

JOÃO EDUARDO GONÇALVES LOPES

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS HIDROENERGÉTICOS

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Engenharia.

São Paulo
2001

JOÃO EDUARDO GONÇALVES LOPES

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS HIDROENERGÉTICOS

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Área de Concentração:
Engenharia Civil – Recursos Hídricos

Orientador:
Prof Dr Mario Thadeu Leme de Barros

São Paulo
Maio/2001

Lopes, João Eduardo Gonçalves
Otimização de Sistemas Hidroenergéticos. São Paulo, 2001.
85p.

Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e
Sanitária.

1. Otimização 2. Sistemas Hidroenergéticos 3. Sistemas de
Reservatórios I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária II. t

À minha família

Agradecimentos

Aos professores, amigos e orientador da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo pela formação profissional.

Aos amigos do DAEE - Departamento de Águas e Energia Elétrica pela iniciação profissional.

Aos amigos da CESP - Companhia Energética de São Paulo pela maturidade profissional.

Aos amigos da Duke Energy, Geração Paranapanema pela colaboração.

A todos que direta ou indiretamente colaboraram na execução deste trabalho.

Sumário

Lista de Figuras	ii
Lista de Tabelas	iv
Lista de Variáveis	v
Resumo	vi
Abstract	vii
1. Introdução	1
2. Estado da Arte	3
3. O Problema de Otimização de Sistemas Hidroenergéticos	10
3.1. Equacionamento Geral	10
3.2. Programas de Otimização	17
4. Estudo de Caso – Sistema Paranapanema	18
4.1. Características Físicas do Sistema Paranapanema	18
4.2. Análise das Séries Hidrológicas	21
5. Análise de Diferentes Funções Objetivo para Operação Hidroenergética	26
6. Análise de Regras para Deplecionamento de Sistemas Hidroenergéticos com Diferentes Configurações Espaciais	37
6.1. Análise de Reservatórios em Paralelo	43
6.2. Análise de Reservatórios em Série	46
7. Análise da Otimização de Longo Período com o modelo SisOpt	51
7.1. Aplicação do SisOpt para Planejamento	52
7.2. Aplicação do SisOpt para Programação da Operação	59
7.3. Comparação com Dados Observados	61
8. Aplicação da Otimização em Tempo Real	63
9. Conclusões	66
Referências Bibliográficas	71

Lista de Figuras

- Figura 3.1.- Ilustração de uma Usina Hidroelétrica
- Figura 3.2. – Representação de um Sistema Hidroenergético
- Figura 4.1. – Mapa com localização das usinas
- Figura 4.2 – Mapa das áreas de drenagem das usinas
- Figura 4.3. – Perfil do rio Paranapanema
- Figura 4.4 – Distribuições das séries naturais de Capivara
- Figura 5.1 – Séries medianas mensais de aflúências incrementais das usinas
- Figura 5.2 - Solução inicial Fio d'água
- Figura 5.3 – Maximizar produção
- Figura 5.4 – Minimizar complementação de energia
- Figura 5.5 – Maximizar lucro sobre energia secundária
- Figura 5.6 – Curvas de geração para cada função objetivo
- Figura 5.7 – Maximizar produção com quartil úmido
- Figura 5.8 – Minimizar complementação de energia com quartil úmido
- Figura 5.9 – Maximizar lucro sobre energia secundária com quartil úmido
- Figura 5.10 – Maximizar produção com quartil seco
- Figura 5.11 – Minimizar complementação de energia com quartil seco
- Figura 5.12 – Maximizar lucro sobre energia secundária com quartil seco
- Figura 6.1 – Esquema de usina hidroelétrica
- Figura 6.2 – Relação entre Queda e Armazenamento
- Figura 6.3 – Ilustração de diferentes fatores frH com volumes e quedas iguais
- Figura 6.4 – Configurações de sistemas de reservatórios
- Figura 6.5 – Planilha para otimização do sistema
- Figura 6.6 – Gráficos da operação em balanço
- Figura 6.7 – Gráficos da operação otimizada com fatores iguais
- Figura 6.8 – Variação do volume e geração com redução do frH
- Figura 6.9 – Variação do volume e geração com aumento do frH
- Figura 6.10 – Gráficos da operação em Balanço com reservatórios em série
- Figura 6.11 – Operação Otimizada com fatores iguais (reservatórios em série)
- Figura 6.12 – Operação Otimizada com redução de frH no 2º reservatório (em série)
- Figura 6.13 – Operação Otimizada com aumento de frH no 2º reservatório (em série)
- Figura 6.14 – Operação Otimizada com redução de frH no 3º reservatório (em série)
- Figura 7.1. – Tela de entrada do modelo SisOpt
- Figura 7.2. – Resultados da otimização no período 1938/57

Figura 7.3. – Resultados da otimização no período 1977/96

Figura 7.4. – Curvas de permanência da geração e volumes no período 1977/96

Figura 7.5. – Curvas de trajetórias de volume e curvas guia dos reservatórios

Figura 7.6. – Curvas de trajetórias de geração e curvas guia dos reservatórios

Figura 7.7. – Resultados da otimização no período abril-1999/março-2004

Figura 7.8. – Gráficos de comparação entre a operação observada e otimizada

Figura 8.1. – Vazões afluentes incrementais

Figura 8.2. – Resultados da otimização comparados com solução fio d'água

Lista de Tabelas

- Tabela 4.1 – Dados do sistema Paranapanema
- Tabela 4.2. – Estatística das séries de vazões médias mensais
- Tabela 4.3. – Aumentos percentuais nas séries hidrológicas após 1970
- Tabela 5.1. – Vetor de preços mensais atribuídos a energia secundária
- Tabela 5.2 – Resultados da aplicação de diferentes funções objetivo com afluência mediana
- Tabela 5.3 – Resultados da aplicação de diferentes funções objetivo com quartil úmido
- Tabela 5.4 – Resultados da aplicação de diferentes funções objetivo com quartil seco
- Tabela 6.1 – Fatores de redução de queda dos principais reservatórios de acumulação brasileiros
- Tabela 6.2 – Resultados dos testes em paralelo
- Tabela 6.3 – Resultados dos testes em série variando o segundo reservatório
- Tabela 6.4 – Resultados dos testes em série variando o terceiro reservatório
- Tabela 6.5 – Resultados dos testes em série variando o primeiro reservatório
- Tabela 7.1 – Resumo dos resultados da otimização de longo período
- Tabela 7.2. – Curvas guia de volume dos reservatórios
- Tabela 7.3. – Curvas guia de geração dos reservatórios
- Tabela 7.4. - Comparação entre a operação observada e otimizada (abr/1999-Mar/2001)
- Tabela 8.1. –Decisões recomendadas para meses a frente
- Tabela 8.2. – Resultados da otimização

Lista de Variáveis

- $I_{i,t}$ = vazão afluente durante mês t no reservatório i (m³/s)
 $R'_{i,t}$ = vazão turbinada durante o mês t no reservatório i (m³/s)
 $R''_{i,t}$ = vazão vertida durante o mês t no reservatório i (m³/s)
 $S_{i,t}$ = armazenamento do reservatório no fim do mês t no reservatório i (hm³)
 $\xi_{i,t}$ = produtividade durante o mês t no reservatório i (MW/(m³/s))
 \bar{P}_i = capacidade das turbinas no reservatório i (MW)
 ID_i = índice de disponibilidade das máquinas no reservatório i (adimensional)
 d_t = demanda de energia durante o mês t (MWmédio)
 nd_t = número de dias do mês t
 i = índice da usina
 t = índice do mês
 k = índice de usinas à montante da usina i
 $H_{i,t}$ = nível montante do reservatório i durante mês t (m)
 $HT_{i,t}$ = nível jusante do canal de fuga durante mês t no reservatório i (m)
 $q_{i,t}$ = vazão defluente média (m³/s), incluindo turbinada e vertida (i.e., $R' + R''$)
 η_i = rendimento médio total da usina i considerando a faixa média de operação dos conjuntos turbina-gerador e perda de carga dos circuitos hidráulicos (MW/(m³/s)/m)
 g = 9,81 = aceleração da gravidade (m/s²)
 ρ_{ea} = 10⁻³ = peso específico da água (kg/cm³)
 D = demanda superior a capacidade do sistema (MW)
 Eas_t = Energia assegurada do sistema durante o mês t (Mwmédio)
 $Ea_{i,t}$ = Energia assegurada da usina i durante o mês t (Mwmédio)
 p_t = preço da energia durante o mês t (R\$/MWh)
 frH = fator de redução da queda (adimensional)
 H_{max} = queda máxima com o reservatório cheio em metros
 H_{min} = queda mínima com reservatório vazio em metros

Resumo

A dissertação trata da aplicação de técnicas de programação não linear para otimização da operação de sistemas hidroenergéticos. Foi analisado o desempenho de diferentes funções objetivo para a otimização energética, assim como de regras para deplecionamento de sistemas hidroenergéticos com configurações em paralelo e em série. Neste caso, foi utilizado um sistema hipotético de reservatórios para permitir maior adequação do sistema aos conceitos que foram testados. O sistema Paranapanema foi escolhido como caso de estudo. Para esta bacia discutem-se aspectos ligados às séries hidrológicas, que constituem o principal dado de entrada do processo de otimização. A aplicação ao sistema Paranapanema foi efetuada com otimização de períodos de até 20 anos. Foram definidas novas regras baseadas na observação dos resultados da otimização de longo período e também apresentados padrões de variação da geração e dos volumes dos reservatórios. Foram feitas comparações com a operação real observada. Apresentou-se uma aplicação à operação de tempo real, que define políticas de operação para curto prazo. Essa aplicação tem horizonte de 12 meses, partindo-se do mês atual e considerando cenários futuros baseados em prognósticos climáticos. Os resultados mostram que a partir das regras definidas é possível ter um entendimento do processo de otimização. Os padrões de variação da geração e dos volumes auxiliam na elaboração de políticas de operação. Dessa forma se tem uma visão abrangente da otimização de um sistema hidroenergético considerando os resultados da otimização dentro de um ciclo sazonal conjuntamente com as implicações da otimização de longo período.

Abstract

An application analysis of nonlinear programming is developed for hydropower systems optimization. The Paranapanema system is chosen like case study and treats aspects tied to hydrological series, that constitute the main input of optimization process. Different objective functions performance are analyzed for the hydropower optimization. It analyzes rules for emptying of hydropower reservoirs with configurations in parallel and in series. In this case a hypothetical system is used to allow larger system adaptation to the concepts that are tested. An application to the Paranapanema system is made, working with periods optimization of up to 20 years. New rules are defined based on the observation of the results of long period optimization. Also variation standards of power generation and reservoirs volumes are introduced. Comparisons with the observed operation are made. An application to real time operation is made, that defines operation policies for short term. This application has horizon of 12 months, departing of the current month and considering future scenarios based on climate prediction. The results show that is possible to have an optimization process understanding from the defined rules. The generation and volumes variation standards assist in the operation policies elaboration. Thus it has a general vision of hydropower system optimization, considering the results of optimization inside seasonal cycle jointly with the optimization long period implications.

1. Introdução

O objetivo desta dissertação é desenvolver análises da aplicação de técnicas de programação não linear para otimização da operação de sistemas hidroenergéticos de reservatórios.

Este tema é de grande interesse para a engenharia de recursos hídricos brasileira, uma vez que mais de 90% da nossa energia elétrica provem da água. Além disso, as técnicas operacionais utilizadas são, em geral, baseadas em simulações. São enormes os benefícios proporcionados pelos modelos de otimização, principalmente nas áreas econômicas, pelo aumento da eficiência, e ambientais, pelo melhor uso da água. É também um tema de grande interesse acadêmico. Os últimos trabalhos feitos na EPUSP, no tema Análise de Sistemas Aplicada a Recursos Hídricos, trouxeram importantes contribuições acadêmicas.

O texto inicia com uma pesquisa bibliográfica, apresentando o estado da arte no assunto. O capítulo 3 apresenta o equacionamento do problema de otimização de sistemas hidroenergéticos. O capítulo 4 apresenta o sistema Paranapanema escolhido como caso de estudo e discute aspectos ligados às séries hidrológicas, que constituem o principal dado de entrada do processo de otimização.

O capítulo 5 analisa o desempenho de diferentes funções objetivo para a otimização energética, complementando o equacionamento geral do capítulo 3. A apresentação de novas funções objetivo é acompanhada de análise do desempenho, utilizando o sistema escolhido como caso de estudo descrito no capítulo 4.

O capítulo 6 analisa regras para deplecionamento de sistemas hidroenergéticos com configurações em paralelo e em série. Neste caso é utilizado um sistema hipotético de reservatórios para permitir maior adequação do sistema aos conceitos que são testados.

O capítulo 7 efetua uma aplicação completa ao sistema Paranapanema, trabalhando com otimização de períodos de até 20 anos, com análises voltadas ao planejamento da operação. São definidas novas regras baseadas na observação dos resultados da otimização de longo período. São também apresentados padrões de variação da geração e dos volumes dos reservatórios, obtidos dos resultados da otimização. A utilização na programação da operação, com horizonte de 5 anos, visa definir políticas de operação de médio prazo. Também se faz comparações com a operação real observada.

Dessa forma os capítulos 6 e 7 permitem uma visão abrangente da otimização de um sistema hidroenergético considerando os resultados da otimização dentro de um ciclo sazonal conjuntamente com as implicações da otimização de longo período.

Finalmente o capítulo 8 apresenta uma aplicação à operação de tempo real, que define políticas de operação para curto prazo. Essa aplicação tem um horizonte de 12 meses, partindo-se do mês atual e considerando cenários futuros baseados em prognósticos climáticos.

Encerra-se a dissertação com conclusões, sintetizando os principais conceitos desenvolvidos neste trabalho, seguido das referências bibliográficas.

2. - Estado da Arte

A seguir, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre o tema em pauta. Destacam-se os trabalhos mais diretamente associados às questões ligadas aos modelos de otimização da operação hidroenergética. Existe uma série de métodos de otimização, podendo ser agrupados na Programação Linear (PL), Programação Dinâmica (PD) e a Programação Não Linear (PNL). A maioria dos trabalhos possui conteúdo acadêmico, sendo poucas as aplicações da otimização em casos reais.

Observa-se que é bastante vasta a bibliografia nesta área, entretanto a operação de sistemas de grande porte foi pouco explorada, exigindo ainda muito trabalho de pesquisa, principalmente neste momento de transição no setor elétrico brasileiro. Num sistema hidroenergético de porte, como no caso brasileiro, pequenos ganhos de energia se traduzem em grandes economias de recursos. Aproveitar as fontes de energia hídrica no máximo de suas potencialidades, obedecendo às restrições de qualidade ambiental e outras que se impõem, está de acordo com os critérios de sustentabilidade e manejo, que orientam a exploração dos recursos naturais nesta virada de milênio.

Yeh (1985) apresenta uma excelente revisão sobre operação de sistemas de reservatórios, dando maior ênfase aos modelos de otimização, porém trata da simulação e da modelação para planejamento e operação em tempo real. Yeh discute os seguintes modelos de otimização: Programação Linear - LP (modelos estocásticos, modelos markovianos, restrições probabilísticas e regras de decisão linear), Programação Dinâmica - DP (DP incremental com aproximações sucessivas, DP estocástica, DP com restrições probabilísticas e otimalidade progressiva) e modelos não-lineares.

Braga et al. (1991) utiliza a técnica da DP estocástica explícita para analisar a operação em sistemas de grande porte considerando múltiplos objetivos, da mesma forma Barros (1989) analisa o problema com enfoque estocástico implícito; os resultados permitem avaliar as vantagens do emprego da otimização, porém o problema da dimensionalidade restringe o emprego da técnica DP para problemas de maior porte.

Díaz e Fontane (1989) aplicam a programação quadrática sequencial (SQP) para otimizar um sistema na Argentina e mostram vantagens dessa técnica em relação a LP por aproximação sucessiva, quando se considera uma função objetivo côncava que maximiza benefícios econômicos, então a convergência obtida pelo SQP é bem superior.

Tejada-Guilbert et al. (1990) apresentam um modelo de programação não-linear para a otimização mensal do California Central Valley Project. Utilizam o pacote MINOS para o problema não linear, maximizando o valor econômico da energia gerada a cada mês. Este trabalho apresenta uma discussão muito interessante a respeito da otimização de sistemas não-lineares e da aplicabilidade do MINOS.

Tao e Lennox (1991) aplicam a técnica de programação linear sucessiva (SLP) para demonstrar as vantagens desse método para sistemas de grande porte não-lineares, ao mesmo tempo avaliaram a performance da SLP em estimar o ótimo global.

Trezos (1991) emprega a Programação Inteira para maximizar o valor total da energia produzida, num modelo para planejamento da operação.

Reznicek e Simonovic (1992) retomam o modelo SLP e propõem o modelo GEMSLP semelhante ao EMSLP porém com diferenças em algumas restrições envolvendo a produção de energia .

Karamouz et al. (1992) apresentam um método que emprega otimização estocástica implícita (Programação Dinâmica) acoplada a modelo de simulação para determinar regras operativas de um sistema de reservatórios.

Valdés et al. (1992) tratam da questão dimensional do problema e propõem uma modelo SDP-LP (Stochastic Dynamic Programming - Linear Programming). O modelo SDP é aplicado para um reservatório equivalente agregado, tendo como objetivo a minimização dos custos de produção (ou minimização no uso de energia térmica), e trabalha numa base mensal. A segunda fase consiste em aplicar o modelo LP (fase "real time") para desagregar a energia entre os diversos reservatórios do sistema em base diária utilizando um esquema de desagregação temporal-espacial. O modelo foi testado no sistema Baixo Caroni na Venezuela.

Harboe e Onta (1994) analisam o uso conjunto de hidroelétricas e usinas térmicas utilizando conjuntamente DP e simulação. A estocasticidade é considerada implicitamente. Concluem que a operação conjunta traz maiores benefícios do que a operação independente dos sistemas.

Teegavarapu e Simonovic (2000) (1) discutem uma escolha de negociação entre modelagem e soluções práticas quando se trata da operação ótima de sistemas de recursos hídricos. Modelos tradicionais de otimização sofrem limitações que vão da intratabilidade à inadequada representação dos sistemas. *“Em ordem de obter soluções ótimas usando as técnicas tradicionais a representação física dos sistemas é simplificada. Por outro lado os tomadores de decisão adotam formulações simplificadas em situações reais de operação. O uso de ferramentas de otimização*

convencionais com representação simplificada do sistema pode resultar em melhor entendimento dos resultados e aceitação das regras operativas resultantes pelos operadores do sistema. Entretanto, em alguns casos as regras obtidas podem não ser corretas devido as simplificações adotadas. Outra forma seria, com completa representação do sistema, buscar soluções apenas próximas do ótimo para obter regras práticas de operação. A consequência dessa última escolha pode ser, além do incremento do tempo computacional, a não obtenção de soluções possíveis”.

Teegavarapu e Simonovic (2000) (2) apresentam um modelo de operação ótima de curto prazo para reservatórios acoplados hidráulicamente, isto é, quando o nível do reservatório de jusante interfere no nível do canal de fuga de montante. Foi utilizada programação mista inteira não linear. Variáveis binárias são usadas na programação não linear para seleção das curvas de elevação do canal de fuga.

Rangarajan et al. (1999) e Srinivasan e Simonovic (1994) discutem que uma das maiores controvérsias no planejamento da operação de reservatórios para geração de energia são as incertezas nas futuras aflúncias ao reservatório e demandas de energia. Apresentam um modelo de programação de confiabilidade que considera essas incertezas. O modelo avalia a confiabilidade ótima, considerada como a probabilidade de atender a demanda de energia do sistema, por balanceamento dos benefícios totais da geração com as perdas econômicas decorrentes da diminuição da confiabilidade, através da incorporação de uma função de perdas na formulação do modelo. Um algoritmo de quatro passos é proposto para obter a função de perda que é uma relação entre a confiabilidade e suas perdas econômicas associadas. É apresentada a sensibilidade da política operativa para varias funções de perda para planejamento de médio prazo de sistemas hidroenergéticos. O modelo foi aplicado no sistema Manitoba Hydro no Canada.

Edwards et al. (1999) apresentam um modelo dinâmico para definir a geração horária e a compra de energia para atendimento da demanda contratual na presença de restrições operacionais. O padrão de geração depende das diferenças de preço da energia entre ponta e fora de ponta, sujeitas as restrições impostas por mecanismos regulatórios externos.

Philbrick e Kitanidis (1999) discutem as limitações da otimização determinística aplicada a operação de reservatórios. Ela pode produzir políticas sub-ótimas por não incorporar adequadamente o impacto de eventos de baixa probabilidade. Compara políticas desenvolvidas utilizando otimização determinística com previsão de vazões e políticas utilizando otimização estocástica. A otimização determinística resulta em

custos maiores particularmente quando aplicada a reservatórios com capacidade de armazenamento limitada e quando utiliza funções objetivo não quadráticas.

Lund (2000) e Lund e Guzman (1999) apresentam regras de operação teóricas para reservatórios em série, em paralelo ou isolados, para casos onde os reservatórios tipicamente reencham a cada ciclo sazonal. Essas regras hidroenergéticas oferecem uma base econômica simplificada para alocação de armazenamento e geração em sistemas de reservatórios.

Barros et al. (2000) apresentam modelo de otimização para sistemas hidroenergéticos de grande porte, denominado Modelo SISCOM. Utiliza função objetivo composta com ponderação entre a minimização da perda de energia potencial e a minimização da soma dos desvios quadráticos de uma curva guia. O modelo é não linear devido a função de produção de energia e da variação do nível do canal de fuga. O modelo pode ser linearizado para ser resolvido por PL. Comparações entre soluções lineares e não lineares mostram pouca diferença em termos de produção de energia mas resultam em políticas diferentes. Dessa forma o modelo linearizado pode ser útil para estudos de planejamento de longo termo, enquanto o não linear pode ser utilizado para operação em curto prazo.

Cicogna e Soares (1999) apresentam um modelo de otimização à usinas individualizadas aplicado ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. O modelo é baseado em algoritmo de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. Faz uma análise da solução ótima com algumas das principais usinas do sudeste brasileiro, efetuando análise de sensibilidade de algumas características do problema destacando sua importância nos resultados finais da otimização. A função objetivo utilizada é minimizar o custo da geração térmica.

Tratando de um sistema hidrotérmico interligado, o setor elétrico brasileiro adotou como objetivo básico do planejamento da operação a longo prazo determinar metas de geração para cada usina que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o período de planejamento. O custo de operação é composto pelo custo de combustível das térmicas e pelo custo do déficit no caso de interrupção de energia. Além desse objetivo básico o planejamento deve fornecer informações sobre o consumo de combustível, atender estudos de políticas comerciais avaliando o efeito de contratos de intercâmbio, estudos de política tarifária e política de racionamento e permitir realimentação de dados ao planejamento da expansão. Esse objetivo é considerado no modelo estratégico de geração hidrotérmica (modelo Newave) que considera as usinas agregadas em subsistemas

equivalentes. A determinação das metas de geração para cada usina é efetuada pelo modelo de simulação a usinas individualizadas (modelo Suishi).

Maceira et al. (1999) apresenta a especificação funcional do modelo Newave, aplicada ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos. O modelo é composto por quatro sub-módulos. O módulo de cálculo do sistema equivalente calcula os subsistemas equivalentes de energia constituídos pelas energias armazenáveis máximas e pelas séries históricas de energia controláveis e energias fio d'água. O módulo de energias afluentes estima os parâmetros estocásticos e gera séries sintéticas de energias afluentes, através de modelos autorregressivos periódicos, para os dois módulos seguintes. O módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica determina a operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, utilizando programação dinâmica dual estocástica. O módulo de simulação da operação simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento para distintos cenários de sequências hidrológicas, de falhas nos componentes e variações de demanda resultando nos índices de desempenho de custos de operação, custos marginais, risco de déficit e valores de intercâmbio de energia.

Os principais dados de entrada de simuladores e otimizadores são as séries de vazões afluentes aos reservatórios. Esses dados são sensíveis a mudanças climáticas e devem representar adequadamente o período de planejamento ou os cenários que se quer estudar. Nos últimos anos têm surgido maior interesse por pesquisas em mudanças climáticas globais, fato este causado por eventos extremos ocorridos após o El Niño de 1983, com perturbações climáticas em todo o globo terrestre.

Robinson (1997) discute o impacto das mudanças climáticas na produção hidrelétrica. A produção depende da disponibilidade de água e da demanda de energia, a qual depende do clima (temperatura). Por sua vez a performance de um sistema de reservatórios também depende das condições climáticas e são sensíveis à mudanças climáticas. Foi desenvolvido um modelo baseado nos sistemas da Duke Power e Virginia Power no sudeste norte americano com dados observados no período 1951 a 1995. Foram simuladas mudanças climáticas com incremento uniforme de 2 graus Celsius e redução de 10% na precipitação. Isto resultou em esvaziamento do sistema 10% a 15% maior com extremos superando 50%. Dessa forma é necessário um incremento de 10% na eficiência do sistema de produção de energia para fazer frente à mudança climática.

Hurd et al. (1999) apresentam estudo que discute a vulnerabilidade dos recursos hídricos à mudanças climáticas. Mudanças climáticas globais podem alterar

as condições hidrológicas e ter uma variedade de efeitos nos assentamentos humanos e sistemas ecológicos. Esses efeitos incluem alterações no suprimento e qualidade da água e alterações nas vazões dos rios que suportam a produção hidroelétrica entre outros usos. Esse estudo desenvolve critérios e medidas para definir a vulnerabilidade regional dos recursos hídricos às mudanças climáticas e constata que nos Estados Unidos a região mais vulnerável é a sudoeste.

Pode ser citado ainda uma série de trabalhos publicados sobre a não estacionariedade das séries hidrológicas em bacias brasileiras que procuram identificar e quantificar essa variação. Itaipu Binacional (1995) no estudo preliminar de reavaliação do potencial hidroenergético concluiu que o aumento de vazões afluentes a Itaipu é permanente e é devido ao processo de desmatamento ocorrido neste século em grande parte da bacia. Tucci e Clarke (1996)(1) e (1996)(2) analisaram os estudos hidrológicos da reavaliação do potencial hidroenergético de Itaipu e os impactos das mudanças ambientais nas vazões dos rios na bacia incremental de Itaipu e concluíram que o desmatamento de florestas naturais produz aumento da vazão média na bacia hidrográfica e este processo ocorreu de forma importante na bacia afluente a Itaipu.

Rocha (1997) estudou a influência do uso da terra e dos solos sobre o aumento de vazões nas bacias hidrográficas dos rios afluentes à usina hidroelétrica de Itaipu e concluiu que, pela remoção da cobertura florestal nativa que foi substituída por pastagens e culturas anuais, houve diminuição da evapotranspiração e aumento do escoamento superficial e do nível do lençol freático. Este fato acarreta aumento das vazões dos rios. Grimm (1997) estudou as variações pluviométricas nos estados de São Paulo e Paraná entre os períodos pré e pós 1970 e suas possíveis causas e concluiu que os resultados de estudos climáticos recentes sugerem que pode haver um componente de mudança climática em dados de temperatura e precipitação. Contudo, é possível que as tendências detectadas nas séries pluviométricas sejam parte de uma variabilidade secular interdecadal (não antropogênica). A região de interesse apresenta significativa influência de eventos El Niño sobre suas precipitações. Dessa forma, esse aumento de precipitação pode não ser permanente.

Muller et al. (1998) analisou a estacionariedade de séries hidrológicas na bacia incremental de Itaipu e concluiu pela não estacionariedade das séries de vazão e chuva na bacia do rio Paraná, com aumento significativo das vazões após a década de 1970. As análises foram realizadas com base em diferentes técnicas estatísticas aplicadas às séries históricas disponíveis na bacia, com cerca de 200 estações pluviométricas e 100 estações fluviométricas. Aparentemente, o fenômeno do aumento de vazão decorre dos efeitos conjuntos do aumento da precipitação (que pode ser

transitório) e da diminuição da evapotranspiração provocada pela retirada da mata nativa e aumento da infiltração da chuva, facilitada pelo adequado manejo do solo, (efeitos permanentes). A variação das vazões médias após 1970 apresentam aumentos percentuais variando de 8% à 45% nas vazões das cinco sub-bacias estudadas.

Enfim, este é o quadro atual da otimização aplicada à operação hidroenergética. Cabe lembrar que o desenvolvimento acelerado da informática permite uma utilização da otimização a sistemas com porte e complexidade crescentes.

3. – O Problema de Otimização de Sistemas Hidroenergéticos

3.1. - Equacionamento Geral

A seguir, apresenta-se o equacionamento do problema de otimização da operação de um sistema de reservatórios hidroenergéticos. A base de tempo utilizada é o mês, intervalo empregado, em geral para o Planejamento Estratégico, que no caso brasileiro, cobre cinco anos à frente (60 meses). O problema será analisado com sistemas hipotéticos e um sistema real, no caso o Sistema do rio Paranapanema.

A análise será feita no sentido de avaliar:

- Impactos de diferentes funções objetivo;
- Efeitos de configuração espacial;
- Benefícios da otimização: Análise comparativa da operação otimizada com operações históricas;

Inicialmente apresenta-se uma descrição genérica de uma usina hidroelétrica, ilustrada na figura 3.1. É constituída de um barramento para elevação do nível a montante (H) e conseqüente criação de uma queda d'água (Hb), chamada queda bruta, em relação ao nível jusante (HT). Parte do volume de água armazenada (S), que é alimentado pela vazão afluente, será direcionada à turbina para produção de energia, gerando uma potência (P), constituindo a vazão turbinada (R'). O eventual excedente de água será extravasado constituindo a vazão vertida (R''). O nível montante (H) é função do armazenamento (S) e o nível jusante é função da vazão defluente, constituído pela soma das vazões turbinadas e vertidas (R'+R'').

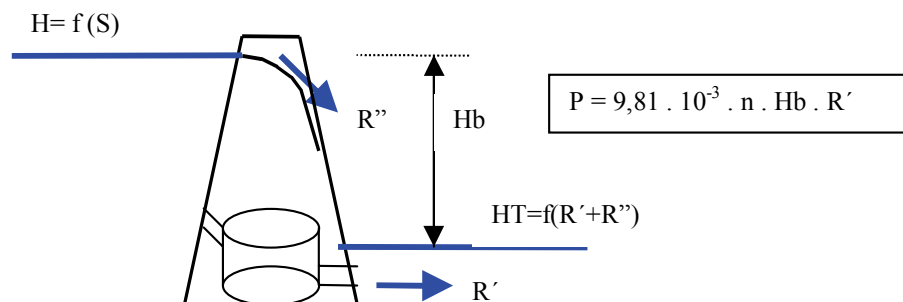


Figura 3.1.- Ilustração de uma Usina Hidroelétrica

A energia produzida corresponde a potência gerada num certo intervalo de tempo, no caso o mês. Neste trabalho, sempre refere-se à energia como sendo a

potência média que é gerada num mês ou em certo número de meses, expressa em MWmédio.

A potência é função da queda bruta e da vazão turbinada da forma:

$$P = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta \cdot Hb \cdot R' \quad (1)$$

onde P é expresso MW, R' em m³/s, Hb em metros e η é o rendimento médio do conjunto turbina e gerador (adimensional). Note-se que o rendimento também varia com a queda e a vazão turbinada, pois inclui todas as perdas do conjunto mais a perda hidráulica no circuito da tomada d'água até o canal de fuga. Porém será considerado constante em intervalo de discretização mensal.

Define-se Produtividade (MW/(m³/s)) como parte da equação (1):

$$\xi = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta \cdot Hb \quad (2)$$

Resultando na equação simplificada abaixo

$$P = \xi \cdot R' \quad (3)$$

Tratando-se de Otimização de Sistemas é necessário introduzir uma série de definições conceituais:

Sistema – Grupo de componentes inter-relacionados funcionando para um propósito comum. Um sistema consiste em variáveis de entrada, descrição da transição de estado e variáveis de saída.

Modelo Matemático – Representação matemática de um sistema que retêm as características essenciais desse sistema para um propósito específico.

Variáveis de Decisão – São variáveis que podem ser controladas para alterar as variáveis de saída de um sistema.

Variáveis de Estado – São variáveis que contêm informações sobre o estado das principais características de um sistema em um certo intervalo de tempo.

Função Objetivo – É uma medida quantitativa do desempenho de um aspecto específico de um sistema.

Simulação – É um processo iterativo de utilização de um modelo matemático, alterando as variáveis de decisão com valores possíveis, até que o usuário decida que tenha encontrado a melhor solução para atingir um desempenho específico.

Otimização – É similar a Simulação, exceto que um procedimento matemático é utilizado para ajustar as variáveis de decisão até que esse procedimento encontre a melhor solução.

Equações de Restrição – São equações que limitam os valores possíveis de variáveis de decisão e de estado de um sistema.

A Figura 3.2. ilustra a representação de um sistema hidroenergético de reservatórios que é constituído por nós e arcos como uma rede. Usinas com reservatório de acumulação são representadas com triângulo. Usinas cuja capacidade do reservatório seja nula ou desprezível em termos mensais são representadas por círculos e chamadas “fio d’água”.

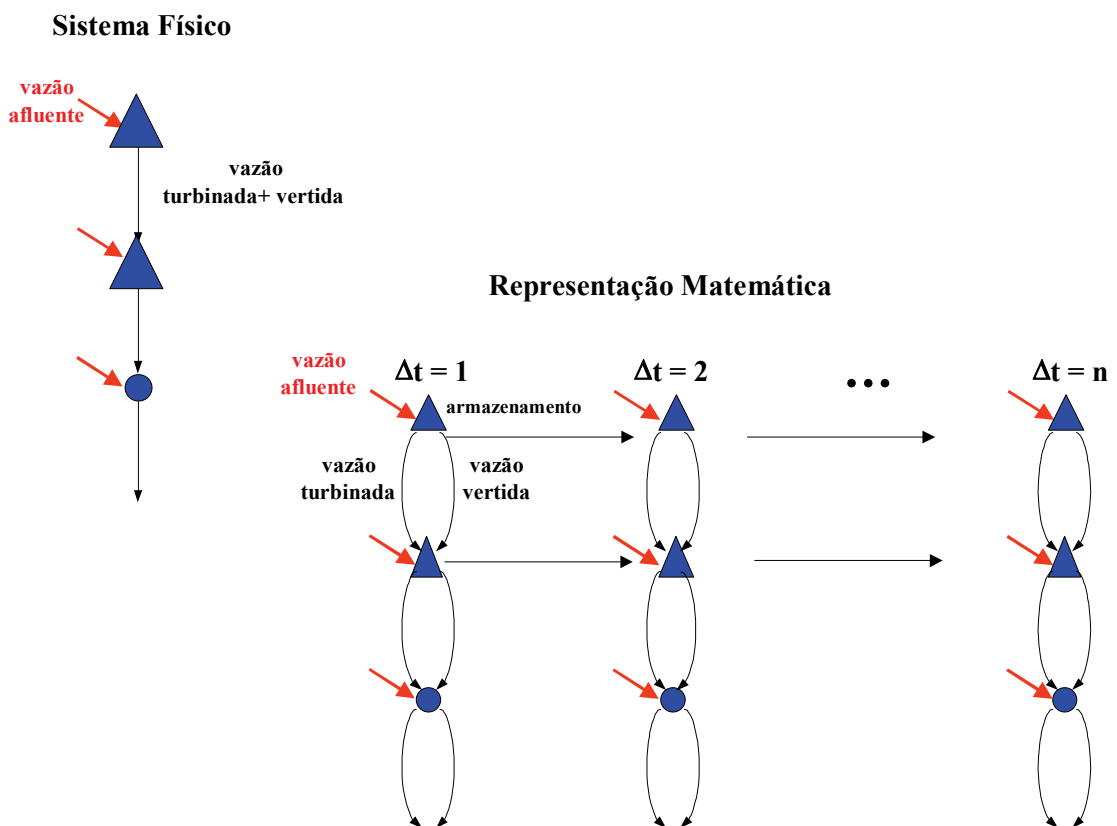


Figura 3.2. – Representação de um Sistema Hidroenergético

Num sistema de reservatórios temos o acoplamento espacial entre as usinas. Quando em série, parte da vazão defluente de uma usina será turbinada ou armazenada na de jusante. Existe também um acoplamento no tempo, isto é, uma decisão de defluência num dado intervalo afeta o volume armazenado que interfere nas decisões dos intervalos futuros, e portanto, na produção de energia total do período considerado.

Pode-se identificar então as variáveis de decisão como as vazões turbinadas e vertidas (arcos verticais) e como variáveis de estado o armazenamento (arcos horizontais).

Analisando-se cuidadosamente as variáveis de decisão podemos observar os seguintes aspectos relevantes:

Nas usinas fio d'água (sem capacidade de armazenamento) só ocorrerá vertimento quando toda a afluência superar o turbinamento máximo e a solução nesse nó somente depende da equação da continuidade. Dessa forma não há decisão para usinas fio d'água. As vazões turbinada e vertida a cada mês serão consequência das decisões tomadas na usina de acumulação à montante e da própria afluência intermediária. Também não há variáveis de estado nessas usinas.

Nas usinas de acumulação pode-se trabalhar com três hipóteses:

a) Só haverá vertimento quando o reservatório estiver cheio e a turbinagem for máxima. Neste caso a variável de decisão é a vazão turbinada a cada mês, sendo a vazão vertida resultante da equação da continuidade.

b) Poderá ocorrer vertimento, mesmo com o reservatório não cheio, se a turbinagem for igual à máxima e houver interesse de enviar mais água para usinas a jusante. Neste caso teremos duas variáveis de decisão a cada mês por usina, que são as vazões turbinada e vertida.

c) Considera-se como variável de decisão a defluência total da usina (turbinada + vertida) e posteriormente se divide esse valor em turbinada e vertida priorizando-se a vazão turbinada até seu valor máximo.

A formulação do problema de otimização pode ser escrita como:

Calcular as seqüências de Vazões Turbinadas $R'_{i,t}$ e Vertidas $R''_{i,t}$ que maximizem a produção de energia (equação 3) de um sistema com ' m ' reservatórios, em ' n ' intervalos de tempo:

$$\text{Função Objetivo } \Rightarrow \quad \max Z = \sum_{t=1}^n \sum_{i=1}^m (\xi_{i,t} \cdot R'_{i,t}) \quad (4)$$

sujeito a:

1) Equação da Continuidade

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + \left(\sum_{k=1}^{j_i} (R'_{k,t} + R''_{k,t}) + I_{i,t} - R'_{i,t} - R''_{i,t} \right) \cdot nd_t \cdot 0,0864 \quad (5)$$

$$2) \text{ Armazenamento mínimo e máximo} \quad S_i^{\min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{\max} \quad \forall i, \forall t \quad (6)$$

$$3) \text{ Vazão Turbinada mínima e máxima} \quad R_i^{\min} \leq R'_{i,t} \leq R_i^{\max} \cdot ID_i \quad \forall i, \forall t \quad (7)$$

$$4) \text{ Vazão Vertida não negativa} \quad R''_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, \forall t \quad (8)$$

$$5) \text{ Capacidade das turbinas} \quad \xi_{i,t} R'_{i,t} \leq \bar{P}_i \cdot ID_i \quad \forall i, \forall t \quad (9)$$

$$6) \text{ Demanda de energia} \quad \sum_{i=1}^m (\xi_{i,t} \cdot R'_{i,t}) \geq d_t \quad \forall t \quad (10)$$

$$7) \text{ Armazenamento final} \quad S_{i,f} \geq S_{i,0} \quad (11)$$

onde:

$I_{i,t}$ = vazão afluyente durante mês t no reservatório i (m³/s)

$R'_{i,t}$ = vazão turbinada durante o mês t no reservatório i (m³/s)

$R''_{i,t}$ = vazão vertida durante o mês t no reservatório i (m³/s)

$S_{i,t}$ = armazenamento do reservatório no fim do mês t no reservatório i (hm³)

$\xi_{i,t}$ = produtividade durante o mês t no reservatório i (MW/(m³/s))

\bar{P}_i = capacidade das turbinas no reservatório i (MW)

ID_i = índice de disponibilidade das máquinas no reservatório i (adimensional)

d_t = demanda de energia durante o mês t (MWmédio)

nd_t = número de dias do mês t

i = índice da usina

t = índice do mês

k = índice de usinas à montante da usina i

Conforme equação (2) o modelo tem **função objetivo e restrições não lineares**, porque $\xi_{i,t}$ nas Eqs. (4), (9) e (10) é uma função não-linear do armazenamento e da vazão defluente, expresso como: (rever figura 3.1.)

$$\xi_{i,t} = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta_i \cdot ((H_{i,t} + H_{i,t-1})/2 - HT_{i,t}) \quad (12)$$

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i}S_{i,t} + a_{2i}S_{i,t}^2 + a_{3i}S_{i,t}^3 + a_{4i}S_{i,t}^4 \quad (13)$$

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i}q_{i,t} + b_{2i}q_{i,t}^2 + b_{3i}q_{i,t}^3 + b_{4i}q_{i,t}^4 \quad (14)$$

onde

$H_{i,t}$ = nível montante do reservatório i durante mês t (m)

$HT_{i,t}$ = nível jusante do canal de fuga durante mês t no reservatório i (m)

$q_{i,t}$ = vazão defluente média (m³/s), incluindo turbinada e vertida (i.e., $R' + R''$)

η_i = rendimento médio total da usina i considerando a faixa média de

operação dos conjuntos turbina-gerador e perda de carga dos circuitos hidráulicos (MW/(m³/s)/m)

$g = 9,81$ = aceleração da gravidade (m/s²)

$\rho_{ea} = 10^{-3}$ = peso específico da água (kg/cm³)

As equações (13) e (14) descrevem as curvas cota-volume e cota jusante-vazão defluente de forma polinomial.

A diferença entre as equações (12) e (2) é a consideração do nível montante médio entre os instantes inicial e final de cada intervalo de tempo.

O rendimento total da usina η_i é considerado constante, o que é aceitável em intervalo mensal, pois é constituído de um produto dos rendimentos eletromecânico do gerador, mecânico da turbina e a perda de carga do circuito hidráulico que alimenta as turbinas.

O índice de disponibilidade das máquinas, para cada usina, define a potência média disponível no mês descontadas as horas paradas por manutenção, seja programada ou forçada, e deve ser aplicado à potência instalada da usina e também à vazão turbinada máxima, pois a turbinagem média mensal da usina é reduzida proporcionalmente ao tempo em que a máquina estiver parada.

$$ID_i = 1 - \left[\frac{\sum_1^n \text{Pot.Nom. da UGn} * \text{Horas de Manutenção}}{\sum_1^n \text{Pot.Nom da UGn} * 24 * \text{Dias Mês}} \right] \quad (15)$$

Tanto a potência máxima quanto a turbinagem máxima, no curto prazo, dependem da queda, entretanto em termos médios mensais podem ser considerados constantes.

O armazenamento final definido na equação (11) deve ser considerado para garantir a continuidade futura da produção da usina. O início da operação deve ser considerado após o final da estação chuvosa, quando os reservatórios estão normalmente cheios.

Outras funções objetivo serão consideradas, como será visto no capítulo 5. Cada uma dessas funções será avaliada, para se verificar qual delas é a mais adequada, diante de diferentes objetivos.

3.2 – Programas de Otimização

A solução dos problemas de otimização exigem aplicação de rotinas, já existentes no mercado. No caso aqui considerado da PNL serão utilizados dois programas, o MINOS e o solver do Excel..

O MINOS é um pacote computacional de programação linear e não linear distribuído pela Stanford Business Software Inc. Utiliza vários métodos de otimização. Para função objetivo não linear com restrições lineares usa o algoritmo do gradiente reduzido combinado com algoritmo quase-Newton. Quando as restrições são não lineares usa o algoritmo da projeção aumentada de Lagrange. Para problemas lineares usa o método Simplex. Esses métodos encontram-se descritos em Hillier e Lieberman (1995) e Mays e Tung (1992).

Para a PL, além do MINOS, pode ser utilizado o PCX que é um pacote computacional desenvolvido em colaboração pelo Argonne National Laboratory e Northwestern University. Utiliza o método do ponto interior também descrito em Hillier e Lieberman (1995).

Uma alternativa para sistemas de menor porte é o Microsoft Excel Solver que usa o código de otimização não linear Generalized Reduced Gradient (GRG2), desenvolvido por Leon Lasdon, da University of Texas em Austin, e Allan Waren, da Cleveland State University. Os problemas lineares e de inteiros usam o método Simplex com limites sobre as variáveis e o método de desvio e limite, implementado por John Watson e Dan Fylstra, da Frontline Systems, Inc.

4. - Estudo de Caso – Sistema Paranapanema

Como caso de estudo é considerado o sistema de usinas do rio Paranapanema. A seguir, apresenta-se uma breve descrição de suas características físicas e operacionais, além de uma análise de suas séries hidrológicas.

4.1. – Características Físicas do Sistema Paranapanema

O sistema do rio Paranapanema, situado na bacia Paraná é constituído de 8 usinas pertencentes a Duke Energy, com Potência total instalada de 2308 Mw. Esse sistema apresenta uma topologia com usinas em série.

A figura 4.1. apresenta a posição do sistema em relação ao estado de São Paulo e a localização, com imagem, de cada um dos aproveitamentos.



Figura 4.1. – Mapa com localização das usinas

Com relação a hidrologia pode-se observar o mapa da figura 4.2. onde se vê o traçado das bacias hidrográficas de cada aproveitamento e o perfil longitudinal do rio na figura 4.3. que permite a visualização das quedas.

Pode-se considerar o sistema Paranapanema dividido em duas sub-bacias:

- O Alto Paranapanema, com cinco usinas, apresenta características do regime hidrológico do Sudeste, com período chuvoso no verão, com dois reservatórios de grande capacidade de regularização, na cabeceira, seguidos de três usinas fio d'água.
- O Baixo Paranapanema, com três usinas, apresenta características do regime hidrológico Sul, sem sazonalidade marcante e períodos chuvosos dispersos nos meses de junho e setembro, recebendo as vazões regularizadas do Alto Paranapanema e vazões naturais do rio Tibagi. Capivara é um reservatório de média capacidade seguido de duas usinas fio d'água.

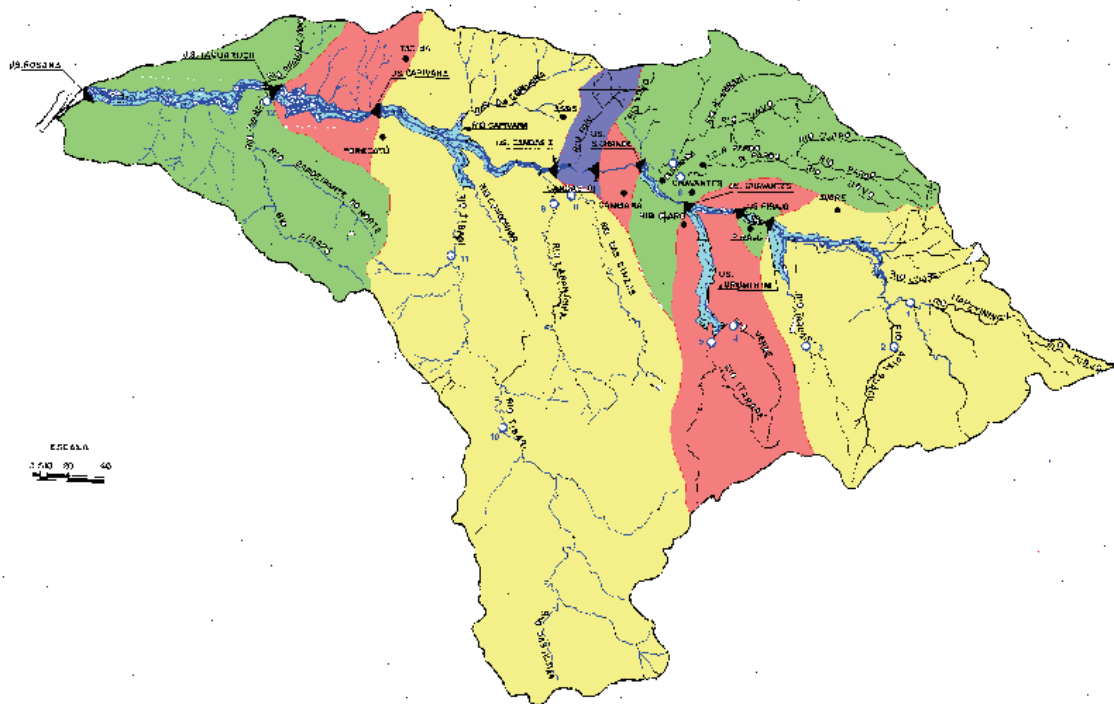


Figura 4.2 – Mapa das áreas de drenagem das usinas

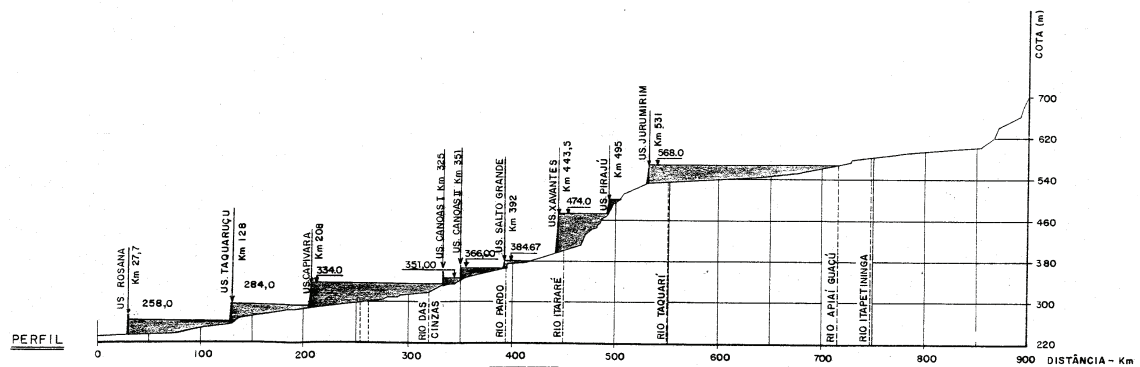


Figura 4.3. – Perfil longitudinal do rio Paranapanema

Os dados físicos dos aproveitamentos estão resumidos na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados do sistema Paranapanema

usina		Jurumirim	Chavantes	S. Grande	Canoas 2	Canoas 1	Capivara	Taquarucu	Rosana		
numero de máquinas		2	4	4	3	3	4	5	4		
início de operação		Set-62	Nov-70	Mai-58	Mai-99	Mai-99	Mar-77	Nov-92	Mai-87		
Energia Assegurada -ANEEL	MwMe	54	190	54	52	64	315	226	195		
potencia maxima total	MW	97,75	414	71,12	72,0	82,5	640	554	372		
engolimento máximo total	m3/s	360	660	500	600	600	1460	2665	2608		
indice disponibilidade		0,958	0,884	0,842	0,809	0,874	0,952	0,926	0,912		
turbina											
tipo		kaplan	francis	kaplan	bulbo	bulbo	francis	kaplan	kaplan		
fabricante		Escher Wyss	Escher Wyss	Neyrpic	Sulzer	Sulzer	LMZ	Voith	Coensa		
potencia nominal	KW	51590	105980	18330	24000	27500	165590	103000	88000		
engolimento nominal	m3/s	170	160	114	184	181	353	484	526		
engolimento máximo	m3/s	180	165	125	200	200	365	533	652		
gerador											
tipo		Umbrela	Umbrela	Umbrela	Horizontal	Horizontal	Sincrono		Sincrono		
fabricante		SAG	Toshiba	GECO			Elektrosila				
potencia nominal	kva	48875	103500	17595	28100	28100	160000	110800	93000		
classe de isolamento											
Faixas Operativas dos conjuntos Turbina-Gerador											
queda bruta máxima		36	77	19,5	15	17	51	27	22		
queda bruta mínima		28	67	11,5	9	13	35	17	13		
Potência máxima		48,8	103,5	17,6-21	24	27,5	158	110,8	93		
Potência máxima na queda mínima		40,5	91,8	11	15	22	93	63,2	70		
Potência mínima		2	50	6	6	7,5	80	40	40		
rendimentos											
gerador		0,95	0,95	0,95	0,97	0,97	0,95	0,962	0,96		
turbina maximo colina		0,925	0,942	0,91	0,956	0,9576	0,93	0,95	0,9545		
cte.perda de carga hidráulica * 10 ⁴		22	20	30	1	1	5	2,6	1,4		
Total Maximo Calculado		0,868	0,89	0,857	0,926	0,927	0,875	0,904	0,909		
rendimento real médio		0,98	0,851	0,872	0,840	0,907	0,858	0,886	0,891		
volumes											
maximo	hm3	7008	8795	45	149	215	10540	677	1918		
minimo	hm3	3843	5754	16	126	187	4816	542	1511		
útil	hm3	3165	3041	29	23	28	5724	135	407		
polinomio cota / volume											
usina		a0	a1	a2	a3	a4	polinomio cota jusante/vazao defluente				
							b0	b1	b2	b3	b4
Jurumirim		5,46201E+02	4,00111E-03	-1,26801E-07	0	0	5,31395E+02	3,36297E-03	-4,41632E-07	0	0
Chavantes		4,41407E+02	4,96267E-03	-1,42887E-07	0	0	3,97400E+02	2,98201E-03	-2,77522E-07	0	0
Salto Grande		3,78392E+02	2,07076E-01	-1,49129E-03	0	0	3,65405E+02	2,10515E-03	-1,09664E-07	0	0
Canoas2		3,59603E+02	4,39464E-02	0	0	0	3,50951E+02	1,34851E-03	0	0	0
Canoas1		3,43528E+02	3,61037E-02	0	0	0	3,33601E+02	1,37552E-03	0	0	0
Capivara		3,04448E+02	3,98217E-03	-1,11949E-07	0	0	2,83748E+02	1,08298E-03	-3,18732E-08	0	0
Taquarucu		2,74201E+02	1,44785E-02	0	0	0	2,58079E+02	7,53159E-04	-1,76610E-08	0	0
Rosana		2,48631E+02	4,90773E-03	0	0	0	2,34813E+02	2,14301E-03	-1,91721E-07	6,76374E-12	0

4.2. - Análise das séries hidrológicas

Tradicionalmente o setor elétrico brasileiro utiliza as médias de longo período (MLT) das séries de vazões afluentes às usinas, ou porcentagens dessas médias, como cenários futuros prováveis. Porém as distribuições das séries de vazões não apresentam distribuições normais, nem sequer unimodais em alguns casos. Como exemplo, apresentamos na figura 4.4 as distribuições de frequência das vazões naturais médias mensais na usina Capivara.

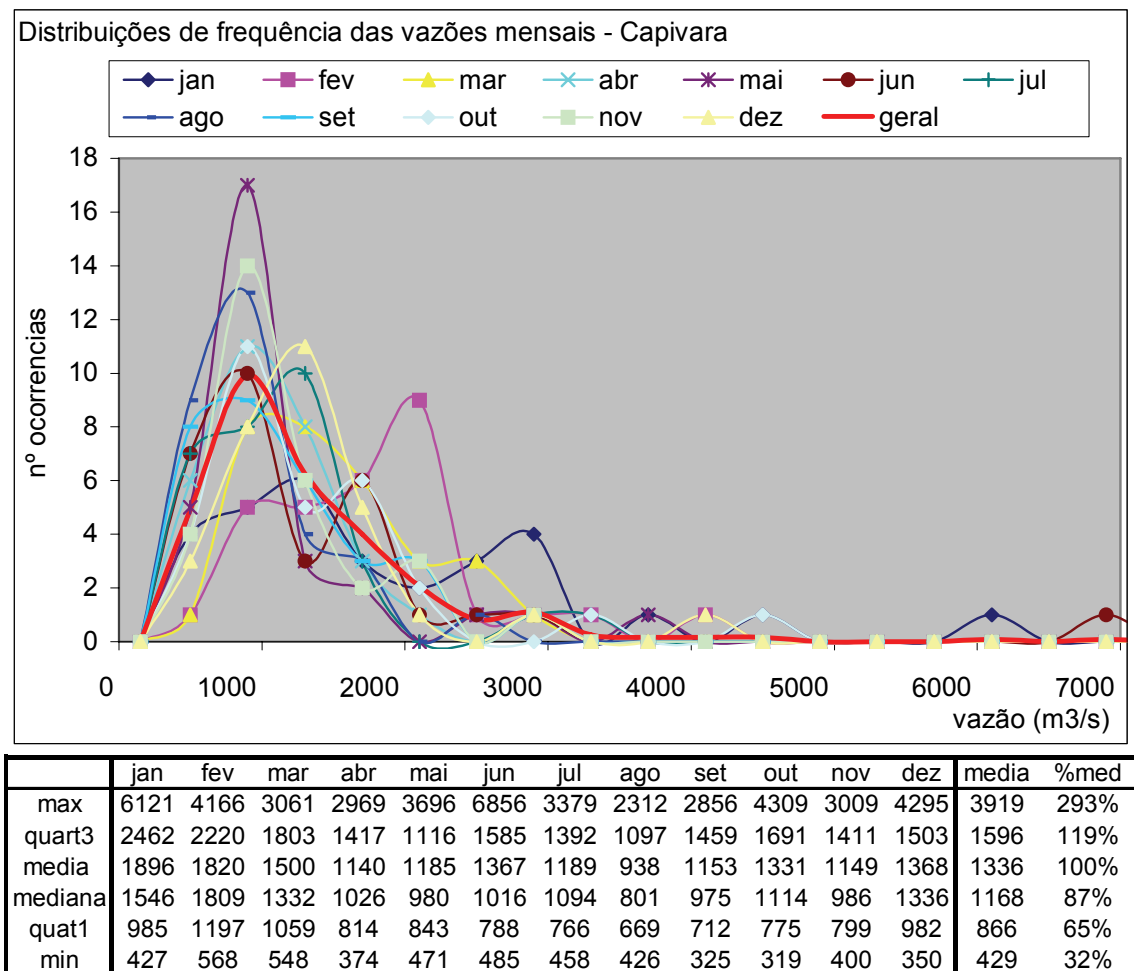


Figura 4.4 – Distribuições das séries naturais de Capivara

A mediana corresponde à vazão que é superada por 50% da amostra e pode ser considerada representativa de um cenário de clima normal. Para representar um cenário seco adotamos o primeiro quartil, que corresponde a vazão que é superada

por 75% da amostra. Analogamente o terceiro quartil indica o cenário úmido, sendo superado por 25% da amostra.

Pode-se comparar a mediana e os quartis com a MLT das séries, expressando seus valores em porcentagem da MLT para os três cenários citados acima. Para a série de vazões naturais da usina Capivara temos:

úmido = 119% da MLT

normal = 87% da MLT

seco = 65% da MLT

Dessa forma, considerar a própria MLT (100%) como cenário esperado equivale a utilizar um cenário úmido, uma vez que a vazão correspondente a apenas 87% da MLT (mediana), supera ou é superada por 50% da amostra.

A tabela 4.2. apresenta uma estatística das séries de vazões incrementais médias mensais, obtidas no período 1971 a 2000 para as usinas do rio Paranapanema. Essas séries serão utilizadas nos próximos capítulos para representar os cenários seco, úmido ou normal.

Tabela 4.2. – Estatística das séries de vazões médias mensais
no período 1971 a 2000

Estatística das Vazões Incrementais Médias Mensais no Período 1971 a 2000													média	%média	
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
JUR	média	359	394	339	232	205	246	193	157	186	219	197	250	248	
	quartil úmido	380	477	419	305	236	252	219	165	249	262	233	316	293	118%
	mediana	316	383	326	218	189	177	186	139	164	181	173	238	224	90%
	quartil seco	211	243	211	148	146	131	137	122	121	127	144	170	159	64%
CHV	média	232	212	169	119	133	139	119	97	128	147	120	152	147	
	quartil úmido	284	255	210	132	124	177	139	126	168	190	135	175	176	120%
	mediana	195	198	138	109	103	102	116	83	127	130	100	138	128	87%
	quartil seco	101	137	105	76	83	75	68	61	67	79	77	108	86	59%
SAG	média	180	197	180	147	128	149	116	103	106	117	120	151	141	
	quartil úmido	232	249	220	184	144	164	140	112	115	134	136	175	167	118%
	mediana	153	195	171	130	122	121	110	98	101	103	111	136	129	91%
	quartil seco	122	133	139	114	101	93	87	81	81	87	90	112	103	73%
CN2	média	13	14	13	10	9	11	8	7	8	8	9	11	10	
	quartil úmido	16	18	16	13	10	12	10	8	8	10	10	12	12	118%
	mediana	11	14	12	9	9	9	8	7	7	7	8	10	9	91%
	quartil seco	9	9	10	8	7	7	6	6	6	6	6	8	7	73%
CN1	média	22	24	22	18	15	18	14	12	13	14	14	18	17	
	quartil úmido	28	30	26	22	17	20	17	13	14	16	16	21	20	118%
	mediana	18	23	21	16	15	14	13	12	12	12	13	16	15	91%
	quartil seco	15	16	17	14	12	11	10	10	10	10	11	13	12	73%
CAP	média	1090	980	777	614	693	804	740	561	713	827	690	780	772	
	quartil úmido	1493	1234	890	757	661	1013	805	702	973	1077	893	891	949	123%
	mediana	845	930	656	513	554	580	709	468	574	697	595	673	649	84%
	quartil seco	525	675	543	414	425	425	438	381	386	454	441	520	469	61%
TAQ	média	82	68	67	55	58	60	49	42	53	58	59	69	60	
	quartil úmido	97	72	67	55	68	60	51	46	59	59	74	94	67	111%
	mediana	58	57	51	46	44	41	40	31	38	46	48	51	46	76%
	quartil seco	39	43	40	35	32	30	29	25	26	27	32	33	33	54%
ROS	média	197	201	164	146	163	182	148	129	146	162	160	184	165	
	quartil úmido	242	247	187	164	160	196	161	147	170	176	186	196	186	113%
	mediana	147	189	158	140	146	128	129	122	131	138	148	173	145	88%
	quartil seco	123	149	127	119	125	115	110	96	106	122	104	151	121	73%

Outro fato tradicional do setor elétrico brasileiro consiste em utilizar como período de dados hidrológicos as séries observadas a partir de 1931. Neste ano as redes hidrométricas no Brasil ainda apresentavam grande escassez de postos, com aumento expressivo somente a partir da década de 50.

Essas séries são sensíveis a mudanças climáticas e alterações físicas nas bacias provocadas pelo homem. Devem representar adequadamente o período de planejamento ou os cenários que se quer estudar.

Nos últimos anos tem surgido maior interesse por pesquisas em mudanças climáticas globais, fato este causado por eventos extremos ocorridos após o El niño de 1983, com perturbações climáticas em todo o globo terrestre.

Vários trabalhos publicados sobre a Não Estacionariedade das séries do sistema brasileiro procuram identificar e quantificar essa variação. Alguns deles foram citados na revisão bibliográfica e em geral concluem que o aumento de vazões em bacias hidrográficas é permanente e que ele se deve ao processo de desmatamento ocorrido neste século em grande parte das bacias. A influência do uso da terra e dos solos sobre o aumento de vazões nas bacias hidrográficas é marcante, pois pela remoção da cobertura florestal nativa, que foi substituída por pastagens e culturas anuais, houve diminuição da evapotranspiração e aumento do escoamento superficial e do nível do lençol freático.

Resultados de estudos climáticos recentes sugerem que pode haver um componente de mudança climática em dados de temperatura e precipitação. Contudo, é possível que as tendências detectadas nas séries pluviométricas sejam parte de uma variabilidade secular interdecadal (não antropogênica). A região de interesse, no caso a bacia do rio Paranapanema, apresenta significativa influência de eventos El Niño sobre suas precipitações. Dessa forma, esse aumento de precipitação pode não ser permanente.

O trabalho de Muller et al. (1998) analisou a estacionariedade de séries hidrológicas na bacia incremental de Itaipú e concluiu pela não estacionariedade das séries de vazão e chuva na bacia do rio Paraná, com aumento significativo das vazões após a década de 1970. As análises foram realizadas com base em diferentes técnicas estatísticas aplicadas às séries históricas disponíveis na bacia, com cerca de 200 estações pluviométricas e 100 estações fluviométricas. Aparentemente, o fenômeno do aumento de vazão decorre dos efeitos conjuntos do aumento da precipitação (que pode ser transitório), diminuição da evapotranspiração provocada pela retirada da mata nativa e aumento da infiltração da chuva, facilitada pelo adequado manejo do solo, (efeitos permanentes). A variação das séries após 1970 indicam aumentos percentuais em relação ao período 1931 a 1970, mostrados na tabela 4.3.

Tabela 4.3. – Aumentos percentuais nas séries hidrológicas após 1970 em relação ao período 1931 a 1970

Bacia	Aumento na Vazão	Aumento na Chuva (Efeito Transitório)	Aumento na Vazão não explicada pela Chuva (Efeito Permanente)
Paranaíba	8%	-	-
Grande	18%	17%	1%
Tietê	34%	15%	19%
Paranapanema	45%	14%	31%
Incremental Itaipú	44%	8%	36%

A existência de todos esses trabalhos justificam a análise da sensibilidade das regras operativas para diferentes cenários hidrológicos, considerando as diferenças dos períodos das séries históricas, das quais serão obtidas.

Podemos concluir que o período pós 1970 representa o estado atual das bacias hidrográficas, supondo-se portanto estacionário.

Dessa forma, para análise de longo período, serão feitas distinções entre os períodos pré e pós 1970.

5. Análise de Diferentes Funções Objetivo para Operação Hidroenergética

A função objetivo apresentada no capítulo 3, maximização da produção energética (equação 4) de um sistema com 'm' reservatórios, no tempo 'n' de um sistema é reapresentada a seguir:

$$\max Z = \sum_{t=1}^n \sum_{i=1}^m (\xi_{i,t} \cdot R'_{i,t}) \quad (16)$$

Neste capítulo é avaliado o desempenho desta função, comparando-a com outras funções objetivo. Lembra-se que a função objetivo é uma medida quantitativa do desempenho de um aspecto específico de um sistema. A escolha dessa função é fundamental para definir a forma de operação desejada.

Apresenta-se a seguir outras duas funções objetivo, minimizar complementação de energia e maximizar lucro sobre energia secundária, que podem ser empregadas em otimização de sistemas hidroenergéticos.

A energia hidroelétrica é a mais barata entre outras fontes, tais como térmicas ou nucleares, ou mesmo que a importação de outros países que já ocorre desde meados de 2000.

Pode-se estabelecer para um sub-sistema uma demanda que seja superior a máxima produção hidro possível em qualquer mês do período, para que seja sempre necessária uma complementação da produção através de térmicas ou importação.

O valor dessa demanda é um parâmetro que deve ser superior à própria capacidade do sistema hidro, considerado o índice de disponibilidade das máquinas, da forma:

$$D \geq \sum_{i=1}^m (\bar{P}_i \cdot ID_i) \quad (17)$$

Pode-se ainda estabelecer que os custos serão crescentes quanto maior for a complementação necessária a cada mês. Por simplicidade podemos pensar em custos crescentes de forma quadrática, sobre a energia necessária para complementar a demanda, além da geração hidro (Soares, S. et al, 2000). Isto equivale a somar os quadrados da energia complementar, mês a mês.

Pensando em atuar num mercado livre de energia uma empresa proprietária de um sub-sistema terá interesse em minimizar geração térmica ou compras e importações de outros sistemas, que teriam custos maiores que a geração hidro. Uma função desse tipo se aproxima da utilizada pelo setor elétrico brasileiro para otimização de todo o sistema interligado (Maceira et al 1999) onde o acréscimo de térmicas para atendimento da demanda tem custos crescentes.

Na utilização desta função pode-se eliminar a restrição de atendimento de demanda mínima de geração a cada intervalo de tempo (equação 10).

Apresenta-se então, como alternativa, a seguinte função objetivo:

Minimizar complementação de energia

$$\min Z = \sum_{t=1}^n (D - \sum_{i=1}^m (\xi_{i,t} \cdot R'_{i,t}))^2 \quad (18)$$

onde:

$\xi_{i,t}$ = produtividade durante o mês t no reservatório i (MW/(m3/s))

$R'_{i,t}$ = vazão turbinada durante o mês t no reservatório i (m3/s)

D = demanda superior a capacidade do sistema (MW)

i = índice do reservatório

t = índice do mês

Para descrever a segunda função é necessário introduzir alguns conceitos.

O setor elétrico brasileiro utiliza o conceito de energia assegurada como a quantidade média de energia que pode ser gerada numa usina hidroelétrica, num longo período, com um risco de déficit de 5%. Toda a energia produzida acima da assegurada é chamada de energia secundária e não pode ser contratada, tendo ainda uma tarifa muito abaixo dos contratos de longo prazo. A energia secundária é considerada como compensação à diversidade hidrológica em todo o sistema interligado brasileiro. Em períodos úmidos, uma determinada usina gera acima da assegurada recebendo pela energia secundária. Em períodos secos esta usina gera abaixo da assegurada, pagando pela diferença o preço da secundária gerada por outras usinas que tenham situação hidrológica mais favorável.

Dessa forma, outra função objetivo é maximizar o lucro obtido com a geração de energia secundária, ponderando-se a diferença entre a energia gerada e a energia assegurada, pelo preço do mercado, que hipoteticamente poderia variar mensalmente.

A energia assegurada do sistema é calculada como a somatória das energias asseguradas de cada usina, mês a mês, como segue:

$$Eas_t = \sum_{i=1}^m (Ea_{i,t}) \quad (19)$$

Uma vez definida a energia assegurada do sistema podemos apresentar a seguinte função objetivo:

Maximizar lucro sobre energia secundária

$$\max Z = \sum_{t=1}^n (p_t \cdot (\sum_{i=1}^m (\xi_{i,t} \cdot R'_{i,t}) - Eas_t)) \quad (20)$$

onde:

Eas_t = Energia assegurada do sistema durante o mês t (Mwmédio)

$Ea_{i,t}$ = Energia assegurada da usina i durante o mês t (Mwmédio)

p_t = preço da energia durante o mês t (R\$/MWh)

Para comparação do desempenho das funções objetivo foi desenvolvido um modelo em planilha Excel, utilizando o sistema Paranapanema, considerando somente os três reservatórios de acumulação, num horizonte de 12 meses, com aflúncias iguais as medianas das vazões incrementais médias mensais a cada mês, apresentadas na figura 5.1.

Essas funções objetivo são não lineares e portanto os problemas devem ser resolvidas por PNL. Os reservatórios são inicializados com 80% do volume útil, para representar uma situação usual.

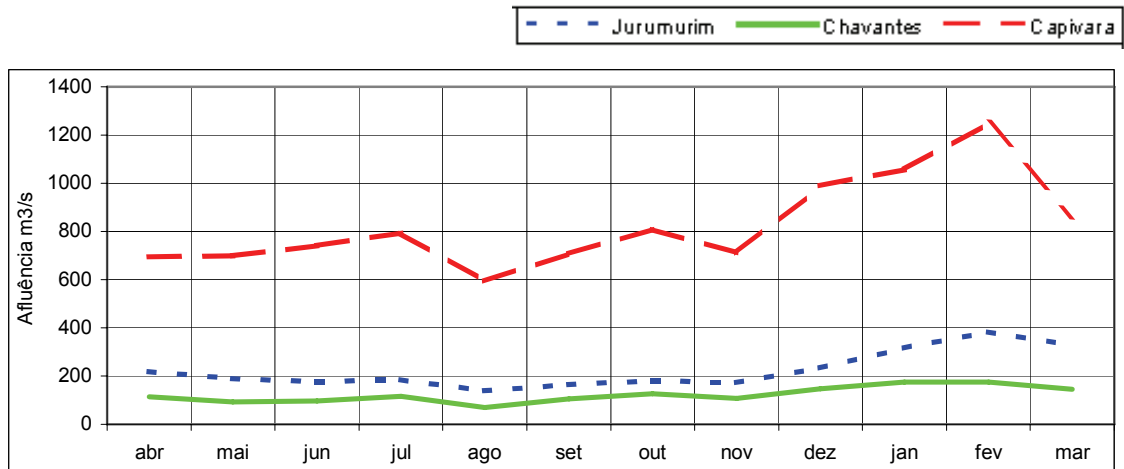


Figura 5.1 – Séries medianas mensais de afluências incrementais das usinas

A solução inicial foi considerar a operação a fio d’água, impondo a não utilização dos reservatórios, calculando-se as turbinagens simplesmente pela equação da continuidade (equação 5). Os resultados estão apresentados na figura 5.2. Sem utilizar os volumes armazenados a geração total (curva marrom) mostra uma distribuição que acompanha as afluências, sendo decrescente no período mais seco quando a escassez de energia é maior.

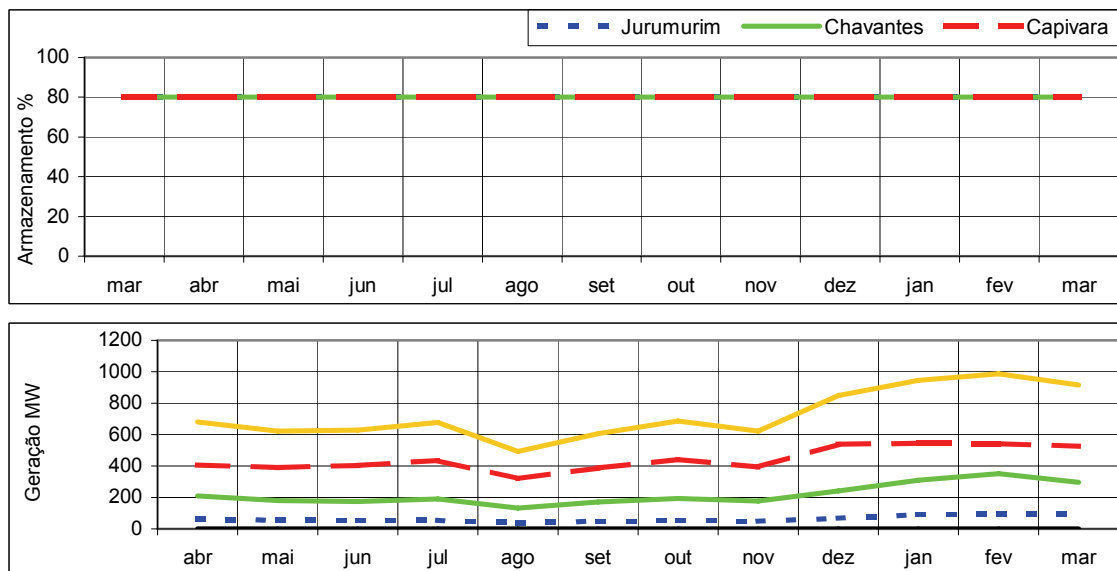


Figura 5.2 - Solução inicial Fio d’água

A operação visando maximizar a produção é apresentada na figura 5.3. Nesse caso a distribuição temporal da energia é modificada, com aumento da geração no período seco.

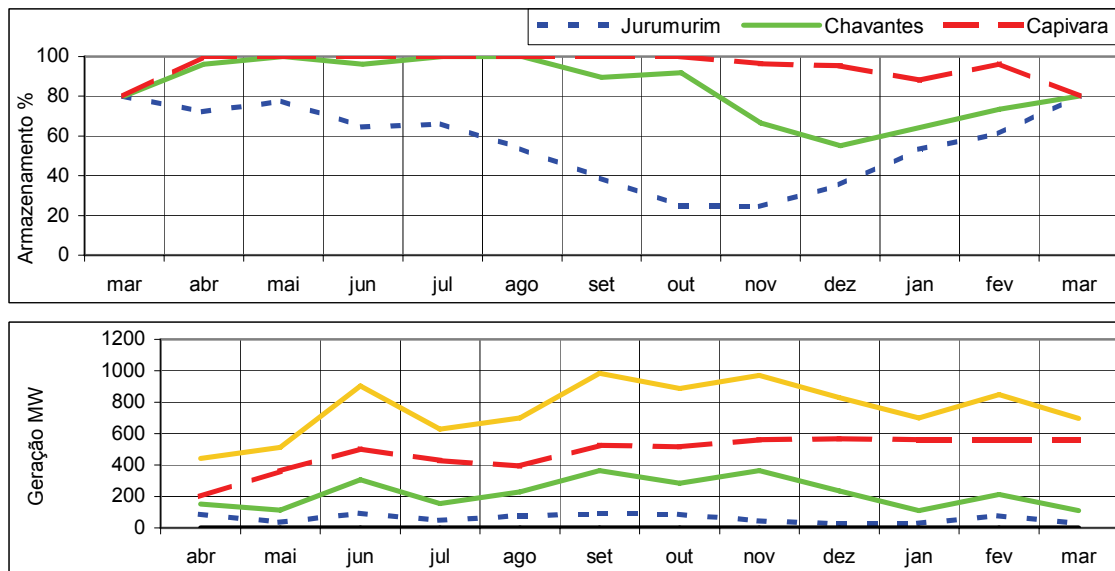


Figura 5.3 – Maximizar produção

A operação visando minimizar a complementação de energia está apresentada na figura 5.4. Neste caso não há demanda mínima considerada como restrição. Além disso, a distribuição temporal da energia é quase uniforme pois o custo quadrático da complementação penaliza mais os meses com complementação maior, forçando uma geração quase uniforme em todo o período. Esta é a principal característica desta função.

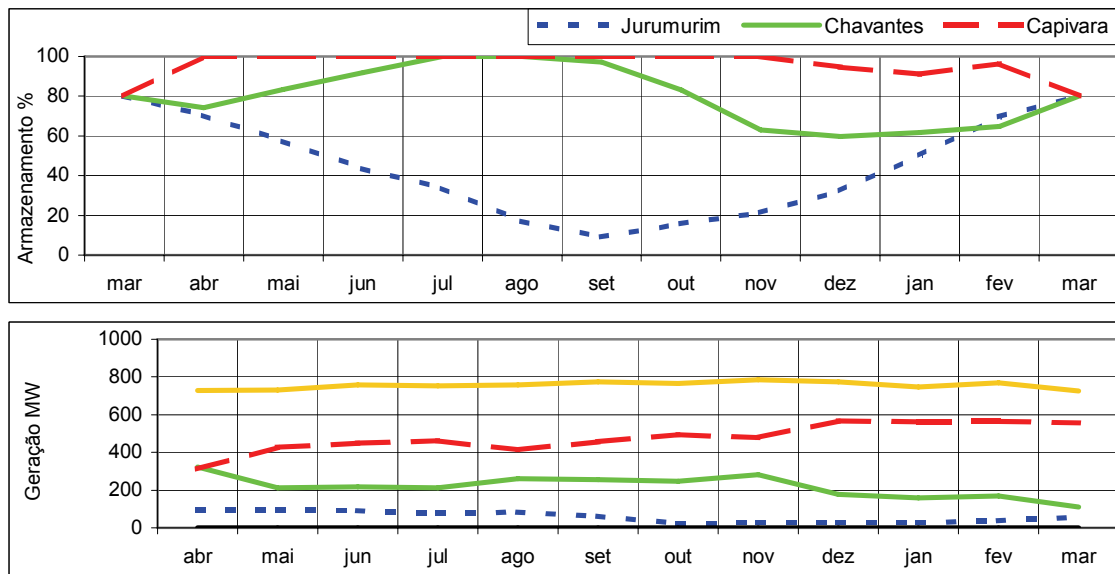


Figura 5.4 – Minimizar complementação de energia

A operação visando maximizar o lucro sobre a energia secundária segue apresentada na figura 5.5.

Adotou-se um vetor hipotético de preços mensais para a energia secundária apresentado na tabela 5.1.

Tabela 5.1. – Vetor de preços mensais atribuídos a energia secundária (R\$/MWh)

jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
50	41	30	30	41	41	50	80	100	150	100	80

Nesse caso o preço da energia reflete a sazonalidade da disponibilidade de água e do armazenamento

O resultado mostra que a geração de energia secundária é maior no período seco, chegando a um mínimo no período úmido, quando há abundância de água, ou seja, guarda-se água no período úmido para gerar mais energia quando a escassez é maior. Além de aumentar o lucro da empresa que opera esse sub-sistema, essa distribuição da energia secundária oferece um caráter complementar aos sub-sistemas adjacentes, que podem não dispor de capacidade de regularização suficiente para atendimento do mercado.

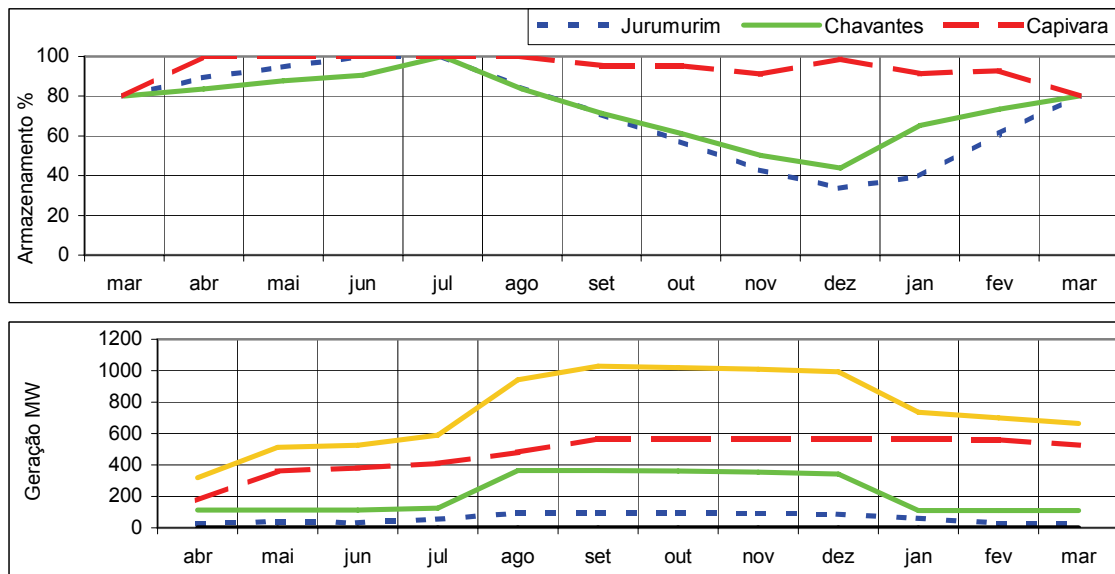


Figura 5.5 – Maximizar lucro sobre energia secundária

Os resultados numéricos dos testes estão sintetizados na tabela 5.2. As curvas de geração para cada função são apresentadas conjuntamente na figura 5.6.

Tabela 5.2 – Resultados da aplicação de diferentes funções objetivo com afluência mediana

Função objetivo	Geração MW médio	Vertimento MW médio	Lucro Milhões R\$
Inicial fio d'água	726	20	81
Max. Produção	759	0	147
Min. complementação	756	0	118
Max. lucro	754	0	173

A maior geração, 759 Mwmédios, é 4,5% maior que a operação fio d'água e corresponde à função maximizar produção. As funções que minimizam a complementação e maximizam o lucro também superam a geração da operação fio d'água com resultados próximos a função de maximizar produção. Maximizar o lucro gera uma pequena perda na produção. A função minimizar complementação apresenta geração muito próxima da máxima, com perfil de geração quase constante.

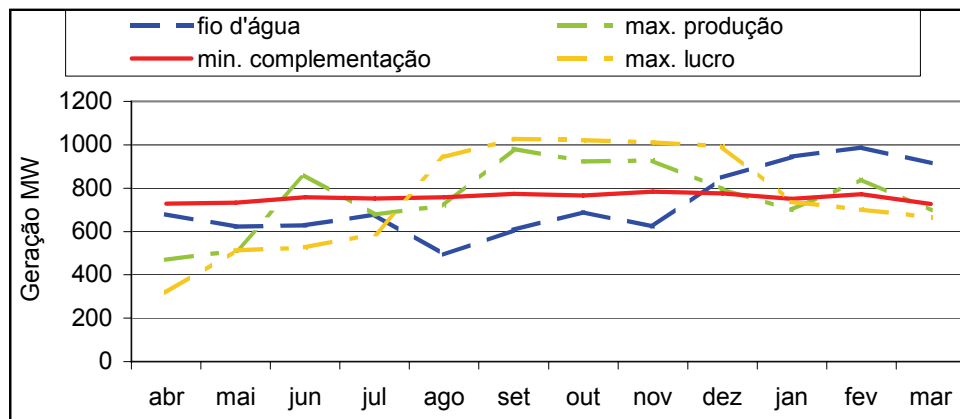


Figura 5.6 – Curvas de geração para cada função objetivo

As observações feitas nas discussões de cada função objetivo podem ser visualizadas no gráfico da figura 5.6, onde a curva de geração da função minimizar complementação é quase uniforme ao longo dos meses. A curva de geração da função maximizar produção oscila em torno da curva minimizar complementação. A curva de geração da função maximizar lucro apresenta maior geração no período em que os preços são mais altos, tendo distribuição ao longo do ano oposta a solução inicial fio d'água.

A seguir repetiram-se todos os testes com séries de aflúncias dos quartís úmido e seco, apresentados nas tabelas 5.3. e 5.4., obtendo-se resultados semelhantes.

Tabela 5.3 – Resultados da aplicação de diferentes funções objetivo com quartil úmido

Função objetivo	Geração MW médio	Vertimento MW médio	Lucro Milhões R\$
Inicial fio d'água	882	118	181
Max. Produção	934	68	194
Min. complementação	931	68	211
Max. lucro	913	92	237

Tabela 5.4 – Resultados da aplicação de diferentes funções objetivo com quartil seco

Função objetivo	Geração MWmédio	Vertimento MWmédio	Lucro Milhões R\$
Inicial fio d'água	549	0	-21
Max. Produção	565	0	-1
Min. complementação	560	0	-1
Max. lucro	541	0	57

O lucro com valor negativo indica que a compra de energia secundária superou a venda, o que é normal num período seco.

Procedendo uma comparação entre os três cenários observa-se comportamentos semelhantes, porém a função maximizar lucro tem uma queda de produção total do período mais acentuada nos cenários úmido e seco, sendo até menor que a operação fio d'água no cenário seco.

Segue uma sequência de figuras, de 5.7 à 5.12, com os gráficos dos testes com os quartis úmido e seco, cujos resultados numéricos foram sintetizados nas tabelas 5.3 e 5.4 acima.

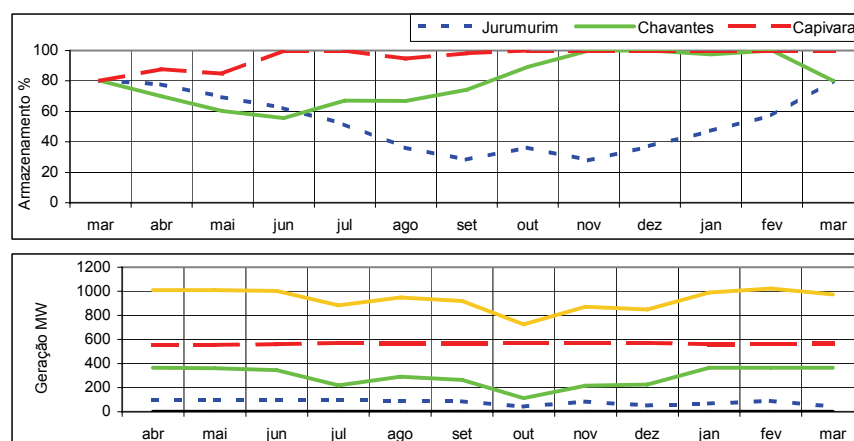


Figura 5.7 – Maximizar produção com quartil úmido

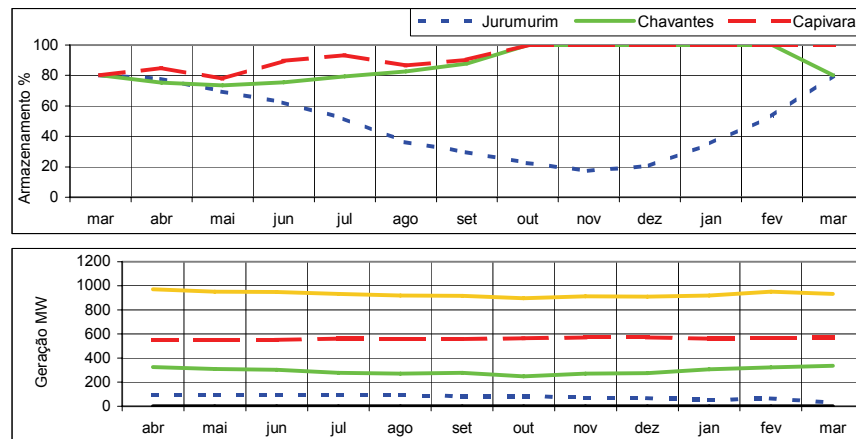


Figura 5.8 – Minimizar complementação de energia com quartil úmido

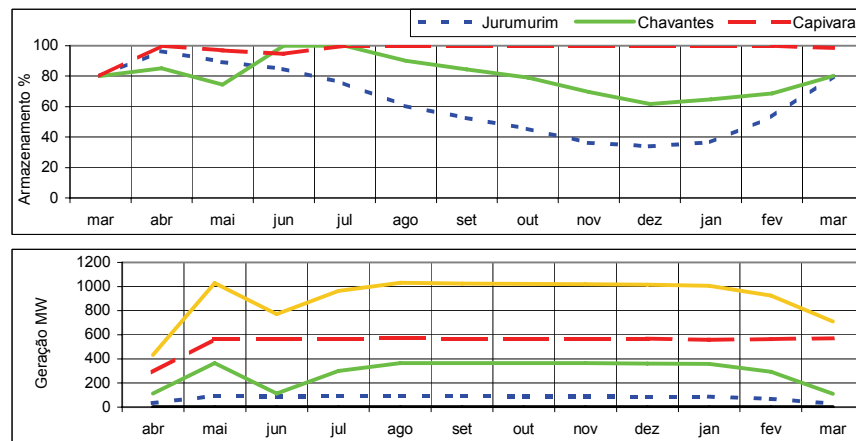


Figura 5.9 – Maximizar lucro sobre energia secundária com quartil úmido

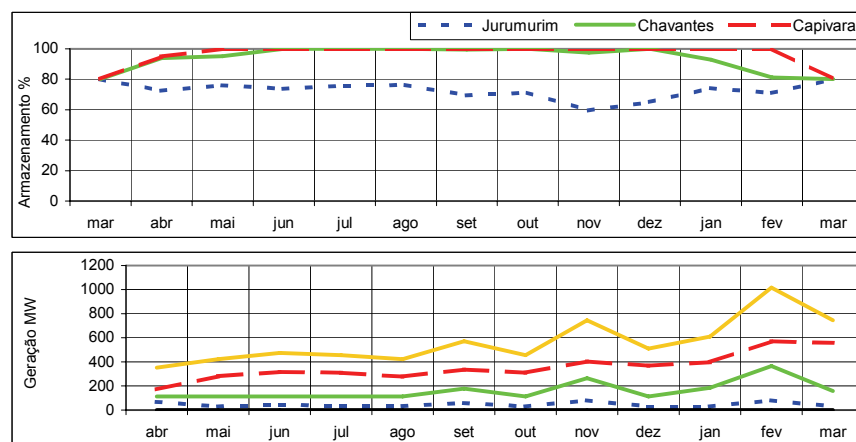


Figura 5.10 – Maximizar produção com quartil seco

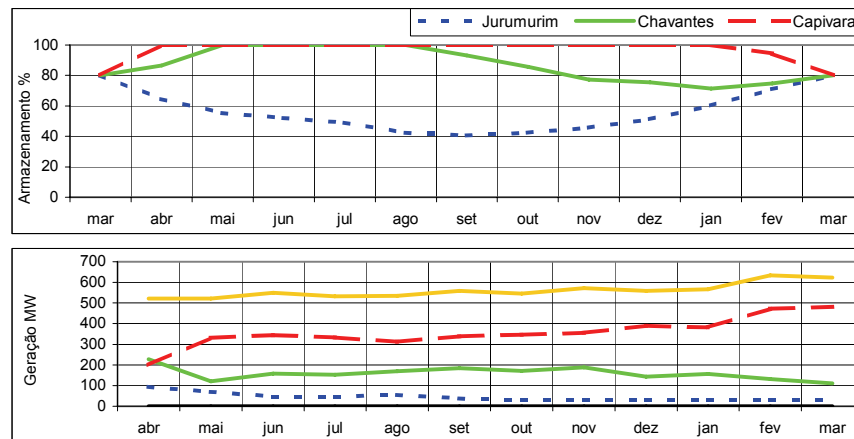


Figura 5.11 – Minimizar complementação de energia com quartil seco

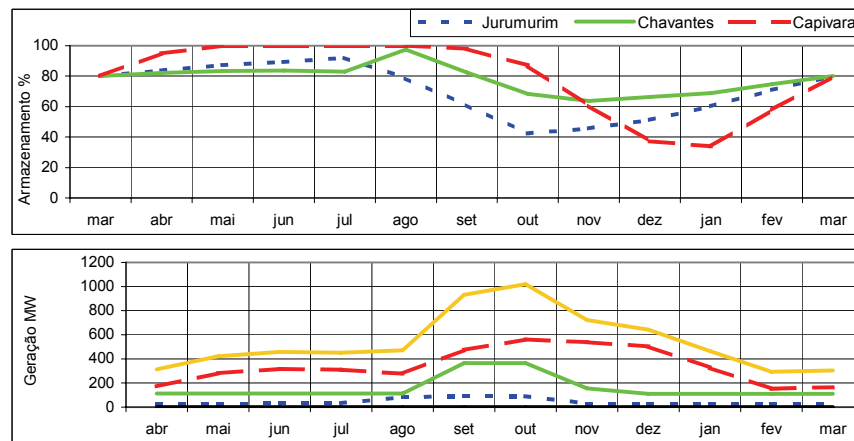


Figura 5.12 – Maximizar lucro sobre energia secundária com quartil seco

O fato que mais se destaca na sequência de figuras 5.7 a 5.12, ao comparar-se o desempenho das três funções para diferentes cenários é o menor uso dos reservatórios (menor variação de volumes) no cenário seco. Mesmo assim, para os três cenários, a forma das curvas de geração tem comportamento similar para as três funções objetivo analisadas.

6. - Análise de Regras para Deplecionamento de Sistemas Hidroenergéticos com Diferentes Configurações Espaciais

Como visto no capítulo 3.1, rerepresentamos o esquema de uma usina hidroelétrica na figura 6.1.

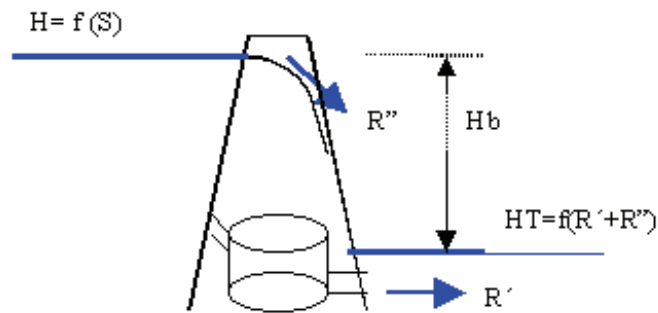


Figura 6.1 – Esquema de usina hidroelétrica

Da equação da potência (equação 1) temos que, para uma mesma vazão turbinada, a potência varia linearmente com a queda bruta. Se considerarmos o nível jusante constante e se o reservatório for esvaziado, ele perde queda de acordo com sua curva cota-volume. (figura 6.2). A energia gerada é função da queda, que, por sua vez, é função do volume. A medida em que perde queda, diminui a capacidade de geração da usina, o que torna importante a ordem de esvaziamento dos reservatórios num mesmo sistema.

Segundo Lund (2000), reservatórios cujo esvaziamento resulta na menor redução de energia potencial devem ser esvaziados primeiro.

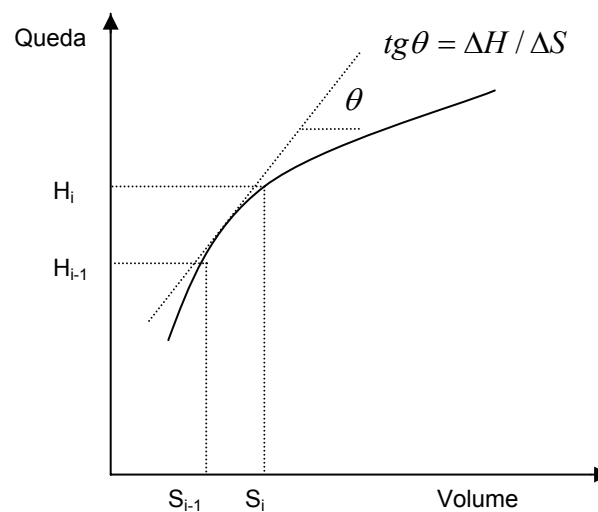


Figura 6.2 – Relação entre Queda e Armazenamento

Para compreender melhor esse conceito pode-se definir um fator de redução da queda, como a perda de queda de um reservatório, entre os níveis máximo e mínimo, em relação a sua queda máxima, supondo o esvaziamento total ao longo de cada ciclo sazonal:

$$frH = (H_{max} - H_{mim}) / H_{max} \quad (21)$$

Onde:

frH = fator de redução da queda (adimensional)

Hmax = queda máxima com o reservatório cheio em metros

Hmin = queda mínima com reservatório vazio em metros

Este fator (frH) é útil para que se tenha uma ideia de quão sensível é o reservatório em termos de sua produtividade, ou seja, **quanto maior for o valor do frH, significa que mudanças no seu volume podem gerar alterações significativas na produção energética.** Ao contrário, **se o fator frH for baixo, a produtividade do reservatório se altera pouco com sua variação volumétrica.**

O fator frH depende da forma do reservatório e da cota na qual está instalada sua tomada d'água (nível mínimo). Para ilustrar essa definição, apresenta-se a figura 6.3. onde comparam-se três reservatórios com volumes e quedas iguais, porém de formas diferentes (com curvas cota x volume diferentes), resultando em fatores diferentes.

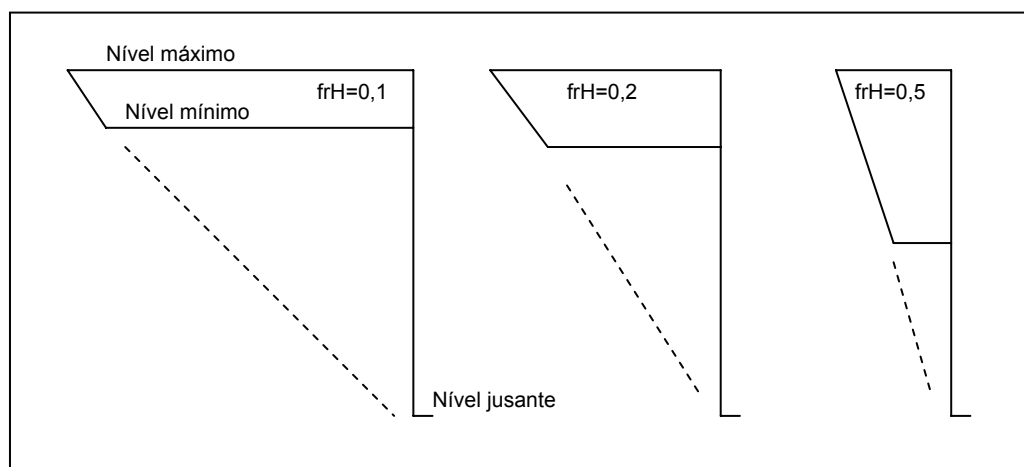


Figura 6.3 – Ilustração de diferentes fatores frH com volumes e quedas iguais

Para discutir o efeito da configuração espacial de um sistema utiliza-se o conceito do parâmetro frH

Apresenta-se na tabela 6.1 os fatores de redução de queda dos principais reservatórios do sistema brasileiro, indicando a ordem na cascata (não são consideradas as usinas fio d'água), isto é, se a ordem é 1 significa que é de cabeceira, se a ordem é 2 significa que existe um reservatório de acumulação à montante, se a ordem é 3 temos uma sequência de 2 reservatórios à montante, e assim por diante. A tabela também apresenta dados de perda de potência e queda média.

Tabela 6.1 – Fatores de redução de queda dos principais reservatórios de acumulação brasileiros

Principais usinas de acumulação do Sistema Brasileiro	frH em %	ordem na sequência	Perda de Potência em relação Energia.Assegurada (Mwmédio)	Queda média m
Itaparica	9,5%	3	84	51
I.Solteira + Três Irmãos	10,5%	6	207	46
Chavantes	11,6%	2	22	73
São Simão	14,4%	3	174	70
Promissão	16,5%	2	15	25
A. Vermelha	17,8%	5	142	54
Furnas	18,9%	2	129	91
Paraibuna	21,9%	1	9	84
Salto Santiago	23,0%	2	165	103
Jurumirim	23,2%	1	13	34
Capivara	26,4%	3	83	46
Caconde	28,8%	1	10	97
M. Moraes	29,5%	3	84	41
Itumbiara	29,6%	2	305	78
Jaguari	29,8%	1	3	62
Foz do Areia	30,0%	1	173	130
Funil	31,2%	3	36	67
Marimbondo	31,4%	4	222	58
Tucuruí	32,0%	2	956	58
Corumba1	32,9%	1	63	70
Emborcação	33,1%	1	185	128
Nova Ponte	33,2%	1	100	109
Serra da Mesa	33,9%	1	235	115
Santa Branca	37,9%	2	11	41
Sobradinho	40,0%	2	179	27
Três Marias	41,0%	1	100	51
Barra Bonita	50,0%	1	20	21
Camargos	52,0%	1	9	23

Analisando a tabela 6.1, pela ordem na sequência vê-se que os reservatórios de cabeceira (ordem 1) apresentam valores de frH entre 22% e 52%. Já os de jusante (ordem 3 ou mais) variam entre 9,5% e 31%. Em geral os reservatórios de cabeceira apresentam maiores perdas quando esvaziam.

A perda de potência em relação a energia assegurada indica a energia média que deixa de ser gerada, com uma vazão turbinada constante, quando o reservatório esvazia totalmente. Encontramos na tabela 6.1 valores expressivos de perda de potência.

A seguir analisa-se o efeito da configuração espacial em Sistemas Hipotéticos para melhor identificar a relação entre o fator frH e a influência do esvaziamento de reservatórios. O objetivo é analisar configurações espaciais em paralelo e série, como mostrado na figura 6.4, e verificar seus reflexos no processo de otimização.

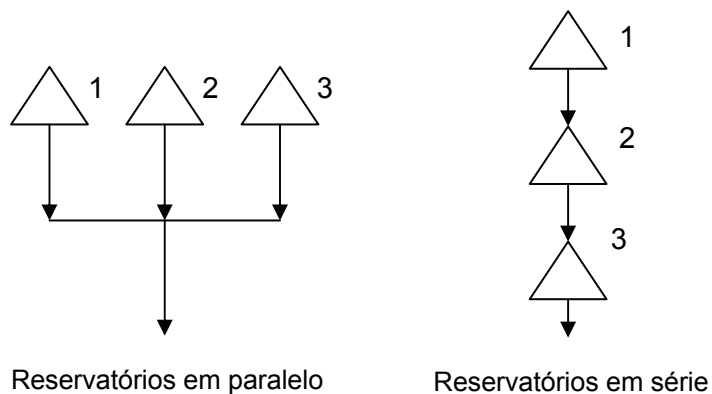


Figura 6.4 – Configurações de sistemas de reservatórios

Para esta análise, foi programado na planilha Excel, utilizando o Solver, um modelo de otimização da operação de um sistema hipotético com três reservatórios. É considerado um horizonte de 8 meses, que corresponde ao período seco sazonal, pressupondo o esvaziamento total do sistema no oitavo mês. No início, os reservatórios estão cheios. O modelo é apresentado na figura 6.5

OTIMIZAÇÃO DO DEPLECIONAMENTO DE 3 RESERVATÓRIOS																				
A produtividade decresce linearmente com o volume até um valor mínimo definido por frH																				
fator de redução da queda = frH1 = 0,30 frH2 = 0,30 frH3 = 0,30																				
Reservatório 1 Reservatório 2 Reservatório 3																				
mês	afluente hm3/mes	turbina hm3/mes	volume hm3	%	prt mm/(hm3/mês)	geração MW	afluente hm3/mes	turbina hm3/mes	volume hm3	%	prt mm/(hm3/mês)	geração MW	afluente hm3/mes	turbina hm3/mes	volume hm3	%	prt mm/(hm3/mês)	geração MW	max geração total	min complementação quadrática
0	engolim	930	3000	100	0,213	163	930	930	3000	100	0,213	163	930	930	3000	100	0,213	3451	52362	
1	540	775	2765	92	0,210	163	540	775	2765	92	0,210	163	540	775	2765	92	0,210	489	112	
2	500	775	2490	83	0,205	159	500	775	2490	83	0,205	159	500	775	2490	83	0,205	477	539	
3	460	775	2175	73	0,199	154	460	775	2175	73	0,199	154	460	775	2175	73	0,199	462	1431	
4	420	775	1820	61	0,192	149	420	775	1820	61	0,192	149	420	775	1820	61	0,192	446	2962	
5	380	775	1425	48	0,184	142	380	775	1425	48	0,184	142	380	775	1425	48	0,184	427	5328	
6	340	775	990	33	0,175	135	340	775	990	33	0,175	135	340	775	990	33	0,175	406	8750	
7	300	775	515	17	0,165	128	300	775	515	17	0,165	128	300	775	515	17	0,165	384	13474	
8	260	775	0	0	0,155	120	260	775	0	0	0,155	120	260	775	0	0	0,155	359	19766	
																		G médio	431	MW
																		ganho %	0,0	

Figura 6.5 – Planilha para otimização do sistema hipotético

Para representar-se melhor o caso real, escolheram-se valores das variáveis próximos da mediana de parâmetros dos reservatórios do sistema brasileiro. Os volumes, produtividades máximas e a série de afluições são iguais para os três reservatórios.

Dada que a afluição é considerada decrescente no período, define-se para cada reservatório a vazão turbinada, a cada mês, que multiplicada pela produtividade resulta em certo montante de geração.

A equação da continuidade é utilizada para calcular o volume a cada mês. A vazão turbinada máxima da usina foi fixada em 20% acima da vazão turbinada média do período.

Neste modelo a otimização pode ser efetuada por duas funções objetivo: maximização da produção total do período ou minimização da complementação de energia, conforme visto no capítulo 5. Nos testes, apresentados a seguir, utilizou-se a segunda função para obter uma geração uniformemente distribuída.

A produtividade é calculada como uma função linear do volume médio de cada intervalo, partindo de um valor máximo inicial fornecido e decrescendo com um fator de redução também fornecido.

$$\xi_i = (S_i + S_{i-1}) / 2 / S_{\max} \cdot frH \cdot \xi_{\max} + (1 - frH) \cdot \xi_{\max} \quad (22)$$

A seguir, passamos a analisar a aplicação do modelo de otimização para configuração dos reservatórios em paralelo e depois em série.

6.1 – Análise de Reservatórios em Paralelo

A regra operacional clássica praticada pelo setor elétrico brasileiro é esvaziar o sistema de forma balanceada, isto é, definir a turbinagem de forma a manter iguais percentuais de volume nos reservatórios de acumulação.

Para efeito de comparação entre alternativas de operação considera-se a operação em balanço como padrão e calcula-se o incremento de geração como referência de ganho.

Na figura 6.6 reproduz-se a operação em balanço com os três reservatórios em paralelo e de iguais fatores de perda. As três curvas se sobrepõem.

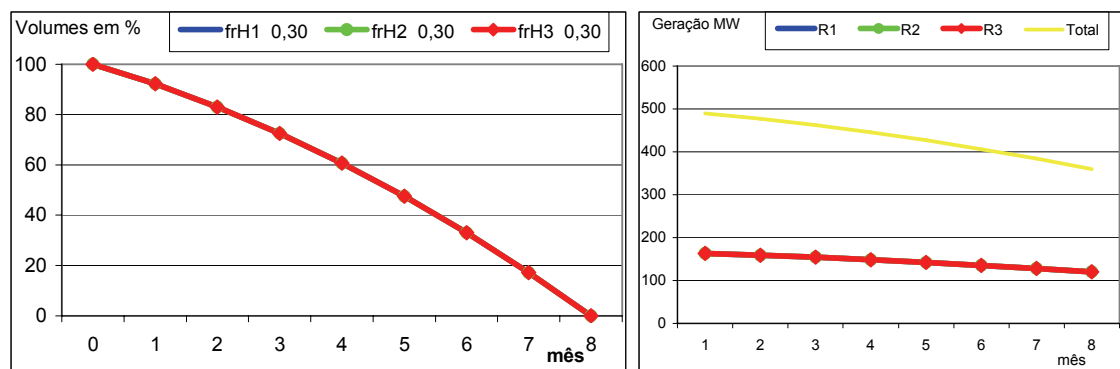


Figura 6.6 – Gráficos da operação em balanço

Ainda com fatores de perda iguais passa-se a otimizar o sistema. O resultado está apresentado na figura 6.7.

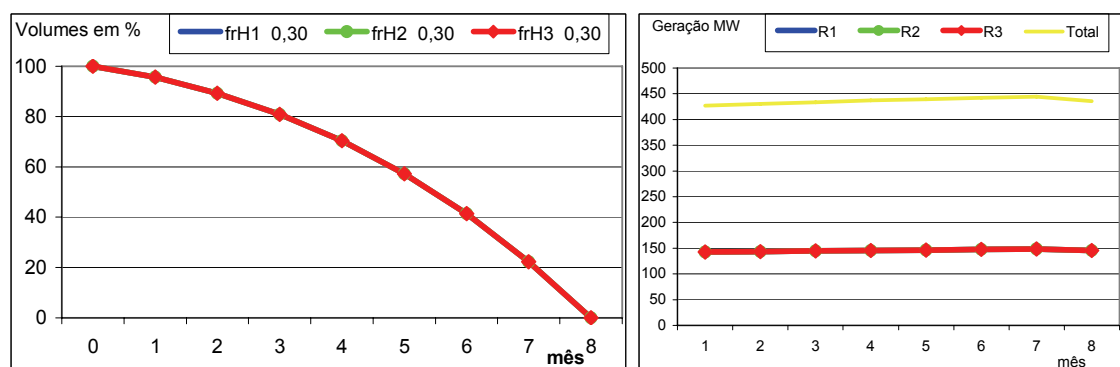


Figura 6.7 – Gráficos da operação otimizada com fatores iguais

Observa-se que com os fatores de redução da queda iguais, os reservatórios são esvaziados simultaneamente. Existe uma pequena diferença entre a operação em

balanço e a operação otimizada, com ganho de 1,2%, em função da distribuição da geração para atendimento da demanda de forma mais uniforme.

Passa-se então a variar o fator de perda de cada um dos reservatórios isoladamente.

O primeiro conjunto de testes estão apresentados na tabela 6.2 que mostra a variação do fator de redução de queda no segundo reservatório (nº 2) entre 20% e 40%, mantendo-se inalterados os demais com frH igual a 30%.

Tabela 6.2 – Resultados dos testes em paralelo

Variando fator de redução no segundo reservatório				
fator de redução %	geração em balanço MWmédio	geração otimizada MWmédio	sequencia de rebaixamento	ganho da otimização %
20%	438	443	2, (1 e 3)	1,1%
30%	431	436	juntos	1,2%
40%	424	431	(1 e 3), 2	1,7%

Na tabela 6.2 mostra-se a geração verificada tanto com a operação em balanço como com a operação otimizada. Segue a sequência de esvaziamento considerando os três reservatórios em paralelo numerados de 1 a 3. Finalmente tem-se o percentual de ganho da otimização sobre a operação em balanço.

Observa-se na figura 6.8 que com fatores de redução abaixo de 0,3 para o segundo reservatório, mantendo-se os demais em 0,3, o reservatório nº 2 é esvaziado primeiro.

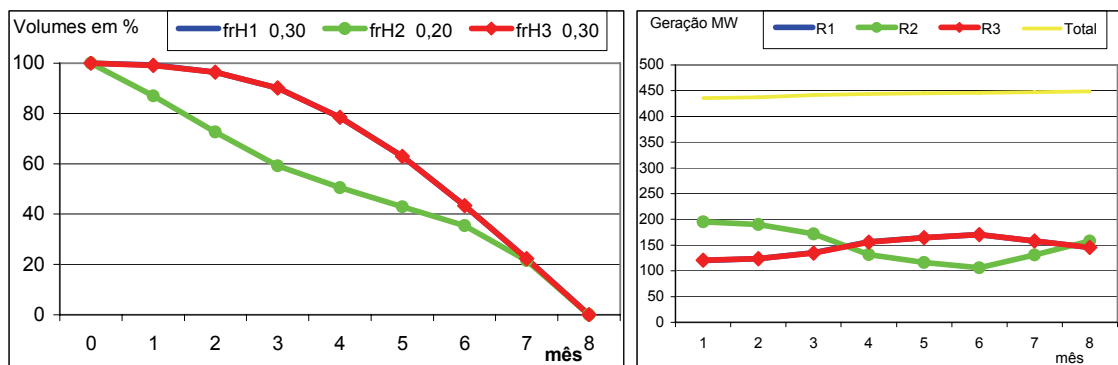


Figura 6.8 – Variação do volume e geração com redução do frH

Com fatores de redução maiores que 0,3 para o segundo reservatório ocorre o inverso (figura 6.9). O segundo reservatório é esvaziado por último. O ganho de geração chega a 1,7%

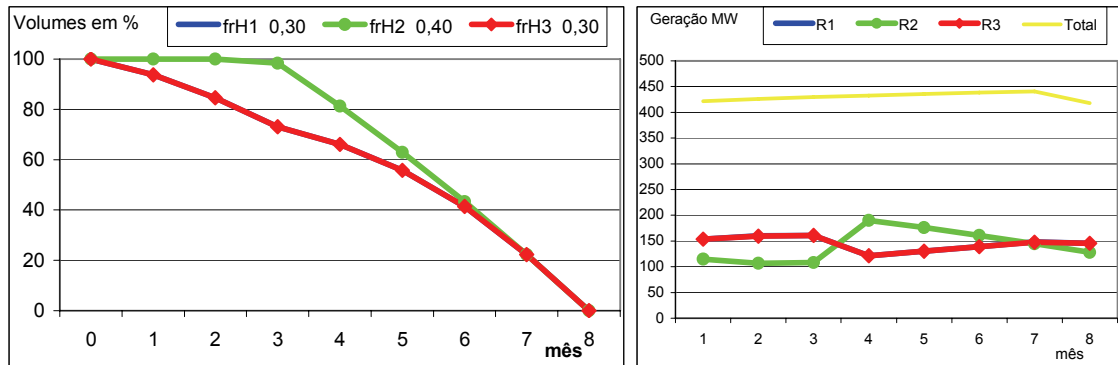


Figura 6.9 – Variação do volume e geração com aumento do frH

No caso de reservatórios em paralelo é indiferente a escolha de qualquer um dos reservatórios para variação do frH. Os resultados se repetem se a variação for efetuada nos reservatórios 1 ou 3.

De acordo com esses testes, pode-se concluir que:

Regra 1:

Num sistema em paralelo, os reservatórios que apresentem o menor fator de redução da queda devem ser esvaziados primeiro.

6.2 – Análise de Reservatórios em Série

Considerando que em reservatórios em série, a vazão turbinada no primeiro também o será nos de jusante, introduz-se uma alteração na planilha Excel.

Novamente, para efeito de comparação entre alternativas de operação, considera-se a operação em balanço como padrão e calcula-se o incremento de geração como referência de ganho da otimização.

Na figura 6.10 reproduz-se a operação em balanço com os três reservatórios em série e de iguais fatores de perda. As três curvas se sobrepõem.

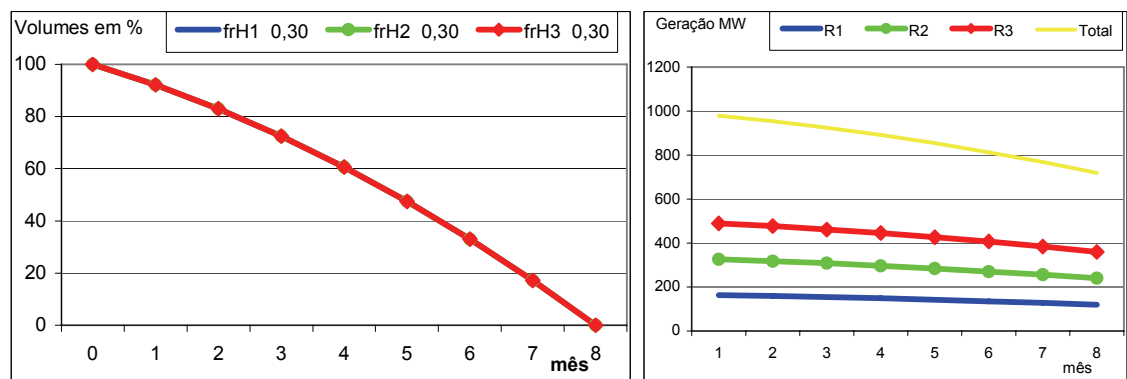


Figura 6.10 – Gráficos da operação em Balanço com reservatórios em série

Ainda com fatores de perda iguais passa-se a otimizar a operação do sistema. O resultado está apresentado na figura 6.11.

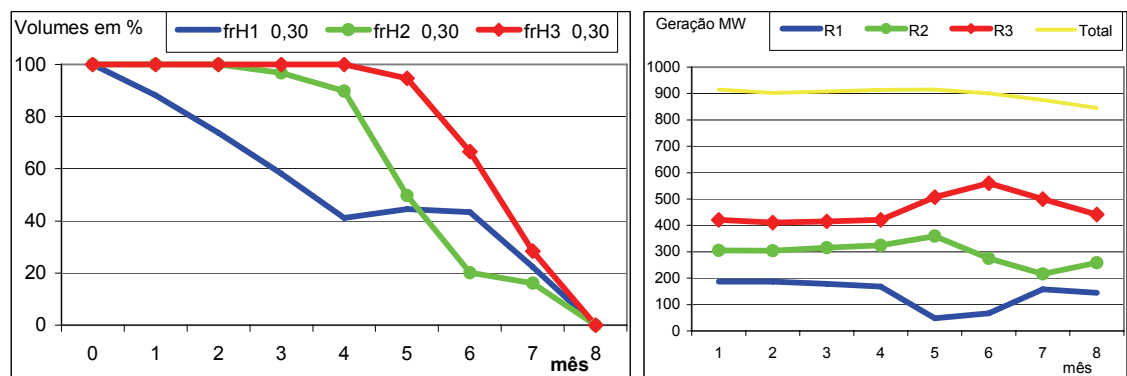


Figura 6.11 – Operação Otimizada com fatores iguais (reservatórios em série)

Observa-se que o esvaziamento é feito inicialmente pelo reservatório de montante (nº 1) seguido pelo nº 2 e por ultimo o de jusante (nº 3).

Neste caso o ganho devido a otimização foi de 3,9% sobre a operação em balanço, conforme tabela 6.3.

Passa-se então a variar o fator de perda de cada um dos reservatórios isoladamente. Apresentam-se os resultados na tabela 6.3 a seguir. Esse primeiro conjunto de testes mostra a variação do fator de perda no segundo reservatório, mantendo-se inalterados os demais, com valor de frH igual a 0,3.

Tabela 6.3 – Resultados dos testes em série variando o segundo reservatório

Variando fator de redução no segundo reservatório				
fator de redução %	geração em balanço MWmédio	geração otimizada MWmédio	sequencia de rebaixamento	ganho da otimização %
5%	898	931	2 1 3	3,7%
30%	863	897	1 2 3	3,9%
40%	848	886	1 3 2	4,5%

Na tabela 6.3 tem-se a geração verificada com a operação em balanço e com a operação otimizada. Segue a sequência de esvaziamento considerando o nº 1 para montante e o nº 3 para o de jusante conforme figura 6.4. Finalmente tem-se o percentual de ganho da otimização sobre a operação em balanço.

Observa-se na figura 6.12 que com fator de redução de 0,05 para o segundo reservatório, mantendo-se os demais em 0,3, este reservatório é esvaziado primeiro, prevalecendo a regra 1, definida no capítulo anterior. O baixo valor de frH causou inversão da sequência obtida com fatores iguais, antecipando o esvaziamento do reservatório nº 2.

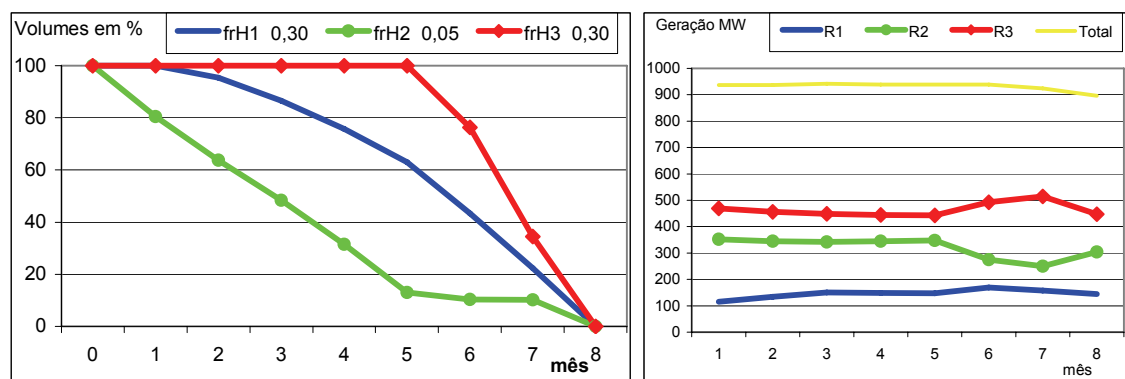


Figura 6.12 – Operação Otimizada com redução de frH no 2º reservatório (em série)

Aumentando-se o fator de redução do segundo reservatório para 0,4 , este passa a ser esvaziado por último, voltando então a prevalecer a regra 1, como mostra a figura 6.13. O alto valor de frH causou inversão da sequência obtida com fatores iguais, postergando o esvaziamento do reservatório nº 2 que agora tem maior perda de produtividade com o esvaziamento do reservatório.

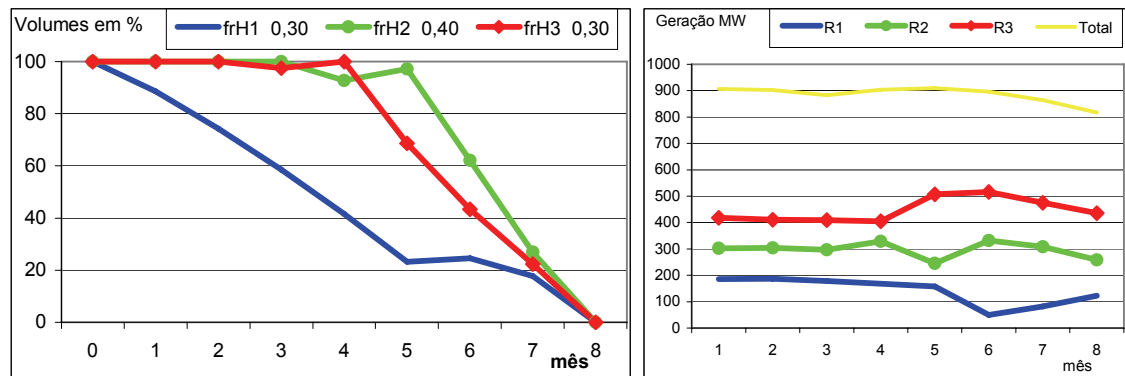


Figura 6.13 – Operação Otimizada com aumento de frH no 2º reservatório (em série)

Passa-se agora a variar o fator de redução no terceiro reservatório, mantendo-se inalterados os demais, com fator de redução de 0,3. A tabela 6.4 apresenta esses resultados.

Tabela 6.4 – Resultados dos testes em série variando o terceiro reservatório

Variando fator de redução no terceiro reservatório				
fator de redução %	geração em balanço MWmédio	geração otimizada MWmédio	sequencia de rebaixamento	ganho da otimização %
10%	905	928	1 3 2	2,5%
30%	863	897	1 2 3	3,9%
40%	841	886	1 2 3	5,4%

A figura 6.14 apresenta o resultado da otimização com fator de redução de 0,1 para o reservatório nº 3 onde novamente temos uma inversão na sequência de esvaziamento prevalecendo a regra 1 sobre a sequência obtida com fatores iguais. Ocorre inversão do terceiro reservatório que antecipa seu esvaziamento.

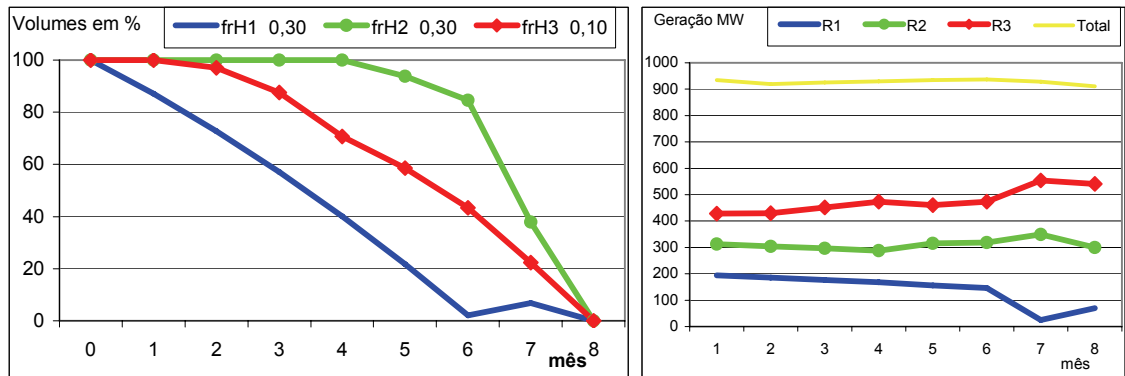


Figura 6.14 – Operação Otimizada com redução de frH no 3º reservatório (em série)

Passa-se agora a variar o fator de redução no primeiro reservatório, mantendo-se inalterados os demais com valor de frH igual 0,3. Conforme se vê na tabela 6.5 não ocorre inversão de posições na sequência de esvaziamento obtida com fatores iguais. Isto indica que o reservatório em posição de cabeceira não apresenta sensibilidade à variação do frH, quando os demais tem igual fator frH.

Tabela 6.5 – Resultados dos testes em série variando o primeiro reservatório

Variando fator de redução no primeiro reservatório				
fator de redução %	geração em balanço MWmédio	geração otimizada MWmédio	sequencia de rebaixamento	ganho da otimização %
10%	877	914	1 2 3	4,2%
30%	863	897	1 2 3	3,9%
50%	848	880	1 2 3	3,8%

Considerando que em reservatórios em série, com igual fator de redução de queda, a vazão turbinada no primeiro também o será nos de jusante, é interessante que este ultimo esteja com a maior queda possível até esgotar-se o volume do reservatório de montante. Quando os fatores de redução de queda são diferentes entre os reservatórios, a regra 1 deve ser considerada também. Define-se então uma segunda regra:

Regra 2:

Num sistema em série, os reservatórios devem ser esvaziados de montante para jusante, porém se a diferença entre os fatores de redução de queda for significativa, os reservatórios com menor frH podem inverter esta ordem, sendo esvaziados antes do imediatamente à montante.

Em casos reais, é comum encontrar-se uma configuração mista, com reservatórios em série e paralelo no mesmo sistema, podendo formar uma topologia complexa. Neste caso, há uma interação maior entre as regras 1 e 2. A otimização desses sistemas com otimizadores não lineares poderá indicar a sequência de esvaziamento que produz mais energia. Seguramente os valores de frH terão peso nesta solução.

7. - Análise da Otimização de Longo Período com o modelo SisOpt

O SisOpt é um modelo de otimização desenvolvido pelo convênio UCLA/EPUSP para o sistema hidroenergético brasileiro com suporte do NSF, DAEE-USP e CNPq. Foi desenvolvido utilizando o Excel como interface com rotinas de otimização em Fortran. Utiliza os pacotes MINOS e PCX, descritos no capítulo 3.1.

É um modelo de otimização para sistemas de grande porte, com até 80 usinas e período máximo de 20 anos. Segue o equacionamento apresentado no capítulo 3.1.

São desenvolvidas neste capítulo aplicações no sub-sistema Paranapanema, para fins de planejamento e programação da operação.

A tela de entrada dos parâmetros e escolha de opções de processamento é apresentada na figura 7.1.

Brazilian Hydropower System Optimization			
Analysis Period: starting month	4	* Input data are shown in yellow cells.	
1931-2010 from	1977		
number of years analyzed	20		
Solvers	1. EMNeT	3 (iModel)	
	2. LP	1 1: PCx 2: MINOS LP	(iLP)
	3. NLP		
	4. Iterative LP	1,E-03 epsILP	30 Iteration No.
	5. Successive LP	1,E-06 epsSLP	11% Delta d (0 < d < 1)
Objective Function Options:			
w1	0	Min. loss of potential energy	
w2	0	Meet monthly target storage	
w3	0	Max. total energy production	
w5	1	Min. enrg complementation	
		1	1: entire system. 2: each power plant
		0	w4 (Min total energy spill)
		0	w6 Max. profit about secondary energy
Max. storage decrease	100%	*Use 100% if no max variation restriction (no)	
Specify ending storage	1	0: No. 1: Yes	30% Required minimum flow through turbine in %
Use nonlinear tailwater leve	1	0: No. 1: Yes	90% Unavailability Turbine Rate
Multiplier of energy demand	0		
System choice		Configuration Options:	
	1	1: Paranapanema	
		2: Parana	
		3: Entire system	
		4: Manual Change	
		9 Number of nodes	
NOTICE: The graphs is INCORRECT. You HAVE to generate the correct graphs.			
Input data sheets:	Objective	: Define objective coefficients for each node	
	Physical_Data	: Physical data and defining active nodes	
	Energy_Data	: Monthly energy demand, constant PRT value, and coefficients for head-volume curves (for nonlinear case only)	
	Storage Target	: Input Targets	
	Flood Control	: Allowable storage space considering flood control	
Output data sheets:	Egeneration	: Monthly stored energy, total energy generation, and energy produced by each active node	
	release	: Monthly power release for each active node	
	spill	: Monthly non-power release for each active node	
	storage	: Ending storage for each active node	
	PRT	: PRT values	
Observations from test runs: 1. Before implement NLP, ILP, SLP, try LP first to see the feasibility			
2. If SLP is infeasible, try Delta d with larger value			

Figura 7.1. – Tela de entrada do modelo SisOpt

Entre as opções estão a escolha do programa de otimização, o uso de programação linear (PL) ou não linear (PNL) e a função objetivo. Também existem saídas gráficas pré-programadas para o sub-sistema Paranapanema, sub-sistema Paraná, todo o sistema brasileiro ou definição manual do sistema.

7.1 - Aplicação do SisOpt para Planejamento.

Foram otimizados dois períodos de 20 anos escolhidos entre as séries de vazões naturais 1931/1996, as mesmas utilizadas pelas instituições oficiais de planejamento do setor elétrico brasileiro.

A escolha dos períodos baseia-se nas discussões do capítulo 4.2, onde concluiu-se numa diferenciação da série antes e depois do ano 1970, devido a alterações climáticas e antropogênicas que quebraram a estacionariedade do histórico disponível desde 1931.

Foi utilizado como otimizador o MINOS (Não Linear). A função objetivo é minimizar a complementação de energia no período.

A tabela 7.1 apresenta os resultados da otimização do Sistema Paranapanema para os dois cenários.

Tabela 7.1 – Resumo dos resultados da otimização de longo período

Período	Energia Gerada Média MWmédio	Energia Vertida Média MWmédio
1938/57	1104	6
1977/96	1489	102

No cenário pré 70 com otimização de 20 anos (1938/57), obteve-se a energia média de 1104 Mwmédios. No cenário pós 70, também com 20 anos (1977/96), obtemos uma energia média de 1489 Mwmédios. A energia produzida no período pós 1970 é 35% maior que no período anterior. A energia equivalente ao vertimento aumentou em 9% da energia total produzida no período anterior. Esses valores correspondem aos 45% de acréscimo nas séries de vazão constatadas no capítulo 4.

Dessa forma a comparação de resultados com períodos antigos e recentes apresenta grandes diferenças. Pelo fato das séries de vazões não serem estacionárias recomenda-se utilizar o período pós 1970 que retrata o estado atual das bacias hidrográficas, é estacionário e constitui um tamanho suficiente da amostra com 30 anos de dados. A prática de desprezar dados antigos é usual em áreas de climatologia, sujeitas a interferências antropogênicas, pois as normais climatológicas são usualmente definidas para os últimos 30 anos.

Foram testados com o SisOpt, soluções com programação linear, utilizando-se produtividade constante para as usinas, porém a linearização de problemas hidroenergéticos pode produzir resultados razoáveis para fins de planejamento de longo prazo (Barros et al. 2000), mas as decisões operativas são inadequadas, pois

soluções lineares não consideram ganhos de produtividade para reservatórios de acumulação, que é responsável por parte dos ganhos com a otimização

A seguir são apresentados nas figuras 7.2 e 7.3 os gráficos com resultados detalhados da operação otimizada.

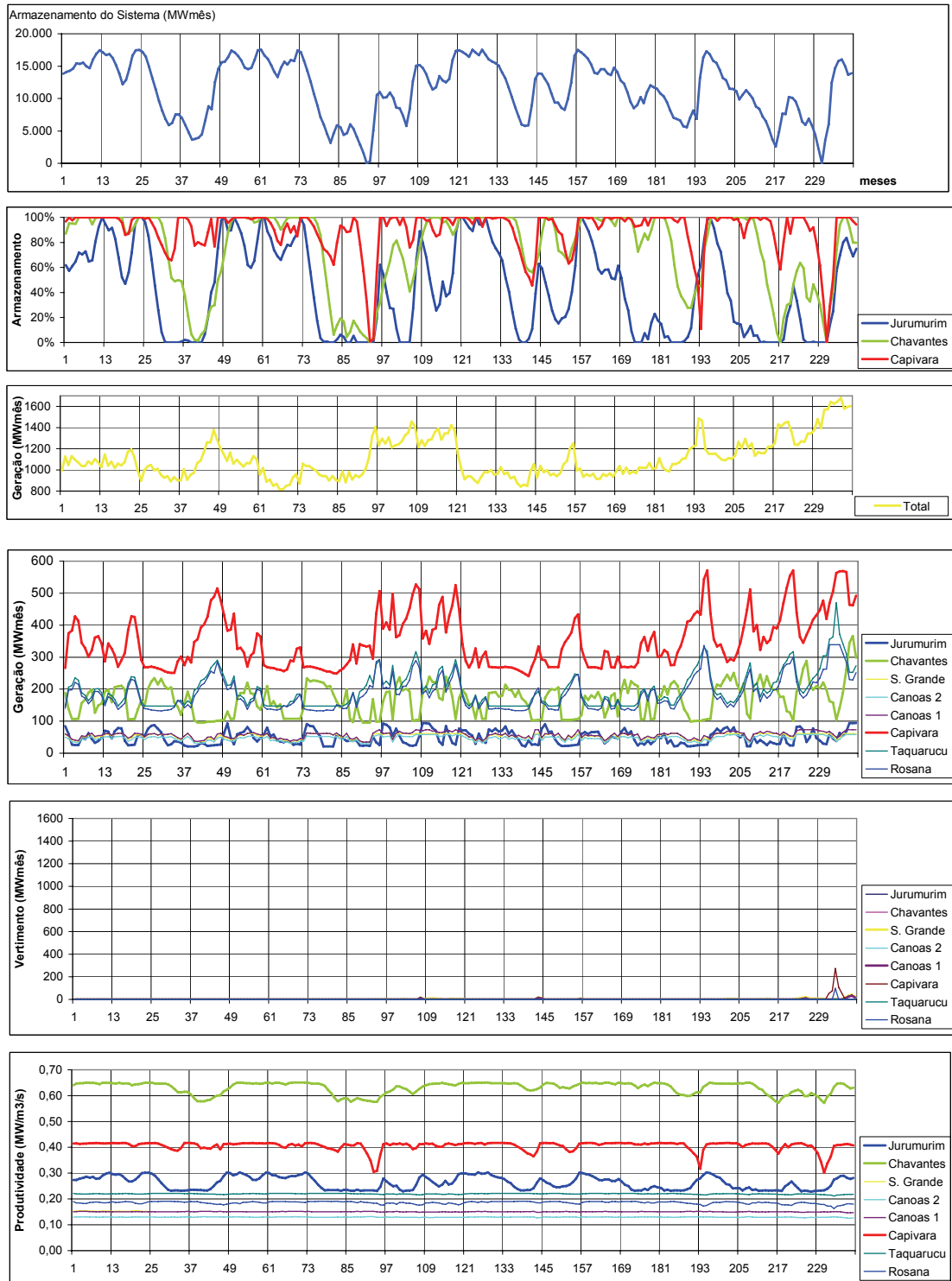


Figura 7.2. – Resultados da otimização no período 1938/57

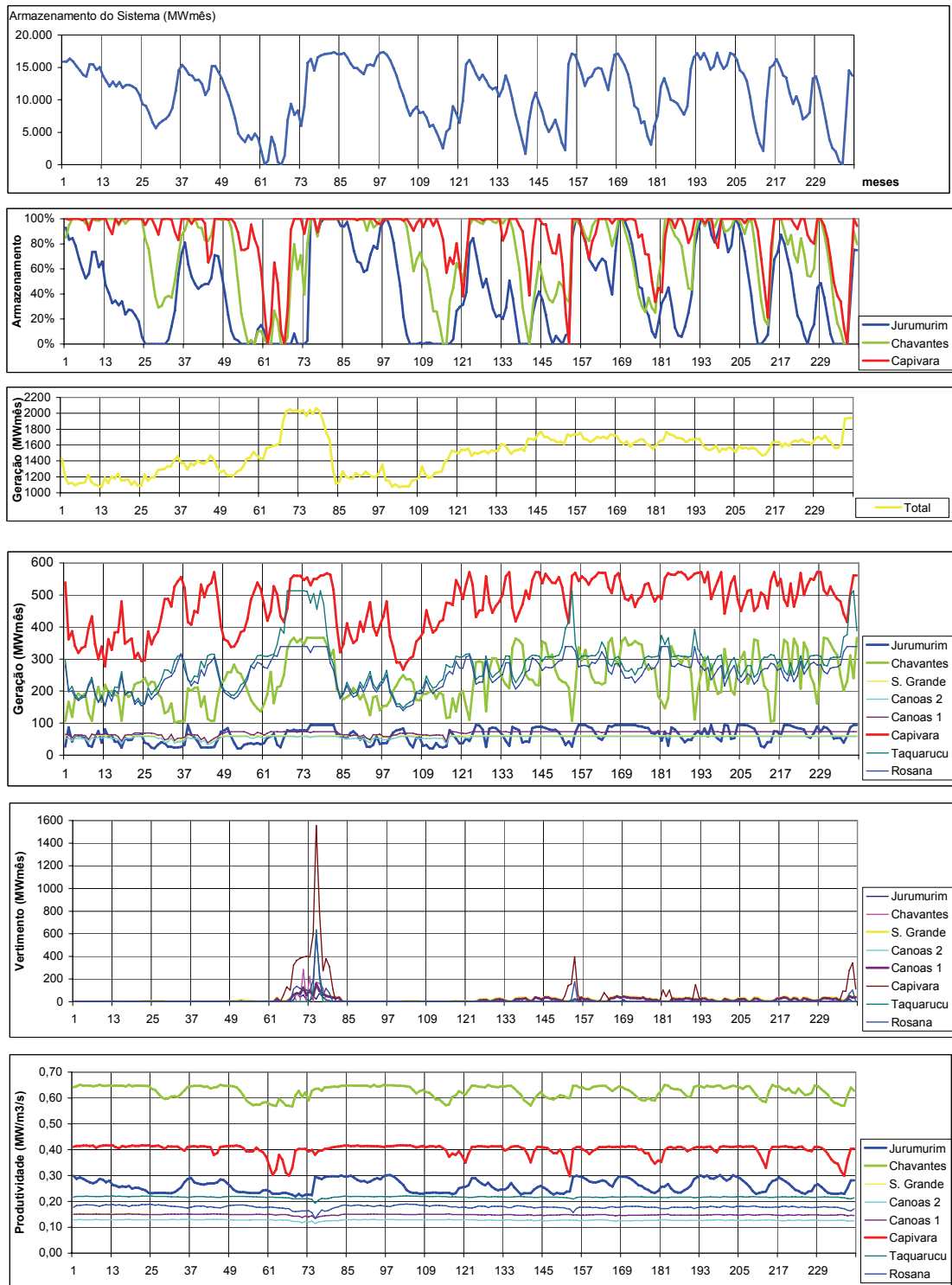


Figura 7.3. – Resultados da otimização no período 1977/96

Observando os gráficos de volume vê-se o esvaziamento sempre de montante para jusante como definido na regra 2 do capítulo 6. Note-se que os fatores de redução da queda para Jurumirim, Chavantes e Capivara são respectivamente 23%, 12% e 26%, sendo próximos o suficiente para não causar inversão da sequência.

Os esvaziamentos em Chavantes e Capivara são, na maioria dos casos, para acomodar excedentes de vazão que seriam vertidos, caso não houvesse volume disponível nos reservatórios. No geral esses dois reservatórios são mantidos cheios em boa parte do período.

Quando o horizonte de planejamento for maior do que um ciclo sazonal surgem mais três regras que dizem respeito ao vertimento. Numa operação otimizada de um sistema, os reservatórios podem esvaziar por duas razões: para atender uma demanda superior a afluência ou para criar volume vazio que permita armazenar o excedente quando as afluências futuras forem maiores que a turbinagem máxima da usina:

Regra 3 - Minimizar Vertimento: Cada reservatório do sistema deve ser esvaziado, turbinando, em volume suficiente, para acomodar o excedente do volume afluente futuro. Esse excedente é calculado sobre a turbinagem máxima da usina, a cada ciclo sazonal. Esta regra é dominante sobre as duas anteriores e pode causar inversão da sequência de esvaziamento.

Regra 4 - Minimizar Vertimento a Jusante: Para minimizar vertimentos em usinas fio d'água à jusante de reservatórios de acumulação, pode ser necessário reduzir a geração destes, desde que o armazenamento adicional não provoque vertimentos futuros no reservatório.

Regra 5 - Vertimento para ganhar Geração a Jusante: Usinas fio d'água com sobra de capacidade de geração podem exigir vertimentos em usinas de montante quando sua afluência incremental for muito baixa.

Essas regras permitem um melhor entendimento dos resultados da otimização mas, por estarem sempre atuando em conjunto, o processo se torna complexo e sempre será necessário proceder-se a otimização.

Para extrair padrões da otimização que podem auxiliar no planejamento da operação foram calculadas as curvas de permanência da geração e dos volumes dos reservatórios de acumulação, para os resultados da otimização do período 1977/96, que estão apresentadas na figura 7.4.

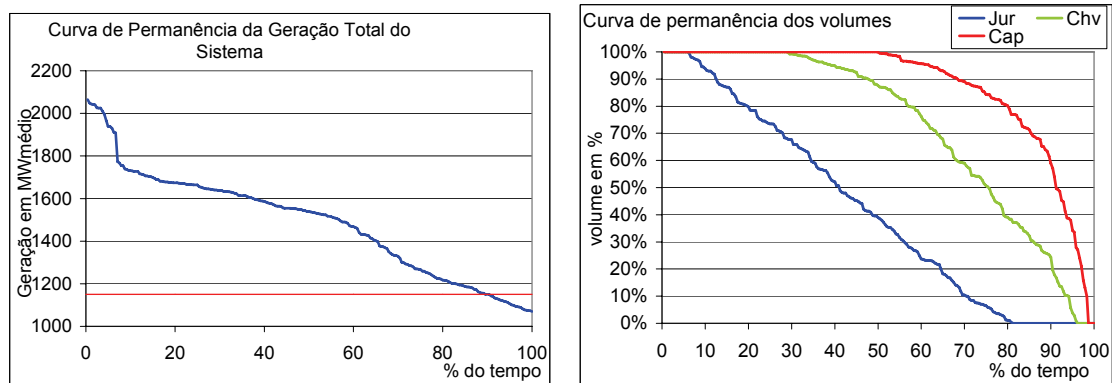


Figura 7.4. – Curvas de permanência da geração e volumes no período 1977/96

Nota-se que a geração supera em cerca de 90% do tempo a energia assegurada do sistema que totaliza 1150 Mwmédios.

A curva de permanência dos volumes mostra a utilização intensiva do reservatório de Jurumirim, que é o de cabeceira. Com uma menor utilização segue Chavantes, que é o segundo na cascata. O reservatório de Capivara, de jusante, é o menos utilizado, permanecendo mais de 50% do tempo totalmente cheio.

A figura 7.5 mostra três gráficos com as trajetórias de volume dos reservatórios de acumulação para todo o período de 1977/96. A maior dispersão é notada para Jurumirim, seguido de Chavantes, e com Capivara tendo a menor dispersão. O quarto gráfico desta figura apresenta as três curvas guia obtidas pela mediana dos volumes a cada mês, isto é, o volume do reservatório que supera ou é superado em 50% do tempo.

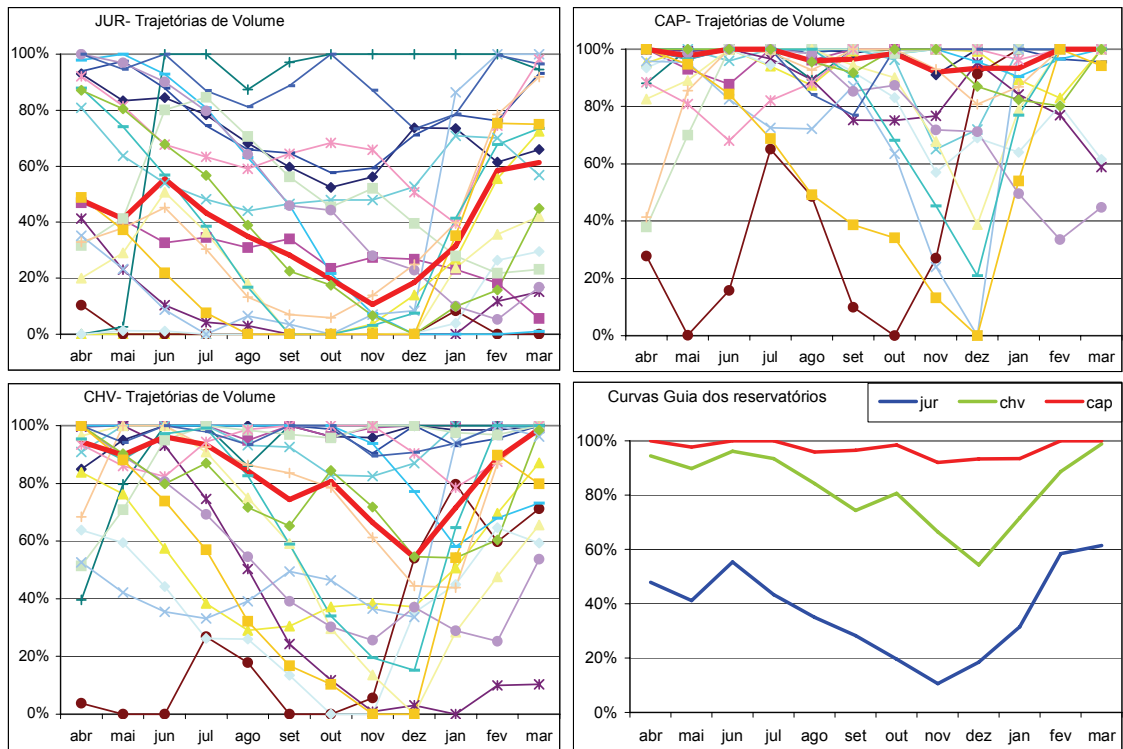


Figura 7.5. – Curvas de trajetórias de volume e curvas guia dos reservatórios

A tabela 7.2 apresenta os valores numéricos das curvas guia para cada mês. Esses valores indicam o volume esperado de cada reservatório, em cada mês do ano, e podem servir como referência para o planejamento da operação.

Tabela 7.2. – Curvas guia de volume dos reservatórios

Curvas Guia de Volume dos Reservatórios em %												
	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar
jur	48%	41%	55%	43%	35%	28%	20%	11%	19%	32%	58%	61%
chv	94%	90%	96%	93%	84%	74%	81%	67%	54%	72%	89%	99%
cap	100%	98%	100%	100%	96%	97%	98%	92%	93%	93%	100%	100%

O mesmo procedimento foi aplicado para os resultados de geração das usinas com reservatórios de acumulação e estão apresentados na figura 7.6 e tabela 7.3 a seguir.

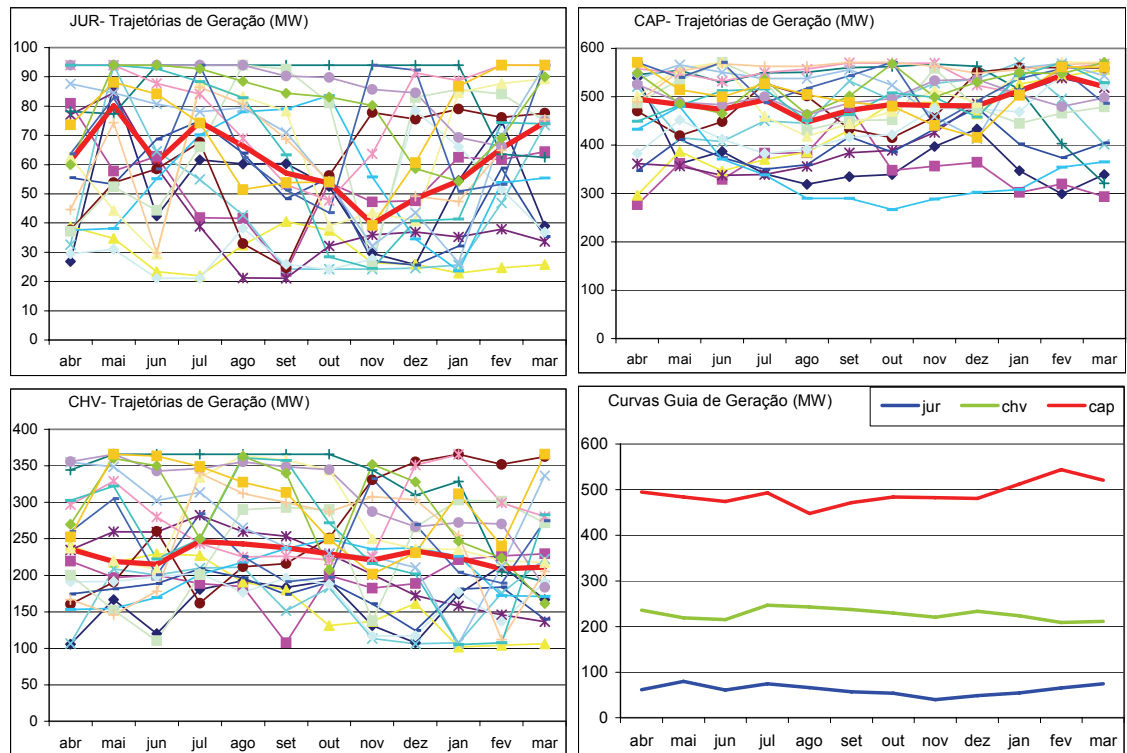


Figura 7.6. – Curvas de trajetórias de geração e curvas guia dos reservatórios

Tabela 7.3. – Curvas guia de geração dos reservatórios

Curvas Guia de Geração em MWmédio		abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar
Jur		61	80	61	75	66	57	54	40	48	54	66	74
Chv		236	219	215	246	243	238	230	221	234	224	209	211
Cap		495	484	474	494	448	471	484	482	481	512	544	521

A tabela 7.3 apresenta valores que indicam a geração média esperada, de cada reservatório de acumulação, em cada mês do ano e também podem servir como referência para o planejamento da operação.

7.2 - Aplicação do SisOpt para Programação da Operação.

Uma aplicação para programação da operação foi efetuada com horizonte de cinco anos a partir de Abril/1999.

O objetivo é definir políticas de operação de médio prazo.

Utilizam-se dados verificados do estado inicial dos reservatórios e das vazões naturais até dezembro/2000. A partir desse mês considerou-se como previsão as medianas de cada mês das séries naturais do período 1971/2000.

Apresenta-se na figura 7.7. os resultados da otimização.

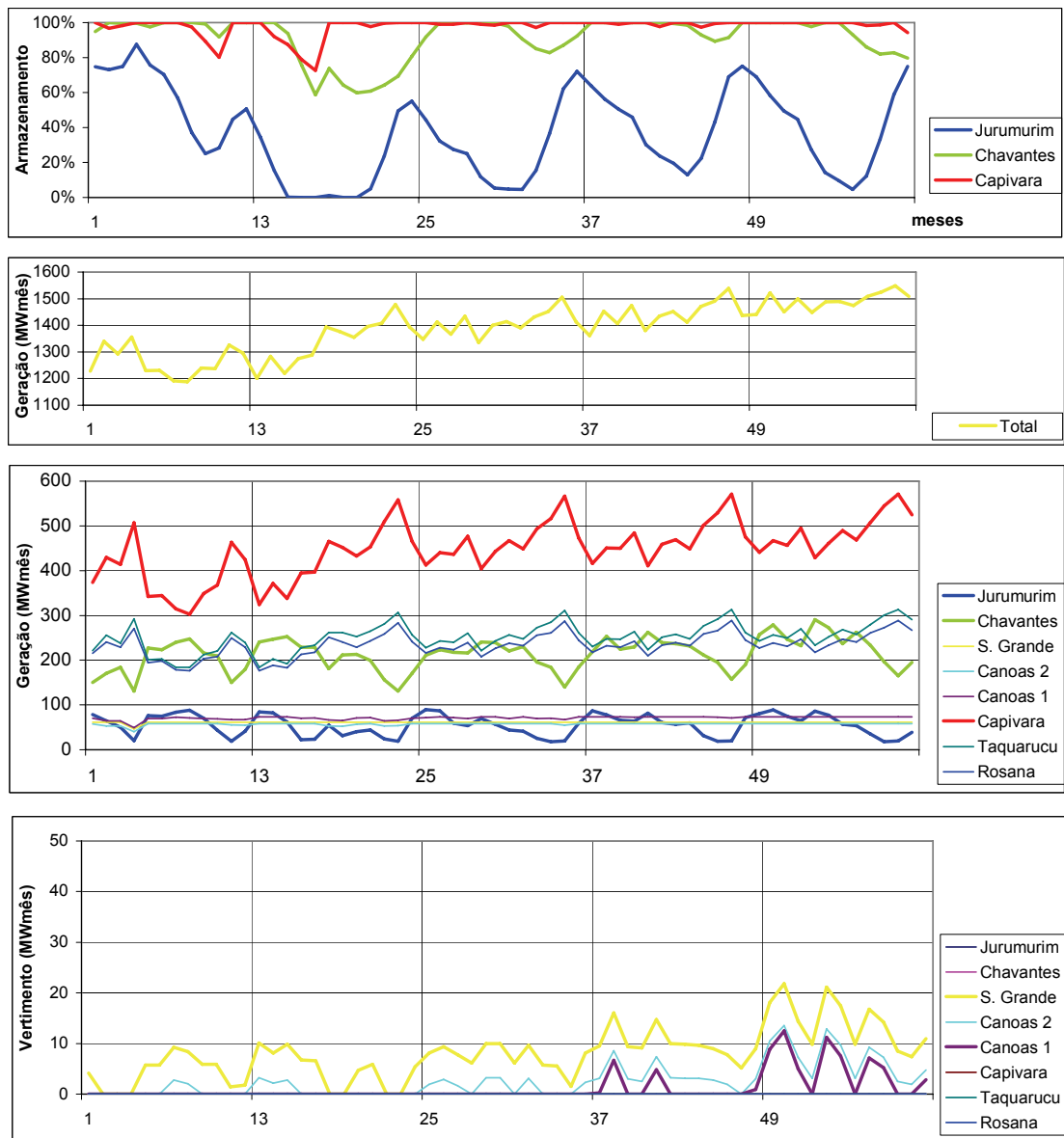


Figura 7.7. – Resultados da otimização no período abril-1999/março-2004

Observando-se o gráfico de volumes, vê-se claramente a atuação da regra 2 do capítulo 6. Note-se que os fatores de redução da queda para Jurumirim, Chavantes e Capivara são respectivamente 23%, 12% e 26%, sendo próximos o suficiente para não causar inversão da sequência. Nos dois anos iniciais é utilizado o volume de Jurumirim (cabeceira) até seu esvaziamento total. No segundo ano ocorre o esvaziamento de Chavantes até quase metade de seu volume enquanto Capivara (jusante) permanece cheio na maior parte do período. Nos três anos finais, com aflúncias medianas impostas como previsão, repete-se esse padrão.

Após um período de estabilização no terceiro ano, com aflúncia igual a mediana, vê-se o uso mais intenso do reservatório de montante. Ocorrem vertimentos nas usinas fio d'água de Salto Grande, Canoas 2 e Canoas 1.

Observando-se o gráfico de geração, nota-se um caráter complementar entre a geração de Chavantes e Capivara. Quando há aumento da geração em Capivara há redução em Chavantes. As usinas fio d'água seguem sempre o padrão de geração da usina de acumulação imediatamente à montante.

As políticas de operação a serem definidas no programa mensal de operação devem então seguir esses mesmos padrões. Pode-se ainda alterar o cenário futuro de acordo com prognósticos climáticos, utilizando séries de quartis secos ou úmidos.

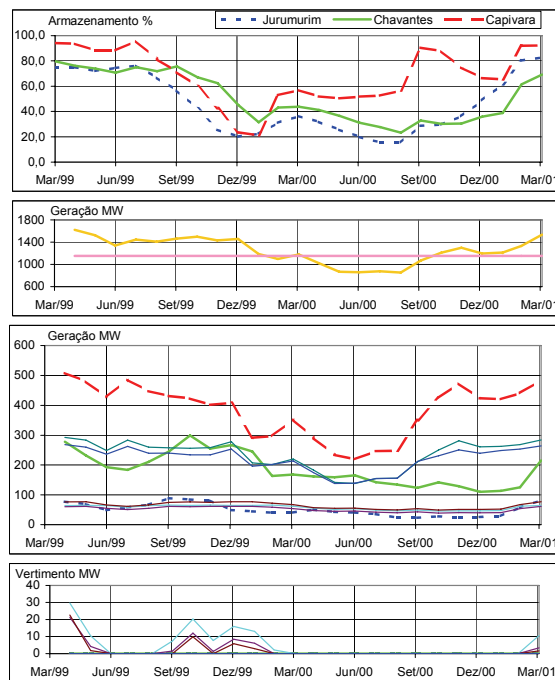
7.3 - Comparação com dados observados

Para comparação entre a operação observada e otimizada foi selecionado um período de dois anos, de abril/1999 a março/2001.

Os gráficos apresentados na figura 7.8, colocados lado a lado, permitem visualizar as diferenças entre a operação efetuada com os resultados da otimização, utilizando o MINOS (programação não linear).

Cabe salientar que as usinas do Paranapanema fazem parte do sistema interligado brasileiro, e são despachadas centralizadamente pelo ONS – Operador Nacional do Sistema, que procura minimizar o custo de operação de todo o sistema interligado. Dessa forma podemos considerar que a operação desse sub-sistema reflete as políticas empregadas a todo o sistema brasileiro.

Observado



Otimizado com MINOS (PNL)

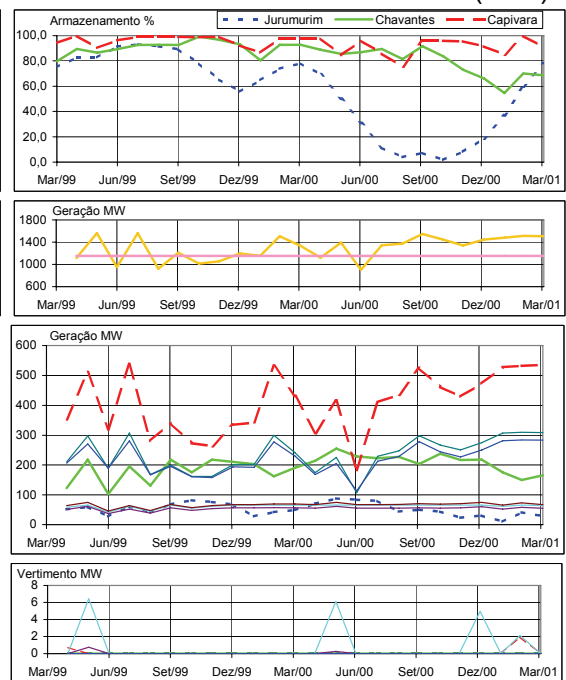


Figura 7.8. – Gráficos de comparação entre a operação observada e otimizada

Observando-se o gráfico de volumes da operação observada, vemos claramente a aplicação da clássica regra de operação em balanço, onde os reservatórios são mantidos com igual percentual de volume (aproximadamente). Por sua vez, a operação otimizada segue a regra 2 apresentada no capítulo 6.

A tabela 7.4 mostra uma síntese dos resultados numéricos da otimização. Com relação ao cálculo do lucro considerou-se uma tarifa de 3,00 R\$/MWh para a energia

secundária, constante em todo o período. Salienta-se que esse cálculo não reflete a realidade, sendo considerado um valor hipotético, calculado apenas pela função objetivo de forma simplificada e não de acordo com a regulamentação do mercado de energia.

Tabela 7.4. - Comparação entre a operação observada e otimizada
(abr/1999-Mar/2001)

caso		Geração MWmédio	Vertimento MWmédio	Lucro Milhões R\$
observado		1249	9	5,191
MINOS NLP	3,4%	1292	0	7,366

Os resultados da otimização apresentam um ganho de 3,2% na produção, com redução quase total do vertimento. O lucro sobre a energia secundária apresenta um acréscimo de 42%.

8. - Aplicação da Otimização em Tempo Real

Para esta aplicação desenvolveu-se um modelo de otimização no Excel, utilizando-se o Solver, para o sistema Paranapanema.

O modelo utiliza o equacionamento apresentado no capítulo 3.1. Tem programadas 8 usinas, sendo 3 de acumulação, para um horizonte de 12 meses.

As variáveis de decisão são os três vetores de defluências das usinas de acumulação. Permite utilizar iterativamente as três funções objetivo apresentadas no capítulo 5.

Foi incluída uma função polinomial da turbinagem máxima em função da queda bruta que elimina a restrição de potência máxima por usina. (equação 9), já que a defluência é desagregada em turbinada e vertida levando em conta esta função.

Para as aflúncias futuras são definidos três cenários: mediano, seco e úmido. São utilizados respectivamente a mediana, o primeiro e terceiro quartis. Esses valores estão apresentados na tabela 4.2 .

A figura 8.1 mostra o gráfico das vazões afluentes incrementais para o cenário mediano que será utilizado no caso em estudo neste capítulo.

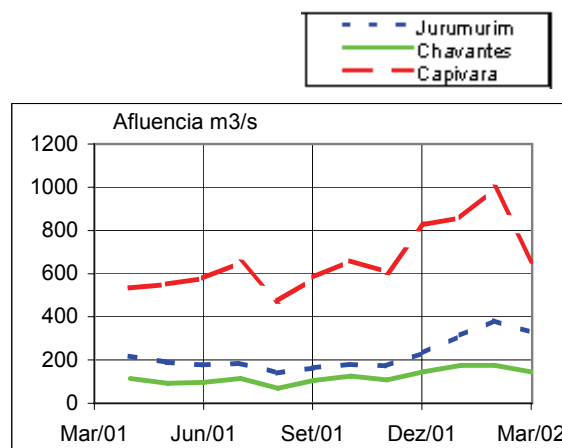


Figura 8.1. – Vazões afluentes incrementais

O modelo pode ser utilizado como simulador alterando-se manualmente as defluências para testar rapidamente decisões para o mês em curso. A tabela 8.1 apresenta um resumo das decisões de turbinagem com as respectivas gerações e armazenamentos para os próximos meses.

Tabela 8.1. –Decisões recomendadas para meses a frente

REENCHIMENTO Simulado			
JUR	turb(m3/s)	ger(MW)	vol(%)
abr	346	98	71,1
mai	356	97	57,0
jun	342	91	43,4
jul	296	76	34,1
CHV	turb(m3/s)	ger(MW)	vol(%)
abr	346	218	80,6
mai	358	228	88,6
jun	344	221	96,7
jul	373	241	100,0
CAP	turb(m3/s)	ger(MW)	vol(%)
abr	929	380	95,9
mai	969	400	100,0
jun	1086	449	100,0
jul	1167	481	100,0

Efetuando-se a otimização de caso real, tendo como partida os volumes verificados no final de março/2001, pode-se utilizar as várias funções objetivo, tendo como inicial a solução fio d'água, resultando nos valores apresentados na tabela 8.2.

Da mesma forma que no capítulo 7.2 a tarifa sobre energia secundária utilizado é de 3,00 R\$/MWh. O resultado numérico em R\$ é hipotético por não seguir rigorosamente as regras de mercado regulamentadas.

Tabela 8.2. – Resultados da otimização

caso	ganho	Geração MWmédio	Vertimento MWmédio	Lucro Milhões R\$
fio d'água		1425	44	7,150
max geração	2,7%	1463	10	8,213
min complementação	2,5%	1460	11	8,148
max lucro	2,7%	1463	10	8,214

Os resultados da tabela 8.2 foram obtidos com o uso iterativo de todas as funções objetivo, até que não houvesse incremento na geração ou lucro. A possibilidade de se usar iterativamente mais de uma função objetivo, alternando-se as funções após cada processo de otimização, traz ganhos pois como os processos de otimização dependem da condição inicial se consegue melhor aproximação da região ótima da solução.

Os gráficos da figura 8.2 apresenta os resultados com a função maximizar lucro sobre a energia secundária comparados com a solução fio d'água.

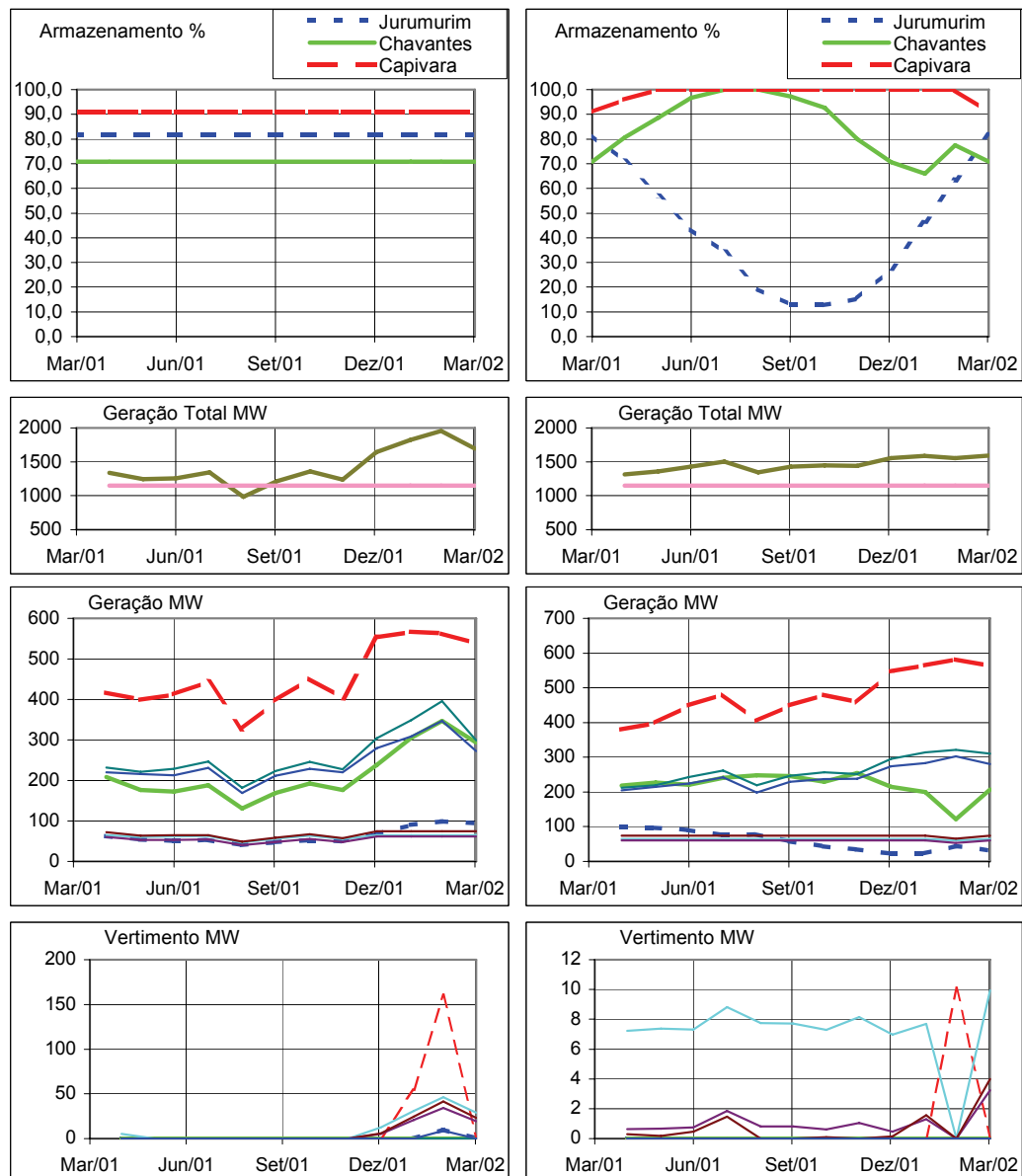


Figura 8.2. – Resultados da otimização comparados com solução fio d'água

A observação da figura 8.2 permite definir políticas de operação para o próximo mês. Nota-se que a solução ótima indica o rebaixamento de Jurumirim, com geração alta nesta usina e recuperação dos níveis nas outras duas usinas, com redução da geração.

Como a previsão de vazão apresenta erros de grande magnitude em intervalos mensais, não são utilizados os resultados numéricos da otimização. Apenas as políticas devem ser implementadas. Havendo alteração do cenário hidrológico deve ser refeito o processo, utilizando os quartis seco ou úmido de acordo com o prognóstico climático.

9. - Conclusões

Este trabalho trata de análises da aplicação de técnicas de programação não linear para otimização da operação de sistemas hidroenergéticos de reservatórios.

Após o equacionamento geral do problema de otimização e da apresentação do caso de estudo, foram analisadas no capítulo 5, três funções objetivo consideradas eficientes para otimizar um sistema hidroenergético:

Maximizar produção total do sistema

Minimizar complementação de energia

Maximizar lucro sobre energia secundária

A função objetivo de maximizar a produção total de um sistema é a primeira que ocorre quando se pensa na otimização de um sistema hidroenergético. Sendo a fonte de energia mais barata, e renovável, a energia hidroelétrica deve ser priorizada em relação a outras fontes. Dessa forma, maximizar a produção de energia hidroelétrica sempre implicará em minimizar custos para atendimento de toda a demanda do país.

A operação visando minimizar a complementação de energia tem como principal característica a distribuição temporal da energia secundária o mais uniforme possível, pois o custo quadrático imposto à complementação, a cada mês, força a uma geração mais uniforme em todo o período. Esta é a principal vantagem desta função pois considerando todo o sistema interligado, um sub-sistema estaria favorecendo a otimização do sistema completo, evitando a compra ou produção de outras fontes mais caras, durante períodos isolados, ao longo do horizonte de otimização.

A otimização da operação visando maximizar o lucro sobre a energia secundária é feita considerando sua tarifa aplicada sobre a geração mensal acima da energia assegurada. Nas regras de mercado atuais isto pode acarretar em ganho adicional para as empresas geradoras. Pensando hipoteticamente num mercado livre, nesse caso o preço da energia secundária poderia variar, refletindo a escassez ou excesso em sub-sistemas adjacentes. Essa função modifica a distribuição temporal da geração aumentando a produção de acordo com o valor da tarifa. Portanto, guarda-se água no período com excedentes para gerar mais energia quando houver escassez.

Além de aumentar o lucro da empresa que opera esse sub-sistema, essa distribuição da energia secundária oferece um caráter complementar aos sub-sistemas adjacentes que podem não dispor de capacidade de regularização suficiente para atendimento do mercado.

Os resultados numéricos dos testes efetuados mostram que a maior geração corresponde à função maximizar produção. As funções de minimizar complementação e de maximizar o lucro acarretam pequena redução na produção total do período. Um bom desempenho apresentado, considerando conjuntamente a produção e o lucro, foi da função minimizar complementação, pois esta apresenta geração muito próxima da máxima com lucro intermediário entre as outras funções, além de ter distribuição temporal mais uniforme.

Porém, a escolha da função objetivo deve ser feita para cada caso, pois elas atendem a propósitos específicos, e devem ser escolhidas em função dos desejos do decisor.

Verificou-se ao longo das aplicações, que a possibilidade de se usar iterativamente mais de uma função objetivo, alternando-se as funções após cada processo de otimização, traz ganhos, uma vez que os processos de otimização não linear dependem da condição inicial.

A análise do deplecionamento dos reservatórios integrantes de um sistema, no capítulo 6, foi efetuada para configurações espaciais em paralelo e em série e permitiu identificar duas regras úteis para permitir melhor compreensão dos resultados da otimização. Estas regras também criam uma base teórica para planejamento da operação, pois se usadas conceitualmente permitem o direcionamento das decisões ao encontro dos resultados da otimização.

Ao esvaziar um sistema de reservatórios pode-se definir duas regras básicas:

Regra 1: Minimizar perda de produtividade

Num sistema em paralelo, os reservatórios que apresentem o menor fator de redução da queda (com menor perda de queda por unidade de volume) devem ser esvaziados primeiro.

Regra 2: Sequência de esvaziamento em série

Num sistema em série, os reservatórios devem ser esvaziados de montante para jusante, porém se a diferença entre os fatores de redução de queda for significativa, os reservatórios com menor frH podem inverter esta ordem, sendo esvaziados antes do imediatamente à montante.

Para sistemas mistos, há uma interação maior entre as regras 1 e 2. A otimização desses sistemas com otimizadores não lineares poderá indicar a sequência de esvaziamento que produz mais energia. Seguramente os valores de frH terão peso nesta solução.

A análise da otimização de longo período, apresentada no capítulo 7, leva à definição de mais três regras, que dizem respeito ao vertimento. Quando se quer uma operação otimizada de um sistema, os reservatórios podem esvaziar por duas razões: para atender uma demanda superior a afluência ou para criar volume vazio que permita armazenar o excedente, quando as afluências futuras forem maiores que a turbinagem máxima da usina.

Regra 3: Minimizar Vertimento:

Cada reservatório do sistema deve ser esvaziado, turbinando, em volume suficiente, para acomodar o excedente do volume afluente futuro. Esse excedente é calculado sobre a turbinagem máxima da usina, a cada ciclo sazonal. Esta regra é dominante sobre as duas anteriores e pode causar inversão da sequência de esvaziamento.

Regra 4: Minimizar Vertimento a Jusante:

Para minimizar vertimentos em usinas fio d'água à jusante de reservatórios de acumulação, pode ser necessário reduzir a geração destes, desde que o armazenamento adicional não provoque vertimentos futuros no reservatório.

Regra 5: Vertimento para ganhar Geração a Jusante:

Usinas fio d'água com sobra de capacidade de geração podem exigir vertimentos em usinas de montante quando sua afluência incremental for muito baixa.

Essas regras permitem um melhor entendimento dos resultados da otimização mas, por estarem sempre atuando em conjunto, o processo se torna complexo e sempre será necessário proceder-se a otimização para definir a regra de operação.

Alem das regras, foram determinados padrões de variação da geração e dos volumes dos reservatórios que permitem definir políticas de operação, traduzidas por curvas guia de geração e de volumes.

Outra conclusão que pode ser observada da análise da otimização de longo período, feita no capítulo 7, diz respeito as séries hidrológicas, analisadas no capítulo 4. A comparação de resultados com períodos antigos e recentes apresenta grandes diferenças. A energia produzida no período pós 1970 é 35% maior que no período anterior. A energia equivalente ao vertimento aumentou em 9% da energia total produzida no período anterior. Esses valores correspondem aos 45% de acréscimo nas séries de vazão constatadas no capítulo 4. Dessa forma, estudos de planejamento da operação conduzidos com a totalidade das séries, a partir de 1931, podem apresentar distorções nos seus resultados. Além disso, o fato das séries de vazões não serem estacionárias contraria premissas utilizadas nesses estudos. Recomenda-se utilizar o período pós 1970, que retrata o estado atual das bacias hidrográficas, é estacionário e constitui um tamanho suficiente da amostra com 30 anos de dados.

A prática de desprezar dados antigos é usual em áreas de climatologia, onde as séries estão sujeitas a interferências antropogênicas. As normais climatológicas são usualmente definidas para os últimos 30 anos.

No capítulo 8 efetuou-se uma aplicação da otimização em tempo real. Esta utilização em tempo real de modelos de otimização não linear mostra-se como ferramenta desejável para melhorar o desempenho da programação hidroenergética.

O uso em tempo real, com prognóstico climático, permite definir políticas de curto prazo para a programação da operação.

Atualmente, o despacho de geração é centralizado para todo o sistema hidrotérmico brasileiro, minimizando o custo de operação e valendo-se da complementariedade hidrológica de alguns sub-sistemas. O despacho dos montantes de geração por usina, para cada empresa, visam atender a demanda de todo o sistema interligado. São consideradas as restrições elétricas e de interligação dos quatro sub-sistemas.

Desta forma, se uma empresa otimizar seu próprio sub-sistema, não poderá aumentar sua cota de geração, mas em contrapartida terá uma situação mais favorável de armazenamento pela economia de água efetuada. Assim no futuro esse uso mais eficiente da água disponível acarretará em aumento de geração. Portanto a otimização de um sub-sistema feita independente do sistema brasileiro completo, levará a ganhos em geração futuros, tanto para esse sub-sistema quanto para todo o sistema interligado brasileiro.

Como recomendações de pesquisas futuras pode-se indicar:

Aplicação de técnicas de otimização a sistemas de grande porte, valendo-se do desenvolvimento acelerado da informática.

Maior detalhamento das implicações do uso de séries não estacionárias no planejamento da operação de sistemas hidroenergéticos.

Desenvolvimento de técnicas de prognóstico climático para previsão de vazões e definição de cenários futuros.

Melhoria da qualidade dos dados físicos das usinas e sua representatividade, assim como das séries hidrológicas.

Referências Bibliográficas:

- Barros, M. T. L., Yang, S-L., Lopes, J. E. G., Yeh, W. W-G. Large-Scale Hydropower System Optimization. International Symposium on Integrated Water Resources Management, University of California, Davis, 2000.
- Barros, M.T.L. Otimização Estocástica Implícita de um Sistema de Reservatórios Considerando Múltiplos Objetivos. Tese de Doutorado, EPUSP, 1989.
- Braga, B. P. F., Barbosa, P. S. F. e Barros, M. T. L. SISCOM: Sistema Computadorizado de Apoio ao Planejamento e Operação de Sistemas Hidroelétricos. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, vol 3 nº 4, pp. 89-101, 1998.
- Braga, B.P.F., Yeh W.W-G., Becker, L. and Barros M.T.L. Stochastic Optimization of Multiple-Reservoir-System Operation. Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, 117(4), 471-481, 1991.
- Cicogna, M. A., Soares, S. Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos. XIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, ABRH, 1999.
- Díaz, G.E. and Fontane, D.G. Hydropower Optimization based on Quadratic Programming. Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, 115(6), 715-734, 1989.
- Edwards, B. K., Flaim, S. J., Howitt, R. E. Optimal Provision of Hydroelectric Power Under Environmental and Regulatory Constraints. Land Economics, 75(2), 267-283, 1999.
- Grimm, A. Variações Pluviométricas nos Estados de São Paulo e Paraná entre os Períodos pré e pós 1970: Possíveis causas. CEHPAR, (p.19 anexo a Muller et al. 1997), 1997.
- Harboe, R. and Onta, P.R. Conjunctive Operation of Hydroelectric and Thermal Power Plants. Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, vol.120, n.(6) 778-793, 1994.
- Hillier, F.S. and Lieberman, G.J. Introduction to Operations Research. Mc Graw Hill, 1995.
- Hurd, B., Leary, N., Jones, R., Smith, J. Relative Regional Vulnerability of Water Resources to Climate Change. J. American Water Resources Association, 35(6), 1399-1409, 1999.
- Itaipu Binacional. Estudo Preliminar de Reavaliação do Potencial Hidro-Energético. Sumário Executivo, Itaipu, 1995.
- Karamouz M., Houck, M.H. and Delleur J.W. Optimization and Simulation of Multiple Reservoir Systems. Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, vol 118, n.1., pp 71-81, 1992.

- Lund, J. R. Derived Power Production and Energy Drawdown Rules for Reservoirs. *J. Water Resour. Plng. and Mgmt.*, ASCE, 126(2), 108-111, 2000.
- Lund, J. R. and Guzman, J. Derived Operating Rules for Reservoirs in Series or in Parallel. *J. Water Resour. Plng. and Mgmt.*, ASCE, 125(3), 143-153, 1999.
- Maceira, M. E. P., Costa, A. P. C., Marcato, A. L. M. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos – Newave – Especificação Funcional. Relatório Técnico CEPEL 349/99, 1999.
- Mays, L.W. and Tung, Y.K. *Hydrosystems Engineering & Management*. Mc Graw Hill series in water resources and environmental engineering, 1992.
- Muller, I. I., Kruger, C. M. e Kaviski, E. Análise de Estacionariedade de Séries Hidrológicas na Bacia Incremental de Itaipu. CEHPAR, *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, vol 3 nº 4, 1998.
- Philbrick, C. R. and Kitanidis, P. K. Limitations of Deterministic Optimization Applied to Reservoir Operations. *J. Water Resour. Plng. and Mgmt.*, ASCE, 125(3), 135-142, 1999.
- Reznicek, K.K. and Simonovic S.P. Issues in Hydropower Modeling Using GEMSLP Algorithm. *Journal of Water Resources Planning and Management*, ASCE, vol.118, n.1, pp 54-70, 1992.
- Robinson, P. J. Climate Change and Hydropower Generation. *International Journal of Climatology*, 17(9), 983-996, 1999.
- Rocha, H. O. Influência do Uso da Terra e dos Solos sobre o Aumento de Vazões nas Bacias Hidrográficas dos Rios Afluentes à Usina Hidroelétrica de Itaipu. CEHPAR, (p.56 anexo a Muller et al. 1997), 1997.
- Soares, S. et al Otimização da Operação Energética das Usinas do Rio Paranapanema. 2º SEPOCH, 2000.
- Srinivasan, R., Simonovic, S. P. A Reliability Programming-Model for Hydropower Optimization. *Canadian Journal of Civil Engineering*, 21(6), 1061-1073, 1994.
- Tao, T. and Lennox W.C. Reservoir Operations by Successive Linear Programming. *Journal of Water Resources Planning and Management*, ASCE, vol.117, n.2, pp 274-280, 1991.
- Teegavarapu, R. S. V. and Simonovic, S. P. Short-Term Operation Model for Coupled Hydropower Reservoirs. *J. Water Resour. Plng. and Mgmt.*, ASCE, 126(2), 98-106, 2000.
- Teegavarapu, R. S. V. and Simonovic, S. P. Optimal Operation of Water Resource Systems: Trade-Offs Between Modeling and Practical Solutions. *International Symposium on Integrated Water Resources Management*, University of California, Davis, 2000.

- Tejada-Guilbert, J.A., Stedinger, J.R., Staschus, K. Optimization of Value of CVP's Hydropower Production. *Journal of Water Resources Planning and Management*, ASCE, vol.116, n.1, pp 52-70, 1990.
- Trezos, T. Integer Programming Application for Planning of Hydropower Production. *Journal of Water Resources Planning and Management*, ASCE, vol.117, n.3, pp 340-351, 1991.
- Tucci, C. E. M., Clarke, R. T. Análise dos Estudos Hidrológicos da Reavaliação do Potencial Hidroenergético de Itaipú. IPH, maio, p. 35, Porto Alegre, 1996.
- Tucci, C. E. M., Clarke, R. T. Impactos da mudanças Ambientais nas Vazões dos Rios: Bacia Incremental de Itaipú. IPH, junho, p. 82, Porto Alegre, 1996.
- Valdés, J. B., Di Fillipo, J. M., Strzepek, K. M. and Restrepo, P.J. Aggregation-Disaggregation Approach to Multireservoir Operation. *Journal of Water Resources Planning and Management*, ASCE, vol.118, n.4, pp 423-444, 1992.
- Yeh, W. W-G. Reservoir Management and Operations Models: A State-of-the-Art Review. *Water Resources Research*, vol.21, n.12, pp 1797-1818, 1985.