

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

*Este exemplar corresponde a redação
final da tese defendida por Marcos
Carneiro da Silva e aprovada pela Comissão
Julgadora em 16/03/84*

Hermano de Medeiros Ferreira

MODELO DE OTIMIZAÇÃO PARA A OPERAÇÃO
HIDROENERGÉTICA DA CASCATA DO S. FRANCISCO

MARCOS CARNEIRO DA SILVA

007/84

Orientadores:

HERMANO DE MEDEIROS FERREIRA TAVARES
SECUNDINO SOARES FILHO

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia de Campinas, da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de MESTRE EM CIÊNCIAS

- MARÇO 1984 -

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

Aos meus pais

José Carlos e Maria Amélia

ao Fábio e à Angélica, pelo

total apoio, incentivo e amizade.

AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores Dino e Hermano por toda a ajuda, compreensão e sem os quais não seria possível a realização do trabalho.

Ao Christiano e Paulinho sempre presentes às discussões dando grandes colaborações ao trabalho.

Aos amigos da FEC Anilton, Akebo, Taka, Ariovaldo, Raul, França, Jura, Nakagawa, Carlos, Flávio, Thadeusa, Alvaro, Jacaré pela amizade e apoio.

Ao pessoal da república Nelson, Sérgio, Peixe, Hércules e Plínio pela convivência.

Ao Djalma, Dilma, Sérgio, Nana e Cris pelo estímulo e amizade.

A Elza pela dedicação e profissionalismo na datilografia do trabalho.

RESUMO

O presente trabalho propõe um modelo matemático linear para a Operação Hidroenergética na Cascata do médio São Francisco.

O problema é determinístico, tendo um horizonte de 14 dias com três discretizações diárias, contemplando um número muito grande de restrições que vão desde as limitações físicas dos reservatórios e usinas até a navegabilidade do rio a jusante dos aproveitamentos.

O objetivo do nosso estudo é a maximização da energia armazenada no sistema ao final do horizonte.

Vários fatores intrínsecos a esse sistema são considerados, como por exemplo a grande distância entre Sobradinho e o complexo Moxotó/PA I-II-III, a pequena variação permissível ao volume de Moxotó, etc.

Os resultados nos informam as turbinagens e vertimentos médios por usina, os volumes armazenados nos reservatórios, o intercâmbio com a ELETRONORTE e a energia interruptível nos três intervalos diários.

ÍNDICE

CAPÍTULO I: PROPOSTA DE TRABALHO

1.1. INTRODUÇÃO	1
1.2. ETAPAS DO TRABALHO	2
1.3. SEQUÊNCIA DO TRABALHO	4

CAPÍTULO II : APRESENTAÇÃO

2.1. INTRODUÇÃO	5
2.2. NOMENCLATURA	6
2.3. FUNÇÃO DE GERAÇÃO	7
2.4. EQUAÇÕES DINÂMICAS	7

CAPÍTULO III : O PROBLEMA DE PRÉ-DESPACHO DA CHESF

3.1. INTRODUÇÃO	10
3.2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA	11
3.3. HISTÓRICO DO PROBLEMA	14
3.4. O PROBLEMA ATUAL	16
3.5. MODELAMENTO MATEMÁTICO	20
3.6. FUNÇÃO OBJETIVO	29
3.7. TÉCNICAS PROPOSTAS PARA A SOLUÇÃO	33

CAPÍTULO IV : O PROGRAMA

4.1.	INTRODUÇÃO	34
4.2.	ETAPAS DA PROGRAMAÇÃO	36
4.2.1.	Montagem do Problema Original	36
4.2.2.	Formação do Problema de Trabalho	40
4.2.3.	Fase Térmica	42
4.2.4.	Passagem da Fase Térmica para a Fase Hidráulica	46
4.2.5.	Fase Hidráulica	47
4.2.6.	Recuperação da Solução	48
4.3.	PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL	48

CAPÍTULO V : RESULTADOS

5.1.	INTRODUÇÃO	51
5.2.	APRESENTAÇÃO DOS DADOS	51
5.3.	FUNÇÃO OBJETIVO	56
5.4.	DESACOPLAMENTO	60
5.5.	CARACTERIZAÇÃO DA PONTA	61
5.6.	DIFUSÃO	61
5.7.	SEM O BALANÇO HIDRÁULICO DE SBD.	63
5.8.	PORTO DE JUAZEIRO	63
5.9.	INTERCÂMBIO E CARGAS INTERRUPTÍVEIS	66
5.10.	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO NO MÉDIO S. FRANCISCO	66
5.11.	CONCLUSÕES	72

CAPÍTULO I

PROPOSTA DE TRABALHO

1.1. INTRODUÇÃO

O Planejamento da Operação Energética de um Sistema Produtor de Energia Elétrica, visa encontrar uma política de operação racional, dando-nos diretrizes de como atender aos requisitos da demanda com segurança e baixo custo, utilizando os recursos energéticos disponíveis.

Em sistemas predominantemente hidráulicos, como o brasileiro, o planejamento da operação deve garantir a confiabilidade no atendimento à demanda de energia procurando atingir objetivos pré-fixados e obedecer as restrições impostas pela operação. Pode-se, por exemplo, procurar reduzir eventuais complementações térmicas, aumentar as reservas de energia do sistema, garantir condições para navegação nos rios, evitar inundações, etc.

Evidentemente essa "operação econômica" deve ser feita de maneira muito bem planejada para que não comprometa no futuro a operação do sistema. Políticas de operação, no presente, aparentemente econômicas podem nos obrigar a atender, no futuro, grande parte da demanda com geração térmica, ou num caso mais extremo provocar déficits no atendimento, representando, com certeza, custos muito elevados.

O desenvolvimento de metodologias capazes de estabelecer políticas eficientes para a operação energética de sistemas produtores de energia elétrica, tem-se constituído em ativo campo de pesquisa, com ênfase dada ao emprego das técnicas de otimização.

A complexidade deste problema, o qual deve analisar desde possíveis flutuações nos ciclos hidrológicos ao longo dos anos, até a operação

horária usina por usina do sistema, exige uma decomposição no seu tratamento.

Em regra geral, admite-se a decomposição do planejamento da operação em três horizontes de estudos hierarquizados:

- longo prazo (e.g., horizonte plurianual, com discretização mensal)
- médio prazo (e.g., horizonte anual, com discretização semanal)
- curto prazo (e.g., horizonte mensal com discretização horária).

Os estudos feitos em horizonte maior, hierarquicamente superiores, passam a estabelecer condições de contorno para os de horizonte menor, hierarquicamente inferiores, e assim sucessivamente até que cheguemos ao nível do controle em tempo real. É interessante também que os estudos a nível inferior realimentem condicionamentos aos superiores.

Distintas abordagens são propostas para estes problemas, onde devem ser considerados aspectos particulares relativos ao horizonte de estudo e ao sistema em foco.

1.2. ETAPAS DO TRABALHO

Nosso objetivo é o desenvolvimento de dois modelos para a Operação Hidroenergética hierarquizados e que contemplem o estudo energético de curto prazo de um sistema produtor.

No planejamento da operação energética a curto prazo, deseja-se estabelecer uma política operacional factível e detalhada onde as usinas

são tratadas individualmente, as restrições da operação são obedecidas e as condições de contorno impostas pelos estudos superiores são respeitadas. Decorrem formulações de modelos com elevado número de variáveis.

Em nosso estudo, optou-se pela separação do planejamento da operação energética a curto prazo em dois modelos para tornar mais precisa e realística a interface com os estudos a médio prazo.

A primeira etapa, no nível superior, formulada em termos de Programação Linear, trabalha num horizonte de 14 dias com 3 discretizações diárias. O problema é determinístico sendo a demanda e as afluições conhecidas durante todo o horizonte, bem como o estado inicial dos reservatórios.

Os resultados nos informam os controles em termos de turbinagens e vertimentos médios por usina, o intercâmbio com subsistemas vizinhos, a energia interruptível e o estado dos reservatórios do sistema nos intervalos de discretização. Utiliza como ferramenta matemática o método simplex revisado tendo como função objetivo a maximização da energia armazenada no sistema ao final do horizonte de estudo.

A segunda etapa, no nível inferior, faz o detalhamento hora a hora dos valores médios obtidos no modelo anterior, usina por usina, utilizando o método do gradiente reduzido e tendo como função objetivo a minimização do desvio médio quadrático observado no balanço energético entre a geração e a demanda do sistema. As funções de geração das usinas hidráulicas são consideradas não-lineares visando eliminar os erros decorrentes de linearizações advindos da etapa anterior.

Os modelos foram testados num sistema real no médio São Francisco, pertencente ao sistema CHESF.

1.3. SEQUÊNCIA DO TRABALHO

Neste trabalho foi desenvolvido o Modelo de Otimização de Operação Hidroenergética da Cascata do S. Francisco (1ª etapa) com implementação computacional e testes no sistema em estudo.

No Capítulo II são feitas, uma sucinta descrição dos sistemas geradores de energia elétrica, uma apresentação das variáveis que serão utilizadas no modelo matemático, uma breve discussão sobre a função de geração e por fim as equações dinâmicas que fazem o balanço hidráulico dos reservatórios.

No Capítulo III aborda-se o problema de Prê-despacho da CHESF, são feitas : uma pequena apresentação do sistema, uma narrativa do problema desde seu início até o estágio atual, a apresentação do modelo matemático linear proposto e da técnica utilizada para sua solução.

No Capítulo IV o enfoque principal é dado à descrição do programa computacional desenvolvido para a solução do problema linear. São comentadas as principais fases do programa, a inicialização e apresenta-se o diagrama de blocos.

A apresentação de resultados dos testes computacionais, suas análises e conclusões de âmbito geral são consideradas no Capítulo V.

CAPÍTULO II

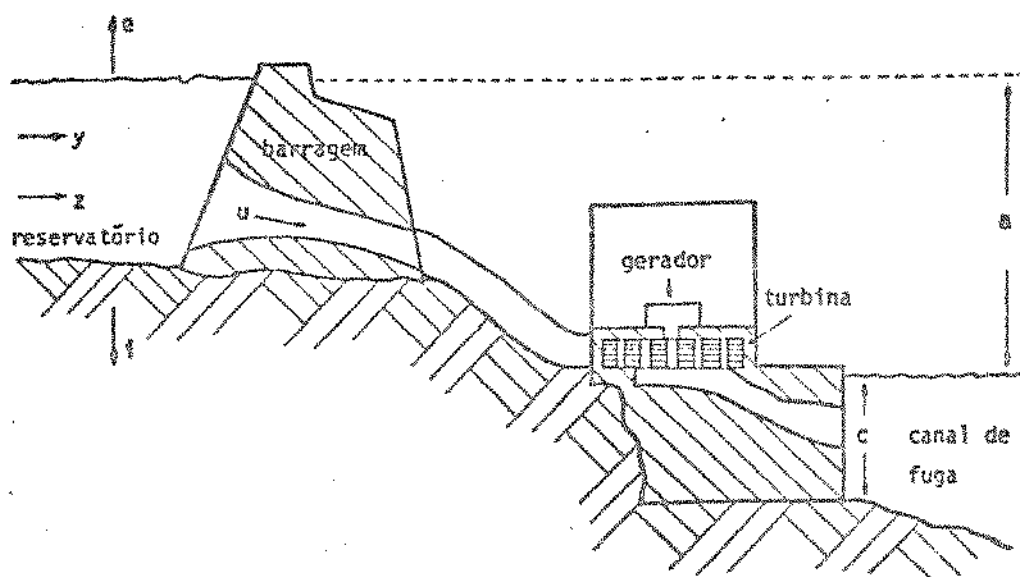
APRESENTAÇÃO

2.1. INTRODUÇÃO

De um modo geral, os sistemas de potência transformam algum tipo de energia em energia elétrica.

Esses sistemas geradores se dividem em dois grandes grupos : as hidroelétricas e as termoeelétricas. No sistema tratado nesse estudo, existem os 2 grupos, embora toda ênfase seja dada à operação das usinas hidráulicas (devido ao seu baixo custo de geração), aparecendo as térmicas, com função apenas de complementar o atendimento da demanda no caso desta não poder ser completamente absorvida pela geração hídrica.

Os principais elementos das usinas hidroelétricas são: o reservatório, o grupo turbina-gerador, o vertedouro e uma subestação elétrica que faz a elevação da tensão iniciando a transmissão da energia para os centros consumidores. A figura abaixo ilustra os componentes de um sistema gerador hidroelétrico.



2.2. NOMENCLATURA

Nesse trabalho nos preocuparemos com a operação de um sistema produtor de energia. Consequentemente em nosso modelo matemático, teremos variáveis que representam o estado dos reservatórios, a vazão turbinada, a vazão vertida, as afluições e outros parâmetros que estejam ligados com a energia envolvida no problema.

Estas variáveis estão descritas a seguir:

- $x(t)$ - volume armazenado no reservatório no instante t
- $y(t)$ - vazão independente afluyente ao reservatório no instante t
- $z(t)$ - vazão controlável afluyente ao reservatório no instante t
- $u(t)$ - vazão turbinada no instante t
- $v(t)$ - vazão vertida no instante t
- $e(t)$ - vazão perdida por evaporação no instante t
- $i(t)$ - vazão perdida por infiltração no instante t
- $a(t)$ - altura real da queda no instante t . Depende do volume d'água armazenado no instante t e do nível no canal de fuga
- $INT(t)$ - intercâmbio realizado com os subsistemas vizinhos no instante t
- $c(t)$ - potência dispendida no atendimento de cargas interruptíveis no instante t .

2.3. FUNÇÃO DE GERAÇÃO

A função de geração tenta exprimir matematicamente a potência gerada por uma usina, em face do estado do reservatório (volume armazenado), do nível do canal de fuga e do controle turbinagem no instante t , sendo dada pela seguinte equação:

$$\phi(x(t), u(t)) = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot u(t) \cdot [h_1(x(t)) - h_2(u(t))] \quad (II.1)$$

onde,

η - coeficiente de rendimento da máquina

ρ - densidade da água

g - aceleração da gravidade

$u(t)$ - vazão turbinada no instante t

$h_1(x(t))$ - polinômio VOLUME x COTA

$h_2(u(t))$ - polinômio VAZÃO x NÍVEL DE JUSANTE

Os polinômios $h_1(x(t))$ e $h_2(u(t))$ são de quarta ordem, consequentemente as funções de geração das usinas são não-lineares. Essas funções entrarão nas equações de balanço energético do nosso modelo.

2.4. EQUAÇÕES DINÂMICAS

As equações que determinam a variação do volume de água armazenado no reservatório são equações dinâmicas que satisfazem o princípio da

conservação da massa:

$$\frac{dx(t)}{dt} = y(t) + z(t) - u(t) - v(t) - e(t) - i(t) \quad (II.2)$$

Como não estamos interessados na variação instantânea do volume, mas sim na variação que acontece nos intervalos de tempo correspondentes às nossas discretizações, tomamos a integral da equação (II.2) entre dois instantes de tempo consecutivos chegando-se a:

$$x^{m+1} = x^m + y^m + z^m - u^m - v^m - e^m - i^m \quad (II.3)$$

onde:

- x^{m+1} - volume de água armazenado no reservatório ao iniciar o intervalo $m+1$.
- x^m - volume de água armazenado no reservatório ao iniciar o intervalo m .
- y^m - volume independente de água afluente ao reservatório durante o intervalo m .
- z^m - volume de água controlável afluente ao reservatório durante o intervalo m .
- u^m - volume de água turbinada do reservatório durante o intervalo m .
- v^m - volume de água vertida do reservatório durante o intervalo m .

- e^m - volume de água evaporada do reservatório durante o intervalo m .
- i^m - volume de água perdido por infiltração no reservatório durante o intervalo m .

Dentro do nosso modelo, as equações de balanço hidráulico não apresentarão os termos e^m e i^m pois estas perdas estão incluídas em y^m ; até o final do trabalho, essas equações serão consideradas na seguinte forma:

$$x^{m+1} = x^m + y^m + z^m - u^m - v^m$$

CAPÍTULO III

O PROBLEMA DE PRÉ-DESPACHO DA CHESF

3.1. INTRODUÇÃO

O sistema CHESF no médio S. Francisco é composto por dois reservatórios e quatro usinas hidroelétricas.

Duas usinas, a de Moxotô (MXT) e a de Sobradinho (SBD), possuem reservatórios, enquanto as usinas de Paulo Afonso I-II-III (PA I-II-III) são a fio d'água.

A usina de Paulo Afonso IV (PA IV), a de maior rendimento energético do sistema, alimenta-se através de um canal de adução do reservatório de Moxotô. Situa-se em paralelo com as usinas de MXT e PA I-II-III.

A figura III.1 nos dá uma idéia de como é a disposição física dos reservatórios e usinas mencionados:

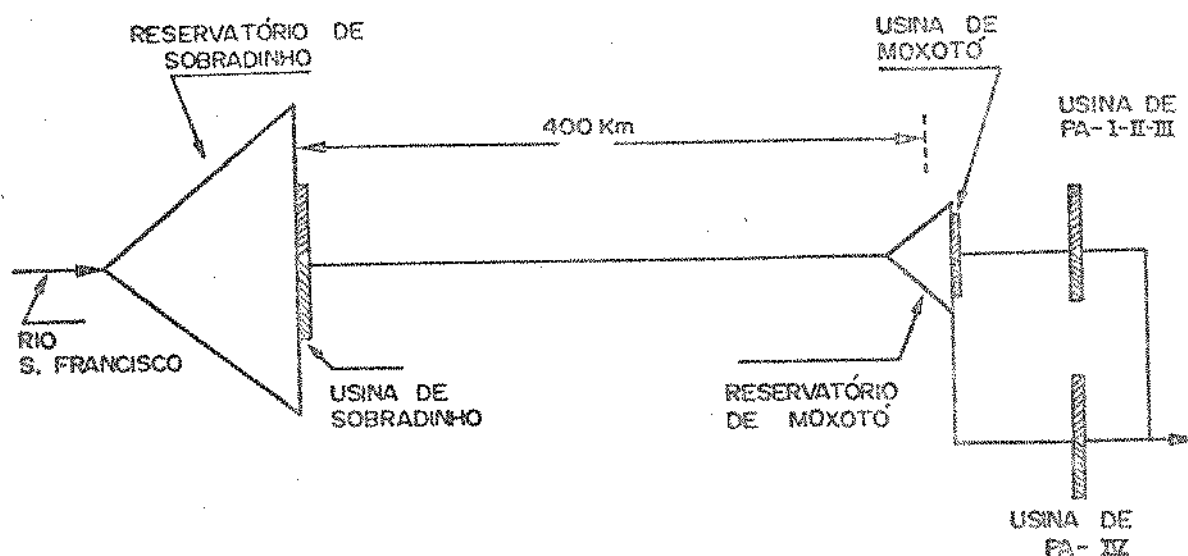


Fig. III.1 - Sistema CHESF no Médio S. Francisco.

3.2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Uma descrição física sucinta do sistema é interessante, a fim de que o leitor obtenha informações necessárias para um maior entendimento do trabalho.

Usina SBD

Esta usina tem uma capacidade instalada de 1.050 MW com um en-
golimento máximo da ordem de $4.300 \text{ m}^3/\text{s}$ em suas turbinas.

Associado a esta usina, está o reservatório de Sobradinho, que possui uma capacidade de regularização plurianual e onde ficam armazenadas as reservas de energia do sistema CHESF; por isso terá atenção especial na formulação do nosso problema.

Usina de MXT

400 Km a jusante de SBD, está a usina de Moxotó, que possui uma capacidade instalada de 456 MW, podendo turbinar até $2.300 \text{ m}^3/\text{s}$.

Associado a esta usina está o reservatório de Moxotó que possui capacidade de regularização horária, mas na verdade, há interesse em manter o seu nível montante estável e tão próximo quanto possível da cota de 252,00 m. Esse interesse se deve as restrições operativas impostas pelas máquinas da usina de PA IV.

O nível do canal de fuga em Moxotó é constante mesmo nas horas de descarga máxima.

Usinas de PA I-II-III

3 Km a jusante de MXT, estão as usinas de Paulo Afonso I, Paulo Afonso II e Paulo Afonso III.

Paulo Afonso I tem uma capacidade nominal de 180 MW para uma descarga máxima de $260 \text{ m}^3/\text{s}$, com uma queda de 84,00 m.

Paulo Afonso II tem uma capacidade nominal de 480 MW para uma descarga máxima de $710 \text{ m}^3/\text{s}$, com uma queda de 86,00 m.

Paulo Afonso III tem uma capacidade nominal de 869 MW para uma descarga máxima de $1.290 \text{ m}^3/\text{s}$, com uma queda de 88,00 m.

As três casas de força são alimentadas de uma mesma bacia de adução, que praticamente não permite nenhuma flutuação no seu nível montante (cuja cota é 230,30 m), motivo pelo qual o conjunto é considerado a fio d'água.

As três usinas descarregam suas águas em um estreito "CANYON", mas a existência de diques vertedores situados logo abaixo dos tubos de sucção mantêm, para fins deste modelo, os níveis d'água no canal de fuga quase constantes, na cota de 142,00 m.

Usina PA IV

Em paralelo com as usinas de PA I-II-III está a usina de Paulo Afonso IV cuja bacia de adução é alimentada pelo reservatório de Moxotó através de um canal com aproximadamente 5 Km de extensão.

Esta é a usina de maior rendimento energético da cascata possuindo quase 50% da capacidade de geração instalada.

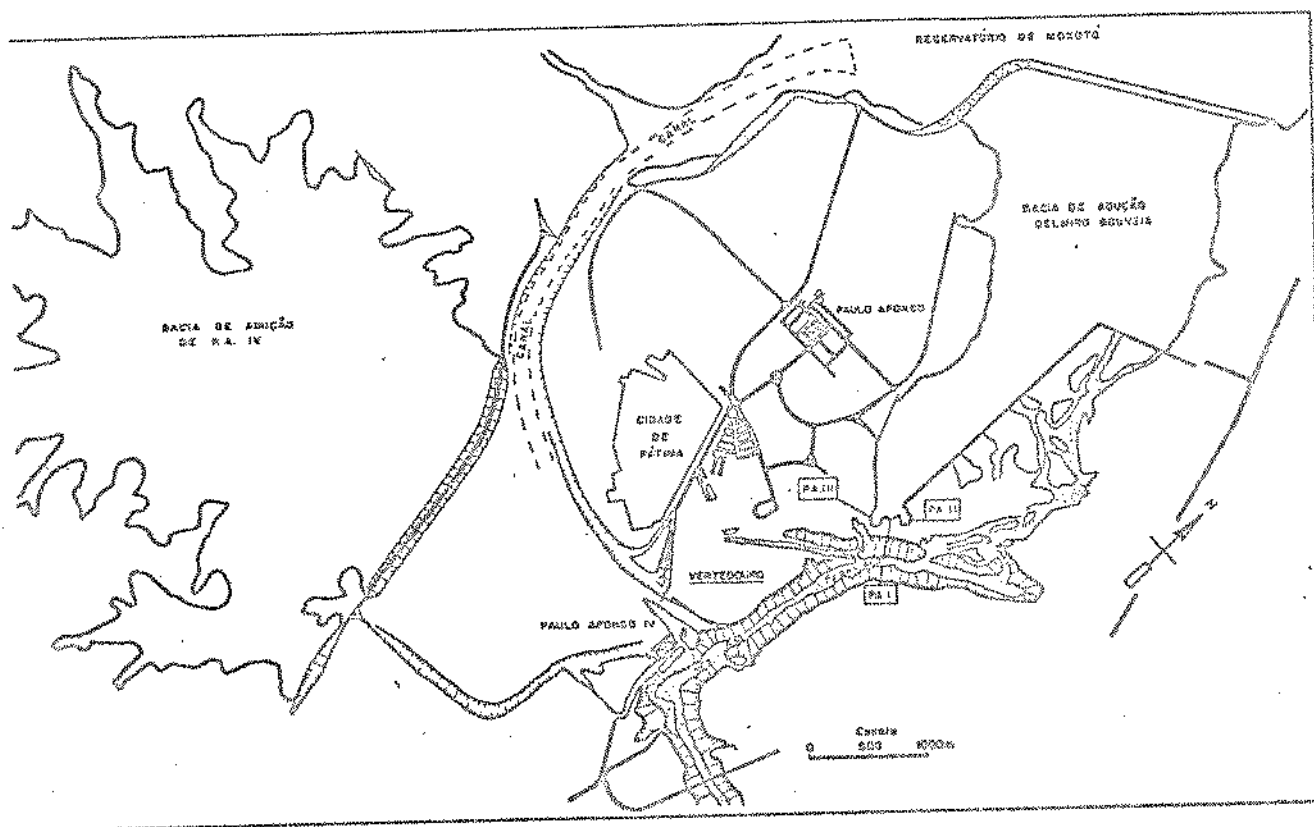
Sua capacidade é de 2.460 MW produzidos através de seis uni-

dades geradoras com um engolimento total de $2.460 \text{ m}^3/\text{s}$ e uma queda de 112,50 m.

Nas horas de ponta, o canal de fuga de PA IV pode se elevar até a cota 137,00 m. Essa queda na altura líquida não representa perda de geração que mereça ser considerada nesse modelo.

A defluência da usina de PA IV cai no mesmo "CANYON" onde temos o canal de fuga de PA I-II-III. Como a cota deste é praticamente constante no valor de 142,00 m, consideramos que o canal de fuga de PA IV não afeta o canal de fuga de PA I-II-III.

A figura a seguir, mostra a disposição física do complexo Paulo Afonso/Moxotô.



3.3. HISTÓRICO DO PROBLEMA

Quando apenas as usinas de Paulo Afonso I e II estavam em operação, não havia necessidade de uma programação na geração, que levasse em conta considerações de ordem energética, pois a vazão mínima do S. Francisco era da ordem do engolimento máximo das duas usinas.

Com a entrada de Paulo Afonso III e com o crescimento da demanda, sente-se pela primeira vez a necessidade de se fazer uma programação para a operação.

A bacia de adução Delmiro Gouveia, que atende as 3 casas de força, realizaria uma regularização pluri-horária das vazões, visando garantir o engolimento máximo das turbinas nas horas da ponta de carga.

Na verdade, a bacia de adução Delmiro Gouveia não tinha nem capacidade de regularização pluri-horária que garantisse geração suficiente em PA I-II-III nas horas de ponta, mais uma razão para considerarmos em nosso modelo, PA I-II-III como usinas a fio d'água. Este problema só foi solucionado com a entrada em operação do reservatório de Moxotó.

Com a motorização de MXT, surge a necessidade de uma programação diária de tal forma que exista uma perfeita coordenação dos despachos de PA I-II-III e dos despachos de MXT, a fim de se minimizar os vertimentos.

A capacidade de engolimento das turbinas de MXT e de PA I-II-III são praticamente idênticas e as duas usinas estão muito próximas (3 Km), diante disso, a programação da operação não apresentava grandes dificuldades.

Posteriormente entra em operação o reservatório de Sobradinho, com grande capacidade de armazenamento, porém, situado bem longe do parque gerador (400 Km).

Deixa de ter sentido apenas a programação diária porque a água liberada por SBD demora em média 3 dias para chegar ao reservatório de MXT.

Aparece, então, uma nova programação, com um horizonte de 7 dias e com a finalidade de compatibilizar os vertimentos em SBD com as turbinagens e/ou vertimentos de MXT e PA I-II-III três dias depois.

Essa programação semanal ficou mais complicada com o início da motorização de SBD porque, além de procurar estar compatível com o balanço hidráulico da cascata 3 dias depois, tem também que estar compatível com o balanço energético do dia.

Paralelamente começa a motorização de PA IV, que torna a programação da operação mais importante e mais complexa pois, devido ao alto rendimento energético dessa usina (o maior da cascata), é conveniente que o reservatório de MXT tenha sempre cota alta e estável para não causarmos problemas em sua operação.

Manter a cota do reservatório de MXT dentro dos limites desejáveis implica em uma variação muito pequena no volume armazenado, torna-se, pois, de fundamental importância a programação.

Com todo o sistema hidráulico operando, o estudo da Programação da Operação tem como objetivo, considerando as características inerentes ao sistema, gerar uma política de operação que atenda a demanda com alta confiabilidade, minimizando a ocorrência de vertimentos e respeitando os limites físicos dos reservatórios e usinas.

No sistema CHESF, devemos considerar, por exemplo, o atraso da água de SBD à MXT, a pequena variação permitida no volume de MXT, etc.

Foi desenvolvido na UNICAMP, em 1981, um modelo de Programação Linear para a operação semanal de um parque hidroelétrico [1] e que foi

aplicado ao sistema CHESF. A Programação tinha um horizonte de 14 dias com 3 discretizações diárias de 8 horas, tendo sido utilizado o método Simplex-Canalizado para solucionar o problema.

Em síntese, esse modelo procura uma política ótima de operação que atenda a demanda levando em consideração:

- a existência de dois reservatórios e 3 usinas (PA I-II-III está acoplada com MXT).
- o atraso da água de SBD para MXT.
- a pequena variação que deve existir no volume de MXT.
- os limites físicos dos reservatórios e usinas.

3.4. O PROBLEMA ATUAL

O objetivo deste trabalho, que contempla o estágio atual do problema, é elaborar e resolver um problema de Programação Linear abordando vários fatores que não foram tratados no modelo anterior e, fazer refinamentos em outros que já tenham sido estudados.

A filosofia básica da programação permanece : definir blocos de geração que atendam a demanda com confiabilidade e ainda garantam a eficiência energética e o equilíbrio hidráulico da cascata fornecendo os controles em termos de turbinagens e vertimentos médios por usina.

Este trabalho considera:

1 - A existência de 2 reservatórios e 4 usinas. Foi feito o desacoplamento das usinas de MXT e PA I-II-III para que tenhamos condições de melhor representar contingências, como por exemplo, a saída de operação de geradores em qualquer usina do sistema.

2 - O atraso da água turbinada e/ou vertida em SBD até chegar em MXT. Esse atraso é tratado de maneira diferente do trabalho anterior, tentando se aproximar mais da realidade, através da representação do fenômeno de "difusão da água".

Testes mostraram que o bloco de água liberado por SBD não chega todo de uma vez ao reservatório de MXT no tempo previsto (3 dias depois).

Devido a grande distância entre os dois reservatórios, parte do volume liberado por SBD chega a MXT com 3 dias de atraso e parte chega com um atraso maior.

O fato de não se considerar a difusão da água já causou problemas à operação do sistema, pois o volume afluente a MXT foi menor que o esperado, obrigando-se a abaixar o nível do reservatório além do desejado, prejudicando a operação de PA IV.

As figuras III.2 e III.3 nos dão idéia da difusão da água.

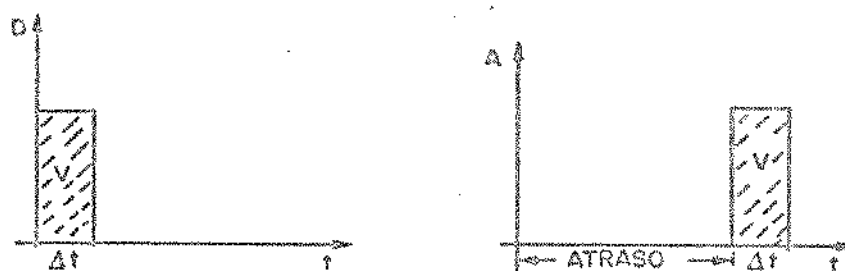


Fig. III.2 - Sem Difusão.

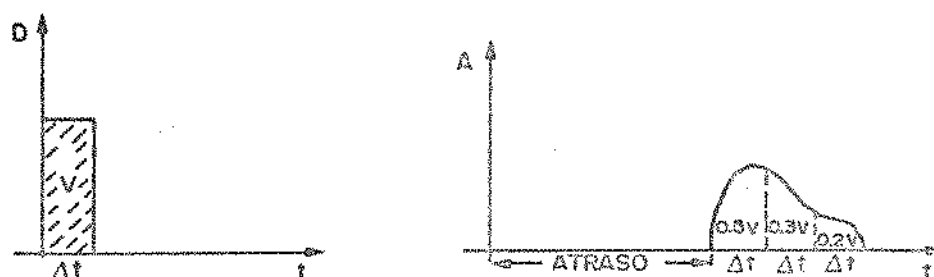


Fig. III.3 - Com Difusão.

onde:

D = volume defluente de SBD

A = volume afluyente em MXT

t = tempo

3 - A pequena variação que deve existir no volume de MXT.

4 - A idéia de se diminuir ao máximo a ocorrência de vertimentos, respeitando os limites físicos dos reservatórios e usinas.

5 - A operação do Porto de Juazeiro que fica 30 Km a jusante de SBD. Essa operação é prejudicada quando a defluência de SBD varia bruscamente num curto intervalo de tempo, além desse fato, a própria segurança das margens é afetada pela grande variação, podendo ocasionar desmoronamentos.

É importante restringirmos a variação da defluência de SBD para limites aceitáveis.

6 - O intercâmbio que pode haver entre a CHESF e a ELETRONORTE, por serem duas empresas geradoras interligadas.

7 - As cargas interruptíveis, por ser de interesse da CHESF atender a esse tipo de mercado.

8 - Um horizonte de 14 dias, tendo 3 discretizações diárias com intervalos de tempo diferentes, tentando se aproximar ao máximo da curva de carga diária, visando caracterizar a ponta.

A figura III.4 nos mostra curvas de demanda hora a hora, num dia útil, da CHESF:

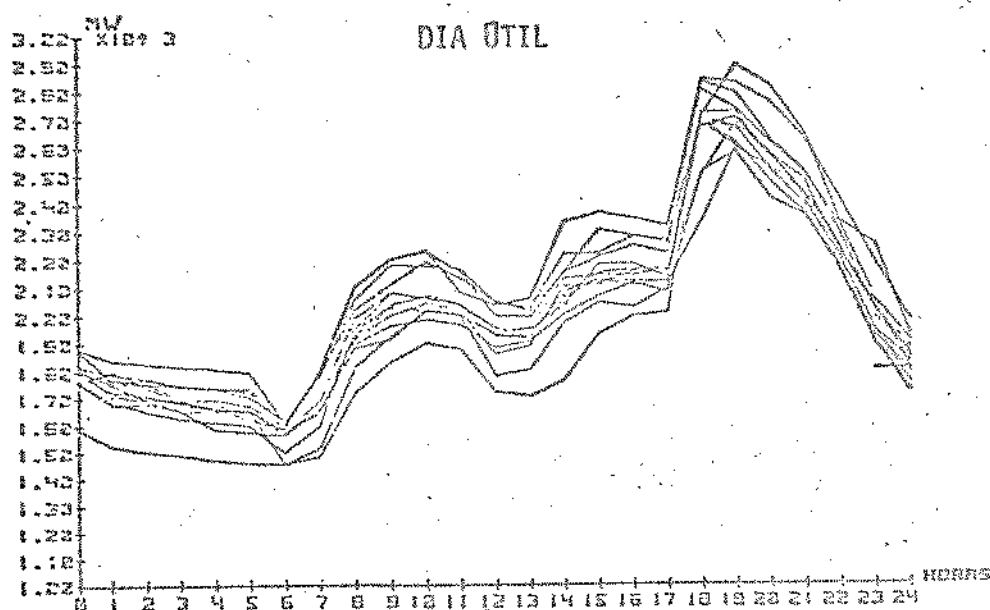


Fig. III.4 - Curva de Demanda Diária da CHESF.

Observando a figura III.4, vemos que uma boa maneira de dividirmos o dia em 3 intervalos com vistas à caracterização da ponta é:

- CARGA MÉDIA 07 → 17 hs
- CARGA PESADA 17 → 22 hs
- CARGA LEVE 22 → 07 hs

Muito embora estarmos interessados em obter resultados para a operação semanal, a grande distância entre os reservatórios de SBD e MXT, (que provoca um tempo mínimo de viagem de 3 dias) sugere um aumento em nosso horizonte: duas semanas foi o escolhido, porque o volume afluente a MXT nos 3 primeiros dias, está fora do nosso controle e a defluência de SBD nos 3 últimos dias não tem influência no sistema dentro do horizonte em estudo.

Com o aumento do horizonte para 14 dias, conseguimos obter uma semana na qual todas as variáveis estão sob nosso controle, além de termos sensibilidade sobre o comportamento do sistema alguns dias à frente.

3.5. MODELAMENTO MATEMÁTICO

As equações matemáticas que descrevem o modelamento proposto para a dinâmica do sistema CHESF são apresentadas a seguir.

Em nosso trabalho são considerados os reservatórios de SBD e MXT, nos quais devemos fazer o balanço hidráulico de um intervalo para outro. É necessário que façamos o balanço hidráulico também na bacia de adução Delmiro Gouveia, onde não será permitido qualquer armazenamento de água.

Para o reservatório de SBD, tem-se a seguinte equação de balanço hidráulico:

$$x_1^{m+1} = x_1^m + y_1^m - u_1^m - v_1^m \quad ; \quad m = 0, 1, 2, \dots, 41$$

onde

x_1^m - volume d'água armazenado em SBD no início intervalo m .

Por representar o volume d'água armazenado no reservatório de SBD, a variável x_1 deve estar sujeita aos limites:

$$\underline{x}_1 \leq x_1^m \leq \bar{x}_1$$

$\underline{x}_1$ - representa o volume mínimo a que pode chegar o reservatório no período estudado. É dado pelo planejamento anual da operação.

$\bar{x}_1$ - representa o limite físico superior do reservatório ou um valor determinado pelo controle de cheias.

y_1^m - volume afluente a SBD durante o intervalo m .

Corresponde ao volume liberado por Três Marias* adicionada ao volume incremental do trecho Três-Marias - SBD, descontadas as perdas (infiltração, evaporação, etc.).

u_1^m - volume turbinado em SBD no intervalo m .

Por representar a turbinagem de SBD, a variável u_1 deve estar sujeita aos limites:

$$\underline{u}_1 \leq u_1^m \leq \bar{u}_1$$

$\underline{u}_1$ e $\bar{u}_1$ são determinados pela disponibilidade de geração da usina no intervalo considerado.

* Três-Marias é uma usina situada 1.470 Km a montante de SBD. Sua defluência demora aproximadamente 15 dias para chegar a SBD. Está fora do escopo deste trabalho. A usina é operada pela CEMIG.

v_1^m - volume vertido em SBD durante o intervalo m.

Mesmo em hidrologias desfavoráveis, podem ser necessários vertimentos em SBD, para permitir um acréscimo na capacidade de geração do Complexo Paulo Afonso a fim de se conseguir atender demandas nas horas de ponta ou compensar contingências como perda de interligação, manutenção em SBD, etc.

Obviamente, os vertimentos são sempre não-negativos ($v^m \geq 0$) e estão sendo tratados dessa forma no nosso programa, mas poderão estar sujeitos a um limite superior em casos extremos, na presença de grandes cheias, quando a otimização energética cede lugar a segurança.

O conjunto de equações que fazem o balanço hidráulico em SBD, gera 42 linhas na matriz de restrições em nosso problema.

A operação do Porto de Juazeiro situado 30 Km a jusante de SBD e a segurança nas margens do São Francisco logo à jusante de SBD, impõe restrições quanto a variação brusca na defluência desse reservatório. Devemos considerar um grupo de restrições do tipo:

$$VMD^m = (u_1 + v_1)^{m-1} - (u_1 + v_1)^m$$

$$-\delta \leq VMD^m \leq \delta \quad m = 0, 1, \dots, 41$$

onde

VMD^m - a variação da defluência em SBD.

δ - valor da variação máxima permissível para VMD entre intervalos consecutivos.

A limitação na variação da defluência de SBD gera 42 linhas na matriz de restrições.

Para o reservatório de MXT, tem-se a seguinte equação de balanço hidráulico:

$$x_2^{m+1} = x_2^m + y_2^m + u_1^{m-\tau} + v_1^{m-\tau} - u_2^m - u_4^m - v_2^m - v_4^m \quad m = 0, 1, \dots, 41$$

onde,

x_2^m - volume d'água armazenado em MXT no início do intervalo m . Por representar o volume de MXT, a variável x_2 deve estar sujeita aos limites:

$$\underline{x}_2 \leq x_2^m \leq \bar{x}_2$$

Lembrando a importância de manter o nível do reservatório de MXT alto e estável, devemos tornar a faixa de volume permissível, $\bar{x}_2 - \underline{x}_2$, tão estreita quanto necessária para atendermos a este requisito da operação.

y_2^m - volume afluente incremental no trecho SBD-MXT. Este valor deve incluir também, todas as perdas por evaporação, infiltração, etc.

$u_1^{m-\tau}$ - volume turbinado em SBD τ intervalos antes do intervalo m .

$v_1^{m-\tau}$ - volume vertido em SBD τ intervalos antes do intervalo m .

u_2^m - volume turbinado em MXT durante o intervalo m .

- v_2^m - volume vertido em MXT durante o intervalo m .
 u_4^m - volume turbinado em PA IV durante o intervalo m .
 v_4^m - volume vertido em PA IV durante o intervalo m .
 τ - número de intervalos correspondente ao atraso da água de SBD para MXT.

As variáveis u_2 e u_4 por representarem as turbinagens de MXT e PA IV estão sujeitas aos limites:

$$\underline{u}_2 \leq u_2^m \leq \bar{u}_2 \quad \text{e} \quad \underline{u}_4 \leq u_4^m \leq \bar{u}_4$$

que dependem da disponibilidade de geração das usinas e restrições operativas.

Devido ao alto ganho energético de PA IV, uma otimização na operação da cascata, pode deixar as usinas de MXT e PA I-II-III praticamente desativadas, desde que a demanda possa ser atendida somente por SBD e PA IV. Por uma questão de segurança na operação, deve-se evitar essa ocorrência, o que pode ser conseguido através do limite inferior na turbinagem de MXT ($\underline{u}_2 > 0$).

As variáveis v_2 e v_4 por representarem os vertimentos em MXT e PA IV, devem ser não-negativas:

$$v_2 \geq 0 \quad \text{e} \quad v_4 \geq 0$$

A equação que exprime o balanço hidráulico de MXT, que acaba-

mos de apresentar, não está levando em conta o efeito difusão, que discutimos anteriormente. Com ou sem difusão, o conjunto destas equações gera 42 linhas na matriz de restrições do problema.

Para a bacia de adução Delmiro Gouveia, temos a seguinte equação de balanço hidráulico:

$$u_2^m + v_2^m = u_3^m + v_3^m \quad m = 0, 1, \dots, 41$$

Note que a bacia de adução Delmiro Gouveia não tem capacidade alguma de armazenamento para fins desse modelo, logo toda água que chega, turbinada e/ou vertida por MXT, tem que ser turbinada e/ou vertida por PA I-II-III.

u_3^m - volume turbinado em PA I-II-III no intervalo m

v_3^m - volume vertido em PA I-II-III no intervalo m

A variável u_3 por representar a turbinagem em PA I-II-III está sujeita aos limites:

$$u_3 \leq u_3^m \leq \bar{u}_3$$

A variável v_3 que representa o vertimento em PA I-II-III deve ser não-negativa:

$$v_3 \geq 0$$

O conjunto de equações do balanço hidráulico em Delmiro Gouveia gera 42 linhas na matriz de restrições do problema.

O balanço energético do sistema, será dado pela equação:

$$H_1^m + H_2^m + H_3^m + H_4^m + INT^m + \Delta^m = d^m + c_1^m + c_2^m + c_3^m \quad m = 0, 1, 2, \dots, 41$$

onde:

- H_1^m - geração em SBD
- H_2^m - geração em MXT
- H_3^m - geração em PA I-II-III
- H_4^m - geração em PA IV
- INT^m - Intercâmbio com a ELETRONORTE
- Δ^m - déficit de energia com geração hidráulica. Representa, portanto, a geração térmica complementar ou ainda o corte de carga
- d^m - carga primária do sistema
- c_1^m, c_2^m, c_3^m - cargas interruptíveis, correspondentes à energia sazonal não garantida

O conjunto de equações do balanço energético gera 42 linhas na matriz de restrições do problema.

O intercâmbio entre a CHESF e a ELETRONORTE será considerado pelas equações

$$\sum_{m=0}^{20} INT^m = EI1 \quad e$$

$$\sum_{m=21}^{41} INT^m = EI2$$

EI1 - total de energia contratada para 1^a semana.

EI2 - total de energia contratada para 2^a semana.

Por representarem o valor do intercâmbio durante o intervalo m , as variáveis INT^m devem ser canalizadas de acordo com a disponibilidade de transmissão e de geração, assim:

$$\underline{I} \leq INT^m \leq \bar{I}$$

onde,

$\underline{I}$ - fluxo mínimo de energia intercambiável.

$\bar{I}$ - fluxo máximo de energia intercambiável.

Nas horas de demanda máxima devemos, ou estreitar substancialmente a faixa de canalização, ou considerarmos o intercâmbio constante no valor mínimo permitido ($I1$), para reduzirmos a compra da ponta, nesta segunda hipótese teríamos:

$$INT^m = I1 \quad \text{para} \quad m = 3k+2, \quad k = 0, 1, \dots, 13.$$

As restrições de intercâmbio geram 2 linhas na matriz de restrições do problema.

As cargas interruptíveis que a CHESF pretende atender, são consideradas pelas equações:

$$\sum_{m=0}^{20} c_1^m = ES_{11}$$

$$\sum_{m=21}^{41} c_1^m = ES_{12}$$

$$\sum_{m=0}^{20} c_2^m = ES_{21}$$

$$\sum_{m=21}^{41} c_2^m = ES_{22}$$

$$\sum_{m=0}^{20} c_3^m = ES_{31}$$

$$\sum_{m=21}^{41} c_3^m = ES_{32}$$

onde:

ES_{11} - total de energia contratada na 1ª semana para a carga interruptível i .

ES_{12} - total de energia contratada na 2ª semana para a carga interruptível i .

As variáveis c_1^m , c_2^m e c_3^m por representarem as cargas interruptíveis, devem estar dentro de limites:

$$0 \leq c_1^m \leq \bar{c}_1$$

$$0 \leq c_2^m \leq \bar{c}_2$$

$$0 \leq c_3^m \leq \bar{c}_3$$

onde $\bar{c}_i$ é a máxima de energia que pode ser fornecida à carga interruptível i , num intervalo.

Essas restrições geram 6 linhas na matriz de restrições do problema.

A matriz de restrições terá um total de 218 linhas, divididas da seguinte maneira:

- 126 linhas correspondentes aos 3 balanços hidráulicos dos reservatórios.
- 42 linhas correspondentes a limitação imposta à variação na defluência de SBD.
- 02 linhas correspondentes ao cumprimento dos contratos semanais do intercâmbio.
- 06 linhas correspondentes ao cumprimento dos contratos semanais da energia sazonal com as 3 cargas interruptíveis.
- 42 linhas correspondentes ao balanço energético do sistema.

O número total de colunas será 672, equivalentes a 16 variáveis x 42 intervalos de discretização.

3.6. FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo a ser utilizada, deve estar de acordo com a

perspectiva hidrológica existente na ocasião do estudo.

O estudo do planejamento anual da operação energética definirá em qual das perspectivas hidrológicas abaixo, o nosso período de estudo se enquadra:

- perspectiva hidrológica desfavorável
- perspectiva hidrológica favorável
- perspectiva hidrológica de cheia.

Em épocas de hidrologia desfavorável, a função objetivo do nosso problema deve minimizar o déficit de energia:

$$\text{Min } \sum_{m=0}^{13} (K_1 \Delta^{3m} + K_2 \Delta^{3m+1} + K_3 \Delta^{3m+2})$$

onde:

Δ - déficit de energia gerado hidráulicamente (ou corte de carga).

K_1, K_2, K_3 - são fatores que ponderam o corte de carga em diferentes períodos do dia.

Esses fatores seriam definidos, por exemplo, de forma a evitar ao máximo o corte de carga nas horas de ponta.

Dentro de uma perspectiva hidrológica favorável não haveria, teoricamente, necessidade de corte no atendimento da carga. É razoável que nessa situação a função objetivo do nosso problema, maximize a energia armazenada no sistema ao final do horizonte de estudo.

No caso da CHESF, toda a reserva energética está no reservatório de SBD, então poderíamos expressar matematicamente nossa função objetivo como:

$$\text{Max } x_1^{42}$$

x_1^{42} - volume armazenado em SBD no último intervalo do nosso horizonte.

Como a defluência de SBD nos 3 últimos dias só seriam considerados no 19 dia do horizonte seguinte (devido ao atraso da água), a programação ótima da operação, anularia essa defluência nesses dias, a fim de aumentar ao máximo o volume armazenado.

Acontece que o reservatório de MXT, tem apenas capacidade de regularização pluri-horária, e no 19 dia do horizonte seguinte não haveria mais volume afluente a MXT, proveniente de SBD, comprometendo seriamente a operação da cascata, pois demorariam 3 dias para que águas de SBD chegassem a MXT.

Foram propostas mais duas funções objetivos, com o intuito de se acabar com esse problema na passagem de um horizonte para outro, são elas:

$$\bullet \text{ Max } x_1^{42-\tau}$$

$$\bullet \text{ Max } x_1^{42} + \sum_{m=42-\tau}^{41} (u_1^m + v_1^m)^* \quad , \quad \tau \geq 0$$

* Na realidade as duas funções objetivas são equivalentes

como em nosso estudo $\tau = 9$ temos:

- x_1^{33} - volume de SBD no último intervalo que ainda afeta a programação (33).
- x_1^{42} - volume de SBD no último intervalo do horizonte (42).
- $(u_1^m + v_1^m)$ - defluência de SBD no intervalo m .

A primeira, tenta maximizar o volume de SBD no último intervalo que ainda afeta a programação dentro do horizonte, os 9 últimos intervalos são desconsiderados.

A segunda, maximiza o volume de SBD acrescido da água existente no rio S. Francisco entre SBD e MXT por ocasião do último intervalo do horizonte.

O intercâmbio e as cargas interruptíveis, não figuram em nossas funções objetivos. Dessa forma será feita apenas uma alocação da energia contratada nos intervalos de discretização a fim de se caracterizar uma política ótima de operação.

Na verdade, seria interessante uma discussão em conjunto com técnicos da CHESF para estudar qual a função objetivo mais adequada ao problema.

Uma análise mais profunda sobre o intercâmbio e as cargas interruptíveis pode ser feita através das variáveis duais associadas a essas restrições.

A perspectiva hidrológica de cheia é caracterizada quando somos obrigados a liberar volumes maiores do que os requisitos energéticos para garantir a segurança do sistema. Está fora do escopo deste trabalho.

3.7. TÉCNICAS PROPOSTAS PARA A SOLUÇÃO

Uma análise das restrições e das funções objetivos envolvidas no problema, mostra que apenas as equações do balanço energético são não-lineares, devido a função de geração das usinas.

Estudos anteriores [1], [2], [3] mostram que o erro introduzido pela linearização das funções de geração, na programação semanal da operação hidroenergética é pequeno, no caso da CHESF.

Estas equações são linearizadas viabilizando a aplicação das eficientes técnicas lineares de solução.

Linearizando as funções de geração, temos:

$$H_1 = \phi_1(x_1, u_1, v_1) \approx C_1 + E_1 x_1 + A_1 u_1 - B_1 v_1$$

$$H_2 = \phi_2(x_2, u_2, v_2) \approx C_2 + E_2 x_2 + A_2 u_2 - B_2 v_2$$

$$H_3 = \phi_3(u_3, v_3) \approx C_3 + A_3 u_3 - B_3 v_3$$

$$H_4 = \phi_4(x_2, u_4, v_4) \approx C_4 + E_4 x_2 + A_4 u_4 - B_4 v_4$$

Os termos $B_i v_i$ representam a perda de geração quando se verte; porém, dentro da faixa de volumes que são vertidos, podem ser desprezados sem prejudicar a linearização.

Desenvolveu-se um programa computacional utilizando o método Simplex-Revisado-Canalizado para a solução do problema, tendo sido este o escolhido pela grande economia de memória e maior rapidez de execução. Será discutido no próximo capítulo.

CAPÍTULO IV

O PROGRAMA

4.1. INTRODUÇÃO

O programa computacional desenvolvido para a solução do Modelo de Otimização para Operação Hidroenergética da Cascata do S. Francisco utiliza o método Simplex Revisado Canalizado na forma explícita da inversa. Poderá ser utilizado na resolução de problemas de Programação Linear do tipo:

$$\text{Max } Z = cx$$

$$\text{s.a } Ax = b$$

$$\alpha_i \leq x_i \leq \beta_i \quad , \quad i = 1, \dots, \ell$$

$$\alpha_j \leq x_j \quad , \quad j = \ell+1, \dots, p$$

$$x_k \leq \beta_k \quad , \quad k = p+1, \dots, n$$

A nomenclatura utilizada nesse capítulo será similar a do Sakaróvitch [4] para um problema de Programação Linear geral. Faremos a seguir sua descrição para evitar confusões com a nomenclatura utilizada nos capítulos anteriores.

$A(m \times n)$ - matriz dos coeficientes tecnológicos

$A^k(m \times 1)$ - vetor que representa a coluna k de A

$A_k(1 \times n)$ - vetor que representa a linha k de A

$x(n \times 1)$	-	vetor das variáveis de decisão
$b(m \times 1)$	-	vetor de recursos
$c(1 \times n)$	-	vetor custo original
c^k	-	custo da variável k
I	-	conjunto ordenado de variáveis básicas
J	-	conjunto ordenado de variáveis não-básicas
$c^I(1 \times m)$	-	vetor custo das variáveis básicas
$c^J(1 \times n - m)$	-	vetor custo das variáveis não-básicas
$\bar{c}^J(1 \times n - m)$	-	vetor custo relativo
$A^I(m \times m)$	-	matriz básica
$(A^I)^{-1}(m \times m)$	-	inversa da matriz básica
$\pi(1 \times m)$	-	vetor multiplicador
Z	-	função objetivo
$\alpha(n \times 1)$	-	vetor dos limites inferiores
$\beta(n \times 1)$	-	vetor dos limites superiores

As variáveis consideradas em nosso programa podem ser de três tipos:

1º tipo : variável com dois limites (canalizada)

$$\alpha_k \leq x_k \leq \beta_k$$

Ex.: Turbinagens, volumes dos reservatórios

2º tipo : variável com limite inferior

$$\alpha_k \leq x_k$$

Ex.: Vertimentos, déficit de energia

3º tipo : variável com limite superior

$$x_k \leq \beta_k$$

Esse tipo de variável não aparece no nosso modelo.

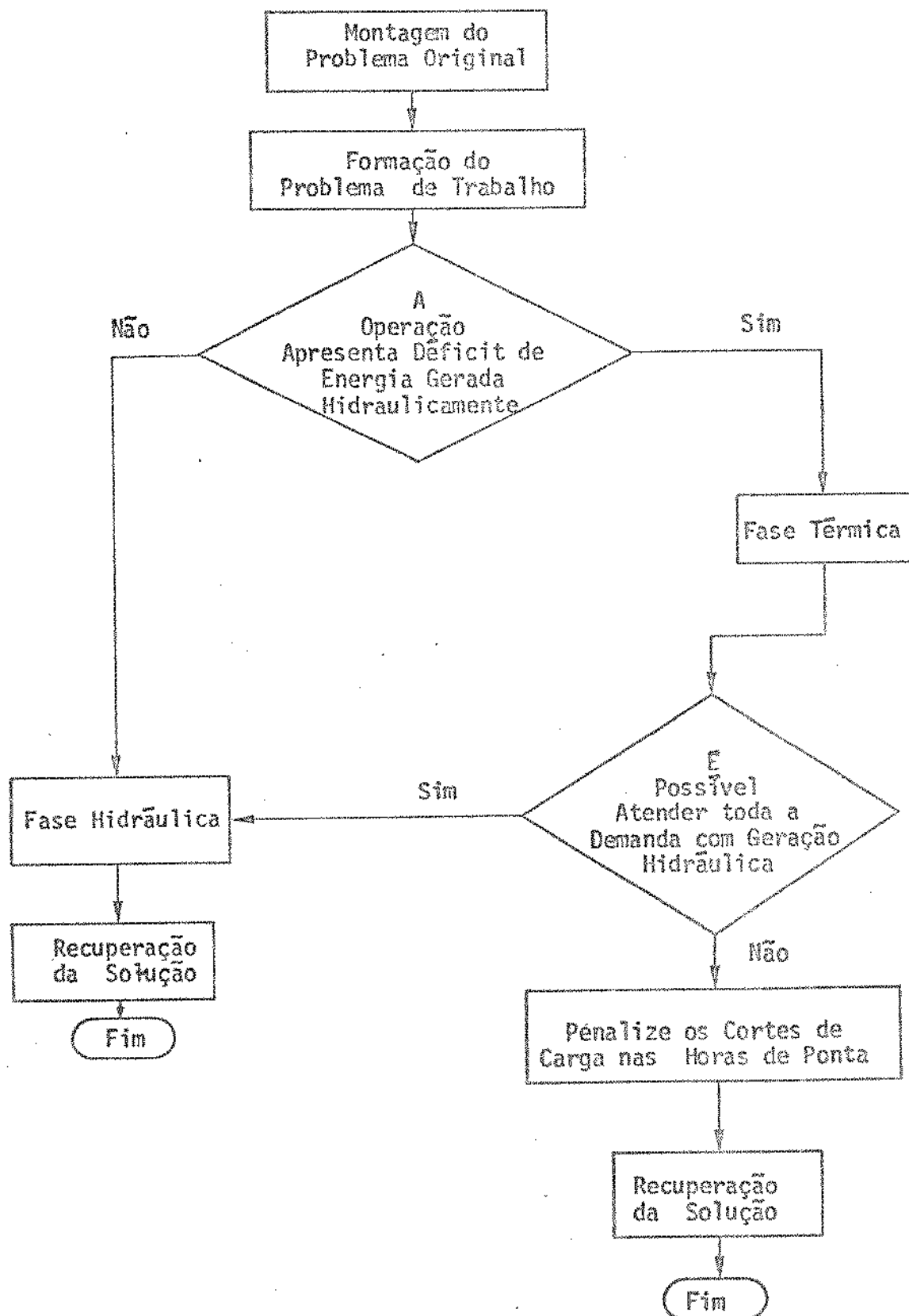
O programa é formado por grandes blocos apresentados no diagrama a seguir e, que serão detalhados com o decorrer do capítulo.

4.2. ETAPAS DA PROGRAMAÇÃO

4.2.1. Montagem do Problema Original

Nesta primeira etapa do programa, estaremos interessados na leitura dos dados na compatibilização dimensional das grandezas e na montagem dos componentes do problema.

A unidade utilizada para as turbinagens e vertimentos é o m^3/s , enquanto que, para os volumes armazenados nos reservatórios é o hm^3 .



É necessário deixarmos estas grandezas compatíveis, o que será conseguido através de uma mudança na unidade m^3/s . Passamos então, a trabalhar com o hm^3 médio, isto é, quantos hm^3 são, por exemplo, turbinados em MXT nas horas do intervalo que caracteriza a ponta.

Na montagem dos componentes, do nosso problema de Programação Linear, os conjuntos básico e não-básico merecem atenção especial, devido a escolha das variáveis que os formarão inicialmente.

Para inicializarmos o método simplex revisado (no simplex clássico também), devemos ter uma base factível inicial. Com esta preocupação, montamos uma solução básica inicial matematicamente muito simples, embora de qualidades técnicas bem sofríveis. Para tornar claro nosso procedimento, devemos lembrar que a cada linha da matriz A deve corresponder uma variável básica, assim:

- para as $3 \times 42 = 126$ linhas que representam os balanços hidráulicos nos dois reservatórios, SBD e MXT e na bacia de adução Delmiro Gouveia, escolhemos como variáveis básicas os vertimentos:

$$v_1^m, v_4^m \text{ e } v_3^m \quad ; \quad m = 0, 1, \dots, 41$$

- para as 42 linhas que representam a limitação na defluência de SBD, escolhemos:

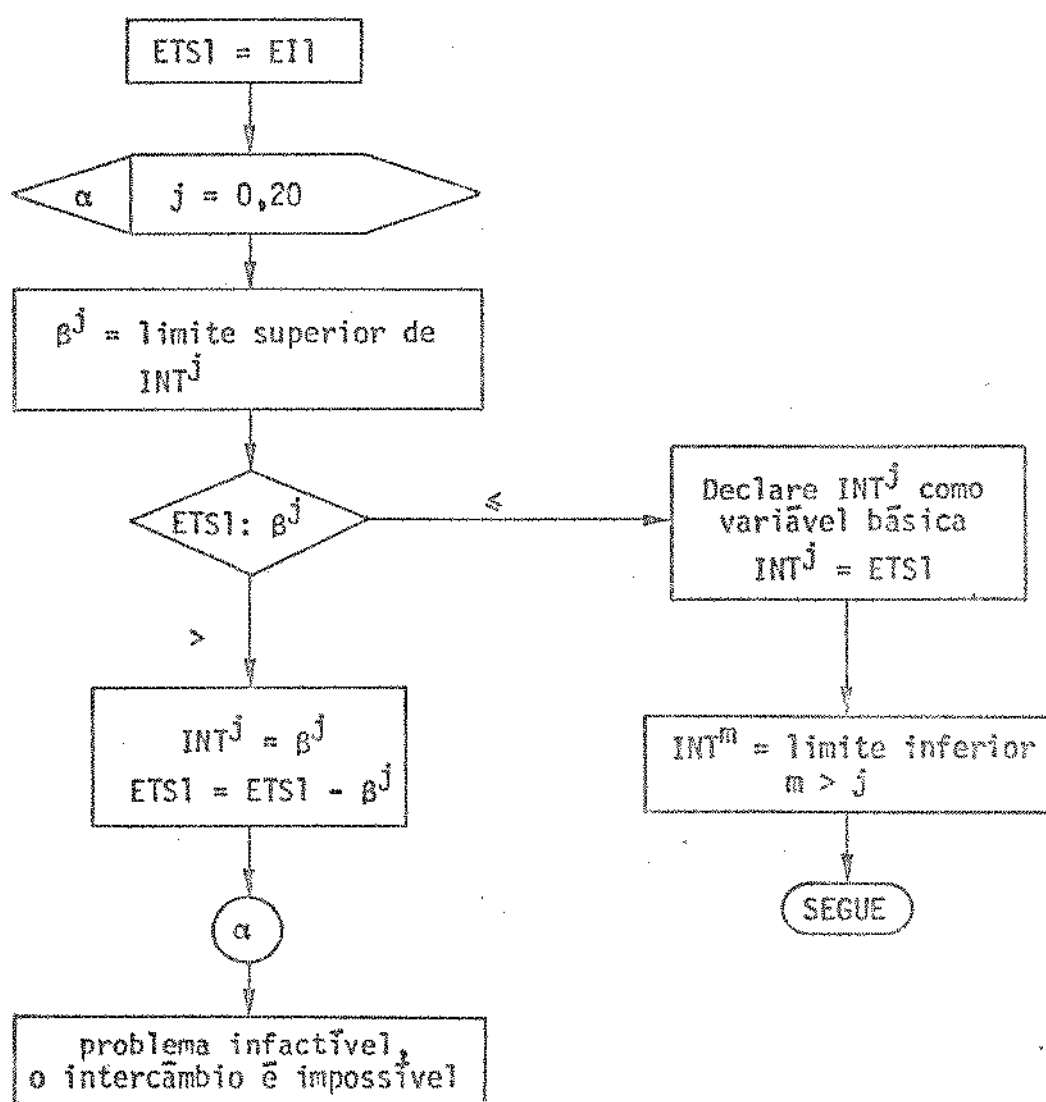
$$VMD^m \quad ; \quad m = 0, 1, \dots, 41$$

- nas 42 linhas do balanço energético, escolhemos as variáveis que representam a complementação térmica

$$\Delta^m \quad ; \quad m = 0, 1, \dots, 41$$

- o intercâmbio e as cargas interruptíveis completam o elenco de variáveis básicas.

As variáveis não básicas foram, em princípio, arbitradas nos seus limites inferiores, entretanto para não inviabilizar algumas restrições (p.ex. $\sum_{m=0}^{20} INT^m = EII$), certas variáveis não básicas foram inicializadas no limite superior; o diagrama abaixo esclarece este detalhe:



Satisfação Inicial da Equação $\sum_{m=0}^{20} INT^m = EII$. Na realidade

o diagrama refere-se ao problema de trabalho descrito no item 4.2.2.

A solução básica inicial que descrevemos é fisicamente "pobre", porém, matematicamente simples de ser obtida. O processo de otimização, partindo dela obterá uma solução fisicamente mais adequada.

A matriz $A(m \times n)$ não será armazenada em memória, obtendo-se assim, uma grande economia. Quando necessitarmos de uma coluna de A , esta será formada por uma rotina geradora de colunas, isto é possível pelo fato de estarmos utilizando o método simplex revisado.

4.2.2. Formação do Problema de Trabalho

O programa fará modificações no problema original, convertendo-o num problema de trabalho, onde todas as variáveis serão não-negativas, terão seus limites inferiores no zero, podendo de acordo com seu tipo, ter ou não limite superior.

Para a obtenção desse problema de trabalho, faz-se necessário uma substituição das variáveis originais para as variáveis de trabalho.

É claro, que essa substituição de variáveis influencia alguns dos demais componentes do programa de Programação Linear. Analisaremos a seguir as alterações provocadas pela substituição de variáveis.

Apresentaremos 3 problemas originais de Programação Linear genéricos, já na forma preparada, supondo haver apenas 1 tipo de variável por problema.

O problema original 1, apresenta apenas variáveis do tipo 1, quais sejam, variáveis com dois limites:

$$PO_1 \left\{ \begin{array}{l} \text{Max } Z = cx + Z_0 \\ \text{s.a } Ax = b \\ \alpha \leq x \leq \beta \end{array} \right.$$

Faremos a substituição das variáveis originais x , pelas variáveis de trabalho $\bar{x} = x - \alpha$.

Feita a substituição de todas as variáveis originais, obtaremos nosso problema de trabalho 1:

$$PT_1 \left\{ \begin{array}{l} \text{Max } c\bar{x} + (Z_0 + c\alpha) \\ \text{s.a } A\bar{x} = b - A\alpha \\ 0 \leq \bar{x} \leq \beta - \alpha \end{array} \right.$$

O problema original 2, apresenta apenas variáveis do tipo 2, quais sejam, variáveis com limite inferior:

$$PO_2 \left\{ \begin{array}{l} \text{Max } cx + Z_0 = Z \\ \text{s.a } Ax = b \\ \alpha \leq x \end{array} \right.$$

As substituições das variáveis originais x pelas variáveis de trabalho $\bar{x}$ será análoga à anterior, ou seja, $\bar{x} = x - \alpha$.

Feita a substituição de todas as variáveis originais, obtaremos o nosso problema de trabalho 2:

$$PT_2 \left\{ \begin{array}{l} \text{Max } c\bar{x} + (Z_0 + c\alpha) \\ \text{s.a. } A\bar{x} = b - A\alpha \\ \bar{x} \geq 0 \end{array} \right.$$

O problema original 3, apresenta variáveis do tipo 3, que são variáveis com limite superior:

$$PO_3 \left\{ \begin{array}{l} \text{Max } cx + Z_0 = Z \\ \text{s.a. } Ax = b \\ x \leq \beta \end{array} \right.$$

Faremos a alteração das variáveis originais x pelas variáveis de trabalho $\bar{x} = \beta - x$.

Quando fizermos a substituição de todas as variáveis originais, nosso problema de trabalho 3 será da forma:

$$PT_3 \left\{ \begin{array}{l} \text{Max } -c\bar{x} + (Z_0 + c\beta) \\ \text{s.a. } -A\bar{x} = b - A\beta \\ \bar{x} \geq 0 \end{array} \right.$$

Ao final da compilação será feita a recuperação das variáveis originais, exatamente pelo caminho inverso ao mostrado. (item 4.2.6.)

4.2.3. Fase Térmica

Chamamos de "fase térmica" a uma primeira etapa do nosso al-

goritmo que examinará a viabilidade de atendermos toda nossa demanda de energia apenas com geração hidráulica.

Inicialmente, como vimos no item 4.2.1., as variáveis básicas nas linhas do balanço energético são as que representam a geração térmica complementar enquanto que nas linhas de balanço hidráulico são as que representam os vertimentos.

Caracteriza-se, assim, uma solução na qual toda afluência aos reservatórios é vertida (var. básicas) enquanto as turbinagens são mantidas fora da base e no limite inferior, com isso, quase toda demanda deve ser atendida com geração térmica (uma parte será pelo intercâmbio).

Como nesta etapa estamos interessados em saber se é factível atendermos toda a demanda sem geração térmica, podemos fazer um paralelo entre a fase térmica do nosso programa com a FASE I (método convencional utilizado para se examinar a factibilidade de problemas com restrições lineares e obter uma solução básica factível inicial).

As nossas "variáveis artificiais" são as variáveis que representam a geração térmica complementar e a nossa "função objetivo artificial" é :

$$\text{Min} \sum_{m=0}^{13} (K_1 \Delta^{3m} + K_2 \Delta^{3m+1} + K_3 \Delta^{3m+2})$$

onde

Δ^m - é a geração térmica complementar (ou corte de carga)

K_i - fatores que ponderam o corte de carga em diferentes períodos do dia.

Continuando o paralelo com a FASE I, se conseguirmos zerar a nossa função objetivo artificial, encontramos uma solução factível, na qual conseguimos atender toda nossa demanda de energia sem nenhuma complementação térmica, a partir daí entraríamos em uma nova fase denominada "fase hidráulica" que será discutida no item 4.2.5. deste capítulo.

Caso não seja possível zerar a função objetivo artificial, conclui-se que não é possível atender a demanda com os recursos hídricos disponíveis, sendo necessário complementação térmica. A execução do programa é interrompida.

A função objetivo da fase térmica é ponderada para no caso de, por exemplo, ser inevitável o corte de carga, este seja mínimo nas horas de ponta.

Para facilitar a inicialização do nosso programa, exploramos uma base factível inicial quase evidente, mas que em contrapartida nos fornece uma solução extremamente "pobre", pois caracteriza uma situação onde não existe geração térmica. É interessante, portanto, dentro da fase térmica sairmos dessa "pobreza" o mais rápido possível.

Para conseguirmos aumentar essa rapidez deve-se indicar as variáveis candidatas a entrar na base no início da fase térmica. Concluiu-se que os seguintes passos devam ser seguidos:

- 1 - Entre na base com as variáveis que representam a turbinagem da usina mais a montante.
- 2 - Entre na base com as variáveis que representam as turbinagens das demais usinas, seguindo a ordem de descida da cascata.

3 - Tente entrar na base com as variáveis que representam o volume do reservatório mais a montante.

4 - Use o critério do C-Limite.

Os dois primeiros passos nos levam a uma situação na qual o volume afluente anteriormente vertido passa a ser turbinado em todas as usinas, é claro que a necessidade de geração térmica complementar diminui sensivelmente, podendo inclusive atingir o nível zero, caracterizando a solução ótima, caso isso não aconteça, começamos a deplecionar o reservatório mais a montante (passo nº 3).

Depois de processados os 3 primeiros passos, pode ser que ainda não se tenha conseguido geração térmica complementar nula, passa-se então ao número 4 no qual estabelecemos um valor positivo, denominado C-Limite, quando apenas as variáveis que possuem custo relativo ($\bar{C}$) não inferior ao C-Limite são candidatas a entrarem na base (critério do C-Limite).

O valor inicial do C-Limite é estimado em 90% do maior custo relativo na primeira iteração dentro do passo nº 4.

Quando não existirem mais variáveis cujos custos relativos sejam não inferiores ao C-Limite, este é multiplicado por um "fator" de forma a se relaxar esta exigência. Assim prosseguimos até que a solução ótima da fase térmica seja encontrada.

No sistema CHESF existem particularidades interessantes que devem ser consideradas dentro dos passos propostos anteriormente para a fase térmica, por exemplo, a usina de PA IV alimenta-se do reservatório de MXT, jogando sua defluência no "CANYON" onde também descarregam as usinas de PA I-II-III as quais estão em cascata com MXT, ou seja, a usina de PA IV está em paralelo com o complexo MXT/PA I-II-III.

A água armazenada no reservatório de MXT passa a ser disputada entre PA IV e o complexo MXT/PA I-II-III; como a primeira possui maior produtibilidade, tem prioridade no seu atendimento, portanto, a água que era vertida de MXT passa a ser turbinada em PA IV.

Nesse instante se entrarmos na base com as turbinagens de MXT, elas terão nível zero pois não existe água para ser utilizada, o mesmo acontecendo com as usinas de PA I-II-III que não recebem a defluência de MXT e são a fio d'água, isso levaria a uma série de iterações sem resultar em melhoras na função objetivo.

Deve-se nesse ponto liberar mais água para o sistema através do deplecionamento de SBD. É feita uma pequena modificação na sequência de passos sugeridos, passando a serem os seguintes:

- 1 - Entre na base com as variáveis que representam a turbinagem de SBD.
- 2 - Entre na base com as variáveis que representam a turbinagem de PA IV.
- 3 - Tente entrar na base com as variáveis que representam o volume de SBD.
- 4 - Use o critério do C-Limite.

4.2.4. Passagem da Fase Térmica para a Fase Hidráulica

De posse da solução ótima na fase térmica, é necessário se

fazer uma depuração nessa solução, a fim de se verificar a existência ou não de variáveis que representam a geração térmica complementar na base a nível zero.

No caso de não existirem a rotina que faz a depuração, enxuga o conjunto não-básico, modificando a sua dimensão e diminui o número de colunas do problema. A execução prossegue normalmente.

Na presença dessas variáveis, a rotina tenta em primeiro plano substituí-las por qualquer variável que não represente a geração térmica, se possível é feita a substituição, enxuga-se o conjunto não-básico, diminui-se o número de colunas e a execução prossegue normalmente; se não for possível a substituição, a execução é interrompida com mensagem de redundância (em nosso problema não existe essa possibilidade).

4.2.5. Fase Hidráulica

Fase hidráulica é a segunda etapa do nosso algoritmo dentro da qual temos como objetivo a maximização da energia armazenada no sistema ao final do horizonte de planejamento.

Em nosso caso, a energia armazenada corresponde ao volume de água em SBD.

Os resultados dessa fase, nos darão uma política ótima para a operação do sistema em estudo, para um horizonte de 14 dias com 3 discretizações horárias.

4.2.6. Recuperação da Solução

Ao final da Fase Hidráulica, a solução ótima obtida, se refere ao nosso problema de trabalho. Para que tenhamos em mãos a solução ótima do nosso problema original, devemos desfazer a mudança de variável mostrada no item 4.2.2.

Se a variável for do tipo 1 ou 2, devemos somar o seu limite inferior ao seu valor na solução final, caso a variável seja do tipo 3, devemos subtrair o seu valor do seu limite superior.

$\bar{x}$ - solução do problema de trabalho

x - solução do problema original

TIPO 1 OU TIPO 2

$$x_k = \bar{x}_k + \alpha_k$$

TIPO 3

$$x_k = \beta_k - \bar{x}_k$$

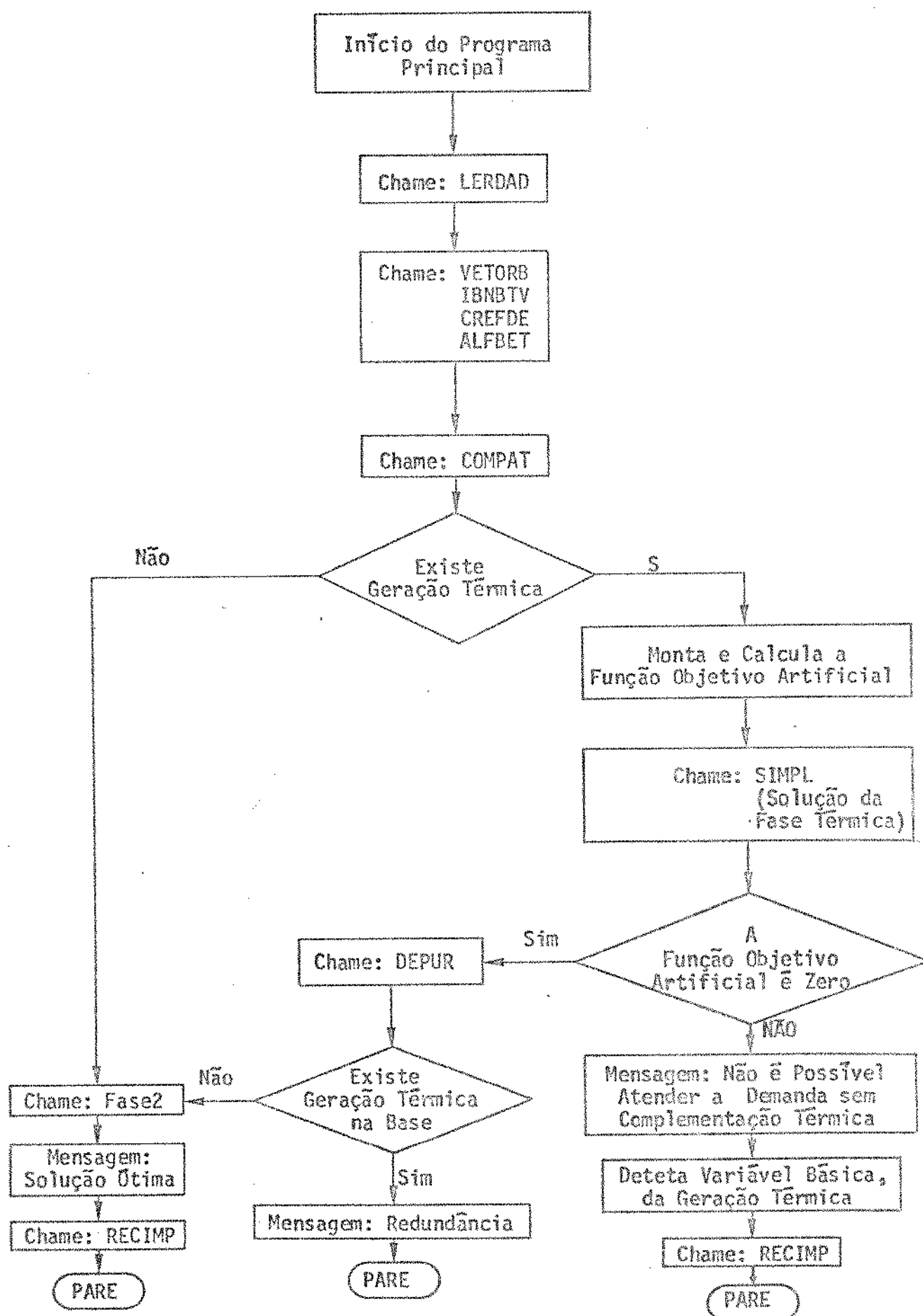
4.3. PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL

O programa é composto por dez subrotinas apresentadas a seguir:

- LERDAD - Subrotina que faz a leitura de todos os dados necessários ao programa.
- VETORB - Subrotina de geração do vetor de recursos $\underline{b}$
- IBNBTV - Subrotina geradora do conjunto básico (IB), do conjunto não-básico (INB) e do indicador do tipo de variável (ITV).

- CREFDE - Subrotina geradora do vetor custo original (CO), do vetor referência (REF), que indica se o valor da variável é medido em relação ao seu limite inferior (REF = -1) ou ao seu limite superior (REF = 1) e do conjunto das variáveis do déficit de energia (NL).
- ALFBET - Subrotina geradora dos vetores limite inferior (ALFA) e limite superior (BETA).
- COMPAT - Subrotina que faz a compatibilização dimensional das grandezas do problema.
- GECOL - Subrotina geradora das colunas da matriz A.
- SIMPL - Subrotina do método Simplex Revisado Canalizado. Utilizada na resolução da fase térmica e fase hidráulica.
- DEPUR - Subrotina que faz a depuração da solução obtida na fase térmica, preparando-a para a fase hidráulica.
- FASE2 - Subrotina que prepara o problema para iniciar a fase hidráulica.
- RECIMP - Subrotina que faz a recuperação da solução e a impressão dos resultados.

O diagrama a seguir, mostra o cronograma de entrada das subrotinas mencionadas e os principais passos do programa principal.



CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo faremos a apresentação de alguns resultados computacionais por nós obtidos, e das conclusões a que chegamos sobre o estudo do Planejamento da Operação Hidroenergética do Sistema no Médio S. Francisco.

Os testes foram realizados acrescentando-se as modificações desejadas uma a uma para que se pudesse sentir particularmente a influência exercida sobre os resultados.

5.2. APRESENTAÇÃO DOS DADOS

Faremos a apresentação dos dados fornecidos pela CHESF, para possibilitar ao leitor um maior sentimento sobre os resultados.

Seguiremos a notação utilizada no capítulo III, ou seja:

- $\bar{x}_i$ - volume máximo a que pode chegar o reservatório i no período em estudo
- $\underline{x}_i$ - volume mínimo a que pode chegar o reservatório i no período em estudo

- x_i^0 - volume armazenado no reservatório i no início dos nossos estudos.
 $\bar{u}_i$ - turbinagem máxima da usina i
 $\underline{u}_i$ - turbinagem mínima da usina i
 y_i - afluência independente ao reservatório i
 d - demanda energética do sistema
 INT - intercâmbio com a ELETRONORTE
 c_i - potência dispendida no atendimento da carga interruptível i

Quanto aos limites físicos das usinas e reservatórios, os dados são os seguintes:

- Sobradinho :

$$\underline{x}_1 = 19054. \text{hm}^3$$

$$\bar{x}_1 = 19484. \text{hm}^3$$

$$x_1^0 = 19484. \text{hm}^3$$

$$\bar{u}_1 = 4565. \text{m}^3/\text{s}$$

$$\underline{u}_1 = 0. \text{m}^3/\text{s}$$

- Moxotó :

$$\underline{x}_2 = 1138. \text{hm}^3$$

$$\bar{x}_2 = 1150.\text{hm}^3$$

$$x_2^0 = 1150.\text{hm}^3$$

$$\bar{u}_2 = 2300.\text{m}^3/\text{s}$$

$$\underline{u}_2 = 0.\text{m}^3/\text{s}$$

- PA I-II-III

$$\bar{u}_3 = 2260.\text{m}^3/\text{s}$$

$$\underline{u}_3 = 0.\text{m}^3/\text{s}$$

- PA IV

$$\bar{u}_4 = 2450.\text{m}^3/\text{s}$$

$$\underline{u}_4 = 0.\text{m}^3/\text{s}$$

A afluência independente ao reservatório de SBD, para os 42 intervalos, em m^3/s é :

$y_1^m(m = 0, 1, \dots, 41) = (1528., 1528., 1528., 1493., 1493., 1493., 1493., 1493., 1493., 1458., 1458., 1458., 1528., 1528., 1528., 1424., 1424., 1424., 1424., 1424., 1424., 1424., 1424., 1424., 1424., 1493., 1493., 1493., 1319., 1319., 1319., 1319., 1285., 1285., 1285., 1319., 1319., 1319., 1319., 1319., 1319.)$

A afluência independente ao reservatório de NXT, para os 42 intervalos, em m^3/s é :

$$y_2^m(m = 0, 1, \dots, 41) = (0, 0, \dots, 0)$$

A defluência de SBD nos três últimos dias anteriores ao estudo, que geram 9 intervalos, em m^3/s é :

$$u_1^{m-\tau} + v_1^{m-\tau} \quad (m = 0, 1, \dots, 8) = (1528., 1806., 2083., 1597., 1875., 1979., 1701., 1736., 1944.)$$

A demanda do sistema CHESF, para os 42 intervalos, em MW-médios é :

$$d^m (m = 0, 1, \dots, 41) = (1808., 2190., 2463., 1879., 2276., 2559., 1816., 2200., 2474., 1844., 2234., 2512., 1911., 2315., 2604., 1835., 1956., 2413., 1738., 1571., 2176., 1859., 2253., 2533., 1906., 2309., 2596., 1864., 2258., 2539., 1833., 2220., 2497., 1833., 2220., 2497., 1894., 2019., 2491., 1698., 1535., 2126.)$$

O contrato de intercâmbio com a ELETRONORTE gira em torno dos 26.000 MWh por semana, sendo suas canalizações da ordem de :

- Demanda leve ou média

$$\underline{I} = 500 \text{ MWh}$$

$$\bar{I} = 4.000 \text{ MWh}$$

- Demanda pesada

$$\underline{I} = 250 \text{ MWh}$$

$$\bar{I} = 350 \text{ MWh}$$

A soma da energia dispendida no atendimento das três cargas interruptíveis também gira em torno dos 26.000 MWh por semana, sendo suas canalizações da ordem de:

- Demanda leve ou média

$$\underline{c}_1 = 0. \text{ MWh}$$

$$\bar{c}_1 = 1200 \text{ MWh}$$

- Demanda pesada

$$\underline{c}_1 = 0. \text{ MWh}$$

$$\bar{c}_1 = 600 \text{ MWh}$$

Cabe ressaltar que esses dois últimos grupos de dados não foram fornecidos pela CHESF sendo arbitrados por nós.

5.3. FUNÇÃO OBJETIVO

Iniciamos os nossos testes com uma função objetivo que maximizasse o volume armazenado em SBD no último intervalo do horizonte:

$$\text{Max } x_1^{42}$$

Os resultados confirmaram aqueles obtidos por [1]. O volume de SBD no início do intervalo 42 atinge seu limite superior, 19484.0 hm³, por conta da anulação de sua defluência em quase todos os intervalos a partir do 33.

Essa anulação é decorrente da não influência exercida por essa água dentro do sistema até o final do horizonte.

Para sentirmos a influência dessa anulação, rodamos o programa para as duas semanas seguintes com os mesmos dados, exceto a água que viajava entre SBD e MXT, que consideramos como sendo a defluência de SBD nos 9 últimos intervalos, obtidos pelo planejamento anterior. No primeiro dia desse período de estudos já houve necessidade de geração térmica complementar para atendimento da demanda.

Passou-se a utilizar uma outra função objetivo que também maximizasse o volume de SBD, porém no último intervalo que ainda tivesse influência sobre o sistema dentro do horizonte em estudo:

$$\text{Max } x_1^{33}$$

No início pensamos que os resultados obtidos nos nove últimos intervalos seriam desconsiderados, mas na verdade, feita a análise concluímos que eles representam com fidelidade os três primeiros dias do horizonte seguinte de estudos.

Para a maximização do x_1^{33} , a defluência de SBD nos intervalos próximos ao 33 é a menor possível, cria-se assim uma situação onde a disponibilidade de água no complexo MXT/PA é relativamente pequena nos três últimos dias de estudo.

A compensação é pequena geração possível no complexo, é feita por SBD, que tem turbinagem máxima em vários dos últimos intervalos.

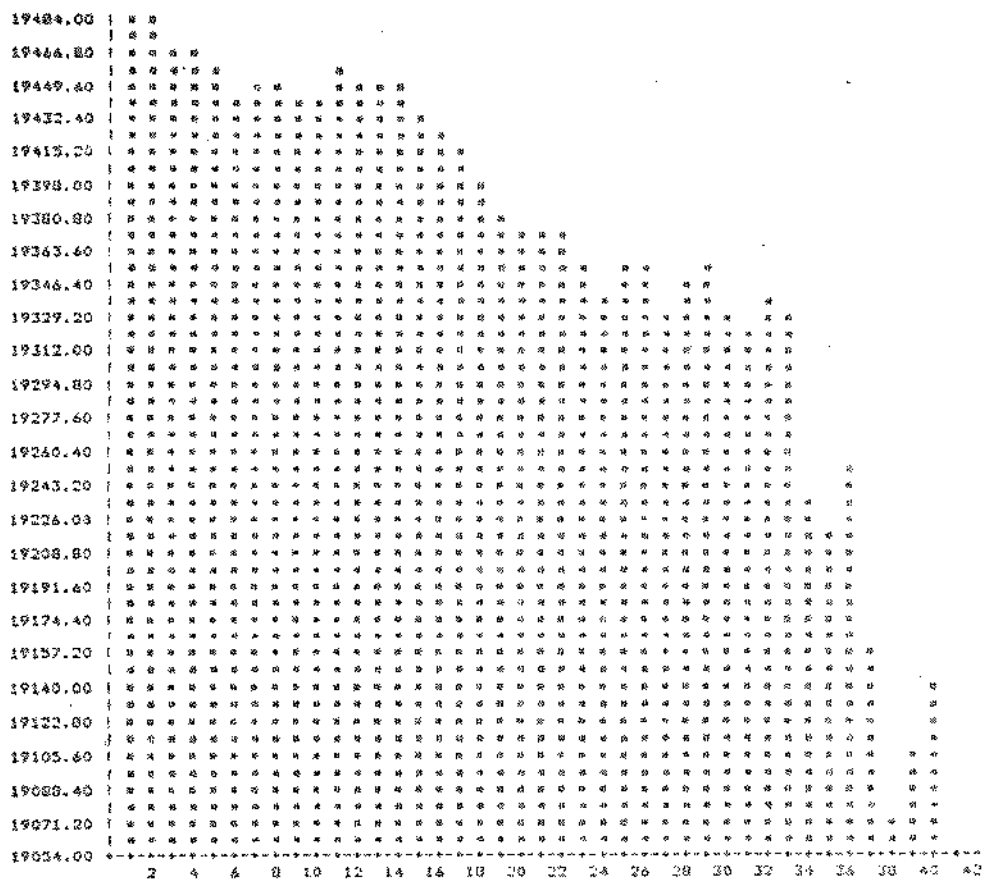
Ocorre um deplecionamento em SBD, fazendo com que seu reservatório atinja o limite inferior no início do intervalo 42.

No início do período seguinte de estudos a dinâmica do sistema é muito parecida com a do final do horizonte anterior, ou seja, SBD começa turbinando muito levando seu reservatório ao limite inferior, e aparece um agravante, pois o volume afluente a MXT é agora muito grande, forçando a ocorrência de vertimentos.

Nos demais testes desse capítulo será utilizada essa última função objetivo.

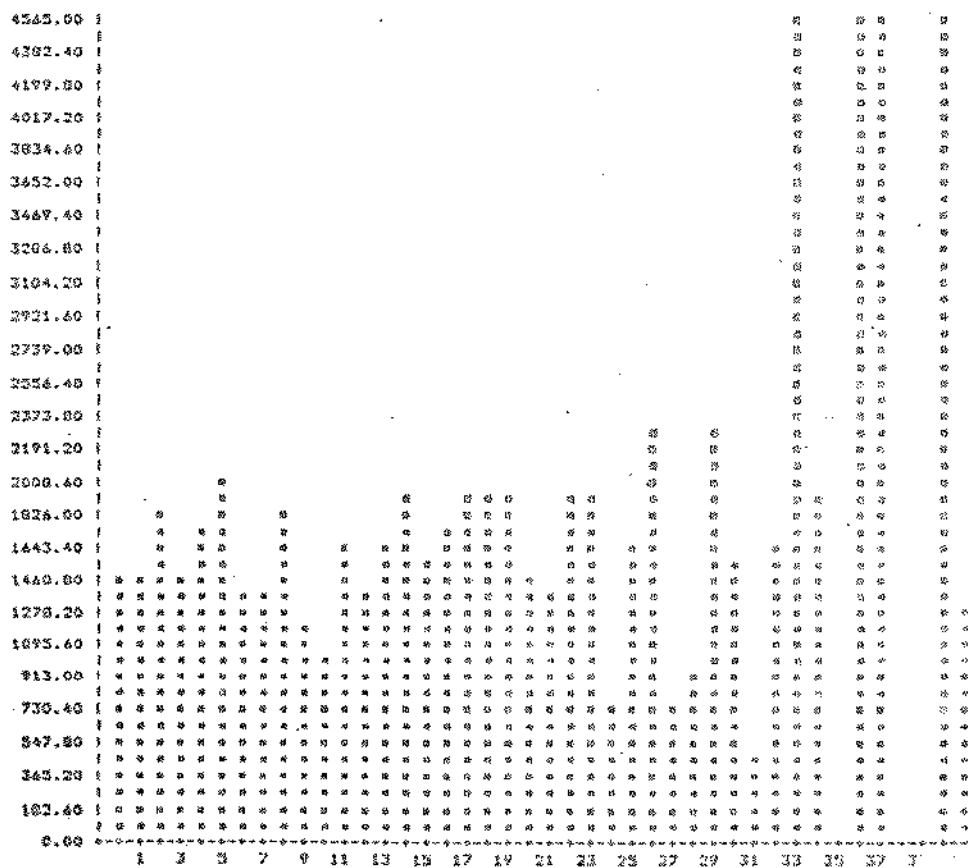
Os histogramas a seguir mostram as trajetórias do volume e da turbinagem de SBD para as funções objetivos estudadas. O vertimento é nulo durante todo o horizonte de estudo.

Histogram: VOLUME SCORADINGS (has)



VOLUME INITIAL 19404.0 (has).

Histogram: TURBINACH SCORADINGS (has)

Max 23
27

5.4. DESACOPLAMENTO

Inicialmente, consideramos o complexo MXT/PA I-II-III como uma única usina para depois desacoplá-las e estudarmos a possibilidade de obter ganhos energéticos com uma representação mais refinada do sistema.

Devido a necessidade de um Programação Linear haver um número fixo de variáveis básicas e não-básicas, as usinas de MXT e PA I-II-III estão completamente desativadas, pois o ganho energético ao se turbinar em PA IV é maior que na cascata formada por essas duas usinas. A tendência é portanto, de MXT e PA I-II-III entrarem em operação apenas quando a turbina gem de PA IV atingir seu limite físico superior.

Quando fizemos o teste do desacoplamento, os resultados do problema acoplado e desacoplado foram idênticos, pois as duas usinas que seriam afetadas pelo desacoplamento estavam inoperantes.

Para avaliarmos a influência exercida pelo desacoplamento, tivemos que fazer uma simulação, na qual a capacidade de geração da usina de PA IV estivesse reduzida de duas máquinas, nessa situação as usinas do complexo MXT/PA foram obrigadas a entrar em operação.

Os resultados do problema acoplado e do problema desacoplado continuaram a ser idênticos, donde se conclui que para fins da operação semanal o desacoplamento não provoca nenhuma alteração. Esse resultado era esperado pelo fato das usinas de PA I-II-III serem a fio d'água e possuírem uma capacidade de engolimento muito próxima à de MXT.

O desacoplamento deve ser considerado, na existência de problemas que torne grande a diferença da capacidade de engolimento das duas usinas, ou em programas de operação com horizonte menor, onde se exige um maior grau de detalhamento do sistema.

Quanto ao modelamento matemático, o acoplamento desaparece

com o balanço hidráulico em Delmiro Gouveia, a produtibilidade da turbina-gem u_2 (no balanço de MXT) passa a ser a soma da de MXT mais a média de PA I-II-III, e o vertimento v_2 deve ser realizado nas duas usinas.

5.5. CARACTERIZAÇÃO DA PONTA

Os primeiros testes realizados consideravam três discretizações horárias de 8 horas. Com a finalidade de se caracterizar a ponta do sistema as três discretizações passaram a ter durações diferentes:

Carga Leve - 9 horas

Carga Média - 10 horas

Carga Pesada - 5 horas

Os resultados passaram a ser sensivelmente melhores quando da introdução desses intervalos com duração diferentes, pelo fato de passarmos um tempo menor no período de demanda máxima.

O tempo computacional permanece praticamente o mesmo.

5.6. DIFUSÃO

Quando começamos a levar em conta o fenômeno da difusão da água que viaja de SBD à MXT, os resultados dos nossos testes melhoraram.

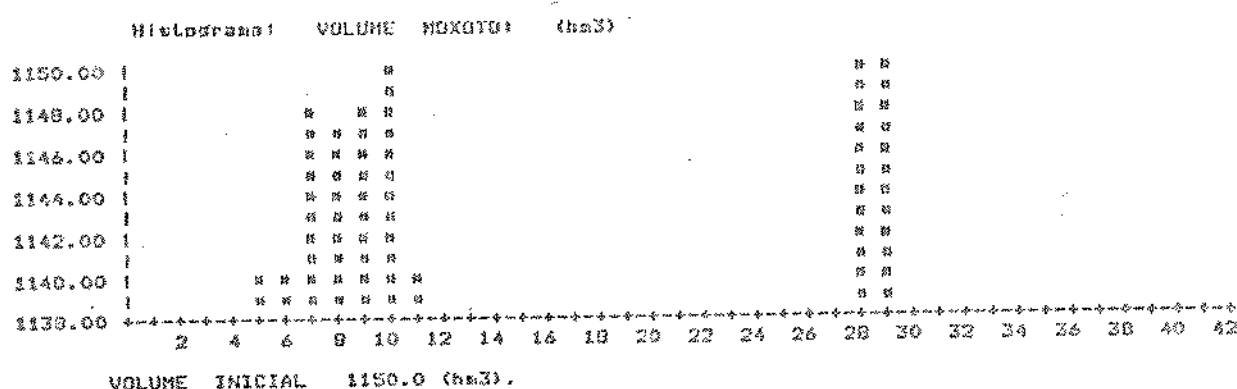
Feita uma análise, chegamos à conclusão de que essa melhora se deve ao fato de MXT conseguir, com a difusão, uma capacidade de regulação mais eficiente, pois sua afluência tornou-se mais regular. O reservatório de MXT, consegue estar no limite superior quase sempre no início dos períodos de maior carga, deplecionando-se durante os mesmos.

Os histogramas seguintes mostram a trajetória do volume de MXT sem a difusão e com a difusão.

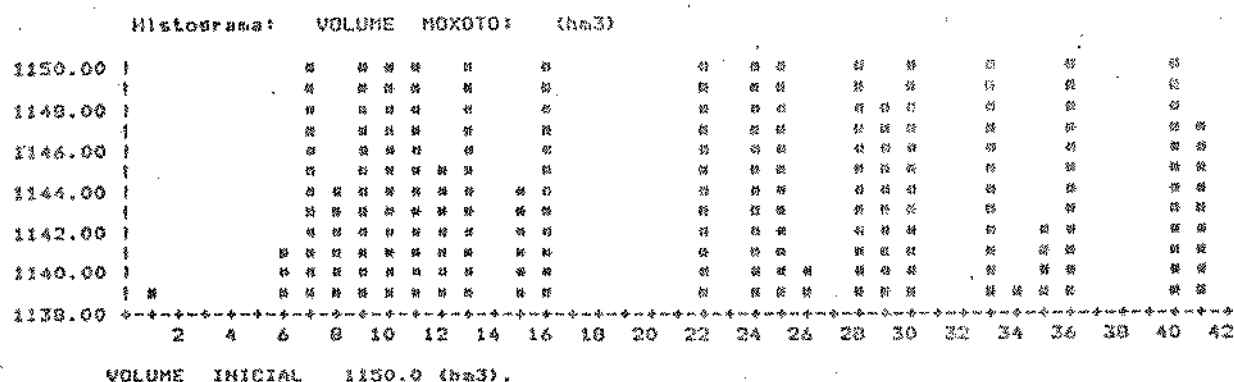
Uma idéia inicial era de considerarmos MXT a fio d'água, não por ser um reservatório muito pequeno, mas pela restrição imposta pela operação de PA IV, que permite ao seu volume variar apenas apenas 12 hm^3 , o que corresponde a uma variação na cota de aproximadamente 10 cm (calculada pelo polinômio).

Essa idéia fica completamente descartada com a introdução da difusão em nossos estudos. Realmente, foram feitos testes considerando-se MXT a fio d'água e os resultados obtidos foram muito inferiores, donde se conclue que é fundamental se permitir uma variação, por pequena que seja, no volume armazenado em MXT.

O tempo computacional aumenta para 1 minuto e 10 segundos.



Sem Difusão



Com Difusão

5.7. SEM O BALANÇO HIDRÁULICO EM SBD

Por ser um reservatório com capacidade de regulação pluri-anual a influência sentida por SBD numa operação bi-semanal é pequena; podemos então desprezar o seu balanço hidráulico (sub-diário) nos preocupando apenas com o seu estado inicial e final, ou seja, um balanço hidráulico bi-semanal.

Para tanto, somamos as 42 equações de balanço hidráulico em SBD, obtendo-se:

$$x_1^{42} = x_1^0 + \sum_{m=0}^{41} (y_1^m - u_1^m - v_1^m)$$

Nesse teste representamos a nossa função objetivo pela seguinte equação:

$$x_1^{33} + \sum_{m=33}^{41} y_1^m = x_1^{42} + \sum_{m=33}^{41} (u_1 + v_1)^m$$

O valor obtido para o critério é idêntico ao do teste no qual considerávamos o balanço hidráulico de SBD integralmente, mas com trajetórias diferentes (existem muitas soluções ótimas nesse problema).

Houve uma redução muito grande no tempo computacional que passou de aproximadamente 1 minuto e 10 segundos para 26 segundos de CPU.

5.8. PORTO DE JUAZEIRO

A colocação das restrições que limitam a variação na defluên-

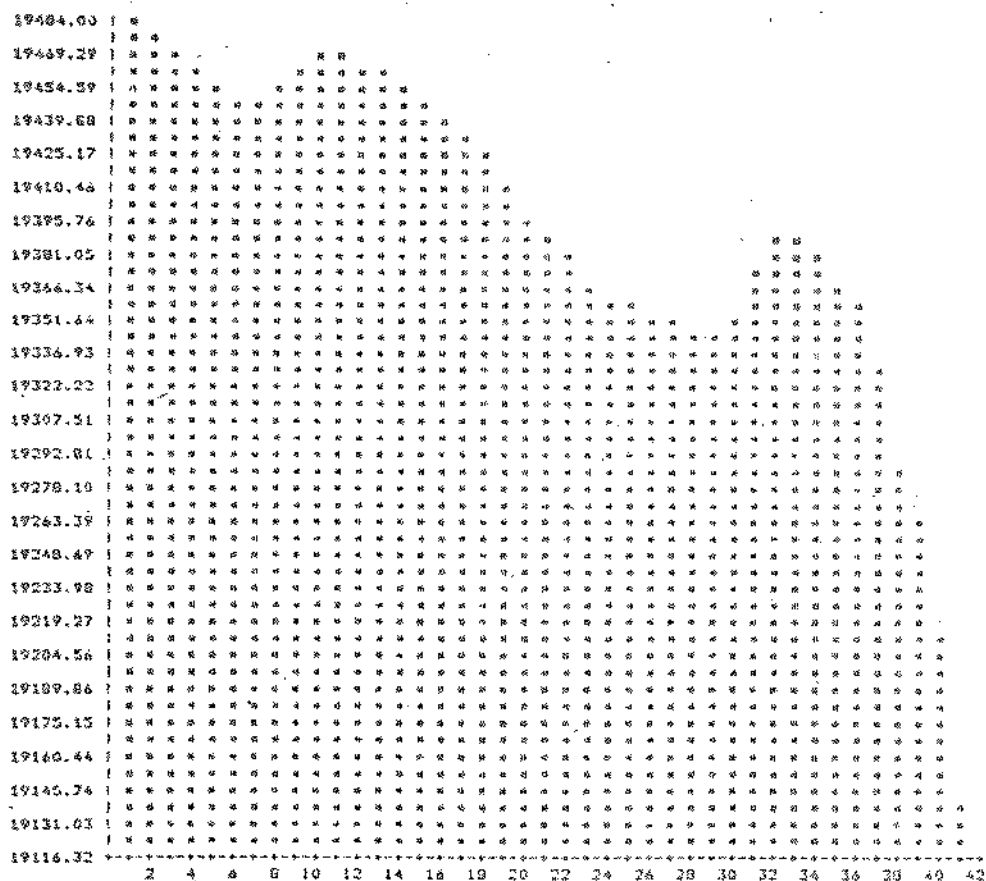
cia de SBD entre dois intervalos consecutivos, com a finalidade de não comprometer a operação do Porto de Juazeiro, tem influência acentuada nos resultados.

Quando não se permite à usina de SBD uma variação maior que $500 \text{ m}^3/\text{s}$ entre dois intervalos consecutivos, a influência desse conjunto de restrições, se faz sentir com maior intensidade.

A seguir apresentamos os resultados obtidos para uma variação máxima permissível da ordem de $250 \text{ m}^3/\text{s}$. É importante notar o quão mais suaves são as trajetórias.

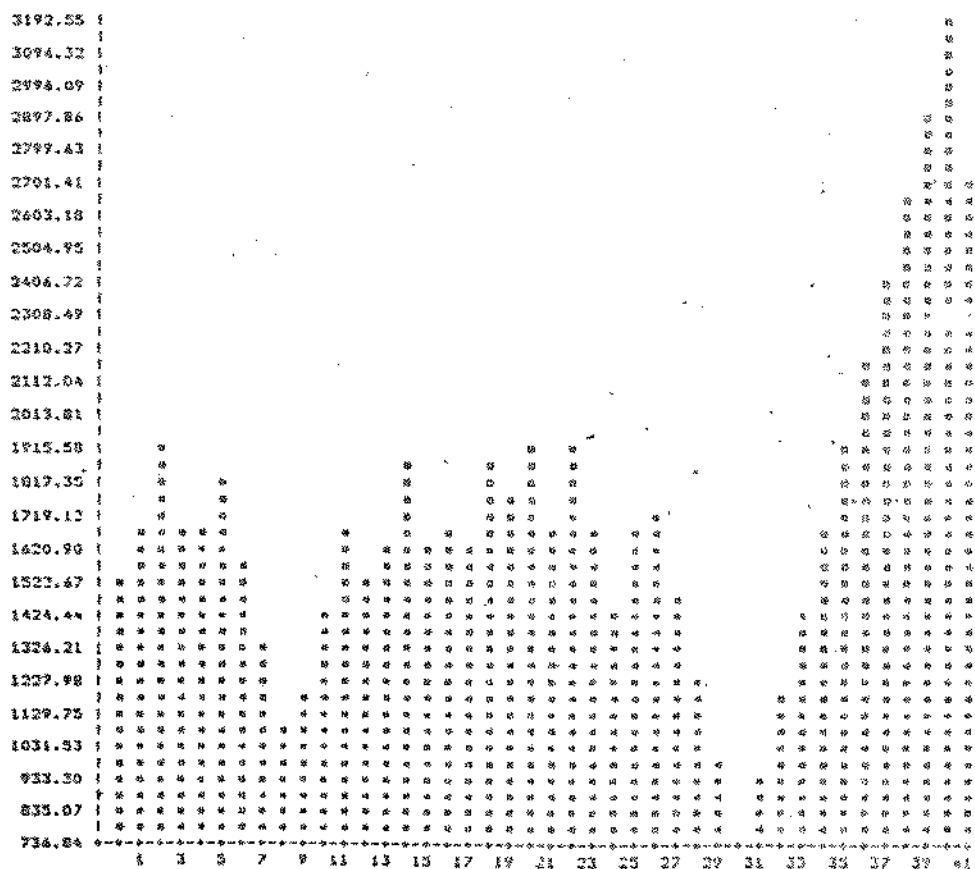
O tempo computacional sobe para aproximadamente 1 minuto.

Histogram: VOLUME SUBRADINHO (m3)



Volume initial = 19484.0 m3

Histogram: TURBINAGEM SUBRADINHO (m3/s)



5.9. INTERCÂMBIO E CARGAS INTERRUPTÍVEIS

A alocação ótima da energia contratada no intercâmbio e da energia dispendida no atendimento de cargas interruptíveis, provoca uma melhora nos resultados, embora os contratos da importação e do fornecimento sejam de valores praticamente idênticos.

A melhora se dá pelo fato do sistema importar energia quando está "apertado" e atender a energia interruptível quando estiver "folgado".

O tempo computacional sobe para aproximadamente 1 minuto e 20 segundos.

5.10. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO NO MÉDIO S. FRANCISCO

Apresentaremos agora, de forma completa os resultados obtidos pelo Modelo de Otimização para a Operação Hidroenergética da cascata do S. Francisco.

Está sendo considerado o sistema atual da CHESF por isso não aparece, ainda, o intercâmbio com a ELETRONORTE. Também está sendo desconsiderado o atendimento de cargas interruptíveis.

Em contatos mantidos com a CHESF, obtivemos informações adicionais que são colocadas agora, como por exemplo a necessidade de um turbinamento mínimo em MXT de $200 \text{ m}^3/\text{s}$ e em SBD de $800 \text{ m}^3/\text{s}$, por questões de segurança.

Praticamente todos os testes realizados até agora tiveram como função objetivo $\text{Max } x_1^{33}$, devido aos problemas advindos por sua utilização, ela será substituída por uma nova função objetivo, na qual nos preocuparemos não em maximizar apenas o volume de SBD num determinado intervalo, mas sim toda a energia armazenada no sistema num intervalo. Os resultados obtidos até agora não ficaram prejudicados com essa substituição.

Essa nova função objetivo está descrita na seguinte equação:

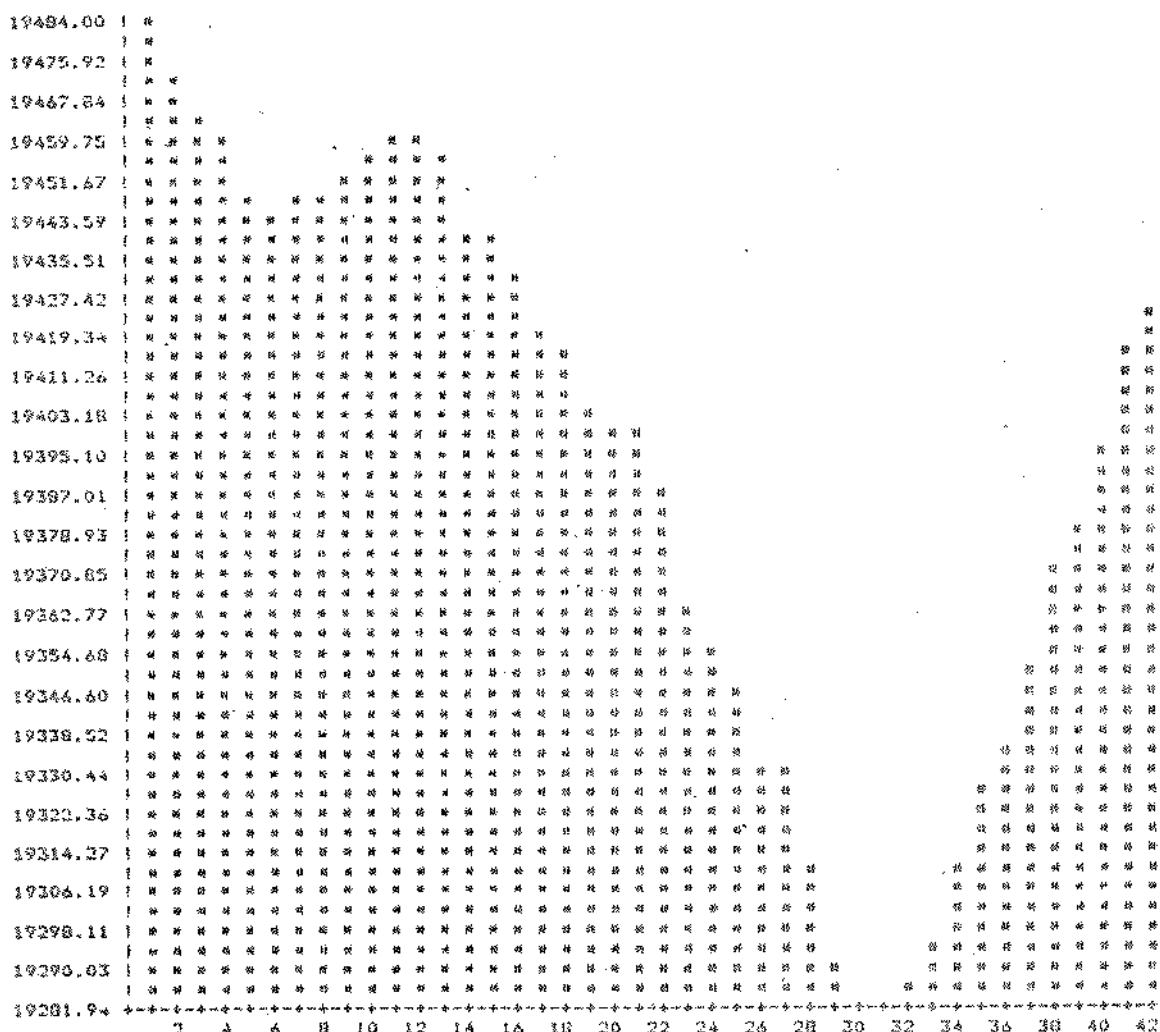
$$\text{Max}(p_s + p_c)x_1^{21} + p_c \{x_2^{21} + \sum_{m=1}^9 (u_1 + v_1)^{21-m}\} - p_s \sum_{m=21}^{41} v_1^m - p_c \sum_{m=21}^{41} (v_2^m + v_4^m)$$

onde

p_s - produtibilidade de SBD = A_1

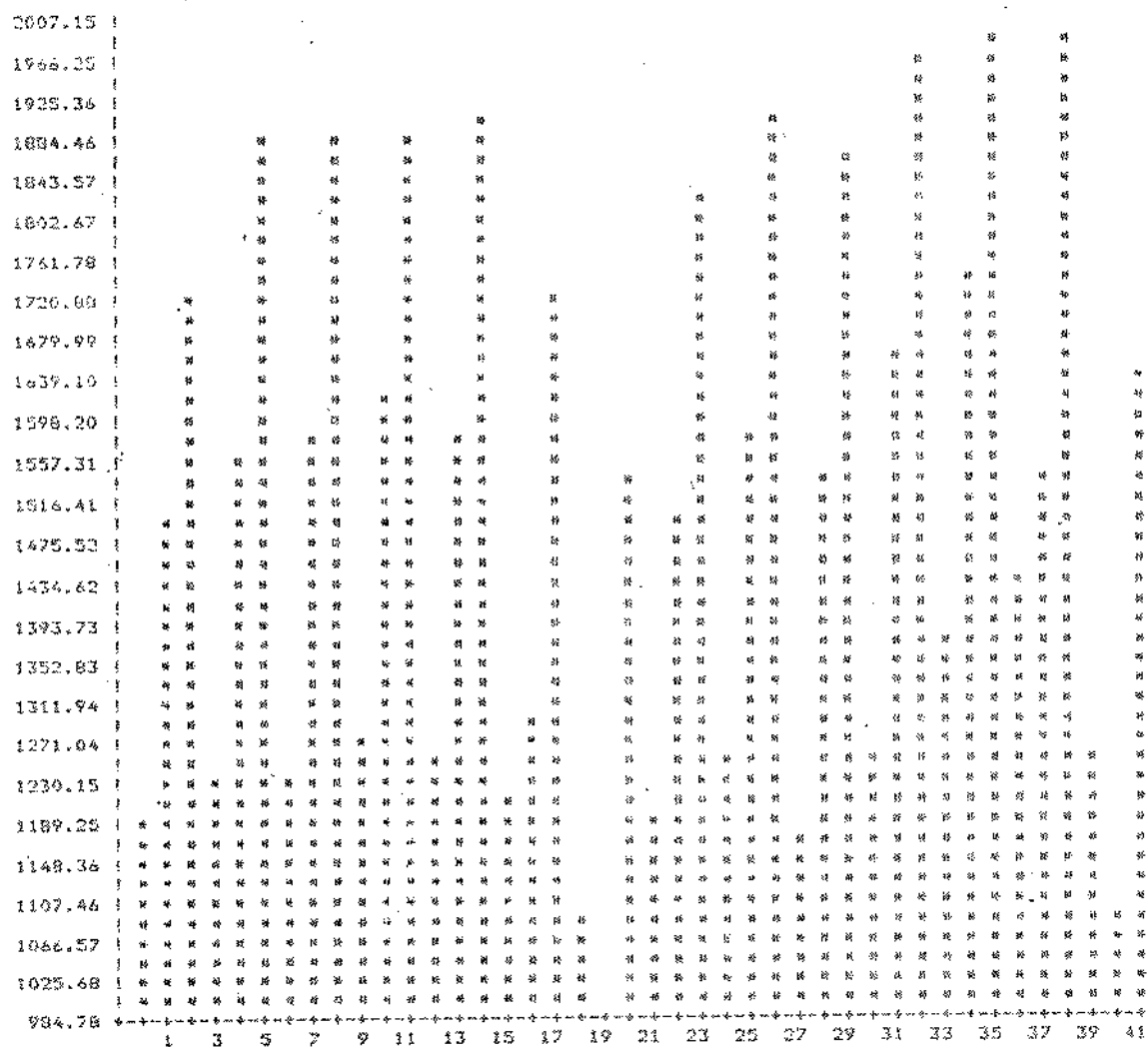
p_c - produtibilidade média do complexo MXT/PA = $\frac{(A_2 + A_3) + A_4}{2}$

Histograma: VOLUME SOBRAFINHO (hm3)

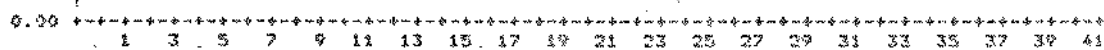


Volume inicial = 19484.0 hm3

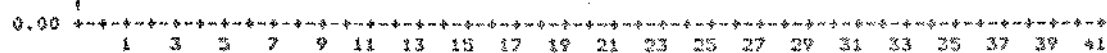
Histograma: TORDINADEN PA-10 (m3/s)



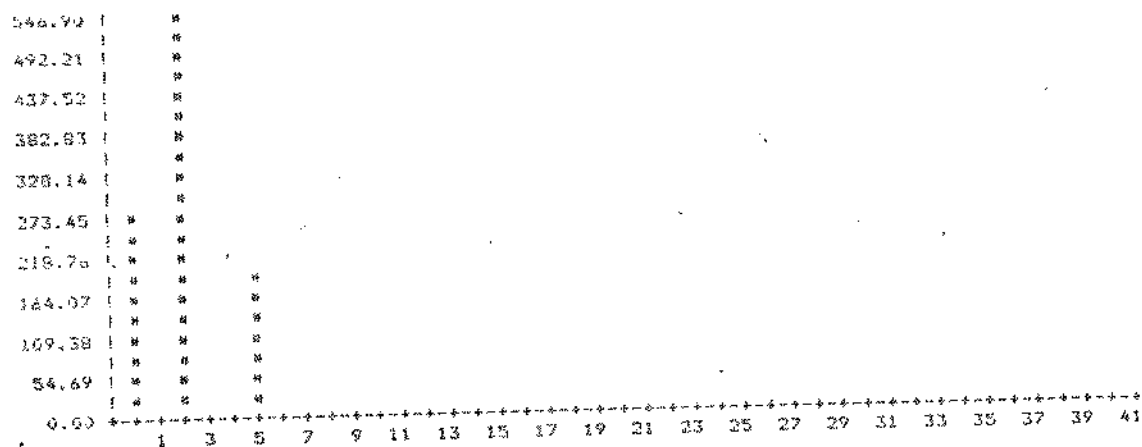
Histograma: VERTIMENTO SOBRADINHO (m3/s)



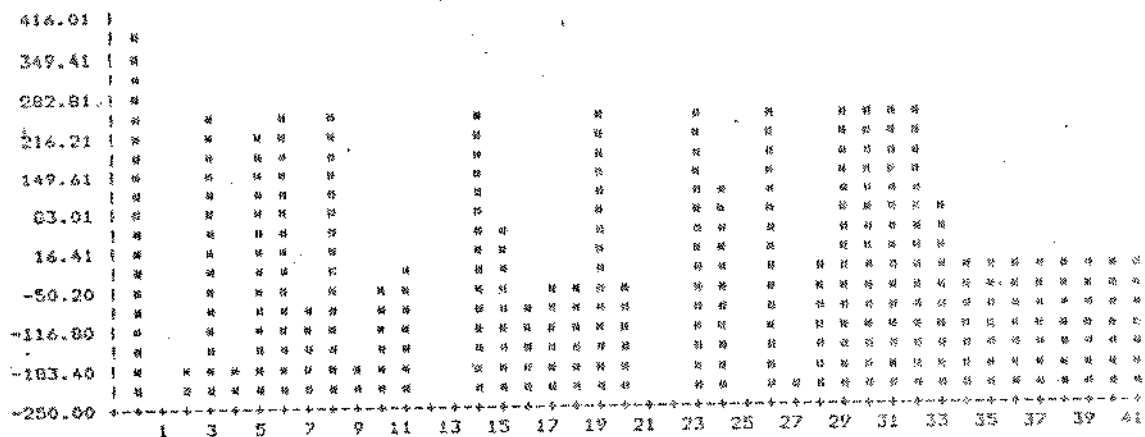
Histograma: VERTIMENTO MOKOTO/PA I-II-III (m3/s)



Histograma: VERTIMENTO PA-IV (m3/s)



Histograma: VARIAÇÃO DA DEFLUÊNCIA DE SDD.



INTL	VEL. SBD	VEL. MXT	TURB. SBD	TURB. MXT/PA123	TURB. PA4	VERT. MXT/PA123	VERT. SBD	VERT. PA4	VAR. DEFLU SBD
	19484.0	1159.0	1538.0	200.0	1203.9	0.0	0.0	285.9	416.0
1	19484.0	1144.7	1778.0	200.0	1510.6	0.0	0.0	0.0	-250.0
2	19475.0	1138.0	1940.7	200.0	1733.8	0.0	0.0	546.9	-142.7
3	19467.6	1141.5	1690.8	200.0	1237.9	0.0	0.0	0.0	250.0
4	19461.2	1145.0	1867.9	200.0	1572.5	0.0	0.0	0.0	-177.1
5	19447.7	1138.0	1632.4	200.0	1889.0	0.0	0.0	310.4	335.4
6	19445.2	1145.0	1382.4	200.0	1243.3	0.0	0.0	0.0	250.0
7	19448.7	1158.0	1451.0	200.0	1588.3	0.0	0.0	0.0	-68.5
8	19450.3	1140.5	1201.0	200.0	1899.8	0.0	0.0	0.0	250.0
9	19455.5	1150.0	1357.8	200.0	1273.8	0.0	0.0	0.0	-156.8
10	19458.8	1150.0	1407.4	200.0	1629.3	0.0	0.0	0.0	-49.2
11	19460.6	1138.0	1424.0	200.0	1888.8	0.0	0.0	0.0	-16.6
12	19461.2	1147.0	1674.0	200.0	1270.5	0.0	0.0	0.0	-250.0
13	19456.5	1150.0	1924.0	200.0	1596.4	0.0	0.0	0.0	-250.0
14	19442.2	1142.4	1674.0	200.0	1921.8	0.0	0.0	0.0	250.0
15	19439.6	1150.0	1620.9	200.0	1210.0	0.0	0.0	0.0	53.1
16	19433.2	1149.0	1697.3	200.0	1307.6	0.0	0.0	0.0	-76.4
17	19423.4	1140.1	1730.6	200.0	1731.1	0.0	0.0	0.0	-33.3
18	19417.8	1140.8	1775.0	200.0	1088.2	0.0	0.0	0.0	-44.4
19	19406.5	1138.0	1525.0	200.0	984.8	0.0	0.0	0.0	250.0
20	19402.8	1138.2	1574.5	200.0	1542.1	0.0	0.0	0.0	-49.5
21	19400.1	1143.7	1824.5	200.0	1191.0	0.0	0.0	0.0	-250.0
22	19397.1	1143.5	2065.4	200.0	1510.0	0.0	0.0	0.0	-240.9
23	19364.1	1138.0	1813.4	200.0	1826.6	0.0	0.0	0.0	250.0
24	19357.0	1148.2	1695.2	200.0	1261.8	0.0	0.0	0.0	120.1
25	19350.5	1150.0	1945.2	200.0	1587.0	0.0	0.0	0.0	-250.0
26	19334.2	1138.0	1695.2	200.0	1911.3	0.0	0.0	0.0	250.0
27	19330.5	1144.4	1897.9	200.0	1180.5	0.0	0.0	0.0	-202.5
28	19311.0	1150.0	1503.8	200.0	1548.2	0.0	0.0	0.0	-6.1
29	19290.7	1138.0	1653.8	200.0	1866.8	0.0	0.0	0.0	250.0
30	19284.7	1142.9	1404.0	200.0	1256.1	0.0	0.0	0.0	250.0
31	19281.9	1144.8	1154.0	200.0	1671.7	0.0	0.0	0.0	250.0
32	19287.9	1138.0	904.0	200.0	1985.5	0.0	0.0	0.0	250.0
33	19295.4	1149.1	800.0	200.0	1382.3	0.0	0.0	0.0	103.7
34	19311.1	1150.0	800.0	200.0	1745.2	0.0	0.0	0.0	0.0
35	19328.5	1138.0	800.0	200.0	2007.1	0.0	0.0	0.0	0.0
36	19337.3	1143.3	800.0	200.0	1439.9	0.0	0.0	0.0	0.0
37	19354.1	1146.3	800.0	200.0	1556.9	0.0	0.0	0.0	0.0
38	19372.8	1141.9	800.0	200.0	2000.5	0.0	0.0	0.0	0.0
39	19382.1	1150.0	800.0	200.0	1254.9	0.0	0.0	0.0	0.0
40	19398.9	1168.2	800.0	200.0	1102.1	0.0	0.0	0.0	0.0
41	19417.6	1141.7	800.0	200.0	1657.7	0.0	0.0	0.0	0.0
42	19426.9	1130.0							

5.11. CONCLUSÕES

Os estudos realizados mostraram que exercem grande influência sobre o sistema CHESF, o efeito da difusão da água entre SBD e MXT, a caracterização da ponta e as restrições impostas para a operação do porto de Juazeiro, portanto devem ser sempre considerados.

O desacoplamento das usinas de MXT/PA I-II-III não possibilita, em condições normais de operação, a obtenção de qualquer ganho energético para o sistema e portanto não deve ser considerado.

O intercâmbio com a ELETRONORTE terá papel muito importante quando da entrada em operação de Tucuruí, e portanto deve ser considerado.

Também deve ser considerado o atendimento de cargas interruptíveis, pois representa uma energia subsidiada o que pode representar altos custos para a CHESF.

Quanto ao balanço energético do sistema, um ponto que merece atenção especial é a determinação precisa, da variação permissível na cota de MXT, pois é possível se obter grandes ganhos energéticos ampliando sua faixa de operação.

Outro ponto que merece atenção especial é a escolha da função objetivo e seria muito interessante que viesse a ser discutida em conjunto com técnicas da CHESF.

Das funções objetivo estudadas, as duas primeiras $\text{Max } x_1^{42}$ e $\text{Max } x_1^{33}$, não são indicadas para uma aplicação real do programa por apresentarem problemas no período seguinte de estudos.

A última função objetivo $\text{Max}(p_s + p_c)x_1^{21} + p_c(x_2^{21} +$
 $+ \sum_{m=1}^9 (u_1 + v_1)^{21-m}) - p_s \sum_{m=21}^{41} v_1^m - p_c \sum_{m=21}^{41} (v_2^m + v_4^m)$ propõe que o intervala-

lo onde se maximiza toda a energia do sistema esteja mais distante do final do horizonte, com o intuito de diminuir a influência do atraso da água entre SBD e MXT, parece que pode ser explorada para uma operação real do sistema.

Seria interessante que a interligação de dois períodos de estudos consecutivos fosse discutido em conjunto com a CHESF e que aproveitasse para uma comparação entre os resultados obtidos pela programação e os da operação real do sistema.

O aparecimento de novas usinas, como por exemplo, Itaparica ou Xingô não vão apresentar problemas para serem absorvidos, não causando nenhuma modificação radical no modelo e na programação. Em nossa opinião, a construção de Itaparica, deve favorecer a utilização desse planejamento, por diminuir a distância entre reservatórios da cascata, e por seu reservatório ter capacidade de regularização mensal.

Como continuação desse trabalho deixaríamos três sugestões, a primeira de que houvesse um tratamento especial para a matriz A , aproveitando seu alto grau de esparsidade e sua estrutura particular.

A segunda de que se estudasse um aumento no horizonte de estudo, a fim de minimizar a influência do tempo de viagem da água entre SBD e MXT e facilitar a passagem de um período de estudos a outro consecutivo.

Por fim, aproveitar a existência de inúmeras soluções múltiplas no problema para se tentar forçar uma periodicidade na dinâmica do sistema, aproveitando que a sua demanda não apresenta variações bruscas de um período a outro, facilitando o trabalho de operação.

BIBLIOGRAFIA

- [1] M.A. CARDOSO - "Um Modelo de Programação Linear para a Operação Semanal de um Parque Hidroelétrico - Tese de Mestrado, IMECC, UNICAMP, 1981.
- [2] C. LYRA Fº, A. FRIEDLANDER, J.C. GEROMEL - "Coordenação da Operação Energética no Médio São Francisco por um Método de Gradiente Reduzido". 49 Congresso Nacional de Matemática Aplicada e Computacional, Rio, 1981.
- [3] P.A. MELO, M.A. CARDOSO, H.M. TAVARES, C. LYRA Fº - "Coordenação da Operação Energética a Curto Prazo no Médio S. Francisco". VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- [4] M. SAKAROVITCH - "Notes on Linear Programming". Van Nostrand Reinhold Company, 1970.
- [5] M.S. BAZARAA, J.J. JARVIS - "Linear Programming and Network Flows". John Wiley & Sons, 1979.
- [6] D.G. WENBERGER - "Introduction to Linear and Nonlinear Programming". Addison-Wesley Publishing Company, 1973.
- [7] "Sistema de Programação da Operação". Relatório Técnico - RT-DOEH - 10/81 - CHESF.
- [8] M.V.F. PEREIRA, L.M.V.G. PINTO - "A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems". IEEE PES 1982 Winter Meeting, New York, January 31 - February 5, 1982.

- [9] P.B. CORREIA - "Alocação Horária da Demanda Energética no Sistema Hidroelétrico do Médio São Francisco" - Tese de Mestrado, FEC, UNICAMP, 1984.