9.834	9.953	10.114	9.785	10.202	10.614	10.685
NE	2014	10.176	10.170	10.066	9.983								
	2013	9.653	9.733	9.931	9.870	9.398	9.243	9.197	9.333	9.622	9.957	9.947	9.941
	2012	8.936	8.831	9.172	9.082	8.997	8.726	8.676	8.759	9.076	9.213	9.561	9.773
N(*)	2014	5.271	5.273	5.229	5.307								
	2013	4.034	4.136	4.295	4.324	4.280	4.075	4.688	5.229	5.243	5.217	5.190	5.246
	2012	4.086	4.151	4.228	4.259	4.180	3.993	3.984	4.097	4.183	4.154	4.100	4.002

(\*)Considerando a integração de Manaus ao Sistema Interligado a partir do dia 00/07/13.

**Fonte:** (ONS, Carga de Energia - Evolução Mensal, 2014)

Tabela 4.1 *Demanda de Energia dos subsistemas brasileiros (em MWmédios)*

Com o auxílio da Tabela 4.1 e dispondo da informação de que as 2 UHEs de estudo, Furnas e Funil, fazem parte do subsistema SE/CO, pode-se normalizar o perfil de carga para um tratamento anual. Como não tínhamos dados de carga para 3 anos completos, decidiu-se escolher o ano de 2013 como o ano que determinará o padrão de carga a se seguir.

Entretanto, precisaríamos adequar a capacidade de geração de cada usina ao perfil do subsistema referido nesse ano de 2013. Tal ação pôde ser feita através da garantia física das usinas. Conforme estabelecido na Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, temos que:

*“A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos. (BRASIL, 2004)”*

Para tanto, consultando o BIG – Banco de Informação de Geração (2014) da ANEEL obtivemos os seguintes dados de garantia física para as usinas de estudo:

UHE	Garantia Física (em Mwmédios)
FURNAS	598.0
FUNIL	121.0

Tabela 4.2 *Garantia física das UHEs em estudo*

Então, foi feita uma normalização do perfil de carga. Foi criado o seguinte vetor  $C(t)_{usina}$  de acordo com a fórmula abaixo.

$$C(t)_{usina} = \frac{gf_{usina}}{\frac{\sum_{t=1}^{12} C(t)_{SE/CO}}{12}} * C(t)_{SE/CO} \quad (49)$$

Onde:

- $t$  é o tempo em meses, de 1 a 12;

- $gf_{usina}$  é a garantia física de cada usina;
- $C(t)_{SE/CO}$  é o vetor 1x12 com os dados anuais de carga do subsistema SE/CO;
- $C(t)_{usina}$  é o vetor resultante da normalização para cada usina.

Com o vetor acima em mãos, podemos traçar o perfil anual de carga normalizado para cada usina. Para efeito de melhoria dos dados e adequação aos parâmetros futuros, o perfil de Furnas foi multiplicado por um fator de 1.5. Os gráficos representativos de cada perfil estão traçados a seguir:

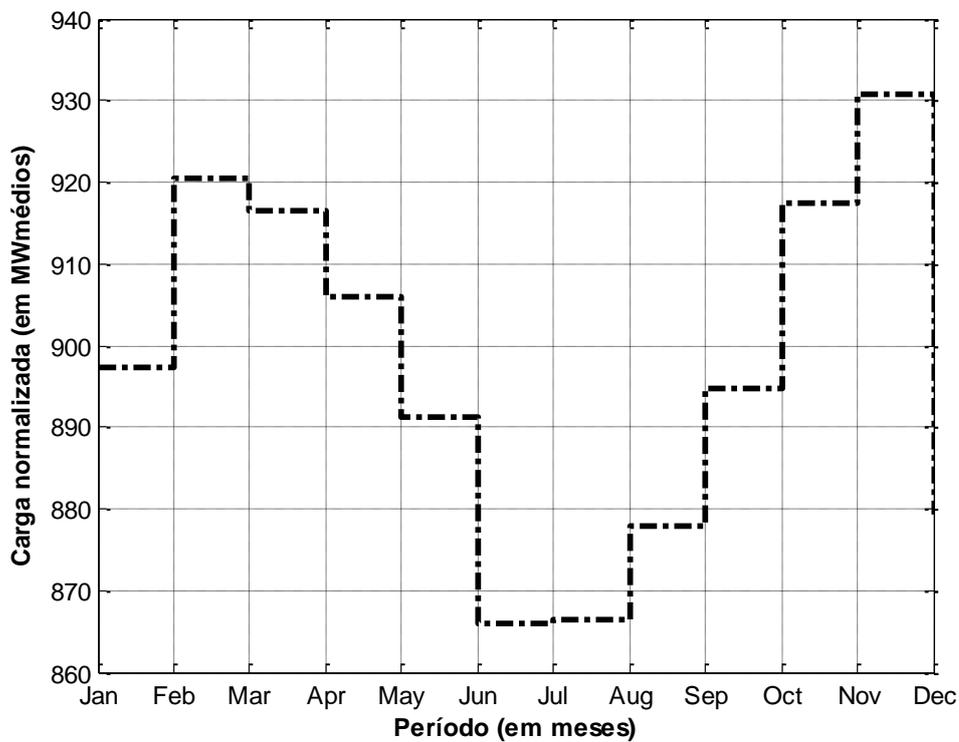


Gráfico 4.1 Perfil de Carga normalizado da UHE de Furnas

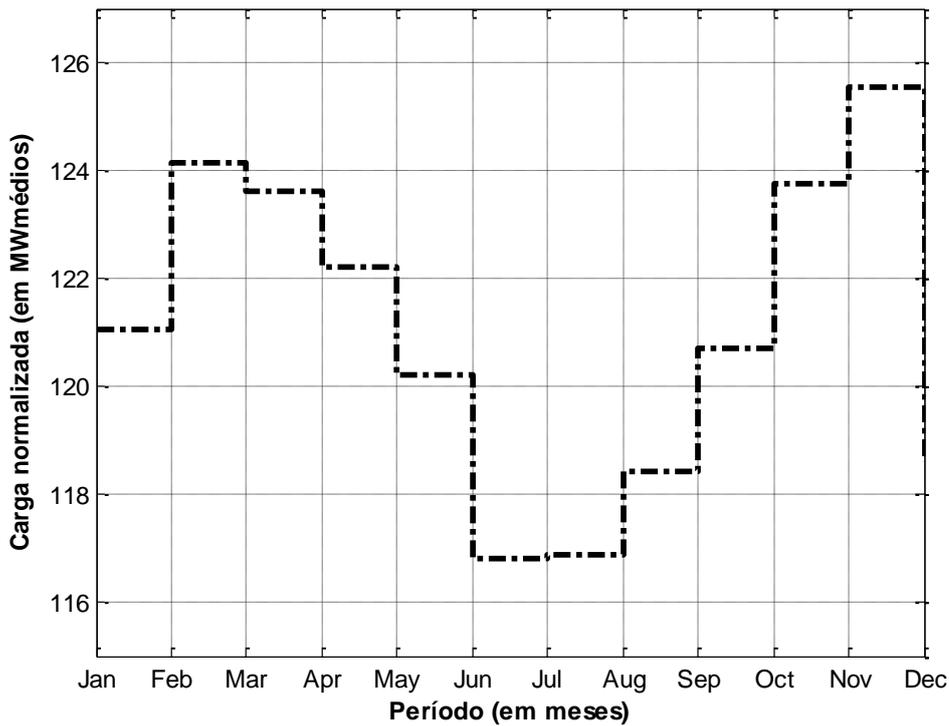


Gráfico 4.2 Perfil de Carga normalizado da UHE de Funil

Estes perfis de carga são utilizados para a comparação do resultado apresentado pelos modelos linear e não-linear. São calculados os erros relativos médios de ambos os modelos, segundo as expressões (50) e (51) abaixo.

$$E_{NL} = \frac{1}{12} \sum_{t=1}^{12} \frac{|C(t) - g(t)_{NL}|}{C(t)} \quad (50)$$

$$E_L = \frac{1}{12} \sum_{t=1}^{12} \frac{|C(t) - g(t)_L|}{C(t)} \quad (51)$$

Onde:

- $g(t)_{NL}$  é a geração do mês  $t$  calculada pelo modelo não linear;
- $g(t)_L$  é a geração do mês  $t$  calculada pelo modelo linear proposto;
- $C(t)$  é a carga demandada no mês  $t$  por cada usina;
- $t$  é o tempo em meses, de 1 a 12.

### 4.3 PERFIL DE AFLUÊNCIA

Seguindo o objetivo do trabalho de lidar com dados reais, cada usina hidrelétrica brasileira tem uma série histórica de vazões naturais médias mensais no horizonte de 1931 a 2012. As vazões foram utilizadas para traçar o perfil de afluência de cada usina com o qual será simulado. Essa série de vazões foi obtida no âmbito do Projeto de Revisão das Séries de Vazões Naturais, coordenado pelo ONS, contando com o acompanhamento técnico da ANEEL, da ANA, do MME e dos Agentes de Geração responsáveis pelos aproveitamentos dessas bacias.

Portanto, o ONS (2014) fornece uma planilha com os dados de todos os meses no horizonte mencionado. Foi feita, então, uma análise plena e retirados dados de afluência mínima, afluência média e afluência máxima das UHEs de Furnas e Funil. Mediante a obtenção de tais dados que, previamente, estavam na unidade de  $m^3/s$  sendo transformados para  $hm^3/mês$ , foram traçados gráficos que mostram a evolução e comparação desses perfis de afluência ao longo dos meses. Os gráficos seguem abaixo.

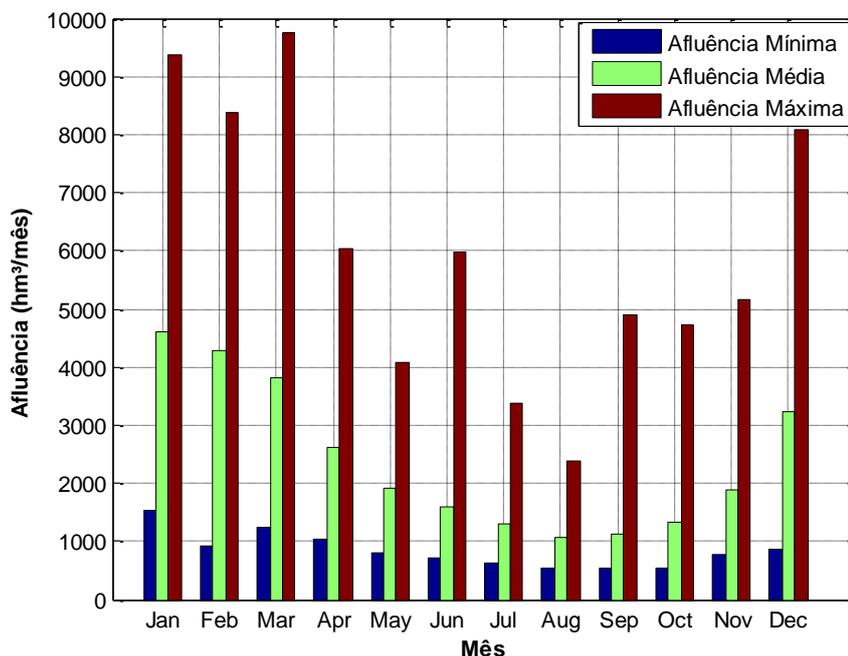


Gráfico 4.3 Afluências históricas mensais do reservatório de Furnas

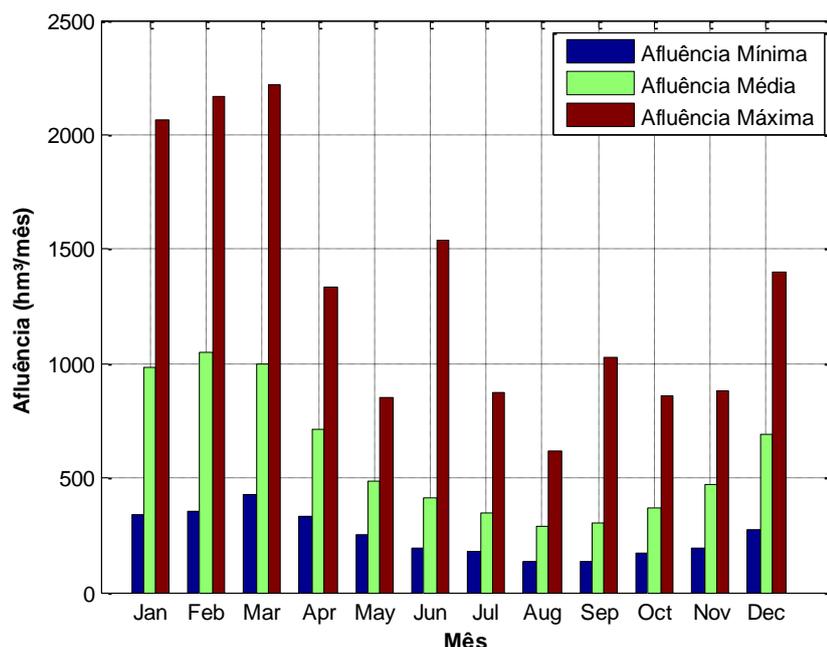


Gráfico 4.4 *Afluências históricas mensais do reservatório de Funil*

Por intermédio dos dados acima, foi estabelecido para as simulações desse capítulo trabalhar com afluências mínimas (caso crítico) e afluências médias. As afluências máximas não fariam parte do escopo do trabalho visto que acarretaria em uma situação ideal, com erros muito pequenos, em um cenário que não precisaria de uma ferramenta computacional aliada ao objetivo de otimização.

#### 4.4 DADOS TÉCNICOS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

De acordo com a caracterização de uma usina hidrelétrica feita no Capítulo 3, foram colhidos dados técnicos referentes às duas usinas de estudo com o auxílio do HydroLab (2004).

Primeiramente, a determinação do volume de armazenamento da bacia que será utilizado na simulação, para posterior análise hidrológica da mesma, é feita através da extração de uma tabela que representa a curva cota-volume. A Tabela 4.3 a seguir traz os coeficientes do polinômio cota-volume e o nível médio do canal de fuga.

Usina	$k_0$	$k_1$	$k_2$	$k_3$	$k_4$	Nível médio do canal de fuga (m)
<b>Funil</b>	4,22E+02	1,01E-01	-9,06E-05	3,72E-08	0	394,30
<b>Furnas</b>	7,36E+02	3,19E-03	-1,61E-07	5,08E-12	-6,50E-17	672,90

Tabela 4.3 Coeficientes cota-volume e nível do canal de fuga das usinas

Dando continuidade ao detalhamento técnico das usinas, obtém-se vários dados que foram normalizados para o cenário de hectômetros e meses. A Tabela 4.4 nos traz o restante desses dados.

Usina	Produtibilidade específica (MW*mês/hm <sup>4</sup> )	Volume máximo (hm <sup>3</sup> )	Volume mínimo (hm <sup>3</sup> )	Turbinagem máxima (hm <sup>3</sup> /mês)	Turbinagem mínima (hm <sup>3</sup> /mês)
<b>Funil</b>	0,0031790	884,80	282,60	962,67	114,82
<b>Furnas</b>	0,0033306	22950	5733	4371	175,5

Tabela 4.4 Dados técnicos das usinas

Finalmente, o volume inicial foi estabelecido como sendo aproximadamente 90% do volume máximo dos reservatórios. Tal valor foi decidido para uniformização de todos os casos de afluência. Se tivéssemos escolhido volumes iniciais menores para casos de afluência mínima o reservatório não geraria energia elétrica. Para tanto, foi estipulado tal valor inicial.

#### 4.5 ESTUDO DA CALIBRAÇÃO DE PARÂMETROS

Devido à quantidade de parâmetros que envolvem o modelamento de um reservatório de uma UHE, decidiu-se por, então, calibrar algumas delas, comparando-as separadamente e verificando para algumas dessas diferentes situações como o modelo da usina se comportaria melhor. Isto foi feito devido ao fato de que o mapa de decisões de um problema como este cresce exponencialmente com o número de variáveis. Separando-as em casos isolados não se deixa nenhum caso incompleto e abrange bem a situação problema em questão.

Com o exposto, para proceder foi utilizado um modelo padrão da UHE de Furnas em que, para se alinhar os diferentes parâmetros uns são deixados constantes em alguns itens. As referidas calibrações seguem.

#### 4.5.1 ESTUDO DA CALIBRAÇÃO DAS DISCRETIZAÇÕES

Neste ponto, foram feitos gráficos do comportamento anual de Furnas variando-se apenas o nível de discretização do volume do modelo de linearização e, como resultado, foram avaliados os erros do modelo linear e do modelo não-linear bem como o tempo computacional para resolução do problema. No caso, foram utilizados 6 níveis aleatórios de discretização: 7, 10, 15, 30, 35, 50. Vários termos ficaram constantes como a restrição de volume final, a carga, a afluência, os coeficientes de custo de energia (juntamente com o máximo dos intervalos de diferença entre geração e carga), o custo para o vertimento e a própria usina (só se trabalhou com a UHE Furnas). A tabela a seguir mostra a avaliação feita:

Número de discretizações	Erro linear	Erro não-linear	Tempo computacional (s)
7	0.0572	0.0288	0.559
10	0.0579	0.0288	0.812
15	0.0475	0.0288	2.403
30	0.0456	0.0288	9.192
35	0.0399	0.0288	10.607
50	0.0374	0.0288	67.667

Tabela 4.1 Avaliação da influência do número de discretizações.

Com os dados acima foram feitos dois gráficos, um representando a influência do número de discretizações no erro do modelo linear e outro representando a influência do número de discretizações no tempo computacional. O segundo gráfico foi ajustado com um ajuste exponencial, por apresentar tal tipo de comportamento.

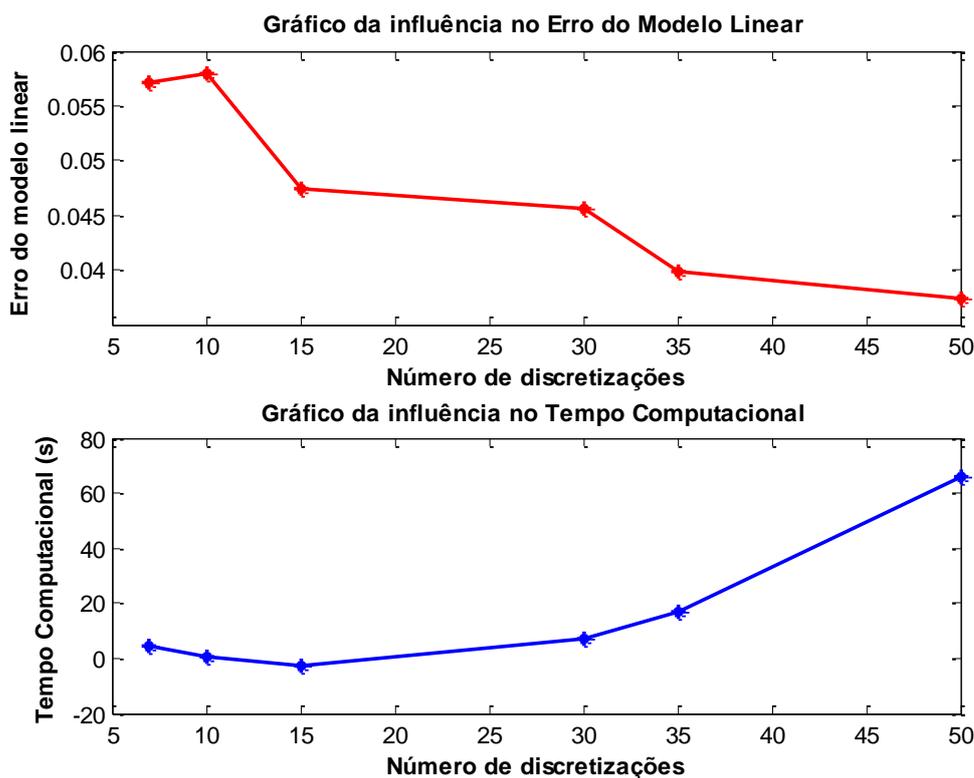


Gráfico 4.5 *Influência da discretização sobre o erro do modelo linear e o tempo computacional utilizando a usina hidrelétrica de Furnas.*

O que depende-se da primeira curva é que, em geral, as discretizações diminuem o erro do modelo linear entre geração e carga. Entretanto, não é certeza de que o erro de uma discretização  $d + n$ , com  $n \in \mathbb{N}$ , será menor do que o erro de uma discretização  $d$ . Isso não ocorreu nos casos com 7 e 10 discretizações. Todavia, esse caso não é tendência e se chega à conclusão de que o número de discretizações é inversamente proporcional ao erro do modelo linear. Outrossim, o erro do modelo não-linear não é influenciado pelo número de discretizações, como era de se esperar, visto que as discretizações de volume não são trabalhadas no modelo não-linear.

Já no segundo gráfico, observa-se que o tempo computacional cresce exponencialmente com o número de discretizações. Então, temos portanto um *trade-off* importante a considerar. As empresas atuais possuem computadores que dependem do tempo para a otimização da operação de uma UHE. Cabe à essas empresas analisar o quão viável é trabalhar numa certa faixa de operação  $d$  de discretização. Lembrando que o tempo total do programa depende muito da performance do computador no qual está sendo rodado tal modelo.

Para a simulação deste trabalho serão considerados os casos de 15 e 50 discretizações para a UHE de Furnas e 15 discretizações para a UHE de Funil, trabalhando assim com um caso intermediário e com o melhor caso. Juntamente com os outros parâmetros alinhados, os resultados de tais números serão mostrados nas simulações deste capítulo.

#### 4.5.2 ESTUDO DA CALIBRAÇÃO DOS COEFICIENTES DA FUNÇÃO DE ERRO DE GERAÇÃO

Como visto no Capítulo 3, foi modelada uma função objetivo linear por partes para a minimização do erro entre geração e carga. Nesta parte, analisaremos a influência das inclinações na operação da UHE Furnas; isto é, veremos o que essas inclinações trazem de mudança para o erro do modelo linear proposto e para o erro do modelo não-linear.

Para tal, foram simuladas 4 situações de inclinações de reta. Lembrando que, para mudar as inclinações  $C_1, C_2, C_3$  e  $C_4$ , deve-se também mudar os valores dos intervalos entre geração e carga  $\varepsilon_{max1}, \varepsilon_{max2}, \varepsilon_{max3}$  e  $\varepsilon_{max4}$ , porque só assim se mantém a linearidade e conformidade da função. Estes valores foram calculados em função do máximo valor da carga anual, ou seja, foram avaliados os 12 valores de carga do sistema e escolhidos valores que representassem porcentagens fixas do mês com maior valor de demanda. As 4 situações representam situações proporcionais, isto é, as situações 1 têm a metade do coeficiente das situações 2 que, por sua vez têm metade dos valores dos intervalos máximos das situações 1 e, assim por diante. Com tais premissas e, utilizando 15 e 50 como números de discretização de volume, obtém-se a Tabela 4.2.

Número de discretizações	Coeficientes				Intervalos				Erro linear	Erro não-linear
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$\varepsilon_{max1}$	$\varepsilon_{max2}$	$\varepsilon_{max3}$	$\varepsilon_{max4}$		
15	0.1	0.2	0.3	0.4	496	1488	2480	M	0.0710	0.0288 1
15	0.2	0.4	0.6	0.8	248	744	1240	M	0.0407	0.0288 2
15	0.4	0.8	1.2	1.6	124	372	620	M	0.0007	0.0000 3
15	0.8	1.6	2.4	3.2	62	186	310	M	0.0007	0.0000 4
50	0.1	0.2	0.3	0.4	496	1488	2480	M	0.0678	0.0288 1
50	0.2	0.4	0.6	0.8	248	744	1240	M	0.0374	0.0288 2
50	0.4	0.8	1.2	1.6	124	372	620	M	0.0008	0.0000 3
50	0.8	1.6	2.4	3.2	62	186	310	M	0.0000	0.0000 4

Tabela 4.2 Avaliação da influência dos coeficientes de reta da função de erro

Mediante à análise dos dados acima, vê-se que, com o estreitamento da função de erro (aumentando-se os coeficientes e diminuindo o máximo dos intervalos de diferença entre carga e geração), o erro dos modelos, em geral, diminui. Este é um resultado satisfatório pois corrobora com o que foi proposto ao projeto. Por meio da adição de uma função que lide com os custos das diferenças entre geração e carga, é possível diminuir tal diferença, fazendo com que o consumidor (carga) seja melhor atendido, e fazendo com que a geradora (UHE) gere energia com menos desperdício e com um custo marginal de operação menor.

Como se observa, a função de diferenças foi tão estreitada que o erro dos modelos tendeu a 0 nas situações 4. Tal situação pode ser levada para o dia-a-dia e analisada pela UHE em questão que lida com custos razoavelmente caros para pagarem pela diferença entre geração e carga atendida. O resultado acima gerou adequada precisão para coeficientes altos. Para as próximas simulações de Furnas trabalharemos com dados medianos, ou seja, trabalharemos com as situações 2 para que possamos tirar resultados também para os outros parâmetros, verificando também suas influências. Todavia, manteremos comparações com as situações 3. Para a usina de Funil, também foram feitos testes acerca dos coeficientes e decidiu-se utilizar a situação 3 pois essa é uma usina de menor porte e se mostrou mais sensível aos coeficientes mais baixos. Será evitado trabalhar com as situações 4, pois pode ser que encontremos casos em que parâmetros muito diferentes deem o mesmo resultado de erro (0) e, portanto, restringindo nossos resultados e conclusões acerca de tais parâmetros.

#### **4.5.3 ESTUDO DA PENALIZAÇÃO DO VERTIMENTO**

A abertura das comportas do vertedouro para liberar água dos reservatórios pode ser considerada como uma situação indesejada para uma UHE. Principalmente em um ano como o de 2014, verter água significa ostentar de um bem o qual, definitivamente, não se tem em demasia. Mesmo se tivermos uma situação com excesso de chuvas, não é ideal verter água, a menos que se garanta o fornecimento de energia total atendendo plenamente a carga em um período estipulado, sem erro.

Então, visando-se tornar a situação-problema ainda mais fiel à realidade, foi estabelecido na simulação que se analisaria uma penalidade inclusa na função objetivo de custo a ser

minimizada. A penalidade influencia na diferença entre a carga e a geração e portanto também influencia nos erros dos modelos. Para tanto, foram analisadas punições ponderadas a esse custo, variando de 0 a 1 como coeficientes para o vertimento. No caso, foi deixado constante o coeficiente da função de erro (presente na função objetivo) como valor da situação 2 ( $C_1, C_2, C_3$  e  $C_4 = 0.2, 0.4, 0.6, 0.8$ , respectivamente). Ademais, usou-se 50 discretizações para Furnas. Com tudo isso, obtém-se a seguinte tabela de influência do vertimento:

Penalidade	Erro linear	Erro do não-linear
0 * s(t)	0.0000	0.0000
0.1 * s(t)	0.0374	0.0288
0.2 * s(t)	0.0718	0.0288
0.5 * s(t)	0.0718	0.0288
0.6 * s(t)	0.0718	0.0288

Tabela 4.3 *Influência da penalidade do vertimento na função objetivo*

Como resultado, observamos que, para o primeiro caso, temos erro igual a 0. Nesse caso muita água foi vertida e mesmo assim a carga foi plenamente atendida. Até o presente momento, a condição para o volume final foi de que  $V_f \geq 0,6 * V_i$ . No mais, o volume inicial usado até aqui foi de aproximadamente 90% da capacidade total da represa. Tais fatos deram muita liberdade para a UHE verter água e ter erro zero no primeiro caso. Mas caso projetássemos tal UHE para um sistema maior ou até mesmo um subsistema interligado, poderíamos aproveitar de tal vertimento em outras usinas e comprovar a eficácia do modelo, que chegou a erro nulo com esse parâmetro.

Para entendermos melhor o porquê dos resultados da primeira e da segunda linha da tabela acima, construiremos gráficos de perfis de carga e geração para os casos com nenhuma punição para o vertimento e com penalidade ponderada de 0.1. Os gráficos seguem:

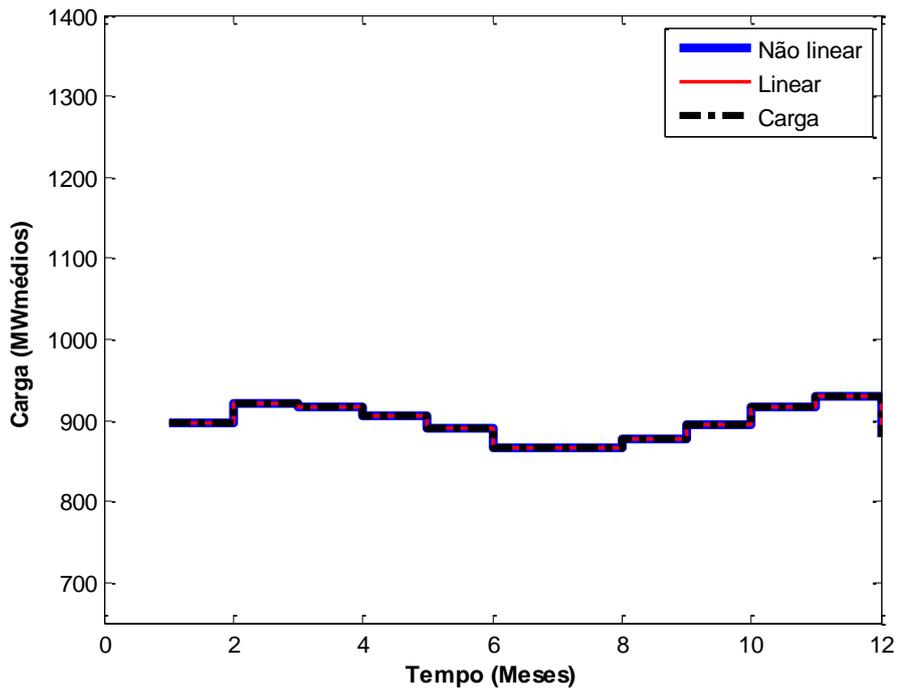


Gráfico 4.6 Perfil de erro com penalidade nula do vertimento ( $s(t)$ ) na função objetivo.

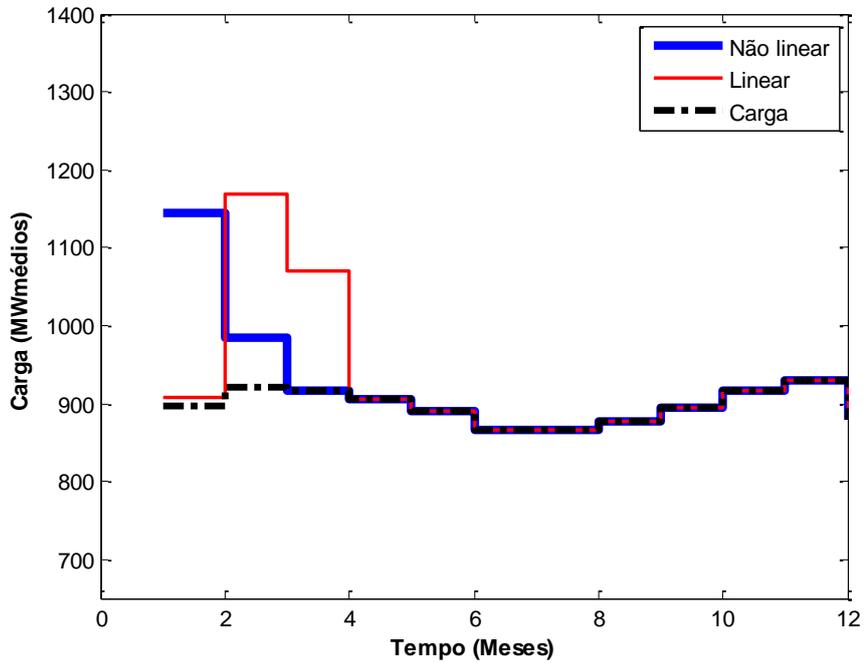


Gráfico 4.7 Perfil de erro com penalidade de  $0,1 * s(t)$  na função objetivo.

O que se percebeu como resultado foi que, para o primeiro caso (o de não penalidade), o acoplamento entre geração e carga se comportou de modo praticamente perfeito, com erro 0,

no entanto vertendo muita água. Para o segundo caso, com penalidade de  $0,1 * s(t)$ , compensava mais para o sistema da UHE gerar em excesso para não verter tanta água do que gerar energia normalmente e verter água demais. Isto é, ficava caro para a UHE verter muita água; seria mais barato gerar mais, tomados os coeficientes de reta da função erro mencionada anteriormente e então seria mais conveniente exportar a energia excedente da usina. Daí o salto no gráfico de geração acima para os primeiros meses. A usina exportaria energia em lugar de verter água.

Mediante tal análise, e observando a equação (45) vê-se que não compensaria colocar penalidades altas de vertimento na função objetivo do nosso programa. Quanto temos penalidade para o vertimento a equação prefere gerar a mais e não verter, pois a parte  $k_s * s(t)$  exerce papel importante no resultado minimizado.

Porém, tendo em vista que o objetivo seria trabalhar com erros e dados e que queremos lidar com situações extremas como a de 2014 (de reservatórios praticamente secos) aplicaremos a segunda situação para as simulações posteriores de Furnas, a de penalidade de  $0.1 * s(t)$ . Assim, considerar-se-á um caso que não é tão favorável, procedendo com o teste de precisão do programa em questão. Além do mais, estão sendo estudadas UHEs isoladas e, com o exposto anteriormente, os reservatórios, dessa forma, aproveitariam mais a água presente neles no atual momento e assegurariam água para anos posteriores.

A mesma calibração foi feita para a UHE de Funil e decidiu-se por, também, usar uma penalização de  $0.1 * s(t)$ .

#### **4.6 SIMULAÇÕES**

Com todas as variáveis devidamente analisadas, pode-se proceder para a obtenção dos resultados das simulações contidas no fluxograma da Figura 4.1 a seguir. O diagrama mostra o conjunto das 12 simulações escolhidas para o estudo.

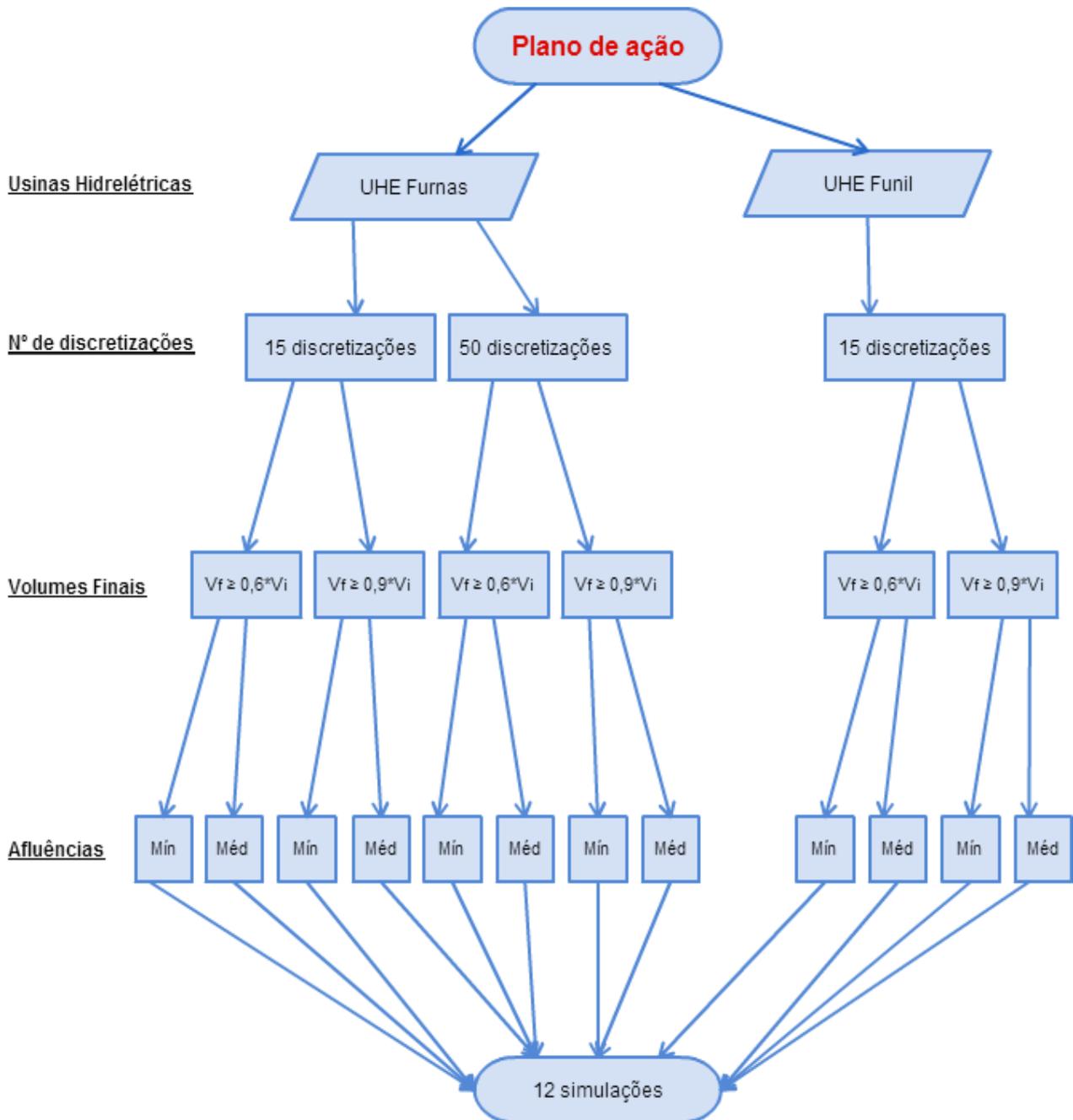


Figura 4.1 Fluxograma das simulações

O intuito é de se obter perfis de erro de geração ao longo do ano. Nos gráficos, pode-se observar as curvas para geração segundo o modelo linear proposto e segundo o modelo não-linear. Um resumo das variáveis do sistema analisadas previamente e a enumeração das próximas simulações são mostrados na Tabela 4.4.

UHE	Coeficientes $C_1$ $C_2$ $C_3$ $C_4$	Vertimento (penalidade)	Número de discretizações	Volume final	Afluência	Número da simulação
FURNAS	0.2 0.4 0.6 0.8	0.1*s(t)	15	$\geq 0.6*V_i$	Mínima	1
					Média	2
				$\geq 0.9*V_i$	Mínima	3
					Média	4
			50	$\geq 0.6*V_i$	Mínima	5
					Média	6
				$\geq 0.9*V_i$	Mínima	7
					Média	8
FUNIL	0.4 0.8 1.2 1.6	0.1*s(t)	15	$\geq 0.6*V_i$	Mínima	9
					Média	10
				$\geq 0.9*V_i$	Mínima	11
					Média	12

Tabela 4.4 *Simulações realizadas*

#### 4.6.1 SIMULAÇÃO 1 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0,6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA)

Antes de qualquer resultado, para casos com afluência mínima não se espera que os erros sejam pequenos. Estamos lidando com os menores valores de vazões naturais da série histórica do ONS desde 1931. Por isso, analisaremos os resultados a seguir criteriosamente e levando em conta esse fato.

Para o primeiro caso, temos a UHE de Furnas com 15 discretizações, volume final igual a 60% do volume inicial e afluência mínima. O gráfico do erro de atendimento segue:

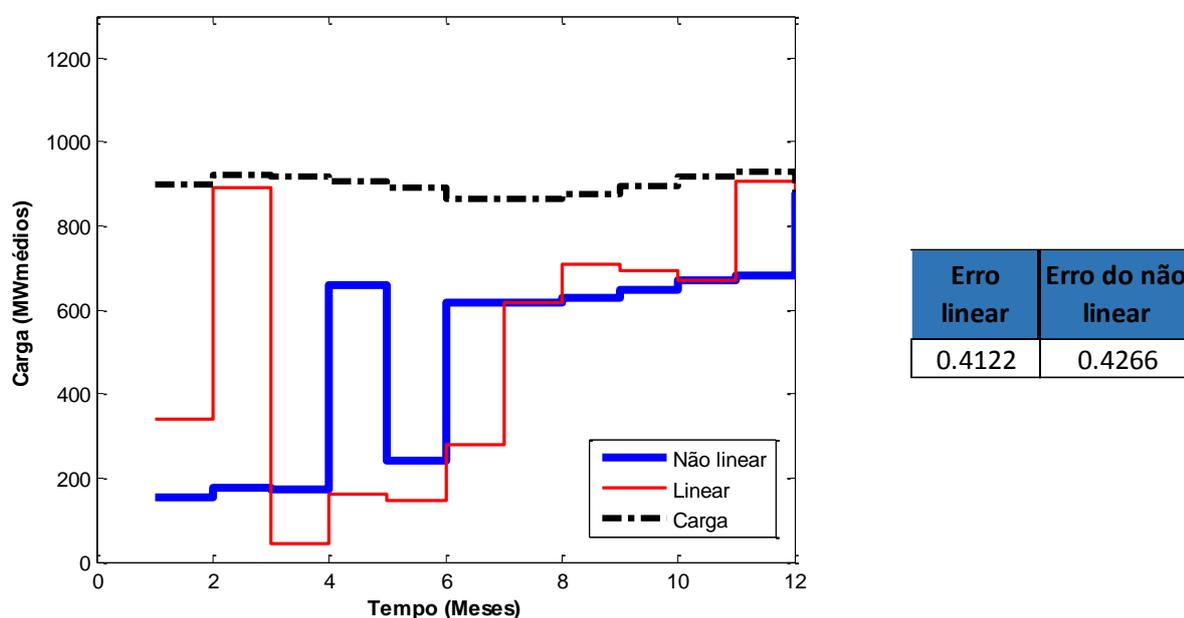


Gráfico 4.8 Resultado da simulação 1 – Perfil de erro de geração.

Neste caso pode ser observado que ambos os modelos, linear e não-linear, não conseguiram suprir a carga demandada e ficaram muito aquém dos valores requeridos. Os dois modelos não conseguem acompanhar a carga em nenhum mês e ficam sempre abaixo da geração. Ambos têm erros percentuais muito próximos, de aproximadamente 42%. No mais, são observadas grandes variações de geração nos dois modelos.

O modelo linear teve erro ligeiramente menor pelo fato do vertimento. Na simulação do erro não-linear, o sistema não verte nada, até devidas as condições de afluência mínima, isto independente da punição para o vertimento. Na simulação do modelo linear o sistema verte

água no segundo mês. Neste mês, ele chega ao limite de seu turbinamento ( $4371 \text{ m}^3/\text{s}$ ) e, só por isso, verte  $243.3 \text{ hm}^3$ . Entretanto, caso se retirasse a penalidade pelo vertimento da função objetivo o sistema verteria muito mais água no primeiro mês ( $2221.6 \text{ hm}^3$ ). Tal fato explica a otimização do modelo linear frente ao modelo não linear e a sua diferença de pouco mais de 1% de um em relação ao outro. Para efeito de exemplificar tal explicação, caso fosse tirada a penalidade do vertimento os erros dos modelos seriam os seguintes:

Erro linear	Erro do não-linear
0.4738	0.4266

Lembrando que os dados de vertimento, turbinamento, volume, entre outros, são programáveis e podem ser mostrados na saída do *software* GAMS.

#### 4.6.2 SIMULAÇÃO 2 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA)

Para a presente simulação, foram mantidas as condições da simulação passada a exceção da afluência. Aqui será utilizada uma afluência média. O resultado de tal cenário segue abaixo no Gráfico 4.9.

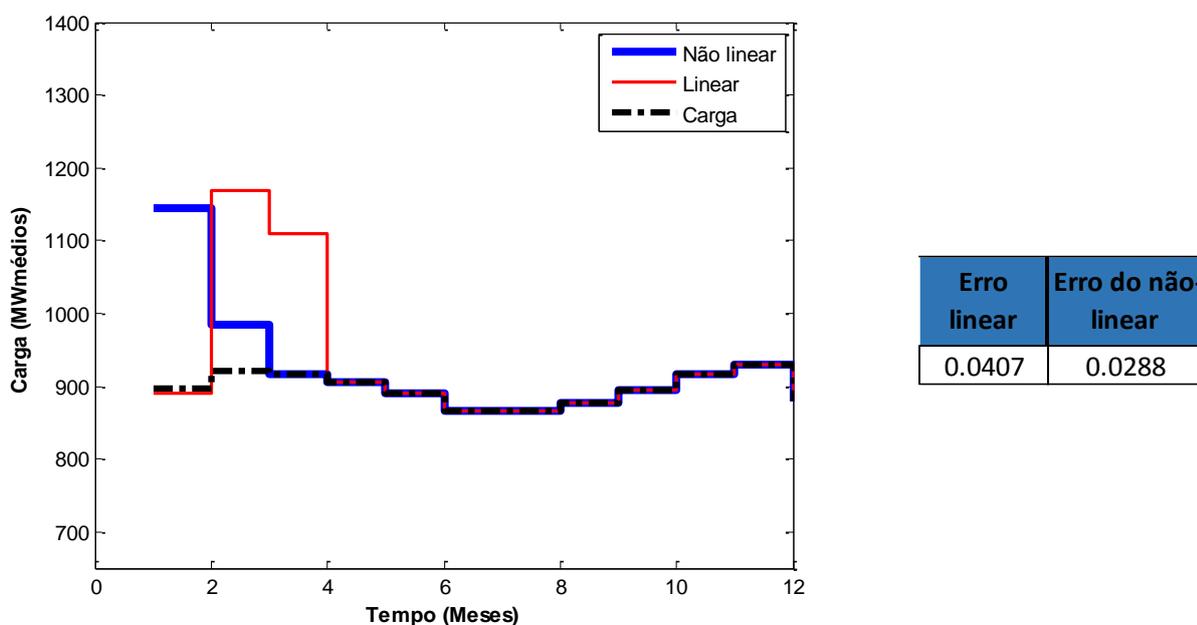


Gráfico 4.9 Resultado da simulação 2 – Perfil de erro de geração.

Neste caso, pode ser observada a redução do erro se comparada a simulação anterior. Enquanto o erro na simulação anterior foi de 42%, o erro desta simulação fica em torno de 4%. O salto de geração do modelo linear se deve ao fato de que gerar mais compensava mais do que pagar pelo vertimento da água nos meses de fevereiro a abril.

Contudo, o fato que mais chama atenção aqui é o da importância de se ter uma afluência considerável. Quando se trabalha com este caso, o volume da represa fica sempre em níveis muito bons e só cai, de acordo com a restrição de  $V_f \geq 0.6 * V_i$ , no final no ano. Para exemplificar tal fato, mostrar-se-á, a seguir, o perfil do volume anual do reservatório para o modelo linear com os dois tipos de afluências. No de afluência média, o volume começa no estipulado de  $20000 \text{ hm}^3$  iniciais e aumenta chegando ao máximo no meio do ano indo para  $19000 \text{ hm}^3$  no fim do ano. Tal perfil de volume não é conseguido com a de afluência mínima,

no qual o volume decresce até  $12000 \text{ hm}^3$ , o limite da restrição imposta de 60% do volume inicial.

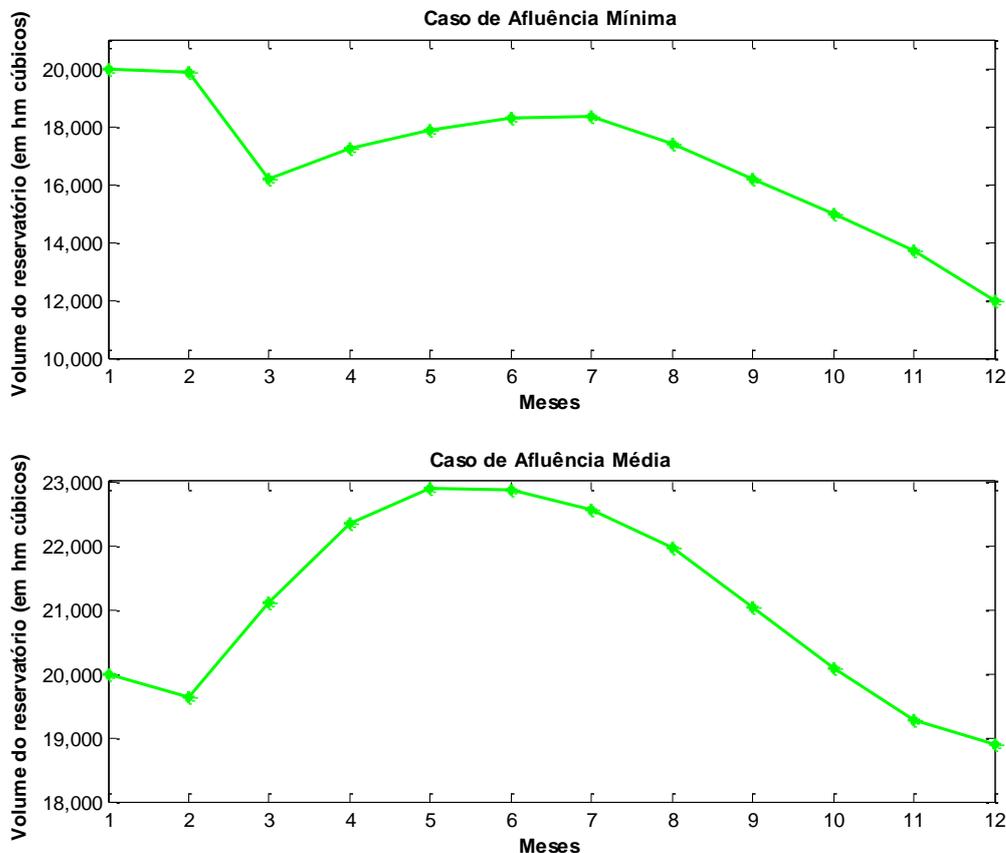


Gráfico 4.10 *Perfil anual do volume do reservatório resultante da diferença entre os casos de afluência aplicados às simulações 1 e 2*

Matematicamente, a geração depende do volume discretizado; este, por sua vez, depende dos volumes dos 12 meses determinados pelo volume do mês anterior mais a afluência e menos o turbinamento e o vertimento. Portanto, daí vem a importância vital da afluência para com a geração.

Acrescentando, se houver uma comparação entre o Gráfico 4.3, do perfil de afluência, com o Gráfico 4.10 acima, verifica-se que o sistema tem um certo padrão de resposta futura à afluência. Ou seja, quando se observa o pico dos dois gráficos, verifica-se que ocorrem nos meses de menor afluência de água. Este pico é um reflexo dos meses chuvosos do início do ano. Ademais, nos dois casos há uma queda após esse pico, reflexo dos meses de seca no meio do

ano. Portanto, verifica-se um efeito de retardo na resposta do volume do reservatório às afluências.

Para deixar a simulação 2 ainda mais detalhada, caso fosse mudado o coeficiente da função de erro para a situação 3, com coeficientes  $C_1, C_2, C_3$  e  $C_4 = 0.4 \ 0.8 \ 1.2 \ 1.6$ , respectivamente, teríamos os seguintes erros:

Erro linear	Erro do não-linear
0.0007	0.0000

Usando a mesma escala da presente simulação, obtém-se o seguinte perfil de carga e geração para a situação ilustrada:

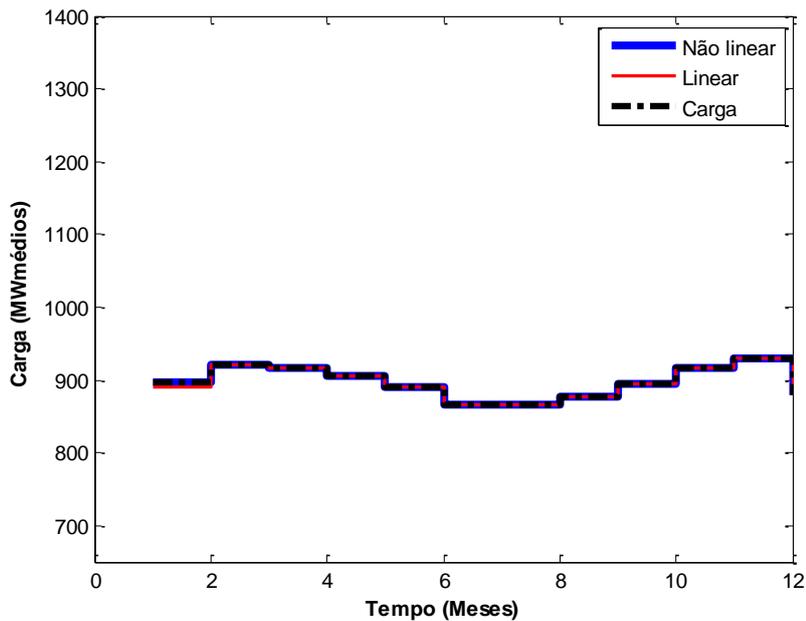


Gráfico 4.11 Perfil erro de geração da simulação 2 utilizando os coeficientes da situação 3

Depreende-se do gráfico acima que, à exceção do primeiro mês, os dois modelos conseguem acompanhar a carga perfeitamente.

### 4.6.3 SIMULAÇÃO 3 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA)

Como mudança da simulação 1 para esta presente simulação, foi alterada a restrição final de volume. Agora, foram simulados modelos cujos volumes finais atendessem a condição de serem de no mínimo 90% dos volumes iniciais. Tal situação é uma situação bem mais rígida que a passada e portanto se esperam erros maiores. Com os dados obtidos, traça-se o perfil de carga a seguir.

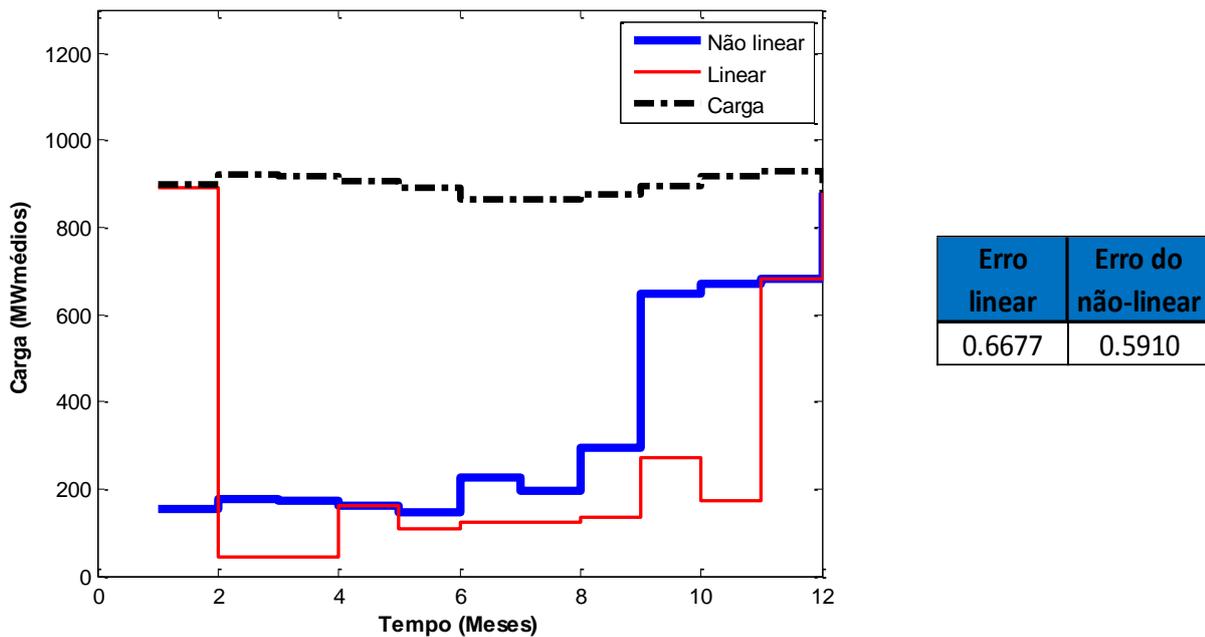
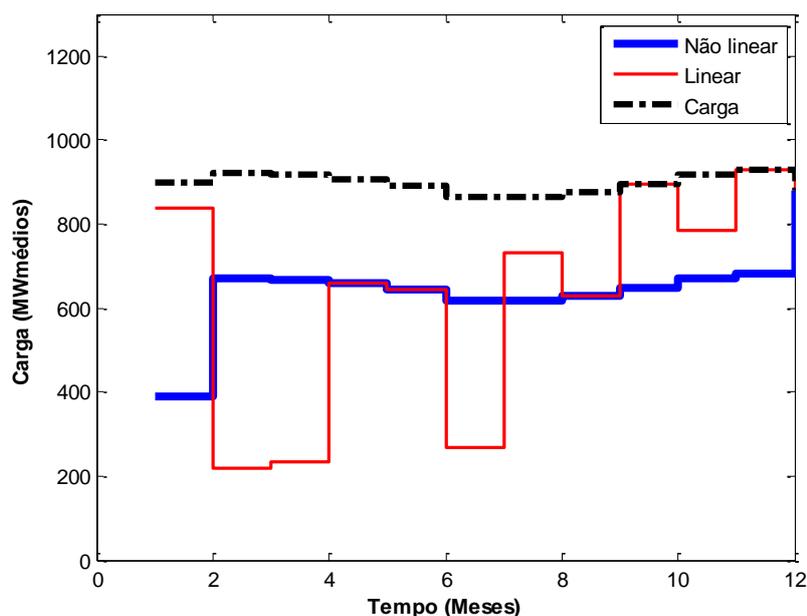


Gráfico 4.12 Resultado da simulação 3 – Perfil de erro de geração.

O déficit de energia é grande no gráfico acima. Isto é devido à baixa disponibilidade de água. Com erros que podem chegar a 66% a carga não é atendida sendo que o baixo volume anual do reservatório não deixa a usina gerar grande parte da demanda de energia.

De forma a melhorar o atendimento da carga acima, um estudo a parte para esse mesmo cenário seria interessante e poderia ser feito: poderíamos retirar a restrição de volume final e verificar o efeito na geração. O resultado é apresentado no

Gráfico 4.13.



Erro linear	Erro do não-linear
0.2773	0.2831

Gráfico 4.13 Resultado da simulação 3 sem a restrição do volume final – Perfil de erro de geração.

Temos que o resultado de tal alteração diminui o erro linear em aproximadamente 40%. Com 28% de erro, torna-se, por esse ponto, um sistema bem possível, visto que a geração hidrelétrica poderia ser completada com uso de térmicas. Porém, do ponto de vista de continuidade, a alteração na restrição do volume final trouxe uma péssima consequência para o futuro do reservatório: o volume ao fim do 12º mês foi de um terço do volume inicial, chegando quase ao volume mínimo do reservatório. Tal UHE portanto teria seu funcionamento inviabilizado em poucos anos com essa medida. Ademais, percebe-se que o perfil do caso linear apresenta maiores variações na geração.

Com a simulação 3 em seu formato original, verificou-se o comportamento do volume tanto do caso linear, como do caso não-linear. Lembrando que nessa simulação a restrição de volume final é de 0.9 do volume inicial. Foram obtidos os seguintes gráficos.

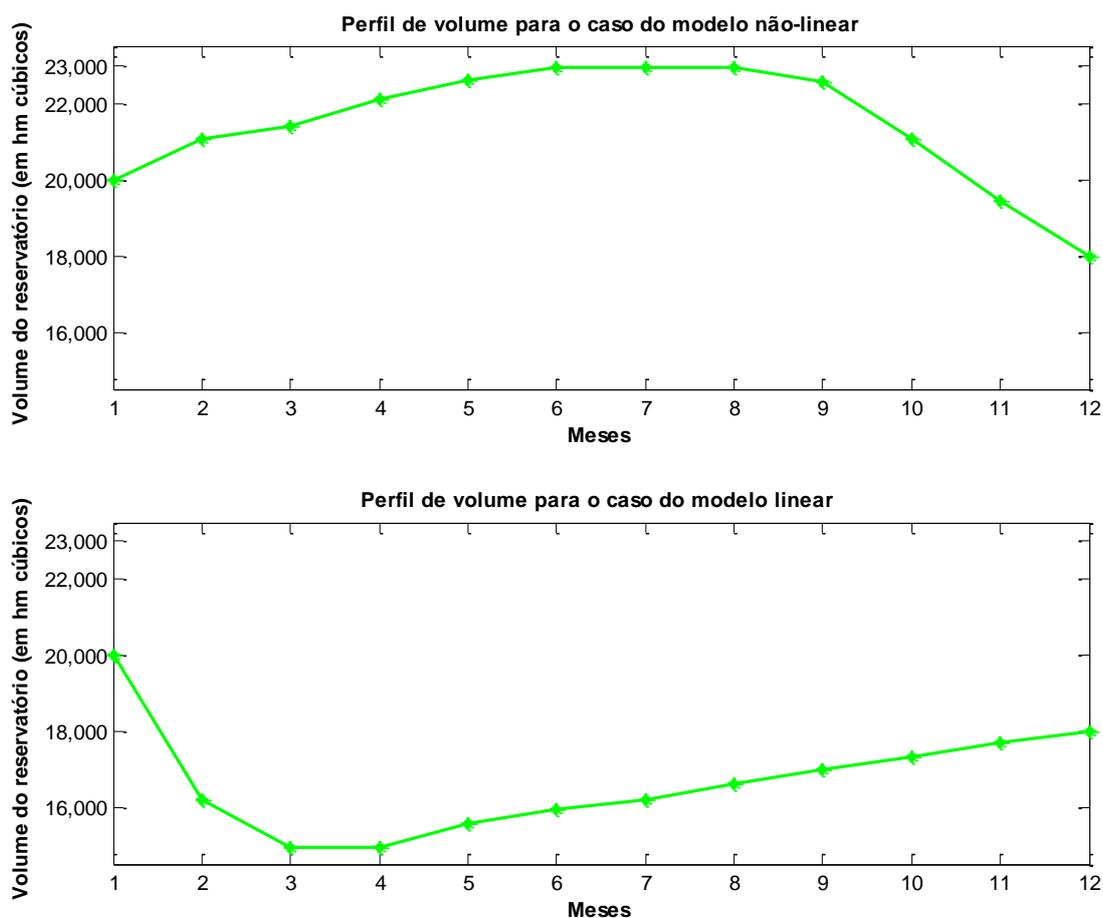


Gráfico 4.14 *Perfil anual do volume do reservatório para os dois modelos aplicados na simulação 3*

Verifica-se que nos primeiros meses o volume para o caso linear é usado rapidamente, principalmente no primeiro mês. Isso explica a primeira geração desse modelo, que teve diferença de apenas 7.48 Mw médios de energia em comparação com a carga. Por outro lado, depois desse mês e, com volume baixo no reservatório, a geração é bem comprometida, ocasionando em uma queda abrupta e ficando abaixo da linha do modelo não-linear. Este, por sua vez, gera ao longo de todo ano de acordo com a restrição final de volume, isto é, não sofreu tanto quanto o modelo linear para igualar 90% do volume inicial da usina. Portanto, enquanto o modelo não-linear trabalha com um pico de volume, o modelo linear trabalha com um vale de volume. O volume do modelo não-linear se comporta de melhor forma visto que tem excelente disponibilidade de água, durante o ano todo, para eventuais medidas emergenciais.

#### 4.6.4 SIMULAÇÃO 4 (FURNAS, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA)

Para esta simulação faremos o mesmo processo da simulação 2, só que mudando a restrição do volume final para 90% do volume inicial, uma restrição mais rígida do que a outra. O Gráfico 4.15 ilustra o resultado para essa condição.

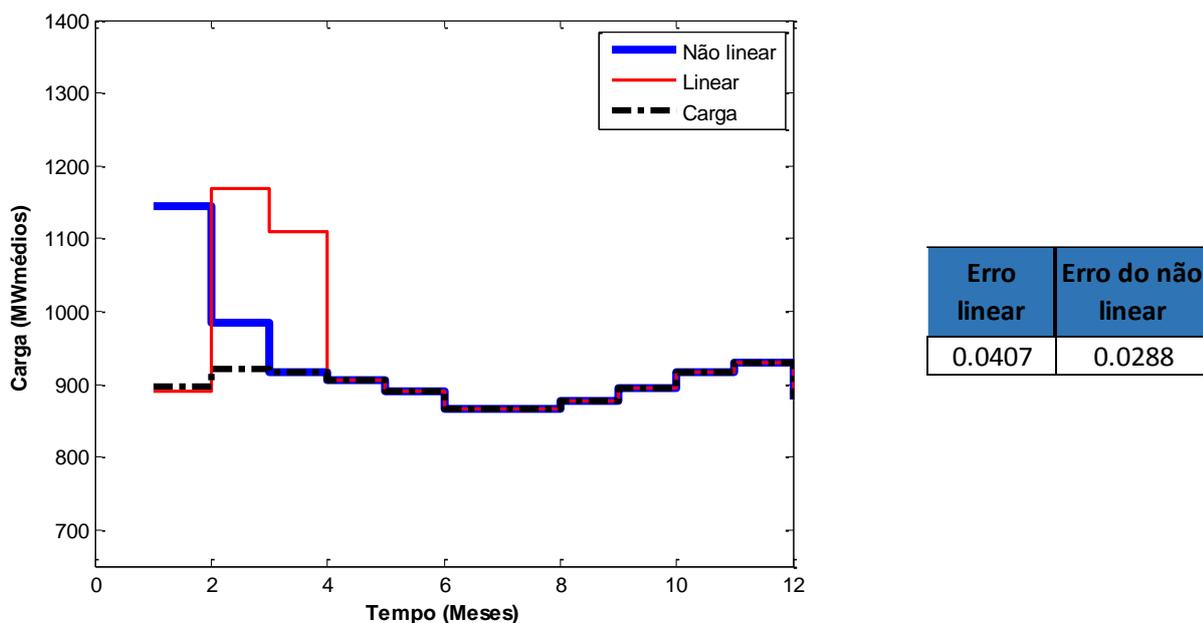


Gráfico 4.15 Resultado da simulação 4 – Perfil de erro de geração.

O resultado dessa simulação é idêntico ao da simulação 2. Isto pode ser explicado pelo fato de que na simulação 2 o volume final ao fim do ano tinha sido de pouco mais de 90% do volume inicial. A partir desse fato, ao mudarmos a restrição de volume de  $V_f \geq 0.6 * V_i$  para  $V_f \geq 0.9 * V_i$  o modelo não é forçado em nada. Então, temos, mais uma vez, um comportamento adequado da simulação, com um erro do modelo linear de 4% e do modelo não-linear de quase 3%.

#### 4.6.5 SIMULAÇÃO 5 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA)

Com esta simulação começa-se uma nova etapa no processo de resultados da usina de Furnas. A partir daqui utilizar-se-á 50 discretizações. Para as condições originais da simulação 5, o programa do GAMS não converge (isto é, o programa não dá uma solução ótima), entretanto, se retirarmos a penalidade do vertimento ele convergirá e dará os seguintes resultados:

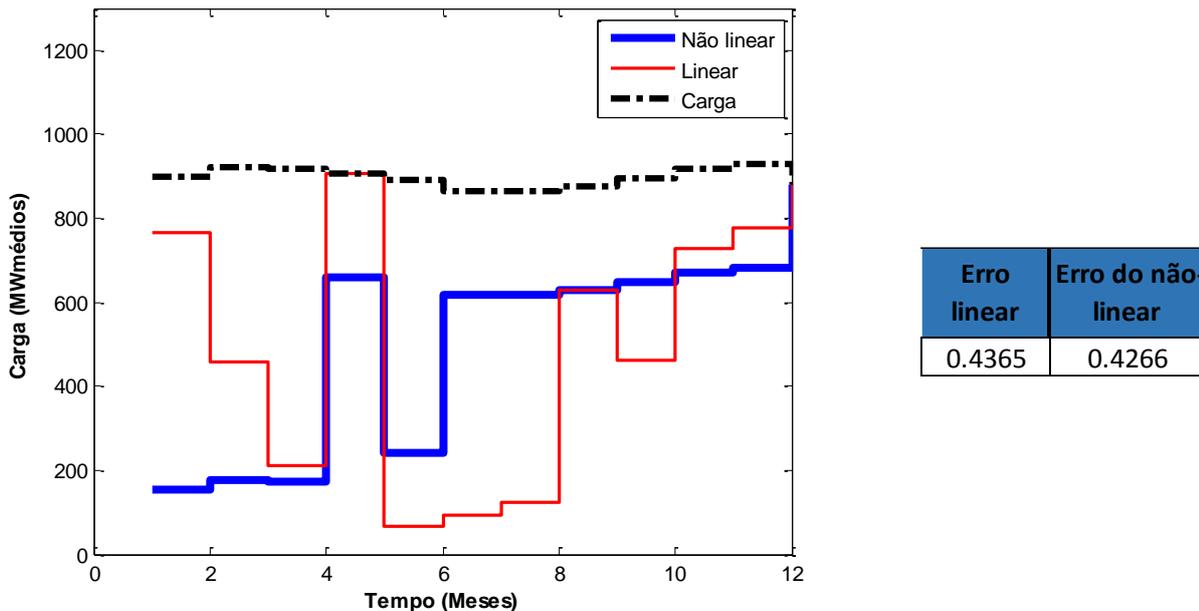


Gráfico 4.16 Resultado da simulação 5 – Perfil de erro de geração.

Tal resultado de erro se mostra, para o modelo linear, menor do que quando utilizamos 15 discretizações sem a punição para o vertimento. A diminuição foi de aproximadamente 4%. Provavelmente, a diminuição tende a um volume discretizado mais preciso. Com 50 discretizações se tem a maior probabilidade de chegar mais perto dos limites laterais dos volumes  $v_k$  do reservatório.

Contudo, observa-se que a situação de afluência mínima continua a afetar criticamente o funcionamento da operação e, assim, também compromete severamente o abastecimento.

#### 4.6.6 SIMULAÇÃO 6 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA)

Nesta simulação temos novamente um bom cenário para o devido comportamento da usina. Aqui foi simulada uma situação de afluência razoável de água. O resultado está ilustrado na figura a seguir.

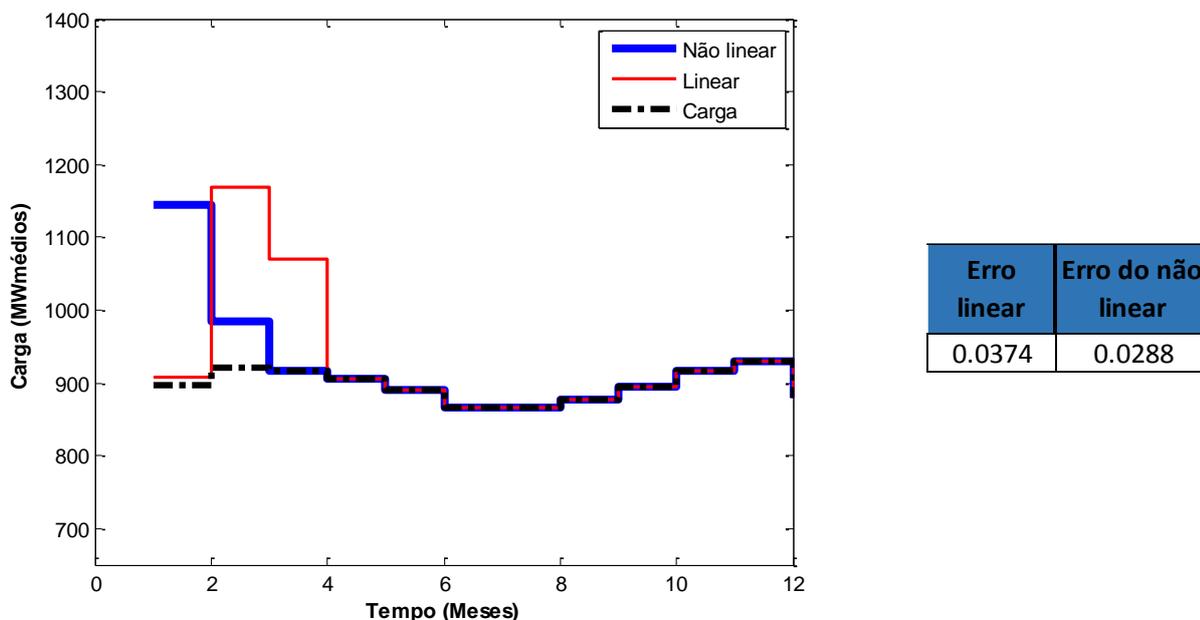


Gráfico 4.17 Resultado da simulação 6 – Perfil de erro de geração.

Com a melhora na afluência, mais uma vez o erro do modelo linear chegou próximo ao erro do modelo não-linear. O erro neste caso foi devido à maior geração nos primeiros meses. Tal problema, é menos pior do que a falta de geração, devido ao fato de que ao invés de preenchermos a energia faltante com outros meios mais caros (usinas térmicas, nucleares, etc.) temos um excedente que poderia ser reaproveitado em outra solução, para atividades dentro e fora da própria UHE.

Comparando com a simulação 2, e analisando tão somente quanto ao erro, vê-se que, para este caso, que o erro linear diminuiu um pouco ficando a menos de 1% do erro do modelo não-linear. Vê-se a importância de tal resultado visto que afluência média é o que se espera para um planejamento anual de uma usina. Sendo assim, teríamos um modelo muito próximo do não-linear e que poderia ser usado em larga escala.

#### 4.6.7 SIMULAÇÃO 7 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA)

Assim como na simulação 3, a presente simulação é, também, muito rígida. A afluência mínima, juntamente com a restrição de  $V_f \geq 0.9 * V_i$ , fazem com que o reservatório, como mostrado no Gráfico 4.18 a seguir, não gere nem perto do que a carga precisa.

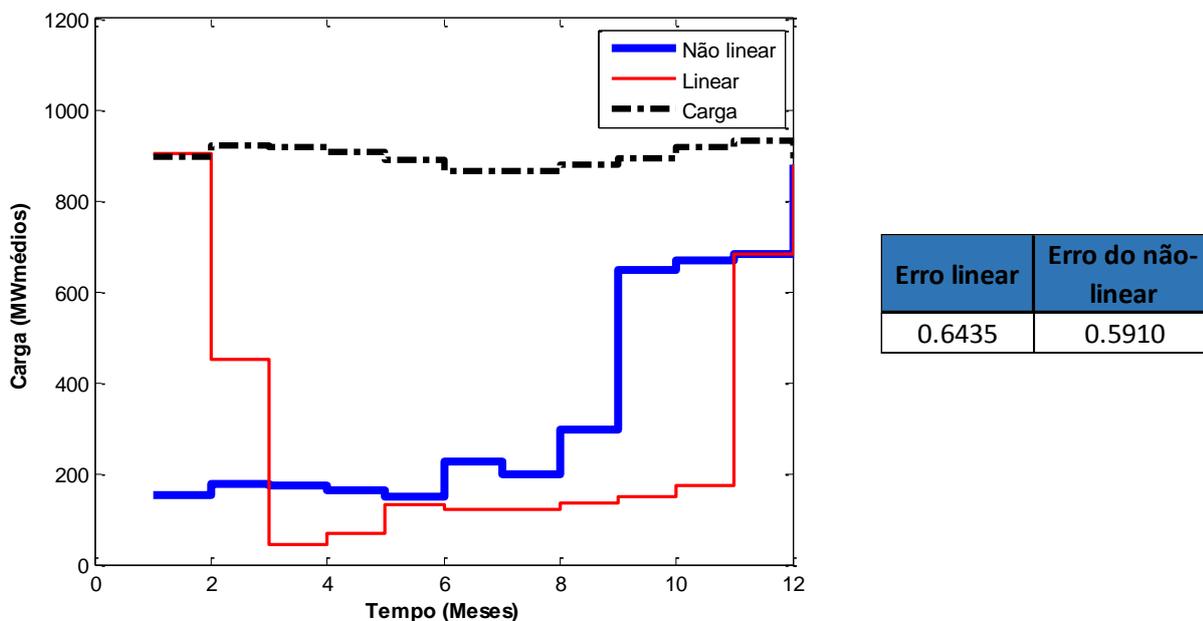


Gráfico 4.18 Resultado da simulação 7 – Perfil de erro de geração.

O erro do modelo linear foi de 64,35% e o do modelo não-linear, um pouco menor, de 59,10%. Apesar de cumprirem o papel mantendo o nível do reservatório em um nível bom, isto é, de pelo menos 90% do inicial, o cenário faz com que fosse preciso completar a demanda com energia advinda de outras fontes disponíveis.

#### 4.6.8 SIMULAÇÃO 8 (FURNAS, 50 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA)

Nesta simulação, novamente, a afluência aumentou, para uma situação média, mantendo-se o restante dos parâmetros iguais aos da simulação anterior. O Gráfico 4.19 expressa o resultado.

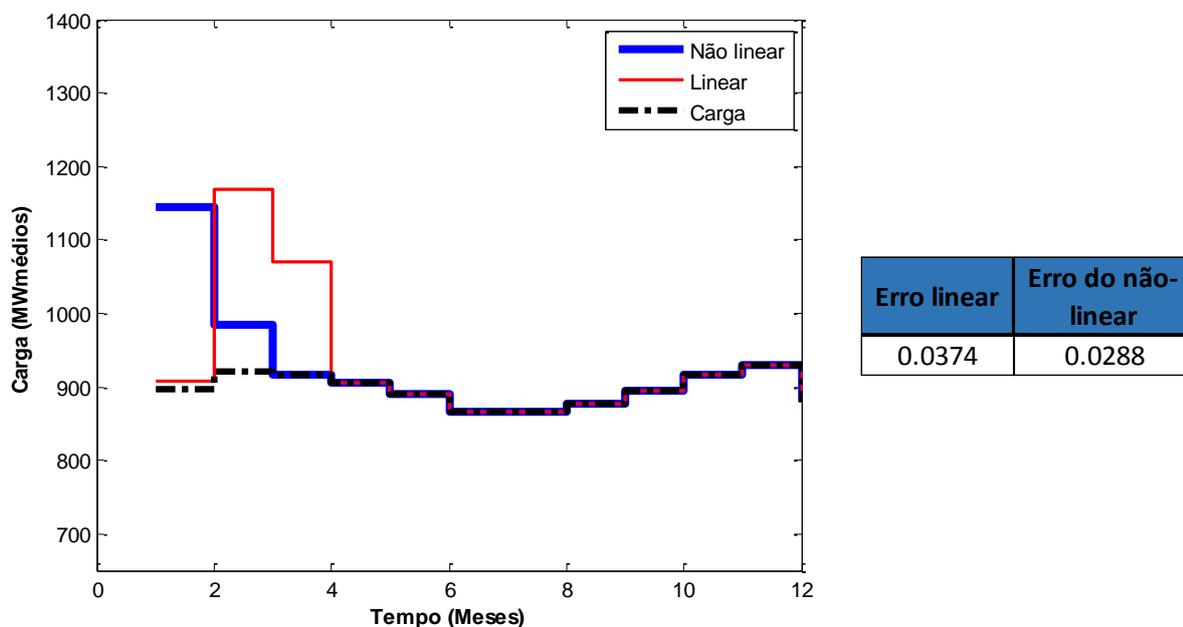


Gráfico 4.19 Resultado da simulação 8 – Perfil de erro de geração.

Com este resultado, vê-se que o tempo despendido em detrimento do erro do modelo linear não compensou tanto. Houve uma alteração mínima de aproximadamente 0,3% no erro se compararmos com a simulação 4, na qual utilizamos 15 discretizações.

O resultado foi idêntico ao da simulação 6 visto que o bom nível de afluência já tinha atendido bem o volume da represa, sendo que este no fim da simulação 6 já era maior que 90% do seu nível inicial.

Para deixar a simulação mais rica, caso fosse mudado o coeficiente da função de erro para a situação 3, com coeficientes  $C_1, C_2, C_3$  e  $C_4 = 0.4 \ 0.8 \ 1.2 \ 1.6$ , respectivamente, teríamos os seguintes erros:

Erro linear	Erro do não-linear
0.0009	0.0000

Utilizando a mesma escala da presente simulação, obtém-se o seguinte perfil de carga e geração para a situação ilustrada:

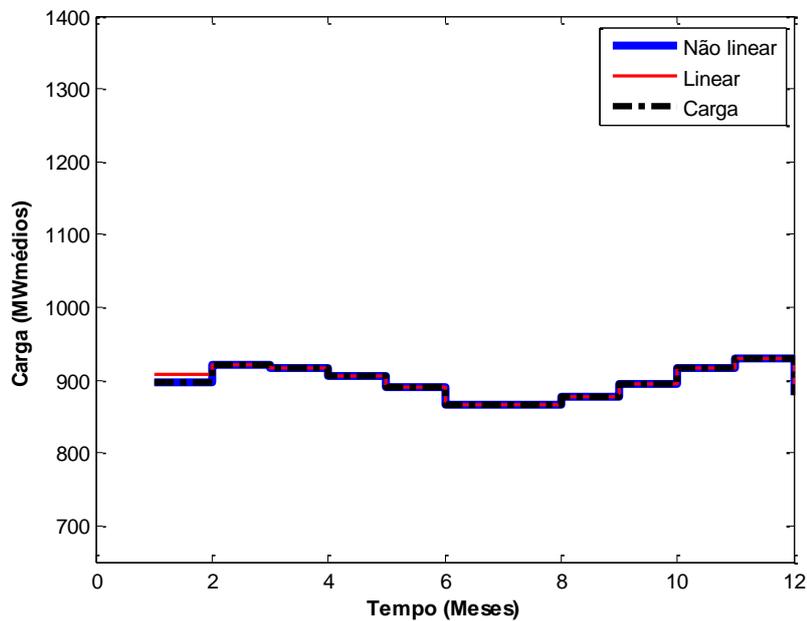


Gráfico 4.20 *Perfil de erro de geração da simulação 8 utilizando os coeficientes da situação 3*

Depreende-se do gráfico acima que, à exceção do primeiro mês, os dois modelos conseguem acompanhar a carga perfeitamente sendo que no primeiro mês o modelo linear gera 9.60 MW médios a mais do que o necessário.

#### 4.6.9 SIMULAÇÃO 9 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA)

Agora, começaremos com o estudo dos modelos aplicados à UHE Funil. Tal usina se mostra substancialmente menor. Sua potência instalada é de aproximadamente 20% da potência instalada de Furnas.

Tendo em vista os parâmetros da simulação 1, procede-se um estudo de afluência mínima para essa usina. Os resultados estão no gráfico a seguir.

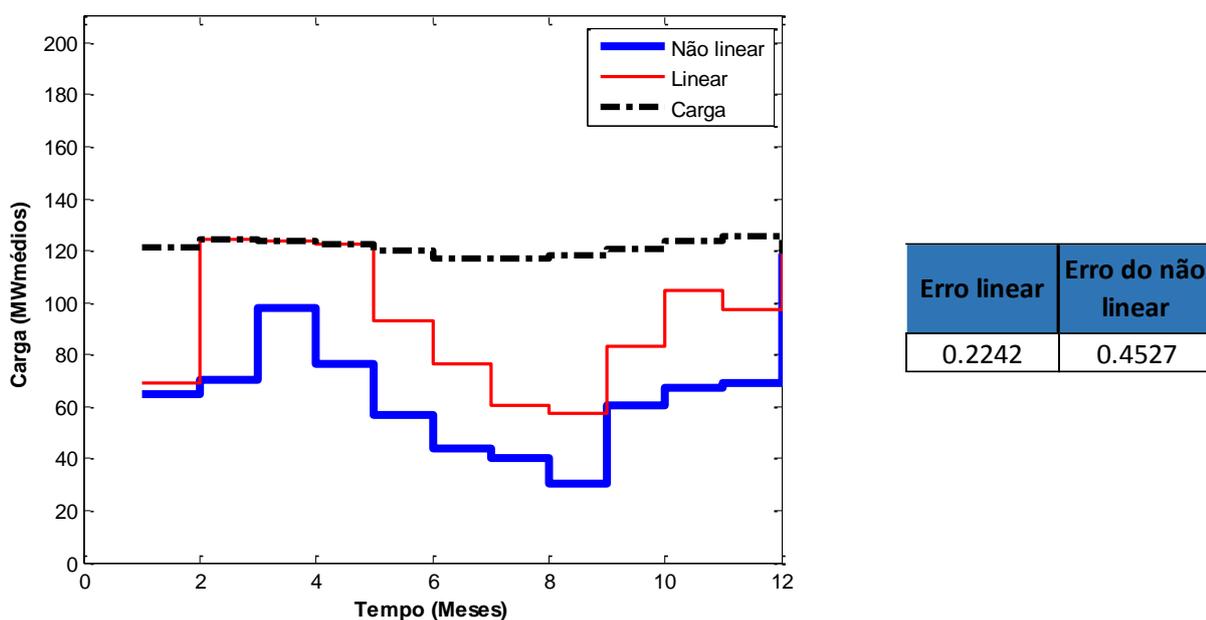


Gráfico 4.21 Resultado da simulação 9 – Perfil de erro de geração.

Vê-se que o modelo linear se comporta bem na medida do possível, isto é, ele consegue acompanhar a carga nos meses de Fevereiro a Abril. Os dois modelos não se comportam bem no período de seca e ficam bem abaixo da carga. Além do que, em geral, o modelo não-linear não consegue acompanhar a carga em nenhum mês.

#### 4.6.10 SIMULAÇÃO 10 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.6 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA)

Para a segunda simulação de Funil, alterou-se a afluência para o nível médio. O resultado segue no Gráfico 4.22.

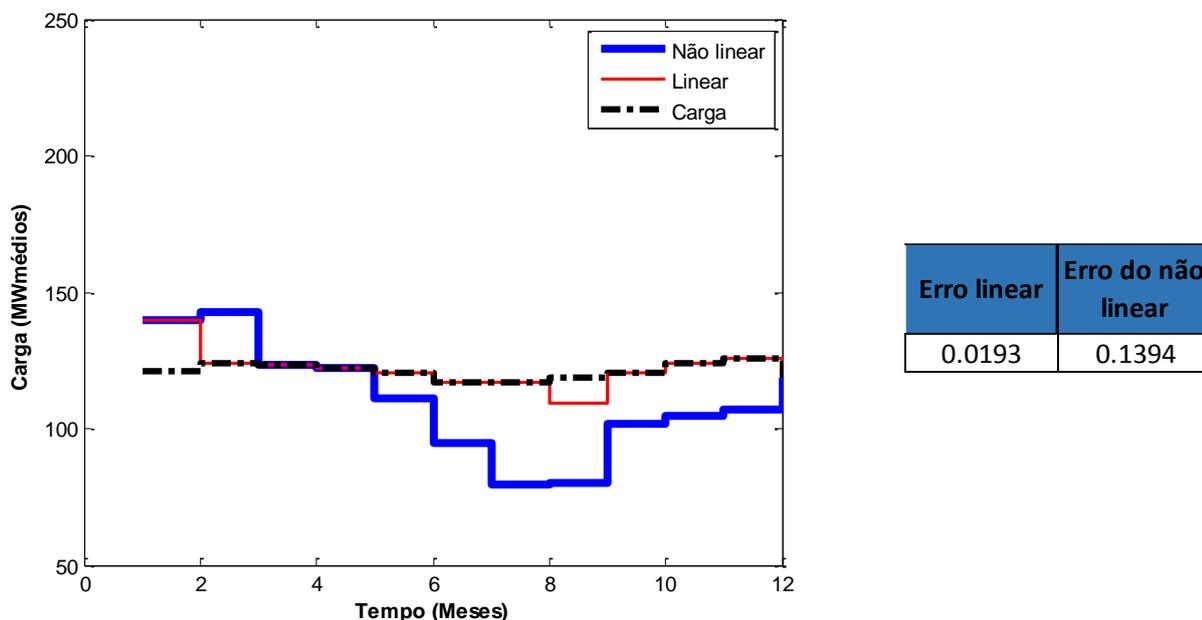


Gráfico 4.22 Resultado da simulação 10 – Perfil de erro de geração.

Na simulação acima, o modelo linear teve uma resposta melhor do que o modelo não-linear quanto ao erro percentual entre carga e geração. O modelo linear proposto consegue alimentar a carga praticamente com perfeição, a exceção do oitavo mês, em que gera um pouco menos e do primeiro mês em que gera um pouco a mais.

O melhor comportamento do modelo linear pode parecer um resultado improvável, entretanto, talvez o que provavelmente acontece é que a função de geração é mais linear do que no caso de Furnas. No mais, o resultado corrobora com o fato de que a implementação da função de erro e a consideração do vertimento como penalidade daram uma provável vantagem para o modelo linear e foram eficazes para se obter melhores dados no modelo linear em detrimento do não-linear.

Todavia, se analisarmos a fundo a função objetivo do programa, temos que os custos dos modelos minimizados pelo GAMS serão os seguintes (os custos estão dados em R\$/MW médios):

Custo pela função objetivo	
Modelo Linear	Modelo não-linear
234.81	183.29

Observa-se que o modelo linear teve custo maior que o modelo não-linear, mesmo obtendo um gráfico de geração mais uniforme. Tal situação pode ser explicada pelo gráfico seguinte, onde foram analisados os vertimentos da usina durante o ano.

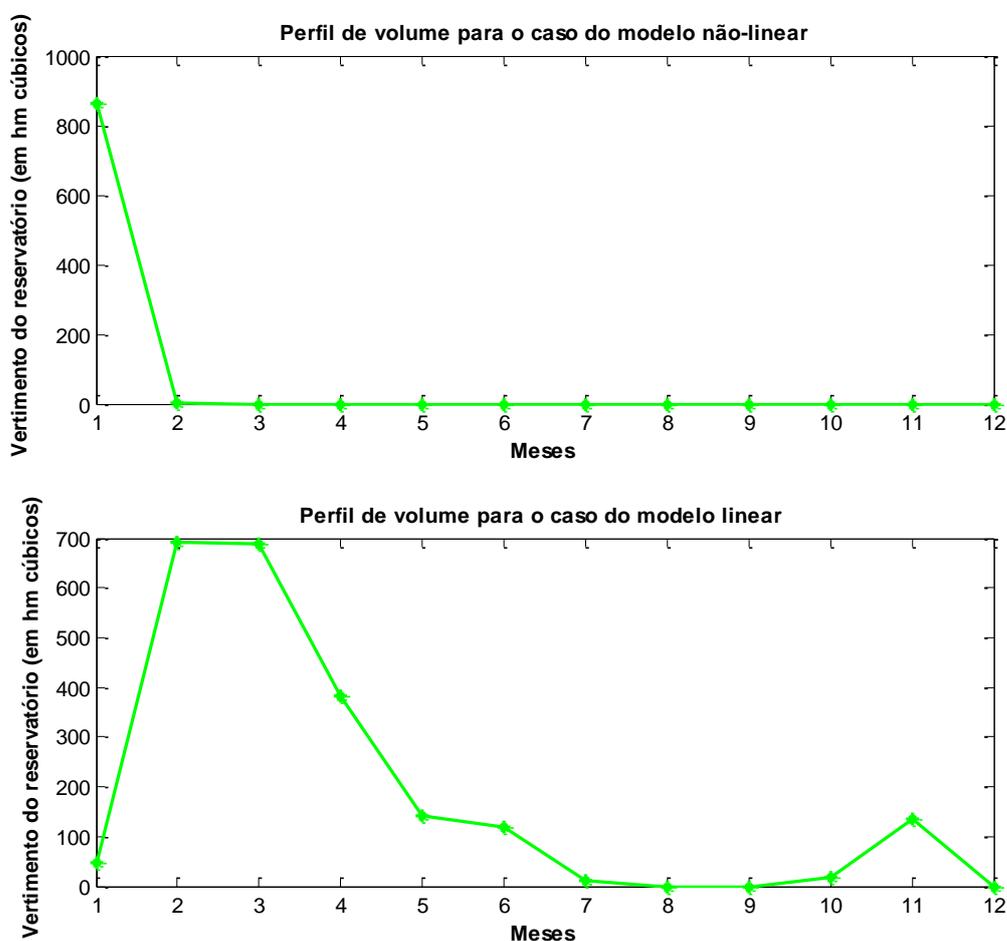


Gráfico 4.23 Vertimento anual da usina de Funil para a simulação 10

Portanto, verifica-se que o que causou o maior custo do modelo linear em detrimento do modelo não-linear foi a maior quantidade de água vertida. Comparando os dois modelos no Gráfico 4.22 e no Gráfico 4.23, para os primeiros meses se observa que houve vertimento considerável. A usina verteu água pois já tinha gerado o suficiente de energia e, inclusive, excedeu sua geração para os primeiros meses. Observa-se, também, a ligação intrínseca entre os dois

gráficos propostos para essa simulação 10: para o modelo linear, justamente nos meses 8 a 9 (meses em que não houve vertimento) a geração no Gráfico 4.22 deu uma pequena queda, não conseguindo suprir a carga com perfeição. Portanto, comprova-se a relação das variáveis de estudo dos dois gráficos.

Mediante mais esta análise e, com o resultado do perfil de carga e geração e com o custo total, o responsável pela geração de uma usina desse tipo teria, mais uma vez, um *trade-off* a considerar tendo em vista o que seria melhor para a usina naquele momento levadas em conta a situação temporal e objetivos do planejamento da geração.

#### 4.6.11 SIMULAÇÃO 11 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÍNIMA)

Para a terceira simulação feita em Funil, mudou-se a condição do volume final da usina para no mínimo 90% do inicial, o que motiva em deixar água no reservatório para os próximos anos de funcionamento. Tal restrição foi acompanhada na simulação por uma afluência muito baixa, com 15 discretizações de volume.

Entretanto, para iniciar uma análise que nos aproxime ainda mais do nosso dia-a-dia, foi feita uma redução de 10% na carga considerando como se fosse um racionamento de energia feito pelas usinas de acordo com a situação ruim de afluência mínima. Tal iniciativa pode ser real nos próximos meses, de acordo com o exposto na motivação desse trabalho. Com o racionamento pretendemos que a restrição mais rígida do volume ( $V_f \geq 0.9 * V_i$ ) não influencie tão negativamente no sistema. Portanto, pretende-se que o volume dos reservatórios permanece praticamente constante se comparado ao ano anterior e que o erro não aumente, ou se mantenha. Tal diminuição de carga é possível principalmente com medidas de conscientização e com medidas tarifárias. O resultado obtido é apresentado pelo gráfico abaixo.

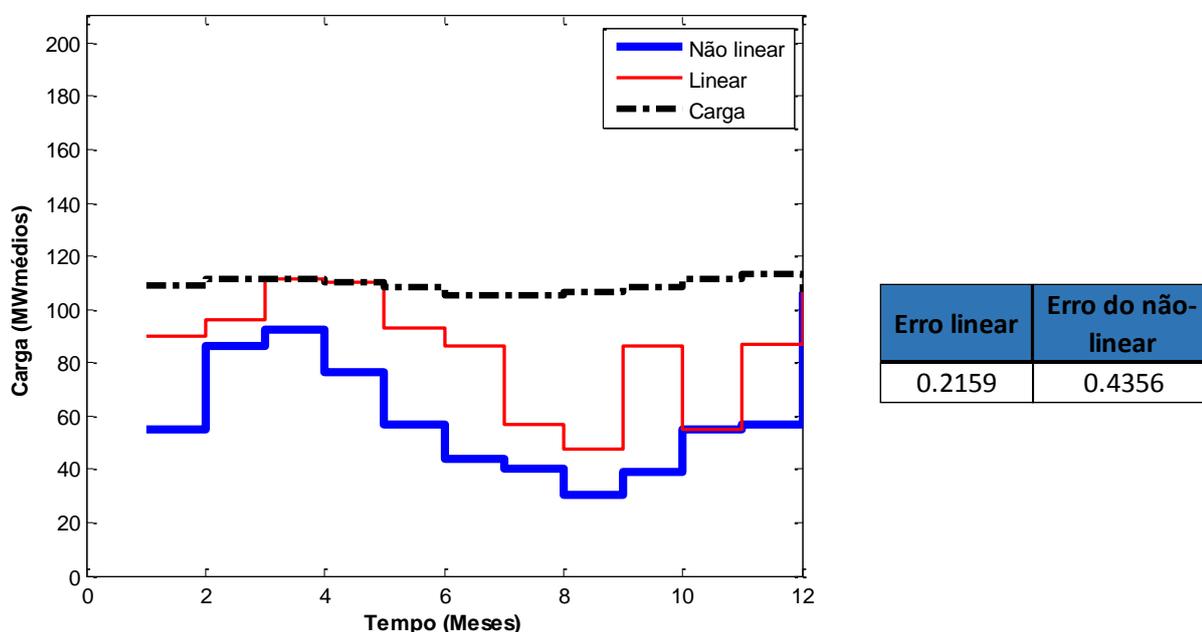


Gráfico 4.24 Resultado da simulação 11 – Perfil de carga e geração.

Depreende-se, comparando o Gráfico 4.24 com a Figura 4.4, que o perfil de geração segue o perfil da afluência. Ademais, se compararmos o resultado acima com a simulação veremos que

erro diminuiu cerca de 1%. Portanto a política de racionamento foi efetiva mediante ao fato de que a carga não foi menos atendida do que anteriormente e o volume no reservatório aumentou. Aqui, o que faltou para atender a carga seria possivelmente complementado com a energia advinda de usinas térmicas.

Mais uma vez, se observará o comportamento do volume para os dois modelos em questão. Tal perfil é mostrado pelo Gráfico 4.25.

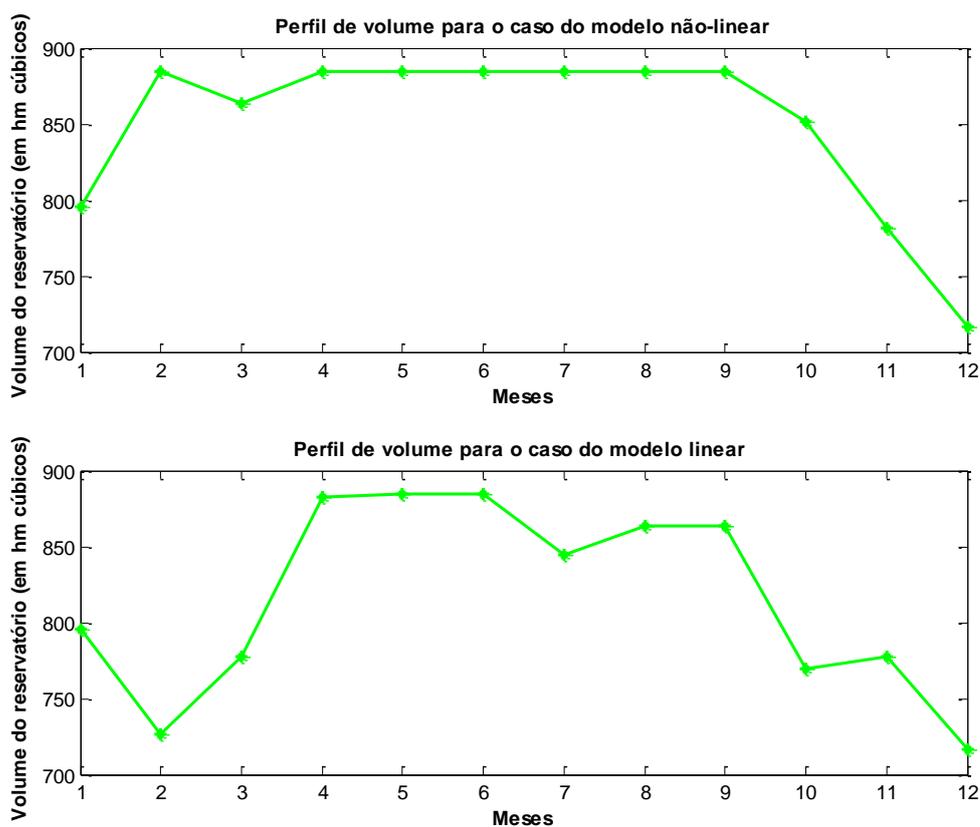


Gráfico 4.25 *Perfil anual do volume do reservatório para os dois modelos aplicados na simulação 11*

Depreende-se que o maior acerto de geração do modelo linear é causado por uma maior utilização do volume disponível. Mesmo que ambos os modelos atinjam a meta de 90% do volume inicial, o modelo não-linear tem sua distribuição mais uniforme e portanto, se aliado à outra UHE em cascata, poderia realizar uma melhor interconexão com a mesma, visto que tem um perfil melhor definido de volume para o seu reservatório.

#### 4.6.12 SIMULAÇÃO 12 (FUNIL, 15 DISCRETIZAÇÕES, $V_f \geq 0.9 * V_i$ , AFLUÊNCIA MÉDIA)

Para encerramos os testes com a usina de Funil, a aflluência foi alterada para uma aflluência média nos termos da média de vazões históricas do ONS. As discretizações e o volume final se mantém inalterados em relação à simulação passada. Considerou-se também, o caso de racionamento de 10% da carga, para seguirmos o padrão da simulação passada. Consideraremos como se fosse um período de um ano para que a usina se recuperasse do racionamento e pudesse suprir a população com segurança e precisão. Com tais dados, obtém se o gráfico de atendimento de carga a seguir.

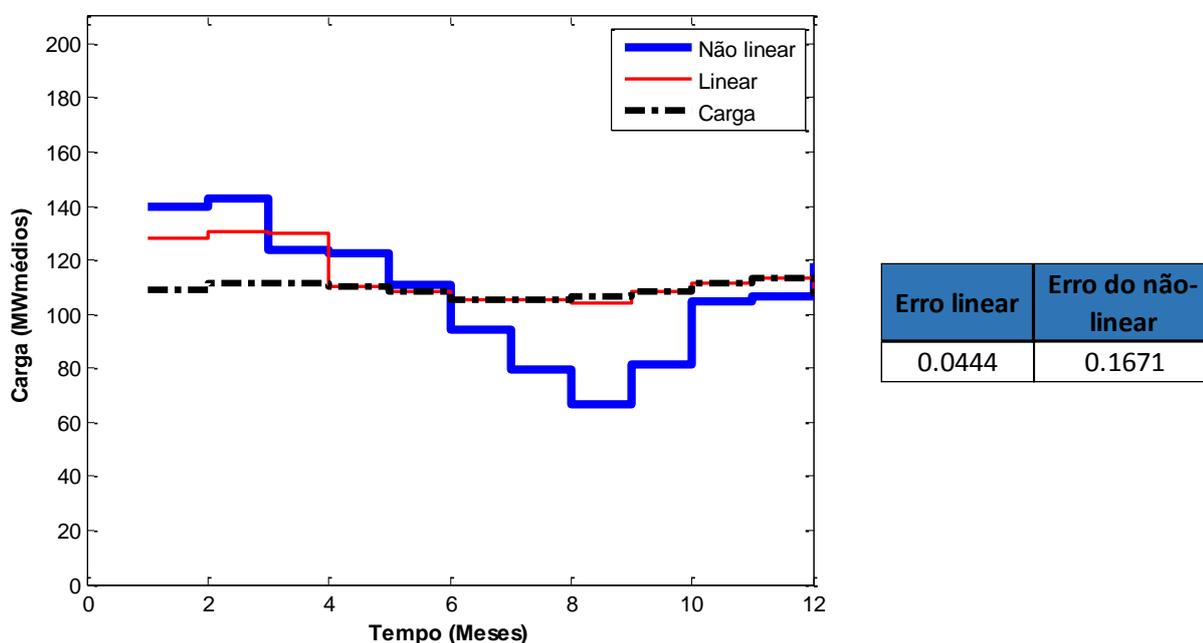


Gráfico 4.26 Resultado da simulação 12 – Perfil de carga e geração.

O resultado das premissas dessa simulação foi que o erro aumentou com relação à simulação 10 em cerca de 2,5% para os dois modelos. O modelo linear consegue, entretanto, suprir a carga quase que com perfeição. Para os primeiros meses gera um excedente que poderia, posteriormente, ser exportado. O modelo não-linear não consegue atender a usina principalmente nos meses de junho a outubro, os meses mais secos do ano. Tal resultado se mostrou sistemático para essa usina nesses meses. Funil tem a característica de aflluências bem menores nesses meses, se comparadas aos meses restantes do ano. Pode-se dizer que o modelo linear teve um erro bastante satisfatório e que a técnica das simulações 11 e 12 poderia ser utilizada com sucesso em um cenário real.

## 4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram apresentadas as 12 simulações propostas mediante as análises prévias realizadas nesse capítulo. Neste:

- Foi apresentado estudo de calibração de parâmetros;
- Foram comparados perfis de geração, volumes e vertimentos em diversos cenários operativos para os dois modelos linear e não-linear;
- Foi comprovada a tendência de perfil linear como sendo parecida com a não-linear, embora apresentando perfis com mais volatilidade;
- Foi observado um ajuste do modelo linear melhor do que o do modelo não-linear para a usina de Funil.

O capítulo que segue apresenta as conclusões provenientes deste trabalho bem como as comparações com trabalhos anteriores. Ademais são elaboradas propostas de estudos futuros entendidas como relevantes de maneira complementar este trabalho e que permitam a continuidade da pesquisa sobre o modelo linear de otimização da geração elétrica em UHEs.

## 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

### 5.1 ASPECTOS GERAIS

Este trabalho apresentou um estudo sobre a minimização de erros de geração proporcional ao custo para gerar energia elétrica em uma usina hidrelétrica. Foram utilizados dois casos de UHEs, Furnas e Funil, localizadas, respectivamente, na bacia do rio Grande, em Minas Gerais e na bacia do rio Paraíba do Sul, no estado do Rio de Janeiro.

Para tanto, no Capítulo 1 foi introduzida uma motivação acerca do cenário atual do nosso país sendo que a situação foi relacionada ao objetivo e contribuições do trabalho. No mais, foi descrito o conteúdo do trabalho.

No capítulo 2, foram apresentados os principais conceitos acerca do sistema hidrelétrico de geração de energia bem como o seu posicionamento no Sistema Elétrico Brasileiro. Logo em seguida, foi apresentado o conceito de otimização atrelado à toda a sua história. Também, foram citadas e discutidas fontes de estudo, roteiros, teses, livros, entre outros, que serviram de base teórica e técnica para esse presente trabalho.

No Capítulo 3, foi apresentado o método utilizado para tratar os materiais desta monografia de forma a apresentar os resultados no Capítulo 4. Já neste, são apresentados e discutidos os resultados da pesquisa, providos de embasamento prévio acerca das diversas variáveis do problema.

Quanto aos resultados obtidos, verificou-se o aparecimento de erros percentuais aceitáveis ao modelo e às condições do cenário estudado. Das diversas simulações apresentadas, nas simulações 1,3,5, e 7 os modelos apresentaram erros de mais de 40% devido à baixa afluência. É importante salientar que com afluências tão baixas é impossível a hidrelétrica, que tem seu funcionamento baseado na energia potencial da água, cumprir o seu papel com perfeição, independentemente do modelo de operação que estiver sendo usado. Portanto, seria incoerente dizer que os modelos foram insatisfatórios e que não servem para a usina hidrelétrica em questão. Ainda de acordo com essas simulações percebemos que alterações feitas em suas restrições podem melhorar o atendimento da carga. Como exemplo, pode-se citar a alteração

de volume final feita na simulação 3, melhorando o atendimento de carga em aproximadamente 40%.

Nas simulações 2,4,6 e 8, houve sobra de energia gerada e, portanto, a carga foi atendida praticamente com perfeição sendo que apesar de a água não ter sido utilizada da melhor forma, a energia a mais gerada pode ser utilizada pela própria usina ou pode ser exportada.

Para as duas últimas simulações, foi simulado um cenário de racionamento de energia, diminuindo a carga em 10%. Tal política se mostrou eficiente, com resultados aceitáveis.

Comparando os dois modelos, linear e não-linear, verificou-se que ambos apresentaram perfis de atendimento à carga bastante parecidos, com variações bem semelhantes, resultando em erros próximos. Apesar de parecer mais abrupto, o perfil de carga do modelo linear em sua média acompanha a suavidade da carga para o modelo não-linear. Já, se compararmos os perfis de volume, os modelos têm comportamentos diferentes. Verifica-se que o modelo não-linear administra melhor o volume total do reservatório e lida melhor com as restrições de volume final. Por isso, tem na maioria dos casos boa quantidade de água durante os 12 meses do ano. Em contrapartida, o modelo linear consome mais o volume disponível nos primeiros meses, trabalhando na maioria dos casos na faixa de volume menor que o volume inicial e no fim do ano apresenta dificuldades para alcançar as metas de volume final impostas. Tal dificuldade causa, em algumas vezes, um déficit de geração.

Por fim, nota-se que o tipo de reservatório é uma variável que também influencia nos modelos. Furnas se mostrou melhor com o modelo não-linear. Já Funil teve um melhor comportamento com o modelo linear. Visto que Funil é uma usina de menor porte e com menor “não-linearidades” em sua função de geração, o modelo não-linear não se portou da melhor forma. Já Furnas, que é um reservatório bem mais complexo, teve resultados bons para esse tipo de modelo pelas não-linearidades.

## **5.2 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS**

Os resultados obtidos neste trabalho podem ser comparados com resultados de outros estudos afins possibilitando, dessa forma, a confirmação da eficácia do método utilizado. Todavia, tais comparações apresentam limitações consideráveis, dado que diferentes autores abordam

premissas distintas em suas análises, alguns propõem realidades mais otimistas do que outros e são encontrados ciclos de implantação diversos.

Em Neves (2014) foi usado um modelo linearizado sem função de erro e com afluições constantes e razoáveis no curto prazo. O modelo foi utilizado por um período de um mês e obteve erros comparáveis aos apresentados neste trabalho, principalmente se considerarmos os resultados obtidos para afluições médias.

Para ilustrar, em uma simulação da UHE de Furnas, com 15 discretizações, afluição média e carga média o referido autor obteve um valor de 3,2% de erro para o modelo linear em um mês. No presente trabalho foi obtido 4,07% de erro para o ano todo.

Além do mais, tomando o mesmo padrão de simulação mas dessa vez considerando a usina de Funil temos que o autor referenciado obteve um erro do modelo linear de 7,84% para o horizonte mensal. Neste trabalho, chegou-se ao valor de 1,93% no ano todo.

Muitos outros trabalhos podem ser citados mas que, também, possuem parâmetros distintos dos utilizados na presente dissertação. Porém, a precisão do modelo linearizado para usinas foi demonstrada e se mostra satisfatória, principalmente no caso de afluições no mínimo razoáveis.

Foi visto que, dependendo da manipulação que seja feita na função de erro, podemos gerar com erros praticamente nulos, o que corrobora com a eficácia da implementação da restrição da função em questão. Portanto, o modelo linear se mostrou uma alternativa apropriada para modelos de usinas hidrelétricas com reservatório.

### **5.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Outros estudos podem ainda ser desenvolvidos de modo a enriquecer a análise aqui discutida e aprimorar os conhecimentos acerca da otimização das gerações de energia elétrica. Sugere-se, então, para desenvolvimento dos estudos apresentados neste documento e aprimoramento das análises realizadas, os seguintes temas para abordagem em trabalhos futuros:

- Complementar o sistema hidráulico com o sistema térmico de geração, modelando um sistema hidrotérmico;

- Inserir restrições para evitar a volatilidade (pulos) na geração fornecida pelos modelos;
- Introduzir um modelo estocástico para previsão da demanda de carga e da afluência anual;
- Considerar a operação de usinas em cascata;
- Introduzir uma breve comparação dos resultados dos diversos *solvers* disponíveis no GAMS.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRADEE. (2014). *Visão Geral do Setor Elétrico*. Acesso em Novembro de 2014, disponível em <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>
- ALMEIDA, R. (2001). *Operação de sistemas urbanos de abastecimento de água com base em modelos de otimização não-lineares*. Campinas-SP: UNICAMP - Faculdade de Engenharia Civil.
- ANEEL. (2008). *Atlas da energia elétrica do Brasil*. Brasília: ANEEL.
- ANEEL. (2014). *Bandeiras Tarifárias*. Acesso em 19 de Novembro de 2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758&idPerfil=2&idiomaAtual=0>
- ANEEL. (2014). *BIG - Banco de Informações de Geração*. Acesso em 30 de Outubro de 2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>
- ARAÚJO, R. J. (2010). *Modelagem e Otimização na geração hidrelétrica de energia: uma abordagem com emprego de sistemas inteligentes*. Belo Horizonte: CEFET - MG.
- ARVANITIDIS, N. V., & ROSING, J. (1970). Optimal operation of multiple reservoir system using a composite representation. *IEEE Transactions on PAS*, pp. 327-335.
- AZEVEDO, T. (Fevereiro de 2014). Térmicas fazem emissões do sistema elétrico disparar 500%. (Exame.com, Entrevistador)
- BRASIL. (2004). DECRETO Nº 5.163, de 30 de Julho de 2004. Brasília, DF.
- BROOKE, A., KENDRIK, D., & MEERAUS, A. (1997). *GAMS: Sistema Geral de Modelagem Algébrica*. São Paulo: Edgard Blücher.
- CARBONO, A. J. (2005). *Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem Utilizando Algoritmos Genéticos*. Rio de Janeiro: PUC-RJ.
- CASTRO, R. E. (2001). *Otimização de estruturas com Multi-objetos Via Algoritmos Genéticos de Pareto*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE.
- DANTZIG, G. B. (1967). *Linear Programming and Extensions*. Princeton: Princeton University Press.
- DAVID KARMELI, Y. G. (1967). *Design of optimal water distribution networks*. New York: Technion-I.I.T., Faculty of Agricultural Engineering.
- FRANCO, P. E. (1993). *Planejamento da Operação de curto prazo em sistema hidrelétricos de potência por modelo de fluxo de redes*. Campinas: UNICAMP.
- GAMS. (2014). Software GAMS. Fonte: <http://www.gams.com/>

- GARCIA, F. E. (2007). *MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR E NÃO-LINEAR PARA OTIMIZAÇÃO DO CONTROLE DE ESTOQUE EM EMPRESAS DE COMÉRCIO ELETRÔNICO BUSINESS TO CONSUMER (B2C)*. Ribeirão Preto: USP.
- GILL, P. E., MURRAY, W., SAUNDERS, M. A., TOMLIN, J. A., & WRIGHT, M. H. (January de 2007). George B. Dantzig and Systems Optimization. *Science Direct*.
- GOLDBERG, D. E. (1989). *Genetic Algorithms In Search, Optimization, And Learning*. USA: Adison-Wesley.
- GOUVEIA, R. M. (2012). *MODELO COMPUTACIONAL DE OTIMIZAÇÃO PARA DIMENSIONAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA ABASTECIDAS POR MÚLTIPLOS BOMBEAMENTOS*. João Pessoa: UFPB - Centro de Tecnologia.
- GOY, L., & ROCHAS, A. F. (Junho de 2014). ENFOQUE - Fim do potencial hidrelétrico desafia Brasil para expansão energética. *Reuters*.
- HARRELL, C., GHOSH, B., & BOWDEN, R. (2011). *Simulation Using ProModel* (3rd ed.). McGraw-Hill Science/Engineering/Math.
- HYDROLAB. (2004). (FEEC-Unicamp, Produtor) Acesso em Agosto de 2014, disponível em <http://www.cose.fee.unicamp.br/hydrolab/demo/>
- LACHTERMACHER, G. (2004). *Pesquisa Operacional na tomada de decisões* (2ª ed.). Rio de Janeiro: Campus.
- LEE, H. Y., & KIM, H. S. (2000). Optimal production-distribution planning in supply chain management using hybrid simulation-analytic approach. *Proceedings of the 2000 Winter Simulation Conference*. Ansan, South Korea.
- LI, H. (1997). *Semi-automatic Road Extraction from Satellite and Aerial Images*. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology.
- LUENBERGER, D. G. (1984). *Linear and Nonlinear Programming* (2nd ed.). London: Addison-Wesley Publishing Company.
- MME/EPE. (2013). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*. Brasília.
- MOROMISATO, G. D. (2012). *Programação Dinâmica Aplicada Ao Cálculo da Energia Firme de Usinas Hidrelétricas*. Juiz de Fora - MG: Universidade Federal de Juiz de Fora - Faculdade de Engenharia.
- NEVES, L. T. (2014). *Modelo linearizado para geração de energia hidrelétrica com reservatório num horizonte de médio prazo*. Brasília: Faculdade de Tecnologia, UNB.
- OLIVIERI, B. P. (2004). *Otimização do projeto de pontes protendidas pré-moldadas pelo método dos algoritmos genéticos*. Rio de Janeiro: UFRJ.

- ONS. (2001). *Procedimentos de Rede, Submódulo 18.2: Modelos computacionais*. Rio de Janeiro: ONS.
- ONS. (2014). *Carga de Energia - Evolução Mensal*. Acesso em outubro de 2014, disponível em [http://www.ons.org.br/sala\\_imprensa/energia/carga\\_propria.aspx](http://www.ons.org.br/sala_imprensa/energia/carga_propria.aspx)
- ONS. (2014). *Energia Armazenada*. Acesso em 30 de Outubro de 2014, disponível em [http://www.ons.org.br/historico/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx)
- ONS. (2014). *Séries Históricas de Vazões*. Acesso em Outubro de 2014, disponível em [http://www.ons.org.br/operacao/vazoes\\_naturais.aspx](http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx)
- RONDINELLI, F., & KURAMOTO, E. (2008). *ANÁLISE COMPARATIVA DAS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS QUANTO ÀS EMISSÕES DIRETAS E INDIRETAS DE CO<sub>2</sub>*. ABEN - Associação Brasileira de Energia Nuclear.
- ROSENTHAL, R. E. (2014). *GAMS - A User's Guide*. Washington: GAMS Development Corporation.
- SILVA FILHO, D. (2003). *DIMENSIONAMENTO DE USINAS HIDRELÉTRICAS ATRAVÉS DE TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO EVOLUTIVA*. São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo.
- T. ACKERMANN, D. P. (2000). Real-time modeling for navigation and hydropower in the river Mosel. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 298-303.
- YOUNG, R., HAYES, S., KELLY, M., & VAIDYANATHAN, S. (2014). *The 2014 International Energy Efficiency*. Washington: American Council for an Energy-Efficient Economy.

## APÊNDICES

### APÊNDICE A – FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Pretende-se, nesse apêndice, mostrar os programas computacionais utilizados para a obtenção dos dados, aferição do modelo e confecção dos gráficos e resultados.

#### GENERAL ALGEBRIC MODELING SYSTEM - GAMS

Segundo Brooke *et. al* (1997), antigamente, grande parte do tempo requerido para o desenvolvimento de um modelo era despendido na preparação dos dados e dos relatórios de saída. Portanto, foram estudados os meios para reduzir esse tempo, e nesse sentido desenvolveram-se os geradores de matrizes para a programação linear, que faziam transformações dos modelos matemáticos para a forma algorítmica exigida pelos softwares. O percussor para adequação desses objetivos foi o desenvolvimento das linguagens de modelagem (LMs). Dentre as LMs que se destacaram a década de 80 e início da década de 90, cita-se: CML(*Conversational Modeling Language*), a LPM (*System for Constructing Linear Programming System*), a LAMP (*Language for Interactive General Optimization*), LINGO (*Language for Interactive General Optimization*) e o GAMS (*General Algebraic Modeling System*). Essas LMs vêm adquirindo maiores significâncias para os modeladores, visto que os problemas analisados estão se tornando cada vez mais complexos, e as LMs propiciam que os modeladores dediquem cada vez mais tempo para solucionar problemas referentes ao modelo, e não a implementação computacional.

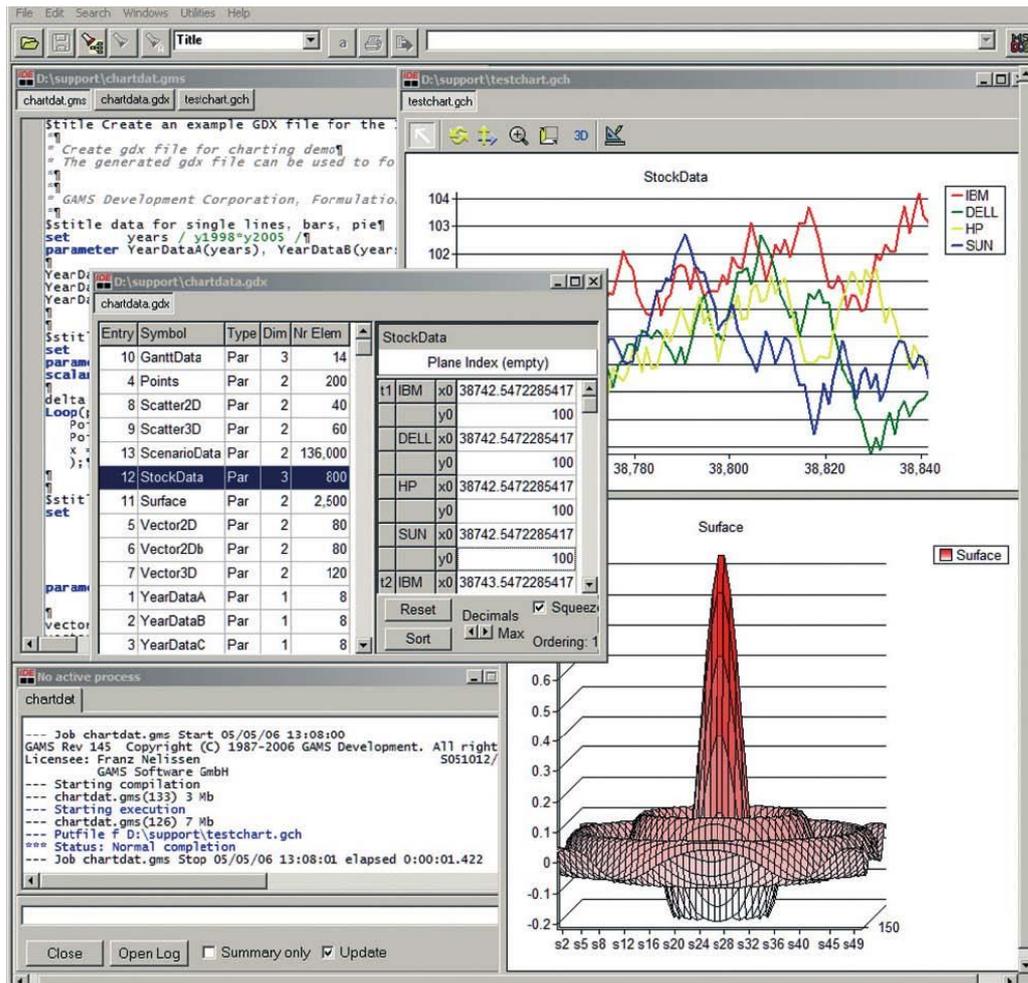


Figura 0.1 Programa computacional General Algebraic Modeling System (GAMS)

O GAMS, exemplificado pela Figura 0.1 acima, se encaixa no conceito de LMs sendo que foi desenvolvido para lidar com modelos de programação complexos. Esse programa computacional tem por vantagens:

- Apresentar linguagem de alto nível para modelos extensos e complexos (como o de uma UHE);
- Permitir mudanças demasiadamente simples e seguras na especificação do modelo;
- Permitir descrições de modelos independentes dos algoritmos de solução;
- Dispõe um conjunto de *solvers* (pacotes com métodos pré-determinados de resolução e otimização de um problema).

A seguir, foi elaborada um fluxograma mostrando a estrutura geral da linguagem GAMS.

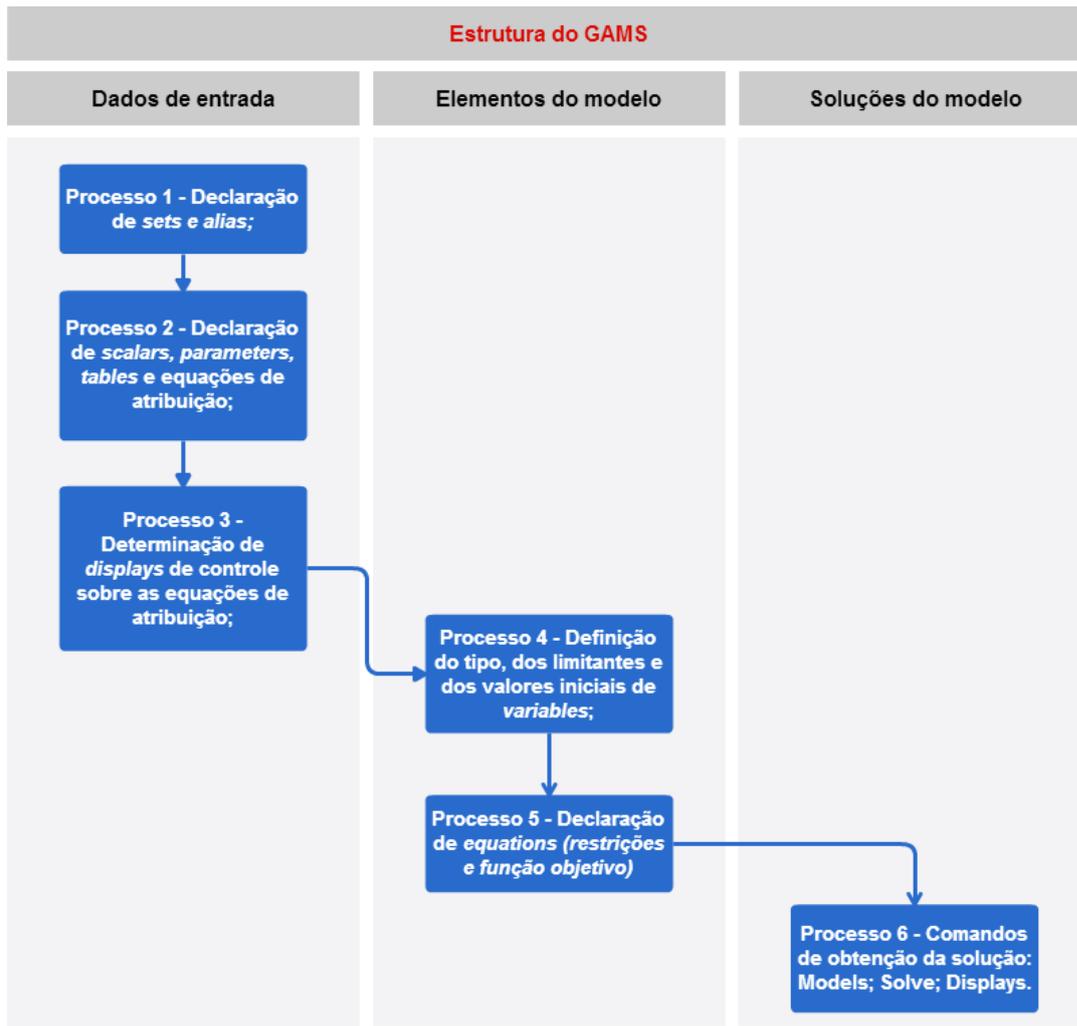


Figura 0.2 Estrutura sequencial da linguagem GAMS

Mediante o exposto, o GAMS será usado como elemento chave para a otimização do funcionamento das usinas e gerará dados de geração de acordo com as especificações mencionadas nas linhas de código. O software GAMS será então utilizado para fazer a simulação de um cenário não-linear e aplicá-lo para o modelo linear proposto. Finalmente, o programa nos dará dados e números que são exportados para um arquivo de texto para ser utilizado posteriormente.

Na elaboração do modelo linear de otimização para o problema em questão, foram forçadas todas as equações e restrições apresentadas pelo modelo à linearidade, e empregou-se o solver CPLEX. Para o modelo não-linear foi utilizado o solver MINOS. Tais solvers foram escolhidos de acordo com a conveniência que a licença disponibilizava.

## MATRIX LABORATORY - MATLAB

Continuando na descrição das ferramentas de auxílio a esse trabalho, chegamos ao MATLAB (Figura 0.3).

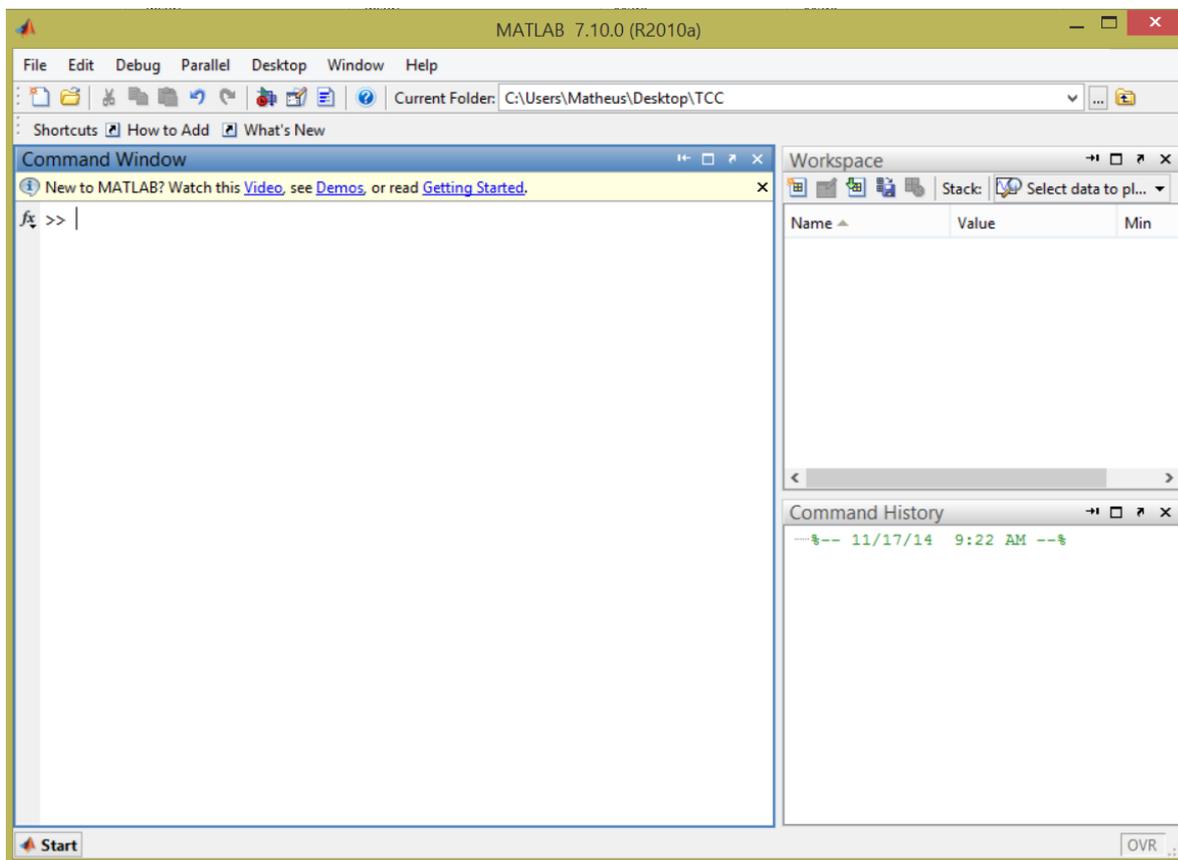


Figura 0.3 Programa computacional Matrix LABoratory (MATLAB)

Este é um programa computacional uma linguagem computacional técnica de alto nível para o desenvolvimento de algoritmos, análise de dados, visualização de dados, etc. O MATLAB será usado neste trabalho para a obtenção na normalização de carga e geração dos gráficos do presente trabalho por meio da importação de dados do GAMS. Com o MATLAB, a manipulação dos dados fica facilitada, sendo que podemos trabalhar com vetores e matrizes, otimizando o método de análise.

## HYDROLAB

Mediante o assunto da análise de rios e reservatórios do Brasil, os órgãos competentes normalmente trabalham com programas computacionais fechados ao público em geral. A obtenção de dados e o manuseio de informações nem sempre saem do meio corporativo. Como

exemplo temos a Agência Nacional de Águas (ANA) que utiliza o seu próprio software denominado “Hidro” que conta com banco de dados fechados e manuseio bem específico. Por isso o desafio se torna ainda maior e a escolha de uma ferramenta computacional para estudo de monografia ainda mais criteriosa.

Visando diminuir a dificuldade falada acima, um grupo de pesquisadores da UNICAMP criou o software HydroLab (Figura 0.4). Ele é um sistema de apoio à decisão para o planejamento e a programação da operação do Sistema Interligado Nacional composto por uma base de dados cadastrais e de pós operação das usinas hidrelétricas.

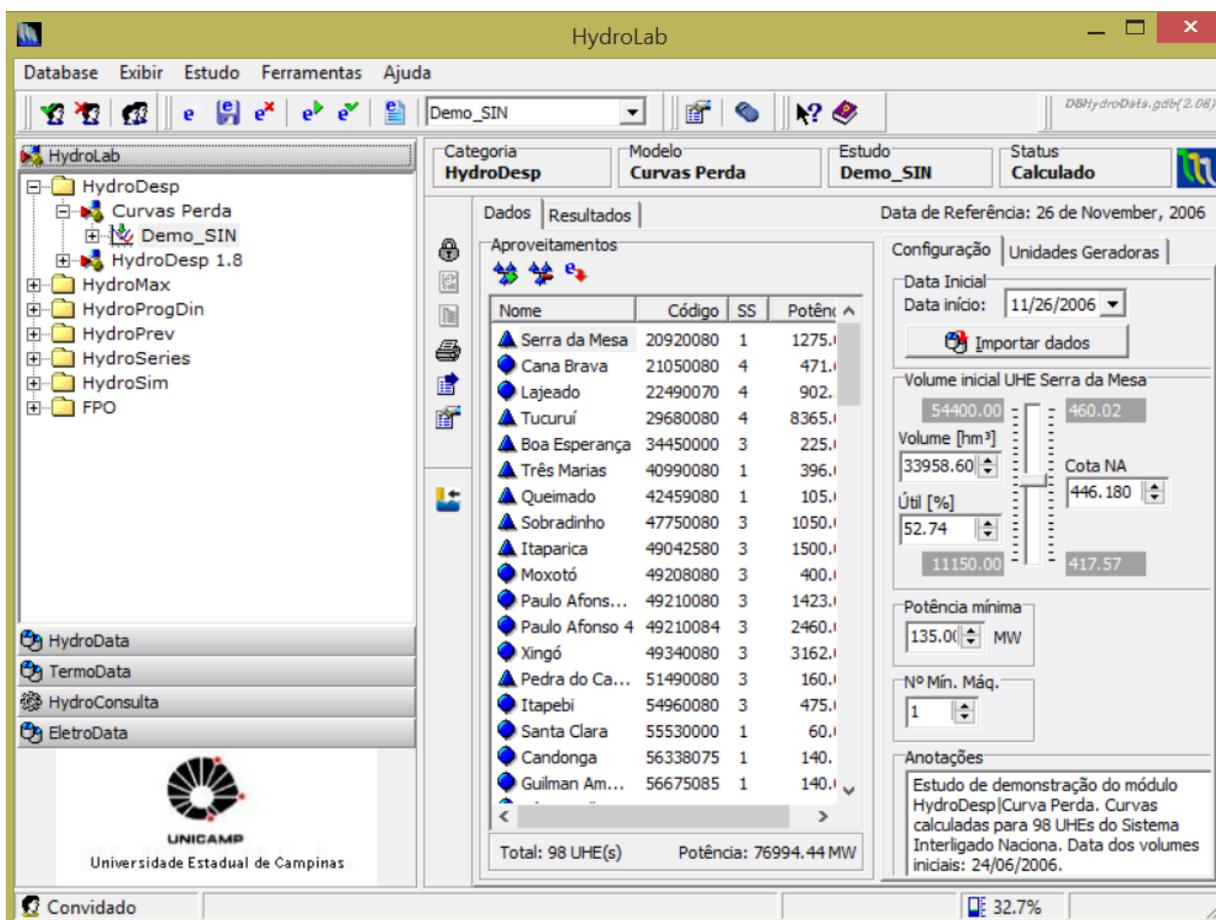


Figura 0.4 Programa computacional HydroLab

Com a ajuda do HydroLab, foram obtidos dados das usinas como altura do canal de fuga, rendimento da usina, volumes máximo e mínimo dos reservatórios, coeficientes do polinômio cota-volume, entre outros.

## APÊNDICE B– CÓDIGO COMPLETO DO MODELO LINEAR PORPOSTO – GAMS

```
$Title MODELO LINEARIZADO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA EM UM ANO
$ontext
```

```
Este é um modelo linearizado proposto para a Usina Hidrelétrica de Furnas - MG
Matheus Campos de Mendonca, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de
Brasília, Dezembro de 2014
```

```
$offtext
```

```
*Definindo os índices do modelo
```

### Sets

```
* Índice dos coeficientes da função de erro de geração
```

```
i índice /1*4/
```

```
* Índice dos meses
```

```
t tempo em meses /1*12/
```

```
* Foram definidos os passos da discretização como 50 passos, automatizando a
```

```
* mudança do número de discretizações. Tal valor não precisa ser alterado para
```

```
* simulações até 50 discretizações
```

```
k passos /1*50/
```

### Parameters

```
* Discretizações feitas com auxílio do MATLAB. A intenção de deixá-las no código
```

```
* é a de automatizar a simulação e mudança do número de discretizações
```

```
v(k) volume discretizado hm3
```

```
***** 7 discretizações *****
```

```
*/1 5733.00,2 8602.5,3 11472,4 14341.5,5 17211,6 20080.5,7 22950/
```

```
***** 10 discretizações *****
```

```
*/1 5733, 2 7646, 3 9559, 4 11472, 5 13385, 6 15298, 7 17211, 8 19124, 9 21037,
```

```
*10 22950/
```

```
***** 15 discretizações *****
```

```
*/ 1 5733, 2 6963,3 8193, 4 9422, 5 10652, 6 11882, 7 13112, 8 14342, 9 15571,
```

```
*10 16801, 11 18031, 12 19261, 13 20490, 14 21720, 15 22950 /
```

```
***** 30 discretizações *****
```

```
*/1 5733, 2 6326.69, 3 6920.38, 4 7514.07, 5 8107.76, 6 8701.45, 7 9295.14,
```

```
*8 9888.83,9 10482.52, 10 11076.21, 11 11669.90, 12 12263.59, 13 12857.28,
```

```
*14 13450.97, 15 14044.66,16 14638.34, 17 15232.03, 18 15825.72, 19 16419.41,
```

```
*20 17013.10, 21 17606.79, 22 18200.48, 23 18794.17, 24 19387.86, 25 19981.55,
```

```
*26 20575.24, 27 21168.93, 28 21762.62, 29 22356.31, 30 22950.00/
```

```
***** 35 discretizações *****
```

```
*/1 5733.00,2 6239.38,3 6745.76,4 7252.15,5 7758.53,6 8264.91,7 8771.29,
```

```
*8 9277.68,9 9784.06,10 10290.44,11 10796.82,12 11303.21,13 11809.59,
```

```
*14 12315.97,15 12822.35,16 13328.74,17 13835.12,18 14341.50,19 14847.88,
```

```
*20 15354.26,21 15860.65,22 16367.03,23 16873.41,24 17379.79,25 17886.18,
```

```
*26 18392.56,27 18898.94,28 19405.32,29 19911.71,30 20418.09, 31 20924.47,
```

```
*32 21430.85,33 21937.24,34 22443.62,35 22950.00/
```

```
***** 50 discretizações *****
```

```
/1 5733.00,2 6084.37, 3 6435.73, 4 6787.10, 5 7138.47, 6 7489.84,
```

```
7 7841.20,8 8192.57,9 8543.94, 10 8895.31, 11 9246.67, 12 9598.04,
```

```
13 9949.41,14 10300.78, 15 10652.14,16 11003.51, 17 11354.88,
```

```
18 11706.24, 19 12057.61,20 12408.98, 21 12760.35, 22 13111.71,
```

```
23 13463.08, 24 13814.45, 25 14165.82,26 14517.18, 27 14868.55,
```

```
28 15219.92, 29 15571.29,30 15922.65, 31 16274.02,32 16625.39,
```

```
33 16976.76, 34 17328.12, 35 17679.49, 36 18030.86,37 18382.22,
```

```
38 18733.59, 39 19084.96, 40 19436.33, 41 19787.69, 42 20139.06,
```

```
43 20490.43,44 20841.80, 45 21193.16, 46 21544.53, 47 21895.90,
```

```
48 22247.27, 49 22598.63,50 22950.00/
```

```
C(t) carga em função do tempo (em MWmédios)
```

```
*Dados normalizados no MATLAB considerando a garantia física do subsistema SE/CO
```

/1 897.4, 2 920.4, 3 916.5, 4 906.1, 5 891.2, 6 865.9, 7 866.5, 8 877.9,  
9 894.7, 10 917.3, 11 930.7, 12 879.3/

Y(t) **Afluências** (em hm<sup>3</sup> por mês)

\* *Dados da série histórica do ONS dos anos de 1931 a 2012*

\* *Afluências Mínimas*

\*/1 1539.6, 2 925.3, 3 1236.4, 4 1039.4, 5 803.5, 6 715.4, 7 622.1, 8 528.8,

\*9 554.7, 10 544.3, 11 764.6, 12 865.7/

\* *Afluências Médias*

/1 4616.4, 2 4284.6, 3 3818.0, 4 2617.9, 5 1918.1, 6 1594.1, 7 1311.6,

8 1078.3, 9 1124.9, 10 1324.5, 11 1876.6, 12 3234.8/

\* *Afluências Máximas*

\*/1 9385.6, 2 8372.2, 3 9738.1, 4 6031.6, 5 4074.6, 6 5969.4, 7 3390.3,

\*8 2387.2, 9 4896.3, 10 4722.6, 11 5155.5, 12 8094.8/

coef(i) **Coeficientes de custo**

\* *Coeficientes da função de erro de geração proposta*

\* *Situação 1*

\*/1 0.1, 2 0.2, 3 0.3, 4 0.4/

\* *Situação 2*

\*/1 0.2, 2 0.4, 3 0.6, 4 0.8/

\* *Situação 3*

/1 0.4, 2 0.8, 3 1.2, 4 1.6/

\* *Situação 4*

\*/1 0.8, 2 1.6, 3 2.4, 4 3.2/

## Scalar

\* *Valor arbitrariamente grande de M*

M **Constante de grande valor** /1E36/

\* *Volume inicial de aproximadamente 90% do volume máximo do reservatório*

V i **volume inicial em hm3** /20000/

\* *Produtibilidade específica da usina na conversão de hm3 e mês*

n **produtibilidade específica** /0.0033306/

k 0 **coeficientes do polinomio cota volume** /63.2261/

k1 /3.193892E-03/

k2 /-1.608703E-07/

k3 /5.076109E-12/

k4 /-6.504317E-17/

\* *Máximos da função de erro proposta (eixo x)*

\* *Máximos da situação 1*

\*xmax1 **máximo dos intervalos xi** /496/

\*xmax2 /1488/

\*xmax3 /2480/

\* *Máximos da situação 2*

\*xmax1 **máximo dos intervalos xi** /248/

\*xmax2 /744/

\*xmax3 /1240/

\* *Máximos da situação 3*

xmax1 **máximo dos intervalos xi** /124.0/

xmax2 /372/

xmax3 /620/

\* *Máximos da situação 4*

\*xmax1 **máximo dos intervalos xi** /62.0/

\*xmax2 /186/

\*xmax3 /310/

## Variables

\* *Declaração das variáveis utilizadas*

delv, obj, g(t), sgama(t), sespo(t), steta(t), sfi(t), vol(t)

sgama2(t), sgama3(t), sgama4(t)

xpos(i,t) intervalo na reta x desde o 0 (semi-eixo positivo) no mês t  
 xneg(i,t) intervalo na reta x desde o 0 (semi-eixo negativo) no mês t  
 z custo total de distribuição em milhares de reais  
 dif diferença entre geração e carga;

### Positive Variables

gama(k,t) , epso(k,t), u(t), teta(k,t) , fi(k,t) , s(t) ;

### Binary variable

x(k,t);

*\*Impondo limites de fronteira para o problema:*

*\*Limites do intervalo de x*

xpos.lo(i,t) = 0;

xneg.up(i,t) = 0;

*\*Limites da turbinagem em hm3/mes*

u.up(t) = 4371;

u.lo(t) = 175.5 ;

*\*Limites do volume em hm3*

vol.up(t) = 22950 ;

vol.lo(t) = 5733 ;

### Equations

def1, def2, def3, def5, def6, def7

def4, def8

cost

somatotal

diferenca

*\*Declaração das equações de restrições*

volume1, volume2, volume3, volume4, volume5, volume6, volume7, volume8,

volume9, volume10, volume11, volume12,

volumef,

discv1, discv2, discv3, discv4,

uv1(k,t), uv2(k,t), uv3(k,t), uv4(k,t), uv5(t), uv6(k,t), uv7(k,t),

uv8(k,t), uv9(k,t), uv10(t), uv11(k,t), uv12(k,t), uv13(k,t), uv14(k,t),

uv15(t), uv16(k,t), uv17(k,t), uv18(k,t), uv19(k,t), uv20(t),

gerac(t);

*\*Equações da dinâmica do reservatório*

volume1.. vol('1') =E= Vi ;

volume2.. vol('2') =E= vol('1') + Y('1') - u('1') - s('1') ;

volume3.. vol('3') =E= vol('2') + Y('2') - u('2') - s('2') ;

volume4.. vol('4') =E= vol('3') + Y('3') - u('3') - s('3') ;

volume5.. vol('5') =E= vol('4') + Y('4') - u('4') - s('4') ;

volume6.. vol('6') =E= vol('5') + Y('5') - u('5') - s('5') ;

volume7.. vol('7') =E= vol('6') + Y('6') - u('6') - s('6') ;

volume8.. vol('8') =E= vol('7') + Y('7') - u('7') - s('7') ;

volume9.. vol('9') =E= vol('8') + Y('8') - u('8') - s('8') ;

volume10.. vol('10') =E= vol('9') + Y('9') - u('9') - s('9') ;

volume11.. vol('11') =E= vol('10') + Y('10') - u('10') - s('10') ;

volume12.. vol('12') =E= vol('11') + Y('11') - u('11') - s('11') ;

*\*Restrição do volume final*

volumef.. vol('12') =g= 0.9\*Vi ;

*\*Restrição para a discretização do volume*

discv1.. delv =E= v('2') - v('1');

discv2(t).. vol(t) - (delv/2) =L= sum(k, v(k)\*x(k,t));

discv3(t).. sum(k, v(k)\*x(k,t)) =L= vol(t) + (delv/2) ;

discv4(t).. sum(k, x(k,t)) =E= 1 ;

*\*Restrição aproximação u\*v*

uv1(k,t).. 0 =L= gama(k,t);

uv2(k,t).. gama(k,t) =L= M\*x(k,t);

uv3(k,t).. 0 =L= u(t) - gama(k,t) ;

uv4(k,t).. u(t) - gama(k,t) =L= M\*(1-x(k,t)) ;

```

uv5(t).. sgama(t) =E= sum(k,gama(k,t)*v(k)) ;
*Restrição aproximação u*v^2
uv6(k,t).. 0 =L= epso(k,t);
uv7(k,t).. epso(k,t) =L= M*x(k,t);
uv8(k,t).. 0 =L= sgama(t) - epso(k,t) ;
uv9(k,t).. sgama(t) - epso(k,t) =L= M*(1-x(k,t)) ;
uv10(t).. sespo(t) =e= sum(k,epso(k,t)*v(k));
*Restrição aproximação u*v^3
uv11(k,t).. 0 =L= teta(k,t);
uv12(k,t).. teta(k,t) =L= M*x(k,t);
uv13(k,t).. 0 =L= sespo(t) - teta(k,t) ;
uv14(k,t).. sespo(t) - teta(k,t) =L= M*(1-x(k,t)) ;
uv15(t).. steta(t) =e= sum(k,teta(k,t)*v(k));
*Restrição aproximação u*v^4
uv16(k,t).. 0 =L= fi(k,t);
uv17(k,t).. fi(k,t) =L= M*x(k,t);
uv18(k,t).. 0 =L= steta(t) - fi(k,t) ;
uv19(k,t).. steta(t) - fi(k,t) =L= M*(1-x(k,t)) ;
uv20(t).. sfi(t) =e= sum(k,fi(k,t)*v(k));
*Função linearizada da geração
gerac(t).. g(t) =E= n*k0*u(t) + n*k1*sgama(t) + n*k2*sespo(t) +
n*k3*steta(t) + n*k4*s»fi(t) ;
*Início da função de erro de geração
*Semi-eixo Positivo
def1(t).. xpos('1',t) =l= xmax1;
def2(t).. xpos('2',t) =l= xmax2 - xmax1;
def3(t).. xpos('3',t) =l= xmax3 - xmax2;
def4(t).. xpos('4',t) =l= M - xmax3;
*Semi-eixo Negativo
def5(t).. xneg('1',t) =g= -xmax1;
def6(t).. xneg('2',t) =g= -(xmax2 - xmax1);
def7(t).. xneg('3',t) =g= -(xmax3 - xmax2);
def8(t).. xneg('4',t) =g= -(M - xmax3);
*Diferença entre carga e geração
somatotal(t).. sum((i),xpos(i,t)) + sum((i),xneg(i,t)) =e= (g(t) - C(t));
*Função objetivo
cost.. z =e= (sum((i,t), coef(i)*xpos(i,t)) - sum((i,t),
coef(i)*xneg(i,t)))+0.1*sum(t,s(t));
*Averiguação da diferença entre carga e geração
diferenca(t).. dif(t) =e=(C(t)-g(t));

MODEL Eq /ALL/;

*Alterando o gap relativo da resposta no options do solver
Eq.optfile=1;
$onecho > cplex.opt
epgap 0.0009
$offecho
*Resolve a equação minimizando a função objetivo utilizando o MIP

SOLVE Eq USING MIP minizing z;
*Escrevendo as respostas em um .txt
FILE res /restricao_de_intervalos.txt/
PUT res1;
res.pw = 800;
PUT /;
loop (t, put g.l(t)) ;
PUT /;

```

```

loop (t, put C(t)) ;
*Escrevendo as respostas em um .txt
FILE res1 /restricao_de_intervalos1.txt/
PUT res1;
* Aqui se escolhe o que quer ser observado, analisado. Com os dados colhidos
* nesse .txt pode-se exportar para um software gráfico e analisar comportamentos
Put "*Intervalos de x entre 0 e as retas de diferentes custos (semi-eixo
positivo):"/;
PUT " Intervalo 1 Intervalo 2 Intervalo 3 Intervalo 4"/;
loop (t, PUT /;
loop (i, Put xpos.l(i,t)) ;
) ;
PUT /;
Put "*Intervalos de x entre as retas de diferentes custos e o 0 (semi-eixo
negativo):"»
/;
PUT " Intervalo 1 Intervalo 2 Intervalo 3 Intervalo 4"/;
loop (t, PUT /;
loop (i, Put xneg.l(i,t)) ;
) ;
PUT /;
PUT "*Custo total de geração minimizado" /;
put z.l /;
PUT /;
PUT "Geração" /;
loop (t, Put g.l(t)) ;
PUT /;
PUT "Carga" /;
loop (t, Put C(t)) ;
PUT /;
PUT "Diferença entre geração e Carga" /;
loop (t, Put dif.l(t)) ;
PUT /;
PUT "TURBINAMENTO"/;
loop (t, Put u.l(t));
Put /;
PUT "Volume"/;
loop (t, Put vol.l(t));
Put /;
PUT "Vertimento"/;
loop (t, Put s.l(t));
Put /;
DISPLAY z.l, xpos.l, xneg.l;

```

## APÊNDICE C – CÓDIGO COMPLETO DO MODELO NÃO-LINEAR – GAMS

```
$Title Simulação do Modelo real da UHE de Furnas
$Ontext
Este é um modelo não-linear da Usina Hidrelétrica de Furnas - MG
Matheus Campos de Mendonca, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de
Brasília, Dezembro de 2014
$Offtext

*Definindo os índices do modelo
Sets
* Índice dos coeficientes da função de erro de geração
i indice /1*4/
* Índice dos meses
t tempo em meses /1*12/

Parameters
C(t) carga em função do tempo (em MWmédios)
*Dados normalizados no MATLAB considerando a garantia física do subsistema SE/CO
/1 897.4, 2 920.4, 3 916.5, 4 906.1, 5 891.2, 6 865.9, 7 866.5, 8 877.9,
9 894.7,10 917.3, 11 930.7, 12 879.3/
Y(t) Afluências (em hm3 por mês)
*Dados da série histórica do ONS dos anos de 1931 a 2012
*Afluências Mínimas
*/1 1539.6, 2 925.3, 3 1236.4, 4 1039.4, 5 803.5, 6 715.4, 7 622.1, 8 528.8,
*9 554.7, 10 544.3, 11 764.6, 12 865.7/
*Afluências Médias
/1 4616.4, 2 4284.6, 3 3818.0, 4 2617.9, 5 1918.1, 6 1594.1, 7 1311.6,
8 1078.3, 9 1124.9, 10 1324.5, 11 1876.6, 12 3234.8/
*Afluências Máximas
*/1 9385.6, 2 8372.2, 3 9738.1, 4 6031.6, 5 4074.6, 6 5969.4, 7 3390.3,
*8 2387.2, 9 4896.3, 10 4722.6, 11 5155.5, 12 8094.8/
coef(i) Coeficientes de custo
* Coeficientes da função de erro de geração proposta
* Situação 1
*/1 0.1, 2 0.2, 3 0.3, 4 0.4/
* Situação 2
*/1 0.2, 2 0.4, 3 0.6, 4 0.8/
* Situação 3
/1 0.4, 2 0.8, 3 1.2, 4 1.6/
* Situação 4
*/1 0.8, 2 1.6, 3 2.4, 4 3.2/

Scalar
* Valor arbitrariamente grande de M
M Constante de grande valor /1E36/
* Volume inicial de aproximadamente 90% do volume máximo do reservatório
V i volume inicial em hm3 /20000/
n rendimento da usina /0.0033306/
k 0 coeficientes do polinomio cota volume /63.2261/
k1 /3.193892E-03/
k2 /-1.608703E-07/
k3 /5.076109E-12/
k4 /-6.504317E-17/
* Máximos da situação 1
*xmax1 máximo dos intervalos xi /496/
*xmax2 /1488/
*xmax3 /2480/
* Máximos da situação 2
```

```

*xmax1 máximo dos intervalos xi /248/
*xmax2 /744/
*xmax3 /1240/
* Máximos da situação 3
xmax1 máximo dos intervalos xi /124.0/
xmax2 /372/
xmax3 /620/
* Máximos da situação 4
*xmax1 máximo dos intervalos xi /62.0/
*xmax2 /186/
*xmax3 /310/

```

### Variables

*\*Declaração das variáveis utilizadas*

```

obj, g(t), vol(t)
xpos(i,t) intervalo na reta x desde o 0 (semi-eixo positivo) no mês t
xneg(i,t) intervalo na reta x desde o 0 (semi-eixo negativo) no mês t
z custo total de distribuição em milhares de reais
d i f diferença entre geração e carga ;

```

### Positive Variables

```

u(t), s(t) ;
*Impondo limites de fronteira para o problema:
*Limites do intervalo de x
xpos.lo(i,t) = 0;
xneg.up(i,t) = 0;
*Limites da turbinagem em hm3/mes
u.up(t) = 4371;
u.lo(t) = 175.5 ;
*Limites do volume em hm3
vol.up(t) = 22950 ;
vol.lo(t) = 5733 ;

```

### Equations

```

def1, def2, def3, def5, def6, def7
def4, def8
cost
somatotal
*Declaração das equações de restrições
volume1, volume2, volume3, volume4, volume5, volume6, volume7, volume8,
volume9, volume10, volume11, volume12,
volume f,
gerac(t);
*Equações da dinâmica do reservatório
volume1.. vol('1') =E= Vi ;
volume2.. vol('2') =E= vol('1') + Y('1') - u('1') - s('1') ;
volume3.. vol('3') =E= vol('2') + Y('2') - u('2') - s('2') ;
volume4.. vol('4') =E= vol('3') + Y('3') - u('3') - s('3') ;
volume5.. vol('5') =E= vol('4') + Y('4') - u('4') - s('4') ;
volume6.. vol('6') =E= vol('5') + Y('5') - u('5') - s('5') ;
volume7.. vol('7') =E= vol('6') + Y('6') - u('6') - s('6') ;
volume8.. vol('8') =E= vol('7') + Y('7') - u('7') - s('7') ;
volume9.. vol('9') =E= vol('8') + Y('8') - u('8') - s('8') ;
volume10.. vol('10') =E= vol('9') + Y('9') - u('9') - s('9') ;
volume11.. vol('11') =E= vol('10') + Y('10') - u('10') - s('10') ;
volume12.. vol('12') =E= vol('11') + Y('11') - u('11') - s('11') ;
*Restrição do volume final
volume f.. vol('12') =g= 0.9*Vi ;
*Função linearizada da geração

```

```

gerac(t).. g(t) =E= n*u(t)*(k0 + k1*vol(t) + k2*vol(t)*vol(t) +
k3*vol(t)*vol(t)*vol(t) + k4*vol(t)*vol(t)*vol(t)*vol(t) ) ;
* Início da função de erro de geração
*Semi-eixo Positivo
def1(t).. xpos('1',t) =l= xmax1;
def2(t).. xpos('2',t) =l= xmax2 - xmax1;
def3(t).. xpos('3',t) =l= xmax3 - xmax2;
def4(t).. xpos('4',t) =l= M - xmax3;
*Semi-eixo Negativo
def5(t).. xneg('1',t) =g= -xmax1;
def6(t).. xneg('2',t) =g= -(xmax2 - xmax1);
def7(t).. xneg('3',t) =g= -(xmax3 - xmax2);
def8(t).. xneg('4',t) =g= -(M - xmax3);
*Diferença entre carga e geração
somatotal(t).. sum((i),xpos(i,t)) + sum((i),xneg(i,t)) =e= g(t)- C(t);
*Função objetivo
cost.. z =e= sum((i,t), coef(i)*xpos(i,t)) - sum((i,t),
coef(i)*xneg(i,t))+0.1*sum(t,s(t)) ;

MODEL Eq /ALL/;
*Resolve a equação minimizando a função objetivo utilizando NLP

SOLVE Eq USING NLP minizing z;
*Exporta dados no ficheiro real.txt
FILE res /dados_reais.txt/
PUT res;
res.pw = 800;
loop (t, Put g.l(t)) ;
*Visualização rápida dos dados
* Aqui se escolhe o que quer ser observado, analisado. Com os dados colhidos
* nesse .txt pode-se exportar para um software gráfico e analisar comportamentos
FILE res1 /dados_reais1.txt/
PUT res1;
res1.pw = 800;
PUT "Volume" /;
loop (t, put vol.l(t)) ;
PUT /;
PUT "Cost" /;
put z.l /;
PUT "Turbinamento" /;
loop (t, Put u.l(t)) ;
PUT /;
PUT "Geração" /;
loop (t, Put g.l(t)) ;
PUT /;
PUT "Carga" /;
loop (t, Put C(t)) ;
PUT /;
PUT "Vertimento"/;
loop (t, Put s.l(t));

```