

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**REFLEXÕES METODOLÓGICAS SOBRE A OPERAÇÃO DE
SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

MARCO AURÉLIO RAPHUL AZEVEDO GARCIA

Itajubá, novembro de 2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**REFLEXÕES METODOLÓGICAS SOBRE A OPERAÇÃO DE
SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

MARCO AURÉLIO RAPHUL AZEVEDO GARCIA

**Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Itajubá como requisito parcial para a
obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.**

Professor Orientador: Germano Lambert Torres
Professor Co-Orientador: Afonso Henriques Moreira Santos

Itajubá, novembro de 2006

Agradecimentos

Aos meus orientadores Afonso Henriques Moreira Santos e Germano Lambert Torres, pelos ensinamentos, suporte e apoio.

Ao CNPq, ANP, Petrobrás e UNIFEI pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Aos professores da UNIFEI, em especial, Profs. Jamil Haddad, Roberto Alves de Almeida, Edson da Costa Bortoni, Luiz Augusto Horta Nogueira e Leonardo de Mello Honório, por sua inspiração e exemplo.

À minha esposa e companheira, Juliana, pelo amor e apoio incondicionais ao longo dessa caminhada.

Aos meus pais Gerson e Claudia, pela compreensão e apoio em cada decisão de minha vida.

Ao meu irmão Rodrigo, pelo afeto e apoio.

Aos amigos do CERNE, em especial, Leopoldo, Ricardo, Sandro, Felício, Carlão, Erick e Akira, pelo apoio fundamental e incentivo.

Dedico este trabalho à minha esposa Juliana, aos meus pais Cláudia e Gerson, ao meu irmão Rodrigo, sempre presentes nos momentos mais importantes da minha vida.

Resumo

Existem três formas de um sistema hidrelétrico se proteger dos riscos hidrológicos e de carga: o primeiro é o armazenamento de água; o segundo é a complementaridade térmica; o terceiro é o aumento da elasticidade da demanda, com forte sinal de preço na geração. Historicamente, o uso de reservatórios foi a maneira de se proteger das incertezas. Nesta fase surgiram os conceitos de energia firme e período crítico, e o critério econômico tinha menor valor que o critério técnico. Com a entrada de alguma geração térmica, passou-se a operar o mesmo, segundo o critério das curvas-guia. A grande vantagem das curvas-guia é a transparência. Além disto, há uma certa isonomia entre os reservatórios, não permitindo que um se encontre totalmente esvaziado, enquanto o outro se encontra cheio ou quase cheio. Todos os reservatórios têm que estar na mesma faixa.

Com a evolução dos modelos computacionais, o Brasil abandonou o critério anteriormente exposto, evoluindo para um com viés fortemente econômico, que se baseava nos custos da geração térmica e do déficit, além da expansão do parque gerador. A sofisticação dos modelos exigia uma simplificação da realidade física. Assim, esta segunda fase da operação eletro-energética no país não se preocupava com os aspectos de maximizar a geração hidrelétrica (que é o mesmo que minimizar a geração termelétrica), e garantir o nível de confiabilidade do suprimento.

A crise de 2001 mostrou a fragilidade da confiabilidade do setor, impondo a criação da curva de aversão a risco, que nada mais é do que uma curva-guia, que, quando da existência de um armazenamento nos reservatórios inferior ao por ela estabelecido, determina o despacho de toda a capacidade térmica. Hoje, já se percebe a necessidade de outras curvas de aversão que determine o despacho de partes do parque gerador térmico, antes de se transgredir à curva de aversão atual. Isto nada mais é que o resgate das curvas-guia, só que ainda aplicadas ao reservatório equivalente.

Neste trabalho é feita uma análise dos modelos conceituais utilizados pelo setor elétrico para operação de reservatórios e propõe-se o resgate das curvas-guia, através de um modelo de faixas operativas, que nada mais são do que curvas guias inteligentes, definidas através de algoritmos genéticos.

Palavras-chave

algoritmo genético; curvas-guia; operação hidro-térmica; otimização;

Abstract

There are three forms of a hidroelectric system to self-protect by hydrological and load risks: the first one is the water storage; the second is the complementarities thermal; the third is the increase of the elasticity of the demand, with strong signal of generation price. Historically, the use of reservoirs was the way of protecting of the uncertainties. In this phase the concepts of firm energy and critical period had appeared, and the economic criterion had minor value than the technical criteria. With the entrance of some thermal generation, it was transferred to operate the reservoir, according to criterion of the rule curve. The great advantage of the rule curve is the transparency. Moreover, it has a certain isonomy between the reservoirs, not allowing that one if finds emptied total, while the other meets full or almost full. All the reservoirs have that to be in the same band.

With the evolution of the computational models, Brazil abandoned the previously criterion, evolving for one with strong economic bias, that if based on the costs of the thermal generation and the deficit, beyond the expansion of the generating park. The sophistication of the models demanded a simplification of the physical reality. Thus, this second phase of the electro-energy operation in the country if did not worry about the aspects to maximize the hidroelectric generation (that it is the same that to minimize the thermal generation).

The 2001 crisis presented the fragility of the sector, imposing the creation of the aversion risk curve, that is a rule curve; when the storage in the reservoirs is less than established level, determines the forwarding of all the thermal capacity. Today, the sector indicates the necessity of other curves of aversion that determines the forwarding of parts of thermal the generating grid, before if transgressing to the current aversion curve. This nothing more is that the rescue of the rule curve, only that still applied to the reservoir equivalent.

The objective of this paper is to develop a strength and plain method for the hidroelectric plants reservoirs operation. It is understood that strength way is the capacity for the operation without major economic losses under unexpected conditions. The plain way means the capacity of for reproducing or projecting the operation results with no major differences, is that to say, forecasting and repeatability.

Keywords

Genetic Algorithm; Hydroelectric Power Plant, Power System Operation, Rule Curve.

Sumário

1 Introdução	13
2 Releitura da evolução operativa do SIN	15
2.1. Regularização de vazões	18
2.2. Minimização do vertimento	20
2.3. Conclusões preliminares	30
3 Confiabilidade Energética	32
3.1. Energia Firme	32
3.2. Simulações	34
3.3. Conclusões	63
4 Reservatório Equivalente	65
4.1. Análise utilizando-se Reservatório Equivalente	65
4.2. Modelo Energético Final	73
4.3. Reservatório Equivalente do SIN Brasileiro	73
4.4. Simulação para a Bacia do Paraná	75
4.5. Modelo de Reservatório Equivalente com Destaque Unitário	76
4.6. Reservatório equivalente da Bacia com Destaque Unitário	80
5 Curvas Guias	86
5.1. Curvas Guia para operação de reservatórios	86
5.2. Características Operacionais dos Reservatórios de Regularização	88
5.3. Curvas-guias de Reservatório Único	91
5.4. Exemplo de aplicação de curva-guia para a UHE Furnas	93
5.5. Curvas-guia de Reservatórios Múltiplos	97
5.6. Curva de Aversão ao Risco	98
5.7. Curvas-guia na prática internacional	100

6 Curvas-guias inteligentes	109
6.1. Algoritmos genéticos	109
6.2. Descrição do Problema	120
6.3. Aplicação da metodologia	127
6.4. Aspectos Regulatórios e de Mercado	130
7 Conclusões e Recomendações	132
8 Referências Bibliográficas	136

Lista de figuras

Figura 1 - Curva do Volume diferencial acumulado, segundo Ribeiro Júnior (2004)

Erro! Indicador não definido.

Figura 2 - Hidrograma do Efeito da Regularização no Reservatório de Furnas **Erro!**

Indicador não definido.

Figura 3 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Vertimento**Erro! Indicador não**

definido.

Figura 4 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Vertimento**Erro! Indicador não**

definido.

Figura 5 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica **Erro!**

Indicador não definido.

Figura 6 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica **Erro!**

Indicador não definido.

Figura 7 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica **Erro!**

Indicador não definido.

Figura 8 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica **Erro!**

Indicador não definido.

Figura 9 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica **Erro!**

Indicador não definido.

Figura 10 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

Erro! Indicador não definido.

Figura 11 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica 25

Figura 12 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica 26

Figura 13 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica 28

Figura 14 -: Simulação com Função Objetivo Maximizar Energia Gerada 29

Figura 15 -: Equivalência das Simulações Maximização da Geração Hidrelétrica e
Minimização da Geração Termelétrica 29

Figura 16 - Modelo Simplificado para cálculo da Energia Firme 32

Figura 17 - Modelo para cálculo da Energia Firme no Sistema 34

Figura 18 - Período Crítico do Setor Elétrico e de Furnas	36
Figura 19 - Simulação de todo o Histórico Hidrológico da UHE Furnas	37
Figura 20 - Simulação de todo o Histórico Hidrológico da UHE Furnas	37
Figura 21 - Sistema Hidrotérmico (UHE Furnas e UTE 100 MW) para atendimento à Carga Crítica	38
Figura 22 - Região onde a UTE deve estar a plena carga	39
Figura 23 - Simulação do sistema hidrotérmico visando à minimização do uso da UTE	40
Figura 24 - Simulação do sistema hidr-térmico visando a minimização do uso da UTE	41
Figura 25 - Simulação do sistema hidrotérmico (UHE Furnas + UTE 500 MW) visando a maximização da carga crítica	42
Figura 26 - Simulação do sistema hidrotérmico (UHE Furnas + UTE 500 MW) visando a minimização da operação da UTE	43
Figura 27 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Repetição de 3 vezes o histórico (truncado em dezembro antes do período crítico). Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW	44
Figura 28 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW	45
Figura 29 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Repetição de 3 vezes o histórico (truncado em dezembro antes do período crítico). Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW	46
Figura 30 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW	47
Figura 31 - Simulação do Nível do Reservatório durante o período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW	48
Figura 32 - Simulação do Nível do Reservatório durante o período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW	49
Figura 33 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água unitário. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951	50

Figura 34 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951	51
Figura 35 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água unitário. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951	52
Figura 36 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951	53
Figura 37 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água unitário. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952	54
Figura 38 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952	55
Figura 39 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água unitário. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952	56
Figura 40 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952	57
Figura 41 - Energia Afluente da UHE Furnas	58
Figura 42 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957). Repetição de três vezes o histórico de dados	60
Figura 43 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957). Faixa central de dados. Reservatório iniciando em 50% do Volume Útil	61
Figura 44 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957). Faixa central de dados. Reservatório iniciando vazio	62
Figura 45 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957). Faixa central de dados. Reservatório iniciando com 7% de seu volume útil	63
Figura 46 - Avaliação do t_R	66
Figura 47 - Reservatório "i" na cascata de "n" aproveitamentos	67
Figura 48 - Duas Cascatas com um ramo em Comum	68
Figura 49 - Cascata com um Único Reservatório Regularizador	71
Figura 50 - Modelo Energético Final do Sistema	73

Figura 51 - Usinas da Bacia do Paraná despachadas centralizadamente pelo ONS	75
Figura 52 - Energia Firme da Bacia do Paraná com 100% do Volume Útil de da UHE Furnas (cota mínima 750 – operação atual)	76
Figura 53 - Modelo para avaliação do efeito da variação de VU em um único reservatório	77
Figura 54 - Sistema Equivalente EQ1	78
Figura 55 - Sistema Equivalente EQ0	78
Figura 56 - Sistema Equivalente EQ2	79
Figura 57 - Fluxograma para Implementação do Modelo de Reservatório Equivalente com Destaque Unitário	80
Figura 58 - Sistema Equivalente EQ1	81
Figura 59 - Sistema Equivalente EQ0	81
Figura 60 - Geração do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 100% do Volume Útil)	82
Figura 61 - Energia Armazenada do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 100% do Volume Útil)	83
Figura 62 - Geração do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 50% do Volume Útil)	84
Figura 63 - Energia Armazenada do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 100% do Volume Útil)	85
Figura 64 - Distribuição Típica de Armazenamento em um Reservatório, segundo Army Corps	89
Figura 65 - Regras Operacionais para Reservatórios, segundo Lima et al (2001). Guide to getting started tutorial (2000)	90
Figura 66 - Regras Operacionais para Reservatórios, segundo Lima et al (2001). Guide to getting started tutorial (2000)	90
Figura 67 –Curvas Guia da UHE Furnas	97
Figura 68 - Curva de Aversão ao Risco, região Sudeste/Centro-Oeste (Fonte ONS)	99
Figura 69 - Curva de Aversão ao Risco, região Nordeste (Fonte ONS)	100
Figura 70 - Curva de Aversão ao Risco, região Sul (Fonte ONS)	100

Figura 71 - Hidrovia Rideau Fonte: www.rideau-info.com	102
Figura 72 – Newboro Fonte: www.rideau-info.com	102
Figura 73 – Comportas Ottawa Fonte: www.rideau-info.com (Ken Watson, 2000)	102
Figura 74 – Barcos ultrapassando a comporta Davis. Fonte: www.rideau-info.com .	102
Figura 75 - Perfil da hidrovia Rideau	103
Figura 76 - Curvas-guia dos lagos da hidrovia Rideau	104
Figura 77 - Bacia Hidrográfica do Rio Columbia	105
Figura 78 - Histórico de vazões da Bacia do rio Columbia	106
Figura 79 – Hidrovia Trent Severn (Ontario / Canadá)	108
Figura 80 - Fluxograma Básico do AG	113
Figura 81 - Seleção por Roleta	116
Figura 82 - Situação antes da Classificação (gráfico da adequação)	116
Figura 83 - Situação depois da Classificação (gráfico dos números de ordem)	117
Figura 84 - Representação do sistema eletro-energético	121
Figura 85 - Ordem de mérito e limites dos blocos geração/carga	122
Figura 86 - Sub-sistema eletro-energético	123
Figura 87 - Faixas Operativas	124
Figura 88 - Busca da Faixa Ótima de Operação	125
Figura 89 - Fluxograma do Simulador de Operação por Faixas	127
Figura 90 - Evolução do AG para a determinação das faixas operativas da UHE Furnas	128
Figura 91 - Níveis ótimos definidos pelo AG	129
Figura 92 - Simulação para operação do reservatório da UHE Furnas com as faixas ótimas obtidas pelo AG (Período Crítico)	129

Lista de tabelas

- Tabela 1 - Crescimento Anual da capacidade instalada de geração (1883-1945) Fonte: BNDES,2002 **Erro! Indicador não definido.**
- Tabela 2 - Alternativas para determinação do Período Crítico de Ciclo Completo **Erro! Indicador não definido.**
- Tabela 3 - Carga Crítica para cada PCCC simulado **Erro! Indicador não definido.**
- Tabela 5 - Classificação dos Reservatórios **Erro! Indicador não definido.**
- Tabela 6 - Situação dos Reservatórios – Energia Armazenada por Região. (Fonte ONS, Data: 20/08/2006) 74
- Tabela 7 - Exemplo de Cálculo da Curva-guia do Reservatório**Erro! Indicador não definido.**
- Tabela 8 - Construção das curvas-guia para a UHE Furnas (Mercado igual a carga crítica e não sazonalizado) 96
- Tabela 9 - Representação da População **Erro! Indicador não definido.**
- Tabela 10 - Custos para blocos de energia **Erro! Indicador não definido.**

1 INTRODUÇÃO

Após o racionamento de 2001, muito se tem discutido sobre os critérios de operação do sistema elétrico brasileiro, notadamente no que diz respeito à exploração de seus reservatórios. O conceito de agregação, utilizado no modelo NEWAVE, bem como a série de parâmetros econômicos e técnicos que são necessários para a sua execução, tem sido posto em cheque, induzido pelos resultados desfavoráveis obtidos. Acreditar em um programa que se baseia em um custo de déficit que não têm qualquer aderência com a disposição a pagar do mercado, e que considera custos e parque gerador distantes do realizado, é no mínimo uma traição ao bom senso, em favor da “modelização” matemática.

Secundino Soares [2001] tem defendido modelos alternativos de operação, enfocando em mais detalhe a cascata, em detrimento da agregação, mostrando, inclusive que os parâmetros econômicos têm pouca influência sobre a seqüência de esvaziamento dos reservatórios, o que, de uma maneira simplificada, poderia se dar pela lógica de priorização de se maximizar a produtividade da cascata. Isto nada mais é que esvaziar do mais a montante para o mais a jusante, fazendo-o até o esvaziamento total de cada um (só se começa o esvaziamento do reservatório de jusante, após totalmente esvaziado o de montante).

Os modelos desenvolvidos na década de 70 e 80 já alertavam para os limites de tais critérios, principalmente quando se trata de possíveis reenchimentos intermediários. Nesses casos, seria comum se verter água em reservatórios ainda cheios, embora os de montante estejam vazios, não podendo se armazenar essa água, pois a mesma não afluiria a eles. Também, a acelerada perda de altura que ocorre em alguns reservatórios, levaria a uma significativa perda de produtividade, para o mesmo esvaziamento. Desse modo, relações como a razão área por vazão média e volume por vazão média passaram a ser incorporadas em deferentes índices de priorização para o esvaziamento. Cita-se KUIPPER [1972] e SANTOS [1987], que propuseram, respectivamente, os índices de prioridade e de alocação:

$$\text{Índice de Prioridade} = \frac{A \cdot E_c}{Q} \quad (1)$$

onde:

- A Área da superfície do reservatório

- E_C Energia específica do reservatório. Significa a capacidade de transformação de uma unidade do volume deste reservatório, incluindo a produtividade da usina associada e a produtividade das demais usinas a jusante;
- Q Vazão média afluyente ao reservatório.

$$\text{Índice de Alocação} = \frac{A_n \cdot \sum_{i \in I} \frac{\rho_i}{Q_n}}{\sum_{k \in N} \left(A_k \cdot \sum_{j \in J} \frac{\rho_j}{Q_k} \right)} \quad (2)$$

onde:

- N conjunto de todos os reservatórios de regularização;
- A_n área do reservatório n ;
- ρ_i Produtividade média do reservatório i ;
- I Conjunto de todas as usinas a jusante de n e a própria usina n ;
- Q_n vazão média no reservatório n .

As curvas-guia, ou faixas operativas, que foram muito utilizadas pelo setor elétrico brasileiro, tiveram um enorme sucesso até o advento dos modelos com programação matemática. No modelo antigo, todos os reservatórios eram operados dentro da mesma faixa, e, aí, utilizava-se o critério de priorizar o mais a montante. Assim, evita-se o esvaziamento completo de alguns, enquanto outros seguiam totalmente cheios, trazendo os problemas já descritos. Além disto, a faixa era definidora da operação térmica (ou importação/exportação). Faixas superiores definiam exportação, seguindo-se somente geração hídrica, geração térmica de menor custo, indo, por ordem de mérito, até à importação ou racionamento.

A vantagem desse método, no que diz respeito a preço, é que o custo marginal de operação está implícito na própria faixa, permanecendo constante enquanto se der essa condição. Este é um ponto crucial quando comparados os modelos formadores de preço hoje usuais, que são verdadeiras fontes de volatilidade, por terem seus preços embasados em custos marginais, que são derivadas matemáticas da função custo. Ou seja: geradores de ruídos. Logo, neste momento que se pensa em modificar o modelo do setor elétrico, com destaque para CCEE e sua formação de preço, tal linha de pensamento parece oportuna.

2 RELEITURA DA EVOLUÇÃO OPERATIVA DO SIN

O sistema elétrico brasileiro parece ainda não ter encontrado um modelo que permita custear a operação e financiar a expansão do sistema de forma auto-sustentada, conforme apresentada por (OLIVEIRA 2003).

O marco inicial do uso da energia elétrica no Brasil data de 1879, com a inauguração, no Rio de Janeiro, do serviço permanente de iluminação elétrica interna na estação central da ferrovia Dom Pedro II (Central do Brasil). Nesta data a fonte de energia era um dínamo.

Já a história da hidroeletricidade no Brasil se inicia em 1883 com a construção da primeira hidrelétrica brasileira, no município de Diamantina (MG). A energia gerada era transportada para acionar os equipamentos utilizados na extração de diamantes da mineração Santa Maria.

Obviamente, o crescimento do setor elétrico nas primeiras décadas é vigoroso, já que parte de sociedade demandante de energia elétrica e um setor praticamente inexistente. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o crescimento anual da capacidade instalada de geração entre 1883 e 1945.

Tabela 1- Crescimento Anual da capacidade instalada de geração (1883-1945)

<i>Períodos</i>	<i>1883-1900</i>	<i>1900-1910</i>	<i>1910-1920</i>	<i>1920-1930</i>	<i>1930-1940</i>	<i>1940-1945</i>
<i>% a.a.</i>	35.7	33.7	8.3	7.8	4.8	1.5

Fonte: BNDES, 2002

Entre 1952 e 1962 a capacidade instalada de geração no país atingiu 5.729,3 MW. Destaca-se, em junho de 1962, a criação da Eletrobrás, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com as atribuições de planejar e coordenar o setor; desempenhar as funções de holding de várias concessionárias; e administrar os recursos financeiros destinados às obras de expansão da base produtiva do setor.

A década de 60 marca ainda um novo ciclo de expansão da economia e a retomada do investimento do governo e das estatais em obras de infra-estrutura. Vale destacar a entrada em operação da hidrelétrica de Furnas em 1963. Furnas é um marco no setor elétrico, pois marca o início da interligação efetiva do sistema elétrico brasileiro, interconectando Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro. Ainda nos anos

60 têm-se a interconexão de outros sistemas relevantes para o cenário nacional, tais como as usinas de Jupia e Ilha Solteira.

Com o aumento da complexidade operacional do sistema parcialmente interligado, o MME passou a definir os critérios técnicos que mais tarde originariam o GCOI (Grupo Coordenador Para a Operação Interligada).

Na década de 70, o Sistema Interligado contava com um número expressivo de usinas hidroelétricas, exigindo assim um esforço do setor elétrico no sentido de criar ferramentas e técnicas de modelagem de operação de reservatório.

Nesta mesma década ocorreu também a implantação de sistemas de reservatórios para captação de água para suprimento das demandas das grandes cidades. Exemplos disso são: o Sistema Cantareira, para abastecimento da Grande São Paulo, e o Sistema do Alto Tietê, em 1990.

É neste contexto, fundamentado na importância de avaliar objetivamente a potencialidade do sistema e sua melhor forma de operação, que a economia, juntamente com o advento da informática, que se inicia o desenvolvimento de metodologias e ferramentas computacionais associados a operação de reservatórios.

Em meados da década de 90 iniciou-se o processo de desverticalização da cadeia produtiva, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Em meio a este processo foi criada a figura do ONS, Operador Nacional do Sistema, que dentre outras atribuições, passou a coordenar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), substituindo assim o GCOI. Durante este processo também é criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Em 2002 as atribuições do MAE passam a ser realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

As simulações abordadas neste capítulo visam auxiliar na compreensão da evolução dos critérios utilizados para a operação de reservatórios de UHE. Estes critérios envolvem várias funções objetivo, que são: regularização de vazões, utilizando o Método do Conti-Varlet; minimização dos custos com complementação térmica, e maximização da geração hidrelétrica e da confiabilidade do sistema, utilizando-se programação dinâmica estocástica.

O setor elétrico brasileiro sempre procurou o melhor aproveitamento de seus recursos energéticos, visando sempre o máximo benefício para o sistema. Porém, até a década de 70, antes do advento dos computadores, a operação de reservatórios baseava-se nas curvas-guia dos mesmos, que será abordada nos capítulos subseqüentes. Este método era extremamente robusto, permitindo que os agentes e a

sociedade previssem a operação ao longo do tempo, sem a necessidade de conhecimento técnico específico.

A evolução computacional permitiu o aumento da complexidade dos modelos, incorporando sofisticações matemáticas à operação dos reservatórios e abandonando a operação através de curvas-guia. Desse modo, pode-se separar a evolução dos modelos de otimização do setor elétrico em três fases distintas:

- **Regularização de Vazões**

Nesta fase, o sistema elétrico era composto essencialmente por hidrelétricas e a operação de reservatórios visava prioritariamente à regularização de vazões, ou seja, a manutenção da vazão o mais constante possível ao longo da cascata de usinas, beneficiando as hidrelétricas de jusante e estressando ao máximo os reservatórios de montante, principalmente os de cabeceira.

- **Minimização de Custo**

Com o aumento do parque termelétrico, o custo deste tipo de geração passa a impactar diretamente no custo da energia do sistema, de modo que minimizar o custo da geração termelétrica passa a ser o objetivo da otimização energética. Porém, minimizar o custo da geração termelétrica implica numa maior geração hidrelétrica e conseqüentemente em um maior uso do reservatório.

Entretanto, mesmo com a grande evolução computacional, modelar o sistema incluindo todas as suas peculiaridades tornava a simulação e otimização do sistema extremamente lenta, levando a simplificações que, por hora pareciam razoáveis, mas hoje mostram-se limitantes do modelo. A principal simplificação efetuada, sendo também a de maior impacto, é a linearização da função de produtividade, que torna irrelevante o nível do reservatório para a geração de energia.

- **Maximização da Geração Hidrelétrica e da Confiabilidade**

Os reservatórios, construídos com a finalidade exclusiva de gerar de energia elétrica e o prover o abastecimento humano, passaram a ter outros usos, tais como a navegação, o turismo, a pesca em cativeiro, etc. Tal evolução da sociedade implica em novas restrições para a geração de energia, levando os modelos de otimização a incorporar restrições de cota mínima e máxima, defluência mínima e máxima, dentre outras que vão além do escopo das restrições operativas hidráulicas.

Uma vez que o nível dos reservatórios é importante para a sociedade, converge com a necessidade dos modelos de otimização visarem o máximo aproveitamento do

nível dos reservatórios e conseqüentemente da energia a ser gerada, já que a produtividade deixa de ser constante.

2.1. REGULARIZAÇÃO DE VAZÕES

O princípio de regularização de vazões está no fato de armazenar água quando esta existe em excesso, para utilizá-la quando faltar. Deste modo, uma vazão mais constante e próxima da média é perseguida quando se trata de regularização de vazões.

Para uma simulação, primeiramente deve-se encontrar um critério neutro de operação, de modo que o reservatório persiga uma vazão defluente que se aproxima ao máximo da vazão média de longo termo, definindo uma política de operação de minimização do desvio-médio quadrático, ao longo do tempo. Ou seja:

$$\min z = \sum_{i=1}^T (\bar{Q} - Q_{di})^2 \quad (3)$$

Sujeito a:

$$VA_t = VA_0 + \sum_{i=1}^T (Q_{ai} - Q_{di}) \quad (4)$$

$$VA_{\min} \leq VA_t \leq VA_{\max}, \forall t \quad (5)$$

Onde:

- \bar{Q} = Vazão média (m³/s)
- Q_{di} = Vazão defluente no instante i (m³/s)
- Q_{ai} = Vazão afluente no instante i (m³/s)
- VA_t = Volume regularizado (m³)
- VA_0 = Volume morto (m³)
- VA_{\min} = Volume mínimo (m³)
- VA_{\max} = Volume máximo (m³)

Essas equações remontam de um antigo método gráfico utilizado na primeira metade deste século para o estudo de regularização parcial em centrais hidrelétricas, conhecido como “fio distendido” ou Conti-Varlet. Esse procedimento visa modular a

vazão extremamente variável, tornando-as o mais constante possível. Por Souza et al apud Ribeiro Junior (2004) isto poderá ser obtido com base na demanda de água ao longo do tempo ($Q_d(t)$), que pode ser medida ou sintetizada, podendo-se construir a curva do volume diferencial acumulado ($VDA(t)$), que é a integral ou somatório da diferença entre a vazão consumida a cada instante e a vazão média consumida (Q_m), dada pela equação (6) ou (7).

$$VDA(t) = \int_0^t [Q_d(t) - Q_m] dt \quad (6)$$

$$VDA_I = \sum_{i=1}^I [(Q_{D_i} - Q_m) \Delta t] \quad (7)$$

Pode-se construir esta curva conjuntamente com outra idêntica, mas deslocada para cima de uma distância correspondente ao volume disponível para armazenamento (VD). Caso já exista um reservatório, o volume do mesmo será adotado como VD. Caso se deseje construir o reservatório, o estudo deverá ser feito para diferentes volumes, sendo que uma análise econômica definirá o volume ótimo (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

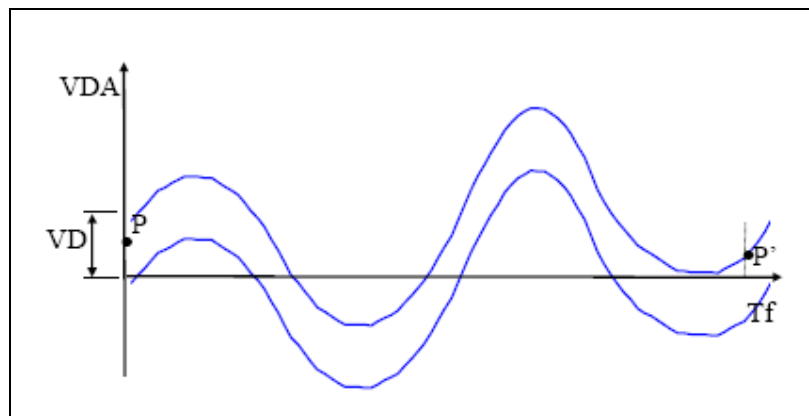


Figura 1 - Curva do Volume diferencial acumulado, segundo Ribeiro Júnior (2004)

Partindo-se de um ponto genérico P, indicado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, busca-se o “melhor” caminho para alcançar P', respeitando-se os limites superior e inferior, que representam a capacidade de armazenamento e a função da demanda. A vazão regularizada (QR), em cada instante de tempo, será dada pela equação (8), onde VAO(t) é o volume acumulado dado pela curva otimizada.

$$Q_R(t) = -\frac{dVA_0(t)}{dt} + Q_m \quad (8)$$

Sobre o critério de otimização, cabe ressaltar que o método de Conti-Varlet busca o menor caminho entre os extremos. O procedimento computacional adotado para se encontrar o caminho do “fio distendido” utilizou Programação Dinâmica, que vem apresentando bons resultados.

O resultado desta operação pode ser observado através da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, onde é apresentado o hidrograma de vazão afluente e defluente da UHE Furnas. Observa-se que a variação da vazão defluente é reduzida de maneira significativa. Para esta simulação utilizou-se todo o histórico de vazões, entre 1931 e 2001.

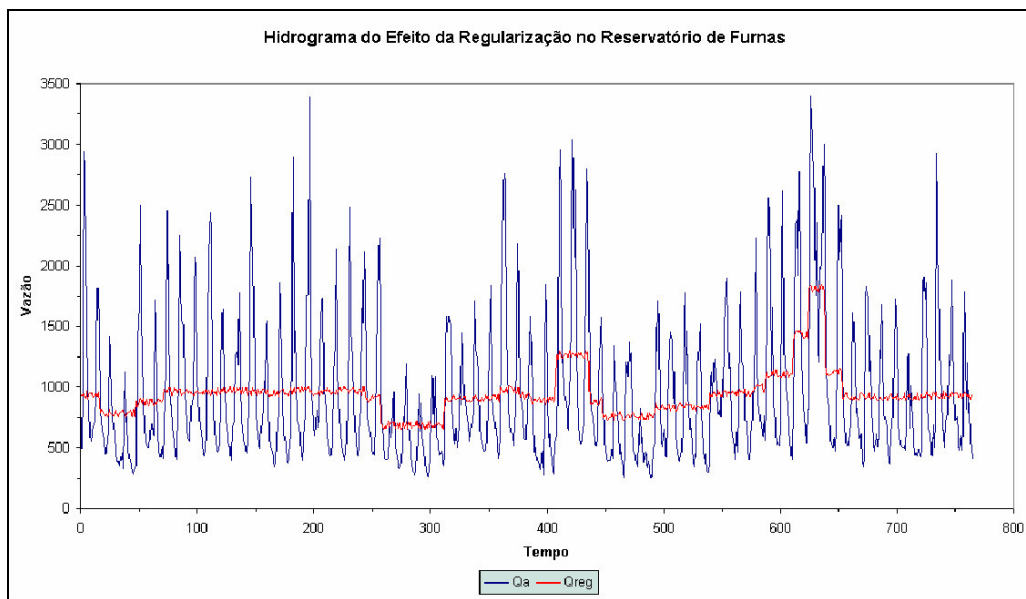


Figura 2 - Hidrograma do Efeito da Regularização no Reservatório de Furnas

2.2. MINIMIZAÇÃO DO VERTIMENTO

Minimizar o vertimento implica no máximo aproveitamento da vazão afluente, porém não significa que a energia gerada será maximizada, conforme poderá ser observado ao longo deste capítulo.

$$MIN \sum_i^T Q_v \quad (9)$$

Onde: QV – vazão vertida (m³/s)

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a simulação para o mesmo histórico de dados de vazão, com limite de turbinagem de duas vezes a vazão média e produtividade constante. Nesta modelo de operação, o reservatório sempre irá reduzir seu nível de armazenamento, de modo a poder armazenar a vazão afluente, conforme se pode observar na figura abaixo.

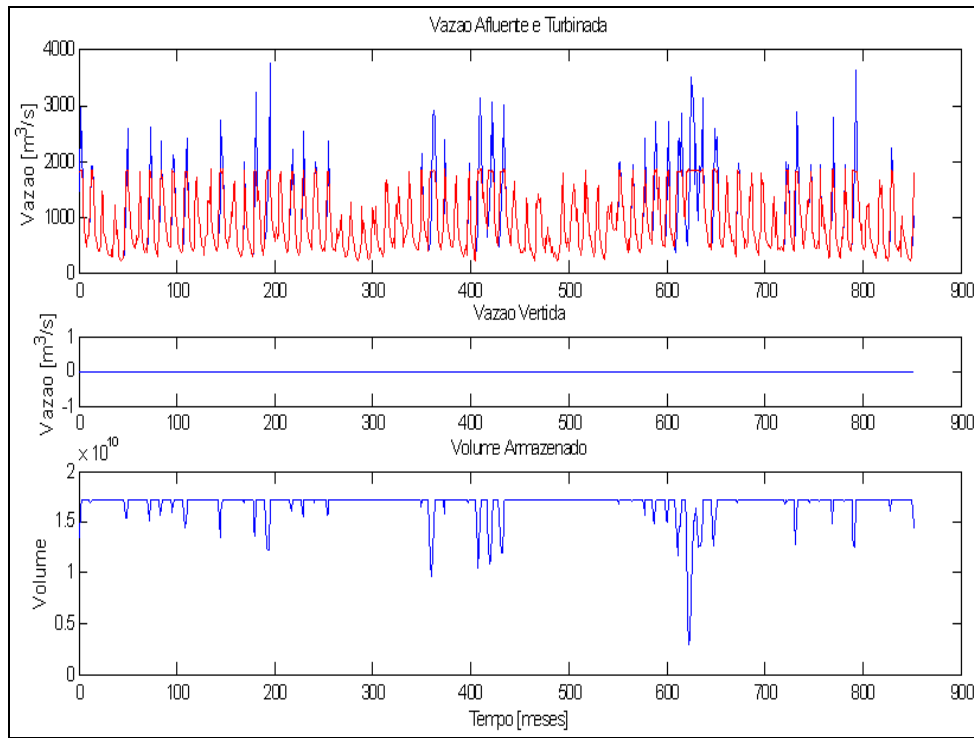


Figura 3 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Vertimento

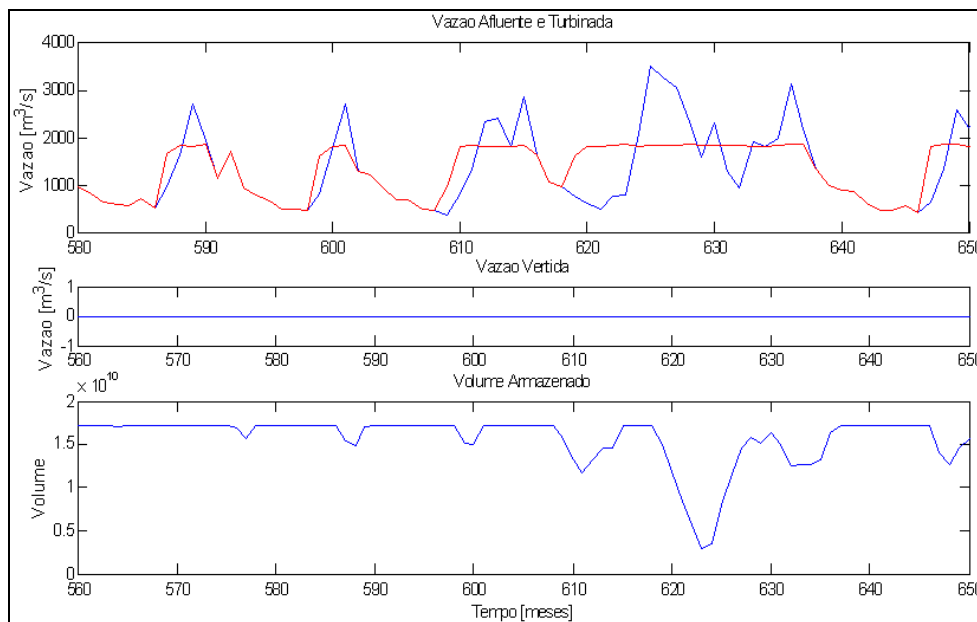


Figura 4 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Vertimento

2.2.1.

MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DA GERAÇÃO TÉRMICA

Quando o sistema deixa de ser puramente hidrelétrico e se torna hidro-térmico, tem-se que o resultado da operação ótima deve privilegiar o melhor resultado para o sistema. Minimizar o custo da geração termelétrica não significa que as mesmas não devem operar, mas sim, que estas devem permitir que a água dos reservatórios das hidrelétricas seja aproveitada da melhor maneira possível. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta tal simulação para o mesmo histórico de dados utilizado ao longo deste trabalho e produtividade do reservatório constante e unitária. Utilizou-se ainda o mesmo limite de turbinagem de duas vezes a vazão média e um único patamar de geração térmica.

$$\text{MIN} \sum_i^T C \cdot GT_i \quad (10)$$

Onde:

C.GT – custo da geração térmica

Para produtividade constante e igual a um, o resultado da simulação está mostrado abaixo.

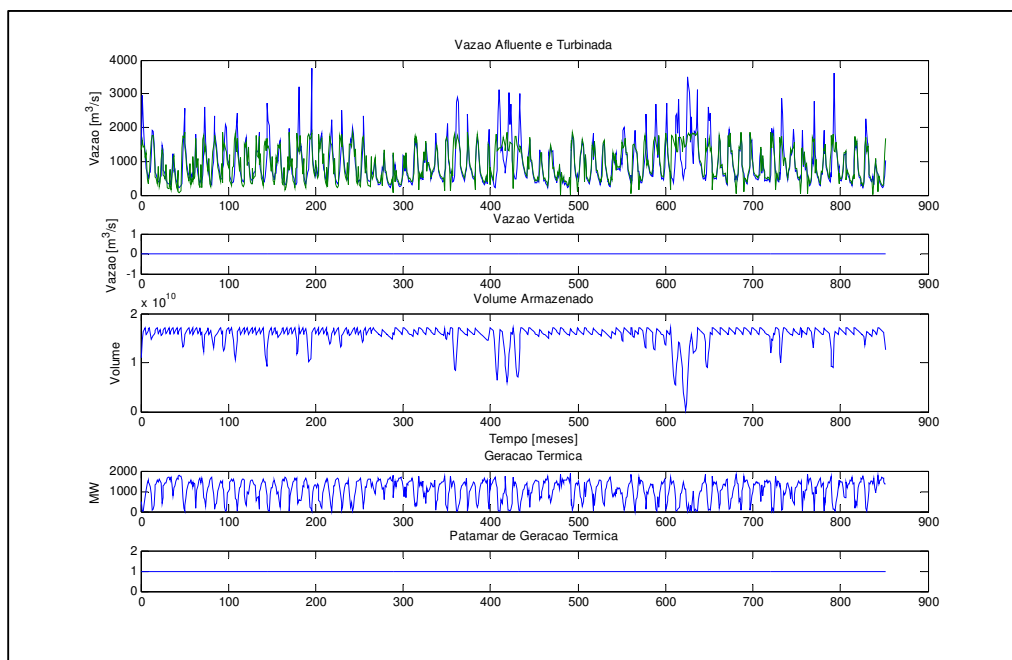


Figura 5 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

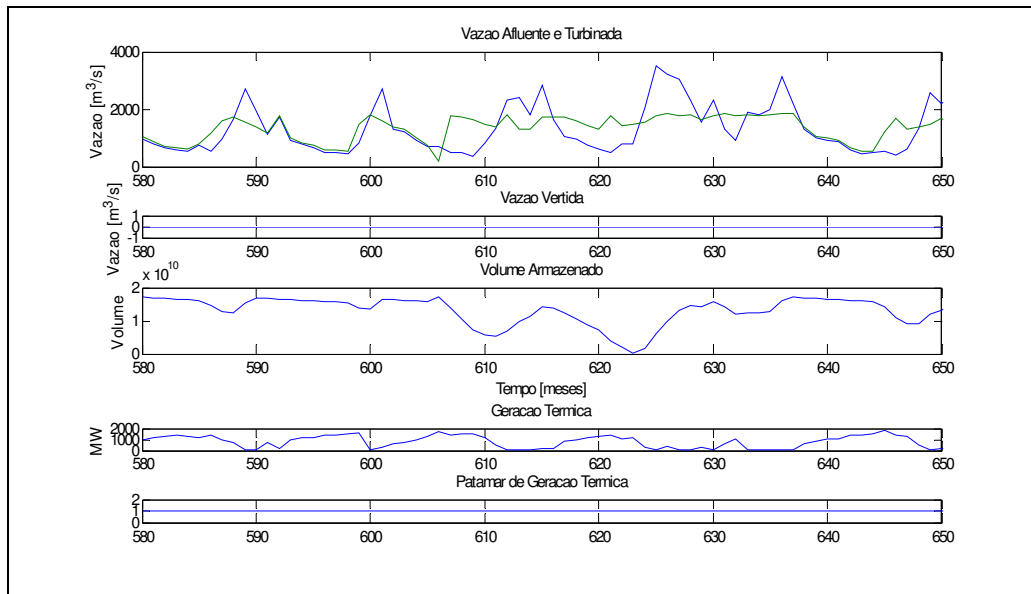


Figura 6 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

Com produtividade variando de 0.9 a um, o seguinte resultado foi encontrado:

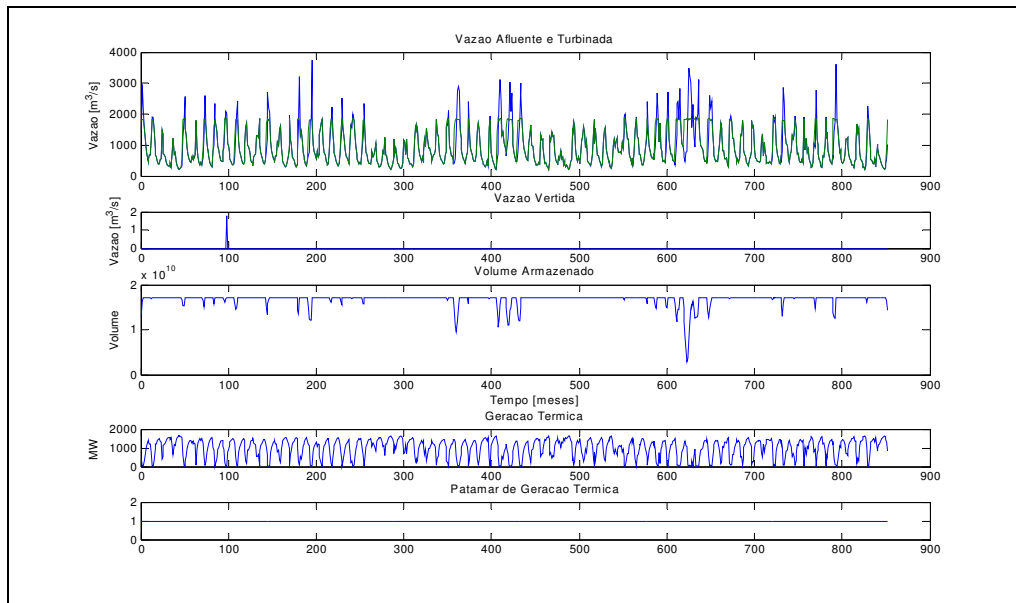


Figura 7 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

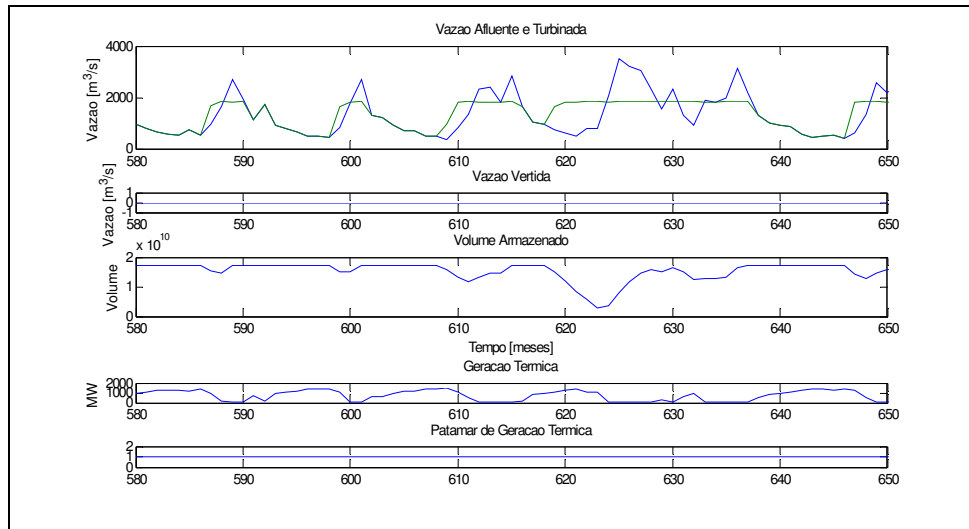


Figura 8 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

Variando a produtividade ainda mais, com valores entre 0.5 e 1.0, o resultado da simulação encontrado foi:

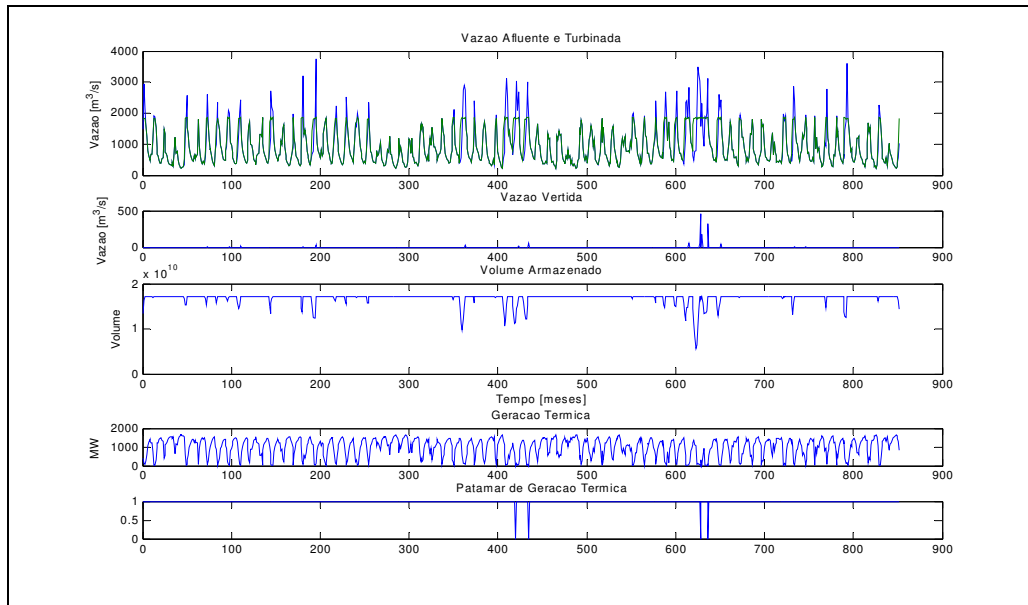


Figura 9 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

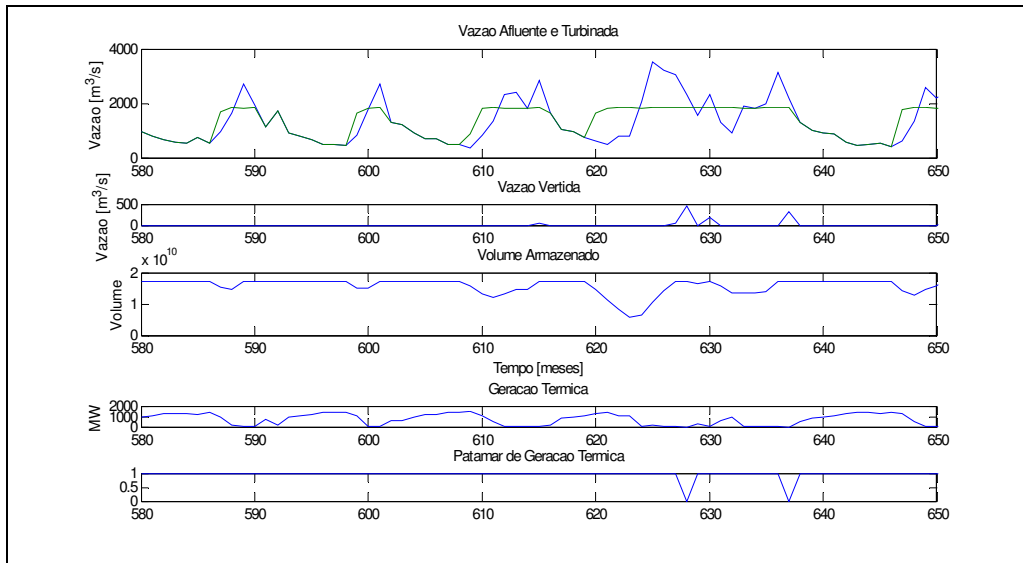


Figura 10 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

Observa-se que a termelétrica atua de modo complementar, porém existem infinitas soluções para o nível do reservatório. Já para efeito de otimização, a altura do mesmo é indiferente. Ao se adotar produtividade variável, tem-se pelos resultados já apresentados anteriormente, que o reservatório permanece próximo à cota máxima a maior parte do período simulado.

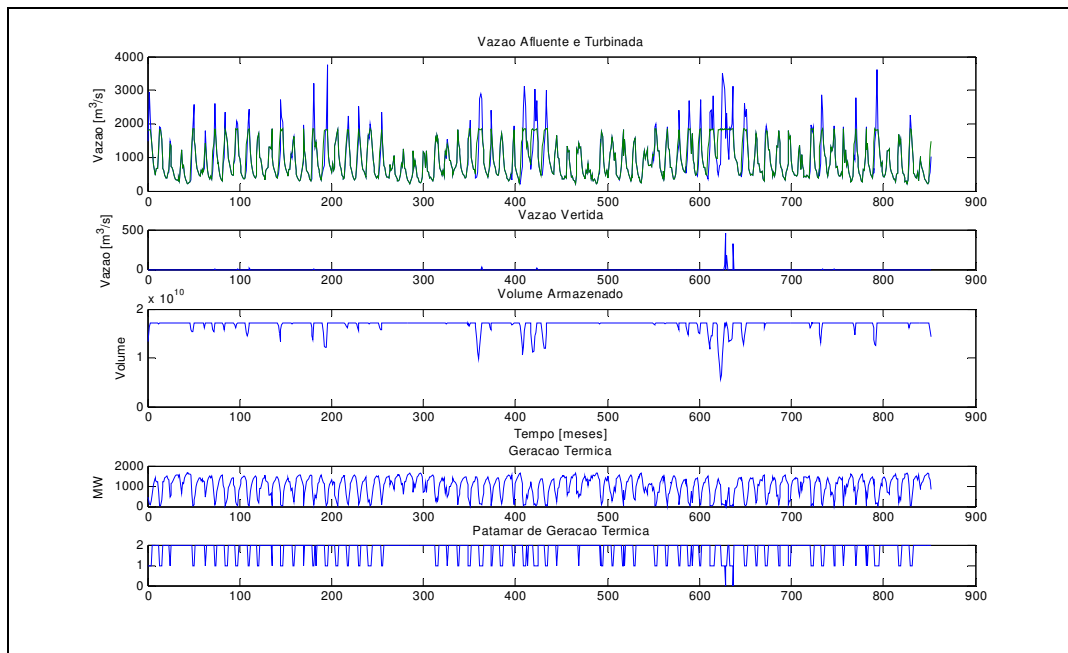


Figura 11 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

Quando se trabalha com dois patamares de térmicas e produtividade variando de 0,5 a um, o resultado da simulação mostra que ocorre um maior deplecionamento

do volume do reservatório, de modo a evitar a entrada do segundo patamar de térmicas, devido ao valor financeiro mais elevado que este segundo patamar possui.

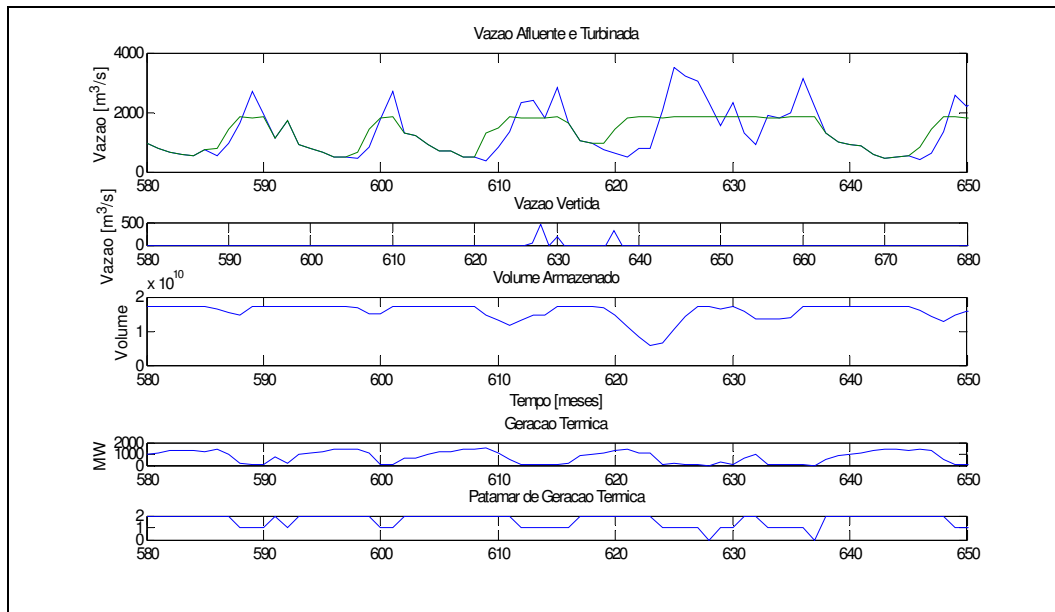


Figura 12 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

2.2.2. MAXIMIZAÇÃO DA ENERGIA GERADA

Maximizar a energia gerada implica em aproveitar não somente a vazão afluente, mas principalmente o efeito da produtividade, de modo que o reservatório permaneça próximo de sua cota máxima durante a maior do período simulado e o

efeito da queda seja melhor aproveitado. A

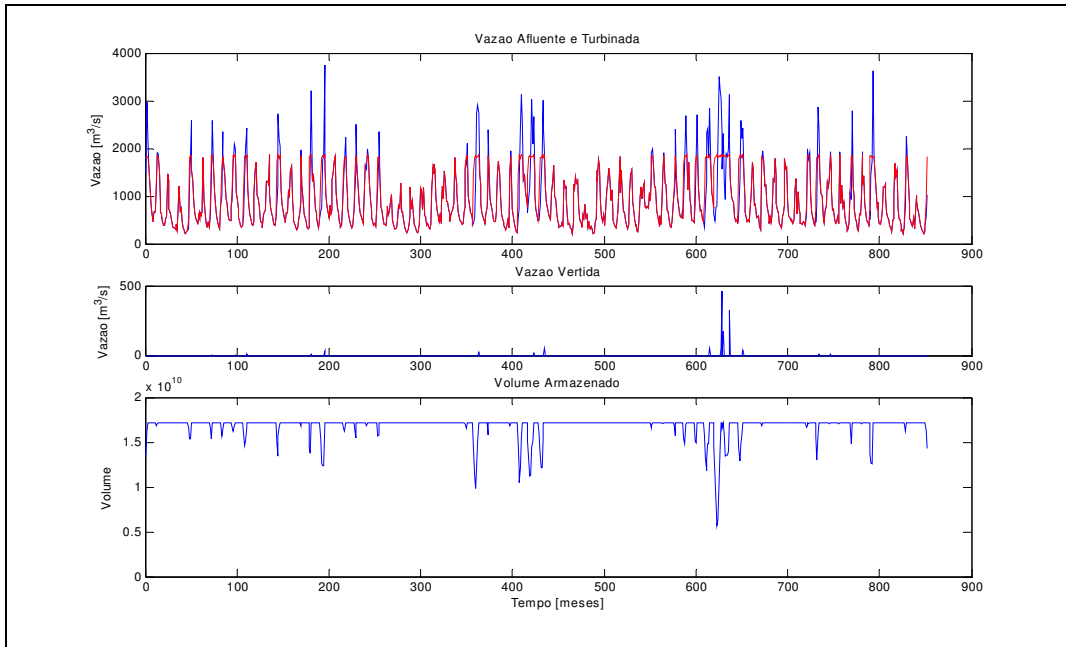


Figura 13 mostra tal efeito, para a UHE Furnas e todo o histórico de dados já utilizado. Para efeito didático, limitou-se a vazão turbinada em duas vezes a vazão média e produtividade variando de 0,5 a um.

$$MAX \sum_i^T (Q_T \cdot \rho_i) \tag{11}$$

Onde:

- ρ – produtividade
- QT – vazão turbinada (m3/s)

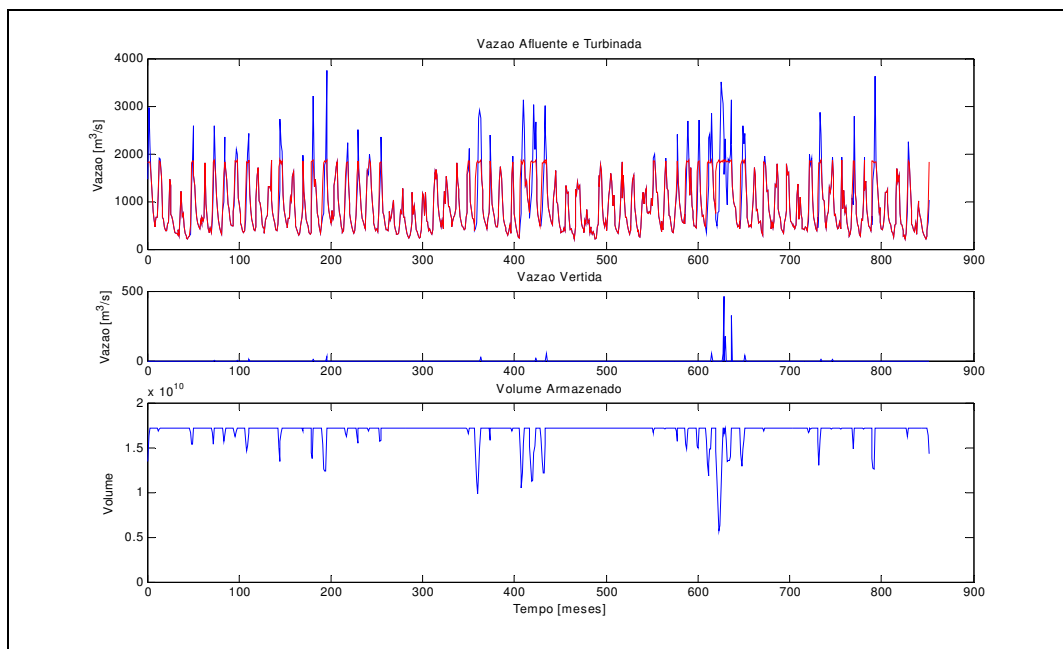


Figura 13 - Simulação com Função Objetivo Minimizar Custo de Geração Térmica

A

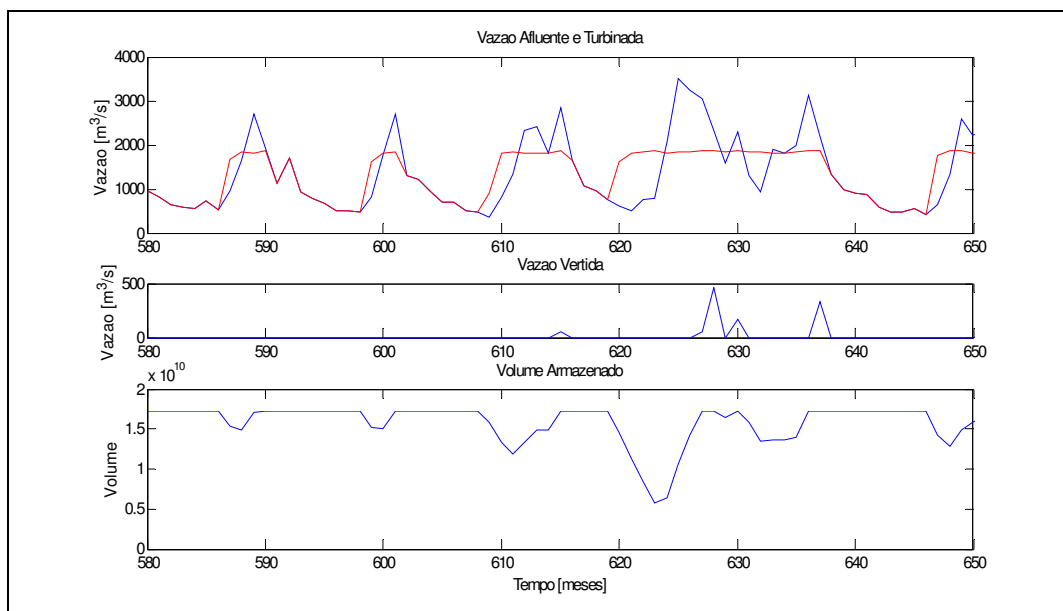


Figura 14 demonstra como a operação privilegia o efeito da queda, mantendo o nível próximo da cota máxima e de maneira que o vertimento não é proibido.

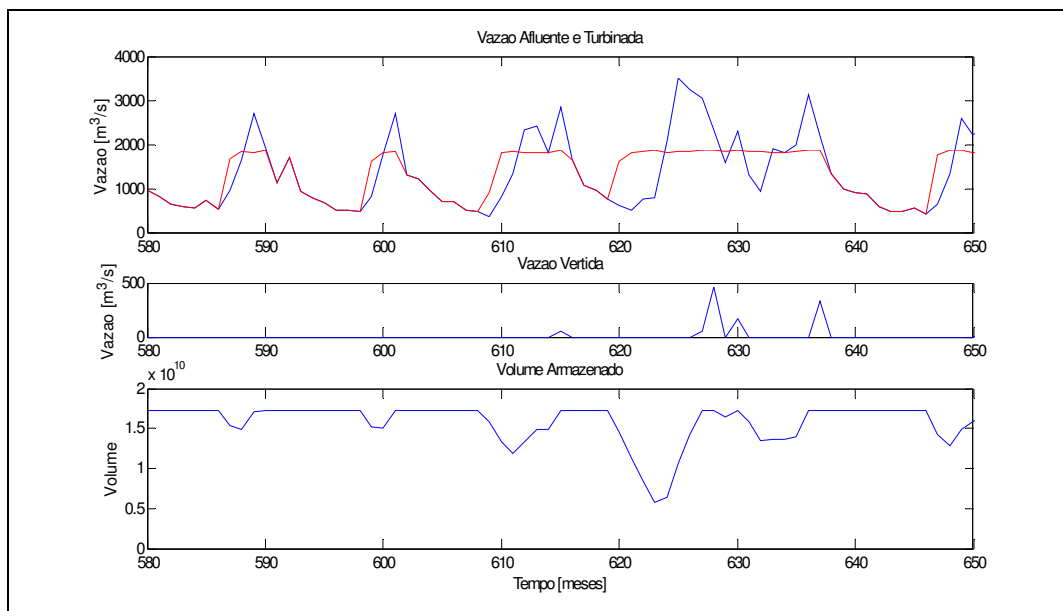


Figura 14 - Simulação com Função Objetivo Maximizar Energia Gerada

Desse modo, verifica-se que, quando se leva em conta o efeito da produtividade variável na geração hidrelétrica, tem-se a equivalência dos objetivos de otimização:

- Maximização da Geração Hidrelétrica
- Minimização da Geração Termelétrica

A Figura 15 apresenta tal equivalência de resultados.

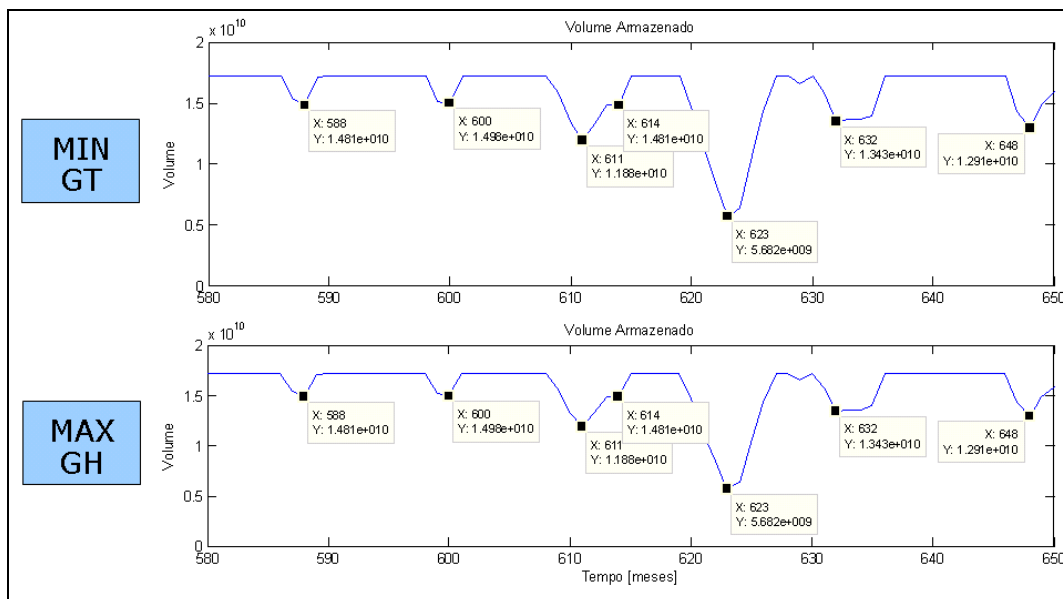


Figura 15 - Equivalência das Simulações Maximização da Geração Hidrelétrica e Minimização da Geração Termelétrica

2.3. CONCLUSÕES PRELIMINARES

Conforme se observou, a operação dos reservatórios das centrais hidrelétricas, na realidade brasileira, passou por três fases distintas. Inicialmente, o sistema era quase que só hidrelétrico, e os reservatórios se prestavam para regularizar a vazão, o que essencialmente; era guardar água do período úmido para o seco. Daí surgiram conceitos como o período crítico e as energias firme e secundária. É desta época também, a introdução das curvas guias na operação do sistema. Posteriormente, com um pequeno avanço da participação termelétrica, avançou-se na direção da operação com base marginalista, onde a ordem de mérito das centrais, em cada nível de armazenamento, levaria a um mínimo custo global, combinado com um arsenal matemático e computacional, que teve o seu ápice com o NEWAVE e assemelhados. Surgem conceitos como risco de déficit e energia garantida (ou assegurada).

A crescente complexidade do sistema interligado nacional tem levado a reflexões sobre a aderência de modelos detalhados para a operação. Segundo Zadeh, considerado o precursor dos Fuzzy Sets, “A essência do princípio da incompatibilidade é que com o crescimento da complexidade do sistema, nossa capacidade (habilidade) para descrever o seu comportamento com precisão e significância (relevância) diminui até um limite a partir do qual precisão e significância tornam-se características quase excludentes”.

Com o desenvolvimento das simulações para melhor compreensão da lógica de operação dos reservatórios foi possível observar como se comporta esta operação com as várias funções objetivos adotadas. O que se tentou resgatar por meio é que a operação dos reservatórios realizada por meio das curvas-guia e considerando o efeito da variação da produtividade, considera as características físicas do reservatório.

Em outras palavras, caminha-se para critérios operativos que levem em conta a altura do reservatório, de modo que a produtividade não será mais considerada constante. Com esta conceituação para a operação dos reservatórios, permite-se a maximização do nível dos reservatórios e conseqüentemente uma modificação profunda no perfil de geração térmica na matriz energética nacional. Desde modo, com transparência do nível dos reservatórios, riscos de déficit energético, como o ocorrido a alguns anos atrás, ficam reduzidos.

Outra vantagem encontrada com operação com conseqüente maximização do nível dos reservatórios está no fato de os diversos usos associados aos reservatórios

hidrelétricos ficam garantidos, de modo a não privilegiar apenas a geração de energia e reduzindo a pressão social sobre a operação dos mesmos.

Além disso, ao se manter os reservatórios com armazenamentos mais elevados, a confiabilidade do sistema aumenta devido ao maior estoque energético garantido. Portanto, a transparência da operação implica, além de garantia tanto da geração quanto aos demais usos associados ao sistema, implica também em menor risco para os agentes e investidores do setor elétrico.

3 CONFIABILIDADE ENERGÉTICA

3.1. ENERGIA FIRME

Neste capítulo será apresentado o modelo utilizado para a realização das simulações que serão apresentadas no próximo capítulo. O grande objetivo desta modelagem é a obtenção da carga crítica que pode ser atendida por uma usina hidrelétrica, baseando-se em seu histórico hidrológico e considerando-se limites de armazenamento e turbinagem. Outro enfoque da metodologia é a determinação da necessidade de termelétricidade para operação conjunta com UHE, de modo a complementar a energia do sistema nos períodos de escassez hídrica.

A Figura 16 apresenta o modelo simplificado para cálculo da carga crítica que pode ser atendida por uma usina hidrelétrica, onde na figura Q [$m^3/s.mês$] é o Volume Afluente, U [$m^3/s.mês$] é o Volume vertido, G [$m^3/s.mês$] é o Volume Turbinado e L é carga crítica que pode ser atendida.

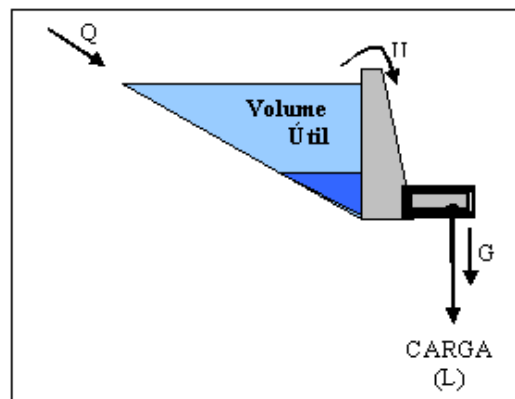


Figura 16 - Modelo Simplificado para cálculo da Energia Firme

Através de técnicas de programação linear (PL) desenvolveu-se o modelo a seguir, que deve respeitar as restrições de balanço hídrico apresentado em (13) e energético apresentado em (14). Como o objetivo aqui é a obtenção de um estimador, trabalhou-se com a produtividade da usina constante. A função objetivo da PL deve ser maximizar a energia a ser fornecida à carga:

$$\max z = \max L \quad (12)$$

Sujeito a:

$$V_t = V_{t-1} - U_t - G_t + Q_t \quad \forall t \in T \quad (13)$$

$G_t = L \quad \forall t \in T$	(14)
---------------------------------	------

$$0 \leq V_t \leq \text{Volume Útil}$$

$$0 \leq U_t \leq \text{Volume Útil}$$

$$G_{\min} \leq G_t \leq G_{\max}$$

Onde:

- T – Período de Tempo a ser simulado
- V_t – Volume do reservatório no instante t
- V_{t-1} – Volume do reservatório no instante $t-1$

O intervalo de tempo a ser simulado corresponde ao período crítico do SIN, já que a energia firme deve corresponder à energia máxima que pode ser fornecida durante o pior período hidrológico. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) o período crítico do setor elétrico se estende de junho de 1949 a novembro de 1956.

Para que se possa analisar o efeito da entrada de uma usina termelétrica no sistema e seu efeito para atendimento à carga crítica, a fim de se garantir a confiabilidade do sistema, tornando o sistema menos vulnerável à hidrologia. Visando essa complementaridade energética, incorpora-se ao modelo uma termelétrica, que pode ser ou não a gás natural.

O uso da termelétricidade a gás tem a vantagem de utilizar o gás natural excedente do contrato *take or pay* com a Bolívia e abre espaço para a utilização do gás recém descoberto na bacia de Santos. Já a termelétricidade a óleo aproveita o parque termelétrico emergencial, de baixa eficiência, mas já instalado e disponível.

A Figura 17 apresenta o modelo, já incorporando a termelétrica, que irá fornecer uma energia T [MW.mês] ao sistema, necessária à complementação da energia firme reduzida em função da diminuição do volume útil.

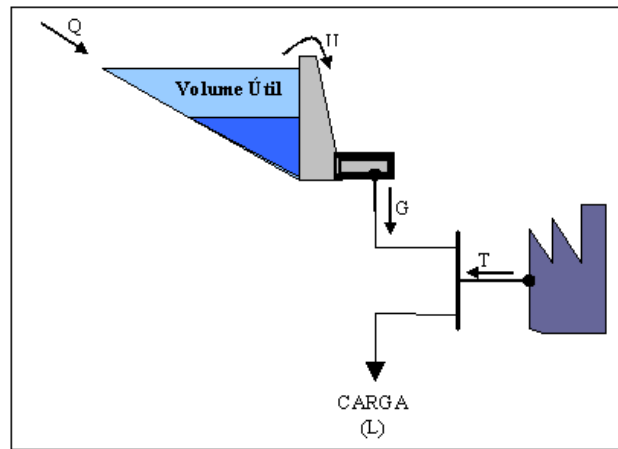


Figura 17 - Modelo para cálculo da Energia Firme no Sistema

O modelo visa minimizar a utilização da termelétricidade, conforme apresentado em (15), respeitando a restrição de balanço hídrico apresentado em (16) e respeitando a restrição de balanço energético apresentado em (17).

$$\min z = \min \sum_{t=1}^T I_t \quad \forall t \in T \quad (15)$$

$$G_t + I_t = L \quad \forall t \in T \quad (16)$$

Tem-se ainda que:

$$\sum_{t=1}^T I_t = GT \quad \forall t \in T \quad (17)$$

Onde, I_t é a Geração Termelétrica no instante t e GT é a Geração Total da Termelétrica ao longo do período de simulação.

Esta modelagem, com a incorporação da usina termelétrica, permite a análise do comportamento do reservatório para o atendimento à carga crítica, com a utilização minimizada da termelétricidade.

3.2. SIMULAÇÕES

Neste capítulo serão apresentadas as simulações visando o embasamento técnico que norteia este trabalho, utilizando-se para isto, a modelagem apresentada no capítulo anterior.

3.2.1.

PERÍODO CRÍTICO DO SIN E DO RESERVATÓRIO DE FURNAS

A definição de Período Crítico é o período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme, que consiste na energia média gerada no período crítico do SIN.

O período crítico do SIN se inicia em junho de 1949 e termina em novembro de 1956, porém ao se analisar um reservatório em particular, observa-se que o período crítico deste não coincide exatamente com o período crítico do setor elétrico, conforme se observa na Figura 18. Tal diferença ocorre porque o período crítico do SIN considera todo o sistema como um único reservatório, sendo então, calculado o período crítico para este reservatório equivalente.

A simulação tratou, conforme o modelo apresentado, da maximização da carga crítica que pode ser suprida pelo reservatório, iniciando o período crítico cheio e terminando vazio. Para este caso, não foi considerado o uso da termelétricidade, já que o objetivo é determinar a energia firme do reservatório.

O ponto K corresponde ao início do período crítico do setor elétrico, enquanto o ponto A corresponde ao início do período crítico do reservatório de Furnas (reservatório cheio). O ponto B corresponde ao final do período crítico do reservatório (reservatório vazio) e também corresponde ao período crítico do setor elétrico. Observa-se então que o período crítico de furnas está contido no intervalo do período crítico do setor elétrico, iniciando em junho de 1952 e terminando em novembro de 1956, o que implica na obtenção do mesmo valor de carga crítica para os dois períodos.

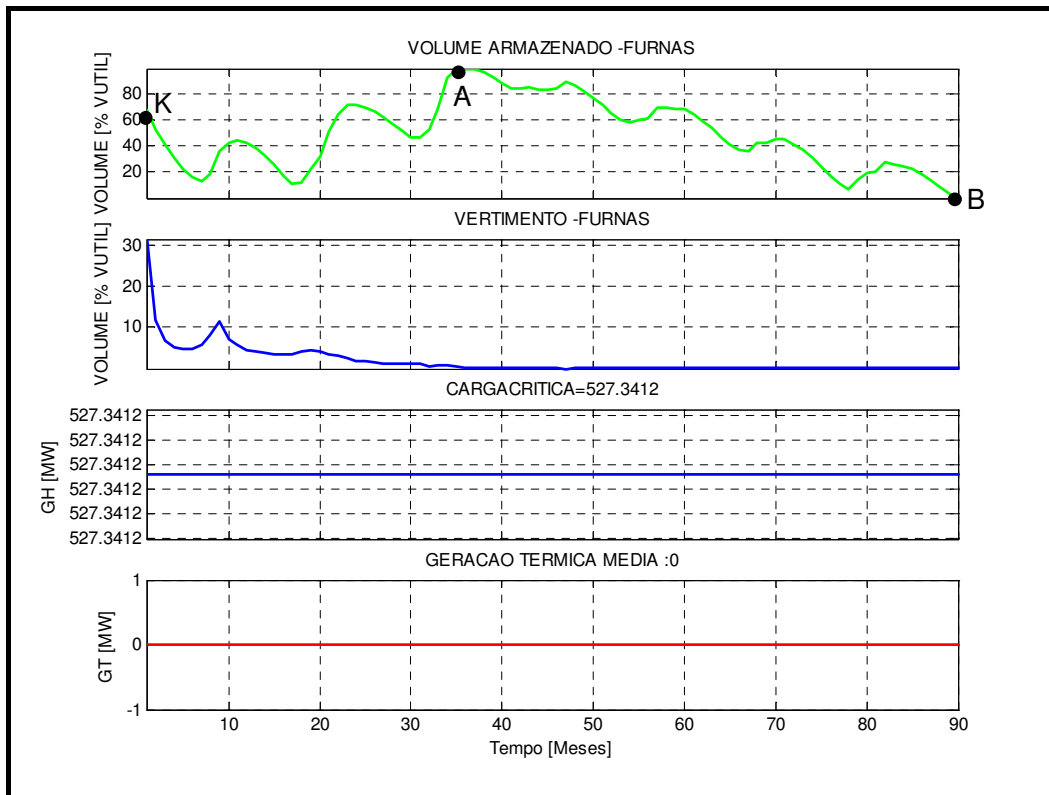


Figura 18 - Período Crítico do Setor Elétrico e de Furnas

Conforme apresentado no resultado da simulação, a UHE Furnas pode atender a uma carga crítica de 527.34 MW, sem a necessidade de complementaridade térmica, desde que para isso o reservatório se encontre cheio no início do período crítico. Observa-se ainda, que durante o período crítico o vertimento é nulo, já que o reservatório está utilizando toda sua capacidade hídrica.

Utilizando-se da mesma modelagem, a Figura 19 apresenta a operação do reservatório para a hidrologia que vai de janeiro de 1931 a dezembro de 2001. Em destaque pode-se observar o período crítico de Furnas, entre os pontos A e B. Novamente, observa-se que o vertimento é nulo durante o período crítico e a carga crítica é de 527.34 MW.

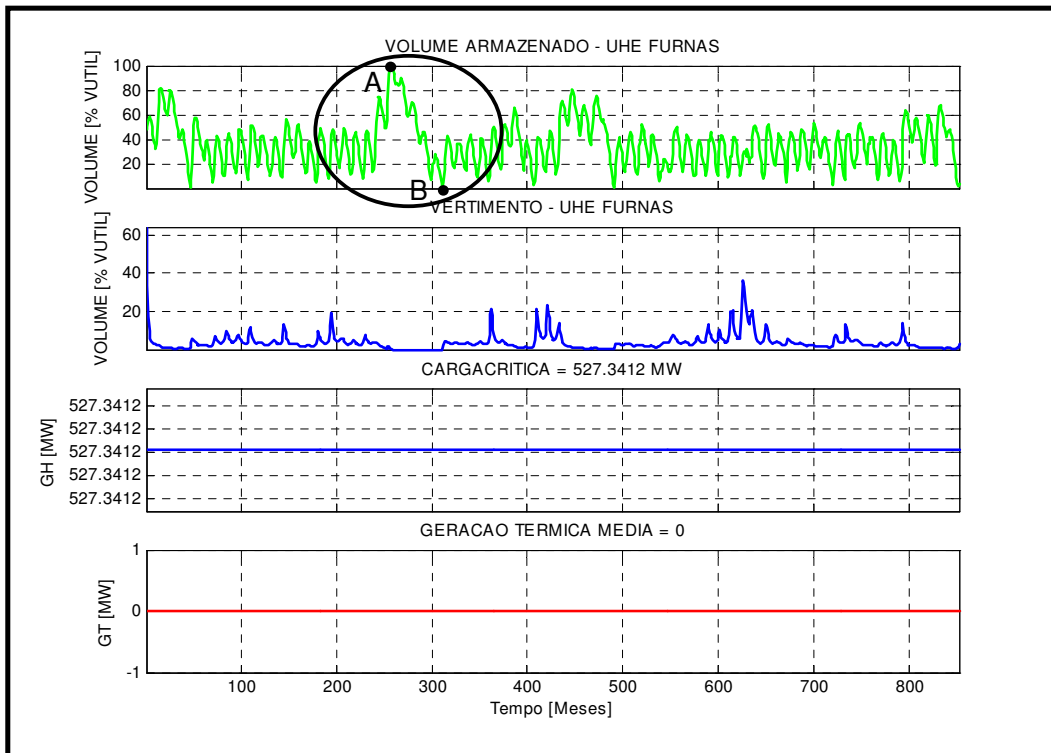


Figura 19 - Simulação de todo o Histórico Hidrológico da UHE Furnas

A Figura 20 apresenta o período crítico de Furnas em destaque.

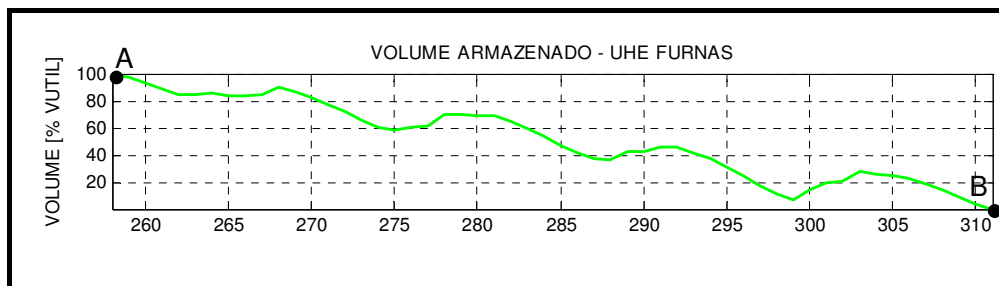


Figura 20 - Simulação de todo o Histórico Hidrológico da UHE Furnas

3.2.2. COMPLEMENTARIDADE TÉRMICA

Ao se abordar a carga crítica que pode ser atendida por um reservatório, leva-se em conta a incerteza inerente à hidrologia da bacia que o mesmo está inserido. Nos períodos de escassez hídrica pode-se contar somente com vazão afluente e com o volume de água armazenado no reservatório. Para que este efeito possa ser minimizado, é necessária a utilização de outra fonte energética que possa suprir a carga quando a energia proveniente da usina hidrelétrica não for suficiente. Nos

estudos a seguir, considerou-se o uso da termelétricidade, já que a carga crítica que pode ser atendida pela usina termelétrica equivale à sua potência instalada, desconsiderando-se, para efeito de simplificação, suas indisponibilidades forçada e programada.

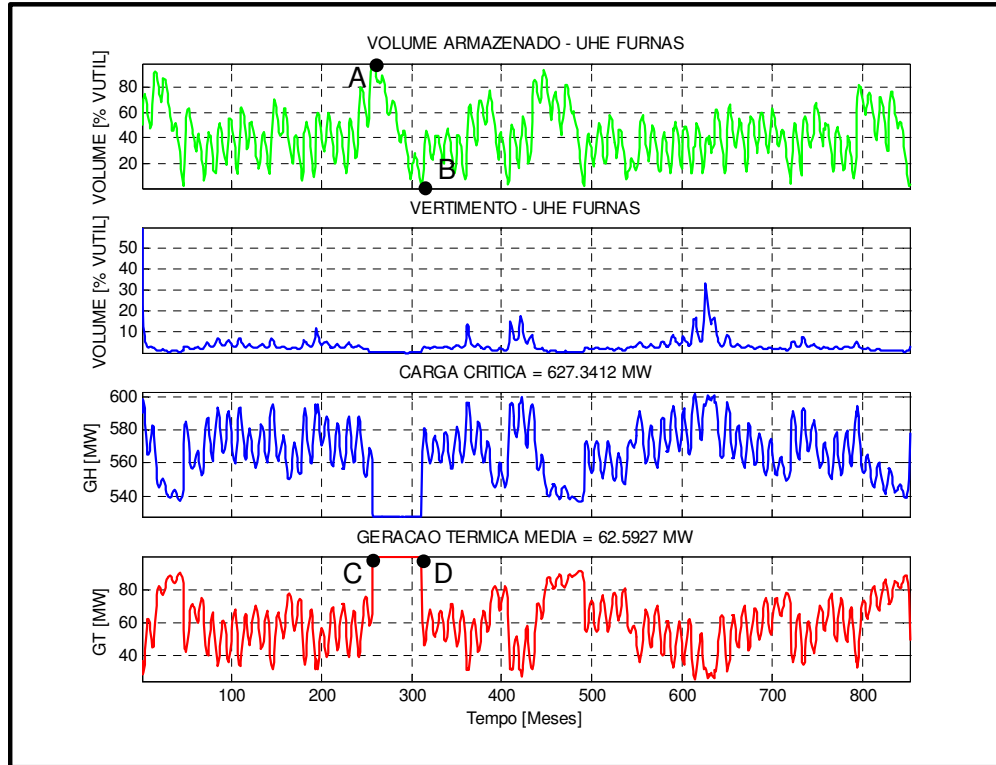


Figura 21 - Sistema Hidrotérmico (UHE Furnas e UTE 100 MW) para atendimento à Carga Crítica

O uso da termelétricidade permite um melhor aproveitamento da água disponível. O sistema hidrotérmico resultante permite o suprimento de uma carga crítica igual à carga crítica da UHE acrescida da potência instalada da UTE. Assim, simulando-se o sistema hidrotérmico, composto pela UHE Furnas e uma UTE de 100 MW, tem-se o resultado apresentado na Figura 21.

Para que se possa ter uma confiabilidade da UTE de 100% (desconsiderando-se as indisponibilidades), é necessário que a UTE seja ligada a plena carga no instante em que se inicia o período crítico. Satisfazendo-se essa condição, conforme apresentado na Figura 22, observa-se que a carga crítica a ser atendida é de 627.34 MW, o que corresponde aos 527.34 MW gerados pela UHE e 100 MW produzidos pela UTE.

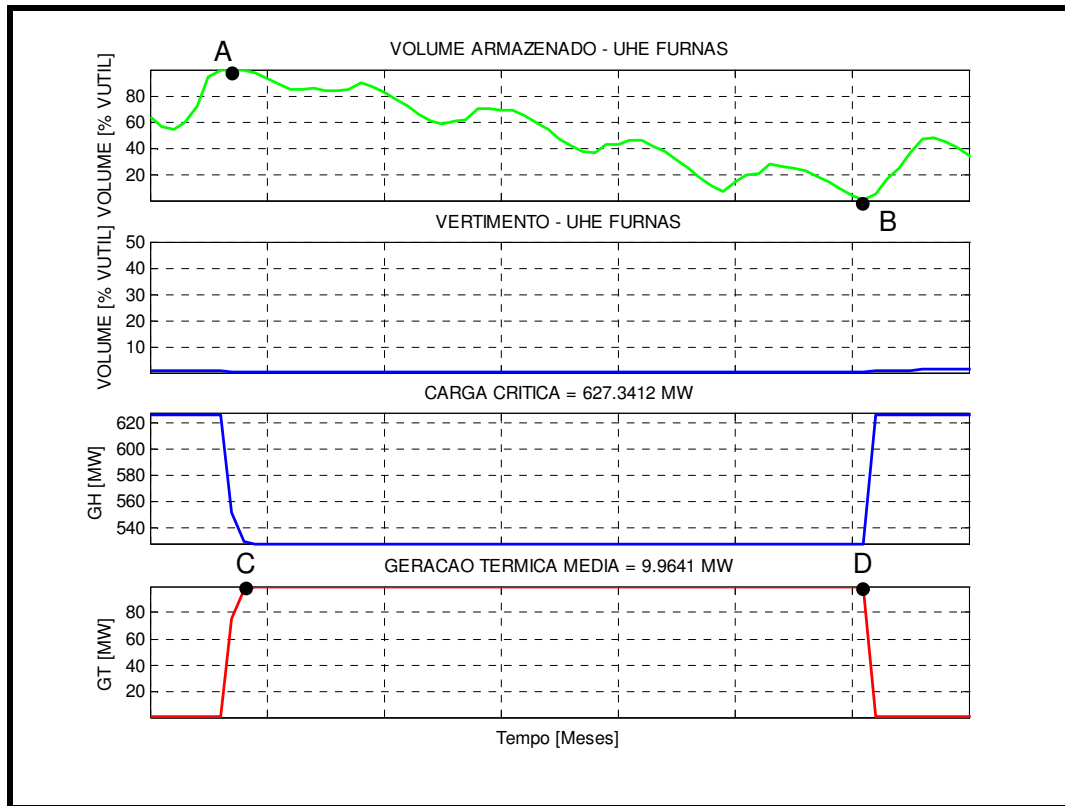


Figura 22 - Região onde a UTE deve estar a plena carga

O ponto C corresponde ao instante em que a térmica deve ser ligada, que coincide com o início do período crítico, enquanto o ponto D corresponde ao instante que a mesma pode ter sua produção reduzida, dado que o período crítico já foi ultrapassado. Esta região do gráfico pode ser observada em maiores detalhes na Figura 23.

Verifica-se ainda, que este é um problema de infinitas soluções, com uma solução única para o intervalo que compreende o período crítico, onde se tem vertimento nulo e aproveitamento máximo dos recursos hídricos. Tais infinitas configurações, podem ser observadas nos intervalos anterior e posterior ao período crítico, onde se observa geração termelétrica ao mesmo tempo em que existe vertimento.

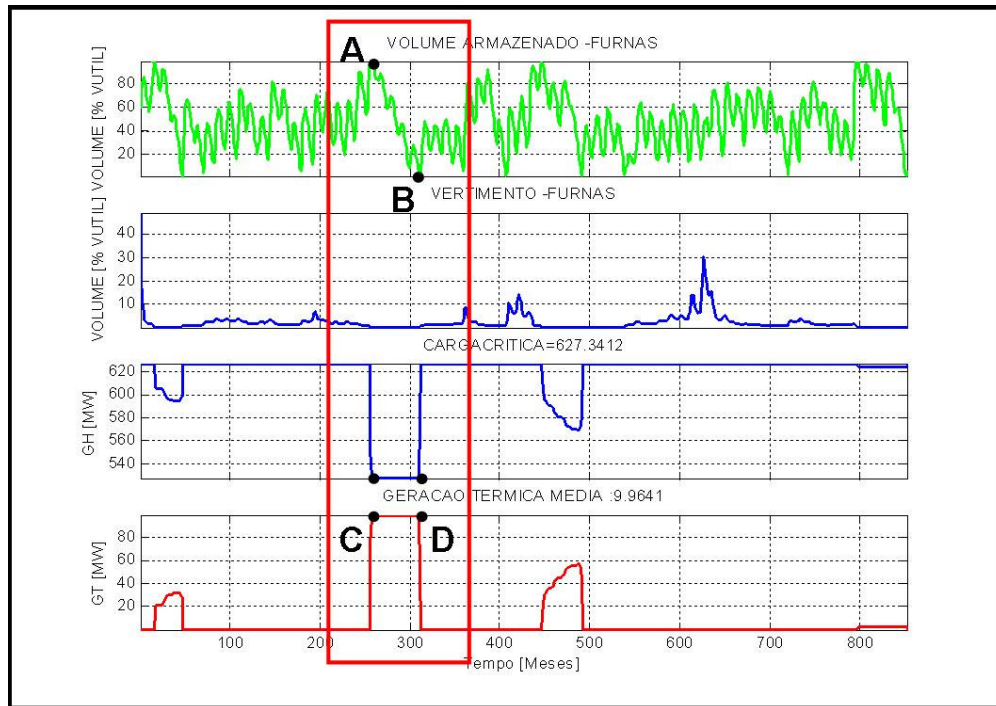


Figura 23 - Simulação do sistema hidrotérmico visando à minimização do uso da UTE

Tal situação é antieconômica e pode ser modificada efetuando-se um novo processo de otimização, onde já sabendo a carga crítica do sistema, objetiva-se minimizar a operação da UTE em todo o histórico de dados hidrológicos (janeiro de 1931 a dezembro de 2001) e, conseqüentemente, o vertimento da UHE.

Mantendo-se o sistema anterior para atendimento à carga crítica de 627.34 MW e minimizando-se o vertimento, tem-se o resultado conforme se pode observar na Figura 24, onde verifica-se que a UTE gera apenas em condições de escassez hídrica, o vertimento se torna nulo e a produção da UHE necessita de complementação para atender a carga. Nota-se claramente a necessidade da UTE gerar a plena carga durante o período crítico.

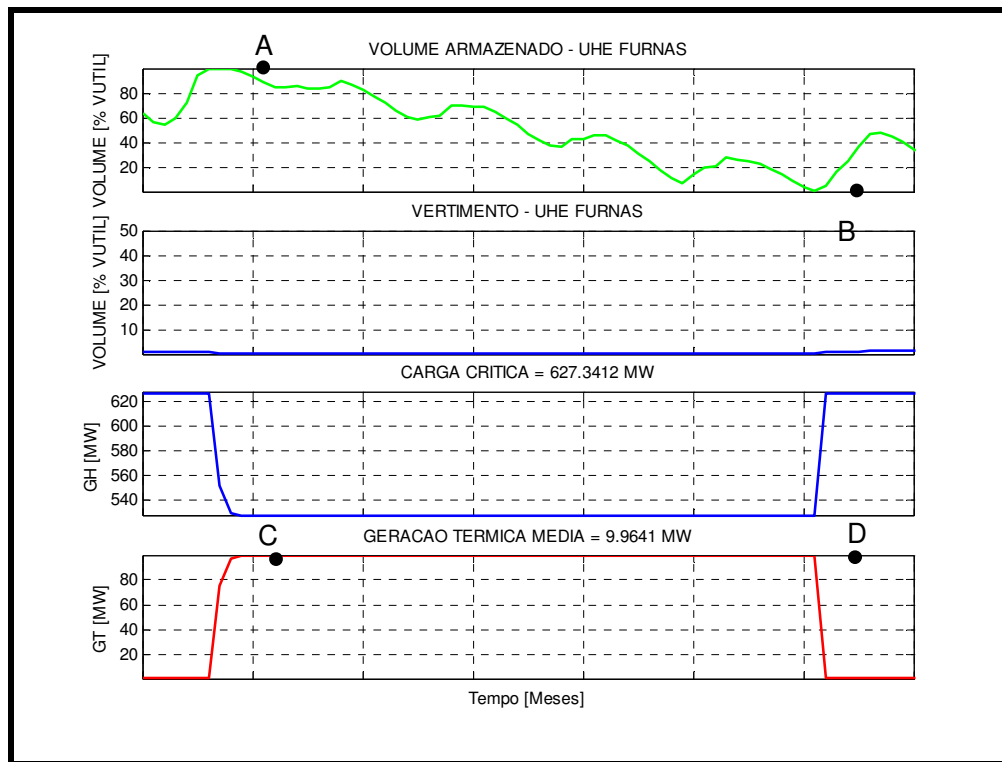


Figura 24 - Simulação do sistema hidr-térmico visando a minimização do uso da UTE

3.2.3. INTERVALO DE OPERAÇÃO CORRESPONDENTE AO PERÍODO CRÍTICO.

A Figura 25 e a Figura 26 apresentam o sistema hidrotérmico, com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW, sendo que a Figura 25 apresenta a simulação visando a maximização da carga crítica, enquanto a Figura 26 apresenta a simulação visando a minimização da operação da UTE, uma vez que já sabe a carga crítica que pode ser atendida pelo sistema.

Nota-se que no primeiro caso tem-se uma geração térmica média de 423.5 MW, enquanto no segundo caso, com a UTE gerando o mínimo possível para que o sistema atenda a carga crítica de 1027.34 MW, tem-se uma geração térmica média de 311.14 MW.

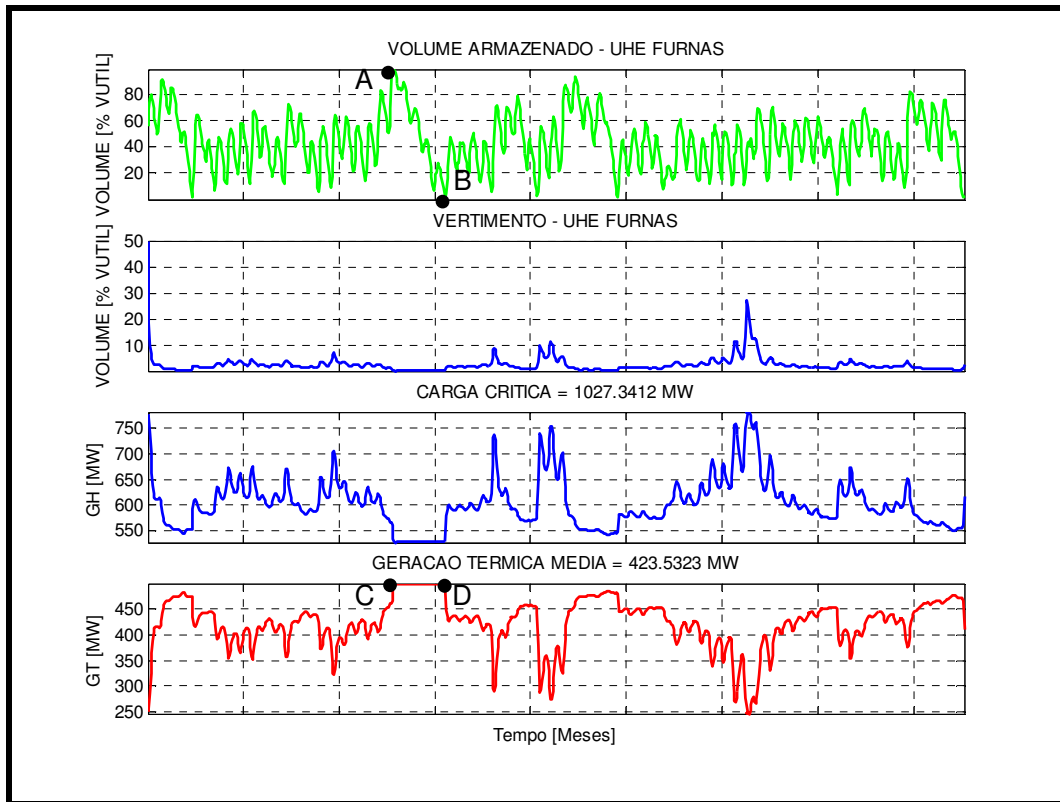


Figura 25 - Simulação do sistema hidrotérmico (UHE Furnas + UTE 500 MW) visando a maximização da carga crítica

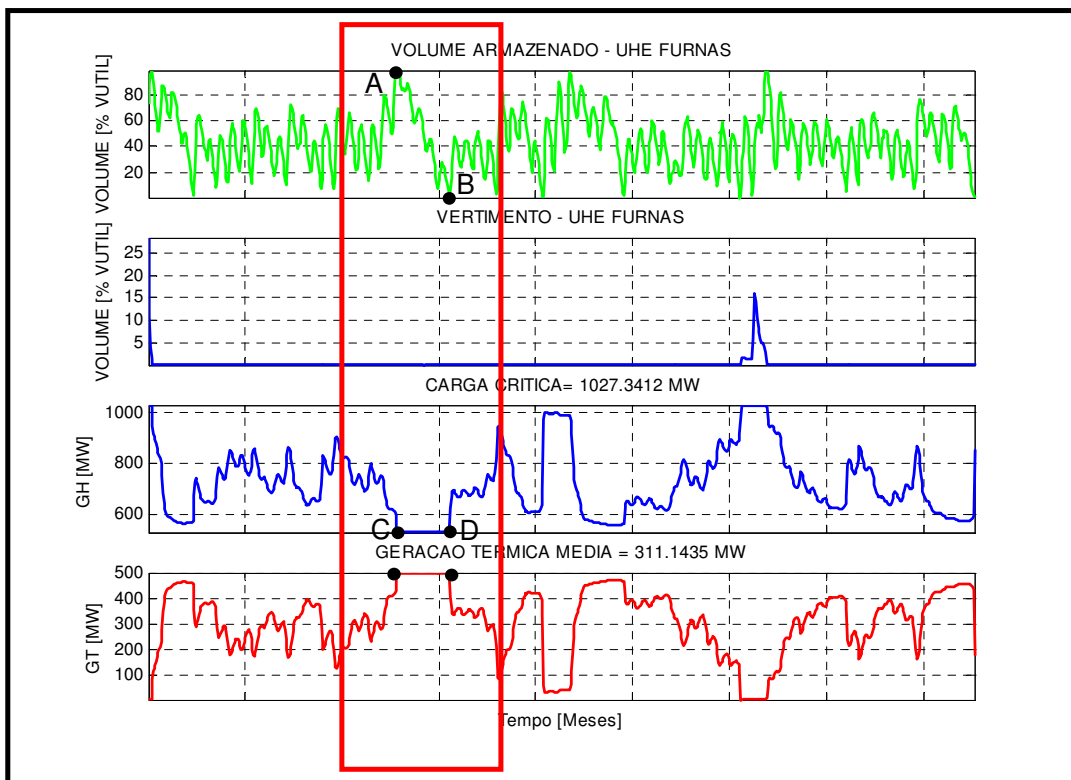


Figura 26 - Simulação do sistema hidrotérmico (UHE Furnas + UTE 500 MW) visando a minimização da operação da UTE

Mais uma vez, observa-se que durante o período crítico (entre os pontos A e B), a UTE gera a plena carga (pontos C e D), porém como a carga crítica a ser atendida, a operação da UHE aproveita sua água ao máximo, conforme se verifica com o vertimento nulo durante quase todo o histórico.

**3.2.4.
INÍCIO DO PERÍODO CRÍTICO**

O grande argumento que norteia a Nota Técnica 05 é o de que as UTEs devem saber quando o período crítico inicia-se para que possam entrar no sistema a plena carga. Porém, as UHEs também devem saber que o período crítico vai iniciar para que seus reservatórios possam estar cheios, de modo que, ao mesmo tempo em que não se pode ter uma confiabilidade de 100% para uso da termelétrica, não se pode confiar no uso de 100% do volume útil do reservatório, pois não se tem garantia de que o reservatório estará cheio antes do período crítico iniciar. Quando se analisa dados históricos é simples definir o início do período crítico, pois os dados são conhecidos. O problema se resume então em se conhecer o início do próximo período crítico, futuro e desconhecido. Como esta determinação não é possível, dever-se-ia ter o reservatório a maior parte do tempo cheio, para que o mesmo pudesse atender outro período de escassez. Desse modo, nem a usina hidrelétrica conhece o início do período crítico, nem a usina termelétrica.

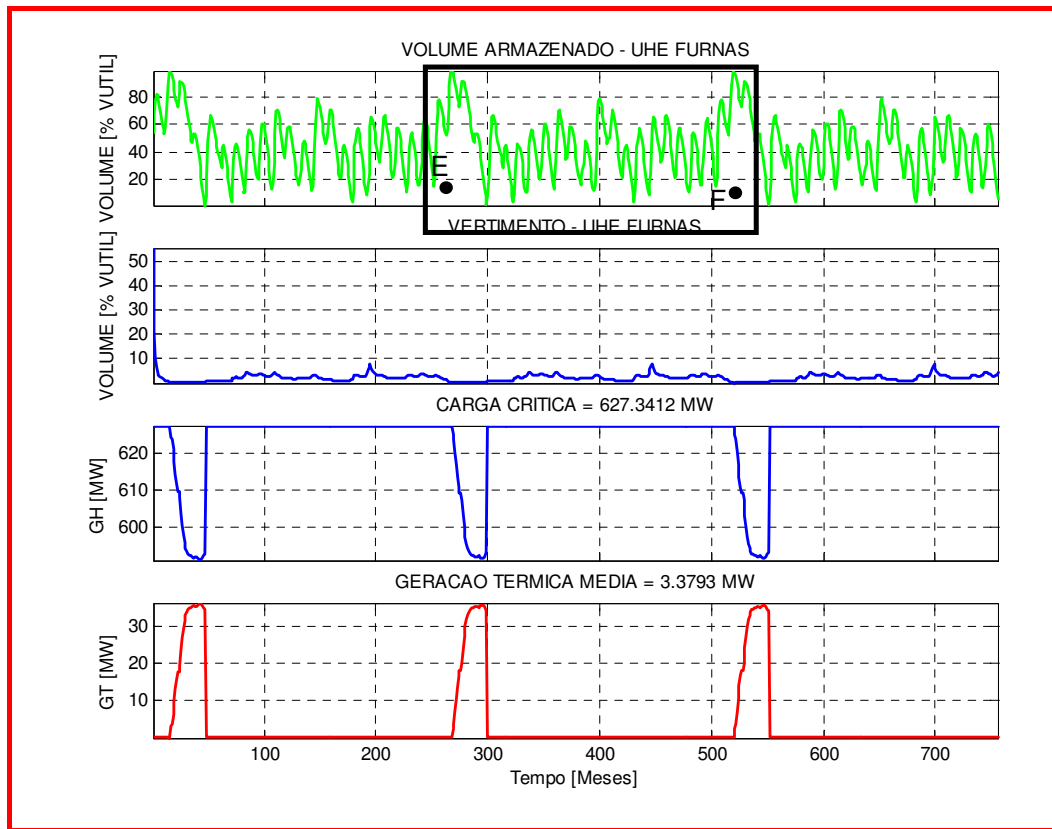


Figura 27 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Repetição de 3 vezes o histórico (truncado em dezembro antes do período crítico). Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW

Para demonstrar esta situação truncou-se o histórico no primeiro mês de dezembro que antecede o período crítico. Repetiu-se o histórico 3 vezes, destacando-se o ciclo do meio (entre os pontos E e F), a fim de se eliminar o efeito dos extremos e simulou-se a operação do sistema hidrotérmico, já com a operação da UTE minimizada, de maneira a se obter a operação ótima do sistema pra atendimento à carga crítica. Mais uma diferença desta simulação, em relação às anteriores é o fato desta considerar o reservatório iniciando e terminando com 50% de seu volume útil, já que não se pode prever quando o reservatório deveria estar cheio para atendimento ao período crítico.

A Figura 28 e a Figura 29 demonstram o nível do reservatório antes do início do período crítico, onde a Figura 28 apresenta o histórico repetido três vezes, com destaque para a faixa central, entre os pontos E e F. Já a Figura 29 apresenta apenas a faixa central de dados, permitindo a verificação que o reservatório estaria com apenas 14% de seu volume útil (ponto F), na véspera do período crítico, considerando

para estas simulações uma configuração do sistema com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW.

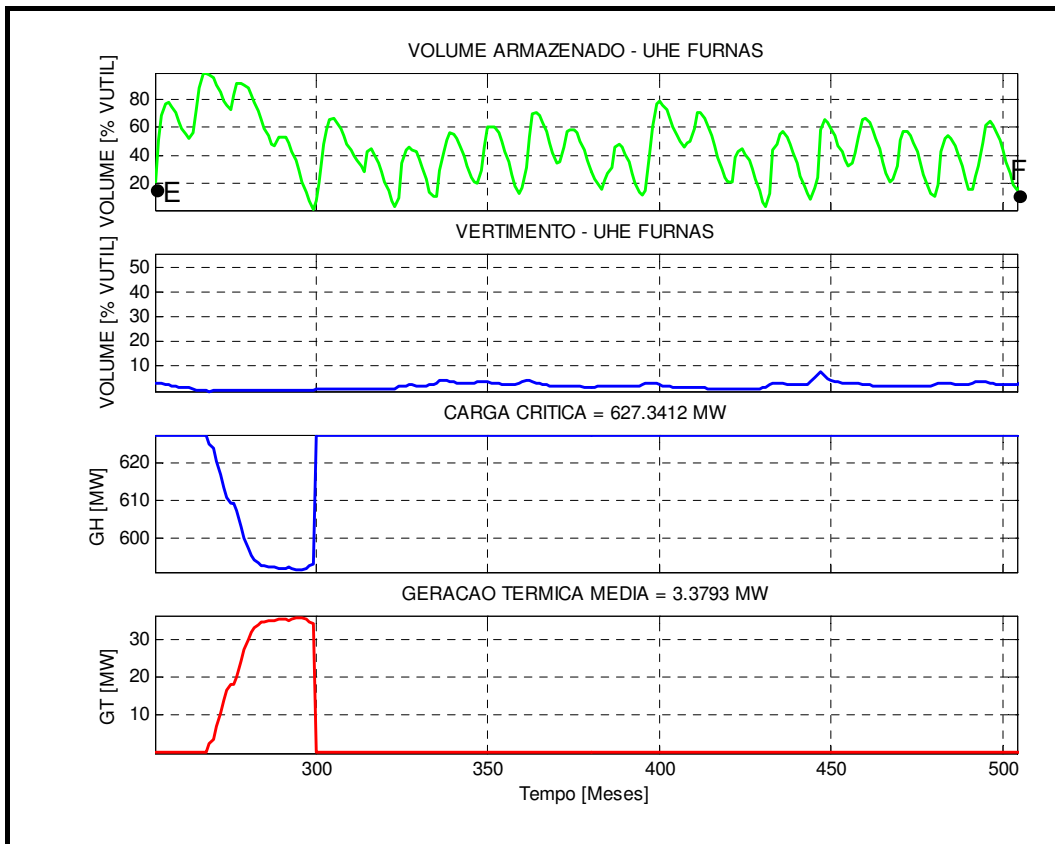


Figura 28 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW

Repetindo-se esta simulação para uma configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW, tem-se a Figura 29 e a Figura 30.

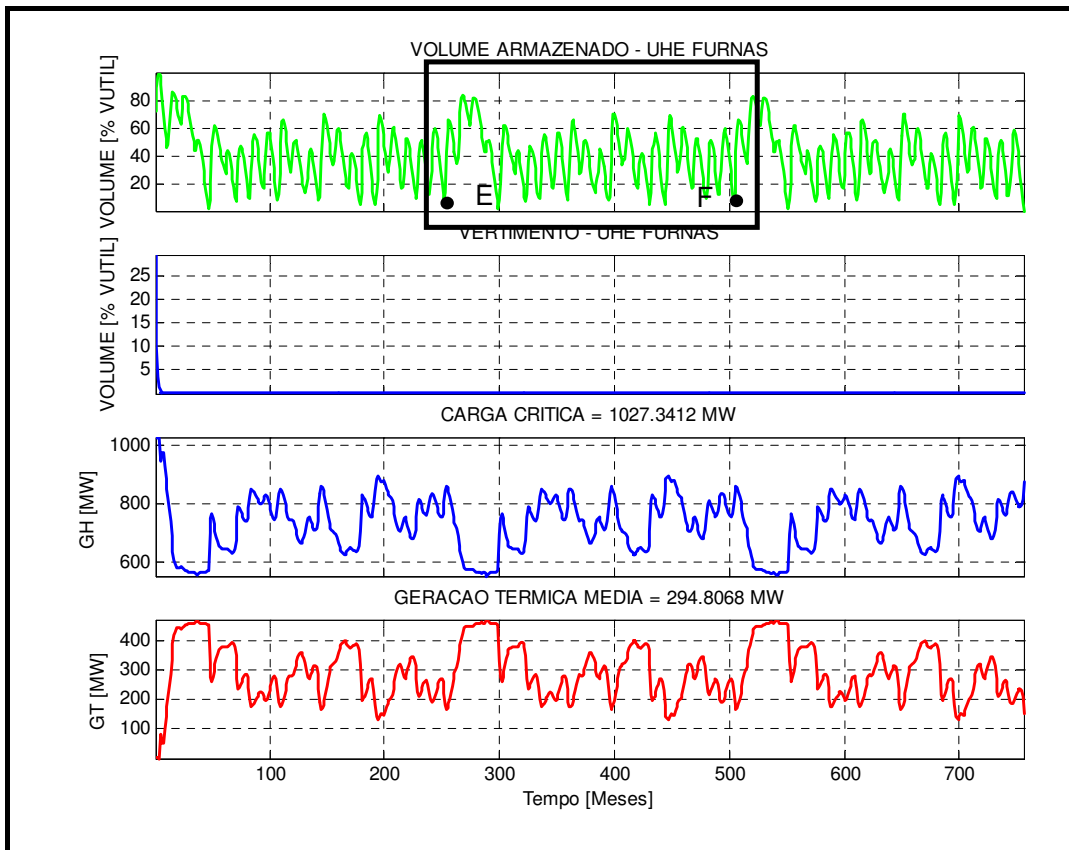


Figura 29 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Repetição de 3 vezes o histórico (truncado em dezembro antes do período crítico). Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW

Para este caso simulado, tem-se o reservatório com 7% de seu volume útil no final do histórico simulado, de modo que o mesmo estaria praticamente vazio na véspera do período crítico.

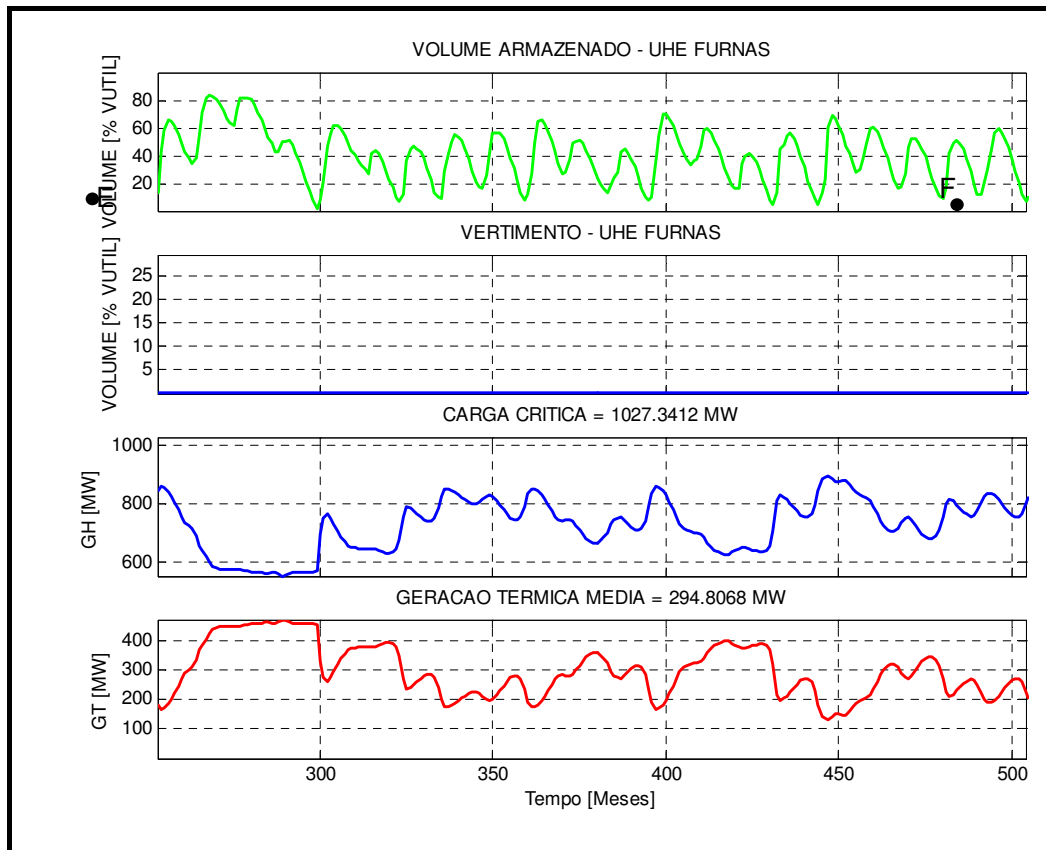


Figura 30 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW

Porém, do mesmo modo que não se sabe quando o período crítico inicia-se, é possível que se esteja no período crítico e não se saiba, havendo a necessidade de se maximizar a água disponível neste período.

Desse modo, repetiu-se o mesmo processo de simulação anterior, porém, com o histórico sendo truncado em dezembro de 1952, equivalente ao primeiro mês de dezembro durante o período crítico. Tais simulações podem ser observadas na Figura 31 com a utilização da UTE de 100 MW e na Figura 32 com a utilização da UTE de 500 MW. Em ambos os casos, a figura já apresenta a faixa de dados da central destacada.

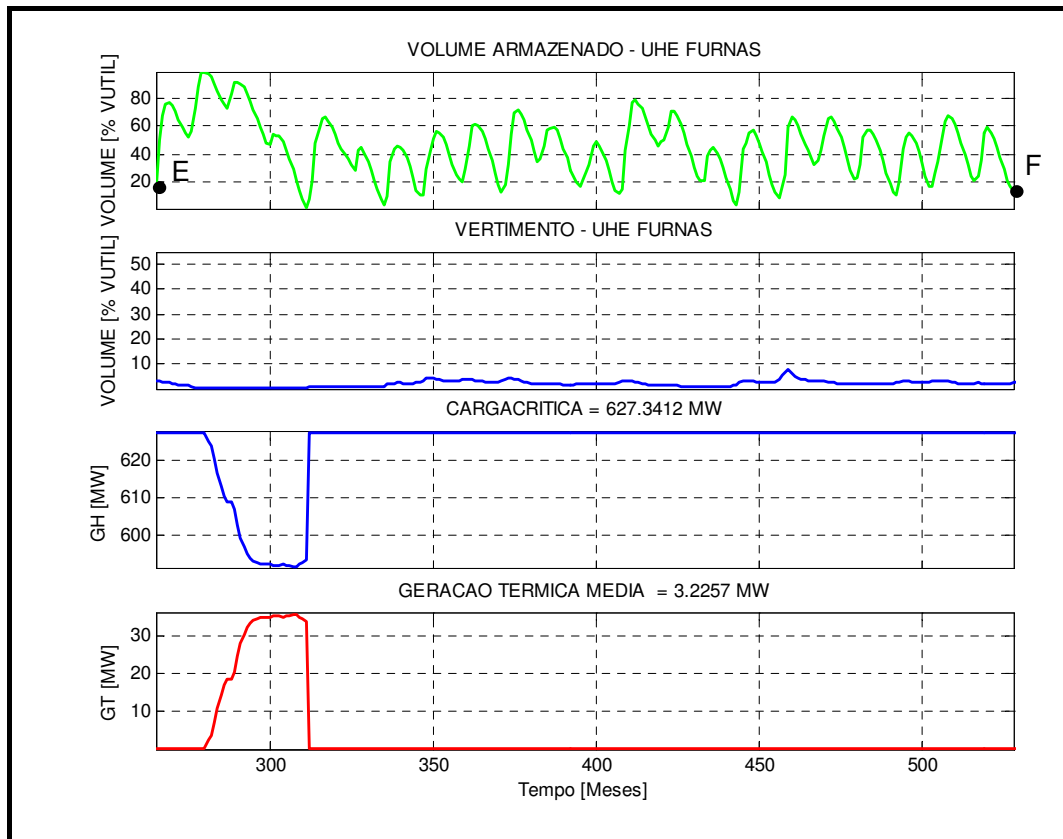


Figura 31 - Simulação do Nível do Reservatório durante o período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW

Tem-se, então, na configuração UHE Furnas e UTE de 100 MW, o reservatório com 12% de seu volume útil, no final do período de simulação, que corresponde à dezembro de 1952 (primeiro mês de dezembro do racionamento). Já na configuração UHE Furnas e UTE de 500 MW, o reservatório termina com 6.5% de seu volume útil, no final do período de simulação. O que se observa, então, é o reservatório vazio sete meses após o início do período crítico, quando deveria estar praticamente cheio.

Dessa forma têm-se duas alternativas para a questão:

- Valorar a água no final do período de simulação;
- Reduzir a carga crítica que pode ser atendida pelo reservatório.

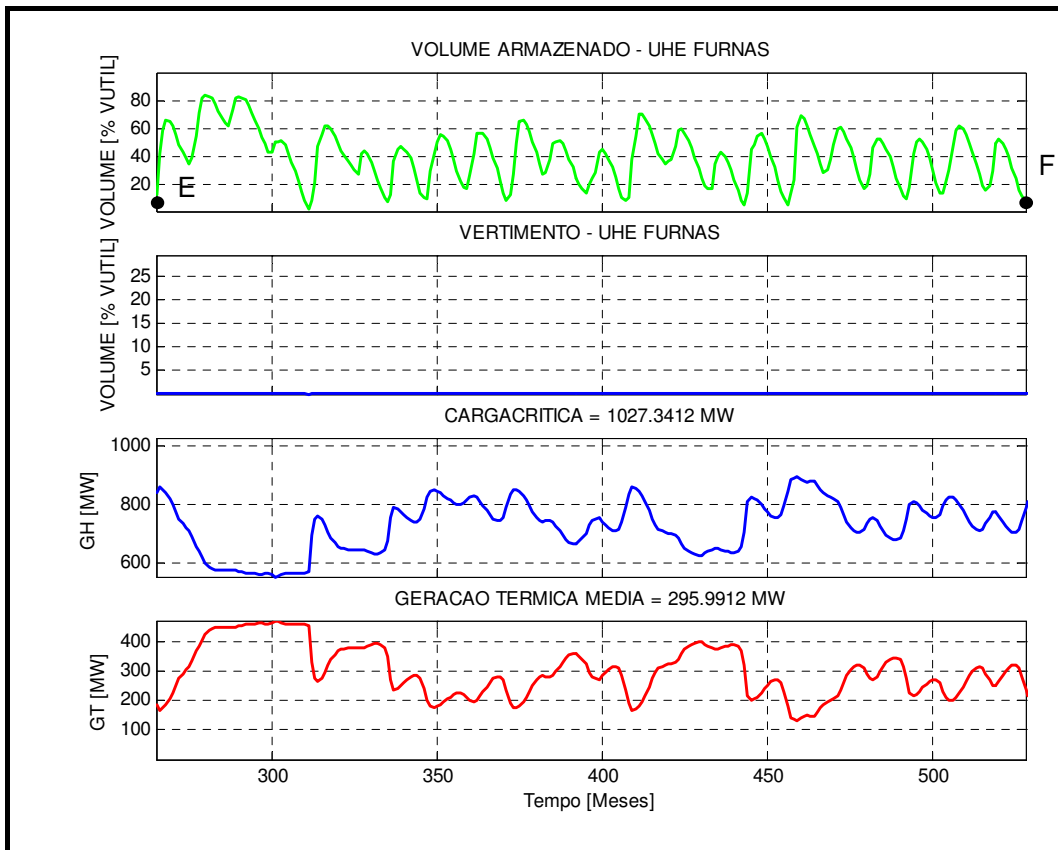


Figura 32 - Simulação do Nível do Reservatório durante o período crítico. Faixa de dados central. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW

3.2.5.

VALORAÇÃO DA ÁGUA NO FINAL DO PERÍODO DE SIMULAÇÃO

Considerando a alternativa que consiste em se valorar a água no final do período de simulação, obrigando o reservatório a terminar cheio, tem-se a Figura 33. Para este caso, simulou-se com o histórico truncado no mês de dezembro 1951, seis meses antes do início do período crítico, com o sistema composto da UHE Furnas e uma UTE de 100 MW, para atendimento da carga crítica de 627.34 MW (527.34 MW da UHE Furnas e 100 MW da UTE) com operação da UTE minimizada. O valor da água adotado para este caso foi unitário em relação ao custo da térmica.

Observa-se, como resultado que o nível do reservatório fica em 80% de seu volume útil, na véspera do período crítico (ponto F).

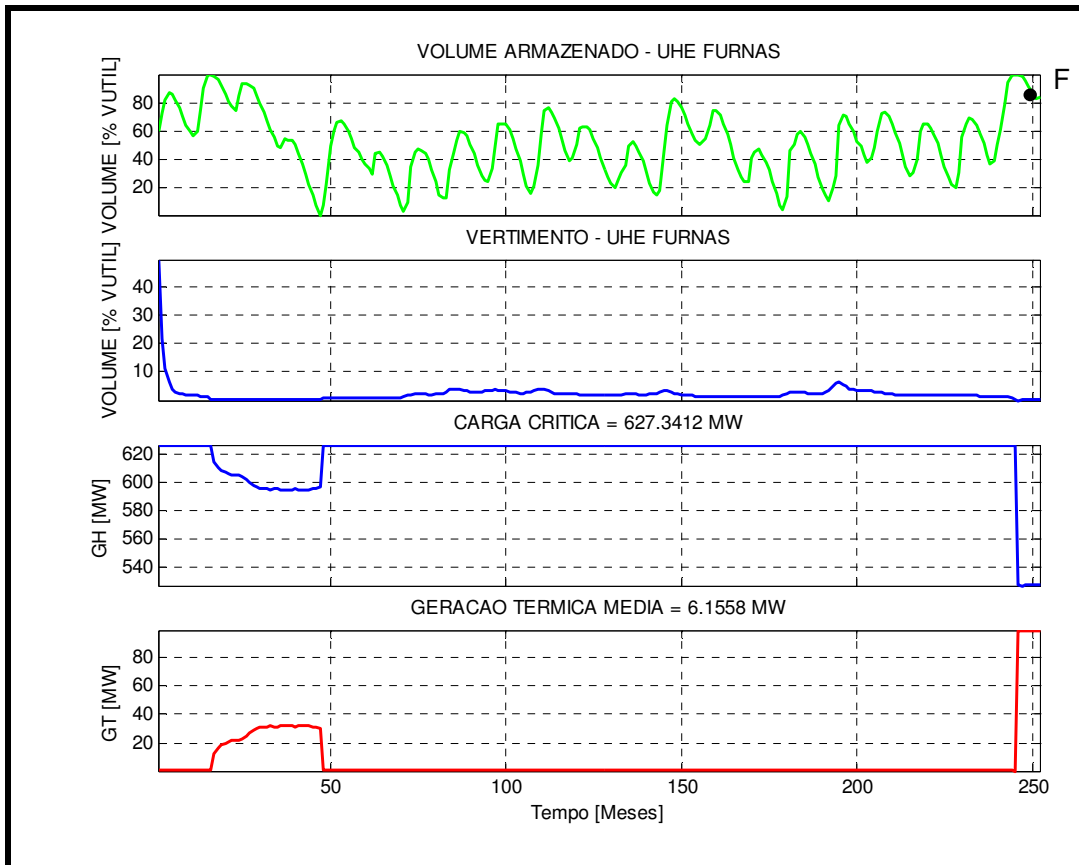


Figura 33 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água unitário.

Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951

Considerando agora, o valor da água como 50% do custo da térmica, tem-se a simulação apresentada na Figura 34. Neste caso, o nível do reservatório encontra-se em 70% de seu volume útil (ponto F).

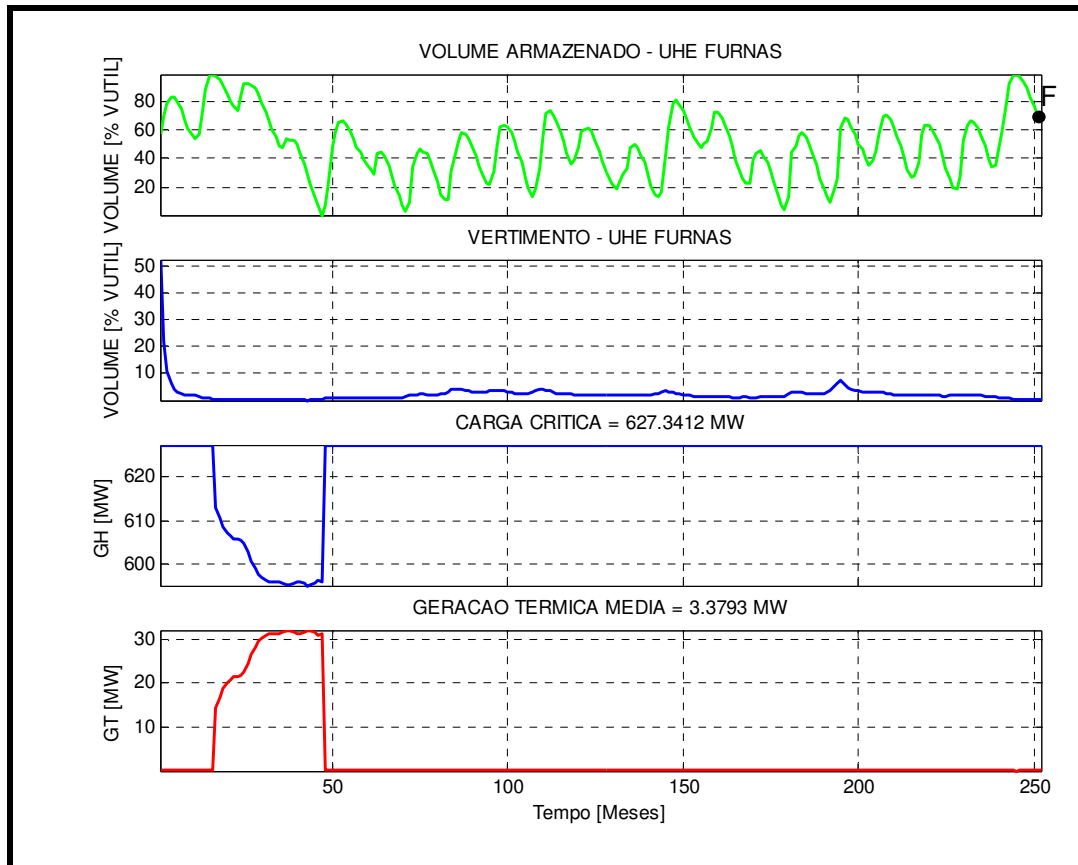


Figura 34 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951

A Figura 35 e a Figura 36 apresentam as simulações para um sistema composto pela UHE Furnas e uma UHE de 500 MW, utilizando-se da mesma modelagem.

Para o valor da água unitário tem-se, então, o reservatório terminando o período de simulação com 80% de seu volume útil (ponto F – Figura 35) e para o valor da água de 50% do custo da térmica, tem-se o reservatório terminando vazio (ponto F – Figura 36).

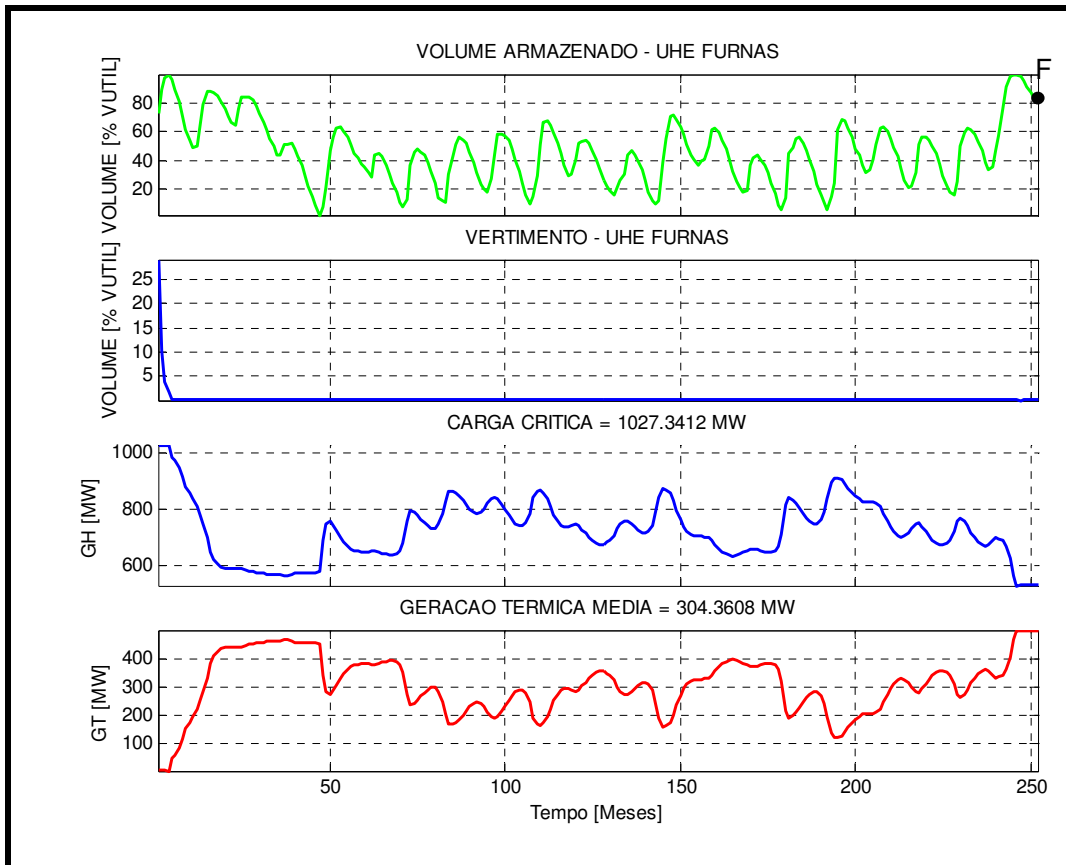


Figura 35 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água unitário. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951

Porém, do mesmo modo que o reservatório não “sabe” quando se inicia o período crítico, não “sabe” se o mesmo já se iniciou. Desse modo, têm-se as simulações no período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952, com o período crítico já iniciado.

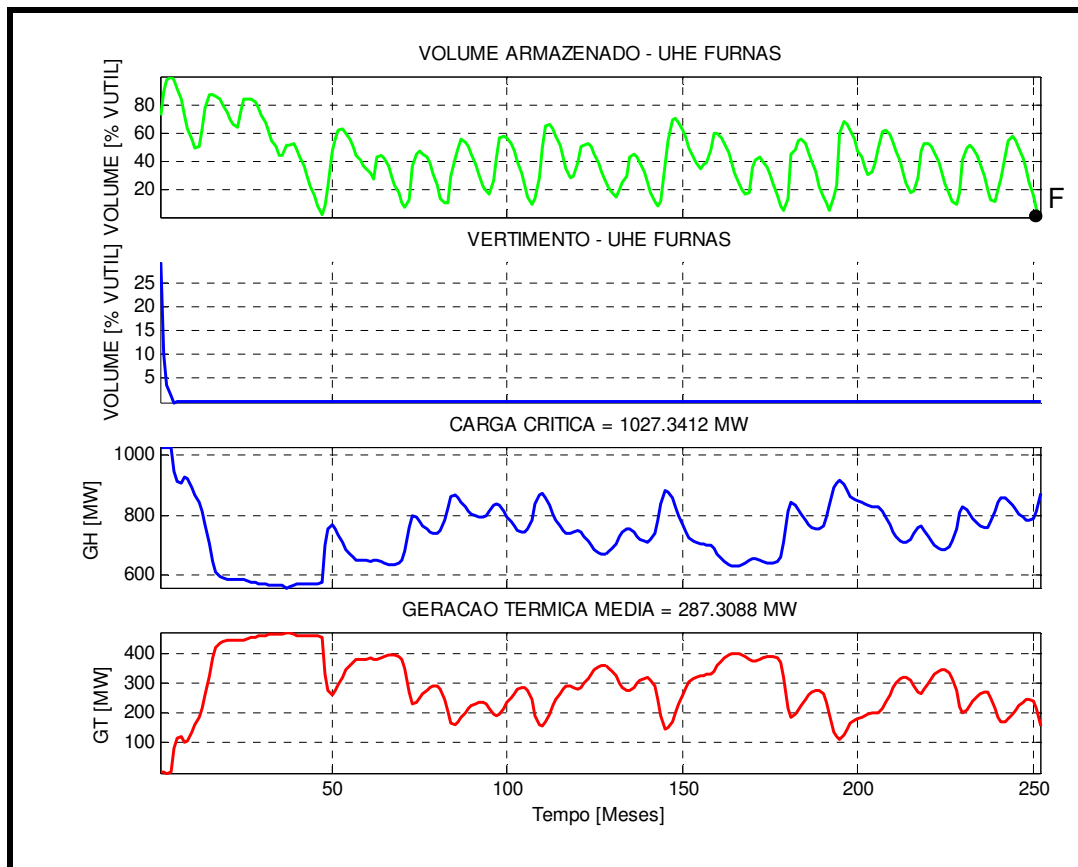


Figura 36 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951

A Figura 37 apresenta a simulação com o sistema composto da UHE Furnas e uma UTE de 100 MW, para atendimento da carga crítica de 627.34 MW (527.34 MW da UHE Furnas e 100 MW da UTE) com operação da UTE minimizada. O valor da água adotado para este caso foi unitário em relação ao custo da térmica.

Para este caso, observa-se que o reservatório termina o período de simulação com 80% de seu volume útil.

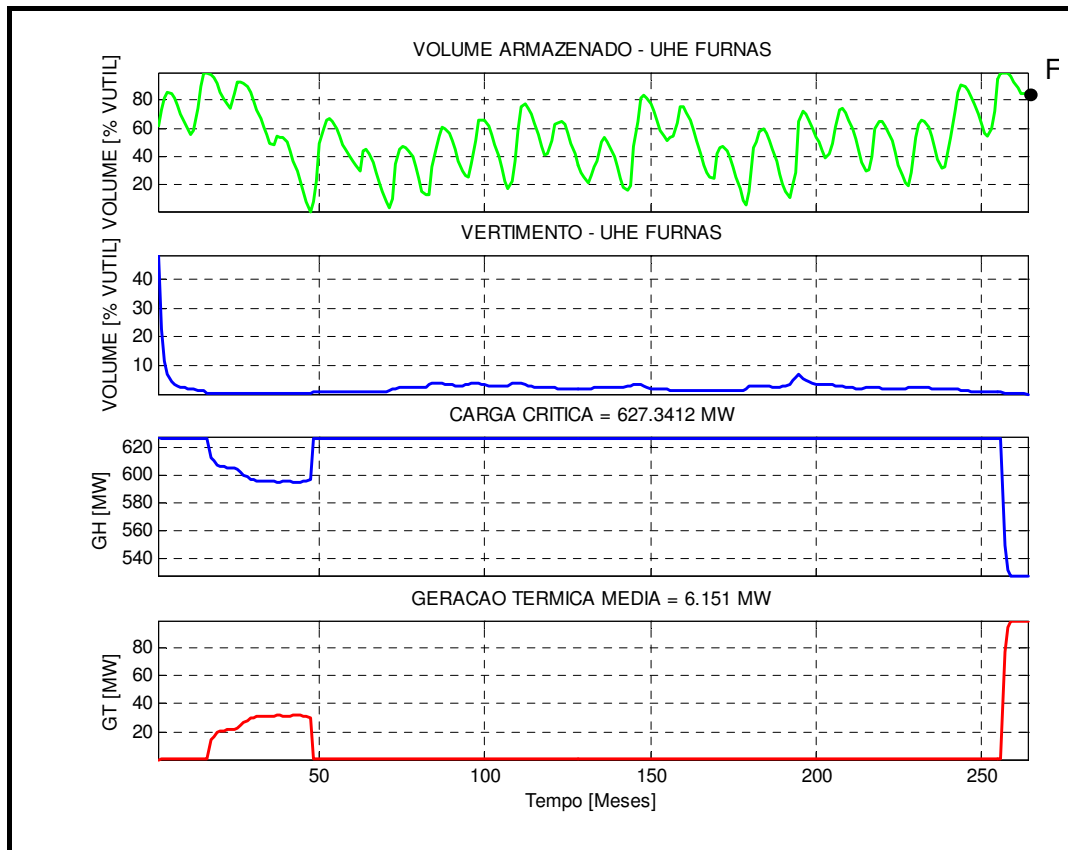


Figura 37 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água unitário.

Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952

Considerando agora, o valor da água como 50% do custo da térmica, tem-se a simulação apresentada na Figura 38. Neste caso, o nível do reservatório encontra-se em 70% de seu volume útil (ponto F).

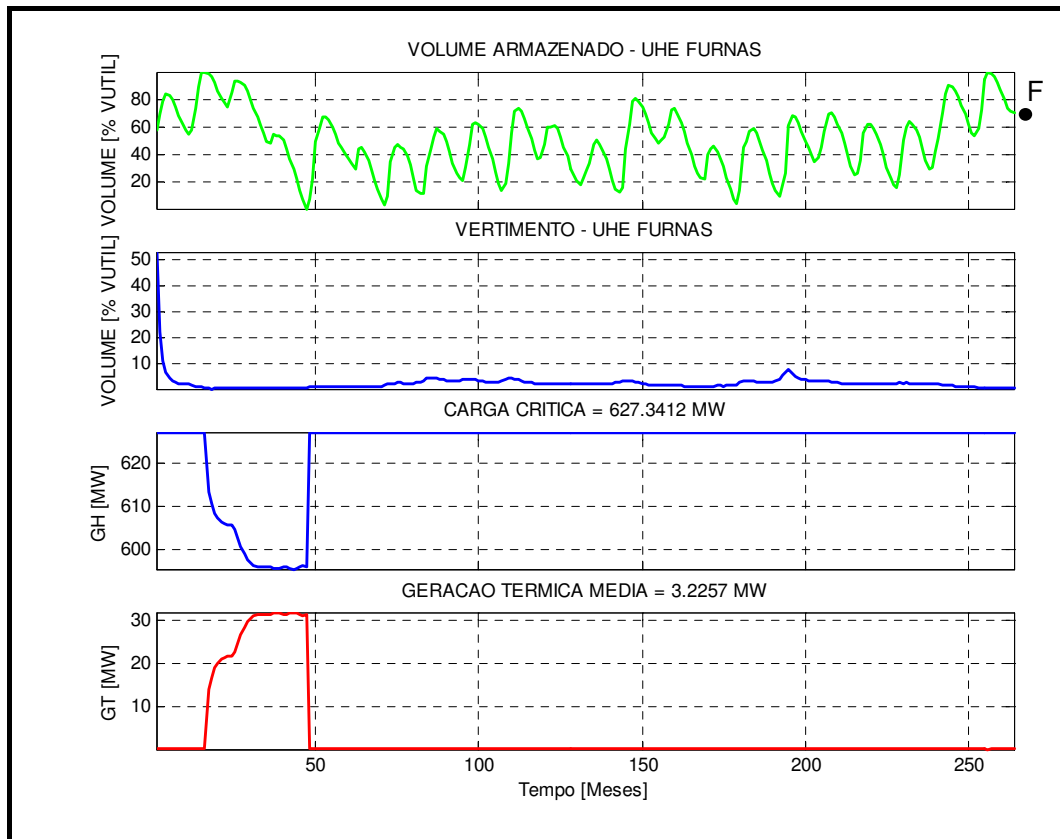


Figura 38 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 100 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952

A Figura 39 e a Figura 40 apresentam as simulações para um sistema composto pela UHE Furnas e uma UHE de 500 MW, utilizando-se da mesma modelagem.

Para o valor da água unitário tem-se, então, o reservatório terminando o período de simulação com 80% de seu volume útil (ponto F – Figura 39) e para o valor da água de 50% do custo da térmica, tem-se o reservatório terminando vazio (ponto F – Figura 40).

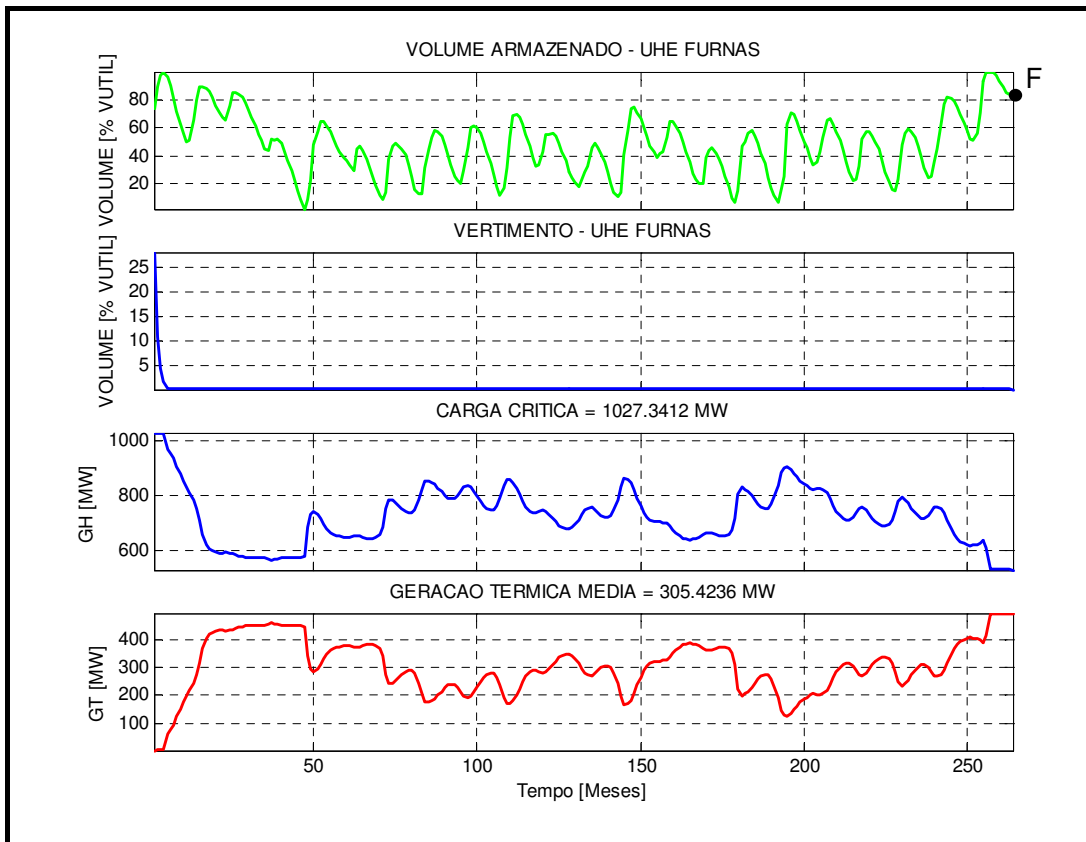


Figura 39 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água unitário.

Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952

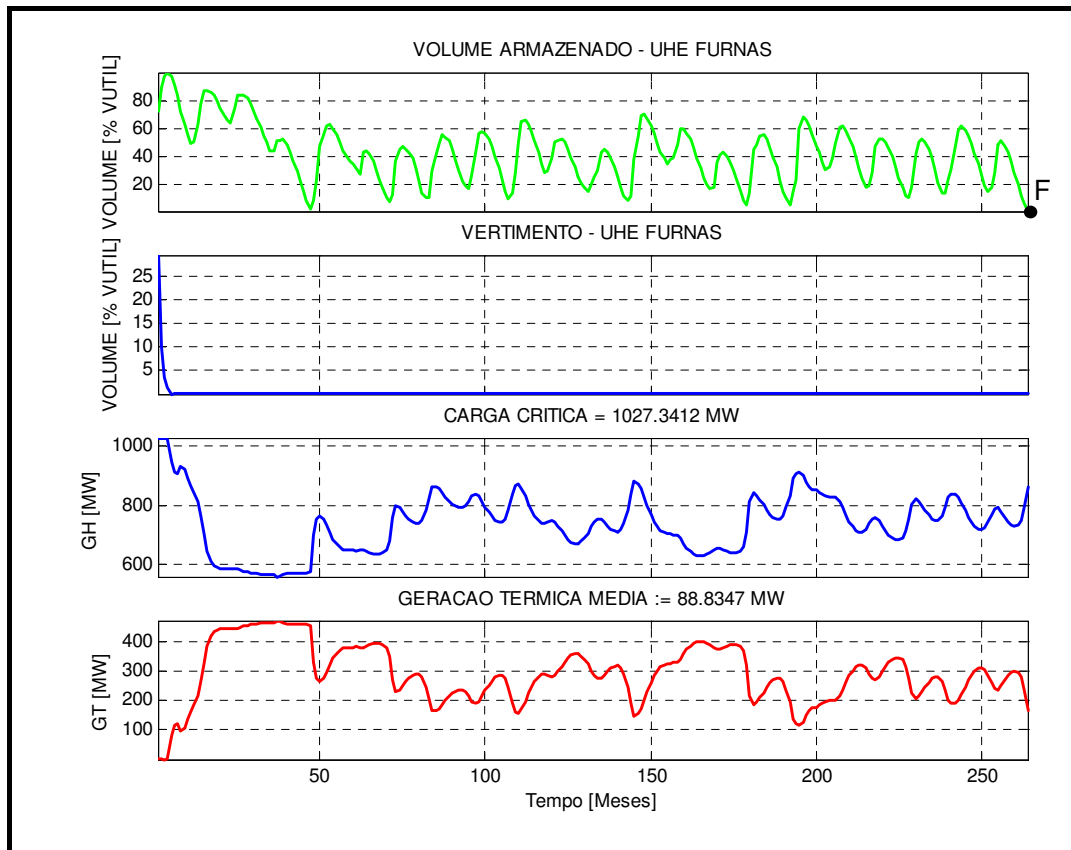


Figura 40 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952

3.2.6. ENERGIA AFLUENTE E ARMAZENADA

Conforme abordado anteriormente, o instante inicial do período crítico é desconhecido, de modo que a carga crítica que pode ser suprida pela UHE não pode ser aquela que considera o reservatório cheio no início do período crítico.

Se for observada a energia afluyente do reservatório de Furnas tem-se 431 MW, que somada à energia armazenada do reservatório, que é de 96 MW, totaliza 527 MW, que é a carga crítica considerada originalmente. A energia afluyente de Furnas pode ser observada através da Figura 41.

Logo, pode-se concluir que a carga crítica que o reservatório pode suprir é sua energia afluyente, exclusivamente, já que é a não se pode garantir que o reservatório estará cheio para que aí sim se possa contar com sua energia armazenada.

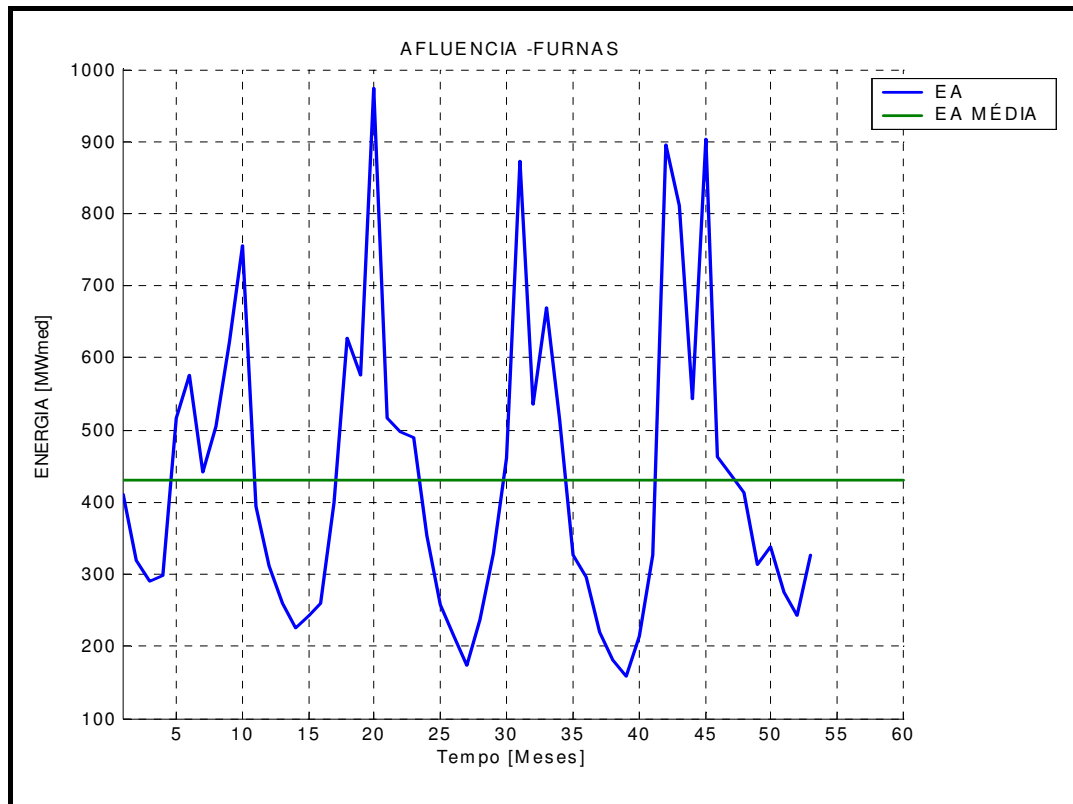


Figura 41 - Energia Afluenta da UHE Furnas

3.2.7. PERÍODO CRÍTICO DE CICLO COMPLETO

Ao se analisar o período crítico, observa-se que este começa no início de uma estação seca, terminando também, no fim de uma estação seca. Tem-se, então, que o período crítico compreende uma estação seca a mais do que o número de estações úmidas. O período seco é composto de sete meses consecutivos, de maio a novembro, enquanto o período úmido é composto de cinco meses consecutivos, de dezembro a abril.

Desse modo, a curva de duração (curva que mostra a probabilidade de uma dada vazão ser igualada ou superada) do período crítico será tendenciosa, valorizando mais as estações secas e não representando adequadamente o ciclo hidrológico anual da pior seqüência de vazões. Para coerência estatística, propõe-se o conceito do período crítico de ciclo completo – PCCC, que diferentemente do período crítico, compreende um número inteiro de anos e conseqüentemente o mesmo número de períodos secos e úmidos. O PCCC deve começar ou terminar, junto com o período crítico, com duração correspondente a um número inteiro de anos.

Sendo que o período crítico da UHE Furnas inicia em junho de 1952 e termina em novembro de 1956, têm-se quatro alternativas para o PCCC, conforme apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 2- Alternativas para determinação do Período Crítico de Ciclo Completo

Alternativa	Início		Término	
	Mês	Ano	Mês	Ano
PCCC1	JUNHO	1952	MAIO	1957
PCCC2	JUNHO	1952	MAIO	1955
PCCC3	OUTUBRO	1951	NOVEMBRO	1956
PCCC4	OUTUBRO	1952	NOVEMBRO	1956

Simulando-se a operação para as quatro alternativas, escolhe-se a alternativa que possibilite o atendimento à menor carga crítica. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os resultados.

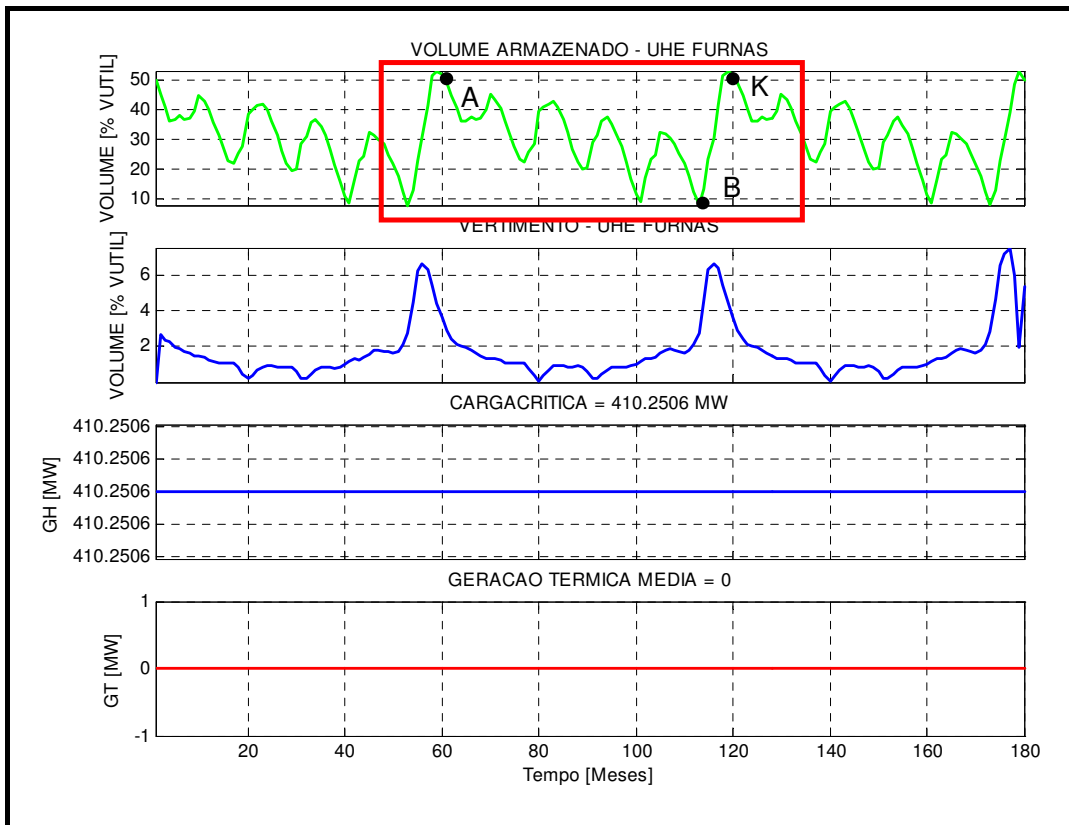
Tabela 3 - Carga Crítica para cada PCCC simulado

	PCCC1	PCCC2	PCCC3	PCCC4
Período (meses)	60	48	48	60
Carga Crítica [MW]	410.25	410.25	434.15	478.93

Conforme se observa na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, o PCCC1 e o PCCC2 levam ao atendimento da menor carga crítica, 410.25 MW, de modo que se escolheu o período mais longo (60 meses) – PCCC1.

A Figura 42 apresenta o resultado da simulação para o PCCC1, repetindo-se três vezes o período crítico de ciclo completo a fim de se eliminar o efeito dos extremos. O modelo em questão não se utilizou da geração termelétrica já que o objetivo é determinar a carga crítica do reservatório baseando-se somente em sua energia afluyente.

No início do período crítico de ciclo completo, o reservatório está com 46% de seu volume útil (ponto A) e no final do período crítico de ciclo completo está com 50% (ponto K). O ponto C indica o final do período crítico, estando neste ponto o reservatório vazio.



**Figura 42 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957).
Repetição de três vezes o histórico de dados**

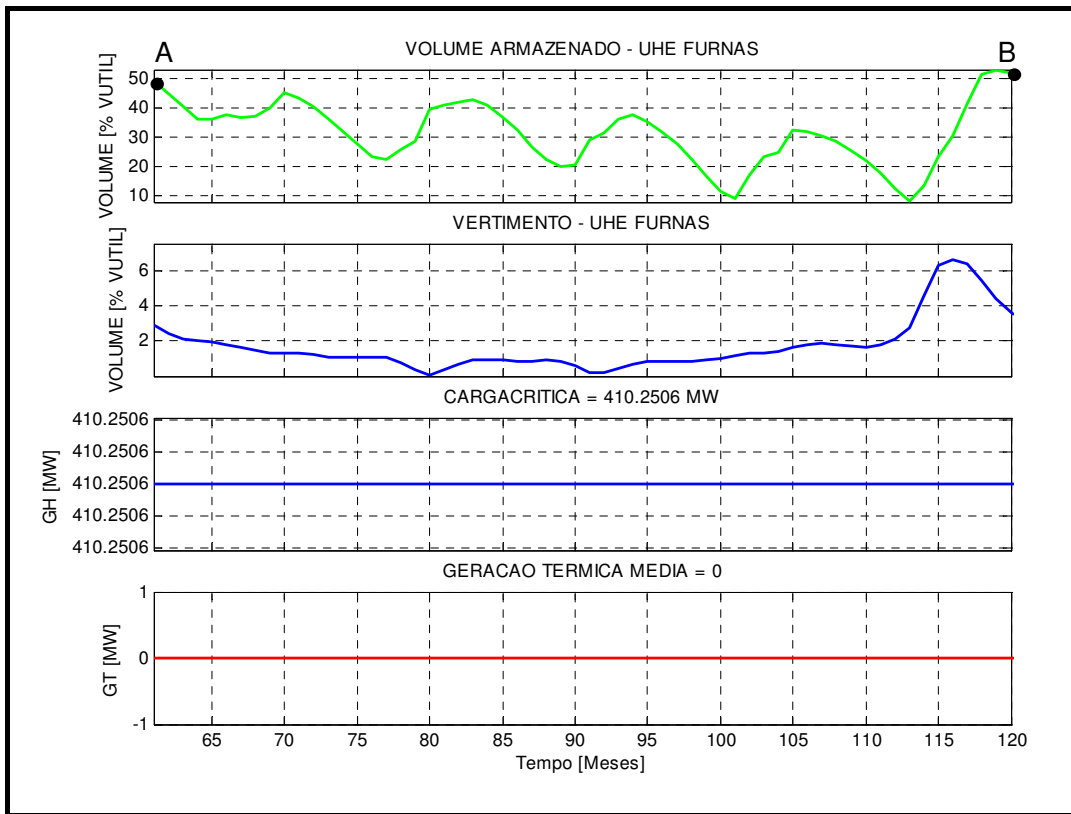


Figura 43 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957). Faixa central de dados. Reservatório iniciando em 50% do Volume Útil

Desse modo, tem-se a carga crítica que o reservatório de Furnas pode atender quando não se considera que o mesmo inicia o período crítico de ciclo completo cheio. Porém, pode o reservatório iniciar vazio, conforme apresenta a Figura 44.

Neste caso, verifica-se que a carga crítica que pode ser atendida é de 303.37 MW; uma redução de 26% em relação à carga crítica que pode ser atendida quando o reservatório se inicia com 50% de seu volume útil.

Resta então a determinação da energia armazenada no reservatório que é necessária para atendimento à carga crítica de 410.25 MW.

Simulando-se para diversos casos, determinou-se a situação limite, com o reservatório iniciando em diversos níveis, conforme apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Conforme se observa esta situação limite corresponde ao reservatório iniciando o período crítico de ciclo completo com 7% de seu volume útil.

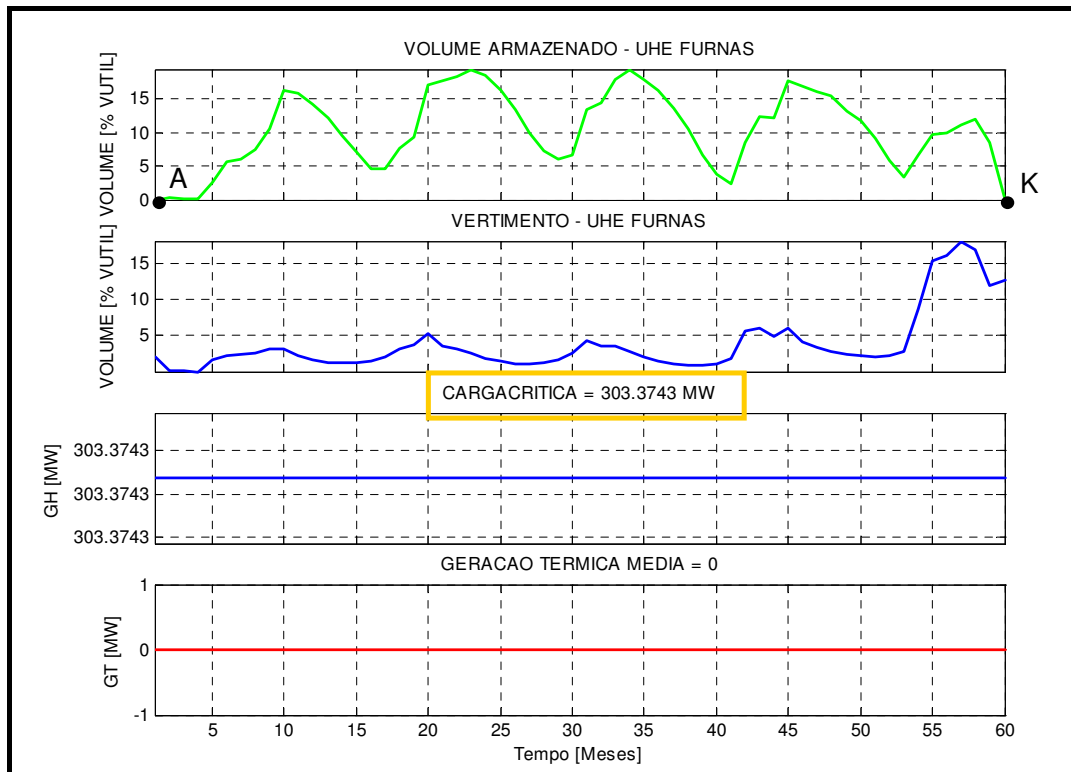


Figura 44 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957). Faixa central de dados. Reservatório iniciando vazio

Tabela 4 - Carga Crítica atendida de acordo com o volume inicial do reservatório

Volume Inicial do Reservatório	Carga Crítica
0%	303.37 MW
1%	320.48 MW
2%	337.59 MW
3%	354.69 MW
4%	371.80 MW
5%	388.91 MW

Volume Inicial do Reservatório	Carga Crítica
6%	406.01 MW
7%	410.25 MW
10%	410.25 MW
50%	410.25 MW

A Figura 45 apresenta a operação do reservatório quando inicia o PCCC com 7% de seu volume útil.

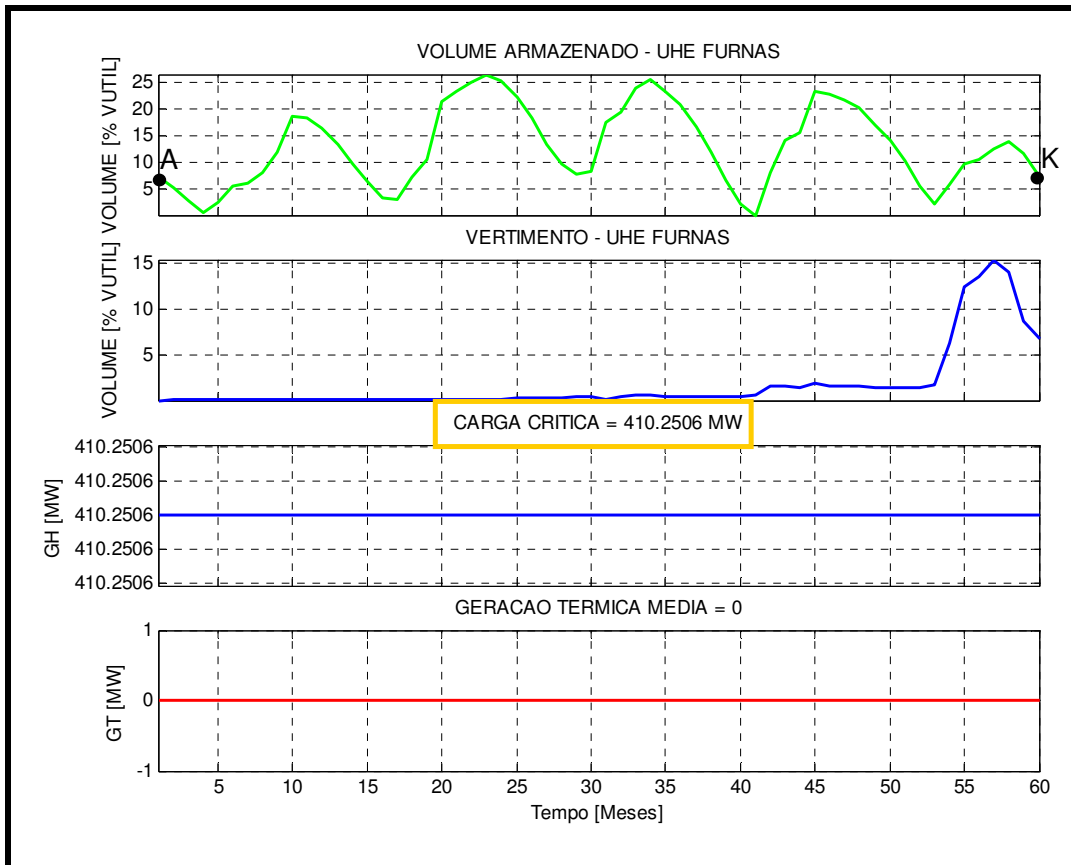


Figura 45 - Período Crítico de Ciclo Completo (Junho/1952 a Maio/1957). Faixa central de dados. Reservatório iniciando com 7% de seu volume útil

Desse modo, verifica-se que a carga crítica que se pode garantir que a UHE poderá suprir é de 410.25 MW e não de 527.34 MW, pois não se pode contabilizar a energia armazenada no reservatório, uma vez que o mesmo deveria estar cheio no início período crítico.

3.3. CONCLUSÕES

Através das simulações apresentadas neste capítulo, buscou-se demonstrar que a energia das usinas termelétricas não deve ser reduzida sem que a energia assegurada das usinas hidrelétricas também o seja.

Tal afirmação se baseia no fato de que o início do período crítico é desconhecido tanto para a UTE, que deveria gerar a plena carga durante todo o período crítico, quanto para a UHE que deveria estar com seu reservatório cheio no início do período

crítico, para que pudesse realmente atender a carga crítica equivalente à sua energia firme.

Desse modo, para o caso de Furnas haveria uma redução de 527.34 MW para 410.25 MW na energia firme, para aumento da confiabilidade do sistema. Neste caso, a energia assegurada das termelétricas também poderia ser reduzida, já que as hidrelétricas também estariam com sua energia firme sendo revista.

4 RESERVATÓRIO EQUIVALENTE

4.1. ANALISE UTILIZANDO-SE RESERVATÓRIO EQUIVALENTE

O planejamento da operação de sistemas hidrelétricos fica bastante facilitado quando se trabalha com os chamados “Reservatório Equivalente”. Estes são representações simplificadas do sistema ou de partes do sistema e que mantêm as características energéticas básicas, embora existam grandes limitações que serão abordadas posteriormente.

O modelo que será apresentado aqui não é único, existindo variações que objetivam outros pontos.

O conceito fundamental da regularização de vazões reside no fato de se poder armazenar água, quando há excesso, para liberá-la quando faltar. A dúvida existente é quanto ao período desta regularização. Assim, se for tomado um dia, cabe ao reservatório armazenar a água fora do horário de ponta, e liberá-la na hora de ponta. Esta é uma regularização diária. A regularização semanal exige um maior reservatório, pois terá que acumular água excedente durante o fim de semana, para utilizá-la em dias úteis. Observa-se certa regularização para compensar as variações periódicas da carga.

Quando se pensa em termos anuais, embora exista influência sazonal na carga, a grande variação ocorre na vazão afluente. Cabe ao reservatório acumular a água no período úmido, liberando-a no período seco. A regularização anual exige um grande volume de armazenamento, se comparada com as regularizações diárias e semanais.

É comum encontrar na literatura reservatórios ditos de regularizações mensais, semestrais, etc. Entretanto, não se associa a estes períodos um ciclo de carga ou hidrológico, que permita avaliar o volume necessário à regularização. Esta denominação se prende a uma avaliação mais subjetiva, que procura dar uma nota à capacidade de regularização. Tem-se, então, que o tempo de esvaziamento (t_{es}) do reservatório, que é uma relação entre seu volume útil (V) e a vazão observada no histórico (\bar{Q}).

$$t_{es} = \frac{V}{\bar{Q}} \quad (18)$$

A Electricité de France (EDF) adota os seguintes valores de t_{es} , com as respectivas classificações (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

Tabela 5 - Classificação dos Reservatórios

$t_{es} \leq 2$ horas	Sem capacidade de regularização
$2 \leq t_{es} \leq 400$ horas	Regularização diária ou semanal
$400 \text{ horas} \leq t_{es}$	Regularização Sazonal

Já que se afirmou que a regularização diária, semanal e mensal são associadas a ciclos detectados sem dificuldades, pode-se assim, para uma determinada bacia e um sistema elétrico conhecido, avaliar os tempos de esvaziamento correspondentes a estas três regularizações (diária, semanal e mensal). De posse desses tempos, é fácil traçar um gráfico, com as escalas logarítmicas, onde é posto na ordenada o tempo correspondente ao período de regularização (t_R), e na abscissa se situa o tempo esvaziamento (t_{es}). Tendo-se os três pontos correspondentes às referidas capacidades de regularização, pode traçar uma curva que uma estes pontos. Finalmente, quando se necessitar avaliar a capacidade de regularização de um reservatório, basta calcular o t_{es} correspondente e através da curva obtida, encontrar o t_R correspondente. Uma exemplificação do exposto é dada a seguir.

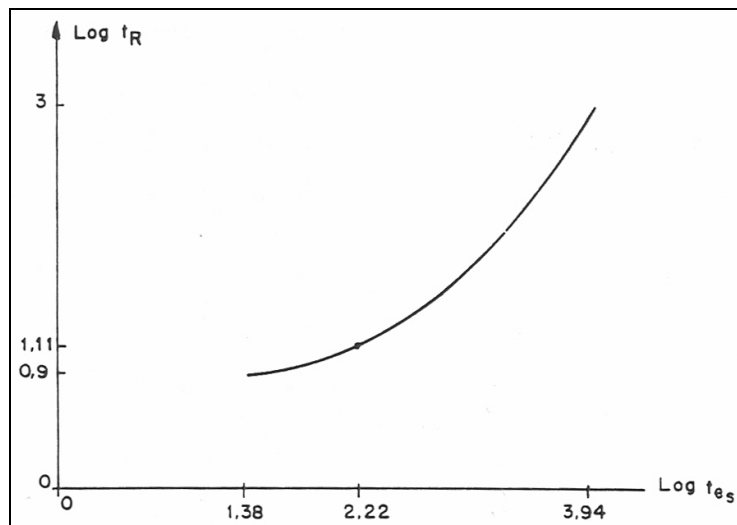


Figura 46 - Avaliação do t_R

Todo o exposto anteriormente é fundamental para calcular o reservatório equivalente. Isto porque, se o objetivo deste reservatório é estudar a operação mês a mês, só interessa os reservatórios individuais que tenha capacidade de regularização maior que a mensal, o que permite guardar água de um período a outro. Neste caso, os reservatórios que tenham

capacidade diária, semanal ou até mesmo mensal só servem para fazer a regularização dentro do período, não tendo efeito de período a período. Resumindo, tem-se: no cálculo do reservatório equivalente, só são considerados os volumes das represas que tenham t_R maior que o período adotado para o estudo.

Apresenta-se a seguir, a metodologia para se avaliar a capacidade do reservatório equivalente.

4.1.1.

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DO RESERVATÓRIO EQUIVALENTE

A Figura 47 mostra um reservatório “i” colocado em meio a uma cascata de “n” aproveitamentos. Somente a central “i” tem capacidade de regularização, ou seja, seu reservatório tem um t_{es} que corresponde a um t_R maior que o período adotado.

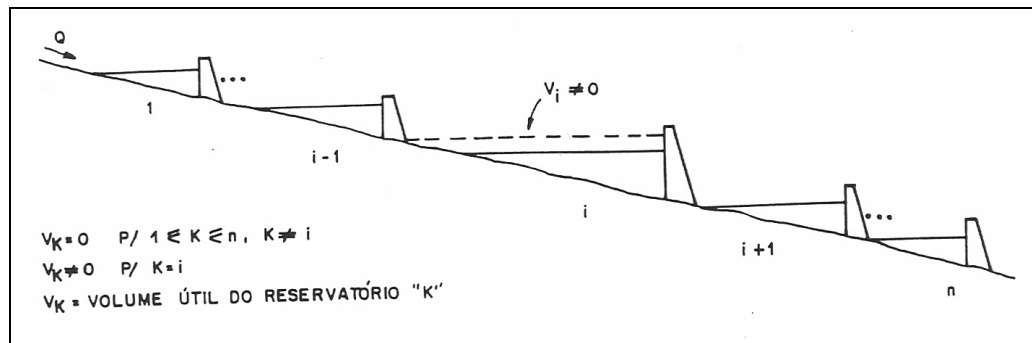


Figura 47 - Reservatório “i” na cascata de “n” aproveitamentos

A energia contida em V_i (E_i) é a soma das energias que podem ser convertidas em todas as centrais a jusante, e na própria central “i”, a partir deste volume:

$$E_i = (V_i * p_i) + (V_i * p_{i+1}) + \dots + (V_i * p_n) \quad (19)$$

Ou

$$E_i = V_i \sum_{j \in J} p_j \quad (20)$$

Sendo:

- J – conjunto das usinas a jusante de “i” e da própria central “i”;
- p – produtividade da central, dada em MW médio por m³.

Um erro intrínseco a este processo está na produtividade “p”. O valor de “p” é bastante variável, principalmente nas centrais de regularização, pois nestas a depleção é grande.

Quando se tem mais de uma central de regularização na cascata, as equações anteriores continuam válidas para cada uma delas. Porém, a energia total que pode ser armazenada (ET) é a soma da energia armazenável em cada central regularizadora.

$$ET = \sum_{ieL} E_i = \sum_{ieL} \left(V_i * \sum_{meM} P_m \right) \quad (21)$$

Sendo:

- L – conjunto das centrais com capacidade de regularização na cascata;
- M – conjunto das centrais a jusante da usina “i” e da própria “i”

Outra hipótese existente é a ocorrência de duas cascatas sem parte comum, e duas cascatas com um trecho em comum. Por ser o segundo caso mais genérico, passa-se a analisá-lo, conforme é esquematizado na Figura 48.

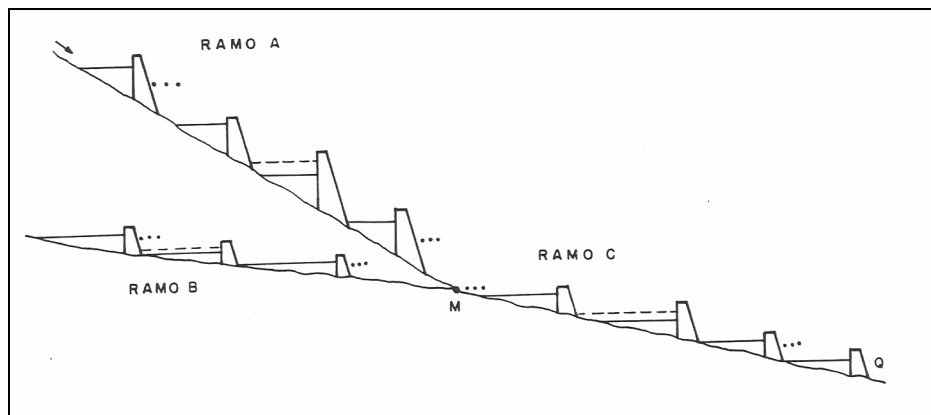


Figura 48 - Duas Cascatas com um ramo em Comum

O cálculo da energia armazenável total (ET) será feito por partes.

Pose-se calcular, inicialmente, a energia armazenável no ramo A, até a confluência com o ramo B (ET_A). Faz-se o mesmo para o ramo B até a confluência como ramo A (ET_B). Assim tem-se a energia total armazenável a montante do ponto de confluência, que é a soma de ET_A com ET_B . Ou seja, esta soma representa toda a capacidade energética de armazenamento a montante do ponto M. Na verdade, a energia total até o ponto M não é apenas o valor calculado, pois a água pode, ainda, decrescer até o ponto N, sendo turbinada nas centrais entre M e N. Em termos matemáticos têm-se as seguintes equações:

- Capacidade Energética de Armazenamento até o Ponto M:

Ramo A:

$$ET_A = \sum_{ieL_A} E_i = \sum_{ieL_A} \left(V_i * \sum_{meM} P_m \right) \quad (22)$$

Ramo B:

$$ET_B = \sum_{ieL_B} E_i = \sum_{ieL_B} \left(V_i * \sum_{meM} P_m \right) \quad (23)$$

Total:

$$ET_{A+B} = ET_A + ET_B = \sum_{ie(L_A UL_B)} E_i = \sum_{ieL_A} \left(V_i * \sum_{meM} P_m \right) \quad (24)$$

Onde:

- L_A – conjunto das usinas com capacidade de regularização, no ramo A;
- L_B – idem, no ramo B;
- M – conjunto das centrais a jusante da usina “i” e a própria “i”, até o ponto M.

➤ Capacidade Energética de Armazenagem até o Ponto Q:

Ramo A:

$$ET_A = \sum_{ieL_A} E_i = \sum_{ieL_A} \left(V_i * \sum_{neN} P_n \right) \quad (25)$$

Ramo B:

$$ET_B = \sum_{ieL_B} E_i = \sum_{ieL_B} \left(V_i * \sum_{neN} P_n \right) \quad (26)$$

Ramo C:

$$ET_C = \sum_{ieL_C} E_i = \sum_{ieL_C} \left(V_i * \sum_{neN} P_n \right) \quad (27)$$

Total:

$$ET = \sum_{ie(L_A UL_B UL_C)} \left(V_i * \sum_{neN} P_n \right) \quad (28)$$

Ou

$$ET = \sum_{ieL} \left(V_i * \sum_{neN} P_n \right) \quad (29)$$

Onde:

- N – conjunto das centrais a jusante de “i”, incluindo a própria “i”, até o ponto Q;
- L_C – conjunto das centrais com capacidade de regularização do ramo C;
- L – conjunto de todas as centrais que tenham capacidade de regularização.

As equações (28) e (29) mostram que há uma total independência entre as centrais regularizadoras, com relação ao seu potencial energético de armazenamento. Isto só depende da produtividade dela e das usinas de jusante, e do seu volume útil.

Posto isto, passa-se, a seguir, a quantificar a energia afluyente ao reservatório equivalente.

4.1.2. ENERGIAS AFLUENTES AO SISTEMA

As vazões que afluem ao sistema equivalem a potências, que dependem não só da vazão e da produtividade das usinas a jusante, onde as vazões serão turbinadas, mas também das capacidades instaladas e capacidades de armazenamento das centrais. Estes dois últimos itens influem sobremaneira na possibilidade da conversão da vazão em energia. Para se entender isso, suponha uma vazão chegando a uma central. Se a capacidade de turbinagem desta central for inferior à vazão, o excedente d'água deverá ser vertido, a não ser que haja capacidade de armazenamento. Assim sendo, pode-se armazenar o excedente de água, desde que haja capacidade ociosa, e turbinar essa água em períodos de baixa vazão. As vazões que podem ser regularizadas, através dos reservatórios, correspondem a uma “energia controlável”. Aquelas que fluem diretamente para usinas a fio d'água não podem ser controladas; correspondem, portanto, a uma “energia não controlável”.

Afonso (1973) citando Kuipper (1972) considera, em seu modelo, que toda energia é controlável, o que evidentemente leva a um erro. Tal modelo, para centrais a fio d'água, só converte em energia a vazão que a usina é capaz de turbinar, sendo o excedente desprezado. Já no caso de centrais com reservatório, a vazão excedente pode ser armazenada.

4.1.3. ENERGIA NÃO CONTROLÁVEL

A energia não controlável (EN), afluenta a um sistema num período determinado, é dada em megawatts médio (\overline{MW})

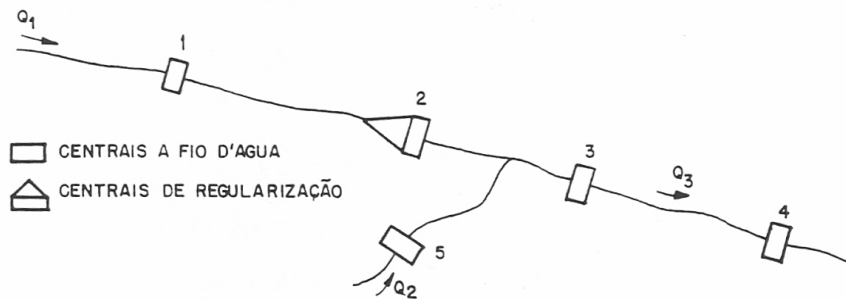


Figura 49 - Cascata com um Único Reservatório Regularizador

Sejam Q_1 , Q_2 e Q_3 as vazões médias naturais nos trechos indicados.

A vazão Q_1 , ao passar pela central 1, corresponde a uma energia não controlável. Já ao passar pela central 2, corresponde a uma energia controlável, pois esta central é de regularização. A parcela de Q_3 , devido a Q_1 , gera uma energia controlável nas centrais 3 e 4, pois esta parcela pode ser regularizada na central 2. Entretanto, a vazão Q_2 gera uma energia não controlável na central 5 e a parcela de Q_3 , corresponde a Q_2 , também gera uma energia não controlável, pois tal parcela não pode ser regularizada.

Este exemplo permite uma generalização para o cálculo de (EN). Toda central a fio d'água pode ter sua vazão natural afluenta decomposta de duas parcelas: uma que passa por centrais de regularização a montante, que é uma vazão regularizável, ou controlável (QR), a outra parcela não passa por centrais de regularização a montante, e é por isso, não regularizável (QN). Em termos matemáticos, tem-se:

$$EN = \sum_{q \in Q} (QN_q * p_q) \quad (30)$$

Onde:

- Q – conjunto das centrais a fio d'água,
- QN_q – parcela da vazão média natural que não é regularizável,
- p_q – produtividade da central “q”.

Pode-se melhorar o cálculo de EN, levando-se em conta as capacidades instaladas nas centrais a fio d'água. A essas capacidades correspondem as vazões médias máximas turbináveis (QT). Assim, para cada central a fio d'água pode-se comparar a vazão não regularizável (QN) com QT.

Se QN for inferior ao igual à QT, não existem, em princípio, modificações a se fazer, mas se QN for superior a QT, tem-se que verter o excedente, e a energia não controlável será calculada com base em QT, e não em QN. Uma outra maneira de se considerar a limitação de capacidade é levar em conta a parcela regularizável da vazão (QR). Como não se sabe *a priori* como será a operação do sistema, utiliza-se o valor médio de QR durante todo o histórico (\overline{QR}). Tem-se que descontar de QT o valor de \overline{QR} , e somente a capacidade restante ($QT - \overline{QR}$) poderá ser utilizada para converter a vazão não regularizável (QN). Deve-se, pois, comparar QN com a capacidade restante, e se o primeiro for maior, despreza-se o excedente, calculando-se EN com base somente em QT menos (\overline{QR}).

4.1.4. ENERGIA CONTROLÁVEL

Energia controlável é toda aquela que chega às usinas com reservatórios de regularização. Assim, conhecendo-se a vazão média natural afluyente a uma central regularizadora, no período de interesse, pode-se calcular a energia que chega a esta central, multiplicando-se a vazão pela soma das produtividades da central e das centrais a fio d'água em cascata, até a primeira central regularizadora a jusante. Esta última não é considerada. Isto significa agrupar as centrais a fio d'água a jusante, até a próxima usina de regularização, na central de regularização que está sendo analisada. Tem-se:

$$EC = \sum_{p \in P} \left(QR_p * \sum_{s \in S} p_s \right) \quad (31)$$

Onde:

- P – conjunto das centrais de regularização;
- QR_p – vazão média natural afluyente ao reservatório “p” (toda ela pode ser regularizada);
- S – conjunto da central “p” e das centrais a fio d'água a jusante de “p” e a montante da próxima central de regularização;

- s – central a fio d'água a jusante de “ p ” e a montante da próxima central de regularização;
- p_s – produtividade da central “ s ”.

4.2. MODELO ENERGÉTICO FINAL

Sabendo-se a capacidade de armazenamento energético do sistema e qual a parcela de energia afluyente que pode ser regularizada e qual não pode, está concluído o equivalente energético. A Figura 50 apresenta esta equivalente, salientando-se que não há nenhuma realidade física, sendo apenas uma representação energética do sistema. Deste modo, não se trabalha com vazões, pois isto não teria sentido, mas sim com energias que afluem ao sistema.

Tem-se que ter em mente algumas limitações importantes do modelo. Em primeiro lugar, considerou-se que não há restrições na rede de transmissão, isto é, as centrais estão rigidamente interligadas. Em segundo lugar, ao se fazer o modelo final, desprezou-se os ciclos hidrológicos individuais, agrupando todos em apenas um. Isto induz a um erro, que é a característica individual de regularização de cada reservatório. Finalmente, a restrição em virtude da capacidade instalada foi considerada apenas parcialmente.

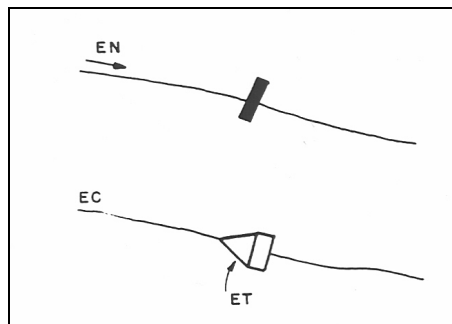


Figura 50 - Modelo Energético Final do Sistema

4.3. RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DO SIN BRASILEIRO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma entidade privada criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. O ONS é uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante com poder de veto em questões

que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.

Completando a cadeia seqüencial de atividades composta pelas avaliações das condições futuras da operação, as avaliações de curto prazo com seus estudos de suporte, e a programação diária da operação, chega-se à operação em tempo real do SIN.

A operação em tempo real procura seguir as normas e instruções de operação e atender às diretrizes e recomendações da programação, objetivando conjugar os requisitos de continuidade, segurança e economicidade do suprimento. As ações empreendidas pelo Centro Nacional de Operação do Sistema, e pelos Centros Regionais de Operação do Sistema a ele subordinados, fazem o monitoramento e correção das condições operativas em função das variações da carga e do estado dos equipamentos que compõem o SIN a cada instante.

Os resultados da operação do SIN, consolidados pela área de pós-operação, são disponibilizados aos agentes e à sociedade via internet por meio de Boletins e Informes com diferentes horizontes e objetivos específicos.

O Setor Elétrico Brasileiro trabalha na operação dos reservatórios nacionais, com quatro grandes reservatórios equivalentes: N (norte), NE (nordeste), S (sul) e SE/CO (sudeste/centro-oeste). A situação de armazenamento destes reservatórios na data de 20 de agosto de 2006, disponibilizado no site da ONS é apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

Tabela 6 - Situação dos Reservatórios – Energia Armazenada por Região

Região	EAR
SE/CO	63.15%
S	37.45%
NE	74.52%
N	62.42%

Fonte: ONS, Data: 20/08/2006

4.4. SIMULAÇÃO PARA A BACIA DO PARANÁ

Neste item será simulada a energia firme para o reservatório equivalente da bacia do Paraná. A Figura 51 apresenta as usinas da Bacia do Paraná, conforme a metodologia apresentada.

Simulou-se primeiramente a energia firme para o reservatório equivalente da Bacia do Paraná, conforme apresentado através da Figura 52 Um pleito da sociedade lintera aos reservatórios é a fixação de uma cota mínima operativa que atenda aos anseios locais e não prejudique o setor elétrico. Para avaliar este efeito, simulou-se a variação da cota mínima do reservatório de Furnas entre sua cota mínima 750 e sua cota máxima 768, de modo que o volume útil se reduziria proporcionalmente. Assim, para cada cota, fixou-se a cota mínima, reduzindo o volume útil de Furnas e conseqüente a Energia Armazenável do Reservatório Equivalente da Bacia, e calculou-se, para cada caso a energia firme.

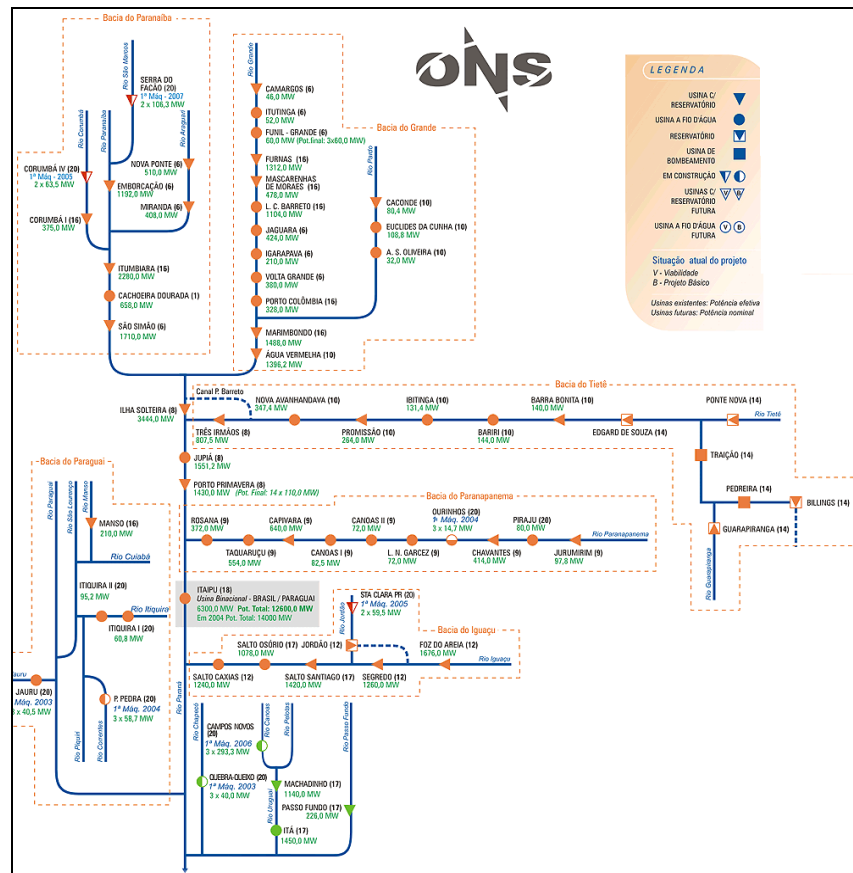


Figura 51 - Usinas da Bacia do Paraná despachadas centralizadamente pelo ONS

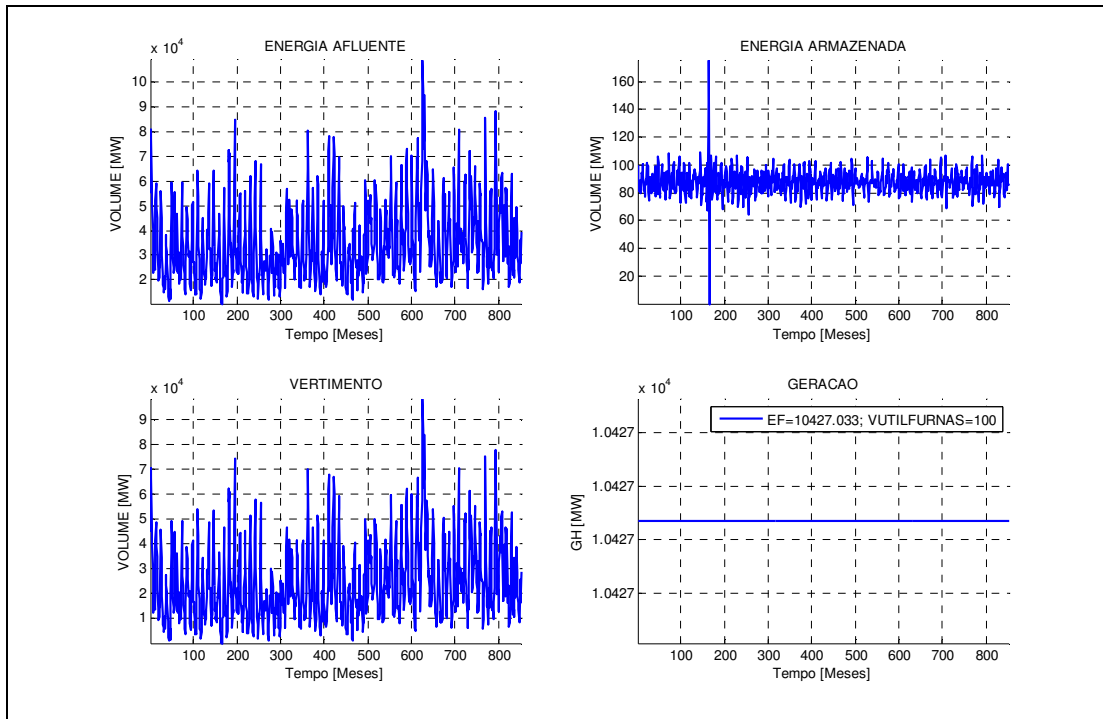


Figura 52 - Energia Firme da Bacia do Paraná com 100% do Volume Útil de da UHE Furnas (cota mínima 750 – operação atual)

4.5.

MODELO DE RESERVATÓRIO EQUIVALENTE COM DESTAQUE UNITÁRIO

Como evolução deste modelo, buscou-se a separação do efeito da redução do volume útil em um único reservatório, visando avaliar o impacto da redução do volume útil (VU) na confiabilidade energética (energia firme) e avaliar o impacto da redução de VU na geração hidrelétrica (energia gerada), ao longo de todas as usinas da bacia do Paraná.

Inicialmente, adotou-se um caso base constituído de nove usinas hidrelétricas, sendo cinco usinas com reservatório de regularização e quatro usinas fio d'água, conforme a Figura 53. Uma das usinas será objeto de estudo de efeito de variação de VU e aqui denominada usina '0'. Será obtido então três sistemas equivalentes. O sistema equivalente EQ0 será composto apenas pela central em estudo. O sistema EQ1 consistirá na agregação das centrais a montante da central '0' (montante do ponto de fronteira A) e o sistema EQ2 será composto pelas centrais a jusante da mesma (jusante do ponto de fronteira B).

O diferencial desta modelagem com relação à uma única agregação é que esta irá permitir a desagregação do efeito da variação do volume útil de um reservatório em estudo para todos os reservatórios da cascata, de modo a se obter uma espacialização do efeito local.

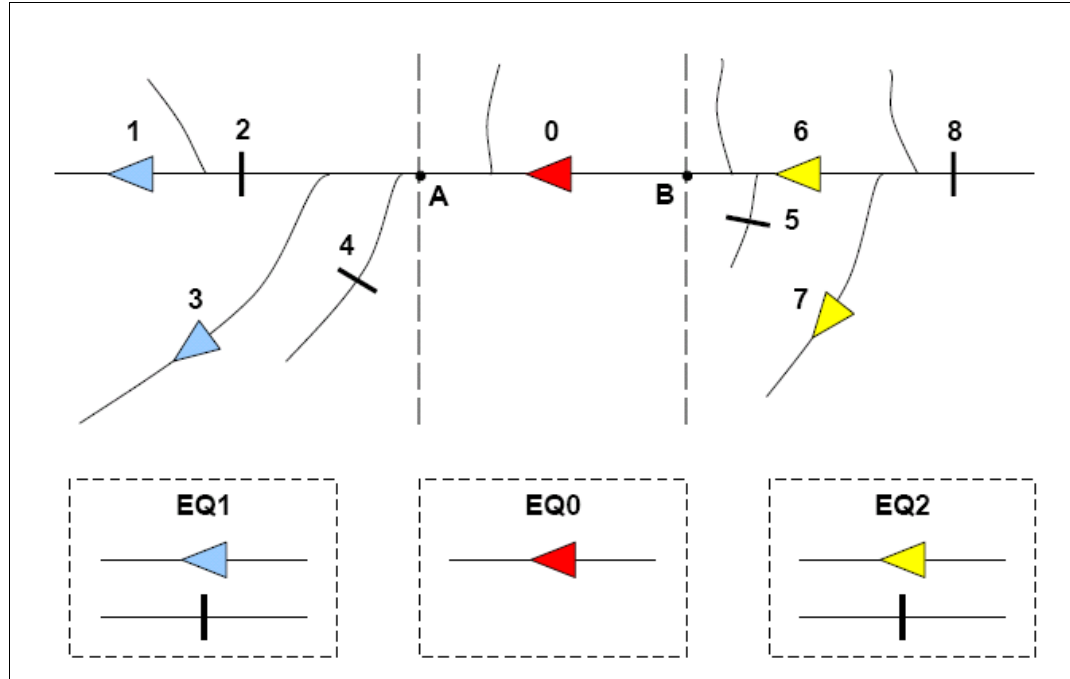


Figura 53 - Modelo para avaliação do efeito da variação de VU em um único reservatório

4.5.1. CÁLCULO DO RESERVATÓRIO EQUIVALENTE 1 (E1)

Para o cálculo de cada reservatório equivalente será utilizada a modelagem apresentada na Figura 16, de modo que o sistema energético equivalente consistirá em uma “usina” de energia armazenável EA e energia afluyente controlável EC, e uma usina a fio-d’água de energia afluyente não-controlável ENC.

Como objetiva-se conhecer o efeito em toda a cascata, tem-se que as UHE’s a jusante do ponto de fronteira A, na cascata direta, são representados apenas por suas produtividades (p), sem as respectivas vazões incrementais, resultando em um modelo equivalente conforme apresentado na Figura 54.

Onde Q_{NC0} significa vazão não controlável ao reservatório. Daí resulta o sistema equivalente EQ0.

4.5.3. CÁLCULO DO RESERVATÓRIO EQUIVALENTE 2 (E2)

O equivalente do sistema de jusante é calculado isolando-o totalmente do sistema de montante, no ponto B. Para tanto, considera-se, não existir vazão passando por este ponto. Daí calcula-se de maneira tradicional o sistema equivalente. Como resultado, tem-se o sistema apresentado através da Figura 56.

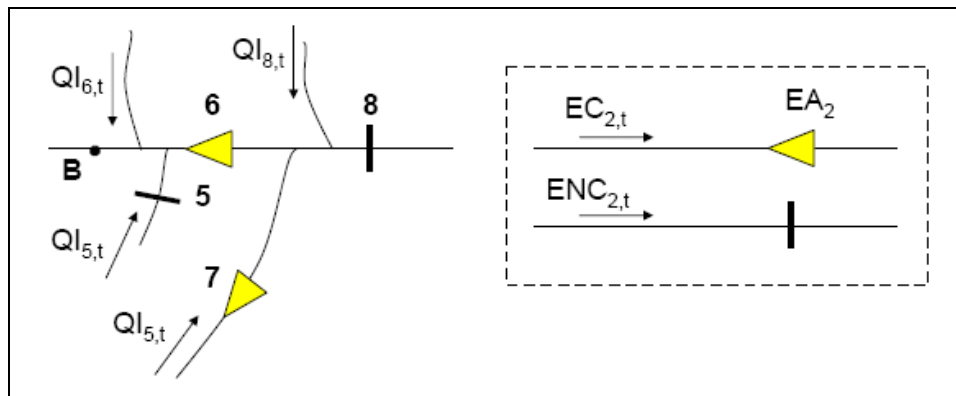


Figura 56 - Sistema Equivalente EQ2

O fluxograma utilizado para implementação do simulador no MatLab pode ser observado através da Figura 57.

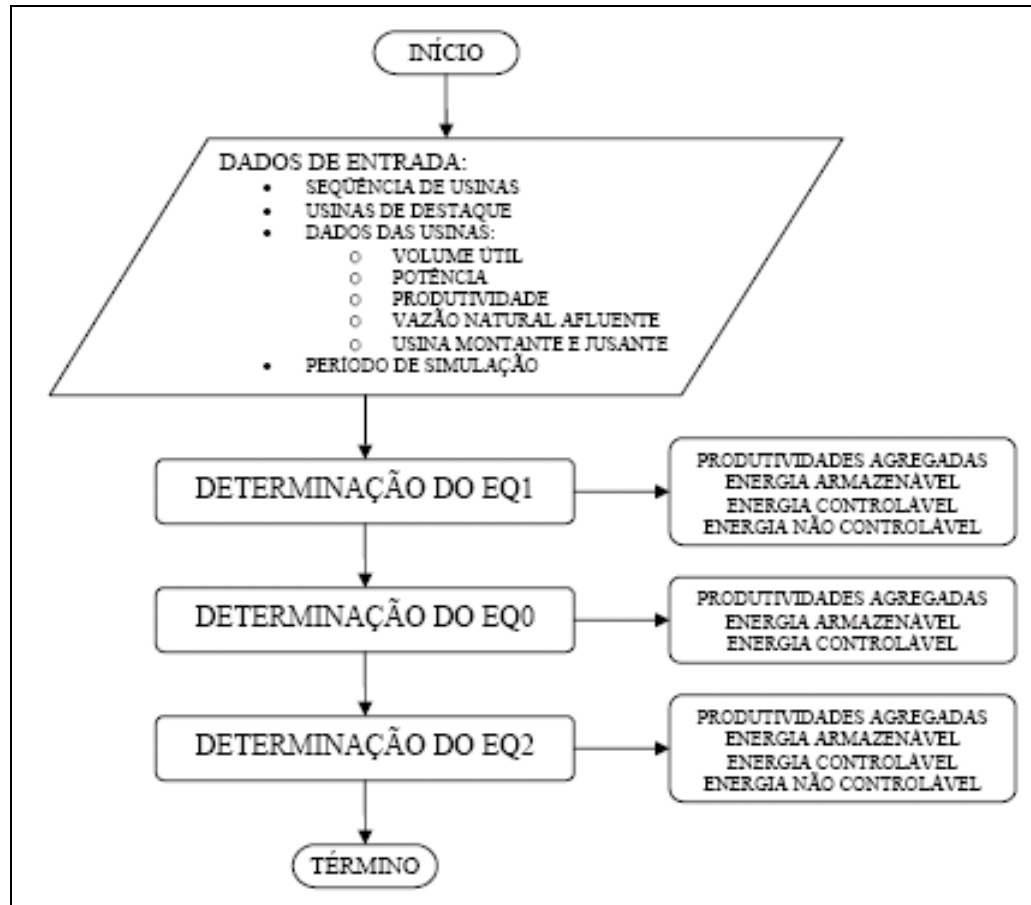


Figura 57 - Fluxograma para Implementação do Modelo de Reservatório Equivalente com Destaque Unitário

4.6.

RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DA BACIA COM DESTAQUE UNITÁRIO

A modelagem tradicional de reservatório equivalente não permite que se destaque a operação da usina hidrelétrica que se deseja efetuar a análise. Para isto, foi desenvolvida o modelo de reservatório equivalente com destaque unitário. Aplicando-se esta metodologia à bacia em estudo e considerando-se a variação de volume útil em Furnas, obteremos os sistema de reservatórios equivalentes EQ1 (Figura 58), EQ0 (Figura 59) e EQ2. Aqui não representaremos EQ2 devido ao mesmo compreender todas as usinas à jusante de Furnas:

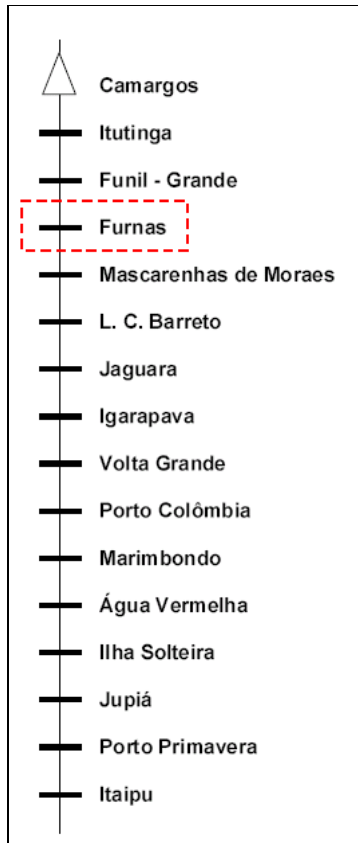


Figura 58 - Sistema Equivalente EQ1

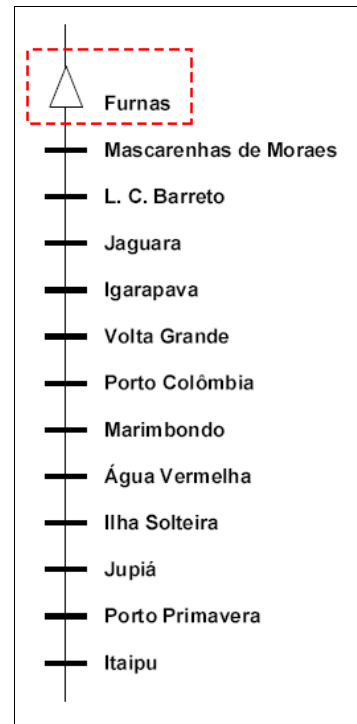


Figura 59 - Sistema Equivalente EQ0

A Figura 58 e a Figura 59 apresentam a operação de cada um dos reservatórios equivalentes. A geração de energia é apresentada na Figura 60 e na Figura 62 para o reservatório de Furnas com 100% e 50% de seu volume útil, respectivamente. A energia armazenada é apresentada na Figura 61 e na Figura 63.

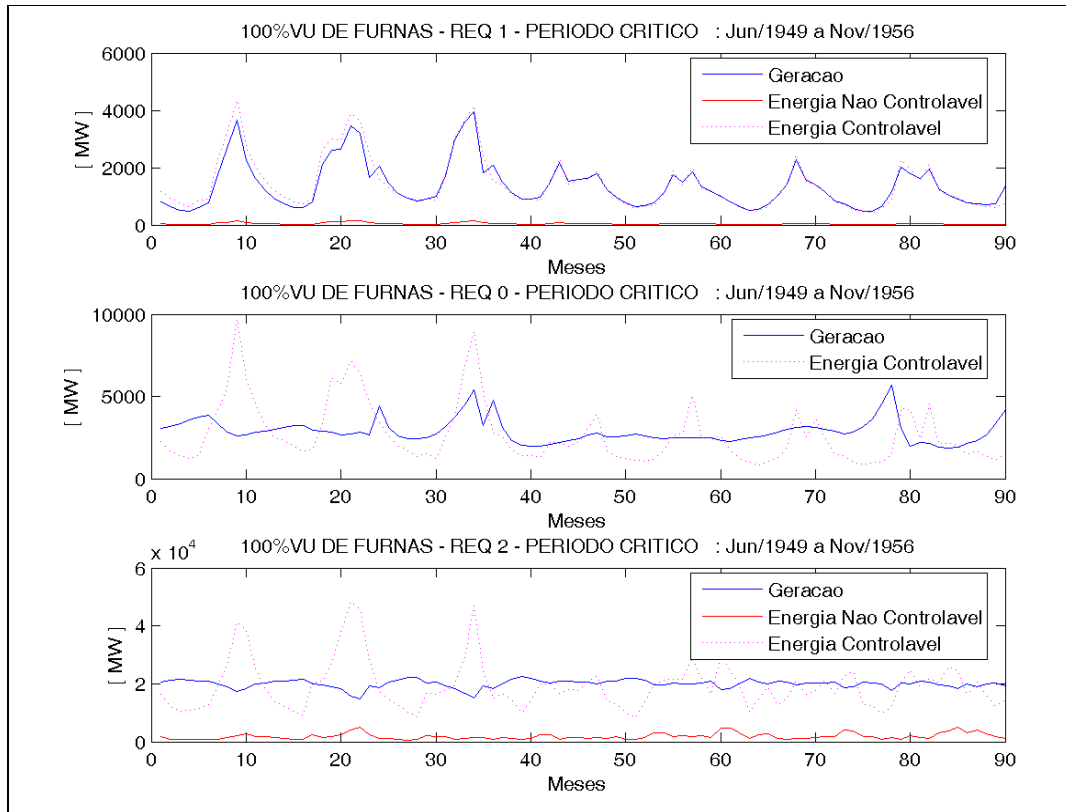


Figura 60 - Geração do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 100% do Volume Útil)

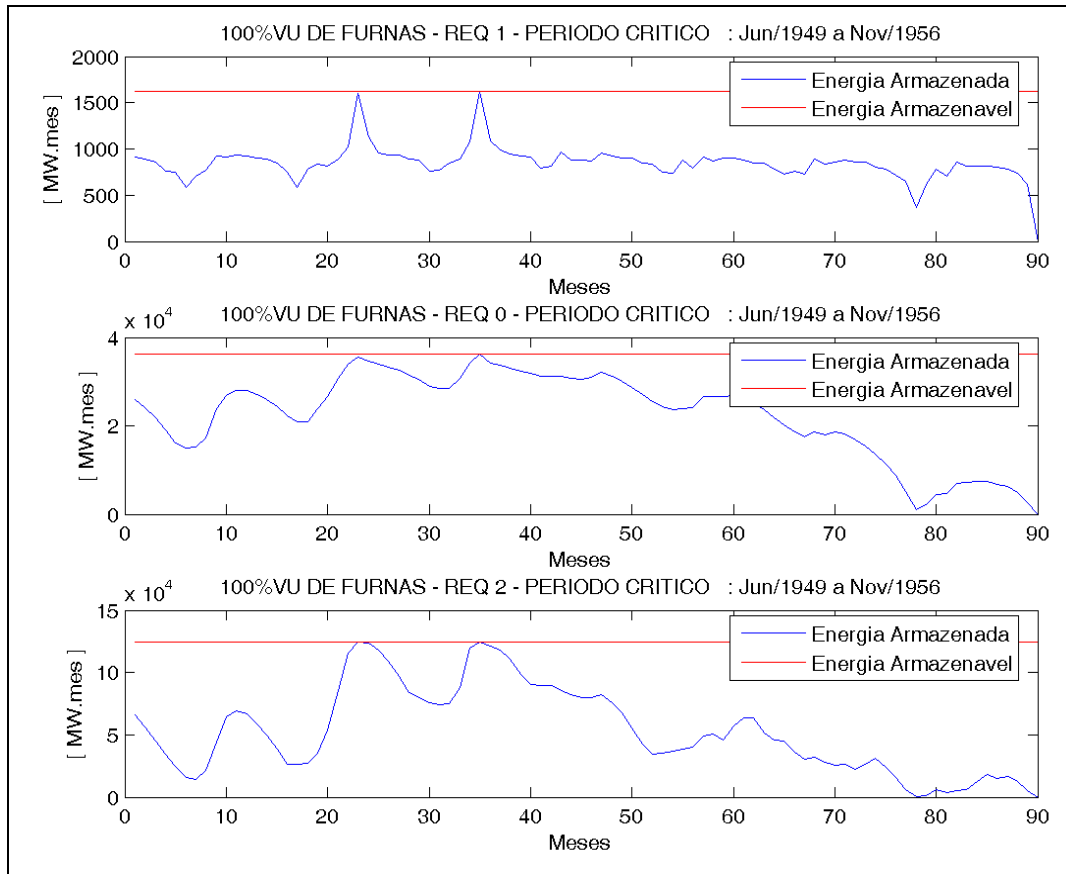


Figura 61 - Energia Armazenada do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 100% do Volume Útil)

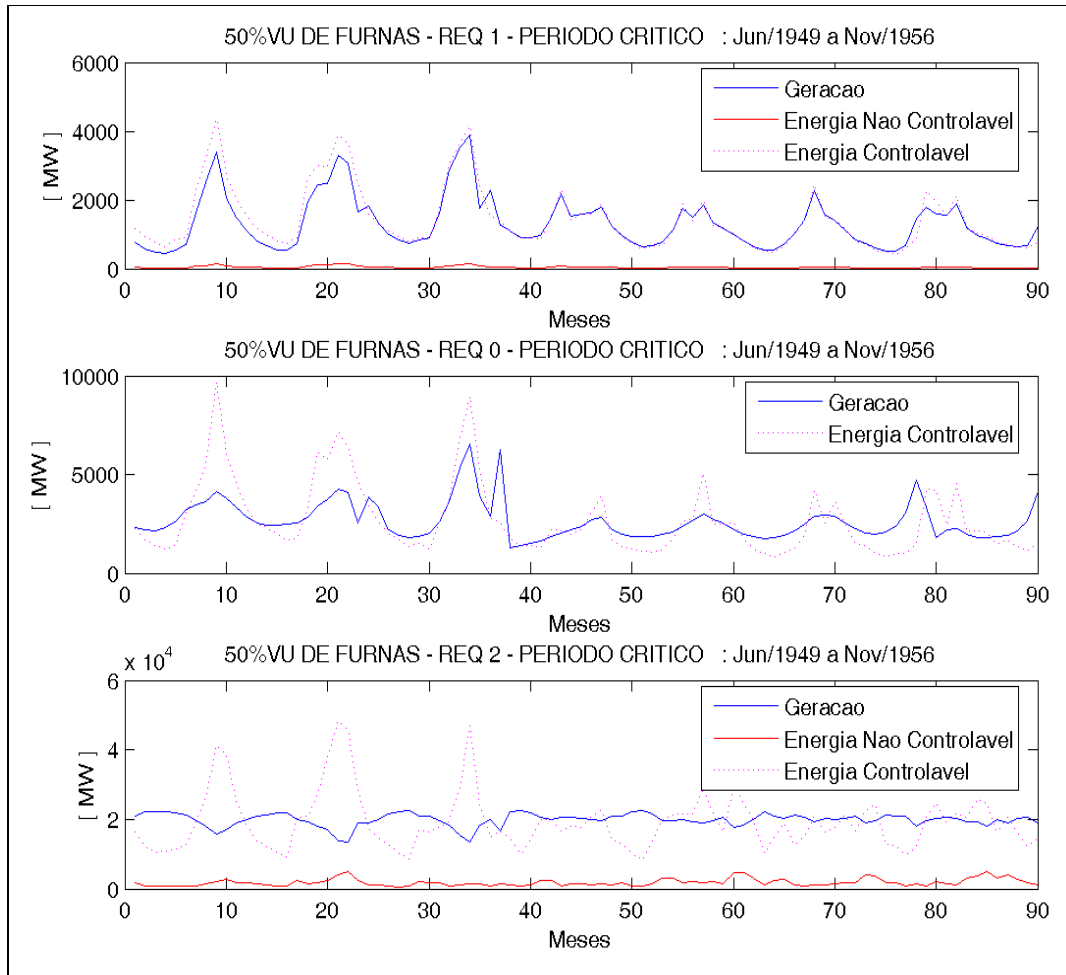


Figura 62 - Geração do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 50% do Volume Útil)

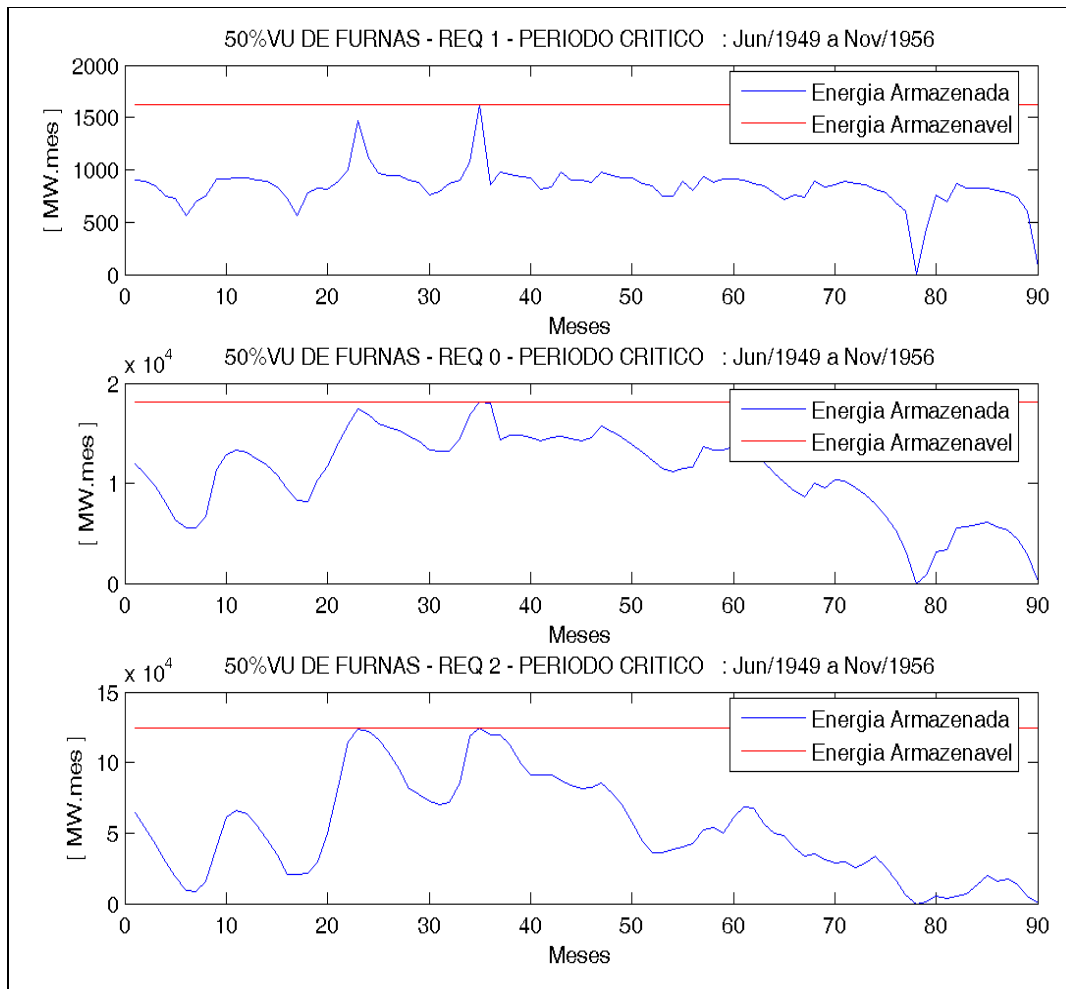


Figura 63 - Energia Armazenada do Sistema Equivalente da Bacia do Paraná (UHE Furnas com 100% do Volume Útil)

5 CURVAS GUIAS

5.1. CURVAS GUIA PARA OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Reservatórios de armazenamento no sistema hidrelétrico servem para armazenar o excesso de água em períodos de alta vazão, quando há mais água disponível do que a quantidade requerida para a produção de energia, sendo esta água armazenada utilizada, posteriormente, em períodos de baixa vazão, para suprir a quantidade de água requerida para produção de energia, como já mencionado anteriormente. Em muitos sistemas de geração, reservatórios com armazenamento também são utilizados para controle de cheia, recreação, e navegação, etc.

Nos sistemas hidrelétricos, operação de reservatórios pode ser analisada com base em curto ou longo termo. A operação de reservatórios de pequeno termo trabalha com períodos acima de uma semana, pois a potência de carga em uma hidrelétrica varia durante uma semana.

Reservatórios de armazenamento também são operados em uma base sazonal a longo termo, armazenando água durante a estação molhada e utilizando-a durante o período seco, de forma a incrementar a vazão baixa oriunda do rio. O benefício de tal armazenamento pode ser observado em dois exemplos gerais. No primeiro caso, com um sistema todo hidráulico e sem contribuição térmica, o armazenamento é usado de forma a aumentar a baixa vazão existente na usina hidrelétrica, e aumentar a energia firme do sistema. Já o segundo caso envolve um sistema hidrotérmico. Neste caso, haverá uma demanda secundária por energia hidráulica de modo a reduzir a quantidade de combustível requerida na geração térmica. A capacidade de armazenamento em tal sistema servirá tanto para fornecer uma mínima dependência de vazão, de modo a assegurar que toda a capacidade hidráulica é firme, como também aumentar a quantidade de energia hidráulica secundária que possa ser produzida.

A regulação de sistemas de reservatórios de tal caso é feita com a ajuda de “curvas-guia”, que são usadas para determinar a quantidade de armazenamento requerida de forma a assegurar uma mínima vazão segura e energia hidráulica firme. A curva-guia é também usada para fazer a distinção entre este mínimo

armazenamento requerido e o armazenamento adicional que está disponível para produção de energia hidráulica secundária.

O número de curvas-guias requeridas para a regularização de um reservatório depende da complexidade do sistema. As curvas-guias podem ser calculadas facilmente para sistemas de reservatório único, com apenas um tipo de potência térmica. Quando vários tipos de usinas térmicas com diferentes custos de combustíveis são incluídos no sistema, uma curva-guia é requerida para cada reservatório. Quando vários reservatórios são incluídos no sistema, um conjunto de curvas pode ser exigido para cada reservatório, e alguns procedimentos serão exigidos para distribuição da quantia de armazenamento dos vários reservatórios.

As curvas-guia definem o quanto deve haver de armazenamento em um reservatório ao longo do ano a fim de se garantir que os requisitos de vazão firme sejam atendidos. Usualmente as curvas-guia são definidas com base no período crítico, porém devem ser testadas em outras condições de hidrologia desfavorável.

As curvas-guia de reservatório existentes baseiam-se em seu histórico operativos e relacionam-se às seguintes questões:

- (1) Quais os objetivos da operação deste reservatório?
- (2) Quais níveis são fundamentais para que esses objetivos sejam alcançados?
- (3) Quais as conseqüências quando os níveis desejados para o reservatório não são alcançados?

A definição das curvas-guia de um reservatório exige discernimento, tentativa e erro, e verificação dos resultados simulados. Assim, deve-se ter em mente que as políticas operativas podem ser modificadas ao longo do tempo e nem sempre são seguidas.

Um único reservatório pode possuir múltiplas curvas-guia, de acordo com os usos preponderantes do mesmo, de modo que a posição de cada curva-guia pode variar entre o limite máximo do reservatório e seu volume morto. Por exemplo, um reservatório de abastecimento humano irá possuir sua curva-guia no topo, fazendo com que a operação do mesmo o mantenha sempre o mais cheio possível. A determinação da curva-guia no nível mínimo do reservatório pode, por exemplo, visar a mitigação de cheias, devendo então a operação do reservatório manter o mesmo sempre vazio.

Tem-se ainda, que a curva-guia independe do período de operação, podendo ter sazonalização diária, mensal, anual, ou ainda entre períodos seco e úmido. Quando o

reservatório serve a usos múltiplos é comum as curvas-guia variarem ao longo do ano. Por exemplo, a curva-guia deve ser próxima ao limite inferior apenas antes do início do período úmido e próximo do limite máximo antes do início do período seco.

5.2.

CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DOS RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO

Utilizando regras de operação baseadas nas Curvas-guias, documentos do “Army Corps” (Exército Norte-Americano) mostram a distribuição do armazenamento de reservatórios, através do corte de uma seção transversal, baseadas na seguinte distribuição de zonas:

- **Capacidade Exclusiva:** espaço reservado para propósitos únicos, sendo geralmente usado para controle de cheias, de modo a minimizar os impactos da cheia a jusante, embora navegação e geração hidrelétrica tenham espaço exclusivo em alguns reservatórios. Este espaço está normalmente vazio, de modo a aguardar o momento em que uma cheia ocorrerá e a utilização deste espaço tornar-se necessária.
- **Capacidade para múltiplos usos:** estes usos incluem além de controle de cheias (juntamente com a capacidade exclusiva), geração hidrelétrica, irrigação, navegação, abastecimento de água, recreação e muitos outros usos.
- **Capacidade Inativa:** este espaço é comumente utilizado para manter a mínima quantidade de água (volume morto) e é nessa região que ocorre o armazenamento dos sedimentos. Estes sedimentos podem afetar diretamente os níveis de armazenamento dos reservatórios. Este volume pode algumas vezes ser utilizado em épocas de seca.

Esta não é, porém, a única forma de distribuição do armazenamento. Em um outro trabalho, Lima et al (2001) sugere em seu trabalho, que estas zonas sejam divididas em cinco categorias:

- **Zona de controle de inundação:** Esta zona serve para diminuir os impactos de grandes inundações. Em circunstâncias normais o nível de água no reservatório é mantido no nível de controle de inundação para manter a proteção contra enchentes e reservar água para o abastecimento.
- **Zona operacional normal:** Nesta zona é reservada água para atender todas as demandas.

- **Zona operacional reduzida:** Se o nível de água estiver nesta zona, as demandas só são atendidas parcialmente. Para períodos de seca, o lançamento dos reservatórios pode ser reduzido de certo fator para cada nível crítico de água. Se o nível de água do reservatório estiver abaixo do nível de redução um, para um usuário específico, a extração atual é calculada com o fator de redução um, se o nível de água do reservatório estiver abaixo do nível de redução dois a extração é corrigida com o fator de redução dois. Se os níveis de redução forem zero eles não serão considerados nos cálculos.
- **Zona de conservação:** se a água alcançar esta zona, só é liberada água para manutenção da vazão mínima especificada.

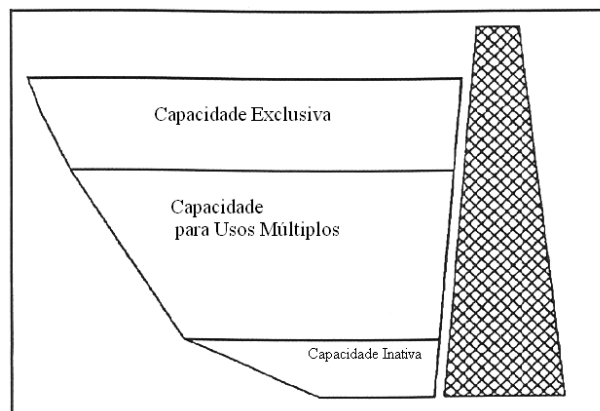


Figura 64 - Distribuição Típica de Armazenamento em um Reservatório, segundo Army Corps

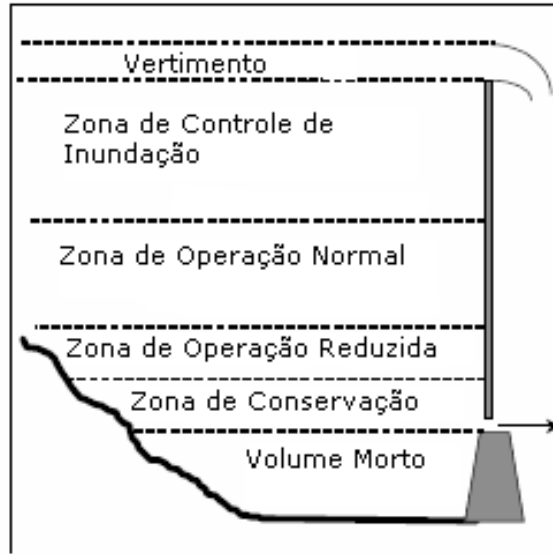


Figura 65 - Regras Operacionais para Reservatórios, segundo Lima et al (2001).
Guide to getting started tutorial (2000)

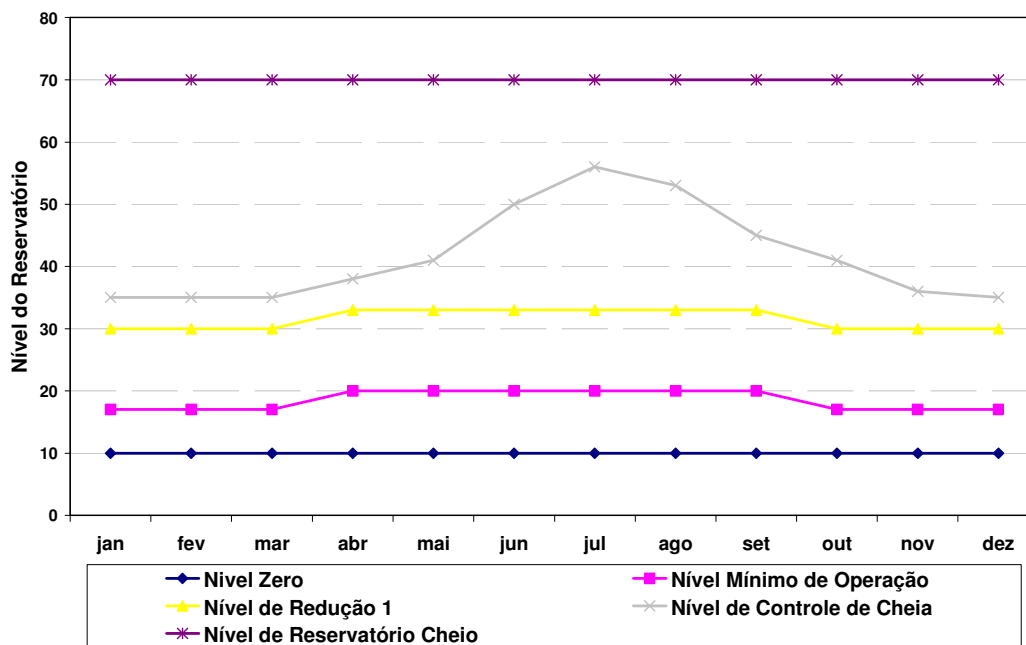


Figura 66 - Regras Operacionais para Reservatórios, segundo Lima et al (2001) e
Guide to getting started tutorial (2000)

5.3. CURVAS-GUIAS DE RESERVATÓRIO ÚNICO

A proposta da curva-guia é definir a quantidade de armazenamento que é exigida para assegurar que o sistema hidráulico pode produzir uma dada quantidade de energia firme. O método usual de cálculo de curva-guia é simular a operação do sistema de geração durante a pior seca no histórico dos registros de vazão, e determinar os requisitos de armazenagem para a seca. O uso do pior histórico de seca não irá garantir que o sistema seja sempre firme, mas não obstante, este método é usado na prática porque apresenta rendimentos razoavelmente aceitáveis e resultados precisos. Considera-se também o fato de ser muito mais fácil aplicar este método do que métodos baseados em análises estatísticas de probabilidade de vazões.

O cálculo de tal curva-guia é ilustrado com um exemplo a seguir, mostrado **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo. A primeira coluna lista as potências que poderiam ser produzidas, em MW/mês, baseada na vazão não regularizada que está disponível. A segunda coluna mostra a mínima energia hidráulica firme exigida em MW/mês, quando todas as usinas térmicas estão trabalhando na base da carga do sistema gerador, e as usinas hidráulicas estão complementando este pico de carga. Na terceira coluna é mostrado o armazenamento, que é a diferença entre a vazão de entrada e a vazão de saída. Finalmente, a quarta coluna mostra o armazenamento total exigido, que é a soma acumulativa das mudanças no armazenamento. Este é o armazenamento total exigido para fornecer a energia firme até o fim do período de seca, que acontece, neste exemplo, em Maio de 1941. No fim do período seco, o reservatório está vazio. Depois desta data, a vazão de entrada é maior que a mínima vazão exigida na saída e o reservatório começa então a se encher novamente. O cálculo do armazenamento total exigido pode começar no fim da seca, quando a vazão de entrada começa a ser maior que a vazão de saída, e procede até retornar o período de seca, quando o armazenamento é novamente zero, de modo a determinar o armazenamento exigido em qualquer momento durante a seca. A curva-guia é então definida como o armazenamento mensalmente exigido durante esta seca. No exemplo, este armazenamento máximo exigido definido na curva ocorre entre novembro de 1939 e outubro de 1940.

Esta curva pode agora se usada para guiar a operação deste sistema. Sempre que o conteúdo armazenado no reservatório estiver acima do valor correspondente na curva-guia, energia firme pode ser garantida num futuro próximo; a geração hidráulica pode ser a base do sistema e a térmica, trabalhar como complementar, de modo a minimizar os gastos com combustíveis. Porém, se o conteúdo armazenado estiver

abaixo do valor da curva-guia, a energia firme pode não ser garantida por um longo evento de repetição da pior seca crítica; e a fim de aguardar novamente um possível déficit futuro de energia, armazenamentos abaixo da curva podem ser minimizados produzindo o mínimo exigido de energia hidráulica, com as usinas hidráulicas trabalhando de forma complementar, e as usinas térmicas trabalhando como base do sistema.

Tabela 7 - Exemplo de Cálculo da Curva-guia do Reservatório

Mês	Entrada Disponível (MW.mês)	Saída Exigida (MW.mês)	Disponível para Armazenagem (MW.mês)	Total Armazenado (MW.mês)
Junho de 1939	1738	1072	-666	0
Julho	1466	1098	-368	446
Agosto	1790	1029	-761	814
Setembro	1688	1071	-617	1575
Outubro	1280	1074	-206	2192
Novembro	861	1079	218	2398
Dezembro	971	1175	204	2180
Janeiro 1940	1118	1268	150	1976
Fevereiro	1519	1449	-70	1826
Março	1574	1575	1	1896
Abril	1541	1371	-170	1895
Maio	1257	1341	84	2065
Junho	1115	1072	-43	1981
Julho	1132	1098	-34	2024
Agosto	1226	1029	-197	2058
Setembro	1086	1071	-15	2255
Outubro	767	1074	307	2270
Novembro	651	1079	428	1963
Dezembro	745	1175	430	1535
Janeiro 1940	801	1268	467	1105
Fevereiro	1179	1449	270	638
Março	1347	1575	228	368
Abril	1365	1371	6	140
Maio	1207	1341	134	134
Junho	1590	1072	-518	0
Julho	1764	1098	-666	0
Agosto	1476	1029	-447	0

5.4.**EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE CURVA-GUIA PARA A UHE FURNAS**

Visando exemplificar a construção de uma curva guia para um reservatório do SIN, utilizou-se como referência hidrológica o período crítico do reservatório e não do setor elétrico, pois a construção da curva-guia exige a pior hidrologia do histórico, assim como é feito na metodologia de construção da curva de aversão ao risco, quês será abordada posteriormente.

Constrói-se a curva-guia para o reservatório possa terminar o período de simulação vazio, iniciando-se com energia armazenada suficiente para atender a carga crítica.

A Tabela 8 apresenta a construção da curva-guia. para o mercado equivalente a carga crítica e constante (não sazonalizado).

MÊS	VAZÃO AFLUENTE [m³/s]	ENERGIA AFLUENTE [MW.mês]	MERCADO [MW.mês]	VARIAÇÃO DE ARMAZENAMENTO [MW.mês]	ARMAZENAMENTO TOTAL REQUERIDO [MW.mês]
Mai/49	757	573,049	522,77	-50,28	-3408,86
Jun/49	618	467,826	522,77	54,94	-3358,58
Jul/49	467	353,519	522,77	169,25	-3413,52
Ago/49	385	291,445	522,77	231,32	-3582,77
Set/49	337	255,109	522,77	267,66	-3814,10
Out/49	399	302,043	522,77	220,73	-4081,76
Nov/49	716	542,012	522,77	-19,24	-4302,49
Dez/49	1153	872,821	522,77	-350,05	-4283,25
Jan/50	1559	1180,163	522,77	-657,39	-3933,19
Fev/50	2519	1906,883	522,77	-1384,11	-3275,80
mar/50	1581	1196,817	522,77	-674,05	-1891,69
abr/50	1185	897,045	522,77	-374,28	-1217,64
mai/50	852	644,964	522,77	-122,19	-843,37
jun/50	655	495,835	522,77	26,93	-721,17
jul/50	592	448,144	522,77	74,63	-748,11
ago/50	496	375,472	522,77	147,30	-822,73
set/50	428	323,996	522,77	198,77	-970,03
out/50	485	367,145	522,77	155,62	-1168,80
nov/50	1059	801,663	522,77	-278,89	-1324,43
dez/50	1649	1248,293	522,77	-725,52	-1045,54
jan/51	1568	1186,976	522,77	-664,21	-320,01
fev/51	1994	1509,458	522,77	-986,69	344,19
mar/51	1806	1367,142	522,77	-844,37	1330,88
abr/51	1276	965,932	522,77	-443,16	2175,25
mai/51	899	680,543	522,77	-157,77	2618,41
jun/51	700	529,9	522,77	-7,13	2776,19
jul/51	557	421,649	522,77	101,12	2783,32
ago/51	476	360,332	522,77	162,44	2682,20
set/51	388	293,716	522,77	229,05	2519,76
out/51	432	327,024	522,77	195,75	2290,71
nov/51	377	285,389	522,77	237,38	2094,96
dez/51	761	576,077	522,77	-53,31	1857,58
jan/52	1214	918,998	522,77	-396,23	1910,89
fev/52	1881	1423,917	522,77	-901,15	2307,11

MÊS	VAZÃO AFLUENTE [m³/s]	ENERGIA AFLUENTE [MW.mês]	MERCADO [MW.mês]	VARIAÇÃO DE ARMAZENAMENTO [MW.mês]	ARMAZENAMENTO TOTAL REQUERIDO [MW.mês]
mar/52	2356	1783,492	522,77	-1260,72	3208,26
abr/52	1386	1049,202	522,77	-526,43	4468,98
mai/52	770	582,89	522,77	-60,12	4995,41
jun/52	706	534,442	522,77	-11,67	5055,53
jul/52	507	383,799	522,77	138,97	5067,21
ago/52	406	307,342	522,77	215,43	4928,24
set/52	404	305,828	522,77	216,94	4712,81
out/52	382	289,174	522,77	233,60	4495,87
nov/52	661	500,377	522,77	22,39	4262,27
dez/52	791	598,787	522,77	-76,02	4239,88
jan/53	605	457,985	522,77	64,78	4315,89
fev/53	680	514,76	522,77	8,01	4251,11
mar/53	839	635,123	522,77	-112,35	4243,10
abr/53	1040	787,28	522,77	-264,51	4355,45
mai/53	509	385,313	522,77	137,46	4619,96
jun/53	409	309,613	522,77	213,16	4482,51
jul/53	354	267,978	522,77	254,79	4269,35
ago/53	303	229,371	522,77	293,40	4014,56
set/53	307	232,399	522,77	290,37	3721,16
out/53	330	249,81	522,77	272,96	3430,79
nov/53	513	388,341	522,77	134,43	3157,83
dez/53	813	615,441	522,77	-92,67	3023,40
jan/54	743	562,451	522,77	-39,68	3116,07
fev/54	1261	954,577	522,77	-431,81	3155,75
mar/54	666	504,162	522,77	18,61	3587,56
abr/54	661	500,377	522,77	22,39	3568,95
mai/54	632	478,424	522,77	44,35	3546,56
jun/54	450	340,65	522,77	182,12	3502,21
jul/54	328	248,296	522,77	274,47	3320,09
ago/54	273	206,661	522,77	316,11	3045,62
set/54	222	168,054	522,77	354,72	2729,51
out/54	299	226,343	522,77	296,43	2374,79
nov/54	420	317,94	522,77	204,83	2078,37
dez/54	593	448,901	522,77	73,87	1873,54
jan/55	1186	897,802	522,77	-375,03	1799,67
fev/55	722	546,554	522,77	-23,78	2174,70

MÊS	VAZÃO AFLUENTE [m ³ /s]	ENERGIA AFLUENTE [MW.mês]	MERCADO [MW.mês]	VARIAÇÃO DE ARMAZENAMENTO [MW.mês]	ARMAZENAMENTO TOTAL REQUERIDO [MW.mês]
mar/55	913	691,141	522,77	-168,37	2198,48
abr/55	665	503,405	522,77	19,36	2366,85
mai/55	417	315,669	522,77	207,10	2347,49
jun/55	380	287,66	522,77	235,11	2140,39
jul/55	280	211,96	522,77	310,81	1905,28
ago/55	232	175,624	522,77	347,15	1594,47
set/55	248	187,736	522,77	335,03	1247,32
out/55	284	214,988	522,77	307,78	912,29
nov/55	417	315,669	522,77	207,10	604,51
dez/55	1163	880,391	522,77	-357,62	397,41
jan/56	1103	834,971	522,77	-312,20	755,03
fev/56	712	538,984	522,77	-16,21	1067,23
mar/56	1184	896,288	522,77	-373,52	1083,44
abr/56	597	451,929	522,77	70,84	1456,96
mai/56	564	426,948	522,77	95,82	1386,12
jun/56	532	402,724	522,77	120,05	1290,30
jul/56	399	302,043	522,77	220,73	1170,25
ago/56	430	325,51	522,77	197,26	949,52
set/56	352	266,464	522,77	256,31	752,26
out/56	310	234,67	522,77	288,10	495,96
nov/56	416	314,912	522,77	207,86	207,86

Tabela 8 - Construção das curvas-guia para a UHE Furnas (Mercado igual a carga crítica e não sazonalizado)

Porém, o mercado varia sazonalmente entre os períodos seco e úmido, de modo que a curva-guia deve incorporar tal efeito. A Figura 67 apresenta a curva guia a UHE Furnas em três condições, todas com o mercado variando sazonalmente e atendendo à carga crítica. O que diferencia as três curvas-guias é a base termelétrica: 0 MW (sem termelétrica), 50 MW e 100 MW.

Assim, a operação ocorre de modo que o reservatório deve operar de modo que o nível de armazenamento sempre permaneça acima da curva superior. Caso o nível de armazenamento esteja entre a curva-guia superior e a intermediária (térmica de 50 MW), a termelétrica de 50 MW deve ser ligada. Caso o nível de armazenamento esteja abaixo da curva inferior (térmica de 100 MW), a termelétrica de 100 MW deve ser ligada e a 50 MW permanecer ligada.

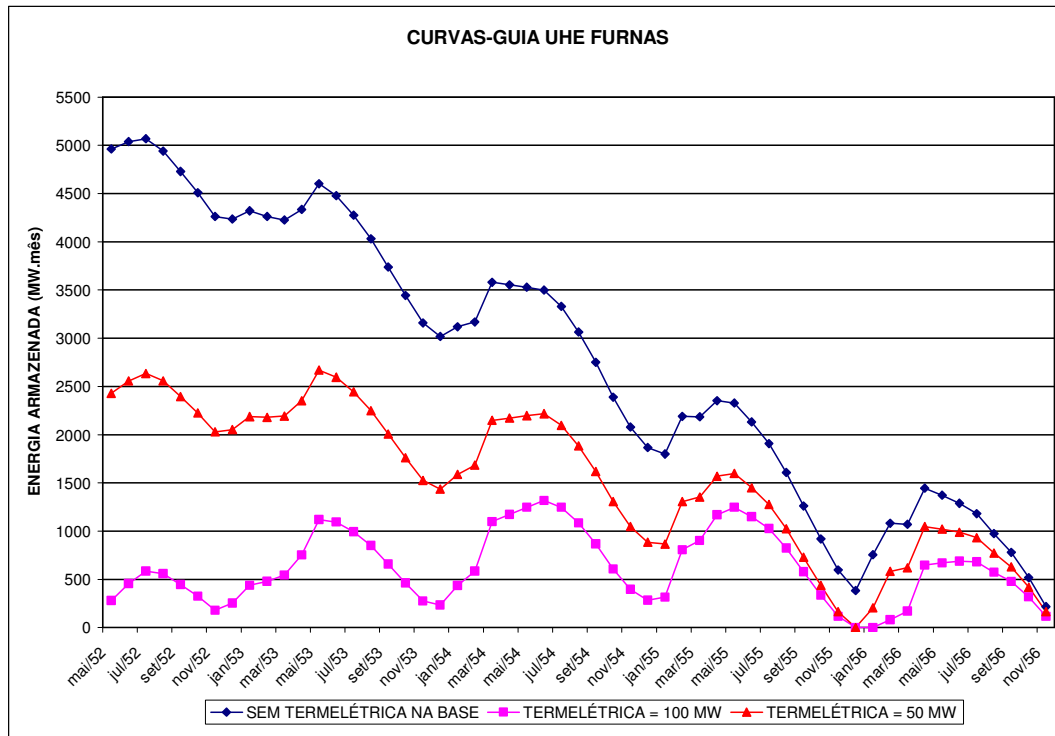


Figura 67 –Curvas Guia da UHE Furnas

O modelo ainda apresenta como restrição o nível máximo de armazenamento (volume da UHE Furnas). Caso este nível seja ultrapassado durante o cálculo da curva-guia significa que o mercado está acima da capacidade de atendimento firme de energia.

É importante se destacar que o nível de armazenamento é sempre comparado ao primeiro ano apresentado pela curva-guia, pois os anos posteriores representam apenas a condição que o reservatório irá se encontrar caso o armazenamento não seja recuperado e curva-guia respeitada. Seja através de aflúências ótimas que naturalmente elevariam o nível do reservatório, seja através do despacho de termelétricas.

5.5. CURVAS-GUIA DE RESERVATÓRIOS MÚLTIPLOS

O desenvolvimento de curvas-guia para reservatórios múltiplos é muito mais complicado que as curvas-guia utilizadas em reservatórios únicos. A dificuldade de operação de sistemas de geração com múltiplos reservatórios é um dos primeiros motivos que levou ao desenvolvimento de Simulação Equivalente desenvolvida por Kuipper (1972). Num sistema de múltiplos reservatórios, a regularização é integrada. A regulação de um reservatório dependerá não somente da vazão e da disponibilidade

armazenada neste local, mas também de vazões e disponibilidades armazenadas em todos os outros reservatórios do sistema de geração. Não se torna possível, entretanto, desenvolver uma curva-guia independente para cada reservatório., ou seja, sem nenhuma relação com os outros do sistema.

O método usual para solucionar este problema é determinar uma única curva-guia para regularizar o armazenamento total do sistema de geração, com armazenamento medido em termos de potencial energético, ao invés de volume de água. Este armazenamento é então distribuído entre os vários reservatórios, usando alguns tipos de regras de distribuição.

A maior dificuldade deste procedimento é que os níveis dos reservatórios, e conseqüentemente, a altura e a potência produzidas nos reservatórios com usinas, não podem ser previstas com certeza, a fim de determinar a produção total hidráulica. Há também certa ineficiência na regularização do reservatório devido a fato da vazão vertida sobrecarregar o reservatório de algumas usinas a jusante. Estas dificuldades podem ser solucionadas utilizando uma simulação detalhada do sistema de múltiplos reservatórios a fim de corrigir ou confirmar estimativas iniciais da produção hidráulica.

A operação de sistemas hidráulicos de múltiplos reservatórios baseada em tais curvas-guia gera uma possibilidade, mas não fornece necessariamente a política ótima de operação. Uma política ótima de operação, neste caso, poderia minimizar os custos de operação de um sistema hidrotérmico de múltiplos reservatórios, sujeito a restrição de minimizar o armazenamento estocado para energia hidráulica firme. Entretanto, muitas tentativas têm sido feitas a fim de determinar a política ótima de operação, com o auxílio de programas matemáticos.

5.6.

CURVA DE AVERSÃO AO RISCO

Similar ao conceito da Curva-Guia é a Curva de Aversão ao Risco, utilizada pelo ONS. A Resolução nº109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Uma dessas diretrizes é a curva bianual de segurança, também denominada "curva de aversão ao risco". Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúncias,

intercâmbios inter-regionais e carga, e com toda a geração térmica (inclusive as térmicas emergenciais da CBEE) despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período.

Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos.

Os níveis verificados de armazenamento (em percentual da Energia Armazenada Máxima - % EAR máx) estão sendo comparados tomando duas datas como referência.

Até o dia 30/09/2004, com a curva bianual de aversão ao risco 2004/2005, estabelecida pela resolução ANEEL 174/2004.

A partir do dia 01/10/2004, com a curva bianual de aversão ao risco 2005/2006, estabelecida pela resolução ANEEL 360/2004, conforme apresentado nas Notas Técnicas ONS [NT 101/2004](#), [NT 102/2004](#) e [NT 103/2004](#) - revisão 1. Nos gráficos, são apresentados em destaque os Níveis de Segurança ao final dos períodos secos e úmidos, bem como no início e término de cada ano.

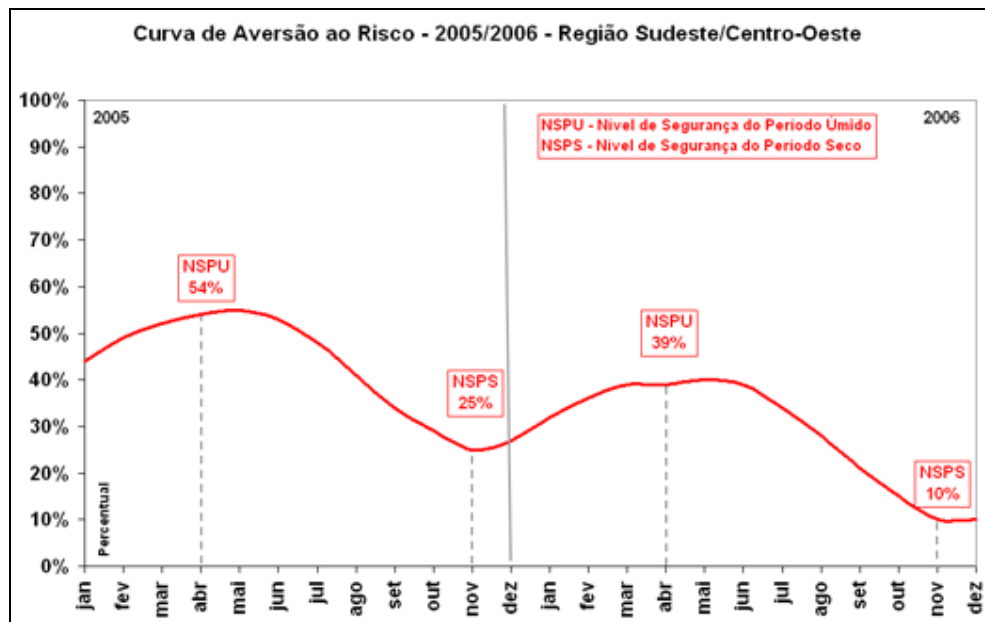


Figura 68 - Curva de Aversão ao Risco, região Sudeste/Centro-Oeste (Fonte ONS)

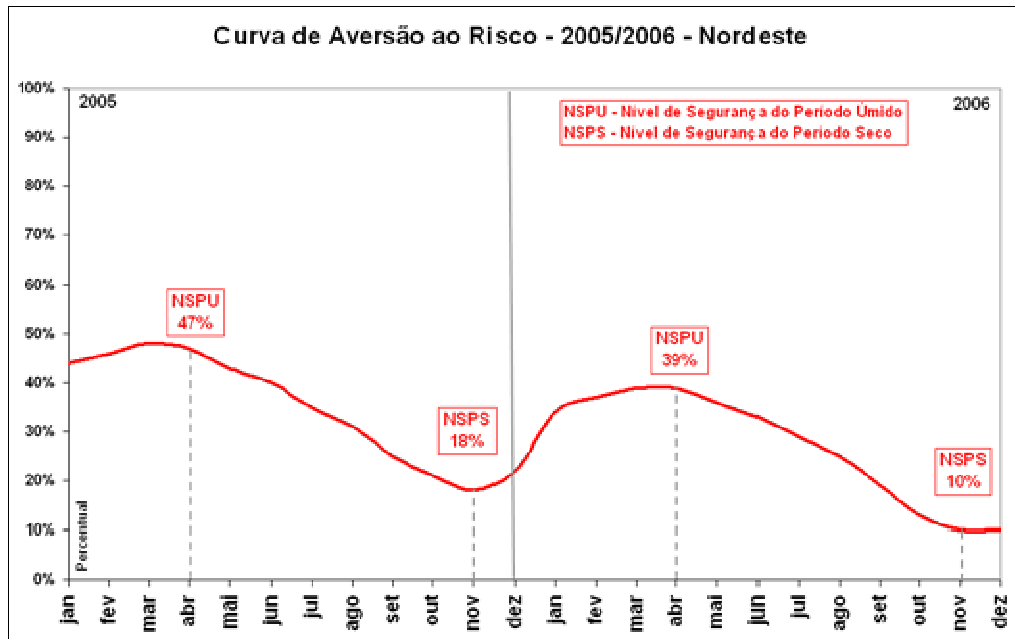


Figura 69 - Curva de Aversão ao Risco, região Nordeste (Fonte ONS)

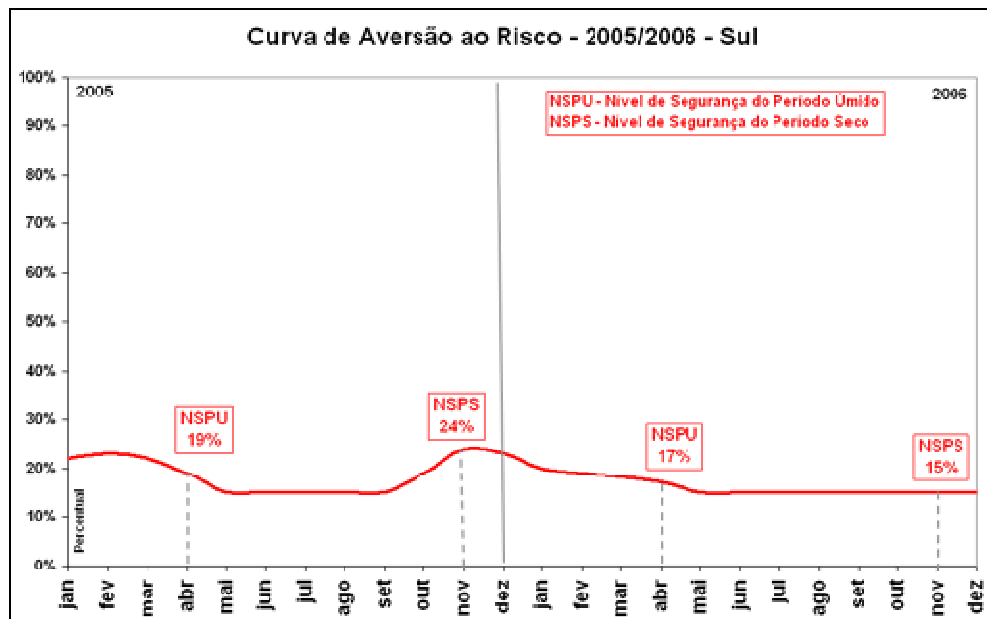


Figura 70 - Curva de Aversão ao Risco, região Sul (Fonte ONS)

5.7. CURVAS-GUIA NA PRÁTICA INTERNACIONAL

As curvas-guia são largamente utilizadas nos Estados Unidos e Canadá, países onde os reservatórios possuem objetivos bem definidos e regras claras de operação,

que visam o atendimento dos diversos usos dos reservatórios. A seguir serão apresentados alguns casos

5.7.1. HIDROVIA DO CANAL RIDEAU (CANADÁ)

A hidrovia canadense do canal Rideau, Figura 71, com 200 km de extensão é considerada a melhor paisagem cênica da América do Norte. A hidrovia consiste numa série de canais navegáveis que ligam os lagos e rios entre Kingston, no sopé do lago Ontário e Ottawa, capital canadense. Esta hidrovia consiste na mais antiga em operação na América do Norte, sendo que a primeira comporta foi aberta em 1832. O misto de influências metropolitanas, rurais e ambientais tornou o canal Rideau pioneiro na incorporação de usos, e frequentemente conflitos, múltiplos: transporte, geração hidrelétrica, abastecimento humano, recreação, gerenciamento de habitats, estética ambiental, patrimônio histórico.

A Figura 72 apresenta uma vista aérea do lago Newboro, um dos lagos da hidrovia, onde se observa a ocupação da região. Já a Figura 73 apresenta a seqüência de comportas Ottawa, enquanto a Figura 74 apresenta os barcos ultrapassando a comporta Davis.

A Figura 75 apresenta as curvas-guia dos lagos da hidrovia, determinadas pela Agência de Parques Nacionais do Canadá. Nota-se que são apresentadas três curvas, uma para limite máximo, uma para limite mínimo e uma curva-guia intermediária.

Durante a estação de navegação, (meados de maio a meados de outubro), as águas do Rideau são armazenadas acima do limite mínimo dos lagos e rios. Com a queda da temperatura, o armazenamento é reduzido até os níveis de inverno e na primavera, dependendo da espessura das camadas de gelo, os níveis podem ser reduzidos visando aumentar a capacidade de armazenamento para as cheias e evitar inundações.



Figura 71 - Hidrovia Rideau
Fonte: www.rideau-info.com

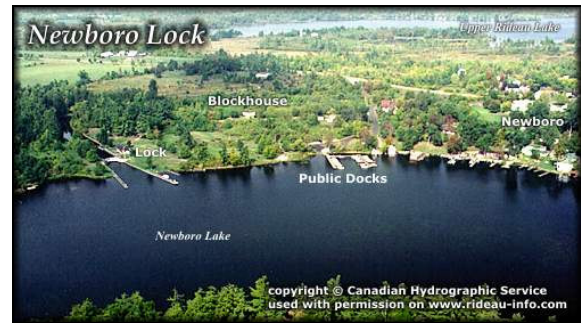


Figura 72 – Newboro
Fonte: www.rideau-info.com

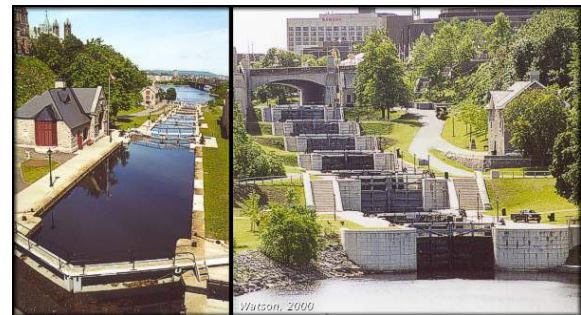


Figura 73 – Comportas Ottawa
Fonte: www.rideau-info.com (Ken Watson, 2000)



Figura 74 – Barcos ultrapassando a comporta Davis.]
Fonte: www.rideau-info.com.

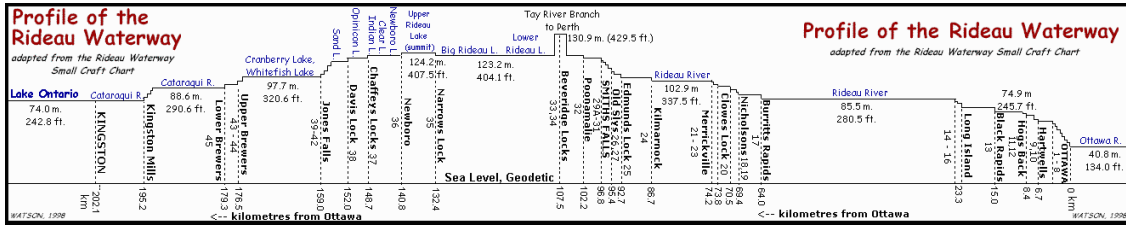
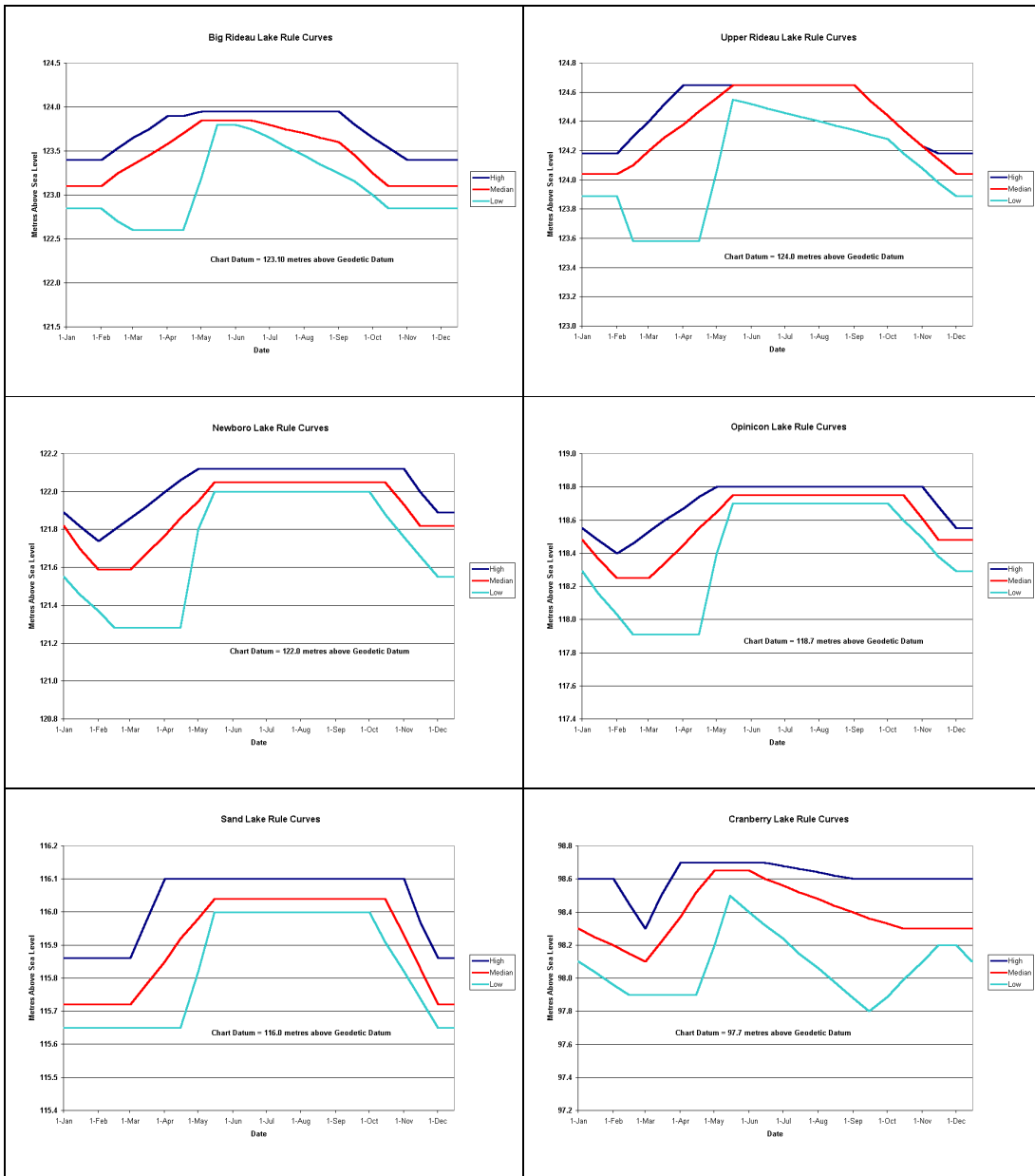


Figura 75 - Perfil da hidrovia Rideau



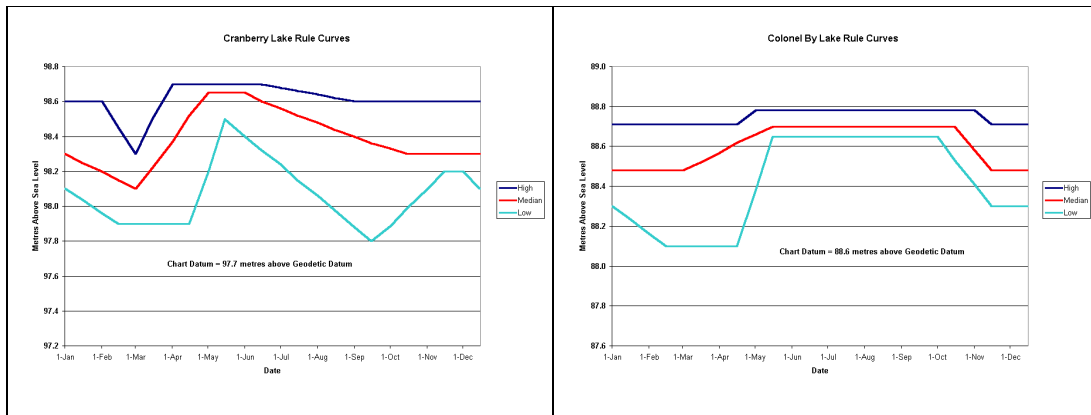


Figura 76 - Curvas-guia dos lagos da hidrovia Rideau

Essencialmente, o uso destas curvas visa atender os seguintes interesses:

- Abastecimento municipal
- Manutenção e aprimoramento da qualidade da água
- Preservação de habitats de peixes e animais selvagens
- Controle de cheias
- Navegação
- Geração hidrelétrica
- Prevenção de erosão das margens
- Aprimoramento dos benefícios sociais e econômicos dos habitantes da região de entorno

A beleza natural da região, a água limpa e a preservação da vida selvagem contribuem fortemente para a qualidade de vida da região no entorno da hidrovia, de modo que a atração de turistas que podem desfrutar destas características contribui economicamente para a infra-estrutura da região.

5.7.2. O RIO COLUMBIA (CANADÁ/EUA)

O rio Columbia é o quarto maior rio na América do Norte, sendo que sua bacia engloba o maior sistema hidrelétrico do mundo, com mais de 400 reservatórios, sendo 11 usinas fio d'água no Columbia. A capacidade de geração do sistema corresponde a 21.000 MW.

Além da geração de energia, os grandes reservatórios provêm controle de cheias e fornecimento de água para irrigação ao longo do rio. O Rio forma ainda uma das principais hidrovias da América do Norte, com 750 quilômetros de extensão, desde o oceano Pacífico até o porto terrestre de Lewiston, Idaho.

A bacia do rio Columbia abrange sete estados norte-americanos e uma província canadense (British Columbia), sendo que apenas 15% da bacia se encontra em território canadense. O rio corresponde ao maior impacto ambiental do da região Noroeste dos Estados Unidos, correndo 2.000 quilômetros, desde as rochosas canadenses, em British Columbia, atravessando sete estados norte americanos (Oregon, Washington, Idaho, Montana, Nevada, Wyoming e Utah) até o Oceano Pacífico, realizando um traçado sinuoso e de grande diversidade ambiental. A bacia do rio Columbia pode ser observada na Figura 77.



Figura 77 - Bacia Hidrográfica do Rio Columbia. Fonte: U.S. Army Corps of Engineers

O Columbia é um rio recarregado pelo degelo, o que garante sua sazonalidade, com volume máximo entre os meses de abril e setembro e volume mínimo entre dezembro e fevereiro, conforme pode ser observado através da Figura 78.

Historicamente a bacia sempre atraiu colonizadores devido à abundância de recursos naturais, metais preciosos, solo fértil, peixes e animais silvestres. Estes aspectos propiciaram à população qualidade de vida e bem-estar social e econômico.

Mais de 80% da eletricidade no Noroeste dos Estados Unidos é proveniente de hidrelétricas, devido à alta confiabilidade e baixo custo da eletricidade, o que atraiu indústrias energo-intensivas.

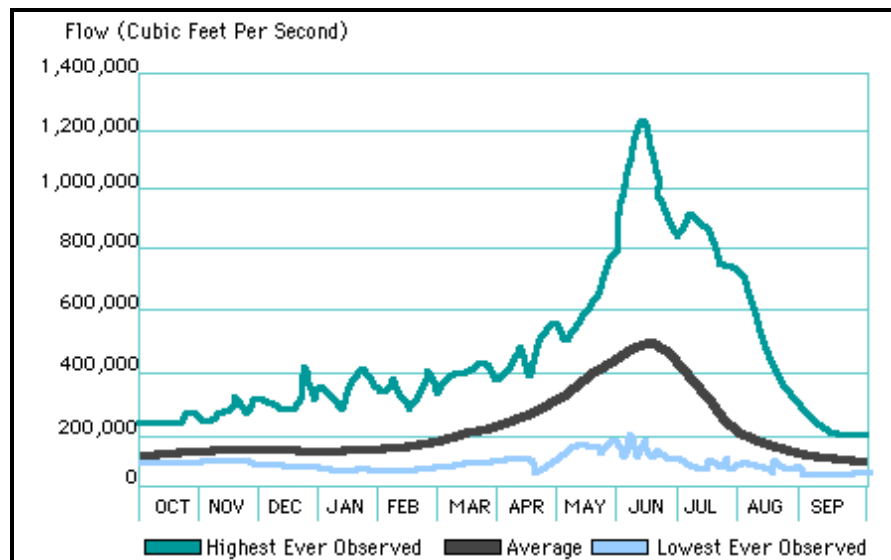


Figura 78 - Histórico de vazões da Bacia do rio Columbia

Source: U.S. Bureau of Reclamation, U.S. Army Corp of Engineers, and Bonneville Power Administration. The Columbia River System: The Inside Story, Portland OR, 1991, p.6

A operação deste complexo sistema hidroenergético depende que critérios transparentes e robustos, já que múltiplos usos devem ser contemplados e, além disso, os reservatórios são tanto de origem pública, quanto privada. Ao todo são 31 projetos federais, que correspondem por 50% da capacidade de geração da região noroeste dos Estados Unidos. Entretanto, não ocorre o despacho centralizado das usinas, sendo que o planejamento da operação do sistema do rio Columbia segue três objetivos:

- (1) Uso da hidroeletricidade para abastecer a energia firme da região Noroeste.
- (2) Reenchimento anual de todos os reservatórios.
- (3) Maximização da energia não-firme.

Uma vez que o sistema gera energia suficiente para atender os requisitos da energia firme, a energia não-firme pode ser gerada. Isso ocorre quando o ciclo hidrológico é favorável em relação ao período crítico.

O Army Corps of Engineers responde pelo planejamento de reservatórios de usos múltiplos para a bacia do rio Columbia. Entretanto, a geração de energia elétrica não possui privilégios em relação aos outros usos. De fato, apenas 25% dos projetos da região são destinados exclusivamente à geração hidrelétrica. Como resultado, tem-se que os objetivos que suportam a geração hidrelétrica devem incorporar com conjuntos de objetivos mais amplos. Por exemplo, a maximização do uso da energia hidrelétrica deve ser balanceada com outras prioridades, como o controle de cheia, a navegação e a irrigação. E recentemente, o *National Marine Fisheries Service* declarou que a recuperação do salmão é prioritária em relação a todos os outros usos, exceto controle de cheias, nos 14 projetos federais de maior impacto na operação do rio Columbia.

5.7.3. HIDROVIA TRENT SEVERN (ONTÁRIO, CANADÁ)

A Hidrovia Trent Severn e os lagos Simcoe e Couchiching, em Ontário, no Canadá, são outros exemplos de aplicação de curvas-guia para atendimento de usos múltiplos, incluindo a geração de energia.

Para determinação das curvas-guia de operação dos lagos e o atendimento dos usos que envolvem o lago, aspectos ambientais (pesca, recursos arqueológicos, qualidade da água e vegetação aquática) e socioeconômicos (controle de cheias, geração de energia e recreação). A solução contempla níveis d'água mais elevados no verão e redução do nível no inverno.

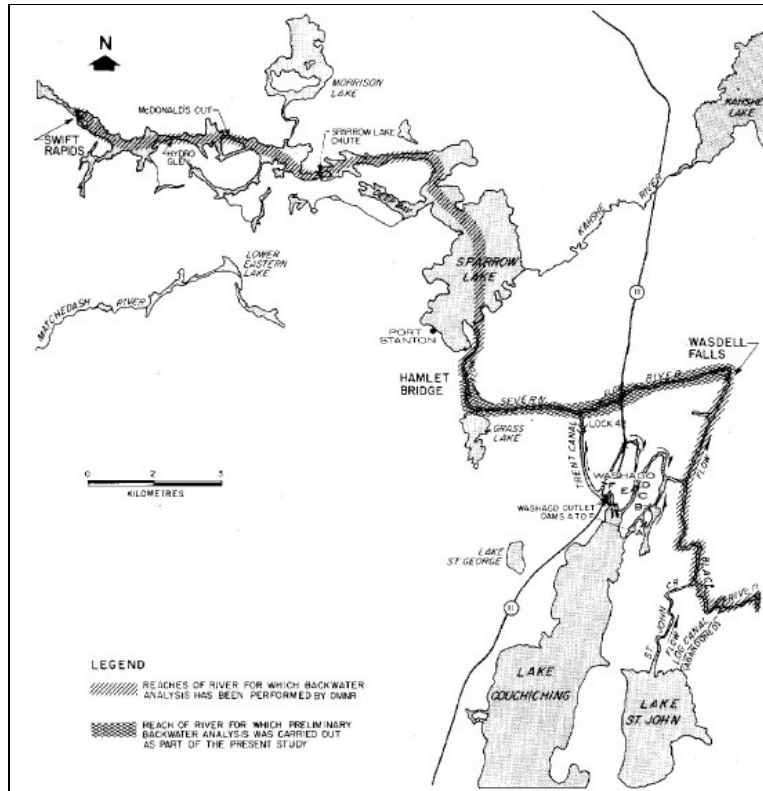


Figura 79 – Hidrovia Trent Severn (Ontario / Canadá)

6

CURVAS-GUIAS INTELIGENTES

6.1.

ALGORITMOS GENÉTICOS

A definição de Inteligência Artificial (IA) está longe de ser um consenso, variando de autor para autor. Tal dificuldade se dá a partir da verificação que a própria inteligência humana, não artificial, encontra já um vasto campo de conceituações, nem todas elas convergentes. De RABUSKE (1995), pode-se coletar algumas das principais, não sendo todas aqui citadas: "Inteligência é julgar bem, compreender bem, raciocinar bem" (Binet). "É a capacidade de conceituar e de compreender o seu significado" (Tearman). "Habilidade inata, geral e cognitiva" (Burt). "Inteligência é a habilidade de resolver problemas difíceis." (Minski). "Adaptação ao ambiente físico e social" (Piaget). "A atividade inteligente consiste na compreensão do essencial de uma situação e numa resposta reflexa apropriada" (Helm).

Desse modo, a inteligência artificial pode ser entendida como o conjunto de técnicas e metodologias de programação usadas para tentar resolver os problemas da forma próxima possível de um ser humano. Destaca-se a seguir algumas definições dadas à Inteligência Artificial por autores de renome: "Inteligência Artificial é o estudo de conceitos que permitem aos computadores serem inteligente." (WINSTON, 1987). "Inteligência Artificial é o estudo de como fazer os computadores realizarem coisas que, no momento, as pessoas fazem melhor." (RICH & KNIGHT, 1994).

As técnicas de inteligência artificial visam essencialmente a solução de problemas complexos, diferindo entre si na maneira como manipulam símbolos e o conhecimento. Nesse sentido tem-se que a grande dificuldade de implementação dos modelos de IA consiste na caracterização e manipulação precisa do conhecimento, de modo que o conhecimento capture generalizações, seja compreendido pelas pessoas que o fornecem e possa ser facilmente modificado para corrigir erros e refletir mudanças do mundo e de nossa visão do mundo. Desse modo, existem duas classes de técnicas de IA, os métodos para representar e usar conhecimento e métodos para conduzir buscas heurísticas. O conhecimento tem duas funções importantes nos programas de IA, definindo o que pode ser feito para solucionar um problema e especificar o que significa ter solucionado o problema, e proporcionar conselhos sobre qual a melhor maneira de solucionar um problema eficientemente.

A Computação Evolutiva (CE) é um ramo da ciência da computação que embasa-se em um novo paradigma para a resolução de problemas, que não exige o conhecimento de uma sistemática prévia de resolução, e baseia-se nos mecanismos encontrados na natureza, à luz da teoria da evolução natural de Darwin. A Computação Evolutiva constitui um ramo da Computação Natural, e envolve tópicos de vida artificial, geometria fractal, sistemas complexos e inteligência computacional. Fazem parte dos estudos deste campo os Algoritmos Genéticos (AG), as Redes Neurais (RN) e os Sistemas Especialistas (SE). (BITTENCOURT, 1998)

Os AG representam um significativo avanço nos estudos de sistemas complexos, aplicando-se desde a teoria econômica até sistemas complexos para auxílio no desenvolvimento de turbinas de aviões e circuitos integrados. Os AG foram inicialmente desenvolvidos pelo professor John Holland, da Universidade de Michigan, nos Estados Unidos da América, em suas explorações dos processos adaptativos de sistemas naturais e suas possíveis aplicabilidades em projetos de softwares de sistemas artificiais. Eles foram formalmente introduzidos no seu livro *Adaptation in Natural and Artificial System* (HOLLAND, 1975). Em sua formalização comum, adaptação é o processo biológico onde organismos desenvolvem-se através do rearranjo de material genético para sobreviver em ambientes diversos. Em seu trabalho clássico, Holland apresentou um modelo matemático que permite a representação das não-linearidades de sistemas complexos.

A pesquisa realizada por Holland e seus alunos de Ph.D. na Universidade de Michigan tinha como meta, explicar de forma rigorosa e abstrata o processo evolutivo dos sistemas naturais e desenvolver um programa computacional que reproduzisse o importante mecanismo de solução de problemas empregado pelos sistemas biológicos. Porém, a idéia dos Algoritmos Genéticos é mais antiga, como reconhece o próprio Holland, referindo-se a trabalhos anteriores e ainda outras abordagens semelhantes. Historicamente, considera-se que a Computação Evolucionária foi introduzida em 1960 por I. Rechenberg, com seu trabalho "Estratégias de Evolução".

Os Algoritmos Genéticos são uma família de modelos computacionais inspirados pela evolução. Estes algoritmos codificam uma possível solução de um problema específico numa estrutura de dados simples do tipo cromossomo e aplicam operadores a estas estruturas de modo a preservar informações essenciais. Algoritmos Genéticos são também considerados otimizadores, devido à grande gama de problemas em que podem ser aplicados.

Uma aplicação com algoritmos genéticos se inicia com uma população (normalmente aleatória) de cromossomos. Através da avaliação destes cromossomos é possível a representação da melhor solução para o problema desejado, havendo então, para os melhores cromossomos, maiores chances de serem reproduzidos do que os que possuem avaliações pobres. O ótimo da solução é tipicamente definido em relação à população corrente.

6.1.1. FUNDAMENTOS

- Cromossomo (genótipo) - cadeia de bits que representa uma solução possível para o problema.
- Gene - representação de cada parâmetro de acordo com o alfabeto utilizado (binário, inteiro ou real).
- Fenótipo - cromossomo codificado
- População - conjunto de pontos (indivíduos) no Espaço de Busca
- Geração - iteração completa do AG que gera uma nova população
- Aptidão bruta - saída gerada pela função objetivo para um indivíduo da população
- Aptidão normalizada - aptidão bruta normalizada, entrada para o algoritmo de seleção.
- Aptidão máxima - melhor indivíduo da população corrente
- Aptidão média - aptidão média da população corrente

Deve ser observado que cada cromossomo, chamado de indivíduo no AG, corresponde a um ponto no espaço de soluções do problema de otimização. O processo de solução adotado nos algoritmos genéticos consiste em gerar, através de regras específicas, um grande número de indivíduos, população, de forma a promover uma varredura tão extensa quanto necessária do espaço de soluções.

O espaço de todas as soluções possíveis (que é um conjunto entre as quais a solução procurada está) é chamado Espaço das Soluções (ou Espaço de Estados). Cada ponto desse estado representa uma solução possível. Com os Algoritmos Genéticos busca-se pela melhor solução dentre um número de possíveis soluções - representadas por pontos no Espaço de Soluções.

6.1.2.

ESTRUTURA BÁSICA DE UM PROGRAMA UTILIZANDO A TÉCNICA DE AG

O algoritmo começa um conjunto de soluções (representadas por cromossomos) chamados população. Soluções de uma população são utilizadas para formar uma nova população. Isto é motivado pela esperança que a nova população será melhor do que a primeira. Soluções que são selecionadas para formar novas gerações de soluções são selecionadas de acordo com sua adequação - quanto melhores, mais chances de reprodução terão. Esse processo é repetido até que alguma condição é satisfeita (por exemplo o número de populações ou o aperfeiçoamento da melhor solução).

6.1.3.

ESBOÇO BÁSICO DO ALGORITMO GENÉTICO

- [Início] Geração de uma população aleatória de n cromossomos (soluções adequadas para o problema)
- [Adequação] Avaliação da adequação (fitness) $f(x)$ de cada cromossomo x da população
- [Nova população] Criação da nova população
- [Seleção] Seleção dos melhores cromossomos
- [Cruzamento] Operação cruzamento sorteando os pontos de corte do cromossomo (aleatório)
- [Mutação] Operação mutação nos genes selecionados (aleatório)
- [Aceitação] População incluindo os cromossomos gerados através do cruzamento e da mutação
- [Teste] Verificação se a nova população atende à condição final. Se atende, o melhor cromossomo corresponde ao ótimo da solução. Se não atende, retornar ao passo 2.
- [Repita] Vá para o passo 2

A Figura 80 apresenta o fluxograma básico de funcionamento do AG. Conforme se observa, cada iteração do algoritmo genético corresponde à aplicação de um conjunto de quatro operações básicas: cálculo de aptidão, seleção, cruzamento e mutação. Uma vez realizadas estas operações, tem-se uma nova população, chamada de geração. Espera-se que a cada geração, a população represente uma melhor

aproximação da solução do problema de otimização que a população anterior. A população inicial é gerada atribuindo-se aleatoriamente valores aos genes de cada cromossomo. A aptidão bruta de um indivíduo da população é medida através da função objetivo do problema de otimização. A aptidão bruta é em seguida normalizada (aptidão normalizada), para permitir um melhor controle do processo de seleção. Como critérios de parada do algoritmo em geral são usados a aptidão do melhor indivíduo em conjunto com a limitação do número de gerações. Outros critérios podem envolver, por exemplo, um erro abaixo de um valor especificado para um determinado parâmetro do problema.

Na fase de seleção, os indivíduos mais aptos da geração atual são selecionados. Esses indivíduos são utilizados para gerar uma nova população por cruzamento. Os indivíduos selecionados sofrem cruzamento, visando a obtenção de indivíduos com maior aptidão, e mutação, visando garantir uma maior varredura do espaço de estados e evitar que o algoritmo genético convirja muito cedo para mínimos locais. Cruzamento e Mutação são os dois operadores básicos de AG e influem diretamente no desempenho do AG. O tipo e a implementação desses operadores dependem da codificação e também do problema

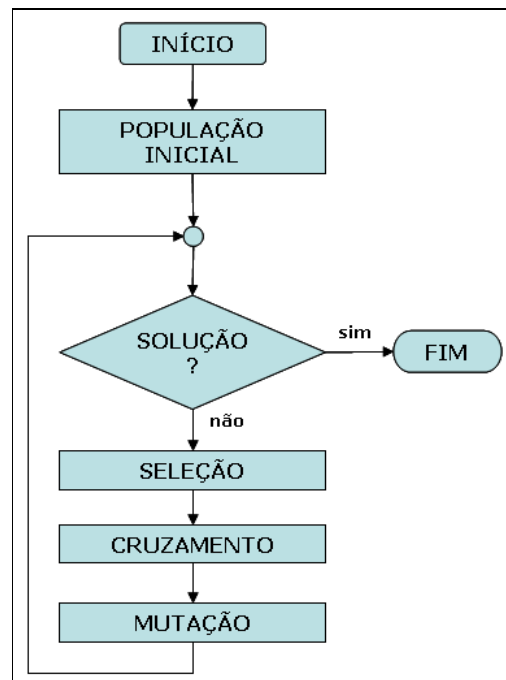


Figura 80 - Fluxograma Básico do AG

6.1.4. OPERADORES DOS AG (ALGORITMOS GENÉTICOS)

6.1.4.1. CODIFICAÇÃO DE UM CROMOSSOMO

A codificação dos cromossomos é o primeiro passo na modelagem do problema a ser resolvido utilizando-se AG, já que a codificação depende do problema abordado. O cromossomo contém a informação da solução que ele representa.

Usualmente, tem-se a codificação binária como a forma mais comum de se representar a solução, devido à sua simplicidade, consistindo numa série “string” binária e apresentando a forma a seguir:

Cromossomo 1	101100101100101011100101
Cromossomo 2	111111100000110000011111

Na Codificação Binária, cada cromossomo é uma série de bits - 0 ou 1. Nesta forma de codificação cada bit da série representa alguma característica da solução ou corresponde a um número. Porém, existem diversas formas de se codificar o cromossomo, dependendo basicamente do problema a ser solucionado, podendo ser representado diretamente por números inteiros ou reais.

Outra forma de se codificar um cromossomo é a Codificação por Permutação, adequada para problemas que envolvem ordenação. Na Codificação por Permutação, cada cromossomo é uma série de números que representa uma posição em uma seqüência. Porém, para alguns tipos de cruzamentos e mutações, são necessárias correções para que os cromossomos fiquem consistentes.

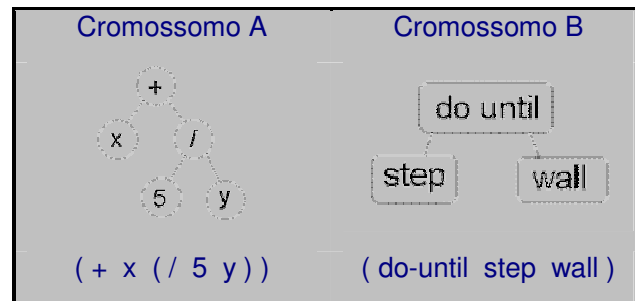
Cromossomo A	1 5 3 2 6 4 7 9 8
Cromossomo B	8 5 6 7 2 3 1 4 9

Tem-se ainda, como uma abordagem mais moderna e factível a partir da evolução dos computadores, a codificação direta dos valores pode ser usada em problemas em que são usados valores mais complicados, tais como números reais. Na Codificação de Valores, cada cromossomo é uma seqüência de alguns valores. Esses valores podem representar qualquer parâmetro do problema, tais como: números reais, caracteres ou qualquer outro objeto.

Cromossomo A	1.2324 5.3243 0.4556 2.3293 2.4545
Cromossomo B	ABDJEIFJDHDIERJFDLDFLFEGT
Cromossomo C	(atrás), (atrás), (direita), (frente), (esquerda)

Codificação de Valores é uma boa escolha para alguns problemas especiais. Entretanto, para essa codificação, é necessário desenvolver um método de cruzamento e mutação específico para o problema.

Tem-se ainda a Codificação em Árvore, adequada para o desenvolvimento de programas ou expressões, isto é, para Programação Genética. Na Codificação em Árvore cada cromossomo é uma árvore de alguns objetos, tais como funções ou comandos de uma linguagem de programação.



A Codificação em Árvore é útil para desenvolver programas ou qualquer outra estrutura que pode ser codificada em árvores. A programação na linguagem LISP é frequentemente utilizada para este propósito uma vez que os programas em LISP são diretamente representados na forma de árvores e podem ser facilmente processados como uma árvore, de forma que o cruzamento e a mutação podem ser realizados com relativa facilidade.

6.1.4.2. SELEÇÃO

Uma vez definido o tipo de codificação a ser utilizado, deve-se escolher o método de de seleção dos pais de um cruzamento, incluindo aí a função de adaptação pertinente à solução do problema. Há muitos métodos para selecionar o melhor cromossomo. Exemplos são: seleção por roleta, seleção Boltzman, seleção por campeonato, seleção por classificação, seleção por estado estacionário, e outras. Algumas delas serão descritas a seguir.

Na Seleção por Roleta, os pais são selecionados de acordo com sua adequação. Quanto melhores são os cromossomos, mais chances de serem selecionados. Tem-se então uma roleta onde cada posição corresponde à um cromossomo da população e lado de cada secção da roleta é proporcional ao valor da adequação de cada cromossomo, de modo que quanto maior for esse valor, mais larga a secção. A Figura 81 apresenta este conceito.

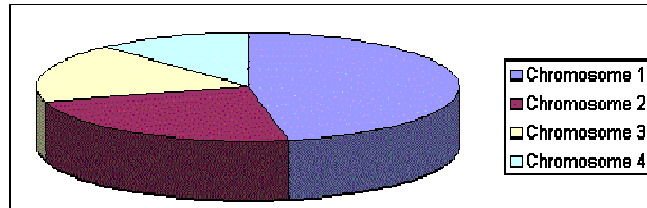


Figura 81 - Seleção por Roleta

Sorteando-a aleatoriamente uma posição da roleta, tem-se a seleção de um cromossomo. Desse modo, os cromossomos com maiores valores de adequação possuem maior probabilidade de serem selecionados mais vezes. Este processo pode ser descrito pelo seguinte algoritmo:

- [Soma] Calcular a soma dos valores de adequação de todos os cromossomos da população - soma S.
- [Seleção] Gerar um número aleatório no intervalo (0,S) - r.
- [Repetição] Percorrer toda a população e somar a adequação de 0 - soma s. Quando a soma s for maior que r, parar e retornar o cromossomo atual.

A Seleção por Classificação, primeiro classifica a população e então atribui a cada cromossomo um valor de adequação determinado pela sua classificação. O pior terá adequação igual a 1, o segundo pior 2 etc. de forma que o melhor terá adequação igual a N (número de cromossomos na população). Conforme se observa na Figura 82 e na Figura 83, como a situação muda depois de mudar a adequação pelos números determinados pela adequação.

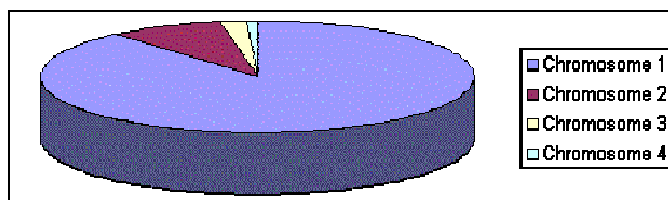


Figura 82 - Situação antes da Classificação (gráfico da adequação)

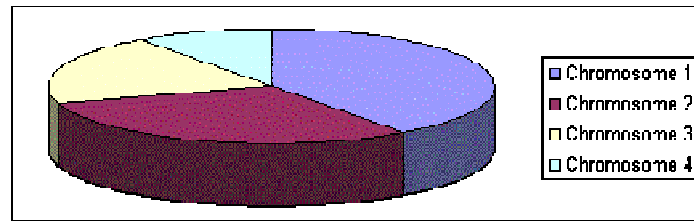


Figura 83 - Situação depois da Classificação (gráfico dos números de ordem)

Através do método de Seleção por Classificação, após a classificação, todos os cromossomos possuem uma chance de serem selecionados. Entretanto, este método pode resultar em menor convergência, porque os melhores cromossomos não se distinguem muito dos outros.

Tem-se ainda, a Seleção por Estado Estacionário, cuja idéia principal é a de que a nova população deve ter uma grande parte de cromossomos que sobreviverão para a próxima geração. Em cada nova geração uns poucos bons cromossomos (com alta adequação) são selecionados para a criação da descendência. A seguir alguns maus cromossomos (com baixa adequação) são removidos e novos descendentes são colocados em seus lugares. Todo o resto da população sobrevive para as próximas gerações.

Outro método é o Elitismo, onde os melhores cromossomos são copiados para a nova população. Os demais cromossomos são resultantes de um dos métodos descritos anteriormente. O Elitismo pode aumentar rapidamente o desempenho do AG, porque previne a perda da melhor solução já encontrada.

6.1.4.3. CRUZAMENTO

Nesta etapa do algoritmo é realizado o cruzamento entre o material genético de diferentes indivíduos. A partir da atual população, uma nova é formada pelo cruzamento aleatório entre os cromossomos, dando origem à nova população. Durante a permuta de material genético entre os indivíduos, haverá uma tendência da transmissão das características dominantes para as gerações futuras. Após algumas gerações pode-se observar que uma elevada taxa dos indivíduos possuem a presença de variáveis dominantes. O cruzamento é responsável pela convergência para a situação de otimização desejada.

O processo de cruzamento dá-se pela escolha aleatória dos indivíduos e da posição onde ocorrerá o corte para a troca de material genético. O número de cortes

geralmente não excede 2, visando a manutenção da semelhança entre os pais e os filhos.

O Cruzamento pode ser ilustrado da seguinte maneira: (o símbolo “|” é o ponto de cruzamento):

Cromossomo 1	11011 00100110110
Cromossomo 2	11011 11000011110
Descendência 1	11011 11000011110
Descendência 2	11011 00100110110

Há outras maneiras de fazer cruzamento. Por exemplo, nós podemos escolher mais pontos de cruzamento. O cruzamento pode ser um pouco complicado e depender principalmente da codificação dos cromossomos. Cruzamentos específicos feitos para problemas específicos podem melhorar o desempenho dos algoritmos genéticos.

6.1.4.4. MUTAÇÃO

Depois que um cruzamento é realizado, acontece a mutação. A mutação visa garantir que o ótimo global seja atingido, afastando a solução de ótimos locais. A operação de mutação muda aleatoriamente um gene do cromossomo. Pode-se exemplificar o caso da codificação binária, modificando os bits selecionados de 1 para 0, ou de 0 para 1.

Descendência Original 1	1101111000011110
Descendência Original 2	1101100100110110
Descendência Mutada 1	1100111000011110
Descendência Mutada 2	1101101100110110

A operação mutação, assim como o cruzamento, depende muito da codificação dos cromossomos. Por exemplo, quando codificamos permutações, mutações podem ser realizadas como uma troca de dois genes.

6.1.4.5. PARÂMETROS DO AG

Existem dois parâmetros básicos dos AG, a Probabilidade de Cruzamento e a Probabilidade de Mutação.

A Taxa de Cruzamento define com qual freqüência o cruzamento é realizado. Se não houver cruzamento, a descendência é uma cópia exata dos pais. Se ocorre o cruzamento a descendência é constituída de partes dos cromossomos de ambos os pais. Se a probabilidade de cruzamento é 100%, então toda a descendência é produzida por cruzamento. Se a probabilidade é 0%, toda a nova geração é formada por cópia exata dos cromossomos da população antiga. Usualmente, adota-se a taxa de cruzamento entre 80%-95%.

A Probabilidade de Mutação define com qual freqüência as partes dos cromossomos sofrerão mutação. Se não houver mutação, a descendência é gerada imediatamente após o cruzamento sem nenhuma alteração. Se ocorrer a mutação, uma ou mais partes do cromossomo é alterada. Se a probabilidade de mutação é 100%, todos os cromossomos são alterados, se é 0%, nenhum é alterado. A mutação em geral evita que o AG caia num extremo (mínimo ou máximo) local. A mutação não deve ocorrer com muita freqüência porque senão o AG tornar-se-á de fato uma busca aleatória. Desse modo, costuma-se adotar a taxa de mutação entre 0.5%-1%.

Existem, entretanto, outros parâmetros que devem ser definidos nos AG. Entre eles destaca-se, o tamanho da população.

O Tamanho da População define quantos cromossomos existem na população. Se houverem poucos cromossomos, o AG terá pouca possibilidade de realizar cruzamentos e somente uma parte pequena do espaço de soluções será explorada. Por outro lado, se houverem muitos cromossomos, o AG se tornará lento. Alguns autores mostram que o melhor tamanho da população depende do tamanho do cromossomo, de forma que uma população com cromossomos de 32 bits deve uma população de cromossomos com 16 bits.

6.1.4.6. APLICAÇÃO DOS AG

Os AG têm sido utilizados para resolver problemas complexos, para aprendizado de máquinas e também para o desenvolvimento de programas simples. Uma vantagem dos AG é o seu paralelismo, que permite a busca pelo espaço das soluções

usando mais indivíduos e com maior possibilidade de convergir para um extremo local do que os outros métodos.

A simplicidade de implementação é outro aspecto a favor dos AG. A grande desvantagem dos AG é o tempo de processamento, podendo os AG ser mais lentos do que os outros métodos.

6.2. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Os modelos matemáticos, usuais na operação do sistema eletro-energético brasileiro, são bastante sofisticados, mas se distanciam da realidade ao tentarem incorporar somente algumas incertezas. Assim, os resultados matemáticos têm se distanciado do real acontecimento, levando a uma má operação, com reflexos danosos à formação de preços.

Busca-se, aqui, utilizar os conceitos simples e robustos, que eram empregados nos simuladores, usuais na década de 70. Em princípio, o sistema energético, representado pela Figura 84, pode ser representado por:

1. Uma carga primária, que, segundo a ótica atual, seria garantida por força de contrato de longo termo, com tarifas fixas;
2. Cargas secundárias, com caráter interruptível, de curto prazo, que se beneficiaria dos excedentes energéticos, com preços baixos;
3. Um bloco de exportação interruptível, também de caráter precário e de curto prazo;
4. Blocos de geração termelétrica, definidos por custos semelhantes (em preços) de geração, de caráter flexível;
5. Um bloco de importação, com características semelhantes às térmicas;
6. Déficit de energia, representando a impossibilidade de atendimento pleno ao mercado primário, associado a custo elevado.

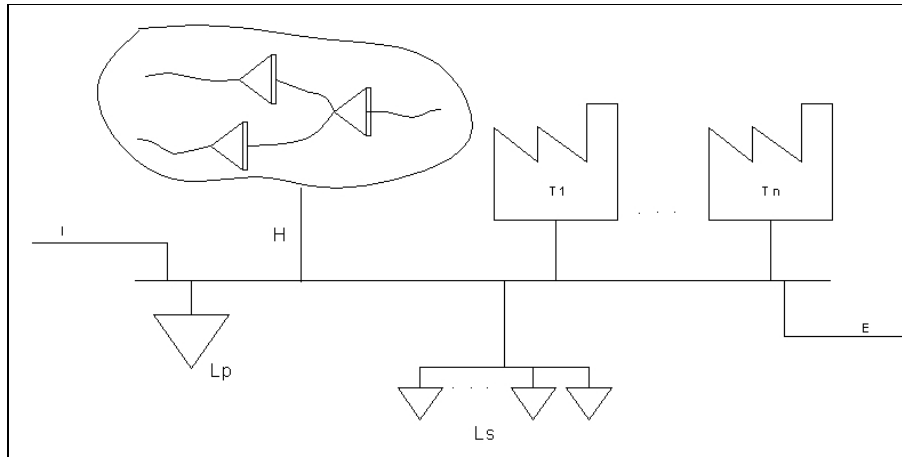


Figura 84 - Representação do sistema eletro-energético

Onde:

- LP – Carga primária
- LS – Cargas interruptíveis secundárias
- E – Exportação
- I – importação
- H – Geração Hidrelétrica
- T – Bloco de geração Térmica

A soma da oferta tem que ser igual a da demanda, em qualquer instante, a não ser que ocorra déficit (D).

$$LP_t + LS_t + E_t = I_t + H_t + \sum_N T_t + D_t \quad (33)$$

ou

$$LP_t - H_t = \left(\sum_N T_t + I_t + D_t \right) - (LS_t + E_t) \quad (34)$$

onde:

- $a = LP_t - H_t$
- $b = \left(\sum_N T_t + I_t + D_t \right)$
- $c = (LS_t + E_t)$

Quando há excedente hídrico em relação à carga primária, a parcela “a” se torna negativa, indicando possibilidade de venda adicional. Assim, a parcela “b” fica nula, e pode-se vender para a carga secundária ou exportar. Normalmente o valor da exportação é menor, priorizando-se a carga secundária. Na falta de água, a parcela “a” torna-se positiva; “c” se anula e a parcela “b” fica positiva. Ai, também, há uma ordem de mérito, partindo-se do mais barato para o mais caro. A Figura 85 ilustra o afirmado, em função da parcela “a”.

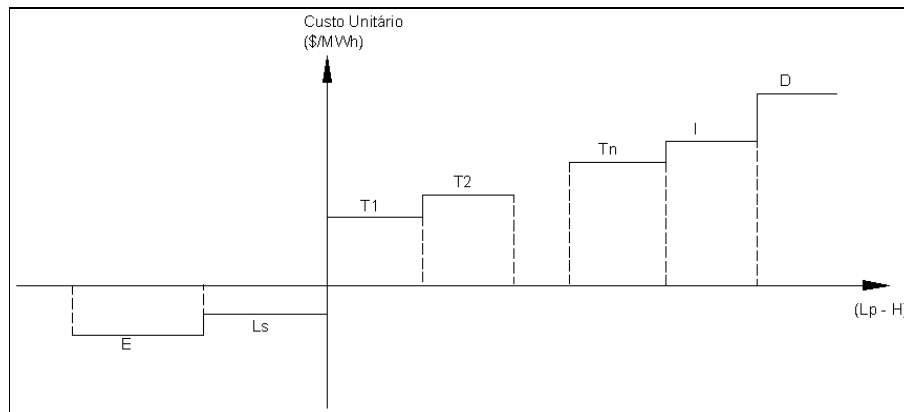


Figura 85 - Ordem de mérito e limites dos blocos geração/carga

Em condições normais não faz sentido utilizar geração térmica para atendimento a cargas secundárias, mas nada impede de se construir uma ordem de mérito que inclua tal possibilidade.

As faixas operativas de um reservatório indicam qual bloco deve ser “despachado”, seja de geração ou carga.

Ou seja: se o reservatório está bastante cheio, depreende-se ser necessária uma carga adicional, para evitar vertimento, aumentando-se, também, a receita.

Em contrapartida, a medida que o reservatório se esvazia, conclui-se ser conveniente que se despache geração complementar evitando-se, dentre outros, racionamentos custosos. Deve-se construir faixas operativas, em mesmo número, para todos os reservatórios do sistema, estando ou não na mesma bacia. Em princípio, basta estar integrado ao mesmo sistema eletro-energético. Entretanto, podem-se estabelecer limites, restringindo-se da importação/exportação o elo de ligação desse sub-sistema com os demais. A Figura 86 ilustra o afirmado.

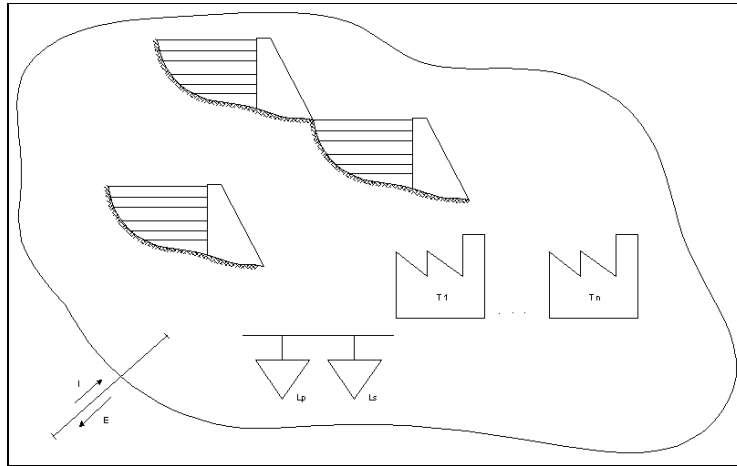


Figura 86 - Sub-sistema eletro-energético

A operação respeitará a regra básica de operar todos os reservatórios na mesma faixa. A seqüência natural seria o esvaziamento de montante para jusante e o enchimento no sentido inverso, respeitando as curvas-guia. Entretanto, pode-se utilizar índices de prioridade ou de alocação, ou ainda outro processo, até mesmo de otimização, para operar os reservatórios na mesma faixa.

O trabalho proposto definirá o volume alocado a cada faixa, em cada reservatório. Em princípio, esses volumes serão fixos ao longo do ano, mas nada impede uma sazonalização das curvas guia, tendo valores diferentes, para período úmido e seco. A discretização em faixas melhora, também, obtenção de um modelo de reservatório equivalente, pois, dentre outros, a produtividade das centrais variam menos dentro da própria faixa. Assim, feita a definição de faixas de uma cascata, pode-se definir as faixas de outra incorporando o reservatório equivalente a primeira.

A grande dificuldade do modelo de curva-guia é o seu próprio estabelecimento, sendo que se utilizava do profundo conhecimento dos operadores para tal. É claro que a sofisticação do sistema elétrico levou a um abandono desse conhecimento, se fiando mais em técnicas matemáticas de otimização. A proposta é empregar técnicas de inteligência artificial para a fixação das curvas-guia. Especificamente, pretende-se empregar Algoritmos Genéticos, por seu caráter abrangente, podendo incorporar outros atributos, que não os tradicionais. Enfim, resgata-se uma velha técnica, mas substituindo o empirismo na definição das curvas-guia por um método atual, neutro e versátil, que é o Algoritmo Genético.

Simplificadamente, então, desenvolve-se o conceito de curvas guia, definiu-se a operação do sistema em cinco faixas operativas básicas, conforme se observa na Figura 87:

- Exportação (EXP)
- Mercado Secundário (SEC)
- Geração Hidrelétrica (PRI)
- Geração Térmica de Menor Custo (TE1)
- Geração Térmica de Maior Custo (TE2)
- Importação (IMP)

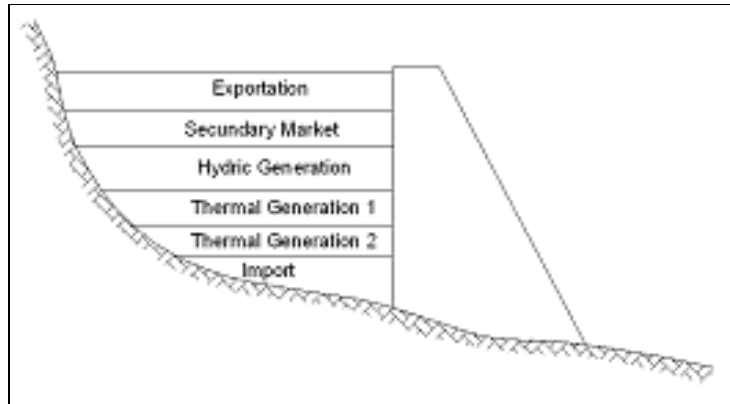


Figura 87 - Faixas Operativas

Serão sorteadas 5 faixas, entre o valor mínimo e máximo do reservatório, que irão formar o cromossomo inicial, respeitando-se a condição crescente das faixas e trabalhando-se com programação inteira:

$$\text{FAIXA1} < \text{FAIXA2} < \text{FAIXA3} < \text{FAIXA4} < \text{FAIXA5}$$

Uma vez composta a População Inicial, com k cromossomos, incorporando cada um: N níveis e R Reservatórios, tem-se a representação da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 9 - Representação da População

	RESERVATÓRIO 1					RESERVATÓRIO 2					...
1	N ₁	N ₂	N ₃	N ₄	N ₅	N ₁	N ₂	N ₃	N ₄	N ₅	...
2	N ₁	N ₂	N ₃	N ₄	N ₅	N ₁	N ₂	N ₃	N ₄	N ₅	...
.
.
.
k	N ₁	N ₂	N ₃	N ₄	N ₅	N ₁	N ₂	N ₃	N ₄	N ₅	...

A definição das faixas ótimas de operação se dará através da simulação de operação das hidrelétricas incorporadas no modelo, de modo que a faixa escolhida será a que apresentar menor custo ou maior benefício ao longo do período de estudo.

O simulador determina a operação do sistema em estudo, visando atender o mercado, para um período de T meses, baseando-se em cenários de afluência e mercado e nas disponibilidades e custos esperados de suprimento energético complementar (ou venda suplementar). A Figura 88 apresenta o simulador incorporado no algoritmo evolutivo.

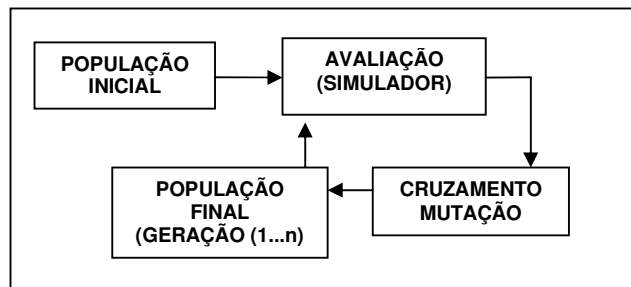


Figura 88 - Busca da Faixa Ótima de Operação

Para cada faixa de operação são computados os seguintes custos e determinados os blocos de energia máximos que podem ser transferidos para outros sistemas ou provir de outros sistemas, de acordo com a faixa em que se está operando.

Desse modo o balanço de massa deve ser seguido:

$$H_t + U_t = M_t - \left[E_t + \sum_{n=1}^R A_{nt} + \sum_{n=1}^{R-1} A_{n(t-1)} + \sum_{n=1}^{R-1} H_{n(t-1)} \right] \quad t \in T \quad (35)$$

onde:

R - Número de Reservatórios do Sistema

T - Conjunto dos períodos de tempo sob análise

H_t - Geração Hídrica Total no instante t [m^3]

U_t - Vertimento Total no instante t [m^3]

M_t - Demanda no instante t [m^3]

A_{nt} - Afluência do Reservatório n no instante t [m^3]

H_{nt} - Geração Hídrica do Reservatório n no instante t [m^3]

E_t - Volume a ser agregado ou transferido do sistema para a faixa de operação corrente no instante t [m^3]

Conseqüentemente, o volume de cada reservatório será dado pelo balanço:

$$V_{nt} = V_{n(t-1)} + H_{nt} \quad t \in T \quad (36)$$

Sabendo-se que:

$$H_t = \sum_{n=1}^R H_{nt} \quad t \in T \quad (37)$$

e ainda:

$$VA_{\min} \leq VA_t \leq VA_{\max} \quad t \in T \quad (38)$$

Onde:

- VA_{\min} -Volume mínimo (m^3)
- VA_{\max} .Volume máximo (m^3)

A função de adaptação do algoritmo genético visa o máximo benefício a ser atingido para uma mesma hidrologia, demanda e complementaridade energética, conforme segue:

$$FITNESS = \sum_{t=1}^T E_t \cdot CE_t \quad t \in T \quad (39)$$

Sendo CE o custo da Energia no instante t , para a devida faixa de operação.

Em resumo: a combinação ótima de curva-guia será aquela que leva ao menor custo de operação, para as premissas adotadas. Essas premissas podem e devem ser evolutivas com o conhecimento e a expansão do mercado (oferta e demanda), e outros atributos podem ser incorporados no cromossomo.

O fluxograma do simulador pode ser observado através da Figura 89.

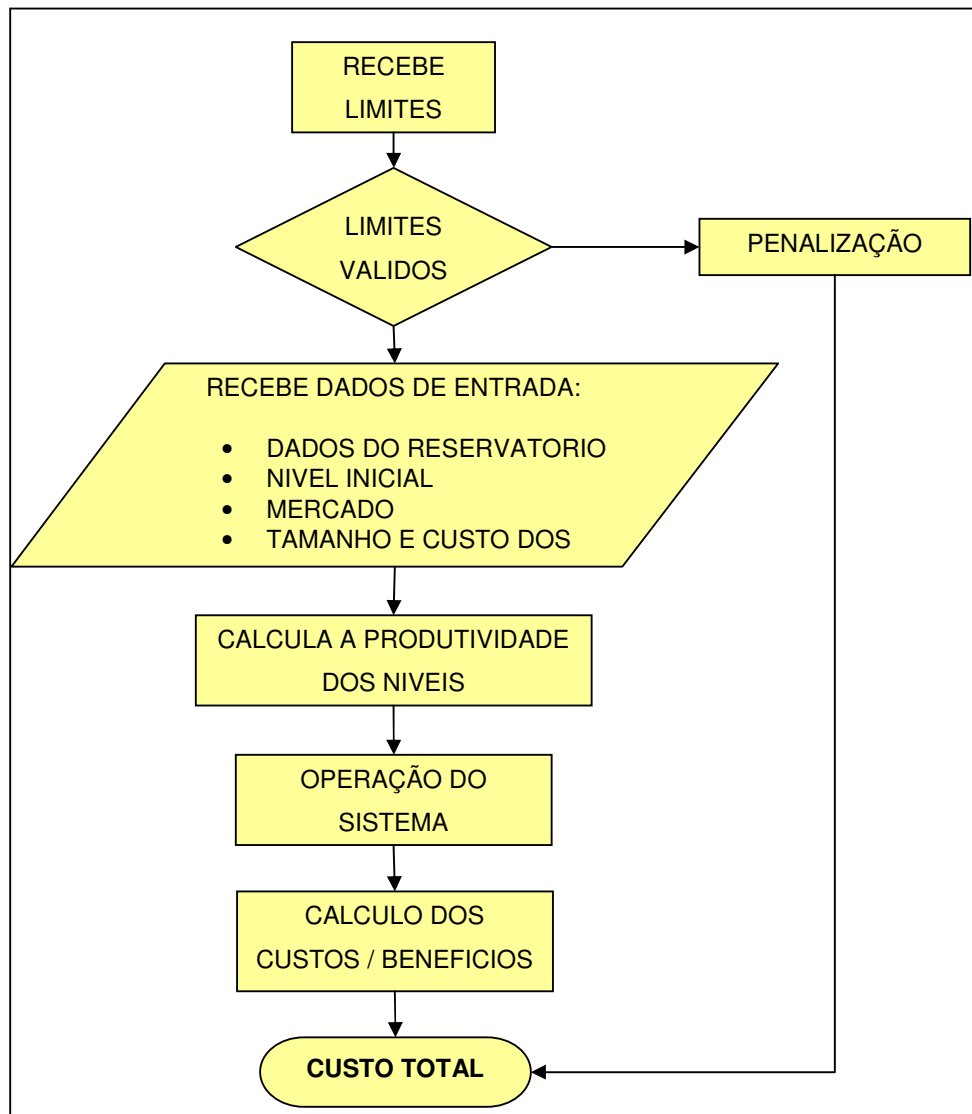


Figura 89 - Fluxograma do Simulador de Operação por Faixas

6.3.

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Aplicando-se a metodologia para a UHE Furnas, tem-se a definição das seguintes faixas (simulação para 5 faixas, sendo 2 térmicas, 1 importação, 1 exportação, 1 mercado de energia secundária e 1 mercado de energia primária) e a evolução do algoritmo genético conforme a Figura 90. A simulação foi realizada para o período crítico do Setor Elétrico. Como premissa, adotou-se os tamanhos e custos para os blocos de energia, conforme a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 10 - Custos para blocos de energia

Faixa	Tamanho do Bloco de Energia	Custo do MW (R\$)
Exportação	10% Mercado	10
Secundário	10% Mercado	15
Primário	10% Mercado	0
Térmica 1	10% Mercado	40
Térmica 2	10% Mercado	45
Importação	10% Mercado	100
Déficit	Inf	841.18

O custo da operação ótima obtida foi de R\$1845 (valor fictício).

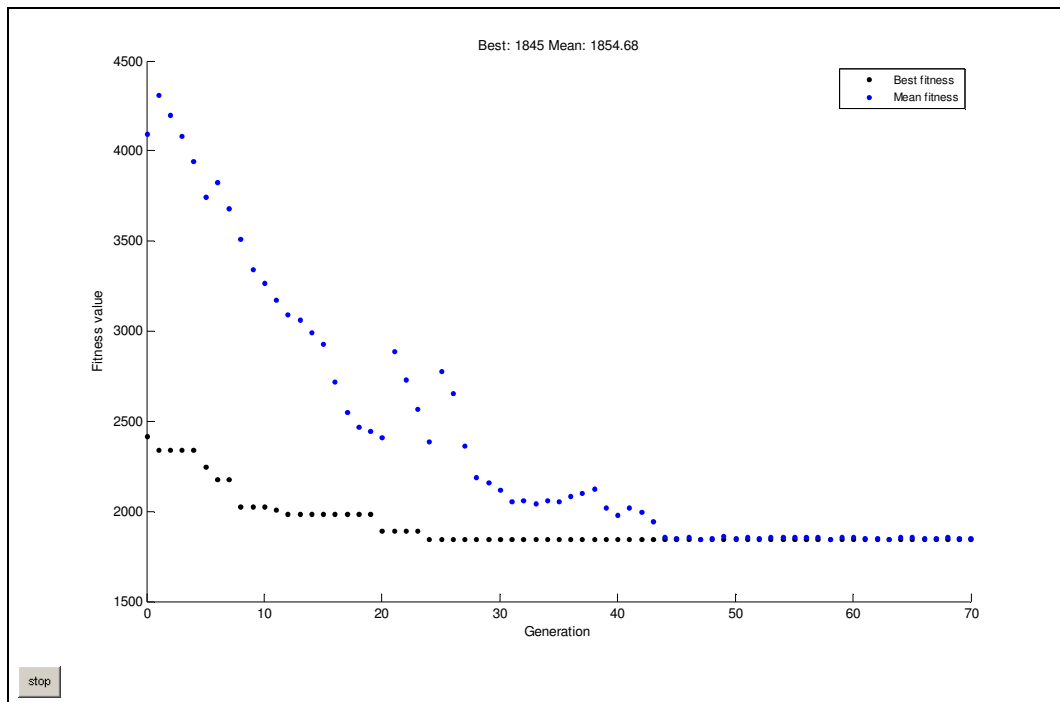


Figura 90 - Evolução do AG para a determinação das faixas operativas da UHE Furnas

Como resultado da otimização com AG, tem-se as faixas operativas para o reservatório da UHE Furnas apresentadas na Figura 91.

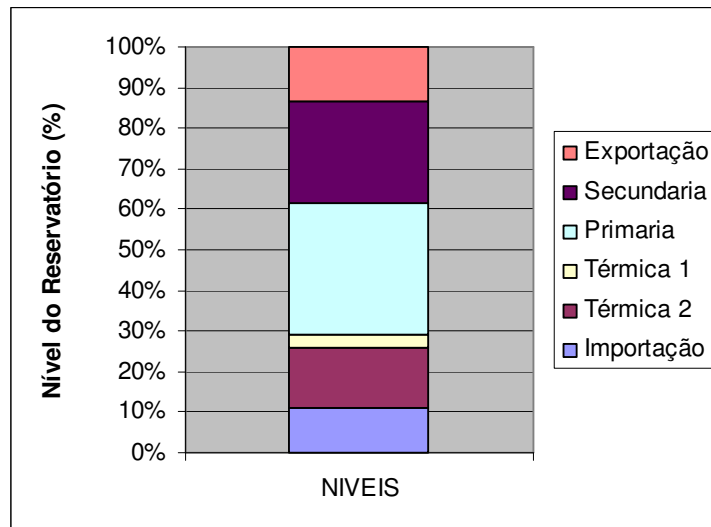


Figura 91 - Níveis ótimos definidos pelo AG

Finalmente, tem-se a operação simulada a partir das faixas ótimas obtidas pelo AG, representada pela Figura 92.

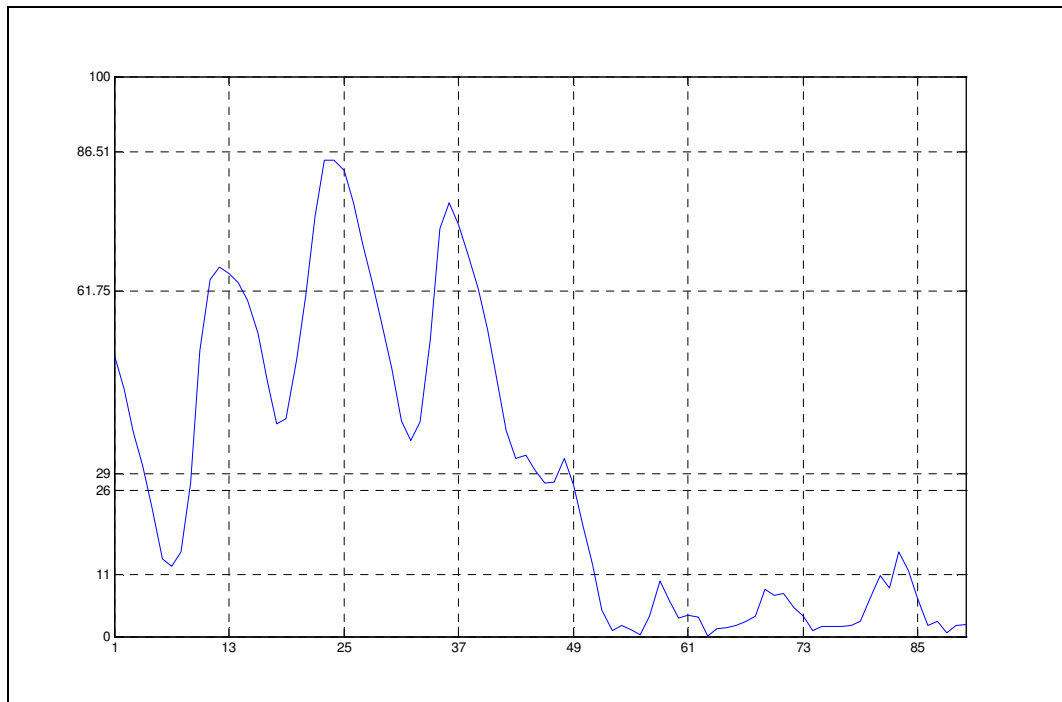


Figura 92 - Simulação para operação do reservatório da UHE Furnas com as faixas ótimas obtidas pelo AG (Período Crítico)

Destaca-se que esta operação foi a que melhor atendeu ao período crítico, ou seja, de menor custo operativo, levando o reservatório a operar com folga nos demais

períodos que venham, já que foi otimizado para o pior caso hidrológico do histórico, utilizando a termelétricidade de modo racional e transparente.

6.4. ASPECTOS REGULATÓRIOS E DE MERCADO

As Faixas não precisam estar necessariamente, associadas a blocos específicos de geração ou carga. Podem-se assumir blocos fictícios estabelecendo custos e limites de geração virtuais que tenham apenas significado econômico ou regulatório.

Não parecem ser necessários profundos estudos para estabelecer os blocos de energia, pois as incertezas inerentes ao parque gerador (capacidade e custos) são elevadíssimas. O mais importante é a transparência, repetibilidade e a robustez do modelo.

O papel do regulador para a definição das faixas é fundamental. Ele atuaria definindo os blocos, ou, o que seria melhor, os critérios para defini-los. Deveria, também, estabelecer a periodicidade de revisão dessas faixas, o que, no ponto de vista dos autores, deveria ser próximo de cinco anos.

Ao extremo, o regulador, ao fixar os custos e limites dos blocos, estaria fixando o valor da água. Entretanto, esse valor poderia ser livremente fixado pelo mercado, desde que se garantisse a capacidade definida para o bloco. De uma outra maneira poderia se fixar o preço, deixando livre a oferta dos geradores térmicos, ou a demanda interruptível. A realidade do mercado realimentaria o regulador, para a revisão das faixas.

Fato importante é que, enquanto estiver em uma faixa, o preço não varia, reduzindo-se significativamente a volatilidade. De outra parte, o mercado futuro seria fortalecido, pois esta iria influenciar diretamente, o valor da água em cada faixa, pois refletiria a expansão provável.

Um ponto crucial, que não foi até aqui comentado, é o preço da energia para o mercado primário. É lógico este estar entre os preços dos blocos “mercado secundário” e “geração térmica 1”, mas qual o valor exato? Em princípio, este valor poderia ser o preço médio das hidrelétricas, incluindo os aspectos contábeis e financeiros. De outro lado, poderia ser o valor da tarifa de energia definida para os consumidores cativos.

Assim como para os blocos complementares, o caráter regulatório é fundamental. A grande diferença em relação aos modelos hoje utilizados é a

estabilidade e previsibilidade. Vale ressaltar que o custo do déficit, que é um parâmetro regulatório, é responsável por cerca de 70% do preço da energia oriunda do Newave.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O enfoque deste trabalho é a reconstrução da evolução conceitual dos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro no que tange a operação de sistemas hidrotérmicos e a proposição de uma alternativa robusta e transparente. Para sistemas puramente hidrelétricos, não resta outra alternativa para atenuação de riscos hidrológicos do que o armazenamento de água. Esta foi a realidade brasileira durante décadas. Porém, nem sempre o estoque de água é suficiente para ultrapassar períodos de escassez hídrica. O planejamento (planos decenais) busca acompanhar a evolução social e econômica do país, mas citando palavras do Dr. Afonso Henriques Moreira Santos, durante palestra no V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético: "Planejar é a arte de errar". Esse distanciamento da realidade pode ser claramente exemplificado com os entraves ambientais e sociais apresentados por diversos empreendimentos de geração de energia, acarretando atrasos nas obras ou até mesmo inviabilizando-os. Desse modo, a alternativa para minimização do risco de desabastecimento de energia deve ser a complementaridade com outras fontes de geração, em especial a termelétricidade, e a sinalização no preço da energia.

O parque térmico brasileiro já é considerado significativo, situando-se próximo de 20% do total da matriz energética brasileira. Caso todas estas centrais termelétricas estivessem disponíveis para geração a qualquer instante, certamente nosso risco seria reduzido. Entretanto, outros fatores vêm se somando, sendo o principal deles a falta de gás para abastecer as termelétricas a gás, de menor custo e menos poluentes do que as similares a óleo ou carvão. Este cenário deveria, então, ser sinalizado no preço da energia. Porém, ocorre que o ONS não vêm adequando a real disponibilidade das termelétricas em seu modelo NEWAVE, acarretando em preços de energia e risco de déficit sub-valorados. Até o dia 27 de outubro de 2006 (véspera das eleições presidenciais), estará em audiência pública (014/2006) no site da ANEEL, com o objetivo de "Estabelecer critérios para consideração das Usinas Térmicas na elaboração do Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO e suas revisões, em função da indisponibilidade por falta de combustível".

"As contribuições colhidas na audiência pública e os resultados de estudos realizados pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) servirão de subsídio para o planejamento de operação do sistema no médio prazo. Esse planejamento deverá considerar a eventualidade de geração

de usinas termelétricas com custo mais alto dada a inexistência de garantia de combustível para o atendimento da programação de geração, além dos reflexos da redução da disponibilidade das térmicas sobre o nível dos reservatórios de usinas hidrelétricas que gerarem energia além do previsto".

Historicamente, no setor elétrico brasileiro, o critério econômico sempre teve menor valor que o critério técnico. Em um primeiro momento buscava-se apenas otimizar o efeito de regularização. A partir do aumento da capacidade de geração térmica, passou-se a operar o mesmo segundo o critério das curvas-guia. A grande vantagem das curvas-guia é a transparência. Além disto, quando se utiliza este critério para operação de sistemas de reservatórios, tem-se uma certa isonomia entre os reservatórios, não permitindo que um se encontre totalmente esvaziado, enquanto o outro se encontra cheio ou quase cheio.

Com a evolução dos modelos computacionais, o Brasil abandonou o critério anteriormente exposto, evoluindo para um com viés fortemente econômico, que se baseia nos custos da geração térmica e do déficit, além da expansão do parque gerador. Porém, a crise energética de 2001 demonstrou a fragilidade deste modelo, completamente desprendido da realidade física da operação dos reservatórios e centrais termelétricas. A partir de 2001 adotou-se no setor a curva de aversão a risco, que nada mais é do que uma curva-guia, que, quando da existência de um armazenamento nos reservatórios inferior ao por ela estabelecido, determina o despacho de toda a capacidade térmica. O ONS pode ainda exigir o chamado "despacho técnico", que independe da proximidade ao limite inferior da curva de aversão ao risco. Observa-se que a tendência de operação passa pela inclusão de novas curvas de aversão ao risco, permitindo o despacho da termelétricidade de acordo com seus custos de operação. O modelo apresenta ainda outro inconveniente, que é a utilização de reservatórios equivalentes, o que acarreta na perda completa do sentido físico dos reservatórios e ganhos energéticos inerentes à suas características, tais como queda e produtividade.

Vale ressaltar que para todos os modelos implementados neste trabalho foram utilizadas reservatórios da bacia do Paraná, em especial Furnas. A escolha de Furnas deve-se à disponibilidade de dados do reservatório, e principalmente, à sua importância como grande regularizador da cascata do Paraná.

A primeira parte deste trabalho apresenta a implementação de modelos que representam a evolução operativa do SIN. Estes critérios operativos envolvem várias funções objetivo, que são: regularização de vazões, utilizando o Método do Conti-

Varlet; minimização dos custos com complementação térmica, e maximização da geração hidrelétrica e da confiabilidade do sistema, utilizando-se programação dinâmica estocástica. Observou-se que a adoção de critérios operativos que priorizem a maximização do nível dos reservatórios garantindo ainda a adequação da operação aos vários usos associados ao reservatório, de modo a não privilegiar apenas a geração de energia e reduzindo a pressão social sobre a operação dos mesmos. Tem-se ainda, que ao se manter os reservatórios com armazenamentos mais elevados, a confiabilidade do sistema aumenta devido ao maior estoque energético garantido, mitigando o risco para os agentes e investidores do setor elétrico.

Na segunda parte abordou-se a confiabilidade energética do sistema, através do conceito de energia firme. Para tal, implementou-se um modelo de programação linear, visando determinar a máxima carga que o reservatório pode atender ao longo do tempo. Demonstrou-se ainda, que do mesmo modo que não é possível prever quando se está iniciando um período crítico, não se pode determinar o instante exato que a uma termelétrica complementar deve ser despachada a fim de atenuar a entrada neste período crítico.

A terceira parte deste trabalho visa apresentar o conceito de reservatório equivalente e suas limitações. Tem-se ainda a apresentação de um modelo de reservatório equivalente com destaque unitário. Este modelo permite observar o efeito da redução do volume útil em um único reservatório de um sistema, visando avaliar o impacto da redução do volume útil (VU) na confiabilidade energética (energia firme) e avaliar o impacto da redução de VU na geração hidrelétrica (energia gerada), ao longo de todas as usinas de uma determinada bacia.

A quarta parte apresenta em detalhes o conceito de curvas-guia, que definem o quanto deve haver de armazenamento em um reservatório ao longo do ano a fim de se garantir que os requisitos de vazão firme sejam atendidos. A curva-guia é também usada para fazer a distinção entre este mínimo armazenamento requerido e o armazenamento adicional que está disponível para produção de energia hidráulica secundária ou atendimento à usos múltiplos. São apresentados alguns estudos de caso de aplicação de curvas-guia, em especial nos Estados Unidos e Canadá, o que por si só, já demonstra a importância da técnica.

A quinta e última parte deste trabalho apresenta a proposição de um modelo que alie o resgate das curvas-guia para operação de reservatórios com avançadas técnicas de otimização – algoritmos genéticos, objetivando um modelo acima de tudo robusto e transparente, aqui denominado de curvas guias inteligentes. Neste modelo,

ao invés de curvas, trata-se de faixas operativas, de modo que cada faixa corresponde à um tipo de operação. Exemplificando-se, pode-se ter uma faixa para atendimento de cargas primárias, outra para exportação de excedente, outra para cargas secundárias, operação de térmicas mais caras, operação de térmicas mais baratas e finalmente déficit. O que esta proposição garante é a clara sinalização de preço da energia, já que todos os agentes podem saber a atual faixa operativa e a tendência no médio prazo.

8**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ACRES INTERNATIONAL, Study of Rule Curve Change on Lake Simcoe, Lake Couchiching and Trent Severn Waterway Extent of Backwater Analysis, Canada, 1997

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, www.aneel.gov.br.

BRANDÃO, J. L. B., *Modelo para operação de reservatórios com usos múltiplos*, tese de doutorado, USP, 2004.

FISCHLER, Martin A.; FISCHLER, Oscar. *Intelligence – The eye, the brain, and the computer*. Addison-Wesley Massachusetts : Publishing Company, 1987.

Cheol, K. T., *Rotational irrigation scheduling in rice paddy with the operation rule curve of irrigation reservoir*, WatSave Award 2001: Technology Award, 2001

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, www.ccee.org.br

ELETOBRÁS.- Centrais Elétricas Brasileiras S. A.. Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Disponível em:
<http://www.eletobras.gov.br/atuacao/recursos/diretrizes.asp>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, www.epe.gov.br

MCGONEGAL K., *Water Management on the Rideau*, Water Management Officer, Parks Canada Agency, 1999

HYDROCOMP INC., *Reservoir Game, Rule Curves and Future Certainty/Uncertainty in Reservoir Operations*, Hydrologic Journal, 1996.

GARDNER, Howard. *Estruturas da mente - A teoria das inteligências múltiplas*. Porto Alegre : Artes Médicas, 1995.

GAUTHIER, F.A.O. *Uma abordagem utilizando algoritmos genéticos*. Florianópolis : (Tese de Doutorado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, 1993.

GILMORE, A., MAGEE, T., FULP, T., STRZEPEK, K., *Multiobjective Optimization of the Colorado River*, Joint Conference on Water Resource Engineering and Water Resources Planning and Management, Minneapolis, Minnesota, USA, 2000.

HOLLAND, J. H. *Adaptation in natural .and artificial systems*. Michigan : University of Michigan Press, 1975.

JUNIOR, José Mazzuco. *Uma abordagem híbrida do problema de programação da produção através dos algoritmos Simulated Annealing e Genético*. Florianópolis : (Tese de Doutorado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, 1999.

KUIPER, J, *Analysis of Alternative Sequences of Hydro-electric Developments*, doctoral thesis submitted to Stanford University, 1972.

MME, Ministério de Minas e Energia, www.mme.gov.br

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, www.ons.org.br.

RABUSKE, Renato A. *Inteligência artificial*. Florianópolis, Editora da UFSC, 1995.

REIS, L. F., AKUTSU, J., *Estratégias Operacionais para Sistemas de Reservatórios via Algoritmos Genéticos (AGs)*, RBRH, Vol. 7, No 3.

- RICH, Elaine; KNIGHT, Kevin. *Inteligência artificial*. São Paulo : Markron Books do Brasil, 1994.
- ROISENBERG, M. *Emergência da inteligência em agentes autônomos através de modelos inspirados na natureza*. Florianópolis : {Tese de Doutorado}, Universidade Federal de Santa Catarina, 1998.
- RUSSEL, S.; NORVIG, P. *Artificial intelligence: A modern approach*. London : Prentice Hall, 1995.
- SANTOS, A. H. M. Santos, *Planejamento de Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte*, Tese de Doutorado apresentada à Universidade Estadual de Campinas, 1987.
- SIMON, H. A. *Les organisations, problèmes psychosociologiques*. Paris : Dunod. 1971.
- TEIXEIRA, J. F. *Filosofia da mente & inteligência artificial*. Campinas : Unicamp, 1996.
- TVA, Tenesse Valley Authority, www.tva.gov
- US Army Corps of Enginners, Hydrologic engineering requirements for reservoir, Engineering and Design, Engineer Manual No 1110-2-1420, Washington DC, USA, 1997.
- US Army Corps of Enginners, Construction of a rule curve for single-plant power operation – Appendix j, Engineering and Design, Engineer Manual No 1110-2-1701, Washington DC, USA, 1985.
- USGS, Managing the Water Resources of the Oswego River Basin in Central New York, Canada, 1997.
- VACA, Oscar Ciro López.. *Um algoritmo evolutivo para a programação de projeto multi-modos com nivelamento de recursos limitados*. Florianópolis : (Tese de Doutorado em Engenharia de Produção), Universidade Federal De Santa Catarina, 1995.
- WINSTON, Patrick H. *Inteligência Artificial*. São Paulo: Livros Técnicos e Científicos, 1987.