

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

LUCAS SOARES MONTE-MOR

**OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA APLICADA AO
CÁLCULO DE CUSTO ENERGÉTICO EM SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS**

**VIÇOSA
2011**

LUCAS SOARES MONTE-MOR

**OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA APLICADA AO
CÁLCULO DE CUSTO ENERGÉTICO EM SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 - Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. M.Sc. Alexandre Santos Brandão .

Co-orientador: Prof. Dr. Marco Aurélio de Almeida Castro.

VIÇOSA
2011

LUCAS SOARES MONTE-MOR

**OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA APLICADA AO CÁLCULO DE
CUSTO ENERGÉTICO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 - Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 09 de Junho de 2011.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. M.Sc. Alexandre Santos Brandão - Orientador
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. Marco Aurélio de Almeida Castro - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Leonardo Bonato Felix - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Prof. M.Sc. Mauro de Oliveira Prates - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Dedico esse trabalho a meus queridos pais que sempre me incentivaram em todos os momentos.

Agradecimentos

Agradeço aos meus Orientadores Prof. M.Sc. Alexandre e Prof. Dr. Marco Aurélio pelo incentivo, simpatia e presteza no auxílio às atividades e discussões sobre o andamento dessa monografia, pois sem a ajuda desses não seria possível concluir este trabalho.

Agradeço ao Departamento de Engenharia Elétrica por ceder toda estrutura necessária para realização do projeto e aos professores, por todo conhecimento passado, pois sem esse não seria possível a conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, por me ensinar a sempre buscar meus objetivos e por sempre me apoiarem, mesmo nas horas mais difíceis.

E a turma de Engenharia Elétrica 2006 por todo companheirismo não só durante a realização deste trabalho, mas por todo caminho percorrido que me fez chegar até aqui.

“Deixem que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com o seu trabalho e realizações. O presente pertence a eles, mas o futuro pelo qual eu sempre trabalhei pertence a mim ”

Nikola Tesla

Resumo

Com o crescimento econômico do Brasil e o conseqüente aumento da demanda energética, torna-se necessário um planejamento que seja capaz de atender a esta demanda. Neste contexto, estudos para aumentar a oferta de energia a custos mais baixos são necessários para atender todo o país, evitando um novo racionamento de energia como o ocorrido há alguns anos. A análise do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico visa determinar alguns parâmetros tais como a quantidade de energia a ser gerada por usinas hidroelétricas e termoelétricas em conjunto para reduzir o custo de operação e observar como as políticas de operação podem alterar todo o planejamento energético de um país em um horizonte de cinco anos. Este tipo de situação apresenta grandes complexidades por se tratar de uma série temporal, espacialmente não separável, estocástico, de grande porte e não linear. Neste caso, costuma-se aplicar diversas técnicas de otimização dentre as quais se encontra a abordagem estocástica. As atividades a serem desenvolvidas neste trabalho têm como objetivo a análise do planejamento energético de um sistema hidrotérmico operando em um período de cinco anos e analisar como o planejamento da operação do sistema elétrico pode aumentar a oferta de energia elétrica oriunda de fontes hidráulicas, minimizando o custo da operação. Em uma primeira análise variou-se a capacidade de regulação do sistema composto por apenas uma usina hidrelétrica em conjunto com um parque termelétrico de forma a evidenciar como o custo de operação varia em função da capacidade de regulação dos reservatórios do sistema. Posteriormente, foram realizadas análises de sensibilidade de três usinas, mostrando o comportamento da geração para o volume dos reservatórios constantes (operando a fio d'água), com volume limitado e nominal. De acordo com estas variações podem-se determinar quais pontos são mais influentes na questão do custo final da geração de energia elétrica pelo sistema hidrotérmico. Foram obtidos resultados com valores percentuais das trajetórias dos volumes dos reservatórios, trajetórias de geração térmica e trajetórias de geração hidráulica, ao longo de um horizonte de cinco anos, e a partir dos resultados de gerações hidráulicas e térmicas puderam ser feitas as comparações econômicas entre as diferentes regras de operação dos reservatórios.

Abstract

With the Brazilian economic growth and the consequent increase in energy demand, it is necessary a planning that is able to meet this demand. In this context, studies to increase the supply of energy at lower costs are needed to serve the entire country, avoiding a new energy rationing as happened some years ago. The analysis of operational planning of hydrothermal power systems is to determine some parameters such as the amount of energy to be generated by hydroelectric and thermoelectric together to reduce the operation cost and observe the policies of operation can change the entire country energy planning within the next five years. This situation presents a great complexity because it is a time series, not spatially separable, stochastic, large and nonlinear. In this case, it is customary to apply various optimization techniques among which is the stochastic approach. The activities to be carried out in this work have focused on the analysis of operational planning of hydrothermal power systems operating in a period of five years and examine how the electrical system operation plan can increase the supply of electricity coming from sources hydraulic, minimizing the operation cost. In a first analysis varied the ability of the system shall consist of only one power plant in conjunction with a thermoelectric park in order to highlight how the operation cost varies depending on the reservoir system capacity. Subsequently, we carried out sensitivity analysis for the three plants, showing the generation behavior for the reservoirs volume contained (run-of-river operation), with limited volume and nominal. According to these variations, can be determined which points are more influential in the matter of power generation final cost by hydrothermal system. Results were obtained with percentage values of the reservoirs volumes trajectories, the thermal and hydro generation trajectories over a horizon of five years, and from the results of hydraulic and thermal generation could be made economic comparisons between the different rules of operation of the reservoirs.

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	14
1.2	Disposição do Trabalho	15
2	Revisão Bibliográfica	16
2.1	Setor Elétrico Brasileiro	16
2.2	Planejamento da Operação	18
2.3	Modelagem utilizada no Brasil	19
3	Modelagem do Sistema Hidrotérmico	21
3.1	Sistema Hidrotérmico de Geração	21
3.1.1	Modelagem de Usinas Termoelétricas	22
3.1.2	Modelagem de Usinas Hidroelétricas	23
3.2	Formulação do Modelo de Planejamento (POSH)	30
4	Resultados e Discussões	32
4.1	Estudo de casos	33
4.1.1	Planejamento da usina hidroelétrica de Furnas	34
4.1.2	Planejamento da usina hidroelétrica de Marimbondo	39
4.1.3	Planejamento da usina hidroelétrica de Ilha Solteira	42

4.2	Análise de Sensibilidade	46
5	Conclusões	52
	Referências	53

Lista de Figuras

1	Curva da Função de Custo Mínimo de Operação de um Sistema Termoelétrico.	23
2	Esquema de uma usina hidroelétrica.	25
3	Modelo de uma usina Hidroelétrica.	25
4	Nível de montante para a usina de Emborcação.	28
5	Usinas simuladas.	33
6	Afluências das Usinas entre 1951 e 1955.	33
7	Afluências das Usinas entre 1972 e 1976.	34
8	Afluências das Usinas entre 1980 e 1984.	34
9	Atendimento à Demanda da usina de Furnas entre 1951 e 1955.	35
10	Trajectoria de Volume da usina de Furnas entre 1951 e 1955.	35
11	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Furnas entre 1951 e 1955.	35
12	Atendimento à Demanda da usina de Furnas entre 1972 e 1976.	36
13	Trajectoria de Volume da usina de Furnas entre 1972 e 1976.	36
14	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Furnas entre 1972 e 1976.	36
15	Atendimento à Demanda da usina de Furnas entre 1980 e 1984.	37
16	Trajectoria de Volume da usina de Furnas entre 1980 e 1984.	37
17	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Furnas entre 1980 e 1984.	37
18	Gerações Hídricas e Térmicas Médias.	38
19	Comparativo de Custos de Operação para a usina de Furnas	39
20	Atendimento à Demanda da usina de Marimbondo entre 1951 e 1955.	39
21	Trajectoria de Volume da usina de Marimbondo entre 1951 e 1955.	40

22	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Marimbondo entre 1951 e 1955.	40
23	Atendimento à Demanda da usina de Marimbondo entre 1972 e 1976. . . .	40
24	Trajectoria de Volume da usina de Marimbondo entre 1972 e 1976.	41
25	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Marimbondo entre 1972 e 1976.	41
26	Atendimento à Demanda da usina de Marimbondo entre 1980 e 1984. . .	41
27	Trajectoria de Volume da usina de Marimbondo entre 1980 e 1984.	42
28	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Marimbondo entre 1980 e 1984.	42
29	Gerações Hídricas e Térmicas Médias.	42
30	Comparativo de Custos de Operação para a usina de Marimbondo	42
31	Atendimento à Demanda da usina de Ilha Solteira entre 1951 e 1955. . . .	43
32	Trajectoria de Volume da usina de Ilha Solteira entre 1951 e 1955.	43
33	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Ilha Solteira entre 1951 e 1955.	43
34	Atendimento à Demanda da usina de Ilha Solteira entre 1972 e 1976. . . .	44
35	Trajectoria de Volume da usina de Ilha Solteira entre 1972 e 1976.	44
36	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Ilha Solteira entre 1972 e 1976.	45
37	Atendimento à Demanda da usina de Ilha Solteira entre 1980 a 1984. . . .	45
38	Trajectoria de Volume da usina de Ilha Solteira entre 1980 a 1984.	45
39	Trajectoria Ótima de Operação da usina de Ilha Solteira entre 1980 a 1984.	46
40	Gerações Hídricas e Térmicas Médias.	46
41	Comparativo de Custos de Operação para a usina de Ilha Solteira.	46
42	Média de Longo Termo da usina de Furnas.	47
43	Gerações Hídricas e Térmicas para o atendimento a demanda para 80% da MLT.	48
44	Trajectoria dos Volumes da usina de Furnas para 80% da MLT.	49
45	Gerações Hídricas e Térmicas para o atendimento a demanda para 120% da MLT.	50
46	Trajectoria dos Volumes da usina de Furnas para 120% da MLT.	50

47	Comparativo de Custos (MLT 80% e MLT 120%).	51
----	---	----

Lista de Tabelas

1	Dados das Usinas.	32
---	---------------------------	----

1 INTRODUÇÃO

Devido ao crescimento econômico do Brasil há um aumento da demanda de energia elétrica consumida, sejam nos grandes parques industriais ou nas cidades. Em linhas gerais, a qualidade de vida está intimamente ligada ao consumo de energia elétrica. Logo, quanto maior é o consumo de energia elétrica, melhor a qualidade de vida das pessoas, garantindo uma vida mais confortável e proporcionando o uso mais intenso dos avanços tecnológicos [1].

Neste contexto, estudos para aumentar a oferta de energia a custos mais baixos são necessários para atender todo o país, evitando um novo racionamento de energia como o ocorrido em 2001 e 2002, conhecido "apagão". Estes estudos enfrentam alguns problemas devido à dependência de fatores climáticos e à forma de operação do sistema, uma vez que a principal fonte de geração de energia provém de usinas hidroelétricas [2].

Devido a essa predominância de geração hidroelétrica, de grande porte, com despacho centralizado, dependente do clima e dimensões do Brasil, há uma grande dependência das vazões naturais afluentes referentes às doze bacias hidrográficas brasileiras. Percentualmente, segundo [3], 85% da geração total de energia elétrica no Brasil são baseadas em fontes hidráulicas de geração.

Os modelos de otimização no Brasil utilizados na operação do setor e suas implicações na estratégia do planejamento da operação, merecem estudos detalhados, a fim de diminuir as incertezas no mercado, através da diminuição do risco de déficit de energia e aumento do poder de segurança sobre o planejamento de operação. Segundo [4], isso pode ser alcançado investindo no melhoramento dos modelos existentes e aumentando o número de modelos alternativos que abordem o problema, com o intuito de propiciar uma maior concorrência, com a conseqüente redução da dependência de modelos únicos .

De acordo com [5], o planejamento da operação energética ótima de um sistema de geração deve ter suas fontes de energia hidráulicas e térmicas bem coordenadas. O planejamento da operação consiste na minimização do custo do processo de produção de acordo

com a demanda de energia dos centros consumidores. Considerando essa predominância de energia hidroelétrica, o despacho da energia é feito com base nos custos de oportunidade associados à água armazenada nos reservatórios, diferentemente de outros países predominantemente em energia térmica que despacham a energia com valores monetários já conhecidos. Desta forma, as usinas hidroelétricas despacham sua capacidade de produção de acordo com seu custo de oportunidade calculado de forma centralizada, isto é, o Operador define então a geração de cada usina do sistema, definindo, conseqüentemente, o nível de armazenamento de água nos reservatórios para uso futuro.

A operação e o despacho, feitos de forma centralizada, implicam uma otimização global do sistema. Quando centralizado, realiza por meio do Operador Nacional do Sistema (ONS), a programação da geração de cada usina do sistema e outras fontes de fornecimento efetivo de energia elétrica, de forma confiável e econômica, visando atender os requisitos de carga do sistema [6] [7].

Neste contexto, o planejamento da operação das usinas hidroelétricas e térmicas brasileiras, justifica-se não apenas pela necessidade de manutenção e controle da confiabilidade do sistema elétrico nacional, mas também pelo produto de natureza econômica de valor estimável e de fator importante para assegurar o crescimento nacional sustentável. Observa-se ainda que o problema de utilização eficiente dos recursos hídricos, resolvidos através de modelos computacionais, deve ser não somente uma preocupação em momentos difíceis, mas também um processo contínuo de melhoria para a operação do sistema.

1.1 **Objetivos**

As atividades a serem desenvolvidas neste trabalho têm como objetivo a análise do planejamento energético de um sistema hidrotérmico operando em um período de cinco anos. Essas atividades estão diretamente relacionadas ao Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro, com o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de determinar a operação ótima do sistema, atendendo a demanda de forma confiável e a baixos custos em um determinado horizonte de operação, dadas as condições de operação às quais as unidades geradoras estão sujeitas. Como objetivo adicional, a ferramenta a ser desenvolvida visa a aplicação em planejamento da operação dos sistemas hidrotérmicos, o qual tem grande importância nos estudos dos sistemas em diversas situações críticas à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para isso, implementou-se uma ferramenta baseada em programação determinística,

na plataforma MatLab, capaz de se adaptar ao sistema hidrotérmico, apresentando resultados ótimos de geração hidroelétrica, geração térmica, volume ótimo, dentre outros. Dentre as principais características deste programa destacam-se: otimização determinística, baseada em otimização não-linear, representação individualizada das usinas hidroelétricas, representação do parque térmico, possibilidade de inserção de um grande número de restrições operativas e aplicabilidade a diferentes horizontes de planejamento.

Por fim, propõe-se realizar a análise de sensibilidade da usina de Furnas, mostrando como o custo da operação de um sistema hidrotérmico varia com sua capacidade de regulação. Foram simulados três modelos de operação: Fio d'água, limitado e nominal.

1.2 **Disposição do Trabalho**

No primeiro capítulo, foi feita uma breve introdução ao panorama do setor elétrico brasileiro justificando a importância do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico de potência.

O segundo capítulo apresenta a revisão bibliográfica do trabalho, mostrando os aspectos históricos, as mudanças feitas até o modelo atual juntamente com os principais órgãos reguladores criados. Apresenta o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, seus problemas peculiares, a necessidade da utilização de sistemas térmicos complementares, os tipos de operações existentes e os modelos utilizados no Brasil.

O terceiro capítulo mostra a modelagem do sistema elétrico. Como neste trabalho é considerada uma usina hidrelétrica no sistema, a modelagem foi feita de forma individual. Este capítulo mostra, também, a modelagem do sistema térmico, além da formulação do problema do planejamento, ou seja, a modelagem do problema da forma utilizada na lógica da programação.

O quarto capítulo mostra as várias situações de operação do sistema hidrotérmico, sendo estudados épocas normais, secas e de cheias de três usinas do Sudeste brasileiro.

O quinto capítulo refere-se à conclusão obtida do estudo e os possíveis trabalhos futuros. O sexto capítulo refere-se às referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

A utilização da energia elétrica no Brasil foi viabilizado por volta de 1879, quando o então imperador Dom Pedro II introduziu no país alguns aparelhos para a iluminação de espaços públicos desenvolvidos por Thomas Edson. Em consequência, a atual Estrada de Ferro Central do Brasil, antiga Estrada de Ferro D. Pedro II, foi a primeira localidade a ter iluminação permanente no país. Em 1900, haviam 17 localidades servidas pela eletricidade no país, sendo das onze empresas fornecedoras, 6 termoelétricas e 5 hidrelétricas, com uma capacidade instalada total de 12.085 kW.

Na década de 30, houve um decreto que monopolizou o uso dos recursos hídricos do Brasil por parte do Estado. Nesta mesma época, houve a interligação de vinte pequenas usinas que possuíam cerca de 50 MW de capacidade instalada. Essa foi a primeira vez em que o sistema elétrico interligado funcionou como uma unidade, com despacho de carga centralizado.

Mas somente em 1945 o governo Federal passou de fato a investir no setor elétrico brasileiro com a construção da Companhia Hidroelétrica de São Francisco ou CHESF. Esta empresa inaugurou nove anos mais tarde a usina hidroelétrica de Paulo Afonso I, a primeira do rio São Francisco, com a potência instalada de 180MW.

A partir daí, os investimentos federais se juntaram aos estaduais, através do surgimento de empresas públicas, como Cemig e Furnas, formando um conglomerado de empresas que construía suas próprias usinas e estatizavam as pequenas centrais elétricas existentes na época. O plano de eletrificação mineiro, executado pela Cemig, permitiu a formação de redes regionais interligadas e uma efetiva cooperação entre as indústrias que produziam toda ou parte de sua energia utilizada. Em 1962 com a inauguração da usina de Três Marias, a estatal mineira tornou-se responsável por mais de 70% da geração de energia elétrica na zona central do estado.

A década de sessenta foi marcada pela inauguração de Furnas que na sequência propiciou a interligação dos sistemas dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, dando início ao que no futuro é chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim ao longo da década houve um forte processo de estatização, que se prolongou até 1979, quando o governo brasileiro adquiriu as ações da Light. A partir deste momento todas as concessionárias do setor elétrico foram constituídas por 100% de capital nacional. O surgimento deste modelo de funcionamento do setor elétrico possibilitou, na década de 70, grandes investimentos advindos de recursos do estado [4] [8].

No final da década de 70 e ao longo da década de 80, os problemas do modelo utilizado começaram a apresentar problemas. Apenas em 1988 com a Revisão Institucional de Energia Elétrica - REVERSE, houve alterações do setor elétrico durante a década de noventa. A primeira consequência da revisão foi a privatização da Escelsa em 1995 e a partir daí, diversos parques geradores e de distribuição foram privatizados. Nessa mesma década alguns órgãos e entidades foram criados como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) [9].

As privatizações ocorridas até o momento não tinham definidas em suas bases regras e leis, o que gerou um cenário incerto, sem investimentos por parte do governo e das empresas, levando em 2001 há um cenário conhecido como "apagão", com racionamento de energia e perspectivas de cortes de fornecimento.

No novo contexto do Setor Elétrico, a instauração do ambiente competitivo alterou as premissas e os principais objetivos do planejamento da expansão das fontes de energia e dos sistemas de transmissão. Segundo [1], o Planejamento da Expansão da Geração (PEG) deixou de ser determinativo, ou seja, deixou de considerar o conjunto de obras consideradas inadiáveis para garantir boas condições de atendimento ao mercado, e passou a ser "indicativo", com um conjunto amplo de informações que incluía desde o suporte fornecido pelo Planejamento de Longo Prazo, até as premissas utilizadas na realização dos estudos. O plano indicativo também contém as relações dos empreendimentos hidroelétricos, termoeletrônicos, troncos de transmissão, etc., indicando seus respectivos estágios de desenvolvimento. Com as informações desta etapa do planejamento foram elaborados os programas de licitação das concessões de usinas e os programas de estudos de inventário e viabilidade.

De acordo com o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos [9], os principais objetivos do planejamento passam a ser:

- Orientar ações de governo para assegurar o fornecimento de energia de qualidade e nas quantidades demandadas pela sociedade;
- Oferecer aos agentes do mercado de energia elétrica um quadro de referência para elaboração de seus planos de investimento;
- Estabelecer, de acordo com os aspectos operacionais do sistema, a expansão mais adequada da rede elétrica de transmissão;

[4] descreve a base deste novo modelo como a mesma do modelo anterior. Entidades como ANEEL e ONS permanecem com suas mesmas funções. As principais mudanças são a constituição de dois ambientes de contratação (regulada e livre), centralizados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE - o qual substituiu o antigo MAE), e de leilões para aquisição de energia, seguindo as orientações do planejamento instituído pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2.2 Planejamento da Operação

O Brasil apresenta-se como um país de geração de energia predominantemente hídrica, o que acarreta problemas de risco hidrológico associado, como período de secas e restrições nas capacidades de armazenamento que está relacionado à grande diferença entre o crescimento do volume de água armazenada, que cresce a taxas baixas e o crescimento da capacidade instalada de armazenamento que cresce com ritmo mais acelerado. Essa capacidade de armazenamento de energia nas barragens é reduzida com o tempo, o que leva a necessidade de utilização de centrais térmicas para que o planejamento energético atenda a demanda exigida. Porém, o atendimento à demanda deve ser feito com o menor custo possível e a utilização de energia térmica implica em custos variáveis e elevados, ao contrário da energia hidráulica que possui custo praticamente igual a zero, pois a energia gerada depende apenas da energia potencial da água armazenada nos reservatórios. Então, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem como objetivo gerar o máximo de energia elétrica possível de fontes hidráulicas. Vários métodos e algoritmos vêm sendo estudados e utilizados para tentar otimizar esse sistema. Porém, a complexidade da operação está no próprio sistema devido a algumas de suas características, tais como:

- Não linearidade: As funções de custo de operação das usinas termoeletricas e as funções de produção hidráulicas são não lineares;

- Estocástico: A incerteza com respeito às vazões, aliado à incerteza com respeito a demanda fazem com que o planejamento seja um problema essencialmente estocástico;
- Grande Porte: A grande quantidade de reservatórios em cascata e a necessidade de otimização centralizada tornam o problema de grande porte;
- Não Separável: O valor da geração hidroelétrica é expresso de forma conjugada com a análise da minimização dos custos de fontes térmicas, daí o problema é classificado como não separável;

2.3 Modelagem utilizada no Brasil

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem a competência de realizar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). O planejamento da operação deve ser realizado a partir de modelos computacionais de otimização, que são testados pelos agentes responsáveis, ONS e CCEE, e validado pela ANEEL. O planejamento de médio prazo tem sido resolvido através do modelo de otimização NEWAVE. Este modelo trabalha com horizontes de até cinco anos, com discretização mensal e representação a subsistemas equivalentes com limites de interligação. Ele tem por objetivo determinar a estratégia de operação de médio prazo de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento, analisar as condições de atendimento no horizonte de médio prazo e informar as condições de fronteira por meio de funções de custo futuro para o modelo de curto prazo [10] [11]. O modelo NEWAVE é composto de quatro módulos computacionais:

- Módulo de simulação da operação: é o simulador da operação do sistema no horizonte de planejamento;
- Módulo de cálculo do sistema equivalente: é o módulo que calcula os subsistemas equivalentes de energia;
- Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmico: é o módulo que considerando as incertezas nas afluências futuras, as demandas e a indisponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão, determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes;

- Módulo de energias afluentes: nesse caso, são estimados os parâmetros do modelo estocástico e são geradas as séries sintéticas de energias afluentes;

Para simulações de curto prazo como uma semana, utilizam-se os resultados obtidos pelo NEWAVE em um novo programa, o NEWDESP. Este utiliza os resultados para uma nova otimização. Para simulações em prazos ainda mais curtos, como dias, utiliza-se o DECOMP. Dado a complexidade das atividades envolvidas no estabelecimento de um processo ótimo de geração de um conjunto de usinas hidroelétricas, várias são as abordagens e técnicas de solução que podem ser adotadas.

Uma das dificuldades de resolver o problema resultante da representação individualizada das usinas é o grande número de variáveis envolvidas e a implementação e funcionalidade das técnicas de otimização não-linear. Existem ainda outros modelos de simulação para avaliação da operação dos sistemas locais. Dentre estes modelos destacam-se: SUSI (sudeste, centro-oeste e sul), SIMONE (norte e nordeste), SHP (rio Paraíba do Sul) e SHAT (Alto Tietê) [2].

Desta forma, a modelagem utilizada nesse trabalho contempla a programação determinística, onde pode-se simular o sistema hidrotérmico brasileiro de forma confiável, criando um novo modelo para o sistema.

3 Modelagem do Sistema Hidrotérmico

Os diferentes graus de utilização das usinas hidroelétricas e termoelétricas na composição dos parques geradores permitem classificar os sistemas elétricos em três grandes grupos: termoelétricos, hidroelétricos e hidrotérmicos. Dependendo da geografia de cada país, pode haver ou não potencial hidroelétrico aproveitável. Se não houver potencial hidroelétrico aproveitável, o sistema gerador será exclusivamente termoelétrico. Se houver um aproveitamento de recursos hidroelétricos de porte, aliado à compra de energia de sistemas vizinhos resulta em um sistema de geração exclusivamente hidroelétrico. Mas na maioria dos casos encontrados em todos os países, têm-se os dois tipos de geração conjugados, formando sistemas de geração hidrotérmicos [12].

Nos dias atuais temos discutido muito a geração de energia renovável para o crescimento sustentável mundial. A energia renovável é a energia que vem de recursos naturais como sol, vento, chuva, marés e calor, que são renováveis (naturalmente reabastecidos). Em 2008, cerca de 19% do consumo mundial de energia final veio de fontes renováveis, com 13% provenientes da tradicional biomassa, que é usada principalmente para aquecimento. Esse trabalho não utilizará a energia renovável em seu sistema devido à sua baixa utilização no parque gerador brasileiro, apesar de o Brasil ter um dos maiores programas de energia renovável do mundo, porém ele se concentra em sua maior parte na geração de álcool para combustíveis.

3.1 Sistema Hidrotérmico de Geração

O objetivo da operação de um sistema hidrotérmico é determinar uma estratégia de geração em que cada usina minimize o valor dos custos operativos no período de planejamento. Como o custo basicamente se refere ao gasto de combustível das usinas termoelétricas, o problema pode ser resumido a minimizar a geração térmica ao longo do

período de planejamento.

Assim, o sistema hidrotérmico possui dois subsistemas. O primeiro deles gera energia elétrica proveniente da energia potencial da água. Dessa forma, seus custos de operação são praticamente nulos. Já o segundo, é constituído pelas usinas termoelétricas, cujos custos envolvem os combustíveis utilizados na operação das usinas, os custos de importação de energia de outros sistemas e os custos devido à falta de oferta de energia (custo de déficit). Tais custos, por sua vez, são representados por apenas uma única função quadrática.

A seguir, serão apresentados os principais parâmetros das usinas para o processo de modelagem matemática dos mesmos.

3.1.1 Modelagem de Usinas Termoelétricas

Este tipo de geração transforma a energia proveniente da queima de combustíveis como carvão, óleo bruto, nuclear, diesel, dentre outros, em energia elétrica. Sua operação consiste no aquecimento de água ou outro fluido para formação de vapor para movimentação de turbinas. Após a passagem do vapor pelas turbinas, ele é então condensado e a água retorna para a etapa inicial recomeçando o ciclo [13].

Qualquer que seja o tipo de usina termoelétrica, sua representação nos estudos de planejamento de geração é feita através de suas características físicas e restrições operativas, tais como potência máxima, combustível utilizado, entre outros.

A modelagem do parque termoelétrico visa determinar a geração de cada unidade individualmente para que atenda a uma geração total de referência a ser produzida num intervalo de tempo t , ($t=1,2,3,\dots,T$), visando um custo mínimo. No entanto, segundo [8] a função custo da operação do parque térmico é dada pela Figura 1.

Como podemos ver na Figura 1, o custo médio mensal da operação do parque térmico, $C(t)$, pode ser expresso como uma única função e que é resultado do Despacho Econômico Térmico. De acordo com [14], dado um custo marginal de operação, as usinas que tiverem um custo de operação superior terão que operar na sua capacidade mínima. As usinas que tiverem um custo inferior terão que operar na sua capacidade máxima. Essa função pode ser aproximada por uma função quadrática como em [4]. Logo, temos:

$$C(t) = \frac{E(t)^2}{2}, \quad (3.1)$$

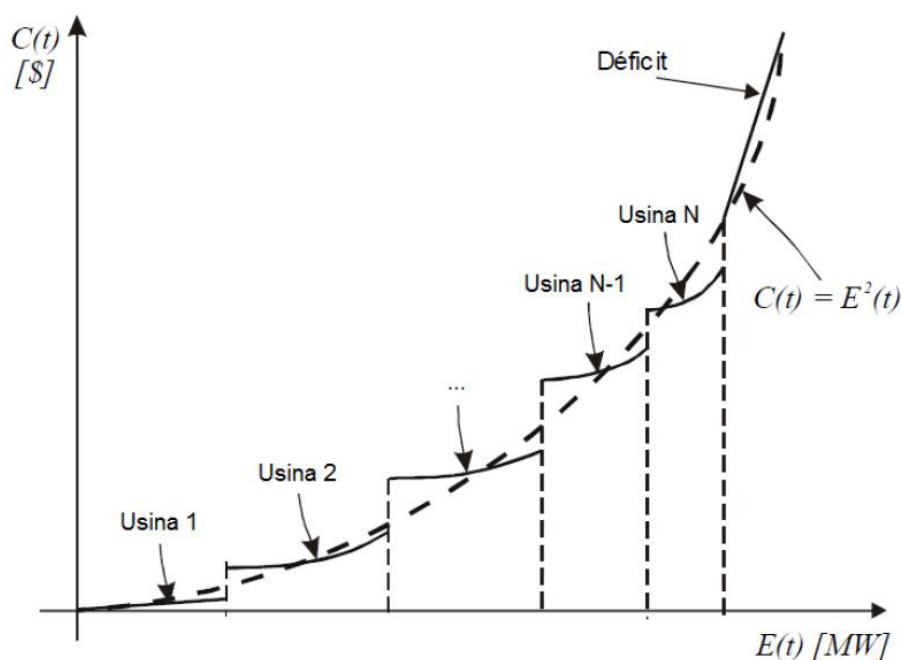


Figura 1: Curva da Função de Custo Mínimo de Operação de um Sistema Termoeletrico.

Onde $E(t)$ é a geração térmica em função do tempo.

3.1.2 Modelagem de Usinas Hidroelétricas

As usinas hidroelétricas produzem sua energia através da transformação de energia potencial hidráulica seja a partir do armazenamento de água em reservatórios (usinas de represamento) ou pela força da água atuando diretamente nas turbinas sem mudar a característica do rio (usinas a fio d'água) em energia elétrica através de geradores elétricos localizados nas casas de *máquinas*.

A partir do reservatório, a água é conduzida sob pressão através do canal de adução até o conjunto de turbinas e arranjo de máquinas existentes na *casa de máquinas*. Nesta parte da usina que é feita a transformação da energia hidráulica para energia elétrica. Em outras palavras, a água em movimento gira as pás, logo a energia cinética e a energia da pressão dinâmica desenvolvida no percurso da água através da tubulação são convertidas em energia cinética de rotação. Os geradores conectados às turbinas convertem a energia cinética em energia elétrica.

Após a passagem pela casa de máquinas, a água retorna ao rio através de canais ou dutos chamado de *canal de fuga*. Existe ainda um caminho onde a água em excesso, que não pode ser armazenada no reservatório que está em seu nível máximo, retornar ao rio.

Este caminho é realizado pelo *vertedouro*. Pode acontecer em alguns casos de utilizar-se o vertedouro para manter vazões mínimas e este caso só ocorre quando o nível de carga é baixo e as vazões turbinadas não são suficientes para satisfazer tais restrições.

Segundo [1], as principais variáveis que compõem o modelo são:

- Volume morto do reservatório, em hm^3 (x_{mor}): é o volume de água armazenado abaixo do nível mínimo do canal de adução e que não pode ser retirado do reservatório.;
- Volume mínimo operativo, em hm^3 ($x_{mín}$): é o volume mínimo necessário para que a usina possa gerar energia. Normalmente está associado à altura mínima na qual a turbina pode operar ou ao nível necessário do reservatório para manter as estruturas de adução submersas.;
- Volume máximo operativo, em hm^3 ($x_{máx}$): é o volume máximo de armazenamento do reservatório em condições normais de operação. A diferença entre os volumes máximo e mínimo recebe o nome de volume útil ($x_{útil}$);
- Volume máximo maximorum, em hm^3 ($x_{máx,máx}$): é o volume máximo extremo que o reservatório pode armazenar sem que comprometa a estrutura da barragem. Este volume é atingido somente em condições anormais de operação, por exemplo grande cheias.
- Volume de segurança, em hm^3 (x_{seg}): é a diferença entre os volumes máximo maximorum e máximo operativo. É um espaço destinado à casos de emergência;
- Vazão turbinada, em $\frac{m^3}{s}$ (q): é a vazão que efetivamente gera energia, fluindo do reservatório à casa de máquinas através do canal de adução, e fazendo com que as turbinas girem e acionem os geradores;
- Vazão vertida, em $\frac{m^3}{s}$ (v): é a vazão que flui diretamente do reservatório ao rio, através do vertedouro, sem passar pela casa de máquinas e sem gerar energia. É vista como desperdício de geração, mas às vezes é um mal necessário para que sejam satisfeitas restrições de vazão defluente mínima da usina;
- Vazão defluente, em $\frac{m^3}{s}$ (u): é a soma da vazão turbinada com a vazão vertida;

A figura 2 , apresenta o esquema de uma usina hidroelétrica e suas principais variáveis que compõem o modelo matemático.

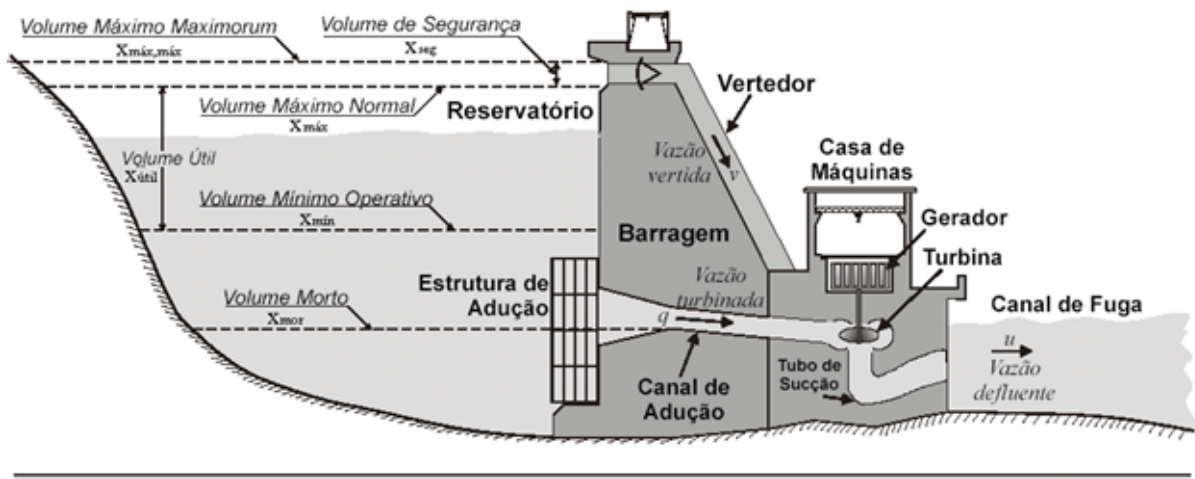


Figura 2: Esquema de uma usina hidroelétrica.

Neste trabalho, o foco principal está direcionado aos aspectos energéticos, ou seja, uma função geração na qual relaciona variáveis mensuráveis no aproveitamento da potência gerada e para desenvolver o modelo matemático da usina hidroelétrica é preciso definir, primeiramente, quais serão as entradas e as saídas do sistema [1].

Podemos então definir as seguintes variáveis de entrada e saída: o volume da água armazenada no reservatório, a vazão turbinada e a vazão vertida (variáveis de entrada) e a potência gerada (variável de saída). A figura 3 ilustra as variáveis apresentadas.

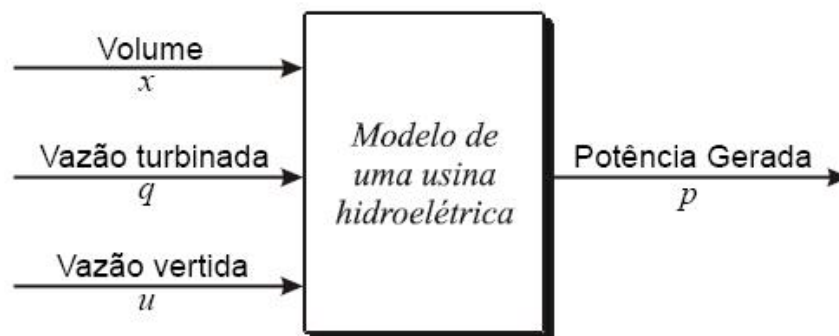


Figura 3: Modelo de uma usina Hidroelétrica.

Primeiramente, é preciso saber a quantidade de energia elétrica produzida pela usina para então obter-se a potência gerada. Porém, a energia elétrica é resultado da transformação da energia potencial de um determinado volume de água (x), ou seja, a energia é proporcional à energia potencial. Chamando a energia elétrica de e_e e a energia potencial de e_p , podemos escrever:

$$e_e \propto e_p \quad (3.2)$$

A energia potencial é dada em Joules (J), e pode ser calculada como:

$$e_p = m \cdot g \cdot h, \quad (3.3)$$

onde m é a massa do volume de água x , em kg, h é a altura efetiva à qual o volume de água cairá para produzir energia, em m , e g a aceleração da gravidade, em ($\frac{m}{s^2}$). Pode-se, entretanto, substituir a massa da água por:

$$\rho = \frac{m}{x} \longrightarrow m = \rho \cdot x \quad (3.4)$$

onde ρ é a massa específica da água dada por 1000 ($\frac{kg}{m^3}$). Então, substituindo 3.4 em 3.3, temos:

$$e_p = \rho \cdot g \cdot h \cdot x \quad (3.5)$$

Como a energia elétrica dada por e_e é diretamente proporcional a energia potencial e_p , pode-se escrever 3.2 da seguinte forma:

$$e_e = \eta \cdot e_p \quad (3.6)$$

onde η é uma constante de proporcionalidade. Contudo, essa constante é associada aos rendimentos da turbina e do gerador, podendo ser envolvida no processo de transformação de energia. Logo, substituindo a equação 3.5 em 3.6, temos:

$$e_e = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot x \quad (3.7)$$

A equação (3.7) nos diz quanta energia elétrica uma quantidade x de volume pode gerar quando passar pelas turbinas. Entretanto, o volume não é um dado normalmente especificado para a determinação da potência gerada, mas sim a sua vazão. Porém, se um volume x leva um intervalo Δt para produzir a quantidade de energia elétrica e_e , pode-se determinar a potência média dividindo-se (3.7) por Δt :

$$\frac{e_e}{\Delta t} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot \frac{x}{\Delta t}, \quad (3.8)$$

que significa a potência média. Consequentemente, o volume dividido pelo intervalo de tempo dá o fluxo médio que a água passa através da turbina, chamado de vazão turbinada.

Todavia, pode-se definir a potência instantânea fazendo o intervalo de tempo $\Delta(t)$ tender a zero, o que leva a obter:

$$p(t) = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot q(t), \quad (3.9)$$

onde todas as grandezas podem ser expressas pelas suas respectivas unidades no Sistema Internacional, ou seja, $p(t)$ em Watts, $q(t)$ em $(\frac{m^3}{s})$, g igual a $9,81(\frac{m}{s^2})$, h em m, ρ sendo $1000(\frac{kg}{m^3})$ e o rendimento η é adimensional.

A equação 3.9 é a equação base para a definição da função geração hidráulica, faltando apenas determinar a altura efetiva de queda d'água (h) e o rendimento η . A seguir, serão apresentados os valores e expressões das respectivas grandezas que serão utilizadas neste trabalho.

A altura efetiva de queda d'água (h) apresentada anteriormente é equivalente à altura de queda líquida (h_l) que será apresentada a seguir. Esse valor de altura é determinado através da diferença entre a altura de queda bruta (h_b) e a altura de perdas hidráulicas ou perdas de carga (pc).

$$h_l = h_b - pc \quad (3.10)$$

A altura de queda bruta (h_b) de uma usina hidroelétrica, é determinado pela diferença entre os níveis d'água de montante e de jusante. Para que se tenha uma referência padrão em todo o país, estes níveis são expressos em relação ao nível de referência do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), mais conhecido como "Zero do IBGE", [1].

O nível de montante (h_{mon}) é uma função não-linear do volume total de água armazenada no reservatório, x , e é expresso em hm^3 . Esta função é dependente, basicamente, do relevo da região na qual a usina está situada. O nível de jusante (h_{jus}) também é função não-linear, mas ao contrário do nível montante, é função não-linear da vazão defluente total da usina. A função do nível de jusante é dependente, basicamente, do canal de fuga da usina e das características do rio a jusante do reservatório. Esta função, geralmente, é um polinômio de quarto grau.

Existem trabalhos que consideram o nível de jusante (h_{jus}) como sendo o valor médio a jusante do reservatório, que é um dado usualmente fornecido pelas usinas. Esse valor recebe o nome de *cota média do canal de fuga (cfm)*. Neste projeto essa aproximação não foi utilizada, sendo utilizado um polinômio de quarto grau nas simulações. Para

simplificar as demonstrações seguintes, consideramos o uso do *cfm*, porém lembre-se que é apenas para simplificar os cálculos.

A determinação do nível montante (h_{mon}), é feita por meio de medições realizadas na própria barragem ou por mecanismos computacionais que sejam capazes de descrever as características da região e caracterizar modelos de hidrodinâmica. No Brasil, é adotado polinômios de até quarto grau para a representação desta função (assim como h_{jus}) e, na maioria das vezes, já é conhecida. A função h_{mon} é da seguinte forma:

$$h_{mon}(x) = a + b \cdot x + c \cdot x^2 + d \cdot x^3 + e \cdot x^4 \quad (3.11)$$

Segundo [1], um exemplo de altura de montante da usina de Emborcação no rio Paranaíba é dado por:

$$h_{mon} = 5,681 \cdot 10^2 + 1,451 \cdot 10^{-2} \cdot x + 1,203 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 + 5,831 \cdot 10^{-6} \cdot x^3 + 1,125 \cdot 10^{-15} \cdot x^4 \quad (3.12)$$

que pode ser ilustrado como mostra a figura 4:

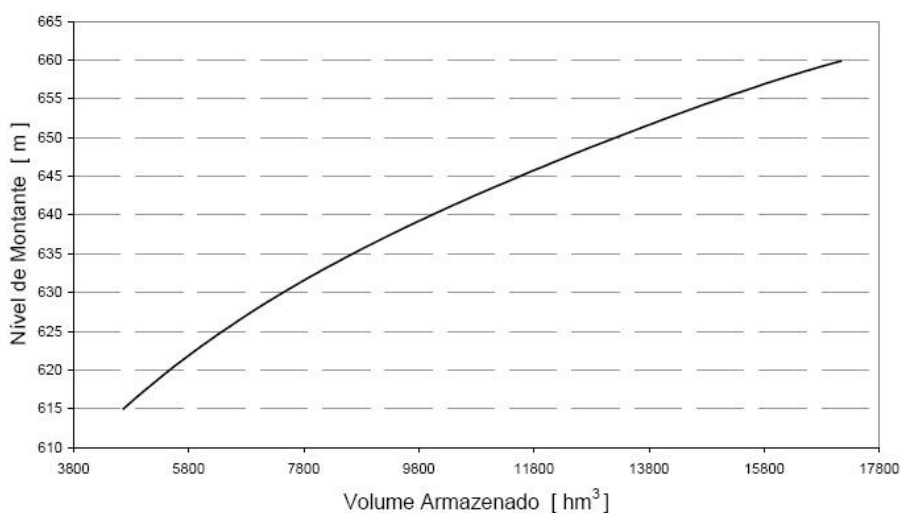


Figura 4: Nível de montante para a usina de Emborcação.

Observando este gráfico, conclui-se que a altura de montante da usina é altamente dependente do volume de água no reservatório. Quando o volume do reservatório varia de vazio para cheio, o nível de montante varia cerca de 45 metros. Esta influência do volume na queda disponível para geração é chamada de *Efeito Cota*. O efeito cota para a usina de Emborcação é de 32,6%, segundo [1], enquanto que em outras usinas, como por exemplo,

usina de Chavantes (rio Paranapanema), o efeito cota é de 12%. Analisando estes dados, verifica-se que para a usina de Emborcação, a altura de queda é bastante dependente do volume de água no reservatório, enquanto que na usina de Chavantes ela é relativamente baixo.

Voltando ao cálculo da altura de queda bruta (h_b), pode-se escrevê-la da seguinte forma:

$$h_b = h_{mon} - h_{jus} \quad (3.13)$$

Considerando que o nível de jusante (h_{jus}) utilizada para simplificar os cálculos, é a *cota média do canal de fuga* (cfm), (3.12) fica:

$$h_b(x) = h_{mon}(x) - cfm \quad (3.14)$$

Para o cálculo da altura das perdas hidráulicas (hp) ou perdas de carga (pc), tem de ser considerado a perda de energia devido ao atrito da água ao entrar em contato com as estruturas, quando ela percorre o percurso desde o reservatório, passando pelo canal de adução, até os canais da turbina. Contudo, as perdas ocorrem principalmente pelo atrito da água com as estruturas da adução, sendo que o restante é considerado, de forma indireta, no cálculo da eficiência das turbinas.

Segundo [1], existem três opções de modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro. O *modelo de perda de carga constante*, que é o mais simples, pois o valor da perda de carga é igual a um valor médio fornecido pela usina, o *modelo de carga proporcional à queda bruta* e o *modelo de carga proporcional ao quadrado da vazão turbinada*. Optou-se por utilizar o modelo de perda de carga constante por ser um valor já conhecido e de fácil implementação computacional. A equação desse modelo é dada por

$$h_p = constante \quad (3.15)$$

Relembrando a equação de altura líquida h_l (3.10) e substituindo em (3.14), tem-se:

$$h_l(x) = h_{mon}(x) - cfm - pc, \quad (3.16)$$

que representa a equação de altura líquida que será utilizada na função geração hidráulica (3.9). Entretanto, o rendimento da turbina e do gerador (η) ainda precisa ser calculado. Segundo [1], usualmente, esse rendimento é associado ao rendimento do conjunto de operação turbina/gerador. Dependendo da precisão requerida e dos dados disponíveis da

usina hidroelétrica, o rendimento pode ser modelado de diversas formas. No entanto, o rendimento é normalmente considerado constante e igual a um valor médio. Porém, o catálogo de dados apresentado pela Eletrobrás para consultas deste tipo, não é apresentado o valor médio do rendimento e sim um parâmetro chamado *produtibilidade específica* (pe).

A produtibilidade específica consiste em uma constante igual ao valor da multiplicação da aceleração da gravidade g , massa específica ρ e do rendimento η . Sendo assim, tem-se de (3.9) três constantes conhecidas: a aceleração da gravidade g , a massa específica da água ρ e o rendimento η . Então, tem-se:

$$p(t) = pe \cdot h_l \cdot q(t) \quad (3.17)$$

Com as equações desenvolvidas, pode-se implementar computacionalmente o modelo para a solução do problema de planejamento da operação de um sistema hidrotérmico.

3.2 Formulação do Modelo de Planejamento (POSH)

Em um sistema de Planejamento da Operação do Sistema Hidrotérmico (POSH), tem-se como objetivo principal a determinação, em intervalos de tempo (t) considerado (no caso desse trabalho $t = \text{meses}$), das decisões de geração para as usinas do sistema a fim de minimizar o custo esperado ao longo do tempo especificado (horizonte de planejamento). O custo de combustíveis utilizados em sistemas termoelétricos, as energias importadas de outros sistemas ou países e as penalidades devido à falta de atendimento do consumo de energia são exemplos de custo esperado.

Como o custo é dependente da demanda, quanto maior a geração hidráulica, menor a complementação com energias termoelétricas e assim menores os custos do sistema. Dessa forma, o objetivo do problema é minimizar a função custo associado à geração termoelétrica, sujeito às restrições operativas da usina hidroelétrica do parque hidrotérmico, ou seja:

$$\min \sum_{t=1}^T C(GT_t)^2 \quad (3.18)$$

s.a.

$$GT_t = D_t - GH_t \quad (3.19)$$

$$GH_t = k \cdot h_l \cdot Q_t \quad (3.20)$$

$$h_l = h_{mon} - h_{jus} - pc \quad (3.21)$$

$$V_t = V_{t-1} + \alpha \cdot (Y_{t-1} - U_{t-1}) \quad (3.22)$$

$$U_t = Q_t + Ve_t \quad (3.23)$$

$$V_{min} \leq V_t \leq V_{max} \quad (3.24)$$

$$Q_{min} \leq Q_t \leq Q_{max} \quad (3.25)$$

$$V_T = M_T \quad (3.26)$$

Sendo:

T = 12 meses;

$C(GT_t)$: custo médio mensal da geração térmica;

GT_t : geração média mensal de energia da usina térmica;

D_t : demanda ao longo do intervalo t;

GH_t : geração média mensal de energia hidroelétrica;

h_l : Altura de queda líquida;

V_t : volume armazenado ao final do intervalo t;

Y_t : vazão afluente média ao longo do intervalo t;

U_t : vazão defluente média ao longo do intervalo t;

Q_t : turbinagem ao longo do intervalo t;

h_{mon} : altura de montante da usina;

h_{jus} : altura a jusante da usina;

pc : perdas hidráulicas ou perdas de caga;

Ve_t : vertimento ao longo do intervalo t;

α : constante de proporcionalidade = 2.628;

M_T : meta de volume do reservatório ao final período;

4 *Resultados e Discussões*

A etapa inicial do trabalho consistiu na programação de um simulador implementado na plataforma MatLab (2010), o qual contém dados referentes a 9 usinas hidrelétricas do sistema nacional brasileiro. A fonte dos dados utilizados no programa é a ANEEL, que fornece o banco de dados das afluições naturais de 1931 a 1998, com discretização mensal, e as características físicas de cada usina.

A característica básica do programa é proporcionar ao usuário a escolha de uma usina específica e simular diferentes condições hidrológicas, em períodos de doze meses ou cinco anos. A demanda pode ser variada, porém optou-se por utilizar a potência nominal de cada usina como uma demanda constante do sistema. Além disso, o programa fornece ao usuário gráficos de resultados de saídas, como atendimento a demanda, volume real e percentual ótimos, dentre outros.

Neste trabalho, são apresentados apenas simulações com horizonte de cinco anos utilizando três usinas com reservatório de acumulação pertencentes ao Sudeste brasileiro como mostrado na Figura 5. As usinas de Furnas, Ilha Solteira e Marimbondo possuem suas características físicas básicas apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Dados das Usinas.

	Furnas	Ilha Solteira	Marimbondo
Potência Nominal (MW)	1304.0	3364.0	1141.2
Volume Máximo (hm^3)	22950.0	21060.0	5887.0
Volume Mínimo (hm^3)	5733.0	15532.0	627.0
Turbinagem Máxima (m^3/s)	1516.0	8421.0	3637.0
Vertimento Máximo (m^3/s)	13000.0	5485.0	8200.0

Para a análise de sensibilidade, utilizou-se um período de 12 meses conhecido como MLT (Média de Longo Termo). Para isso, utiliza-se uma média das vazões naturais de cada mês durante os 68 anos de vazões afluentes. Nesse caso específico, as usinas escolhidas foram submetidas a análise de operação a fio d'água, limitado (10% de sua capacidade) e nominal. No primeiro caso, analisa-se como as usinas de reservatório se

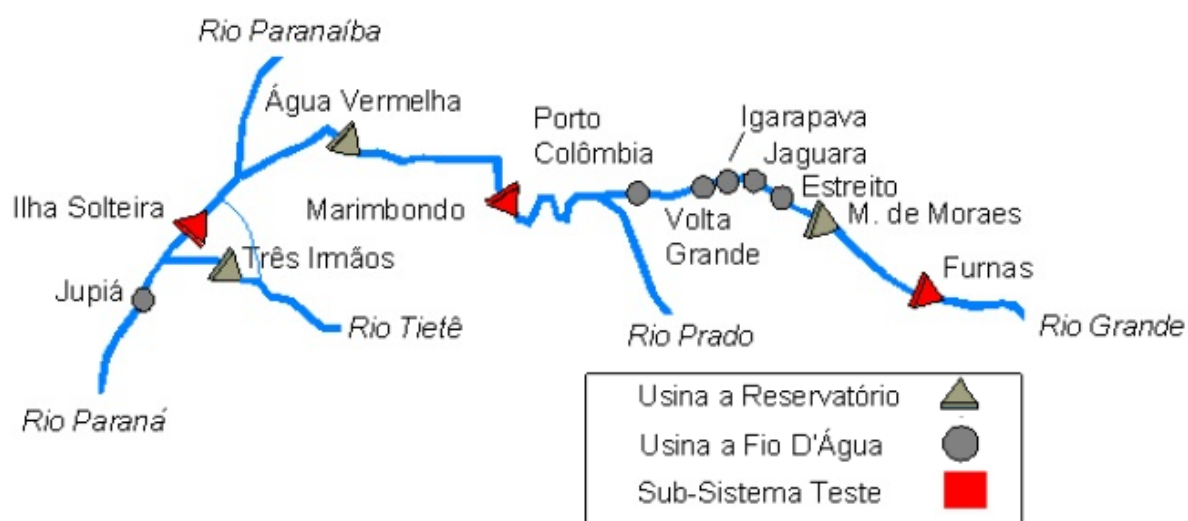


Figura 5: Usinas simuladas.

comportariam quando operam sem um reservatório de regulação. Já no segundo caso, limita-se o reservatório a 10% de sua capacidade nominal para armazenamento (volume mínimo de operação é 90% do volume máximo). No último caso, simula-se apenas a usina no modelo nominal para comparar com os outros dois modelos propostos.

4.1 Estudo de casos

Inicialmente simula-se a operação real das usinas de Furnas, Ilha Solteira e Marimbondo operando no período seco, que ocorreu entre Maio de 1951 e Abril de 1955. A Figura 6 mostra a trajetória de afluência ocorrida no horizonte de cinco anos, onde neste período houve um volume de afluência muito baixo se comparado a trajetória de todo o histórico de afluência das Usinas, principalmente entre os anos de 1952 e 1955.

Em seguida, as usinas foram submetidas aos períodos médio e úmido, que compre-

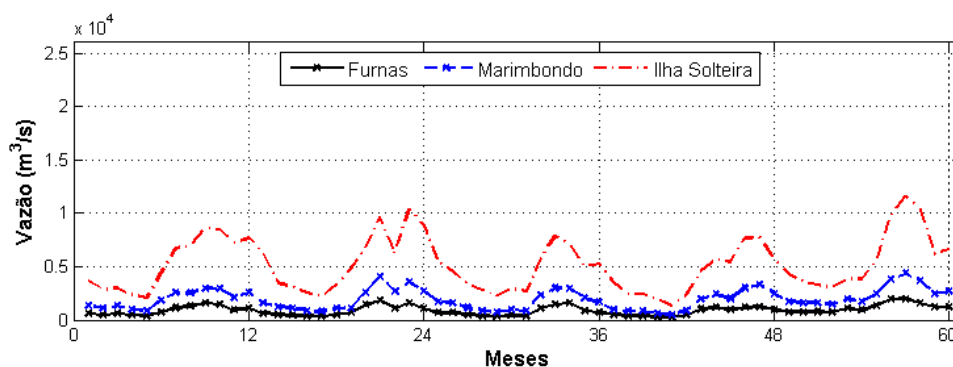


Figura 6: Afluências das Usinas entre 1951 e 1955.

endem, respectivamente, os anos entre 1972 a 1976 (Figura 7) e 1980 a 1984 (Figura 8).

4.1.1 Planejamento da usina hidroelétrica de Furnas

Analisando primeiramente a usina de Furnas e utilizando uma demanda constante de 1304 MW, tem-se as trajetórias de gerações térmicas e hidráulicas ilustradas na Figura 9, onde percebe-se que a geração térmica tem participação maior que a geração hidráulica. Conclui-se que nesse período o custo de operação do sistema será maior que em períodos normais de afluência, já que o custo de operação se reflete apenas no custo da geração térmica. Para o planejamento de qualquer período de um sistema hidrotérmico, tem-se como restrição considerar os volumes inicial e final como cheios. A Figura 10 apresenta a trajetória de volume da usina de Furnas para o período planejado. Um fato importante a se destacar é que no período crítico, 1953 a 1957, a variação do volume reservado é muito pequena [15] [16].

As trajetórias ótimas de afluência, defluência, turbinagem e vertimento estão representadas na Figura 11. Observa-se na figura a ausência de volumes vertidos como era de

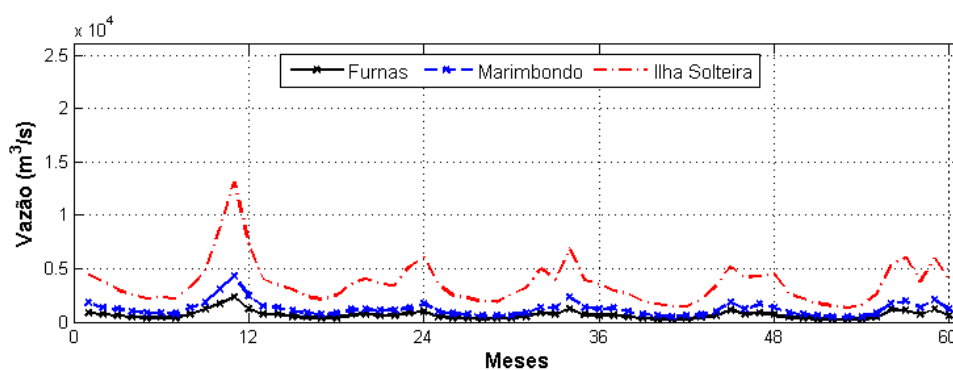


Figura 7: Afluências das Usinas entre 1972 e 1976.

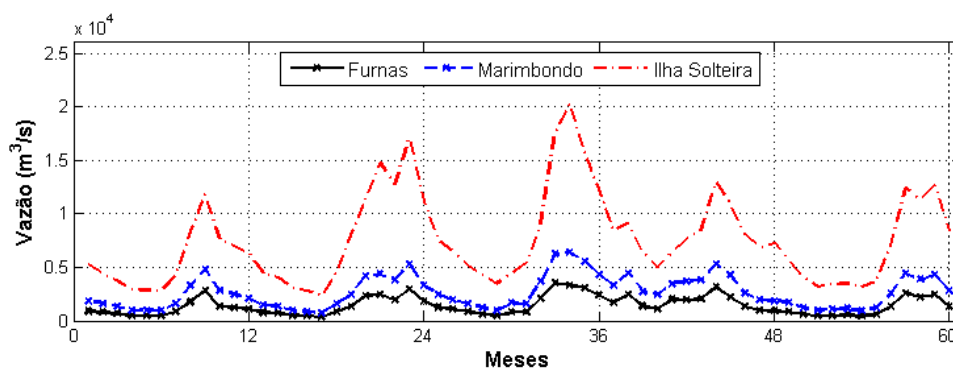


Figura 8: Afluências das Usinas entre 1980 e 1984.

se esperar devido ao fato deste período ter um volume de afluência baixo.

Após verificação do planejamento para o período seco, foi simulado a usina operando na década de 70, mais especificamente entre 1972 e 1976, que é considerado um período de afluências normais, ou seja, que estão dentro da média histórica. Para esse horizonte de planejamento, a Figura 12 ilustra a simulação do planejamento de geração térmica e hidráulica necessário para atender a demanda.

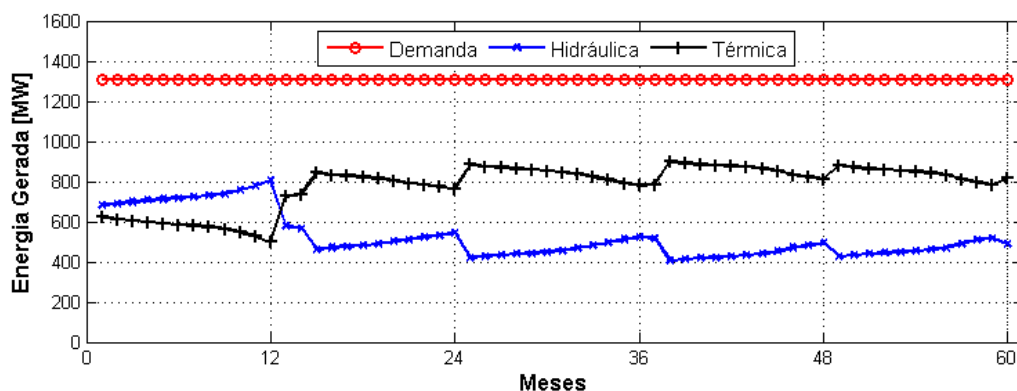


Figura 9: Atendimento à Demanda da usina de Furnas entre 1951 e 1955.

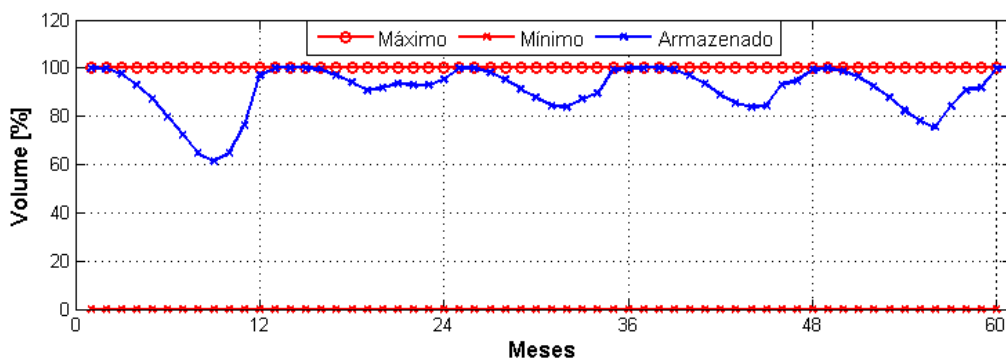


Figura 10: Trajetória de Volume da usina de Furnas entre 1951 e 1955.

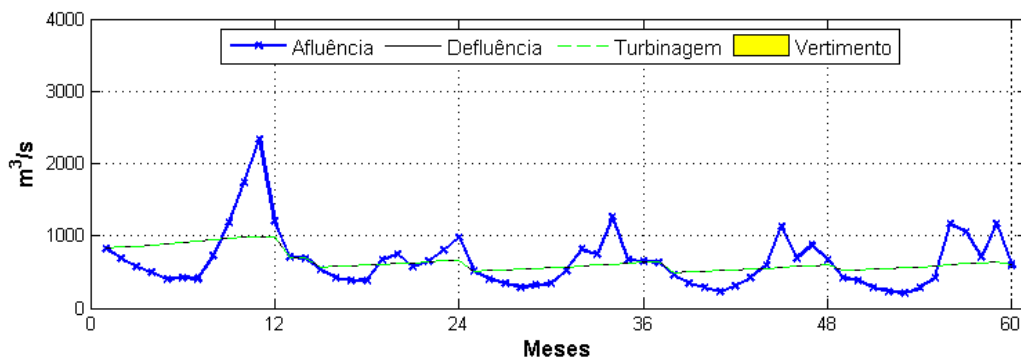


Figura 11: Trajetória Ótima de Operação da usina de Furnas entre 1951 e 1955.

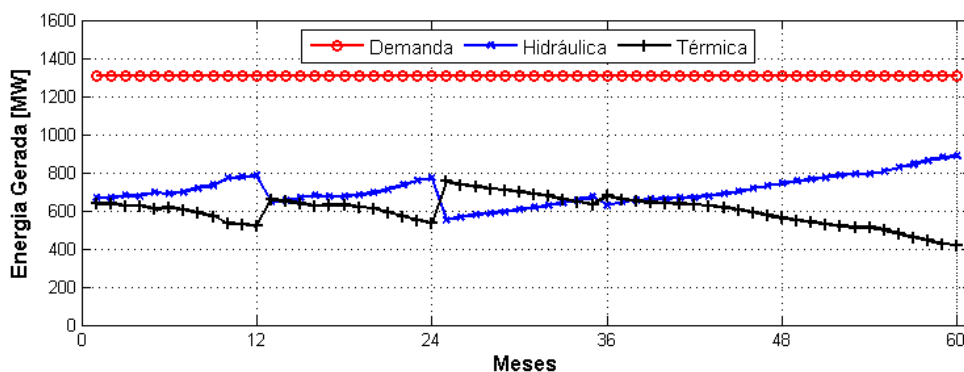


Figura 12: Atendimento à Demanda da usina de Furnas entre 1972 e 1976.

Nota-se na Figura 12 que a geração hidráulica não consegue gerar durante todo o período mais energia do que a geração térmica. Esse ponto influi diretamente no custo final de operação do sistema. Esse período em que a geração térmica foi superior é devido ao período de seca ocorrido em 1974, como pode-se ver na Figura 13. Verifica-se ainda que em um período normal, a usina de Furnas não verte (vide Figura 14).

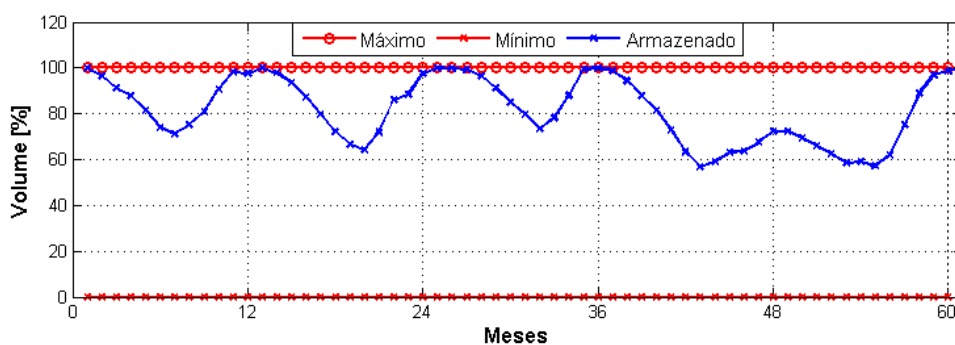


Figura 13: Trajetória de Volume da usina de Furnas entre 1972 e 1976.

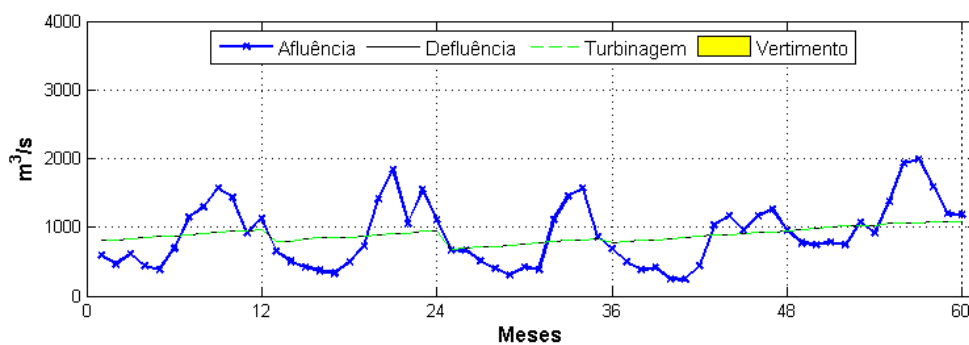


Figura 14: Trajetória Ótima de Operação da usina de Furnas entre 1972 e 1976.

Em contraste com a década de 50 e 70, será mostrado outra simulação referente a década de 80, época considerada anormal pois teve média hidrológica acima da média

completa (1931 a 1998). As Figuras 15 a 17 ilustram os resultados obtidos.

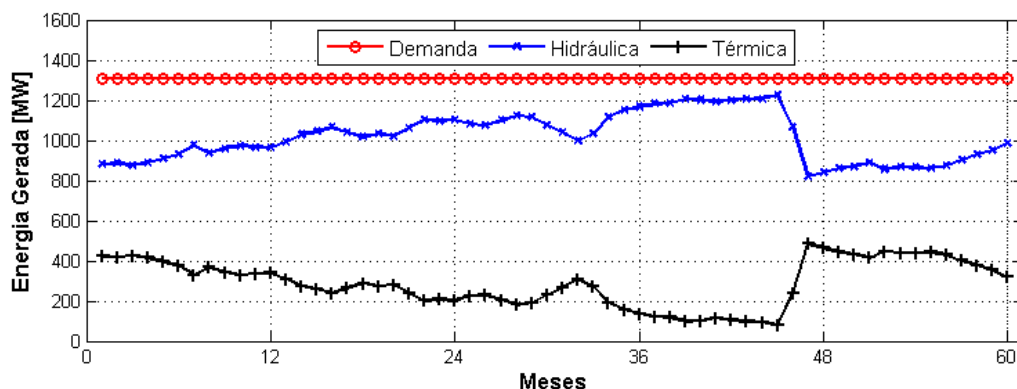


Figura 15: Atendimento à Demanda da usina de Furnas entre 1980 e 1984.

Na Figura 15, são ilustradas as trajetórias de gerações térmicas e hidráulicas. É fácil perceber que a geração hidráulica tem um nível médio superior ao térmico, principalmente entre 1980 e 1983. Observa-se ainda que no final do ano de 1983 a geração hidráulica supri quase toda a demanda exigida.

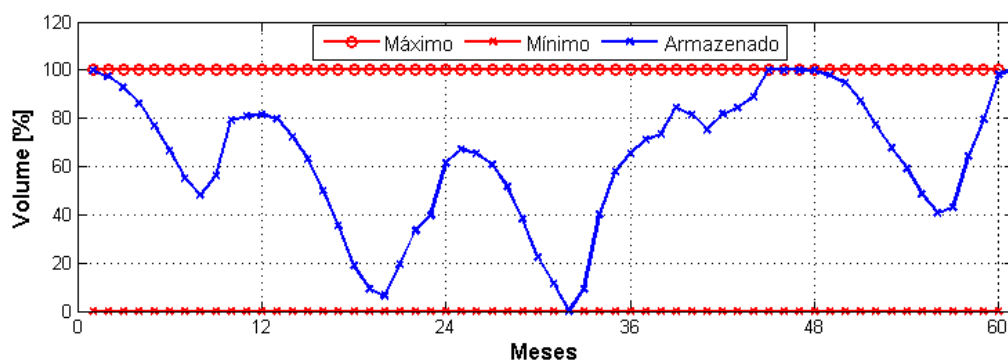


Figura 16: Trajetória de Volume da usina de Furnas entre 1980 e 1984.

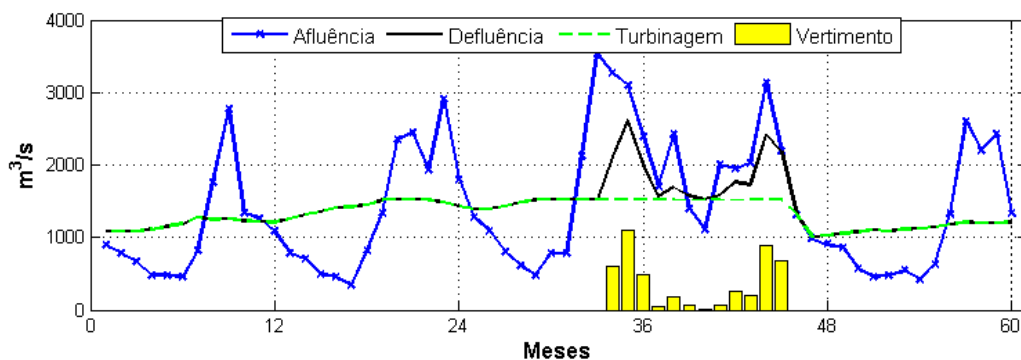
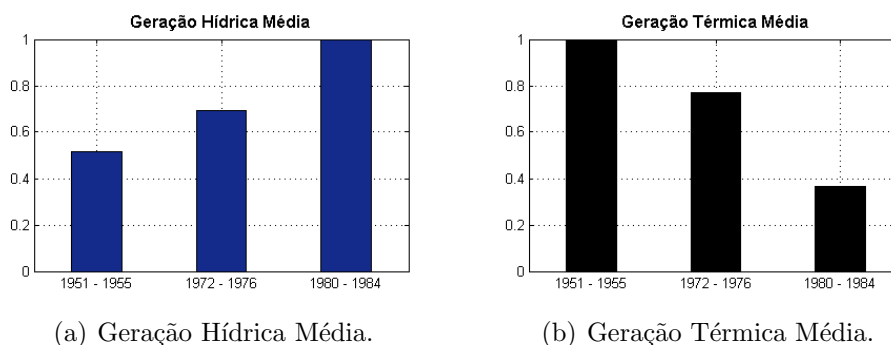


Figura 17: Trajetória Ótima de Operação da usina de Furnas entre 1980 e 1984.

Pela Figura 16, observa-se na trajetória de volume uma grande variação no volume do reservatório, que é devido à grande afluência no período. Um fato importante a ser observado está no comportamento do reservatório entre 1981 e 1982, onde o reservatório operou em seu volume mínimo por duas vezes. A explicação para esse fato é que se há previsão de muita chuva em um período, deve-se gerar o máximo de energia hidroelétrica para quando iniciar o período de chuvas, ser possível encher o reservatório. Com base nessa informação e com a ilustração da Figura 17, tem-se os trajetos ótimos de operação no período.

Pode-se notar que no final de 1982 e início de 1983, há vertimento no reservatório mesmo com o sistema otimizado. Isso significa um prejuízo futuro já que a água vertida poderia ser utilizada para reduzir a geração térmica e conseqüentemente diminuir os custos da operação, porém sem o vertimento o reservatório poderia ultrapassar o volume máximo maxímorem, ou o volume máximo extremo que o reservatório pode armazenar sem comprometer a estrutura da barragem. Um outro fato importante deve ser observado. O modelo utilizado apresenta problemas no vertimento, pois o reservatório começa a verter antes do volume estar no máximo. Esse fato não prejudica completamente o resultado porque o volume de água será tão grande no reservatório que esse pequeno vertimento não influencia nos resultados. A correção do vertimento está em andamento, mas o leitor deve estar ciente que uma usina não deve verter antes do volume chegar ao máximo.

Na comparação de Geração Hídrica (Figura 18a) e Térmica (Figura 18b) para os períodos simulados, vê-se que com o aumento da afluência há um aumento da geração hídrica, reduzindo o custo de operação do sistema como mostrado na Figura 19.



(a) Geração Hídrica Média.

(b) Geração Térmica Média.

Figura 18: Gerações Hídricas e Térmicas Médias.

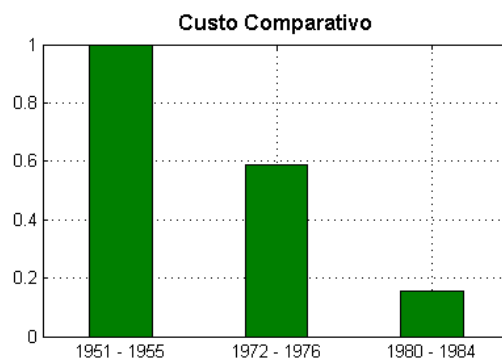


Figura 19: Comparativo de Custos de Operação para a usina de Furnas .

4.1.2 Planejamento da usina hidroelétrica de Marimbondo

A usina de Marimbondo encontra-se a Jusante da usina de Furnas e recebe afluentes dos rios Grande e Prado, o que justifica ter uma vazão anual maior que Furnas. Primeiramente será analisada a usina operando no período seco.

A Figura 20 mostra os trajetos ótimos de geração hídrica e térmica para atender a demanda constante de 1141.2 MW. Pode-se notar uma grande variação entre as gerações no período o que acarreta em um aumento de custo de operação.

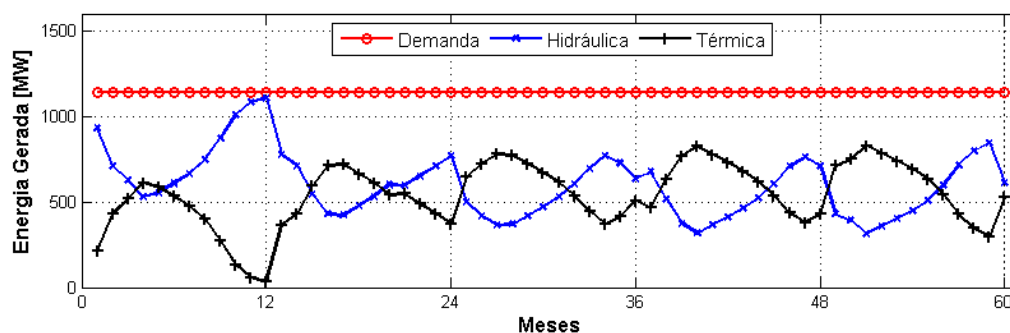


Figura 20: Atendimento à Demanda da usina de Marimbondo entre 1951 e 1955.

Observa-se na Figura 21 a representação da trajetória do volume percentual da usina. Como tentativa de mater o custo baixo, a usina reduz pouco seu volume já que o esperado de chuvas para o período é baixo, reduzindo as variações da geração térmica. Pode-se observar na Figura 22, como já esperado, que não há vertimento no período seco da usina de Marimbondo.

Para o período de 1972 a 1976, a usina de Marimbondo já começa a demonstrar um alto poder de geração hídrica. Como pode ser visto na Figura 23, a geração hídrica pode ser considerada predominante no horizonte de planejamento simulado.

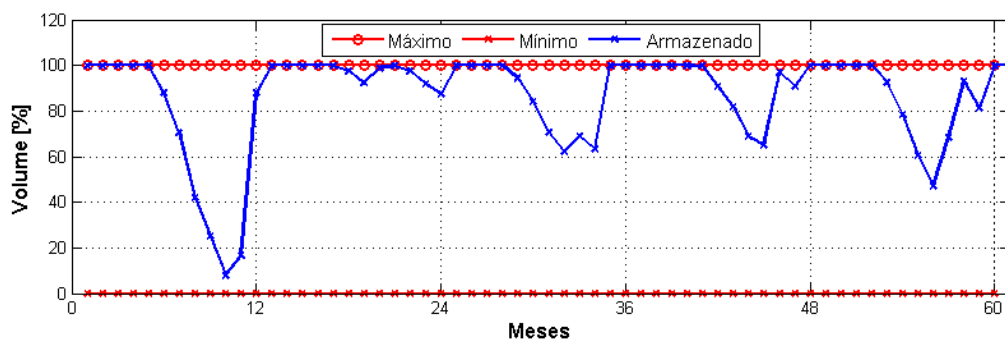


Figura 21: Trajetória de Volume da usina de Marimbondo entre 1951 e 1955.

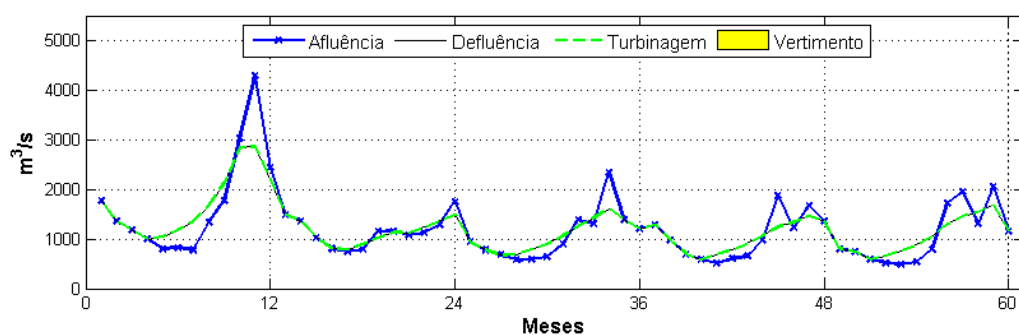


Figura 22: Trajetória Ótima de Operação da usina de Marimbondo entre 1951 e 1955.

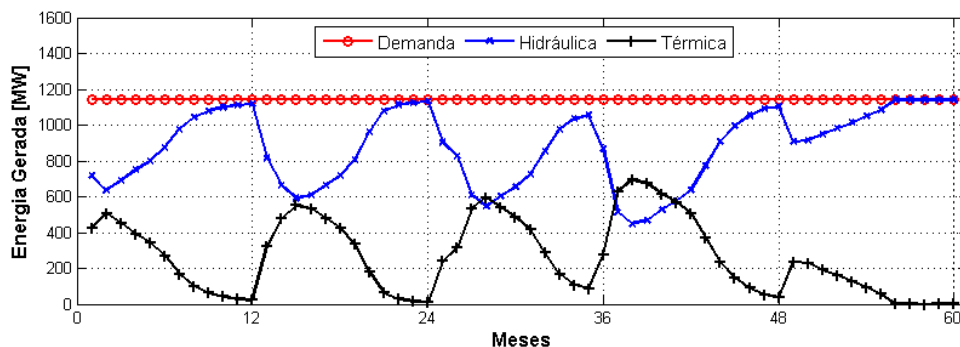


Figura 23: Atendimento à Demanda da usina de Marimbondo entre 1972 e 1976.

Nota-se-se na Figura 24 que a usina de Marimbondo atinge por duas vezes o volume mínimo para operação, o que demonstra a capacidade de atender a demanda do período sem comprometer a geração nos anos seguintes. Deve-se observar que há no final do período hidrológico de 1976 um pequeno vertimento (ver Figura 25).

Finalmente, simulando a usina de Marimbondo para o período úmido, ocorrido entre 1980 e 1984, tem-se na Figura 26 que a geração hídrica é maior em todos os pontos do horizonte do planejamento. Devido a essa alta afluência, a usina por diversas vezes opera em com seu volume no mínimo (ver Figura 27) para receber as vazões futuras e evitar

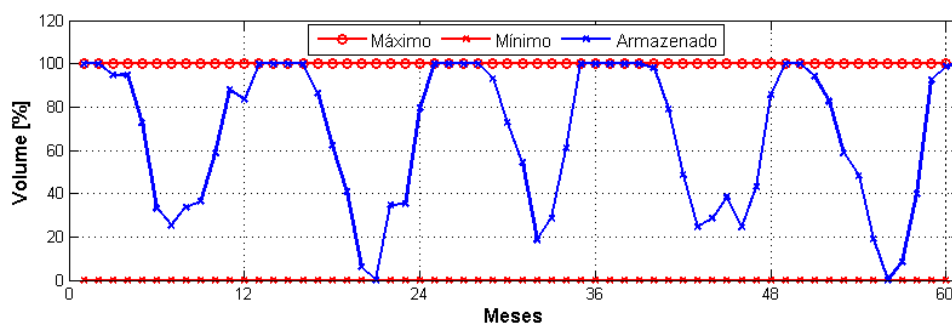


Figura 24: Trajetória de Volume da usina de Marimbondo entre 1972 e 1976.

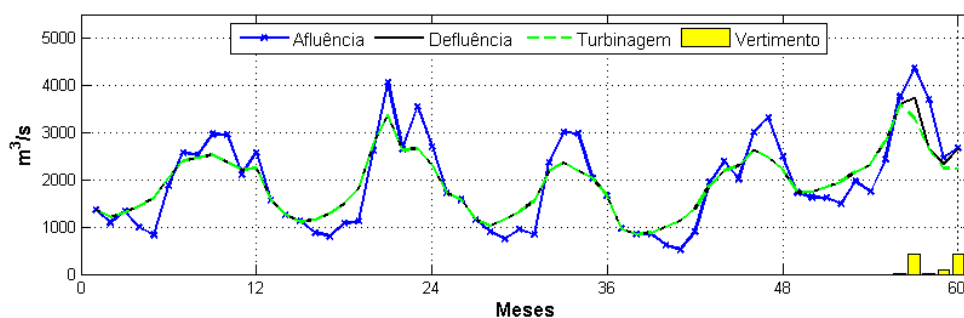


Figura 25: Trajetória Ótima de Operação da usina de Marimbondo entre 1972 e 1976.

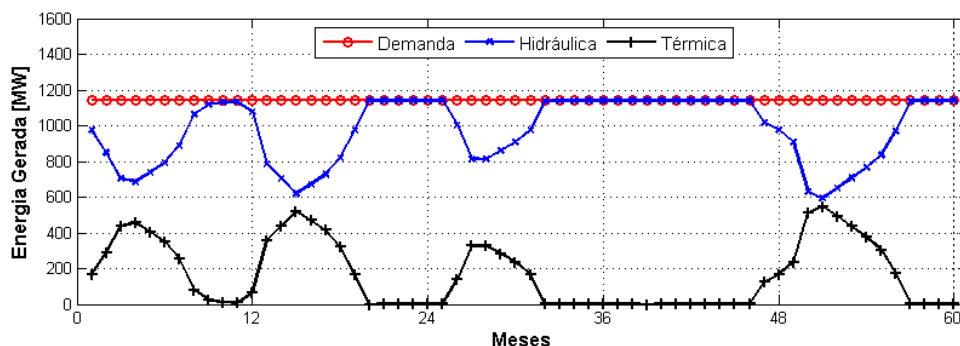


Figura 26: Atendimento à Demanda da usina de Marimbondo entre 1980 e 1984.

o vertimento. Porém, a Figura 28 mostra que mesmo trabalhando diversas vezes com o volume no mínimo, a quantidade de água recebida das chuvas é tão alta que deve-se verter para não comprometer a estrutura da usina. Novamente encontramos o problema do vertimento, que começa antes do reservatório possuir volume máximo.

Da mesma forma ocorrida com a usina de Furnas, para a comparação de Geração Hídrica (Figura 29a) e Térmica (Figura 29b) para os períodos simulados, vê-se que com o aumento da afluência há um aumento da geração hídrica, reduzindo o custo de operação do sistema como mostrado na Figura 30.

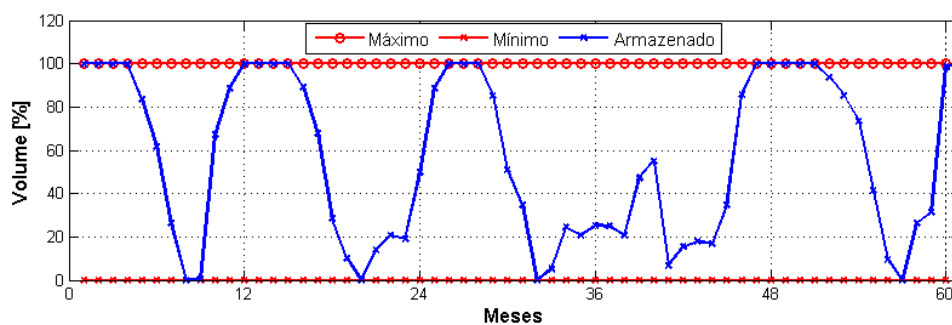


Figura 27: Trajetória de Volume da usina de Marimbondo entre 1980 e 1984.

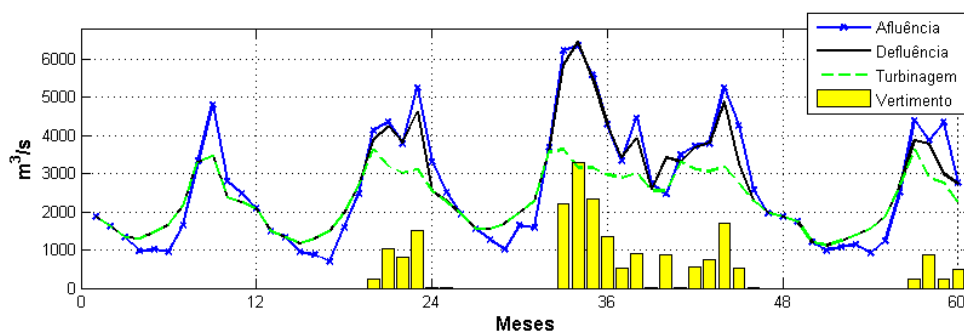
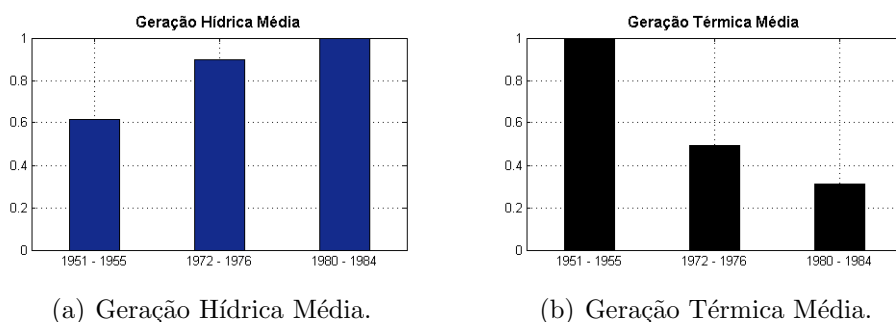


Figura 28: Trajetória Ótima de Operação da usina de Marimbondo entre 1980 e 1984.



(a) Geração Hídrica Média.

(b) Geração Térmica Média.

Figura 29: Gerações Hídricas e Térmicas Médias.

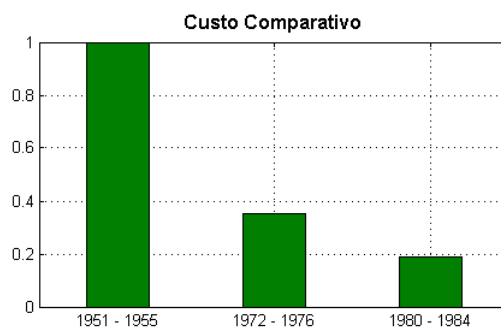


Figura 30: Comparativo de Custos de Operação para a usina de Marimbondo .

4.1.3 Planejamento da usina hidroelétrica de Ilha Solteira

A usina de Ilha Solteira por receber as vazões dos rios Grande e Paranaíba (ver figura 5), possui uma afluência maior comparada as outras usinas estudadas. As trajetórias de

geração térmica e hidráulica para o mesmo período seco simulado para a usina de Furnas, estão representadas na Figura 31.

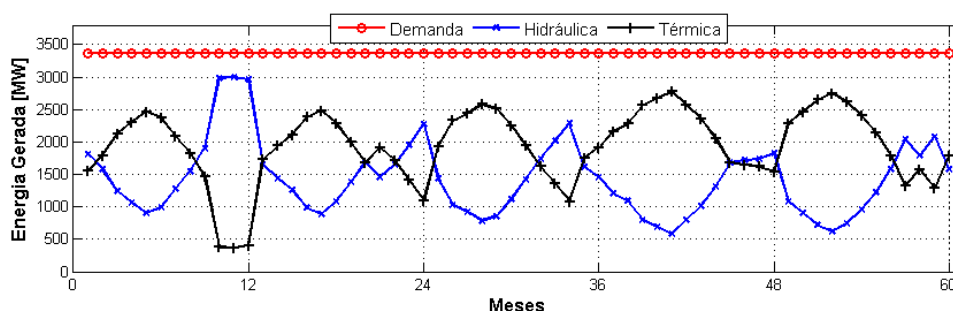


Figura 31: Atendimento à Demanda da usina de Ilha Solteira entre 1951 e 1955.

Observa-se na Figura 31 uma grande variação entre geração térmica e hidráulica. Essa variação se deve à tentativa do sistema de diminuir o aumento da geração térmica. A Figura 32 ilustra a trajetória do volume do período seco, onde pode-se perceber a tentativa manter o reservatório cheio, mesmo com a pequena afluência ocorrida no período simulado.

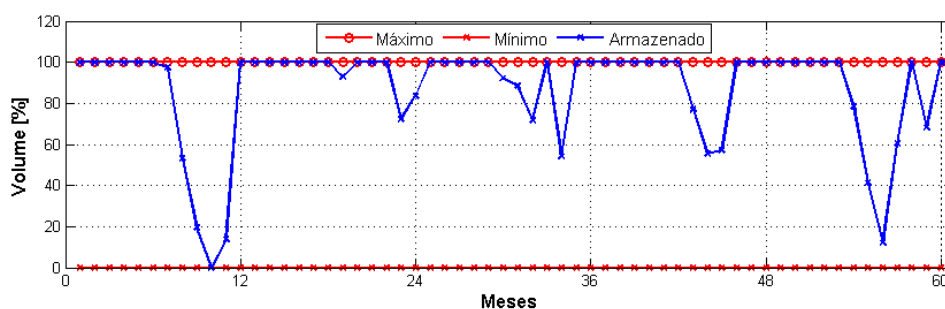


Figura 32: Trajetória de Volume da usina de Ilha Solteira entre 1951 e 1955.

As trajetórias ótimas do período está representada na Figura 33, onde observa-se em 1951, um vertimento devido às chuvas que ocorreram anteriormente.

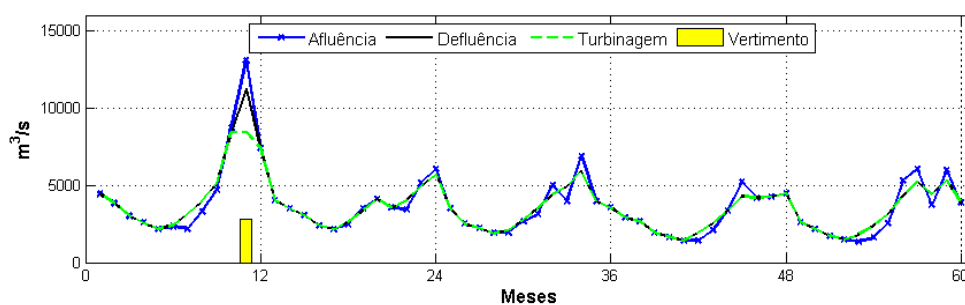


Figura 33: Trajetória Ótima de Operação da usina de Ilha Solteira entre 1951 e 1955.

A década de 70 é considerada um período com afluências normais. A Figura 34 ilustra a geração térmica e hidráulica para o período de 1972 a 1976.

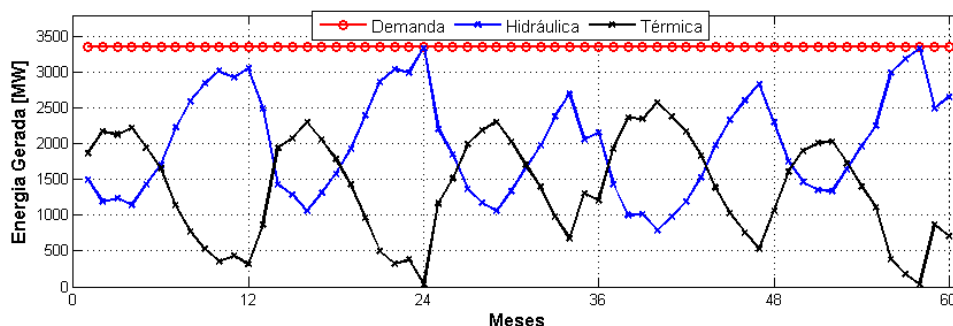


Figura 34: Atendimento à Demanda da usina de Ilha Solteira entre 1972 e 1976.

É importante notar na Figura 34 que por duas vezes a usina de Ilha Solteira consegue suprir toda a demanda apenas com energia hidráulica. A trajetória de volume percentual do reservatório está representada na Figura 35.

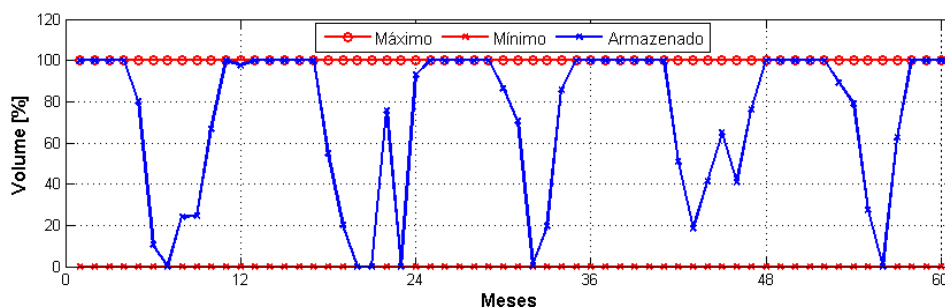


Figura 35: Trajetória de Volume da usina de Ilha Solteira entre 1972 e 1976.

Nota-se que a usina de Ilha Solteira mantém seu reservatório cheio durante alguns meses no período de chuvas. O planejamento realiza essa manobra para que a usina opere em sua máxima capacidade no período de seca. A trajetória ótima de operação da usina de Ilha Solteira encontra-se na Figura 36. É importante notar que mesmo em um período considerado normal a usina de Ilha Solteira precisa verter parte da água para não desestabilizar sua estrutura.

Em uma última análise, foi simulada a usina de Ilha Solteira para o período úmido ocorrido entre 1980 e 1984. Mais adiante, pode-se ver que essa usina especificamente tem durante seu histórico um vertimento considerável. Primeiramente, a Figura 37 apresenta o atendimento a demanda para o período úmido. Nota-se que a partir de 1982 há predominância de geração hídrica, o que era esperado devido a alta afluência ocorrida.

A trajetória do volume no período úmido está representada na Figura 38. Nota-se

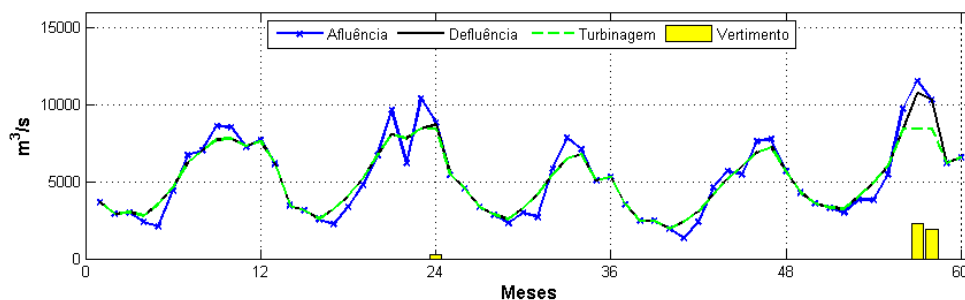


Figura 36: Trajetória Ótima de Operação da usina de Ilha Solteira entre 1972 e 1976.

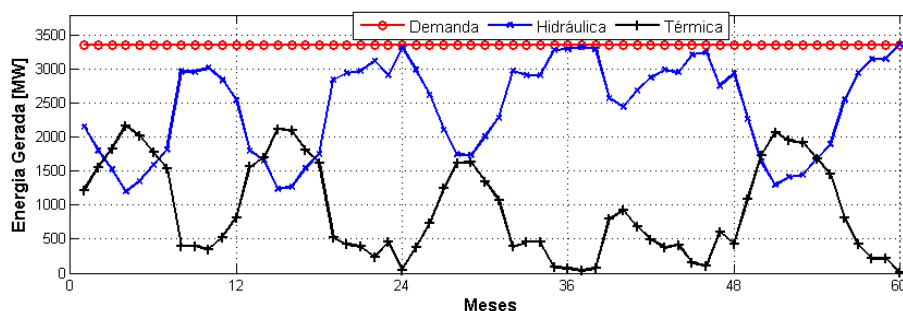


Figura 37: Atendimento à Demanda da usina de Ilha Solteira entre 1980 a 1984.

a predominância de volume cheio durante o horizonte de planejamento, o que justifica a alta geração hídrica e o alto vertimento ocorrido, como pode ser visto nas Figuras 37 e 39. Nota-se na Figura 39 um grande vertimento na usina de Ilha Solteira para o período úmido, se compararmos com as outras usinas.

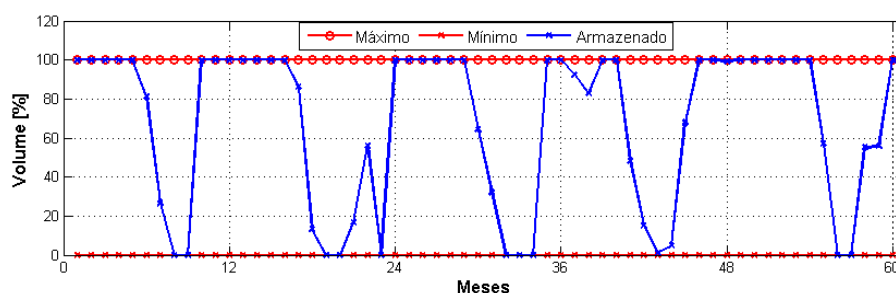


Figura 38: Trajetória de Volume da usina de Ilha Solteira entre 1980 a 1984.

Após a simulação da usina de Ilha Solteira, pode-se observar a comparação de gerações hídricas e térmicas e o custo de operação para cada período. Nas Figuras 40a e 40b, vê-se que com o aumento da fluência há um aumento da geração hídrica, reduzindo o custo de operação do sistema como mostrado na Figura 41.

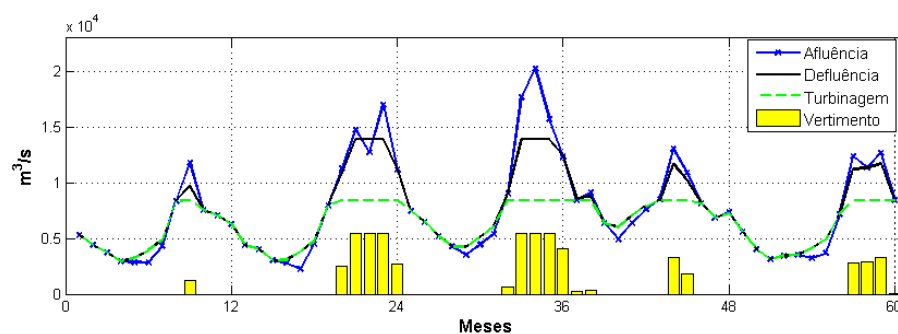


Figura 39: Trajetória Ótima de Operação da usina de Ilha Solteira entre 1980 a 1984.

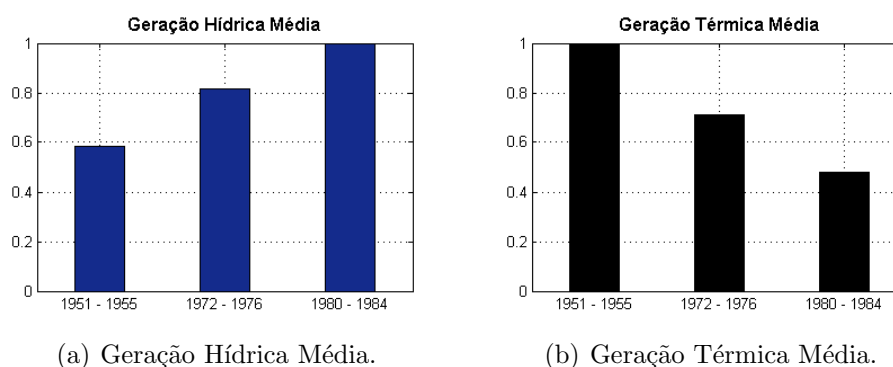


Figura 40: Gerações Hídricas e Térmicas Médias.

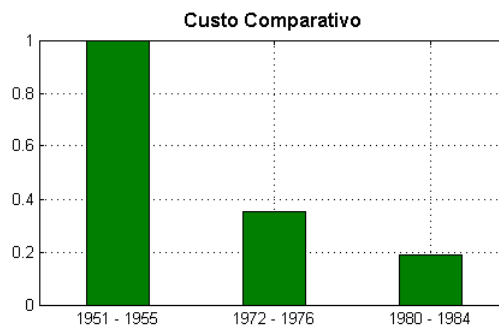


Figura 41: Comparativo de Custos de Operação para a usina de Ilha Solteira.

4.2 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade procura determinar o efeito de uma variação de um determinado item no seu valor total. Pode ser um instrumento útil em diferentes áreas para determinar a importância de uma variável sobre o resultado final de outra. Após o estudo de casos das três usinas, é importante analisar como o custo da operação de um sistema hidrotérmico varia com sua capacidade de regulação. Para não ficar repetitivo, a simulação foi realizada com a usina de Furnas, onde três regimes de operação do reservatório foram simulados. O primeiro é regime a Fio d'água (FDA), ou seja, os reservatórios não tem capacidade de regulação e na modelagem faz-se o volume mínimo de operação igual

ao volume máximo de operação (volume útil nulo). Em seguida, as simulações visam descobrir o comportamento para o reservatório limitado (LMT) a 10% de sua capacidade nominal (volume mínimo igual a 90% do volume máximo) e o comportamento para o regime nominal (NOM).

Em todos os casos as características da usina foram mantidos e as análises foram divididas em dois períodos. No primeiro, considera-se 80% da MLT, um período menor do que a média dos meses. Em seguida, considera-se 120% da MLT, representando um período chuvoso. Os resultados obtidos foram validados comparando com os resultados do trabalho [15]. Lembrando que a MLT (Média de Longo Termo) é a média de aflúncias de cada mês durante os 67 anos de dados utilizados. A Figura 42, representa a MLT da usina de Furnas e para as simulações serão utilizadas 80% e 120% da MLT.

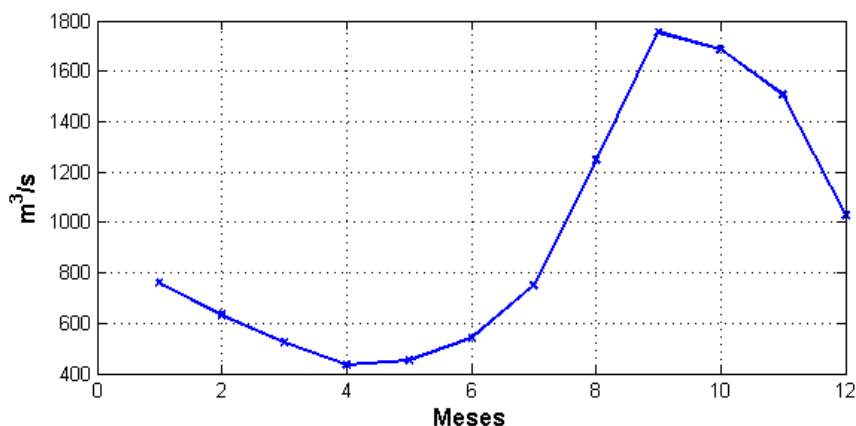
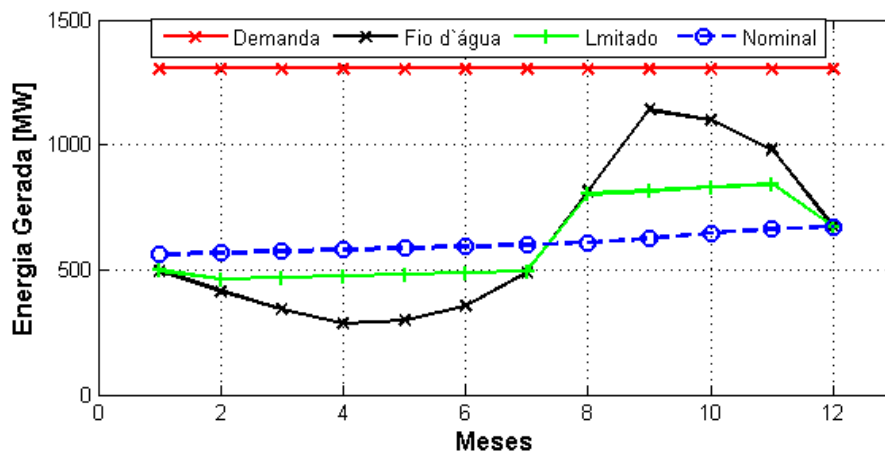


Figura 42: Média de Longo Termo da usina de Furnas.

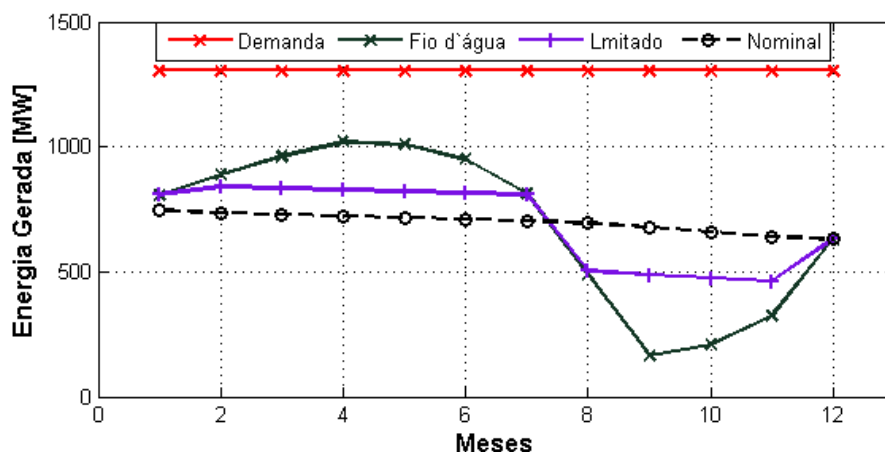
Nas Figuras 43a e 43b, têm-se as trajetórias de geração térmica e hidráulica para o período com aflúncia 20% menos da MLT. Comparando todos os três regimes simulados, observa-se que a operação a Fio d'água opera seguindo a trajetória da aflúncia do período pois nesse modelo, a usina deve turbinar e verter quando necessário toda a aflúncia do período por não possuir um reservatório de regulação. Já no modelo limitado, observa-se um comportamento próximo do linear no início e fim da simulação, porém entre os meses 7 e 8 ocorre um aumento expressivo da geração hídrica, formando uma rampa. Essa mudança ocorre quando o nível do reservatório atinge o mínimo para a operação. Uma última análise pode ser feita com a operação nominal, onde não há variações das gerações hídricas e térmicas, apenas após a metade do ano há um pequeno aumento da geração hídrica.

Na Figura 44, tem-se as trajetórias de volume da usina de Furnas para MLT 20% menor. Como o regime a Fio d'água (FDA) não possui reservatório de regulação, nota-se que

o volume permanece em 100% durante todo o período. Como observado anteriormente, no oitavo mês o regime limitado atinge seu mínimo operativo, provocando a rampa nas gerações térmicas e hídricas (Figuras 43a e 43b). Para esse período simulado não foi observado vertimento para os modelos simulados.



(a) Atendimento a Demanda Hídrica.



(b) Atendimento a Demanda Térmica.

Figura 43: Gerações Hídricas e Térmicas para o atendimento a demanda para 80% da MLT.

Após a análise da MLT 20% menor, tem-se a seguir a simulação para um período 20% maior da MLT. Nas Figuras 45a e 45b, são apresentadas as trajetória de gerações térmica e hídricas para os três regimes. Percebe-se que o modelo a Fio d'água segue inicialmente a trajetória de afluência. Após o mês oitavo há uma estabilização na geração hidráulica devido ao fato desta geração alcançar o limite de turbinagem. Novamente, o modelo nominal da usina apresenta uma trajetória sem grandes variações e com geração hídrica sempre maior que a térmica, o que não ocorre com o modelo limitado, que após o oitavo mês, há um aumento da geração hídrica pois o reservatório atinge o mínimo operativo.

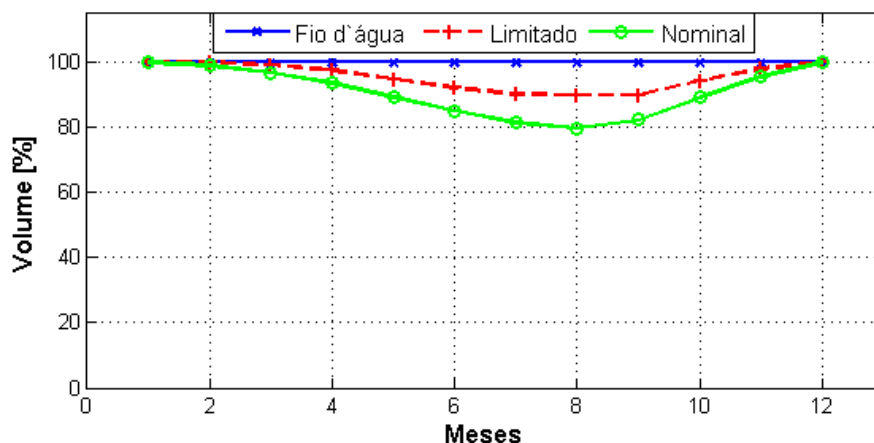
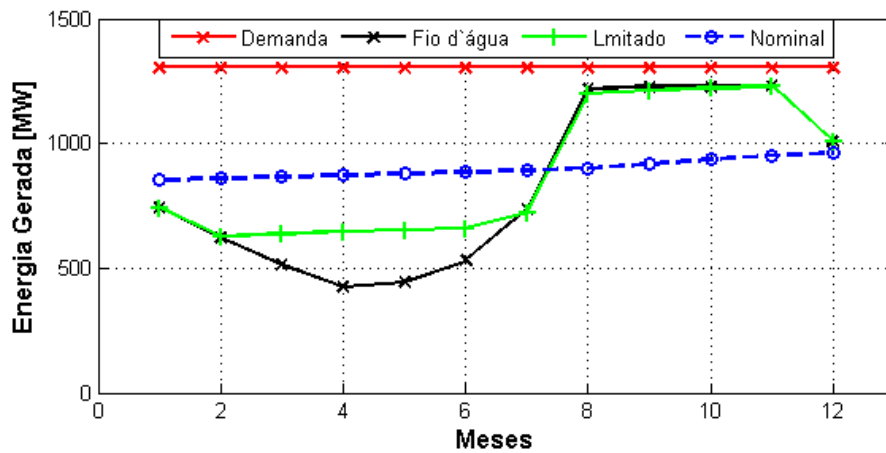


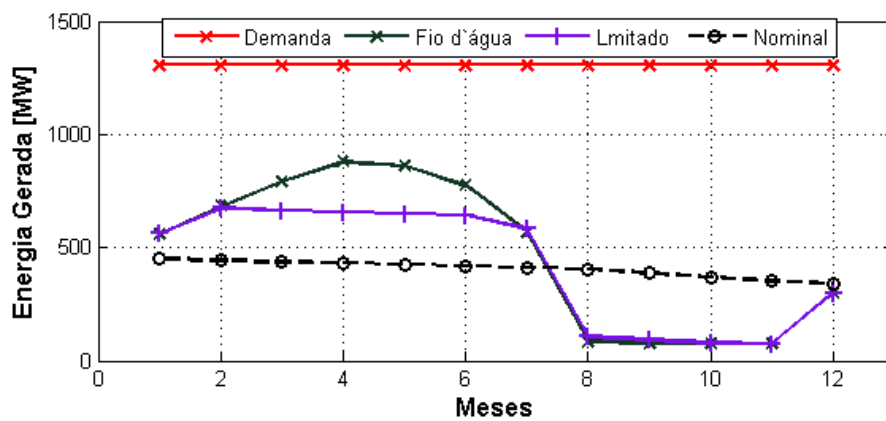
Figura 44: Trajetória dos Volumes da usina de Furnas para 80% da MLT.

A Figura 46 apresenta a trajetória dos volumes da usina de Furnas para o período 20% maior da MLT. Pode-se observar que ao atingir a turbinagem máxima, os regimes a Fio d'água (FDA) e Limitado (LMT) necessitam verter para não comprometer a estrutura da barragem.

Finalmente com as Figuras 47 a e 47b pode-se estabelecer a comparação de custos ao longo do horizonte planejado. Os custos foram normalizados segundo a seguinte forma: o maior custo foi tomado como base, com valor unitário, e os demais foram obtidos proporcionalmente. As barras 1, 2 e 3 representam a geração a Fio d'água (FDA), reservatório limitado (LMT) e nominal (NOM), respectivamente. Observa-se, que a geração otimizada é cerca de 14% (MLT 80%) e 52% (MLT 120%) mais econômica em relação a operação menos econômica.



(a) Atendimento a Demanda Hídrica.



(b) Atendimento a Demanda Térmica.

Figura 45: Gerações Hídricas e Térmicas para o atendimento a demanda para 120% da MLT.

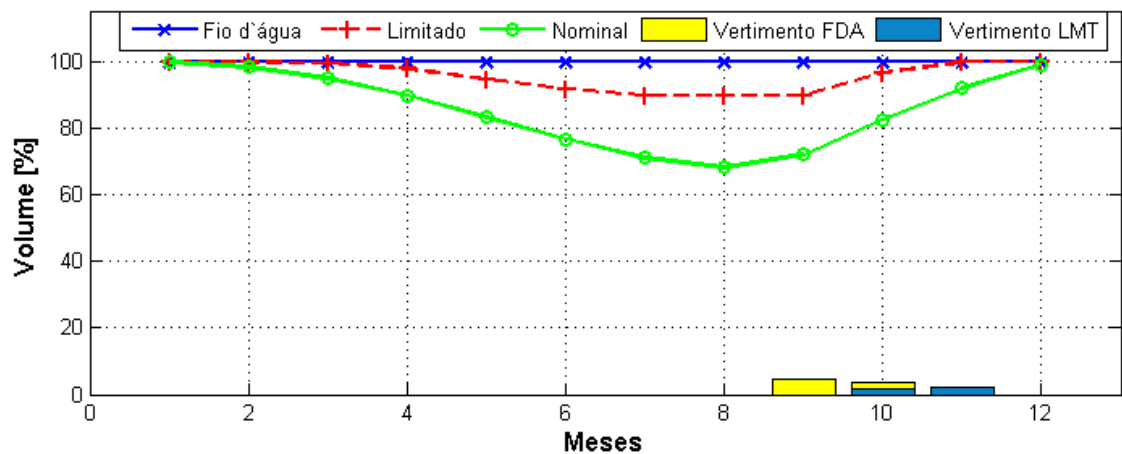
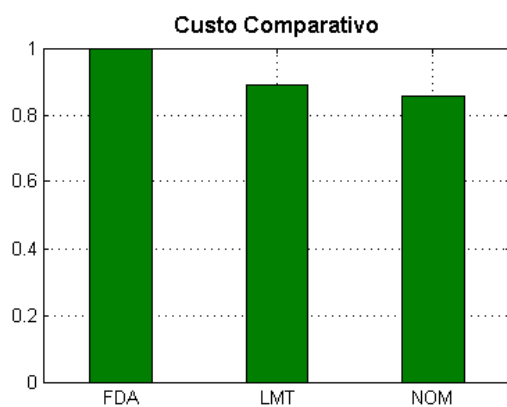
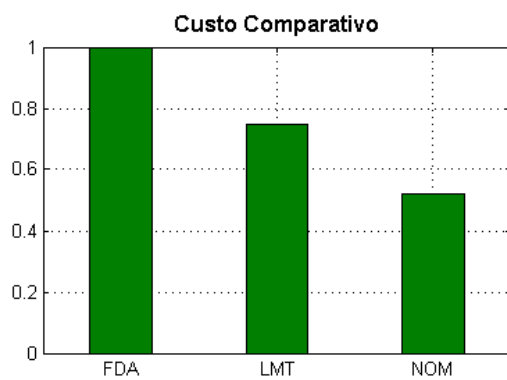


Figura 46: Trajetória dos Volumes da usina de Furnas para 120% da MLT.



(a) Comparativo de Custos (MLT 80%).



(b) Comparativo de Custos (MLT 120%).

Figura 47: Comparativo de Custos (MLT 80% e MLT 120%).

5 *Conclusões*

O presente trabalho apresentou um estudo com comportamento ótimo de diferentes sistemas hidrotérmicos de potência, sendo eles: usina de Furnas, Marimbondo e Ilha Solteira. Em uma primeira análise, variou-se a afluência do sistema composto por apenas uma usina hidroelétrica em conjunto com um parque termoelétrico. Foram simulados três períodos históricos previamente conhecidos (seco, normal e úmido) e com isso foi possível concluir que devido ao comportamento da geração térmica ao longo do horizonte de planejamento ser semelhante ao comportamento dos custos de operação do sistema, a variação desses custos é uma função da capacidade de regulação do mesmo, ou seja da capacidade dos reservatórios. Um ponto importantíssimo está no problema do vertimento nas simulações. Esse problema não interfere nos resultados de custo, porém deve-se ressaltar que o vertimento só deve iniciar-se quando o volume estiver no máximo. Esse problema está sendo causado pela equação 3.22, onde em vez de defluência, deve-se usar turbinagem.

Em uma segunda análise, foi realizado um teste de sensibilidade onde foi possível comparar a usina de Furnas operando como uma usina a Fio d'água, com reservatório limitado em 90% e Nominal, que possibilitou um comparativo entre preços do custo de operação. Em todos os casos o menor custo operativo para o sistema foi à operação nominal.

Com os conhecimentos aqui adquiridos, é interessante verificar em novos projetos, por exemplo, o comportamento das três usinas operando em cascata, que consiste em simular um parque hidrotérmico operando em conjunto. Outro ponto interessante será analisar os resultados com a demanda variável.

Referências

- [1] FILHO, D. da S. *Uma Nova Abordagem ao Dimensionamento Eletro-Energético de Usinas Hidroelétricas para o Planejamento da Expansão da Geração*. Tese (Doutorado) — Engenharia Elétrica, USP, São Carlos, SP, 2002.
- [2] SECHI, J. *Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, 2004.
- [3] OLIVEIRA, G. G. *Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas*. Dissertação (Mestrado) — Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, SP, 1993.
- [4] CASTRO, M. A. de A. *O Planejamento da Operação Energética no Contexto Desregulamentado: Estudo Crítico e Novas Abordagens*. Dissertação (Mestrado) — Engenharia Elétrica, USP, São Carlos, SP, 2006.
- [5] SACCHI, R. et al. Economics principles of the hydrothermal power systems operation. In: *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. Rio de Janeiro - RJ: [s.n.], 2004. v. 1, p. 1–8.
- [6] CASTRO, M. A. de A. *Otimização Aplicada ao Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.], 2006.
- [7] AZEVEDO, A. T. de; OLIVEIRA, A. R. L. de; FILHO, S. S. Modelo de otimização a usinas individualizadas para o planejamento energético da operação via métodos de pontos interiores. In: *XXXVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. Gramado - RS: [s.n.], 2005. v. 1, p. 1–12.
- [8] SCARCELLI, R. de O. C.; CASTRO, M. A. de A. Análise de sensibilidade entre regras de operação de sistemas hidrotérmicos de potência baseada na capacidade de regulação. In: *VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. São Paulo - SP: [s.n.], 2010. v. 1, p. 1–12.
- [9] CRMSE, C. de Revitalização do Modelo do S. E. *Documento de Apoio a Resumo do Marco Regulatório Brasileiro*. [S.l.], 2002.
- [10] CASTRO, M. A. de A.; ANDRADE, M. G.; CARNEIRO, A. A. F. M. O planejamento energético Ótimo de médio prazo com representação individualizada das usinas hidrelétricas. In: *XVI Congresso Brasileiro de Automática*. Salvador - BA: [s.n.], 2006. v. 1, p. 1–6.
- [11] TOSCANO, A. E. *Comparação entre os Modelos NEWAVE e ODIN no Planejamento Energético do Sistema Interligado Nacional*. Dissertação (Mestrado) — Engenharia Elétrica, Unicamp, SP, 2009.

-
- [12] FORTUNATO et al. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. [S.l.]: EDUFF, 1990.
- [13] SCARCELLI, R. de O. C. et al. Estudo comparativo entre regras de operação de sistemas hidrotérmicos de potência. In: *XVII Congresso Brasileiro de Automática*. Bonito - MS: [s.n.], 2010. v. 1, p. 1–6.
- [14] LYRA, C.; TAVARES, H.; SOARES, S. F. *Modelling and optimization of hydrothermal generation scheduling*. [S.l.], 1984.
- [15] SCARCELLI, R. de O. C. *Estudo Comparativo entre Regras de Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. [S.l.], 2010.
- [16] MASUKAWA, F. T. *Estudo do Comportamento Operativo Ótimo de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. [S.l.], 2008.