

Este exemplar corresponde à redação final
da tese defendida por MARCIUS FABRIS
HENRIQUES DE CARVALHO e aprovada
pela Comissão Julgadora em 11.12.87

Alexandre Soares F.

777.021.02
MODELOS DE FLUXO EM REDES APLICADOS
A SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

J.B.F.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

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

Marcus Fabius Henriques de Carvalho

Prof. Dr. Secundino Soares Filho
Orientador

A Marilandi, Julinha, Carolina,
Marquinhos e Mariana

A meus pais, Marcos e Honorina

AGRADEÇO

Ao amigo, orientador e professor Secundino que tornou este trabalho realizável.

Ao Hermano que com sua experiência muito ajudou.

Ao Adriano, Akebo, Cassilda, Ferreira, Marinho, Ronald, Taka, Beth e Giselene pelo incentivo e participação neste trabalho.

A dona Yolanda pela "ajuda".

A Taka pela edição deste trabalho.

Este trabalho de pesquisa contou com o suporte financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq.

R E S U M O

Este trabalho propõe modelos de fluxo em rede para representação dos problemas de alocação de recursos em sistemas hidrotérmicos. Inicialmente, é utilizado o modelo de fluxo em rede capacitada para os problemas de alocação de recursos na rede hidráulica com afluência determinística. Na resolução são exploradas a separabilidade da função objetivo e a estrutura especial da rede hidráulica que permitem grande redução do tempo computacional e requisito de memória. Como exemplo, uma parte significativa do sistema sudeste brasileiro, composta por 20 hidroelétricas e 36 intervalos de tempo pode ser otimizada em um microcomputador requerendo 42 kbits de memória.

A compatibilização das disponibilidades de geração com as necessidades das demandas, considerando as restrições operativas e de segurança do sistema de transmissão passa pela formulação de um problema de alocação de potência ativa. Um dos caminhos para a resolução deste problema é a utilização de modelos de fluxo em rede. A segunda parte deste trabalho apresenta a evolução dos algoritmos de fluxo em rede na resolução dos problemas de alocação de potência comentando suas limitações. A seguir, propõe uma nova formulação como um problema de fluxo em rede com restrições lineares adicionais e sugere um método de solução baseado no GUB (Generalized Upper Bounding Technique) que aproveita a estrutura especial do conjunto de restrições. É feita uma comparação dos modelos e caminhos para novas pesquisas na área são sugeridos.

ÍNDICE

	Pág.
I - INTRODUÇÃO	02
II - MODELO PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO A MÉDIO PRAZO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO.....	05
1. INTRODUÇÃO	05
2. CLASSIFICAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS	07
3. FUNÇÃO DE BENEFÍCIO DA PRODUÇÃO HIDRÁULICA	07
4. CONJUNTO DE RESTRIÇÕES	11
5. CONSIDERAÇÃO IMPLÍCITA DAS USINAS	13
6. MODELO DE FLUXO EM REDE PARA O PROBLEMA HIDROTÉR MICO	14
III - MÉTODO DE SOLUÇÃO	18
1. INTRODUÇÃO	18
2. MATRIZ DE DEFLUÊNCIA BÁSICA	19
3. A PARTIÇÃO DE VARIÁVEIS E SUA INFLUÊNCIA NO PRO CESSO DE CONVERGÊNCIA	21
4. PARTIÇÃO DIRIGIDA DE VARIÁVEIS	23
5. O ALGORÍTMO POSH	31
6. DISCRETIZAÇÃO VARIÁVEL	33
IV - APLICAÇÕES E CONCLUSÕES	37
1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA	37
2. CONVERGÊNCIA DO ALGORÍTMO POSH	39
3. ANÁLISE DOS RESULTADOS	41
4. CONCLUSÕES	50

V - ALOCAÇÃO DE POTÊNCIA POR FLUXO EM REDE	53
I. INTRODUÇÃO	53
II. MODELO DE TRANSPORTE APLICADO A REDE ELÉTRICA .	56
1. MODELO LINEAR	56
2. MODELO QUADRÁTICO	60
3. O FLUXO DE CARGA EM CORRENTE CONTÍNUA (FCCC)	
4. O FCCC COMO UM PROBLEMA DE MÍNIMO ESFORÇO ..	63
VI - ALOCAÇÃO DE POTÊNCIA POR FLUXO EM REDE COM RESTRI- ÇÕES ADICIONAIS	69
1. INTRODUÇÃO	69
2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	69
3. ALGORÍTMO PARA A SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO EM REDE COM RESTRIÇÕES LINEARES ADICIONAIS	73
VII - APLICAÇÃO	84
1. COMPARAÇÃO DOS MODELOS	84
2. ARMAZENAMENTO DOS LAÇOS BÁSICOS	90
3. ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA	91
4. CONCLUSÕES	93
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	95

I - INTRODUÇÃO

Um sistema hidrotérmico de geração é composto do sistema hidráulico, do sistema térmico, do sistema de transmissão que interconecta o sistema de geração ao sistema de demanda de energia como ilustrado na figura 1.

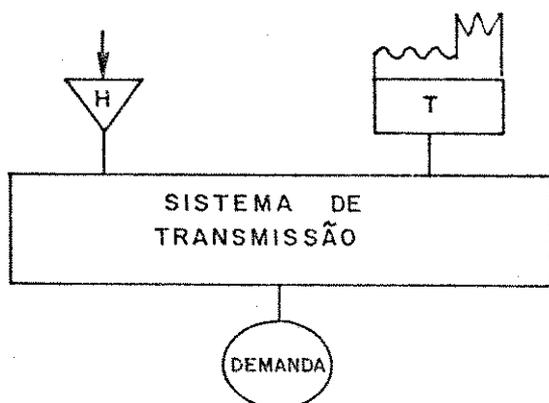


Figura 1. Sistema hidrotérmico.

Devido ao tamanho e a limitação dos recursos do subsistema hidráulico, um planejamento cuidadoso da operação do sistema hidrotérmico de geração se torna necessário para determinar quando e onde se usar os recursos hidráulicos e térmicos do sistema. Este planejamento é normalmente subdividido em etapas que cobrem diferentes horizontes [1,2].

O problema de longo prazo cobre o horizonte de até 10 anos em períodos mensais, cinco anos dos quais adicionados para obtenção da solução de regime. Representa a cascata por um único reservatório equivalente de energia e otimiza a estratégia plurianual de operação do sistema hidrotérmico. O risco de

déficit de energia e o valor esperado do déficit são ajustados em valores aceitáveis e o custo esperado da complementação não hidráulica é determinado. A energia afluenta é modelada como um Processo Markoviano e a demanda de energia é considerada deterministicamente. Os resultados são obtidos por Programação Dinâmica Estocástica em forma de políticas operativas, tabelas de decisão térmica e de custo marginal da água, que são repassados ao planejamento de médio prazo.

O modelo a médio prazo possui o horizonte de um ou mais anos (na Hidro-Quebec, Canadá, usa-se 2 anos [2]) com intervalos semanais ou mensais. As demandas e as afluências são supostas conhecidas. Todos os reservatórios e usinas geradoras com capacidade de regularização inter-períodos são representados explicitamente bem como suas restrições operativas. Normalmente a solução é obtida por programas de programação não linear adaptados a estrutura do problema hidrotérmico.

O planejamento de curto prazo tem horizonte semanal com intervalos horários. Sua formulação e solução são similares àquelas do problema de médio prazo, exceto que os reservatórios de oscilação ultra-períodos são também considerados. A meta de geração por usina, informada pelo médio prazo, é desagregada acarretando um valor econômico para a água utilizada durante a semana. Como solução são obtidas escalas de produção e trajetórias para armazenamentos e defluências, que podem ser utilizadas como guias de operação em tempo real.

A parte I dessa tese se ocupa do planejamento hidrotérmico a médio prazo com afluências e demanda determinísticas.

O capítulo II mostra que o problema hidrotérmico determinístico pode ser modelado por fluxo em rede capacitada. Es

ta rede é uma arborescência expandida no tempo [7] e possui a particularidade de ter somente dois arcos divergentes por nó.

O capítulo III discute a solução do problema por algoritmos específicos de fluxo em rede, discute a partição de variáveis e aproveita as particularidades da rede hidráulica para propor o Programa para Operação de Sistemas Hidrotérmicos (POSH). Este programa possibilita a introdução de uma série de procedimentos que agiliza o processo de convergência.

No capítulo IV a eficiência e flexibilidade do algoritmo POSH são comprovadas por aplicações no sistema de geração do sudeste brasileiro. Uma análise comparativa entre esse modelo de otimização e modelos de simulação usados no planejamento energético é apresentada.

A parte II dessa tese procura compatibilizar as disponibilidades de geração com as necessidades das demandas, considerando as restrições operativas e de segurança do sistema de transmissão. Um dos caminhos para esta compatibilização passa pela formulação de um problema de alocação de potência ativa como um problema de fluxo em rede.

No capítulo V, é feita uma revisão da aplicação dos modelos de fluxo em rede na solução dos problemas de alocação de potência. Além disso o fluxo de carga em corrente contínua é modelado como um problema de mínimo esforço. As limitações destes modelos são também apresentadas.

No capítulo VI o problema de alocação de potência é modelado como um problema de fluxo em rede com restrições lineares adicionais. Para tirar partido da estrutura especial do problema, o GUB (Generalized Upper Bounding Technique) é sugerido como método de solução.

No capítulo VII os resultados dos modelos discutidos no capítulo V e VI são apresentados e caminhos para novas pesquisas na área são sugeridos.

II - MODELO PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO A MÉDIO PRAZO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO

1. INTRODUÇÃO

O planejamento a médio prazo do sistema hidrotérmico tem como objetivo determinar a quantidade de água defluída de cada reservatório do sistema hidráulico, a cada período, tal que o custo operacional seja minimizado ao longo do horizonte de planejamento e sejam atendidas as restrições físicas, operativas, ambientais, econômicas sociais, etc. O custo operacional inclui o custo do combustível para as unidades térmicas, custo para a importação dos sistemas vizinhos e penalidades devido ao não suprimento da carga.

Se a afluência às unidades geradoras fosse suficiente para atender a todas estas restrições em todos os períodos, não haveria necessidade de reservatórios e o custo de operação do sistema seria nulo. Contudo a existência de períodos com baixas afluências e períodos com altas afluências torna necessário a construção de reservatórios visando o armazenamento e regularização das afluências dos períodos úmidos para os períodos secos.

Dois aspectos tornam o problema de gerenciamento dos recursos hidráulicos bastante complexo. O primeiro deles é a incerteza das vazões afluentes, o que é considerado somente por modelos que agregam o sistema hidráulico em reservatório equivalente [3] e que têm como técnica de solução a programação dinâmica estocástica [4,5]. O segundo aspecto é o acoplamento hi-

dráulico entre os vários aproveitamentos, que obriga uma representação individualizada de cada usina.

Considerar a incerteza na afluência e ao mesmo tempo manter a representação individualizada de cada usina se torna possível através de um esquema adaptativo [2,6], porque a reaplicação do modelo a intervalos regulares, com atualização das entradas e das diretrizes fornecidas pelos modelos a longo prazo, contribuirão para a auto-correção do processo.

Adotado o esquema adaptativo, torna-se necessário um algoritmo eficiente para a programação hidrotérmica. Como estabelecido pela literatura, o modelo mais adequado para a solução deste problema é o modelo de fluxo em rede. A estrutura da rede hidráulica, chamada por Rosenthal [7] de arborescência expandida no tempo, é muito particular já que cada nó possui somente dois arcos divergentes; um deles representando o volume e outro representando a defluência, agregação da turbinagem com o vertimento. Contudo os trabalhos até então propostos [7,8,9,10,11] utilizam algoritmos convencionais de fluxo em rede não explorando as características especiais da rede hidráulica.

Este trabalho propõe um algoritmo para a programação hidrotérmica - Programa para a Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH) - com afluência determinística, que explora a estrutura particular da rede hidráulica, através de procedimentos que norteiam o processo de partição de variáveis em conjunto das variáveis básicas e conjunto das variáveis não básicas. Estes procedimentos compõem a partição dirigida de variáveis e se baseiam na análise da função objetivo, na análise da função de produção hidráulica, na importância de cada usina no processo otimizador e na experiência do operador. A adoção destes proce-

mentos agilizam o processo otimizador, proporcionam uma grande redução de memória, tornam o algoritmo bastante flexível e permitem o uso de microcomputadores mesmo em aplicações a sistemas de grande porte.

2. CLASSIFICAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS

O planejamento da operação de um reservatório ao longo de um período de tempo T é necessário devido a natureza cíclica de períodos de grandes e pequenas afluências. A disponibilidade de afluência pode ser parcialmente adaptada à variação da carga por armazenamento em reservatórios que possuam capacidade suficiente para armazenar, parcial ou totalmente, as afluências extras de um período úmido para um período seco. Estes reservatórios com capacidade de regularização de afluência são chamados de reservatórios de armazenamento. Outros reservatórios não possuem capacidade de regularização inter-períodos e são tratados como se não possuíssem armazenamento (ou possuíssem armazenamento constante). A classificação de um reservatório depende do horizonte em estudo T , do intervalo de discretização Δt (dia, semana, mês), da relação entre o volume de água afluente e volume de água armazenada, e portanto da posição que ocupa na cascata.

3. FUNÇÃO DE BENEFÍCIO DA PRODUÇÃO HIDRÁULICA

Definidos os reservatórios de armazenamento, o objeti

vo do planejamento a médio prazo é, a partir de um conjunto inicial de defluências e armazenamentos, encontrar uma política ótima de gerenciamento dos recursos hidráulicos tal que os reservatórios sejam usados no sentido de evitar tanto quanto possível a utilização da complementação não hidráulica ao longo de todo o horizonte de planejamento. Portanto o objetivo é a minimização do custo total de produção de energia elétrica ou, de modo equivalente, a maximização dos benefícios econômicos da produção hidráulica.

Para um determinado período de tempo t a função de custo de produção hidrotérmica é uma função convexa e decrescente da produção hidráulica total $H(t)$, depende da demanda especificada $d(t)$, da configuração do sistema não hidráulico complementar em disponibilidade, e exprime o custo desta complementação não hidráulica (complementação térmica, importação, corte de carga, etc.) como mostrado pela figura 2. Portanto, o objeti

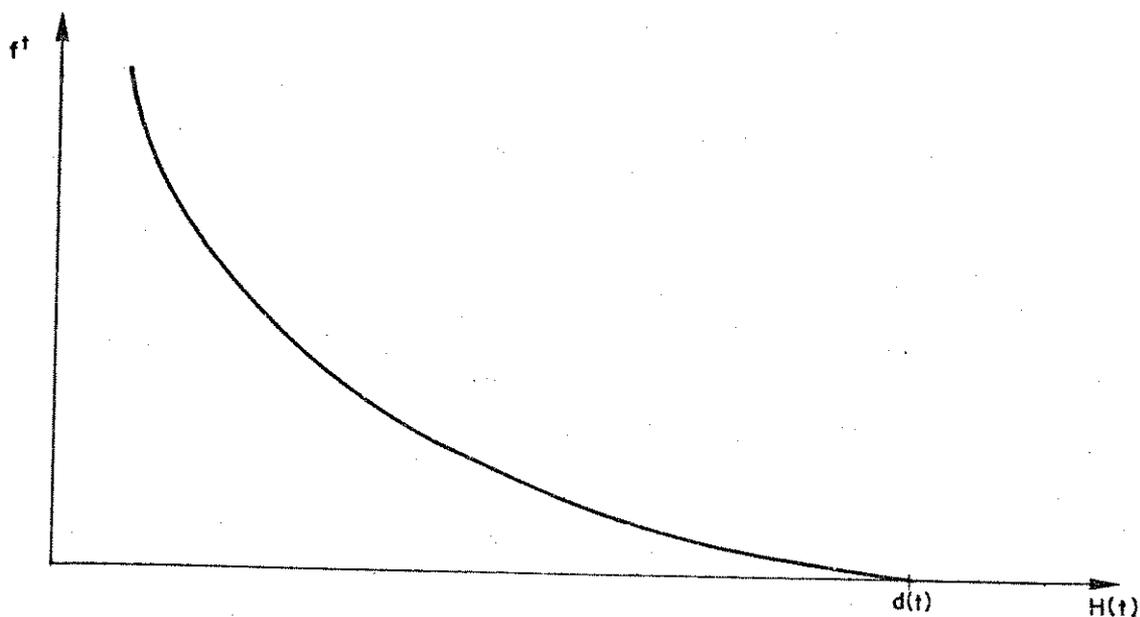


Figura 2. Custo da produção hidrotérmica.

o econômico para o problema hidrotérmico é o de minimizar F de
 finido como

$$F = \sum_{t=1}^T f^t(H(t)) \quad (1)$$

com

$$H(t) = \sum_{i=1}^N h_i(x_i(t), u_i(t)) \quad (2)$$

$$t = 1 \dots T$$

$$i = 1 \dots N$$

onde T é o número de períodos do horizonte de planejamento, N é
 o número de usinas hidroelétricas, h_i é a função de produção hi
 dráulica da usina i , $x_i(t)$ é o volume da usina i no início do
 período t , $u_i(t)$ é a defluência da hidroelétrica i no período t .

A função f^t além de não linear é não separável já que
 há interação econômica entre as variáveis de decisão. O concei-
 to econômico da função de custo de produção hidráulica se rela-
 ciona ao fato da potência unitária gerada por uma hidroelétrica
 ser igual à economia feita pela não utilização da complementa-
 ção não hidráulica (térmica, importação, corte de carga, etc.).
 Conseqüentemente o valor econômico da potência unitária gerada
 em um determinado período de tempo t , depende do total gerado
 pelo sistema hidráulico neste período. Esta propriedade caracte
 riza a não separabilidade espacial da função objetivo. Por ou-
 tro lado não há interação através da função objetivo entre as
 variáveis de decisão de diferentes períodos de tempo, já que o
 custo total é a soma dos custos de cada período, fazendo com

que a função objetivo possua a propriedade de ser aditivamente separável no tempo. Esta particularidade da função objetivo será explorada pelo algoritmo POSH.

A defluência da equação 2 é definida como sendo a soma da defluência controlada (turbinagem) com a defluência não controlada (vertimento), sendo assumido que não haverá vertimento a menos que a capacidade de turbinamento seja excedida. Esta suposição, que é realista na maioria das situações, não é adequada para períodos de afluições muito elevadas aonde costumam ocorrer vertimentos turbináveis. Nestas ocasiões, entretanto, a operação do sistema deixa os objetivos econômicos e se prende a políticas de controle de cheia.

A função h_i depende da defluência e da altura de queda, definida como a diferença entre a altura de montante e a altura de juzante. Para usinas com reservatórios de armazenamento inter-períodos adjacentes, a altura de montante é função do armazenamento. Para uma dada altura de montante a função de produção hidráulica é semelhante a figura 3. Esta função possui

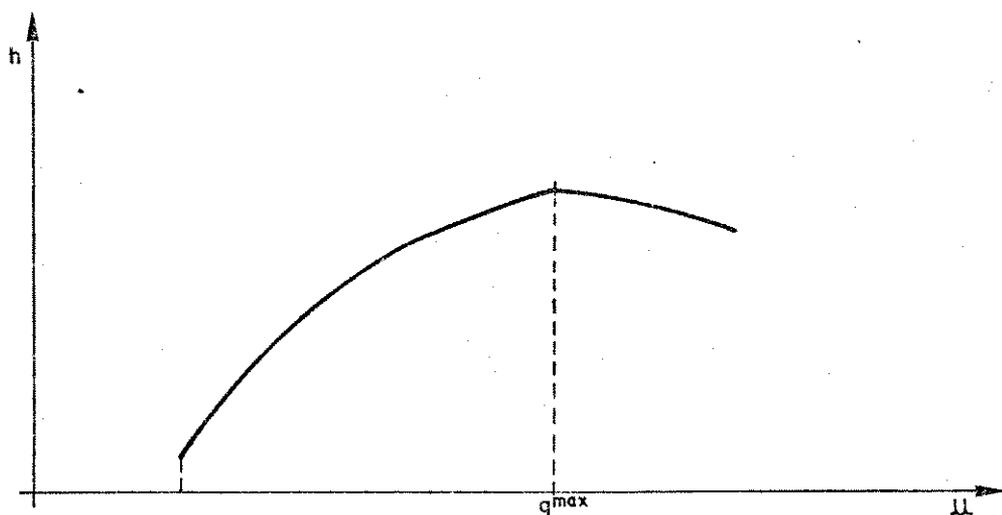


Figura 3. Função de produção.

quina (não diferenciabilidade) no ponto onde a defluência é igual à turbinagem máxima, q_{\max} . Após este ponto, h_i possui inclinação negativa refletindo a perda de produtividade, associada à elevação do canal de fuga, devido ao vertimento.

4. CONJUNTO DE RESTRIÇÕES

São considerados dois conjuntos de restrições na solução do problema hidráulico; as restrições físicas e as restrições operativas. As restrições físicas, representadas pelas equações de continuidade e volumes máximos dos reservatórios, expressam vínculos rígidos do sistema hidráulico e não devem ser violadas em nenhuma circunstância. As restrições operativas, de volume mínimo operativo para evitar perda excessiva de produtividade; volume máximo operativo visando assegurar volume de espera para controle de cheias; defluências mínimas e máxima devido a restrições de navegação e/ou controle de cheia, não representam limites rígidos do sistema.

O primeiro conjunto, das restrições físicas, considera a equação de balanço hidráulico para cada usina geradora com armazenamento e cada período de tempo, como indica a equação

$$x_i(t+1) = x_i(t) + y_i(t) + \sum_{k \in \Omega_i} u_k(t) - u_i(t) \quad (3)$$

$$i = 1 \dots N$$

$$t = 1 \dots T$$

sendo $y_i(t)$ a afluência incremental da i -ésima usina no período t e Ω_i o conjunto das usinas imediatamente a montante da i -ési-

uma usina. Para as L usinas a fio d'água e usinas sem capacidade de regularização entre dois períodos consecutivos, a equação de balanço se torna

$$y_{\ell}(t) + \sum_{k \in \Omega_{\ell}} u_k(t) - u_{\ell}(t) = 0 \quad (4)$$

$$\ell = 1 \dots L$$

O segundo conjunto, das restrições operativas, é representado pelos limites superiores e inferiores dos volumes dos reservatórios e defluências de cada usina, e são variáveis no tempo

$$\underline{x}_i(t) \leq x_i(t) \leq \bar{x}_i(t) \quad (5)$$

$$\underline{u}_i(t) \leq u_i(t) \leq \bar{u}_i(t) \quad (6)$$

onde $\underline{\cdot}$ e $\bar{\cdot}$ denotam os limites mínimos e máximos para volumes e defluências.

A consideração do volume final pode ser feita de duas maneiras distintas. A primeira é através da fixação do volume mínimo final a ser atingido

$$x_i(T+1) \geq x_{Fi} \quad (7)$$

onde x_{Fi} é o volume mínimo final pré-estabelecido para o reservatório i. Um segundo enfoque é adicionar à função objetivo uma função retorno R [13] associada ao volume final dos reservatórios

$$R(x_1(T+1), x_2(T+1), \dots, x_N(T+1)) \quad (8)$$

que é obtida das tabelas de decisão do planejamento de longo prazo. As duas abordagens podem e devem ser implementadas simultaneamente.

5. CONSIDERAÇÃO IMPLÍCITA DAS USINAS A FIO D'ÁGUA

As restrições (4) representam as usinas que não possuem reservatórios adjacentes ou usinas com pequenos reservatórios sem capacidade efetiva de regularização inter-períodos. Estes dois tipos de usinas são chamados de usinas à fio-d'água. Tomando a variável $Z_\ell(t)$ como a defluência agregada de todas as usinas situadas imediatamente a montante da i -ésima usina sem regularização, a equação (4) pode ser reescrita como:

$$u_\ell(t) = Z_\ell(t) + y_\ell(t) \quad (9)$$

A equação (9) mostra que as defluências destas usinas ficam determinadas pelas defluências das usinas imediatamente a montante, tornando desnecessária a representação de sua equação de balanço hidráulico. Entretanto o limite máximo de turbinamento deve permanecer no modelo. Maiores detalhes do procedimento para a redução do modelo matemático por implicitação das usinas sem capacidade de regularização podem ser obtidos em [11].

6. MODELO DE FLUXO EM REDE PARA O PROBLEMA HIDROTÉRMICO

As variáveis de decisão do problema hidrotérmico são a defluência e o volume armazenado. Reescrevendo a equação (3) como

$$x_i(t+1) + u_i(t) = x_i(t) + \sum_{k \in \Omega_i} u_k(t) + y_i(t) \quad (10)$$

verifica-se que é uma equação de balanço que se repete a cada intervalo de tempo e para cada reservatório, podendo ser representada por um nó de índice (i,t) como na figura 4.

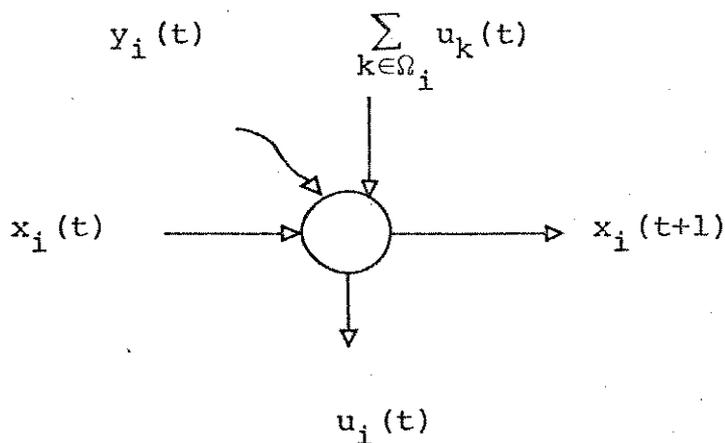


Figura 4. Representação da equação de balanço.

Os arcos convergentes representam o armazenamento no início do período t , a afluência durante o período t e as defluências das usinas imediatamente a montante, enquanto que os arcos divergentes são a defluência no período t e o volume armazenado no final do período t .

A extensão deste procedimento para um sistema de reservatórios, que tenha uma arborescência como estrutura topoló-

gica, isto é, cada reservatório possui no máximo um reservatório diretamente a jusante, Figura 5, resulta na representação da equação de balanço por uma rede.

As equações de balanço hidráulico do sistema da figura 5, para um planejamento de T períodos, é mostrada na figura 6.

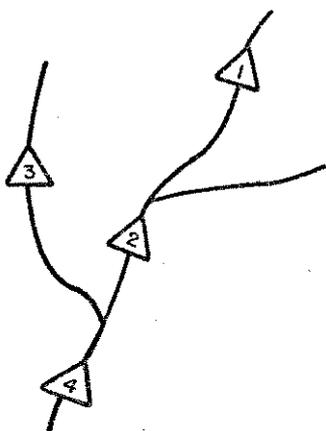


Figura 5. Sistema de Reservatório com estrutura topológica de arborescência.

O nó sumidouro representa o fim do aproveitamento dos recursos hidráulicos e a ele estão ligados os arcos pontilhados.

Uma característica importante deste grafo é possuir somente dois arcos divergentes por nó, um horizontal $x_i(t+1)$ representando o volume armazenado ao final do período t , que liga o nó (i,t) ao nó $(i,t+1)$, e outro arco vertical representando a

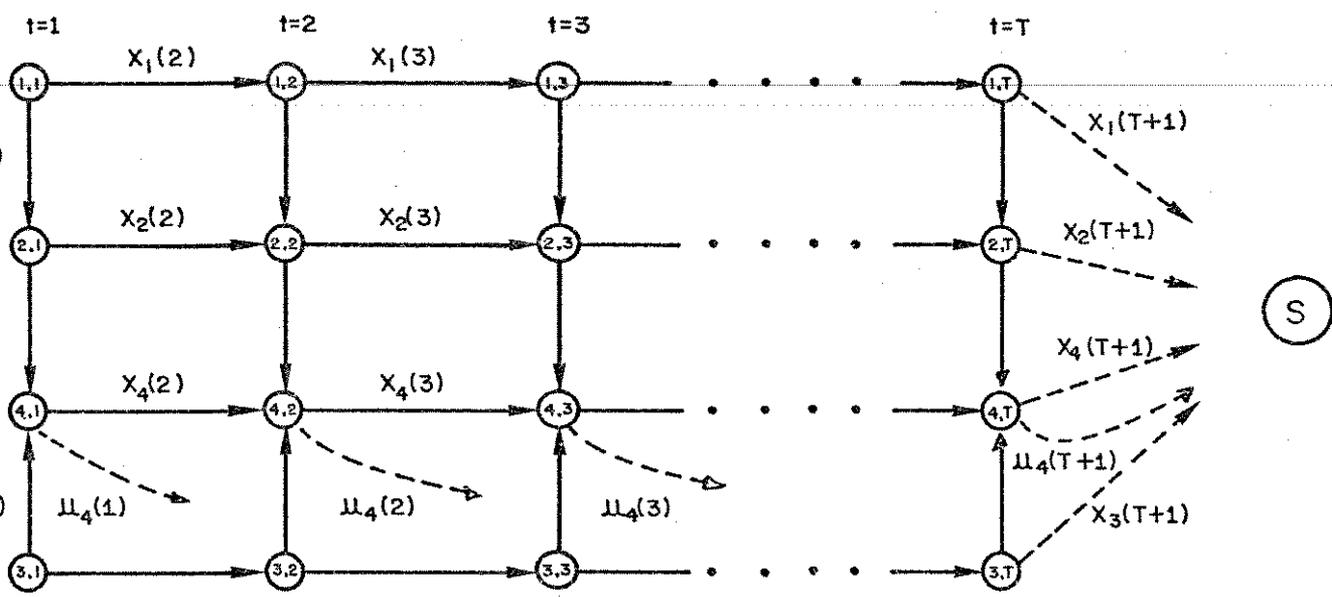


Figura 6. Representação por grafo do sistema hidráulico da figura 5.

defluência do reservatório i no período t , que liga o nó (i,t) ao nó (j,t) , onde j é o reservatório imediatamente a jusante do reservatório i . Reescrevendo o problema de programação hidrotérmica (1) - (7) em forma matricial resulta

$$\text{Min } f(x) \tag{11}$$

$$\text{S.a. } Ax = b \tag{12}$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \tag{13}$$

onde A é a matriz de incidência nó-arco da rede hidráulica, x é o vetor de todas as variáveis de decisão e b é o

vetor das afluências determinísticas.

O problema (11) - (13) é um problema não linear de fluxo em uma rede capacitada, com estrutura muito especial e cujo método específico de solução será discutido no próximo capítulo.

III - MÉTODO DE SOLUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

Modelado o problema hidrotérmico, este trabalho se volta para o algoritmo de solução. Algoritmos para problemas de fluxo em rede com função objetivo convexa e separável têm se baseado em métodos que utilizam subproblemas linearizados para gerar uma direção de caminhada. São três os principais algoritmos: Frank-Wolfe, Simplex Convexo e Linearização Por Partes [12].

Em problemas hidrotérmicos as referências [8, 9, 10], sugerem modelos de fluxo em rede, [7] propõe o Simplex Convexo, e [11, 13] o Gradiente Reduzido. Para problemas genéricos é sabido que o Gradiente Reduzido, específico para estruturas de rede, possui melhor desempenho, porque apresenta uma convergência assintótica [14]. Contudo, o problema hidrotérmico possui uma estrutura de rede muito especial e uma função objetivo aditivamente separável no tempo, com significado econômico bem definido que, uma vez aproveitado, pode orientar o processo otimizador através de uma "melhor" partição de variáveis. O aproveitamento destas particularidades permite o desenvolvimento de um algoritmo específico para a rede hidráulica, que se torna muito mais eficiente que o Gradiente Reduzido e que será apresentado neste capítulo.

2. MATRIZ DE DEFLUÊNCIA BÁSICA

Como mostrado anteriormente, a rede hidráulica é uma arborescência expandida no tempo que possui somente dois arcos divergentes por nó. Declarando um destes arcos como pertencente ao conjunto de variáveis básicas e o outro como pertencente ao conjunto de variáveis não básicas, é possível desenvolver um algoritmo de fluxo em rede usando somente um índice, em contraste com os algoritmos convencionais que necessitam de três ou mais índices. Este procedimento de partição de variáveis é mantido durante todo o processo iterativo de tal forma que, quando um arco básico atinge seu limite, o outro arco divergente do mesmo nó toma seu lugar na base.

Nos algoritmos de fluxo em rede convencionais somente é permitida a mudança de uma única variável básica a cada iteração. No procedimento proposto neste trabalho é possível se modificar todo o conjunto de variáveis básicas de uma iteração para outra. Isto porque a base é identificada por um único índice, a Matriz de Defluência Básica (MDB). Esta matriz possui dimensão $(N \times T)$ onde cada linha está associada a um reservatório e cada elemento da linha corresponde ao intervalo de tempo onde a defluência desse reservatório é variável básica.

A figura 7 apresenta, para um sistema de três reservatórios e quatro intervalos de tempo, três possíveis partições de base. Na figura 7a todas as variáveis associadas a volume pertencem ao conjunto de variáveis básicas. Na figura 7b todas as defluências pertencem ao conjunto de variáveis básicas, enquanto que na figura 7c é apresentada uma estrutura mista onde as defluências do reservatório 1 nos períodos 1 e 3 pertencem ao con

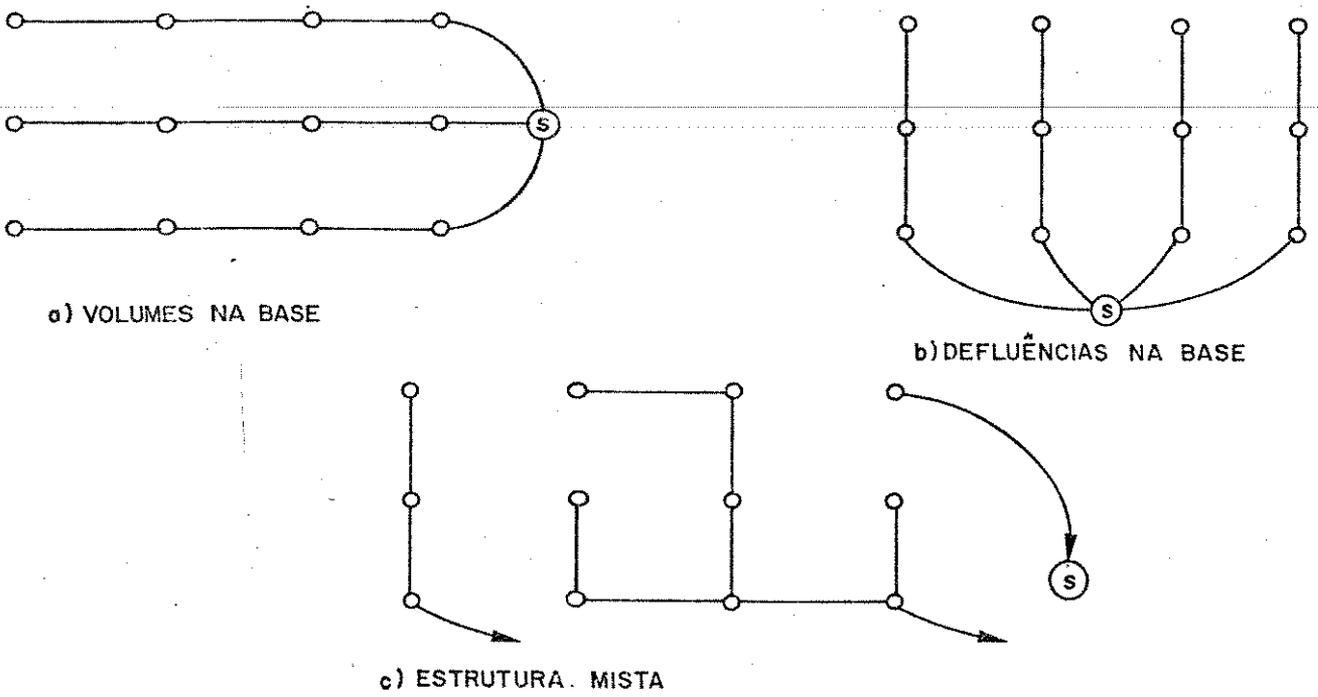


Figura 7. Configuração de Base.

junto de variáveis básicas, assim como todas as defluências do reservatório 2 e as defluências do reservatório 3 nos períodos 1 e 4. As MDBs correspondentes estão apresentadas na figura 8.

$$= \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 \\ 1 & 2 & 3 & 4 \\ 1 & 2 & 3 & 4 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 1 & 3 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 3 & 4 \\ 1 & 4 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Figura 8 - Matrizes de Defluências Básicas.

A identificação da estrutura de base a partir unicamente da MDB faz com que o algoritmo de fluxo em rede se torne bastante flexível permitindo a introdução de procedimentos para a orientação do processo otimizador.

3. A PARTIÇÃO DE VARIÁVEIS E SUA INFLUÊNCIA NO PROCESSO DE CONVERGÊNCIA

A solução do problema (11)-(13) é obtida neste trabalho pelo método simplex convexo [12,15]. Este método utiliza a partição do conjunto de variáveis em: conjunto das variáveis básicas e conjunto das variáveis não básicas. A inclusão de uma variável no conjunto das variáveis básicas ou não, é de grande importância para a convergência do algoritmo e possui um significado físico quando aplicado ao problema hidrotérmico.

Em Hicks [16] as variáveis associadas aos volumes dos reservatórios são consideradas não básicas e as variáveis associadas às defluências são consideradas variáveis básicas. Esta partição é mantida durante todo o processo de otimização. Os limites de armazenamento são tratados por projeção, portanto nunca podendo ser violados, enquanto que os limites de defluência, quando violados, são tratados por penalização.

Em Hanscon [13] as variáveis de controle, defluências, são as variáveis não básicas e assim permanecem durante todo o processo de otimização. Quando a direção de caminhada tende a violar os limites de capacidade dos reservatórios, o algoritmo projeta esta direção no sentido de factibilidade. Esta partição é adotada para melhorar o condicionamento da função objetivo, co

no pode ser verificado a partir da análise da função de produção hidráulica p .

$$p = k \left[h_1(x) - h_2(u) \right] u \quad (14)$$

onde k é uma constante proporcional a aceleração da gravidade, ao peso específico da água e ao rendimento do conjunto turbina-gerador, $h_1(x)$ é a altura do reservatório para o volume x e $h_2(u)$ é a altura do canal de fuga em função da defluência.

Supondo que a defluência não atingiu o valor máximo de turbinagem e derivando (14), resulta:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = k \cdot u \cdot \frac{dh_1}{dx} \quad (15)$$

$$\frac{\partial p}{\partial u} = k \left[h_1(x) - (h_2(u) + \frac{dh_2}{du} u) \right] \quad (16)$$

Desprezando o efeito da variação do canal de fuga e calculando a relação entre as derivadas parciais tem-se,

$$\frac{\partial p / \partial x}{\partial p / \partial u} = \frac{u \cdot dh_1 / dx}{h(x) - h_2(u)} \quad (17)$$

Para valores médios mensais de armazenamento e turbinagem das usinas de Embarcações e Itumbiara, a relação (17) é igual a 0.103 e 0.082, respectivamente. Estes valores indicam que o gradiente em relação ao volume é uma casa decimal menor que o gradiente em relação a turbinagem. Este fator indica, segundo Hanscon [13], que o conjunto ideal de variáveis não básicas

é o conjunto das defluências.

As duas partições de base até aqui estudadas não são as partições ideais durante todo o processo iterativo. Será mos trado a seguir que o processo de partição de variáveis deve ser dinâmico ao longo do processo iterativo e definido por procedimentos contidos na partição dirigida de variáveis.

4. PARTIÇÃO DIRIGIDA DE VARIÁVEIS

A partição dirigida de variáveis (PDV) é formada por um conjunto de procedimentos que procuram nortear a partição de variáveis, a cada iteração, de tal forma a se obter a partição mais eficiente sob o ponto de vista dos objetivos da otimização, e por conseguinte da convergência do método. Algumas PDV analisadas neste trabalho são:

. PDV-A

mantém sempre que possível o conjunto de variáveis básicas constituído pelos volumes.

. PDV-B

procura estabelecer um procedimento para a troca de energia de um mesmo reservatório em diferentes períodos de tempo.

. PDV-C

procura estabelecer procedimentos para a troca de energia em toda a cascata entre diferentes períodos de tempo.

PDV-D

estabelece que a otimização deve ser feita inicialmente considerando somente as usinas de maior importância energética na cascata, sendo posteriormente consideradas as demais.

PDV-A

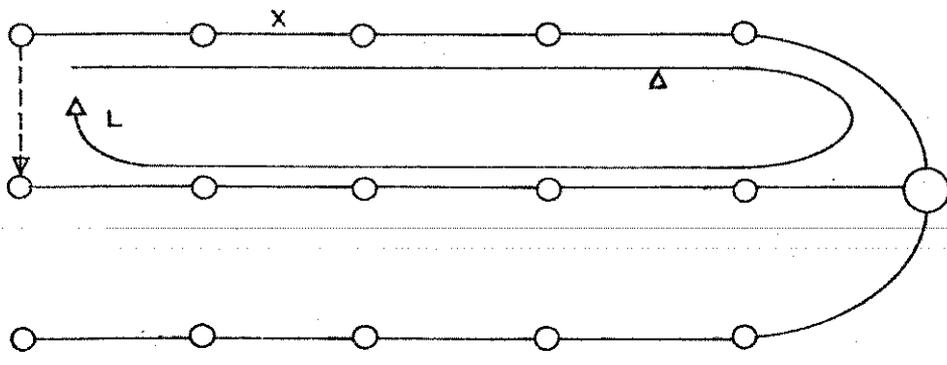
Foi mostrado anteriormente que, sob o ponto de vista da função de produção hidráulica, o conjunto de variáveis não básicas deve ser o conjunto das defluências [13,17,18], e assim deve permanecer durante todo o processo otimizador a menos que os limites das variáveis básicas, os volumes, o impeçam. Aproveitando a estrutura particular da rede hidráulica, que possui somente dois arcos divergentes por nó, é estabelecido a seguir um procedimento para a mudança de base, chamado de PDV-A, que procura manter a partição "ótima" a cada iteração, sob o ponto de vista da função de produção hidráulica. Esta partição dirigida de variáveis consiste em: iniciado o processo otimizador com o conjunto básico composto pelas variáveis associadas aos volumes (MDB toda nula), o procedimento segue com esta partição até que a variável básica correspondente ao volume do reservatório i e período de tempo t atinja um de seus limites. Então a defluência, correspondente ao mesmo reservatório e período de tempo, passa a pertencer ao conjunto das variáveis básicas e conseqüentemente à MDB. Mas, se na(s) iteração(oes) seguinte(s) a variável correspondente ao volume abandonar seu limite, a defluência correspondente deixa automaticamente a base para a volta do volume. A PDV-A exige a redefinição a cada iteração do conjunto das variáveis básicas, o que é feito pela atualização

da MDB. Esta redefinição se assemelha a um chaveamento, isto é, a chave esta ligada no volume se este estiver "dentro" de seus limites, caso contrário a chave está ligada na defluência e fará parte da MDB. Esta operação de chaveamento permite que cada usina mantenha seu conjunto de variáveis básicas igual ao conjunto de variáveis não básicas.

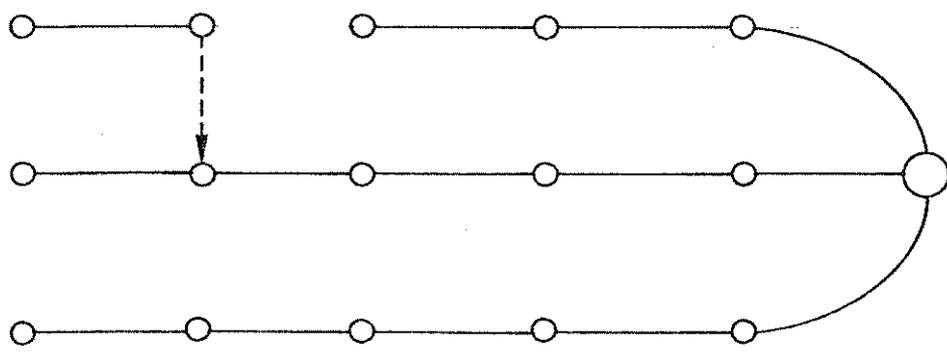
A PDV-A incorpora a partição sugerida por [13] e corresponde a uma intuição física do problema pois, na operação diária, a defluência é uma variável controlável até que o volume do reservatório atinja um de seus limites de capacidade, quando obrigatoriamente a defluência deixa de ser uma variável de controle.

Como exemplo ilustrativo da PDV-A, suponha um sistema com três reservatórios em cascata onde todos os volumes pertencem ao conjunto de variáveis básicas, como indicado pelas linhas cheias do grafo da figura 9a. Propondo uma variação Δ de fluxo, como indicado pelo laço L, tal que após a atualização dos valores o volume x atinja um de seus limites, a nova estrutura de base, definida pela PDV-A, será a da figura 9b.

A escolha da PDV-A se baseou na análise da função de produção hidráulica e na intuição física do problema. A seguir serão apresentadas outras partições dirigidas de variáveis que se baseiam na função objetivo do problema, a função de custo da produção hidráulica.



a) ESTRUTURA ANTES DA MUDANÇA DE BASE



b) ESTRUTURA APÓS A MUDANÇA DE BASE

Figura 9 - Mudança de base pela PDV-A.

PDV-B

Normalmente as flutuações de afluência aos reservatórios e as flutuações da demanda estão fora de fase e disso decorre inclusive a necessidade de reservatórios, bem como a necessidade da otimização dos recursos hidráulicos. Esta otimização é feita por equilíbrio do custo marginal definido como:

$$\frac{df^t(H(t), d(t))}{dH(t)} = \lambda(t) \tag{18}$$

A otimização hidrotérmica procura distribuir a produ-

A PDV-B propõe que se examine a curva de custo incremental do sistema e declare como básica a defluência que possibilite a maior transferência de energia de um período para outro, em uma mesma usina. As outras variáveis básicas serão compostas pelos volumes que não tenham atingido seus limites.

A aplicação da PDV-B à curva de custo marginal da figura 10 indica que a defluência do período 8 deve ser declarada como variável básica, como mostrado na figura 11. O laço L, formado pela defluência de um instante qualquer (instante 1, 2, 3, ou 4), mede o benefício da troca de energia entre o instante em questão e o instante 8, como ilustrado pela figura 11.

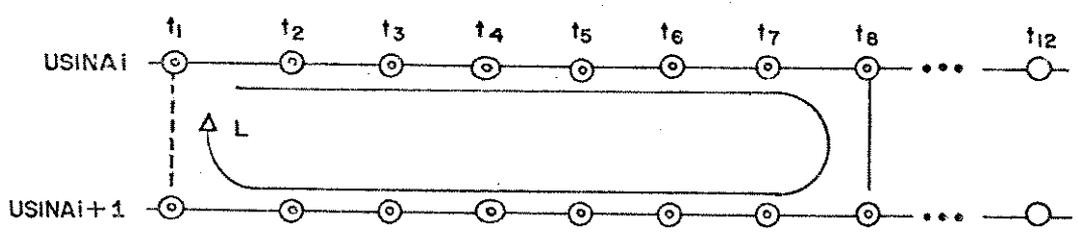


Figura 11 - Estrutura de base na PDV-B.

Após este passo a curva de custo incremental se modifica e outro instante poderá proporcionar a maior transferência de energia. Esta estrutura de base faz o ajuste energético usina a usina. A seguir será apresentada uma partição de variáveis que agiliza o processo de transferência de energia.

PDV-C

A PDV-C propõe uma partição de variáveis que procura fazer a transferência de energia de períodos de custos incrementais baixos para períodos de custos incrementais elevados. Isto é possível declarando as defluências dos dois períodos envolvidos como variáveis básicas, enquanto que todos os volumes que não atingiram os limites também devem pertencer ao conjunto básico.

Aplicando a PDV-C à curva de custo incremental da figura 10 resulta a partição de variáveis indicada na figura 12. Esta partição possibilita a transferência de um grande bloco de energia do primeiro período de tempo para o oitavo período, através do laço L.

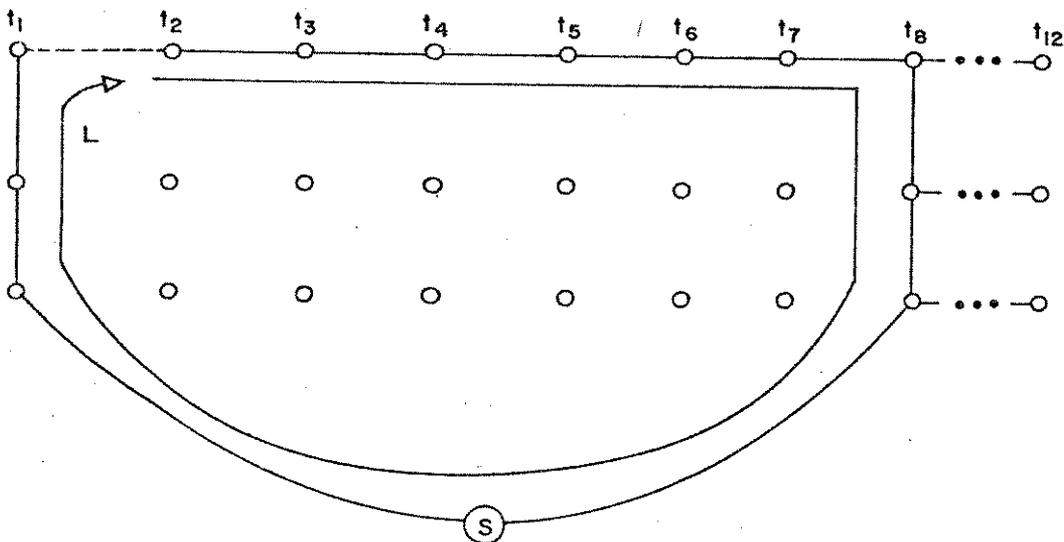


Figura 12 - Estrutura de base na PDV-C.

Dado este passo, o custo incremental do período 1 cres

150.
e e do período 8 decresce. Para um novo passo será então neces-
sária uma nova partição de variáveis que identifique os "melho-
res" períodos sob o ponto de vista de transferência de energia.

Esta estratégia de partição de variáveis permite a
transferência de grandes blocos de energia desde que os reserva-
tórios envolvidos tenham capacidade para tal. É eficiente no
início do processo e quando a solução inicial é a solução a fio
d'água. Contudo durante e ao final do processo certamente esta
não será a melhor estratégia, devido a necessidade de ajustes fi-
nos entre os reservatórios, e a PDV-B ou mesmo PDV-A podem ser
mais vantajosas. É importante ressaltar que não existe uma es-
tratégia de partição de variável que seja ótima do início ao
fim do processo otimizador, mas que cada uma deve ser aplicada a
seu devido tempo.

PDV-D

Em sistemas hidráulicos de grandes dimensões, como é o
caso brasileiro, existem usinas hidráulicas de diferentes portes
localizadas em pontos distintos da bacia do rio. A importância
de cada uma na programação hidrotérmica é distinta e depende do
horizonte em estudo e da sua localização na cascata. Para hori-
zontes de longo e médio prazo os reservatórios "maiores" pos-
suem uma maior capacidade de regularização e portanto tomam im-
portância significativa na distribuição energética ao longo do
horizonte de planejamento. Para estes horizontes as "pequenas"
usinas não podem transferir uma quantidade significativa de
energia entre os períodos e devem ser consideradas como usinas
a fio d'água. As usinas com reservatórios de "porte médio" têm

uma importância limitada no processo de otimização e pode ser conveniente retirá-las de uma primeira fase da otimização, considerando-as como usinas a fio d'água. Em uma segunda fase, elas são liberadas para a otimização. A experiência do operador é importante na classificação das usinas e na determinação do ponto em que elas devem voltar a fazer parte do processo otimizador. Ou seja, cabe ao operador estabelecer a lista de prioridade para a otimização por porte das usinas. Ele deve se basear na relação capacidade de armazenagem/capacidade de turbinagem e na experiência adquirida pela utilização constante do programa.

As "pequenas usinas" ou usinas de "porte médio" são consideradas como usinas a fio d'água. Isto é feito fixando suas defluências como variáveis básicas e retirando-as da lista de prioridade para otimização. Ou seja, inicialmente o conjunto de prioridade para otimização é formado somente pelas usinas de grande porte.

Todas estas PDVs fazem parte do algoritmo POSH apresentado a seguir.

5. O ALGORÍTMO POSH

Um algoritmo flexível que conserve a identidade de cada usina em cada período, que seja progressivo i.e., começando da usina a montante progredida pela cascata até a última usina para cada período de tempo, que englobe todas as estratégias de partição de variáveis, inclusive as estratégias dinâmicas, e finalmente que permita a consideração de discretização variável, como mostrado no próximo item, foi desenvolvido. Este algoritmo

É chamado de Programa Para Operação de Sistema Hidrotérmicos (POSH) e consta dos seguintes passos básicos:

Algoritmo

- PASSO 1 Inicialize com qualquer solução, como por exemplo a solução à fio d'água.
- PASSO 2 Defina o conjunto de prioridade (P) e declare as defluências das outras usinas não pertencente ao conjunto de prioridade como variáveis básicas.
- PASSO 3 Percorra os períodos ($t=1 \dots T$).
- PASSO 4 Percorra as usinas do conjunto de prioridade $i \in P$.
- PASSO 5 Atualize a MDB considerando a estratégia dinâmica de partição de variáveis.
- PASSO 6 Identifique o ciclo e calcule o custo reduzido para a variável não básica associada ao nó (i,t) .
- PASSO 7 Determine o passo ótimo por busca unidimensional.
- PASSO 8 Atualize os volumes, defluências e gradientes das variáveis que pertencem ao ciclo.
- PASSO 9 Existe alguma usina do conjunto de prioridade ainda não considerada? retorne ao passo 4.
Existe algum período não considerado? retorne ao passo 3.
Caso contrário vá ao passo 10.
- PASSO 10 Se a convergência ainda não foi obtida, modifique, se necessário, o conjunto de prioridade (P) e retorne ao passo 3. Caso contrário PARE.

6. DISCRETIZAÇÃO VARIÁVEL

Embora alguns horizontes de planejamento e intervalos de discretização sejam consagrados para os problemas de planejamento a médio prazo com afluência determinística, tais como o horizonte anual com discretização semanal e horizonte plurianual com discretização mensal, cabem aqui duas questões.

Qual deve ser realmente o horizonte de planejamento?

Qual deve ser o intervalo de discretização?

Estas duas questões apresentam aspectos conflitantes já que convém ter o horizonte de planejamento o mais longo possível, para retirar da decisão do primeiro período a influência do estado final pré-fixado. Contudo convém ter o intervalo de discretização o menor possível. A implementação dos dois objetivos ao mesmo tempo é inviável devido as limitações de espaço e tempo computacional.

Parece intuitivo que a influência do último período do horizonte de planejamento seja menor na decisão do primeiro período que a influência do segundo período. Se o último período for retirado da otimização, encurtando o horizonte de planejamento, certamente as decisões do primeiro período seriam pouco ou nada modificadas. Portanto o ideal é trabalhar com discretização variável ao longo do horizonte de planejamento, adotando intervalos de discretização menores no início e aumentando-os à medida que se aproxime o fim do horizonte.

Como um exemplo de esquema de discretização variável sejam quatro anos subdivididos em vinte e quatro intervalos de semana, dez intervalos de quinzena, três intervalos de mês, três intervalos de bimestre, cinco intervalos de semestre. Este

esquema consta de quarenta e sete intervalos de discretização, enquanto que em quatro anos existem $52 \times 4 = 208$ semanas. Os intervalos de discretização a serem adotados dependem do horizonte T e de cada sistema em particular. A experiência é decisiva no estabelecimento da seqüência de intervalos de discretização.

A figura 13 apresenta um sistema de três reservatórios para 12 períodos uniformes e semanais, bem como os valores de armazenamentos e defluências de uma dada solução. Propondo uma discretização variável ao longo do horizonte do planejamento tal que os três primeiros períodos sejam semanais, os três seguintes sejam bimestrais e o último seja trimestral, o siste-

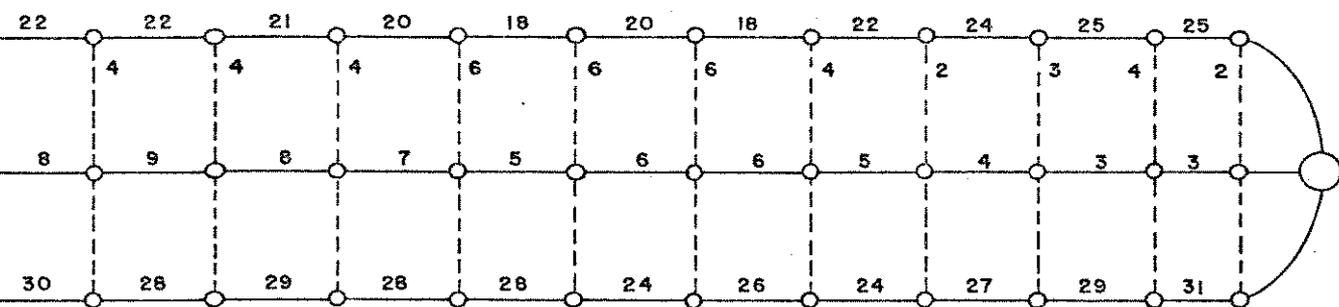


Figura 13 - Sistema com discretização uniforme.

ma resultante, bem como os valores de armazenamento e defluência são mostrados na figura 14, com o total de sete períodos. No modelo resultante os arcos horizontais continuam representando o armazenamento médio do período, enquanto que os verticais representam a defluência média. Assim a defluência referente ao período t_4 da figura 14 é a média das defluências da quarta e quinta semanas da figura 13 e se refere a um intervalo bimensal.

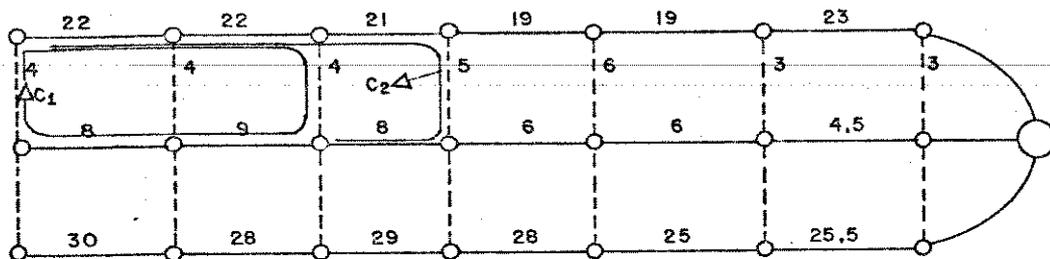


Figura 14 - Sistema com discretização variável.

Propondo um ciclo C_1 , figura 14, ele englobará elementos de mesmo intervalo de discretização e as variações de fluxo seguirão os procedimentos normais. Para o ciclo C_2 os volumes estão em médias semanais enquanto que a defluência do período t_3 está em média bisemanal. Portanto a retirada de um Δ -defluência em t_1 para aumento em t_4 fará com que a nova defluência média u_{14}^n seja igual a:

$$u_{14}^n = u_{14} + \Delta/2 \quad (19)$$

O ciclo C_3 bem como os acréscimos para períodos com unidades de discretização diferentes são mostrados na figura 15. Acréscimos diferenciados ocorrem em defluência associada a intervalos com discretização variável fazendo com que o problema hidrotérmico necessite agora ser modelado como um grafo com ganho.

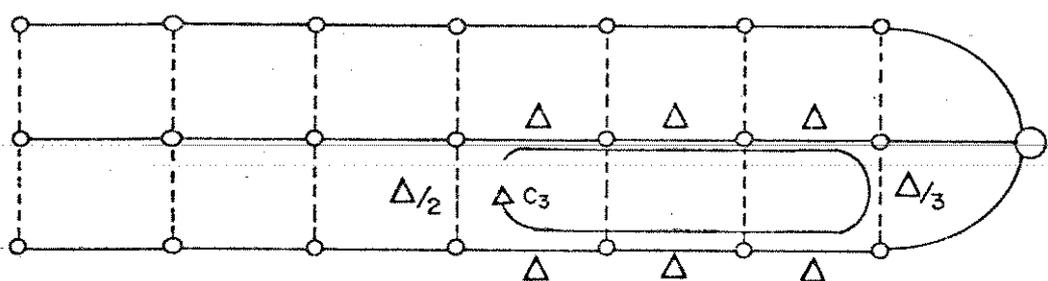


Figura 15 - Acréscimos diferenciados.

Os acréscimos de cada turbinagem necessitam ser divididos pelo fator de discretização daquele arco, enquanto que os acréscimos de volume são unitários.

Como no algoritmo POSH é preservada a identidade reservatório-período e conhecidas as unidades de discretização de cada período, o ganho de cada arco pode ser facilmente considerado. Quanto a função objetivo, esta deve ser multiplicada pelo número de unidades básicas de discretização de cada período, o mesmo acontecendo com o custo marginal.

A análise de desempenho de todos os novos conceitos e procedimentos aqui introduzidos é apresentada no próximo capítulo.

IV - APLICAÇÕES E CONCLUSÕES

1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Para a análise do desempenho do algoritmo POSH foi considerada uma parte significativa do Sistema Sudeste Brasileiro composta por usinas situadas nos rios Grande, Paranaíba e Paraná, cuja configuração é mostrada na figura 16. Desta bacia

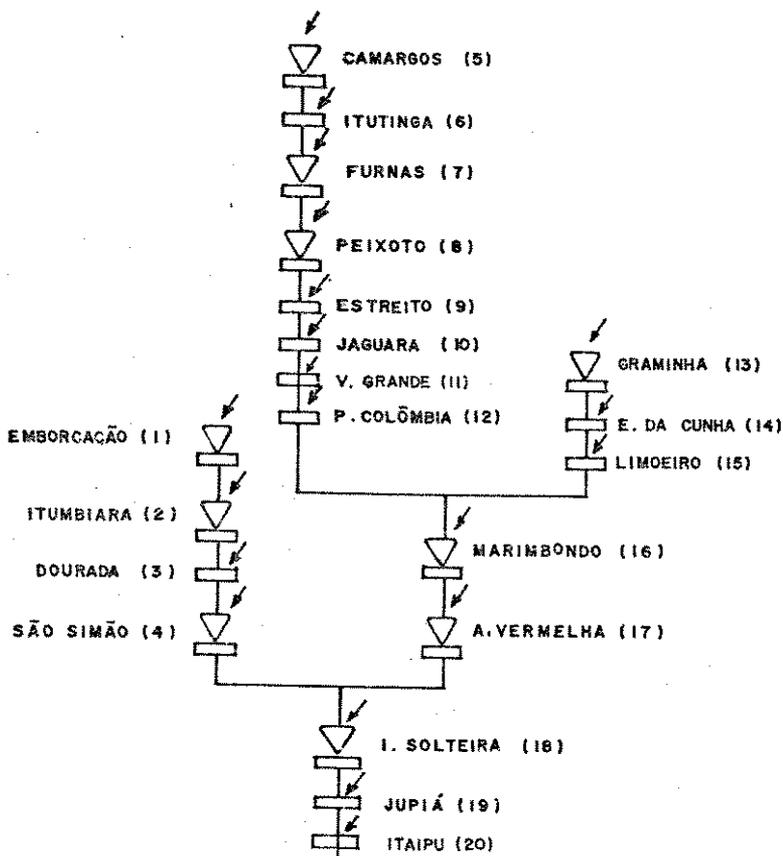


Figura 16 - Parte significativa do Sistema Sudeste Brasileiro.

dez usinas são consideradas com capacidade de regularização e outras dez são consideradas a fio d'água, para o período de discretização mensal.

Foram tomados dois períodos hidrológicos distintos de 5 anos com discretização mensal: o "período crítico" compreendido entre os anos de 52 a 56, e um "período médio" compreendido entre os anos de 38 a 42. As afluências a algumas usinas para estes dois períodos são mostradas na figura 17.

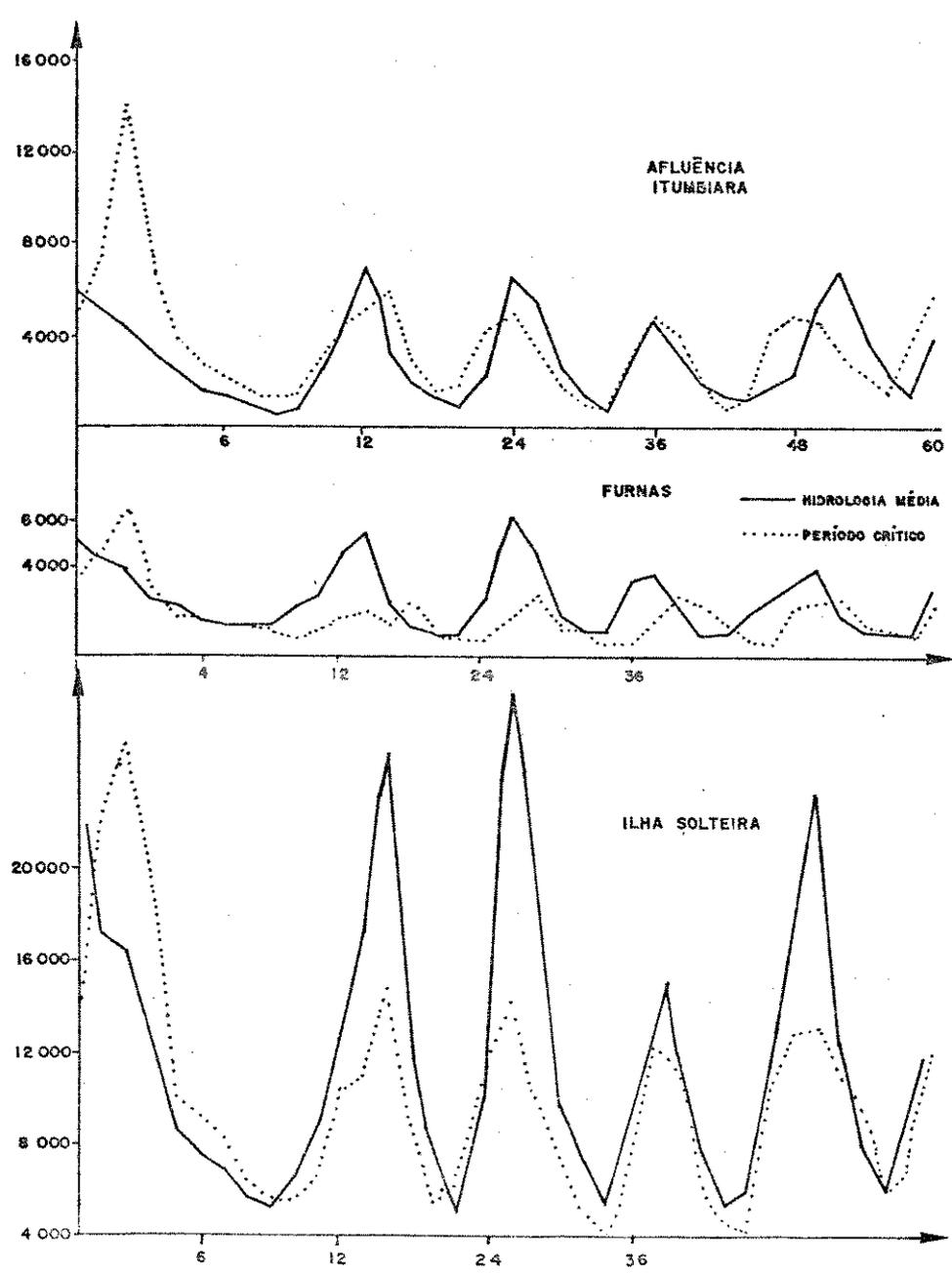


Figura 17 - Histograma de afluência.

2. CONVERGÊNCIA DO ALGORÍTIMO POSH

A flexibilidade do algoritmo POSH permite a utilização de estratégias de partição do conjunto de variáveis que aumentam a rapidez de convergência. O conjunto "ótimo" de estratégias depende da configuração do sistema em estudo, do horizonte de planejamento e do intervalo de discretização adotado. As vezes uma estratégia boa para o médio prazo pode ter um desempenho fraco no planejamento a curto prazo. Portanto, é necessário estudar qual o conjunto de estratégia a ser adotado em um determinado problema. Este estudo é feito a seguir.

Para as afluências do período crítico e adotada unicamente a PDV-A, a convergência do algoritmo POSH segue a curva 1 da figura 18 onde os valores da função objetivo estão em porcentagem do seu valor inicial. A curva 2 mostra a convergência quando adotada a PDV-B. A curva 3 mostra a convergência para um conjunto de estratégias, denominado Conjunto Ótimo de Estratégias COE, resultante de uma série de experimentos. Este conjunto é composto de:

Duas iterações globais com as PDV-C e PDV-D aplicadas simultaneamente. Este procedimento procura fazer a transferência de grandes blocos de energia entre as usinas de Emborcação, Itumbiara, Furnas e Ilha Solteira que inicialmente compõem o conjunto de Prioridade P. As outras usinas são consideradas a volume constante.

Uma iteração global com a PDV-C e com o conjunto de Prioridade P sendo composto por todas as usinas do sistema.

Uma iteração global com a PDV-B.

Todas as outras iterações regidas pela PDV-A.

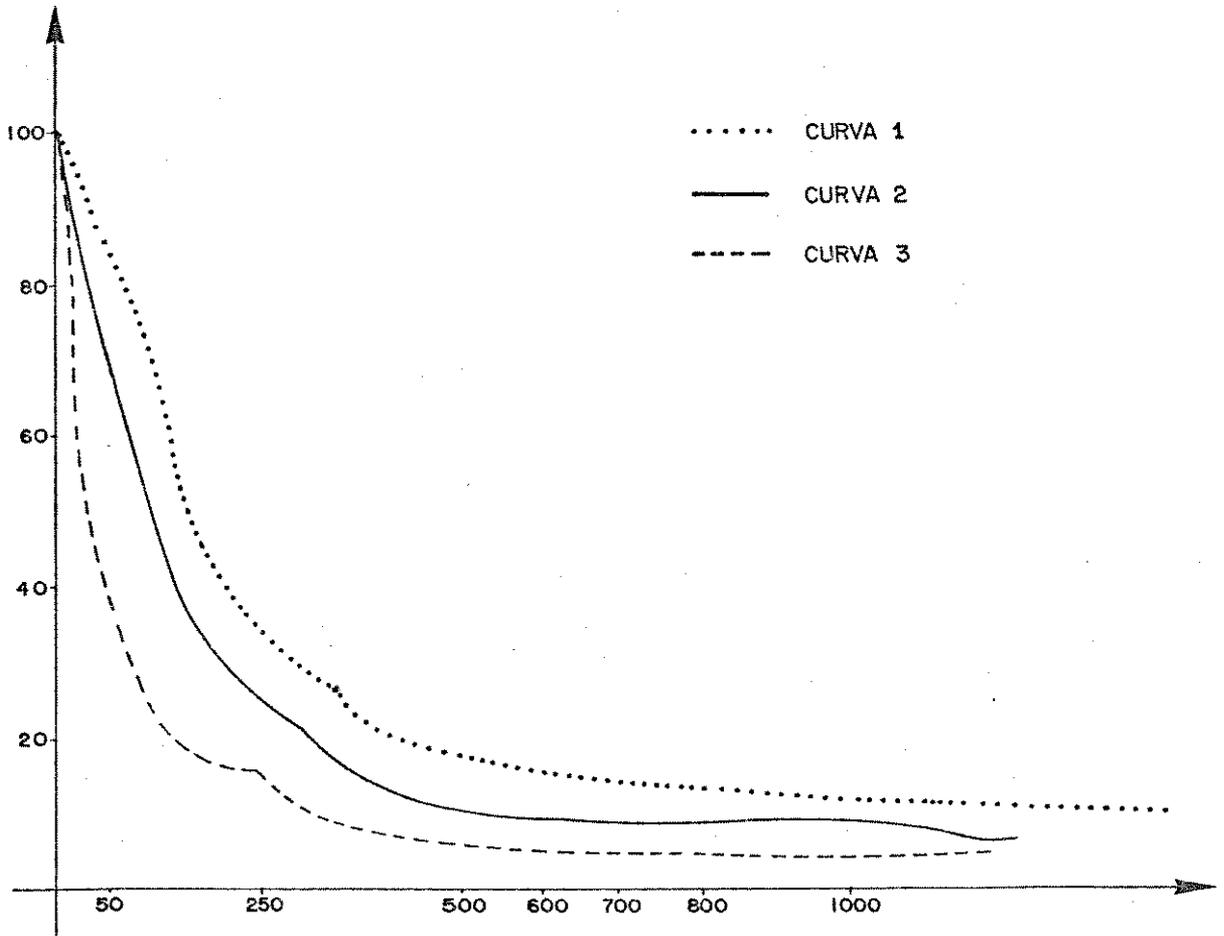


Figura 18 - Convergência do algoritmo POSH.

Entende-se por iteração global, percorrer uma vez todas as usinas pertencentes ao conjunto de prioridade P em todos os intervalos de tempo.

Para cada horizonte de planejamento, para cada intervalo de discretização e para cada configuração do sistema de geração hidráulica haverá um conjunto de estratégias de partição

de variáveis - COE - mais adequado. A experiência adquirida com o uso constante do programa POSH é muito importante no estabelecimento das estratégias que viabilizarão uma melhor convergência.

Como pode ser observado da figura 18, a adoção de um conjunto de estratégias de partição de variáveis pode modificar significativamente a convergência do método. Enquanto que foram gastos 1500 iterações para a função objetivo atingir 11% de seu valor inicial adotando-se exclusivamente a PDV-A, foram necessárias 521 iterações pela PDV-B, e somente 300 iterações quando adotado o COE.

3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Ao final das duas iterações globais do COE, onde o conjunto de prioridade é composto por quatro usinas (Emborcação, Itumbiara, Furnas e Ilha Solteira) a função objetivo caiu 19% de seu valor inicial mostrando a importância destas usinas na otimização. Baseado neste fato, daqui para frente as análises serão feitas sobre o sistema reduzido a quatro usinas, já que ele é parte representativa do comportamento energético do sistema em estudo.

A figura 19 mostra as quatro trajetórias de volume para as afluências do período crítico e para o objetivo de minimização do corte de carga. Uma análise destas trajetórias mostra que as usinas a montante da cascata, usinas de Emborcação e Furnas, estão sujeitas a uma maior oscilação de volume porque respondem pela regularização da cascata, enquanto que as oscilações

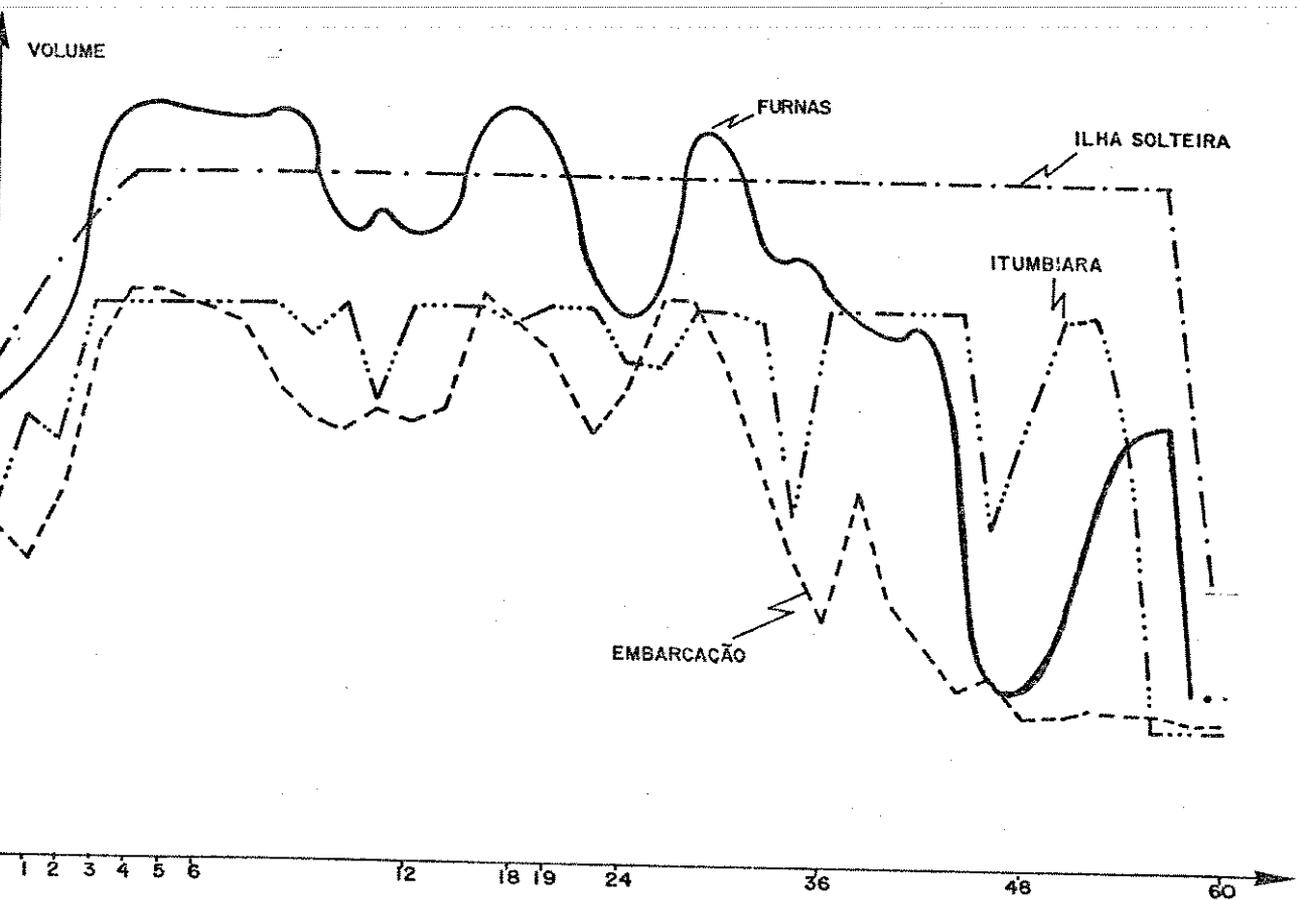


Figura 19 - Trajetória dos reservatórios para o período crítico.

de Itumbiara são mais suaves e em Ilha Solteira, o volume permanece no máximo durante todo o horizonte de planejamento.

A figura 20 procura destacar a importância da localização de uma usina na cascata, ou seja, quando a usina de Emborcação é considerada a volume constante e igual ao inicial durante todo o horizonte de planejamento, portanto sem capacidade de regularização, a trajetória de volume de Itumbiara possui maior oscilação já que esta usina passa a assumir uma função reguladora maior que no caso anterior. Estas considerações são muito

importante tanto na operação quanto na expansão do sistema de geração. Na expansão possibilita que a importância uma nova usina seja medida considerando, entre outros fatores, sua capacidade de regularização.

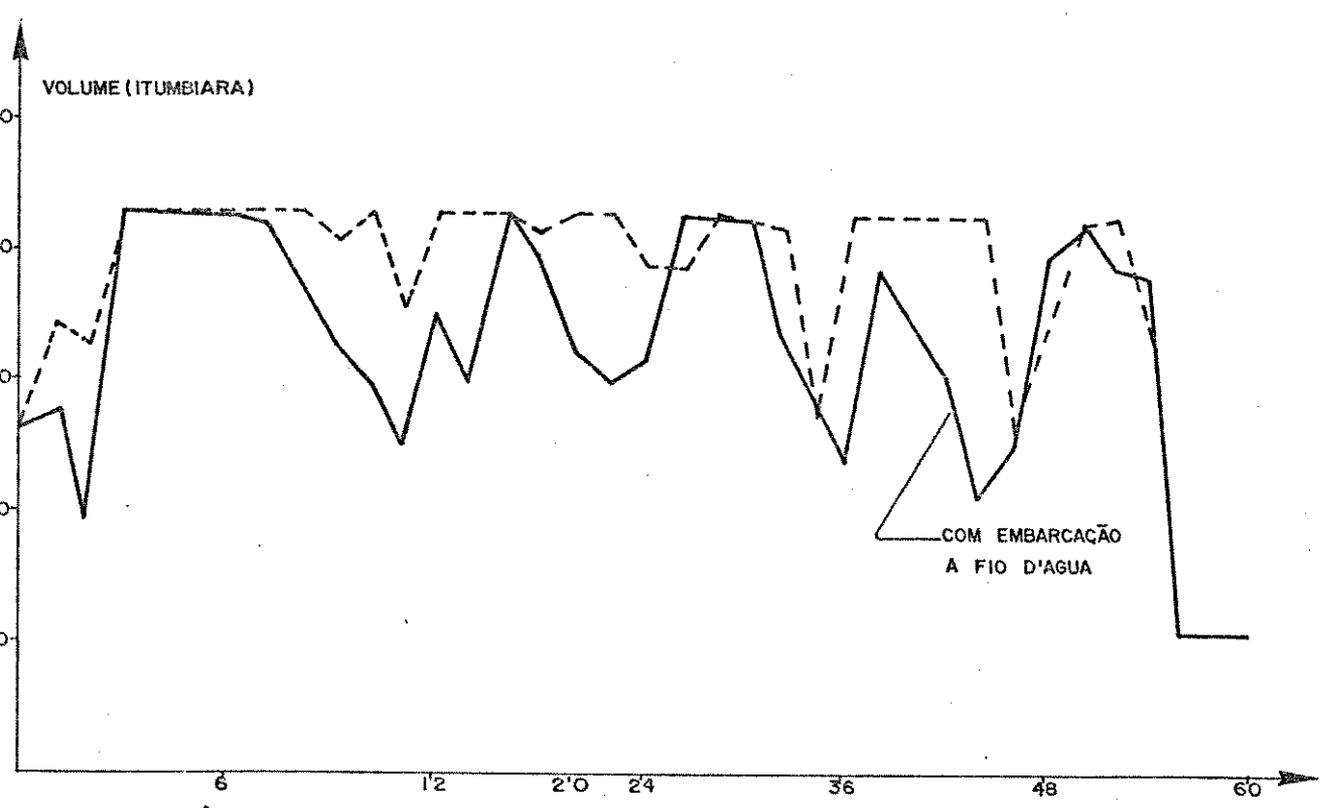


Figura 20 - Trajetória de Itumbiara.

A figura 21 evidencia a influência do período hidrológico na trajetória dos volumes do reservatório e quanto mais úmidos forem os períodos, mais oscilantes serão as trajetórias. Contudo a trajetória da Ilha Solteira nunca abandona o seu volume máximo para qualquer hidrologia, sugerindo que sua trajetória ótima seja sempre manter seu volume no máximo.

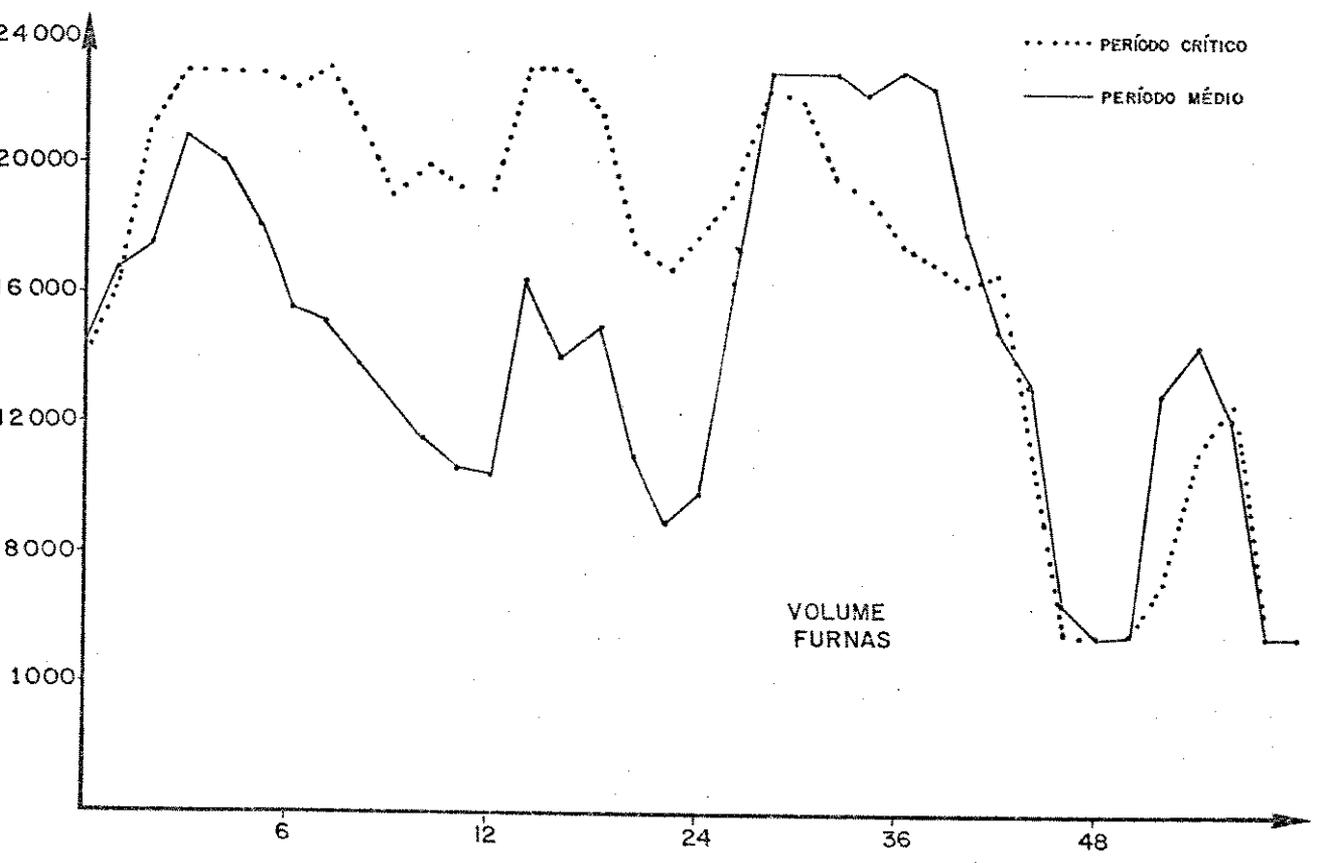
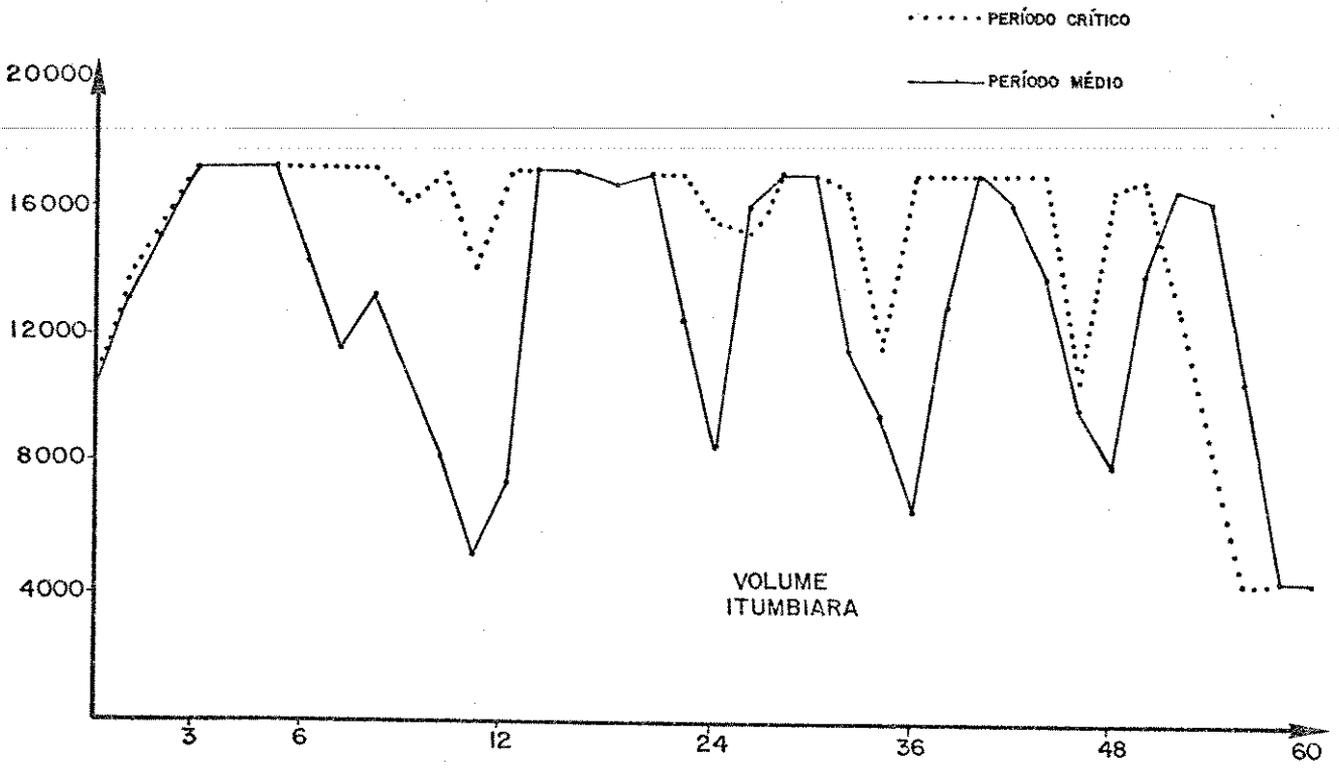


Figura 21 - Trajetórias de volume x hidrologia.

Os modelos de simulação a usinas individualizadas (MSUI) e os modelos a sistemas equivalentes, utilizam o deplecionamento dos reservatórios por faixas estabelecidas por funções de prioridade de deplecionamento. A escolha destas funções é ainda um problema em estudo [19] e a análise da trajetória de um reservatório, traçada por um programa otimizador, pode se tornar de grande importância no estabelecimento destas funções de prioridade. Então, a função de prioridade de deplecionamento da usina de Ilha Solteira é nula pois no programa otimizador sua trajetória permanece no volume máximo durante todos os períodos.

A tabela 1 mostra os níveis dos principais reservatórios do sistema sudeste brasileiro para agosto de 1986 segundo referência [20]. Nesta tabela é verificado que o deplecionamento das usinas, ditado pelo programa simulador (MSUI), não

TABELA 1 - Armazenamento das Usinas.

USINAS	Armazenamento	
	01/08/86	31/08/86
Furnas	50%	42%
A. Vermelha	56%	54%
Marimbondo	56%	54%
Emborcação	62%	52%
Itumbiara	48%	44%
Ilha Solteira	60%	48%

está compatível com as trajetórias que seriam traçadas pelo programa otimizador, ou seja, os resultados do programa POSH determinam que as usinas devem ser deplecionadas de cima para baixo, e, para o sistema em estudo, uma usina a jusante está sempre em um nível superior ou igual a usinas a montante. Pelo simulador, o reservatório de Emborcação está a 14% de seu volume acima do volume de Itumbiara.

As figuras 22 e 23 mostram as trajetórias do reservatório de Furnas obtidas a partir do POSH e a partir do SIMUS [21] para os períodos crítico e médio. Para o período médio a diferença das trajetórias do otimizador e do simulador não são

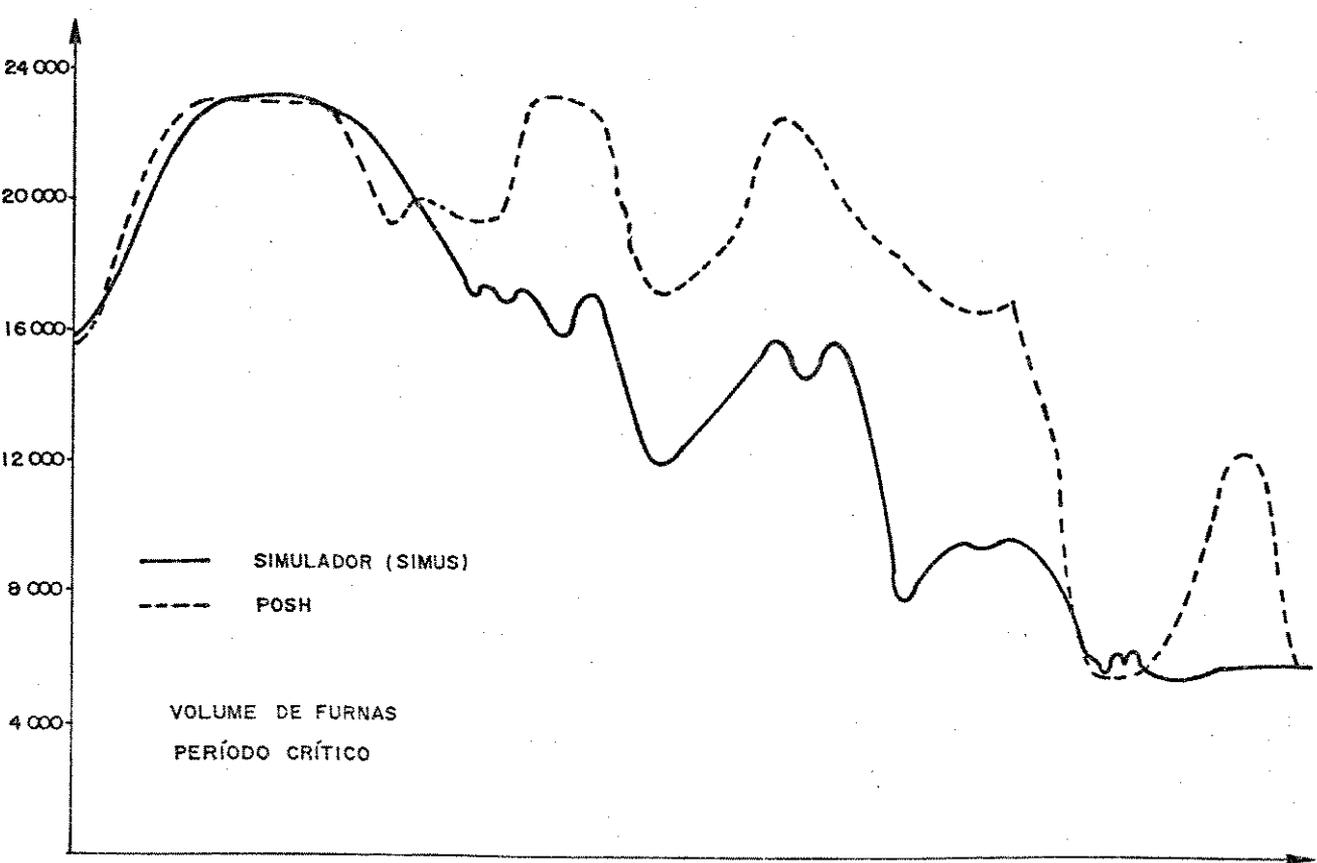


Figura 22 - Volumes de Furnas para o período crítico.

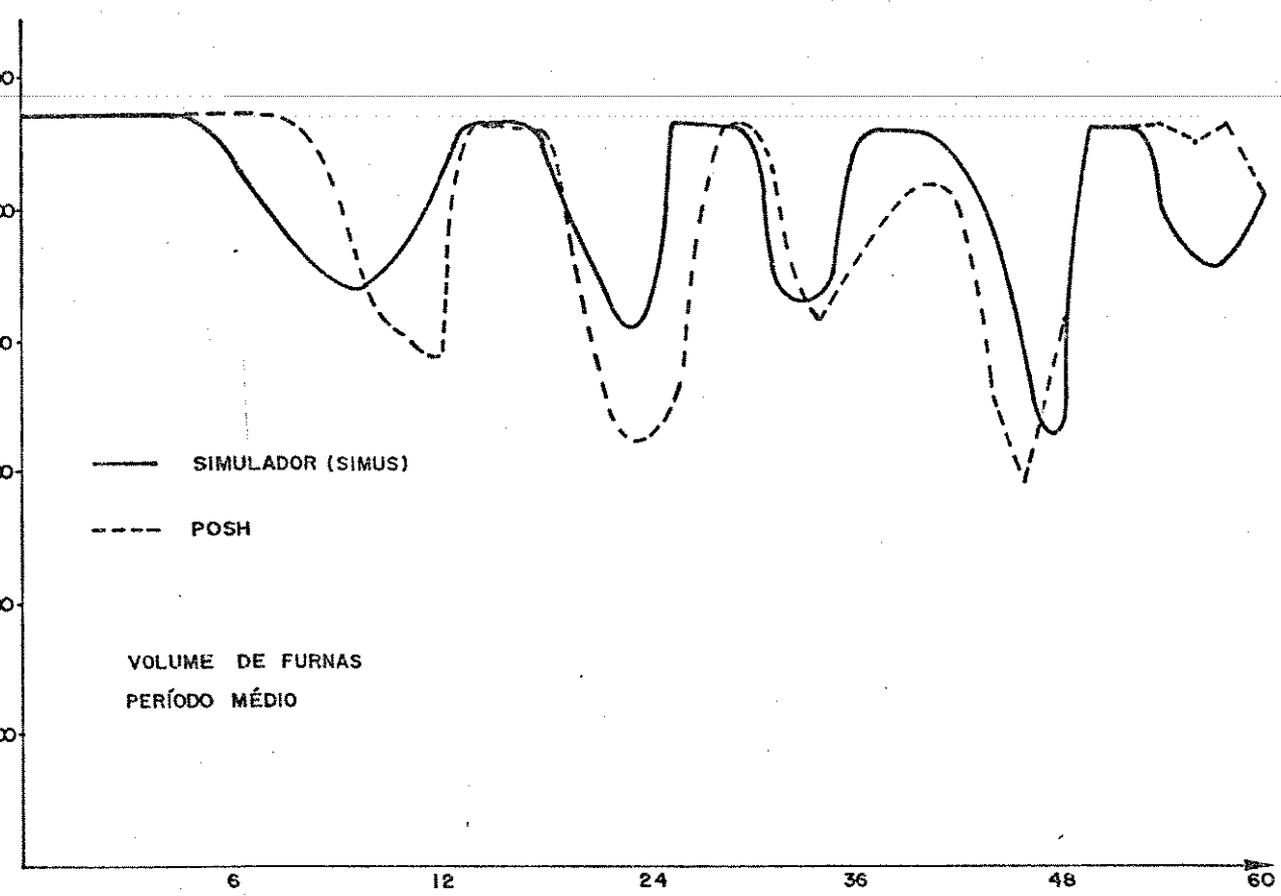


Figura 23 - Volume de Furnas para o período médio.

... muito significativas devendo se destacar que os picos e vales ocorrem em instantes bastante próximos. Contudo para o período crítico existe uma diferença acentuada entre as trajetórias devido aos objetivos de cada uma das metodologias. O otimizador procura distribuir o déficit de energia ao longo do horizonte de planejamento enquanto que o simulador concentra o déficit no final do horizonte. Deve-se ressaltar que, para o período crítico, a produção total de energia do otimizador é maior que a do simulador pois a distribuição do corte de carga ao longo do período de planejamento eleva a trajetória dos volumes. Portanto as produtividades das usinas no otimizador são maiores que

no simulador. A antecipação do corte de carga (racionamento) le
va o sistema a trabalhar com maiores volumes e portanto com maior
es produtividades.

A figura 24 apresenta três curvas para os 24 primeir
os períodos de geração hidráulica de um horizonte de cinco anos.
 A primeira curva foi obtida pela discretização do horizonte de
 planejamento em 60 períodos mensais. A segunda curva foi obtid
a pela discretização em 24 períodos mensais e 18 períodos bim
ensais enquanto que a terceira curva é referente a 12 períodos
 mensais e 24 períodos bimensais. Os resultados mostram a proxim
idade das curvas 1 e 2, praticamente se confundem, e justific
am a adoção da discretização variável. Contudo, se a agregação
 de períodos for grande, os resultados podem se distanciar signif
icativamente da curva real como mostra a curva 3 da Figura 24.
 A discretização variável é válida mas deve contar com a exper
iência do otimizador para ponderar entre a exatidão dos result
ados e o esforço computacional requerido.

Para problemas gerais, o gradiente reduzido é preferil
vel ao simplex convexo [14] por possuir convergência assintótic
ca. Contudo, o algoritmo POSH possui também convergência assint
ótica [17] e com muito menor esforço computacional. Comparaç
ões com o gradiente reduzido foram feita para o sistema 1 e
 sistema 2 da referência [11] e os resultados estão mostrados na
 tabela 2.

Como os requisitos de memória do programa POSH são peq
uenos o sistema da figura 1 pode ser otimizado em um microcomp
utador I-7000 com um requisito de 42 Kbits de memória, para um
 horizonte de 3 anos com discretização mensal.

TABELA 2 - Comparação de Desempenho.

	SISTEMA 1		SISTEMA 2		
	Carga 4050 MW		Carga 11550 MW		
	4 unidades em cascata (1 a fio d'água)		18 unidades (7 a fio d'água)		
	Gradiente reduzido 11	POSH PDV-C	Gradiente reduzido 11	POSH PDV-C	POSH PDV-A
F.O. inicial	10030	9886	47E+08	53E+08	53E+08
F.O. final	1676	1681	467.	0.	25320
Iterações	92	21	164	108	178
Tempo	2,4 seg	0,78 seg	35,2 seg	9,8 seg	-
Armazena- mento	25xNNOS	10xNNOS+5NU	25x121	10x121+5x11	10x121+5x11

NNOS - número de nós

Computador PDP-10

NU - número de usinas.

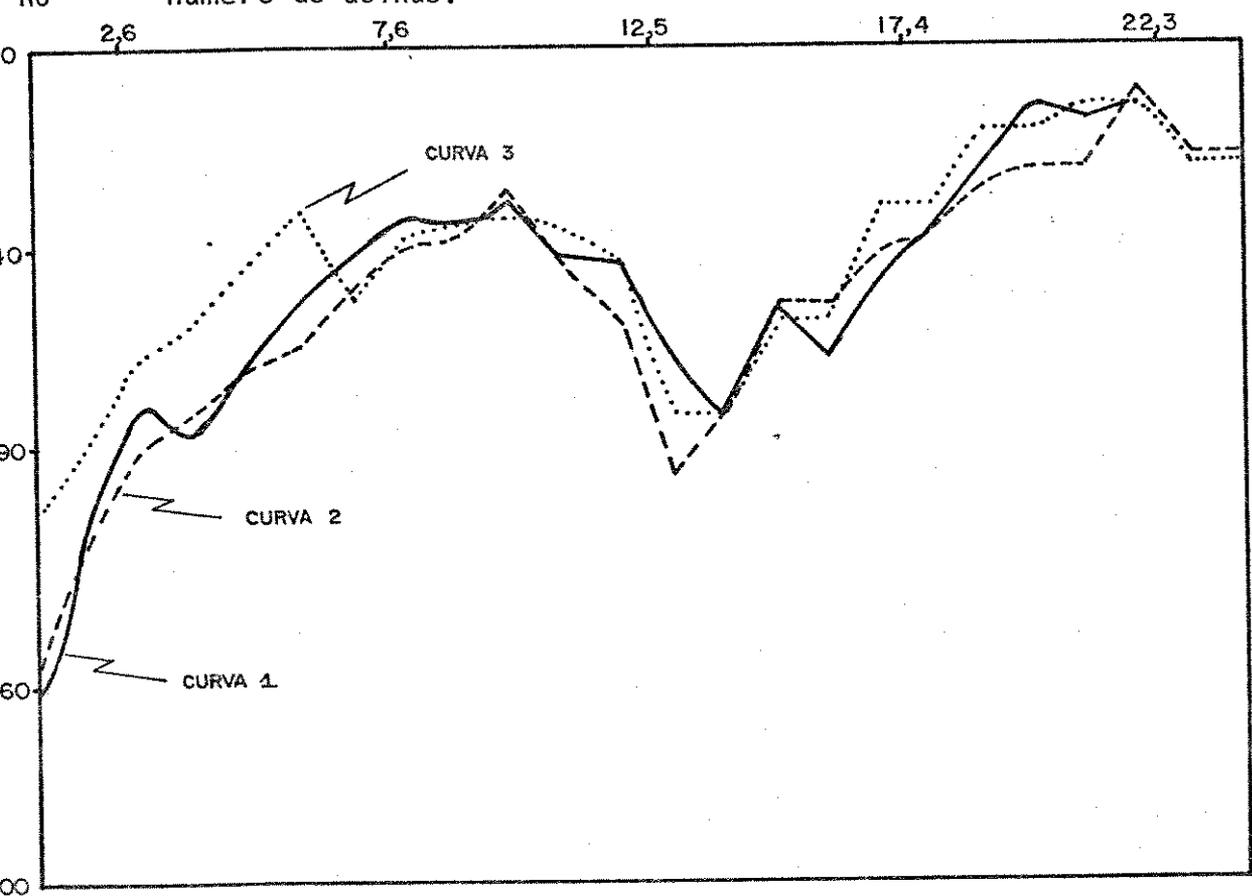


Figura 24 - Gráfico das Gerações

4. CONCLUSÕES

Aproveitando a estrutura particular da rede hidráulica e principalmente fazendo uso da intuição física do problema foi possível desenvolver o algoritmo POSH em um microcomputador ITAU-7000. Este algoritmo representa o problema hidrotérmico por um modelo de fluxo em rede e comporta um sistema de até 10 usinas com reservatórios e de até dez usinas a fio d'água em 36 intervalos de tempo resultando em um grafo com 360 nós e 720 arcos. O requisito de armazenagem em um microcomputador é da ordem de 42 Kbits.

O pequeno requisito de memória do algoritmo POSH se deve a possibilidade de identificação de um ciclo por um único apontador denominado Matriz de Defluências Básicas. Este fato permite a introdução de procedimentos de orientação da partição do conjunto de variáveis a cada iteração, baseados na análise da função objetivo e na intuição física do problema. Estes procedimentos compõem as estratégias de partição de variáveis, denominadas de Partição Dirigida de Variáveis, que procuram agilizar a convergência do algoritmo.

Além disto, o algoritmo incorpora a discretização do horizonte de planejamento em intervalos variáveis, que aumentam a medida que se distanciam do período inicial do planejamento.

Com a aplicação do algoritmo a uma parte significativa do sistema hidroelétrico do Sudeste brasileiro, foi possível uma análise comparativa:

- . das trajetórias dos reservatórios para diferentes hidrologias.

- . das importâncias da localização de um reservatório na cascata.
- . entre os objetivos de um programa otimizador e os objetivos de um programa simulador.

O ponto que se destaca das análises e comparações é a diferença de operação estabelecida pelo programa otimizador e o programa simulador. As trajetórias de volume obtidas pelos modelos de simulação são distintas das trajetórias obtidas pelo programa otimizador POSH, justificando a necessidade de um estudo para estabelecer a metodologia mais adequada ao setor energético brasileiro.

O programa POSH tem, entre outras, as seguintes utilidades:

- 1) Aplicado sobre o passado, ensina a operar o sistema no futuro desenvolvendo a sensibilidade do planejador.
- 2) Aplicado sobre o passado permite identificar regras de operação para os principais reservatórios do sistema.
- 3) Aplicado sobre o futuro imediato previsto (médio prazo), permite a otimização energética dos recursos hidráulicos, dentro de um esquema adaptativo de planejamento.

Como uma sugestão para trabalhos futuros com o algoritmo aqui apresentado ficam:

- . representação das funções de geração por aproximações quadráticas como sugerido por [2].
- . comparação dos resultados obtidos pelo modelo de

otimização e simulação para todo o histórico de afluências.

- . testes exaustivos do esquema adaptativo no sentido de levantar o seu grau de sub-otimalidade no sistema brasileiro.

V - ALOCAÇÃO DE POTÊNCIA POR FLUXO EM REDE

I. INTRODUÇÃO

Um algoritmo para alocação de potência ativa que considere as restrições operativas e as restrições de segurança em larga aplicação em sistemas de potência. Problemas de análise de segurança [22,23,24], despacho econômico [25,26,27,28], capacidade máxima de suprimento [30,31,32], mínimo corte de carga [33], confiabilidade conjunta geração-transmissão [33] e expansão dos sistemas de geração e transmissão [34,35] necessitam de um algoritmo para alocação de potência. Inicialmente, os objetivos a serem otimizados nestes problemas eram representados por um único segmento linear, ou quando não linear eram grosseiramente linearizados [24]. A solução destes problemas era usualmente obtida tendo como ferramenta de otimização a programação linear (PL), única disponível em pacotes comerciais. Portanto, não se dava importância aos detalhes de implementação dos algoritmos visando a utilização em grandes sistemas e as aplicações ficaram restritas a problemas nos quais a exatidão de modelagem dos objetivos era de importância secundária e cuja dimensão se enquadrasse dentro das limitações dos pacotes existentes.

Para sobrepor estas dificuldades, Stott [22] sugeriu o algoritmo dual simplex que explora a estrutura específica do problema utilizando uma base reduzida de trabalho e relaxação. Este algoritmo é muito eficiente tanto na representação das curvas de custo não linear por segmentos lineares quanto na consi-

ração das restrições.

O enfoque por programação linear tem sido defendido pois em contraste com os modelos não lineares a solução por PL é altamente confiável e a exatidão é suficientemente adequada para as aplicações anteriormente citadas [22].

Como o sistema elétrico é uma rede para transporte de potência, o modelo de transporte se torna um caminho natural para a representação do problema de alocação de potência. A primeira tentativa de resolver o problema da rede elétrica por modelo de transporte foi feita por Cooper [36] mas a primeira aplicação prática foi na área de expansão de redes de transmissão [37]. A seguir o modelo de transporte foi aplicado a estudos de confiabilidade [38, 35] despacho econômico [25, 26] e análise de contingência [27].

O mais recente desenvolvimento [40] propõe o modelo de transporte para a solução do problema de Fluxo de Carga em Corrente Alternada (FCCA). Neste, a corrente complexa é decomposta na parte real e na parte imaginária. Como resultado o FCCA é modelado como dois problemas de mínimo esforço; um que considera a componente real e outro que considera a componente imaginária. Para que os dois problemas resultantes possam ser resolvidos por algoritmos lineares convencionais de fluxo em rede, a função objetivo de mínimo esforço é linearizada por parte.

Este capítulo revisa inicialmente as aplicações do modelo de transporte na análise dos sistemas de potência. A seguir o problema de fluxo de carga em corrente contínua (FCCC) é formulado como um problema não linear de fluxo em rede utilizando o critério de mínimo esforço.

No capítulo VI é apresentada uma nova formulação para

problema de alocação de potência ativa em que ambas as leis de Kirchhoff são consideradas como restrições. A lei de corrente de Kirchhoff (LCK) é representada pelas equações de conservação de fluxo como usualmente é feito, enquanto que a Lei de Tensão de Kirchhoff (LTK) é representada por restrições lineares adicionais onde cada uma delas corresponde a um laço básico do circuito elétrico.

Para tirar partido da estrutura especial do problema resultante o GUB [52] (Generalized Upper Bounding) é utilizado. Na literatura esta técnica é também conhecida como Algoritmo Primal de fluxo em Rede com Restrições Lineares adicionais [41, 2].

O capítulo final apresenta uma comparação entre os resultados obtidos pelos modelos aqui descritos para um sistema teste IEEE de 24 barras, adota uma estrutura esparsa para armazenamento das restrições adicionais, sugere uma metodologia para análise de contingência que aproveita a solução anterior como uma solução inicial para o estado pós-contingência e propõe uma linha para continuação da pesquisa.

II. MODELO DE TRANSPORTE APLICADO A REDE ELÉTRICA

I. MODELO LINEAR

A descrição da estrutura geométrica de uma rede elétrica pode ser feita por representação de cada componente (linha de transmissão, transformador) por segmentos de retas chamados arcos e pela representação da interconexão dos arcos por nós. O conjunto de arcos e nós é chamado de grafo [43]. A figura 25 apresenta o diagrama unifilar de uma rede elétrica enquanto que a figura 26 mostra o grafo equivalente.

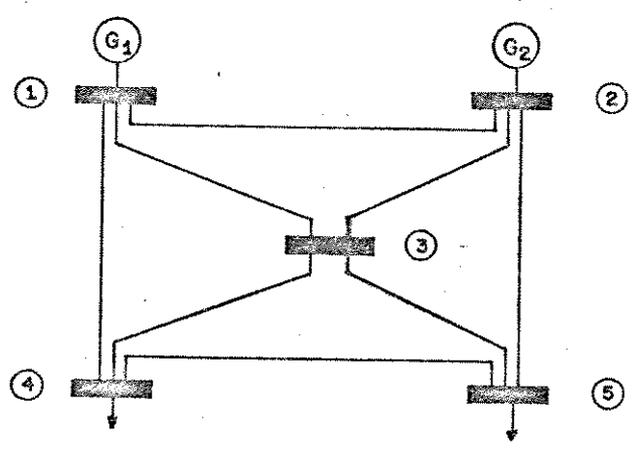


Figura 25 - Diagrama unifilar de uma rede elétrica hipotética.

Supõe-se inicialmente que a potência gerada e/ou consumida é conhecida. Portanto, é associada a cada nó do grafo uma injeção de fluxo igual a diferença entre a geração e a carga. Os limites de capacidade de cada arco são iguais aos limites mínimos e máximos dos componentes de transmissão, enquanto que os

custos são considerados proporcionais as reatâncias.

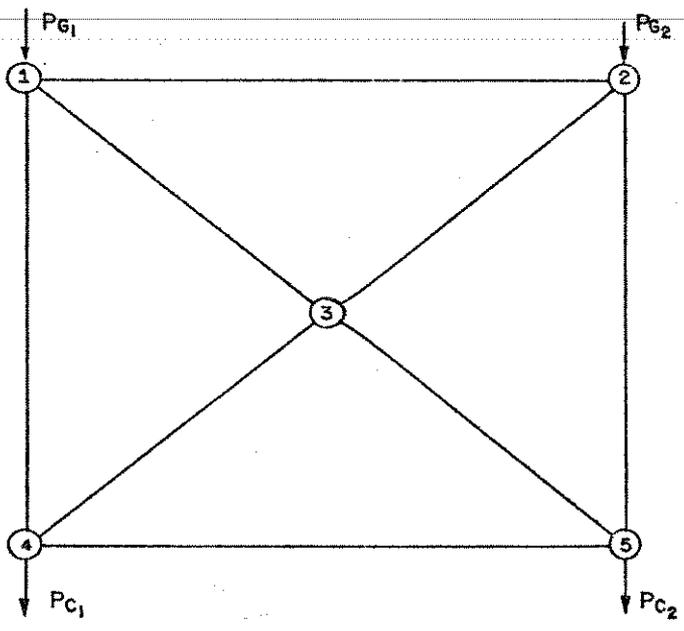


Figura 26 - Grafo correspondente ao diagrama unifilar da figura 25.

O problema a ser resolvido é encontrar a distribuição de fluxo pelos arcos do grafo, dentro dos limites de capacidade, que satisfaça as demandas dos nós de consumo enquanto minimiza o custo total de transporte de potência. Este problema é chamado de Modelo 1 e pode ser escrito como:

Modelo 1

$$\text{Minimizar } f = \sum_{i=1}^m C_i T_i \quad (20)$$

$$\text{S.a.} \quad \sum_{k \in \Omega_j} T_k = P_j \quad (21)$$

$$-\bar{T}_i \leq T_i \leq \bar{T}_i \quad (22)$$

$$j = 1 \dots n$$

$$i = 1 \dots m$$

onde

m é o número de arcos (linhas + transformadores)

n é o número de nós

C_i é o custo por unidade de potência associado ao arco i

P_j é a potência líquida injetada no nó j ou seja,

$P_{Gj} - P_{Cj}$ onde P_{Gj} é a potência gerada e P_{Cj} é a potência consumida.

T_i fluxo de potência do arco i

Ω_j é o conjunto de arcos conectados ao nó j

\bar{T}_i é a capacidade do arco i

Então (20)-(22) é um problema de fluxo em rede a custo mínimo

denominado por Garver [37] de "Modelo de Rede com Função de Per

da Linear", já que (20) é uma função objetivo linear com um cus-

to associado a cada arco proporcional a sua reatância (perda) ;

a equação (21) é a equação de conservação de fluxo nos nós, en-

quando que (22) impõe o atendimento dos limites de capacidade dos

arcos da rede. O problema resultante pode ser resolvido por

qualquer algoritmo convencional de fluxo em rede.

Como o Modelo 1 considera somente a LCK, uma comparação entre a resolução de um circuito por modelo de fluxo em rede e por modelo elétrico é apresentada na Tabela 3.

TABELA 3 - Circuito Elétrico por fluxo em rede x Modelo elétrico.

Modelo de Fluxo em Rede	Modelo Elétrico
a) Fluxo	. corrente
b) Potencial de um nó	. tensão
c) Nó de referência	. nó terra
d) Somatória de fluxo em um nó igual a zero	. somatória de corrente em um nó igual a zero
e) Capacidade de um arco não pode ser excedida	. capacidade irrestrita
f) Custo	. impedância
g) Fluxo em um arco será: - zero, se a diferença de potencial entre os nós do arco é menor que o custo do arco. - máximo, e dirigido do maior potencial para o menor potencial quando a diferença de potencial é maior que o custo do arco. - do nó maior potencial para o nó menor potencial e entre os limites de capacidade quando a diferença de potencial é igual ao custo do arco.	. Produto corrente x impedância em um laço igual a zero
h) A diferença de potencial "para os arcos da árvore" é igual ao custo do respectivo arco.	. a diferença de potencial entre os nós é "sempre" igual ao produto da impedância pela corrente do componente.

Devem ser ressaltadas as diferenças entre os itens e, f e g da Tabela 3. Estas diferenças fazem com que o Modelo de Rede com Função de Perda Linear seja inadequado para a resolução precisa dos circuitos elétricos. Este fato será destacado por um exemplo apresentado no capítulo VII.

O problema 1 foi utilizado por [37,44,45], no planejamento da expansão, por [38,39] na determinação da confiabilidade conjunta do sistema Geração-Transmissão, por [25,26] no estabelecimento de uma política de despacho econômico, por [28] em escalamento de geração e análise de contingência, entre outras aplicações.

F. MODELO QUADRÁTICO

Em muitas aplicações da otimização em sistemas elétricos um dos objetivos é a minimização das perdas no sistema de transmissão. Uma expressão aproximada [25] para as perdas em um componente i da transmissão é dada por

$$\text{PERDA}_i = R_i T_i^2 \quad (23)$$

onde R_i é a resistência do componente i . Na figura 27 é mostrada a curva de Perda.

A perda total do sistema, PERDA, é igual a soma das perdas individuais em cada componente, ou seja

$$\text{PERDA} = \sum_{i=1}^m \text{PERDA}_i = \sum_{i=1}^m R_i T_i^2 \quad (24)$$

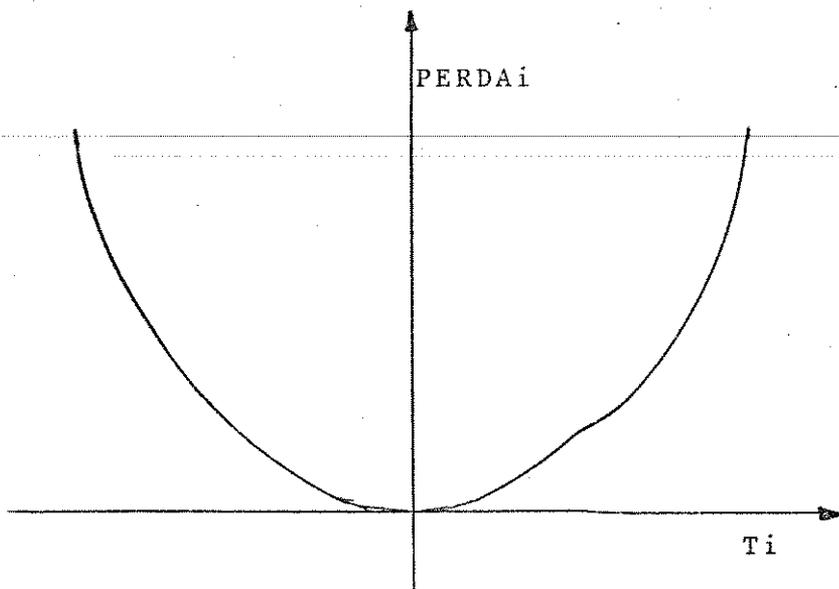


Figura 27 - PERDA_i para um componente de transmissão.

que é uma função aditivamente separável e portanto pode ser linearizada por parte [25,26,42] como na figura 28.

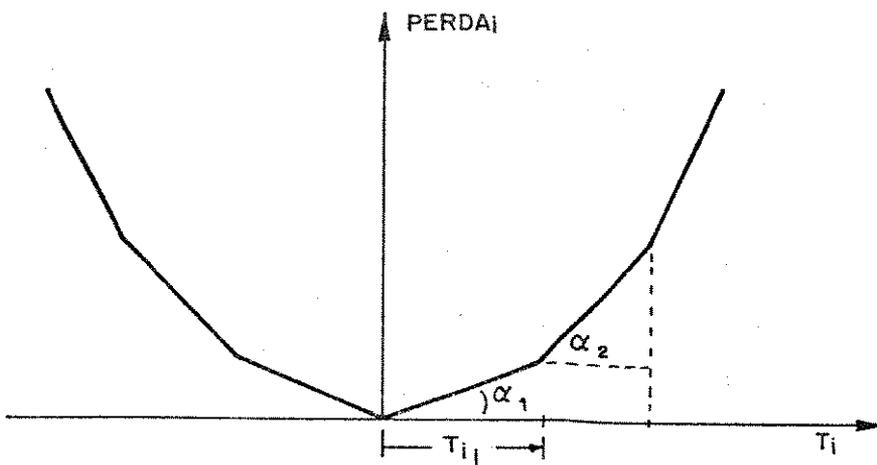


Figura 28 - Linearização por parte das PERDAS.

O Modelo 1 pode agora ser reescrita como:

Modelo 2

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^m \sum_{\ell=1}^L C_{i\ell} T_{i\ell} \quad (25)$$

$$\text{S.A. } \sum_{k \in \ell j} \sum_{\ell=1}^L T_{k\ell} = P_j \quad (26)$$

$$T_{i\ell} \leq T_{i\ell} \leq \bar{T}_{i\ell} \quad (27)$$

$$i = 1 \dots m$$

$$j = 1 \dots n$$

$$\ell = 1 \dots d$$

onde d é o número de discretizações da função perda, $T_{i\ell}$ é o fluxo no arco i e discretização ℓ , $C_{i\ell}$ é o custo associado a discretização ℓ e $[T_{i\ell}, \bar{T}_{i\ell}]$ são os limites do fluxo na discretização ℓ .

O objetivo deste problema é estabelecer uma distribuição de fluxo tal que as perdas sejam minimizadas, e a função objetivo estará tão mais próxima das perdas reais quanto maior for o número L de discretização. Contudo as perdas na transmissão não são consideradas explicitamente pois para tanto o problema necessitaria ser formulado como um problema de fluxo em rede com perdas.

A exatidão dos resultados cresce com o número L de discretizações e o esforço computacional com o dobro de L . Portanto, uma razão de compromisso existe e será estudada no capítulo VII.

O fluxo em uma linha de transmissão é fortemente de-

pendente de sua reatância e uma extensão para o problema 2 é considerar em lugar da resistância a reatância como será mostrado a seguir.

3. O FLUXO DE CARGA EM CORRENTE CONTÍNUA (FCCC)

O fluxo de carga em corrente contínua se baseia no fato de que o fluxo de potência ativa em um componente de transmissão é aproximadamente proporcional a abertura angular entre as barras que o conectam. O modelo de FCCC é obtido a partir das equações de fluxo de carga em corrente alternada. Neste, a potência transmitida por uma linha j , figura 29 é dada pela seguinte relação

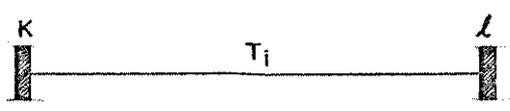


Figura 29 - Fluxo de Potência em um componente.

$$T_i = \frac{V_k^2}{Z_i^2} R_i - \frac{V_k V_l}{Z_i^2} (R_i \cos \theta_i - X_i \sin \theta_i) \tag{28}$$

onde V_k é a tensão da barra k ; $Z_i = R_i + jX_i$ é a impedância da linha i e $\theta_i = \delta_k - \delta_l$ é a diferença angular entre as barras k e l . Fazendo todas as tensões de barra iguais a unidade e desprezando a resistância, (28) pode ser escrita como:

$$T_i = \frac{1}{X_i} \text{sen} \theta_i \quad (29)$$

onde X_i é a reatância associada ao ramo i .

Para diferenças angulares pequenas $\text{sen} \theta_i \approx \theta_i$ e portanto (24) toma a forma

$$T_i = \frac{1}{X_i} \theta_i = \frac{\delta_k - \delta_l}{X_i} \quad (30)$$

Em termos matriciais

$$T = X^{-1} \theta \quad (31)$$

onde X é a matriz diagonal de reatância e θ o vetor de diferença angular entre barras.

Por conseguinte a potência ativa em um arco i , dada por T_i , é definida por uma relação análoga a existente entre o fluxo de corrente e a queda de tensão em um circuito elétrico em corrente contínua, daí o nome FCCC.

Da Eq. 21 sabe-se que:

$$P_j = \sum_{k \in \Omega_j} T_k \quad (32)$$

que escrita em termos matriciais resulta

$$P = AT \quad (33)$$

onde P é o vetor de potência líquida injetada, T é o vetor das

potências circulantes nos ramos e A é a matriz incidência nó-ramo. Substituindo o valor de T dado por (31) em (33) resulta:

$$P = AT = AX^{-1}\theta = AX^{-1}A\delta = B\delta \quad (34)$$

onde X^{-1} é uma matriz diagonal de susceptância de ramo, B matriz de susceptância de barra, δ ângulo de barra, enquanto que θ é o vetor de diferenças angulares entre barras interconectadas.

A equação (34), conhecida como FCCC é largamente empregada na análise de sistemas elétricos de potência tanto em planejamento quanto na operação. No planejamento da expansão foi utilizado por [33,34,35,45,48]; na determinação da confiabilidade conjunta geração-transmissão por [33,46]; na determinação da capacidade máxima de suprimento por [29,30,31,34].

4. O FCCC COMO UM PROBLEMA DE MÍNIMO ESFORÇO

O fato dos fluxos de potência se distribuírem em uma rede elétrica segundo o caminho de menor "distância elétrica" é conhecido como lei do mínimo esforço [49]. A "distância elétrica" em um modelo de FCCC é proporcional a reatância. Portanto, dada uma rede e um conjunto de injeções, os fluxos de potência ativa se distribuem nesta rede de forma a minimizar a somatória do produto da reatância de um ramo pelo quadrado do fluxo que o percorre. Então, pode-se enunciar o seguinte problema de otimização da circulação de fluxo na rede elétrica.

Modelo 3

$$\text{Min } Z = \frac{1}{2} T^t X T \quad (35)$$

$$\text{S.A } AT = P \quad (36)$$

onde X é uma matriz diagonal de reatância dos ramos. A função Lagrangeana associada ao problema 3 é dada por:

$$L(T, \lambda) = \frac{1}{2} T^t X T + \lambda^t (P - AT) \quad (37)$$

onde $\lambda(N \times 1)$ é o vetor dos multiplicadores de Lagrange. As condições de otimalidade são estabelecidas por

$$\nabla_T L(T, \lambda) = XT - A^t \lambda = 0 \quad (38)$$

$$\nabla_\lambda L(T, \lambda) = P - AT = 0 \quad (39)$$

Resolvendo (38) para T e (39) para P , resulta

$$P = (AX^{-1}A) \lambda \quad (40)$$

e fazendo analogia entre (34) e (40) resulta

$$\delta = \lambda \quad (41)$$

Portanto, o problema de mínimo esforço, Modelo 3, é equivalente ao modelo FCCC e o vetor multiplicador de Lagrange λ é equivalente ao vetor dos ângulos de barra δ .

O Modelo 3, considera a Lei de Corrente de Kirchhoff (LCK) diretamente como uma restrição rígida e a Lei de Tensão de Kirchhoff (LTK) pela função objetivo, restrição não rígida.

Possui uma estrutura de grafo com função objetivo não linear e aditivamente separável e pode ser resolvido por simplex convectivo [42,50]. Este é um algoritmo convencional de fluxo em rede acrescido de uma busca analítica já que o problema de mínimo esforço é um problema quadrático.

A Tabela 3 permanece válida exceto para os itens g e h. O item h passa a ser; a diferença de potencial para os arcos da rede, básicos e não básicos, será sempre igual a

$$\lambda_k - \lambda_l = X_i T_i \tag{42}$$

onde k e l são os índices das barras interligadas pelo arco i. A equação (42) pode ser reescrita como:

$$T_i = \frac{\lambda_k - \lambda_l}{X_i} \tag{43}$$

Portanto, a distribuição de fluxo é feita pela mesma lei do circuito elétrico em corrente contínua.

Na formulação do problema 3 não foram incluídas as limitações de capacidade de transmissão tornando desnecessário o item g da Tabela 3.

O modelo FCCC como um problema de mínimo esforço é idêntico ao modelo quadrático quando:

- . a relação R/X é igual a todas as linhas
- . no modelo quadrático são desprezadas as limitações de transmissão

Contudo, o principal objetivo do modelo quadrático era o estabelecimento de uma distribuição de fluxo que minimizasse as perdas totais do sistema.

O Modelo 3 pode ser estendido para considerar o custo da geração. Para tanto é conveniente introduzir na rede existente um nó fictício (nó N+1), e arcos artificiais partindo deste nó para os nós de geração, com custo igual ao custo da geração correspondente, e dos nós de carga para o nó fictício, resultando no seguinte problema:

$$\text{Min } \{f(P) + \frac{1}{2} X^t T X\} \quad (44)$$

$$\text{s.a } \quad \bar{A} \tilde{T} = 0 \quad (45)$$

$$\underline{P} \leq P \leq \bar{P} \quad (46)$$

onde \bar{A} é a matriz de incidência estendida aos arcos de geração e carga; $\tilde{T} = (T|P)$; $f(P)$ é a função custo associada a potência líquida injetada.

VI - ALOCAÇÃO DE POTÊNCIA POR FLUXO EM REDE COM RESTRIÇÕES ADICIONAIS

1. INTRODUÇÃO

No capítulo anterior foram estudados três modelos de fluxo em rede que são utilizados para alocação de potência. Como será demonstrado no próximo capítulo os dois primeiros modelos são pobres para uma representação exata do sistema. O modelo 3, embora exato, não considera as restrições de capacidade dos elementos de transmissão e portanto não pode ser utilizado na alocação de potência.

Neste capítulo será apresentado um modelo de fluxo em rede para alocação de potência que considera as restrições de capacidade dos elementos de transmissão, as restrições de capacidade para os geradores e custos não lineares para a potência gerada.

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Uma formulação genérica para o problema de alocação de potência tem como objetivo a otimização de uma potência líquida injetada tal que o custo de operação do sistema seja mínimo e sejam respeitadas as leis elétricas de Kirchhoff bem como os limites de capacidade dos elementos de transmissão. Em termos matemáticos este problema pode ser formulado como:

$$\text{Min} \left[\sum_{j=1}^n f_j(P_j) \right] \quad (47)$$

$$\text{S.A} \sum_{i \in \Omega_j} T_i = P_j \quad (48)$$

$$\sum_{k \in \Delta \ell} X_k T_k = 0 \quad (49)$$

$$-\bar{T}_i \leq T_i \leq \bar{T}_i \quad (50)$$

$$\underline{P}_j \leq P_j \leq \bar{P}_j \quad (51)$$

$$i = 1 \dots m$$

$$j = 1 \dots n$$

$$\ell = 1 \dots L$$

sendo

$f_j(P_j)$ - função objetivo associada a potência injetada (geração ou carga)

$\Delta \ell$ - conjunto dos arcos pertencentes ao laço básico ℓ

L - Número de laços básicos da rede elétrica.

A restrição (48) satisfaz a Lei de Corrente de Kirchhoff (LCK), a restrição (49) satisfaz a Lei de Tensão de Kirchhoff (LTC) enquanto que as restrições restantes consideram os limites de capacidade dos elementos de transmissão e elementos de geração.

Escrevendo (47) a (51) em termos matriciais e passando a potência injetada para o lado esquerdo, resulta:

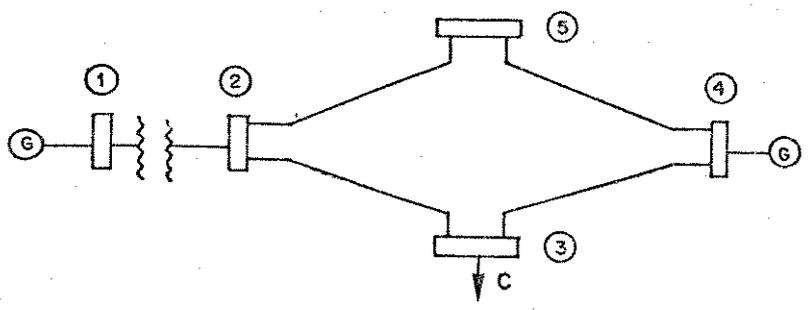
Modelo 4

$$\text{Min } [f(P)] \tag{52}$$

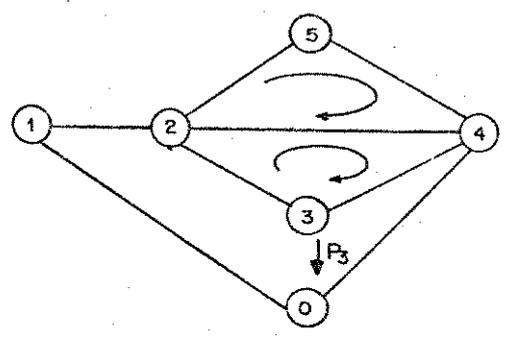
$$\text{S.A } \begin{bmatrix} \bar{A} \\ \bar{X} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T \\ P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{53}$$

onde \bar{A} é a matriz de incidência estendida e \bar{X} é a matriz laço-
 elemento.

A figura 30 mostra um diagrama unifilar de um sistema
 de cinco barras, bem como o grafo correspondente.



a) DIAGRAMA UNIFILAR



b) GRAFO CORRESPONDENTE

Figura 30 - Representação de um sistema de Potência.

Selecionando o nó zero como nó de referência e tomando os laços básicos assinalados 30.b a matriz de restrição (53) pode ser escrita como:

1	0	0	0	0	0	-1	0	0
-1	1	1	0	1	0	0	0	0
0	-1	0	1	0	0	0	1	0
0	0	-1	-1	0	1	0	0	-1
0	0	0	0	-1	1	0	0	0
0	-x ₂	x ₃	-x ₄	0	0			
0	0	-x ₃	0	x ₅	-x ₆	0		

T

P

= 0 (54)

De acordo com a aplicação, o vetor potência líquida injetada (P) pode ser totalmente especificado (gerações e cargas) resultando em um problema de FCCC; parcialmente especificado (especifica-se a carga) resultando em um problema de alocação ótima da potência gerada; ou não especificado cujo resultado será a determinação do corte mínimo de carga.

Se a função objetivo do Modelo 4 for linear, o problema resultante pode ser resolvido por pacotes comerciais tais como o MPSX [51]. Entretanto, os algoritmos convencionais de PL não aproveitam importantes particularidades do problema tais como:

- . Esparsidade da submatriz \bar{X}
- . Estrutura de grafo da matriz \bar{A}

A inclusão de LTK como restrição impossibilita a resolução do Modelo 4 por fluxo em rede. Uma maneira de reincorporar a estrutura de fluxo em rede é satisfazer as restrições cor

respondentes de LTK pelo critério, ou seja, as LTK são atendidas por técnicas de penalização (restrições não rígidas) como na formulação:

$$\text{Min} \left[\sum_{j=1}^N f(P_j) + \frac{1}{2} w \sum_{\ell=1}^L \left(\sum_{k \in \Delta \ell} X_k T_k \right)^2 \right] \quad (55)$$

$$\text{S.A} \quad AT - P = 0 \quad (56)$$

$$\underline{T} \leq T \leq \bar{T} \quad (57)$$

$$\underline{P} \leq P \leq \bar{P} \quad (58)$$

onde w é um fator de penalidade.

Este é um problema de fluxo em rede com função objetivo não linear e não separável podendo ser resolvido pelo método de gradiente reduzido.

Embora esta formulação seja um caminho viável não será considerada com maior profundidade neste trabalho. A seguir, será apresentado um algoritmo que aproveita as particularidades do problema 4 ao mesmo tempo que considera a LTK como restrição rígida.

3. ALGORÍTMO PARA A SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO EM REDE COM RESTRIÇÕES LINEARES ADICIONAIS

Para considerar a lei de tensão de Kirchhoff como uma restrição rígida e aproveitar a estrutura particular do problema 4 será utilizado uma variante do método primal simplex que

é baseada no GUB (Generalized Upper Bounding Technique) conhecida na literatura como Método Primal para a solução de problemas de fluxo com restrições lineares adicionais. Este método, além de aproveitar a estrutura da rede, utiliza uma base de trabalho de dimensão igual ao número de restrições lineares adicionais. Para uma rede elétrica, a dimensão L da base de trabalho é definida por

$$L = m - n + 1 \tag{59}$$

com m igual ao número de linhas de transmissão mais transformadores e n igual ao número de barras. Como a relação m/n é pequena para sistemas elétricos, o método a seguir proposto pode trazer considerável vantagem computacional.

Para tanto o Modelo 4 é reescrito como:

$$\text{Min } [f(x)] \tag{60}$$

$$\text{S.A } \begin{bmatrix} \bar{A} \\ \bar{X} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix} \tag{61}$$

onde $x^t = [T, P]$.

Considerando que o grafo é conexo pois representa uma rede elétrica, e considerando que a matriz \bar{X} tem rank completo pois é formada pelos laços básicos da rede, a matriz de restrições \tilde{A} definida por

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} \bar{A} \\ \bar{X} \end{bmatrix} \tag{62}$$

terá rank completo. Então qualquer base de (62) consistirá de

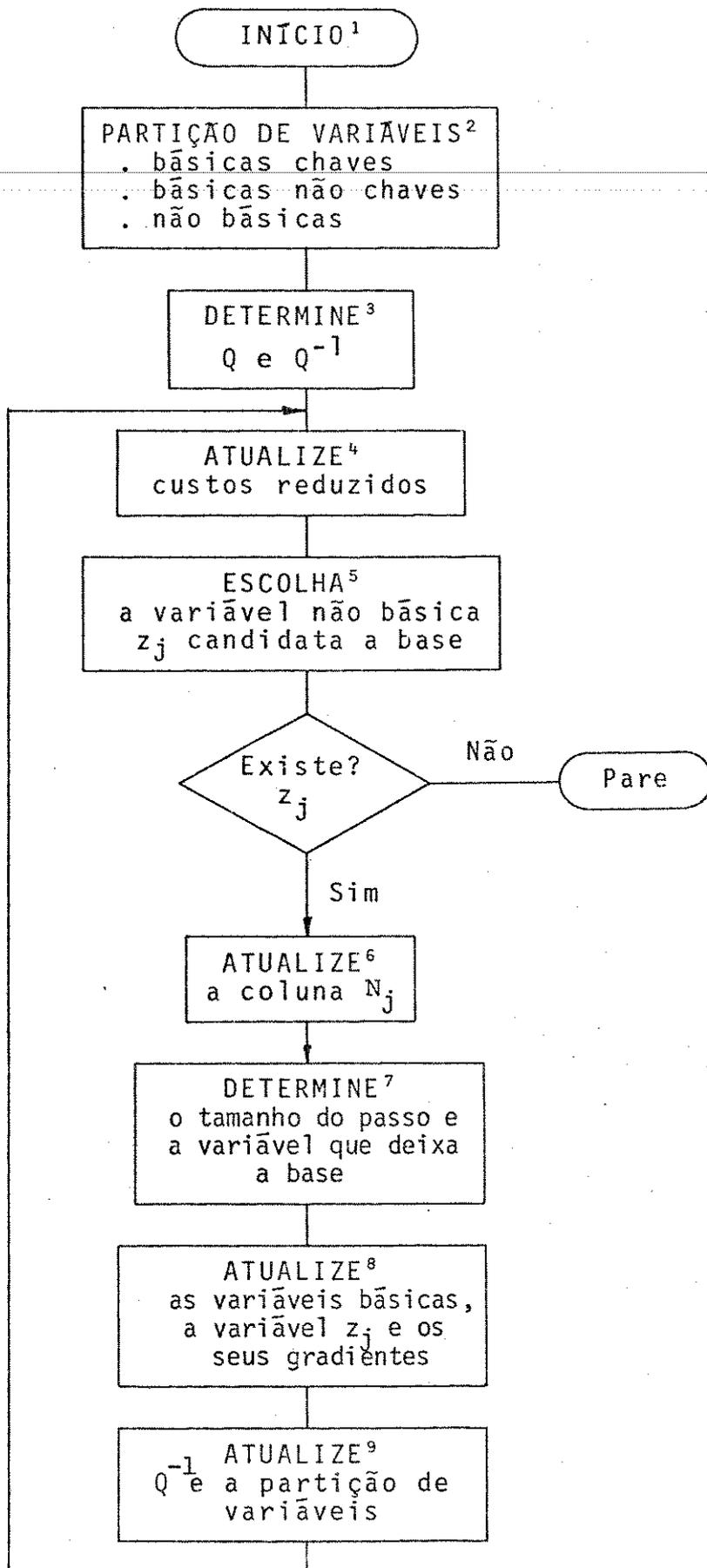


Figura 31 - Fluxograma do AFRA.

+n-1 colunas linearmente independente de \tilde{A} e pode ser escrita em forma particionada como:

$$\bar{B} = \begin{bmatrix} B & C \\ D & F \end{bmatrix} \quad (63)$$

onde \bar{B} é a matriz de base e B corresponde a uma árvore enraizada. As (n-1) variáveis associadas a árvore e que portanto compõem B são chamadas variáveis chave enquanto que as L restantes variáveis básicas são chamadas variáveis não-chave.

A inversa de \bar{B} é dada por [42]

$$\bar{B}^{-1} = \begin{bmatrix} B^{-1} + B^{-1}CQ^{-1}DB^{-1} & -B^{-1}CQ^{-1} \\ -Q^{-1}DB^{-1} & Q^{-1} \end{bmatrix} \quad (64)$$

onde

$$Q = F - DB^{-1}C \quad (65)$$

Na figura 31 é apresentado um Algoritmo de Fluxo em Redes com Restrições Adicionais (AFRA) que aproveita a estrutura especial do problema e que utiliza uma base de trabalho Q de dimensão L, igual ao número de laços básicos. Esta base de trabalho é atualizada a cada iteração pela forma sugerida por [42] evitando sua inversão explícita a cada iteração.

Para enfatizar como a estrutura de grafo do problema pode ser aproveitada os principais passos do algoritmo são comentados em detalhe, com atenção especial aos passos referentes a atualização dos custos reduzidos e atualização da coluna candidata a entrar na base.

O passo 2 do algoritmo AFRA estabelece a partição inicial em variáveis básicas (chaves + não chaves) e variáveis não básicas. As variáveis básicas chaves correspondem a uma árvore associada a equação de conservação de fluxo, Equação 56, e são compostas de arcos correspondendo a geradores e/ou cargas. Quando necessário, arcos correspondendo a gerações artificiais são adicionados ao grafo tendo como capacidade máxima o valor $z_{\bar{e}}$.

O passo 3 determina a base de trabalho Q através de (5) e calcula a sua inversa. A partição de variáveis adotada no passo 2, todas as variáveis básicas chaves associadas a geradores ou cargas, faz com que Q seja igual a F e que possua alto grau de esparsidade, no máximo dois elementos por coluna. Esta estrutura particular permite que Q^{-1} seja rapidamente calculada.

O passo 4 corresponde a atualização de custos sendo equivalente ao processo utilizado na determinação da direção de caminhada das variáveis não básicas no método do gradiente reduzido e definida por:

$$R = \bar{V}_z - \bar{V}_y \bar{B}^{-1} N \quad (66)$$

onde R é o vetor de custo reduzido; y é o conjunto de variáveis básicas (chaves + não chaves); z é o conjunto das variáveis não básicas; \bar{V}_y é o gradiente de relação as variáveis básicas; \bar{V}_z é o gradiente em relação as variáveis não básicas, N é a submatriz composta pelas colunas associadas às variáveis não básicas de \bar{A} .

Chamando de multiplicador π ao produto

$$\pi = \nabla_y \bar{B}^{-1} \quad (67)$$

participando-o de maneira semelhante às variáveis básicas, resulta

$$\pi = [\pi_1 \quad \pi_2] = [\nabla_{y1} \quad \nabla_{y2}] \begin{bmatrix} B^{-1} + B^{-1} C Q^{-1} D B^{-1} & -B^{-1} C Q^{-1} \\ -Q^{-1} D B^{-1} & Q^{-1} \end{bmatrix} \quad (68)$$

de $[\nabla_{y1} \quad \nabla_{y2}]$ corresponde a partição dos gradientes com relação as variáveis chaves e não-chaves respectivamente. A partir (68) os multiplicadores podem ser calculados como:

$$\pi_1 = \nabla_{y1} B^{-1} + \nabla_{y1} B^{-1} C Q^{-1} D B^{-1} - \nabla_{y2} Q^{-1} D B^{-1} \quad (69)$$

$$\pi_2 = \nabla_{y2} Q^{-1} - \nabla_{y1} B^{-1} C Q^{-1} \quad (70)$$

As operações envolvendo B^{-1} são eficientemente realizadas como um problema de fluxo em rede que utiliza um algoritmo de marca. Para explorar este fato o custo reduzido pode ser calculado pela seguinte seqüência de passos [42].

Cálculo do Custo Reduzido

Passo 1: Faça $\gamma_1 = \nabla_{y1} B^{-1}$

Passo 2: Faça $\gamma_2 = \nabla_{y1} + \gamma_1 C Q^{-1} D - \nabla_{y2} Q^{-1} D$

Passo 3: Faça $\pi_1 = \gamma_2 B^{-1}$

Passo 4: Faça $\pi_2 = (\nabla_{y2} - \gamma_1 C) Q^{-1}$

Passo 5: Faça $v = \nabla_z - \pi N$

As submatrizes C e D possuem no máximo dois elementos por coluna enquanto que a submatriz N possui no máximo quatro elementos, o que permite o uso de técnicas de esparsidade.

O passo 6 atualiza a coluna não básica associada a variável não básica z_j candidata a se tornar coluna básica. A atualização é feita pela expressão

$$\hat{N}_j = \bar{B}^{-1} N_j \quad (71)$$

onde \hat{N}_j é a coluna atualizada. A equação (71) pode ser reescrita como

$$\hat{N}_j = \begin{bmatrix} \hat{N}_{j1} \\ \hat{N}_{j2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B^{-1} (N_{j1} + CQ^{-1}DB^{-1}N_{j1}) - CQ^{-1}N_{j2} \\ -Q^{-1}DB^{-1}N_{j1} + Q^{-1}N_{j2} \end{bmatrix} \quad (72)$$

sendo que N_{j1} e N_{j2} correspondem a partição da coluna N_j com relação a partição chave e não-chave. Um caminho eficiente para calcular (72) é sugerido a seguir:

Atualização de Coluna não básica

Passo 1: Faça $\gamma_1 = B^{-1} N_{j1}$

Passo 2: Faça $\gamma_2 = N_{j1} + CQ^{-1}D\gamma_1 - CQ^{-1}N_{j2}$

Passo 3: Faça $\hat{N}_{j1} = B^{-1}\gamma_2$

Passo 4: Faça $\hat{N}_{j2} = Q^{-1}(N_{j2} - D\gamma_1)$

O passo 1 determina o ciclo que a variável z_j fecha na árvore enquanto que o passo 3 é efetuado de forma semelhante ao passo 1.

Os passos 5, 7 e 8 do fluxograma da Figura 31 seguem procedimento padrão da programação não linear, enquanto que o passo 9 é a atualização de Q^{-1} .

Uma maneira eficiente para atualização da inversa da base de trabalho Q é apresentada a seguir. A atualização da inversa da matriz de base \bar{B} é feita por

$$\bar{B}_{i+1}^{-1} = E \bar{B}_i^{-1} \tag{73}$$

onde E é a matriz de transformação.

Se E for particionado de forma compatível com a partição de variáveis chaves e variáveis não-chaves resulta:

$$E = \begin{bmatrix} E_1 & E_2 \\ \text{-----} & \\ E_3 & E_4 \end{bmatrix} \tag{74}$$

A base de trabalho para o $(i+1)$ -ésimo pivoteamento será dada por:

$$Q_{i+1}^{-1} = (E_4 - E_3 B^{-1} C) Q_i^{-1} \tag{75}$$

Dois possíveis casos de atualização são avaliados a seguir:

1) A coluna que deixa a base é não-chave.

Para este caso a matriz de transformação é uma matriz coluna elementar da forma:

$$\bar{E} = \begin{bmatrix} I & E_2 \\ \text{-----} & \\ 0 & E_4 \end{bmatrix} \tag{76}$$

ue aplicada a equação (73), resulta

$$B_{i+1}^{-1} = \begin{bmatrix} I & E_2 \\ 0 & E_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B & C \\ D & F \end{bmatrix}^{-1} \quad (77)$$

Portanto a inversa da base de trabalho para o (i+1)-ésimo pivoteamento será dada por:

$$Q_{i+1}^{-1} = E_4 Q_i^{-1} \quad (78)$$

onde E_4 é uma submatriz coluna elementar.

) A coluna que deixa a base (KS) é uma coluna chave. Portanto, corresponde a um arco da árvore. Se este arco for removido, algum outro arco deve se incorporar a árvore. Então, o primeiro passo é verificar se existe uma coluna básica, pertencente ao conjunto das variáveis não-chaves (KN) que possa assumir o lugar da coluna chave candidata a deixar a base como ilustrado pela figura 32.

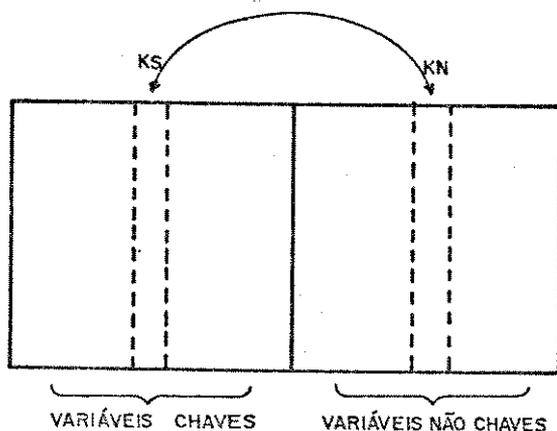


Figura 32 - Troca de uma variável chave por uma variável não-chave.

$$P_4 = \begin{bmatrix} I & & \\ & 0 & \\ & & I \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \text{linha } j \\ \\ \text{coluna } j \end{array} \quad (83)$$

A matriz Q_i^{-1} , após a permutação entre variável chave não-chave, fica

$$Q_i^{-1} = (P_4 - P_3 B^{-1} C) Q_i^{-1} \quad (84)$$

Observando-se que

$$P_3 B^{-1} C = \begin{bmatrix} 0 \\ -\beta^j C \\ 0 \end{bmatrix} \quad (85)$$

onde β^j é a linha j da matriz B^{-1} . Para a nova partição de base resulta:

$$Q_i^{-1} = \begin{bmatrix} I \\ -\beta^j C \\ I \end{bmatrix} Q_i^{-1} \quad (86)$$

Agora, após a permutação das colunas, a variável candidata a sair da base pertence ao conjunto de variáveis não-chaves sendo possível aplicar o caso 1.

Por outro lado, caso todos os elementos da linha l de sejam nulos a matriz Q_{i+1}^{-1} será igual a matriz Q_i^{-1} e a variável que entra na base se torna variável chave.

VII - APLICAÇÃO

1. COMPARAÇÃO DOS MODELOS

Para a comparação dos quatro modelos de alocação de potência anteriormente discutidos será utilizado o Sistema-Teste IEEE-24 cujo diagrama unifilar é apresentado na figura 33. Os dados de geração e carga estão na Tabela 4 enquanto que os dados de linha estão na Tabela 5. O objetivo considerado neste estudo é a determinação do corte mínimo de carga por ser compatível com os quatro modelos utilizados. Os três primeiros modelos se baseiam no critério do mínimo esforço. Este critério procura assegurar a LTK pela função objetivo. Quatro diferentes graus de exatidão para representação desta função são considerados, como mostrado na figura 34. Na figura 34a, o custo por unidade de potência transmitida em cada arco é proporcional a reatância (resistência) do mesmo, coerentemente com o modelo 1 apresentado no capítulo 5. Na figura 34b, a curva de custo é discretizada em quatro intervalos iguais, enquanto que na figura 34c, a curva de custo é discretizada em seis intervalos iguais. Em ambos os casos se aplica o modelo 2 do capítulo 5. Na figura 34d está representado com exatidão o critério de mínimo esforço, modelo 3, através de uma curva do segundo grau. O quarto modelo, que assegura a satisfação das leis de tensão de Kirchoff como restrições lineares adicionais ao algoritmo de fluxo em redes, utiliza o algoritmo AFRA como método de solução. Os resultados deste modelo são iguais ao do FCCC e serão tomados para a comparação com os outros modelos.

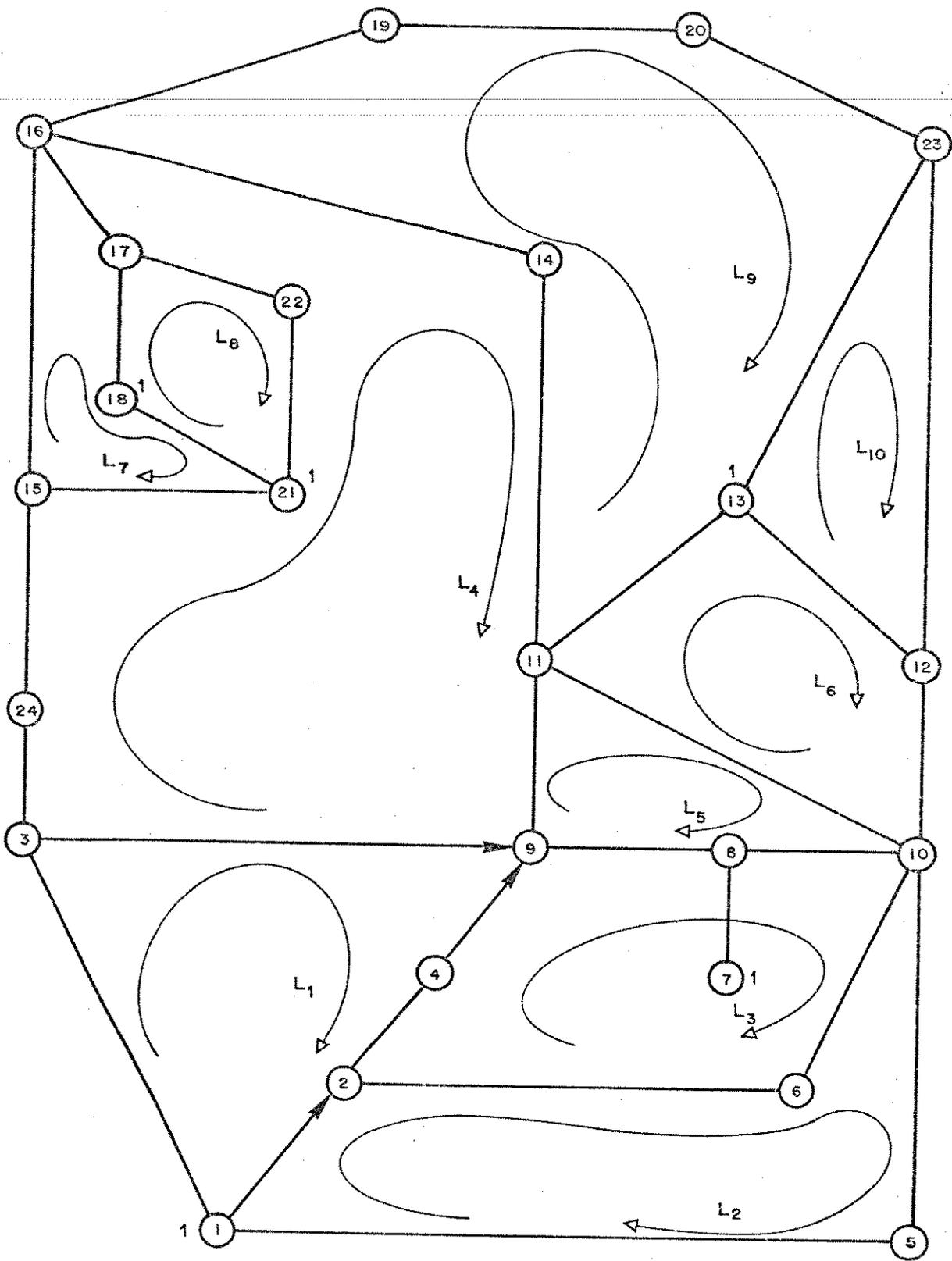


Figura 33 - Sistema IEEE 24.

TABELA 4 - Dados de Geração e Carga.

BARRA	GERAÇÃO	CARGA
1	192.	108.
2	192.	97.
3		180.
4		74.
5		71.
6		136.
7	300.	125.
8		171.
9		175.
10		195.
13	591.	265.
14		194.
15	215.	317.
16	155.	100.
18	400.	333.
19		181.
20		128.
21	400.	
22	300.	
23	660	

TABELA 5 - Dados e fluxo de linha.

DADOS DE LINHA			MOD 1	MOD 2	MOD 2	MOD 3	MOD 4	MOD 3	MOD 4			
			4 disc		6 disc							
DE	PARA	X	-T	T	T	T	T	T	T	T		
1	1	2	.0139	-175	175	- 21.	0.	5.	16.6	17.9	16.5	14.9
2	1	3	.2112	-175	175	0.	0.	0.	1.0	3.8	13.4	10.4
3	1	5	.0745	-175	175	85.	63.	58.	45.4	41.3	33.4	37.7
4	2	4	.1267	-175	175	54.	76.	31.	54.0	57.3	42.4	65.5
5	2	6	.1920	-175	175	0.	0.	50.	38.6	36.6	50.1	25.4
6	3	9	.1190	-175	175	121.	21.	0.	27.5	29.3	-4.6	33.2
7	3	24	.0839	-400	400	-336.	-236.	-215.	-240.9	-240.5	-230.3	-237.8
8	4	9	.1037	-175	175	- 34.	- 12.	- 58.	-34.4	-31.1	-32.1	-22.9
9	5	10	.0883	-175	175	- 0.	- 21.	- 26.	-39.4	-43.5	-51.7	-47.1
0	6	10	.0605	-175	175	-162.	-162.	-113.	-123.9	-125.9	-100.0	-100.0
1	7	8	.0614	-175	175	150.	151.	151.	150.7	150.0	100.0	100.0
2	8	9	.1651	-175	175	- 53.	0.	0.	-14.3	-13.1	-27.5	-30.6
3	8	10	.1651	-175	175	0.	- 54.	- 54.	-39.3	-41.2	-50.5	-73.7
4	9	11	.0839	-400	400	-175.	-200.	-267.	-230.2	-224.0	-239.9	-229.3
5	10	11	.0839	-400	400	-105.	-200.	-158.	-171.2	-168.8	-185.2	-144.5
5	10	12	.0839	-400	400	-291.	-271.	-267.	-264.4	-274.7	-250.0	-250.0
7	11	13	.0476	-500	500	-278.	-294.	-333.	-271.0	-294.3	-334.4	-286.2
8	11	14	.0418	-500	500	- 6.	-106.	- 92.	-130.4	-98.5	-90.6	-87.5
9	12	13	.0476	-500	500	0.	- 21.	-100.	-101.4	-107.6	-91.9	-100.2
0	12	23	.0966	-500	500	-291.	-250.	-167.	-162.9	-167.1	-158.1	-149.8
1	13	23	.0865	-500	500	0.	- 41.	159.	-98.1	-127.4	-151.9	-112.1
2	14	16	.0389	-500	500	-237.	-337.	-324.	-362.1	-330.1	-322.4	-319.3
3	15	16	.0173	-500	500	0.	52.	0.	25.7	22.7	-44.1	54.3
4	15	21	.0245	-500	500	-500.	-452.	-379.	-430.4	-426.9	-350.0	-350.0
5	15	24	.0519	-500	500	336.	236.	215.	241.0	240.5	230.3	237.8
5	16	17	.0259	-500	500	-202.	-250.	-323.	-271.0	-275.6	-350.0	-148.6
7	16	19	.0231	-500	500	0.	0.	35.	-29.9	3.7	19.1	19.1
8	17	18	.0144	-500	500	-202.	-201.	-167.	-143.1	-136.7	-201.7	-113.4
9	17	22	.1053	-500	500	0.	- 49.	-156.	-128.0	-139.0	-148.3	-135.3
0	18	21	.0130	-500	500	-199.	-198.	-164.	-140.6	-134.2	-199.2	-110.9
1	19	20	.0198	-500	500	-216.	-216.	-181.	-246.1	-212.5	-197.1	-197.1
2	20	23	.0108	-500	500	-369.	-269.	-334.	-399.0	-365.4	-350.0	-350.0
3	21	22	.0678	-500	500	-299.	-250.	-143.	-171.0	-161.0	-149.2	-164.0

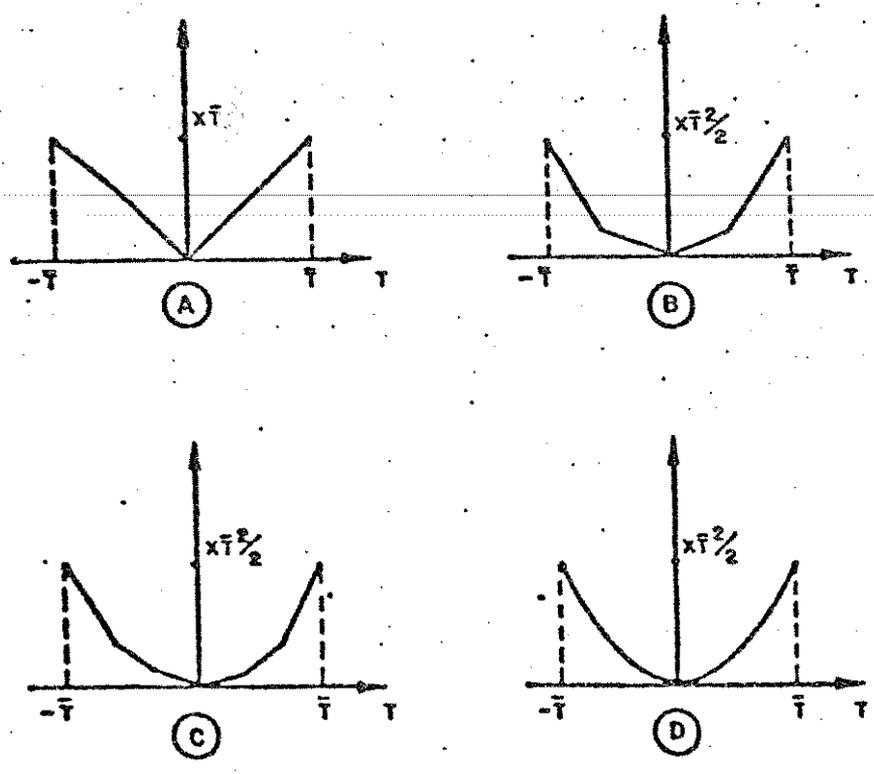


Figura 34 - Representação do Critério de Mínimo esforço por vários níveis de exatidão.

Uma comparação da coluna 7 com a coluna 11 da Tabela 5 mostra que os resultados do Modelo 1 estão muito longe dos fluxos reais nas linhas. Embora o Modelo 2, com a curva de custo sendo representada por quatro segmentos, coluna 8, apresente resultados com a mesma tendência do FCCC, ou seja, fluxo circulando no mesmo sentido, os resultados ainda não estão próximos dos resultados reais e o esforço computacional em termos de requisito de memória e tempo de CPU é em torno de 2,5 maior que o esforço gasto pelo Modelo 1. O aumento das discretizações, para representação do critério de mínimo esforço para seis patamares, figura 34c, melhora os resultados mas não o suficiente para torná-los próximos dos obtidos pelo FCCC. O número de itera-

ções necessárias foi duas vezes maior que a do caso anterior.

Para aumentar a precisão dos resultados é necessário se considerar o critério de mínimo esforço pela função quadrática da figura 34d, como é sugerido pelo Modelo 3. Os resultados são muito melhores e podem se tornar mais precisos a medida que se afine o critério de convergência. Neste modelo não há acréscimo de requisito de memória, contudo deve-se fazer um estudo da exatidão de resultados e o tempo computacional gasto para tal. Os resultados das colunas 9 e 10 não são influenciados pelos limites de capacidade, pois a distribuição de fluxo nos elementos de transmissão está ainda longe dos limites especificados.

A penúltima coluna da tabela 5 mostra os resultados para a representação do critério de mínimo esforço para uma curva como a da figura 34d, enquanto que a última coluna mostra os resultados obtidos pelo AFRA, para uma redução dos limites de capacidade de transmissão em torno de 40% (175 → 100, 400 → 250, 500 → 350). Este estudo foi feito para mostrar a influência dos limites de capacidade sobre os dois modelos. Para este caso, o corte de carga do sistema aumentou para 399 MW na solução exata, enquanto que na solução pelo critério de mínimo esforço o corte de carga do sistema foi de somente 202 MW. Este fato demonstra a impropriedade do modelo de mínimo esforço para a consideração das capacidades dos elementos de transmissão.

A tabela 6 apresenta o número de iterações necessárias quando utilizados os modelos de fluxo em rede. Para o modelo 2, foram adotadas duas numerações diferentes para as linhas e os novos resultados estão apresentados após a barra (/). Estes resultados destacam a influência da condição inicial no número final de iterações.

TABELA 6 - Iterações pelo modelo de fluxo

	FASE 1	FASE 2
Modelo 1	30	72
Modelo 2 4 disc	30/84	85/361
Modelo 2 6 disc	33/111	94/543
Modelo 3	30	250

A tabela 7 apresenta resultados referentes ao algoritmo AFRA. As contingências foram simuladas a partir do caso base pelo método apresentado no item 3, com a capacidade de transmissão reduzida. As transformações adicionais necessárias são reduzidas confirmando a eficiência do método de simulação de saída de linha.

TABELA 7 - Iterações pelo AFRA

	C. Base	Contingência		
		Linha 20	Linha 16	Linha 32
J. Total	34	58	58	60
Calculo				
Custo Rel.	30	45	54	46
Transf.				
necessárias	18	19	23	22

2. ARMAZENAMENTO DOS LAÇOS BÁSICOS

Embora não seja necessário, os laços básicos estão

orientados no sentido horário, figura 33. Com esta orientação dos laços básicos, cada arco passa a pertencer a no máximo dois laços sendo um na mesma direção do arco e outro na direção contrária. Por este procedimento, cada coluna da matriz de restrições adicionais, possuirá no máximo dois elementos não nulos com valor absoluto igual a reatância do arco correspondente. Isso permite que os arcos básicos sejam armazenados por uma matriz arco-laço como mostrado na figura 35.

ARCO	1	2	3	4	5	6	7	8	...	-32	33
Laço	-1	1	-2	-1	2	1	4	-1	...	9	4
Laço	2	0	0	3	-3	-4	0	3	...	0	-8

Figura 35 - Matriz Arco-laço.

Como o algoritmo AFRA trabalha por coluna, o armazenamento sugerido acima aumenta grandemente a eficiência do algoritmo.

3. ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA

A análise de contingência pode ser facilmente considerada pelo algoritmo AFRA. As contingências devem ser separadas em dois grupos:

- Contingência de carga ou geração
- Contingência do sistema de transmissão (linha/transformador).

O primeiro conjunto de contingências considerado envolve somente as restrições de fluxo em rede e pode ser facilmente implementado. Por exemplo, a saída de um gerador é simulada atribuindo-se um custo adequado a geração (para o objetivo de corte mínimo de carga um alto custo negativo).

A simulação de contingência de carga é feita de maneira para simular. Poucos passos são necessários para se encontrar o novo ponto de operação.

A análise de contingência de elementos do sistema de transmissão (linhas/transformadores) envolve as restrições adicionais além das equações de fluxo. Dois casos podem ocorrer para a saída de um elemento.

Caso A: O elemento envolvido pertence a um único arco básico L_k como na figura 36.

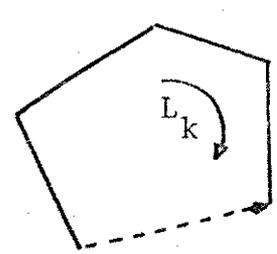


Figura 36 - Simulação da saída de um elemento em um ciclo.

Se a potência no ramo é positiva (negativa) então faça seu custo igual a um alto valor negativo (positivo) e seu limite inferior (superior) igual a zero. Quando este elemento deixar o conjunto de elementos básicos com fluxo zero, retire o la

o K da matriz de arco-laço e prossiga na otimização.

Caso B: O elemento envolvido pertence a dois laços básicos, como na figura 37.

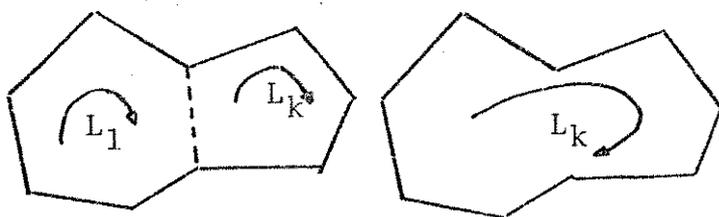


Figura 37 - Simulação da saída de um elemento envolvendo dois ciclos.

O procedimento para a simulação da retirada do elemento é o mesmo do caso A. Contudo um dos laços necessita ser redefinido e o outro eliminado da matriz arco-laço.

4. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

O algoritmo AFRA foi desenvolvido em microcomputador (I-7000) e se apresenta como um caminho promissor para solução dos problemas de alocação de potência por modelos de fluxo em redes. Possui considerável vantagem em tempo de CPU e requisitos de memória comparado ao critério de mínimo esforço quando necessário um maior grau de precisão além de considerar as res-

trições de capacidade de transmissão.

Este algoritmo está sendo estendido para resolver o problema completo de alocação de potência com fluxo de carga em corrente alternada utilizando modelo semelhante ao sugerido por Barras [40]. Neste, a potência reativa que entra em um terminal de uma linha ou transformador é muito diferente da potência reativa que sai no outro terminal, fato que não acontecia com a potência ativa. Aqui o problema é decomposto em dois subproblemas:

- . subproblema associado a corrente real
- . subproblema associado a corrente imaginária.

Para compatibilização dos subproblemas está sendo desenvolvido um algoritmo iterativo.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] M.V.F. Pereira, "Optmal Scheduling of Hydrothermal Syxtems - An overview" IFAC Electrical Energy Systems, pp. 1-9, 1985.
- [2] V. Bissonnette; L. Lafond and G. Côté, "A Hydrothermal Scheduling Model for the Hydro-Quebec Production System. IEEE Trans on PAS, Vol. PWRS-1, N° 2, pp. 204-210, 1986.
- [3] N.V. Arvanitidis and J. Rosing, "Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-89, N° 2, pp. 319-326, February, 1970.
- [4] Araripe Neto, M.V.F. Pereira and J. Kelman, "A Risk-Constrained Stochastic Dynamic Programming Approach to the Operation Planning of Hydrothermal Systems, paper 845M543-5 presented at the IEEE Summer Power Meeting, Seattle.
- [5] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, "Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach", Water Resources Research, Vol.21, N° 6, pp. 779-792, June 1985.
- [6] C.H. Dagli and J.F. Miles, "Determining Operating Policies for a Water Resources System", Journal of Hidrology, 47, pp. 297-306, 1980.

- [7] R.E. Rosenthal, "A nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System". Operations Research, Vol. 29, Nº 4, July-August, 1981.
- [8] O.T. Sigvaldson, "A Simulation Model for Operating a Multi purpose Multireservoir System", Water Resources Research. Vol. 12, Nº 2, pp. 263-278, April 1976.
- [9] D. Sjelvgren, S. Anderson, T.S. Dillon, "Optimal Operations Planning in a Large Hydro-Thermal Power System", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, Nº 11, November, 1983.
- [10] F. Wakamori, S. Masui, K. Morita and T. Sugiyama, "Layered Network Model Approach to Optimal Daily Hydro Scheduling", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-101, Nº 9, pp. 3310-3314, September, 1982.
- [11] C. Lyra, "Contribuição ao Planejamento da Produção de Energia em Sistemas de Potência", Ph.D. Thesis, UNICAMP, Campinas, Brasil, 1983.
- [12] J.L. Kennington, R.V. Helgason, "Algorithms for Network Programming", John Wiley and Sons, New York, 1980.
- [13] M.A. Hanscom, L. Lafond, L. Lasdon and G. Pronovost, "Modeling and Resolution of the Mid-Term Generation Planning Problem for a Large Scale Hydroelectric System", Management Science, Vol. 28, July, 1980.
- [14] R.S. Dembo, J.G. Klincewicz, "A Scaled Reduced Gradient Algorithm for network flow Problems with Convex Separable Costs, Mathematical Programming Study 15, pp. 125-147, 1981.

- .97.
- [15] D.G. Luenberger, "Linear and Nonlinear Programming" Addison-Wesley, California, 1984.
 - [16] R.H. Hicks, C.R. Gagnon, S.L.S. Jacoby and J.S. Kowalik, "Large Scale Nonlinear Optimization of Energy Capability for the Pacific Northwest Hydroelectric System", IEEE Transaction on PAS Vol. PAS-94, Nº 6, Sept-Oct. 1974.
 - [17] M.F. Carvalho, S. Soares, "An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm", paper Nº 86SM316-4 presented at the IEEE Summer Meeting, Mexico, 1986.
 - [18] S. Soares, M.F. Carvalho, "Programa Para Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH)", 6º Congresso Brasileiro de Autômática, Belo Horizonte, Nov. 1986.
 - [19] C. Gonzaga, "Notas de aula - Operação Econômica", COPPE, 1982.
 - [20] GCOI "Análise Energética da região Sudeste, Período Analisado: Set/86 a Abr/87 - Revisão 3, Relatório 22/EOSE/86.
 - [21] SIMUS - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de uma Configuração Estática, Furnas Centrais Elétricas S.A., 1982.
 - [22] B. Stott, E. Hobson, "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part I, IEEE Trans. on PAS-97, pp. 1713-1720, 1978.
 - [23] B. Stott, E. Hobson, "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part II, IEEE Trans. on PAS-97 pp. 1721-1730, 1978.

- [24] B. Stott, J.L. Marinho, "Linear Programming for Power-System Network Security Applications IEEE Trans. on PAS-98, pp. 837-848, 1979.
- [25] T.H. Lee, D.H. Thorne, E.F. Hill, "A Transportation Method for Economic Dispatching-Application and Comparison", IEEE Trans. on PAS-99, pp. 2374-2382, 1980.
- [26] T.H. Lee, D.H. Thorne, E.F. Hill, "A Transportation Method for Economic Dispatching-Application to Fuel Scheduling and Contingency Analysis", IEEE Trans. on PAS-99, pp. 2373-2382, 1980.
- [27] E. Hobson, D.L. Fletcher, O.W. Standlin, "Network Flow Linear programming Techniques and Their Application to Fuel Scheduling and Contingency Analysis". IEEE Trans. on PAS-103, pp. 1684-1691, 1984.
- [28] J.S. Luo, E.F. Hill, T.H. Lee, "Bus Incremental Cost and Economic Dispatch", IEEE Trans. on Power System, Vol. 106 PWRS-1, pp 161-167, 1986.
- [29] L.L. Garver, P.R. Van Horne, K.A. Wirgan, "Load Supplying Capability of Generation - Transmission System - IEEE Trans. on PAS-98, pp. 957-962, 1969.
- [30] P.R. Van Horne, C.N. Schoenberger, "TRAP An Iterative Approach to Analyzing the Reliability of Transmission Plans. IEEE Trans on PAS-101, pp. 11-16, 1982.
- [31] M.F. Carvalho, "O Método Dual Simplex na Determinação da Capacidade Máxima de Suprimento", 5º Congresso Brasileiro de Automática, 1984.

- [32] C. Dechampo, E. Jamouille, "Iterative Computer Program for Planning the Expansion of Meshed Transmission Network", Electrical Power & Energy Systems. Vol. 2, Nº 2, April, 1980.
- [33] G.J. Andes, E.A. Gunn, "A Dual Interval Programming Approach to Power System Reliability Evaluation" IEEE Trans. on PAS-100, pp. 1665-1673, 1981.
- [34] M.V. Pereira, L.M. Pinto, "Application of Sensitivity Analysis of Load Supplying Capability to iterative transmission Expansion Planning IEEE/PES Summer Meeting, paper 84 SM593-0, July 1984.
- [35] G.J. Anders, "Generation Planning Model with Reliability Constraints". IEEE Trans. on PAS-100, pp. 4901-4909, 1981.
- [36] W.W. Cooper, A. Charnes, "Management Models and Industrial Applications of Linear Programming", Vol. 2, Capítulo 17, Wiley & Sons, 1961.
- [37] L.L. Garver, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming" IEEE Trans. on PAS-89, pp. 1688-1696, 1970.
- [38] P. Doulliez, "Optimal Capacity Planning of Multi-Terminal Network", Ph.D. thesis, Université Catholique de Louvain, Belgium, 1970.
- [39] R.L. Sullivan, "Power System Planning", McGraw-Hill Inc., New York, 1977.
- [40] J. Barras, S. Alec, C. Pasche, P.A. Chamorel, "Network Simplex Method Applied to AC Load-Flow Calculation", IEEE/PES Summer Meeting Paper 86 SM 336-2, Mexico, 1986.

- [41] S. Chen, R. Saigal, "A Primal Algorithm for Solving a Capacited Network Flow Problem with Additional Linear Constraints", *Networks*, 7, pp. 59-79, 1977.
- [42] J.L. Kennington, R.V. Helgason, "Algorithms for Network Programming", John Wiley & Sons, New York, 1980.
- [43] G.W. Stagg, A.H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", McGraw-Hill, Book Company, New York.
- [44] E. Mueller, "Optimum Network Extension Planning by Linear Programming", *Proceedings of the Sixth Power Systems Computation Conference - Vol. 1*, pp. 146-153, Aug. 1978.
- [45] R. Villasana, L.L. Garver, S. J. Salon, "Transmission Network Planning Using Linear Programming", *IEEE Trans. on PAS-105*, pp. 349-356, 1985.
- [46] C. Arruda, "Reliability Evaluation of Component Power System", Ph.D. Thesis, Victoria University of Manchester, UMIST, Manchester, October, 1981.
- [47] S. Soares, T. Ohishi, M.F. Carvalho, "Modelos de Fluxo em Rede para Alocação de Potência Ativa", 6º Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, Novembro, 1986.
- [48] C. Dechamps, E. Jamoule, "Interactive Computer Program for Planning the expansion of Meshed Transmission Networks Electrical Power & Energy System, Vol. 2, Nº 2, April, 1980.
- [49] A. Monticelli, "Análise Estática de Contingência em Sistemas de Energia Elétrica", Tese de Livre Docência, UNICAMP, 1980.

- [50] D.C. Luenberger, "Linear and Nonlinear Programming", Addison-Wesley Publishing Company Reading, Massachusetts, 1984.
-
- [51] IBM, "Mathematical Programming System Extended/370, Control Languages", 5740-XM3 (OS/VS) File № 5370-82.
- [52] G.B. Dantzing, R.M. Van Slyke, "Generalized Upper Bounder Technique for Linear Programming", J. of Computer and System Sciences, № 1, pp. 213-226, 1967.
- [53] IEEE Power Engineering Society Reliability Test System Task Force, Trans. on PAS 98, pp. 2047-2054, 1979.