

OTIMIZAÇÃO DETERMINÍSTICA INDIVIDUALIZADA
DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DO SISTEMA HIDRO-
TÉRMICO INTERLIGADO SUL-SUDESTE DO BRASIL,
EM HORIZONTES DE MÉDIO A LONGO PRAZOS

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica - UNICAMP
como parte dos requisitos necessários para a obtenção do
título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Pêricles de Souza Bond

Prof. Dr. Secundino Soares Filho
Orientador

Este exemplar corresponde
a redação final de tese
defendida por Pêricles de
Souza Bond e aprovada
pela Comissão Julgadora
em 13.12.88

Secundino Soares F.

DEZEMBRO - 1988

Aos meus pais,

Dyonil e Irene

Aos meus filhos,

Ulysses e Alexandre

AGRADECIMENTOS

- . Ao Professor *Secundino*, amigo e orientador que tornou possível a realização deste trabalho.
- . Ao *Marcius* e ao *Adriano* que muito contribuíram na confecção do algoritmo.
- . Ao *Cândido*, *Luiz Hamilton* e *Ivana* que contribuíram com suas experiências do setor elétrico.
- . Ao *Paulo Sérgio* que muito auxiliou na confecção dos gráficos e tabelas e na execução de casos.
- . Ao *Marinho* pelo seu incentivo.
- . À *Maria Inês* que datilografou este trabalho.
- . À Companhia Paranaense de Energia - **COPEL** e à Universidade Federal do Paraná - **UFPR** que permitiram a realização deste trabalho.

R E S U M O

Neste trabalho, propõe-se uma metodologia para otimização individualizada determinística do sistema hidrotérmico interligado das regiões Sul e Sudeste do Brasil, em horizontes de médio a longo prazos. Nesta metodologia, procura-se minimizar o custo operativo plurianual expresso pelo custo do combustível utilizado e do déficit energético. Procurou-se retratar de forma fiel a realidade, os dados referentes aos recursos energéticos no atendimento aos requisitos energéticos do sistema interligado, no horizonte do planejamento da operação energética desse sistema interligado. Propõe-se a formulação da utilização do parque termoelétrico, através de funções de custo operativo mensal, onde a geração térmica e o déficit energético são alocados pela ordem crescente de seus custos marginais operativos mensais. A rede de hidroelétricas é formulada como um grafo de arborescência expandida no tempo. É aplicado um esquema de agregação, onde as hidroelétricas que não podem oferecer um controle energético, têm suas funções de geração agregadas às das hidroelétricas de montante que podem oferecer um controle energético ao sistema. É representada a configuração dinâmica do parque gerador, com suas disponibilidades fixadas pelo cronograma de manutenções. São representadas as restrições dinâmicas de volumes de espera, de defluência mínima e volume mínimo, este último destinado à introdução de novas hidroelétricas e do enchimento do respectivo volume morto. O sistema energético global é estudado como um sistema interligado de dois subsistemas, sendo representadas as restrições dinâmicas de fluxo na interligação em ambos os sentidos.

A resolução do problema é levada a efeito através de decomposição primal, em um problema coordenador de intercâmbios otimizantes, e dois subproblemas de determinação de estratégias energéticas ótimas nos subsistemas hidrotérmicos regionais. Nos subproblemas é aplicado um algoritmo especializado na resolução de fluxo em redes hidráulicas, onde é utilizado o método simplex convexo. Nele são determinadas as estratégias operativas mensais individualizadas dos aproveitamentos energéticos do subsistema, ao longo do horizonte de planejamento. No problema coordenador de intercâmbios, são determinados os intercâmbios energéticos mensais entre os subsistemas, onde mensalmente procura-se igualar os custos marginais operativos mensais dos subsistemas.

São resolvidos problemas de planejamento da operação energética, envolvendo o cenário do quinquênio de 1986 a 1990, e o cenário do período crítico de afluências históricas aos aproveitamentos hidroelétricos do sistema interligado. Também é efetuado um planejamento adaptativo em base mensal para o ano de 1986, considerando as afluências previstas e realizadas aos aproveitamentos hidroelétricos.

São apresentadas as conclusões sobre a aplicação da metodologia, e são apresentadas as perspectivas de aplicação e de pesquisas abertas com este trabalho.

ÍNDICE DOS ASSUNTOS

I	- INTRODUÇÃO	1
II	- MODELAMENTO	5
	2.1. INTRODUÇÃO	5
	2.2. OBJETIVO	7
	2.2.1. Função Objetivo do Sistema Global	7
	2.2.2. Agregação da Geração Térmica nos Subsistemas ...	9
	2.2.3. Funções de Custo Mensal de Operação dos Subsistemas	12
	2.2.4. Variação na Disponibilidade de Geração Térmica	13
	2.2.5. Custos de Operação das Termoelétricas dos Subsistemas	14
	2.2.6. Funções Típicas do Custo de Operação Mensal dos Subsistemas	17
	2.2.7. Funções Características do Custo Operativo Mensal, por Classes de Custo Marginal dos Subsistemas	22
	2.2.8. Funções de Custo de Operação Mensal dos Subsistemas	29
	2.3. REPRESENTAÇÃO DA REDE HIDRÁULICA	45
	2.3.1. Características da Malha Hidroelétrica	45
	2.3.2. Agregação da Decisão Hidráulica	50
	2.3.3. Modelamento Matemático	52
	2.3.3.1. Usinas com Controle Energético no Subsistema	52

2.3.3.2. Usinas Hidroelétricas sem Controle Energético	56
2.3.4. Dados Básicos das Usinas Hidroelétricas	56
2.3.5. Funções de Geração das Usinas Hidroelétricas Individualizadas	62
2.3.6. Valor Energético da Decisão Hidráulica das Controláveis	64
2.3.7. Influência Energética da Defluência em uma Hidroelétrica Controlável	65
2.3.8. Influência do Volume na Geração das Controláveis	68
2.3.9. Limitação no Engolimento Máximo das Hidroelétricas	70
2.3.10. Limitações nos Volumes Máximos Operativos ..	75
2.3.11. Limitações nos Volumes Mínimos Operativos dos Reservatórios	75
2.3.12. Considerações sobre as Funções de Geração e Respectivas Funções Derivadas	78
2.4. DEMAIS RECURSOS ENERGÉTICOS	80
III- TÉCNICA DE RESOLUÇÃO	82
3.1. INTRODUÇÃO	82
3.2. TÉCNICA DE RESOLUÇÃO DOS SUBSISTEMAS	90
3.3. OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA GLOBAL	99
3.4. IDENTIFICAÇÃO DO BENEFÍCIO MARGINAL COM A EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO	104
IV - RESULTADOS	106
4.1. INTRODUÇÃO	106

4.2.	ANÁLISE DA CAPACIDADE DE FLUXO ENERGÉTICO NA INTERLIGAÇÃO E SUA INFLUÊNCIA NA OPERAÇÃO	110
4.3.	ANÁLISE DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SUBSISTEMAS	129
4.3.1.	Análise Energética da Série Hidrológica Utilizada	129
4.3.2.	Evolução dos Reservatórios na Política Ótima ..	132
4.3.3.	Produção Térmica	141
4.4.	BENEFÍCIO MARGINAL OPERATIVO DA INTERLIGAÇÃO	145
4.5.	PLANEJAMENTO ADAPTATIVO DO SISTEMA INTERLIGADO PARA O ANO DE 1986	150
V	- CONCLUSÕES	164
5.1.	INTRODUÇÃO	164
5.2.	ASPECTOS ESPECÍFICOS	166
5.2.1.	Da Utilização da Metodologia	166
5.2.2.	Da Base Metodológica	170
5.2.3.	Dos Casos Testes	173
5.2.4.	Do Planejamento Adaptativo	176
5.2.5.	Perspectivas	177
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	179

ÍNDICE DAS FIGURAS

1.1.	Função de Custo de Operação Mensal Diferenciável por Partes	3
1.2.	Representação de uma Hidroelétrica da Malha Hidráulica quando Representada por um Grafo	3
2.1.1.	Sistema Interligado Sul-Sudeste do Brasil	5
2.1.2.	Balanço Energético no Subsistema	6
2.2.2.1.	Funções de Custo Marginal Mensal de Operação das Termoelétricas	10
2.2.2.2.	Funções de Custo Marginal Mensal de Operação do Subsistema	10
2.2.2.3.	Função de Custo Mensal	11
2.2.4.1. a 2.2.4.3.	Variação da Função de Custo Marginal Mensal com a Disponibilidade Térmica	14
2.2.7.1.	Custos Marginais Característicos do Sudeste, por Classe de Custo Marginal	25
2.2.7.2.	Representação Gráfica da Função Característica de Custo Mensal de Operação para o Subsistema Sudeste	26
2.2.7.3.	Custos Marginais Característicos do Sul, por Classe de Custo Marginal	27
2.2.7.4.	Representação Gráfica da Função Característica de Custo Mensal de Operação para o Subsistema Sul	28
2.3.1.1.	Mapa dos Aproveitamentos Hidroelétricos do Sistema Interligado	48
2.3.1.2.	Dependência Hidráulica entre as Hidroelétricas do Sistema Interligado Sul-Sudeste	49

2.3.2.1.	Diagrama Simplificado da Rede Hidráulica do Sistema Interligado Sul-Sudeste	50
3.1.1.	Esquema de Decomposição Primal Aplicada no Processo de Resolução	86
3.1.2.	Esquema Iterativo do Processo de Resolução do Problema	87
3.2.1.	Conjunto de Hidroelétricas em Cascata	95
3.2.2.	Grafo da Rede Hidráulica da Cascata Incorporado de um NÓ Absorvente	95
3.2.3. e 3.2.4.	Exemplos de Ciclos para Análise de Alteração no Valor do Fluxo Hidráulico nas Variáveis	96
3.3.1.	Alocação da Geração Térmica Mensal Segundo as Funções de Custo Marginal Mensal de Operação dos Sub-sistemas	102
4.1.1.	Sistema de Transmissão Simplificado	108
4.2.1.	Evolução dos Custos Operativos Plurianuais na Otimização do Sistema Interligado - CASO-1	115
4.2.2.	Evolução dos Custos Operativos Plurianuais nos Sub-sistemas Isolados - CASO-1	116
4.2.3.	Evolução dos Custos Operativos Plurianuais na Otimização do Sistema Interligado - CASO-2	117
4.2.4.	Evolução dos Custos Operativos Plurianuais nos Sub-sistemas Isolados - CASO-2	118
4.2.5.	Intercâmbios Mensais entre os Subsistemas - CASO-1 ..	119
4.2.6.	Intercâmbios Mensais entre os Subsistemas - CASO-2 ..	120
4.2.7.	Produção Hidráulica - CASO-1	121
4.2.8.	Produção Hidráulica - CASO-2	123
4.2.9.	Custos Operativos Marginais Mensais - CASO-1	125
4.2.10.	Custos Operativos Marginais Mensais - CASO-2	127

4.3.1.1. Custos Operativos Marginais na Operação a Fio D'água ..	130
4.3.2.1. a 4.3.2.17. Evolução dos Principais Reservatórios das Regiões	135
4.3.3.1. Geração Termoelétrica nos Subsistemas	143
4.4.1. Benefício Marginal Operativo Localizado nos Intervalos de Tempo	147
4.4.2. Intercâmbios Com e Sem Relaxamento nas Restrições de Fluxo	148
4.5.1. a 4.5.17. Evolução dos Principais Reservatórios das Regiões no Planejamento Adaptativo	155
4.5.18. Produção Térmica no Planejamento Adaptativo	161
4.5.19. Intercâmbios no Planejamento Adaptativo	163

ÍNDICE DAS TABELAS

2.2.5.1. Custos de Operação das Termoelétricas dos Subsistemas Sudeste e Sul	15
2.2.5.2. Potência Instalada nas Classes de Térmicas	16
2.2.6.1. Variação entre os Custos Operativos Marginais Horá- rios Máximos e Mínimos de Unidades Termoelétricas ..	19
2.2.6.2. Parâmetros das Funções Básicas de Custo de Operação Horária das Classes de Térmicas em Termos de Consumo de Calor	20
2.2.6.3. Parâmetros das Funções Características de Custo Ope- rativo Mensal das Classes de Térmicas	22
2.2.7.1. Parâmetros das Funções Características de Custo Ope- rativo Mensal das Classes de Custo Marginal	24
2.2.8.1. Disponibilidade de Geração nas Classes de Térmicas do Subsistema Sudeste	31
2.2.8.2. Disponibilidade de Geração nas Classes de Térmicas (e nas Classes de Custo Marginal) do Subsistema Sul ...	32
2.2.8.3. Disponibilidade de Geração nas Classes de Custo Mar- ginal do Subsistema Sudeste	33
2.2.8.4. Carga Própria dos Subsistemas Sudeste e Sul	35
2.2.8.5. Energia das Pequenas Hidroelétricas para os Dois Sub- sistemas	36
2.2.8.6. Energia das Usinas Submotorizadas dos Subsistemas - Incluindo Itaipu	37
2.2.8.7. a 2.2.8.11. Parâmetros das Funções de Custo Operativo Mensal, por Classe de Custo Marginal, no Subsistema Sul	38

2.2.8.12. a 2.2.8.18. Parâmetros das Funções de Custo Operati- vo Mensal, por Classe de Custo Marginal, no Subsistema Sudeste	41
2.3.1.1. Parâmetros Característicos das Principais Usinas Hi- droelétricas do Sistema Interligado	47
2.3.4.1. a 2.3.4.4. Dados Básicos dos Aproveitamentos Hidroe- létricos	58
2.3.5.1. Funções de Geração das Hidroelétricas do Sistema In- terligado	63
2.3.7.1. Gradiente das Funções de Geração em Relação à De- fluência Menor que o Engolimento Máximo	66
2.3.7.2. Gradiente das Funções de Geração em Relação à De- fluência Igual ou Maior que o Engolimento Máximo ...	67
2.3.8.1. Gradiente das Funções de Geração em Relação ao Volume ..	69
2.3.9.1. a 2.3.9.4. Variação no Engolimento Máximo nas Hidroe- létricas	71
2.3.10.1. a 2.3.10.2. Variação no Volume Máximo dos Reservató- rios	76
2.3.11.1. Variação no Volume Mínimo dos Reservatórios	77
2.3.12.1. Potências Máximas Calculadas e Fatores de Correção das Funções de Geração das Hidroelétricas	79
2.4.1. Limites de Intercâmbio entre os Subsistemas	81
4.2.1. Limites de Fluxo na Interligação entre os Subsis- temas, diante das Considerações sobre a Alocação da E- nergia de Itaipu	112
4.2.2. Custos Operativos Plurianuais	113
4.4.1. Custos Operativos Plurianuais, Sem e Com Restrições na Interligação	146
4.4.2. Fluxo Real na Interligação Durante o Ano de 1986 ...	150

I — INTRODUÇÃO

O planejamento da operação energética do sistema elétrico das regiões Sul e Sudeste do Brasil, é uma tarefa de grande complexidade e de difícil execução. Isto porque além do sistema ser eminentemente hidráulico, ele é composto por várias empresas concessionárias de energia elétrica que por sua vez têm interesses diversos e regionalizados. Um exemplo disso é o caso da geração termoelétrica, onde todas as empresas do sistema pagam o combustível utilizado nesta geração e apenas algumas possuem capacidade de geração térmica significativa. Assim sendo, existem interesses conflitantes; se por um lado existem as empresas que consomem a geração térmica e pagam o combustível, existem as empresas que produzem e faturam, tendo que manterem seus contratos com os fornecedores do combustível em níveis razoáveis e constantes de maneira a não haverem impactos no estoque e no fornecimento, quando este tipo de geração for muito solicitada. Por outro lado, a geração hidroelétrica não é muito confiável pois depende do regime das águas que na região Sul é bastante aleatório, e na região Sudeste tem um comportamento mais definido. Dessa maneira, esse sistema interligado composto pelas duas regiões exige que haja uma coordenação central, que é exercida pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada - GCOI, e que os subsistemas tenham parque gerador de termoelétricas e hidroelétricas, com reservatórios de regularização plurianual, adequados ao mercado atual e ao seu crescimento vegetativo. Para que haja uma otimização no uso dos recursos energéticos, é necessário que as linhas de transmissão tenham capacidade suficiente para transmitir blocos de energia no sentido que se faz necessário e no período considerado.

Historicamente no Brasil, os estudos para planejamento de operação dos recursos energéticos, implantados e previstos, ao longo do horizonte de planejamento da operação, se basearam inicialmente no "critério da energia firme" [1 e 2] para o horizonte do plano de operação. Essa "energia firme", calculada para uma configuração estática de hidroelétricas, atenderia uma determinada carga crítica estática, calculada sob a ocorrência do período crítico hidrológico dos sistemas individualizados. Com a implementação da interligação limitada, esses estudos aplicaram-se ao sistema interligado. Durante essas duas fases, aplicou-se para o cálculo da "energia firme" o modelo MSUI - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas, desenvolvido no âmbito do Planejamento da Expansão da Eletrobrás. Posteriormente, implantou-se para os estudos de planejamento da operação um modelo de otimização que utilizava a Programação Dinâmica Estocástica para se obter uma política de operação das termoelétricas, em forma de tabela de decisões, que garantia a operação do sistema interligado com um certo risco implícito de déficit [3]. Esse trabalho, baseia-se na filosofia de sistema equivalente energético [4] com afluências energéticas estocásticas e, após o cálculo das tabelas de decisões, procede-se a uma simulação a sistema equivalente, baseando-se na série histórica de afluências ou então em séries sintéticas, de onde se extraem intercâmbios médios entre os dois subsistemas, a cada intervalo de tempo.

Atualmente, está se procurando implantar para utilização no setor elétrico brasileiro, um modelo misto de otimização e simulação que determine a energia garantida nos aproveitamentos energéticos bem como, determine os intercâmbios baseado no valor marginal da água a cada intervalo de tempo.

Nesta tese, estuda-se uma metodologia de otimização a usinas individualizadas, para o sistema interligado Sul-Sudeste,

em horizonte de médio a longo prazos. Para uma configuração dinâmica do parque hidrotérmico, utilizando-se afluências hidráulicas determinísticas às hidroelétricas, aplica-se um método de decomposição primal do sistema interligado em subsistemas que possuem recursos ou requisitos externos. Para cada subsistema promove-se uma otimização dos custos de operação, isto é, custo de combustível e do não suprimento à carga, Figura 1.1, onde a configuração de hidroelétricas ao longo do horizonte de planejamento é representada por um grafo, em que cada nó representa uma usina em um certo intervalo, sendo definido seu acoplamento espacial e temporal, conforme a Figura 1.2.

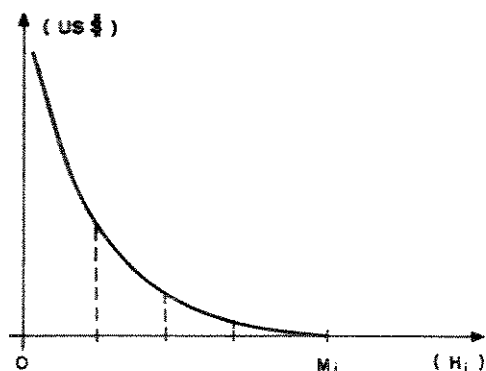


Figura 1.1 - Função de Custo de Operação Mensal Diferenciável por Partes

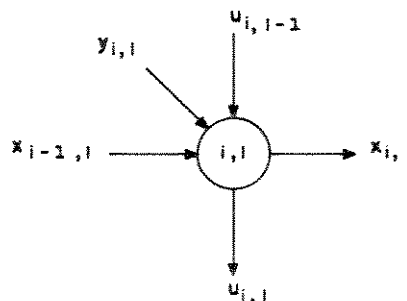


Figura 1.2 - Representação de uma Hidroelétrica da Malha Hidráulica quando Representada por um Grafo

Na Figura 1.1, o custo de operação é representado por uma função diferenciável por partes, onde M_i é o mercado no intervalo i , H_i é a geração hidroeétrica no intervalo a um custo expresso em dólares dos Estados Unidos da América.

Na Figura 1.2, o nó representa a hidroelétrica no tempo com as setas indicando seu acoplamento espacial das turbinagens $u_{i, l}$ e $u_{i, l-1}$,

e seu acoplamento temporal dos volumes $x_{i-1,l}$ e $x_{i,l}$.

No Capítulo II, descreve-se em detalhes a construção das funções dos custos mensais de operação considerando a configuração dinâmica das termoelétricas do Plano de Operação 1986 [5]. Também é apresentado o tratamento que se dá à configuração dinâmica das hidroelétricas.

No Capítulo III, descreve-se o método de resolução do problema. Apresenta-se o método Simplex Convexo para resolução do problema de Fluxo em Redes definido por R.E. Rosenthal em [6] e também, o modelo POSH, desenvolvido por M.F.H. Carvalho e S. Soares [7,8], que apresenta um tratamento especializado de particionamento de variáveis, acelerando o processo de otimização com o Simplex Convexo, para a resolução do problema dos subsistemas individualizados. Apresenta-se também, a metodologia de otimização do sistema global baseado no equilíbrio dos custos marginais operativos mensais [27]. Conclui-se este capítulo, com a identificação do benefício marginal da expansão da transmissão nos períodos em que o limite de transmissão se transforma em um estrangulamento no processo de otimização.

No Capítulo IV, apresenta-se uma análise crítica da operação dos reservatórios e das limitações de transmissão de intercâmbios, através de estudos de caso. O caso base estudado tanto no Modelamento, Capítulo II, como neste capítulo, é o Plano de Operação 1986 [5]. São realizados ensaios considerando volumes médios mensais como referência para o processo de otimização. Apresenta-se os resultados do modelo, de forma gráfica. Também é realizado um estudo sobre planejamento adaptativo. Conclui-se com uma análise crítica da metodologia empregada na resolução do problema.

II — MODELAMENTO

2.1. INTRODUÇÃO

O sistema hidrotérmico das regiões Sul e Sudeste do Brasil é estudado sobre um enfoque de otimização determinística, em horizontes de planejamento de médio a longo prazos. Esse sistema energético, em termos de operação, não pode ser otimizado como um sistema único, mas sim como dois subsistemas [9,14] porque a interligação entre eles é limitada diferentemente em ambos os sentidos. Além disso esses limites são variáveis ao longo do horizonte de planejamento.

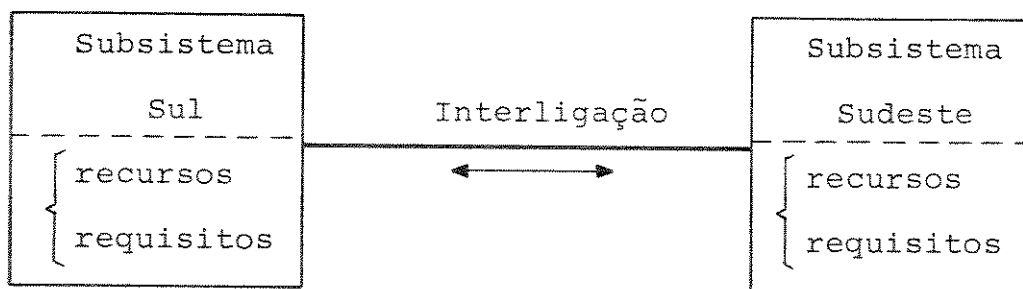


Figura 2.1.1 - Sistema Interligado Sul - Sudeste do Brasil

Na Figura 2.1.1, cada subsistema possui seus recursos energéticos, hidroelétricas e termoelétricas para atender aos seus respectivos requisitos de carga, determinados para cada mês do horizonte de planejamento. As linhas de transmissão são utilizadas como um recurso adicional, de forma a equilibrar mensalmente, as disparidades nas condições operativas dos subsistemas [9,14]. Assim sendo procura-se igualar os cus-

tos marginais de operação dos dois subsistemas, respeitando as limitações de transmissão definidas para o período, no sentido de fluxo energético considerado.

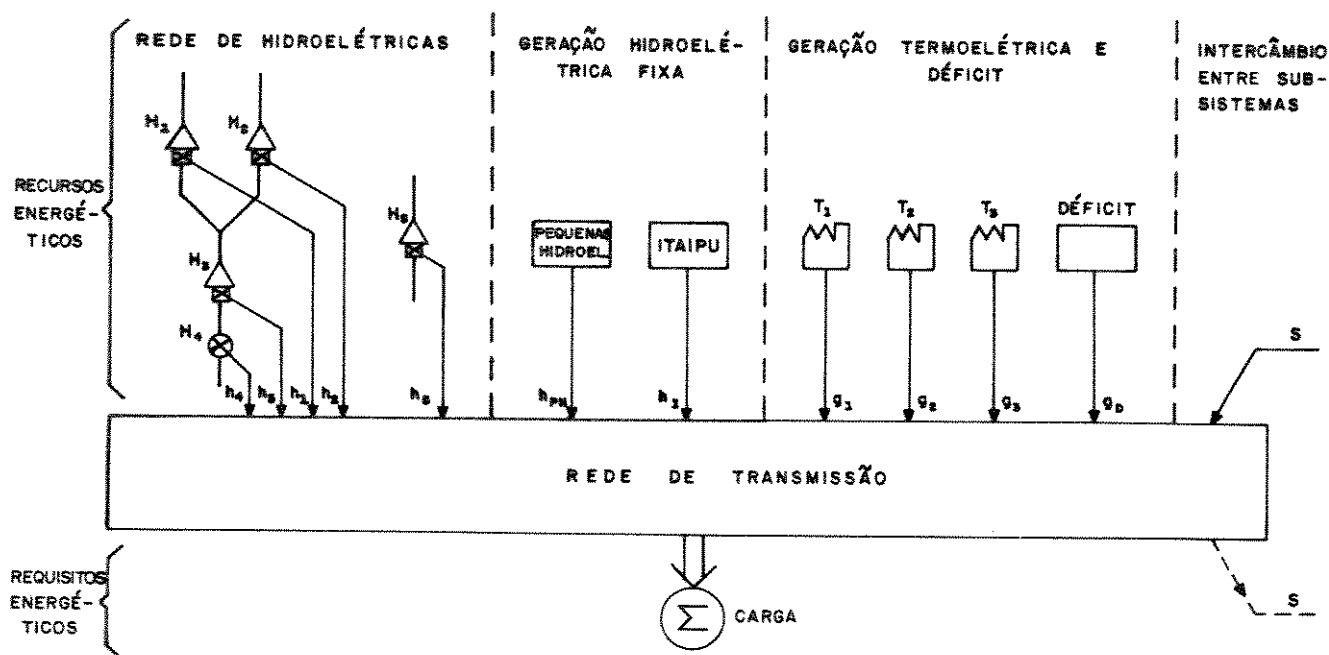


Figura 2.1.2 - Balanço Energético no Subsistema

Na Figura 2.1.2, apresenta-se de forma simplificada, o que é levado em conta no balanço energético de cada subsistema. Como recursos, entram as hidroelétricas maiores, a geração hidroelétrica fixa, constituída pelas pequenas hidroelétricas e pelo fornecimento programado pela hidroelétrica Itaipu, a geração das termoelétricas e o déficit energético. A energia de intercâmbio, ora funciona como um recurso, ora funciona como um requisito, caracterizando que o subsistema funciona como receptor ou fornecedor, respectivamente, nunca ambos simultaneamente.

Neste capítulo, tratam-se as especificidades do modelamento matemático de cada subsistema, no que concerne à definição das funções de custo de operação, referentes à confi-

guração dinâmica do parque termoelétrico e ao déficit de suprimento hidroelétrico, bem como, no que concerne à definição da contribuição da configuração dinâmica do parque hidroelétrico. Também se trata das limitações de intercâmbio entre os subsistemas. Para tanto, utilizou-se a configuração dinâmica de usinas, constantes do Plano de Operação 1986 [5].

2.2. OBJETIVO

2.2.1. Função Objetivo do Sistema Global

O objetivo é minimizar o custo de operação quinquenal ou de longo prazo desse sistema hidrotérmico [7]. Nessa otimização procura-se maximizar o benefício com a utilização da capacidade de interligação entre os dois subsistemas regionais. Aqui, compreende-se como custo de operação, o custo que advém da utilização do combustível pelas termoelétricas e do não suprimento à carga remanescente à utilização dos recursos hidrotermoelétricos. Dessa maneira, o objetivo pode ser expresso por:

$$\text{Min } F = F^1 + F^2 \quad (2.2.1.1)$$

com,

$$F^k = \sum_I f_i^k(g_i^k), \quad i \in I \quad \text{e} \quad k = (1, 2) \quad (2.2.1.2)$$

sendo:

F - custo plurianual de operação do sistema hidrotérmico;

F^k - custo plurianual de operação do subsistema k ;

$f_i^k(g_i^k)$ - função de custo de operação no subsistema k ,

para o i -ésimo mês, para o montante de geração térmica e déficit g_i^k , no referido mês;

I - horizonte de planejamento com n intervalos de tempo, isto é, n meses.

A caracterização das funções de custo mensal de operação térmica dos subsistemas não é uma tarefa de solução imediata. Essa tarefa é pormenorizada em detalhes nos subitens 2.2.2 a 2.2.8. A seguir é feita uma descrição sumária de cada subitem.

No subitem 2.2.2, apresenta-se a metodologia empregada para agregação da disponibilidade térmica em disponibilidade de classes de custo marginal, utilizando-se de um sistema termoelétrico utópico. Utiliza-se para a representação do custo de operação térmica, o modelamento por funções quadráticas sugerido por M.E.El-Hawary e G.S.Christensen [10].

No subitem 2.2.3, as funções de custo mensal de operação dos subsistemas são equacionadas tomando-se por base a existência de classes de custos marginais com disponibilidades térmicas agregadas.

No subitem 2.2.4, considera-se o efeito da variação da disponibilidade das unidades termoelétricas sobre as funções de custo mensal de operação dos subsistemas, isto é, os efeitos de uma configuração dinâmica de termoelétricas.

No subitem 2.2.5, é descrita a estrutura dos custos de operação das termoelétricas, para os subsistemas em apreço, no cenário do Plano de Operação 1986 [5] do setor elétrico brasileiro.

No subitem 2.2.6, é feito um estudo da variação dos custos marginais de operação definidos pelas funções de M.E.El-Hawary e G.S.Christensen, utilizando-se apenas o custo do combustível como custo de operação termoelétrica. Estendem-se esses resultados para o caso brasileiro [5], onde se consideram as termoelétricas agrupadas em classes. Conclui-se com a definição de funções típicas de custo horário de operação das classes térmicas, referenciadas pela capacidade da unidade mais representativa da classe.

No subitem 2.2.7, são determinadas as classes de custo marginal agregando-se as capacidades instaladas nas classes de térmicas de mesmo custo. São também determinados os parâmetros das funções características mensais de operação das classes de custo marginal, incluindo-se o déficit ou não suprimento energético, como uma classe de custo marginal adicional em cada subsistema.

No subitem 2.2.8, são determinados os parâmetros das funções de custo mensal de operação dos subsistemas, considerando a disponibilidade da configuração dinâmica das classes de custo marginal referenciadas aos dados de disponibilidades das unidades termoelétricas, da disponibilidade hidroelétrica das pequenas hidroelétricas e das submotorizadas e também, dos requisitos de carga nos subsistemas, definidos pelo Plano de Operação 1986 [5].

2.2.2. Agregação da Geração Térmica nos Subsistemas

Para cada subsistema, a função de custo de operação mensal, é uma função convexa e é definida na seqüência de alocação da geração térmica e do déficit, pelo valor

crescente dos respectivos custos marginais. Por conseguinte, a primeira etapa da definição das funções de custo mensal de operação de um subsistema, é a definição de custo marginal de operação respectivo. Supondo, por hipótese, que um dos subsistemas em um determinado mês, dispõe de duas termoelétricas, t_1 e t_2 , cujas funções de custos marginais operativos mensais, comportam-se da forma linear apresentada na Figura 2.2.2.1. Essas duas termoelétricas têm capacidade de geração g_1 e g_2 , respectivamente, sendo g_1 e g_2 representadas pelos segmentos $\overline{a_0 a_1}$ e $\overline{a_0 a_2}$, respectivamente. Correspondentemente, os custos marginais operativos mensais variam de b_1 a b_3 e b_2 a b_4 , respectivamente.

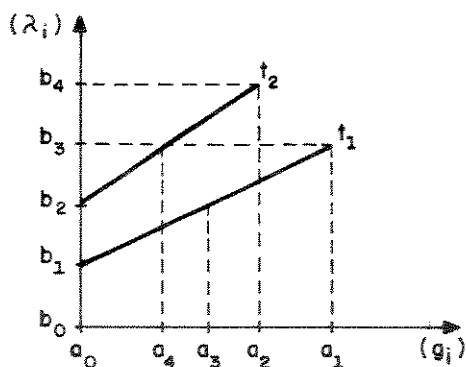


Figura 2.2.2.1 - Funções de Custo Marginal Mensal de Operação das Termoelétricas t_1 e t_2 , no Mês i .

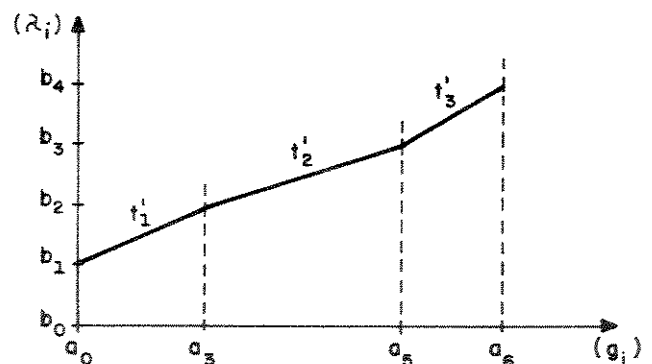


Figura 2.2.2.2 - Funções de Custo Marginal Mensal de Operação do Subsistema, no Mês i .

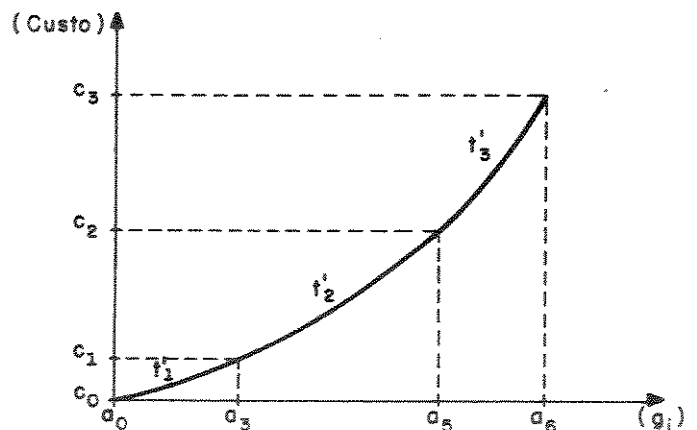
Na Figura 2.2.2.2, é representada a função de custo marginal mensal do subsistema, $\lambda_i(g_i)$, para o mês hipotético i . É obtida pela agregação das disponibilidades térmicas, segundo os custos marginais de operação. Na

faixa de variação do custo marginal de b_1 a b_2 , existe apenas uma parcela da disponibilidade de geração de t_1 , o segmento $\overline{a_0 a_3}$, Figuras 2.2.2.1 e 2.2.2.2. Na faixa de b_2 a b_3 , as duas termoelétricas participam com uma parcela de suas disponibilidades, segmentos $\overline{a_3 a_1}$ e $\overline{a_0 a_4}$, para t_1 e t_2 , respectivamente, na Figura 2.2.2.1. Como na agregação dessas parcelas de disponibilidade, a faixa de variação dos custos marginais permanece constante, apenas reduz-se o coeficiente angular de variação do custo marginal, correspondente à parcela de disponibilidade agregada, isto é, segmento $\overline{a_3 a_5}$. Na faixa de b_3 a b_4 , apenas a termoelétrica t_2 apresenta disponibilidade de geração, segmento $\overline{a_4 a_2}$ da Figura 2.2.2.1, e segmento $\overline{a_5 a_6}$ da Figura 2.2.2.2. Conhecida a função de custo marginal mensal de operação $\lambda_i(g_i)$, pelas faixas de variação do custo marginal de disponibilidade de geração térmica, pode-se dizer que essa função é definida por três classes de custo marginal, t'_1 , t'_2 e t'_3 . Como,

$$\lambda_i(g_i) = \frac{d f_i(g_i)}{d g_i} \quad (2.2.2.1)$$

e $\lambda_i(g_i)$ é monotonamente crescente, conclui-se que $f_i(g_i)$ também o será.

Figura 2.2.2.3 - Função de Custo Mensal



Na Figura 2.2.2.3, a função $f_i(g_i)$, resultante da integração de $\lambda_i(g_i)$, foi construída desprezando-se os custos de combustível na tomada de carga, de geração a vazio e outros custos fixos. As três classes de custo marginal t_1' , t_2' e t_3' na função de custo mensal de operação, ficam caracterizadas por três segmentos de parábola que, para o caso hipotético apresentado constitui-se em uma função contínua, convexa e diferenciável.

2.2.3. Funções de Custo Mensal de Operação dos Subsistemas

Porém, a característica de diferenciabilidade não é preservada na maioria dos casos reais dos subsistemas em apreço. Usualmente, o que acontece, é existir uma série de hiatos nos custos marginais mensais de operação, caracterizando uma $f_i(g_i)$ contínua, convexa porém não diferenciável, isto é, uma função com quinas para os pontos de encontro dos segmentos de parábola. Assim sendo, a função de custo mensal de operação fica,

$$f_i(g_i) = a_{i,t} + b_t \cdot g_{i,t} + c_{i,t} \cdot g_{i,t}^2, \quad t \in T_i \quad (2.2.3.1)$$

com,

$$a_{i,t} = \sum_{t_1=1}^{t-1} a_{i,t_1} + b_{t-1} \cdot G_{i,t_1} + c_{i,t_1} \cdot G_{i,t_1}^2 \quad (2.2.3.2)$$

$$g_{i,t} = g_i - \sum_{t_1=1}^{t-1} G_{i,t_1} \quad (2.2.3.3)$$

onde:

$a_{i,t}$ - custo mensal acumulado, com a utilização de toda a disponibilidade de todas $t-1$ classes de custo marginal que antecedem à classe t ; com $a_{i,1} = 0$;

b_t - coeficiente que denota o custo marginal mínimo

- de operação λ_t , da classe t ;
- $g_{i,t}$ - parcela utilizada no mês i , da disponibilidade total da classe de custo marginal t ;
- g_i - parcela de energia do mercado mensal do subsistema que não pode ser suprida com a geração hidroelétrica do subsistema;
- $c_{i,t}$ - coeficiente angular da função de custo marginal da respectiva classe t no mês i ;
- T_i - conjunto de classes de custo marginal no mês i ;
- $G_{i,t}$ - disponibilidade da classe de custo marginal t no mês i .

2.2.4. Variação na Disponibilidade de Geração Térmica

Cada classe de custo marginal de operação, t , possui um custo marginal mínimo de operação, λ_t , e um custo marginal máximo de operação, $\bar{\lambda}_t$, que são imutáveis ao longo do tempo. Pois, se uma usina termoelétrica possui diversas unidades geradoras de mesmas características de potência e combustível, esses valores serão preservados. Dessa maneira, se para uma usina termoelétrica, é programada uma redução em sua disponibilidade, significa que uma ou mais unidades geradoras estarão indisponíveis durante todo o mês ou durante um período menor. Quando há o retorno dessa ou dessas unidades geradoras à operação, esse retorno é definido dentro desses mesmos limites de custo marginal operativo mensal. Muda apenas a disponibilidade média da usina para o mês. Nas Figuras 2.2.4.1 a 2.2.4.3, são apresentadas funções de custos marginais mensais de operação, de uma termoelétrica hipotética, que dispõe de 3 unidades geradoras em

três cenários de disponibilidade. Na Figura 2.2.4.1, as três unidades estão disponíveis o mês todo. Na Figura 2.2.4.2, as três unidades estão disponíveis durante 20 dias, o que tem o mesmo significado de que duas unidades estivessem disponíveis durante todo o mês. Na Figura 2.2.4.3, as três unidades estão disponíveis durante 10 dias, significando o mesmo que apenas uma unidade estivesse disponível durante todo o mês.

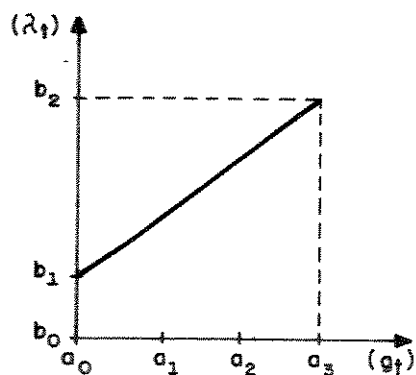


Figura 2.2.4.1

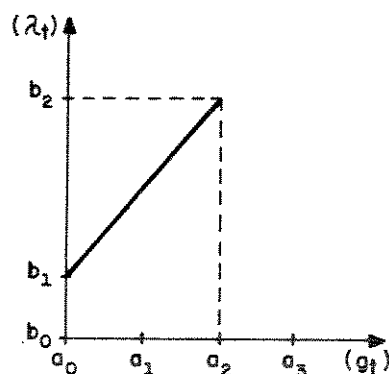


Figura 2.2.4.2

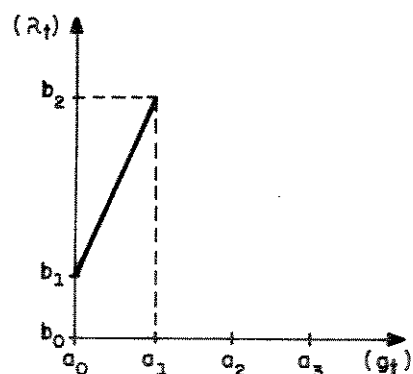


Figura 2.2.4.3

A adoção de funções quadráticas para a representação das funções de custo mensal de operação das termoeletricas seguiu a tendência dominante na literatura internacional. M.E.El-Hawary e G.S.Christensen, definem em [10], coeficientes de quadráticas típicas de termoeletricas. Esses coeficientes estão tabelados por tipo de combustível da termoeletrica e para as capacidades de 50, 200, 400, 600, 800 e 1200 MW, das unidades geradoras.

2.2.5. Custos de Operação das Termoeletricas dos Subistemas

No Plano de Operação 1986 [5], ano objeto de estudos

neste trabalho, as usinas termoelétricas, em cada subsistema, foram grupadas em classes de térmicas. O agrupamento em classes, baseou-se no tipo de combustível e no custo médio de operação previsto para o horizonte de planejamento do referido plano. No relatório SCEN-GTMC-02/86 do GCOI [1], estão relacionados os custos médios de operação das classes de térmicas, em termos de dólares por megawatt-hora (US\$/MWh). Na Tabela 2.2.5.1, é reproduzida parte da tabela desse relatório.

REGIÃO	CLASSE DE TÉRMICA	USINAS DA CLASSE	CUSTO MÉDIO (US\$/MWh)
SUDESTE	I - NUCLEAR	ANGRA DOS REIS	4,80
	II - STA CRUZ (RASf)	STA CRUZ - RASf	17,00
	III - IGARAPÉ (RV)	IGARAPÉ	13,00
	IV - PIRATININGA (RV)	PIRATININGA	23,00
	V - ÓLEO SUDESTE	STA CRUZ	41,10
		IGARAPÉ	41,10
		PIRATININGA	41,10
		CARIOBA	41,10
		R. SILVEIRA	41,10
		S. GONÇALO	41,10
	OUTRAS	41,10	
SUL	I - P. MÉDICI	P. MÉDICI	6,00
		P. MÉDICI B-3	6,00
		P. MÉDICI B-4	6,00
	II - J. LACERDA	J. LACERDA A	10,60
		J. LACERDA B	10,60
		J. LACERDA IV	10,60
	III - OUTRAS CARVÃO	FIGUEIRA	20,00
		CHARQUEADAS	20,00
		S. JERÔNIMO	20,00
	IV - ÓLEO SUL	ALEGRETE	61,00
		NUTEPA	61,00

Tabela 2.2.5.1 - Custos de Operação das Termoelétricas dos Subsistemas Sudeste e Sul [1]

As potências instaladas nessas usinas termoelétricas, em conformidade com o Plano de Operação 1986 [5], são apresentadas na Tabela 2.2.5.2. Essas potências instaladas são agregadas segundo o custo médio de operação formando uma classe de térmica com uma potência instalada agregada.

CLASSE	USINA	UNIDADES	POT. UNITÁRIA INSTALADA (MW)	TOTAL DA CLASSE (MW)
SUDESTE				
I	ANGRA	01	657	657
II	STA CRUZ (RASf)	01 e 02 03 e 04	84 220	608
III	IGARAPÉ (RV)	01	125	125
IV	PIRATININGA (RV)	01 e 02 03 e 04	100 135	470
V	IGARAPÉ	01	125	
	SANTA CRUZ	01 e 02 03 e 04	84 220	
	PIRATININGA	01 e 02 03 e 04	100 135	
	CARIOBA	01 e 02	16	
	DIAMANTINA	01	3	
	SÃO GONÇALO	01	11	
		02	22	
	R. SILVEIRA	01 e 02	16	
	CEB	01 e 02	5	
	CUIABÁ	01 a 05	2,5	
	RONDONÓPOLIS	01 a 03	1	
	CÁCERES	01 e 02	1,25	1331
SUL				
I	P. MÉDICI	01 e 02 03 e 04	63 160	446
II	J. LACERDA A	01 e 02 03 e 04	50 66	
III	J. LACERDA B	05 e 06	125	482
	CHARQUEADAS	01 a 04	18	
	S. JERÔNIMO	01 e 02 03	4 9	
IV	FIGUEIRA	01 a 03	10	119
	ALEGRETE	01 e 02	33	
	NUTEPA	01 a 03	8	
	CELESC + ENERSUL	-	20	110

Tabela 2.2.5.2 - Potência Instalada nas Classes de Térmicas com as Classes II, III e IV do Sudeste, não Concomitantes com as Respectivas Térmicas da Classe V

Tomando por base que o sistema elétrico brasileiro ainda desconsidera variações nos custos marginais de operação das termoelétricas, isto é, que a taxa de consumo de combustível é suposta constante em toda a faixa de geração de uma classe de térmica, supôs-se neste trabalho que os custos de operação definidos, correspondam a uma geração próxima da metade da faixa de geração de cada classe de térmica. Assim sendo, no ponto médio da faixa de operação de cada classe de térmica, os custos médios de operação definidos na Tabela 2.2.5.1, foram considerados como custos marginais de operação nesses respectivos pontos de operação.

2.2.6. Funções Típicas do Custo de Operação Mensal dos Subistemas

O modelamento das funções de custo de operação mensal das classes de térmicas dos subsistemas, baseou-se nas funções típicas de termoelétricas definidas em [10] por M.E.El-Hawary e G.S.Christensen. Essas funções típicas, traduzem o consumo de calor durante a operação contínua das termoelétricas em determinado nível de geração, isto é, expressam como unidade de custo, GJ/hora (gigajoules por hora). No Plano de Operação 1986, o custo médio de operação de cada classe é definido conforme a Tabela 2.2.5.1, sendo expresso em US\$/MWh (dólares por megawatt-hora). Para definir as funções de custo mensal das classes de térmicas para os subsistemas, considerando que o custo de ligação e de operação a vazio estão sendo desprezados, é necessário definir uma função de custo mensal básica que leve em conta apenas a capacidade insta-

lada da classe e o tipo de combustível, isto é, funções do tipo,

$$f_t(g_t) = b_t \cdot g_t + c_t \cdot g_t^2, \quad (2.2.6.1)$$

cujas funções de custos marginais mensais de operação,

$$\frac{d f_t(g_t)}{d g_t} = \lambda_t(g_t) = b_t + 2 \cdot c_t \cdot g_t \quad (2.2.6.2)$$

Os coeficientes b_t e c_t das expressões (2.2.6.1) e (2.2.6.2), foram calculados de forma a preservar a proporcionalidade com os custos marginais horários de operação, máximo, $\bar{\lambda}_t^0$, e mínimo, $\underline{\lambda}_t^0$, das funções de custo de operação horária das unidades térmicas, dadas em [10],

$$f_t^0(g_t^0) = \beta \cdot g_t^0 + \gamma \cdot g_t^{0^2} \quad (2.2.6.3)$$

e de custo marginal horário de operação,

$$\frac{d f_t^0(g_t^0)}{d g_t^0} = \lambda_t^0(g_t^0) = \beta + 2 \cdot \gamma \cdot g_t^0 \quad (2.2.6.4)$$

A expressão (2.2.6.3) é uma expressão reduzida da expressão definida por M.E.El-Hawary e G.S.Christensen [10] que leva em consideração custos adicionais além do custo de consumo de combustível da operação com carga na termoelétrica. Seus resultados são expressos em termos de consumo de calor por hora, isto é, gigajoules por hora (GJ/h). O custo marginal operativo horário é expresso em GJ/MWh. Para expressar a função de custo marginal em termos de dispêndio mensal, basta conhecer o poder calorífico do combustível empregado e seu custo. Como o setor elétrico brasileiro já define os custos de consumo de combustível em termos de US\$/MWh, basta cal-

cular custos marginais mensais de operação máximo, $\bar{\lambda}_t$, e mínimo, $\underline{\lambda}_t$, que mantenham a mesma proporcionalidade existente entre $\bar{\lambda}_t^o$ e $\underline{\lambda}_t^o$, determinados por (2.2.6.4). Para calcular os coeficientes da equação (2.2.6.4), são feitas algumas considerações. Tendo em vista que as características dos combustíveis variam bastante quanto ao seu poder calorífico e que os dados de dispêndios definidos para as termoelétricas, envolvem consumo médio, geração média e montante gerado, foram considerados os custos médios de combustível por megawatt, da Tabela 2.2.5.1, como custos marginais correspondentes à metade da capacidade da unidade geradora. Foram considerados também os resultados de variação do custo marginal operativo horário de operação das funções definidas em [10] e que pelo porte dos grupos geradores definidos na Tabela 2.2.5.2, distribue-se entre 1 e 220 MW, excetuando a usina nuclear de Angra I. Conclue-se que apesar das diferenças de capacidade entre as unidades, a variação entre os custos marginais horários de operação, $\bar{\lambda}_t^o$ e $\underline{\lambda}_t^o$, serão muito próximas, como demonstra a Tabela 2.2.6.1.

TAMANHO DA UNIDADE (MW)	CARVÃO			ÓLEO		
	$\underline{\lambda}^o$	$\bar{\lambda}^o$	$\Delta\lambda$ (%)	$\underline{\lambda}^o$	$\bar{\lambda}^o$	$\Delta\lambda$ (%)
50	10,06	11,09	10,24	10,47	11,63	11,08
200	8,67	9,59	10,61	9,04	9,99	10,53
400	8,14	9,34	14,74	8,52	9,72	14,08
600	8,28	9,92	7,68	8,65	9,32	7,77
800	7,48	9,06	21,18	7,74	9,45	22,12
1200	7,47	9,08	21,53	7,72	9,45	22,38

Tabela 2.2.6.1 - Variação entre os Custos Marginais Operativos Horários Máximos e Mínimos de Unidades Termoelétricas [10]

Dessa maneira, para cada classe de térmica escolheu-se a unidade geradora mais representativa da classe representando a capacidade instalada básica da classe de térmica, g_t^0 . Adotando como limite mínimo para g_t^0 , 50 MW, e para limite máximo, 1200 MW. Com os valores g_t^0 de cada classe de térmica t , interpola-se linearmente com a potência unitária instalada, o logaritmo dos coeficientes β e γ tabelados em [10]. Os resultados estão descritos na Tabela 2.2.6.2.

CLASSES	g_t^0	β ou λ_t^0	γ	$\bar{\lambda}_t^0$	$\Delta\lambda_t^0$ (%)
SUDESTE					
I	657	-	-	-	-
II	220	8,99	2,27E-3	9,99	11,12
III	125	9,73	5,25E-3	11,04	13,50
IV	135	9,63	4,73E-3	10,91	13,25
V	220	8,99	2,27E-3	9,99	11,13
SUL					
I	160	9,02	3,43E-3	10,12	12,17
II	66	9,90	8,78E-3	11,06	11,70
III	50	10,06	1,03E-2	11,09	10,24
IV	50	10,47	1,16E-2	11,63	11,08

Tabela 2.2.6.2 - Parâmetros das Funções Básicas de Custo de Operação Horária das Classes de Térmica em Termos de Consumo de Calor

Como já foi mencionado, para traduzir esses coeficientes que expressam taxas horárias de consumo de calor para custos mensais, basta projetar os custos marginais $\bar{\lambda}_t^0$ e λ_t^0 em horizonte mensal levando em conta o custo do combustível e seu poder calorífico. Como o custo médio do combustível por megawatt-hora é definido pelo sistema elétrico para cada classe de térmica, fica implícito

o poder calorífico do combustível. Utilizando-se um mês médio anual como contendo 730,5 horas, o custo marginal mensal correspondente à metade da capacidade da térmica, λ_t^m , pode ser definido como:

$$\lambda_t^m = \text{CUSTO MÉDIO} \times 730,5 \quad (2.2.6.5)$$

Os valores extremos do custo marginal mensal, podem ser calculados de forma a preservar a variação $\Delta\lambda_t^o$, da Tabela 2.2.6.2, conforme as expressões (2.2.6.6) e (2.2.6.7)

$$\underline{\lambda}_t = \frac{2 \lambda_t^m}{2 + \Delta\lambda_t^o} \quad (2.2.6.6)$$

$$\bar{\lambda}_t = \underline{\lambda}_t (1 + \Delta\lambda_t^o) \quad (2.2.6.7)$$

Conhecidos os valores dos custos marginais mensais de operação $\underline{\lambda}_t$ e $\bar{\lambda}_t$, mínimo e máximo respectivamente, os coeficientes c_t de variação do custo marginal, para cada classe de térmica podem ser obtidas pela expressão (2.2.6.8),

$$c_t = \frac{\bar{\lambda}_t - \underline{\lambda}_t}{2 \cdot G_t} \quad (2.2.6.8)$$

onde G_t é a capacidade instalada da classe de térmica relacionada na Tabela 2.2.6.3.

CLASSE	G_t	λ_t^m	λ_t ou b_t	$\bar{\lambda}_t$	c_t
SUDESTE					
I	657	3.506,40	3.506,40	3.506,40	0,0000
II	608	12.418,50	11.764,19	13.072,81	1,0762
III	125	13.149,00	12.317,40	13.980,60	6,6528
IV	470	16.801,50	15.757,49	17.845,51	2,2213
V	1331	30.023,55	28.441,05	31.606,05	1,1890
SUL					
I	446	4.383,00	4.131,61	4.634,39	0,5637
II	482	7.743,30	7.315,29	8.171,31	0,8880
III	119	14.610,00	13.898,50	15.321,50	5,9790
IV	110	44.560,50	42.221,58	46.899,42	21,2629

Tabela 2.2.6.3 - Parâmetros das Funções Características de Custo Operativo Mensal das Classes de Térmicas

2.2.7. Funções Características do Custo Operativo Mensal, por Classes de Custo Marginal dos Subsistemas

A partir dos parâmetros das funções características de custo operativo mensal das classes de térmica, define-se as funções agregadas características do custo operativo mensal e do custo marginal operativo mensal. Aplicando a metodologia apresentada anteriormente no item 2.2.2, obtêm-se seis classes de custo marginal de geração térmica para o subsistema Sudeste e quatro classes para o subsistema Sul. Compreendendo-se por classe de custo marginal, as parcelas de geração agregada que pertencem a mesma faixa de variação de custos marginais, isto é, com os mesmos valores máximos e mínimos de custo marginal operativo mensal. Adicionalmente, incluiu-se o déficit de energia como uma classe de custo marginal, tendo sido adotada a forma quadrática para repre-

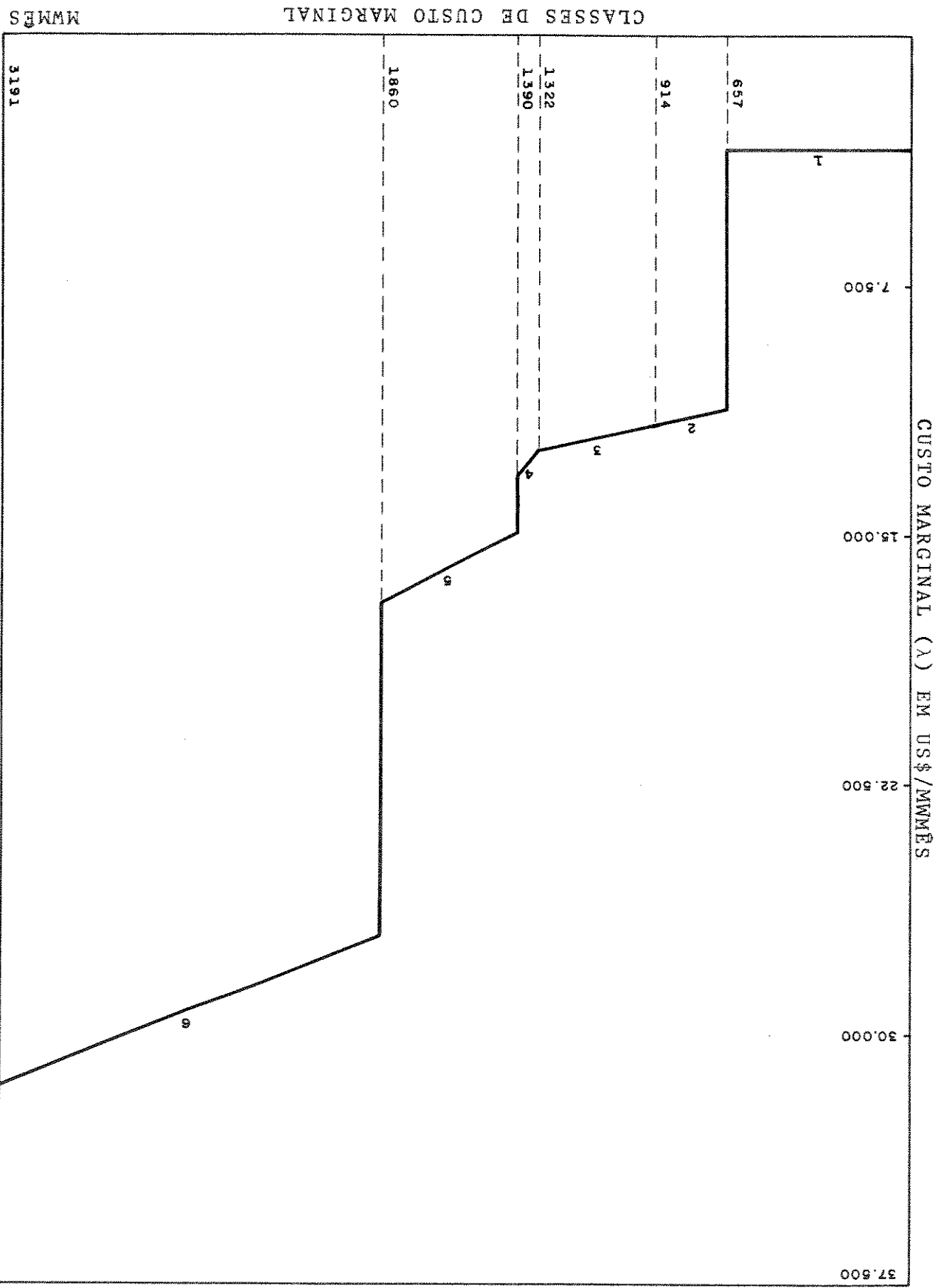
sentação do custo mensal de déficit. Outro aspecto relevante nas considerações, é que durante o último período seco dos dois subsistemas, 1985 e 1986, para o Sul, 1986 para o Sudeste, houve racionamento de energia elétrica no Sul, no período de 15 de janeiro a 19 de abril de 1986, sendo que todas as termoelétricas disponíveis do sistema interligado foram acionadas ao máximo de sua geração. Demonstrou-se na prática que o déficit ou racionamento, é aplicado após esgotados os recursos de geração disponíveis. Por isso, assumiu-se que o mínimo custo marginal mensal do déficit é igual ao máximo custo marginal mensal de operação da termoelétrica mais cara do sistema interligado. Analogamente à definição das funções de custo mensal de operação das termoelétricas, o custo médio do déficit, definido para o Plano de Operação [11], de 360,90 US\$/MWh, considerado como o custo marginal correspondente à metade da carga dos subsistemas que não pode ser atendida com, apenas, a disponibilidade termoelétrica respectiva. Este custo de déficit estabelecido, não é um custo real, mas sim uma penalização utilizada para o déficit na metodologia do Plano de Operação [11]. Um valor de tal magnitude para o déficit energético, acarreta em custos elevadíssimos e irreais para o custo operativo plurianual dos subsistemas, perante uma política inicial de operação a fio d'água para as hidroelétricas levada a efeito no Capítulo IV desta tese.

CLASSE	G_j (MW)	b_j ou λ_j	$\bar{\lambda}_j$	c_j	a_j
SUDESTE					
I	657	3.506,40	3.506,40	0,0000	0,0000E+0
II	257	11.764,19	12.317,40	1,0762	2,3037E+6
III	408	12.317,40	13.072,81	0,9257	5,3982E+6
IV	68	13.072,81	13.980,60	6,6528	1,0578E+7
V	470	15.757,49	17.845,51	2,2213	1,1497E+7
VI	1331	28.441,10	31.606,10	1,1890	1,9394E+7
VII	VARIÁVEL COM A CARGA	46.899,42	480.374,58	VARIÁVEL COM A CARGA	5,9356E+7
SUL					
I	446	4.131,61	4.634,39	0,5637	0,0000E+0
II	482	7.315,29	8.171,31	0,8880	1,9548E+6
III	119	13.898,50	15.321,50	5,9790	5,6871E+6
IV	110	42.221,58	46.899,42	21,2629	7,4257E+6
V	VARIÁVEL COM A CARGA	46.899,42	480.374,58	VARIÁVEL COM A CARGA	1,2327E+7

Tabela 2.2.7.1 - Parâmetros das Funções Características de Custo Operativo Mensal das Classes de Custo Marginal Operativo Mensal

As funções características de custo operativo mensal e de custo marginal operativo mensal, são funções definidas para a capacidade total instalada G_t em cada classe de térmica t , conseqüentemente para a capacidade total instalada G_j , em cada classe de custo marginal j , conforme a Tabela 2.2.7.1. Nas Figuras 2.2.7.1 a 2.2.7.4, são representadas graficamente as funções características dos dois subsistemas.

Figura 2.2.7.1 - Custos Marginais Característicos do Sudeste, por Classe de Custo Marginal (Excluindo o Deficit)



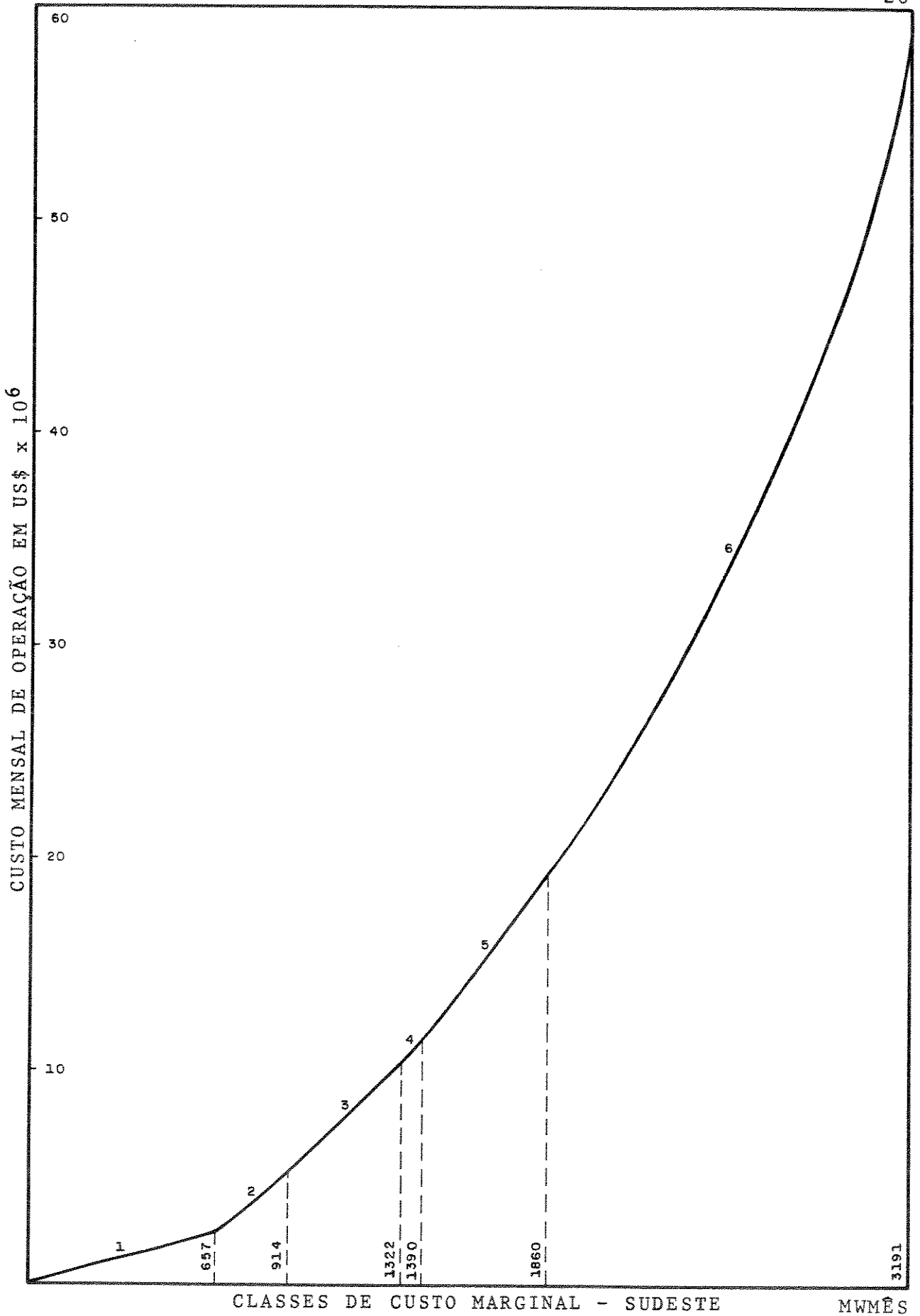


Figura 2.2.7.2 - Representação Gráfica da Função Característica de Custo Mensal de Operação para o Subsistema Sudeste (Excluindo o Déficit), sendo que as Curvas 2 a 6 são Segmentos de Parábola

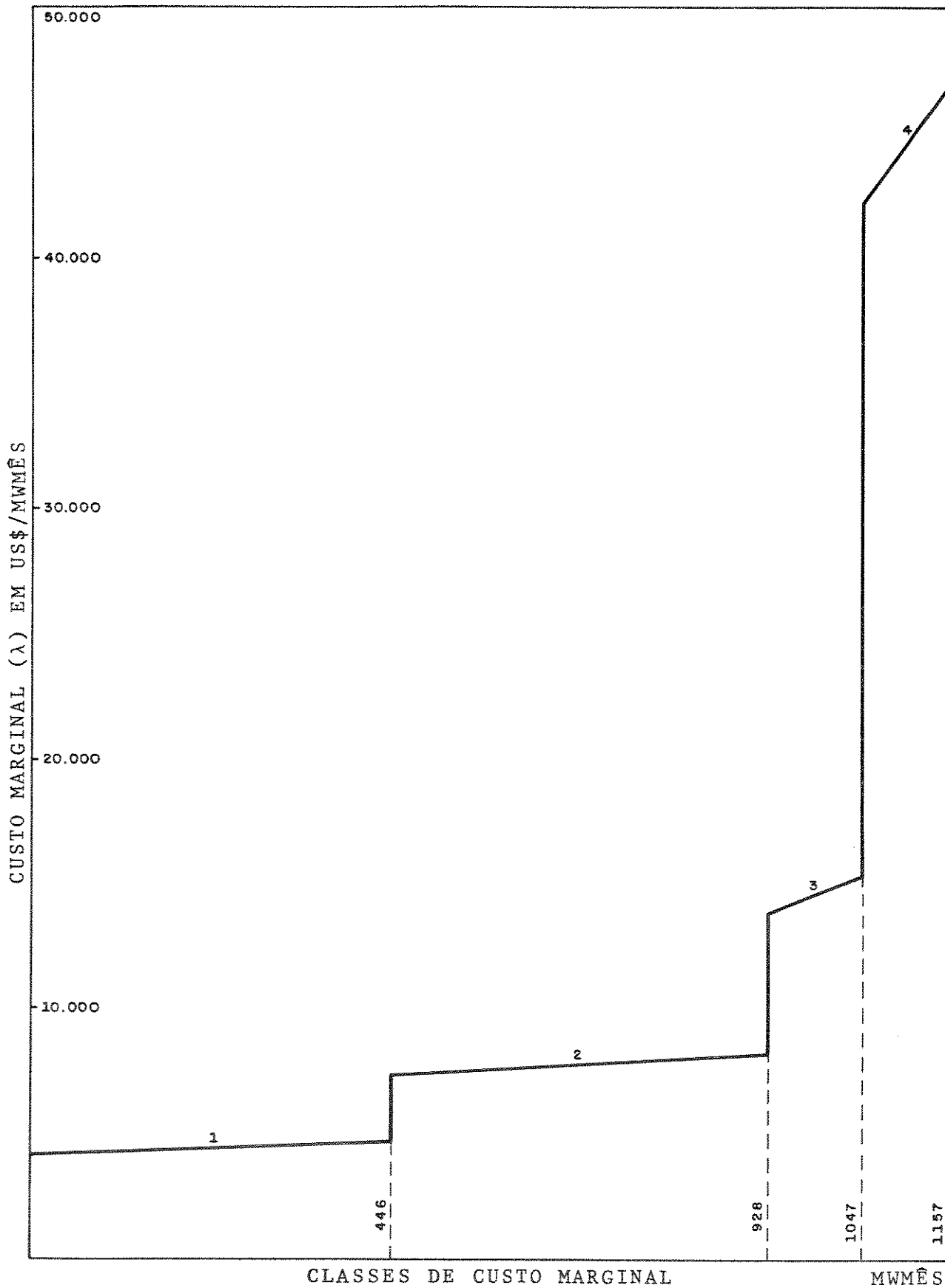


Figura 2.2.7.3 - Custos Marginais Característicos do Sul, por Classe de Custo Marginal (Excluindo o Déficit)

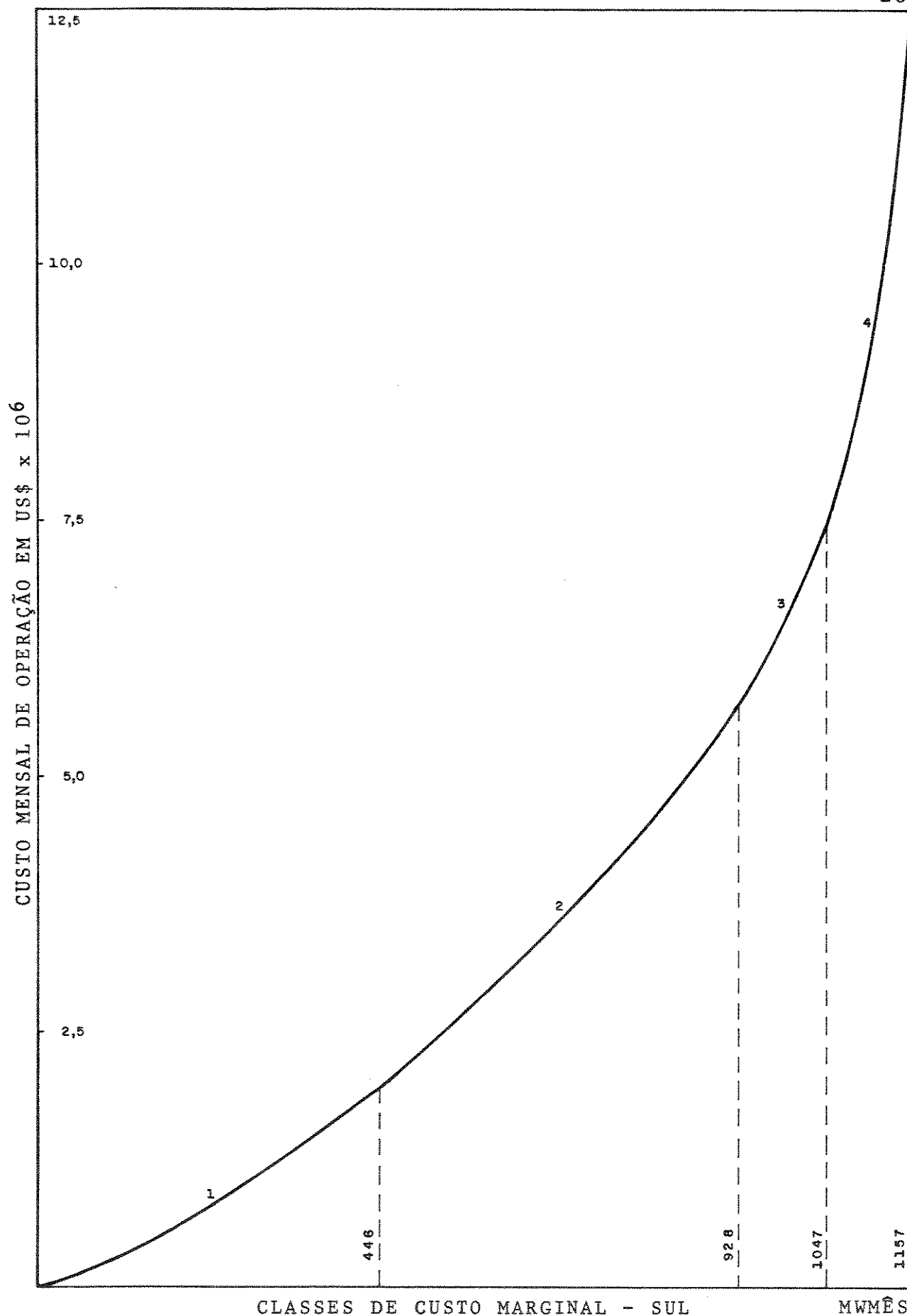


Figura 2.2.7.4 - Representação Gráfica da Função Característica de Custo Mensal de Operação para o Subsistema Sul (Excluindo o Déficit), sendo que as Curvas são Segmentos de Parábola

2.2.8. Funções de Custo de Operação Mensal dos Subsistemas

A cada mês, variam as disponibilidades de cada classe de térmica, G_t , em decorrência, variam as capacidades das classes de custo marginal, G_j . Dessa forma, também variam mensalmente os coeficientes de variação do custo marginal, c_j . Isto, levando em conta o que foi exposto no item 2.2.2.

$$G_j = \sum_T G'_t, \text{ com } t \in T \text{ e } j \in J, \quad (2.2.8.1)$$

$$G_{i,j} = \sum_T \left(\frac{G'_t}{G_t} \cdot G_{i,t} \right), \text{ com } i \in I, j \in J \text{ e } t \in T, \quad (2.2.8.2)$$

$$c_{i,j} = \frac{\bar{\lambda}_j - \lambda_j}{2 \cdot G_{i,j}} \quad (2.2.8.3)$$

onde:

G_j - capacidade instalada na j -ésima classe de custo marginal;

T - conjunto de classes de térmica que têm participação na j -ésima classe de custo marginal;

G'_t - parcela da capacidade instalada da t -ésima classe de térmica com os mesmos valores extremos de custo marginal λ_j e $\bar{\lambda}_j$;

J - conjunto de classes de custo marginal do subsistema;

$G_{i,j}$ - disponibilidade de geração na j -ésima classe de custo marginal no i -ésimo mês;

G_t - capacidade instalada na t -ésima classe de térmica;

$G_{i,t}$ - disponibilidade de geração na t -ésima classe de térmica, no i -ésimo mês;

- $c_{i,j}$ - coeficiente de variação da j -ésima classe de custo marginal, no i -ésimo mês;
- I - horizonte de planejamento discretizado mensalmente.

As disponibilidades mensais das termoelétricas, dos subsistemas agregadas em classes de térmicas, foi aplicada a metodologia descrita de agregação da disponibilidade de geração em classes de custo marginal. As disponibilidades das classes de térmica, são relacionadas nas Tabelas 2.2.8.1 e 2.2.8.2. As disponibilidades de geração nas classes de custo marginal, são relacionadas nas Tabelas 2.2.8.2 e 2.2.8.3.

ANO MES	CLASSE I					CLASSE II					CLASSE III					CLASSE IV					CLASSE V				
	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90
JAN	0	526	526	526	526	0	560	560	560	560	0	112	112	112	112	0	330	330	330	363	1069	1102	67	67	67
FEV	0	526	526	526	526	0	516	560	560	560	0	112	112	112	112	0	329	329	343	343	1072	1087	67	67	67
MAR	0	0	526	526	526	0	524	560	560	560	0	112	112	112	112	0	456	456	456	456	1098	1207	79	79	79
ABR	0	280	526	526	526	0	560	560	498	560	0	112	112	112	112	0	456	456	456	456	1146	647	79	79	79
MAI	526	526	526	526	526	0	560	560	542	560	0	112	112	112	112	0	456	456	456	456	1207	647	79	79	79
JUN	526	526	0	526	526	0	560	560	560	560	0	112	112	112	112	0	456	456	456	456	1206	79	79	79	73
JUL	526	526	280	526	526	0	560	560	464	560	0	112	112	112	112	0	456	456	456	456	1196	79	79	77	79
AGO	526	526	526	526	526	0	560	560	464	560	0	112	112	112	112	0	456	456	456	456	1150	64	72	74	74
SET	526	526	526	0	526	0	560	560	560	560	0	112	112	112	112	0	456	456	456	456	1185	79	75	76	79
OUT	526	526	526	280	526	0	560	560	560	560	0	112	112	112	112	0	403	403	407	456	1207	79	79	73	79
NOV	526	526	526	526	526	0	560	560	560	560	0	112	112	112	112	0	360	359	340	456	1098	79	79	79	79
DEZ	526	526	526	526	526	0	560	560	560	560	0	112	112	112	112	0	325	325	357	456	1110	79	79	79	79

Tabela 2.2.8.1.1 - Disponibilidade de Geração nas Classes de Térmicas do Subsistema Sudeste [5] (em MWMES)

ANO MES	CLASSE I (1)					CLASSE II (2)					CLASSE III (3)					CLASSE IV (4)				
	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90
JAN	107	243	379	379	379	409	409	409	409	409	99	70	99	85	99	75	75	75	75	75
FEV	107	243	379	379	379	409	409	409	409	409	99	70	99	85	91	75	75	75	75	75
MAR	107	243	379	379	379	409	303	303	303	409	70	70	74	69	99	75	75	75	75	75
ABR	54	189	326	326	326	409	409	303	303	409	70	70	69	99	99	75	75	75	75	75
MAI	107	243	379	379	379	409	409	303	303	409	70	62	69	91	99	75	75	75	75	75
JUN	107	379	379	379	379	409	409	409	409	303	70	62	69	91	99	75	75	75	75	75
JUL	54	326	326	326	326	303	353	353	409	409	45	62	91	91	99	75	75	75	75	75
AGO	107	379	379	379	379	409	409	353	353	409	70	62	99	91	91	75	75	75	75	75
SET	107	243	243	243	243	367	367	353	409	353	70	70	99	99	99	75	75	75	75	75
OUT	54	326	326	326	326	367	367	409	409	409	70	70	85	99	85	75	75	75	75	75
NOV	107	379	243	243	243	367	367	367	367	367	70	56	99	99	99	75	75	75	75	75
DEZ	107	379	379	379	379	409	409	409	409	409	70	70	99	99	99	75	75	75	75	75

Tabela 2.2.8.2 - Disponibilidades de Geração nas Classes de Térmica (nas Classes de Custo Marginal) do Subsistema Sul [5] (em MWMS)

ANO MÊS	CLASSE 1					CLASSE 2					CLASSE 3				
	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90
JAN	0	526	526	526	526	0	0	237	237	237	0	0	374	374	374
FEV	0	526	526	526	526	0	0	218	237	237	0	0	349	374	374
MAR	0	0	526	526	526	0	0	222	237	237	0	0	353	374	374
ABR	0	280	526	526	526	0	0	237	237	211	0	0	374	374	338
MAI	526	526	526	526	526	0	0	237	237	229	0	0	374	374	364
JUN	526	526	0	526	526	0	0	237	237	237	0	374	374	374	374
JUL	526	526	280	526	526	0	237	237	196	237	0	374	374	319	374
AGO	526	526	526	526	526	0	237	237	196	237	0	374	374	319	374
SET	526	526	526	0	526	0	237	237	237	237	0	374	374	374	374
OUT	526	526	526	280	526	0	237	237	237	237	0	374	374	374	374
NOV	526	526	526	526	526	0	237	237	237	237	0	374	374	374	374
DEZ	526	526	526	526	526	0	237	237	237	237	0	374	374	374	374

	CLASSE 4					CLASSE 5					CLASSE 6				
JAN	0	0	61	61	61	0	0	330	330	363	1069	1102	67	67	67
FEV	0	0	61	61	61	0	0	329	329	343	1072	1087	67	67	67
MAR	0	0	61	61	61	0	0	456	456	456	1098	1207	79	79	79
ABR	0	0	61	61	61	0	0	456	456	456	1146	647	79	79	79
MAI	0	0	61	61	61	0	0	456	456	456	1207	647	79	79	79
JUN	0	0	61	61	61	0	0	456	456	456	1206	79	79	79	73
JUL	0	61	61	61	61	0	456	456	456	456	1196	79	79	77	79
AGO	0	61	61	61	61	0	456	456	456	456	1150	64	72	74	74
SET	0	61	61	61	61	0	456	456	456	456	1185	79	75	76	79
OUT	0	61	61	61	61	0	403	403	407	456	1207	79	79	73	79
NOV	0	61	61	61	61	0	360	359	340	456	1098	79	79	79	79
DEZ	0	61	61	61	61	0	325	325	357	456	1110	79	79	79	79

Tabela 2.2.8.3 - Disponibilidade de Geração nas Classes de Custo Marginal do Subsistema Sudeste [5] (em MWMES)

Na Tabela 2.2.8.2, referente ao subsistema Sul, a passagem de classes de térmica para classes de custo marginal, não apresentou modificações porque os custos das termoelétricas estão definidos em patamares bastante distanciados o que não permite a interação de duas classes de térmica em adicionais classes de custo marginal, como foi demonstrado na Figura 2.2.7.3.

Na definição das disponibilidades de geração térmica, relacionadas nas Tabelas 2.2.8.1 a 2.2.8.3, levou-se em consideração o cronograma de manutenções e o fator de capacidade das unidades geradoras definidas pelo Plano de Operação 1986 [5].

Conhecidos os valores extremos do custo marginal de cada classe de custos marginais, Tabela 2.2.6.3, as disponibilidades de geração nas classes, Tabelas 2.2.8.1 e 2.2.8.2 e também, a carga própria dos subsistemas, Tabela 2.2.8.4, são calculados os coeficientes de variação de custo marginal, $c_{i,j}$, para todas as classes de custo marginal, inclusive o déficit energético ou não suprimento energético à carga.

ANO MÊS	SUDESTE					SUL				
	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90
JAN	13.437	15.649	16.359	17.436	18.494	3.053	3.405	3.685	3.995	4.338
FEV	13.831	16.161	16.974	18.066	18.860	3.185	3.556	3.773	4.176	4.535
MAR	13.836	16.389	17.206	18.235	18.994	3.204	3.570	3.863	4.191	4.549
ABR	13.844	15.930	17.069	17.811	18.746	3.059	3.410	3.692	4.005	4.346
MAI	14.048	16.557	17.384	18.310	19.292	3.108	3.464	3.750	4.067	4.413
JUN	14.186	16.575	17.564	18.447	19.349	3.070	3.424	3.708	4.022	4.364
JUL	14.310	16.777	17.439	18.362	19.319	3.052	3.403	3.685	3.997	4.336
AGO	14.344	16.741	17.609	18.535	19.574	3.055	3.405	3.688	4.000	4.341
SET	14.406	16.853	17.630	18.493	19.340	3.042	3.391	3.673	3.984	4.322
OUT	14.564	16.771	17.518	18.377	19.530	3.056	3.407	3.690	4.001	4.342
NOV	14.543	17.017	17.846	18.755	19.699	3.099	3.454	3.741	4.060	4.405
DEZ	14.171	16.172	17.379	18.270	18.895	3.080	3.431	3.715	4.030	4.374

Tabela 2.2.8.4 - Carga Própria dos Subsistemas Sudeste e Sul [5] (em MWMÊS)

Neste trabalho, na análise do déficit hidráulico, contemplou-se apenas a carga que é atendida pelas hidroelétricas que têm alguma expressão no sistema, isto é, a carga resultante do prévio abatimento da geração das termoelétricas, das pequenas hidroelétricas e das usinas submotorizadas. Na Tabela 2.2.3.5, estão relacionadas as energias das pequenas hidroelétricas dos dois subsistemas. Na Tabela 2.2.8.6, a energia das usinas submotorizadas dos subsistemas, sendo que para o subsistema Sul, entra apenas a parcela da energia da hidroelétrica de Itaipu referente ao Sul e, para o subsistema Sudeste, considerou-se a sua parcela de energia de Itaipu e a energia que a

usina de Ilha Solteira tem com a entrada em operação do canal de Três Irmãos que liga o rio Tietê ao rio Paranã. As outras usinas que sofrem motorização durante o horizonte de planejamento serão introduzidas na configuração hidráulica dinâmica.

Sul	215
Sudeste	237

Tabela 2.2.8.5 - Energia das Pequenas Hidroelétricas no Horizonte do Plano de Operação [5]
(em MWMÊS)

ANO MÊS	SUDESTE					SUL				
	86	87	88	89	90	86	87	88	89	90
JAN	1399	1884	3850	5418	6821	275	371	759	1047	1324
FEV	1399	1884	3850	5418	6811	275	371	759	1047	1322
MAR	1399	2379	3850	5418	6811	275	468	759	1047	1322
ABR	1399	2379	3850	5959	6811	275	468	759	1142	1322
MAI	1399	2379	4338	5959	6811	275	468	854	1142	1322
JUN	1884	2869	4338	5959	6811	371	564	854	1142	1322
JUL	1884	2869	4338	5959	6811	371	564	854	1142	1322
AGO	1884	3359	4338	6454	6811	371	662	951	1242	1322
SET	1884	3359	4827	6454	6811	371	662	951	1242	1322
OUT	1884	3850	4827	6454	6811	371	759	951	1242	1322
NOV	1884	3850	4827	6454	6811	371	759	951	1242	1322
DEZ	1884	3850	5318	6864	6811	371	759	1047	1322	1322

Tabela 2.2.8.6 - Energia das Usinas Submotorizadas dos Subsistemas [5] (em MWMÊS)

Nas Tabelas 2.2.8.7 a 2.2.8.18, estão tabelados os coeficientes $c_{i,j}$ da expressão (2.2.8.3). Os coeficientes referentes às funções de não suprimento à carga, isto é, carga própria do subsistema reduzida da respectiva disponibilidade termoelétrica, da energia das pequenas hidroelétricas e da energia das usinas submotorizadas, estão tabelados nas Tabelas 2.2.8.11 e 2.2.8.18 para o Sul e para o Sudeste, respectivamente.

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 1

ANO =	1		2		3		4		5	
MES	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1
1	0.	2.3494392	0.	1.0345267	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981
2	0.	2.3494392	0.	1.0345267	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981
3	0.	2.3494392	0.	1.0345267	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981
4	0.	4.6553703	0.	1.3301058	0.	0.7711350	0.	0.7711350	0.	0.7711350
5	0.	2.3494392	0.	1.0345267	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981
6	0.	2.3494392	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981
7	0.	4.6553703	0.	0.7711350	0.	0.7711350	0.	0.7711350	0.	0.7711350
8	0.	2.3494392	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981
9	0.	2.3494392	0.	1.0345267	0.	1.0345267	0.	1.0345267	0.	1.0345267
10	0.	4.6553703	0.	0.7711350	0.	0.7711350	0.	0.7711350	0.	0.7711350
11	0.	2.3494392	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	1.0345267	0.	1.0345267
12	0.	2.3494392	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981	0.	0.6632981

Tabela 2.2.8.7 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 1 de Custos Marginais do Subsistema Sul

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 2

ANO =	1		2		3		4		5	
MES	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1
1	468981.	1.0464792	1065069.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792
2	468981.	1.0464792	1065069.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792
3	468981.	1.0464792	1065069.	1.4125743	1661157.	1.4125743	1661157.	1.4125743	1661157.	1.0464792
4	236682.	1.0464792	828387.	1.0464792	1428858.	1.4125743	1428858.	1.4125743	1428858.	1.0464792
5	468981.	1.0464792	1065069.	1.0464792	1661157.	1.4125743	1661157.	1.4125743	1661157.	1.0464792
6	468981.	1.0464792	1065069.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.4125743
7	236682.	1.4125743	1428858.	1.2124929	1428858.	1.2124929	1428858.	1.0464792	1428858.	1.0464792
8	468981.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.2124929	1661157.	1.2124929	1661157.	1.0464792
9	468981.	1.1662398	1065069.	1.1662398	1065069.	1.2124929	1065069.	1.0464792	1065069.	1.2124929
10	236682.	1.1662398	1428858.	1.1662398	1428858.	1.0464792	1428858.	1.0464792	1428858.	1.0464792
11	468981.	1.1662398	1661157.	1.1662398	1065069.	1.1662398	1065069.	1.1662398	1065069.	1.1662398
12	468981.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792	1661157.	1.0464792

Tabela 2.2.8.8 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 2 de Custos Marginais do Subsistema Sul

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 3

ANO =	1	2	3	4	5			
MES	A1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	
1	3635991.	4232079.	10.1642857	4828167.	7.1868687	8.3705882	4828167.	7.1868687
2	3635991.	4232079.	10.1642857	4828167.	7.1868687	8.3705882	4828167.	7.1868687
3	3635991.	3411289.	10.1642857	4007377.	9.6148649	10.3115942	4828167.	7.1868687
4	3403692.	3995397.	10.1642857	3775078.	10.3115942	7.1868687	4595868.	7.1868687
5	3635991.	4232079.	11.4758065	4007377.	10.3115942	7.1868687	4828167.	7.1868687
6	3635991.	4828167.	11.4758065	4828167.	7.1868687	7.8186813	4007377.	10.3115942
7	2562902.	4162243.	11.4758065	4162243.	7.8186813	4595868.	4595868.	7.1868687
8	3635991.	4828167.	11.4758065	4394542.	7.1868687	7.8186813	4828167.	7.8186813
9	3310772.	3906860.	10.1642857	3798454.	7.1868687	7.1868687	3798454.	7.1868687
10	3078473.	4270649.	10.1642857	4595868.	8.3705882	7.1868687	4595868.	8.3705882
11	3310772.	4502948.	12.7053571	3906860.	7.1868687	7.1868687	3906860.	7.1868687
12	3635991.	4828167.	10.1642857	4828167.	7.1868687	7.1868687	4828167.	7.1868687

Tabela 2.2.8.9 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 3 de Custos Marginais do Subsistema Sul

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 4

ANO =	1	2	3	4	5				
MES	A1	A1	C1	A1	C1	A1	C1		
1	5082381.	5254779.	31.1856000	6274557.	31.1856000	6070017.	31.1856000	6274557.	31.1856000
2	5082381.	5254779.	31.1856000	6274557.	31.1856000	6070017.	31.1856000	6157677.	31.1856000
3	4658691.	4433989.	31.1856000	5088517.	31.1856000	5015467.	31.1856000	6274557.	31.1856000
4	4426392.	5018097.	31.1856000	4783168.	31.1856000	5221468.	31.1856000	6042258.	31.1856000
5	4658691.	5137899.	31.1856000	5015467.	31.1856000	5336887.	31.1856000	6274557.	31.1856000
6	4658691.	5733987.	31.1856000	6274557.	31.1856000	6157677.	31.1856000	5015467.	31.1856000
7	3240352.	5068063.	31.1856000	5491753.	31.1856000	5925378.	31.1856000	6042258.	31.1856000
8	4658691.	5733987.	31.1856000	5840932.	31.1856000	5724052.	31.1856000	6157677.	31.1856000
9	4333472.	4929560.	31.1856000	5244844.	31.1856000	5678469.	31.1856000	5244844.	31.1856000
10	4101173.	5293349.	31.1856000	5837718.	31.1856000	6042258.	31.1856000	5837718.	31.1856000
11	4333472.	5321108.	31.1856000	5353250.	31.1856000	5353250.	31.1856000	5353250.	31.1856000
12	4658691.	5850867.	31.1856000	6274557.	31.1856000	6274557.	31.1856000	6274557.	31.1856000

Tabela 2.2.8.10 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 4 de Custos Marginais do Subsistema Sul

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 5

ANO =	1		2		3		4		5	
	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1
MES										
1	8424418.	100.9020391	8596816.	90.5714919	9616594.	86.4184928	9412054.	76.5316314	9616594.	78.4712455
2	8424418.	95.0603421	8596816.	85.1955896	9616594.	83.4890524	9412054.	71.9341454	9499714.	90.3826439
3	8000728.	93.1003351	7776026.	81.3579505	8430554.	76.9391480	8357504.	68.8055810	9616594.	90.1570632
4	7768429.	96.9309392	8360134.	88.3921615	8125205.	80.1544305	8563505.	72.5602879	9384295.	76.6669897
5	8000728.	97.1046505	8479936.	88.1047073	8357504.	80.0064895	8678924.	88.1405368	9616594.	95.5633069
6	8000728.	98.7864995	9076024.	94.8938616	9616594.	85.6331806	9499714.	75.9683070	8357504.	74.0223975
7	6582389.	91.8379576	8410100.	91.3733474	8833790.	82.5666971	9267415.	92.7814983	9384295.	87.6415609
8	8000728.	99.4665351	9076024.	95.6898808	9182969.	84.4322478	9066089.	92.7021300	9499714.	89.0824414
9	7675510.	98.1601359	8271598.	89.5239901	8586881.	80.6315402	9020506.	90.5336591	8586881.	83.4247806
10	7443211.	95.2692659	8635387.	92.0720391	9179755.	84.0068140	9384295.	93.1003351	9179755.	86.9384597
11	7675510.	95.6898808	8663146.	91.7601948	8695288.	79.0436105	8695288.	86.2808838	8695288.	101.6592777
12	8000728.	98.3382849	9192904.	94.9354271	9616594.	85.3969976	9616594.	123.4971966	9616594.	130.9592628

Tabela 2.2.8.11 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 5 de Custo de Déficit do Subsistema Sul

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 1

ANO =	1		2		3		4		5	
	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1
MES 1	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 2	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 3	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 4	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 5	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 6	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 7	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 8	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 9	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 10	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 11	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0
MES 12	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0	0.	0.0

Tabela 2.2.8.12 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 1 de Custos Marginais do Subsistema Sudeste

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 2

ANO =	1		2		3		4		5	
	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1
MES 1	0.	0.0	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107
MES 2	0.	0.0	1844366.	0.0	1844366.	1.2680426	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107
MES 3	0.	0.0	0.	0.0	1844366.	1.2486832	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107
MES 4	0.	0.0	981792.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.3138755
MES 5	1844366.	0.0	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.2072140
MES 6	1844366.	0.0	1844366.	0.0	0.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107
MES 7	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	981792.	1.1684107	1844366.	1.4101509	1844366.	1.1684107
MES 8	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.4101509	1844366.	1.1684107
MES 9	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	0.	1.1684107	1844366.	1.1684107
MES 10	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	981792.	1.1684107	1844366.	1.1684107
MES 11	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107
MES 12	1844366.	0.0	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107	1844366.	1.1684107

Tabela 2.2.8.13 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 2 de Custo Marginal do Subsistema Sudeste

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 3

ANO =	1		2		3		4		5	
	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1
MES										
1	0.	0.0	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468
2	0.	0.0	1844366.	0.0	4470890.	1.0830750	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468
3	0.	0.0	0.	0.0	4511612.	1.0689200	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468
4	0.	0.0	981792.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4379267.	1.1163366
5	1844366.	0.0	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4603235.	1.0383854
6	1844366.	0.0	1844366.	0.0	2850491.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468
7	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	3832283.	1.0095468	4206202.	1.1850812	4694858.	1.0095468
8	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4206202.	1.1850812	4694858.	1.0095468
9	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	2850491.	1.0095468	4694858.	1.0095468
10	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	3832283.	1.0095468	4694858.	1.0095468
11	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468
12	1844366.	0.0	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468	4694858.	1.0095468

Tabela 2.2.8.14 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 3 de Custo Marginal do Subsistema Sudeste

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 4

ANO =	1		2		3		4		5	
	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1	A1	C1
MES										
1	0.	0.0	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000
2	0.	0.0	1844366.	0.0	8898104.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000
3	0.	0.0	0.	0.0	8997452.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000
4	0.	0.0	981792.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	8674571.	7.4250000
5	1844366.	0.0	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9220985.	7.4250000
6	1844366.	0.0	1844366.	0.0	7600152.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000
7	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	8581944.	7.4250000	8252342.	7.4250000	9444518.	7.4250000
8	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	8252342.	7.4250000	9444518.	7.4250000
9	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	7600152.	7.4250000	9444518.	7.4250000
10	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	8581944.	7.4250000	9444518.	7.4250000
11	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000
12	1844366.	0.0	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000	9444518.	7.4250000

Tabela 2.2.8.15 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 4 de Custo Marginal do Subsistema Sudeste

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 5

ANO =	1	2	3	4	5			
MES	A1	A1	A1	A1	A1			
1	0.0	1844366.	0.0	10271414.	3.1636667	10271414.	10271414.	2.8760606
2	0.0	1844366.	0.0	9725000.	3.1732827	10271414.	10271414.	3.0437609
3	0.0	0.	0.0	9824348.	2.2894956	10271414.	10271414.	2.2894956
4	0.0	981792.	0.0	10271414.	2.2894956	10271414.	9501467.	2.2894956
5	1844366.	1844366.	0.0	10271414.	2.2894956	10271414.	10047881.	2.2894956
6	1844366.	1844366.	0.0	8427048.	2.2894956	10271414.	10271414.	2.2894956
7	1844366.	10271414.	2.2894956	9408840.	2.2894956	9079238.	10271414.	2.2894956
8	1844366.	10271414.	2.2894956	10271414.	2.2894956	9079238.	10271414.	2.2894956
9	1844366.	10271414.	2.2894956	10271414.	2.2894956	8427048.	10271414.	2.2894956
10	1844366.	10271414.	2.2894956	10271414.	2.5905955	9408840.	10271414.	2.2894956
11	1844366.	10271414.	2.9000278	10271414.	2.9081058	10271414.	10271414.	2.2894956
12	1844366.	10271414.	3.2123385	10271414.	3.2123385	10271414.	2.9243978	2.2894956

Tabela 2.2.8.16 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 5 de Custo Marginal do Subsistema Sudeste

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 6

ANO =	1	2	3	4	5		
MES	A1	A1	A1	A1	A1		
1	1.4803555	1844366.	1.4360254	15815909.	23.6194029	16370359.	23.6194029
2	1.4762127	1844366.	1.4558418	15252694.	23.6194029	16034329.	23.6194029
3	1.4412568	0.	1.3111019	17485832.	20.0316455	17932898.	20.0316455
4	1.3808900	981792.	2.4459042	17932898.	20.0316455	17162951.	20.0316455
5	1844366.	1844366.	2.4459042	17932898.	20.0316455	17709365.	20.0316455
6	1844366.	1844366.	20.0316455	16088532.	20.0316455	17932898.	21.6780821
7	1844366.	17932898.	20.0316455	17070324.	20.0316455	17932898.	20.0316455
8	1844366.	17932898.	24.7265624	17932898.	20.5519480	17932898.	21.3851351
9	1844366.	17932898.	20.0316455	17932898.	21.1000000	16088532.	20.0316455
10	1844366.	17042419.	20.0316455	17042419.	20.0316455	17932898.	20.0316455
11	1844366.	16319954.	20.0316455	16303153.	20.0316455	15983924.	20.0316455
12	1844366.	15731902.	20.0316455	15731902.	20.0316455	16269550.	20.0316455

Tabela 2.2.8.17 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 6 de Custo Marginal do Subsistema Sudeste

PARAMETROS DAS FUNCOES DE CUSTO MENSAL DA CLASSE DE CUSTOS MARGINAIS - 7

ANO =	1	2	3	4	5					
MES	A1	A1	A1	A1	A1					
	C1	C1	C1	C1	C1					
1	32095228.	20.7245726	34930374.	18.7993391	17827491.	21.8507491	17827491.	23.7234654	18381940.	24.6741325
2	32185299.	19.9776551	34480020.	17.9775697	17264275.	20.4875300	17810689.	22.1908037	18045910.	22.0015816
3	32965913.	20.0164001	36238485.	17.9136772	19857697.	20.3242292	20304763.	22.1228519	20304763.	21.9814990
4	34407046.	20.0906174	20407061.	18.1826829	20304763.	20.6593823	20304763.	24.6488775	19534816.	23.8146995
5	38082852.	20.8301374	21269636.	17.6195090	20304763.	21.2092749	20304763.	22.0328942	20081230.	21.2988974
6	38052828.	21.7564324	4216231.	17.6209415	18460396.	19.8386801	20304763.	22.9862743	20124621.	22.4645087
7	37752592.	21.4676684	20304763.	19.0555284	19442188.	20.6024316	19052540.	21.7019706	20304763.	21.7695440
8	36371506.	21.2988974	19854409.	20.1316719	20094598.	21.9592280	18962469.	22.6381429	20154645.	21.2155031
9	37422332.	21.2425345	20304763.	19.9519083	20184668.	21.9192536	18370326.	21.7608012	20304763.	21.7237226
10	38082852.	20.9631086	19414283.	21.1533847	19414283.	22.0598046	18438773.	22.5392658	20304763.	21.3177515
11	34810279.	20.7861878	18691819.	20.5730973	18675017.	21.2550338	18355789.	22.0957875	20304763.	19.9372256
12	35170562.	21.5809599	18103766.	22.2866406	18103766.	23.6303511	18641414.	23.1433615	20304763.	20.9712221

Tabela 2.2.8.18 - Coeficientes $a_{i,j}$ e $c_{i,j}$ das Funções de Custo de Operação Mensal da Classe 7 de Déficit do Subsistema Sudeste

Com isso, ficam definidas as funções de custo mensal de operação dos subsistemas, como funções segmentadas mistas, linear e quadrática, e as funções de custo marginal de operação dos subsistemas, como funções lineares por partes.

Como já foi mencionado, esta metodologia é uma simplificação da realidade, pois não foram considerados outros custos nas termoelétricas além do custo de utilização do combustível. Para introduzir os outros custos, como custo de remuneração do investimento, custo médio de manutenção e pessoal, etc, como são custos correntes, basta introduzi-los adequadamente nos parâmetros $a_{i,1}$, isto é, em cada intervalo de tempo i , na primeira classe de custo marginal do subsistema. Com o emprego da expressão (2.2.3.2), este custo adicional é transportado às outras classes de custo marginal do subsistema. Isto equivale a simplesmente deslocar as funções de custo mensal de operação de um determinado valor $a_{i,1}$, adequado a cada intervalo de tempo, o que não afeta o resultado da otimização.

2.3. REPRESENTAÇÃO DA REDE HIDRÁULICA

2.3.1. Características da Malha Hidroelétrica

Cada subsistema dispõe de uma rede de hidroelétricas de médio a grande porte, localizadas em diversas bacias hidrográficas. As hidroelétricas atuais e previstas das regiões Sul e Sudeste do Brasil, têm localização conforme o mapa da Figura 2.3.1.1. A configuração dinâmica

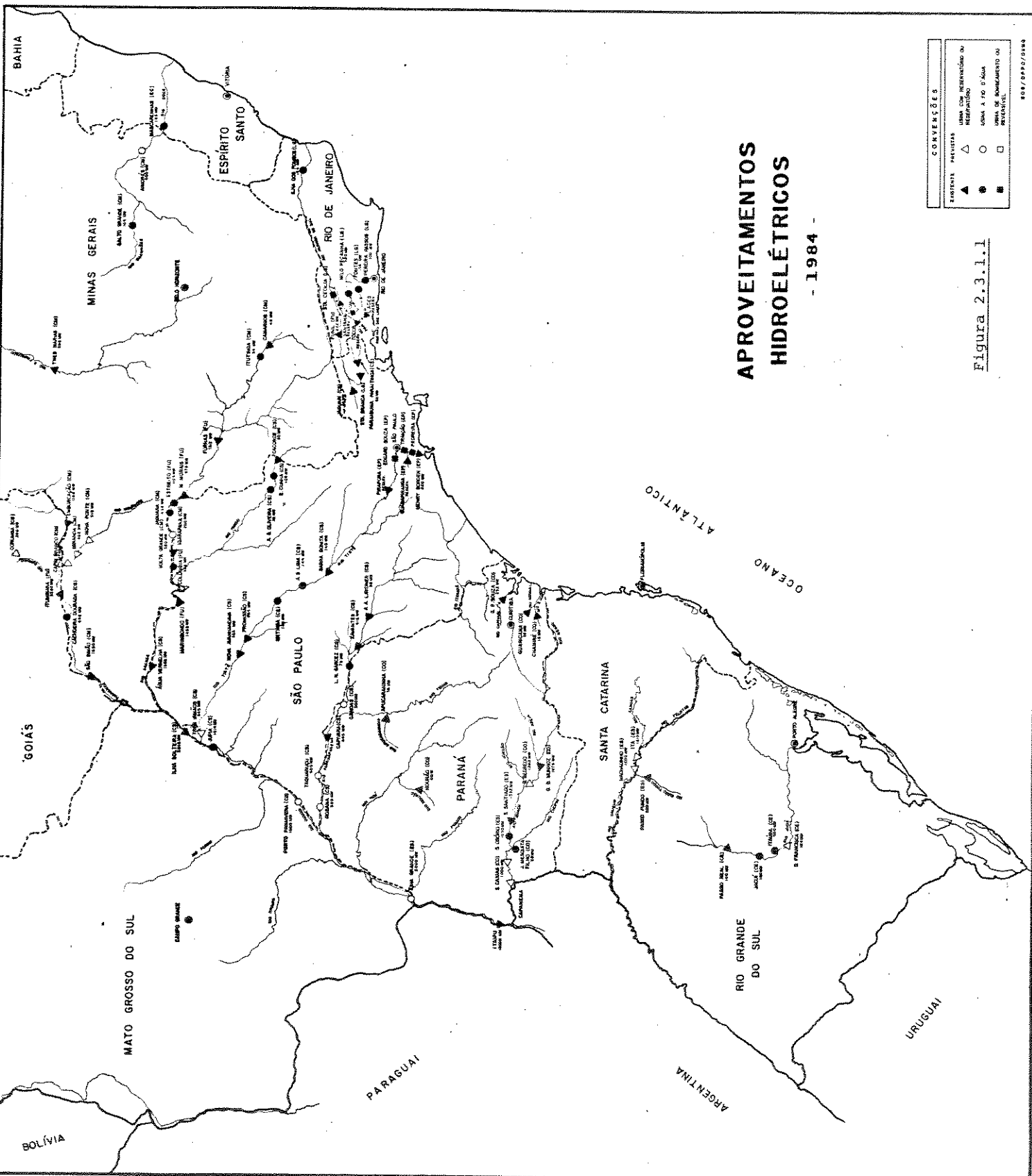
das usinas hidroelétricas que são levadas em conta individualizadamente no Plano de Operação de 1986 [5], e suas principais características estão definidas na Tabela 2.3.1.1.

Na Tabela 2.3.1.1 não consta a usina hidroelétrica de Itaipu porque ela é resultante de um empreendimento binacional entre o Brasil e o Paraguai, que traz a Itaipu, uma operação independente da operação do sistema hidroelétrico brasileiro. Por outro lado, como a usina estará submotorizada ao longo de todo o horizonte de planejamento, ela não é passível de otimização quanto a sua operação energética. Portanto, esta usina é considerada como fornecimento externo ao sistema interligado Sul - Sudeste.

Baseado na configuração definida na Tabela 2.3.1.1, pode-se extrair da Figura 2.3.1.2, a dependência hidráulica entre as hidroelétricas.

CODIGO USINA	NOME USINA	VOLUME MINIMO	VOLUME MAXIMO	VAZAO MINIMA	ENG. MAXIMO
001	CAMARGOS	120.0	792.0	32.0	236.0
002	ITUTINGA	12.0	12.0	32.0	233.0
006	FURNAS	5733.0	22950.0	196.0	1888.0
007	MASC.DE MORAES	1540.0	4040.0	247.0	1318.0
008	ESTREITO	1245.0	1423.0	252.0	1998.0
009	JAGUARA	450.0	450.0	255.0	1100.0
011	VOLTA GRANDE	2150.0	2150.0	275.0	1720.0
012	PORTO COLOMBIA	1291.0	1524.0	307.0	2000.0
014	CACONDE	51.0	555.0	12.0	83.6
015	EUCLIDES CUNHA	14.0	14.0	19.0	146.8
016	A. S. OLIVEIRA	25.0	25.0	19.0	168.8
017	MARIMBONDO	890.0	6150.0	441.0	2944.0
018	AGUA VERMELHA	5856.0	11025.0	501.0	2844.6
024	EMBORCACAO	4669.0	17190.0	76.0	972.0
031	ITUMBIARA	4573.0	17027.0	254.0	3168.0
032	CACHOEIRA DOURADA	460.0	460.0	265.0	1660.0
033	SAO SIMAO	7000.0	12540.0	408.0	2520.0
034	ILHA SOLTEIRA	8232.0	21060.0	1280.0	8926.0
037	BARRA BONITA	569.0	3135.0	65.0	739.6
038	A. S. LIMA	544.0	544.0	73.0	748.5
039	IBITINGA	985.0	985.0	102.0	721.5
040	PROMISSAC	5168.0	7296.0	145.0	1276.5
042	NOVA AVANHANDAVA	2340.0	2700.0	155.0	1397.7
043	TRES IRMAOS	10110.0	13150.0	0.0	1952.0
045	JUPIA	3680.0	3680.0	1604.0	9542.4
047	A. A. LAYDNER	3843.0	7008.0	54.0	383.8
049	XAVANTES	5754.0	8795.0	74.0	640.0
050	LUCAS N.GARCEZ	48.0	48.0	108.0	528.4
061	CAPIVARA	4817.0	10541.0	219.0	1426.4
062	TAQUARUCU	890.0	1120.0	228.0	1045.0
063	ROSANA	1380.0	1930.0	253.0	1940.0
074	FOZ DO AREIA	1974.0	5779.0	89.0	1488.0
077	SANTIAGO	2670.0	6750.0	116.0	1539.2
078	OSORIO	825.0	1250.0	119.0	1809.0
093	PASSO FUNDO	180.0	1567.0	1.0	107.4
111	PASSO REAL	289.0	3646.0	9.0	396.4
112	JACUI	29.0	29.0	9.0	225.0
113	ITAUBA	620.0	620.0	11.0	672.0
115	PARIGOT SOUZA	23.0	179.0	7.0	40.0
116	HENRY BORDEN	90.0	1401.0	28.0	151.2
120	JAGUARI	443.0	1236.0	6.0	51.2
121	PARAIBUNA	2096.0	4732.0	24.0	136.8
122	SANTA BRANCA	304.0	434.0	27.0	500.0
123	FUNIL	120.0	726.0	64.0	381.0
130	ILHA POMBOS	8.0	8.0	167.0	636.0
132	FONTES	17.0	467.0	0.0	67.1
133	PEREIRA PASSOS	22.0	22.0	0.0	320.0
134	SALTO GRANDE	78.0	78.0	11.0	158.0
144	MASCARENHAS	0.0	0.0	241.0	630.0
155	TRES MARIAS	4250.0	19528.0	400.0	900.0
315	NILO PECANHA	27.0	38.0	160.0	144.0

Tabela 2.3.1.1 - Parâmetros Característicos das Principais Usinas Hidroelétricas do Sistema Interligado [12] (Volumes em hm^3 e Vazões em m^3/s)



APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS

- 1984 -

CONVERSIÕES	
▲	USINA COM RESERVAÇÃO DE RESERVAÇÃO
○	USINA A FIO D'ÁGUA
■	USINA DE ARMAZENAMENTO OU POTENCIAL
◇	POTENCIAL

Figura 2.3.1.1

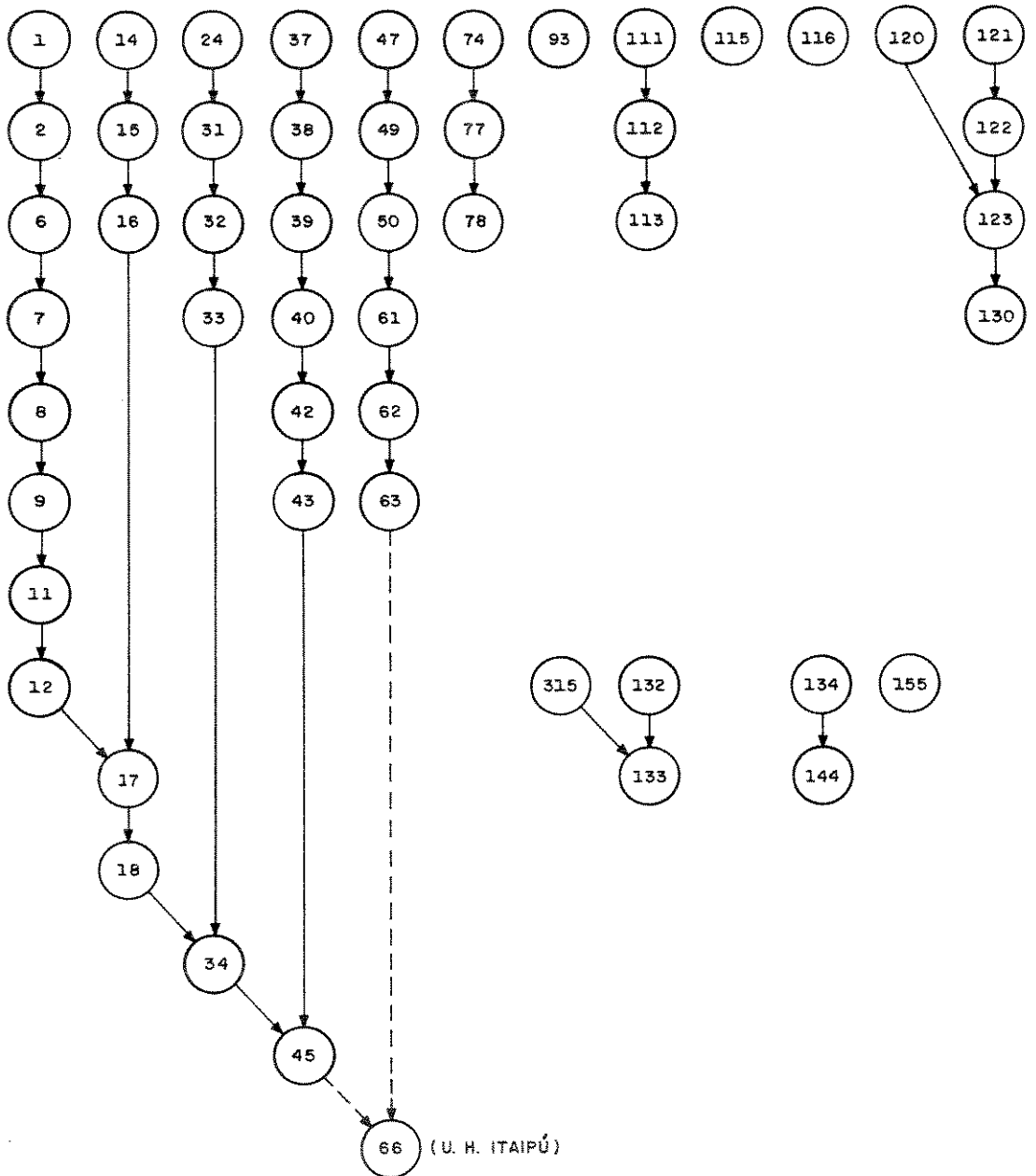


Figura 2.3.1.2 - Dependência Hidráulica entre as Hidroelétricas do Sistema Interligado Sul-Sudeste

2.3.2. Agregação da Decisão Hidráulica

Na Figura 2.3.1.2 estão representadas todas as usinas hidroelétricas de médio e grande porte do sistema interligado Sul - Sudeste. Porém observando as características operativas dos reservatórios das hidroelétricas, isto é, se a usina é considerada de operação a fio d'água ou com reservatório de regularização, na Tabela 2.3.1.1, e também a localização da usina na cascata, pode-se concluir se a usina deve ou não entrar como uma variável de decisão para o sistema interligado. Na Figura 2.3.2.1, são apresentadas as usinas que devem ser levadas em conta como variáveis de decisão, porque podem exercer um controle sobre a utilização da água na cascata através do seu reservatório.

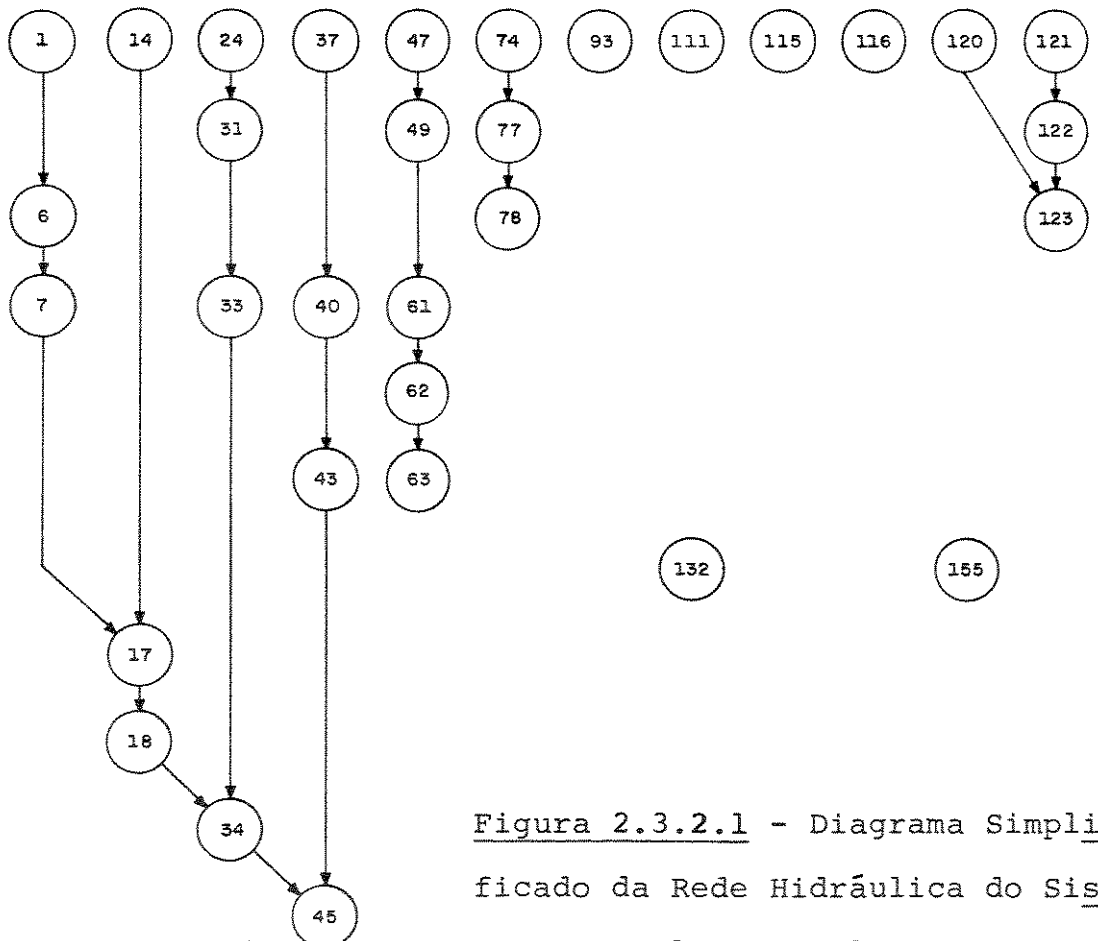


Figura 2.3.2.1 - Diagrama Simplificado da Rede Hidráulica do Sistema Interligado Sul-Sudeste

Comparativamente à Figura 2.3.1.2, houve uma redução no número de hidroelétricas do sistema interligado Sul - Sudeste na Figura 2.3.2.1. Essa redução deve-se basicamente à ocorrência de uma das duas situações:

- 1 - A usina hidroelétrica opera a fio d'água e localiza-se na cabeceira ou isoladamente na bacia hidrográfica;
- 2 - a usina hidroelétrica opera a fio d'água e sua afluência sofre um controle pela defluência de uma usina hidroelétrica, com reservatório à montante na bacia.

No primeiro caso, a afluência é conhecida e portanto, também é conhecida a sua contribuição energética ao subsistema. No segundo caso, a sua geração dependerá da defluência da usina de montante com controle hidráulico e portanto, a sua decisão de geração pode ser agregada à decisão de geração dessa hidroelétrica de montante [15]. Esta é uma maneira de reduzir a dimensionalidade do problema por agregação da decisão hidráulica e em consequência, da decisão energética, das hidroelétricas de uma mesma bacia hidrográfica. É uma forma de agregação diferente da agregação em sistema equivalente definida por Arvanitides e Rosing [4 e 13], porque com esta técnica preservam-se as características individualizadas das hidroelétricas.

2.3.3. Modelamento Matemático

2.3.3.1. Usinas com controle energético no subsistema

Das 51 hidroelétricas relacionadas na Tabela 2.3.1.1, 43 pertencem ao subsistema Sudeste e 8 ao subsistema Sul. Dessas 51 hidroelétricas apenas 32 podem ser consideradas usinas que exercem controle energético nos subsistemas, sendo 26 no Sudeste e 6 no Sul. As outras usinas ou são agregadas a uma das usinas com controle, ou suas gerações são consideradas pré-definidas pelas séries hidrológicas. Cada usina com controle energético é representada por uma equação de continuidade hidráulica.

$$x_{i,l} = x_{i-1,l} + Y_{i,l} + \sum_M u_{i,m} - u_{i,l} \quad (2.3.3.1.1)$$

com,

$$u_{i,l} \geq \underline{u}_l \quad (2.3.3.1.2)$$

$$\underline{x}_{i,l} \leq x_{i,l} \leq \bar{x}_{i,l} \quad (2.3.3.1.3)$$

$$u_{i,l} = q_{i,l} + v_{i,l} \quad (2.3.3.1.4)$$

$$0 \leq q_{i,l} \leq \bar{q}_{i,l} \quad (2.3.3.1.5)$$

sendo:

$x_{i,l}$ - volume do reservatório l , no intervalo i ;

$Y_{i,l}$ - afluência hidráulica incremental ao aproveitamento l , no intervalo i ;

- M - conjunto dos M aproveitamentos hidroelétricos imediatamente à montante do aproveitamento l ;
- $u_{i,m}$ - defluência hidráulica do aproveitamento m , imediatamente à montante do aproveitamento l , no intervalo i ;
- $u_{i,l}$ - defluência hidráulica do aproveitamento l , no intervalo i ;
- \underline{u}_l - defluência mínima para o aproveitamento l ;
- $\underline{x}_{i,l}$ - volume mínimo operativo do reservatório l , no intervalo i ;
- $\bar{x}_{i,l}$ - volume máximo operativo do reservatório l , no intervalo i ;
- $q_{i,l}$ - turbinagem no aproveitamento l , no intervalo i ;
- $v_{i,l}$ - vertimento no aproveitamento l , no intervalo i ;
- $\bar{q}_{i,l}$ - engolimento máximo no aproveitamento l , no intervalo i .

As restrições (2.3.3.1.3) e (2.3.3.1.5) são restrições dinâmicas, trazendo à configuração de hidroelétricas, uma característica de configuração dinâmica. A adoção de volumes máximos e de volumes mínimos para os reservatórios, diferenciados a cada intervalo de tempo, visa contemplar tanto a alocação sazonal de volumes de espera para amortecimento de cheias, como também, o enchimento do volume morto de reser-

vatório que entra em operação. A adoção de engolimento máximo variável ao longo do tempo, permite programar manutenções nos grupos geradores, conforme o cronograma de manutenções do plano de operação [5]. Nestes casos, as reduções no engolimento máximo, são proporcionais do tempo de indisponibilidade dos grupos geradores durante o intervalo. Também contemplam, a entrada em operação de grupos geradores em usinas que estão sendo motorizadas ao longo do horizonte de planejamento.

A geração de cada hidroelétrica com controle hidráulico em uma cascata é definida por:

$$h_{i,l} = \frac{g^*}{1000} (z_{i,l} - p_l) \cdot q_{i,l} \cdot \eta_l + \sum_{j \in J} h_{i,j}, \quad j \in J \quad (2.3.3.1.6)$$

sendo:

J - conjunto de hidroelétricas a fio d'água à jusante da hidroelétrica i , até o próximo aproveitamento com controle;

$h_{i,l}$ - geração na hidroelétrica l , no intervalo i ;

g^* - aceleração da gravidade, $9,81 \text{ m/s}^2$;

$z_{i,l}$ - altura de queda bruta da água no aproveitamento l , no intervalo i (em metros);

p_l - perda de carga hidráulica média no aproveitamento l (em metros);

$q_{i,l}$ - engolimento no aproveitamento l , no intervalo i ;

η_ℓ - rendimento médio dos grupos geradores no aproveitamento ℓ ;

$h_{i,j}$ - geração na j -ésima hidroelétrica à fio d'água, à jusante do aproveitamento ℓ .

A perda de carga hidráulica, é função do engo-
limento da turbina. Porém, pela falta de dados a esse respeito, utilizaram-se os dados médios de perda de carga hidráulica constantes dos arquivos de dados do sistema elétrico brasileiro [12].

A queda bruta $z_{i,\ell}$, do aproveitamento ℓ , é definida como a diferença entre o nível médio de montante da tomada d'água e do nível de jusante ou do canal de fuga das turbinas, durante o intervalo considerado. Ambos os valores são definidos por polinômios do quarto grau [12], do tipo:

$$Y = \sum_{k=0}^4 a_k \cdot x^k \quad (2.3.3.1.7)$$

No caso em que y representa o nível de montante, x representa o volume médio do reservatório durante o intervalo i . No caso em que y representa o nível do canal de fuga, x representa a vazão defluente do aproveitamento ℓ , durante o intervalo i . Os coeficientes a_k são definidos pelo setor elétrico para cada polinômio em cada aproveitamento em arquivos de dados básicos dos aproveitamentos [12].

2.3.3.2. Usinas hidroelétricas sem controle energético

São as usinas que foram omitidas na passagem da Figura 2.3.1.2, para a Figura 2.3.2.1. São as usinas que foram agregadas às usinas com controle e que não representam controle hidráulico nem energético nos subsistemas. Elas funcionam como usinas a fio d'água, isto é, defluem toda a afluência hidráulica durante o intervalo, turbinando o máximo possível.

A geração das usinas sem controle, é contabilizada ao subsistema e é valorizada na decisão da hidroelétrica de montante com controle [15].

Seu equacionamento é:

$$u_{i,l} = y_{i,l} + \sum_M u_{i,m} \quad (2.3.3.2.1)$$

$$h_{i,l} = \frac{g^*}{1000} \cdot (z'_{i,l} - p_l) \cdot q_{i,l} \cdot \eta_l \quad (2.3.3.2.2)$$

Sendo que $z'_{i,l}$, leva em conta o nível de montante à tomada d'água e o nível do canal de fuga que é definido por um polinômio com equacionamento definido por (2.3.3.1.7). Também, permanecem válidas as expressões (2.3.3.1.2), (2.3.3.1.4) e (2.3.3.1.5) e as observações referentes a essas expressões.

2.3.4. Dados Básicos das Usinas Hidroelétricas

As Tabelas 2.3.4.1 a 2.3.4.4 definem os valores a serem considerados como parâmetros básicos das usinas no equacionamento do problema hidroelétrico. Para cada usina

do sistema interligado, identificada pelo seu código, é definido o seu rendimento médio do grupo gerador, a perda de carga hidráulica média em metros, a potência máxima ao longo do horizonte de planejamento, os coeficientes a_0 , a_1 , a_2 , a_3 e a_4 dos polinômios volume-cota e vazão-nível de jusante.

Adicionalmente, é necessário conhecer os parâmetros que possuem variação mensal, correspondentes ao programa de manutenção das usinas, isto é, a redução da disponibilidade nas hidroelétricas que é caracterizada pela redução proporcional no engolimento máximo da hidroelétrica, nos períodos correspondentes [5], a redução dos volumes máximos operativos com, a alocação dos volumes de espera, e também, da variação do volume mínimo que define a entrada em operação de reservatórios. Estes três assuntos são tratados especificamente nos itens 2.3.9 a 2.3.11.

DADOS BASICOS DOS APROVEITAMENTOS HIDROELETRICOS					
CODIGO, RENDIMENTO MEDIO, PERDA DE CARGA (M), POTENCIA MAX.(MW), NOME					
K- POLINOMIO VOLUME-COTA - (VOLUME EM hm ³)					
L- POLINOMIO VAZAO-NIVEL DO CANAL DE FUGA - (VAZÃO EM m ³ /s)					
1	0.88	0.30	48.	CAMARGOS	
K	8.92818E+02	7.43198E-02	-1.46258E-04	1.70998E-07	-7.87238E-11
L	8.86300E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
2	0.86	0.50	54.	ITUTINGA	
K	8.86000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
L	8.55559E+02	1.16539E-02	-1.06119E-05	5.10499E-09	-8.88109E-13
6	0.88	1.00	1312.	FURNAS	
K	7.35246E+02	3.49658E-03	-1.97437E-07	6.91705E-12	-9.77365E-17
L	6.69867E+02	5.07037E-03	-1.54027E-06	1.85457E-10	0.00000E+00
7	0.85	0.60	478.	PEIXOTO	
K	6.43020E+02	5.29300E-03	1.51370E-06	-5.63160E-10	5.26489E-14
L	6.10687E+02	1.03417E-02	-3.13737E-06	4.39857E-10	-2.15377E-14
8	0.90	0.80	1104.	ESTREITO	
K	6.84338E+02	-1.19176E-01	5.32912E-05	0.00000E+00	0.00000E+00
L	5.55960E+02	1.61340E-03	-1.39130E-07	5.15270E-12	0.00000E+00
9	0.89	0.60	400.	JAGUARA	
K	5.58500E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
L	5.12119E+02	-7.28859E-04	1.78809E-06	-7.79279E-10	1.36599E-13
11	0.89	0.30	380.	VOLTA GRANDE	
K	4.94600E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
L	4.66568E+02	2.60528E-04	8.45548E-08	-8.80548E-12	2.96748E-16
12	0.89	0.40	328.	PORTO COLOMBIA	
K	4.61109E+02	1.01173E-04	2.55594E-06	0.00000E+00	0.00000E+00
L	4.41820E+02	5.30209E-04	5.83819E-07	-2.70709E-10	3.66979E-14
14	0.86	3.00	80.	CACONDE	
K	8.17458E+02	1.54328E-01	-2.46838E-04	1.59148E-07	0.00000E+00
L	7.50000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
15	0.85	2.00	108.	EUCLIDES DA CUNHA	
K	6.23760E+02	1.01550E+01	-1.17080E+00	6.69809E-02	-1.40240E-03
L	5.73500E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
16	0.84	0.30	32.	A. S OLIVEIRA	
K	5.49600E+02	2.23210E+00	-9.88960E-02	2.61780E-03	-2.95170E-05
L	5.47500E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
17	0.87	0.70	1488.	MARIMBONDO	
K	4.18882E+02	9.39475E-03	-1.32826E-06	8.61200E-11	0.00000E+00
L	3.79008E+02	3.38818E-03	-5.76888E-07	8.11268E-11	-4.79358E-15
18	0.90	0.60	1380.	AGUA VERMELHA	
K	3.57080E+02	3.23770E-03	-7.76400E-08	0.00000E+00	0.00000E+00
L	3.16078E+02	8.24868E-03	-3.59418E-06	7.92658E-10	-6.44128E-14
24	0.89	1.50	1192.	EMBORCACAO	
K	5.68090E+02	1.45060E-02	-1.20280E-06	5.83030E-11	-1.12450E-15
L	5.19500E+02	5.02690E-03	-3.11900E-06	2.65350E-09	-1.06240E-12
31	0.90	1.00	2280.	ITUMBIARA	
K	4.71165E+02	7.28054E-03	-5.60989E-07	2.59776E-11	-4.84536E-16
L	4.32838E+02	1.69221E-03	6.25004E-07	-2.20976E-10	0.00000E+00
32	0.88	0.50	439.	CACHOEIRA DOURADA	
K	4.33124E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
L	3.98576E+02	2.12375E-03	-2.68222E-07	2.29183E-11	0.00000E+00

Tabela 2.3.4.1

DADOS BASICOS DOS APROVEITAMENTOS HIDROELETRICOS						
CODIGO, RENDIMENTO MEDIO, PERDA DE CARGA (M), POTENCIA MAX. (MW), NOME						
K- POLINOMIO VOLUME-COTA - (VOLUME EM hm ³)						
L- POLINOMIO VAZAO-NIVEL DO CANAL DE FUGA - (VAZÃO EM m ³ /s)						
33	0.89	1.00	1680.	-----	-----	SAO SIMAO
K	3.59028E+02	8.45668E-03	-9.07128E-07	6.00688E-11	-1.61198E-15	
L	3.24988E+02	1.15528E-04	1.08168E-07	-6.87748E-12	3.53248E-16	
34	0.90	1.00	3240.	-----	-----	ILHA SOLTEIRA
K	3.01530E+02	1.70970E-03	-2.13000E-08	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	2.79918E+02	1.59328E-04	1.45298E-08	-1.22328E-12	2.68988E-17	
37	0.88	0.20	140.	-----	-----	BARRA BONITA
K	4.35206E+02	8.57260E-03	-1.51220E-06	1.37670E-10	0.00000E+00	
L	4.25587E+02	3.11087E-03	-2.59997E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
38	0.86	0.20	143.	-----	-----	A. S. LIMA
K	4.08430E+02	1.02130E-01	-3.20730E-04	5.86890E-07	-4.13460E-10	
L	4.02349E+02	6.93999E-03	-7.08369E-06	3.99789E-09	-8.28599E-13	
39	0.90	0.30	132.	-----	-----	IBITINGA
K	3.84790E+02	5.61680E-02	-9.26990E-05	8.81180E-08	-3.22589E-11	
L	3.84000E+02	1.99958E-04	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
40	0.90	0.50	264.	-----	-----	PROMISSAO
K	3.69990E+02	1.65220E-03	6.04340E-08	-3.02730E-12	0.00000E+00	
L	3.54487E+02	3.37167E-03	-1.58497E-06	7.80917E-10	-1.66747E-13	
42	0.90	0.50	302.	-----	-----	NOVA AVANHANDAVA
K	3.32500E+02	1.73640E-02	-4.20520E-06	4.71160E-10	0.00000E+00	
L	3.23220E+02	2.89940E-03	-6.55580E-07	9.31950E-11	-5.13550E-15	
43	0.90	1.00	810.	-----	-----	TRES IRMAOS
K	2.96239E+02	4.29829E-03	-2.17139E-07	5.38099E-12	0.00000E+00	
L	2.79579E+02	5.77729E-04	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
45	0.89	0.30	1414.	-----	-----	JUPIA
K	2.80000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	2.53500E+02	7.52550E-04	-1.39630E-08	4.80460E-13	0.00000E+00	
47	0.91	0.30	98.	-----	-----	A. A LAYDNER
K	5.46220E+02	4.00190E-03	-1.27470E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	5.31388E+02	4.95958E-03	-1.61998E-06	2.55998E-10	0.00000E+00	
49	0.89	1.00	414.	-----	-----	XAVANTES
K	4.41810E+02	4.85540E-03	-1.35940E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	3.96227E+02	6.07517E-03	-4.91267E-06	2.26817E-09	-3.82947E-13	
50	0.85	0.10	70.	-----	-----	L. N. GARCEZ
K	3.84700E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	3.64780E+02	3.68660E-03	-1.07320E-06	0.00000E+00	0.00000E+00	
61	0.85	0.50	640.	-----	-----	CAPIVARA
K	3.04640E+02	3.93690E-03	-1.09580E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	2.80680E+02	2.25070E-03	-2.56670E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
62	0.90	0.40	500.	-----	-----	TAQUARUCU
K	2.61930E+02	5.70750E-02	-6.84980E-05	4.14520E-08	9.00090E-12	
L	2.55890E+02	1.62080E-03	-1.69580E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
63	0.90	0.50	320.	-----	-----	ROSANA
K	2.36490E+02	4.08770E-02	-3.32750E-05	1.21230E-08	-1.48390E-12	
L	2.35250E+02	2.10750E-03	-1.38800E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
74	0.92	1.80	1676.	-----	-----	GOV. BENTO MUNHOZ
K	6.62666E+02	2.12446E-02	-1.29266E-06	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	5.99776E+02	2.52786E-03	-1.93326E-07	1.01406E-11	0.00000E+00	

Tabela 2.3.4.2

DADOS BASICOS DOS APROVEITAMENTOS HIDROELETRICOS						
CODIGO, RENDIMENTO MEDIO, PERDA DE CARGA (M), POTENCIA MAX.(MW), NOME						
K- POLINOMIO VOLUME-COTA - (VOLUME EM hm ³)						
L- POLINOMIO VAZAO-NIVEL DO CANAL DE FUGA - (VAZÃO EM m ³ /s)						
77	0.90	1.70	1332.	-----	SANTIAGO	
K	4.44706E+02	2.07436E-02	-3.56026E-06	3.75666E-10	-1.54666E-14	
L	3.89926E+02	9.28346E-03	-4.71616E-06	1.15166E-09	-9.89026E-14	
78	0.90	1.50	1050.	-----	OSORIO	
K	3.65610E+02	3.44730E-02	-7.50294E-06	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	3.20794E+02	5.14034E-03	-1.42944E-06	2.04194E-10	-1.00444E-14	
93	0.88	7.50	220.	-----	PASSO FUNDO	
K	5.80816E+02	1.92666E-02	-8.23496E-06	1.88926E-09	0.00000E+00	
L	3.37000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
111	0.94	0.50	140.	-----	PASSO REAL	
K	2.97524E+02	1.64824E-02	-4.40234E-06	7.98184E-10	-6.09994E-14	
L	2.79183E+02	7.54994E-04	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
112	0.89	2.50	180.	-----	JACUI	
K	2.79900E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	1.82207E+02	1.94048E-03	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
113	0.94	0.60	500.	-----	ITAUBA	
K	1.84000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	8.93978E+01	1.97039E-02	-2.85819E-05	1.83009E-08	-3.99999E-12	
115	0.90	10.00	252.	-----	GOV. PARIGOT DE SOUZA	
K	8.14727E+02	3.58527E-01	-1.57977E-03	2.84207E-06	0.00000E+00	
L	9.06996E+01	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
116	0.86	19.00	880.	-----	HENRY BORDEN	
K	7.27600E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	9.59997E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
120	0.90	0.50	28.	-----	JAGUARI	
K	5.70946E+02	1.24766E-01	-1.41966E-04	8.13486E-08	-1.67546E-11	
L	5.57896E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
121	0.89	1.80	86.	-----	PARAIBUNA	
K	6.72980E+02	1.18060E-02	-6.59250E-07	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	6.26400E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
122	0.00	0.80	0.	-----	SANTA BRANCA	
K	5.87765E+02	2.26855E-01	-8.66465E-04	1.98015E-06	-1.76895E-09	
L	5.75000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
123	0.84	0.50	222.	-----	FUNIL	
K	4.37385E+02	5.80938E-02	-2.47815E-05	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	3.91058E+02	1.42358E-02	-1.09328E-05	4.14358E-09	-5.92678E-13	
130	0.79	0.20	164.	-----	ILHA DOS POMBOS	
K	1.39900E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	1.06837E+02	1.56187E-03	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
132	0.75	6.00	158.	-----	FONTES	
K	3.87443E+02	1.10880E-01	-2.38577E-04	2.90767E-07	-1.38427E-10	
L	9.20000E+01	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
133	0.84	0.20	100.	-----	PEREIRA PASSOS	
K	0.86500E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	4.23241E+01	1.33571E-01	-1.15283E-03	4.28043E-06	-5.46776E-09	
134	0.83	6.00	104.	-----	SALTO GRANDE	
K	3.28000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	
L	2.29700E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	

Tabela 2.3.4.3

DADOS BASICOS DOS APROVEITAMENTOS HIDROELETRICOS					
CODIGO, RENDIMENTO MEDIO, PERDA DE CARGA (M), POTENCIA MAX.(MW), NOME					
K- POLINOMIC VOLUME-COTA - (VOLUME EM hm ³)					
L- POLINOMIO VAZAO-NIVEL DO CANAL DE FUGA - (VAZÃO EM m ³ /s)					
144	0.89	0.50	123.	-----	MASCARENHAS
K	6.05000E+01	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
L	3.60509E+01	5.53429E-03	-1.25699E-06	1.56889E-10	-7.17449E-15
155	0.87	1.20	396.	-----	TRES MARIAS
K	5.31594E+02	3.91844E-03	-1.92814E-07	6.27724E-12	-8.98744E-17
L	5.10024E+02	1.77524E-03	-1.29994E-07	3.55464E-12	0.00000E+00
315	0.75	0.00	380.	-----	NILO PECANHA
K	3.99000E+02	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
L	8.80000E+01	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00

Tabela 2.3.4.4

2.3.5. Funções de Geração das Usinas Hidroelétricas Individualizadas

Com os dados das usinas hidroelétricas relacionados nas Tabelas 2.3.4.1 a 2.3.4.4, podem ser definidas as funções de geração das usinas individualizadas, isto é, funções que levam conta apenas a produção hidráulica na usina. Na Tabela 2.3.5.1 são apresentados os coeficientes da função geração de cada usina que são levados em conta na expressão (2.3.5.1),

$$h_{i,l} = (a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 + a_3 \cdot x^3 + a_4 \cdot x^4 + a_5 \cdot u_{i,l} + a_6 \cdot u_{i,l}^2 + a_7 \cdot u_{i,l}^3 + a_8 \cdot u_{i,l}^4) \cdot q_{i,l} \quad (2.3.5.1)$$

$$\text{sendo, } x = (x_{i-1,l} + \frac{1}{2} (y_{i,l} + \sum_M u_{i,m} - u_{i,l})) \quad (2.3.5.2)$$

A geração agregada das hidroelétricas, leva em conta a seqüência das usinas na cascata, isto é, toda a geração das hidroelétricas com operação a fio d'água, são agregadas à hidroelétrica com condições de controle hidráulico e energético, a montante na cascata. Essa geração agregada nas hidroelétricas com controle é definida por:

$$h_{i',l'} = h_{i,l} + \sum_J h_{i,j'} \quad \text{com } j \in J \quad (2.3.5.3)$$

onde:

$h_{i',l'}$ - geração agregada na hidroelétrica l no intervalo i [15];

$h_{i,l}$ - geração individualizada na hidroelétrica l no intervalo i ;

J - conjunto de hidroelétricas a fio d'água, a jusante da hidroelétrica l e anteriores à próxima

---FUNCAO DE GERACAO DAS USINAS---

COD	(A0	+	A1 * X	+	A2 * X**2	+	A3 * X**3	+	A4 * X**4	+	A5 * U	+	A6 * U**2	+	A7 * U**3	+	A8 * U**4) * Q
1	0.536787D-01	0.641588D-03	-0.126262D-05	0.147619D-08	-0.679607D-12	0.0	0.0	0.895283D-07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.749262D-14	
2	0.252600D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.983193D-04	0.0	0.132968D-07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	0.555771D+00	0.301853D-04	-0.170443D-08	0.597135D-13	-0.843739D-18	-0.437715D-04	0.0	0.261610D-07	-0.366775D-11	0.179592D-15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	0.264606D+00	0.441357D-04	0.126220D-07	-0.469591D-11	0.439013D-15	-0.862343D-04	0.0	0.122838D-08	-0.454932D-13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
8	0.112639D+01	-0.105220D-02	0.470508D-06	0.0	0.0	-0.142447D-04	0.0	-0.156116D-07	0.680381D-11	-0.119263D-14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
9	0.399709D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.636359D-05	0.0	-0.738239D-09	0.768798D-13	-0.259088D-17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.242125D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.227464D-05	0.0	-0.509727D-08	0.236353D-11	-0.320406D-15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12	0.164918D+00	0.883331D-06	0.223157D-07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
14	0.543806D+00	0.130200D-02	-0.208247D-05	0.134267D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
15	0.402416D+00	0.846775D-01	-0.976272D-02	0.558520D-03	-0.116939D-04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
16	0.148327D-01	0.183934D-01	-0.814942D-03	0.215717D-04	-0.243232D-06	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
17	0.334338D+00	0.801814D-04	-0.113363D-07	0.735008D-12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
18	0.356709D+00	0.285856D-04	-0.685483D-09	0.0	0.0	-0.289171D-04	0.0	0.492357D-08	-0.692393D-12	0.409118D-16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
24	0.411138D+00	0.126650D-03	-0.105015D-07	0.509038D-12	-0.981790D-17	-0.438894D-04	0.0	0.272317D-07	-0.699838D-11	0.568700D-15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
31	0.329560D+00	0.642799D-04	-0.495297D-08	0.229356D-12	-0.427797D-17	-0.149405D-04	0.0	-0.551816D-08	0.195100D-11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
32	0.293929D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.183339D-04	0.0	0.231551D-08	-0.197849D-12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
33	0.288469D+00	0.738344D-04	-0.792004D-08	0.524455D-12	-0.140740D-16	-0.100866D-05	0.0	-0.944404D-09	0.600466D-13	-0.308417D-17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
34	0.181983D+00	0.150499D-04	-0.188058D-09	0.0	0.0	-0.140671D-05	0.0	0.128284D-09	0.108003D-13	-0.237489D-18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
37	0.813123D-01	0.740055D-04	-0.130545D-07	0.118848D-11	0.0	-0.268555D-04	0.0	0.224450D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
38	0.496156D-01	0.861630D-03	-0.270587D-05	0.495135D-08	-0.348820D-11	-0.176543D-05	0.0	0.139937D-07	-0.689471D-11	0.147221D-14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
39	0.432621D-02	0.495907D-03	-0.818439D-06	0.777994D-09	-0.284814D-12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
40	0.132461D+00	0.145873D-04	0.533572D-09	-0.267280D-13	0.0	-0.297685D-04	0.0	0.578811D-08	-0.822818D-12	0.453413D-16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
42	0.775186D-01	0.153307D-03	-0.371277D-07	0.415987D-11	0.0	-0.255988D-04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
43	0.138262D+00	0.379496D-04	-0.191712D-08	0.475087D-13	0.0	-0.510077D-05	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
45	0.228750D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.657044D-05	0.0	0.121910D-09	-0.419485D-14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
47	0.129729D+00	0.357254D-04	-0.113794D-08	0.0	0.0	-0.442747D-04	0.0	0.146617D-07	-0.228532D-11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
49	0.389250D+00	0.423920D-04	-0.118688D-08	0.0	0.0	-0.530417D-04	0.0	0.428920D-07	-0.198032D-10	0.334347D-14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
50	0.165269D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.307407D-04	0.0	0.894888D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
61	0.195621D+00	0.328278D-04	-0.913733D-09	0.0	0.0	-0.187675D-04	0.0	0.214024D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
62	0.497955D-01	0.503915D-03	-0.604769D-06	0.365980D-09	0.794689D-13	-0.143100D-04	0.0	0.149722D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
63	0.653346D-02	0.360903D-03	-0.293785D-06	0.107034D-09	-0.131013D-13	-0.186071D-04	0.0	0.122546D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
74	0.551349D+00	0.191737D-03	-0.116665D-07	0.0	0.0	-0.228144D-04	0.0	0.174481D-08	-0.915209D-13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
77	0.468643D+00	0.183145D-03	-0.314335D-07	0.331675D-11	-0.136555D-15	-0.819636D-04	0.0	0.416390D-07	-0.101680D-10	0.873211D-15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
78	0.382437D+00	0.304362D-03	-0.662434D-07	0.0	0.0	-0.453840D-04	0.0	0.126205D-07	-0.180283D-11	0.886820D-16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
93	0.204007D+01	0.166325D-03	-0.710907D-07	0.163096D-10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
111	0.164519D+00	0.151991D-03	-0.405957D-07	0.736037D-11	-0.562500D-15	-0.696210D-05	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
112	0.831121D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.169421D-04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
113	0.866832D+00	0.316543D-02	-0.139478D-04	0.250926D-07	0.0	-0.181697D-03	0.0	0.263565D-06	-0.168760D-09	0.368855D-13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
115	0.630415D+01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
116	0.589718D+01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
120	0.110804D+00	0.110156D-02	-0.125342D-05	0.718227D-09	-0.147926D-12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
121	0.390970D+00	0.103077D-03	-0.575585D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
122	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
123	0.377633D+00	0.478716D-03	-0.204209D-06	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
130	0.254685D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.117309D-03	0.0	0.900906D-07	-0.341447D-10	0.488390D-14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
132	0.212958D+01	0.815800D-03	-0.175533D-05	0.213932D-08	-0.101848D-11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
133	0.362379D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.110068D-02	0.0	0.949978D-05	-0.352724D-07	0.450565D-10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
134	0.751534D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
144	0.209097D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.483193D-04	0.0	0.109747D-07	-0.136978D-11	0.626398D-16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
155	0.173852D+00	0.334427D-04	-0.164561D-08	0.535744D-13	-0.767051D-18	-0.151511D-04	0.0	0.110946D-08	-0.303378D-13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
315	0.228818D+01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Tabela 2.3.5.1

hidroelétrica com controle na cascata;

$h_{i,j}$ - geração individualizada na j -ésima hidroelétrica a fio d'água, a jusante da hidroelétrica l , no intervalo i .

2.3.6. Valor Energético da Decisão Hidráulica das Controláveis

Como a hidroelétrica l , exerce um controle sobre a geração das hidroelétricas a fio d'água que existem a sua jusante na cascata, até a próxima hidroelétrica com controle hidráulico, logo, a sua defluência exerce uma influência sobre a operação dessas hidroelétricas a fio d'água. A expressão (2.3.6.1) mostra a derivada parcial da função de geração de uma hidroelétrica com controle.

$$\frac{\partial h_{i,l'}}{\partial u_{i,l}} = \frac{\partial h_{i,l}}{\partial u_{i,l}} + \sum_J \frac{\partial h_{i,j}}{\partial u_{i,l}} \quad (2.3.6.1)$$

Note-se que na expressão (2.3.6.1), a influência da defluência $u_{l,i}$ da hidroelétrica l sobre as J hidroelétricas a fio d'água à jusante se dá tanto pela possibilidade de aumento na turbinagem $q_{i,j}$, como também pela redução de produtividade em decorrência da elevação do canal de fuga, pois

$$u_{i,j} = u_{i,l} + \sum_K Y_{i,k'} \quad k \in K \quad (2.3.6.2)$$

onde:

$u_{i,j}$ - defluência na j -ésima hidroelétrica a fio d'água, agregada à hidroelétrica l , no intervalo i ;

K - conjunto de hidroelétricas a fio d'água, agrega-

das a hidroelétrica l , à montante da j -ésima hidroelétrica a fio d'água;

$Y_{i,k}$ - afluência incremental à k -ésima hidroelétrica a fio d'água.

2.3.7. Influência Energética da Defluência em uma Hidroelétrica Controlável

As derivadas parciais da função geração em relação à defluência das usinas individualizadas, estão relacionadas nas Tabelas 2.3.7.1 e 2.3.7.2. A obtenção dos valores das derivadas a que se refere a expressão (2.3.7.1), é levada a efeito mediante a agregação conveniente dos resultados das derivadas da função geração em relação à turbinagem das usinas individualizadas, isto é, do gradiente da função geração agregada em relação à turbinagem. Entretanto, deve-se observar que para cada usina existem duas funções derivadas sendo que, na Tabela 2.3.7.1 as funções referem-se a uma defluência na hidroelétrica, menor que o engolimento máximo definido para o intervalo, e na Tabela 2.3.7.2, as funções referem-se à defluências maiores que o engolimento máximo definido para o intervalo. No primeiro caso, a Tabela 2.3.7.1 refere-se à expressão (2.3.7.1), e no segundo caso, a Tabela 2.3.7.2 refere-se à expressão (2.3.7.2).

$$\frac{\partial h}{\partial q} = \frac{\partial h}{\partial q} = b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2 + b_3 \cdot x^3 + b_4 \cdot x^4 + b_5 \cdot q + b_6 \cdot q^2 + b_7 \cdot q^3 + b_8 \cdot q^4, \text{ com } u = q \text{ e } b_i = \text{cte} \quad (2.3.7.1)$$

$$\frac{\partial h}{\partial u} = \frac{\partial h}{\partial u} = (c_0 + c_1 \cdot u + c_2 \cdot u^2 + c_3 \cdot u^3) q, \text{ com } u \geq \bar{q} \text{ e } c_i = \text{cte} \quad (2.3.7.2)$$

DERIVADA EM RELACAO A DEFLUENCIA

COD	B0	+ B1 * X	+ B2 * X**2	+ B3 * X**3	+ B4 * X**4	+ B5 * Q	+ B6 * Q**2	+ B7 * Q**3	+ B8 * Q**4
1	0.536787D-01	0.641588D-03	-0.126262D-05	0.147619D-08	-0.679607D-12	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.252600D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.196639D-03	0.268585D-06	-0.172275D-09	0.374631D-13
6	0.555771D+00	0.301853D-04	-0.170443D-08	0.597135D-13	-0.843739D-18	-0.875430D-04	0.398905D-07	-0.640405D-11	0.0
7	0.264606D+00	0.441357D-04	0.126220D-07	-0.469591D-11	0.439013D-15	-0.172469D-03	0.784829D-07	-0.146710D-10	0.897961D-15
8	0.112639D+01	-0.105220D-02	0.470508D-06	0.0	0.0	-0.284894D-04	0.368514D-08	-0.181973D-12	0.0
9	0.399709D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.127272D-04	-0.468349D-07	0.272152D-10	-0.596316D-14
11	0.242125D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.454929D-05	-0.221472D-08	0.307519D-12	-0.129544D-16
12	0.164918D+00	0.883331D-06	0.223157D-07	0.0	0.0	-0.925840D-05	-0.152918D-07	0.945413D-11	-0.160203D-14
14	0.543806D+00	0.130200D-02	-0.208247D-05	0.134267D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.402416D+00	0.846775D-01	-0.976272D-02	0.558520D-03	-0.116939D-04	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.148327D-01	0.183934D-01	-0.814942D-03	0.215717D-04	-0.243232D-06	0.0	0.0	0.0	0.0
17	0.334338D+00	0.801814D-04	-0.113363D-07	0.735008D-12	0.0	-0.578342D-04	0.147707D-07	-0.276957D-11	0.204559D-15
18	0.356709D+00	0.285856D-04	-0.685483D-09	0.0	0.0	-0.145655D-03	0.951990D-07	-0.279935D-10	0.284350D-14
24	0.411138D+00	0.126650D-03	-0.105015D-07	0.509038D-12	-0.981790D-17	-0.877787D-04	0.816950D-07	-0.926698D-10	0.463785D-13
31	0.329560D+00	0.642799D-04	-0.495297D-08	0.229356D-12	-0.427797D-17	-0.298810D-04	-0.165545D-07	0.780399D-11	0.0
32	0.293929D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.366678D-04	0.694652D-08	-0.791396D-12	0.0
33	0.288469D+00	0.738344D-04	-0.792004D-08	0.524455D-12	-0.140740D-16	-0.201733D-05	-0.283321D-08	0.240186D-12	-0.154209D-16
34	0.181983D+00	0.150949D-04	-0.188058D-09	0.0	0.0	-0.281341D-05	-0.384851D-09	0.432013D-13	-0.118745D-17
37	0.813123D-01	0.740055D-04	-0.130545D-07	0.118848D-11	0.0	-0.537110D-04	0.179287D-06	-0.134914D-09	0.0
38	0.496156D-01	0.861630D-03	-0.270587D-05	0.495135D-08	-0.348820D-11	-0.117100D-03	0.673350D-08	0.0	0.0
39	0.432621D-02	0.495907D-03	-0.818439D-06	0.777994D-09	-0.284814D-12	-0.353086D-05	0.0	0.0	0.0
40	0.132461D+00	0.145873D-04	0.533572D-09	-0.267280D-13	0.0	-0.595369D-04	0.419811D-07	-0.275789D-10	0.736104D-14
42	0.775186D-01	0.153307D-03	-0.371277D-07	0.415987D-11	0.0	-0.511976D-04	0.173643D-07	-0.329127D-11	0.226707D-15
43	0.138262D+00	0.379496D-04	-0.191712D-08	0.475087D-13	0.0	-0.102015D-04	0.0	0.0	0.0
45	0.228750D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.131409D-04	0.365729D-09	-0.167794D-13	0.0
47	0.129729D+00	0.357254D-04	-0.113794D-08	0.0	0.0	-0.885493D-04	0.433852D-07	-0.914128D-11	0.0
49	0.389250D+00	0.423920D-04	-0.118688D-08	0.0	0.0	-0.106083D-03	0.128676D-06	-0.792127D-10	0.167174D-13
50	0.165269D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.614814D-04	0.268466D-07	0.0	0.0
61	0.195621D+00	0.328278D-04	-0.913733D-09	0.0	0.0	-0.375349D-04	0.642073D-08	0.0	0.0
62	0.497955D-01	0.503915D-03	-0.604769D-06	0.365980D-09	0.794689D-13	-0.286201D-04	0.449166D-08	0.0	0.0
63	0.653346D-02	0.360903D-03	-0.293785D-06	0.107034D-09	-0.131013D-13	-0.372142D-04	0.367639D-08	0.0	0.0
74	0.551349D+00	0.191737D-03	-0.116665D-07	0.0	0.0	-0.456289D-04	0.523442D-08	-0.366084D-12	0.0
77	0.468643D+00	0.183145D-03	-0.314335D-07	0.331675D-11	-0.136555D-15	-0.163927D-03	0.124917D-06	-0.406720D-10	0.436605D-14
78	0.382437D+00	0.304362D-03	-0.662434D-07	0.0	0.0	-0.907681D-04	0.378616D-07	-0.721131D-11	0.443410D-15
93	0.204007D+01	0.166325D-03	-0.710907D-07	0.163096D-10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
111	0.164519D+00	0.151991D-03	-0.405957D-07	0.736037D-11	-0.562500D-15	-0.139242D-04	0.0	0.0	0.0
112	0.831121D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.338843D-04	0.0	0.0	0.0
113	0.866832D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.363395D-03	0.790695D-06	-0.675039D-09	0.184427D-12
115	0.630415D+01	0.316543D-02	-0.139478D-04	0.250926D-07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
116	0.589718D+01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
120	0.110804D+00	0.110156D-02	-0.125342D-05	0.718227D-09	-0.147926D-12	0.0	0.0	0.0	0.0
121	0.390970D+00	0.103077D-03	-0.575585D-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
122	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
123	0.377633D+00	0.478716D-03	-0.204209D-06	0.0	0.0	-0.234617D-03	0.270272D-06	-0.136579D-09	0.244195D-13
130	0.254685D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.242087D-04	0.0	0.0	0.0
132	0.212958D+01	0.815800D-03	-0.175533D-05	0.213932D-08	-0.101848D-11	0.0	0.0	0.0	0.0
133	0.362379D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.220136D-02	0.284993D-04	-0.141090D-06	0.225283D-09
134	0.751534D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
144	0.209097D+00	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.966387D-04	0.329240D-07	-0.547913D-11	0.313199D-15
155	0.173852D+00	0.334427D-04	-0.164561D-08	0.535744D-13	-0.767051D-18	-0.303023D-04	0.332838D-08	-0.121351D-12	0.0
315	0.228818D+01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 2.3.7.1

-----DERIVADA EM RELACAO A DEFLUENCIA-----

COD	(C0	+ C1 * U	+ C2 * U**2	+ C3 * U**3) * Q
1	0.0	0.0	0.0	0.0
2	-0.983193D-04	0.179057D-06	-0.129206D-09	0.299705D-13
6	-0.437715D-04	0.265937D-07	-0.480304D-11	0.0
7	-0.862343D-04	0.523219D-07	-0.110032D-10	0.718368D-15
8	-0.142447D-04	0.245676D-08	-0.136480D-12	0.0
9	0.636359D-05	-0.312233D-07	0.204114D-10	-0.477053D-14
11	-0.227464D-05	-0.147648D-08	0.230639D-12	-0.103635D-16
12	-0.462920D-05	-0.101945D-07	0.709060D-11	-0.128162D-14
14	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0	0.0
17	-0.289171D-04	0.984713D-08	-0.207718D-11	0.163647D-15
18	-0.728276D-04	0.634660D-07	-0.209951D-10	0.227480D-14
24	-0.438894D-04	0.544634D-07	-0.695023D-10	0.371028D-13
31	-0.149405D-04	-0.110363D-07	0.585299D-11	0.0
32	-0.183339D-04	0.463101D-08	-0.593547D-12	0.0
33	-0.100866D-05	-0.188881D-08	0.180140D-12	-0.123367D-16
34	-0.140671D-05	-0.256567D-09	0.324010D-13	-0.949958D-18
37	-0.268555D-04	0.448900D-08	0.0	0.0
38	-0.585499D-04	0.119524D-06	-0.101186D-09	0.279622D-13
39	-0.176543D-05	0.0	0.0	0.0
40	-0.297685D-04	0.279874D-07	-0.206841D-10	0.588884D-14
42	-0.255988D-04	0.115762D-07	-0.246846D-11	0.181365D-15
43	-0.510077D-05	0.0	0.0	0.0
45	-0.657044D-05	0.243819D-09	-0.125845D-13	0.0
47	-0.442747D-04	0.289234D-07	-0.685596D-11	0.0
49	-0.530417D-04	0.857841D-07	-0.594095D-10	0.133739D-13
50	-0.307407D-04	0.178978D-07	0.0	0.0
61	-0.187675D-04	0.428049D-08	0.0	0.0
62	-0.143100D-04	0.299444D-08	0.0	0.0
63	-0.186071D-04	0.245093D-08	0.0	0.0
74	-0.228144D-04	0.348961D-08	-0.274563D-12	0.0
77	-0.819636D-04	0.832779D-07	-0.305040D-10	0.349284D-14
78	-0.453840D-04	0.252410D-07	-0.540849D-11	0.354728D-15
93	0.0	0.0	0.0	0.0
111	-0.696210D-05	0.0	0.0	0.0
112	-0.169421D-04	0.0	0.0	0.0
113	-0.181697D-03	0.527130D-06	-0.506280D-09	0.147542D-12
115	0.0	0.0	0.0	0.0
116	0.0	0.0	0.0	0.0
120	0.0	0.0	0.0	0.0
121	0.0	0.0	0.0	0.0
122	0.0	0.0	0.0	0.0
123	-0.117309D-03	0.180181D-06	-0.102434D-09	0.195356D-13
130	-0.121043D-04	0.0	0.0	0.0
132	0.0	0.0	0.0	0.0
133	-0.110068D-02	0.189996D-04	-0.105817D-06	0.180226D-09
134	0.0	0.0	0.0	0.0
144	-0.483193D-04	0.219493D-07	-0.410935D-11	0.250559D-15
155	-0.151511D-04	0.221892D-08	-0.910134D-13	0.0
315	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 2.3.7.2

Na derivação da expressão (2.3.5.1) para a obtenção das expressões (2.3.7.1) e (2.3.7.2) de cada aproveitamento hidroelétrico, considerou-se, no primeiro caso, a defluência u igual à turbinagem q , no segundo caso, a defluência u maior ou igual ao engolimento máximo \bar{q} , nos intervalos de tempo. Ainda na expressão (2.3.7.1), o armazenamento x , em cada intervalo de tempo pode ser definido como o volume médio do reservatório no referido intervalo, como foi definido em (2.3.5.2).

Às expressões (2.3.7.1) e (2.3.7.2), Tabelas 2.3.7.1 e 2.3.7.2, ainda devem ser acrescentados os termos referentes à influência da defluência no volume da hidroelétrica em questão e no da hidroelétrica com controle à jusante, isto é, deve ser acrescentado,

$$\left[\frac{n}{2} \left(-v_x^h + \bar{q}_j \cdot v_{x_j}^{h_j} \right) \right],$$

sendo n o fator de conversão de vazão em volume mensal.

2.3.8. Influência do Volume na Geração das Controláveis

Nas hidroelétricas com controle e com reservatório, além da defluência no intervalo de tempo, existe outra variável importante que é o volume do reservatório. Isto é, importante pela influência que ele exerce na geração das hidroelétricas controláveis energeticamente.

Derivando-se a função de geração (2.3.5.1) em relação ao volume obtém-se para cada aproveitamento:

$$v_x^h = \frac{\partial h}{\partial x} = (d_0 + d_1 \cdot x + d_2 \cdot x^2 + d_3 \cdot x^3) \cdot q, \quad \text{com } d_i = \text{cte}$$

(2.3.8.1)

sendo x , o volume médio no intervalo de tempo (2.3.5.2), e q , o engolimento das turbinas no intervalo. Os coeficientes d_i , da função gradiente da função de geração em relação ao volume, estão relacionados na Tabela 2.3.8.1 por aproveitamento, lembrando que devem ser desprezadas as funções correspondentes às hidroelétricas consideradas sem controle hidráulico, isto é, com operação a fio d'água.

-----DERIVADA EM RELACAO AOS VOLUMES-----				
COD	(DO	+ D1 * X	+ D2 * X**2	+ D3 * X**3) * Q
1	0.641588D-03	-0.252523D-05	0.442857D-08	-0.271843D-11
2	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.301853D-04	-0.340887D-08	0.179140D-12	-0.337496D-17
7	0.441357D-04	0.252440D-07	-0.140877D-10	0.175605D-14
8	-0.105220D-02	0.941016D-06	0.0	0.0
9	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.883331D-06	0.446313D-07	0.0	0.0
14	0.130200D-02	-0.416495D-05	0.402800D-08	0.0
15	0.846775D-01	-0.195254D-01	0.167556D-02	-0.467756D-04
16	0.183934D-01	-0.162988D-02	0.647151D-04	-0.972927D-06
17	0.801814D-04	-0.226726D-07	0.220503D-11	0.0
18	0.285856D-04	-0.137097D-08	0.0	0.0
24	0.126650D-03	-0.210031D-07	0.152711D-11	-0.392716D-16
31	0.642799D-04	-0.990594D-08	0.688069D-12	-0.171119D-16
32	0.0	0.0	0.0	0.0
33	0.738344D-04	-0.158401D-07	0.157336D-11	-0.562961D-16
34	0.150949D-04	-0.376115D-09	0.0	0.0
37	0.740055D-04	-0.261090D-07	0.356543D-11	0.0
38	0.861630D-03	-0.541174D-05	0.148541D-07	-0.139528D-10
39	0.495907D-03	-0.163688D-05	0.233398D-08	-0.113926D-11
40	0.145873D-04	0.106714D-08	-0.801841D-13	0.0
42	0.153307D-03	-0.742554D-07	0.124796D-10	0.0
43	0.379496D-04	-0.383424D-08	0.142526D-12	0.0
45	0.0	0.0	0.0	0.0
47	0.357254D-04	-0.227587D-08	0.0	0.0
49	0.423920D-04	-0.237376D-08	0.0	0.0
50	0.0	0.0	0.0	0.0
61	0.328278D-04	-0.182747D-08	0.0	0.0
62	0.503915D-03	-0.120954D-05	0.109794D-08	0.317876D-12
63	0.360903D-03	-0.587570D-06	0.321102D-09	-0.524054D-13
74	0.191737D-03	-0.233330D-07	0.0	0.0
77	0.183145D-03	-0.628671D-07	0.995026D-11	-0.546218D-15
78	0.304362D-03	-0.132487D-06	0.0	0.0
93	0.166325D-03	-0.142181D-06	0.489288D-10	0.0
111	0.151991D-03	-0.811915D-07	0.220811D-10	-0.225000D-14
112	0.0	0.0	0.0	0.0
113	0.0	0.0	0.0	0.0
115	0.316543D-02	-0.278956D-04	0.752779D-07	0.0
116	0.0	0.0	0.0	0.0
120	0.110156D-02	-0.250683D-05	0.215468D-08	-0.591705D-12
121	0.103077D-03	-0.115117D-07	0.0	0.0
122	0.0	0.0	0.0	0.0
123	0.478716D-03	-0.408419D-06	0.0	0.0
130	0.0	0.0	0.0	0.0
132	0.815800D-03	-0.351066D-05	0.641796D-08	-0.407391D-11
133	0.0	0.0	0.0	0.0
134	0.0	0.0	0.0	0.0
144	0.0	0.0	0.0	0.0
155	0.334427D-04	-0.329122D-08	0.160723D-12	-0.306820D-17
315	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 2.3.8.1

2.3.9. Limitação no Engolimento Máximo das Hidroelétricas

Ao longo do horizonte de planejamento do plano de operação do sistema hidroelétrico, muitas unidades geradoras têm manutenção prevista pelo cronograma de manutenções [5]. Além disso, algumas usinas dos subsistemas Sul e Sudeste, iniciam suas motorizações progressivamente ao longo do horizonte do plano de operação. A maneira aproximada com que esses problemas foram representados, foi reduzindo o engolimento máximo da usina hidroelétrica, proporcionalmente ao montante de indisponibilidade programada e à duração da indisponibilidade no intervalo de tempo, isto é, durante o mês referido no cronograma de manutenções. Procedeu-se de forma similar para as usinas em fase de motorização. Dessa maneira, as alterações no engolimento máximo relacionado por aproveitamento na Tabela 2.3.1.1, estão discriminadas nas Tabelas 2.3.9.1 a 2.3.9.4. Nestas tabelas, excetuando os aproveitamentos que sofrem motorização ao longo do horizonte de planejamento, usinas de Três Irmãos, Taquaruçu e Rosana, todas as usinas hidroelétricas têm suas manutenções previstas para o primeiro ano de planejamento [5]. Para os outros anos, considerou-se a repetição dos fatos. Nas tabelas, cada aproveitamento está identificado pelo seu código e nome. Para os dados de alterações de engolimento máximo, os dois primeiros números referem-se ao ano e mês inicial, respectivamente, o terceiro e o quarto, referem-se ao ano e mês final, respectivamente. O quinto valor refere-se ao engolimento máximo do aproveitamento, em m^3/s , válido dentro do período estipulado.

VARIACAO NO ENGOLIMENTO MAXIMO				
USINA 01 - CAMARGOS				
1	4	1	5	118.00
USINA 02 - ITUTINGA				
1	1	1	1	181.20
1	12	1	12	168.30
USINA 06 - FURNAS				
1	2	1	2	1841.60
1	4	1	6	1841.60
1	8	1	8	1841.60
1	9	1	9	1694.60
1	10	1	10	1841.60
1	11	1	11	1810.60
USINA 07 - MASCARENHAS M.				
1	1	1	1	1222.00
1	2	1	3	1160.00
1	4	1	4	1173.00
1	6	1	6	1170.00
1	8	1	8	1168.00
1	9	1	9	1206.00
USINA 08 - ESTREITO				
1	1	1	1	1857.60
1	3	1	3	1857.60
1	5	1	5	1922.60
1	7	1	7	1922.60
1	9	1	9	1977.10
1	10	1	10	1715.50
1	11	1	11	1704.60
USINA 09 - JAGUARA				
1	9	1	9	825.00
1	12	1	12	825.00
USINA 11 - VOLTA GRANDE				
1	1	1	3	1290.00
USINA 12 - PORTO COLOMBIA				
1	3	1	3	1590.20
1	4	1	4	1786.90
1	5	1	5	1901.60
1	6	1	6	1901.60
1	8	1	8	1573.80
1	9	1	9	1803.30
USINA 14 - CACONDE				
1	10	1	10	42.80
USINA 15 - EUCLIDES CUNHA				
1	6	1	6	128.40
1	7	1	7	128.40
1	9	1	9	128.40
USINA 16 - A. S . OLIVEIRA				
1	2	1	2	130.10
1	10	1	10	124.50

Tabela 2.3.9.1

VARIACAO NO ENGOLIMENTO MAXIMO				
USINA 17 - MARIMBONDO				
1	2	1	2	2895.70
1	3	1	3	2576.00
1	4	1	4	2714.60
1	5	1	5	2775.00
1	6	1	6	2895.70
1	8	1	8	2666.40
1	9	1	9	2835.40
1	10	1	10	2714.70
1	11	1	11	2726.70
1	12	1	12	2690.50
USINA 18 - AGUA VERM.				
1	1	1	1	2642.60
1	2	1	2	2440.60
1	3	1	3	2425.00
1	4	1	9	2370.50
USINA 24 - EMBORCACAO				
1	2	1	2	796.40
1	6	1	6	796.40
1	7	1	7	796.40
1	12	1	12	796.40
USINA 31 - ITUMBIARA				
1	2	1	2	2943.10
1	3	1	3	2856.60
1	4	1	4	2908.50
1	5	1	5	2891.20
1	6	1	6	3012.30
1	7	1	7	2770.10
1	8	1	8	3081.50
USINA 32 - CACH. DOURADA				
1	1	1	1	1343.00
1	2	1	2	1337.00
1	4	1	4	1337.00
USINA 33 - SAO SIMAO				
1	1	1	1	2100.00
1	3	1	3	2100.00
USINA 34 - ILHA SOLTEIRA				
1	1	1	5	8479.70
1	6	1	6	8706.60
1	7	1	7	8479.70
1	8	1	8	8516.40
1	9	1	10	8479.70
1	11	1	12	8706.60
USINA 37 - BARRA BONITA				
1	3	1	3	654.80
1	8	1	8	588.10
USINA 38 - A. S. LIMA				
1	10	1	10	625.80
USINA 39 - IBITINGA				
1	11	1	11	611.10

Tabela 2.3.9.2

VARIACAO NO ENGOLIMENTO MAXIMO				
USINA 40 - PROMISSAO				
1	1	1	4	851.00
USINA 42 - N. AVANHANDAVA				
1	12	1	12	931.80
USINA 43 - TRES IRMAOS				
1	1	4	6	0.00
4	7	4	10	390.40
4	11	5	2	780.80
5	3	5	6	1171.20
5	7	5	10	1561.60
5	11	5	12	1952.00
USINA 45 - JUPIA				
1	2	1	2	9274.20
1	3	1	7	8860.80
1	8	1	8	9251.90
1	9	1	12	8860.80
USINA 47 - A. A. LAYDNER				
1	5	1	5	302.00
1	11	1	11	295.70
USINA 49 - XAVANTES				
1	1	1	1	540.30
1	2	1	2	566.50
USINA 50 - LUCAS N. GARCEZ				
1	3	1	3	475.70
1	11	1	11	454.70
USINA 61 - CAPIVARA				
1	10	1	12	1069.80
USINA 62 - TAQUARUCU				
1	1	1	8	0000.00
4	9	4	9	209.00
4	12	4	2	418.00
5	3	5	5	627.00
5	6	5	8	836.00
5	9	5	12	1045.00
USINA 63 - ROSANA				
1	1	1	2	0000.00
2	3	2	5	485.00
3	6	3	9	970.00
3	10	4	1	1455.00
4	2	4	12	1940.00
USINA 74 - FOZ DO AREIA				
1	2	1	6	1116.00
1	8	1	11	1116.00
1	12	1	12	1244.10
USINA 77 - SALTO SANTIAGO				
1	8	1	11	1154.40
USINA 78 - SALTO OSORIO				
1	4	1	6	1507.50
USINA 93 - PASSO FUNDO				
1	2	1	3	53.70

Tabela 2.3.9.3

VARIACAO NO ENGOLIMENTO MAXIMO				

USINA 111 - PASSO REAL				
1	1	1	12	396.40
USINA 112 - JACUI				
1	6	1	6	187.50
USINA 115 - PARIGOT SOUZA				
1	7	1	7	30.00
USINA 116 - HENRY BORDEN				
1	1	1	1	140.00
1	3	1	3	140.00
1	11	1	12	156.70
USINA 120 - JAGUARI				
1	1	1	1	24.90
1	2	1	2	37.40
USINA 123 - FUNIL				
1	1	1	1	347.13
1	4	1	4	318.60
1	6	1	12	254.00
USINA 130 - ILHA POMBOS				
1	4	1	9	535.00
1	10	1	11	465.00
USINA 132 - FONTES				
1	3	1	8	63.00
1	9	1	9	85.00
1	10	1	10	82.00
USINA 133 - PEREIRA PASSOS				
1	8	1	8	267.50
USINA 134 - SALTO GRANDE				
1	4	1	5	102.00
1	8	1	8	102.00
1	11	1	11	102.00
USINA 144 - MASCARENHAS				
1	8	1	8	370.00
USINA 155 - TRES MARIAS				
1	2	1	3	775.00
1	4	1	4	765.00
1	8	1	11	750.00
USINA 315 - NILO PECANHA				
1	8	1	8	141.00
1	9	1	9	127.00

Tabela 2.3.9.4

2.3.10. Limitações nos Volumes Máximos Operativos

Alguns reservatórios do sistema interligado Sul-Sudeste, sofrem alterações em suas limitações de volume máximo operativo, durante certas épocas do ano. Essas alterações devem-se basicamente, a alocação de volumes de espera para auxílio no controle de cheias. Assim sendo, nesses períodos de alocação de volumes de espera, esses reservatórios começam a abrir suas comportas quando o volume atinge o máximo operativo. Esses dados de alterações no volume máximo operativo dos reservatórios do sistema, estão relacionados nas Tabelas 2.3.10.1 e 2.3.10.2. Da mesma forma que no engolimento máximo, os dados foram considerados como repetição aos informados para o primeiro ano de planejamento, excetuando-se as três usinas que entram em operação ao longo do horizonte de planejamento, mencionadas no item anterior. Quanto a apresentação das tabelas, segue-se a mesma ordenação definida em 2.3.9, salientando que o quinto número, refere-se ao volume máximo operativo, em hm^3 , definido para o intervalo, Tabelas 2.3.10.1 e 2.3.10.2.

2.3.11. Limitações nos Volumes Mínimos Operativos dos Reservatórios

As alterações no volume mínimo operativo, referem-se às usinas que têm enchimento de seu volume morto ao longo do horizonte de planejamento. No caso, entram apenas as três usinas já mencionadas no item 2.3.9. Os dados descritos na Tabela 2.3.11.1, seguem a mesma descrição do item 2.3.10.

VARIACAO NO VOLUME MAXIMO				
USINA 06 - FURNAS				
1	1	1	1	21804.00
1	2	1	2	22029.00
1	3	1	3	22578.00
1	12	1	12	21867.00
USINA 07 - MASCARENHAS M.				
1	1	1	1	3769.00
1	2	1	2	3866.00
1	3	1	3	4040.00
1	12	1	12	3769.00
USINA 17 - MARIMBONDO				
1	1	1	1	4386.00
1	2	1	2	4995.00
1	3	1	3	5812.00
1	12	1	12	4716.00
USINA 18 - AGUA VERM.				
1	1	1	1	8983.00
1	2	1	2	9854.00
1	3	1	3	10926.00
1	12	1	12	9140.00
USINA 24 - EMBORCACAO				
1	1	1	1	16314.00
1	2	1	2	16918.00
1	3	1	3	17167.00
1	12	1	12	16343.00
USINA 31 - ITUMBIARA				
1	1	1	2	16160.00
1	3	1	3	16954.00
1	12	1	12	15633.00
USINA 33 - SAO SIMAO				
1	1	1	1	10783.00
1	2	1	2	11309.00
1	3	1	3	12473.00
1	12	1	12	10945.00
USINA 34 - ILHA SOLTEIRA				
1	1	1	1	16828.00
1	2	1	2	18443.00
1	3	1	3	20839.00
1	12	1	12	16852.00
USINA 37 - BARRA BONITA				
1	1	1	1	2007.00
1	2	1	2	2409.00
1	3	1	3	3135.00
1	12	1	12	2007.00

Tabela 2.3.10.1

 VARIACAO NO VOLUME MAXIMO

USINA 40 - PROMISSAO				
1	1	1	1	6836.00
1	2	1	2	7076.00
1	3	1	3	7381.00
1	12	1	12	6890.00
USINA 43 - TRES IRMAOS				
1	1	4	4	0.00
4	4	5	12	13550.00
USINA 62 - TAQUARUCU				
1	1	5	1	0.00
5	2	5	12	1120.00
USINA 63 - ROSANA				
1	1	3	8	0.00
3	9	5	12	1930.00
USINA 77 - SALTO SANTIAGO				
1	1	1	12	6372.00
USINA 111 - PASSO REAL				
1	5	1	11	3366.00
USINA 155 - TRES MARIAS				
1	1	1	1	16128.00
1	2	1	2	18628.00
1	3	1	3	19419.00
1	12	1	12	16083.00

Tabela 2.3.10.2

 VARIACAO NO VOLUME MINIMO

USINA 43 - TRES IRMAOS				
1	1	3	12	0.00
4	1	5	12	10110.00
USINA 62 - TAQUARUCU				
1	1	5	1	0.00
5	2	5	12	890.00
USINA 63 - ROSANA				
1	1	3	8	0.00
3	9	5	12	1380.00

Tabela 2.3.11.1

2.3.12. Considerações sobre as Funções de Geração e Respectivas Funções Derivadas

As funções de geração e suas derivadas parciais nos itens 2.3.5, 2.3.7 e 2.3.8, referem-se a utilização de polinômios volume-cota e vazão-nível de jusante, bem como da utilização de dados médios de perda de carga hidráulica média e rendimento médio do grupo gerador. Tendo em vista que esses dados são utilizados em razão de aproximação do modelamento matemático, consequentemente os resultados provenientes da utilização das referidas funções, apresentam distorções com as definições estabelecidas. Com o objetivo de reduzir as distorções com a utilização de funções polinomiais de geração, aplicou-se um fator de correção para cada usina. Este fator de correção, constitui-se em um ajuste linear para os valores obtidos com a utilização da função de geração, com calibragem na potência máxima instalada na hidroelétrica e no valor da geração que se obtém com o uso da função de geração de cada usina, para uma situação de defluência igual ao máximo engolimento das turbinas com o reservatório no máximo volume operativo. Portanto, foi calculado para cada usina hidroelétrica o fator de correção,

$$fc_{\ell} = \frac{\bar{g}_{\ell}}{h_{\ell}(\bar{x}_{\ell}, \bar{q}_{\ell})} \quad (2.3.12.1)$$

onde:

fc_{ℓ} - fator de correção para as funções da usina hidroelétrica ℓ ;

\bar{g}_{ℓ} - geração máxima na usina hidroelétrica ℓ ;

$h_{\ell}(\bar{x}_{\ell}, \bar{q}_{\ell})$ - valor da função de geração da usina hidroe-
létrica ℓ , no ponto de máximo volume ope-
rativo \bar{x}_{ℓ} e defluência do máximo engoli-
mento \bar{q}_{ℓ} .

Os valores de $h_{\ell}(\bar{x}_{\ell}, \bar{q}_{\ell})$ e fc_{ℓ} estão relacionados na
Tabela 2.3.12.1.

USINA = 1	HL = 55.65	FC = 0.8626026143
USINA = 2	HL = 54.53	FC = 0.9903013849
USINA = 6	HL = 1496.27	FC = 0.8768482262
USINA = 7	HL = 501.05	FC = 0.9539872174
USINA = 8	HL = 1114.73	FC = 0.9903737174
USINA = 9	HL = 434.64	FC = 0.9202984679
USINA = 11	HL = 406.60	FC = 0.9345713586
USINA = 12	HL = 404.46	FC = 0.8109652414
USINA = 14	HL = 71.44	FC = 1.1198825026
USINA = 15	HL = 111.24	FC = 0.9708887874
USINA = 16	HL = 35.00	FC = 0.9141617674
USINA = 17	HL = 1509.10	FC = 0.9860161785
USINA = 18	HL = 1462.99	FC = 0.9432733981
USINA = 24	HL = 1150.45	FC = 1.0361183252
USINA = 31	HL = 2281.09	FC = 0.9995212639
USINA = 32	HL = 446.49	FC = 0.9832225793
USINA = 33	HL = 1631.39	FC = 1.0297965902
USINA = 34	HL = 3569.25	FC = 0.9077547853
USINA = 37	HL = 150.14	FC = 0.9324657865
USINA = 38	HL = 139.90	FC = 1.0221416723
USINA = 39	HL = 124.71	FC = 1.0584354869
USINA = 40	HL = 295.23	FC = 0.8942099923
USINA = 42	HL = 385.93	FC = 0.7825229919
USINA = 43	HL = 797.84	FC = 1.0152469420
USINA = 45	HL = 1655.68	FC = 0.8540304291
USINA = 47	HL = 118.68	FC = 0.8257761909
USINA = 49	HL = 415.53	FC = 0.9963091046
USINA = 50	HL = 80.07	FC = 0.8742856141
USINA = 61	HL = 595.83	FC = 1.0741299819
USINA = 62	HL = 503.13	FC = 0.9937868909
USINA = 63	HL = 320.03	FC = 0.9999031161
USINA = 74	HL = 1844.20	FC = 0.9087930000
USINA = 77	HL = 1461.58	FC = 0.9113400354
USINA = 78	HL = 1101.43	FC = 0.9533057931
USINA = 93	HL = 235.09	FC = 0.9358244654
USINA = 111	HL = 171.88	FC = 0.8145207239
USINA = 112	HL = 186.14	FC = 0.9669912492
USINA = 113	HL = 551.08	FC = 0.9073071452
USINA = 115	HL = 262.71	FC = 0.9592300823
USINA = 116	HL = 891.65	FC = 0.9869303899
USINA = 120	HL = 29.10	FC = 0.9620810640
USINA = 121	HL = 102.58	FC = 0.8383791414
USINA = 122	HL = 0.0	FC = 0.0
USINA = 123	HL = 222.56	FC = 0.9974891698
USINA = 130	HL = 157.08	FC = 1.0440312556
USINA = 132	HL = 154.14	FC = 1.0250372014
USINA = 133	HL = 95.87	FC = 1.0431159141
USINA = 134	HL = 118.74	FC = 0.8758458572
USINA = 144	HL = 115.09	FC = 1.0687486924
USINA = 155	HL = 426.63	FC = 0.9282023667
USINA = 315	HL = 329.50	FC = 1.1532693550

Tabela 2.3.12.1

2.4. DEMAIS RECURSOS ENERGÉTICOS

Na contabilização dos recursos energéticos, para o balanço energético de cada subsistema, além das termoelétricas, descritas no item 2.2 e das hidroelétricas, no item 2.3, existem as pequenas hidroelétricas, cujas disponibilidades foram relacionadas na Tabela 2.2.8.5, e também existe o fornecimento da hidroelétrica de Itaipu ao sistema interligado. Estes recursos têm suas disponibilidades previamente determinadas para todo o horizonte de planejamento.

A energia das pequenas hidroelétricas, é abatida diretamente da carga própria dos subsistemas, Tabela 2.2.8.4. A energia de Itaipu foi convencionada fazer parte do Sudeste tanto porque na ocasião do Plano de Operação 1986 [5], suas linhas de transmissão eram consideradas exclusivamente ligadas ao Sudeste, como porque sua hidrologia segue a hidrologia do Sudeste, ver Figura 2.3.1.2. Dessa maneira todo o montante que o Sul deveria receber de Itaipu, viria pela interligação entre o Sudeste e o Sul e portanto, essa energia foi incorporada ao recebimento que o Sudeste tem de Itaipu, ver Tabela 2.2.8.6, onde estão agregadas a parcela de energia de Itaipu referente ao Sudeste e o ganho que Ilha Solteira tem com a entrada do Canal Três Irmãos.

O último recurso energético, é o intercâmbio entre as regiões. Esse intercâmbio deve propiciar um equilíbrio de recursos entre as regiões, de forma a atender à carga dos dois subsistemas ao menor custo possível [9]. Como as linhas de transmissão que possibilitam o intercâmbio entre as duas regiões, tem capacidade limitada na transferência de energia, e também, com limites diferenciados nos dois sentidos que variam

ao longo do horizonte de planejamento, foi acrescentada à título de ilustração, a Tabela 2.4.1 onde são apresentados os limites previstos de intercâmbio entre os subsistemas ao longo do horizonte de planejamento.

SENTIDO ANO	SUDESTE - SUL	SUL - SUDESTE
1986	896	1.394
1987	900	1.217
1988	1.002	1.206
1989	2.187	1.771
1990	2.342	2.474

Tabela 2.4.1 - Limites de Intercâmbio entre os Subsistemas (em MW médios) [5]

III — TÉCNICA DE RESOLUÇÃO

3.1. INTRODUÇÃO

A resolução do problema de determinação de estratégias de operação para sistemas interligados tem sido desenvolvida em três etapas:

- 1 - Decomposição primal do sistema global em subsistemas individualizados que dispõem de recursos para atender aos seus requisitos;
- 2 - determinação das estratégias de operação de cada subsistema ao longo do horizonte de planejamento;
- 3 - determinação do intercâmbio entre eles em cada intervalo de tempo, segundo algum critério de trocas energéticas.

A determinação das estratégias de operação de sistemas hidrotérmicos isolados, etapa 2, constitui-se em um problema complexo que tem sido largamente pesquisado. Para os estudos em horizontes de médio a longo prazos, dois trabalhos representam verdadeiros marcos na evolução desses estudos. Em 1970, N.V. Arvanitides e J. Rosing definem uma abordagem de representação do sistema hidrotérmico por um sistema hidrotérmico equivalente [13], utilizando como ferramenta a Programação Dinâmica Estocástica. Com esse trabalho, puderam ser estudados sistemas de grande porte, sem grandes problemas computacionais, podendo levar em conta aspectos envolvidos com a aleatoriedade das afluências. Com base nessa abordagem definida em [13], no

setor elétrico brasileiro, em 1977 desenvolveu-se um modelo de Programação Dinâmica Estocástica [16], onde se procurava minimizar o custo plurianual de operação composto pelos custos de geração térmica e do déficit, avaliando-se o risco implícito do déficit de cada subsistema energético, isoladamente. Posteriormente essa formulação foi aplicada à operação conjunta de dois subsistemas, para a obtenção de intercâmbios mensais de energia entre os subsistemas, e a esse modelo denominou-se BALROC [17;18]. Nessa formulação, o intercâmbio de blocos de energia se dá quando um subsistema está operando com déficit ou com uma térmica mais cara que o outro que está em melhor situação operativa em cada mês. Essa ferramenta foi utilizada até 1986 para a avaliação dos planos anuais de operação do setor elétrico brasileiro. Com base também em [13] foi desenvolvido o Modelo de Simulação de Subsistemas Equivalentes - MSSSE [19], onde, as decisões mensais de intercâmbio são definidas com base no custo marginal mensal de operação de cada subsistema. Essa metodologia foi aplicada na avaliação dos planos anuais de operação de 1987 e 1988.

Outro trabalho de grande relevância nos estudos de planejamento da operação em horizontes de médio a longo prazos foi o de R.E. Rosenthal apresentado em 1980 [6]. Nele o sistema hidroelétrico foi representado individualizadamente por um grafo de arborescência expandida no tempo. Esse problema de fluxo em redes foi resolvido com o método simplex convexo. A partir daí, foram desenvolvidos vários trabalhos nessa linha de representação de usinas individualizadas. Desses, ressaltamos o trabalho de D. Sjelvgren et al [20], e os trabalhos de M.F.H. Carvalho e S. Soares [7 e 8]. C.R. Gagnon et al em [22], embora tenham formulado o problema como um problema de fluxo em

redes, não se utilizaram do método simplex convexo na resolução.

Nesta tese, foi estudada a determinação das estratégias de operação do sistema hidrotérmico das regiões Sul e Sudeste, em horizontes de médio a longo prazos. Para a resolução desse problema, que foi modelado no Capítulo II, aplicou-se um método de decomposição primal, apresentado na Figura 3.1.1, da mesma maneira que em [14; 17 a 19]. Porém, nesses trabalhos, os intercâmbios entre os subsistemas são obtidos através de um processo iterativo de duas etapas. Na primeira etapa determina-se as estratégias de operação dos subsistemas isolados utilizando-se da programação dinâmica estocástica. Na segunda etapa, efetuam-se simulações a sistema equivalente com os dois sistemas conjuntamente, e determinando-se para cada hipótese de série de energias afluentes, intercâmbios mensais de energia segundo os critérios de trocas energéticas de cada modelo. Ao final desta segunda etapa, para cada mês, determina-se um intercâmbio médio, que é a média de todos os valores de intercâmbio obtidos no mês respectivo de cada simulação realizada anteriormente. As duas etapas são repetidas até que haja convergência nos intercâmbios médios mensais. Nesta tese, a resolução problema também é efetuada em duas etapas. Na primeira etapa, os subsistemas constituídos por usinas individualizadas e considerados como um problema de fluxo em redes, são resolvidos utilizando-se o método simplex convexo, e determinados seus custos marginais mensais de operação. Na segunda etapa, os intercâmbios mensais entre os subsistemas, são determinados em um problema coordenador, onde por um procedimento heurístico procura-se igualar os custos marginais mensais de operação. Esses intercâmbios são incorporados aos mercados dos subsiste-

mas e as duas etapas são repetidas até que haja convergência nos intercâmbios.

É importante salientar que para a resolução dos subproblemas, utilizou-se como base, o modelo POSH cuja metodologia é apresentada em [7 e 8]. No modelo POSH como também em [22], resolve-se um problema com uma função objetivo com penalização quadrática para o déficit de suprimento hidráulico. Nesta tese, como também em [6; 13; 16 a 20; 21; 23; 26], a função objetivo é minimização de custos de operação. Entretanto, aqui as funções de custos mensais de operação foram definidas diferenciáveis por partes como em [20], porém mistas com trechos lineares e não lineares, como foi apresentado no capítulo anterior, exigindo modificações no modelo POSH, para um tratamento específico dessa função objetivo. Optou-se pela utilização do modelo POSH porque a utilização do método simplex convexo é realizada de forma especializada quanto ao particionamento das variáveis básicas e no encaminhamento do processo iterativo de convergência, escolhendo-se hidroelétricas e intervalos de tempo com maiores possibilidades de trocas energéticas, em termos de transferências de volumes de água.

Resumidamente, nesta tese, propõe-se a resolução das três etapas definidas previamente da seguinte maneira:

- 1 - Decomposição primal do problema de minimização do custo plurianual de operação do sistema hidrotérmico das duas regiões, em um problema coordenador dos intercâmbios mensais inter-regionais e dois subproblemas de minimização do custo plurianual de operação dos subsistemas conforme a Figura 3.1.1;
- 2 - determinação das estratégias de operação de cada subsiste-

ma, representando suas usinas hidroelétricas por um grafo de arborescência expandida no tempo, utilizando o método simplex convexo para resolução desse problema de fluxo em redes;

- 3 - resolução do problema coordenador, isto é, determinação dos intercâmbios entre os subsistemas de forma a equilibrar a cada mês os custos marginais mensais de operação dos subsistemas, modificando os mercados correspondentemente aos intercâmbios mensais. Isto com vistas a uma nova rodada de otimização dos subsistemas, até que haja convergência dos intercâmbios.

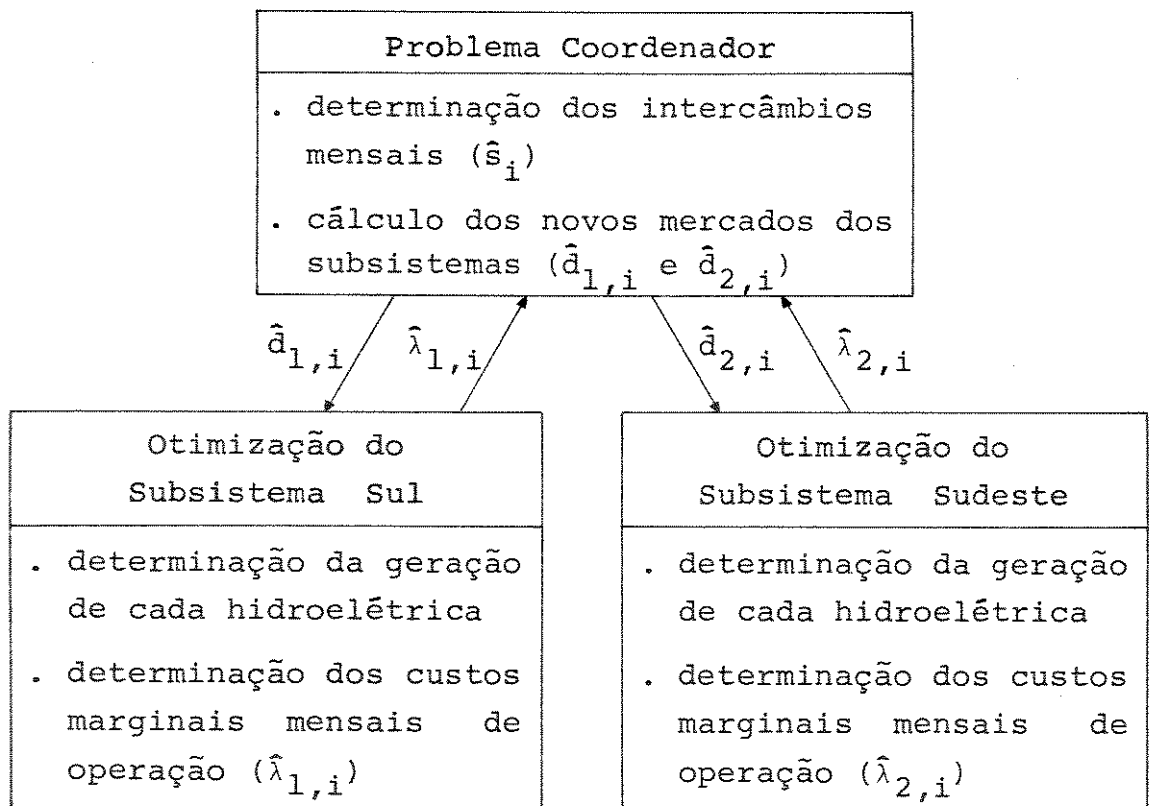


Figura 3.1.1 - Esquema da Decomposição Primal Aplicada no Processo de Resolução

Na Figura 3.1.2, o algoritmo de resolução do problema é apresentado de forma simplificada.

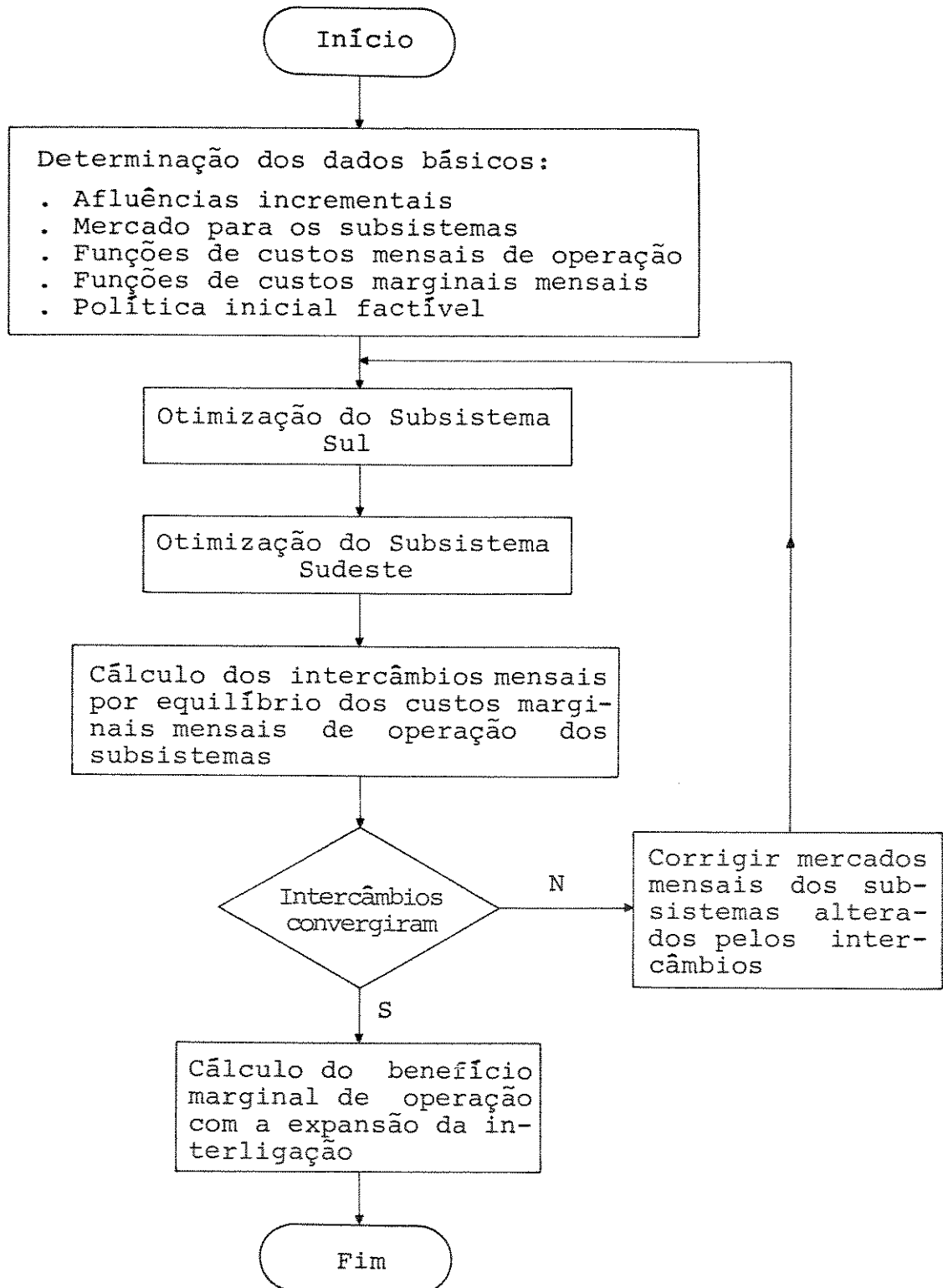


Figura 3.1.2 - Esquema Iterativo do Processo de Resolução do Problema

Na Figura 3.1.2, a etapa de determinação dos dados básicos consiste na montagem dos dados do problema como segue:

- . Determinar as afluências incrementais mensais a cada aproveitamento hidroelétrico do sistema para a hidrologia considerada. Nas hidroelétricas de médio e grande porte, as que podem oferecer um controle hidráulico ou energético para o subsistema, as afluências incrementais são calculadas desconsiderando-se as hidroelétricas que não oferecem controle hidráulico ou energético ao subsistema.
- . As cargas mensais dos subsistemas, serão em parte atendidas pela geração fixa das pequenas hidroelétricas, pela geração das hidroelétricas a fio d'água e pelo fornecimento estabelecido pela usina de Itaipu para o subsistema. Portanto, na otimização, serão consideradas apenas as parcelas da carga remanecentes a cada mês; como mercado a ser suprido pelas hidroelétricas com controle.
- . As funções de custos mensais de operação e respectivas funções de custo marginal, levam em conta apenas os mercados mensais a serem supridos pelas hidroelétricas com controle. A descrição da construção dessas funções está detalhada no Capítulo II.
- . Na determinação da política inicial factível, considera-se uma operação a fio d'água para as hidroelétricas com controle, ressalvadas as restrições de defluência mínima e de volume meta para os reservatórios.

Na etapa de otimização dos subsistemas, as defluências das hidroelétricas com controle e os volumes dos reserva-

tórios são determinados iterativamente por um algoritmo de otimização de Fluxo em Redes, onde se procura minimizar o custo plurianual de operação. A convergência ocorre quando não há mais ganho em se alterar nenhuma defluência e nenhum volume, isto é, quando não é mais possível deslocar volumes de água entre intervalos diferentes em uma hidroelétrica ou em uma cascata de forma a reduzir o custo plurianual de operação. Neste ponto, são passados ao problema coordenador, os valores finais dos custos marginais mensais de operação dos subsistemas.

Na etapa da resolução do problema coordenador, procura-se igualar os custos marginais mensais dos subsistemas, explorando ao máximo a capacidade de interligação entre eles, mês a mês. Dessa forma, com a energia transferida de um subsistema para o outro, ocorre uma transferência de mercado no sentido inverso, isto é, o sistema que fornece energia acaba recebendo mercado, sendo o contrário para o outro subsistema. Daí a necessidade de recalcular os mercados mensais dos subsistemas devido a interferência do intercâmbio. Quando entre duas iterações sucessivas, não existirem mais diferenças significativas entre os intercâmbios, considera-se que a solução convergiu. Isto ocorre porque, ou a interligação já está plenamente utilizada nos intervalos onde haveria interesse na troca de blocos de energia, ou já se atingiu em todos os intervalos, o equilíbrio entre os custos marginais mensais de operação entre os subsistemas. Neste ponto, determina-se o benefício marginal operativo que se teria, com a expansão da capacidade da interligação no horizonte de planejamento, caso ocorresse a série hidrológica estipulada. Esse benefício marginal na operação econômica é medido nas mesmas unidades dos custos marginais de operação, e é dependente de cada hidrologia con-

siderada, sendo de se esperar valores maiores em hidrologias que apresentem complementariedade entre os subsistemas, quando então a solicitação da interligação será maior. O valor desse benefício é obtido pela somatória no tempo, dos multiplicadores de Lagrange associados à interligação. Entretanto, uma avaliação mais correta deste parâmetro, requer o levantamento de uma curva de permanência, ou de duração, que expresse estatisticamente as variações hidrológicas registradas, ou geradas através de modelos de Séries Temporais de afluências aos aproveitamentos.

Este capítulo é composto por mais três itens. No item 3.2 é apresentada a resolução dos subsistemas, no item 3.3 é apresentada a resolução do problema coordenador, e no item 3.4 é apresentada a técnica de determinação do benefício marginal operativo que seria obtida com a expansão da capacidade de interligação entre os subsistemas, ou com o relaxamento desses limites ao longo do horizonte de planejamento da operação.

3.2. TÉCNICA DE RESOLUÇÃO DOS SUBSISTEMAS

A técnica de resolução fundamenta-se no Método Simplex-Convexo de Zangwill que por sua vez é uma variação do Método do Gradiente Reduzido. Antes de descrever o algoritmo empregado na resolução do problema, serão sumariamente apresentados os dois métodos citados acima. Uma apresentação bem detalhada é feita em [24 e 25].

. Método do Gradiente Reduzido

Consiste em um processo para gerar direções factí-

veis de melhoria. É um método que trabalha com a redução da dimensionalidade do problema pela representação de todas as variáveis em termos de um subconjunto de variáveis independentes. Considere-se o problema

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f(x) \\ & \text{sujeito a } Ax = b \\ & \quad x \geq 0, \end{aligned}$$

onde A é uma matriz $m \times n$ de rank m , b é um vetor de dimensão m e f é uma função convexa e diferenciável em E^n . Assume-se a hipótese de não degenerência, ou seja, quaisquer m colunas de A são linearmente independentes e todo o ponto extremo da região factível tem m variáveis estritamente positivas. Com esta suposição, toda a solução factível tem ao menos m componentes positivas e no máximo $n - m$ variáveis nulas.

Sendo x uma solução factível, pelas suposições mencionadas, A pode ser decomposto em (B, N) e x em (x_B^t, x_N^t) , onde B é uma matriz inversível $m \times m$, $x_B > 0$ e $x_N \geq 0$. Aqui x_B é chamado de vetor básico. Com isso, o problema pode ser reescrito,

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f(x_B, x_N) \\ & \text{sujeito a } Bx_B + Nx_N = b \rightarrow x_B = B^{-1}b - B^{-1}Nx_N, \\ & \quad x_B > 0 \text{ e } x_N \geq 0 \end{aligned}$$

Uma direção d é uma direção factível de melhoria de f no ponto x se

$$\begin{aligned} & \nabla f(x)^t d < 0, \\ & Ad = 0, \end{aligned}$$

$$d_j \geq 0 \text{ se } x_j = 0, \forall j \in J,$$

sendo J o vetor de índices das variáveis não básicas. Decompondo d em (d_B, d_N) e como $Ad = 0 \leftrightarrow Bd_B + Nd_N = 0$, resulta em $d_B = B^{-1}Nd_N$. O vetor gradiente reduzido é definido como

$$r^t = (r_B^t, r_N^t) = \nabla f(x)^t - \nabla_B f(x)^t B^{-1} A = [0, \nabla_N f(x)^t - \nabla_B f(x)^t B^{-1} N].$$

Disso resulta que $\nabla f(x)^t d = r_N^t d_N$. Dessa forma d_N deve ser escolhido de forma que a derivada direcional $r_N^t d_N$ seja mais negativa possível e que $d_j \geq 0$ se $x_j = 0, \forall j \in J$. Portanto, para cada variável não básica j pode-se fazer

$$d_j = -r_j \text{ se } r_j \leq 0 \text{ ou } x_j > 0,$$

$$d_j = 0 \text{ se } r_j > 0 \text{ e } x_j = 0.$$

Enquanto persistir $d_n \neq 0$ implicará em $\nabla f(x)^t d < 0$, e o processo de cálculo de uma nova solução factível x continuará até que $d = 0$. Quando isso ocorrer, é possível demonstrar [24 e 25] que a solução obtida será ótima. No caso de variáveis canalizadas, isto é $\underline{x} \leq x \leq \bar{x}$,

$$d_j = 0 \text{ se } x_j = \underline{x}_j \text{ e } r_j > 0,$$

$$\text{ou } x_j = \bar{x}_j \text{ e } r_j < 0,$$

$$d_j = -r_j \text{ em caso contrário, } \forall j \in J.$$

A evolução da solução no processo iterativo a cada iteração (k) se dá por

$$x_{(k+1)} = x_{(k)} + \alpha d_{(k)},$$

com α sendo definido por uma busca unidimensional de forma a

não violar os limites das variáveis.

. Método Simplex Convexo

O método simplex convexo é similar ao método do gradiente reduzido exceto que somente uma variável não básica é modificada, enquanto que todas as outras variáveis não básicas são fixadas em seus valores atuais. Evidentemente que os valores das variáveis básicas são modificados de forma a manter a factibilidade. Assim, o método simplex-convexo comporta-se de forma semelhante ao método simplex utilizado na programação linear.

Dado o problema,

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f(x) \\ & \text{sujeito a } Ax = b \\ & x \geq 0, \end{aligned}$$

e assumindo tudo o que foi definido para o método do gradiente reduzido, e também dada uma solução factível $x^t = (x_B^t, x_N^t)$ e o gradiente reduzido r no ponto x , a j -ésima componente de x_N a ser modificada é encontrada por:

$$\beta = \text{máximo} \{-r_j : r_j \leq 0 \text{ ou } x_j > 0\} = -r_v$$

Se $\beta = 0$, demonstra-se [25] que a solução atual é ótima. Caso contrário, faz-se $d_v = 1$ e $d_j = 0$, $\forall j \in J$ e $j \neq v$, e x_v aumenta de valor.

As variáveis básicas são modificadas na direção $d_B = -B^{-1} N d_N$ e o processo iterativo progride da solução atual $x_{(k)}$ para a próxima solução $x_{(k+1)}$ com $x_{(k+1)} = x_{(k)} + \alpha d_{(k)}$, sendo α determinado por busca unidimensional, ressalvados os limites de factibilidade de x .

. Resolução do Problema de Fluxo em Redes pelo Método Simplex-Convexo

No Capítulo II, no modelamento dos subsistemas, verificou-se que o problema do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico, fica definido com a determinação da operação das hidroelétricas. Assim o problema de minimização do custo de operação plurianual pode ser escrito como:

$$\text{Minimizar } f(x) \quad (3.2.1)$$

$$\text{sujeito a } Ax = b \quad (3.2.2)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (3.2.3)$$

onde, (3.2.2) representa as equações de balanço hídrico das hidroelétricas, sendo x o vetor das variáveis de decisão de defluências e volumes, b o vetor das afluências incrementais e a matriz A representa o acoplamento espacial, nos aproveitamentos hidroelétricos das bacias hidroelétricas, e o acoplamento temporal em cada hidroelétrica ao longo do tempo. O acoplamento espacial fica definido pelas defluências das hidroelétricas de montante para a de jusante na cascata. O acoplamento temporal se dá pelos volumes dos reservatórios sucessivamente nos intervalos de tempo, ao longo do horizonte de planejamento. Assim sendo, a matriz A , pode ser vista como uma matriz de incidência de arcos aos nós. Os arcos são as variáveis de decisão e os nós são os aproveitamentos a cada intervalo de tempo. Essa matriz A , representa a rede hidráulica apresentada na Figura 3.2.1 que nada mais é do que uma arborescência expandida no tempo, Figura 3.2.2. Portanto, o problema definido acima pode ser resolvido por um algoritmo de fluxo em redes.

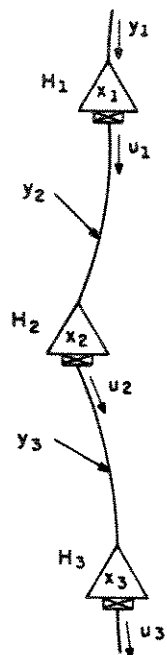


Figura 3.2.1 - Conjunto de Hidroelétricas em Cascata

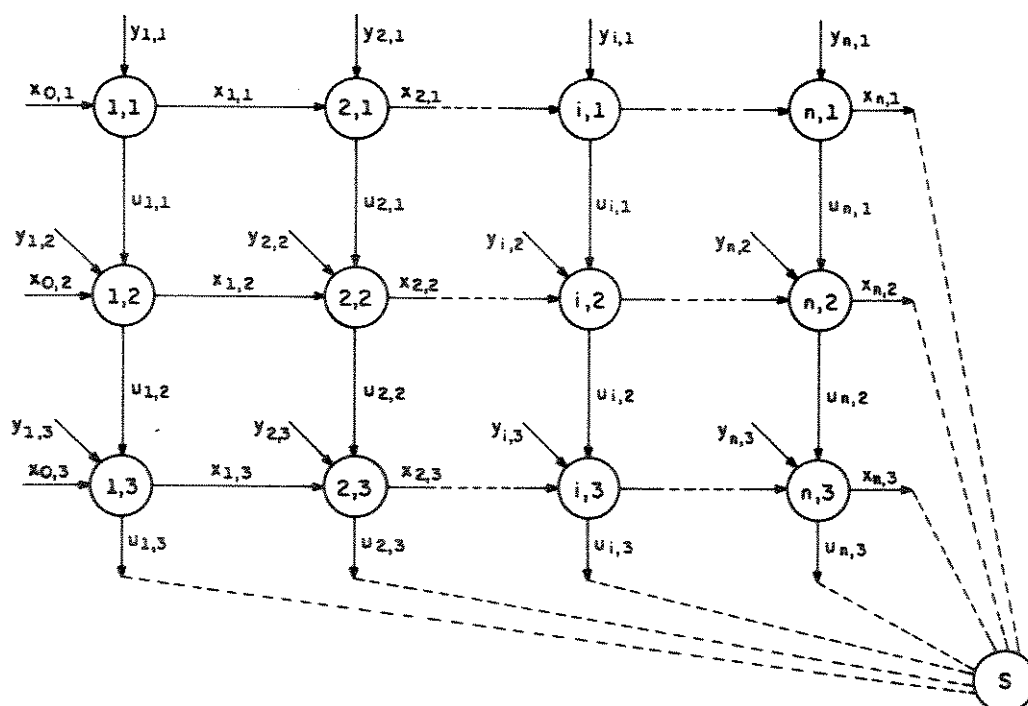


Figura 3.2.2 - Grafo da Rede Hidráulica da Cascata, Incorporado de um Nó Absorvente S

A resolução do problema do fluxo em redes consiste em:

- a - Repartir o conjunto das variáveis ou arcos em básicos e não básicos de maneira que os arcos básicos formem uma árvore básica.
- b - Pesquisar uma variável não básica, isto é, um arco não básico para alterar seu valor atual, procurando fechar um ciclo entre esta variável e a árvore básica.
- c - O interesse que se dá a essa variável não básica, está no ganho líquido ou custo reduzido associado ao ciclo formado. Os custos reduzidos são denotados por $r_{1,i,j}$ e $r_{2,i,j}$ para as defluências e armazenamentos, respectivamente. Os custos reduzidos representam o custo marginal de se enviar uma unidade em torno do ciclo, isto é, a somatória das derivadas parciais dos arcos com a mesma orientação do arco não básico no ciclo menos a somatória das derivadas parciais dos arcos orientados no sentido oposto do ciclo. As Figuras 3.2.3 e 3.2.4 ilustram exemplos aplicativos.

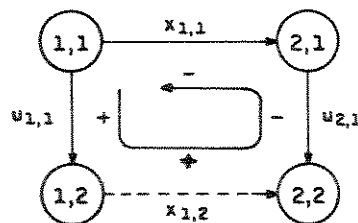


Figura 3.2.3

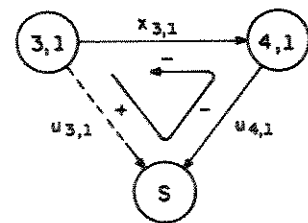


Figura 3.2.4

Na Figura 3.2.3 o custo reduzido do arco não básico que liga o nó (1,2) ao nó (2,2) é:

$$r_{2,1,2} = \frac{\partial f(x)}{\partial x_{1,2}} - \frac{\partial f(x)}{\partial u_{2,1}} - \frac{\partial f(x)}{\partial x_{1,1}} + \frac{\partial f(x)}{\partial u_{1,1}} \quad (3.2.4)$$

Na Figura 3.2.4, o custo reduzido do arco não básico $u_{3,1}$, que liga o nó (3,1) ao nó sumidouro (S) é:

$$r_{1,3,1} = \frac{\partial f(x)}{\partial u_{3,1}} - \frac{\partial f(x)}{\partial u_{4,1}} - \frac{\partial f(x)}{\partial x_{3,1}} \quad (3.2.5)$$

- d - O processo iterativo progride de uma solução para outra incrementando fluxo em um arco não básico que possua um custo reduzido positivo e com um fluxo menor que seu limite superior do arco, ou então, reduzindo o fluxo quando o custo reduzido é negativo desde que o fluxo no arco seja maior que seu limite inferior.
- e - O fluxo no arco não básico varia em conjunto com seus associados no ciclo em idêntico valor de fluxo, porém com sinal dependente do sentido de orientação do arco básico no ciclo, isto é, positivo para os arcos de mesmo sentido de fluxo e negativo no sentido contrário. A variação de fluxo no ciclo é limitada pelos limites individuais de fluxos nos arcos que o compõe. Se com esse incremento de fluxo alguma das variáveis básicas atingir algum de seus limites, há uma substituição de variáveis na base, isto é, a variável não básica entra na base e a variável básica que atingiu um de seus limites sai da base. Retorna-se ao passo b até que não haja mais ganho com nenhuma variável não básica.

Ressalte-se que neste algoritmo, o método simplex convexo

É aplicado de maneira simplificada, pois a cada iteração são modificadas apenas as variáveis constituintes do ciclo a ser analisado.

É importante salientar que no cálculo dos custos reduzidos, as expressões (3.2.4) e (3.2.5) são referidas ao tratamento da função de geração das hidroelétricas como funções da defluência do intervalo e do armazenamento inicial em cada intervalo. Isto foi feito apenas para simplificar essas expressões. Na realidade, como nesta tese trabalha-se com a defluência do intervalo e do armazenamento médio do intervalo, média do inicial e do final do intervalo, devem ser levadas em consideração as expressões (2.3.7.1) a (2.3.7.4) e (2.3.8.1), definidas no Capítulo II.

A definição de um modelo computacional para o algoritmo de fluxo em redes definido acima, não apresenta grandes obstáculos. Porém, preferiu-se adotar o modelo POSH [7,8] para esta fase do trabalho, porque ele apresenta certas características quanto ao particionamento das variáveis, quanto à separação das usinas que oferecem maior aceleração no processo de otimização e quanto aos intervalos onde há maior necessidade de transferência da água. Essas características dão ao modelo POSH um maior rendimento ao processo iterativo do que um modelo que se baseie única e exclusivamente em um algoritmo tradicional de fluxo em redes [6,20] e que não se aproveita destas características especiais do problema.

3.3. OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA GLOBAL

Na Figura 2.1.1, o sistema global é apresentado como um sistema resultante da interligação de dois subsistemas. Na primeira etapa de otimização, descrita no item 3.2, tratou-se da otimização individualizada da operação dos subsistemas. Nesta segunda etapa, do problema coordenador da Figura 3.1.1, procura-se redistribuir os recursos energéticos do sistema global ao longo do horizonte de planejamento, mediante a otimização do uso da capacidade de interligação entre eles. O problema coordenador pode ser escrito por:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } F &= \sum_{i \in I} (F_{1,i} + F_{2,i}) \\ \text{sujeito a } \underline{s}_i &\leq s_i \leq \bar{s}_i, \quad \forall i \in I \end{aligned} \quad (3.3.1)$$

onde i é o i -ésimo intervalo do horizonte de planejamento I , e com

$$F_{1,i} = f_{1,i} (g_{1,i} + s_i) \quad (3.3.2)$$

$$F_{2,i} = f_{2,i} (g_{2,i} - s_i) \quad (3.3.3)$$

sendo s_i , o intercâmbio entre o subsistema 1, tido como fornecedor e o subsistema 2, tido como receptor.

Como o problema (3.3.1) é separável no tempo, sua otimização se dá com a otimização das parcelas mensais. O problema de otimização da operação mensal pode ser expresso pelas expressões (3.3.4) e (3.3.5), $\forall i \in I$, como

$$\text{Minimizar } F_i = f_{1,i} (g_{1,i} + s_i) + f_{2,i} (g_{2,i} - s_i) \quad (3.3.4)$$

$$\text{sujeito a } \underline{s}_i \leq s_i \leq \bar{s}_i \quad (3.3.5)$$

onde o intercâmbio mensal de energia s_i , possui limites dinâmicos inferiores \underline{s}_i e superiores \bar{s}_i .

A função Lagrangeana deste problema fica,

$$L_i(s_i, \mu_i) = f_{1,i}(g_{1,i} + s_i) + f_{2,i}(g_{2,i} - s_i) + \mu_{i,1}(s_i - \bar{s}_i) + \mu_{i,2}(\underline{s}_i - s_i) \quad (3.3.6)$$

Supondo o problema convexo e diferenciável, as condições necessárias e suficientes de Kuhn-Tucker são:

$$1. \quad \mu_{i,1} \geq 0 ; \mu_{i,2} \geq 0 \quad (3.3.7)$$

$$2. \quad \underline{s}_i \leq s_i \leq \bar{s}_i \quad (3.3.5)$$

$$3. \quad \mu_{i,1}(s_i - \bar{s}_i) = 0 ; \mu_{i,2}(\underline{s}_i - s_i) = 0 \quad (3.3.8)$$

$$4. \quad \frac{dF_{1,i}}{dg_{1,i}} \bigg|_{(g_{1,i} + s_i)} - \frac{dF_{2,i}}{dg_{2,i}} \bigg|_{(g_{2,i} - s_i)} + \mu_{i,1} - \mu_{i,2} = 0 \quad (3.3.9)$$

Na solução ótima, portanto:

. supondo que $\mu_{i,1} = \mu_{i,2} = 0$, resulta que

$$\frac{dF_{1,i}}{dg_{1,i}} \bigg|_{(g_{1,i} + s_i)} = \frac{dF_{2,i}}{dg_{2,i}} \bigg|_{(g_{2,i} - s_i)} = \lambda_i \quad (3.3.10)$$

isto é, os subsistemas operam a um mesmo custo marginal λ_i ;

. supondo $\mu_{i,1} = 0$ e $\mu_{i,2} > 0$, então $\underline{s}_i = s_i$, isto é, o intercâmbio, está no limite inferior da interligação no mês considerado;

. supondo $\mu_{i,1} > 0$ e $\mu_{i,2} = 0$, então $s_i = \bar{s}_i$, isto é, o intercâmbio está no limite superior da interligação durante o intervalo considerado.

Portanto, o algoritmo de resolução deste problema pode ser resumido em:

1. Calcular o intercâmbio ótimo s_i^* tal que (3.3.10) seja satisfeita nos pontos $(g_{1,i} + s_i^*)$ e $(g_{2,i} - s_i^*)$, respectivamente;
2. se s_i^* satisfizer a (3.3.5) então $\hat{s}_i = s_i^*$;
3. se $s_i^* > \bar{s}_i$, então seja $\hat{s}_i = \bar{s}_i$ e

$$\hat{\lambda}_{1,i} = \frac{dF_{1,i}}{dg_{1,i}} \Big|_{(g_{1,i} + \hat{s}_i)} \quad \text{e} \quad \hat{\lambda}_{2,i} = \frac{dF_{2,i}}{dg_{2,i}} \Big|_{(g_{2,i} - \hat{s}_i)} \quad (3.3.11)$$

4. se $s_i^* < \underline{s}_i$, então seja $\hat{s}_i = \underline{s}_i$ e os custos marginais dos subsistemas são calculados por (3.3.11);
5. recalculer os mercados $\hat{d}_{1,i}$ e $\hat{d}_{2,i}$, modificados pelo intercâmbio \hat{s}_i a cada mês com,

$$\hat{d}_{1,i} = d_{1,i} + \hat{s}_i, \quad \forall i \in I \quad (3.3.12)$$

$$\hat{d}_{2,i} = d_{2,i} - \hat{s}_i, \quad \forall i \in I \quad (3.3.13)$$

e refazer a otimização dos subsistemas individualizados.

A convergência desse processo se dá quando, entre duas iterações sucessivas, nenhum dos intercâmbios mensais atuais, diferir em mais do que uma precisão ϵ dos referentes da iteração anterior, isto é

$$|\hat{s}_i^{\text{ATUAL}} - \hat{s}_i^{\text{ANTERIOR}}| \leq \epsilon, \quad \forall i \in I \quad (3.3.14)$$

Entretanto, tendo em vista o exposto no Capítulo II sobre a não diferenciabilidade da função objetivo em alguns pontos, a solução ótima nem sempre implica em que a expressão (3.3.10) seja verdadeira.

Suponha que o sistema fornecedor esteja operando num ponto de não diferenciabilidade da sua função objetivo, ao contrário do sistema receptor. Suponha ainda que

$$\left. \frac{dF_{1,i}}{dg_{1,i}} \right|_{(g_{1,i} + s_i)^-} < \left. \frac{dF_{2,i}}{dg_{2,i}} \right|_{(g_{2,i} - s_i)} < \left. \frac{dF_{1,i}}{dg_{1,i}} \right|_{(g_{1,i} + s_i)^+} \quad (3.3.15)$$

Neste caso a solução obtida é ótima, embora o custo marginal dos dois subsistemas não sejam iguais. Assim, embora não tenha sido atingido o limite da interligação o intercâmbio ótimo conduz a uma operação com custos marginais diferenciados entre os subsistemas.

A Figura 3.3.1, ilustra os procedimentos adotados na determinação dos intercâmbios mensais para, ou igualar os custos marginais operativos mensais dos subsistemas, ou aproximá-los o máximo possível.

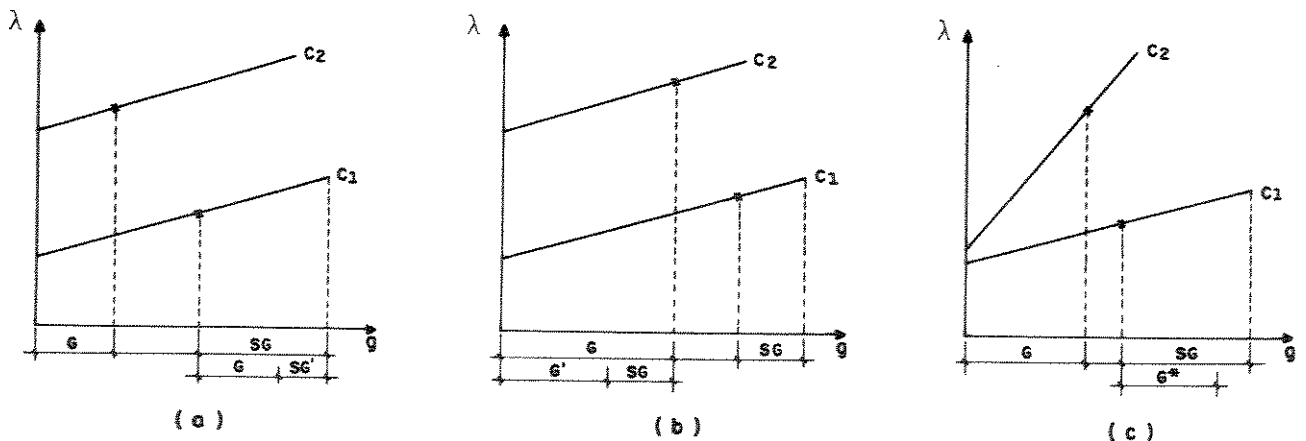


Figura 3.3.1 - Alocação da Geração Térmica Mensal Segundo as Funções de Custo Marginal Operativo Mensal dos Subsistemas

Considere-se, para a Figura 3.3.1, que c_1 e c_2 representam as funções das classes de custo marginal operativo mensal, em determinados meses, no subsistema fornecedor e receptor, respectivamente. O ponto marcado (x), representa o nível de ocupação dessas classes que estão sendo alocadas para suprir os déficits hidroelétricos nos subsistemas nesses meses. Assume-se que, nesses meses, a classe de custo marginal imediatamente anterior à c_2 do subsistema receptor, tem seus custos marginais inferiores aos da classe c_1 do subsistema fornecedor, e que, a classe de custo marginal imediatamente posterior à c_1 do receptor, tem seus custos marginais superiores aos da classe c_2 do fornecedor. G representa o montante de geração alocado na classe c_2 no receptor, e SG representa a disponibilidade de geração que ainda pode ser alocada na classe c_1 do fornecedor. Dessa maneira, conclue-se que:

- . Na Figura 3.3.1 (a), todo o montante G pode ser absorvido em SG e ainda persiste uma sobra SG' , isto é, foi deslocado um mercado G do subsistema receptor para o subsistema fornecedor, sem que haja igualdade dos custos marginais;
- . na Figura 3.3.1 (b), o montante SG é insuficiente para absorver G persistindo um montante G' alocado em c_1 , isto é, foi deslocado um mercado SG do subsistema receptor para o sistema fornecedor, sem que haja igualdade dos custos marginais;
- . na Figura 3.3.1 (c), o montante G^* de mercado, foi deslocado do subsistema receptor para o sistema fornecedor, igualando os custos marginais de operação dos subsistemas no mês considerado.

Aos três casos considerados deve-se acrescentar que:

- . Nem sempre as limitações de intercâmbio permitem as transferências energéticas desejadas;
- . o que se assumiu anteriormente sobre a classe de custos marginais anterior à c_1 do receptor, e sobre a classe posterior à c_2 do fornecedor, nem sempre é verdadeiro, necessitando assim verificações adicionais para as novas situações.

Com esses procedimentos, a característica de descontinuidade das funções de custos marginais mensais de operação é contornada, e a operação dos subsistemas é otimizada dentro de suas condições dinâmicas de operação obedecendo aos critérios de precisão fornecidos para o modelo.

3.4. IDENTIFICAÇÃO DO BENEFÍCIO MARGINAL COM A EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO

Não se trata de uma expansão, propriamente dita, da capacidade dinâmica da interligação entre os subsistemas. Isto porque o que se analisa neste item, não é a implementação de novas linhas ao sistema de transmissão previsto para o horizonte de planejamento, mas sim do benefício que adviria para o sistema interligado com o relaxamento dos limites definidos para os fluxos energéticos na interligação. É sabido que esses limites são valores médios dentre os valores determinados em estudos elétricos para as diversas condições de distribuição da geração e de carga no sistema de transmissão de acordo com os padrões de confiabilidade elétrica assumidos.

No item 3.3, apresentou-se a otimização do sistema interligado explorando-se os limites de interligação. Do problema apresentado em (3.3.4) e (3.3.5), só haverá benefício no relaxamento de uma das restrições de intercâmbio quando algum dos limites for atingido. Nesse caso, pela expressão (3.3.9) um dos valores de μ será diferente de zero, isto é, haverá um valor localizado, para a respectiva restrição intercâmbio é será a diferença dos custos marginais operativos mensais,

$$\mu_i = |\lambda_{1,i} - \lambda_{2,i}|, \quad \forall i \in I \quad (3.4.1)$$

ressalvado o exposto na expressão (3.3.15). Isto porque de nada adiantará aumentar o limite de interligação se a operação do sistema interligado estiver definida dentro de uma dessas condições de (3.3.15), onde não haveria envio adicional de energia do subsistema fornecedor para o receptor porque aumentaria o custo plurianual de operação.

Considerando esses aspectos mencionados, o benefício marginal da expansão da interligação, (β) para cada série hidrológica considerada, será expresso pela somatória dos valores dos benefícios marginais operativos mensais ao longo do horizonte de planejamento (3.4.2).

$$\beta = \sum_{i \in I} \mu_i \quad (3.4.2)$$

Para uma avaliação mais correta do benefício marginal β , seria necessário estabelecer um estudo probabilístico desse elemento, utilizando-se de diversos cenários hidrológicos, por exemplo, o histórico de afluições aos aproveitamentos, ou de séries sintéticas oriundas de modelos de séries temporais, ou de outros dados em que haja interesse na pesquisa.

IV — RESULTADOS

4.1. INTRODUÇÃO

Desde o início deste trabalho, a preocupação maior tem se fixado em detalhar uma metodologia para determinação das estratégias de operação de um sistema hidrotérmico, com um alto grau de envolvimento com a realidade. Assim sendo, estudou-se um sistema hidrotérmico real, o sistema energético das regiões Sul e Sudeste do Brasil, em uma realidade já estudada com auxílio de outras metodologias, cujos resultados estão apontados no Plano de Operação de 1986 [5], e a operação anual já está levantada no Anuário Estatístico da Operação do Sistema Interligado [28].

No Capítulo II, referente ao modelamento matemático, a função objetivo apresentada está em sintonia com o atual nível de preocupações do setor elétrico brasileiro sobre suprimento de energia a um mínimo custo operativo. A construção da função objetivo, obedeceu ao critério de representação do parque termoelétrico em classes de térmicas da forma preconizada pelo setor elétrico. Além disso, foi feita uma tentativa de se trabalhar com funções de custo mensal de operação das termoeletricas representadas por funções quadráticas. Para tanto, utilizou-se uma metodologia fundamentada no trabalho de M.E.El Hawary e G.S. Christensen [10].

Como ficou caracterizado no Capítulo II, a representação proposta para a rede hidráulica, permite uma sensível redução da dimensionalidade do problema. Isto porque a repre-

sentação do problema considera as redes hidráulicas convencionais. Nela, cada hidroelétrica que pode oferecer um controle energético ao subsistema é considerado um nó da rede. Essa rede hidráulica é convencional porque a cada hidroelétrica ou nó, sucede apenas uma hidroelétrica ou nó. Casos excepcionais, como canais entre usinas situadas em diferentes bacias, devem ser tratados de modo particular. O caso de usinas reversíveis, também não é abrangido pela representação. Nesta tese, para a resolução desses problemas a representação foi bastante simplificada. Nos canais, o mais importante do sistema é o canal de Três Irmãos. Liga as hidroelétricas de Três Irmãos, no rio Tiete, e Ilha Solteira, no rio Paran. Considerou-se uma operação convencional para as duas hidroelétricas, desprezando a operação do referido canal. Considerou-se um acréscimo de energia, de aproximadamente 100 MWMEs, em energia de usinas submotorizadas do subsistema Sudeste, a partir da entrada em operação do canal. Esse acréscimo de energia, é o ganho energético que a hidroelétrica de Ilha Solteira teria com o referido canal, segundo os dados apresentados no Plano de Operação de 1986. Já no caso da hidroelétrica de Nilo Peçanha, que tem uma capacidade instalada de 380 MW, e sofre o efeito de afluências provenientes de canais e de usinas reversíveis, considerou-se uma operação de hidroelétrica convencional. Utilizando-se o arquivo de afluências regularizadas a essa hidroelétrica. No caso das usinas reversíveis, de uma maneira geral, elas somente teriam uma influência nos balanços energéticos se permitissem um ciclo sazonal. Dessa maneira as reversíveis foram consideradas como aproveitamentos convencionais.

Para a interligação, o Plano de Operação de 1986, não foi muito claro quanto a representação das quotas de energia

que cada subsistema teria da geração da hidroelétrica de Itaipu. Pois da capacidade da interligação entre as regiões deveria ser abatido o montante de energia que cada subsistema receberia. Ocorre que parte da geração de Itaipu é gerada em 60 Hertz e parte é em 50 Hertz, dispondo de sistemas de transmissão específicos. Como a quotização da energia não é definida de forma global mas sim por grupo gerador, conclui-se que não houve a preocupação de separar as quotas dos subsistemas em cada modalidade de geração. Esta separação, afeta sobremaneira os limites de transmissão inter-regiões, pois a interligação entre os subsistemas é utilizada também para a transmissão da energia de Itaipu. A Figura 4.1.1 apresenta de forma esquemática o sistema de transmissão.

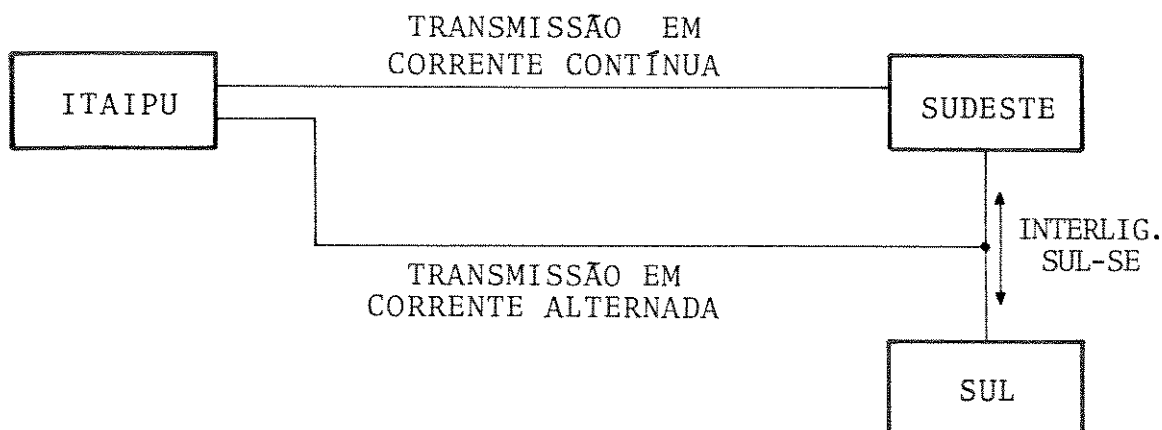


Figura 4.1.1 - Sistema de Transmissão Simplificado

Na Figura 4.1.1, a linha de transmissão de corrente contínua entre Itaipu e o Sudeste, transmite as quotas de energia dos subsistemas, geradas em 50 Hertz. A linha de transmissão de corrente alternada, transmite as quotas de energia dos subsistemas, geradas em 60 Hertz. Portanto, a interligação deve conduzir no sentido SE-SUL, a quota do Sul em 50 Hertz e em

60 Hertz, e no sentido SUL-SE deve conduzir a quota do Sudeste em 60 Hertz.

No item 4.2, é feita uma análise da capacidade do fluxo energético na interligação e sua influência na operação. Essa análise é levada a efeito, através de duas hipóteses, a alocação da energia de Itaipu no Sudeste e a quotização dessa energia entre os subsistemas. Essas duas hipóteses acabam criando dois problemas distintos mas que são equivalentes na produção hidráulica e nos custos operativos. No item 4.3, é feito um detalhamento da melhor solução, em termos da evolução dos reservatórios, e da produção de energia nas duas regiões, antes e depois da otimização. No item 4.4, é feita uma análise do benefício marginal operativo da interligação. Nas análises energéticas efetuadas nos itens 4.2 a 4.4, utilizou-se o cenário hidrológico do período de janeiro de 1952 a dezembro de 1956, período este que abrange o período crítico do sistema interligado. No item 4.5, é realizado um planejamento adaptativo para o sistema interligado, em uma base mensal, considerando um cenário hidrológico misto de previsão de ocorrência de afluições para os próximos doze meses, e preenchendo o restante do horizonte de planejamento com as médias mensais, mês a mês, das afluições mensais do histórico em cada aproveitamento hidroelétrico.

4.2. ANÁLISE DA CAPACIDADE DE FLUXO ENERGÉTICO NA INTERLIGAÇÃO E SUA INFLUÊNCIA NA OPERAÇÃO

A capacidade de fluxo energético na interligação, no caso do Plano de Operação de 1986, é bastante afetada pelas considerações que podem ser feitas com a energia de Itaipu. Esta pode ser considerada como energia do Sudeste, justificando com o fato de que sua hidrologia segue a hidrologia do Sudeste, ou pode ser considerada quotizada entre as duas regiões, devido às obrigações contratuais para a aquisição dessa energia. Cada uma dessas considerações acaba se transformando em um problema distinto dadas as limitações de fluxo energético na interligação.

Considere a Figura 4.1.1, a Tabela 2.2.8.6 com a energia das usinas submotorizadas dos subsistemas, e a Tabela 2.4.1 que define os limites de fluxo energético nas transferências energéticas entre os subsistemas. Então, a capacidade efetiva de fluxo na interligação é definida como segue:

. Energia de Itaipu alocada no Sudeste:

$$LFSESU = LLSESU \quad (4.2.1)$$

$$LFSUSE = LLSUSE - IT60SE \quad (4.2.2)$$

. Energia de Itaipu quotizada entre as regiões:

$$LFSESU = LLSESU - IT60SU - IT50SU \quad (4.2.3)$$

$$LFSUSE = LLSUSE - IT60SE + IT50SU \quad (4.2.4)$$

sendo,

LLSESU - limite de fluxo na linha no sentido Sudeste-Sul;

LLSUSE - limite de fluxo na linha no sentido Sul-Sudeste;

LFSESU - capacidade efetiva de transmissão de energia do sub-

- sistema Sudeste para o subsistema Sul;
- LFSUSE - capacidade efetiva de transmissão de energia do subsistema Sul para o subsistema Sudeste;
- IT60SE, IT60SU - quotas de energia dos subsistemas Sudeste e Sul, respectivamente, da energia gerada em 60 Hertz, que Itaipu deve fornecer ao Brasil;
- IT50SE, IT50SU - quotas de energia dos subsistemas Sudeste e Sul, respectivamente, da energia gerada em 50 Hertz, que Itaipu deve fornecer ao Brasil.

Entretanto, para o cálculo da capacidade efetiva de fluxo na interligação, as expressões (4.2.1) a (4.2.4) devem ser utilizadas com cuidado, pois os limites de transmissão energética entre as regiões definidos na Tabela 2.4.1, não permitem que o subsistema em questão, receba as parcelas de energia de Itaipu que lhe são conferidas. Isto não ocorre sempre. Depende da consideração que está sendo feita, ocorrendo infactibilidades em alguns meses do horizonte de planejamento. Quando isto ocorre, a opção tomada neste trabalho, foi de zerar a capacidade de fluxo da interligação no sentido considerado, reduzir o valor do montante excedente na energia das usinas submotorizadas do subsistema que deveria receber a energia de Itaipu, acrescentar esse valor na energia das usinas submotorizadas do outro subsistema, e reduzir esse valor da capacidade efetiva de fluxo energético na interligação no sentido oposto. Os resultados finais desses procedimentos são relacionados na Tabela 4.2.1.

Os resultados da aplicação da metodologia a esses dois problemas de otimização, estão apresentados na Tabela 4.2.2. Nela, é referenciado por CASO-1, o problema onde se considera a energia de Itaipu alocada para o Sudeste, e é referenciado

MESES	ITAIPU				LIMITE DA INTERLIGACAO				ENERGIA SUBMOTORIZADA			
	SE	SUL	SE	SUL	IT SUDESTE		IT QUOTIZADA		IT SUDESTE		IT QUOTIZADA	
	60 Hz	60 Hz	50 Hz	50 Hz	SE/SUL	SUL/SE	SE/SUL	SUL/SE	SE	SUL	SE	SUL
JAN	0	0	1398	275	896	1394	621	1669	1673	0	1398	275
FEV	0	0	1398	275	896	1394	621	1669	1673	0	1398	275
MAR	0	0	1398	275	896	1394	621	1669	1673	0	1398	275
ABR	0	0	1398	275	896	1394	621	1669	1673	0	1398	275
1 MAI	0	0	1398	275	896	1394	621	1669	1673	0	1398	275
9 JUN	0	0	1884	371	896	1394	525	1765	2255	0	1884	371
8 JUL	0	0	1884	371	896	1394	525	1765	2255	0	1884	371
6 AGO	0	0	1884	371	896	1394	525	1765	2255	0	1884	371
SET	0	0	1884	371	896	1394	525	1765	2255	0	1884	371
OUT	0	0	1884	371	896	1394	525	1765	2255	0	1884	371
NOV	0	0	1884	371	896	1394	525	1765	2255	0	1884	371
DEZ	0	0	1884	371	896	1394	525	1765	2255	0	1884	371
JAN	0	0	1884	371	900	1217	529	1588	2255	0	1884	371
FEV	0	0	1884	371	900	1217	529	1588	2255	0	1884	371
MAR	475	94	1902	375	900	648	432	1116	2846	0	2377	468
ABR	951	187	1426	281	900	79	432	547	2846	0	2377	468
1 MAI	475	94	1902	375	900	648	432	1116	2846	0	2377	468
9 JUN	956	188	1912	377	900	73	335	638	3433	0	2868	565
8 JUL	956	188	1912	377	900	73	335	638	3433	0	2868	565
7 AGO	960	189	2399	473	900	68	238	730	4020	0	3359	662
SET	480	95	2879	567	900	643	238	1304	4020	0	3359	662
OUT	962	190	2887	569	900	65	142	823	4608	0	3850	758
NOV	962	190	2887	569	900	65	142	823	4608	0	3850	758
DEZ	962	190	2887	569	900	65	142	823	4608	0	3850	758
JAN	962	190	2887	569	1002	54	244	812	4608	0	3850	758
FEV	962	190	2887	569	1002	54	244	812	4608	0	3850	758
MAR	962	190	2887	569	1002	54	244	812	4608	0	3850	758
ABR	962	190	2887	569	1002	54	244	812	4608	0	3850	758
1 MAI	963	190	3369	644	1002	54	149	907	5185	0	4332	853
9 JUN	963	190	3369	644	1002	54	149	907	5185	0	4332	853
8 JUL	963	190	3369	644	1002	54	149	907	5185	0	4332	853
8 AGO	965	190	3860	760	1002	51	51	1001	5776	0	4826	951
SET	965	190	3860	760	1002	51	51	1001	5776	0	4826	951
OUT	965	190	3860	760	1002	51	51	1001	5776	0	4826	951
NOV	965	190	3860	760	1002	51	51	1001	5776	0	4826	951
DEZ	967	191	4352	857	1002	48	0	1096	6368	0	5320	1048
JAN	967	191	4352	857	2187	613	1139	1661	6368	0	5320	1048
FEV	1451	286	3869	762	2187	34	1139	1082	6368	0	5320	1048
MAR	1451	286	3869	762	2187	34	1139	1082	6368	0	5320	1048
ABR	1451	286	4353	858	2187	34	1044	1177	6948	0	5805	1143
1 MAI	1935	381	3870	762	1642	0	880	762	6403	545	5968	980
9 JUN	1451	286	4353	858	2187	34	1044	1177	6948	0	5805	1143
8 JUL	1935	381	3870	762	1642	0	880	762	6403	545	5968	980
9 AGO	1938	382	4362	859	1638	0	778	859	6992	549	6468	1074
SET	1938	382	4362	859	1638	0	778	859	6992	549	6468	1074
OUT	1938	382	4362	859	1638	0	778	859	6992	549	6468	1074
NOV	1938	382	4362	859	1638	0	778	859	6992	549	6468	1074
DEZ	2396	472	4314	850	1089	0	240	850	6934	1098	7336	696
JAN	2400	473	4320	851	1943	0	1018	925	7645	399	6720	1324
FEV	2876	566	3854	755	1374	0	618	755	7064	968	7112	920
MAR	2876	566	3854	755	1374	0	618	755	7064	968	7112	920
ABR	2396	472	4314	850	1947	0	1020	927	7637	395	6710	1332
1 MAI	2876	566	3834	755	1374	0	618	755	7064	968	7112	920
9 JUN	2396	472	4314	850	1947	0	1020	927	7637	395	6710	1322
9 JUL	2684	529	4026	793	1603	0	810	793	7293	739	6920	1112
0 AGO	2684	529	4026	793	1603	0	810	793	7293	739	6920	1112
SET	2684	529	4026	793	1603	0	810	793	7293	739	6920	1112
OUT	2684	529	4026	793	1603	0	810	793	7293	739	6920	1112
NOV	3131	617	3579	705	1068	0	363	705	6758	1274	7368	664
DEZ	3355	661	3355	661	800	0	139	661	6490	1542	7591	441

Tabela 4.2.1 - Limites de Fluxo na Interligação entre os Subsistemas, diante das Considerações sobre a Alocação da Energia de Itaipu

por CASO-2, o problema onde se considera a quotização da energia de Itaipu.

ESTÁGIO	C A S O - 1								
	SUL			SE			SUL + SE		
	CUSTO	PERCEN TUAL	ITERA ÇÃO	CUSTO	PERCEN TUAL	ITERA ÇÃO	CUSTO	PERCEN TUAL	ITERA ÇÃO
(0)	6.255,50	100,00	0	15.551,00	100,00	0	21.806,50	100,00	0
(1)	1.318,50	21,08	1964	372,68	2,40	7661	1.691,18	7,76	0
(2)	223,09	3,57	1	705,21	4,53	1	928,30	4,25	1
(3)	195,25	3,12	12	525,36	3,38	12	720,61	3,30	12
ESTÁGIO	C A S O - 2								
	SUL			SE			SUL + SE		
	CUSTO	PERCEN TUAL	ITERA ÇÃO	CUSTO	PERCEN TUAL	ITERA ÇÃO	CUSTO	PERCEN TUAL	ITERA ÇÃO
(0)	3.750,60	100,00	0	18.984,00	100,00	0	22.734,00	100,00	0
(1)	479,74	12,79	1851	1.168,40	6,15	7679	1.648,14	7,24	0
(2)	317,64	8,47	1	937,14	4,94	1	1.254,78	5,52	1
(3)	221,82	5,91	11	525,14	2,77	11	746,96	3,29	11

Tabela 4.2.2 - Custos Operativos Plurianuais (em US\$ milhões)

Na Tabela 4.2.2,

- . (0), corresponde aos custos obtidos com a política inicial de operação a fio d'água para as hidroelétricas;
- . (1), corresponde aos custos obtidos com a política ótima de operação com os sistemas isolados eletricamente;
- . (2), corresponde aos custos obtidos considerando-se a interligação dos subsistemas no estágio (1);
- . (3), corresponde aos custos obtidos com a política ótima do sistema interligado.

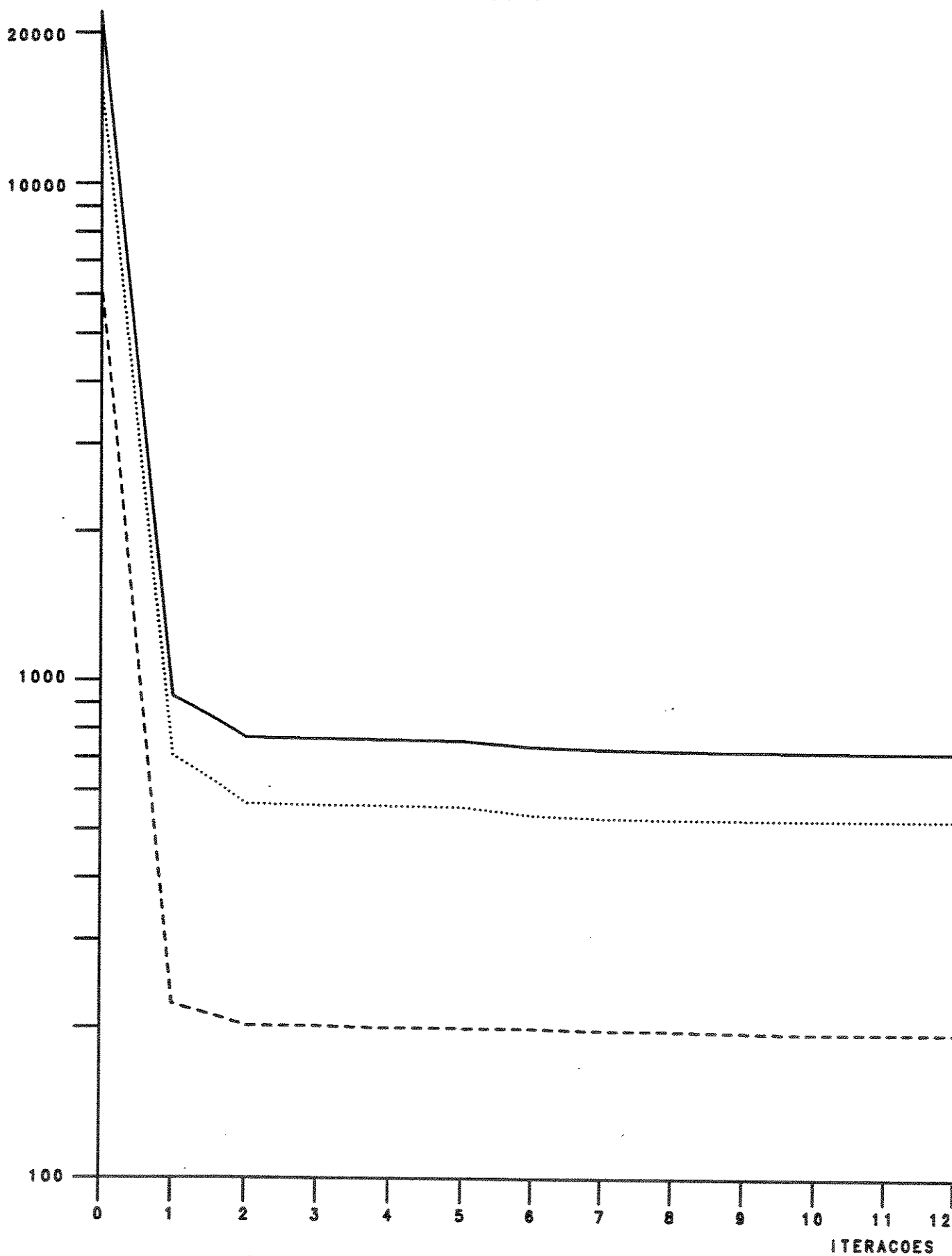
Nas Figuras 4.2.1 e 4.2.3, estão apresentados os resultados parciais durante o processo iterativo de otimização global, no CASO-1 e CASO-2, respectivamente. Da mesma forma, nas Figuras 4.2.2 e 4.2.4, estão apresentados os resultados parciais no processo iterativo da otimização dos subsistemas isolados.

Nas Figuras 4.2.5 e 4.2.6, estão relacionados, para os dois problemas, os intercâmbios parciais obtidos na primeira iteração e os intercâmbios obtidos na iteração final.

Comparando-se os custos operativos plurianuais finais nos dois problemas, verifica-se um melhor rendimento no CASO-1 do que no CASO-2. Note-se que no CASO-1, o subsistema Sudeste perde uma parcela significativa da energia total de Itaipu, nos dois últimos anos do horizonte de planejamento, por estrangulamento do limite da linha. Além do mais, nesses períodos, o subsistema Sul recebe compulsoriamente uma parcela da energia de Itaipu, continuando com folga para receber energia pela interligação, e não pode enviar energia para o Sudeste, pois o limite líquido da transmissão nesse sentido está zerado. Vide Figuras 4.2.5 e 4.2.6. Portanto, apesar das duas considerações sobre a aplicação das quotas de energia de Itaipu dos subsistemas, conduzirem a problemas distintos, as duas soluções, em termos de custos operativos, não apresentam diferenças significativas. Conclui-se que a malha hidráulica sistema global é flexível o suficiente na transferência de volumes de água entre intervalos diferentes, vide as Figuras 4.2.7 e 4.2.8, de modo a permitir equilibrar as diferenças energéticas no subsistema Sudeste, entre os dois problemas, utilizando-se da interligação. Também se conclui, que é indiferente considerar a energia de Itaipu no Sudeste ou quotizada, e que qualquer uma

Fig 4.2.1 - EVOLUCAO DOS CUSTOS OPERATIVOS PLURIANUAIS
NA OTIMIZACAO DO SISTEMA INTERLIGADO
CASO-1

US\$ x milhares



--- SUL (custo inicial 6.255,5 US\$ x milhares)
... SUDESTE (custo inicial 15.551,0 US\$ x milhares)
— SISTEMA GLOBAL (custo inicial 21.806,5 US\$ x milhares)

ITERACOES

Fig 4.2.2 - EVOLUCAO DOS CUSTOS OPERATIVOS PLURIANUAIS
NOS SUBSISTEMAS ISOLADOS - CASO-1

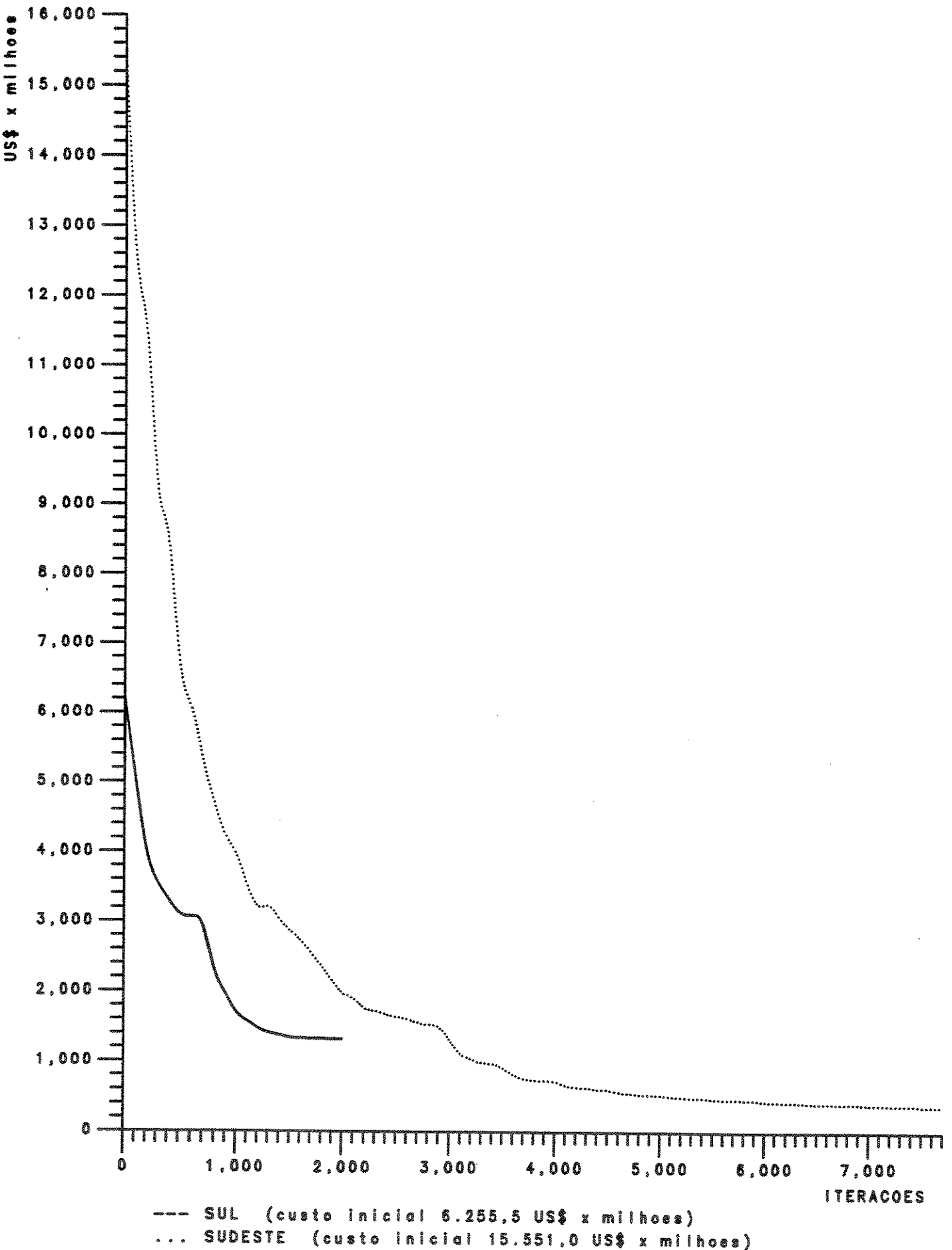
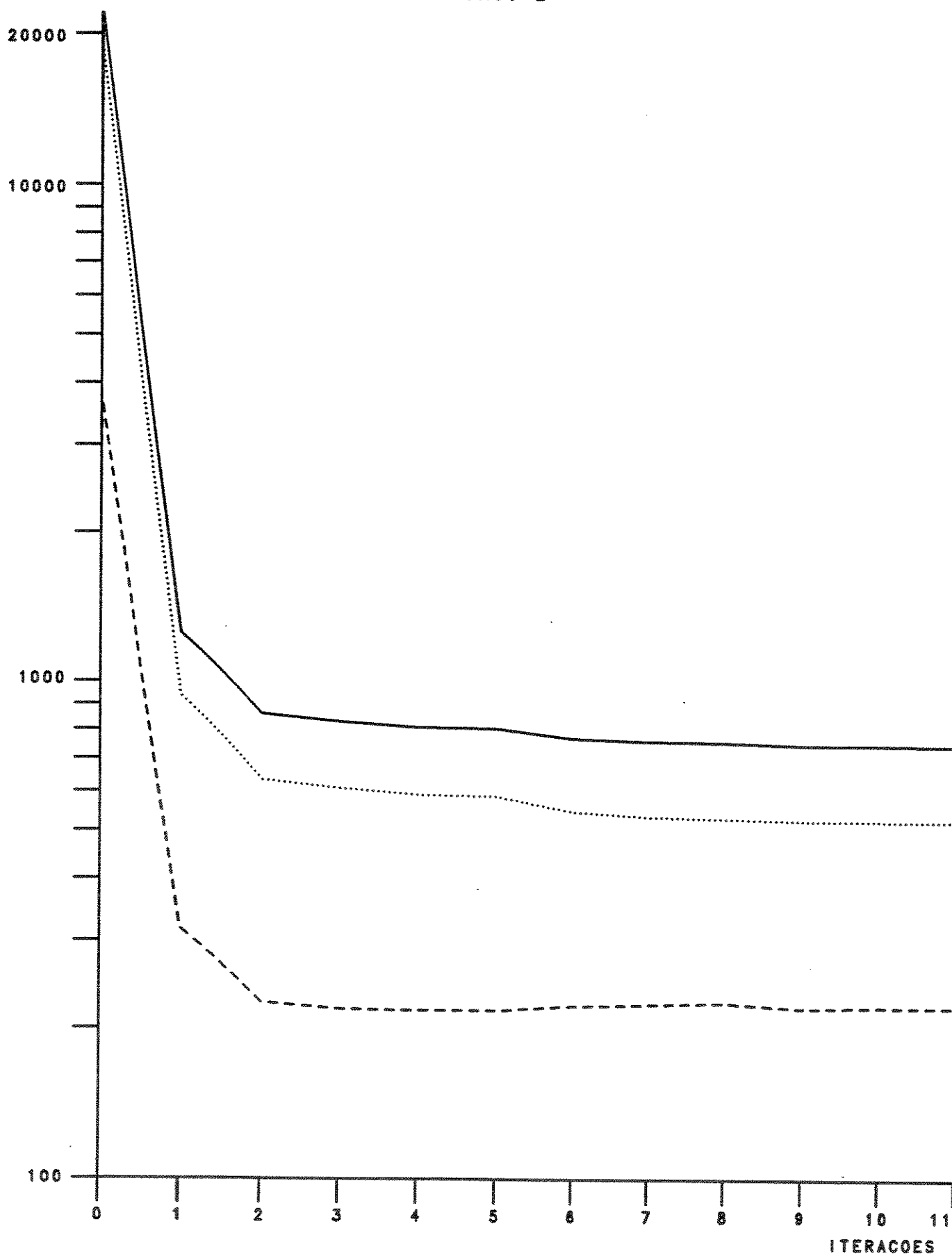


Fig 4.2.3 - EVOLUCAO DOS CUSTOS OPERATIVOS PLURIANUAIS
NA OTIMIZACAO DO SISTEMA INTERLIGADO
CASO-2

US\$ x milhares



--- SUL (custo inicial 3.750,6 US\$ x milhares)
... SUDESTE (custo inicial 18.984,0 US\$ x milhares)
— SISTEMA GLOBAL (custo inicial 22.734,6 US\$ x milhares)

Fig 4.2.4 - EVOLUCAO DOS CUSTOS OPERATIVOS PLURIANUAIS
NOS SUBSISTEMAS ISOLADOS - CASO-2

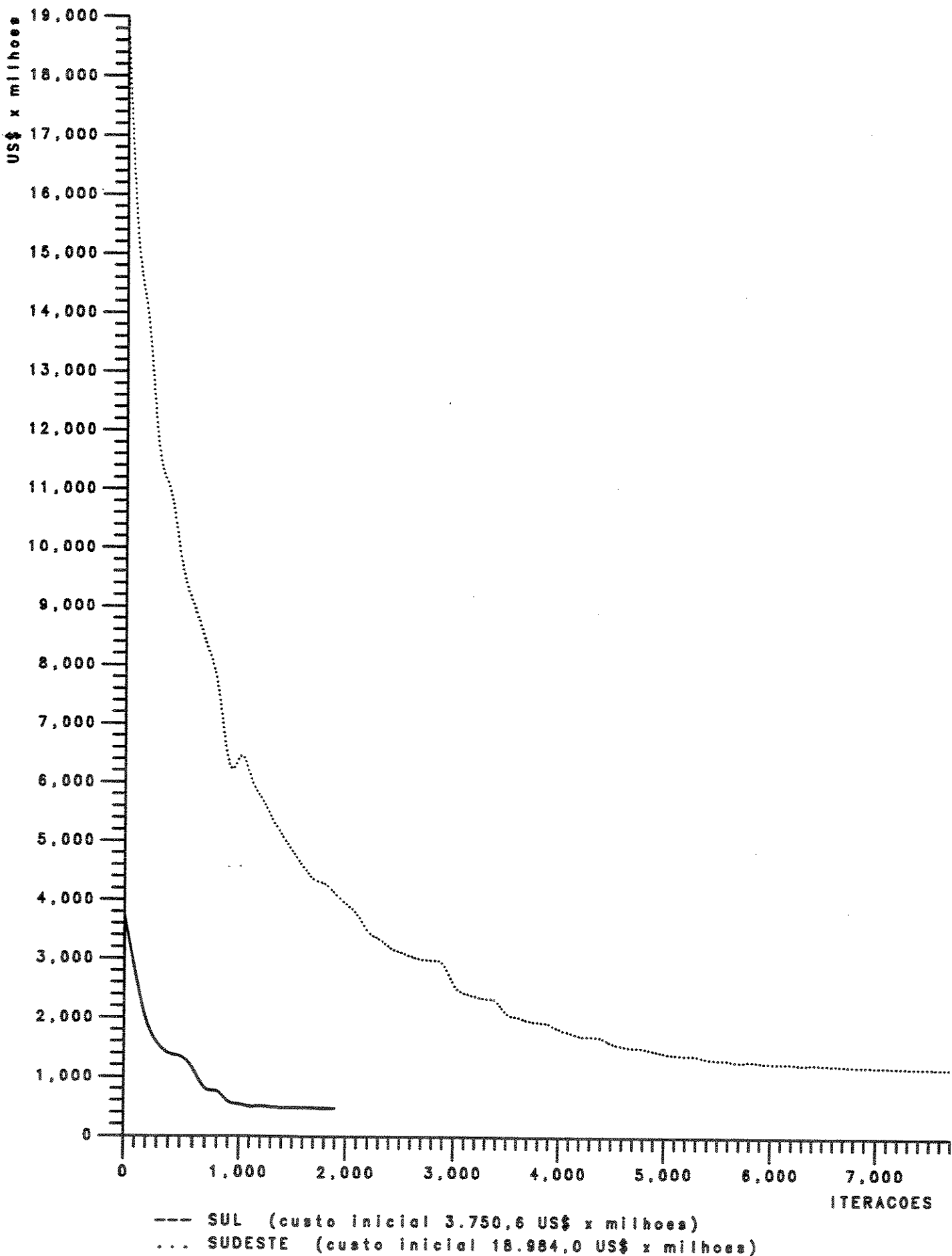
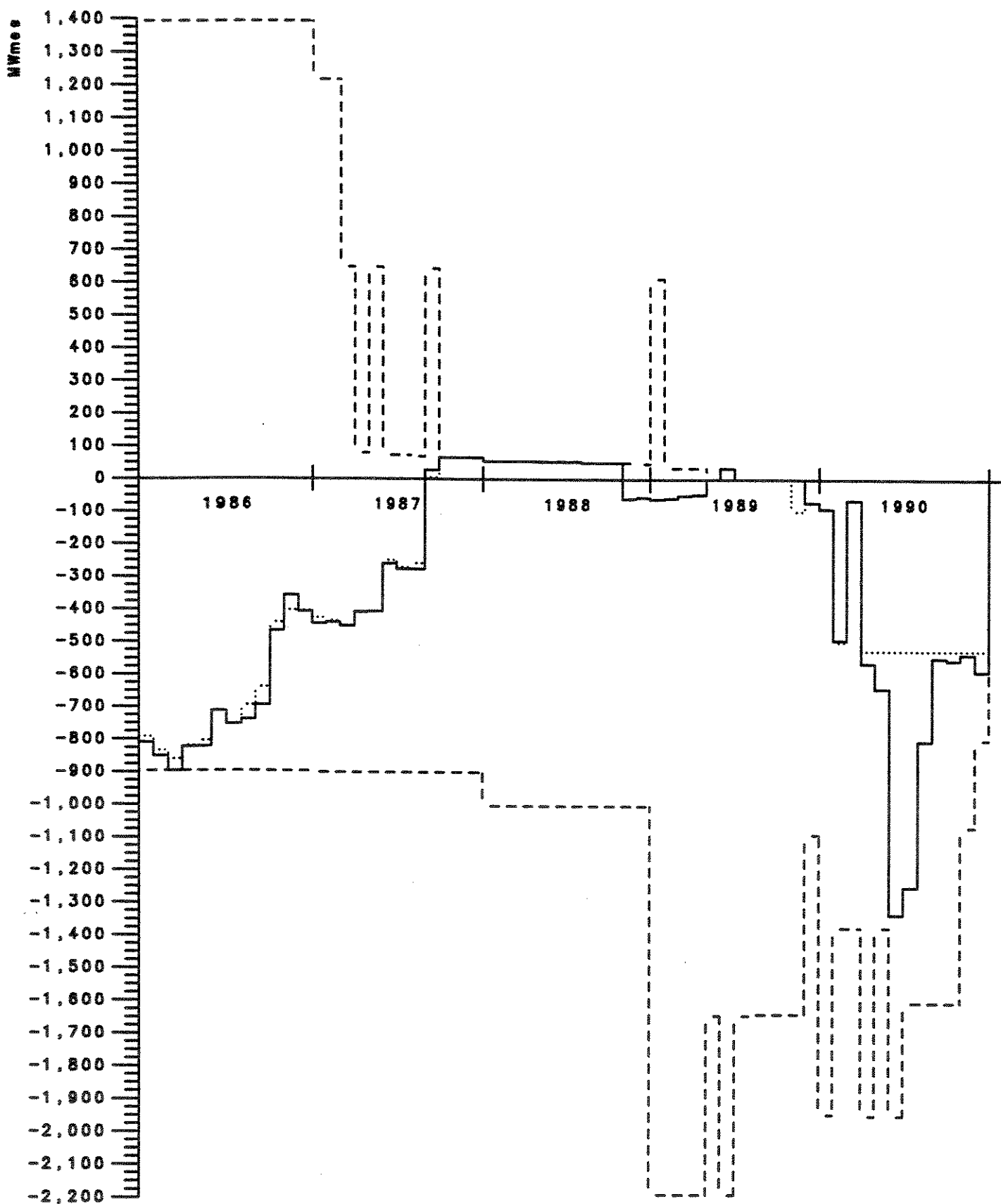
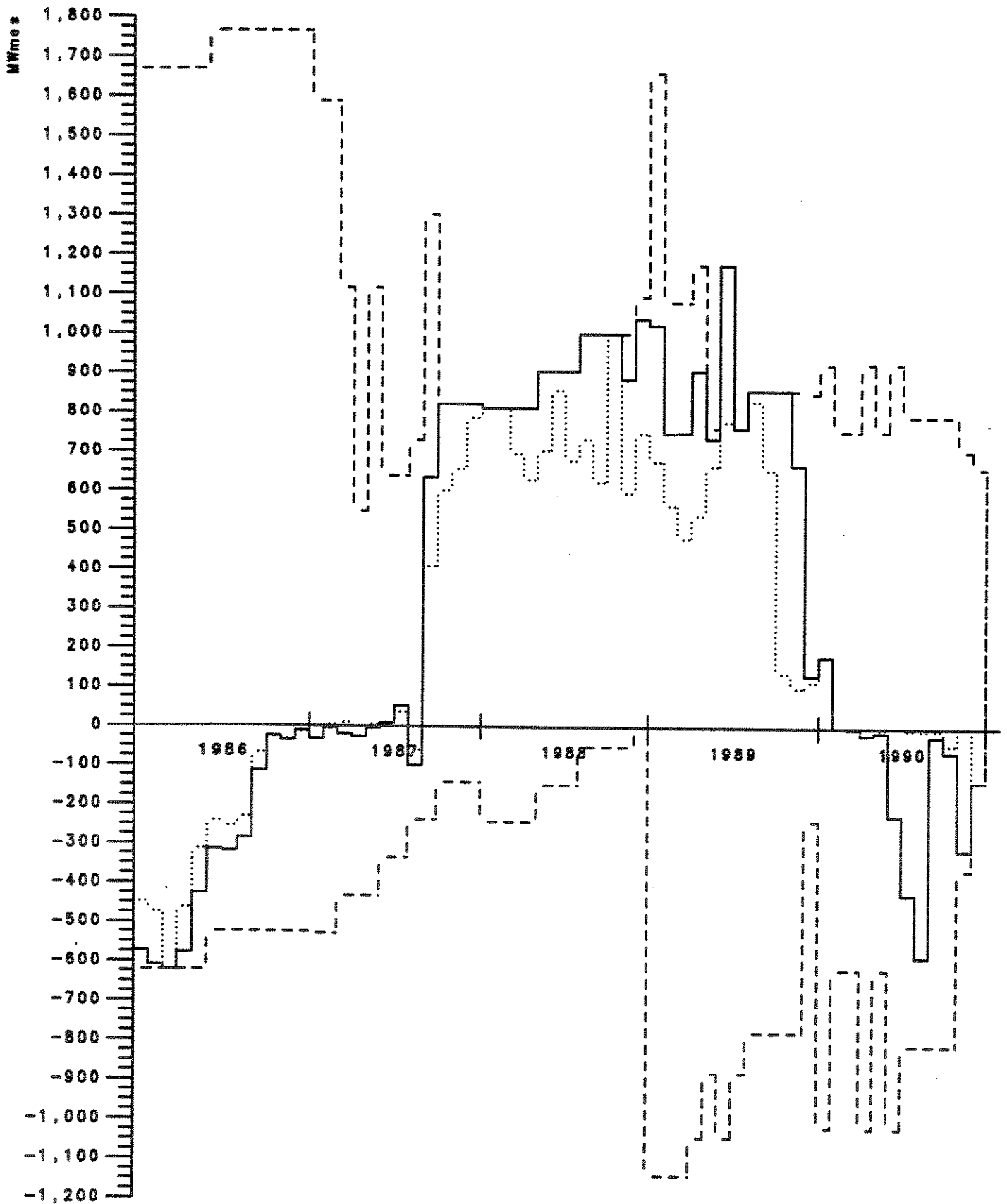


Fig 4.2.5 INTERCAMBIOS MENSAIS ENTRE OS SUBSISTEMAS
CASO-1



... (1) Intercambios parciais, 1a. iteracao.
 — (2) Intercambios finais.
 --- Limites de intercambios - negativos SE>SUL - positivos SUL>SE.

Fig 4.2.6 INTERCAMBIOS MENSUAIS ENTRE OS SUBSISTEMAS
CASO-2

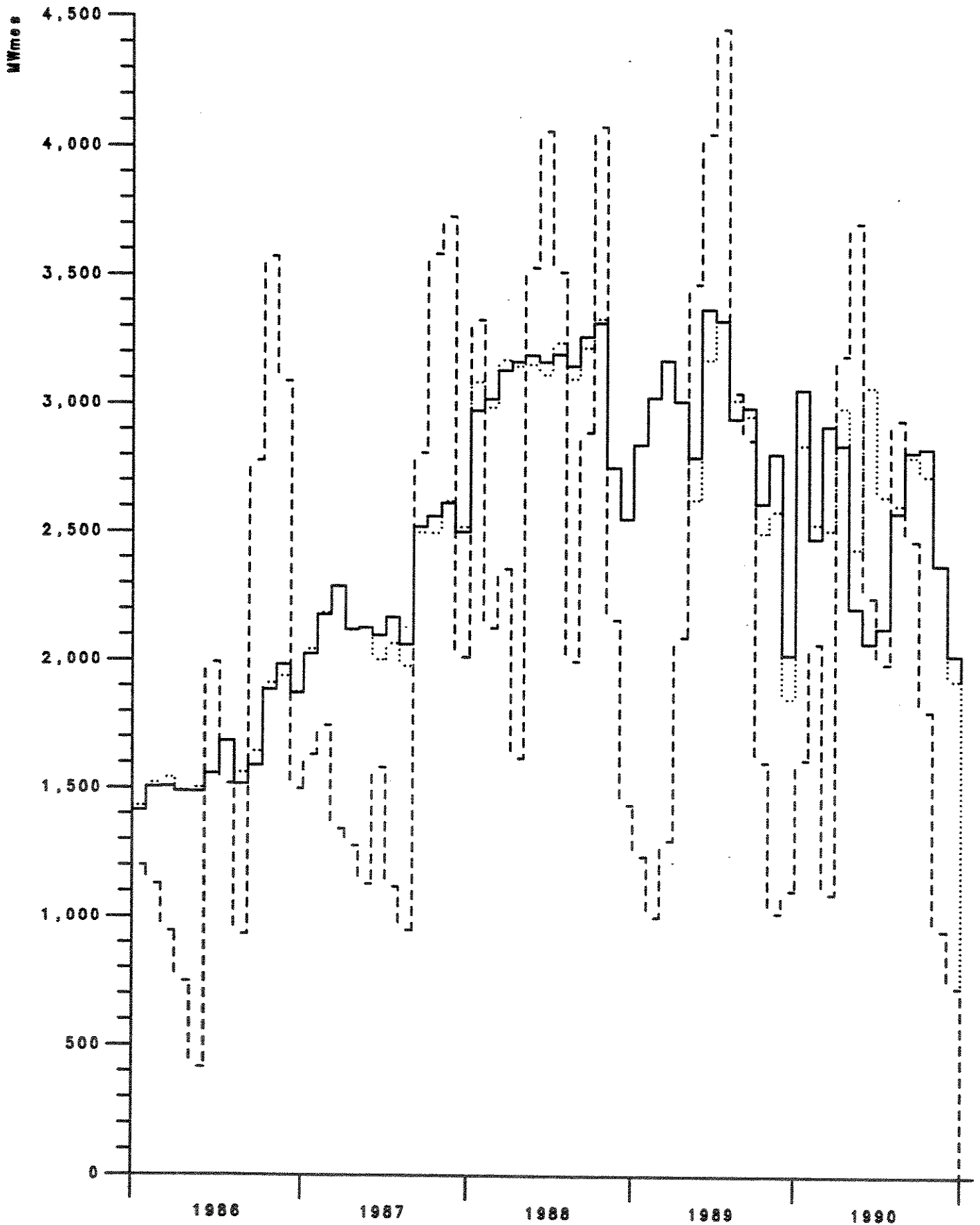


... (3) Intercambios parciais, 1a. iteracao.

— (4) Intercambios finais.

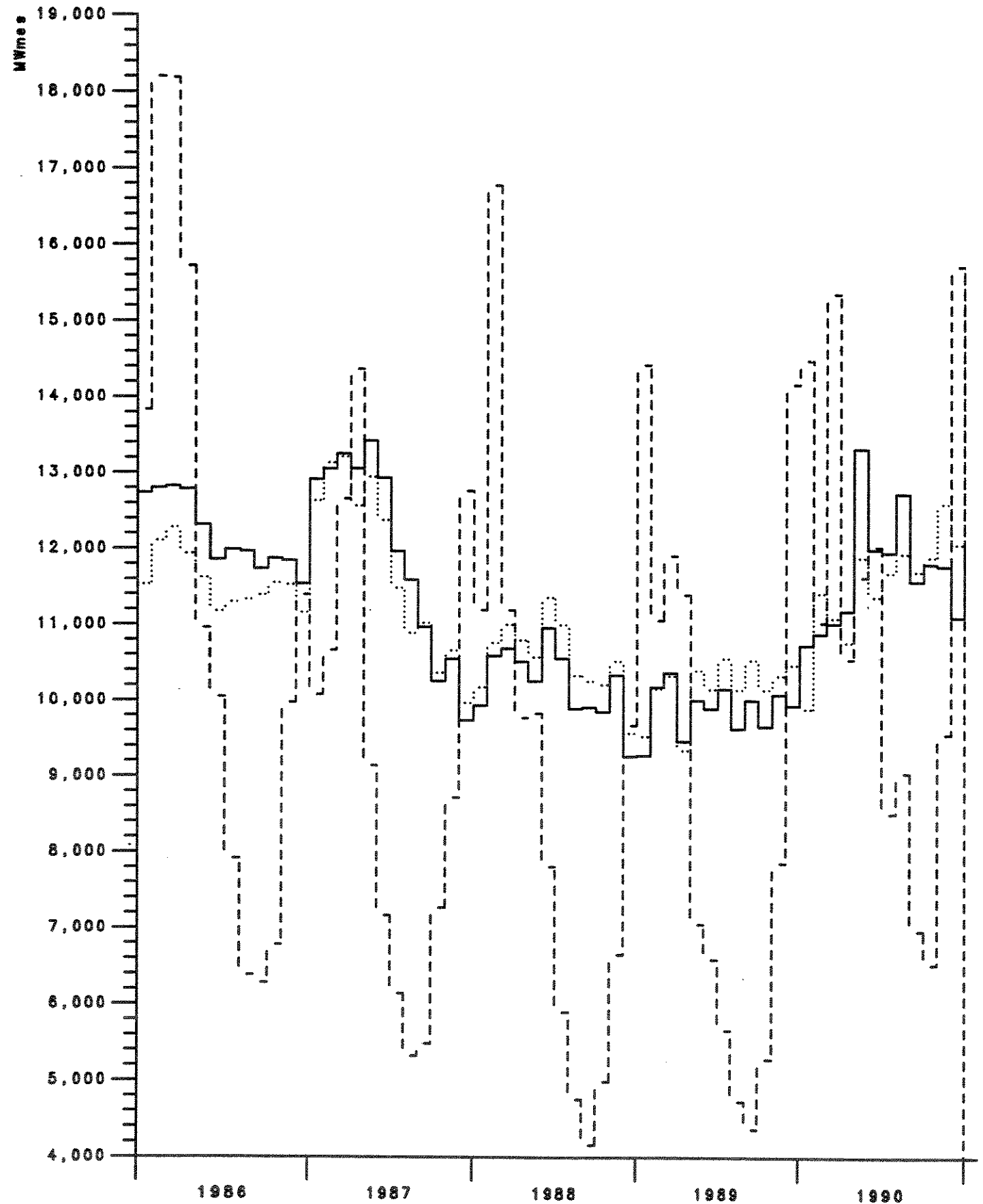
--- Limites de intercambios - negativos SE>SUL - positivos SUL>SE.

Fig 4.2.7 (a) PRODUCAO HIDRAULICA SUL
CASO-1



- (1) Politica inicial e fio d'agua.
- ... (2) Politica otima de subsistema isolado.
- (3) Politica otima do sistema global.

Fig 4.2.7 (b) PRODUCAO HIDRAULICA SUDESTE
CASO-1



- (1) Politica inicial a fio d'agua.
- ... (2) Politica otima do subistema isolado.
- (3) Politica otima do sistema global.

Fig 4.2.8 (a) PRODUÇÃO HIDRAULICA SUL
CASO-2

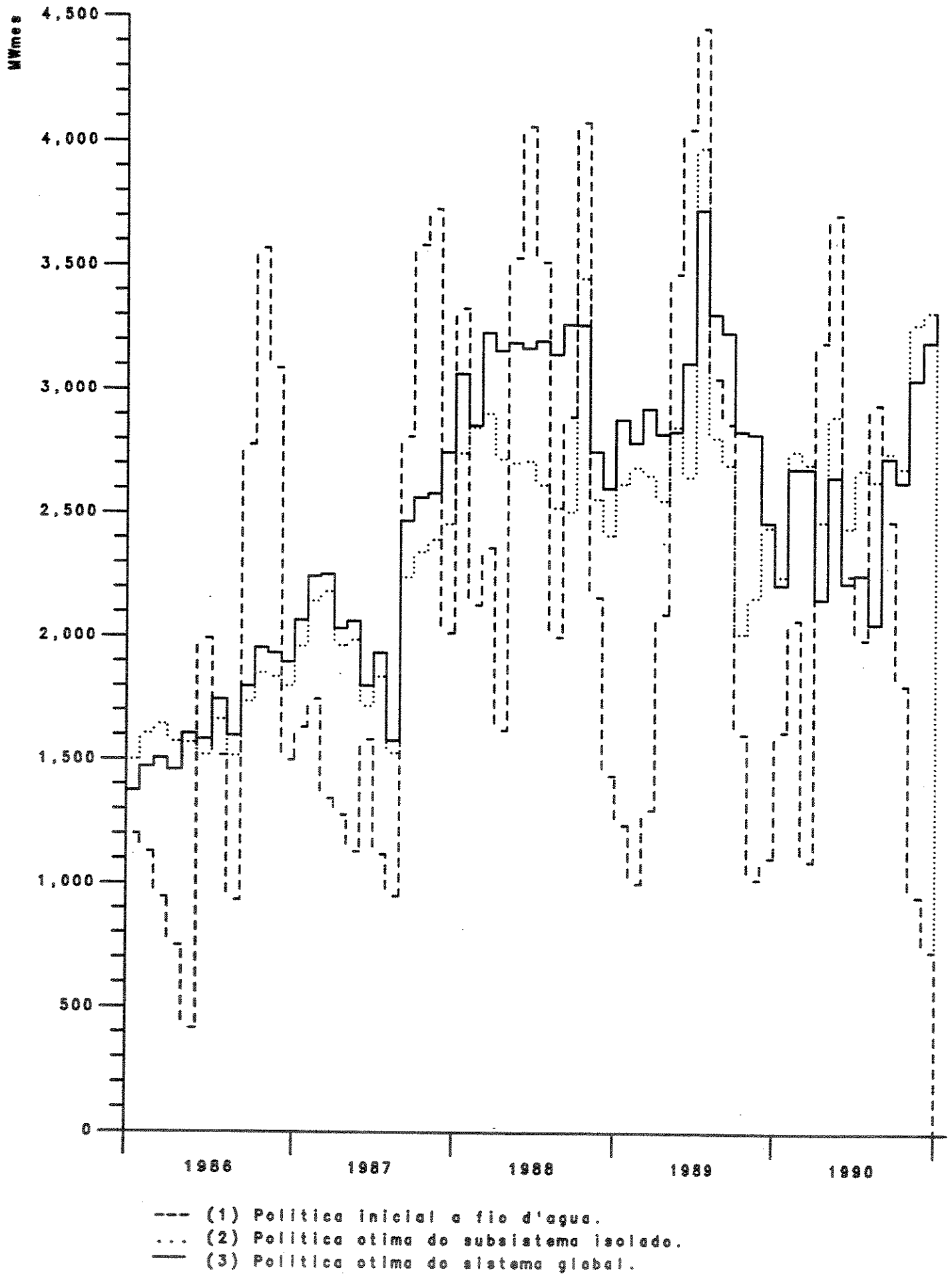
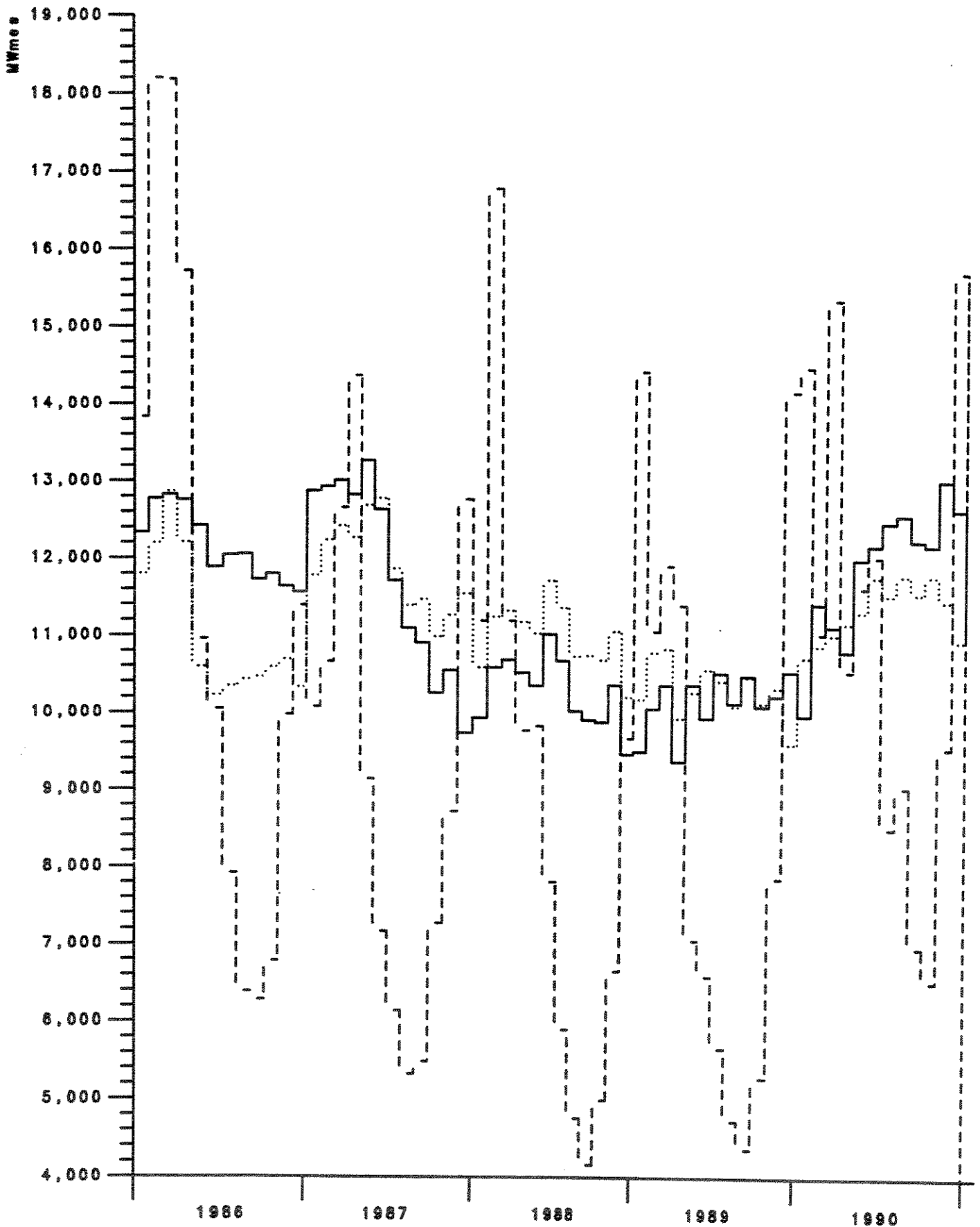
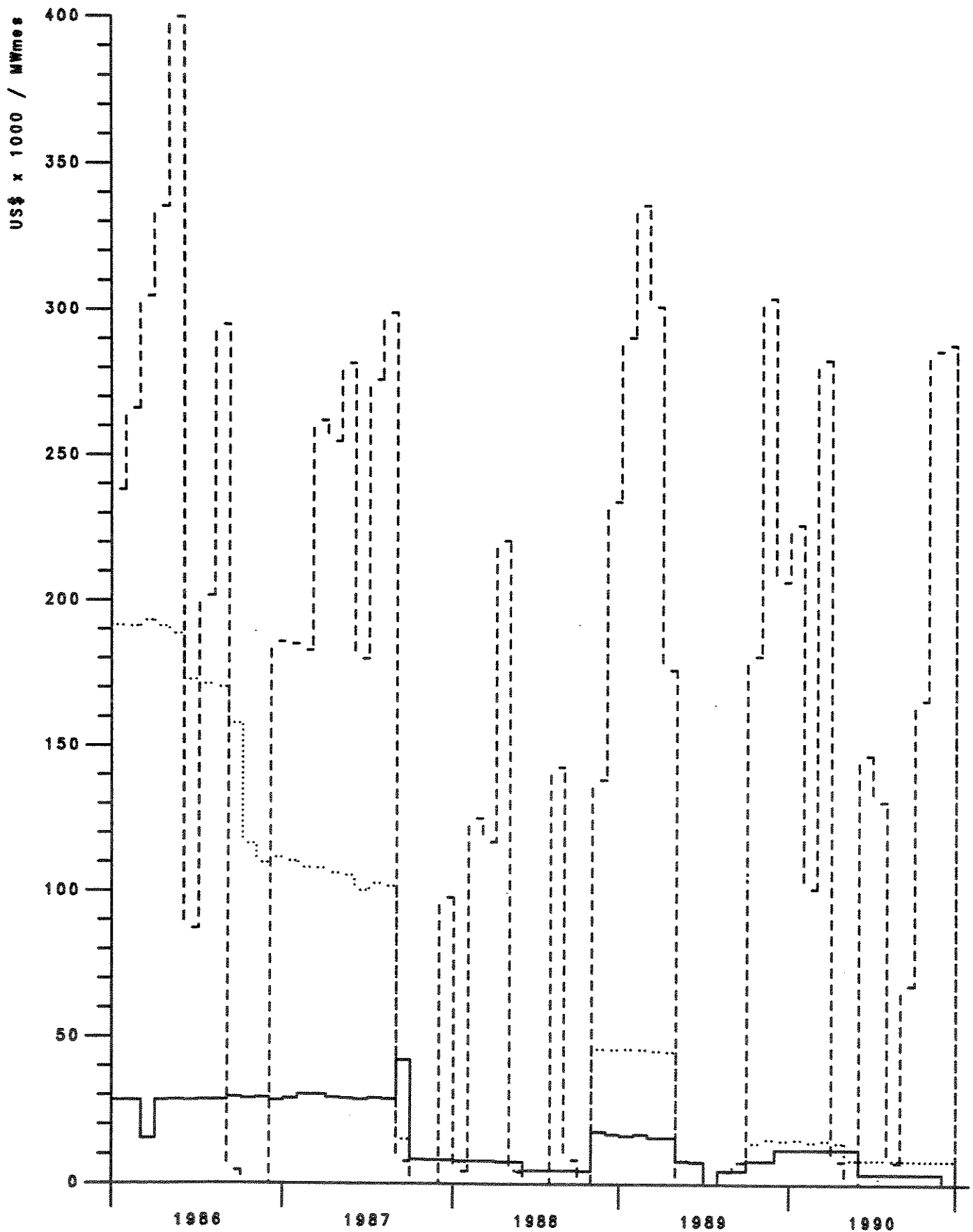


Fig 4.2.8 (b) PRODUCAO HIDRAULICA SUDESTE
CASO-2



- (1) Política inicial a fio d'água.
- ... (2) Política ótima do subsistema isolado.
- (3) Política ótima do sistema global.

Fig 4.2.9 (a) CUSTOS OPERATIVOS MARGINAIS MENSAIS
SUL CASO-1



- (1) Política inicial a fio d'agua.
- ... (2) Política ótima do subsistema isolado.
- (3) Política ótima do sistema global.

Fig 4.2.9 (b) CUSTOS OPERATIVOS MARGINAIS MENSAIS
SUDESTE CASO-1

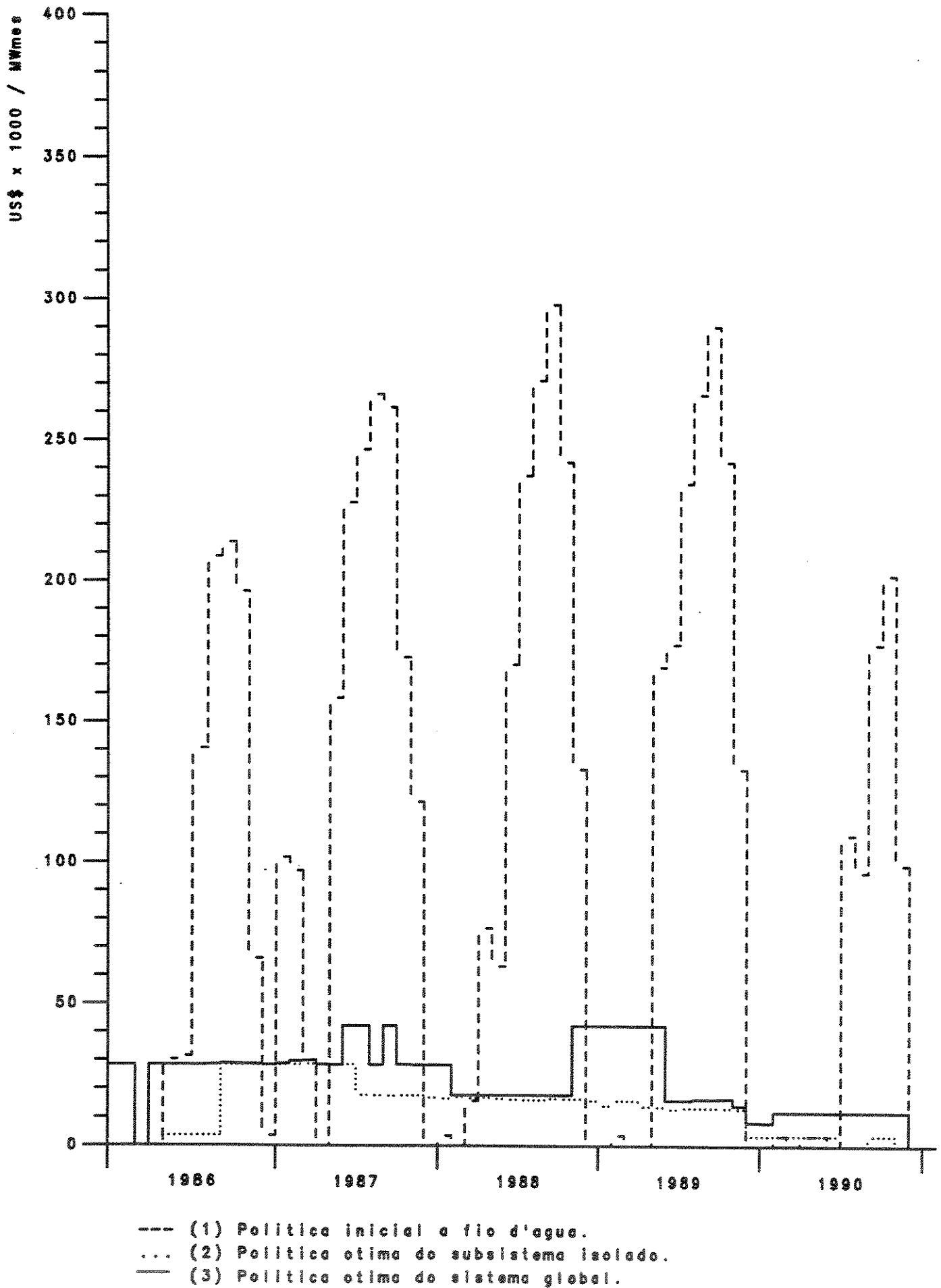


Fig 4.2.10 (a) CUSTOS OPERATIVOS MARGINAIS MENSAIS
SUL CASO-2

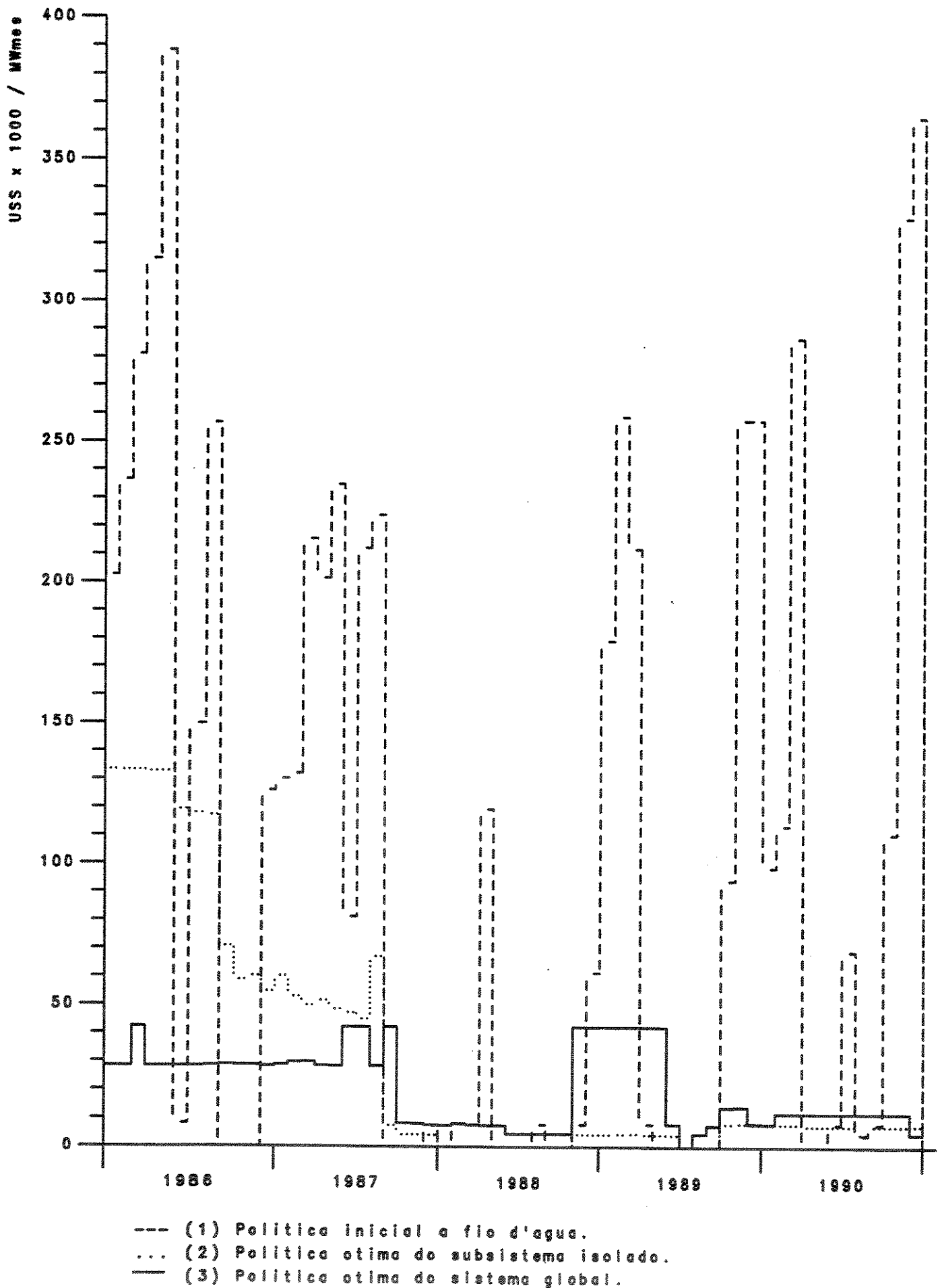
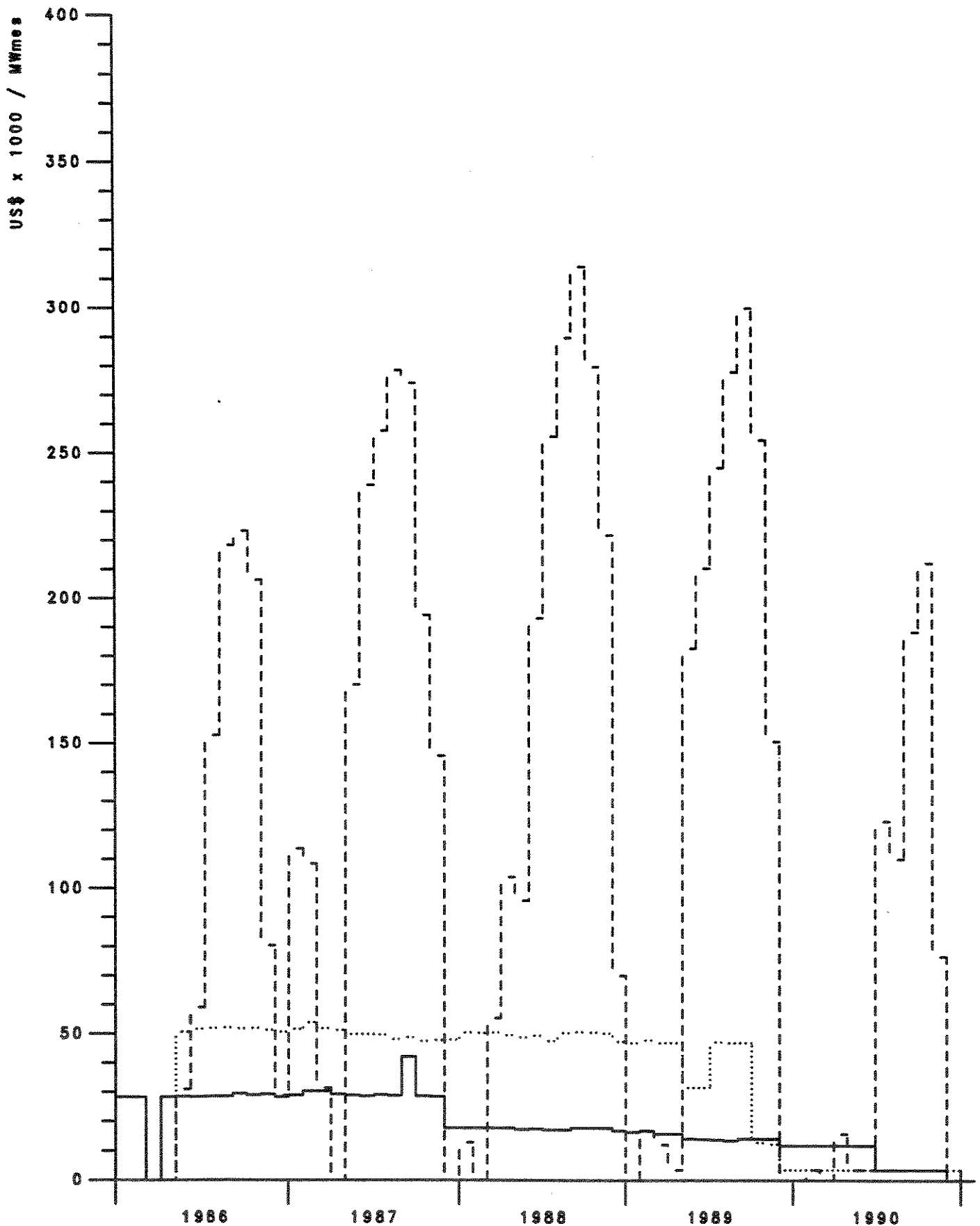


Fig 4.2.10 (b) CUSTOS OPERATIVOS MARGINAIS MENSAIS
SUDESTE CASO-2



- (1) Política inicial a fio d'agua.
- ... (2) Política ótima do subsistema isolado.
- (3) Política ótima do sistema global.

das formas pode ser utilizada, como pode ser atestado verificando-se as poucas diferenças nos custos marginais operativos mensais dos subsistemas, Figuras 4.2.9 e 4.2.10. Entretanto, deve ser utilizada a forma de quotização entre os subsistemas, por ser a forma correta de consideração da energia de Itaipu. Se por algum motivo, a opção for pela utilização da consideração dessa energia alocada ao Sudeste, evidentemente deverá ser efetuado um procedimento contábil, na consideração dos intercâmbios finais, para que as empresas que constituem os subsistemas não sejam prejudicadas.

4.3. ANÁLISE DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SUBSISTEMAS

Como pode ser observado no item anterior, na solução ótima, os dois problemas praticamente se equivalem. Portanto, para simplificar este item, será enfocada única e exclusivamente a solução ótima do CASO-1, energia de Itaipu alocada ao Sudeste, porque, em última instância, apresentou menores custos operativos, tanto a nível global quanto a nível de subsistemas.

4.3.1. Análise Energética da Série Hidrológica Utilizada

Ainda não é comprovada a complementariedade hidrológica entre os subsistemas Sudeste e Sul. Entretanto, basta observar a Figura 4.3.1.1 para verificar que na série hidrológica de janeiro de 1952 a dezembro de 1956, na política de operação inicial a fio d'água, aparece uma certa complementariedade energética com essa série hidrológica.

Fig 4.3.1.1 (a) CUSTOS OPERATIVOS MARGINAIS DO SUL
NA OPERAÇÃO A FIO D'ÁGUA

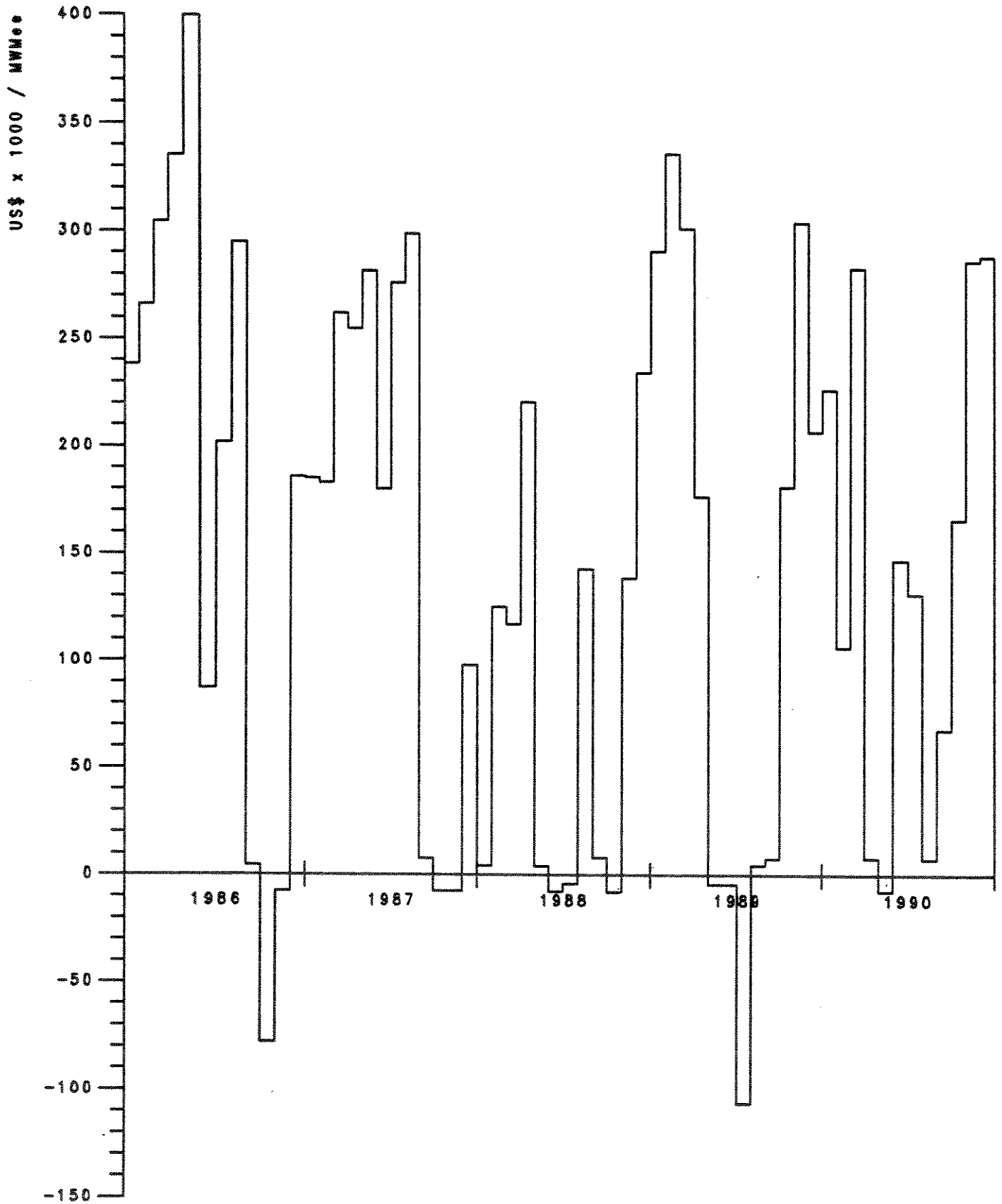
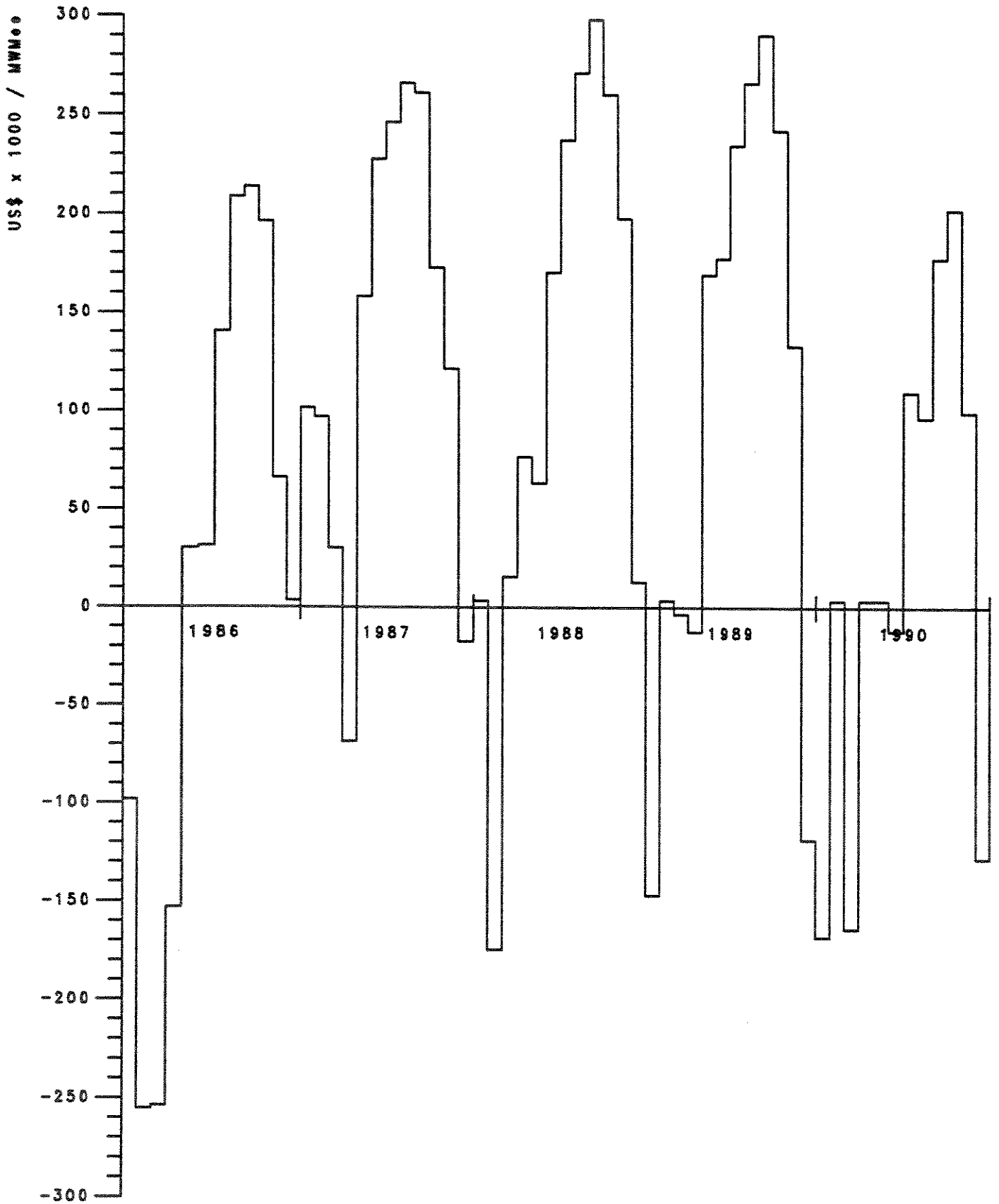


Fig 4.3.1.1 (b) CUSTOS OPERATIVOS MARGINAIS DO SUDESTE
NA OPERAÇÃO A FIO D'ÁGUA



- . No primeiro quadrimestre e no último mês de todos os anos, o Sudeste apresenta custos marginais operativos mensais que permitiriam o envio de energia para o subsistema Sul.
- . Em setembro e outubro de qualquer ano, ocorre o inverso, os custos marginais operativos indicam a possibilidade de transferência de energia do Sul para o Sudeste.
- . Nos meses de maio a outubro do terceiro e do quarto ano a transferência energética indicada é do Sul para o Sudeste.
- . No Sudeste os períodos de altos e baixos custos operativos marginais alternam-se de maneira cíclica com sazonalidade anual. Já no Sul, ocorre esta ciclicidade, porém, sem uma sazonalidade definida.

Observação: Na Figura 4.3.1.1, os custos operativos marginais negativos, são devidos a uma valorização do excesso de geração hidroelétrica pelo valor do não suprimento energético do subsistema, no mês considerado, isto é, um ganho para o excesso, com magnitude igual ao do custo que se teria com o não suprimento energético de igual montante.

4.3.2. Evolução dos Reservatórios na Política Ótima

Neste aspecto, é importante determinar a importância que os reservatórios tem para o sistema interligado. M.F.H. Carvalho em [4], faz um estudo a este respeito, para definir as usinas mais importantes no processo de otimização, pela capacidade de regularização que esses aproveitamentos propiciam. Neste trabalho, nos deteremos à

definição de importância do reservatório, segundo a importância que o setor elétrico atribue, no relatório "Sinótese Diária do Sistema Brasileiro" [29], do Grupo Coordenador da Operação Interligada - GCOI. Nesse relatório, estão relacionados para a região Sudeste, os reservatórios de Furnas, Marimbondo, Água Vermelha, Emborcação, Itumbiara, São Simão, Ilha Solteira, Barra Bonita, A.A.Laydner, Xavantes, Capivara e Três Marias. Para a região Sul, Foz do Areia, S.Santiago, Passo Fundo, Passo Real e Parigot de Souza. Neste trabalho esses aproveitamentos estão referenciados pelos códigos de hidroelétricas discriminados conforme segue:

Subsistema Sudeste - 6, 17, 18, 24, 31, 33, 34, 37, 47,
49, 61 e 155.

Subsistema Sul - 74, 77, 93, 111 e 115.

Nas Figuras 4.3.2.1 a 4.3.2.12, estão representadas as trajetórias dos reservatórios do subsistema Sudeste, e nas Figuras 4.3.2.13 a 4.3.2.17, estão representadas as trajetórias dos reservatórios do subsistema Sul.

Observando as trajetórias dos reservatórios, podem ser feitas algumas ponderações sobre o subsistema Sudeste.

- . Dos super-reservatórios da região Sudeste, Furnas, Marimbondo, Água Vermelha, Emborcação, Itumbiara, São Simão, Ilha Solteira, Capivara e Três Marias, vide Tabela 2.3.1.1, apenas o reservatório de Emborcação não obedece à sazonalidade de enchimento e deplecionamento dos outros reservatórios da região.
- . De uma maneira geral, o período de acumulação desses reservatórios da região Sudeste, ocorre entre o final de dezembro e o início de maio, e o período de deple-

cionamento ocorre entre o final de agosto e o final de dezembro. Isto porque, as regras de operação hidráulica das cascatas, prevêm enormes volumes de espera nos super-reservatórios, com exceção de Capivara, no período compreendido entre o início de dezembro e o final de março.

- . A operação do reservatório de Três Marias, é muito afetada pela restrição de defluência mínima, ao longo do horizonte de planejamento.
- . Considerando a regra de operação dos volumes de espera, os reservatórios de São Simão e Ilha Solteira, devem operar o mais cheio possível.
- . Os reservatórios de Água Vermelha, Marimbondo e Capivara operam de acordo com a hidrologia procurando manter sua produtibilidade alta.
- . Os reservatórios de Furnas, Emborcação, Barra Bonita e Xayantes devem operar para regularizar a vazão nas cascatas.

Para a região Sul, que não apresenta nenhum super-reservatório, a operação é menos polarizada em torno de características predominantes. Pois o regime hidrológico, bastante aleatório, é que define a operação dos reservatórios. Contudo é possível fazer algumas ponderações.

- . Ressalvadas as condições hidrológicas, os reservatórios de Foz do Areia, Passo Fundo, Passo Real e Parigot de Souza, tem seu período de acumulação entre final de maio e o início de agosto, e o de deplecionamento ocorre entre o final de novembro e o final de abril.

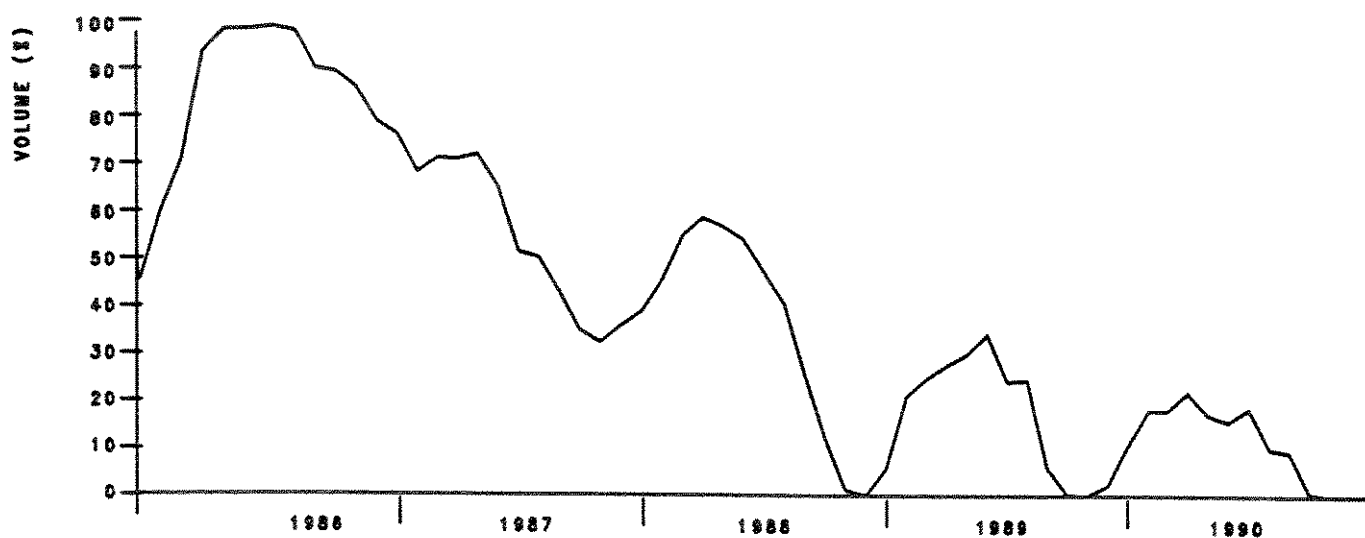


Fig 4.3.2.1 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE FURNAS

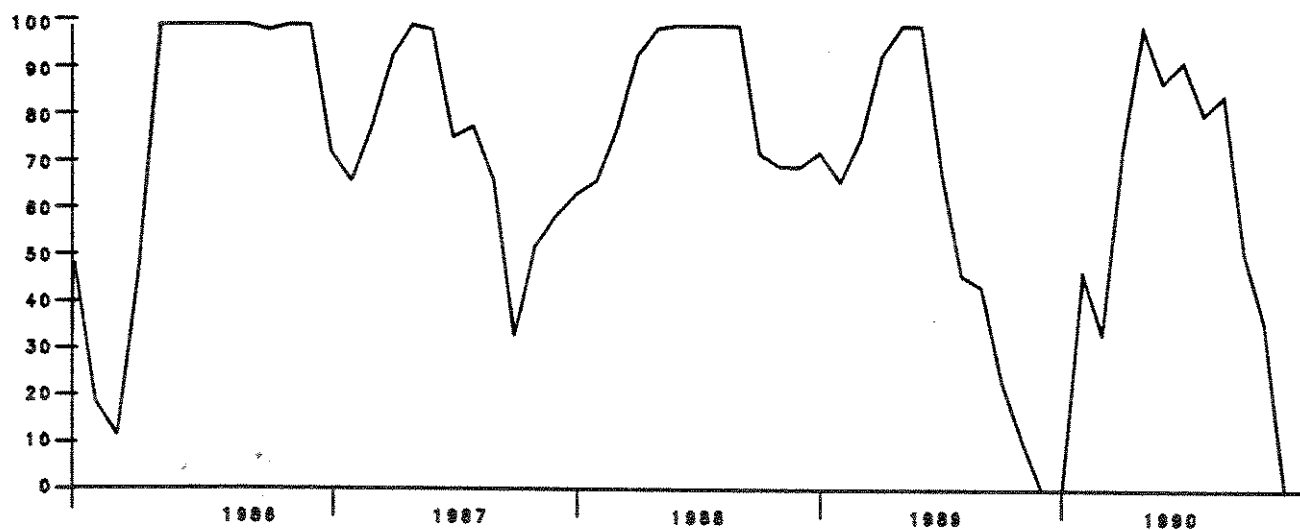


Fig 4.3.2.2 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE MARIMBONDO

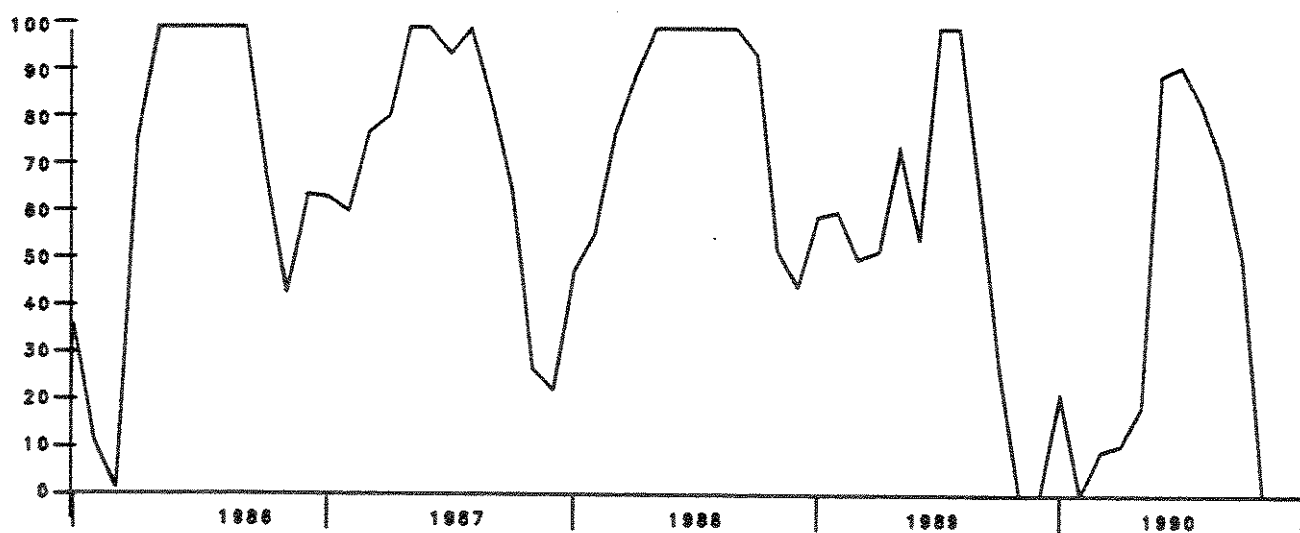


Fig 4.3.2.3 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE A. VERMELHA

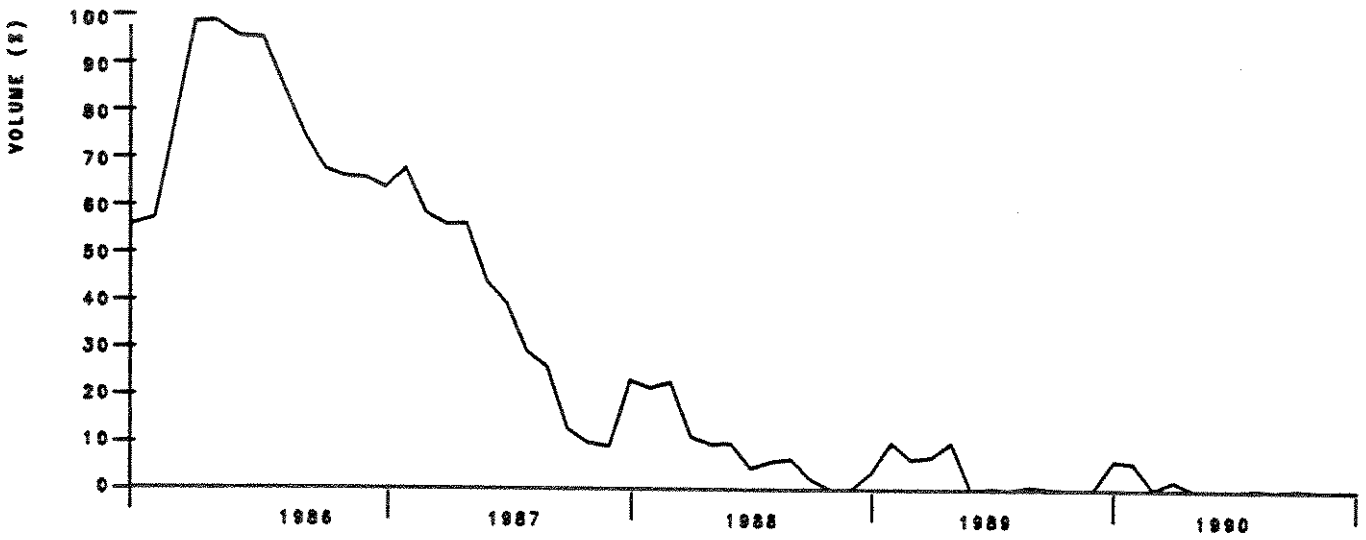


Fig 4.3.2.4 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE EMBORCACAO

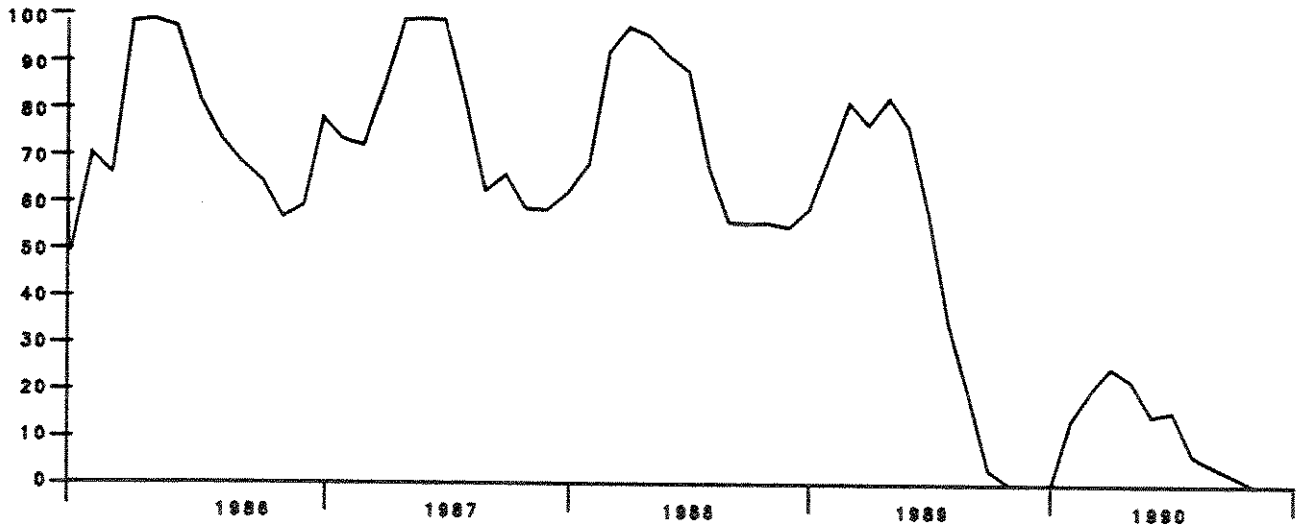


Fig 4.3.2.5 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE ITUMBIARA

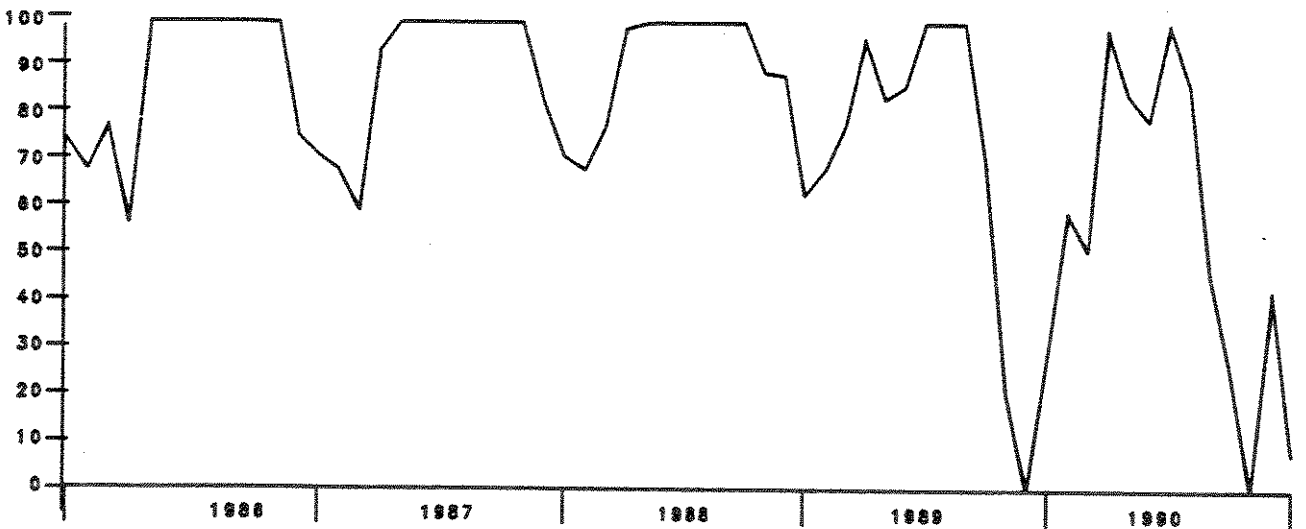


Fig 4.3.2.6 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE SAO SIMAO

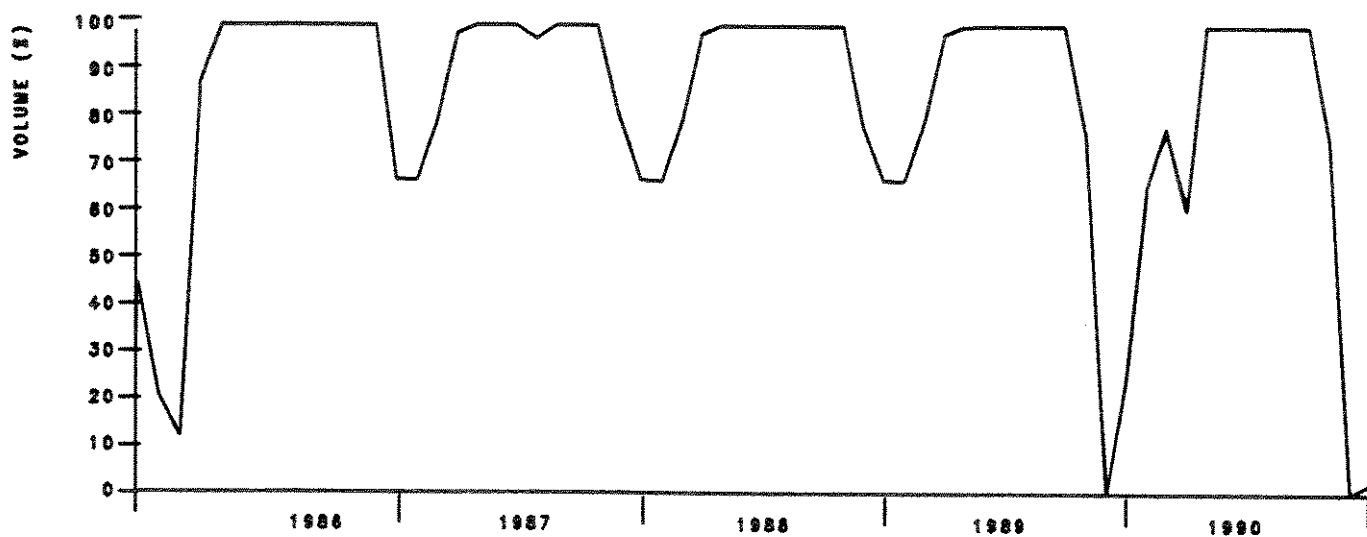


Fig 4.3.2.7 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE I. SOLTEIRA



Fig 4.3.2.8 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE BARRA BONITA

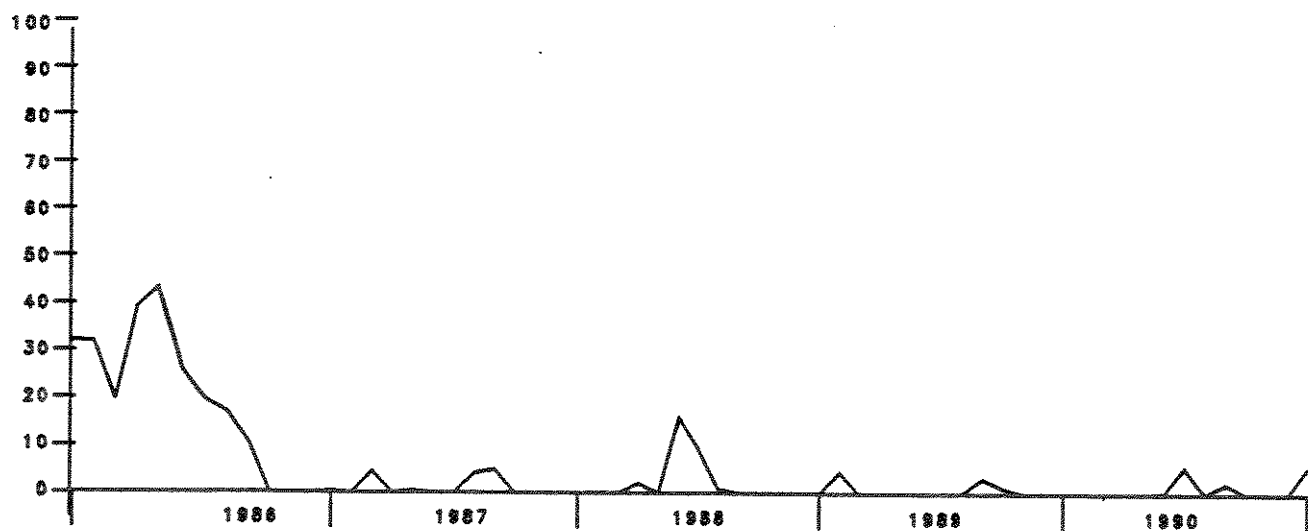


Fig 4.3.2.9 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE JURUMIRIM

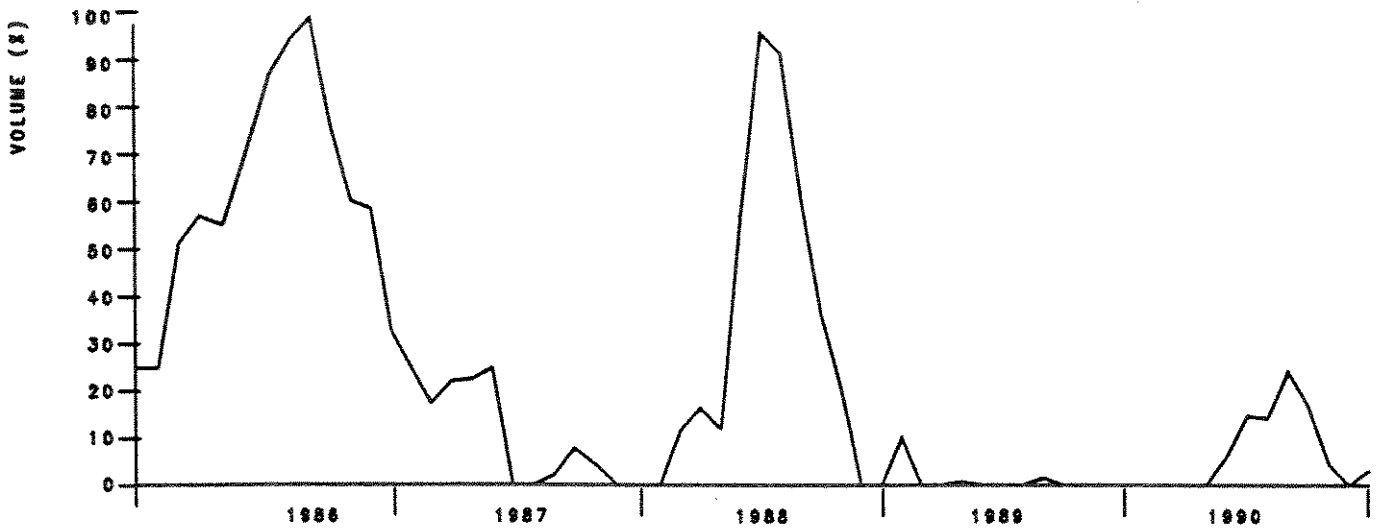


Fig 4.3.2.10 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE XAVANTES



Fig 4.3.2.11 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE CAPIVARA

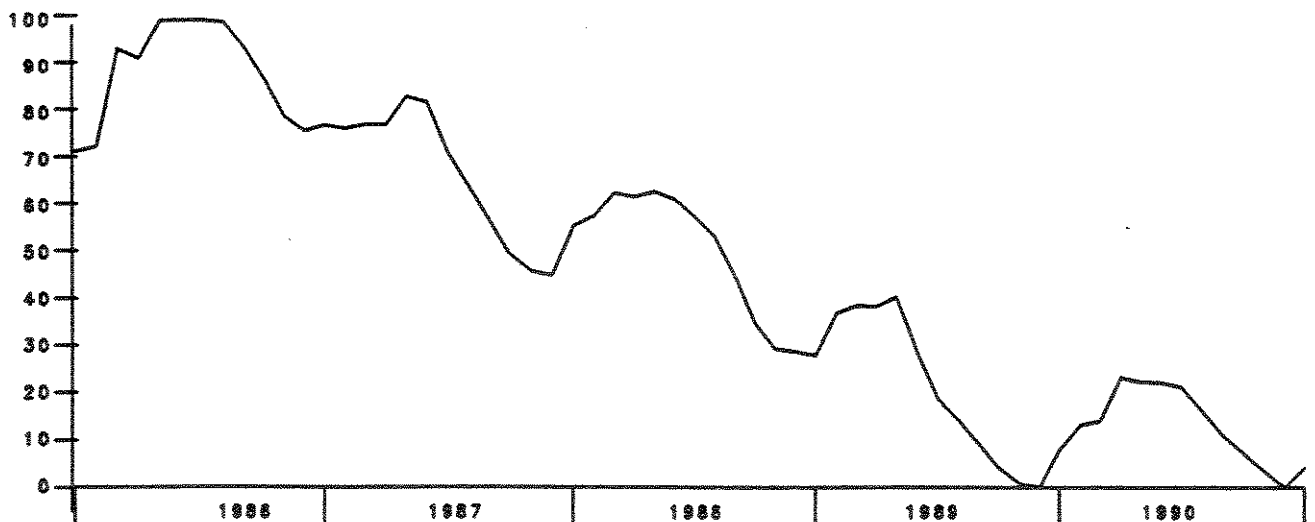


Fig 4.3.2.12 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE TRES MARIAS

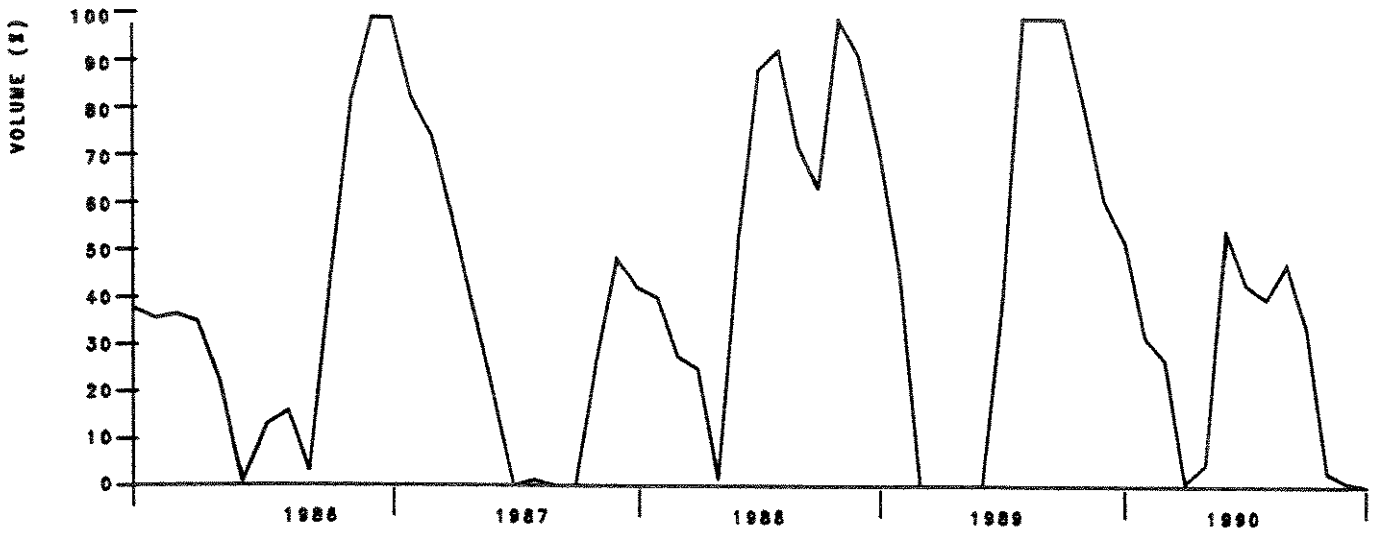


Fig 4.3.2.13 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE G.B.MUNHOZ

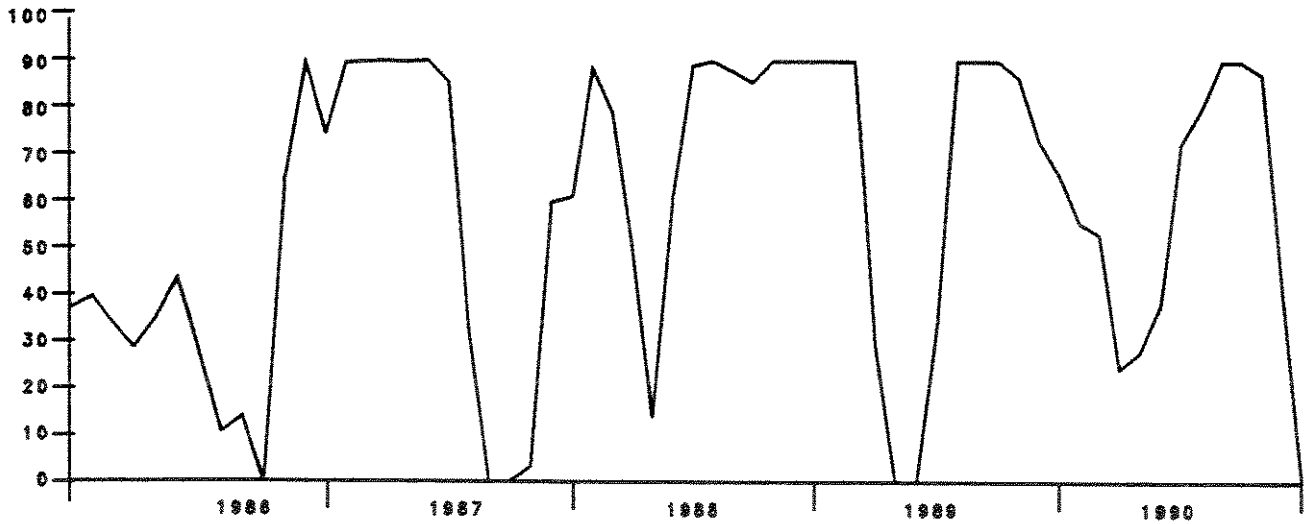


Fig 4.3.2.14 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE SALTO SANTIAGO

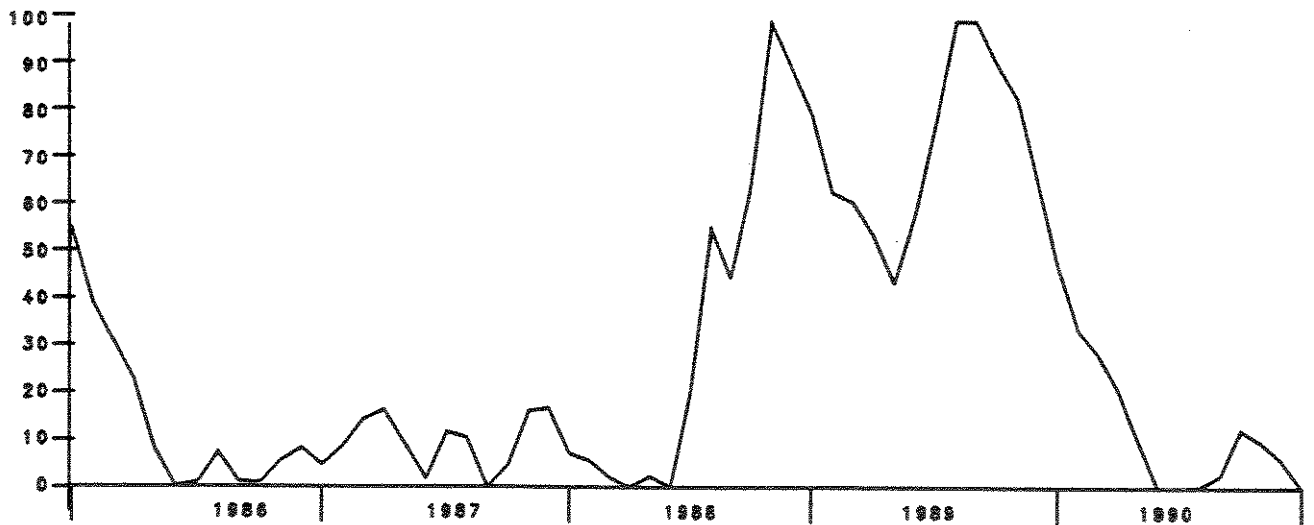


Fig 4.3.2.15 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE PASSO FUNDO

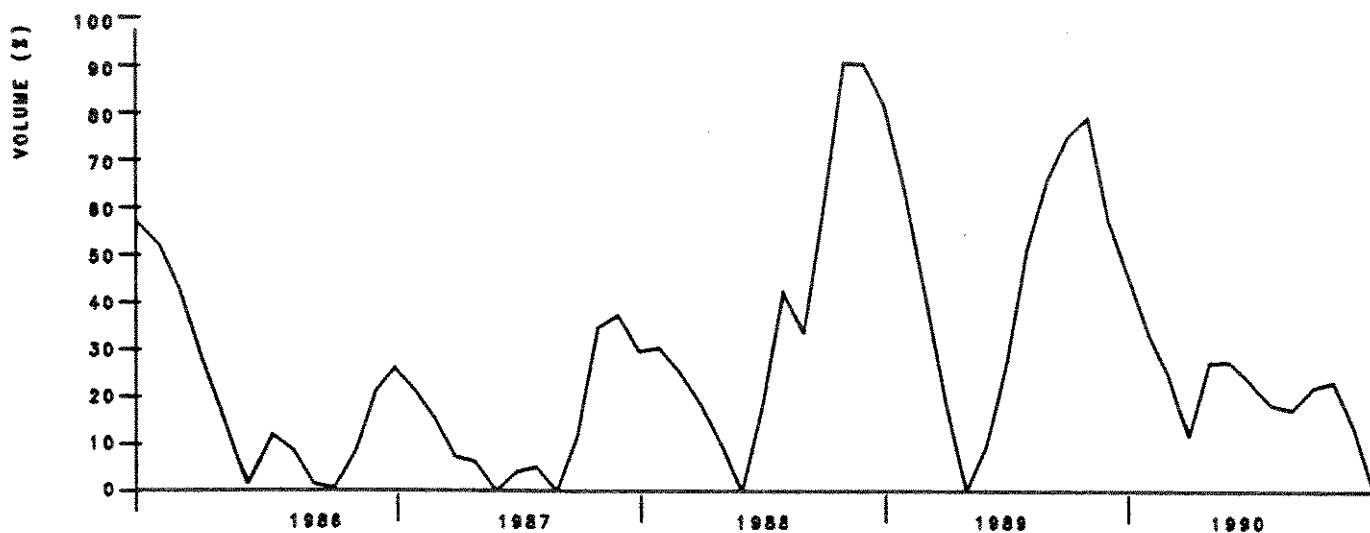


Fig 4.3.2.16 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE PASSO REAL

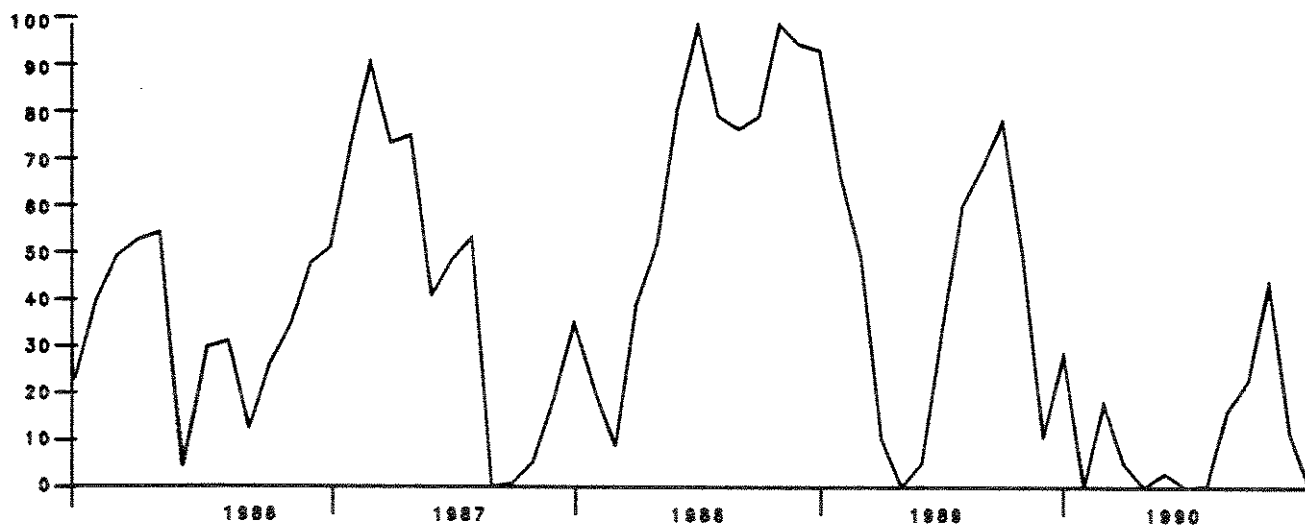


Fig 4.3.2.17 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE G.P.SOUZA

- . O reservatório de Foz do Areia exerce a função de regularização da vazão na cascata.
- . Ressalvadas as condições hidrológicas, o reservatório de S.Santiago deve operar o mais cheio possível, devendo sempre que possível efetuar um deplecionamento brusco e um enchimento brusco acompanhando, com defasagem de um mês, o reservatório de Foz do Areia.
- . Todos os reservatórios da região Sul devem ser plenamente utilizados devendo gerar menos quando estão deplecionando, e mais quando estão acumulando. Contudo, a geração global do Sul obedece, principalmente, às necessidades energéticas do Sudeste, vide Figuras 4.2.7 e 4.2.8.

4.3.3. Produção Térmica

Embora o alvo principal desta metodologia seja a operação individualizada do parque hidroelétrico, a geração térmica também é atingida. Por intermédio de uma função objetivo de minimização do custo operativo plurianual, procurou-se reduzir a atividade das termoelétricas, e conseqüentemente, eliminar ou reduzir a existência de "déficits" ou do não suprimento energético. Como pode ser visto nas Figuras 4.3.3.1 e 4.3.3.2, atingiu-se o objetivo. Com estados de armazenamento dos reservatórios mais baixos que o usual. Utilizando-se uma série hidrológica que envolve o período crítico do sistema interligado, representando as restrições dinâmicas de indisponibilidades e de armazenamento nos reservatórios, mesmo assim, em nenhum intervalo de tempo a disponibilidade térmica, de qualquer um dos subsistemas, foi ple-

namente utilizada. Em qualquer mês do horizonte de planejamento, houve sobra de disponibilidade nos dois subsistemas.

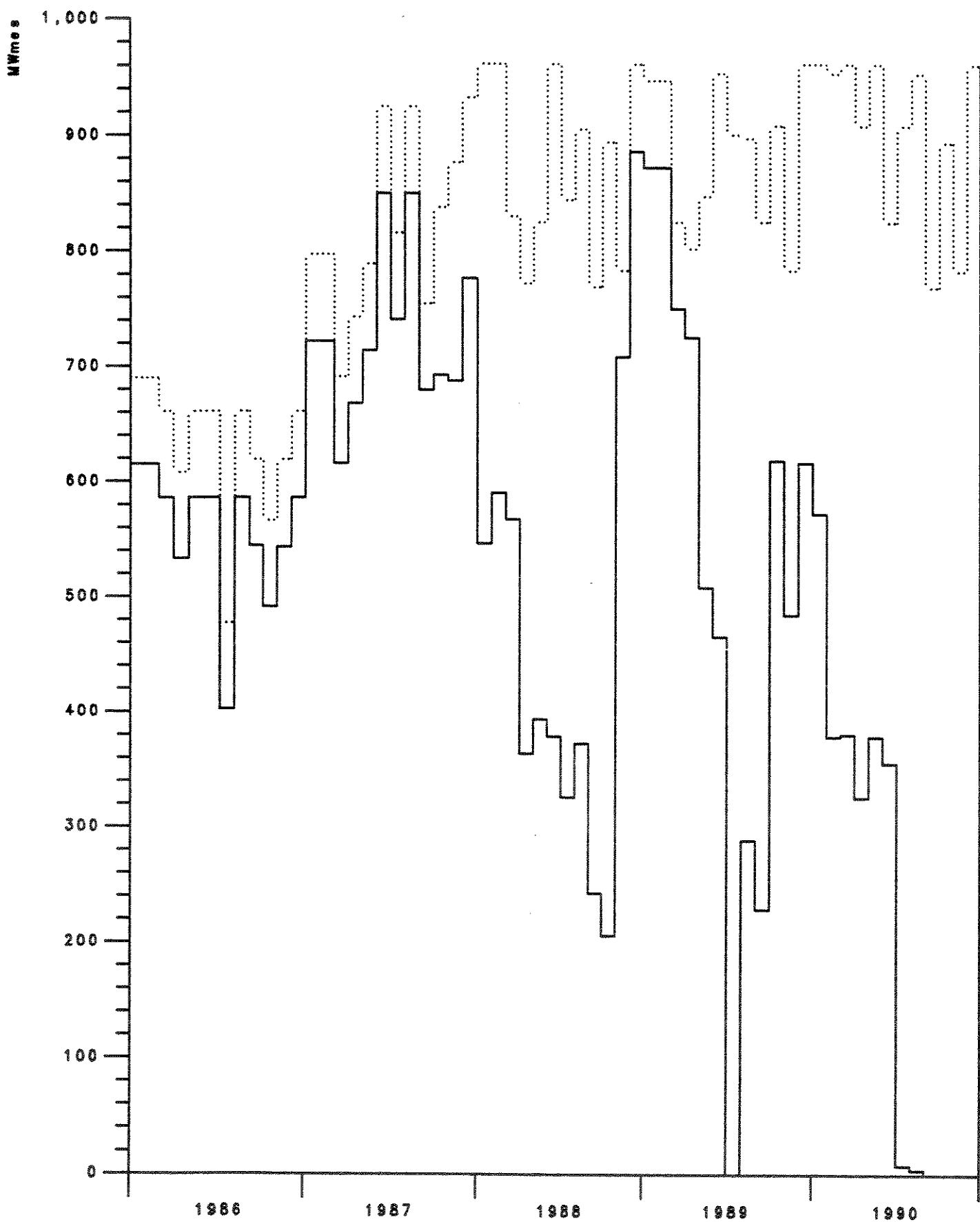
Pode ser observado que o Sul, tem alto fator de utilização térmica do início do primeiro ano até o final do segundo ano, e no final do terceiro ano e início do quarto. Já o Sudeste tem seus quatro meses iniciais sem geração térmica, a partir daí geração térmica é crescente, dando um pico em fevereiro do segundo ano, e retornando a ter alto fator de utilização em julho do mesmo ano, reduzindo sua geração térmica somente em dezembro do quarto ano.

Cabe ressaltar os seguintes aspectos:

- . O estado inicial de armazenamento nos reservatórios do Sul eram bem piores que nos do Sudeste, sendo de se esperar um alto fator de utilização das termoelétricas do Sul no primeiro ano.
- . Nos quatro primeiros meses do primeiro ano, no Sudeste, a termoelétrica de Angra dos Reis estava indisponível.
- . Os altos fatores de utilização térmica no Sudeste, no período mais prolongado, correspondem à parte mais severa do período crítico.
- . A geração térmica deixou de existir nos dois subsistemas, no final do horizonte de planejamento, devido a não ter sido fixado um nível meta para os reservatórios. Portanto, a água armazenada é consumida.

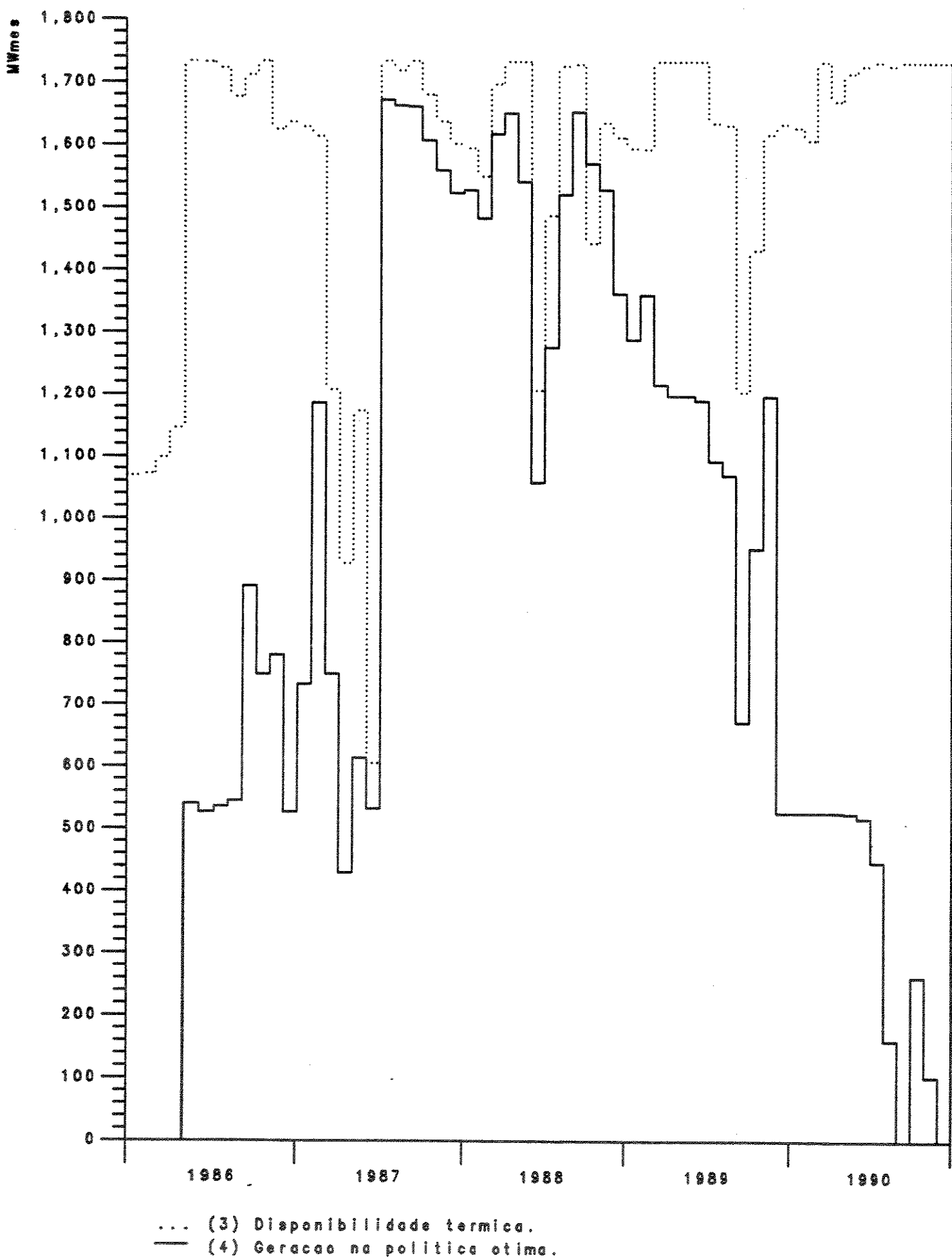
Com relação ao último aspecto mencionado, supõe-se que o sistema tenha sido previsto pelo Planejamento da Ex-

Fig 4.3.3.1 GERACAO TERMOELETRICA NO SUL



... (1) Disponibilidade termica.
— (2) Geracao na politica otima.

Fig 4.3.3.2 GERACAO TERMOELETRICA NO SUDESTE



pansão do setor elétrico, onde se utilizam modelos, como por exemplo o MSARC [32], onde são definidos cronogramas de expansão dos recursos que atendem a um certo risco de déficit, aos requisitos de carga no horizonte do Planejamento da Expansão. A cada ano, o Plano de Operação é refeito, incluindo para o último ano do novo horizonte de planejamento, os recursos necessários ao atendimento dos requisitos. Ocorre que, o horizonte do Planejamento da Expansão é muito maior que o da Operação, com cenários analisados sob a ótica de vários anos atrás. Isto porque o projeto de uma grande hidroelétrica ou termoelétrica consome de cinco a dez anos, ou mais, para ser implantado. Portanto, pode acontecer que os recursos previstos sejam insuficientes para atender aos requisitos energéticos do horizonte do Plano de Operação. Não se permitindo fixar um nível meta para um horizonte de planejamento de operação de cinco anos.

4.4. BENEFÍCIO MARGINAL OPERATIVO DA INTERLIGAÇÃO

O benefício marginal operativo da interligação, apresentado no Capítulo 3, é um benefício marginal que o sistema interligado teria com o relaxamento das restrições de intercâmbio em ambos os sentidos da interligação entre os subsistemas. Esse benefício marginal, é obtido pela somatória, dos valores absolutos, dos benefícios marginais operativos localizados dos intervalos de tempo. O benefício marginal operativo localizado existe sob duas condições.

. Uma das restrições de intercâmbio, nesse intervalo de tempo, está ativa, isto é, em algum de seus limites.

. Quando a restrição de intercâmbio está ativa, e nesse mês, o subsistema fornecedor está operando em um determinado ponto de sua respectiva função de custo operativo mensal, tal que sua derivada à direita seja menor que a derivada à esquerda da respectiva função do correspondente ponto de operação do sistema recebedor.

Na Figura 4.4.1, estão representados os benefícios marginais operativos localizados, sendo os valores positivos correspondentes ao fluxo na interligação no sentido SUL-SE, e os valores negativos correspondentes à utilização no sentido SE-SUL.

Dessa maneira, o benefício marginal operativo que se teria com o relaxamento das restrições de intercâmbio seria de US\$ 238.201.

A partir da solução ótima do CASO-1, procedeu-se a um relaxamento nas restrições de fluxo na interligação, e deu-se continuidade ao processo otimizador. Os resultados deste procedimento, estão referenciados por CASO-3, na Tabela 4.4.1 e na Figura 4.4.2.

PROBLEMA	SUBSISTEMA	CUSTO DA POLÍTICA ÓTIMA DE OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO
CASO-1	SUL	195,25
	SE	525,36
	SUL + SE	720,61
CASO-3	SUL	246,67
	SE	390,11
	SUL + SE	636,78
CASO-4	SISTEMA GLOBAL	453,48

Tabela 4.4.1 - Custos Operativos Plurianuais, em US\$ Milhões, Sem e Com Relaxamento nas Restrições de Fluxo na Interligação

Fig 4.4.1 BENEFICIO MARGINAL OPERATIVO LOCALIZADO
NOS INTERVALOS DE TEMPO - CASO-1

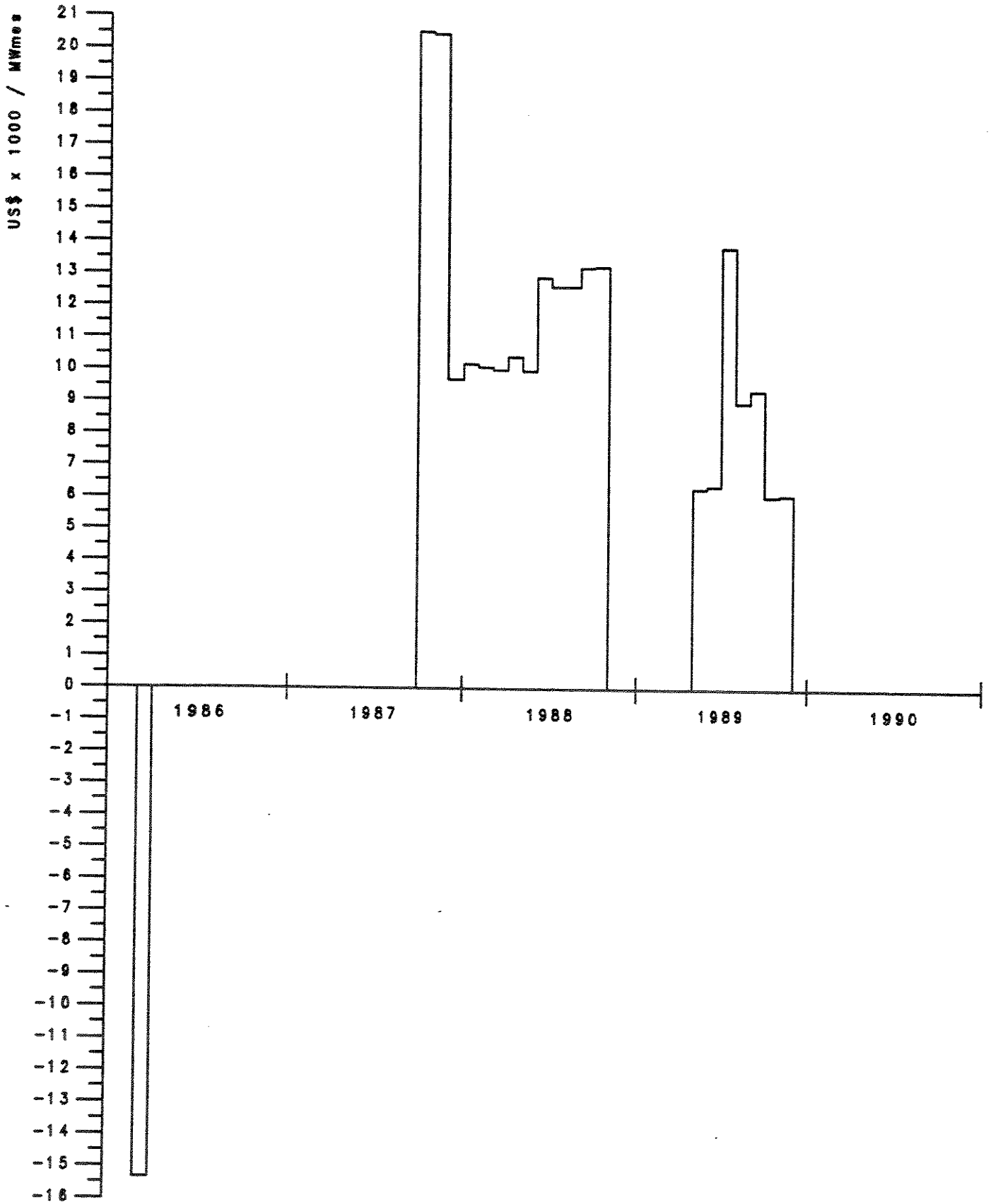
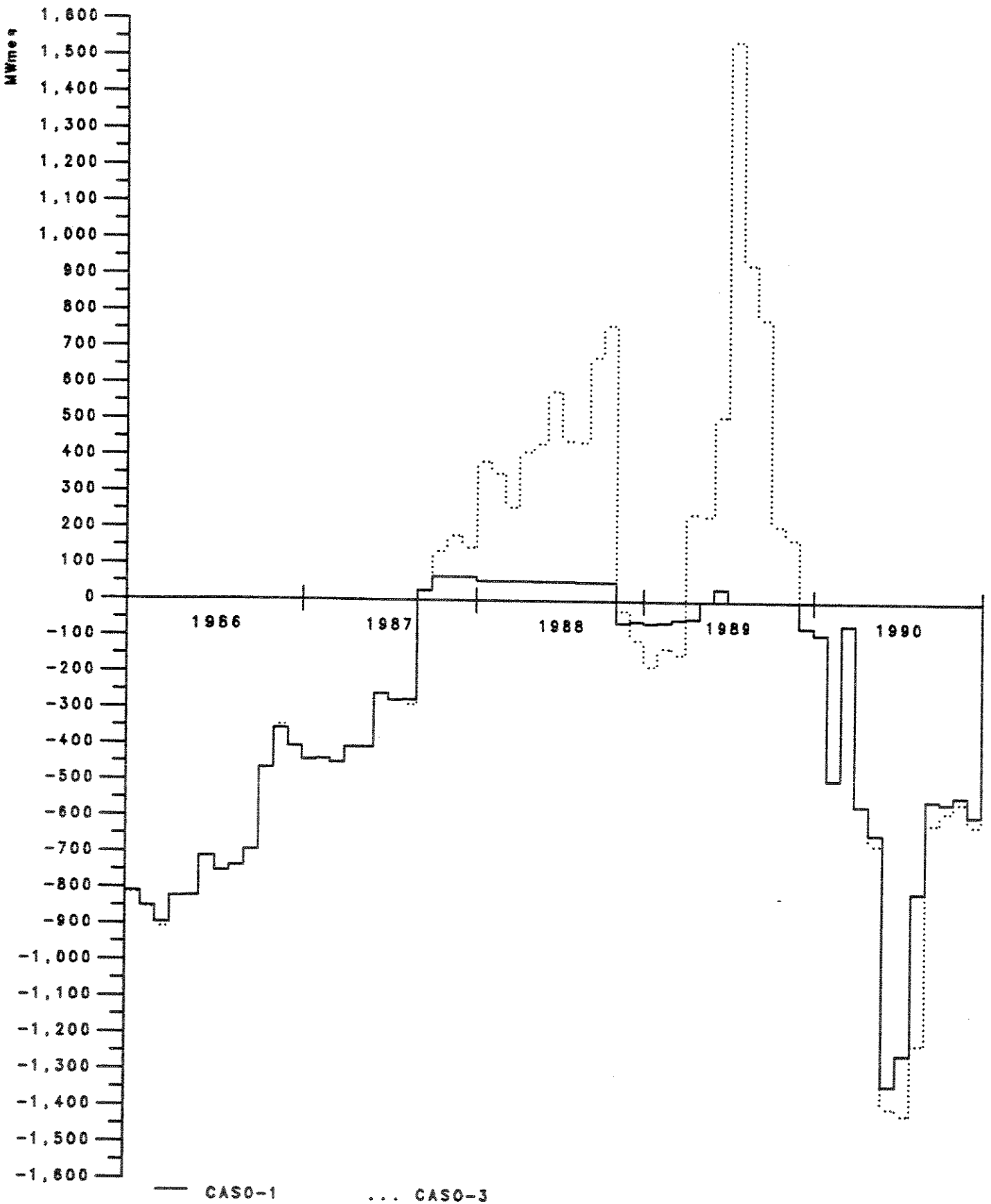


Fig 4.4.2 INTERCAMBIOS COM E SEM RELAXAMENTO NAS
RESTRICOES DE FLUXO



Negativos SE>SUL - Positivos SUL>SE.

Como pode ser observado na Tabela 4.4.1, o relaxamento das restrições de fluxo na interligação, possibilitou uma melhoria no custo operativo plurianual do sistema interligado. Houve uma redistribuição de responsabilidades. Fez com que o custo operativo do Sul aumentasse, e o do Sudeste baixasse. Na Figura 4.4.2, comprova-se que essa redistribuição foi realizada ao longo de todo o horizonte de planejamento. Basicamente, a redistribuição teve por objetivo cobrir a insuficiência no limite de fluxo na transmissão no sentido SUL-SE, nos períodos de outubro de 1987 a novembro de 1988, e de abril de 1989 a novembro de 1989. Nesses períodos, já havia sido demonstrado na Figura 4.4.1 que havia benefício na expansão da transmissão.

A solução obtida no CASO-3, como é de se esperar, aproxima-se um pouco mais da obtida com um sistema único. Pois o relaxamento das restrições de fluxo na interligação, permite uma redistribuição da produção hidráulica, e conseqüentemente, uma melhor definição para o equilíbrio dos custos marginais operativos mensais, entre os subsistemas. Por outro lado, a solução obtida com a decomposição primal do problema global em subproblemas, com as funções de custo operativo mensal diferenciáveis por partes dos subsistemas, com as características definidas anteriormente, dificilmente será igual ou inferior, em termos de custos, que a obtida com um único sistema hidrotérmico global. Isto porque, no sistema único, as classes de térmicas e conseqüentemente, as classes de custo marginal, serão comuns a todo o parque hidroelétrico do sistema interligado. Não havendo o problema, já apresentado no Capítulo III desta tese, sobre a descontinuidade das funções de custo marginal operativo mensal, nas transferências energéticas entre os subsistemas.

variados para o futuro, ou de verificações com relação ao passado. Com isso, podem ser aferidas as decisões obtidas com o modelo de otimização, em base mensal, para o cenário de mercado, afluências previstas, disponibilidade de geração, e demais dados energéticos. Principalmente, os dados previstos para o primeiro ano de planejamento, a partir da data de realização, até o último mês do horizonte de planejamento do Plano de Operação.

Basicamente esse processo consiste fixar a decisão ótima em termos de intercâmbio e geração térmica e determinar as decisões energéticas em cada aproveitamento energético para o cenário energético estipulado para o próximo mês.

No planejamento adaptativo aqui efetuado, simulou-se a aplicação das decisões ótimas para o ano de 1986, da seguinte maneira:

1. Efetuar as previsões de afluências para os próximos doze meses em cada aproveitamento hidroelétrico;
2. considerar a ocorrência a vazão média de longo prazo de cada mês, para cada mês do restante do horizonte de planejamento do Plano de Operação;
3. considerar os demais dados energéticos dos subsistemas definidos para o horizonte de planejamento pelo Plano de Operação 1986;
4. efetuar a otimização com o modelo otimizador, para horizonte de planejamento estipulado;
5. considerar as decisões ótimas obtidas para o primeiro mês;
6. considerar as afluências aos aproveitamentos hidroelétricos, que efetivamente ocorreram no primeiro mês de planejamento,

A análise de sensibilidade sobre as restrições de fluxo na interligação, é interessante sob o aspecto de quantificação de requisitos no fluxo da interligação, tendo em vista que as restrições de fluxo são definidas com base em estudos de confiabilidade elétrica. Note-se que, quando é necessário, os riscos na confiabilidade elétrica são aumentados, permitindo um fluxo na interligação maior que o definido pelo Plano de Operação Anual. Exatamente no ano de 1986, tido como um ano atípico para o setor elétrico brasileiro, esses limites de fluxo foram ultrapassados no primeiro trimestre, no sentido de fluxo SE-SUL, como demonstra a Tabela 4.4.2. Esses valores foram obtidos do "Anuário Estatístico da Operação do Sistema Interligado 1986" [28]. Esses valores devem ser confrontados com os definidos no Plano de Operação 1986 [5], que estão relacionados na Tabela 2.4.1, e não com os da Tabela 4.2.1, por se tratarem esses valores realizados, de valores globais, e que já incluem a energia de Itaipu recebida pelos subsistemas.

MESES	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
INTERCÂMBIO	-1127	-1163	-1194	-535	-43	429	-22	-475	-617	-262	574	868

Tabela 4.4.2 - Fluxo Real na Interligação Durante o Ano de 1986 [28]

4.5. PLANEJAMENTO ADAPTATIVO DO SISTEMA INTERLIGADO PARA O ANO DE 1986

No escopo da metodologia, está previsto um procedimento de planejamento, com a finalidade de proporcionar ao planejador, um instrumento para simular a ocorrência de cenários

- e calcular as afluições incrementais a cada aproveitamento hidroelétrico;
7. simular a execução das decisões de defluências em cada aproveitamento energético, eliminando os vertimentos desnecessários, e também factibilizando-as em relação às restrições de volumes;
 8. determinar a produção hidráulica em cada hidroelétrica, com as afluições realizadas ou do cenário hidrológico planejado, isto em cada subsistema;
 9. comparar a produção hidráulica definida pelo modelo otimizador para o mês em análise e a produção hidráulica do subsistema determinada em 8;
 10. se a diferença em valor absoluto, entre a produção hidráulica definida e a calculada for maior que um intervalo de aceitação, passar para o passo 11, caso contrário, passar para o passo 9 com o outro subsistema, caso os dois subsistemas já tenham sido verificados, o processo terminou;
 11. calcular a variação positiva ou negativa na produção hidráulica nas hidroelétricas do subsistema, considerando que as decisões ótimas de geração térmica e do intercâmbio são fixas ao longo do mês;
 12. percorrer a malha hidroelétrica do subsistema, e em cada hidroelétrica com reservatório, aumentar ou reduzir a defluência de 1% do volume útil de reservatório, respeitando as restrições de armazenamento de defluência;
 13. incorporar à produção hidráulica do subsistema a variação de produção na hidroelétrica com reservatório, já considerando o efeito de variação nas hidroelétricas a jusante com

- operação à fio d'água;
14. refazer os passos 12 e 13 até que a diferença entre a produção hidráulica otimizada para o subsistema e a produção aqui determinada, esteja dentro do intervalo de aceitação;
 15. retornar ao passo 8 pois algumas hidroelétricas de jusante podem não ter tido suas produções recalculadas, porém podem ter tido alteração em sua afluência, vindo a alterar seus volumes e ou suas produtividades;
 16. refazer os passos 8 a 15 para o outro subsistema;
 17. considerar os volumes finais obtidos nos reservatórios, como iniciais para o próximo mês, e retornar ao passo 1;
 18. percorrer os passos 1 a 17 até que todos os meses do ano de 1986 tenham sido atingidos pelo planejamento adaptativo.

Como resultado da aplicação desses procedimentos, foram obtidas as trajetórias dos reservatórios das duas regiões. Nas Figuras 4.5.1 a 4.5.17, são apresentadas as trajetórias dos principais reservatórios das regiões Sul e Sudeste. Adicionalmente, em cada figura, foi colocada a trajetória ótima que deveria ser percorrida, no caso da otimização global, considerando para os 12 primeiros meses, as afluências naturais, e os outros 48 meses preenchidos com as afluências médias mensais de longo prazo.

Na Figura 4.5.18, de produção termoelétrica estão delineadas a título ilustrativo, a produção termoelétrica do planejamento adaptativo, e a produção efetivamente realizada [28]. O caráter ilustrativo apregoado acima, deve-se ao fato de que na operação real, os dados do Plano de Operação Anual, são tratados como referencial. A operação real é dinamicamente alte-

rada pelos fatos novos que surgem ao decorrer do ano. Por exemplo, afluências baixas, afluências altas, modificações no cronograma de manutenções, etc. Dessa forma, para realmente avaliar a operação real, a discretização do planejamento adaptativo deveria ser semanal, pelo menos durante o primeiro ano de planejamento. E ainda, deveriam ser incorporados os dados referentes aos fatos novos, que estão alterados com relação ao Plano de Operação Anual.

Na Figura 4.5.19 é apresentado o comportamento do intercâmbio sob o enfoque do planejamento adaptativo, política ótima caso fossem conhecidas as afluências verificadas a priori, e com a operação efetivamente realizada.

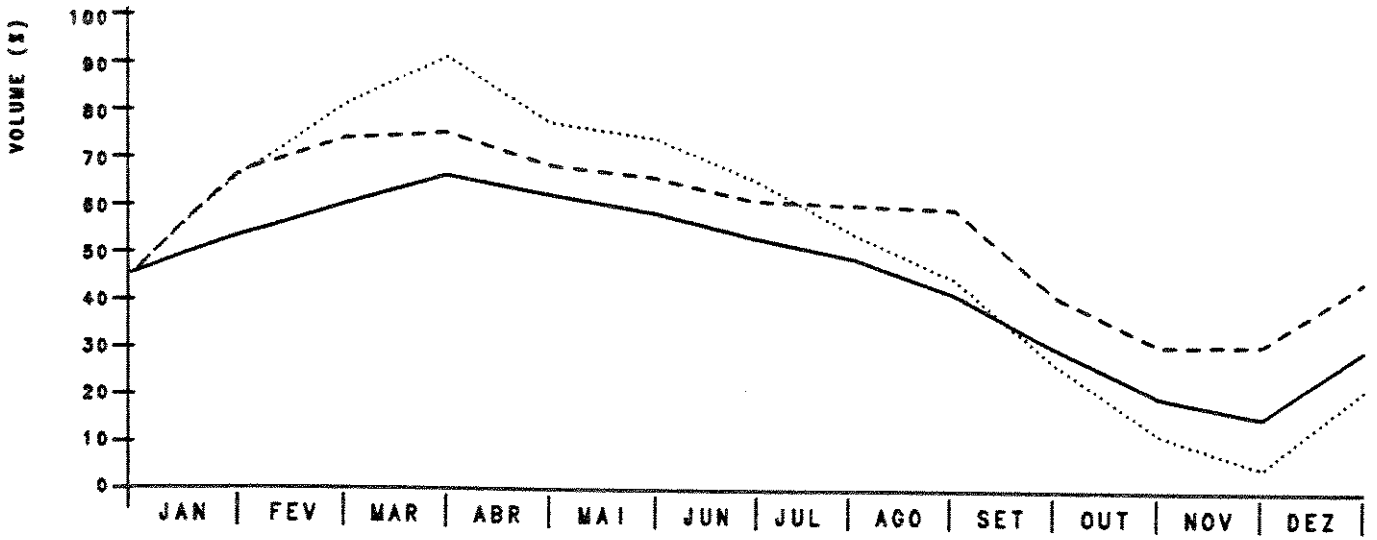


Fig 4.5.1 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE FURNAS

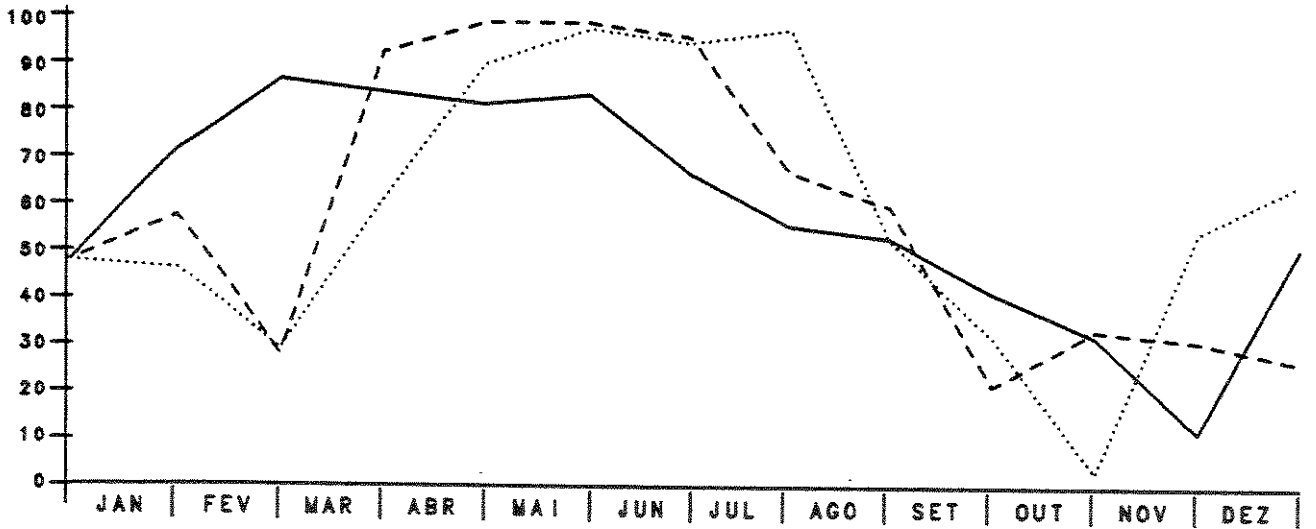


Fig 4.5.2 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE MARIMBONDO

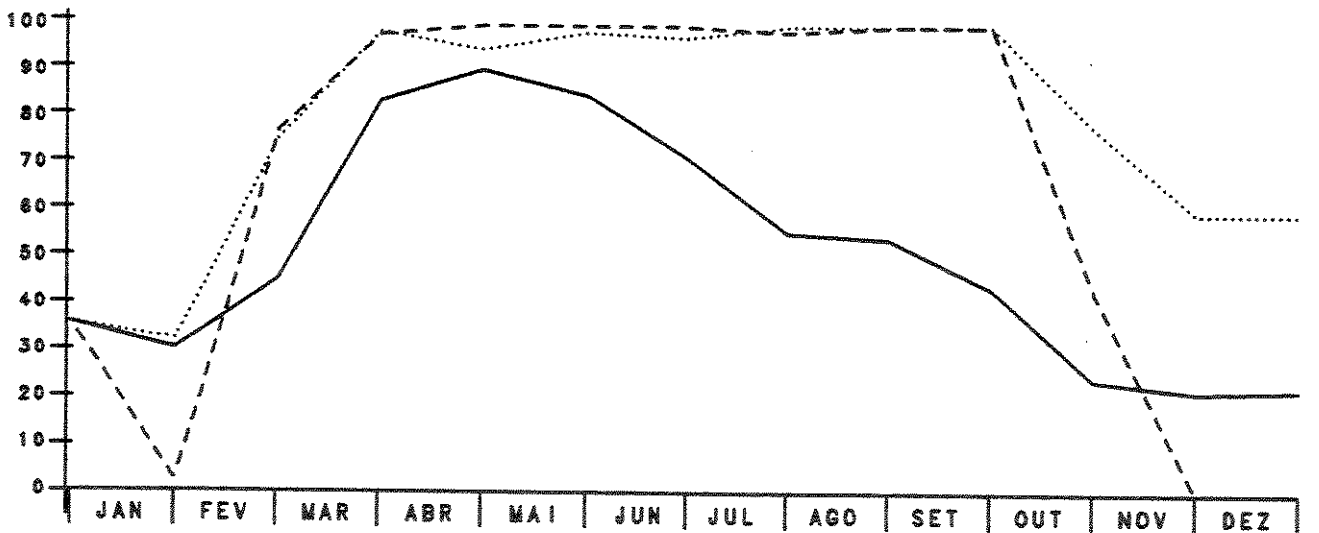


Fig 4.5.3 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE A. VERMELHA

- Operação Real
- ... Planejamento Adaptativo
- - - Política Ótima com efluência realizada

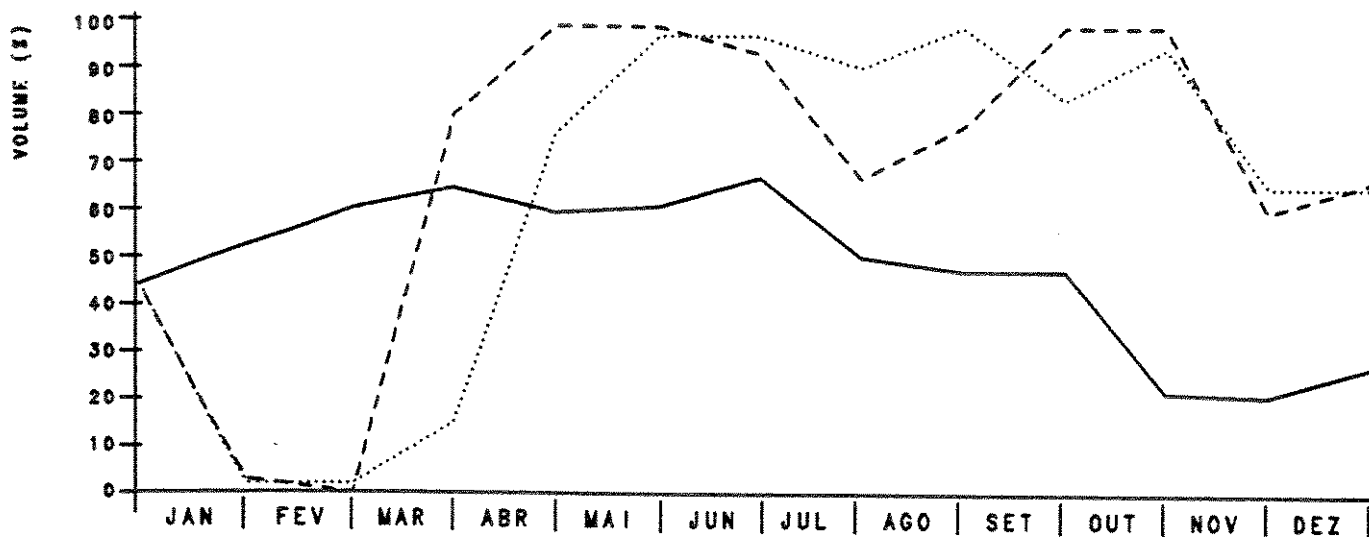


Fig 4.5.7 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE I. SOLTEIRA

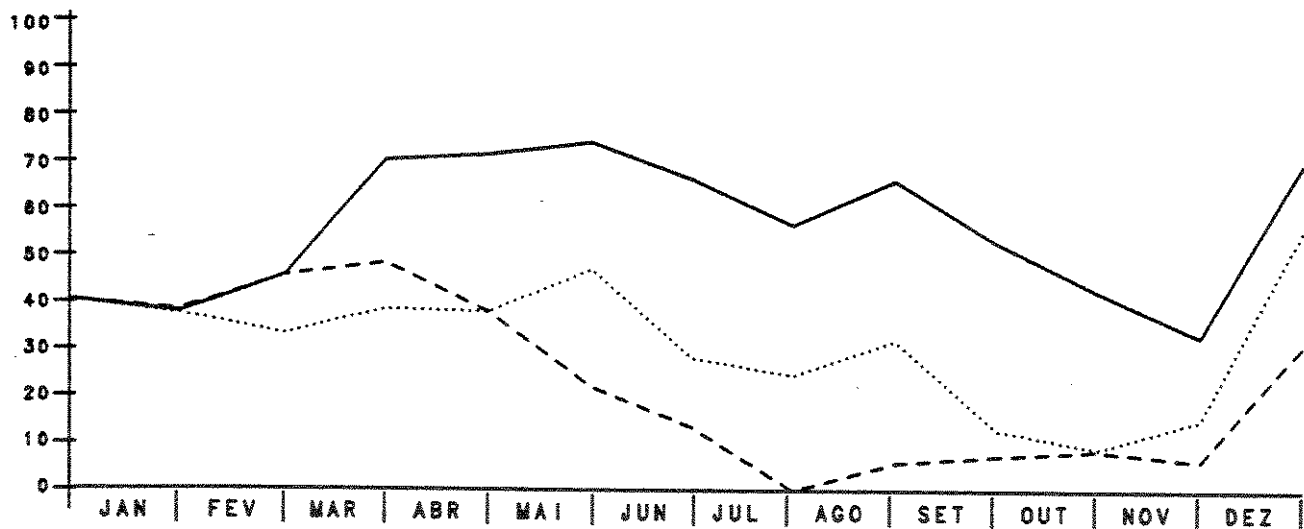


Fig 4.5.8 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE B. BONITA

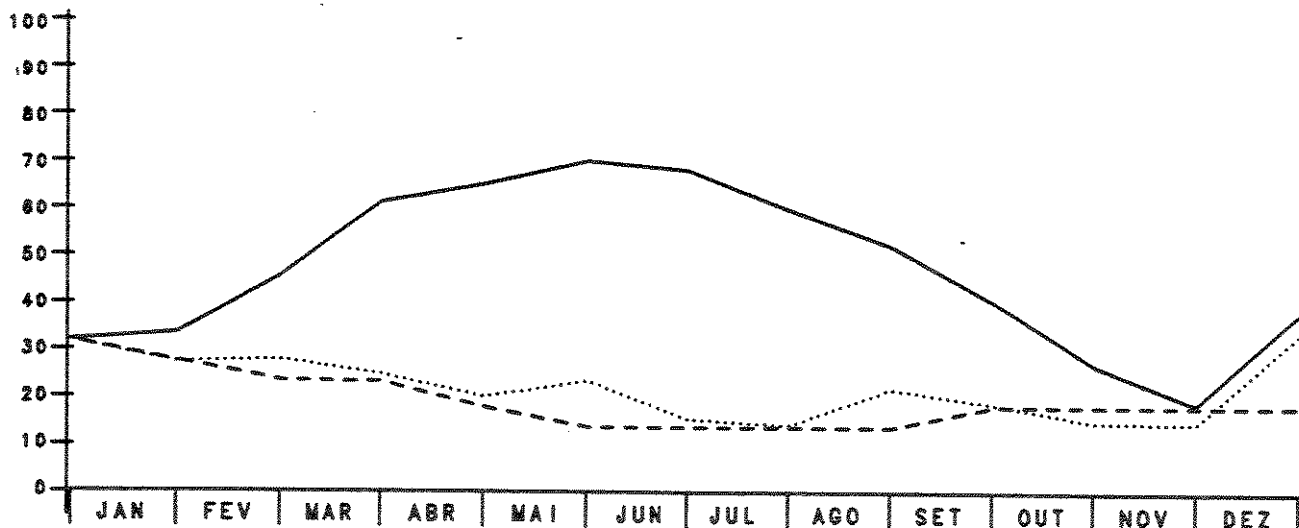


Fig 4.5.9 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE JURUMIRIM

- Operacao Real
- ... Planejamento Adaptativo
- - - Politica Otima com effluencia realizada

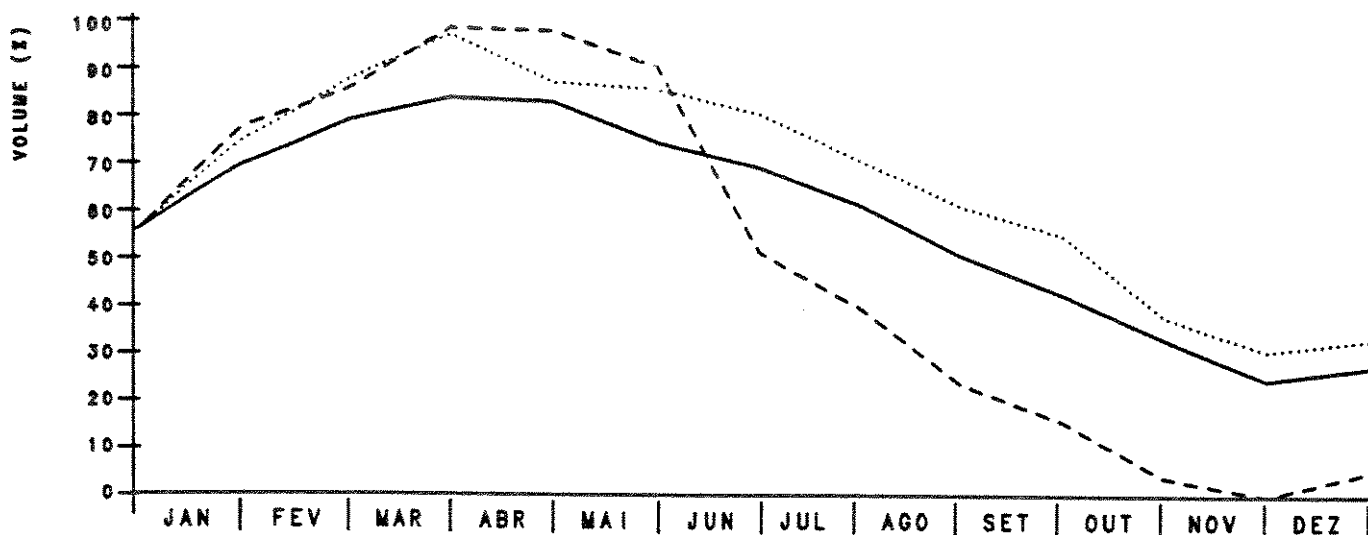


Fig 4.5.4 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE EMBORCACAO

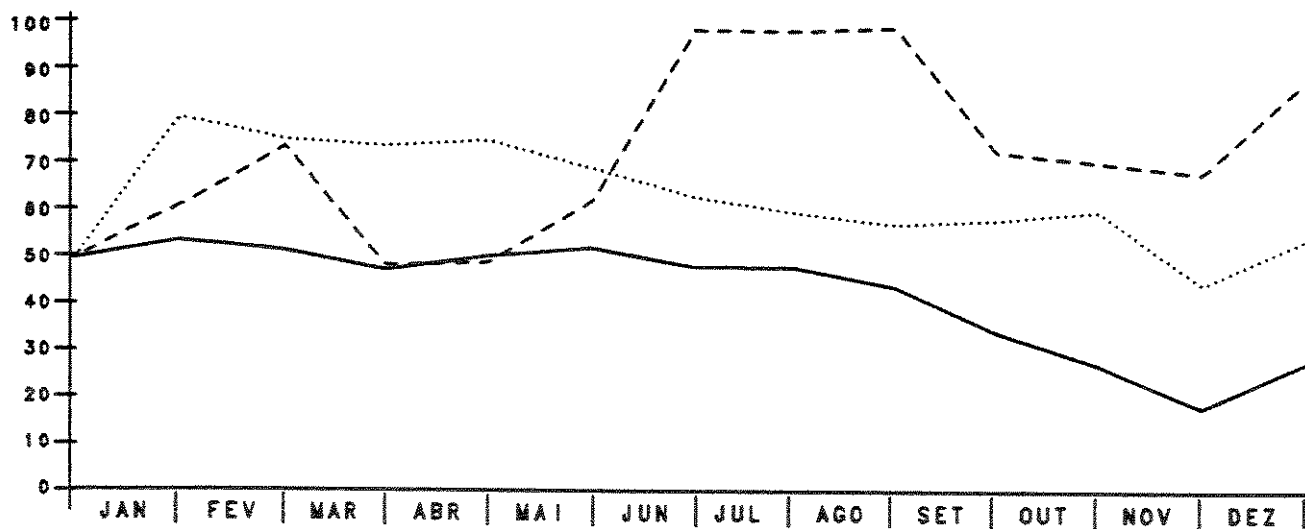


Fig 4.5.5 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE ITUMBIARA

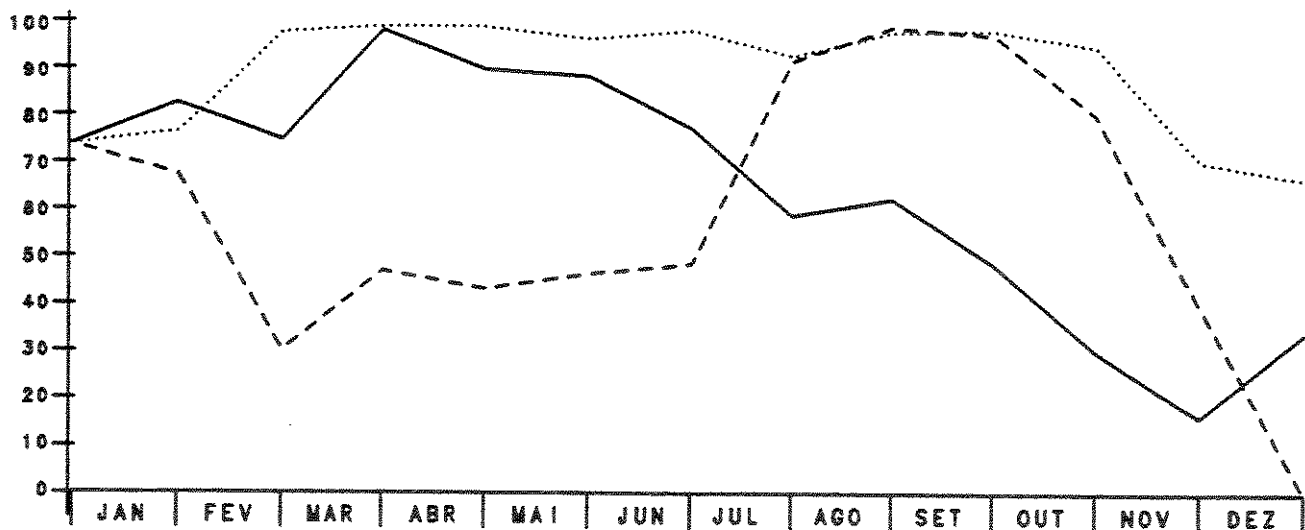


Fig 4.5.6 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE SAO SIMAO

- Operação Real
- ... Planejamento Adaptativo
- - - Política Ótima com efluente realizada

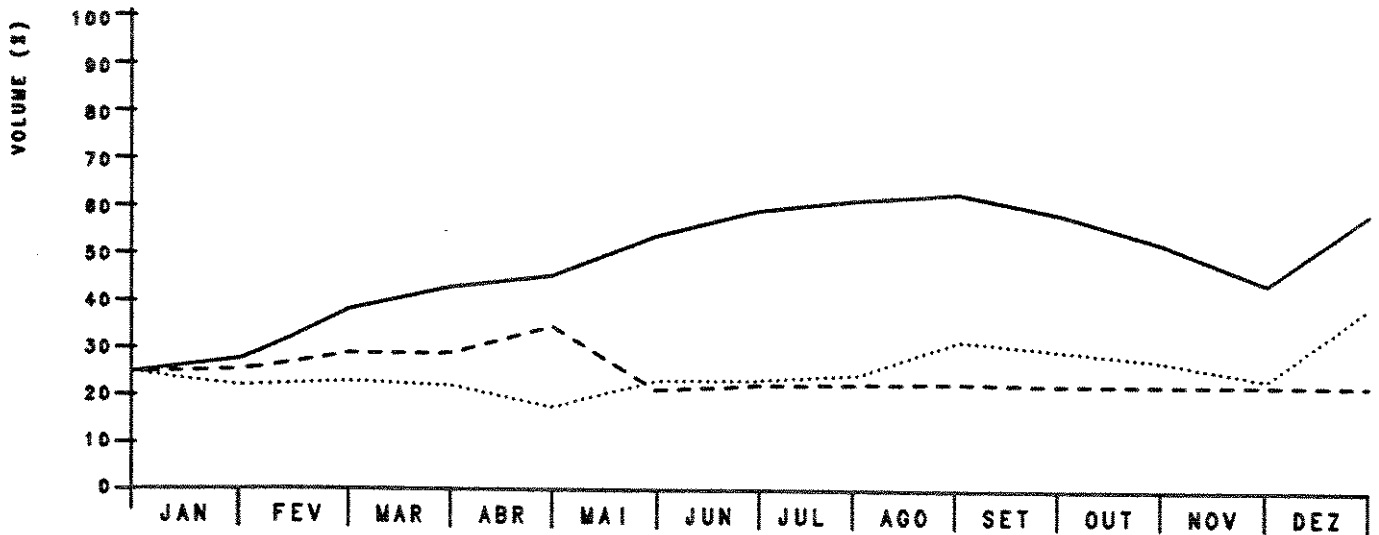


Fig 4.5.10 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE XAVANTES

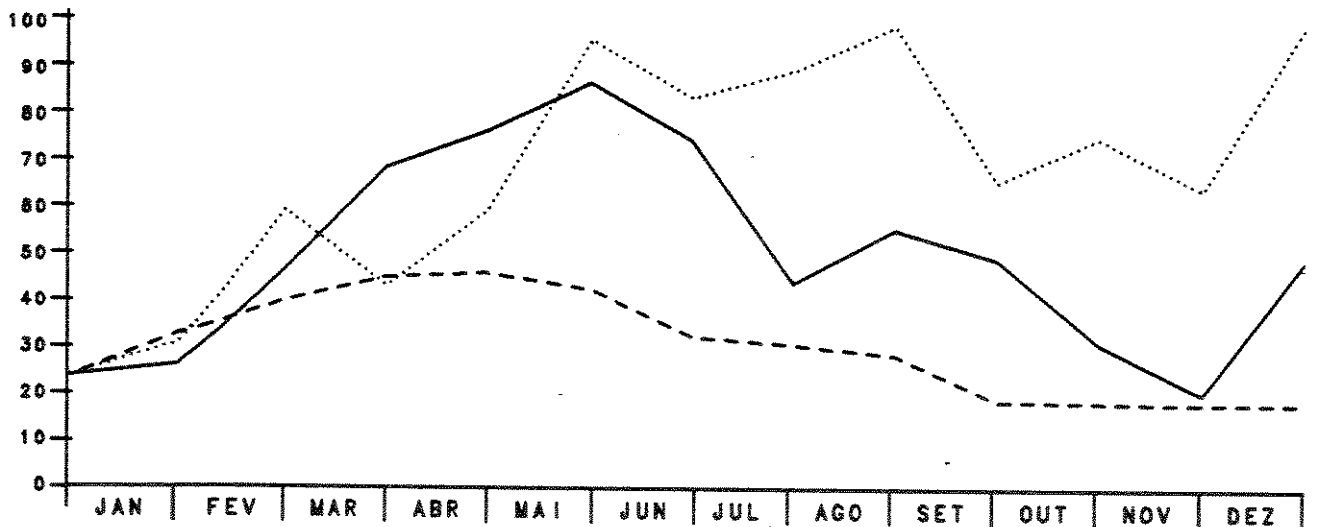


Fig 4.5.11 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE CAPIVARA

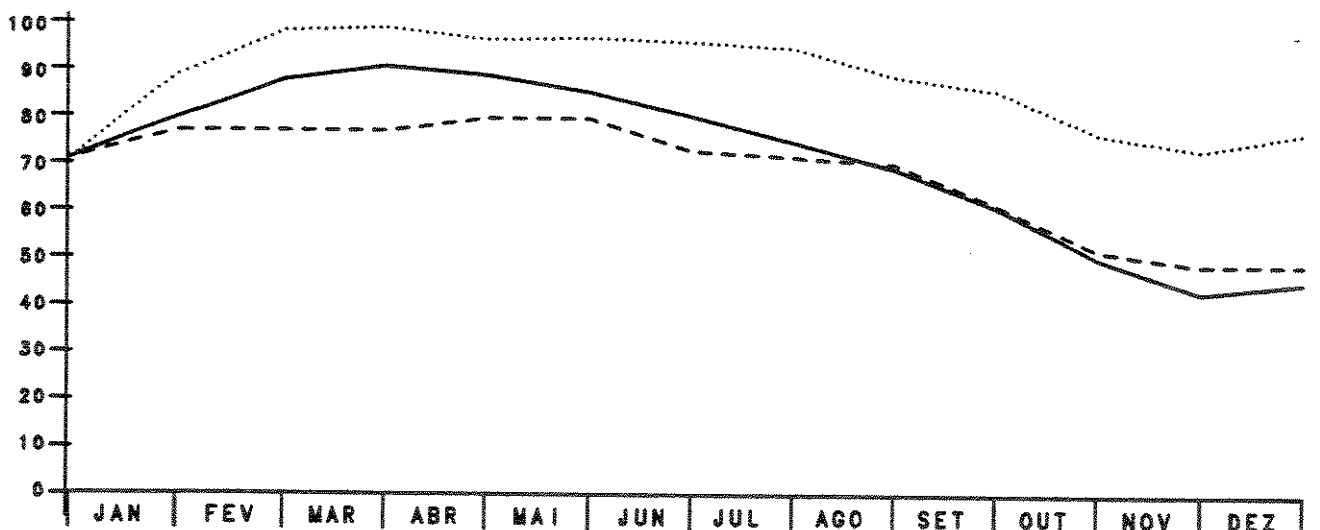


Fig 4.5.12 - REGIAO SUDESTE - RESERVATORIO DE TRES MARIAS

— Operacao Real
 ... Planejamento Adaptativo
 - - - Politica Otima com efluencia realizada

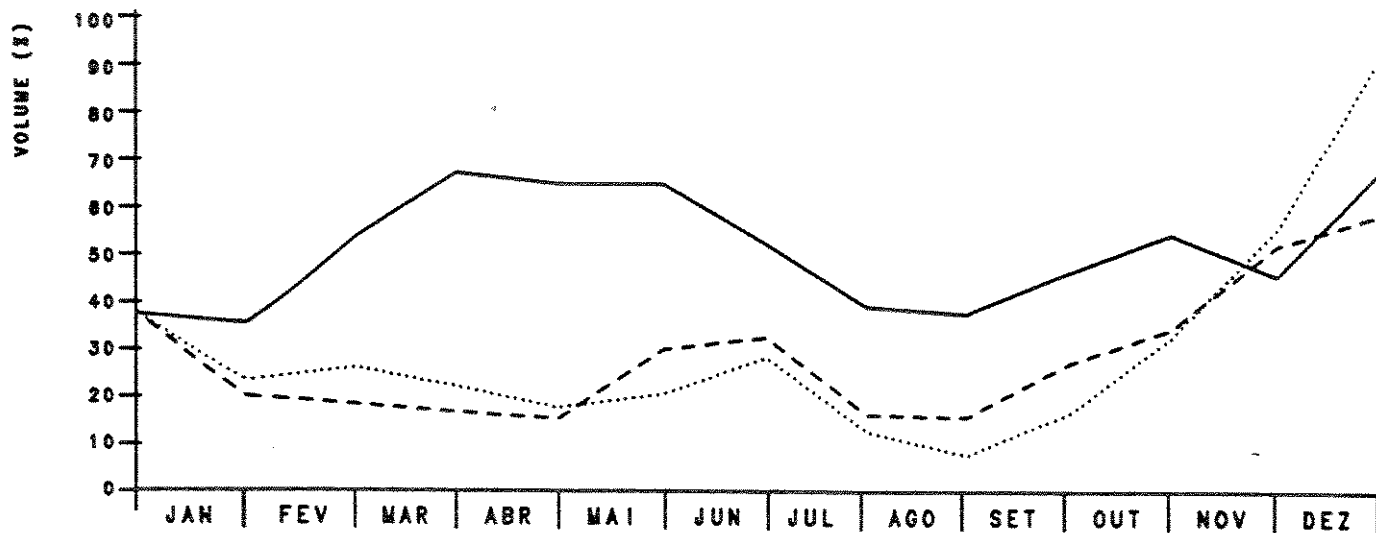


Fig 4.5.13 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE G.B.MUNHOZ

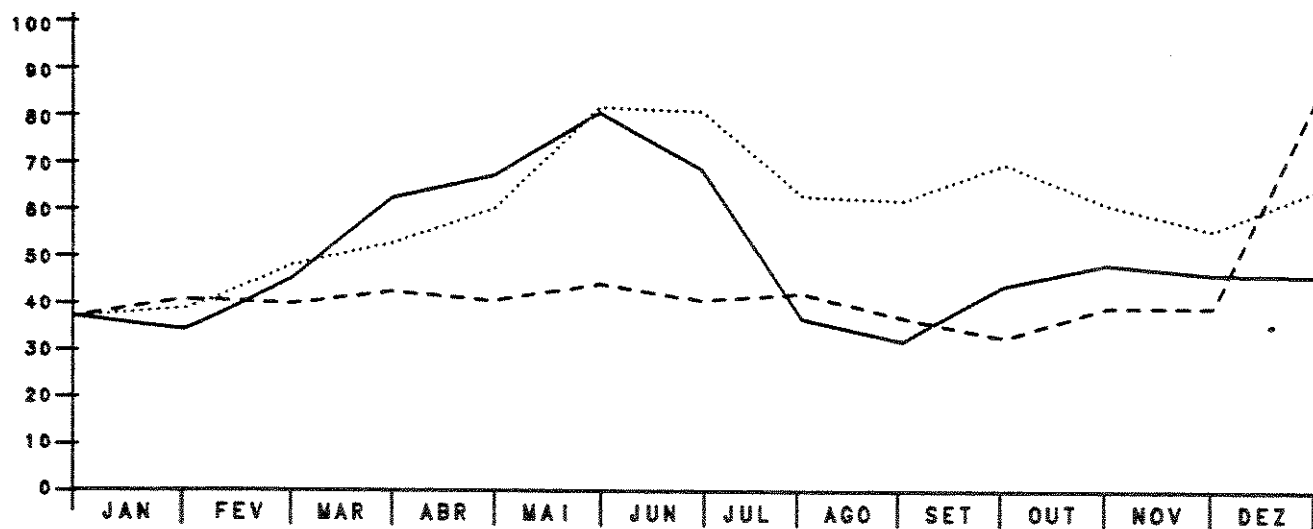


Fig 4.5.14 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE SALTO SANTIAGO

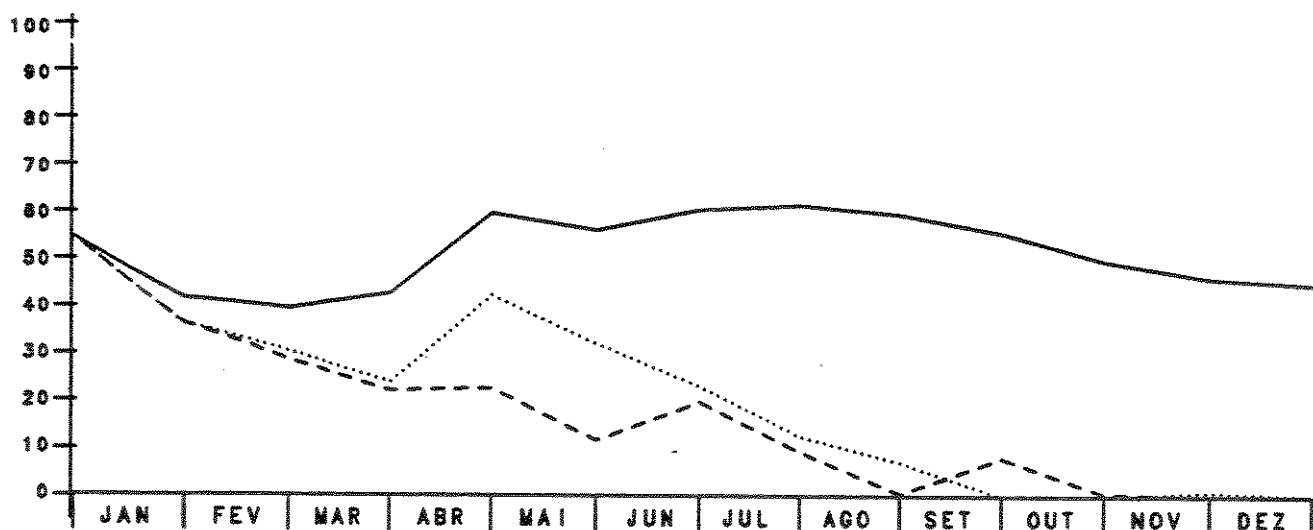


Fig 4.5.15 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE PASSO FUNDO

— Operacao Real
 ... Planejamento Adeptativo
 - - - Politica Otima com efluencia realizada

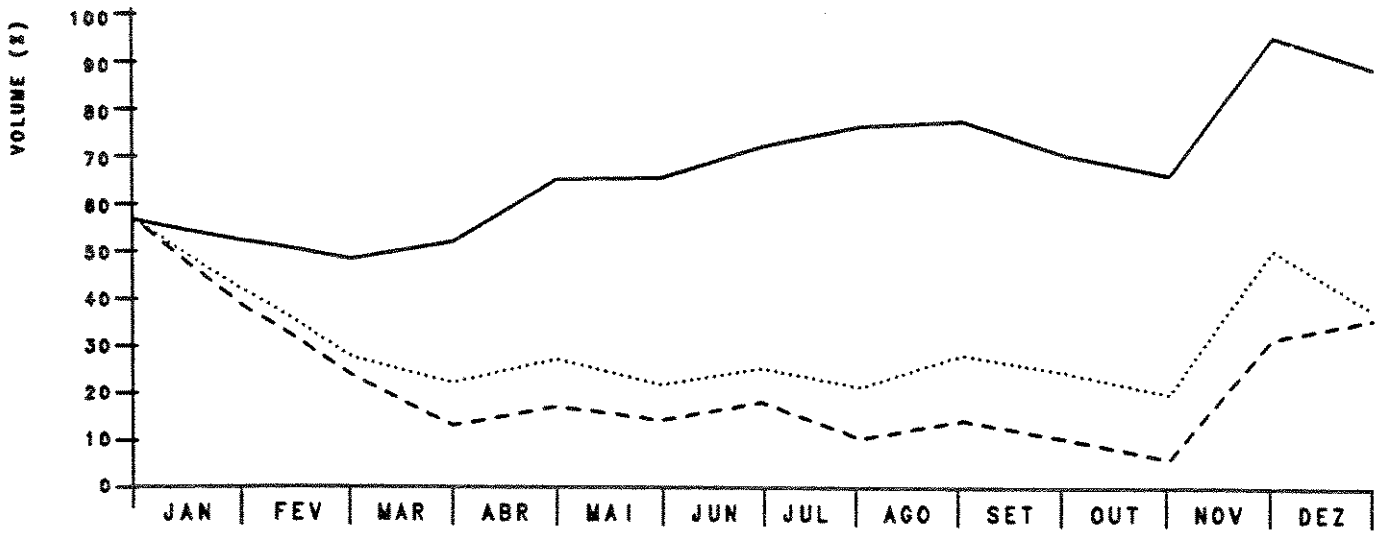


Fig 4.5.16 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE PASSO REAL

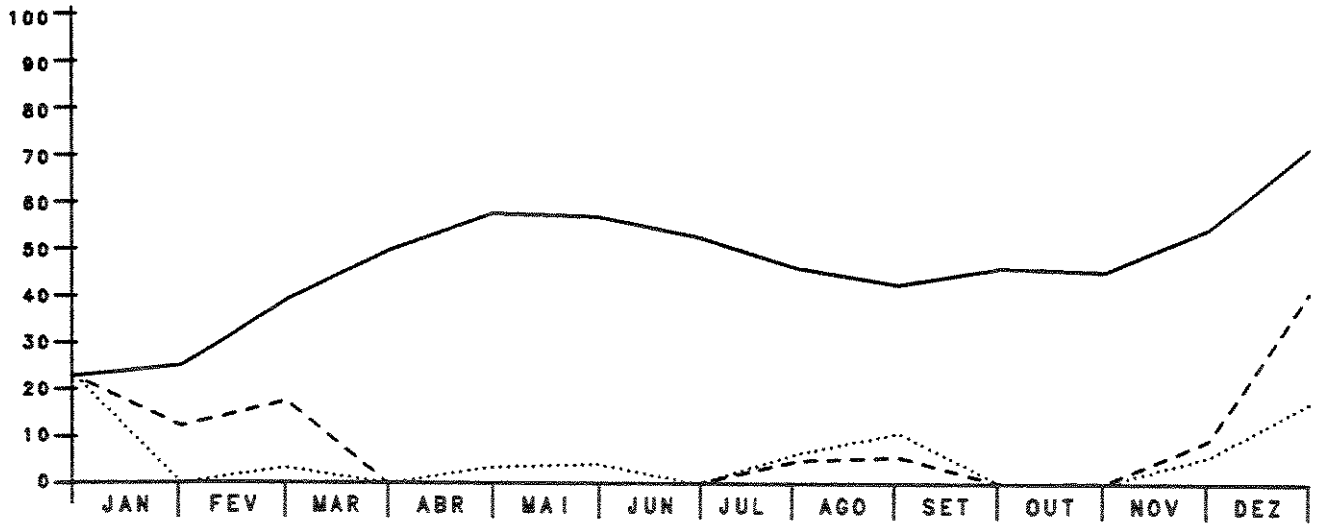


Fig 4.5.17 - REGIAO SUL - RESERVATORIO DE G.P.SOUZA

— Operacoes Reais
 ... Planejamento Adaptativo
 - - - Politica Otima com afluencia realizada

Fig 4.5.18 (a) PRODUCAO TERMICA DO SUL

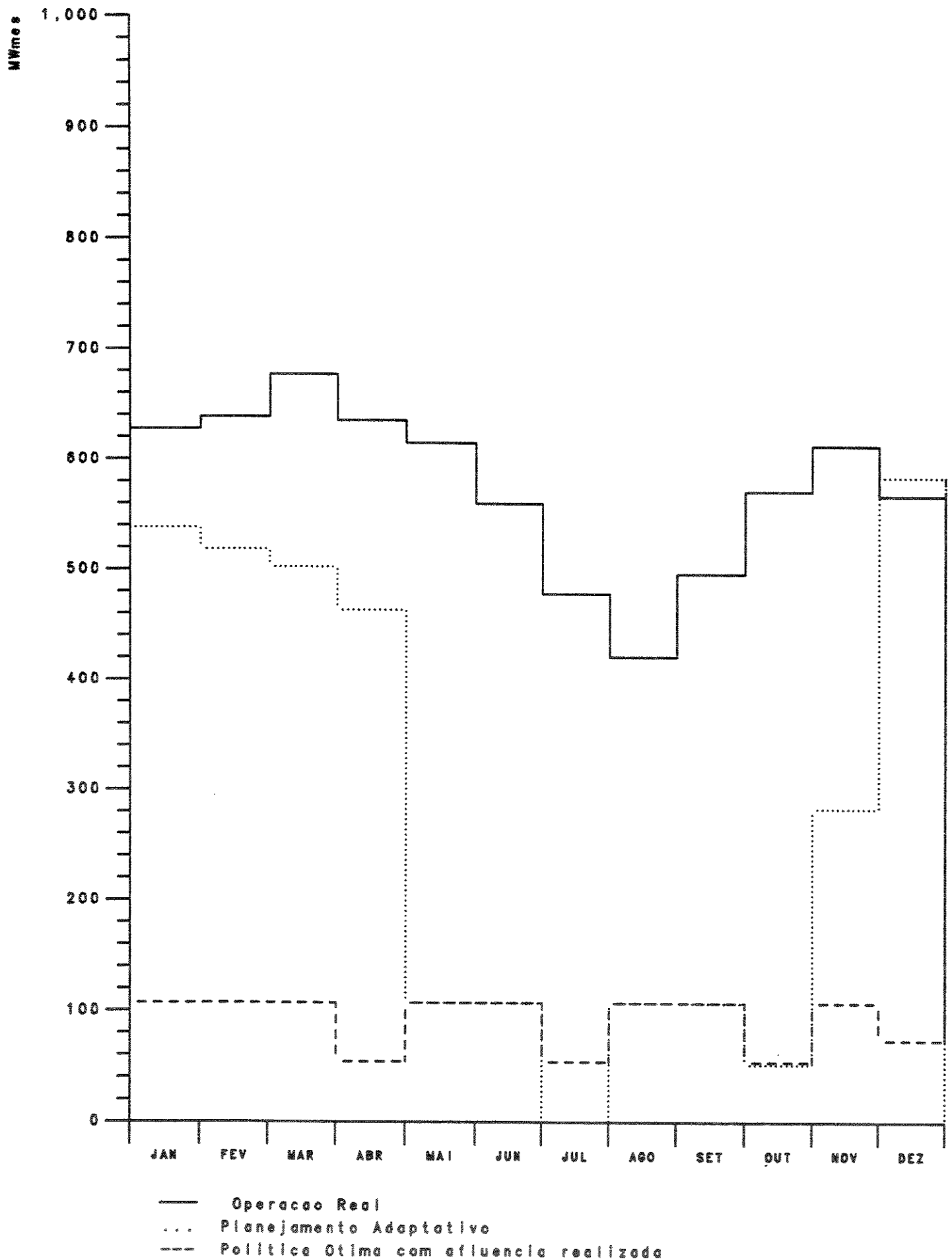
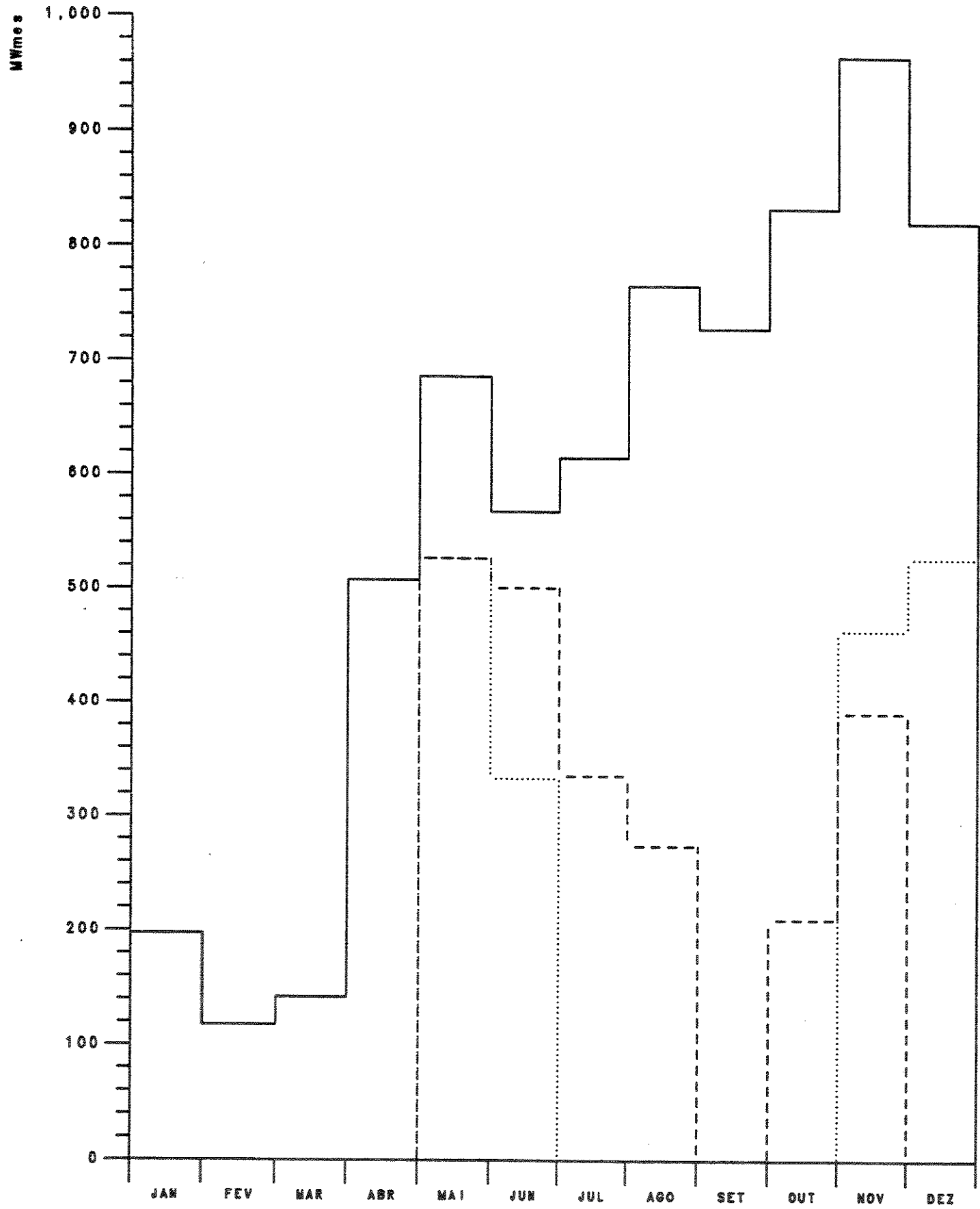
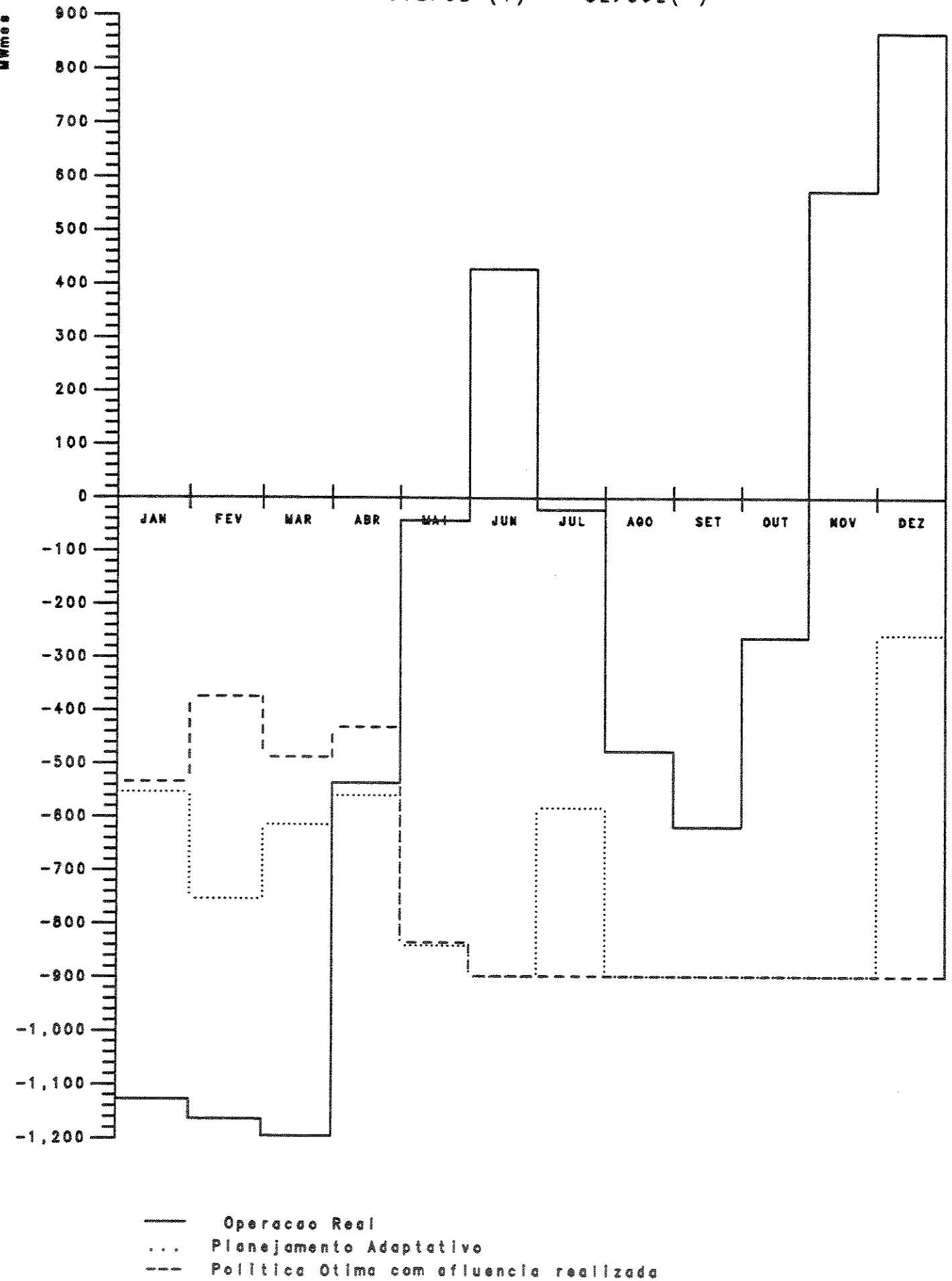


Fig 4.5.18 (b) PRODUCAO TERMICA DO SUDESTE



— Operacao Real
 ... Planejamento Adaptativo
 - - - Politica Otima com afluencia realizada

Fig 4.5.19 INTERCAMBIOS ENTRE SUBSISTEMAS
SUL>SE (+) SE>SUL(-)



V — CONCLUSÕES

5.1. INTRODUÇÃO

O planejamento da operação energética exige um ferramental sofisticado que enfoque em detalhes os vários níveis de interesse em definição. Em [1 e 2] é apresentado em detalhes a tarefa do planejamento da operação energética. Nesta tese procurou-se preencher alguns espaços vazios, principalmente no que tange ao planejamento plurianual da operação com modelo de otimização a usinas individualizadas [8] do sistema interligado das regiões Sul e Sudeste do Brasil [27]. Porém, este modelo resolve apenas uma situação que é a oferecida por uma série hidrológica de cinco anos, pois trata-se de uma otimização determinística. Um enfoque de análise probabilística pode ser obtido com a utilização massiva desta metodologia para todas as séries do histórico de afluências aos aproveitamentos. Neste aspecto é preciso pensar se o modelo de resolução computacional está bem definido em termos práticos e teóricos. A utilização mais correta da metodologia apresentada nesta tese para o caso do planejamento de longo prazo da operação seria o planejamento adaptativo em base mensal para o ano de referência e em horizonte plurianual de 5 anos, aplicado a todas as séries do histórico de afluências. Com isso poderiam ser definidos valores médios para os parâmetros energéticos de interesse. Para o caso do planejamento de curto e médio prazos, a metodologia poderia ser aplicada considerando as afluências previstas por um período de doze meses a frente, preenchendo

o restante do horizonte de planejamento com afluências médias mensais de longo prazo, ou com o período crítico.

Portanto, todos estes aspectos são passíveis de estudos e definições lembrando ainda que esta metodologia preocupou-se única e exclusivamente com a energia, ficando de fora a demanda ou ponta.

Por outro lado, nos estudos desenvolvidos neste trabalho, pelo fato de ter se procurado trabalhar com os dados da maneira mais real possível, utilizou-se o custo do déficit energético de forma indistinta, sendo que este custo não é real, é uma penalização para calibragem do nível de risco de déficit na metodologia [16 a 19] utilizada para o Plano de Operação. Portanto, é preciso lembrar que esse custo vai afetar sobremaneira o custo plurianual da política de operação inicial das hidroelétricas. Para se ter uma idéia da magnitude do custo do déficit energético, basta dizer que se todas as termoelétricas fossem acionadas na base com a disponibilidade prevista em [5], o custo plurianual do Sul seria de US\$ 525,02 milhões, do Sudeste seria de US\$ 1.392,38 milhões, perfazendo para o sistema interligado um total de US\$ 1.917,40 milhões. Portanto, um valor menor em mais de dez vezes em relação aos valores obtidos nas políticas de operação inicial. Dessa maneira, tem-se a impressão de que a política a fio d'água, é pior do que realmente é.

No item 5.2 são apresentados os aspectos específicos das conclusões envolvendo desde o uso da metodologia até as perspectivas abertas com este trabalho.

5.2. ASPECTOS ESPECÍFICOS

5.2.1. Da Utilização da Metodologia

Neste trabalho é resolvido o problema de otimização individualizada do sistema interligado das regiões Sul e Sudeste do Brasil no horizonte do Plano de Operação 1986 [5]. Esse problema de planejamento da operação energética tem inicialmente as seguintes características:

- . Horizonte de planejamento de 5 anos com discretização mensal; isto é, de janeiro de 1986 a dezembro de 1990.
- . Mercado de energia previsto em [5] para os 60 meses em cada região ou subsistema.
- . Disponibilidades de energia fixa, como a de pequenas usinas e usinas submotorizadas para as duas regiões, com os valores definidos em [5].
- . Configuração dinâmica de hidroelétricas, conforme a definição em [5], sendo 43 no Sudeste e 8 no Sul, incluindo o enchimento de volume morto de reservatórios e a motorização de usinas.
- . Cronograma de manutenção das hidroelétricas.
- . Alocação de volumes de espera através de restrições dinâmicas de armazenamento máximo nos reservatórios (alocação de volumes de espera).
- . Restrições dinâmicas de armazenamento mínimo nos reservatórios (enchimento de volume morto).
- . Funções de geração das hidroelétricas definidas pelo rendimento médio dos grupos geradores, polinômicos volume x cota e vazão x nível de jusante, aceleração da gravidade, fator conversão mensal e fator de correção.

- . Restrições dinâmicas de limites de intercâmbio nos dois sentidos.
- . Termoelétricas agrupadas em classes de térmicas, sendo 4 classes no Sul e 5 no Sudeste.
- . Restrições dinâmicas de geração mínima nas classes de térmicas.
- . Cronograma de manutenções nas classes de térmicas definido em [5].

É aplicado um esquema de redução da dimensionalidade do problema pela incorporação, nas funções das hidroelétricas com reservatório, das funções de geração das hidroelétricas com operação à fio d'água. Esse esquema de agregação é semelhante ao proposto por M.A. Hanscon et al [21], porém, nesta tese, preserva-se a operação individualizada das hidroelétricas.

As classes de térmicas e o déficit de suprimento, são representados por classes de custo marginal, isto é, com mesma faixa de variação de custos marginais, cujas funções de custo operativo têm critérios de definição segundo os estudos de M.E. El Hawary e G.S. Christensen [10]. Desta forma, a geração térmica e o déficit, ficam implicitamente definidos pelas funções de custo operativo mensal dos subsistemas.

Assim, o problema resultante tem:

- . 120 restrições de balanço energético com mercado definido para as hidroelétricas, 60 restrições por subsistema.
- . 32 hidroelétricas com controle energético, sendo 6 no Sul e 26 no Sudeste.
- . 1920 restrições de engolimento máximo e 1920 de de-

- fluência mínima, nas hidroelétricas com controle energético; com 1920 restrições de balanço hídrico.
- . 1140 restrições de engolimento máximo e 1140 de defluência mínima, nas hidroelétricas sem controle energético.
 - . 3840 restrições de armazenamento nas hidroelétricas com controle.
 - . 3840 variáveis de armazenamentos e defluências.
 - . 12 classes de custos marginais, sendo 5 no Sul e 7 no Sudeste.

A obtenção de uma boa solução pelo algoritmo implantado em um computador IBM-3090, consome de 2 a 5 minutos de CPU. Esse tempo é variável com a série hidrológica analisada, sendo menor para séries mais úmidas e maior para séries mais secas. Para a obtenção de soluções mais refinadas, com critério de convergência mais rigoroso, o tempo computacional pode variar de 3 a 20 minutos de CPU.

O processo iterativo apresenta grande avanço de otimização nas duas iterações globais de intercâmbios iniciais. A partir desse ponto o avanço é lento. A convergência se dá entre 10 e 15 iterações. Portanto, uma boa solução pode ser obtida ao término da terceira iteração global, como no modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - MSSSE [30], sem grande prejuízo da otimização, com um relevante ganho de tempo computacional.

Ressalte-se que partindo de uma solução inicial de operação a fio d'água para as hidroelétricas, com um custo plurianual operativo de 21.806,5 milhões de dólares, em pouco mais de 5 minutos de tempo de processamento, esse

custo reduziu para 720,61 milhões de dólares. Isto representa uma otimização de 96,7% em relação ao valor do custo inicial.

De uma maneira geral, a utilização do modelo computacional é bastante simples, pois no algoritmo estão previstos todos os cálculos básicos como a construção das funções de custos operativos e a obtenção de uma política inicial de operação factível. O modelo, através de iterações parciais nos subsistemas e de iterações globais de intercâmbio, busca minimizar o custo operativo plurianual.

A qualidade da solução obtida, em termos de melhoria em relação à solução inicial, e o tempo de processamento, são aspectos que dependem em muito de valores que são arbitrados para alguns parâmetros que são informados para o modelo. Para definir valores para esses parâmetros, é necessário fazer uma pesquisa exaustiva com o uso do modelo computacional. Alguns desses parâmetros são definidos pelas características da configuração de hidroelétricas do sistema analisado. Outros dependem da série hidrológica em análise. E também, através de alguns parâmetros, são definidos limites e precisão que são utilizados no processo iterativo de convergência. M.F.H. Carvalho em [8], faz uma abordagem a respeito de certos parâmetros que permitem um particionamento dirigido das variáveis básicas, propiciando um maior avanço de otimização na etapa inicial do processo iterativo. Porém, ressalte-se que a maioria dos parâmetros têm seus valores definidos pelo próprio algoritmo computacional. Os outros que são definidos como dados de entrada, uma

vez escolhidos, permanecem inalterados.

O modelo computacional desenvolvido para esta tese, é constituído por um único programa. Foi escrito na linguagem FORTRAN H-EXTENDED e necessita de cerca de 440 kbytes de memória para o processamento.

5.2.2. Da Base Metodológica

O problema formulado é não convexo e não diferenciável devido a dois aspectos, função de produção das hidroelétricas e função de custos operativos. As funções de produção das hidroelétricas são polinomiais, e são definidas com base em polinômios volume x cota e vazão x nível de jusante, acarretando a não convexidade do problema. Por outro lado, essas funções não são continuamente diferenciáveis, apresentando ponto de descontinuidade quando a defluência é igual ao engolimento máximo. No caso da função de custos operativos, também existe o problema da não diferenciabilidade, pois, as funções de custo operativo mensal são diferenciáveis por partes. Essas funções são construídas tomando por base os custos médios operativos das classes térmicas, definidos pelo Plano de Operação 1986 [5]. As classes de térmicas são agregadas em classes de mesma faixa de variação de custos marginais. Cada classe de custo marginal tem uma função mensal operativa representada por um segmento de parábola, construído com base nos estudos de M.E. El Hawary e G.S. Christensen [10]. Como as funções de custos operativos mensais são construídas supondo a alocação das classes de custos marginais na ordem crescente de seus custos marginais, nos pontos de

encontro de duas classes custos marginais, as funções poderão ser não diferenciáveis.

Esses aspectos de modelamento, bem como, a dimensão do problema proposto, trazem muitas dificuldades na resolução com as técnicas tradicionais. Porém, visto sob a ótica de suas especificidades para a aplicação do método simplex convexo, na resolução dos subproblemas hidroelétricos, e na aplicação de um algoritmo de decomposição primal, na resolução do problema coordenador de intercâmbios, o problema ficou relativamente simples e com um tempo computacional exequível.

O método simplex convexo, é um método de direções factíveis de primeira ordem, derivado do método do Gradiente Reduzido. Nesse método em cada iteração, progride-se na direção de melhoria definida por apenas uma variável, que por sua vez, é analisada em função de um pequeno grupo de variáveis básicas onde se forma um ciclo. As características naturais que a rede hidráulica de um subsistema tem de uma arborescência expandida no tempo, tornam o método simplex convexo bastante apropriado para a resolução dos subproblemas hidroelétricos. Por outro lado as características do método simplex convexo tradicional, de considerar apenas uma variável por vez, acarretam um processo de convergência com um elevado número de iterações, porém cada iteração rápida em termos computacionais. O algoritmo do método simplex convexo utilizado nesta tese, desenvolvido por M.F.H. Carvalho em [8], é especializado na resolução de sistemas hidroelétricos. Nele permite-se explorar as características da malha hidráulica e da série hidrológica,

aumentando o rendimento na etapa inicial do processo iterativo de convergência. Isto é realizado através de um particionamento dirigido das variáveis básicas, onde a etapa inicial do processo iterativo, é efetuada em função das hidroelétricas que permitem deslocar maiores volumes de água ou energia, ao longo da cascata ou ao longo do tempo, em intervalos de tempo onde há mais interesse nas transferências energéticas.

No algoritmo de decomposição primal utilizado para a resolução do problema coordenador de intercâmbios, de uma forma bastante simples, procura-se igualar os custos operativos marginais mensais dos subsistemas. As transferências energéticas entre os subsistemas são limitadas pelo limite fluxo energético mensal no sentido considerado, enquanto o custo marginal operativo mensal do subsistema fornecedor for inferior ao do subsistema receptor. No algoritmo considera-se individualizada-mente cada mês de forma independente. Desta forma, são consideradas apenas as duas funções de custo marginal operativo mensal dos dois subsistemas, sendo percorridas, uma a uma, as classes de custo marginal de cada subsistema, até a definição do intercâmbio energético mensal ótimo.

De uma forma geral, na etapa inicial o algoritmo consegue superar as dificuldades de não convexidade e não diferenciabilidade do modelamento, apresentando uma certa deficiência nas etapas finais do processo iterativo, tanto a nível da otimização dos subsistemas, como a nível do problema coordenador de intercâmbios.

5.2.3. Dos Casos Testes

O estudo de casos baseou-se no Plano de Operação 1986 1, cujo horizonte de planejamento compreende o quinquênio de 1986 a 1990, em uma discretização mensal.

Foram elaboradas duas alternativas de estudo. Em cada uma delas, adotou-se uma consideração sobre a energia de Itaipu, com referência às quotas de fornecimento às regiões Sul e Sudeste do Brasil. Na primeira delas, denominada por CASO-1, esse montante de energia foi alocado como fonte externa do subsistema Sudeste. Na outra alternativa, denominada por CASO-2, essa energia é alocada como fonte externa dos subsistemas, segundo suas quotas partes.

O objetivo de comparar os resultados dessas duas alternativas de estudo, consiste em procurar a forma ideal de considerar essa energia para o sistema interligado. Isto porque, além desse montante de energia representar uma parcela significativa da disponibilidade de geração do sistema interligado Sul - Sudeste, a hidroelétrica de Itaipu, geograficamente, faz parte do Sul, porém, eletricamente é considerada no Sudeste, sendo que seu regime hidrológico é definido pela principal bacia hidrográfica do Sudeste.

Devido a problemas de limites de fluxo de interligação, e da quotização ser definida pelas modalidades de geração e transmissão, a energia de Itaipu não pode ser alocada exatamente das formas propostas nas alternativas. Dessa forma, as duas alternativas não se constituíram em problemas equivalentes.

Com a resolução desses dois problemas, conclue-se que

não importa, para o sistema energético global, onde se aloque a energia de Itaipu, pois os custos operativos das duas soluções finais são muito próximos, com uma diferença de 3,6% no custo plurianual de cinco anos das respectivas soluções otimizadas.

Convém salientar que nos problemas resolvidos, foram alocados volumes de espera nos reservatórios, conforme o estipulado pelo próprio plano de operação. Evidentemente que este aspecto de modelamento, aumenta o custo operativo. O setor elétrico não tem utilizado os volumes de espera, como restrições no Plano de Operação, mas simplesmente os considera como dados operativos nos Programas de Operação Mensais. Isto, com o sentido de não onerar as empresas que têm previsão de volumes de espera em seus reservatórios. De fato, considerando os volumes de espera o custo plurianual da operação otimizada reduz de 21.806,5 milhões de dólares para 720,61 milhões de dólares. Sem essa consideração, esse custo desce para 647,82 milhões de dólares.

Na análise dos custos marginais operativos mensais, na operação a fio d'água das hidroelétricas, com a série hidrológica de 1952 a 1956, observa-se uma certa complementariedade energética entre as duas regiões. No primeiro quadrimestre e no último mês em todos os anos do horizonte de planejamento, os custos marginais operativos mensais do Sudeste são bem inferiores ao do Sul, permitindo o envio de grandes montantes de energia no sentido Sudeste - Sul. Nos meses de setembro e outubro, em todos os anos, acontece o inverso. Nota-se também no Sudeste, uma sazonalidade anual bem definida de custos

operativos marginais mensais. Já no Sul, existe uma certa sazonalidade anual, porém muito variável em amplitude e duração, e com bastante aleatoriedade na distribuição dos valores intermediários desses custos.

Na análise da evolução dos reservatórios, dentre os grandes reservatórios do Sudeste, observa-se um comportamento semelhante para os reservatórios de Furnas e Emborcação. Ambos têm deplecionamento sempre superior ao replecionamento. Este aspecto mostra a importância da água desses reservatórios para regularização da cascata em períodos secos.

Nota-se que os reservatórios de São Simão e Ilha Solteira sempre operam o mais cheio possível, dando a entender que eles coordenam a operação das cascatas de montante, com o objetivo de maximizarem a produtividade destas. Furnas, Emborcação, Barra Bonita e Xavantes, operam de forma a regularizar a afluência nas usinas de jusante. Já no reservatório de Três Marias, que é um reservatório isolado, sua operação é profundamente influenciada pela restrição de defluência mínima.

Nas soluções obtidas, em tempo algum houve utilização plena da disponibilidade térmica. Consequentemente, não aconteceram déficits energéticos na série hidrológica do período crítico, embora tenham sido detectados três situações de estrangulamento na interligação entre as duas regiões, mesmo na pior situação, com pouco mais de um ano de duração. Esse comportamento da operação térmica, reflete-se nos custos marginais mensais operativos, que tiveram seus valores bastante rebaixados e razoavelmente uniformizados, para as duas regiões, ao lon-

go do horizonte de planejamento. Isto vem demonstrar a eficiência do algoritmo otimizador.

5.2.4. Do Planejamento Adaptativo

No planejamento adaptativo levado a efeito nesta tese, o único aspecto variável que foi considerado, em relação aos dados do plano de operação e do caso teste, foi o hidrológico. Não foram introduzidas modificações nos mercados e nos cronogramas de manutenções. Dessa maneira, o confronto dos resultados obtidos com o planejamento adaptativo e os dados da operação realizada [23] fica bastante comprometido.

Ressalte-se que, no decorrer do ano de 1986, as disponibilidades energéticas se modificaram bastante. Um caso bastante sensível à operação foi a indisponibilidade da usina nuclear de Angra, no Sudeste, durante o ano todo. Por outro lado, houveram grandes reflexos no mercado anual da região Sul, o racionamento havido no início do ano devido à baixa hidrologia. Além disso, as modificações na economia do país, também afetaram o mercado. Assim sendo, para concluir sobre a eficiência do planejamento adaptativo, é necessário aplicá-lo de uma forma dinâmica, isto é, acompanhando a execução da operação ao longo do ano, paralelamente à execução dos programas mensais de operação.

Por outro lado, observa-se que a política definida pelo planejamento adaptativo com previsão de afluências, tenta seguir a política definida pela solução otimizada, caso as afluências naturais aos aproveitamentos fossem conhecidas previamente. Entretanto, sua capacidade de

atualização em base mensal é limitada.

Para maior eficiência do planejamento adaptativo, necessita-se de previsões de afluências bem acuradas. As diferenças entre a solução ótima com afluências realizadas e a definida com o planejamento adaptativo, evidenciam que neste último, tenta-se eliminar os erros do passado. E neste caso, um replanejamento com periodicidade semanal, pelo menos para as próximas quatro semanas a partir da atual, mantendo o restante do horizonte de planejamento em base mensal, traria maior eficiência ao uso da técnica.

No âmbito da UNICAMP vêm sendo estudados processos alternativos para a execução do planejamento adaptativo, com o objetivo de aumentar a eficiência [31].

5.2.5. Perspectivas

Nesta tese, demonstrou-se que não apenas é possível a execução da otimização individualizada de um sistema interligado, do porte do sistema hidrotérmico Sul - Sudeste do Brasil, como também é viável a utilização deste modelo como apoio ao planejamento da operação energética em horizontes de médio a longo prazos. É um instrumental alternativo para quantificar mensalmente a geração de usinas e de intercâmbios. Para isto, basta resolver a operação energética em diversos cenários hidrológicos e posteriormente, estabelecer valores esperados mensais e anuais, por aproveitamento, por empresas e por regiões. Também nessa linha, podem ser determinados valores de intercâmbios.

Em se pensando nesses tipos de utilização, esse modelo

pode ser modularizado para a utilização como um sistema computacional. Aí então, a utilização de memória de computador será bastante reduzida. Estima-se que poderá funcionar com cerca de 300 kbytes de memória. Nesta etapa poderão ser abrangidos vários subsistemas, podendo ser resolvido o sistema brasileiro interligado.

A este modelo, deverá ser agregado em breve um modelo de simulação hidráulica para as usinas reversíveis, utilização de canais entre hidroelétricas e para definir a operação de áreas onde as restrições operativas impedem a otimização como a bacia do rio Paraíba do Sul e do complexo hidráulico da Serra da Cantareira. Nesta fase será incorporado o balanço de demanda, isto é, a otimização conjunta de ponta e energia. Esta otimização conjunta é bastante simples em sua incorporação, e também se baseará em custos marginais operativos. Acredita-se que como resultado imediato, a análise de ponta tenderá a reduzir as faixas de variação dos reservatórios, dando mais estabilidade a operação hidráulica na análise de cenários hidrológicos.

No âmbito da UNICAMP, vem se pesquisando algoritmos mistos para a otimização dos subsistemas, envolvendo o método simplex convexo em uma primeira fase de otimização, e métodos de segunda ordem para a fase final. Disto redundará um aumento de eficiência no tempo de processamento. Em síntese, nesta tese não somente apresentou-se uma ferramenta útil de apoio ao planejamento da operação energética, como também descortinou-se um cenário de pesquisa na linha da otimização determinística da operação individualizada de sistemas hidrotérmicos interligados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] - GCOI - Funções Atividades e Requisitos da Operação Energética - SCEN-GTMC-02/81 - Junho 1981.
- [2] - GCOI - Metodologia e Critérios para Elaboração do Plano de Operação - SCEN-GTMC-01/82 - Junho 1982.
- [3] - Terry, L.A. - Modelo a Sistema Equivalente - CEPEL 1705/80.
- [4] - Arvanitides, N.V.; Rosing, J. - Composite Representation of a Multi-Reservoir Hydroelectric Power Systems - IEEE Transactions P.A.S. - 89 Nº 2, 319-326.
- [5] - GCOI - Plano de Operação 1986 - SCEN-GTEN-SE-S-17/85.
- [6] - Rosenthal, R.E. - A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in Hydroelectric Power System - Operations Research, Vol 29, Nº 4 - July-August 1981.
- [7] - Carvalho, M.F.; Soares, S. - An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm - IEEE Transactions P.A.S, Vol PWRS - 2, Nº 3, August 1987, 537-542.
- [8] - Carvalho, M.F.H. - Modelos de Fluxo em Redes Aplicados a Sistemas de Energia Elétrica - Campinas, S.P. - UNICAMP, Tese de Doutorado - Novembro 1986.
- [9] - GCOI - Obtenção de Intercâmbios Mensais de Energia entre Sub-sistemas Equivalentes - SCEN-GTMC-01/81.
- [10] - El-Hawary, M.E.; Christensen, G.S. - Optimal Economic Operation of Electric Power Systems - Academic Press 1979, 11-15.

- [11] - GCOI - Critério Probabilístico de Suprimento de Energia para Aplicação no Plano de Operação - SCEN-GTMC-02/86.
- [12] - ELETROBRÁS - Cadastro Técnico de Usinas e Arquivos de Afluências Naturais com Base Mensal.
- [13] - Arvanitides, N.V.; Rosing, J. - Optimal Operation of Multi-Reservoir Systems Using a Composite Representation - IEEE Transactions P.A.S. - 89 Nº 2, 327-335.
- [14] - Araripe, T.A. - Determinação de Estratégias de Operação de Subsistemas Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica com Restrição de Risco - Tese M.Sc. - Universidade Federal do Rio de Janeiro - Julho de 1983.
- [15] - Lyra, C. - Contribuição ao Planejamento da Produção de Energia em Sistemas de Potência - Tese de Doutorado - UNICAMP - Junho 1984.
- [16] - CEPEL/ELETROBRÁS - Modelo de Programação Dinâmica Estocástica para Operação de Sistemas Hidrotérmicos - Relatório Técnico CEPEL Nº 144, 1977.
- [17] - Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) - Obtenção de Intercâmbios Mensais de Energia entre Subsistemas Equivalentes - Relatório SCEN-GTMC-01/81.
- [18] - Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) - Obtenção de Intercâmbios Mensais de Energia entre Subsistemas Equivalentes - Relatório SCEN-GTMC-03/83.
- [19] - ELETROBRÁS - Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário, Versão 5, DEGE-DPE-ELETROBRÁS, 1987.

- [20] - Sjelvgren, D.; Andersson, S.; Andersson, T.; Nyberg, U.; Dillon, T.S. - Optimal Operations Planning in a Large Hydro-Thermal Power System - IEEE Transactions P.A.S. - 102, Nº 11, November 1983, 3644-3651.
- [21] - Hanscon, M.A.; Lafond, L.; Lasdon, L.; Pronovost, G.-Modeling and Resolution of the Medium Term Energy Generation Planning Problem for a Large Hydro-Electric System - Management Science, Vol 26, Nº 7, July 1980, 659-668.
- [22] - Gagnon, C.R.; Hicks, R.H.; Jacoby, S.L.S.; Kowalik, J.S. - A Nonlinear Programming Approach to a Very Large Hydroelectric System Optimization - Mathematical Programming, Vol 6, 1974, 28-41.
- [23] - Vidyasagar, M.; Dutta, S.R.K.; Divi, R.; Sen, D.K. - Optimal Operating Policies for a Multi-Reservoir Hydroelectric System Using Nonlinear Programming.
- [24] - Luenberger, D.G. - Linear and Nonlinear Programming - Second Edition - Addison Wesley Publishing Company, 1984.
- [25] - Bazaraa, M.S.; Shetty, C.M. - Nonlinear Programming Theory and Algorithms - John Wiley & Sons, 1979.
- [26] - Titli, A.; Godard, J.P. - Gestion Optimale d'un Complexe Hydro-Thermique A L'Aide du Calcul Hierarchise et de la Methode du Gradient Reduit Generalise.
- [27] - Bond, P.S.; Carvalho, M.F.H.; Soares, S. - Otimização da Operação do Sistema Hidrotérmico das Regiões Sul e Sudeste com Base nos Custos Marginais da Operação, em Horizonte de Médio a Longo Prazo, Utilizando Técnicas de Programação não Linear e de Grafos - IX SNPTEE - BH/GOP/08 - Outubro 1987.

- [28] - GCOI - Anuário Estatístico da Operação do Sistema Interligado 1986 - Secretaria de Supervisão e Coordenação.
- [29] - GCOI - Sinópsse Diária do Sistema Brasileiro - Secretaria de Supervisão e Coordenação.
- [30] - ELETROBRÁS - Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário, Versão 5, DEGE-DPE-ELETROBRÁS, 1987.
- [31] - Carneiro, A.A.M.F.; Soares, S.; Carvalho, M.F.H. - Um Modelo Adaptativo para o Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, Anais do 7º Congresso Brasileiro da Automática, Vol. 2, 823-829, Agosto 1988.
- [32] - CEHPAR - MSARC, Modelo Simplificado de Avaliação de Riscos e Custos, V: 2.1, Definição e Manual de Utilização, Curitiba - Março 1988.