

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DO
SISTEMA HIDROELÉTRICO DO RIO IGUAÇU

Este exemplar corresponde à relação final da tese
defendida por Luiz Roberto M. Ferreira
aprovada pela Comissão
Julgadora em 14 de 07 de 91.
Orientador 

LUIZ ROBERTO MORGENSTERN FERREIRA

Orientador: CHRISTIANO LYRA FILHO ^{OLC}
_{Mestre}

Tese apresentada à FEE/UNICAMP como
parte dos requisitos para obtenção
do grau de Mestre em Engenharia
Elétrica.

Agosto de 1991

BC/9109441

À:

minha esposa
Cristina Luisa

minhas filhas
Vivian Elise e Luisa Teresa

e meus pais
Cícero e Alcionê

Agradecimentos a:

Christiano, pela orientação e confiança.

COPEL, por possibilitar a realização deste trabalho.

Colegas da COPEL, pela colaboração.

Amigos do COSE - 88, pela acolhida e amizade.

ÍNDICE

Resumo.....	1
Abstract.....	2
Capítulo 1 Panorama do Planejamento da Operação	
1.1. Introdução.....	3
1.2. Planejamento da Operação.....	4
1.2.1. Planejamento de Longo Prazo.....	4
1.2.2. Planejamento de Médio Prazo.....	5
1.2.3. Planejamento de Curto Prazo.....	5
1.3. Planejamento da Operação no Brasil.....	6
1.4. Modelos Utilizados no Planejamento Energético da Operação no Brasil.....	7
1.5. Regras Operativas.....	7
1.6. Motivação Deste Trabalho.....	8

Capítulo 2 Apresentação do Problema de Planejamento da Cascata do Rio Iguaçu

2.1. Introdução.....	9
2.2. Descrição da Bacia.....	10
2.3. Variação de Cotas e Afogamentos no Sistema.....	13
2.4. Discretização e Horizonte de Estudo.....	15
2.5. Dados Utilizados.....	15
2.5.1. Dados de Usinas.....	15
2.5.2. Representação de Nível de Canal de Fuga..	20
2.5.3. Dados Hidrológicos.....	22
2.6. Modelo Matemático das Usinas.....	27
2.7. Alternativas de Objetivos para Operação.....	30
2.7.1. Minimizar o Custo de Operação.....	30
2.7.2. Maximizar a Energia Armazenada.....	31
2.7.3. Maximizar a Geração.....	31
2.7.4. Maximizar a Geração Regularizada.....	32
2.8. Consideração de Objetivos Conflitantes.....	34
2.8.1. Programação Multiobjetivo.....	35
2.9. Formulação Matemática do Problema.....	36

Capítulo 3 Técnica de Solução

3.1. Introdução.....	39
3.2. Programação Dinâmica.....	39
3.2.1. Equação Recursiva da Otimalidade.....	41
3.2.2. Recuperação da Trajetória Ótima.....	42
3.2.3. Resumo do Algoritmo.....	43
3.2.4. Interpolação.....	45
3.3. Dificuldades com a Dimensão do Problema.....	46
3.4. Programação Dinâmica Diferencial Discreta.....	47
3.4.1. Idéia Geral.....	47
3.4.2. Resumo do Algoritmo.....	48
3.4.3. Trajetória Nominal.....	49

Capítulo 4 Análise da Operação Otimizada do Sistema

4.1. Introdução.....	50
4.2. Casos Estudados.....	51
4.2.1. Período Seco.....	51
4.2.2. Período Médio.....	55
4.2.3. Período Úmido.....	58
4.3. Conclusões.....	62

Capítulo 5 Análise da Operação do Sistema Com Mais de Um Objetivo

5.1. Introdução.....	64
5.2. Casos Estudados.....	65
5.3. Conclusões.....	73

Capítulo 6 Conclusões Finais.....74

Apêndice A Regularização da Geração da Cascata.....76

Bibliografia83

RESUMO

Este trabalho apresenta a otimização da operação da cascata de aproveitamentos hidroelétricos do rio Iguaçu. Essa cascata é formada por quatro usinas, pertencentes a duas empresas distintas (COPEL e ELETROSUL). As características particulares da cascata do Iguaçu, onde as quedas de algumas usinas são reduzidas pela operação dos reservatórios de jusante, dificultam a obtenção de um consenso quanto à forma de operação.

Programação Dinâmica e Otimização Multiobjetivo são usadas na abordagem do problema. Os resultados computacionais mostram a possibilidade de se obter ganhos energéticos com a adoção de regras operativas não convencionais, específicas para esta cascata de usinas.

ABSTRACT

This work presents the optimal operation of the Iguaçu cascade, comprising four hidro plants helded by two different companies (COPEL and ELETROSUL). The peculiar features of this cascade, where the head of some plants can be reduced by the operation of the downstreams reservoirs, adds difficulties to a consensus about operation policy.

Dynamic Programming and Multiobjective Optimization are adopt to deal with the problem. The case study indicates the possibility of obtainning gains with the adoption of non-conventional operation rules.

CAPÍTULO 1

PANORAMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

1.1. Introdução

Basicamente o planejamento de um sistema elétrico (*Fortunato et al. [01]*) é dividido em duas partes:

- 1 - Planejamento da Expansão - onde são tratadas as características das fontes geradoras e são tomadas decisões que envolvem a alocação das capacidades de geração necessárias para atender o crescimento da demanda de energia e de potência, ao longo do horizonte de planejamento.
- 2 - Planejamento da Operação - seu objetivo é determinar a estratégia de operação das usinas que compõe o sistema, de tal forma a minimizar o custo de operação desse sistema, ou maximizar as reservas de energia (quando o sistema é puramente hidráulico). Nos custos de operação estão incluídos o custo de geração térmica, eventuais compras de energia de outros sistemas e os custos de não atendimento ao mercado de energia e de potência.

1.2. Planejamento da Operação

O planejamento da operação envolve uma grande quantidade de fatores. Esses fatores são por vezes aleatórios (mercado a ser atendido, afluições aos reservatórios do sistema em estágios futuros, saída forçada de unidades geradoras, etc.), e outras vezes determinísticos (capacidade de armazenamento de energia por reservatório, disponibilidade de combustível para geração térmica, limites de transmissão de energia entre sistemas, etc.).

Devido as dificuldades e incertezas, o planejamento energético da operação é normalmente abordado em três etapas: planejamento de longo, médio e curto prazo.

1.2.1. Planejamento de Longo Prazo

Trata do problema num horizonte de até cinco anos, discretizado em etapas mensais. São consideradas as aleatoriedades das vazões afluentes, a capacidade de armazenagem de energia em grandes reservatórios e, em alguns casos, até a aleatoriedade inerente à previsão da demanda de energia.

Como exemplo desse tipo de estudo, pode ser citado *Arvanitidis e Rosing [02 e 03]* , *Gagnon et al. [04]*, *Relatório CEPEL [05]*, *Franco [06]* e *BACUS [07]*.

Nessa etapa do planejamento são obtidas políticas de operação de reservatórios e de geração térmica, fornecendo metas e diretrizes para a operação de médio prazo.

1.2.2. Planejamento de Médio Prazo

Trata do problema num horizonte de até um ano, normalmente discretizado em etapas semanais. Tem como principal objetivo refinar as políticas de operação definidas no planejamento de longo prazo.

Com um ano de antecedência, as previsões de mercado se tornam mais confiáveis, e se passa a levar em conta um número maior de detalhes na descrição do problema, o que não era possível no planejamento de longo prazo.

Como exemplo desse tipo de estudo pode-se citar *Hichg et al. [08]*, *Lyra e Tavares [09]* e *Hanscom et al. [10]*.

1.2.3. Planejamento de Curto Prazo

Trata do problema num horizonte de até um mês, com discretização diária ou horária.

Nessa etapa de planejamento, as políticas de operação definidas no longo e médio prazo são discretizadas e detalhadas. Já se trabalha com previsões de afluência confiáveis e os reservatórios partem de níveis iniciais previstos e com níveis meta a serem alcançados. Além disso, o detalhamento do sistema vai ao seu mais alto grau, tendo que ser considerados detalhes que nas etapas anteriores nem sempre são considerados, como por exemplo, tempo de viagem da água entre dois reservatórios, restrições de transmissão, rendimento variável do conjunto turbina-gerador, etc.

Como exemplo desse tipo de estudo pode-se citar *Gagnon e Bolton [11]*, *Carneiro [12]*, *Correia [13]* e *Franco [06]*.

1.3. Planejamento da Operação no Brasil

Atualmente o planejamento energético do sistema elétrico brasileiro está sob a responsabilidade do G.C.O.I. (Grupo Coordenador para a Operação Interligada). Esse grupo é formado pelas empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica do país e coordenado pela ELETROBRÁS. Dentro do G.C.O.I., há o Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN) que executa o planejamento energético propriamente dito. Esse subcomitê se divide nos seguintes grupos de trabalho:

GTMC - Grupo de Trabalho de Metodologia e Critérios - responsável pela elaboração das normas a serem seguidas no planejamento da operação;

GTPL - Grupo de Trabalho de Planejamento da Operação - executa o planejamento de longo prazo;

GTPR - Grupo de Trabalho de Programação da Operação - executa o planejamento de médio prazo;

GTHO - Grupo de Trabalho de Hidrologia Operativa - estuda e acompanha o comportamento hidrológico do sistema;

GTPC - Grupo de Trabalho de Previsão de Carga - analisa, prevê e acompanha a carga própria de energia e potência para o sistema.

O planejamento de curto prazo é realizado internamente às empresas, que a partir das diretrizes do Programa de Operação (médio prazo), discretizam estas políticas de operação para as usinas de sua propriedade.

1.4. Modelos Utilizados no Planejamento Energético da Operação no Brasil

O planejamento de longo prazo do sistema brasileiro tem como principal objetivo a elaboração do *Plano de Operação* [14]. Nesse relatório são especificadas as políticas ótimas mensais de geração térmica e as tabelas de custo marginal de operação por subsistema, além de serem avaliadas as disponibilidades de energia de todo o sistema elétrico brasileiro. Para a obtenção desses resultados é utilizado o modelo *BACUS* [07].

Esse modelo utiliza a técnica do "reservatório equivalente" (*Arvanitidis e Rosing* [02 e 03] e *Lyra* [15]) para otimizar a operação de dois subsistema interligados, através da Programação Dinâmica Estocástica (*Nemhauser* [16]). Os intercâmbios de energia entre os dois subsistemas são promovidos visando a equalização dos custos marginais de operação nos subsistemas.

No planejamento de médio prazo, são realizadas simulações (por modelos como o *OPUS* [17], *HISIS* [18] e *SUSI* [19]), que utilizam as políticas de geração térmica e tabelas de custo marginal de operação, definidas anteriormente, para traçar as metas de intercâmbio entre subsistemas e de gerações hidráulica e térmica.

De posse das metas de médio prazo, as empresas utilizam regras internas para desagregar essas metas em diretrizes de curto prazo.

1.5. Regras Operativas

A operação a sistema equivalente parte da premissa de que as usinas hidroelétricas operam em paralelo, ou seja, operam em um mesmo nível percentual de armazenamento. Isso é uma imposição do modelo adotado.

Os modelos de simulação a usinas individualizadas não otimizam a operação do sistema. Para poder operar os reservatórios, esses simuladores geralmente utilizam-se de regras operativas ou de curvas de operação de reservatório. A definição das prioridades de enchimento e de deplecionamento dentro de um simulador é feita através dessas regras, que são obtidas empiricamente. Não há, até esse momento uma metodologia para a obtenção de regras que permitam melhorar a operação do sistema (como um todo).

O modelo OPUS utilizado nos estudos de longo e médio prazo da ELETROBRÁS utiliza curvas de operação idênticas para todos os reservatórios do sistema, o que equivale a operar em paralelo esses reservatórios.

No planejamento de curto prazo da operação, são utilizadas regras operativas para partes do sistema, como por exemplo, uma cascata de usinas. Essas regras tendem a deplecionar primeiro os reservatórios situados nas cabeceiras do rio, para posteriormente deplecionar os reservatórios mais perto da foz desse rio.

A obtenção de regras otimizadas de operação para uma cascata isolada, tem a vantagem de possibilitar a descrição dessas usinas o mais detalhado possível, permitindo assim, um tratamento mais refinado às peculiaridades dessa cascata.

1.6. Motivação deste Trabalho

Um dos objetivos deste trabalho é a obtenção de regras operativas de curto a médio prazo, que tendam a otimizar a operação das usinas situada no rio Iguaçu. A entrada em operação de uma nova usina, Segredo, com características não convencionais de impacto na cascata, tende a modificar fortemente as regras normalmente utilizadas para se operar uma cascata de forma otimizada (*Soares e Carneiro [20]*).

Esses aspectos serão detalhados no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 2

APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA CASCATA DO RIO IGUAÇU.

2.1. Introdução

Uma das práticas vigentes no setor elétrico é a idéia de que a operação de uma cascata de reservatórios deva seguir regras fixas: deplecionar preferencialmente os reservatórios situados no início da cascata (montante), para depois deplecionar os do fim da cascata (jusante), ou seja, o deplecionamento de montante para jusante, com o enchimento dos reservatórios no sentido inverso, ou seja, de jusante para montante [15]. Esta regra é baseada na idéia de se aproveitar ao máximo a energia potencial das usinas da cascata, fazendo com que os reservatórios das últimas usinas da cascata (jusante) só sejam deplecionadas após a água armazenada pelos reservatórios de montante ter passado por estas usinas (enquanto elas ainda possuíam as suas quedas máximas).

No entanto, a cascata do Rio Iguaçu tem certas peculiaridades que podem levar a alterações na maneira padrão de operar cascatas, com a obtenção de maiores ganhos energéticos.

2.2. Descrição da Bacia

O rio Iguaçu é um dos principais afluentes do curso médio do Rio Paraná. Desde suas nascentes, próximas à cidade de Curitiba, até sua foz, no rio Paraná, drena uma bacia de 66.800 km², localizada entre os paralelos 25° e 27° de latitude sul e os meridianos 54°30' e 49° de longitude oeste.

O rio Iguaçu corre essencialmente na direção leste-oeste, e seu curso tem um comprimento aproximado de 1100 km, ao longo dos quais vence um desnível de mais de 800 metros. A Figura 2.1 mostra a Bacia do rio Iguaçu, sua localização na região Sul e o perfil do rio.

O relevo da bacia é bastante irregular. As nascentes localizam-se nos contrafortes da Serra do Mar, nas proximidades de Curitiba, a uma altitude de aproximadamente 1000 metros. O rio corre nesta região com baixas declividades, sobre as rochas cristalinas características da Serra do Mar, até a altura de Porto Amazonas, onde se localiza o primeiro degrau acentuado no Salto de Caiacanga. A partir deste ponto, o curso do rio segue sobre os sedimentos da formação Campos Gerais até a localidade de Porto Vitória, onde secciona a Serra Geral. Neste trecho o rio apresenta declividades extremamente baixas e recebe pela margem esquerda o seu principal afluente, o rio Negro.

A partir de Porto Vitória a altitude do rio é da ordem de 740 metros. Ao desembocar no rio Paraná, 630 km a jusante, sua altitude é de aproximadamente 100 metros. Parte deste desnível (230 metros) é vencido pelas altas declividades que apresenta até a Foz do rio Jordão (em Segredo). Neste trecho do rio encontram-se duas usinas hidroelétricas da COPEL (Companhia Paranaense de Energia): Foz do Areia, em operação desde 1980, e Segredo, em construção, com entrada em operação prevista para o mês de outubro de 1992. Até este ponto, situado à altitude de mais ou menos 490 metros, o vale do rio é cavado, sua largura é pequena, e as margens apresentam taludes íngremes, relativamente uniformes, que se elevam até o planalto que flanqueia a bacia e se situa a uma altitude de até 500 metros acima do leito do rio.

A jusante da foz do rio Jordão, o Iguazu apresenta-se com declividades mais baixas, a largura aumenta e a topografia das margens passa a ser ondulada. O desnível é vencido por saltos, dentre os quais os principais são Santiago, Osório, Caxias e Santa Maria (Cataratas do Iguazu). Neste trecho, encontram-se em operação as usinas hidroelétricas de Salto Santiago e Salto Osório, ambas pertencentes à ELETROSUL (Centrais Elétricas do Sul do Brasil), e está previsto a construção pela COPEL de mais duas usinas, Capanema e Salto Caxias. A figura 2.2 apresenta de forma esquemática as usinas do rio Iguazu estudadas neste trabalho, sendo Salto Osório representada de forma diferente por se tratar de uma usina fio d'água.

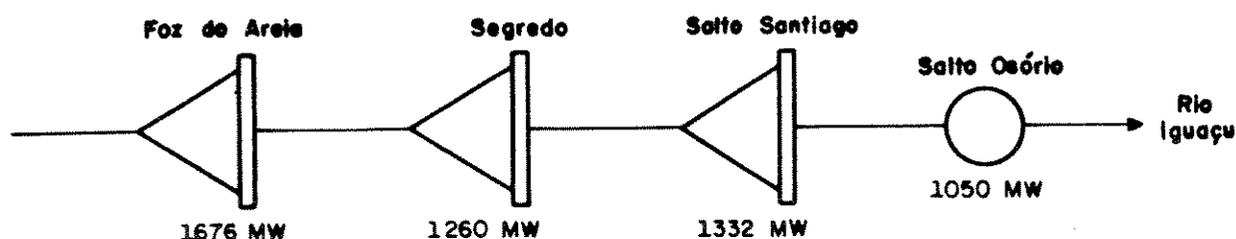


Figura 2.2

Uma peculiaridade da cascata do rio Iguazu é o acentuado afogamento de canal de fuga de uma usina pelo reservatório de outra usina situada a jusante. Isto acontece entre Foz do Areia e Segredo , e entre Segredo e Salto Santiago.

O nível médio do canal de fuga de Foz do Areia está na cota 601,7 metros, enquanto o nível máximo de montante de Segredo chega a 607 metros. Logo, neste ponto há um afogamento de 5,3 metros, quando o reservatório de Segredo está em seu nível máximo. Mais drástico é o afogamento do canal de fuga de Segredo

pelo reservatório de Salto Santiago. O nível do canal de fuga de Segredo está na cota 490 metros, enquanto o nível máximo de montante de Salto Santiago chega a 506 metros, o que corresponde a 16 metros de afogamento. Em Segredo a perda de queda causada pelo afogamento de seu canal de fuga é maior que a perda por deplecionamento total do reservatório, que é no máximo 5 metros.

A figura 2.3 ilustra esta situação de afogamento quando todos os reservatórios se encontram em seus níveis máximos.

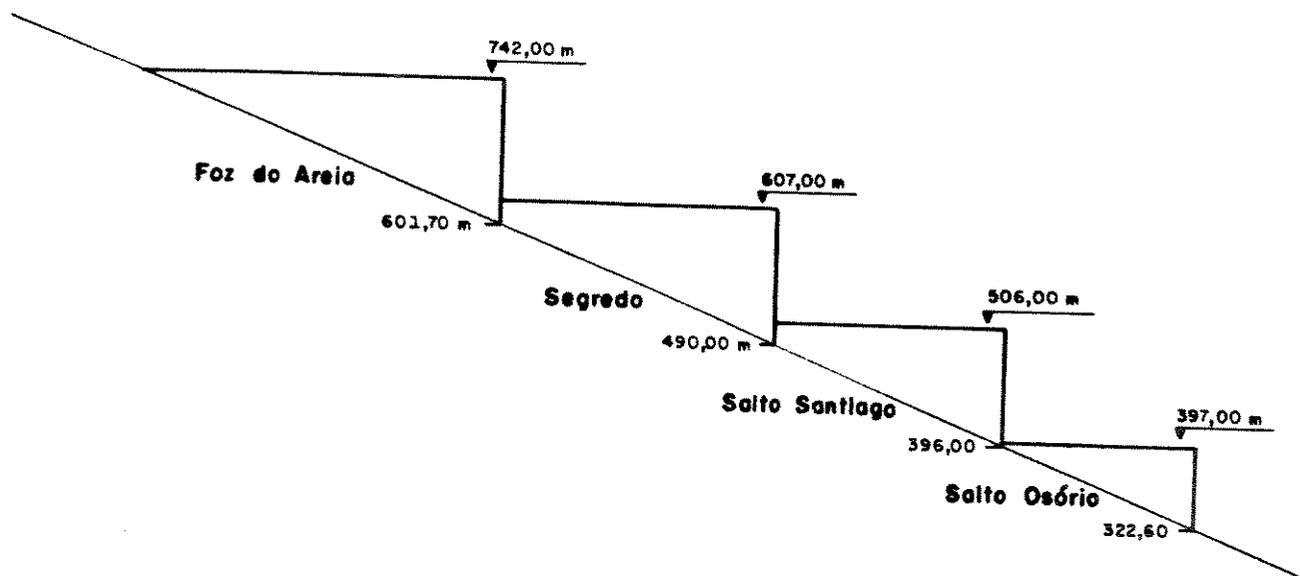
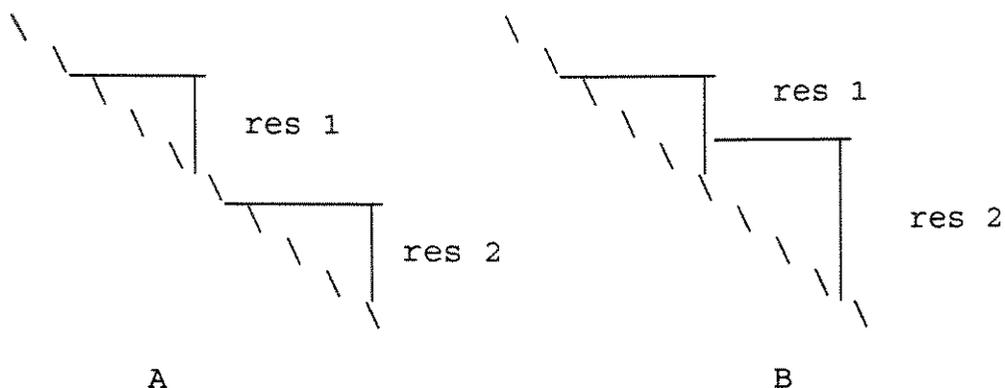


Figura 2.3

2.3. Variação de Cotas e Afogamentos no Sistema.

A principal motivação deste trabalho é a avaliação da influência do nível de um reservatório no nível do canal de fuga da usina hidroelétrica situada imediatamente a montante. Por isto, procurou-se representar da maneira mais precisa possível este relacionamento entre duas usinas.



Considere as cascatas de reservatórios esquematizados pelos Casos A e B. No Caso A, o nível do reservatório 2 não influi no nível do canal de fuga da usina 1. No Caso B, o nível do reservatório 2 influi no nível do canal de fuga da usina 1, reduzindo sua altura de queda e conseqüentemente reduzindo sua disponibilidade de geração. Esta situação de afogamento acontece com as usinas do rio Iguaçu.

Para o modelamento matemático deste efeito foram analisados os relatórios internos da COPEL "Determinação do Remanso de Salto Santiago para a Usina Hidroelétrica Segredo", DPHE-H06/84 e o relatório "Determinação do Remanso de Segredo para a Usina Hidroelétrica Foz do Areia", DPHE-H03/85. A partir destes relatórios foram obtidas curvas representativas para cada um dos dois casos. Cada curva representa o remanso para um dado nível de reservatório, fornecendo o nível do canal de fuga em função da vazão defluente. Para representar o remanso do reservatório de Segredo em Foz do Areia são usados, neste trabalho, 3 curvas: uma para o nível máximo normal (607 m), outra para o nível mínimo (602 m) e uma outra para um nível intermediário (604 m). Para representar o remanso do reservatório de Salto Santiago em Segredo são usadas 5 curvas intermediárias, referente aos níveis 485 m, 490 m, 495 m, 500 m e 506 m, considerando a limitação de que o nível mínimo do canal de fuga de Segredo é de 490 m. Para cada curva foi ajustado um polinômio que melhor representasse os pontos obtidos das curvas.

2.4. Discretização e Horizonte de Estudo.

A principal motivação deste trabalho foi a entrada em operação da usina de Segredo, prevista para outubro de 1992. Essa usina irá influenciar fortemente a operação das demais usinas do rio Iguaçu (pelos motivos citados no ítem anterior), trazendo a necessidade de se estudar novas regras operativas para o sistema de usinas em questão.

A influência de Segredo é mais facilmente observável no curto prazo, com discretização semanal, dado que o volume útil do reservatório de Segredo (388 hm³) é pequeno se comparado com os de Foz do Areia (3.805 hm³) e de Salto Santiago (4.113 hm³).

Quanto ao horizonte de estudo, optou-se por um período de 18 semanas. Esse período é o suficiente para que se observe o comportamento de todos os reservatórios do sistema. Num horizonte menor, seria mais difícil se observar o comportamento de um reservatório com um volume útil maior, como é o caso de Salto Santiago. Já um horizonte maior, não traria benefícios significativos para este estudo, dado que em 18 semanas é possível observar o comportamento dos três reservatórios estudados.

2.5. Dados Utilizados

2.5.1. Dados de Usinas

Na modelagem matemática de uma usina hidroelétrica, se faz necessário representar a relação entre o volume de água armazenado no seu reservatório em hm³ e o nível deste reservatório em metros. Esta relação é expressa através de uma curva chamada "Volume X Cota" representada por um polinômio de grau variável, dependendo do tipo da curva a ser expressa. Esses

polinômios e os demais dados das usinas estudadas foram obtidos no "Cadastro Técnico de Usinas Hidráulicas" GTMC/SCEN/GCOI, e são listados a seguir:

FOZ DO AREIA

Níveis (m)	Máximo -	742.00
	Mínimo -	700.00

Volumes (hm ³)	Máximo -	5779.
	Mínimo -	1974.
	Útil -	3805.

Coeficiente de perdas hidráulicas (%) - 1,31

Rendimento do conjunto turbina-gerador (%) - 92.

Engolimento máximo (m³/s) - 1376.

Vazão Natural Média (m³/s) - 620.

Polinômio Volume (V) X Cota (C):

$$C = 650.876 + 0.0349868 \times V - 6.50018E-06 \times V^2 + 7.77797E-10 \times V^3 - 3.95286E-14 \times V^4$$

SEGREDO

Níveis (m)	Máximo -	607.00
	Mínimo -	602.00

Volumes (hm ³)	Máximo -	2950.
	Mínimo -	2562.
	Útil -	388.

Coeficiente de perdas hidráulicas (%) 1,70

Rendimento do conjunto turbina-gerador (%) 92.

Engolimento máximo (m³/s) 1268.

Vazão Natural Média (m³/s) - 710.

Polinômio Volume (V) X Cota (C):

$$C = 552.545 + 0.0246922 \times V - 2.10343E-06 \times V^2$$

SALTO SANTIAGO

Níveis (m)	Máximo -	506.00
	Mínimo -	481.00

Volumes (hm ³)	Máximo -	6775.
	Mínimo -	2662.
	Útil -	4113.

Coeficiente de perdas hidráulicas (%) - 1,64

Rendimento do conjunto turbina-gerador (%) - 90.

Engolimento máximo (m³/s) - 1480.

Vazão Natural Média (m³/s) - 923.

Polinômio Volume (V) X Cota (C):

$$C = 447.732 + 1.823317E-02 \times V - 2.871225E-06 \times V^2 \\ + 3.002606E-10 \times V^3 - 1.272974E-14 \times V^4$$

Polinômio Vazão defluente(Q) X Nível de jusante(CF)

$$CF = 389.925 + 9.28345E-03 \times Q - 4.71615E-06 \times Q^2 \\ + 1.15165E-09 \times Q^3 - 9.89025E-14 \times Q^4$$

SALTO OSÓRIO

Níveis (m)	Máximo -	397.00
	Mínimo -	397.00

Volumes (hm ³)	Máximo -	1124.
	Mínimo -	1124.
	Útil -	0.

Coeficiente de perdas hidráulicas (%) - 2,14

Rendimento do conjunto turbina-gerador (%) - 90.

Engolimento máximo (m³/s) - 1740.

Vazão Natural Média (m³/s) - 968.

Polinômio Vazão defluente(Q) X Nível de jusante(CF)

$$CF = 320.793 + 5.14033E-03 \times Q - 1.42943E-06 \times Q^2 \\ + 2.04193E-10 \times Q^3 - 1.00443E-14 \times Q^4$$

2.5.2. Representação de Nível de Canal de Fuga

Além dos dados listados anteriormente, foram utilizados uma série de polinômios, responsáveis pela representação da influência do nível de um reservatório no canal de fuga da usina situada a montante deste reservatório. Assim, para um determinado nível do reservatório de jusante, foi obtido um polinômio que relaciona a vazão defluente pela usina de montante com o nível de seu canal de fuga.

A influência do reservatório de Segredo sobre o nível do canal de fuga de Foz do Areia foi representada por três polinômios.

Polinômios Vazão defluente(Q) X Nível de jusante(CF)

Cota 607,00 metros em Segredo:

$$CF = 607.0 + 0.2736616E-04 \times Q + 0.3769687E-06 \times Q^2 - 0.4913511E-10 \times Q^3$$

Cota 604,00 metros em Segredo:

$$CF = 604.0029 + 0.1382331E-03 \times Q + 0.6916839E-06 \times Q^2 - 0.1117942E-09 \times Q^3$$

Cota 602,00 metros em Segredo:

$$CF = 602.0156 + 0.5048101E-03 \times Q + 0.9279979E-06 \times Q^2 - 0.1776729E-09 \times Q^3$$

A influência do reservatório de Salto Santiago sobre o nível do canal de fuga de Segredo foi representada por cinco polinômios.

Polinômios Vazão defluente(Q) X Nível de jusante(CF)

Cota 506,00 metros em Salto Santiago:

$$CF = 505.9978 + 0.1263315E-03 \times Q - 0.1720208E-07 \times Q^2 + 0.2134206E-11 \times Q^3$$

Cota 500,00 metros em Salto Santiago:

$$CF = 500.0010 + 0.2086960E-03 \times Q - 0.4776443E-07 \times Q^2 + 0.1255224E-10 \times Q^3$$

Cota 495,00 metros em Salto Santiago:

$$CF = 494.99 + 0.1657076E-04 \times Q + 0.1413610E-06 \times Q^2 - 0.9182038E-11 \times Q^3$$

Cota 490,00 metros em Salto Santiago:

$$CF = 490.0129 + 0.1438391E-04 \times Q + 0.3384317E-06 \times Q^2 - 0.1571752E-10 \times Q^3$$

Cota 485,00 metros em Salto Santiago:

$$CF = 485.0039 + 0.1678300E-03 \times Q + 0.7255186E-06 \times Q^2 - 0.9272311E-10 \times Q^3$$

2.5.3. Dados Hidrológicos

Com o objetivo de se comparar o desempenho de regras de operação diferentes, foi necessário obter-se séries de vazões naturais que representassem cenários hidrológicos diferenciados.

Para a obtenção das três séries semanais de vazões que representassem períodos seco, médio e úmido, foram pesquisados arquivos disponíveis de vazão afluente diária, que iam de 01.01.41 à 31.12.84.

A escolha dos três períodos foi feita a partir da seguinte lógica:

- a série única de vazões diárias com 16.071 componentes foi transformada em outra de vazões médias semanais com 2.295 componentes;
- foram calculadas médias móveis de 18 semanas, o que corresponde as médias de 2.268 séries de 18 semanas;
- estas 2.268 séries foram classificadas na ordem decrescentes de suas médias;
- para representar o período úmido foi escolhida uma série cuja média se situou em 25 % de permanência , para o período médio em 50 % e para o período seco em 75 % de permanência, como mostra a figura 2.4.

Os dados diários de vazão só estavam disponíveis para as usinas de Foz do Areia e Salto Santiago. Para a obtenção das vazões em Segredo foi feita uma correlação através das bacias de drenagem de Foz do Areia e Salto Santiago. Para Salto Osório a correlação foi feita só com a bacia de drenagem de Salto Santiago.

A seguir são apresentadas as três séries de vazão naturais afluentes utilizadas neste trabalho:

CURVA DE PERMANENCIA
VAZOES SEMANAIS DE FOZ DO AREIA

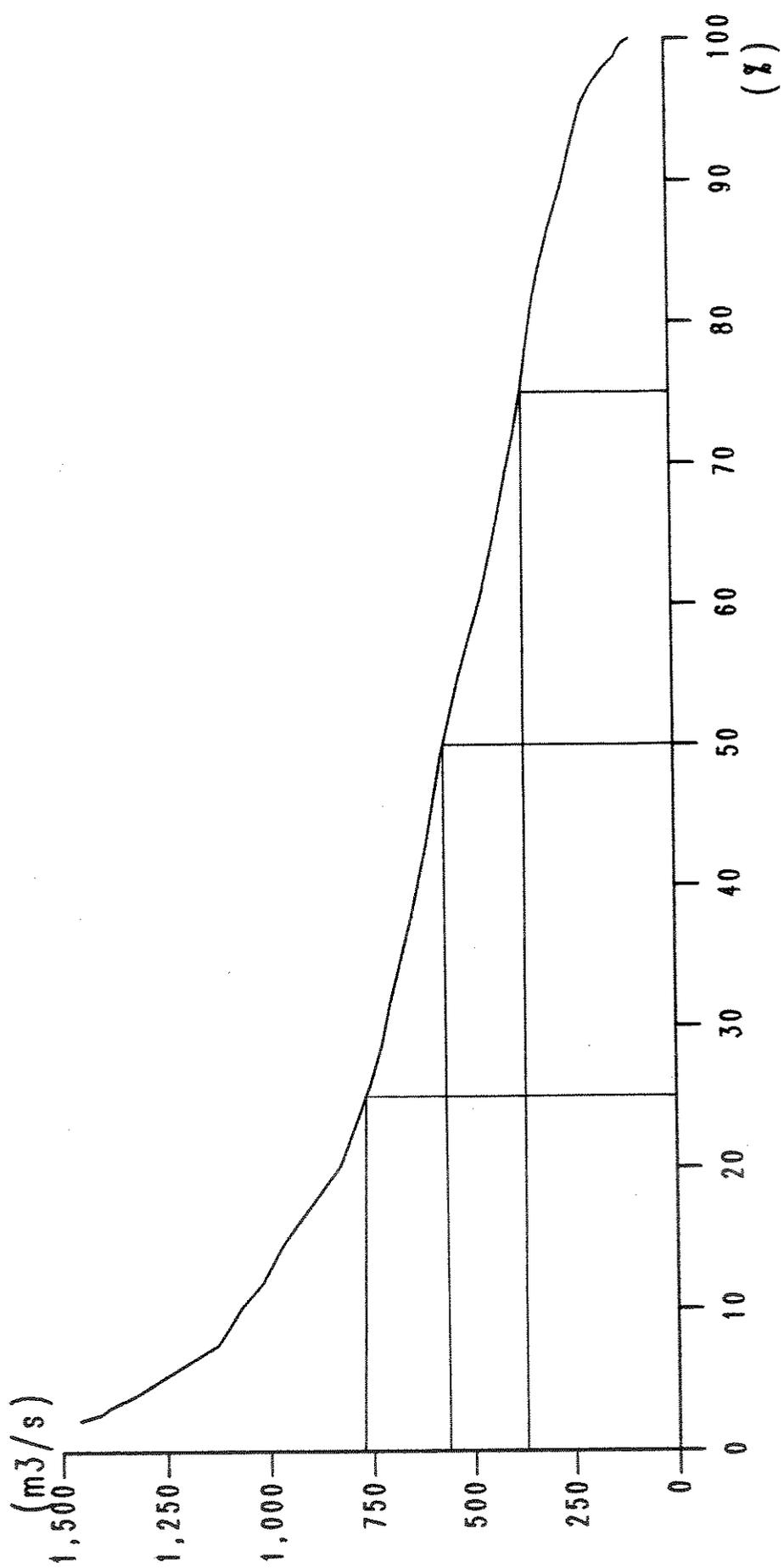


FIGURA 2.4

PERÍODO SECO

Semana	Foz do Areia (m ³ /s)	Segredo (m ³ /s)	Salto Santiago (m ³ /s)	Salto Osório (m ³ /s)
1	370	420	538	562
2	308	353	455	475
3	200	235	315	327
4	291	332	429	448
5	497	533	617	646
6	498	532	610	638
7	390	425	506	529
8	435	471	554	579
9	423	470	580	607
10	496	558	704	737
11	436	486	602	630
12	301	336	416	434
13	378	427	542	567
14	424	457	533	557
15	287	324	410	428
16	243	284	381	397
17	240	278	365	380
18	274	321	432	451

Estas 18 semanas correspondem ao período de 28.01.42 a 02.06.42.

PERÍODO MÉDIO

Semana	Foz do Areia (m ³ /s)	Segredo (m ³ /s)	Salto Santiago (m ³ /s)	Salto Osório (m ³ /s)
1	535	592	724	758
2	325	372	483	504
3	273	309	392	409
4	715	762	873	915
5	657	707	822	861
6	491	526	606	634
7	655	737	929	974
8	883	958	1133	1188
9	815	913	1141	1197
10	656	729	898	941
11	730	776	884	927
12	600	651	770	807
13	481	505	560	586
14	584	619	700	733
15	708	751	852	893
16	419	466	577	603
17	284	318	398	415
18	253	282	351	365

Estas 18 semanas correspondem ao período de 31.12.47 a 04.05.48.

PERÍODO ÚMIDO

Semana	Foz do Areia (m ³ /s)	Segredo (m ³ /s)	Salto Santiago (m ³ /s)	Salto Osório (m ³ /s)
1	395	436	530	554
2	961	1077	1348	1414
3	1271	1296	1354	1420
4	1412	1459	1569	1646
5	809	846	933	978
6	569	652	846	887
7	540	647	895	938
8	788	859	1023	1073
9	861	928	1085	1138
10	1150	1333	1760	1846
11	764	882	1158	1215
12	767	913	1253	1314
13	526	656	959	1005
14	655	746	957	1003
15	539	616	794	832
16	686	782	1005	1054
17	571	647	824	863
18	342	394	514	537

Estas 18 semanas correspondem ao período de 10.12.52 a 14.04.53.

2.6. Modelo Matemático das Usinas

A modelagem matemática da geração de uma usina hidroelétrica (Lyra [15]) pode ser representada pela seguinte expressão:

$$G = k_1 \cdot \eta \cdot g \cdot \rho \cdot h_l \cdot Q \quad (2.1)$$

Onde: G - geração em MW.médios;
k₁ - coeficiente que equaliza as dimensões;
 η - rendimento do conjunto turbina - gerador;
g - aceleração da gravidade;
 ρ - peso específico da água;
h_l - altura de queda líquida;
Q - vazão turbinada em m³/s.

A queda líquida (h_l) é obtida pelo abatimento das perdas hidráulicas (p_h) da queda bruta (h_b), conforme se pode observar na figura 2.5. A perda hidráulica é expressa pelo produto do "Coeficiente de Perdas Hidráulicas" (k₂) pela queda bruta, sendo esta queda a diferença entre o nível de montante (N_m) e o nível de jusante (N_j). Esse coeficiente é parte dos dados informados por usina apresentados no item 2.4.1.

$$p_h = k_2 \cdot h_b$$

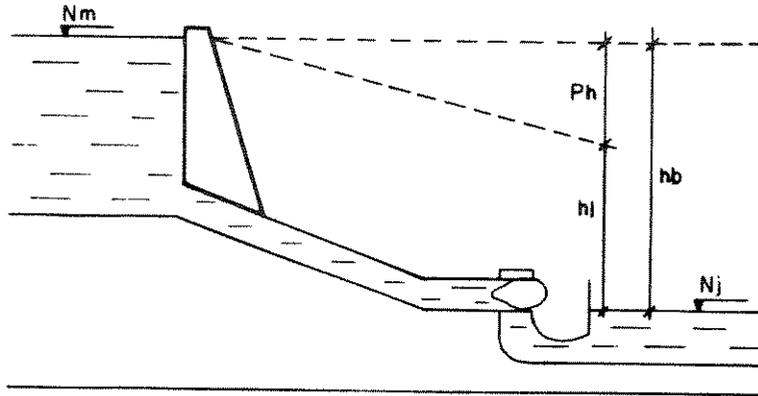


Figura 2.5

Assim a queda líquida pode ser expressa por:

$$h_l = h_b \cdot (1 - k_2)$$

Tendo em vista as considerações sobre queda líquida, a expressão 2.1 pode ser reescrita como segue:

$$G = k_1 \cdot \eta \cdot g \cdot \rho \cdot (1 - k_2) \cdot h_b \cdot Q$$

Como somente os termos h_b e Q são variáveis, todos os demais podem ser reagrupados em uma única constante k_3 , como mostra a expressão a seguir. Os valores de k_3 por usina são mostrados na tabela 2.1.

$$G = k_3 \cdot h_b \cdot Q$$

Usina	k3
Foz do Areia	8,9070 . 10 ⁻³
Segredo	8,8718 . 10 ⁻³
Salto Santiago	8,6842 . 10 ⁻³
Salto Osório	8,6401 . 10 ⁻³

Tabela 2.1.

A seguir são mostradas as equações de conservação d'água e acoplamento hidráulico entre as usinas estudadas. Como a usina de Salto Osório é considerada fio d'água, não há uma variável de armazenamento para ela.

$$X_1(k+1) = X_1(k) + Y_1(k) - U_1(k) - V_1(k)$$

$$X_2(k+1) = X_2(k) + Y_2(k) + U_1(k) + V_1(k) - U_2(k) - V_2(k)$$

$$X_3(k+1) = X_3(k) + Y_3(k) + U_2(k) + V_2(k) - U_3(k) - V_3(k)$$

$$U_4(k) = Y_4(k) + U_3(k) + V_3(k) - V_4(k)$$

Onde: X_i - volume d'água armazenado no reservatório da usina i ;
 Y_i - vazão incremental afluyente à usina i ;
 U_i - vazão turbinada pela usina i ;
 V_i - vazão vertida pela usina i ;
 k - representa o estágio;
 $i = 1$ - Foz do Areia;
 $i = 2$ - Segredo;
 $i = 3$ - Salto Santiago;
 $i = 4$ - Salto Osório.

Observação: Para a utilização dessas fórmulas é necessária a equalização das dimensões, transformando as vazões de m^3/s para volumes de água (hm^3) no período de tempo considerado.

2.7. Alternativas de Objetivos para Operação

Para a avaliação energética de um sistema de usinas, vários podem ser os objetivos a serem analisados. Neste trabalho procurou-se uma função objetivo que melhor avaliasse o desempenho das usinas do rio Iguaçu, e que levasse em conta a condição de operação dessas usinas, que é a de operar complementarmente à geração de um sistema maior. Para isso, essas usinas são operadas seguindo regras de operação. Essas regras definem a prioridade de geração na cascata.

A partir dos estudos deste trabalho, poderão ser obtidas regras de operação que maximizem o aproveitamento energético desse sistema.

As opções de função objetivo estudadas neste trabalho foram as seguintes:

2.7.1. Minimizar o Custo de Operação

Este tipo de função objetivo é muito utilizado para sistemas térmicos ou que tenham geração complementar de origem térmica, dado que o custo da geração térmica é a parte mais significativa dos custos envolvidos na operação de um sistema.

Hanscom et al. [10], por exemplo, construíram uma curva representando uma função de custo de déficit de energia hidráulica, que era composta pelo custo de importação de energia, custo de geração térmica e benefício da energia secundária. Com

esta curva foi proposto um modelo que minimizava o custo total para o sistema.

Este tipo de função objetivo também é utilizado pelo modelo de otimização *BACUS* [07] na avaliação da disponibilidade de energia para o sistema elétrico brasileiro.

Como no sistema de usinas estudado não consta nenhuma térmica, esta opção foi descartada.

2.7.2. Maximizar a Energia Armazenada

Este tipo de função objetivo se aplica para sistemas puramente hidráulicos, mas que tenham um mercado de energia bem definido. É ideal para sistemas isolados onde se dispõe do mercado de energia a ser atendido e de um nível de partida para os reservatórios. De posse desses dados, as regras de operação podem ser comparadas pela energia armazenada no sistema no final do horizonte de estudo, em cada um dos casos.

Gagnon e Bolton [11] e *Carneiro* [12] utilizaram esta técnica de maximizar a energia armazenada no final do horizonte de estudo, atendendo a um mercado de energia conhecido.

Esta opção de função objetivo também foi descartada, por serem as usinas do Iguaçu interligadas a um sistema maior. O mercado que elas atendem depende fortemente das condições hidrológicas de todas as bacia do sistema, e principalmente das condições hidrológicas da própria bacia do rio Iguaçu.

2.7.3. Maximizar a Geração

Essa função objetivo pode ser usada para sistemas puramente hidráulicos, avaliando as regras de operação com base na contribuição que estas usinas dão ao sistema maior.

Esta opção de função objetivo foi usada por *Heidari et al.* [21] e por *Jamschidi* [22] na formulação de um problema em que se maximizava a geração de energia elétrica além do aproveitamento dos recursos hídricos para irrigação.

O uso deste tipo de função objetivo apresenta um defeito : a geração total da cascata tende a se concentrar no fim do horizonte de estudo. Isto se deve à redução da geração nos estágios iniciais para permitir um maior ganho de produtividade com o aumento da altura de queda nas usinas hidroelétricas, com posterior deplecionamento do sistema, concentrando assim a geração nos estágios finais do estudo. Este tipo de operação mascara os resultados por fugir da operação real do sistema.

2.7.4. Maximizar a Geração Regularizada.

Para corrigir os desvios verificados na simples maximização da geração, há a opção de se maximizar a geração regularizada de um conjunto de usinas.

Uma forma similar de função objetivo foi utilizada por *Hicks et al.* [08] , com a seguinte função:

$$\text{Min} \left[D + \alpha \sum_{k=1}^T (D_k - D)^2 \right]$$

$$\text{Onde : } D_k = L_k - P_k$$

$$D = \frac{1}{T} \sum_{k=1}^T D_k$$

- L_k - carga do sistema no intervalo k ;
- P_k - produção de energia das usinas estudadas no intervalo k ;
- α - fator de penalização (> 0);
- T - número total de intervalos k .

Dado que a carga L_k é um dado constante do problema, a primeira parte da função objetivo poderia ser reescrita simplesmente como:

$$\text{Min } \sum_{k=1}^T P_k \quad \text{ou então} \quad \text{Max } \sum_{k=1}^T P_k$$

Ou seja, maximizar a geração total do sistema de usinas durante o período de tempo estudado.

A segunda parte da função objetivo anteriormente mencionada se refere a penalização sobre a diferença entre a carga e a produção de energia. Essa penalização faz com que a produção de energia se mantenha o mais próximo possível da carga, durante todos os intervalos de tempo. No caso da carga ser constante durante todos os intervalos obtêm-se, através da penalização, a regularização da geração.

$$\text{Max } \sum_{k=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^4 G_i(k) - \alpha \cdot \left[G_{med} - \sum_{i=1}^4 G_i(k) \right]^2 \right\}$$

- Onde $G_i(k)$ - geração da usina i no período k ;
- G_{med} - geração média da cascata de usinas;
- α - fator de penalização.

A opção acima descrita é a que melhor se encaixa no presente estudo, por permitir a comparação realista de diferentes regras operativas.

Uma análise dos efeitos da penalização será feita no Apêndice A.

Para a utilização dessa e de outras opções de função objetivo, além do nível inicial, também se faz necessário a definição de um nível final de armazenamento para cada reservatório estudado. Isso evita o deplecionamento completo dos reservatórios, o que seria uma situação irreal de operação.

2.8. Consideração de Objetivos Conflitantes

As alternativas de objetivos descritas no item anterior (2.5) baseiam-se na otimização global do sistema de usinas estudado. Neste caso específico, as usinas que compõe o sistema pertencem a duas empresas distintas, ELETROSUL e COPEL, de forma que a otimização global do sistema pode beneficiar mais uma empresa do que outra. Ou seja, o ótimo para o sistema global pode não ser o ótimo para uma ou outra empresa isoladamente.

Especificamente na cascata do rio Iguaçu, o fato das usinas serem de empresas diferentes passa a ser um fator de grande importância, porque a operação de Salto Santiago, da ELETROSUL, influencia muito a operação de Segredo, da COPEL, por afogar o seu canal de fuga. Por outro lado, a operação das usinas da COPEL (Foz do Areia e Segredo) influencia a operação de Salto Santiago, pela possibilidade de regularizar a vazão afluente à essa usina.

Para estudar os efeitos destas características da cascata de usinas do rio Iguaçu, será utilizada uma técnica de Programação Multiobjetivo (*Goicoechea [23]*), conhecida como "Método dos Pesos", através dessa técnica, apresentada por *Zadeh [24]*, pode-se avaliar o deslocamento do ótimo global quando se

procura valorizar mais a geração proveniente de uma empresa em detrimento da geração da outra.

2.8.1. Programação Multiobjetivo

Os problemas convencionais de otimização consideram um único objetivo a ser atendido. Em linhas gerais podem ser expressos na seguinte forma:

$$\text{Max } Z(\mathbf{x})$$

$$\text{s.a. } g_i(\mathbf{x}) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m$$

onde $Z(\mathbf{x})$ é a função objetivo e $g_i(\mathbf{x})$ são as restrições.

A Programação Multiobjetivo estuda situações onde deseja-se otimizar simultaneamente mais de um objetivo, ou seja, deseja-se otimizar um vetor de objetivos. Esse problema pode ser expresso da seguinte forma:

$$\text{Max } [Z_1(\mathbf{x}), Z_2(\mathbf{x}), \dots, Z_p(\mathbf{x})]$$

$$\text{s.a. } g_i(\mathbf{x}) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Uma das maneiras de se tratar este problema é através do método dos pesos (Zadeh [24] e Goicoechea [23]). A idéia básica desse método é atribuir pesos às várias funções objetivo, combinando-as em uma função objetivo única.

$$\text{Max } [w_1 Z_1(\mathbf{x}) + w_2 Z_2(\mathbf{x}) + \dots + w_p Z_p(\mathbf{x})]$$

$$\text{s.a. } g_i(\mathbf{x}) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Onde w_i é o peso relativo da função objetivo $Z_i(\mathbf{x})$ quando comparada a outra função objetivo.

Para o caso deste trabalho, em que são dois os objetivos a serem maximizados (geração da COPEL e geração da ELETROSUL) e que se pretende variar a prioridade de geração, utilizou-se uma soma ponderada das funções objetivo:

$$W \cdot Z_1(\mathbf{x}) + (1 - W) \cdot Z_2(\mathbf{x}) \quad 0 \leq W \leq 1$$

Desta forma é possível variar a prioridade das funções objetivo, beneficiando ora $Z_1(\mathbf{x})$ ora $Z_2(\mathbf{x})$.

Para $W = 1$ só é levada em consideração a função objetivo Z_1 , sendo Z_2 desprezada totalmente. Com $W = 0$, a situação é a inversa, a função objetivo Z_1 é desprezada com Z_2 sendo considerada isoladamente.

Conforme se varia W de 0 até 1, o eixo de priorização vai se deslocando de Z_2 para Z_1 .

Quando $W = 0,5$, os pesos dados a $Z_1(\mathbf{x})$ e $Z_2(\mathbf{x})$ se equivalem, ou seja, os benefícios gerados por Z_1 e Z_2 são igualmente computados, não havendo priorização de nenhum deles em detrimento do outro. Neste ponto, o custo marginal dos objetivos é o mesmo.

2.9. Formulação Matemática do Problema

Resumindo o que foi discutido neste capítulo, tem-se o problema de otimização da cascata do rio Iguaçu, que pode ser formalizado da seguinte forma:

$$\text{MAX } \sum_{k=1}^T \left\{ [G_1(k) + G_2(k)] \cdot W + [G_3(k) + G_4(k)] \cdot (1-W) - \text{PEN} \right\}$$

$$\text{s.a. } X_1(k+1) = X_1(k) + Y_1(k) - U_1(k) - V_1(k)$$

$$X_2(k+1) = X_2(k) + Y_2(k) + U_1(k) + V_1(k) - U_2(k) - V_2(k)$$

$$X_3(k+1) = X_3(k) + Y_3(k) + U_2(k) + V_2(k) - U_3(k) - V_3(k)$$

$$U_4(k) = U_3(k) + V_3(k) + Y_4(k) - V_4(k)$$

(P)

$$X_{\min_1} \leq X_1(k) \leq X_{\max_1}$$

$$X_{\min_2} \leq X_2(k) \leq X_{\max_2}$$

$$X_{\min_3} \leq X_3(k) \leq X_{\max_3}$$

$$U_{\min_1} \leq U_1(k) \leq U_{\max_1}$$

$$U_{\min_2} \leq U_2(k) \leq U_{\max_2}$$

$$U_{\min_3} \leq U_3(k) \leq U_{\max_3}$$

$$U_{\min_4} \leq U_4(k) \leq U_{\max_4}$$

$$X_1(T) \geq X_{\text{fim}_1}$$

$$X_2(T) \geq X_{\text{fim}_2}$$

$$X_3(T) \geq X_{\text{fim}_3}$$

$$V_1(k) \geq 0$$

$$V_2(k) \geq 0$$

$$V_3(k) \geq 0$$

$X_1(0)$, $X_2(0)$ e $X_3(0)$ - dados

X_{fim_1} , X_{fim_2} e X_{fim_3} - dados

$$\text{Onde: PEN} = \alpha \cdot \left[G_{med} - \sum_{i=1}^4 G_i(k) \right]^2$$

- α - fator de penalização;
- W - peso multiobjetivo;
- X_{max_i} - volume máximo do reservatório i ;
- X_{min_i} - volume mínimo do reservatório i ;
- U_{max_i} - vazão turbinada máxima da usina i ;
- U_{min_i} - vazão turbinada mínima da usina i ;
- X_{fim_i} - volume final do reservatório i ;
- G_{med} - geração de referência;
- $i = 1$ - Foz do Areia - COPEL
- $i = 2$ - Segredo - COPEL
- $i = 3$ - Salto Santiago - ELETROSUL
- $i = 4$ - Salto Osório - ELETROSUL

Note-se que a regularização da geração é obtida através da inclusão, na função objetivo, de uma restrição do sistema (PEN).

No Capítulo 4, será feita uma comparação da regra de operação obtida pela solução do problema de otimização formulado acima, com duas regras de operação comumente aplicadas no setor de energia elétrica. Isto será feito sem levar em conta o fato de que a cascata do rio Iguaçu é composta por usinas de duas empresas distintas.

No Capítulo 5, o aspecto multiobjetivo do problema será analisado. A partir de um caso base, serão efetuados testes com vários valores de W , obtendo-se, desse modo, os reflexos que a operação otimizada do sistema traz sobre cada uma das empresas.

CAPÍTULO 3

TÉCNICA DE SOLUÇÃO

3.1. Introdução

Neste capítulo discute-se sumariamente a técnica adotada para a solução do problema (P) apresentado no capítulo anterior.

3.2. Programação Dinâmica

O problema a ser resolvido pode ser sintetizado da seguinte forma:

$$\text{Max } \sum_{k=0}^{T-1} \psi(X_k, U_k)$$

S. A. $X_{k+1} = g(X_k, U_k)$

$$\underline{X} \leq X_k \leq \overline{X}$$

$$\underline{U} \leq U_k \leq \overline{U}$$

$$X_T \geq X^*$$

X_0, X^* - dados

Onde : $\psi(\cdot)$ - é a função que representa o desempenho do sistema; neste caso, a geração regularizada ;

$g(\cdot)$ - é a equação de transformação de estado; neste caso, a equação de conservação d'água e acoplamento hidráulico

$$X_{k+1} = X_k + Y_k - U_k$$

X_k - vetor de variável de estado - representa o armazenamento dos reservatórios no estágio k;

U_k - vetor de variável de decisão - representa a turbinagem das usinas no estágio k;

k - variável de estágio - semanas;

\overline{X} - volume máximo de armazenamento;

\underline{X} - volume mínimo de armazenamento;

\overline{U} - turbinagem máxima;

\underline{U} - turbinagem mínima;

X_0 - nível inicial de armazenamento;

X^* - nível meta;

T - estágio final do horizonte.

Programação Dinâmica (Larson [25]) é uma técnica adequada à abordagem deste tipo de problema e não exige boas propriedades da função objetivo (convexidade, diferenciabilidade, etc). Neste caso específico, $\psi(X_k, U_k)$ é uma função não linear que depende da geração das usinas. No caso de Foz do Areia e Segredo, suas gerações dependem da queda líquida, que por sua vez depende de uma função não diferenciável para representar a influência do nível do reservatório de jusante sobre a altura de seu canal de fuga. Assim, a função $\psi(X_k, U_k)$ torna-se não diferenciável além de não linear. Esse aspecto desaconselha a utilização de outros métodos de otimização não lineares.

3.2.1. Equação Recursiva da Otimalidade

O método de solução por Programação Dinâmica é baseado na equação recursiva da otimalidade, representada abaixo, a expressão analítica do princípio da otimalidade de Bellman.

$$I(X_k, k) = \text{Max}_{U \in U} \{ \psi[X_k, U_k] + I[g(X_k, U_k, k), k+1] \}$$

onde $I(X_k, k)$ é a função de máximo benefício obtida recursivamente. Ela representa o máximo benefício de se partir do estado X_k até o final do horizonte de estudo. Ao se encontrar essa função no estágio $k = 0$, encontra-se a solução do problema.

O processo de resolução é iniciado com o cálculo de $I(X_T, T)$, ou seja com o cálculo da função $I(\cdot)$ para todos os estados factíveis no final do horizonte de estudo. Para esse caso particular, adotou-se a seguinte função:

$$I(X_T, T) = \begin{cases} 0, & \text{se } X_T \geq X^* \\ -\infty, & \text{se } X_T < X^* \end{cases}$$

A avaliação recursiva prossegue para todos os estágios. O processo de resolução é concluído com a avaliação de I para o estado inicial, ou seja, com o cálculo de $I(X_0, 0)$.

Através da equação recursiva da otimalidade, encontra-se também a decisão ótima $U_{ot}(X_k, k)$ para cada estado X_k discretizado entre $k = T-1$ e $k = 0$.

Ao final da avaliação recursiva, recupera-se a trajetória de decisões ótimas, partindo-se do estado inicial X_0 .

Diz-se que o problema proposto é imerso numa classe de problemas maiores, que determina a solução ótima não só a partir do estado inicial, mas a partir de qualquer estado factível no horizonte de estudo.

3.2.2. Recuperação da Trajetória Ótima

A solução da equação recursiva da otimalidade, determina $U_{ot}(X_k, k)$ e $I(X_k, k)$ para todos os valores quantificados de X_k entre \underline{X} e \bar{X} para $k = 0, 1, \dots, T-1$. Após a avaliação da equação recursiva, conhecendo-se $U_{ot}(X_k, k)$, pode-se levantar a trajetória ótima, partindo-se do estado inicial, X_0 , até o estado final, X_T .

A primeira decisão da sequência é

$$\hat{U}_0 = U_{ot}(X_0, 0)$$

e o próximo estado é obtido através da equação de transformação de estado:

$$\hat{X}_1 = g(X_0, \hat{U}_0, 0)$$

Esse estado pode ou não ser um estado quantificado. Em caso afirmativo, a próxima decisão da sequência ótima é obtida diretamente, como:

$$\hat{U}_1 = Uot(\hat{X}_1, 1)$$

Caso contrário, a próxima decisão da sequência ótima é obtida por meio de uma interpolação entre os valores quantificados de $Uot(X_1, 1)$.

Esses passos são seguidos até o último estágio T.

3.2.3. Resumo do Algoritmo

Tendo em vista as considerações anteriores, o algoritmo de solução por Programação Dinâmica pode ser resumido na sequência de passos a seguir:

INICIALIZAÇÃO

$$I(X_T, T)$$

$$dX = (\bar{X} - \underline{X}) / m$$

$$dU = (\bar{U} - \underline{U}) / n$$

AVALIAÇÃO DA EQUAÇÃO RECURSIVA DA OTIMALIDADE

-----percorre os estágios-----

Faça $k = T-1$ a 0

-----percorre os estados-----

Faça $j = 0$ a m

$$X_k = \underline{X} + j * dx$$

$$I_{max} = -\infty$$

-----percorre as decisões-----

Faça $i = 0$ a n

$$U_k = \underline{U} + i * dU$$

$$X_{k+1} = g(X_k, U_k, k)$$

-----testa se X_{k+1} está na região factível-----

Se $X_{k+1} \leq \bar{X}$ e $X_{k+1} \geq \underline{X}$ Faça

-----calcula função benefício para (X_k, U_k) -----

$$I_{aux} = \psi(X_k, U_k) + I(X_{k+1}, k+1)$$

Se $I_{aux} > I_{max}$ Faça

$$I_{max} = I_{aux}$$

$$U_{max} = U_k$$

Fim

Fim

Fim

determina o valor da função de máximo benefício para o estado X_k

$$I(X_k, k) = I_{max}$$

-----determina a decisão ótima para o estado X_k -----

$$Uot(X_k, k) = U_{max}$$

Fim

Fim

RECUPERAÇÃO DA TRAJETÓRIA ÓTIMA

Faça $k = 0$ a $T-1$

$$U_k = Uot(X_k, k)$$

$$X_{k+1} = g(X_k, U_k, k)$$

Fim

3.2.4. Interpolação

Na solução de problemas utilizando-se algoritmos convencionais de Programação Dinâmica, são realizadas uma série de interpolações durante o processo. Durante o cálculo da equação recursiva da otimalidade são necessárias interpolações na obtenção dos valores da função benefício do estágio posterior $I[g(X_k, Y_k, k), k+1]$. Na recuperação da sequência de decisões ótimas, também são realizadas interpolações para a obtenção de valores não discretizados de $Uot(X_k, k)$.

Quando se trabalha com apenas um reservatório, existe também apenas uma variável de estado. Logo, as interpolações são feitas entre dois pontos.

Se o problema trata de dois reservatórios, existem duas variáveis de estado, e as interpolações são realizadas entre quatro pontos conhecidos.

Como neste trabalho foram considerados três reservatórios, foram então utilizadas três variáveis de estado, sendo as interpolações realizadas em três dimensões, entre oito pontos conhecidos, como mostra a figura 3.1.

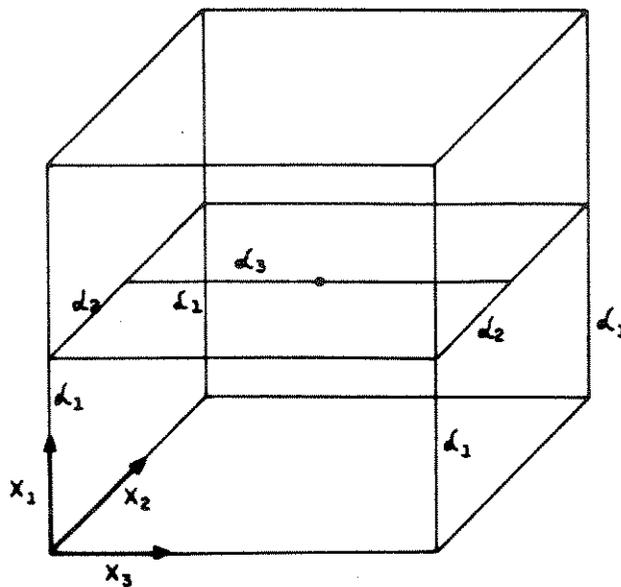


Figura 3.1

3.3. Dificuldades com a Dimensão do Problema

Uma dificuldade com a implementação de algoritmos convencionais de Programação Dinâmica é que o aumento do número de estados faz com que o esforço computacional exigido cresça exponencialmente. Este aspecto é denominado "Maldição da Dimensão".

Para contornar o problema, foram criadas técnicas especiais para a solução de problemas de Programação Dinâmica. Uma delas é a Programação Dinâmica Diferencial Discreta (Heidari et al. [21]) adotada neste trabalho.

A PDDD é uma técnica iterativa robusta e sua implementação não apresenta grandes dificuldades, sobretudo quando se dispõe de um código para a solução de problemas de Programação Dinâmica convencional.

3.4. Programação Dinâmica Diferencial Discreta

3.4.1. Idéia Geral

O princípio básico da PDD é a redução da quantidade de estados factíveis, para obter com isso a redução do tempo computacional exigido para uma iteração confiável de Programação Dinâmica. Isso é possível através da adoção de novos limites superiores e inferiores para a variável de estado, conforme ilustra a figura 3.2.

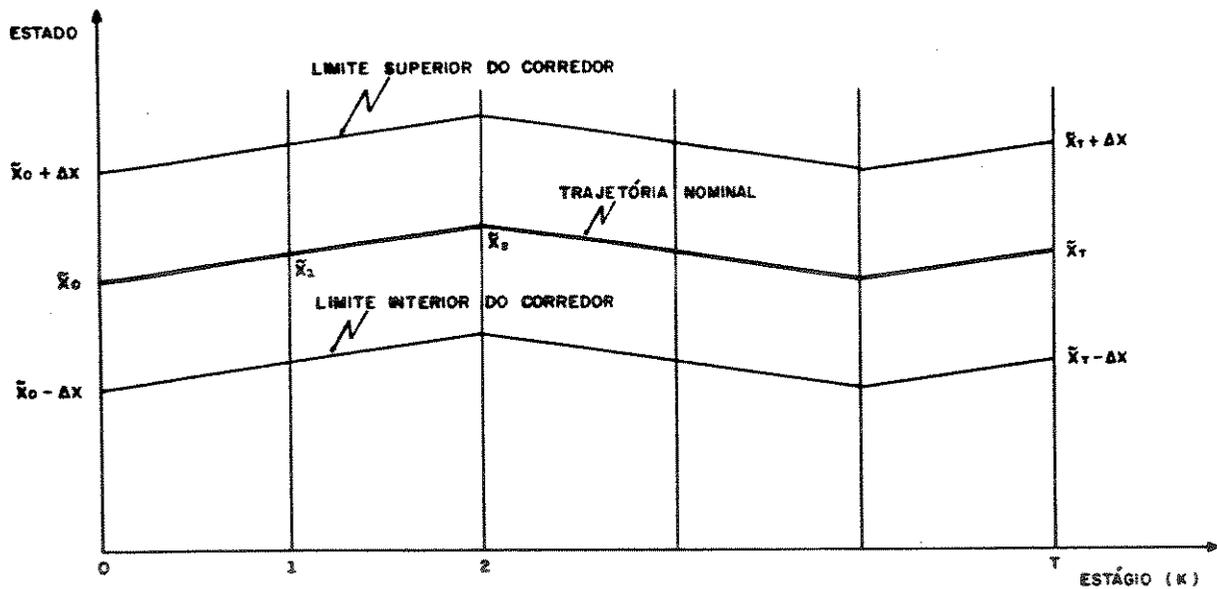


Figura 3.2

Suponha-se a existência de uma trajetória nominal factível \tilde{x}_k , com início em \tilde{x}_0 e fim em \tilde{x}_T .

Novos limites superiores e inferiores são criados para a variável de estado, com a adição e subtração, respectivamente, de um conveniente Δx à trajetória nominal \tilde{x}_k , formando um corredor que é um subdomínio da região factível global.

$$\bar{D}_k = \tilde{X}_k + \Delta X \quad \text{e} \quad \underline{D}_k = \tilde{X}_k - \Delta X$$

$$\text{Com} \quad \bar{D}_k \leq \bar{X} \quad \text{e} \quad \underline{D}_k \geq \underline{X}$$

De posse da nova região factível para a variável de estado (corredor), utiliza-se a equação recursiva da otimalidade para encontrar a sequência ótima de decisões (e trajetória associada).

Adota-se a nova trajetória ótima como trajetória nominal.

O processo é repetido até que não se obtenha melhoras, no valor da solução ótima, com uma nova iteração.

Este método iterativo tem se mostrado particularmente eficiente quando se consegue inverter a equação de transição de estado, obtendo-se U_k em função de X_{k+1} e X_k .

Na situação em estudo, é possível realizar-se essa inversão, obtendo-se:

$$U_k = X_k - X_{k+1} + Y_k \quad (3.1)$$

Esta inversão permite que se trabalhe com a equação recursiva da seguinte forma:

$$I(X_k, k) = \text{Max}_{X_{k+1}} [\psi(X_k, U_k) + I(X_{k+1}, k+1)]$$

com U_k calculado a partir de X_k e X_{k+1} , pela equação (3.1)

Esta maneira de se proceder a avaliação da equação recursiva permite ao mesmo tempo reduzir a quantidade de avaliações para um certo X_k e evitar interpolações.

3.4.2. Resumo do Algoritmo

A i -ésima iteração do algoritmo de PDDD pode ser resumida como:

- 1 - Use a trajetória ótima anterior ($i-1$) como trajetória nominal para a i -ésima iteração.
- 2 - Calcule os novos limites da variável de estado (\overline{Dk} e \underline{Dk}) obtendo o i -ésimo corredor.
- 3 - Aplique a equação recursiva da otimalidade no cálculo da sequência ótima de decisões, da i -ésima trajetória ótima e do valor da função benefício (F_i).
- 4 - Compare o valor da função benefício (F_i), obtida no passo 3, com o valor da função (F_{i-1}) da iteração anterior.
- 5 - Se $(F_i - F_{i-1}) < \epsilon$ (onde ϵ é uma constante de convergência), ou se a trajetória calculada no passo 3 não encostou nas fronteiras do corredor definido no passo 2, o processo convergiu. Caso contrário, volte ao passo 1.

3.4.3. Trajetória Nominal

A trajetória nominal utilizada neste trabalho, foi obtida através da aplicação de um algoritmo convencional de Programação Dinâmica para o sistema estudado, utilizando uma discretização menos refinada das variáveis de estado, ou seja, as variáveis de estado foram discretizadas com passos relativamente grandes, gerando uma pequena quantidade de estados a serem avaliados. A mesma medida foi tomada em relação às variáveis de decisão.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DA OPERAÇÃO OTIMIZADA DO SISTEMA

4.1. Introdução

A análise da operação otimizada da cascata do rio Iguaçu foi realizada com o modelo proposto nos capítulos anteriores. Para comparar os resultados obtidos por este modelo, foi feita também uma alteração no programa original, retirando-se a influência do nível do reservatório de jusante sobre o canal de fuga da usina de montante (a alteração do programa foi obtida através da não consideração do nível dos reservatórios, nos níveis de canal de fuga das usinas de montante). Esta alteração tem o objetivo de verificar o que seria uma operação otimizada da cascata do rio Iguaçu sem a forte influência do nível do reservatório de Segredo sobre a geração de Foz do Areia, e sem a mesma influência entre Segredo e Salto Santiago. Dessa forma, obtém-se uma operação para as usinas do rio Iguaçu semelhante à operação de uma cascata normal, onde o canal de fuga da usina de montante não é afogado pelo reservatório da usina de jusante.

Um outro modo de operar um conjunto de usinas em cascata, já mencionado em capítulos anteriores, é a operação em paralelo. Para este tipo de operação não é feita nenhuma forma de otimização; simplesmente procura-se manter todos os reservatórios em um mesmo percentual de seus volumes úteis. A comparação com este tipo de operação tem como objetivo a visualização da

operação das usinas feita por alguns modelos de simulação, que adotam a operação em paralelo.

Para se comparar as gerações da cascata obtidas com a utilização de três formas de operação diferentes, manteve-se o modelo mais restrito (que considera os afogamentos dos canais de fuga) para todos os casos, no cálculo da geração associada às trajetórias ótimas. Ou seja, no caso que não se considera a influência dos níveis de jusante nos canais de fuga, essa influência não foi considerada no modelo adotado durante a otimização, mas é levada em conta para o cálculo das gerações associadas às trajetórias obtidas. Igualmente, no caso da operação em paralelo, também é levado em conta o afogamento dos canais de fuga para o cálculo das gerações associadas às trajetórias obtidas.

Para uma melhor avaliação das três formas de operação propostas , serão utilizados três cenários hidrológicos, cada um dos cenários representando um período hidrológico específico (úmido, médio e seco). Estes períodos hidrológicos foram definidos no item 2.4.3 do Capítulo 2.

Deste modo são analisados nove casos, com os quais pode-se observar as características dos três tipos de operação dos reservatórios.

4.2. Casos Estudados

4.2.1. Período Seco

Nos estudos com período seco, os reservatórios partiram de 70 % de seus volumes úteis e tiveram como nível meta 40 %. Isto para representar o deplecionamento dos reservatórios que normalmente ocorre durante os períodos secos.

Na tabela a seguir, tem-se a tabela comparativa da geração das usinas, em MWmed, dos três tipos de operação: otimização com influência no canal de fuga (CI), otimização sem influência no canal de fuga (SI) e operação em paralelo (OP).

	CI	SI	OP
FOA	531	483	503
SEG	508	467	494
SSA	609	680	637
SOS	469	468	467
TOTAL	2.117	2.098	2.103

Tabela 4.1

A geração total do caso SI é a menor de todas, porque ela foi otimizada para operar como se o reservatório de jusante não interferisse no nível do canal de fuga da usina de montante. Mas essa interferência foi considerada no cálculo da geração das usinas (porque na realidade ela existe).

Note-se que a geração total do caso CI é maior que a dos outros dois casos, mas a distribuição da geração entre as usinas varia, havendo um repasse da geração de Salto Santiago para Foz do Areia e Segredo. A geração de Salto Osório não varia muito com os três métodos, porque esta é uma usina a fio d'água e está no final da cascata, não sofrendo influência (afogamento do canal de fuga) de nenhuma das demais usinas do sistema.

No caso CI procurou-se manter a geração da cascata constante durante as 18 semanas de estudo. A mínima geração semanal ocorreu na segunda semana, com 10 % menos que a média, e a máxima na última semana com 9 % a mais que a média. Também no caso SI, a geração foi mantida próxima de um valor médio, sendo a mínima geração na primeira semana (- 10 %) e a máxima na 17ª semana (+ 9 %).

Na figura 4.1 tem-se a trajetória do nível de armazenamento dos três reservatórios durante o período estudado, para o caso CI. Nas semanas iniciais o sistema dá a preferência de geração para Segredo e Salto Santiago, com a retenção de água em Foz do Areia. Isso tende a reduzir o efeito do afogamento do canal de fuga em Foz do Areia e Segredo, com ganho de produtividade em Foz do Areia, devido à elevação do nível de seu reservatório.

TRAJETORIA OTIMA
com influencia no canal de fuga
período seco

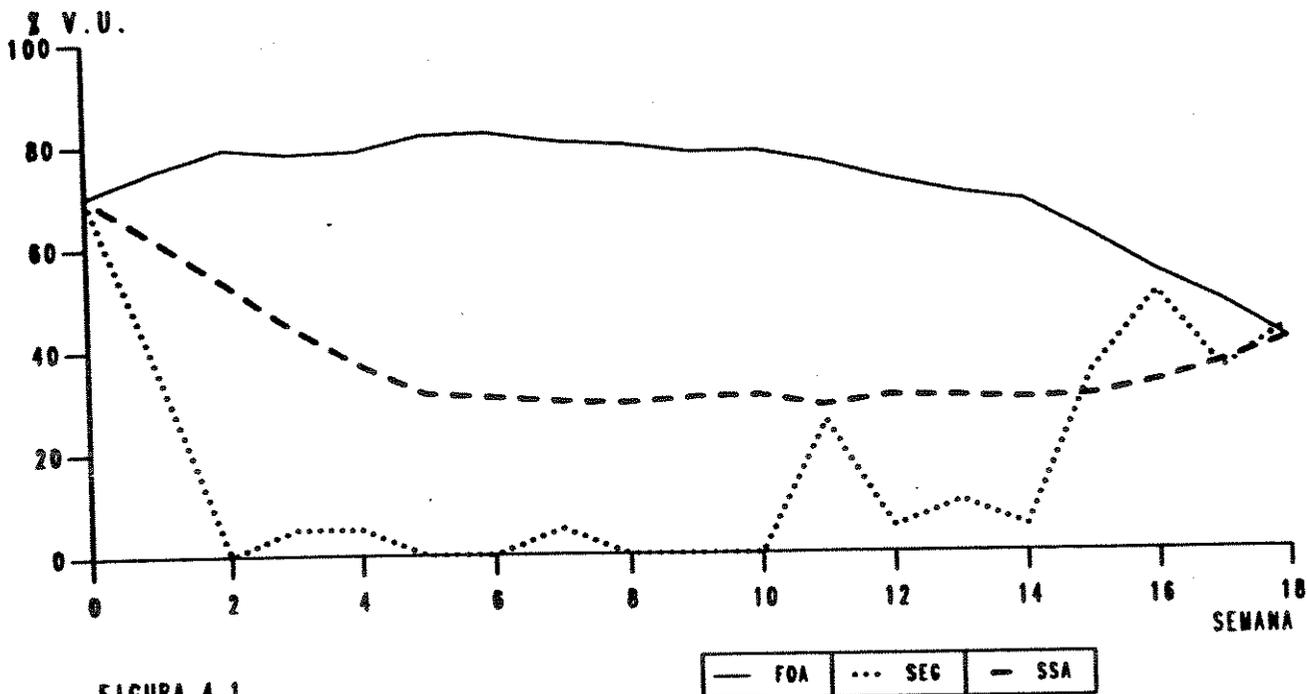


FIGURA 4.1

Nas semanas intermediárias, o armazenamento de Foz do Areia vai sendo levemente consumido, procurando alcançar o nível meta no final do período. O reservatório de Segredo é mantido praticamente vazio, e o de Salto Santiago em torno dos 30 % de seu volume útil, reduzindo assim o efeito do afogamento dos canais de fuga de Foz do Areia e Segredo.

Nas semanas finais, os três reservatórios tendem a alcançar o nível meta, com uma certa instabilidade em Segredo, motivada pelo seu pequeno volume útil de armazenamento, se comparado com o de Foz do Areia e o de Salto Santiago.

TRAJETORIA OTIMA
sem influencia no canal de fuga
periodo seco

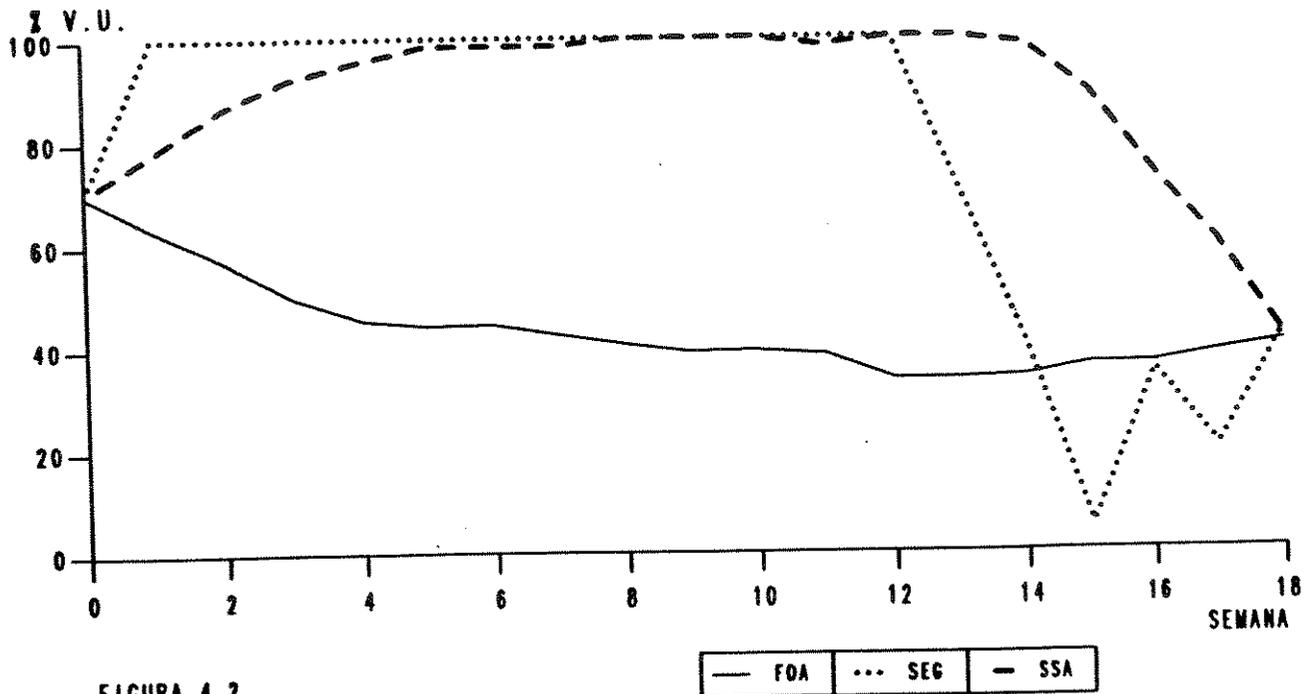


FIGURA 4.2

Na figura 4.2, tem-se a trajetória dos três reservatórios para o caso SI. Como neste caso as decisões de turbinagem foram tomadas sem levar em conta o efeito do afogamento dos canais de fuga, a trajetória dos reservatórios foi o que se poderia chamar de "trajetória convencional" para uma cascata de usinas, onde procura-se manter o nível o mais elevado possível para os reservatórios de jusante, utilizando-se preferencialmente a água dos reservatórios de montante.

Dado que o objetivo neste caso é maximizar a geração total das usinas, procurando-se manter constante a geração do conjunto de usinas a cada semana. As gerações de Segredo e de Salto Santiago foram reduzidas para permitir o enchimento de seus reservatórios, enquanto Foz do Areia era deplecionado para manter a geração da cascata. No final do período, o reservatório de Segredo foi deplecionado antes do de Salto Santiago, para que esta usina pudesse aproveitar toda a água armazenada em Segredo antes de iniciar o deplecionamento de seu reservatório.

TRAJETORIA OTIMA
operacao em paralelo
periodo seco

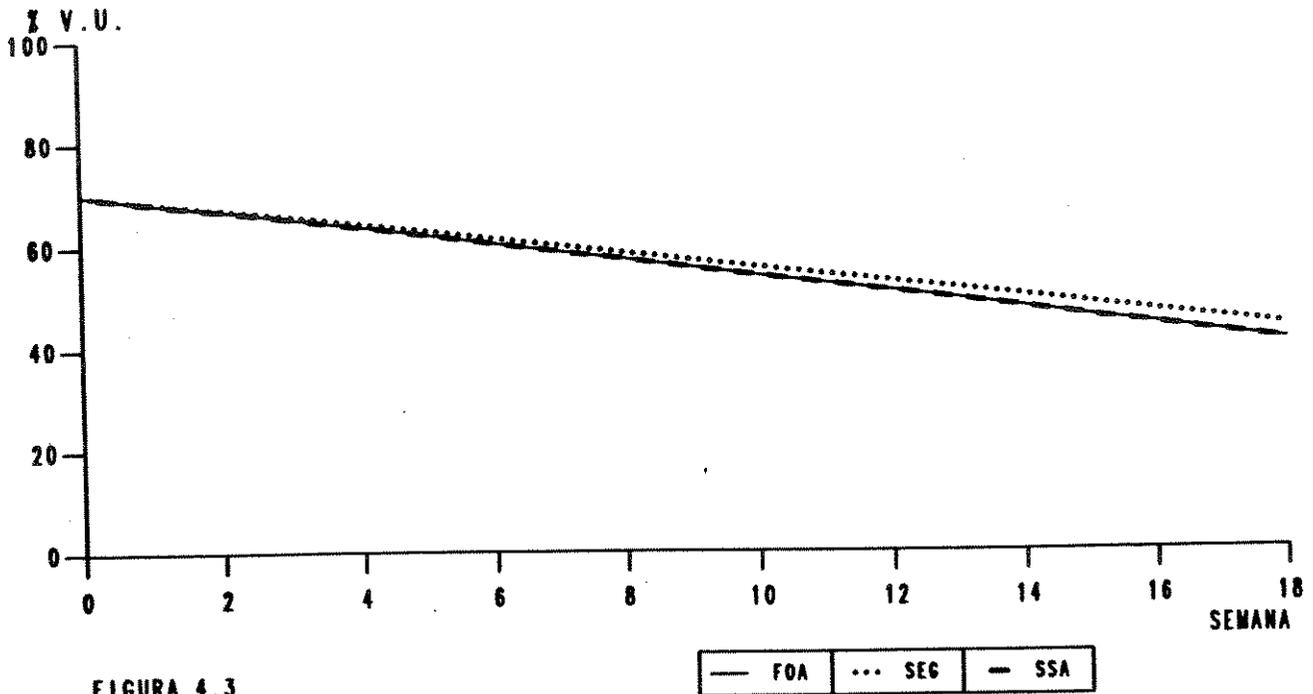


FIGURA 4.3

Na figura 4.3 tem-se a trajetória para o caso OP. Vale lembrar que nesse caso não foi feita uma otimização, mas apenas uma simulação da referida operação. Os níveis meta utilizados neste caso foram os mesmos alcançados pelo caso com influência no canal de fuga.

4.2.2. Período Médio.

Nos estudos com período médio, os reservatórios partiram de 50 % de seus volumes úteis e tiveram como nível meta os mesmos 50 %.

Na tabela a seguir, tem-se a comparação da geração das usinas, em MWmed, dos três tipos de operação, com influência no canal de fuga (CI), sem influência no canal de fuga (SI) e operação em paralelo (OP).

	CI	SI	OP
FOA	642	568	598
SEG	603	559	591
SSA	604	673	630
SOS	477	474	477
TOTAL	2.326	2.274	2.296

Tabela 4.2

Como na hipótese de período seco, a geração total do caso com influência no canal de fuga foi maior que nos outros dois casos. A distribuição da geração entre as usinas também foi similar à hipótese anterior, inclusive em relação a geração em Foz do Areia, que é menor no caso sem influência no canal de fuga, dado que neste caso a sua produtividade é menor por operar com baixa queda devido ao afogamento de seu canal de fuga, e ao baixo nível de seu reservatório durante todo o período estudado, como mostra a figura 4.4.

A geração total do caso CI manteve-se sempre próxima da média, sendo que a mínima geração semanal ocorreu na primeira semana (- 12 %) e a máxima na última semana (+ 13 %). No caso SI, a distribuição semanal da geração foi similar aos casos anteriores, com a geração mínima ocorrendo na primeira semana (- 17 %) e a máxima na 17ª (+ 11 %).

Nas figuras 4.4, 4.5 e 4.6 têm-se as trajetórias dos reservatórios para os três casos estudados, para a hipótese de período médio. Note-se a semelhança das trajetórias com as obtidas na hipótese de período seco.

TRAJETORIA OTIMA
 com influencia no canal de fuga
 periodo medio

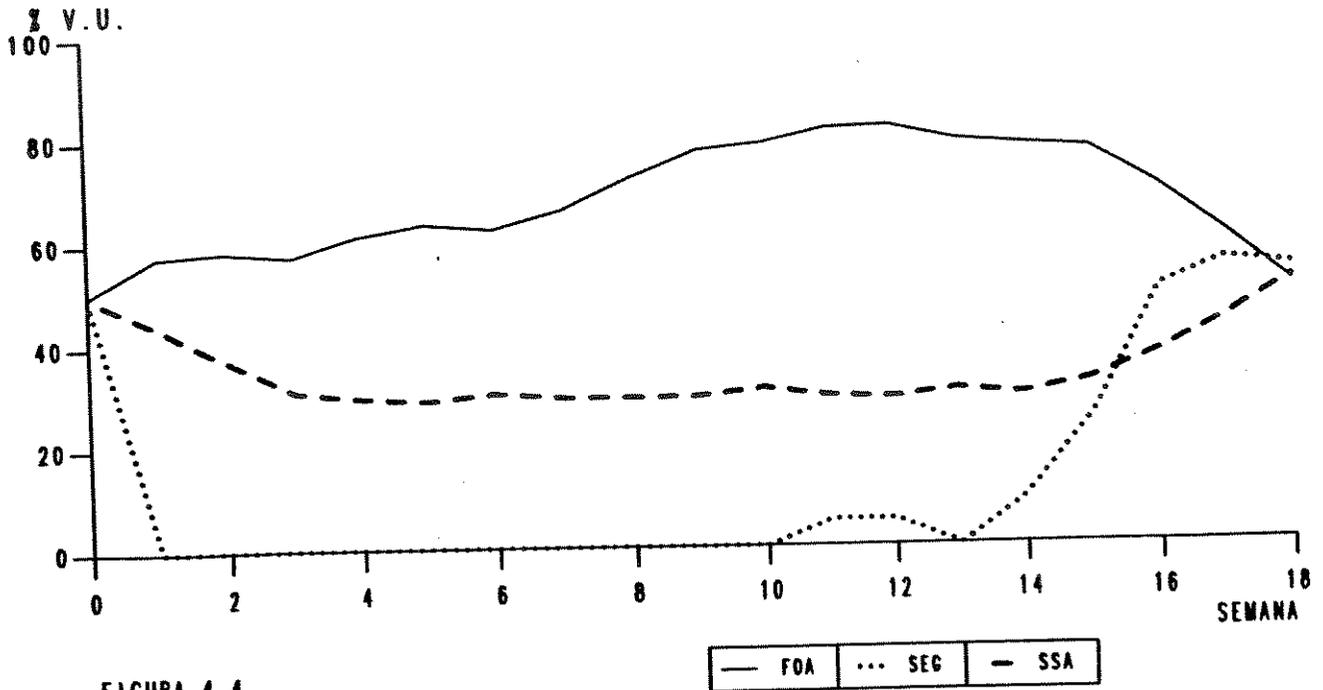


FIGURA 4.4

TRAJETORIA OTIMA
 sem influencia no canal de fuga
 periodo medio

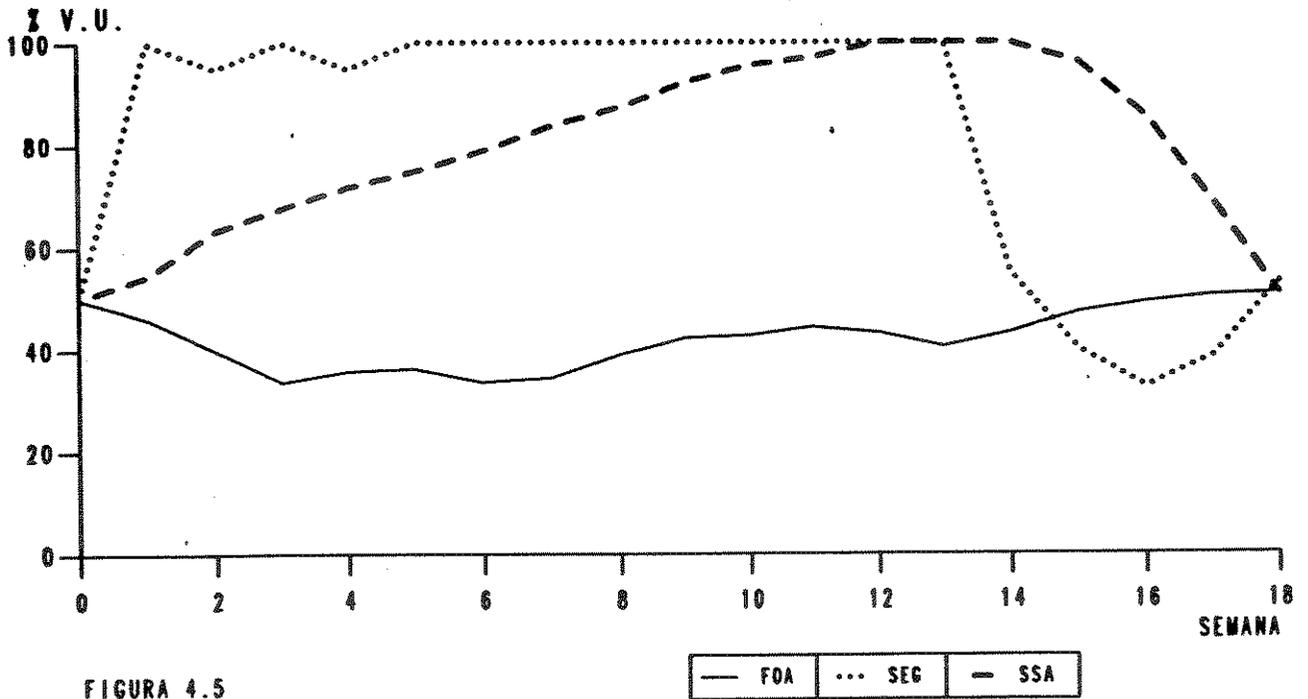


FIGURA 4.5

TRAJETORIA OTIMA
operacao em paralelo
periodo medio

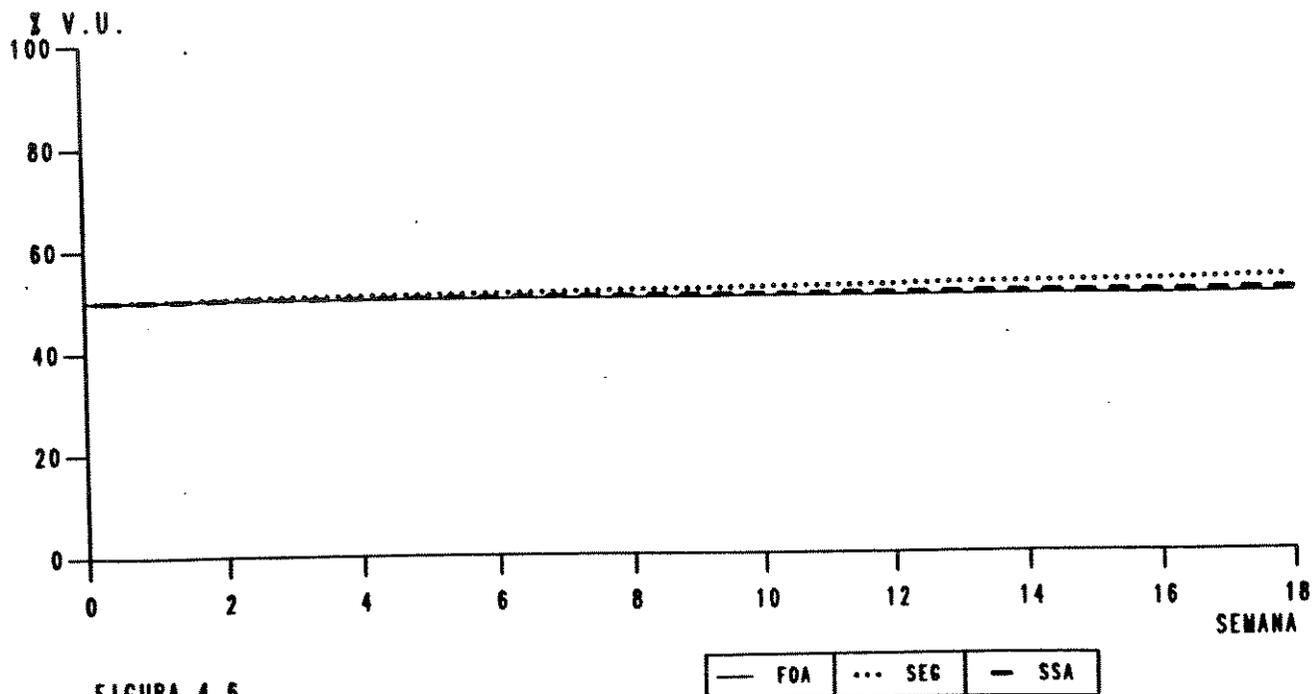


FIGURA 4.6

Para os três casos, o comportamento dos reservatórios é similar ao da hipótese de período seco, com uma pequena diferença em Salto Santiago, que no caso SI só alcançou 100 % de seu volume útil na 12ª semana; isso porque o seu nível de partida neste caso foi de 50 %, e não 70 %, como no período seco. Além disso, houve um menor deplecionamento em Foz do Areia, reduzindo a afluência sobre o reservatório de Salto Santiago.

4.2.3. Período Úmido.

Nos estudos com período úmido, os reservatórios partiram de 50 % de seus volumes úteis e tiveram como nível meta 70 %. Isto para representar o enchimento dos reservatórios que normalmente ocorrem durante os períodos úmidos.

Na tabela a seguir, tem-se a tabela comparativa da geração das usinas, em MWmed, dos três tipos de operação: com influência no canal de fuga (CI), sem influência no canal de fuga (SI) e operação em paralelo (OP).

	CI	SI	OP
FOA	817	736	748
SEG	748	699	728
SSA	745	834	785
SOS	586	583	585
TOTAL	2.896	2.852	2.846

Tabela 4.3

A geração total no caso CI continua sendo maior que nos outros dois.

O tipo de operação que mais beneficia Salto Santiago é o caso SI, em que o nível do reservatório desta usina é mantido alto a maior parte do tempo, aumentando a sua produtividade. Nesse caso, existe ainda a vantagem de que o nível de seu canal de fuga não é muito influenciado pelo reservatório de Salto Osório.

No caso CI, a distribuição da geração semanal da cascata manteve o padrão, com a mínima ocorrendo na primeira semana (- 14 %) e a máxima na última semana (+ 9 %). No caso SI a mínima geração também foi na primeira semana (- 14 %) e a máxima ocorreu na 17ª semana (+ 11 %).

As figuras 4.7, 4.8 e 4.9 mostram as trajetórias para os três casos estudados, para a hipótese de período úmido.

TRAJETORIA OTIMA
 com influencia no canal de fuga
 periodo umido

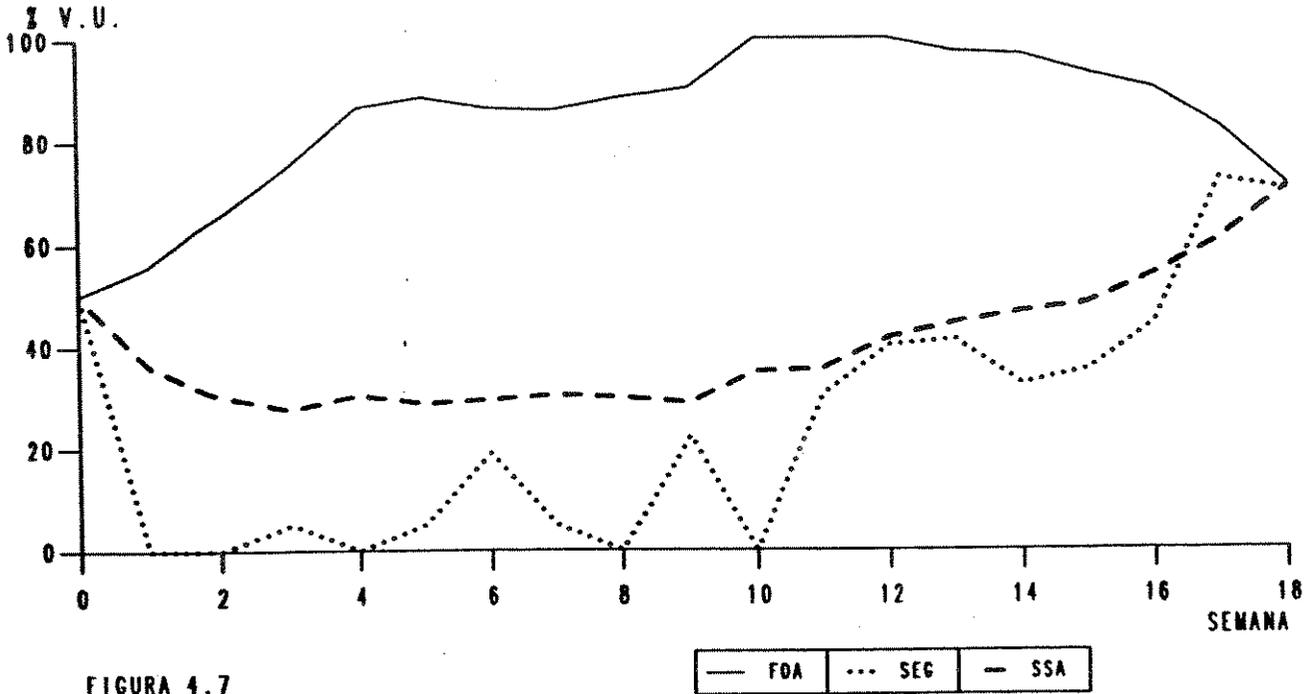


FIGURA 4.7

TRAJETORIA OTIMA
 sem influencia no canal de fuga
 periodo umido

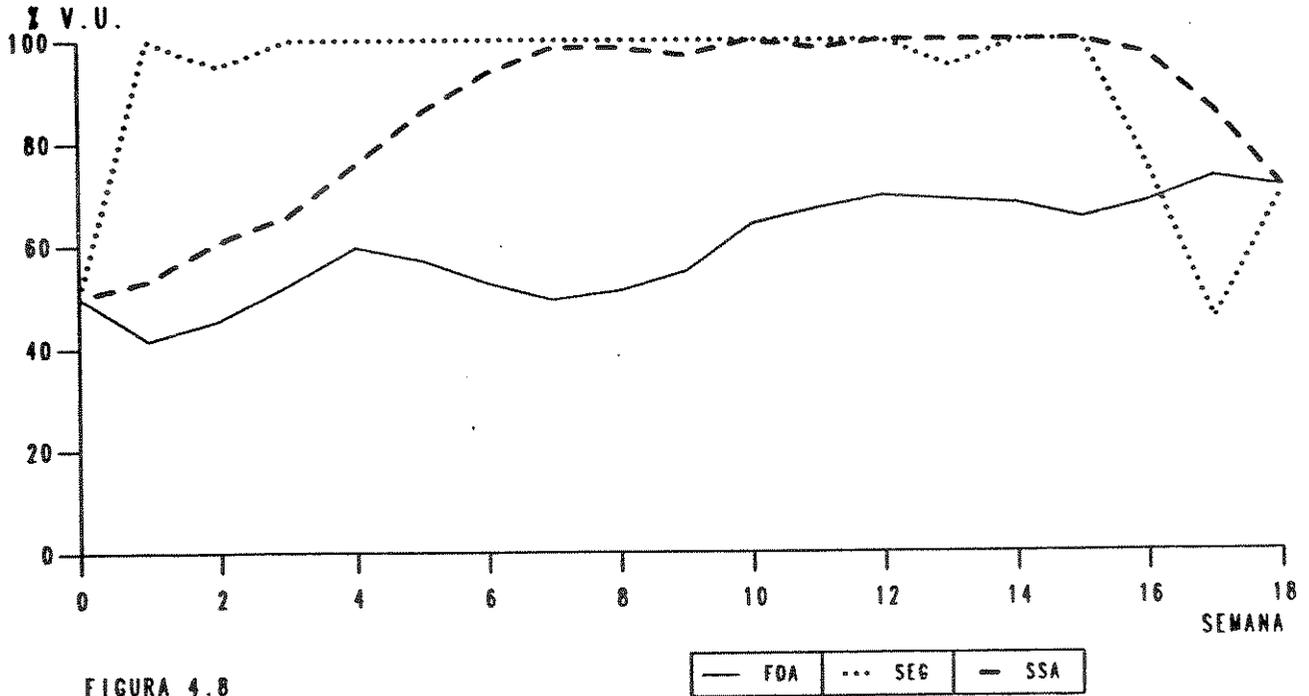


FIGURA 4.8

No caso OP, Segredo foge da trajetória linear para evitar a ocorrência de vertimento naquela semana, em que sua turbinagem máxima é menor que a vazão afluente. Após esse desvio, ele volta a seguir uma trajetória linear.

TRAJETORIA OTIMA
operacao em paralelo
periodo umido

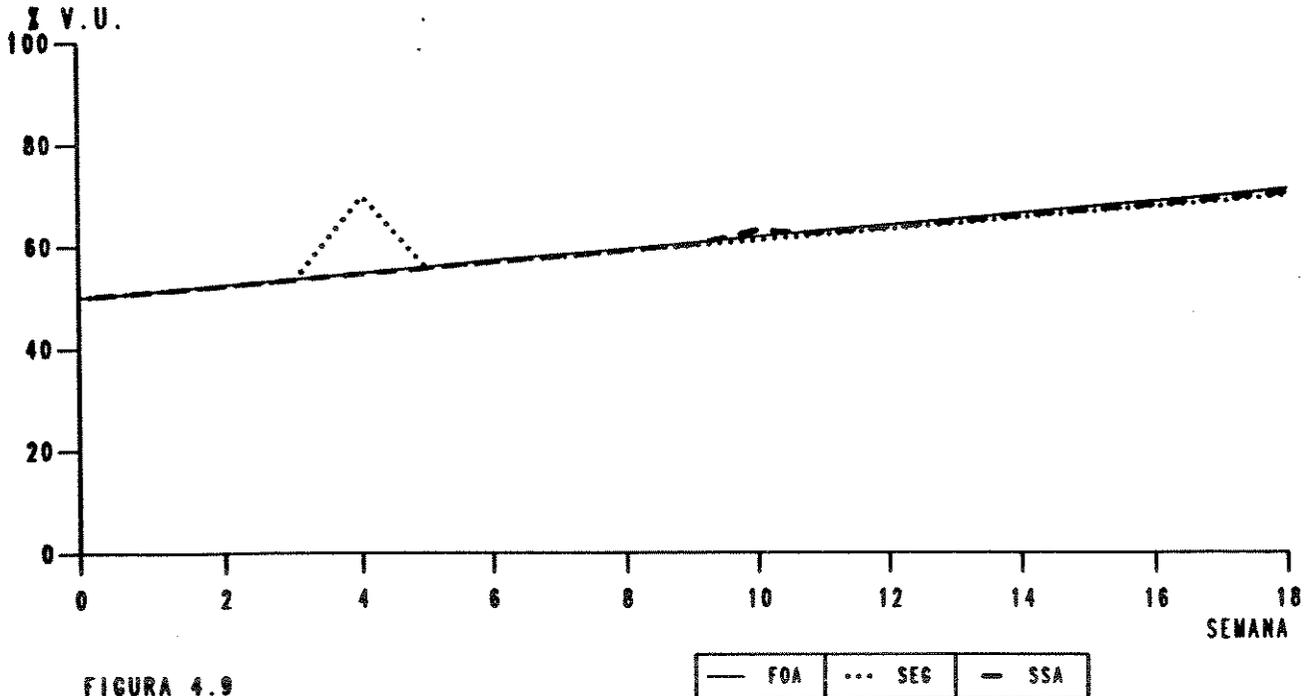


FIGURA 4.9

Nesta hipótese, o comportamento dos três reservatórios também é similar aos seus comportamentos nas duas hipóteses anteriores. No caso CI (fig. 4.7), Foz do Areia continua sendo o único reservatório que eleva seu nível, chegando inclusive a alcançar 100 % de seu volume útil. Também neste caso, o reservatório de Salto Santiago depleciona até alcançar um nível próximo dos 30 % de seu volume útil. A partir daí se mantém nesse nível, até o ponto em que começa dirigir sua trajetória para alcançar o seu nível meta, que nesta hipótese é 70 %.

No caso SI, Foz do Areia não chega a ter seu reservatório deplecionado como nas hipóteses anteriores. Como as vazões afluentes são mais elevadas, é possível manter inclusive Foz do Areia com nível alto, obtendo-se uma certa constância na geração total semanal.

4.3 Conclusões

A principal conclusão a que se chega, é a de que a operação otimizada da cascata de usinas do Rio Iguaçu não segue o padrão conceitual de operação do Sistema Interligado (deplecionamento de montante para jusante). Como em outras cascatas, uma pesquisa sobre a melhor regra de operação pode levar a resultados diferentes do padrão. Para o rio Iguaçu, o deplecionamento de montante para jusante não leva em conta as peculiaridades do rio, pois é possível obter maiores ganhos energéticos quando as usinas de jusante tem prioridade de deplecionamento, mantendo-se o reservatório de Foz do Areia com seu nível mais elevado que os demais.

Nos gráficos 4.1, 4.4 e 4.7, que representam o caso CI, notou-se um padrão de comportamento para cada um dos três reservatórios estudados, independente da hipótese hidrológica adotada:

Foz do Areia - O nível deste reservatório foi mantido sempre o mais elevado possível, só sendo deplecionado para atingir o nível meta no final do período estudado.

Segredo - Por ter um reservatório relativamente pequeno, a sua trajetória mostrou-se um pouco instável, principalmente com a proximidade do final do horizonte de estudo. Mas, apesar disto, pode-se observar um certo padrão de comportamento, com Segredo operando praticamente vazio durante todo o período estudado.

Salto Santiago - Nas três hipóteses hidrológicas este reservatório foi deplecionado até atingir aproximadamente 30 % de seu volume útil, sendo mantido neste nível durante a maior parte do período de estudo. Próximo do final do horizonte, o seu nível é elevado, com o objetivo de atingir o nível meta. Esse nível de 30% corresponde a cota 490,00 metros. A partir desse nível, o armazenamento de Salto Santiago não influencia o nível do canal de fuga de Segredo.

Também, independente da hipótese hidrológica adotada, nota-se claramente um padrão de comportamento dos reservatórios para o caso SI. Como neste caso não foi considerada a influência do reservatório de jusante no canal de fuga da usina de montante, a regra de operação que mais se encaixa neste caso é a regra padrão de deplecionamento de montante para jusante, e o enchimento no sentido inverso (jusante para montante). Esta regra pode ser observada nas figuras 4.2 , 4.5 e 4.8. em que o reservatório de Salto Santiago (último reservatório da cascata) tem a preferência para o enchimento e é o último a ser deplecionado. O reservatório de Segredo, na posição intermediária, tem preferência de enchimento sobre Foz do Areia, mas é deplecionado antes que Salto Santiago.

Outros estudos sobre regras de operação já foram realizados. Um desses, feito por Soares e Carneiro [20], mostra que em geral o deplecionamento de montante para jusante leva a ganhos energéticos. O presente trabalho mostra que essa regra tem exceções.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SISTEMA COM MAIS DE UM OBJETIVO

5.1. Introdução

A operação otimizada do sistema proposta no capítulo anterior esbarra no fato de que, para a otimização do sistema, (em relação às regras de normais de operação para uma cascata de usinas onde não haja o afogamento do canal de fuga de uma usina pelo reservatório da usina de jusante), há um repasse de geração de Salto Santiago para Foz do Areia e Segredo, com um ganho adicional de geração. Esse detalhe merece um cuidado especial, pois as usinas de Foz do Areia e Segredo pertencem à COPEL, e a usina de Salto Santiago à ELETROSUL.

A necessidade de Salto Santiago diminuir sua geração para otimizar o comportamento da cascata caracteriza interesses conflitantes. Se não for feita uma negociação entre as empresas, pode não ser interessante para a ELETROSUL manter o nível de Salto Santiago em 30 % de seu volume útil, pois assim, a geração média desta empresa é menor do que seria com a manutenção desse reservatório em níveis de armazenamento mais elevados.

Para estudar esta relação entre duas empresas de energia elétrica distintas, utilizou-se o método dos pesos, descrito

sumariamente no capítulo 2, uma técnica de otimização multiobjetivo. Por essa técnica, a função objetivo é separada em uma componente para cada empresa, adicionadas de forma ponderada na composição de uma função objetivo única. Ou seja:

$$Z = W * Z_1 + (1 - W) * Z_2$$

onde: $0 \leq W \leq 1$

W - peso multiobjetivo;

Z₁ - geração das usinas da COPEL;

Z₂ - geração das usinas da ELETROSUL.

De acordo com o valor de W, prioriza-se a geração das usinas da COPEL ou da ELETROSUL. Nos casos limites, se $W = 0$, o objetivo seria maximizar apenas a geração da ELETROSUL; se $W = 1$, o objetivo seria maximizar apenas a geração da COPEL.

Como se pode observar no capítulo anterior, a variação do cenário hidrológico não altera significativamente a forma de operação das usinas deste sistema. Por isso, para o estudo dos objetivos conflitantes de geração, utilizou-se apenas o cenário hidrológico médio.

Neste estudo também foi incluída a mesma penalização na função objetivo, para regularizar a geração total do sistema durante as 18 semanas otimizadas.

5.2. Casos Estudados

Os pesos adotados na priorização da geração das empresas tiveram como objetivo deslocar o eixo de priorização da geração de um extremo ao outro. Foram analisadas as cinco combinações de pesos, apresentadas na tabela a seguir:

	COPEL W	ELETROSUL (1 - W)	$\frac{(1 - W)}{W}$ ¹
CASO 1	0,10	0,90	9,00
CASO 2	0,30	0,70	2,30
CASO 3	0,50	0,50	1,00
CASO 4	0,70	0,30	0,43
CASO 5	0,90	0,10	0,11

Tabela 5.1

Os casos estudados levam às situações descritas abaixo.

Caso 1 - maximiza a geração proveniente das usinas da ELETROSUL e praticamente despreza a geração da COPEL;

Caso 2 - prioriza a geração proveniente das usinas da ELETROSUL, em detrimento da geração das usinas da COPEL.

Caso 3 - valoriza igualmente a geração proveniente da COPEL e da ELETROSUL. Neste caso, obtem-se a operação que beneficia o sistema como um todo, sem levar em conta os interesses conflitantes da operação de usinas de empresas diferentes em uma mesma cascata.

Caso 4 - prioriza a geração das usinas da COPEL.

Caso 5 - maximiza a geração proveniente das usinas da COPEL e praticamente despreza a geração das usinas da ELETROSUL.

¹ A relação $(1-W)/W$ indica a valorização da geração da COPEL (G_c) em relação a da ELETROSUL (G_e). Essa relação está associada a "taxa de trade off" $-\lambda$. Onde $-\lambda = \Delta G_c / \Delta G_e = - (1-W)/W$

Na tabela a seguir tem-se o quadro comparativo da geração por usina, por empresa, e a geração do sistema (em MWmed), para os cinco casos estudados. Naturalmente, pesos e penalizações não são considerados no cálculo da geração.

CASO	1	2	3	4	5
FOA	615	639	642	641	642
SEG	558	595	603	605	606
COPEL	1.173	1.234	1.245	1.246	1.248
SSA	646	611	604	600	598
SOS	476	478	477	477	476
ELETROSUL	1.122	1.089	1.081	1.077	1.074
TOTAL	2.295	2.323	2.326	2.323	2.322

Tabela 5.2

Note-se que a maior geração total é obtida para o Caso 3, em que o objetivo é maximizar a geração total do sistema, não priorizando a geração de nenhuma das duas empresas em detrimento da outra. Conforme se desloca o eixo de priorização para qualquer um dos lados, a geração total é reduzida, porque isto acarreta um afastamento do ótimo global do sistema.

A geração total dos casos 2 e 4 são iguais, só ocorrendo a transferência de 12 MWmed de geração entre as empresas envolvidas, conforme se desloca o eixo da priorização da geração a favor de uma ou outra empresa.

Nos dois casos em que a geração das usinas da COPEL é priorizada (Casos 4 e 5), a geração de todas as usinas mantém o mesmo padrão de comportamento, ocorrendo pequenos desvios da geração entre os dois casos. Inclusive, entre estes dois casos e o Caso 3 (pesos iguais para as duas empresas) a geração total das usinas manteve-se quase nos mesmos níveis.

Por outro lado, no Caso 1 há uma perda maior de energia para o sistema, porque a operação ali realizada é claramente desotimizante.

A Figura 5.1, construída apartir da Tabela 5.2, mostra a curva de "trade off", que representa a relação entre as gerações das duas empresas.

CURVA DE "TRADE OFF"

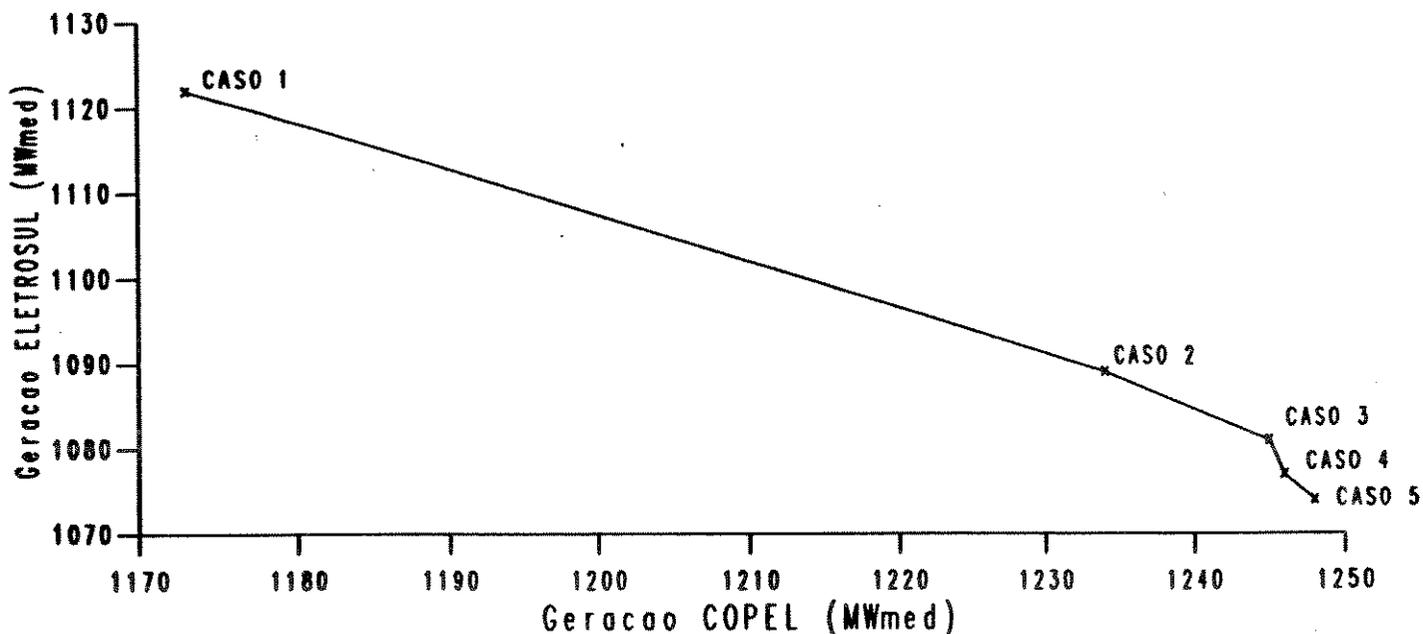


Figura 5.1

Note-se na figura 5.1, o distanciamento dos Casos 1 e 2 (principalmente do Caso 1) em relação ao Caso 3, que otimiza o sistema como se todas as usinas pertencessem a uma única empresa.

O Casos 4 e 5, que priorizam a geração das usinas da COPEL, estão bem próximos do Caso 3. Ou seja, o tipo de operação que otimiza o sistema como um todo, é próximo da operação que dá mais valor à geração da COPEL.

A seguir são apresentadas as cinco figuras onde são mostradas as trajetórias dos três reservatórios, para cada um dos casos estudados.

TRAJETORIA OTIMA

CASO 1

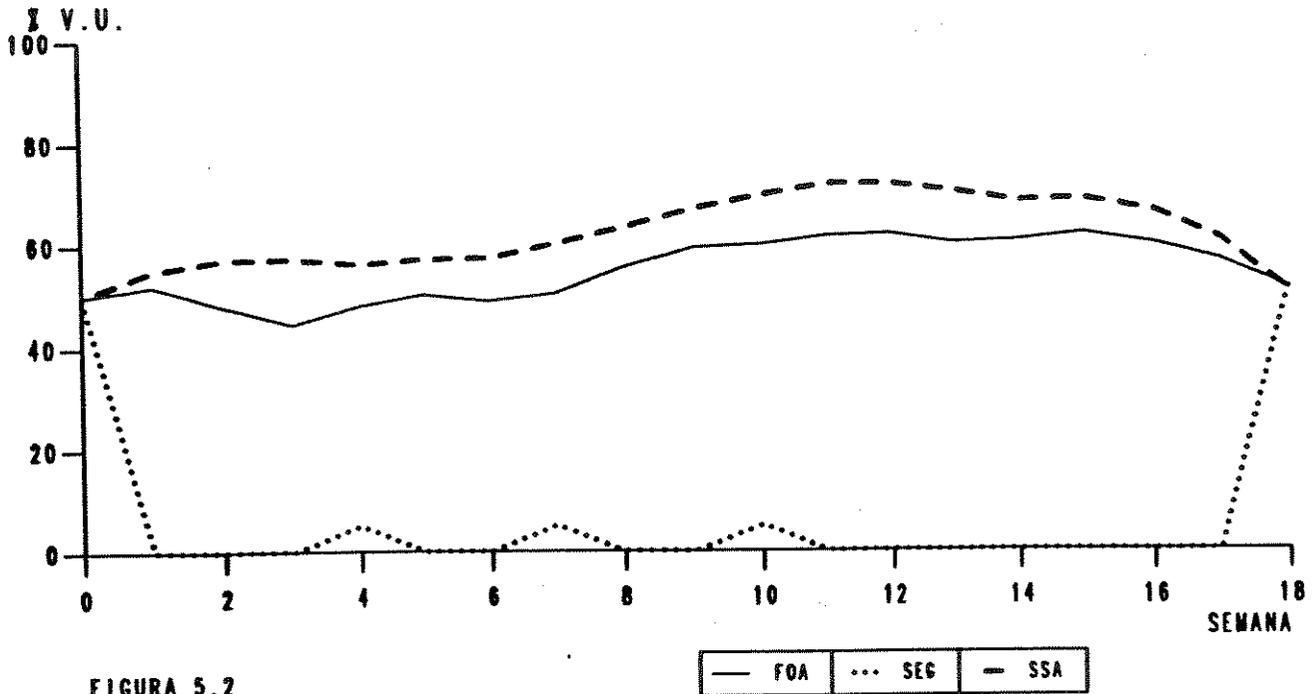
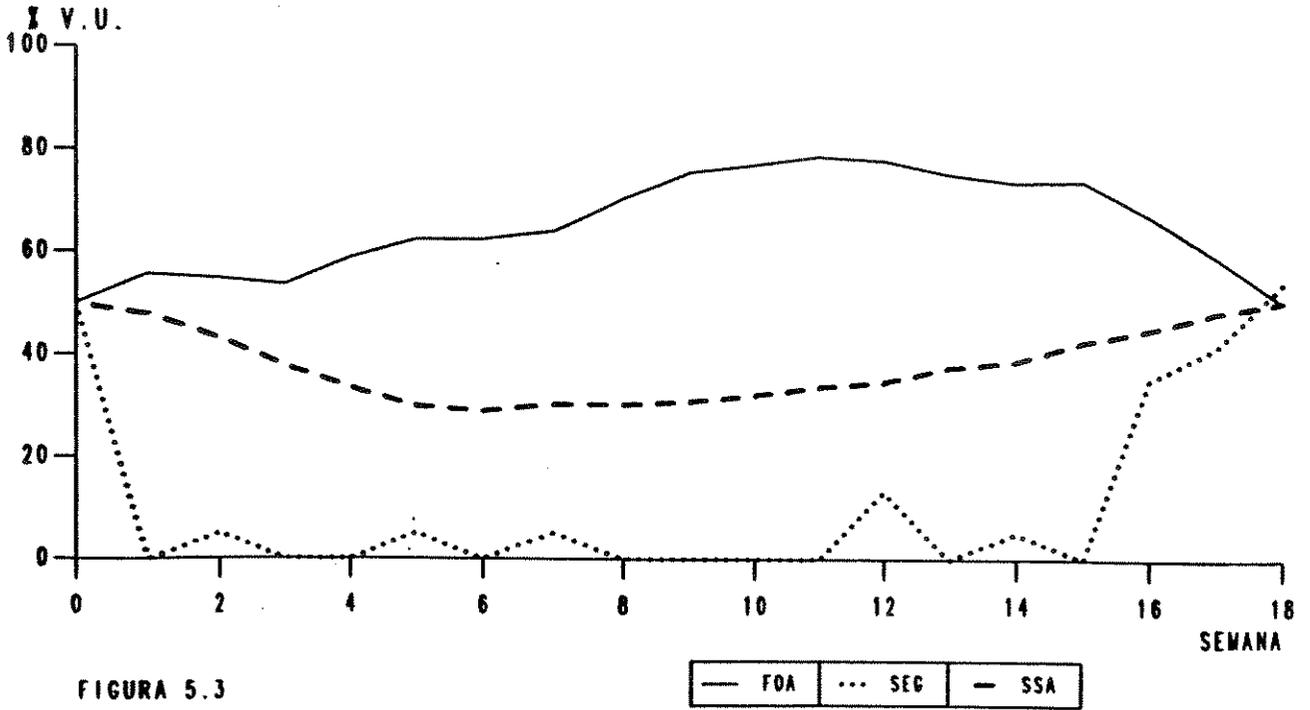


FIGURA 5.2

Na figura 5.2, que representa o Caso 1, onde a geração da ELETROSUL é fortemente priorizada, apresenta a única situação onde o nível de Salto Santiago se mantém acima do de Foz do Areia. Este comportamento tem como objetivo propiciar um maior ganho na geração da ELETROSUL, através do aumento da produtividade de Salto Santiago, sem se importar com as perdas de geração em Foz do Areia (por operar com seu nível de reservatório rebaixado) e em Segredo (por operar com alto nível no canal de fuga). Estas perdas são decorrentes da baixa valorização da geração das usinas da COPEL, neste caso.

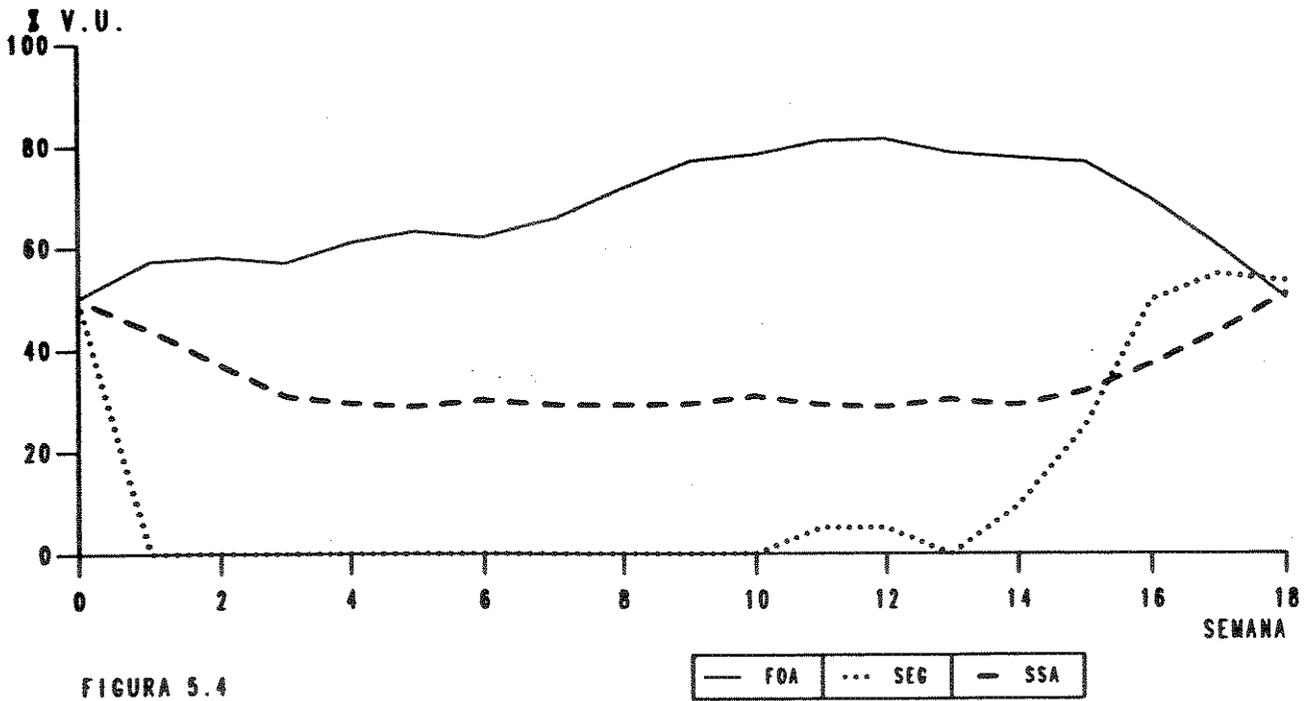
TRAJETORIA OTIMA

CASO 2



TRAJETORIA OTIMA

CASO 3



TRAJETORIA OTIMA

CASO 4

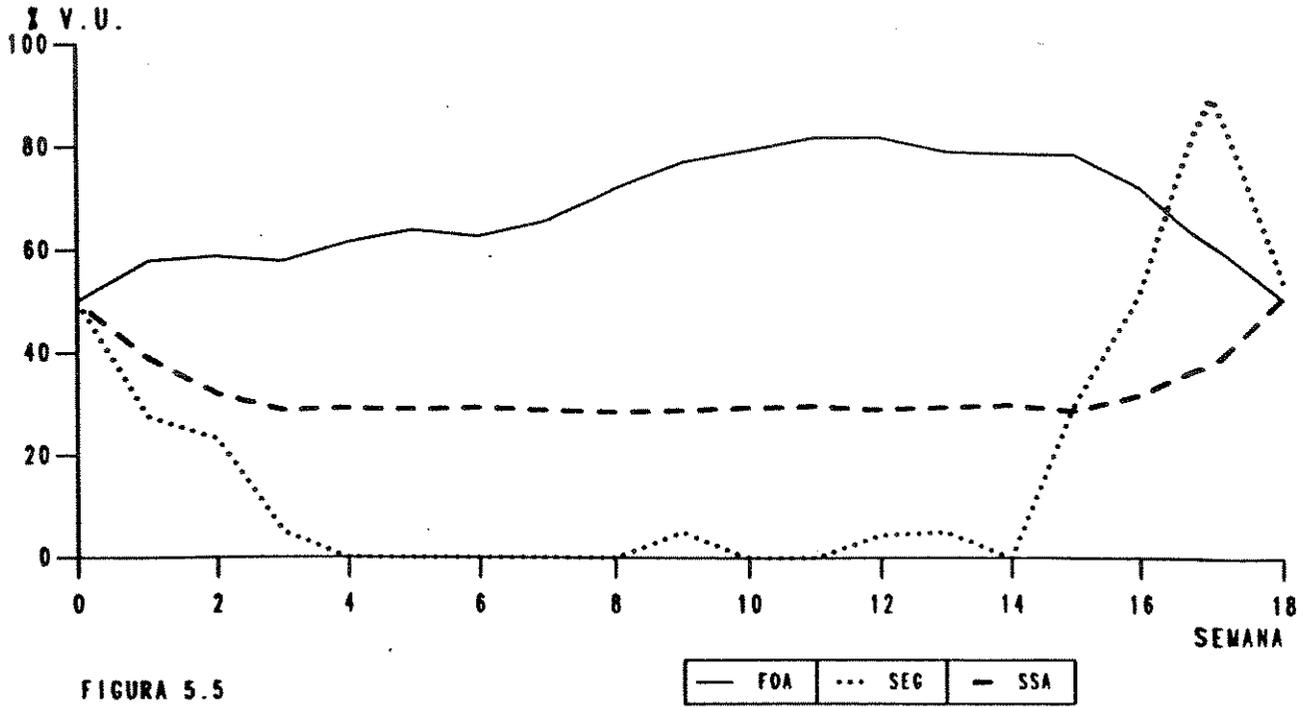


FIGURA 5.5

TRAJETORIA OTIMA

CASO 5

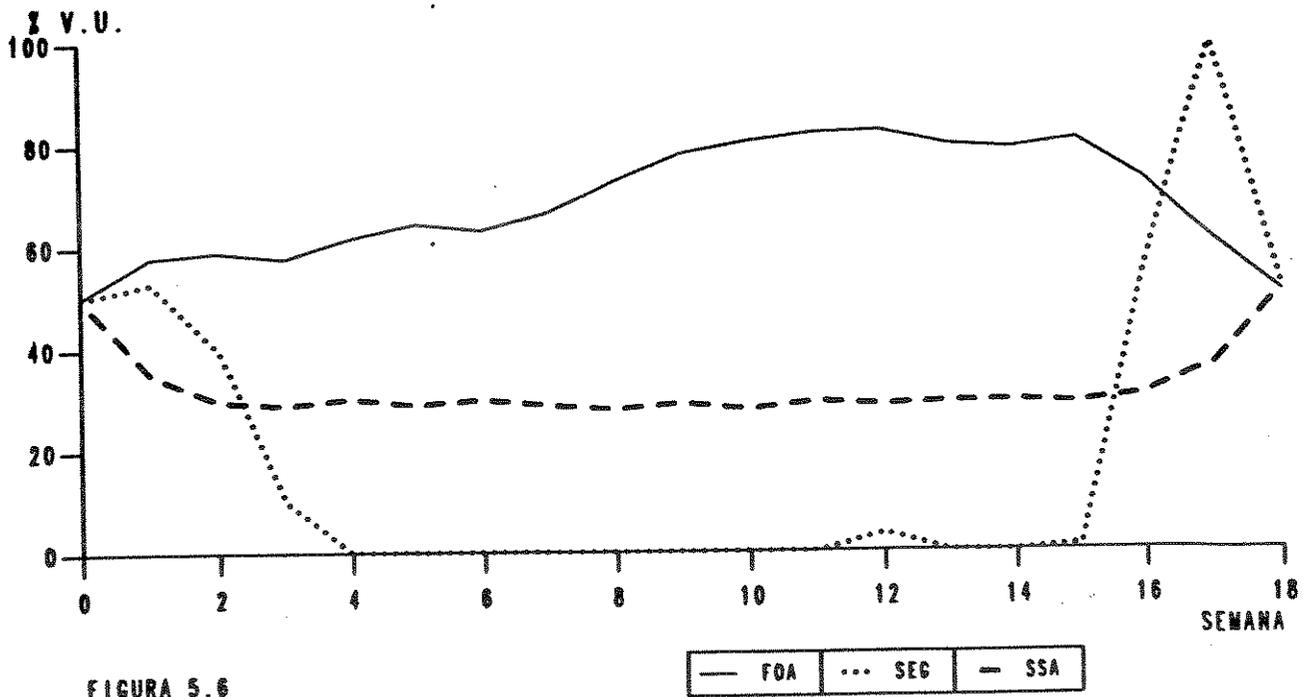


FIGURA 5.6

Na figura 5.3, em que a geração da ELETROSUL é levemente priorizada, Salto Santiago já segue uma trajetória tendendo a manter seu nível em 30 % de seu volume útil de armazenamento, enquanto Foz do Areia segue mantendo um nível mais elevado que Salto Santiago. Note-se que esta trajetória se assemelha mais com a da figura 5.4 do que com a da figura 5.2, apesar de ser esta última a trajetória em que a geração da ELETROSUL também é priorizada.

A figura 5.4 representa o mesmo caso apresentado na figura 4.4 do Capítulo 4. Ambos se baseiam no cenário hidrológico médio, utilizam um fator de penalização para regularizar a geração média total do sistema, otimizam o sistema global (não priorizando a geração de nenhuma das empresas) e consideram a influência no canal de fuga do nível do reservatório de jusante.

Conforme se desloca o eixo de priorização a favor da COPEL, nota-se que as trajetórias quase não se alteram. Nas figuras 5.5 e 5.6, a trajetória de Foz do Areia se mantém acima das demais, chegando a 82 %, enquanto Segredo continua com a sua tendência de operar vazio, aumentando o seu volume armazenado somente nas últimas semanas (para alcançar o seu nível meta).

A operação de Salto Santiago é praticamente a mesma nos casos 3, 4 e 5, onde este reservatório mantém o nível de 30 % de seu volume útil. A diferença fica na rapidez com que Salto Santiago alcança o seu nível de operação; quanto maior é a prioridade de geração dada as usinas da COPEL, maior é a velocidade com que Salto Santiago chega a 30 % de seu volume, e maior o tempo em que ele permanece neste nível, dado que a retomada de volume para chegar ao nível meta mantém esse mesmo comportamento.

5.3. Conclusões

A operação que beneficia fortemente a geração das usinas da ELETROSUL (Caso 1) é bem diferente dos demais casos, trazendo também a menor geração média total. Esse tipo de operação claramente leva a um comportamento não ótimo, para o sistema como um todo.

Já a operação que beneficia a COPEL é bastante similar àquela que otimiza o sistema como um todo. Isto fica claro na análise das figuras 5.4, 5.5 e 5.6. Além disso, as gerações obtidas nestes casos são muito próximas.

Finalmente, pode-se ressaltar que, no caso em que a geração da ELETROSUL é levemente priorizada, a operação do sistema é similar aos casos em que a COPEL é beneficiada. As gerações nesses casos também são próximas.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES FINAIS

A partir dos resultados obtidos nos capítulos anteriores, com a utilização de um processo otimizador para a operação da cascata do rio Iguaçu, podem ser obtidas regras de operação que descrevam o comportamento desses reservatórios. Essas regras poderão ser consideradas otimizantes, por trazer ganhos energéticos para o sistema.

Nota-se claramente a prioridade dada a Foz do Areia para operar com seu nível máximo de armazenamento. Só depois que Foz do Areia chega a 100 % de seu volume útil é que Segredo inicia a elevação de seu armazenamento. Também quando a ordem é deplecionar, Segredo inicia este movimento, ficando Foz do Areia em seu nível máximo. O mesmo ocorre entre Segredo e Salto Santiago.

O reservatório de Salto Santiago tende sempre a operar com 30% de seu volume útil; isso porque é acima deste nível que se inicia a sua influência sobre o canal de fuga de Segredo. Só quando Segredo está com seu nível máximo de armazenamento é que Salto Santiago inicia um movimento de elevação de seu nível de armazenamento. Ou seja, Salto Santiago é o último reservatório na ordem de prioridade no armazenamento de energia.

A conclusão final que se obtém é que Foz do Areia tem prioridade sobre Segredo em situações de armazenamento de energia, e que Segredo tem esta prioridade sobre Salto Santiago. Em situações de deplecionamento, as prioridades se invertem, com Salto Santiago em primeiro, Segredo em segundo e por último Foz do Areia.

A regra de operação que descreve o comportamento otimizado desta cascata, pode ser expressa pela seguinte ordem de prioridade para o seu deplecionamento:

1° - Salto Santiago	de	100 %	a	30 %
2° - Segredo	de	100 %	a	0 %
3° - Foz do Areia	de	100 %	a	0 %
4° - Salto Santiago	de	30 %	a	0 %

A aplicação do modelo proposto trouxe um ganho médio nos casos estudados de 35 MWmed (1,4 %); com um máximo de 52 MWmed (2,23 %) e um mínimo de 14 MWmed (0,67 %). Esses valores podem parecer não muito significativos, mas quando eles são vistos como um acréscimo energético ao sistema, sem a necessidade de nenhum investimento, não podem ser desprezados. Se as regras de operação propostas neste trabalho fossem utilizadas em todos os níveis de planejamento, haveria um acréscimo energético que corresponderia a aproximadamente US\$ 4.400.000,00 anuais, utilizando-se a atual tarifa de suprimento de energia entre empresas (maio/91 - 14,51 US\$/MWh).

Deve-se observar que, para que o sistema obtenha o ganho energético proposto, a ELETROSUL terá algumas perdas, em relação a política sem influência no canal de fuga, enquanto a COPEL ficará com todo o benefício desta otimização. Para viabilizar a utilização das regras operativas propostas por este trabalho, haverá a necessidade de que sejam definidos critérios para ratear esse benefício entre as duas empresas, sem o que, dificilmente essas regras de operação serão postas em prática.

APÊNDICE A

REGULARIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA CASCATA

Neste apêndice, discute-se o fator de penalização adotado na função objetivo. Este fator é adotado para se obter uma geração regularizada, penalizando desvios em torno da geração média do período.

O fator de penalização α é introduzido na função objetivo da seguinte forma:

$$\text{Max } \sum_{k=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^4 G_i(k) - \alpha \cdot \left[G_{\text{med}} - \sum_{i=1}^4 G_i(k) \right]^2 \right\}$$

Onde $G_i(k)$ - geração da usina i no período k ;
 G_{med} - geração média da cascata de usinas;
 α - fator de ponderação da penalização

A geração média utilizada não precisa necessariamente ser calculada a cada passo do problema; ela é simplesmente uma referência a ser seguida. Deseja-se que a geração do sistema se mantenha o mais constante possível, ao longo das semanas estudadas. Isso é obtido quando se faz com que a geração

mantenha uma distância constante da geração de referência (Gmed).

A tabela abaixo apresenta a geração média no sistema (para as 18 semanas do horizonte de estudo) e os desvios máximos em termos da geração média, para diversos valores de fator de penalização α .

Caso	Fator α	Desvio da Geração (%)		Geração Total (MWmed)
1	$2 \cdot 10^{-4}$	-13	+13	2.345,4
2	$4 \cdot 10^{-5}$	-25	+27	2.357,3
3	$2 \cdot 10^{-5}$	-38	+39	2.368,4
4	$1 \cdot 10^{-5}$	-50	+56	2.374,9
5	$2 \cdot 10^{-6}$	-62	+80	2.381,4
6	$2 \cdot 10^{-8}$	-68	+97	2.382,0
7	0	-67	+97	2.382,0

Tabela A.1

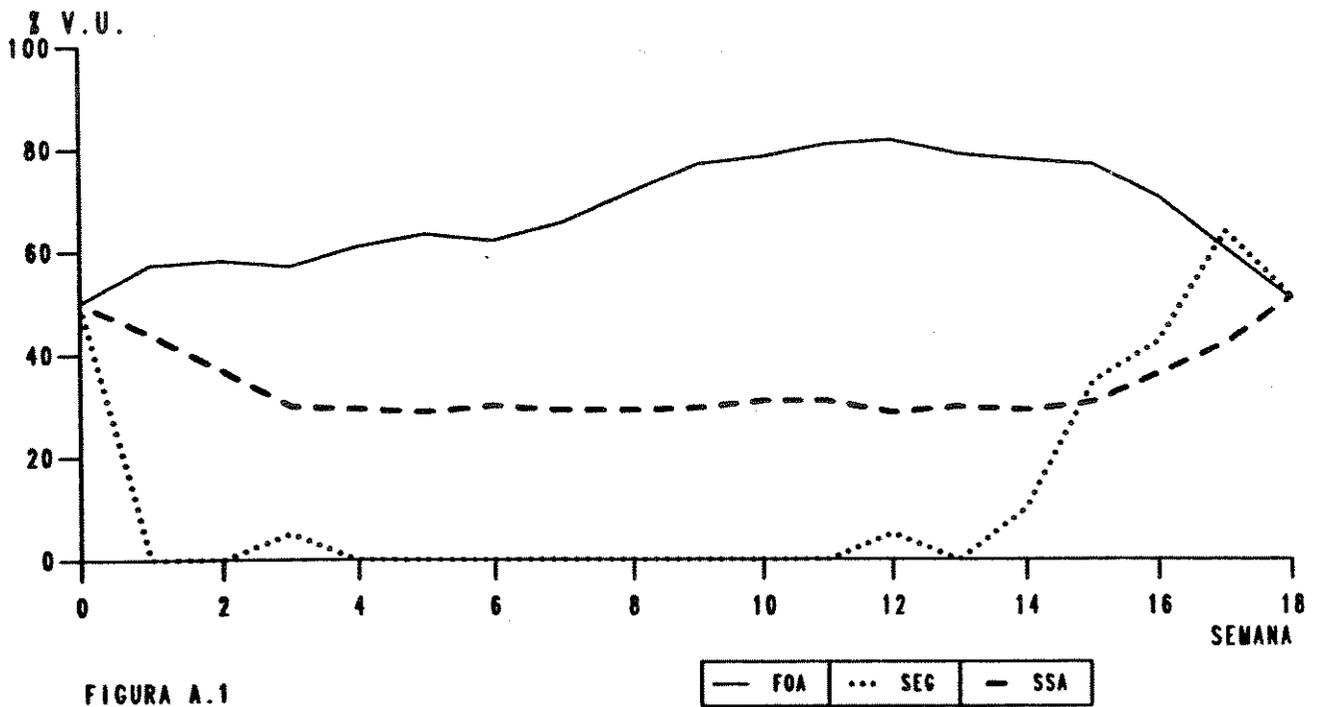
Note-se que a introdução de uma penalização na função objetivo faz com que a geração total diminua.

O caso apresentado nesse exemplo, refere-se ao período hidrológico médio em que se considerou a influência do armazenamento do reservatório de jusante no nível do canal de fuga da usina de montante.

Nas figuras A.1 a A.7 são mostradas as trajetória dos níveis de armazenamento das usinas estudadas nos sete casos em que se variou a intensidade da penalização.

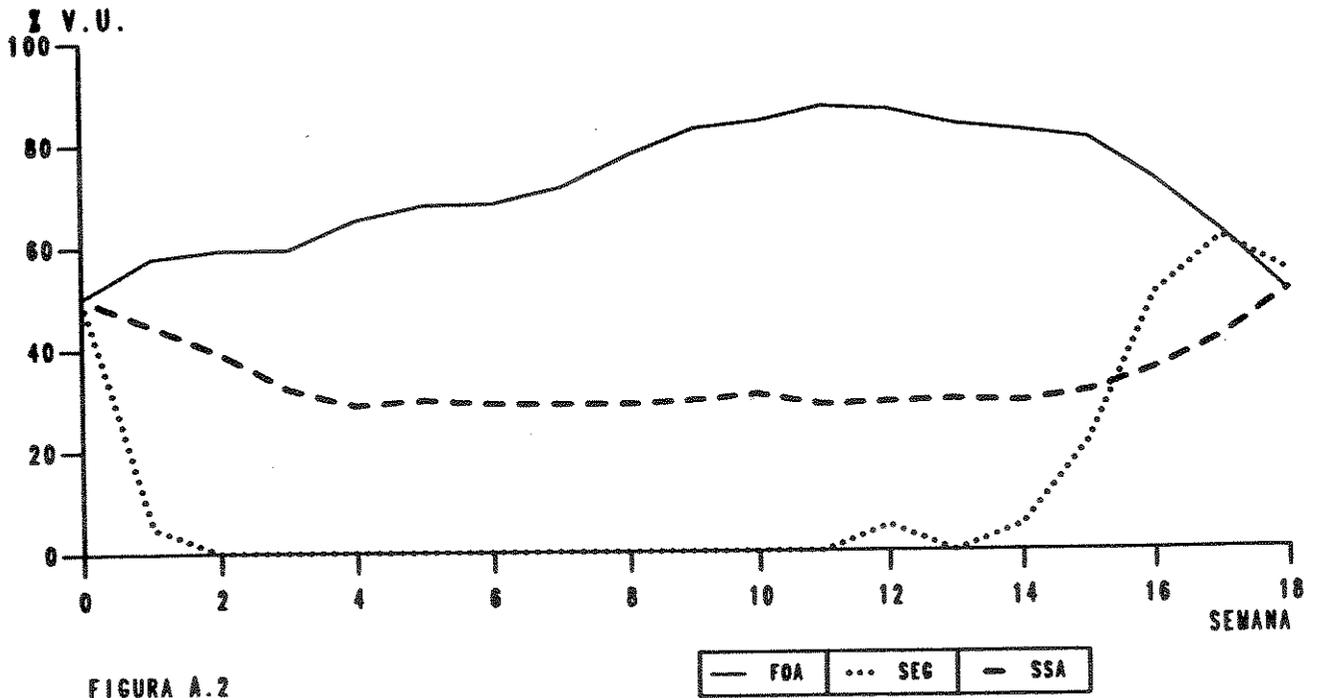
TRAJETORIA OTIMA

CASO 1



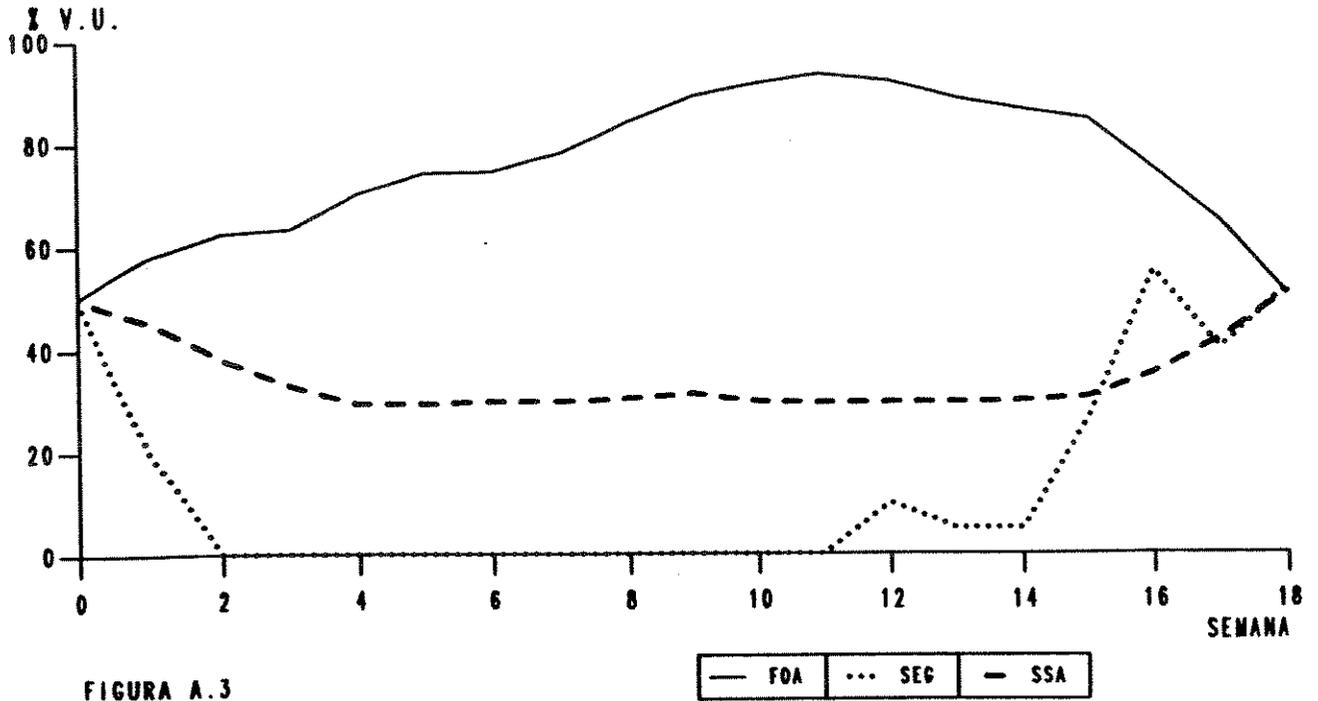
TRAJETORIA OTIMA

CASO 2



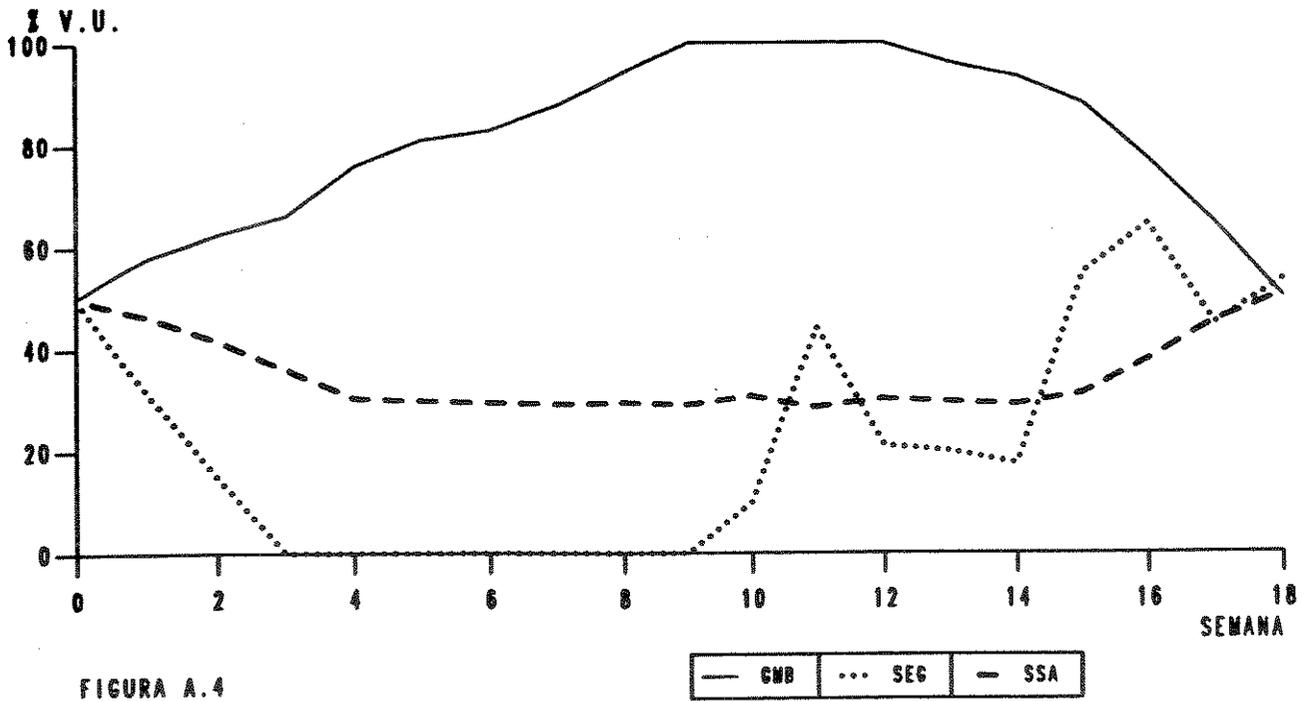
TRAJETORIA OTIMA

CASO 3



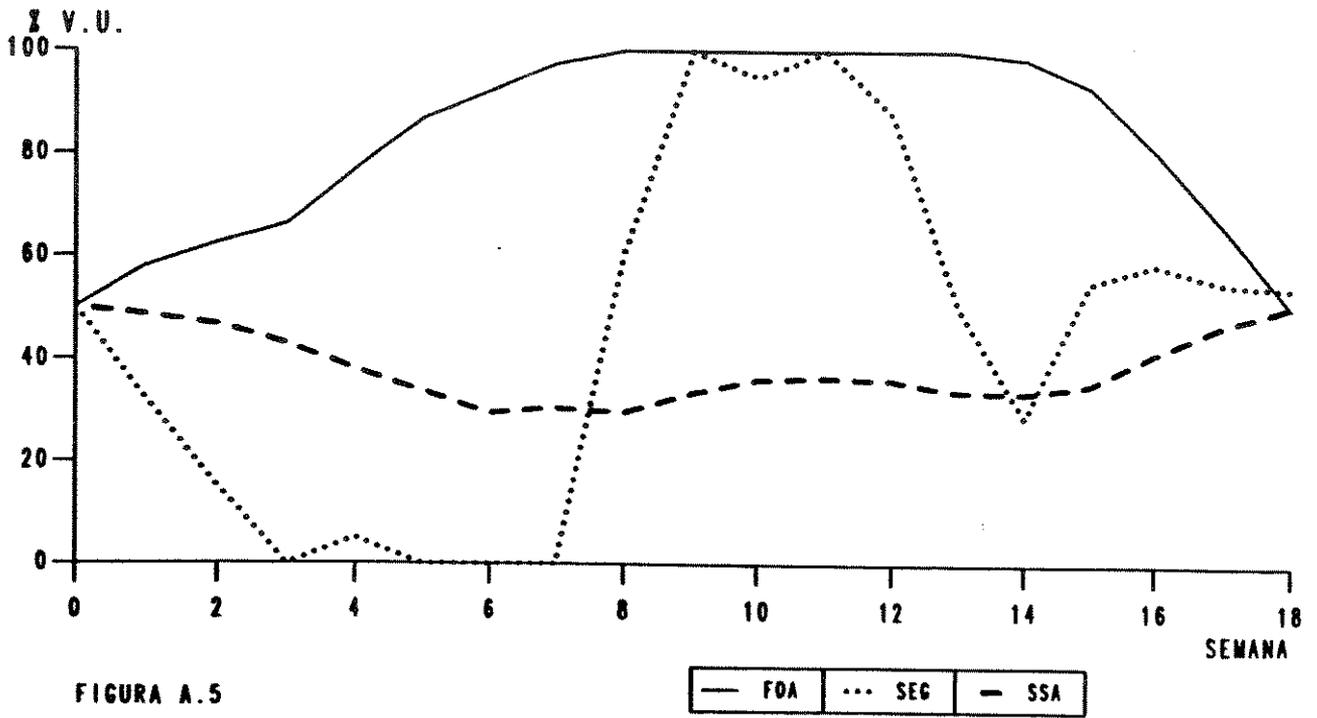
TRAJETORIA OTIMA

CASO 4



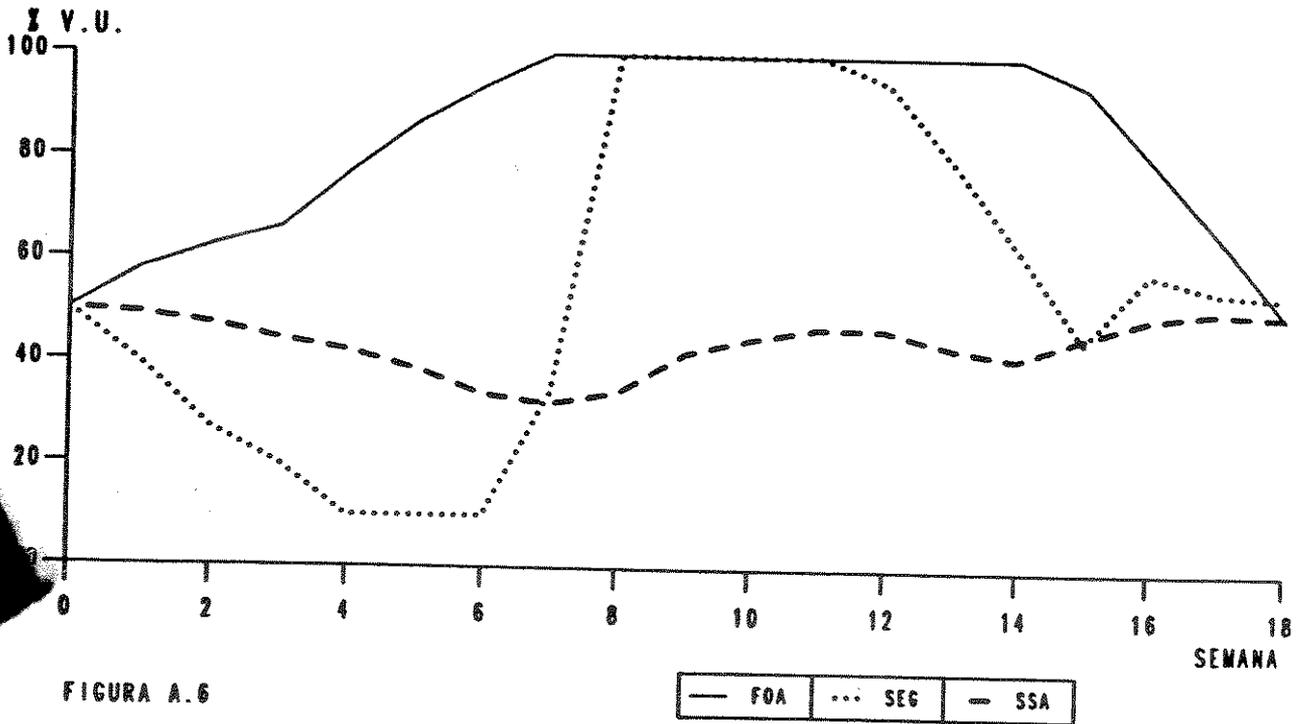
TRAJETORIA OTIMA

CASO 5



TRAJETORIA OTIMA

CASO 6



TRAJETORIA OTIMA

CASO 7

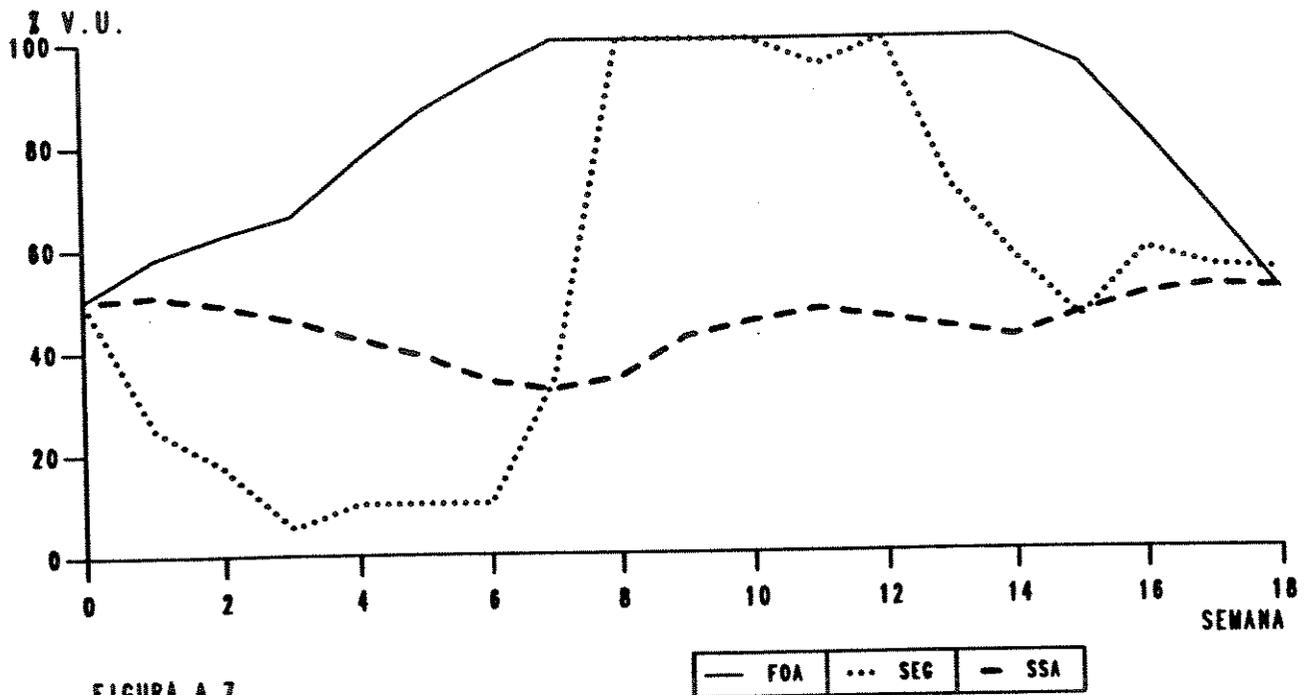


FIGURA A.7

A figura A.1 é igual as figuras 4.4 e 5.3 apresentadas em capítulos anteriores.

Com os casos apresentados, pode-se notar que, quando se reduz o efeito da penalização, há uma tendência do sistema em armazenar mais energia nos estágios iniciais para utilizá-la nos estágios finais.

As figura A.1, A.2 e A.3 são muito semelhantes, a diferença entre elas fica por conta do nível de armazenamento de Foz do Areia, que se eleva conforme se reduz o efeito da penalização.

A partir da figura A.4, nas semanas em que Foz do Areia alcança 100% de seu armazenamento, Segredo começa a elevar seu nível de armazenamento. Já na figura A.5, quando Foz do Areia e Segredo atingem 100% de armazenamento, há uma pequena elevação do

nível de Salto Santiago. Essa elevação se acentua nas figuras A.6 e A.7 em que Foz do Areia e Segredo ficam algumas semanas em seus níveis máximos de armazenamento.

As figura A.6 e A.7 são praticamente idênticas, isto também pode ser observado na tabela A.1, em que a geração total nesses casos é a mesma. Isso se deve à penalização aplicada na figura A.6 que é praticamente igual a zero.

Diante dos resultados desse estudo, adotou-se o valor $\alpha = 2 \cdot 10^{-4}$ para fator de penalização em todos os demais casos estudados neste trabalho.

BIBLIOGRAFIA

- [01] L.A.M. FORTUNATO, T.A. ARARIPE, J.C.R. ALBUQUERQUE e M.V.F. PEREIRA, "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica", Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
- [02] N.V. ARVANITIDIS e J. ROSING, "Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, pp. 319-326, Fev 1970.
- [03] N.V. ARVANITIDIS e J. ROSING, "Optimal Operation of Multireservoir Systems using Composites Representation", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, pp. 327-335, Fev. 1970.
- [04] C.R. GAGNON, R.H. HICKS, S.L.S. JACOBY e J.S. KOWALIK, "A Nonlinear Programming Approach to a Very Large Hydroelectric System Optimization", Mathematical Programming, Vol. 6, pp. 28-41, 1974.
- [05] CEPEL / ELETROBRAS, "Modelo de Programação Dinâmica Estocástica para a Operação de Sistemas Hidroelétricos, Relatório Técnico CEPEL nº 144/77, 1977.
- [06] J.A.M. FRANCO, "Planejamento da Operação do Sistema Hidrotérmico de Manaus", tese de mestrado, FEE-UNICAMP, Maio 1989.
- [07] BACUS, "Modelo de Balanço com Trocas a Equicusto" - Determinação de Intercâmbios de Energia entre Subsistemas Equivalentes pela Equalização dos Valores d'Água" - Relatório Técnico SCEN - GTMC 01/87, 1987.

- [08] R.H. HICKS, C.R. GAGNON, S.L.S. JACOBY e J.S. KOWALIK, "Large Scale, Nonlinear Optimization of Energy Capability for The Pacific Northwest Hydroelectric System", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, pp. 1604-1612, 1974.
- [09] C. LYRA e H. TAVARES, "A Contribution to the Scheduling of Large Scale Hydrothermal Power Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3. N° 3, pp. 852-857, -August 1988..
- [10] M.A. HANSCOM, L.LAFOND, L. LASDON e G. PRONOVOST, "Modeling and Resolution of the Medium Term Energy Generation Planning Problem For a Large Hydro-electric System", Management Science, Vol. 26, N° 7, July 1980.
- [11] C.R. GAGNON e J.F. BOLTON, "Optimal Hydro Scheduling at the Bonnelille Power Administration", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, N° 3,, pp. 772-776, May/June 1978.
- [12] M. CARNEIRO, "Modelo de Otimização para a Operação Hidroenergética da Cascata do São Francisco", tese de mestrado FEC-07/84, FEC-UNICAMP, 1984.
- [13] P.B. CORREIA, "Alocação Horária da Demanda Energética no Sistema do Médio São Francisco", tese de mestrado FEC-100/84, FEC-UNICAMP, 1984.
- [14] GCOI, Plano de Operação para 1991. Relatório SCEN-GTEN-S-SE 14/90, 1990.
- [15] C. LYRA, "Contribuição ao Planejamento da Produção de Energia em Sistemas de Potência", Tese de Doutorado, FEC-040/84, FEC-UNICAMP, Maio 1984.
- [16] G.L. NEMHAUSER, "Introduction to Dynamic Programming", John Wiley & Sons, Inc., 1966.
- [17] OPUS, "Simulador a Usinas Individualizadas" - Manual do Usuário - ELETROBRÁS / DEOP - 1988.

- [18] HISIS, "Simulação de Sistemas Hidrotérmicos" - Manual de Metodologia e do Usuário - ELETROSUL, Junho 1981.
- [19] SUSI, "Simulação de Usinas a Sistema Individualizado", - Notas para Utilização do Modelo SUSI, versão 7.9 - Relatório Técnico ELETROBRÁS DEOP/DVEO, 1982.
- [20] S. SOARES e A.A.F.M.CARNEIRO, "Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation", IEEE Trans. on Power Systems, 90 SM 448-1 PWRs , 1990.
- [21] M. HEIDARI, V.T. CHOW e P. KOKOTOVIC, "Discrete Differential Dynamic Programming Approach to Water Resources Systems Optimization", Water Resources Research, Vol.7, N° 2, April 1971.
- [22] M. JAMSHIDI, "Optimisation of Water Resources Systems with Statistical Inflows", PROC. IEE. Vol. 124, N° 1, January 1977.
- [23] A. GOICOCHEA, D.R. HANSEN e L. DUCKSTEIN, "Multiobjective Decision Analysis With Engineering and Business Applications", John Wiley & Sons, 1982.
- [24] L.A. ZADEH, "Optimality and Non-Scalar-Valued Performance Criteria", IEEE Trans. on Automatic Control, Vol. AC-8, N° 59, 1963.
- [25] R.E. LARSON, "State Increment Dynamic Programming", American Elsevier, 1968