

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Secundino Soares Filho

Faculdade de Engenharia Elétrica
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP
Caixa Postal 6101 - Campinas - Brasil

Resumo

Neste trabalho o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é formulado como um problema de otimização de um sistema dinâmico, interconectado, estocástico, não linear, de grande porte. Uma abordagem do problema por decomposição no tempo, baseada na incerteza das vazões afluentes, é sugerida. As etapas resultantes, de longo, médio e curto prazos são formuladas e as correspondentes técnicas de solução são propostas.

Operation Planning of Hydrothermal Systems

Abstract

In this paper the operation planning of hydrothermal systems is formulated as a large scale nonlinear stochastic interconnected dynamic optimization problem. A time decomposition approach based on the water inflows uncertainty is suggested. The resulting long, middle and short range steps are formulated and the corresponding solution techniques are proposed.

Keywords : Hydrothermal systems, Planning, Optimization, Decomposition

1. INTRODUÇÃO

O planejamento da operação de um sistema de energia elétrica tem por objetivo determinar uma política de operação que atenda a demanda de energia elétrica de forma econômica e confiável.

Em sistemas hidrotérmicos de geração, Figura 1, como é o caso do sistema Brasileiro, a geração de origem hidroelétrica, que tem custo de combustível nulo, é complementada por geração de origem termoeétrica, que tem custo de combustível elevado. O objetivo econômico do planejamento da operação é portanto substituir na medida do possível a geração de origem termoeétrica por geração de origem hidroelétrica.

Os recursos hidroelétricos de geração, representados pela água armazenada nos reservatórios, são limitados. A sua disponibilidade num dado momento depende do grau de sua utilização anterior, o que estabelece uma ligação entre as decisões operativas no tempo. O problema de planejamento da operação é portanto dinâmico. A questão que se coloca ao operador é quanto utilizar dos recursos hidroelétricos disponíveis no presente de

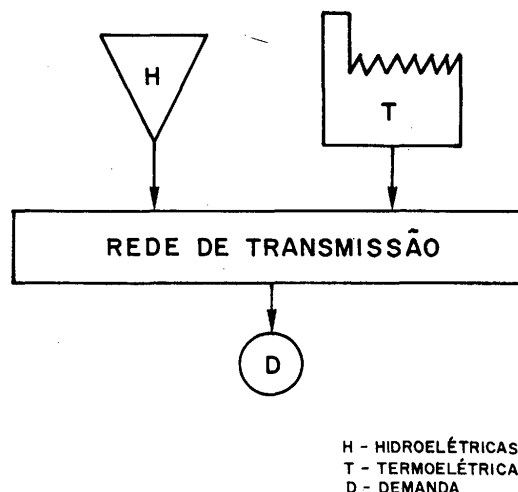


FIG. 1 - SISTEMA HIDROTÉRMICO

modo a assegurar a menor complementação termoeétrica no presente e no futuro. A decisão ótima deve equilibrar o compromisso entre o benefício presente do uso da água

para geração hidroelétrica e o benefício esperado no futuro advindo do seu armazenamento, tudo medido em termos de economia de combustível termoelétrico.

Por outro lado, as usinas hidroelétricas estando situadas em uma mesma bacia hidráulica apresentam acoplamento operativo entre si. O parque hidroelétrico constitui-se num sistema interconectado de geração, ao contrário do parque termoelétrico cujas unidades são independentes entre si. A Figura 2 mostra o sistema Sudeste Brasileiro constituído pelos rios Paranaíba, Grande, Pardo, Tietê, Paranapanema e Paraná, onde operam 31 usinas hidroelétricas.

Um outro aspecto que dificulta o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é a incerteza sobre as vazões afluentes futuras e a demanda de energia, os dois parâmetros exógenos do sistema. A incerteza das vazões faz com que toda operação corra o risco da ineficiência. Se a decisão for guardar a água no presente e vierem a ocorrer vazões elevadas no futuro possivelmente será preciso verter o excedente, o que representa desperdício da energia que foi guardada. Por outro lado, se a decisão for usar a água no presente e vierem a ocorrer vazões reduzidas no futuro possivelmente será preciso elevar a complementação termoelétrica utilizando unidades mais dispendiosas, ou mesmo cortar a demanda através de políticas

de racionamento. Da mesma forma, embora em menor grau, alterações da demanda de energia elétrica prevista provocam desajustes na operação ótima do sistema. Assim, o problema aqui abordado é essencialmente estocástico.

Por fim, dado que a característica de geração das usinas hidroelétricas assim como o custo de geração das usinas termoelétricas é não linear, o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos pode ser classificado como um problema de otimização de um sistema dinâmico, interconectado, estocástico, não linear, e de grande porte.

2. DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA

A complexidade do problema exige, para a sua abordagem, uma estratégia de decomposição que permita explorar as suas características físicas.

Analisando a aleatoriedade das vazões futuras observa-se que a incerteza cresce com o tempo segundo uma função do tipo ilustrado na Figura 3.

A incerteza sobre as vazões a curto prazo (até t_1) é muito pequena dada a capacidade de previsão obtida pelos modelos baseados na relação chuva-vazão. Neste horizonte o problema é praticamente determinístico dado que também a demanda de energia elétrica pode ser estimada com bastante precisão.

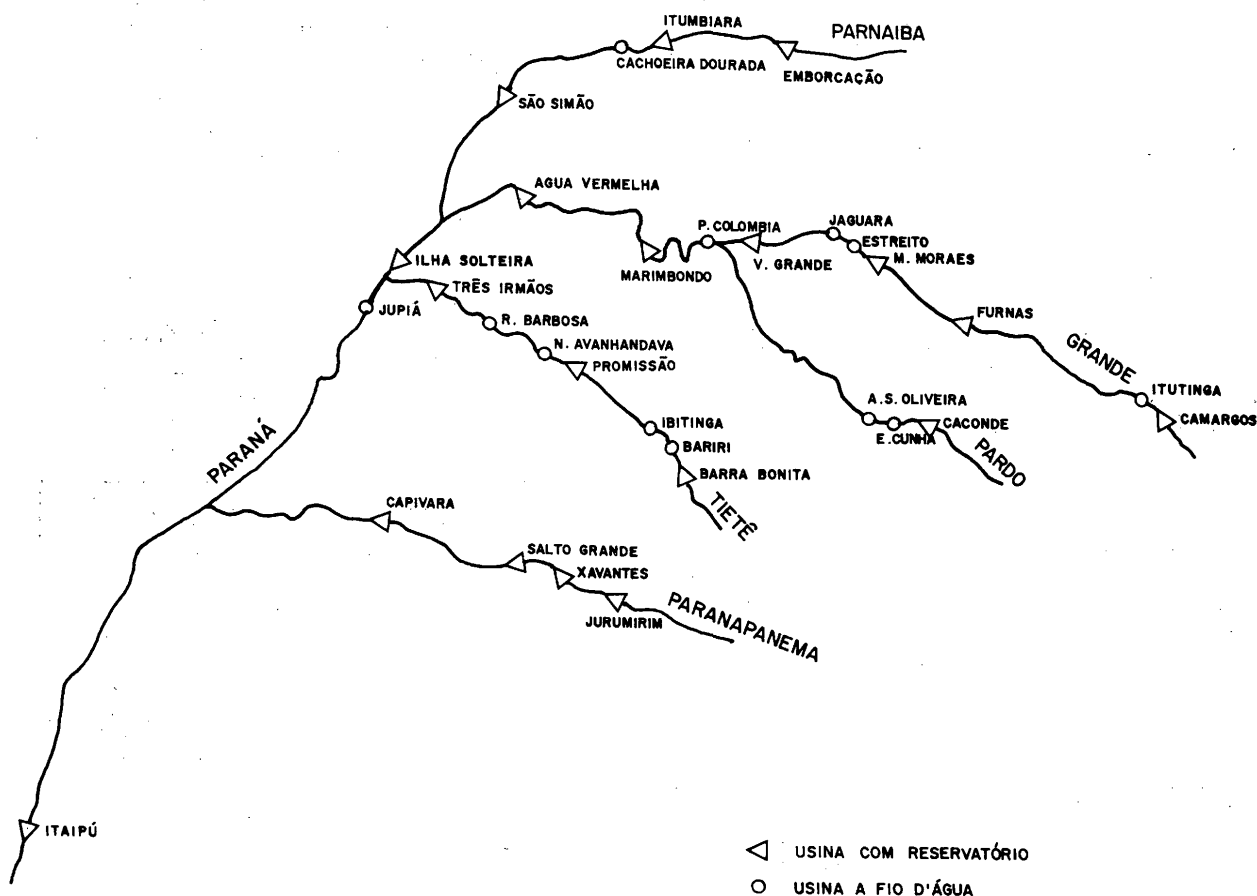


FIG. 2 - SISTEMA SUDESTE BRASILEIRO

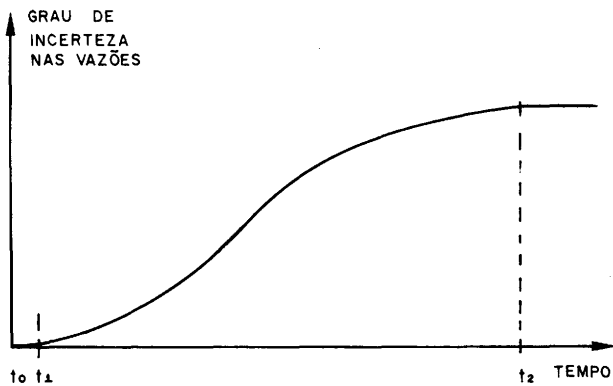


FIG. 3 - INCERTEZA DAS VAZÕES FUTURAS

À medida que se avança no tempo considerando vazões num futuro mais remoto, a incerteza cresce até atingir uma saturação (t_2), representando a independência estocástica entre a vazão futura e a conjuntura presente. Trata-se da incerteza de longo prazo.

No período entre t_1 e t_2 , a incerteza é crescente porém menor que a incerteza de longo prazo devido à correlação entre a vazão futura e a presente (e passadas). Trata-se da incerteza de médio prazo.

Os períodos $\Delta t_1 = t_1 - t_0$ e $\Delta t_2 = t_2 - t_0$ caracterizam etapas distintas do planejamento e dependem tanto do sistema hidroelétrico em questão como do instante (t_0) em que o planejamento é considerado.

Em geral, bacias hidráulicas com baixa permeabilidade do solo, onde as vazões são mais função do escoamento superficial do que dos lençóis de água subterrâneos, apresentam períodos Δt_1 e Δt_2 menores. É o caso da bacia do rio Iguaçu no sistema Sul Brasileiro. Já o sistema Sudeste Brasileiro da Figura 2, cuja permeabilidade do solo é maior, apresenta períodos Δt_1 e Δt_2 maiores.

Por outro lado, para um mesmo sistema hidroelétrico, os períodos Δt_1 e Δt_2 variam com o instante t_0 . No sistema Sudeste Brasileiro, por exemplo, no início do chamado período seco (Maio) a capacidade de previsão das vazões futuras é maior do que no início do período chuvoso (Novembro).

Por conveniência deve-se adotar Δt_1 igual a uma semana, que corresponde a um ciclo completo da demanda compreendendo cinco dias úteis, o Sábado e o Domingo. É um período no qual as previsões de vazões e de demanda são bastante confiáveis. Já o período Δt_2 deve variar tanto com o sistema como com a sazonalidade.

Neste trabalho abordamos o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos nos seus horizontes de longo, médio e curto prazos, destacando suas particulares formulações, suas técnicas de resolução e o acoplamento entre eles. Antes porém cabe analisar o modelamento do parque termoelétrico e da demanda de energia elétrica, que são repre-

sentados em termos da função objetivo.

3. FUNÇÃO OBJETIVO

O custo de geração de uma usina termoelétrica (óleo, gás, carvão, nuclear) é uma função convexa crescente, em geral bem aproximada por um polinômio do segundo grau (El-Hawary e Christensen 1979), Figura 4.

Um parque termoelétrico constituído por N usinas atendendo uma demanda de d megawatts apresenta um custo de operação mínimo $\psi(d)$ dado pela solução do problema de Despacho Econômico Termoelétrico (DET)

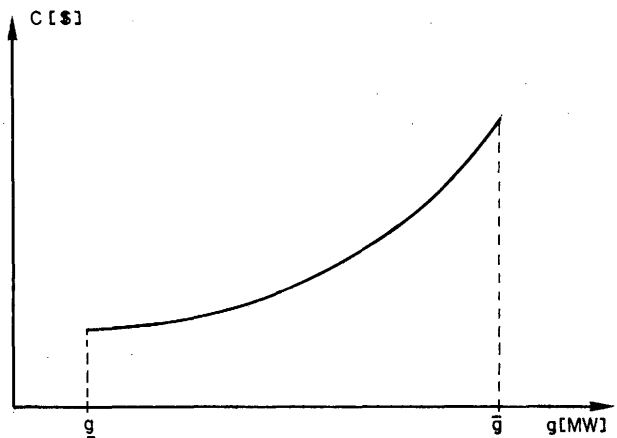


FIG. 4 - CUSTO DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

$$\text{DET} \left\{ \begin{array}{l} \psi(d) = \text{Min} \sum_{i=1}^N c(g_i) \quad (1) \\ \text{s.a.} \quad \sum_{i=1}^N g_i = d \quad (2) \\ \underline{g}_i \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad (3) \end{array} \right.$$

A solução do (DET) procura igualar os custos marginais entre as usinas. Chamando λ o multiplicador de Lagrange associado a (2), a condição de Kuhn-Tucker do DET é:

$$c'(\hat{g}_i) = \lambda \quad \text{se} \quad \underline{g}_i < \hat{g}_i < \bar{g}_i \quad (4)$$

$$c'(\hat{g}_i) \geq \lambda \quad \text{se} \quad \underline{g}_i = \hat{g}_i \quad (5)$$

$$c'(\hat{g}_i) \leq \lambda \quad \text{se} \quad \hat{g}_i = \bar{g}_i \quad (6)$$

O multiplicador λ representa o custo marginal do sistema e é dado pelo custo marginal das unidades termoelétricas com liberdade de operação, equação (4).

Parametrizando o (DET) em relação à demanda d é possível obter, para um dado parque termoeletrico de capacidade g , a função $\psi(d)$ que representa o custo de operação do sistema. Dado que (DET) é um problema convexo é possível mostrar (Lyra e outros 1984) que $\psi(d)$ será uma função convexa, como ilustra a Figura 5.

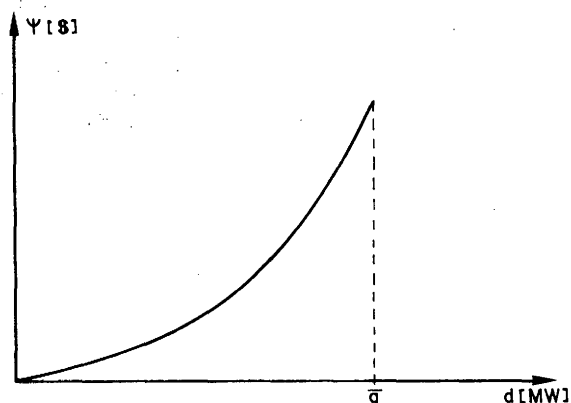


FIG. 5 - CUSTO DE GERAÇÃO DE UM PARQUE TERMOELÉTRICO

Para um sistema hidrotérmico com uma demanda de energia d e uma geração hidroelétrica h o custo de operação será dado pelo custo da complementação termoeletrica

$$f(h) = \psi(d - h) \quad (7)$$

No caso da demanda d ser representada por uma variável aleatória de distribuição de probabilidades conhecida, é possível determinar a função objetivo $f(h)$ calculando-se a esperança matemática de $\psi(d - h)$.

O modelamento do parque termoeletrico e da demanda através da função objetivo simplifica o planejamento hidrotérmico transformando-o num problema exclusivamente hidroelétrico, como será tratado a partir de agora.

4. PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO

Em sistemas hidroelétricos com reservatórios de grande capacidade de regularização o estudo da operação a longo prazo deve abranger um horizonte de alguns anos. É o caso do sistema Brasileiro onde se adota o período de cinco anos. O objetivo do planejamento neste horizonte é avaliar o comportamento do sistema sob condições de elevada incerteza (a partir do instante t_2).

Devido à necessidade de se tratar o problema como essencialmente estocástico, e dada a dificuldade de se representar nestas condições as usinas hidroelétricas individualmente, a abordagem utilizada no planejamento a longo prazo requer a agregação do parque hidroelétrico num único reservatório de energia, o modelo equivalente (Arvanitidis e Rosing 1970). Esta manipulação, embora represente uma considerável simplificação do sistema hidroelétrico, é aceitável

uma vez que o planejamento de longo prazo abrange um período onde a precisão da representação individual de cada usina hidroelétrica perde a importância frente às incertezas das vazões afluentes.

A agregação do sistema hidroelétrico em um único reservatório de energia é realizada mediante o cálculo de uma produtividade média em cada usina, que corresponde à potência média produzida pela turbinagem de um metro cúbico por segundo.

A água armazenada num dado reservatório do sistema é transformada em energia através da sua produtividade acumulada, soma das produtividades médias de todas as usinas à jusante do reservatório. Esta é, em média, a energia que aquela água armazenada é capaz de gerar ao percorrer toda a cascata.

Com a produtividade acumulada é possível transformar: a água armazenada nos reservatórios em energia armazenada no sistema (a); a capacidade de armazenamento de água dos reservatórios em capacidade de armazenamento de energia do sistema (\bar{a}); o histórico de vazões incrementais aos reservatórios em histórico de energia afluente ao sistema (e); os limites de defluência das usinas em limites de defluência de energia do sistema (\underline{s} , \bar{s}).

A representação do sistema hidroelétrico se resume, assim, a uma única equação de conservação de energia

$$a(t+1) = a(t) - s(t) + e(t) \quad (8)$$

com limitações na variável de estado $a(t)$ e de controle $s(t)$.

$$0 \leq a(t) \leq \bar{a} \quad (9)$$

$$\underline{s} \leq s(t) \leq \bar{s} \quad (10)$$

Como o modelo equivalente pressupõe produtividades médias quando na verdade a produtividade varia com o armazenamento, é necessária uma correção sobre a energia defluente $s(t)$ de modo a se avaliar mais corretamente a energia hidroelétrica produzida. O fator de correção $k(a)$, função da energia armazenada no sistema, pode ser obtido através de um ajuste polinomial do segundo grau baseado em três condições de armazenamento típicas (mínimo, médio e máximo). Desse modo a geração hidroelétrica num dado período t é dada por

$$h(t) = k(a(t)) \cdot s(t) \quad (11)$$

O modelo equivalente pode ser aprimorado com considerações sobre energia evaporada, vertimentos em usinas à fio d'água, e outras mais que foram evitadas para simplificar a exposição.

O Planejamento de Longo Prazo (PLP) é então formulado como o seguinte problema estocástico:

$$\text{PLP} \left\{ \begin{array}{l} \min_{e(t)} E \sum_{t=t_2}^T f^t(h(t)) \quad (12) \\ \text{s.a.} \quad (8) - (11) \\ a(t_2) \text{ dado} \end{array} \right.$$

O horizonte de tempo T deve ser grande suficientemente para, por um lado, cobrir a capacidade de regularização do sistema e, por outro lado, estabilizar a solução eliminando a influência do estado final.

O valor ótimo v do problema (PLP) representa o custo esperado futuro de operação do sistema e depende da condição inicial de armazenamento $a(t_2)$, conforme ilustra a Figura 6. Esta função constitui a informação básica que o planejamento à longo prazo fornece ao planejamento de médio prazo, como condição de contorno, para a otimização global do uso da água ao longo do tempo.

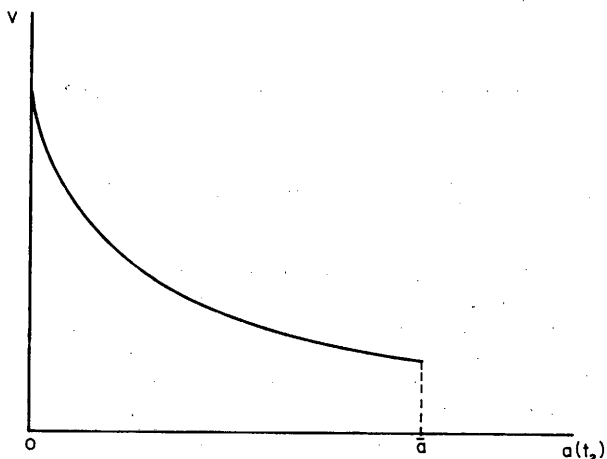


FIG. 6 - CUSTO ESPERADO FUTURO DE OPERAÇÃO

O registro histórico da energia afluente $e(t)$, que no Brasil é por volta de 50 anos, permite levantar seu comportamento estocástico. Devido à correlação temporal das afluições é conveniente representar o fenômeno por um modelo Markoviano, utilizando-se a distribuição de probabilidades da energia afluente $e(t)$ condicionada à energia afluente no período anterior $e(t-1)$.

Dessa forma, a solução do problema PLP pode ser obtida por Programação Dinâmica Estocástica considerando-se duas variáveis de estado, a energia armazenada $a(t)$ e a energia afluente no período anterior $e(t-1)$. A equação de recorrência que resolve (PLP) é

$$F(a(t), e(t-1)) = \min_{s \leq s(t) \leq \bar{s}} \{ f^t(k(a(t))) \cdot s(t) \} + E_{e(t)/e(t-1)} [F(a(t+1), e(t))] \quad (13)$$

$$F(a(T+1), e(T)) = 0$$

$$t = T, T-1, T-2, \dots, t_2$$

A solução da recorrência (13) fornece a decisão ótima de defluência $\hat{s}(t)$ para cada estado do sistema $(a(t), e(t-1))$. Trata-se entretanto de uma solução econômica cuja confiabilidade no atendimento da demanda precisa ainda ser avaliada. Isso pode ser feito através da simulação da operação do sistema para um número suficiente de séries de vazões obtidas por um gerador de séries sintéticas.

Caso a política $\hat{s}(t)$ apresente risco de deficit elevado, o que pode ocorrer em sistemas predominantemente hidráulicos onde o parque termoelétrico sendo de pequeno porte (\bar{g}) limita a capacidade de controle do sistema (caso do Brasil), é possível induzir soluções mais confiáveis embora menos econômico através da inclusão na função objetivo (7) de uma penalização por deficit, conforme ilustra a Figura 7. O ajuste da penalização do deficit permite obter a política de operação mais econômica para um dado nível de risco.

Determinada a solução econômica e confiável do planejamento de longo prazo, é levantada a função de custo esperado futuro de operação

$$v(a(t_2)) = E_{e(t_2-1)} \{ F(a(t_2), e(t_2-1)) \}$$

Esta é a informação transferida ao planejamento de médio prazo, para estabelecer a coerência entre as duas etapas do planejamento.

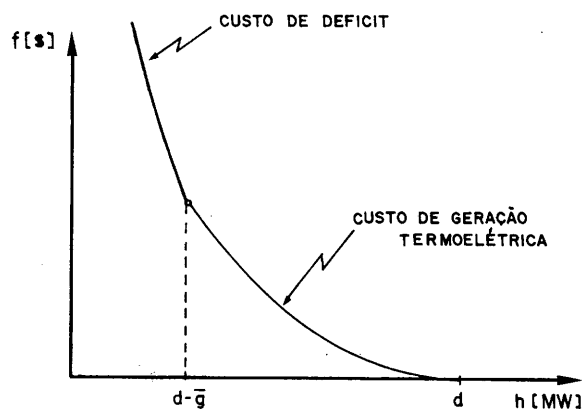


FIG. 7 - FUNÇÃO OBJETIVO COM CUSTO DE DEFICIT

5. PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO

Neste horizonte, onde as incertezas sobre as vazões são menores devido à proximidade com o presente e à correlação temporal entre as vazões, se torna conveniente representar o fenômeno aleatório por meio de modelos de Séries Temporais.

Por outro lado, é importante a representação individual de cada usina hidroelétrica uma vez que o objetivo é determinar uma política de operação que respeite o acoplamento hidráulico da cascata, e que aproveite as possíveis diversidades hidrológicas entre os vários rios. Interessa saber quanto cada usina deve gerar de modo a se conseguir o melhor rendimento hidráulico do sistema, evitando-se vertimentos, perdas de produtividade, etc. . . .

Sendo assim, a metodologia adequada ao planejamento de médio prazo é a otimização determinística do sistema hidroelétrico individualizado baseado em previsões de vazões fornecidas por modelos de Séries Temporais.

O problema de Planejamento de Médio Prazo (PMP) é formulado como

$$\begin{cases}
 \min \int_{t=t_0}^{t_2} f^t(h(t)) + v(a(t_2)) & (14) \\
 \text{s.a. } h_j(t) = \sum_{j=1}^M p_j(x_j(t), u_j(t)) & (15) \\
 a(t_2) = \sum_{j=1}^M \bar{p}_j \cdot x_j(t_2) & (16) \\
 x_j(t+1) = x_j(t) + y_j(t) - u_j(t) - \sum_{k \in \Omega_j} u_k(t) & (17) \\
 \underline{x}_j(t) \leq x_j(t) \leq \bar{x}_j(t) & (18) \\
 \underline{u}_j(t) \leq u_j(t) \leq \bar{u}_j(t) & (19) \\
 x_j(t_0) \text{ dado}
 \end{cases}$$

onde

- M - número de usinas hidroelétricas
- $p_j(\cdot)$ - função de produção da usina hidroelétrica j
- $x_j(t)$ - volume de água armazenado no reservatório j no início do período t
- $u_j(t)$ - volume de água defluente na hidroelétrica j no período t
- \bar{p}_j - produtividade acumulada da hidroelétrica j
- $y_j(t)$ - volume de água afluente (incremental) ao reservatório j no período t
- Ω_j - conjunto dos índices das usinas hidroelétricas imediatamente a montante da hidroelétrica j.

As restrições (18) e (19) representam os limites de armazenamento e de defluência das usinas. São limites variáveis no tempo pois refletem restrições devidas ao uso múltiplo da água, tais como controle de cheias, navegação, etc. . . .

A função de produção $p_j(x_j(t), u_j(t))$ de cada usina hidroelétrica é uma função não linear obtida a partir dos polinômios cota x vó-lume e vazão x nível de jusante da usina. A Figura 8 ilustra a função de produção para um dado nível de armazenamento

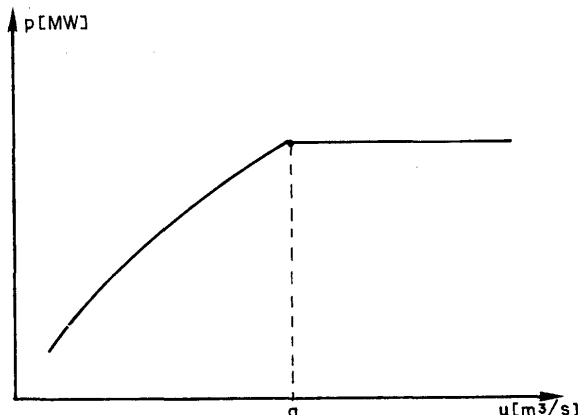


FIG. 8 - FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDROELÉTRICA

A defluência é a soma da turbinagem e do vertimento. Como o vertimento não traz nenhum ganho, é tratado como uma variável de folga acionada somente quando não é possível armazenar a água ou turbinar. Assim sendo a função de produção é crescente até o engolimento máximo das turbinas (q) quando então permanece constante ou mesmo cai ligeiramente devido à influência do vertimento sobre o canal de fuga da usina.

A solução de (PMP) pode ser obtida por algoritmos de fluxos em redes. A equação (17) de conservação da água nos reservatórios pode ser representada por um grafo onde cada nó (j, t) representa uma usina hidroelétrica j em um período de tempo t. A Figura 9 ilustra um sistema com três usinas em série durante quatro períodos de tempo, onde os parâmetros conhecidos da equação (17), as afluências $y_j(t)$ e o estado inicial $x_j(1)$, foram omitidos.

Os arcos horizontais representam o volume dos reservatórios enquanto os arcos verticais representam as defluências. Os arcos tracejados se ligam a um nó de fechamento do grafo. As restrições (18) e (19) são consideradas como limites de canalização das variáveis. Dessa forma, o problema (PMP) é formulado como um problema de fluxo de custo mínimo não linear canalizado.

A resolução de (PMP) tem sido sugerida através de algoritmos convencionais de gradiente reduzido para estruturas em rede, como por exemplo Rosenthal (1981), Sjelvgreen e

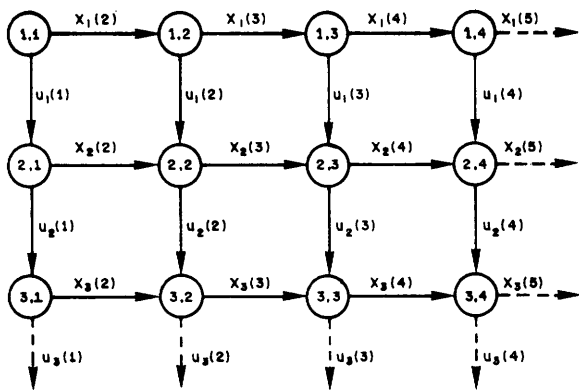


FIG. 9 - REPRESENTAÇÃO DE (PMP) POR GRAFO

outros (1983) e Lyra (1984). Recentemente Soares e Carvalho (1986) desenvolveram um algoritmo de fluxo em redes, denominado POSH, específico para resolver o problema (PMP), e que explora a estrutura particular do grafo.

Como apontado por Rosenthal (1981), o grafo de (PMP) é uma arborescência expandida no tempo onde cada nó possui somente dois arcos divergentes. O algoritmo POSH explora este fato fixando sempre um e somente um desses arcos na base. Isto permite representar a base por um único índice ao contrário dos algoritmos convencionais que necessitam pelo menos dois.

A Figura 10 mostra uma base possível para o sistema de três usinas

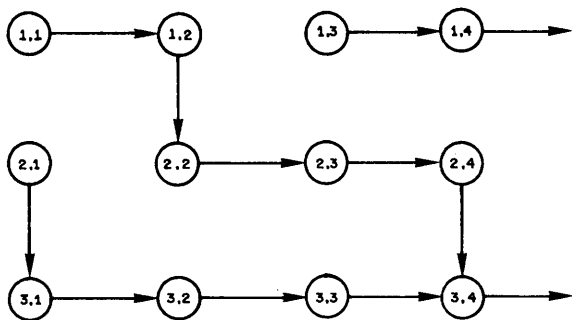


FIG. 10 - ESTRUTURA DE BASE DO POSH

A identificação da base pode ser feita facilmente marcando-se os nós (j, t) cuja de fluência é básica, no exemplo da Figura 9 os nós (1, 2), (2, 1) e (2, 4). A troca de base consiste simplesmente na redefinição destas marcas.

A flexibilidade de alteração de base no algoritmo POSH permite que se acelere a convergência através da escolha conveniente da base. Para isso, o conhecimento do problema real é de grande valia.

Soares e Carvalho (1986) apresentam resultados que indicam a validade de dois critérios na escolha da base: o critério da função objetivo e o critério da importância das usinas.

A função objetivo (14) é aditivamente separável no tempo. É possível demonstrar que a otimização de (PMP) tende a igualar entre si os custos marginais de operação do sistema ao longo do horizonte, inclusive o custo marginal esperado futuro de operação

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{df^t(\hat{h}(t))}{dh(t)} = \frac{dv(\hat{a}(t_2))}{da(t_2)}, \quad t = t_0, \dots, t_2 \quad (20)$$

Caso não fosse assim, uma diferença de custos marginais de operação entre dois períodos induziria o período com custo marginal menor a transferir energia para o período de custo marginal maior, proporcionando um ganho líquido para o sistema como um todo. A solução ótima de (PMP) não satisfará a equação (20) somente quando as restrições operativas do sistema, dadas pelas equações (18) e (19), impedirem a livre transferência da energia (ver Reed, 1982).

Em sistemas reais onde a capacidade de armazenamento é limitada, assim como a capacidade de controle, a condição de otimalidade expressa em (20) não se verificará, porém a tendência permanece. Sendo assim, a otimização de (PMP) pode ser acelerada pela escolha de bases que facilitem a transferência de grandes blocos de energia entre períodos de custo marginal acentuadamente diferentes. Isto pode ser feito declarando básicas as de fluências dos dois períodos em questão.

Outro critério de escolha de base que acelera a convergência é baseado na importância das usinas. Como as usinas hidroelétricas de um sistema são de dimensões bastante variadas é fundamental não considerá-las de maneira igual na otimização. A cascata do sistema Sudeste Brasileiro, da Figura 2, apresenta disparidades de potência entre as usinas que vão de 48 MW (Camargos) até 3240 MW (Ilha Solteira), para não citar Itaipu.

É conveniente, para acelerar a otimização de (PMP), dividir o processo em duas etapas. Na primeira etapa a otimização fica restrita às usinas de maior significado energético através da operação a fio d'água das demais usinas. Isto pode ser feito declarando suas defluências como básicas. Na segunda etapa o processo de otimização é liberado para todas as usinas, refinando-se a solução.

Os resultados obtidos com o algoritmo POSH evidenciaram a sua eficiência. Aplicado sobre parte do sistema Sudeste Brasileiro, Figura 2, representado pelos rios Paranaíba, Grande, Pardo e Paraná, num total de 12 usinas com reservatório e 8 a fio d'água sobre um horizonte de 12 meses com as vazões afluentes do ano de 1959, a convergência se deu

segundo a curva da Figura 11. A curva (A) mostra a redução do valor da função objetivo (em relação ao valor inicial) sem os critérios de escolha de base. A curva (B) corresponde a convergência quando adotados os dois critérios, da função objetivo e da importância das usinas. As usinas escolhidas para a otimização na primeira etapa foram Itumbiara, Furnas e Ilha Solteira. Após somente 35 iterações a função objetivo reduziu-se em 70% do valor inicial, quando então todas as demais usinas foram liberadas para a otimização. O tempo computacional para a curva (B) foi de cerca de 74 seg. de CPU num micro computador ITAUTEC de 8 bits (2,2 seg. num PDP-10) para as primeiras 60 iterações.

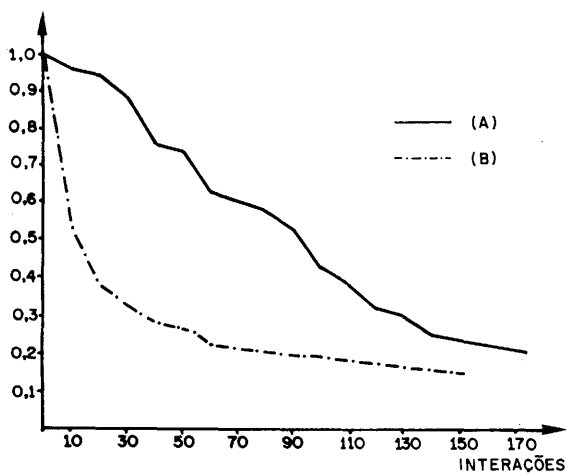


FIG. 11 - CONVERGÊNCIA DO ALGORITMO POSH

6. PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO

A terceira etapa do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos consiste na determinação da política de operação hora-a-hora ao longo da semana (período t_1). O planejamento desta etapa com a anterior é feita através das defluências ótimas $\hat{u}_j(1)$ de cada usina hidroelétrica j no primeiro período (semana), obtida pelo planejamento de médio prazo. Estas defluências são consideradas as metas semanais, ou cotas de produção que cada usina deve respeitar para que o sistema esteja otimizado energeticamente.

O objetivo do planejamento de curto prazo (PCP) é desagregar as metas semanais fornecidas pelo planejamento de médio prazo em bases horárias, respeitando todas as restrições operativas do sistema, hidráulicas e elétricas, num cenário de vazões e demanda determinísticos.

Hidraulicamente, é fundamental considerar o tempo de percurso da água entre as usinas hidroelétricas da cascata, restrições operativas das usinas como faixas de cavitação, rampas de tomada de carga, limites de variação na defluência, reserva girante, e outros aspectos operativos que não são considerados no planejamento a médio prazo. Eletricamente, é necessário respeitar os limites de transmissão das linhas.

Sendo o sistema hidrotérmico predominantemente hidráulico, como é o caso Brasileiro, é possível fixar a operação das termoeletricas na base, isto é, mantê-las com geração constante ao longo da semana. Isto assegura, dado seu custo não linear, a operação mais econômica além de evitar indesejadas alterações sucessivas do ponto de operação que aceleram o desgaste dos equipamentos reduzindo a sua vida útil.

A complexidade do problema de (PCP) resulta da necessidade de se levar em conta simultaneamente aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos do sistema hidrotérmico.

Uma abordagem possível consiste em ignorar temporariamente as metas energéticas, procurando-se uma solução hidráulica e eletricamente viável. Isto pode ser conseguido através de uma simulação hidráulica hora-a-hora do sistema onde a decisão de produção em cada usina é obtida pela resolução de um problema de fluxo de carga ótimo DC (Carvalho e outros 1986). Neste problema o objetivo é minimizar o "custo de geração" das usinas hidroelétricas, que inicialmente é considerado nulo. Simuladas as 168 horas da semana, levanta-se a geração total de cada usina e compara-se com as metas semanais. Às usinas com geração acima da meta atribui-se um "custo de geração" elevado. Às usinas com geração abaixo da meta atribui-se um "custo de geração" reduzido. Dessa forma, diferenciando-se as usinas segundo seus "custos de geração", e repetindo-se a simulação, haverá uma tendência das usinas com custos maiores de reduzir sua geração aproximando-se da meta, e vice-versa. Este processo indireto de se atender a restrição energética permite obter "custos de operação" para as usinas hidroelétricas que correspondem ao diferente "valor da água" nos diversos reservatórios do sistema. A Figura 12 apresenta o diagrama de blocos desta abordagem.

7. PLANEJAMENTO ADAPTATIVO

Nas seções anteriores foram detalhadas as etapas do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, resultantes da decomposição do problema no tempo. A interação entre as diferentes etapas, que assegura a otimização global do problema, foi estabelecida.

Esta cadeia de planejamento, que se inicia com o horizonte de longo prazo, tem por finalidade estabelecer uma política de operação para o sistema hidrotérmico agora, isto é, determinar a divisão hidrotérmica da carga e a participação individual de cada usina no atendimento da demanda numa base horária.

A revisão da cadeia de planejamento deve ser feita periodicamente de modo a corrigir adaptativamente o sistema em função de alterações no estado do sistema, nas previsões de demanda, nas previsões de vazões e na configuração dos sistemas de geração e transmissão.

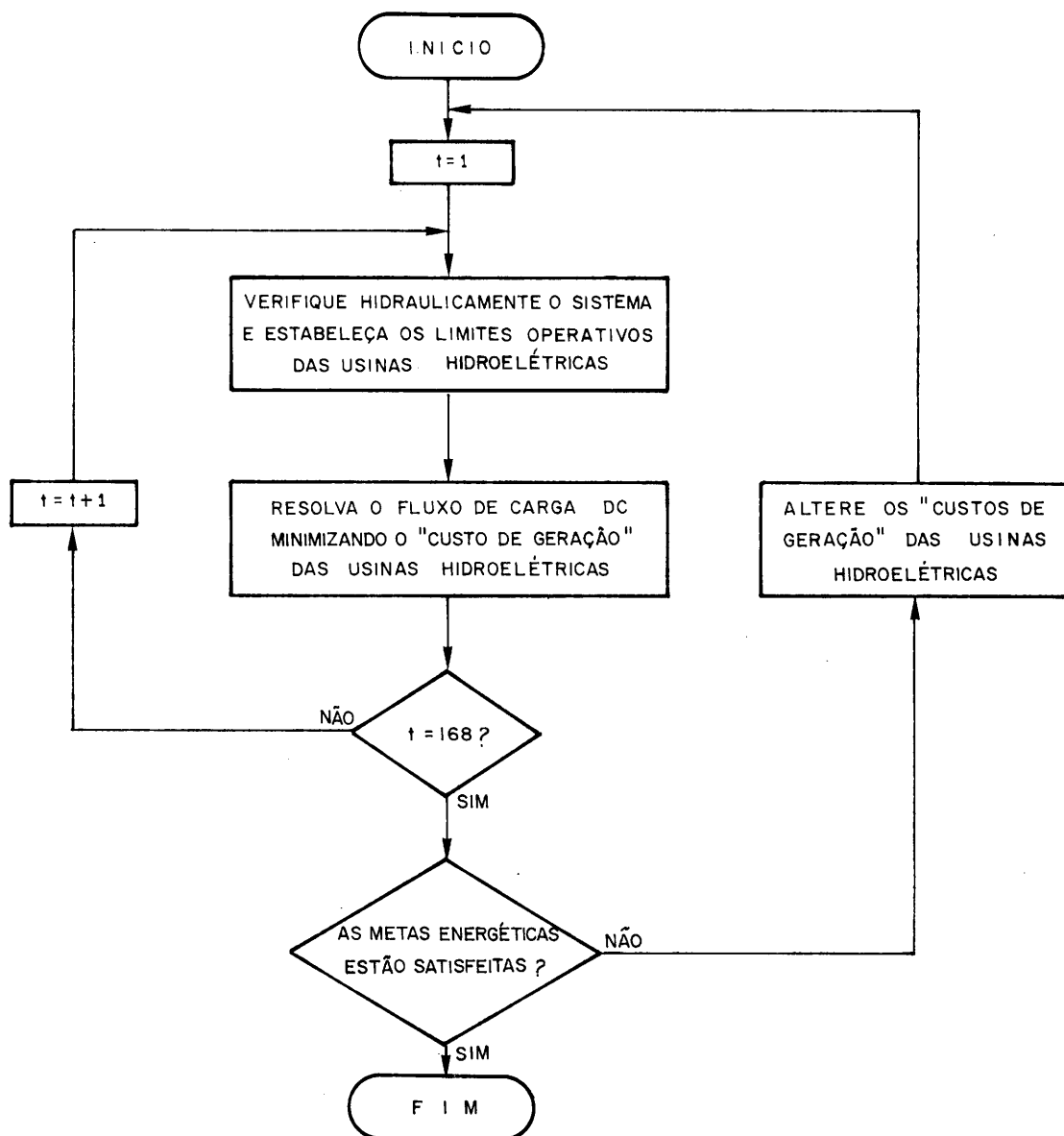


FIG. 12 - DIAGRAMA DE BLOCOS DO (PCP)

O (PCP) deve ser elaborado semanalmente. Eventuais ajustes da programação da operação dentro da semana podem, dependendo da magnitude, ser efetuados sem necessitar a elaboração de um novo (PCP). Contingências como saída forçada de máquinas ou queda de linhas de transmissão devem, em princípio, ser resolvidas procurando-se assegurar as metas energéticas da semana. Caso não seja possível, a etapa de médio prazo deve assumir o desvio de meta e diluir sua correção ao longo do seu horizonte.

O (PMP) deve ser elaborado sempre que ocorrerem desvios de meta no (PCP), ou alterações nas previsões de vazões, de demanda, ou na disponibilidade do parque gerador. Deve ser elaborado toda semana, pelo menos durante o período das chuvas onde as previsões de vazões são mais instáveis. No período seco, onde o sistema apresenta maior capacidade de previsão nas vazões, é possível

elaborar o (PMP) em base quinzenal ou mesmo mensal.

O (PLP) deve ser feito com uma periodicidade maior, possivelmente em base anual, porém sujeito a revisões sempre que necessário devido a mudanças na previsão de demanda, indisponibilidade do parque gerador ou alterações no cronograma de obras do setor.

A revisão da cadeia de planejamento proporciona um controle adaptativo que evita o acúmulo de desvios na trajetória ótima do sistema. Em particular, para o (PMP), que depende em grande medida das previsões de vazões por modelos de Séries Temporais, a atualização das previsões e a revisão do planejamento são fundamentais para assegurar a qualidade da solução (Boshier e Read, 1981).

8. CONCLUSÃO

Neste artigo o planejamento da operação

de sistemas hidrotérmicos foi formulado como um modelo de otimização dinâmico, estocástico, não linear e de grande porte. As dificuldades do problema foram destacadas, em particular a interconexão operativa entre usinas hidroelétricas situadas na mesma cascata e a incerteza sobre as vazões futuras.

Uma abordagem do problema por decomposição no tempo foi sugerida, onde as etapas resultantes se caracterizam pelo comportamento estocástico das vazões futuras.

O despacho econômico do subsistema termoeletrico é executado a-priori e se traduz, dada a demanda de energia elétrica no sistema, na função objetivo do subsistema hidroelétrico.

As etapas de planejamento de longo, médio e curto prazo são formuladas de modo a explorar as simplificações de modelamento que cada horizonte de planejamento enseja. Técnicas de resolução para cada etapa são propostas, onde se procura aproveitar o conhecimento físico do problema. As trocas de informação entre as etapas do planejamento, que asseguram a otimização do problema global, são evidenciadas.

A abordagem proposta pressupõe um planejamento adaptativo onde as etapas de longo, médio e curto prazo sejam revisadas periodicamente e a toda situação de alteração significativa de parâmetros do sistema como configuração e demanda, ou previsões de vazões. A dinâmica do sistema é lenta (sazonalidade anual) em relação ao tempo de cálculo do controle, o que permite supor que a trajetória resultante do planejamento adaptativo se aproxime à trajetória ótima a-posteriori. Esta suposição está atualmente em fase de testes, tendo apresentado resultados parciais positivos.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arvanitidis, N.V. & Rosing, J., (1970). "Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-89, 319-326.
- Boshier, J.F. & Read, E.G. (1982). "Stochastic Single Reservoirs Models for Long-Term Scheduling of Hydrothermal Power Systems", CBER Working Paper, The University of Tennessee.
- Carvalho, M.F. & Ohishi, T. & Soares, S. (1986). "Modelos de Fluxos em Rede para Alocação de Potência Ativa", Anais do 6º Congresso Brasileiro de Automatica, 744-750.
- El-Hawary, M.E. & Christensen, G.S. (1979). "Optimal Economic Operation of Electric Power Systems", Academic Press.
- Lyra, C. & Tavares, H. & Soares, S. (1980). "Economic Operation of Large Hydrothermal Power Systems", Second IFAC Symposium on Large Scale Systems: Theory and Applications, 417-420.
- Lyra, C. (1984). "Contribuição ao Planejamento da Produção de Energia em Sistemas de Potência", Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas.
- Lyra, C. & Tavares, H. & Soares, S. (1984). "Modeling and Optimization of Hydrothermal Generation Scheduling", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-103, Nº 8, 2126-2133.
- Read, E.G. (1980). "Economic Principles of Reservoir Operation I: Perfect Foresight", CBER Working Paper, The University of Tennessee.
- Rosenthal, R.E., (1981). "A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System", Operations Research, Vol. 29, Nº 4, 763-786.
- Sjølvgren, D. & Anderson, S. & Dillon, T.S., (1983). "Optimal Operations Planning in a Large Hydro-Thermal Power Systems", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, 3644-3651.
- Soares, S. & Carvalho, M.F., (1986). "Programa para Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH)", Anais do 6º Congresso Brasileiro de Automatica, 191-197.
- Soares, S. & Lyra, C. & Tavares, H. (1980). "Optimal Generation Scheduling of Hydrothermal Power Systems", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-99, Nº 3, 1107-1118.