

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação

Uma abordagem estocástica para o planejamento a longo
Prazo da operação de sistemas hidrotérmicos

MARINHO G. ANDRADE
SECUNDINO SOARES
GELSON DA CRUZ JR.
CASSIO D. N. VINHAL

Nº 23

NOTAS DO ICMSC

SÉRIE ESTATÍSTICA



São Carlos – SP

Instituto de Ciências Matemáticas de São Carlos

ISSN - 0103-2577

**Uma abordagem estocástica para o planejamento a longo
prazo da operação de sistemas hidrotérmicos**

**MARINHO G. ANDRADE
SECUNDINO SOARES
GELSON DA CRUZ JR.
CASSIO D. N. VINHAL**

Nº 23

**NOTAS DO ICMSC
Série Estatística**

**São Carlos
Jan. /1996**

UMA ABORDAGEM ESTOCÁSTICA PARA O PLANEJAMENTO A LONGO PRAZO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Marinho G. Andrade
ICMSC – USP
C.P. 668 – 13560-970 – São Carlos-SP – Brasil
E-mail: marinho@icmsc.usp.sc.br

Secundino Soares Gelson da Cruz Jr Cassio D. N. Vinhal
DENSIS – FEE – UNICAMP
C.P. 6101, 13081-970 - Campinas - SP, Brazil
E-mail: dino@denis.fee.unicamp.br

RESUMO

Neste trabalho é considerado o problema de planejamento da operação de longo prazo de um sistema hidrotérmico. Este problema é abordado por técnica de otimização determinística, acoplada a modelos de previsão de vazões com atualização em tempo real (nível mensal). O objetivo deste trabalho é fazer comparações entre as soluções obtida por esta técnica e por Programação Dinâmica Estocástica (PDE), a qual vem sendo aceita por mais de duas décadas como a melhor solução para tratar o problema das incertezas das vazões no horizonte de longo prazo. A comparação foi feita, para sistemas constituído de uma única usina, simulando-se a operação deste sistema para períodos quinquenais do histórico de vazões e avaliando-se o custo da geração térmica complementar incorrido com cada uma das técnicas. Os resultados obtidos mostram que a técnica proposta consegue tratar as incertezas das vazões, no horizonte do planejamento de longo prazo, com a mesma potencialidade da PDE. Além disso, a técnica proposta não exige simplificações, tais como uso de reservatório equivalente, para tratar sistemas com múltiplas usinas e isto torna a técnica proposta extremamente vantajosa do ponto de vista metodológico.

A STOCHASTIC APPROACH TO LONG TERM OPERATION PLANNING OF HYDROTHERMAL SYSTEMS

ABSTRACT

This paper is concerned with long term operation planning of hydro-thermal power systems. The problem is approached by a deterministic optimization technique coupled to an inflow forecasting model in open-loop feedback framework in monthly basis. The paper aims to compare the solution obtained by this approach and Stochastic Dynamic Programming (SDP), which has been accepted for more than two decades as the better solution to deal with inflow uncertainty in long term planning. The comparison was carried out of systems with a single plant, simulating the operation along period of 5 years under the historical inflow conditions and evaluating the cost of the complementary thermal generation. Results show that the proposed approach can handle uncertainty as effectively than SDP. Furthermore, it does not require modeling simplification as composite reservoirs to deal with multi hydro plant systems.

Palavras Chave: Sistemas Hidrotérmicos, Programação Dinâmica Estocástica, Otimização, Previsão de Vazão.

1. INTRODUÇÃO

O planejamento da operação de sistemas de produção de energia elétrica visa determinar uma política de operação para usinas hidroelétricas e termoelétricas do sistema que atenda a demanda de energia elétrica de forma econômica e confiável. Em linhas gerais o objetivo é utilizar da forma mais eficiente possível a geração de base hidráulica para substituir ao máximo a geração térmica cujo custo do combustível é elevado e crescente com a geração. A presença de várias usinas hidroelétricas, com grandes reservatórios de regularização plurianual acopladas em cascata no mesmo curso d'água caracteriza o planejamento da operação como um problema dinâmico, interconectado e de grande porte. Como além disso as usinas hidroelétricas possuem características de produção não linear e suas vazões afluentes são variáveis aleatórias, o problema é também estocástico e não linear [1].

Devido a complexidade do problema, é comum sua decomposição em uma cadeia de planejamento que inclui as etapas de longo, médio e curto prazos. As diversas propostas metodológicas encontradas na literatura diferenciam-se na caracterização de cada etapa e na modelagem utilizada [2].

No Brasil, o Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), coordenado pela ELETROBRÁS, adota o horizonte de 5 anos em base mensal para o planejamento de longo prazo [3]. A abordagem utilizada representa o sistema hidroelétrico de forma agregada em um reservatório equivalente de energia para viabilizar o emprego da Programação Dinâmica Estocástica (PDE) como técnica de solução [4,5]. A política de decisão obtida é posteriormente desagregada a nível de usinas individualizadas através de modelos de simulação baseados em regras empíricas de operação.

Alguns aspectos limitante da metodologia utilizada pelo GCOI para planejamento de longo prazo podem ser identificados. Em primeiro lugar, tanto na geração em reservatório equivalente como na simulação a usinas individualizadas é admitida como regra operativa que os reservatórios permaneçam com o mesmo armazenamento relativo. Essa regra operativa (chamada operação em paralelo) é sabidamente ineficiente e subestima a capacidade de produção do sistema hidroelétrico [6]. Em segundo lugar, a agregação do sistema não permite a representação das características operativas individuais das usinas e do acoplamento entre elas, o que é fundamental para a representação da não linearidade da produção e para a identificação de vertimentos localizados. Em terceiro lugar, a agregação do sistema hidroelétrico pressupõe que haja uniformidade hidrológica ao longo do sistema, o que em geral não é verdade, como por exemplo no caso do sistema sudeste brasileiro. Finalmente, a representação da estocasticidade das vazões

afuentes é feita através de um modelo auto-regressivo de ordem 1 (modelo markoviano), pois um modelo de ordem superior acarretaria a necessidade de mais variáveis de estado na PDE, o que é inviável computacionalmente.

Uma abordagem alternativa para o planejamento de longo prazo é utilizar técnicas de programação não linear determinística [7], acopladas com modelos de previsão de vazões. Através dessa abordagem, a cada mês é feita uma previsão das vazões afluentes para cada usina hidroelétrica do sistema e uma otimização determinística com representação individualizada das usinas. A política de operação implementada é então constituída pela decisão de geração do primeiro mês. Esta forma de abordagem do problema de planejamento de longo prazo considera a estocasticidade das vazões de forma implícita e por isso nos referimos, neste trabalho, ao planejamento obtido desta forma como o Planejamento da Operação de um Sistema Hidrotérmico com Informação Implícita (POSH-II). Em relação à metodologia do GCOI, essa abordagem tem a vantagem de, por um lado, permitir a exata representação das usinas hidroelétricas com sua produção não linear e seus vertimentos localizados e, por outro lado, permitir a melhor representação das vazões afluentes através de modelos estocásticos de qualquer ordem e específicos para cada usina, o que permite representar corretamente as vazões e sua diversidade hidrológica.

A única limitação da abordagem alternativa é que ela representa a estocasticidade das vazões afluentes de forma implícita, através de previsões permanentemente atualizadas, e não de forma explícita, como na PDE. Em outras palavras, a abordagem alternativa é uma política de malha aberta ao passo que a PDE é uma política de malha fechada. A questão ainda não resolvida é se o que se ganha com a representação individualizada das usinas e das suas afluições compensa o fato da política obtida ser de malha aberta.

O objetivo desse trabalho é comparar, por simulação, as duas políticas operativas no caso de sistemas constituídos de um única usina hidroelétrica. Obviamente neste caso, como não há necessidade de agregação do sistema hidroelétrico, a comparação visa somente avaliar as diferenças entre as políticas de malha fechada e malha aberta que tratam de forma diferente a estocasticidade das vazões.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: Na seção 2 apresentamos a formulação do problema de planejamento da operação por PDE. Na seção 3 apresentamos a formulação determinística do problema por programação não linear. Na seção 4 apresentamos o modelo estocástico utilizado para previsão de vazão. Na seção 5 apresentamos a comparação entre as duas políticas quando simulando-se a operação de quatro usinas hidroelétricas isoladamente. Na seção 6 concluímos o trabalho mostrando as vantagens da metodologia proposta.

2. MODELO DE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

O problema de planejamento da operação de um sistema hidrotérmico a longo prazo tem como objetivo, em geral, minimizar o custo total da operação do sistema no horizonte de planejamento T . Para analisar este problema vamos denotar a demanda e a geração de energia elétrica do sistema pelas variáveis D_t e H_t , respectivamente e definimos por $C_t(D_t - H_t)$ o custo, no instante $t \in [0, T]$, associado aos complementos da geração, tais como, a geração térmica, intercâmbios e eventual corte de carga, no instante t . Supondo que em um determinado instante $t \in [0, T]$ o volume armazenado no reservatório é $x_t \in X_t$ e da decisão de defluência é $u_t \in U_t$, onde X_t e U_t são os respectivos limites factíveis de volume e turbinagem neste instante t . Então a equação de continuidade do reservatório é dada por:

$$x_{t+1} = x_t + \beta_t(y_t - u_t) \quad (1)$$

onde β_t é o número de segundos no intervalo Δt . Este fator é usado para converter a unidade de vazão (m^3/s) em unidade de volume (hm^3). Interpretamos as vazões afluentes y_t como observações discretas no tempo, de um processo markoviano $\{y(t), t \geq 0\}$, definido no espaço de probabilidade $(\Omega, \mathcal{F}_t, P)$, onde \mathcal{F}_t é a menor σ -álgebra contendo todos os conjuntos da forma $\{y(t_1) \in B_1, \dots, y(t_n) \in B_n\}$, para $t_k < t$ e os $B_k \subset \mathbb{R}$, $k = 1, \dots, n$ são conjuntos de Borel [8]. Assumimos também que todos os conjuntos de medida nula estão incluídos em \mathcal{F}_t e pensamos frequentemente em \mathcal{F}_t como a história do processo $\{y(t), t \geq 0\}$ até o instante t . Denotando-se por $y_t = y(t)$ o valor que o processo assume no instante t e por $y_s = y(s)$ o valor do processo no instante $s < t$, definimos a função de probabilidade de transição do processo $\{y(t), t \geq 0\}$ por:

$$F_Y(s, y_s, t, B) = P_s(y(t) \in B | y(s) = y_s) \quad \forall t > s \quad (2)$$

onde B é um conjunto de Borel. Se $\{y(t), t \geq 0\}$ é um processo de Markov, então:

$$P_s(y(t) \in B | \mathcal{F}_s) = P_s(y(t) \in B | y(s)) = F_Y(s, y_s, t, B) \quad \forall 0 \leq s < t; B \quad (3)$$

Isto significa que o valor que o processo assume no instante t , só depende do valor que o processo assumiu no instante s , imediatamente anterior. A hipótese de propriedade markoviana para as vazões é fundamental para que possamos utilizar o algoritmo de PDE pois caso contrário, incorreríamos em um aumento da dimensão do espaço de estado do problema, que nos levaria a impossibilidade de solução devido a maldição da dimensionalidade [9].

O problema de planejamento da operação de longo prazo é então formulado como o seguinte problema estocástico:

$$\begin{array}{l}
 \text{Min } E_{y_t/y_{t-1}} \left\{ \sum_{t=0}^T \alpha^t C_t (D_t - H_t) \right\} \\
 \text{s.a. } H_t = \Phi(x_t, u_t) \\
 x_{t+1} = x_t + \beta_t (y_t - u_t) \\
 x_t \in X_t, \quad u_t \in U_t
 \end{array} \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array}} \right\} \quad (4)$$

Aqui $E_{y_t/y_{t-1}} \{ \cdot \}$ representa o valor esperado condicionado e pode ser calculado discretizando-se a função densidade de probabilidade condicionada $f_t(y_t | y_{t-1})$ do processo $\{y(t), t \geq 0\}$, a constante $\alpha \in [0, 1]$, representa um fator de desconto e Φ representam a funções de geração da usina hidroelétrica.

3. O MODELO A USINAS INDIVIDUALIZADAS

Os modelos que consideram a representação individual de cada usina hidroelétrica permitem determinar uma política de operação que respeite o acoplamento hidráulico da cascata e as possíveis diversidades hidrológicas entre os vários aproveitamentos. Estes modelos permitem determinar quanto cada usina deve gerar de modo a se conseguir o melhor rendimento hidráulico do sistema, evitando-se vertimentos, perdas de produtividade, etc. A metodologia adequada a este tipo de modelo é a otimização determinística baseada em previsões de vazões fornecidas por modelos de séries temporais. Supondo um sistema composto de N usinas, o problema de planejamento é formulado como:

$$\begin{array}{l}
 \text{Min } \sum_{t=0}^T \alpha^t C_t (D_t - H_t) \\
 \text{s.a. } H_t = \sum_{i=1}^N \Phi_i(x_t^i, u_t^i) \\
 x_{t+1}^i = x_t^i + \beta_t \left(\sum_{j \in \Delta_i} u_t^j - u_t^i + y_t^i \right) \\
 x_t^i \in X_t^i, \quad u_t^i \in U_t^i
 \end{array} \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array}} \right\} \quad i = 1, \dots, N \quad (5)$$

onde o armazenamento inicial dos reservatório x_0^i é dado e para o propósito deste trabalho o estado final x_T^i também é fixado. A função custo $C_t(D_t - H_t)$ representa o custo da geração

complementar, tais como a geração térmica, intercâmbios e eventual corte de carga. As funções Φ_i representam as funções de geração de cada usina hidroelétrica e Δ_i é o conjunto de índices das usinas a montante da usina i . As variáveis D_t e H_t são respectivamente a demanda e a geração de energia elétrica total do sistema. Mais detalhes sobre a elaboração e potencialidade deste modelo pode ser encontrado em [6]. As vazões y_t^i são supostamente conhecidas ou adota-se o valor previsto segundo algum modelo probabilístico ajustado aos dados históricos.

4. O MODELO PARA PREVISÃO DAS VAZÕES

No modelo (5) adotamos como vazões afluentes as previsões obtidas estimando o valor esperado condicionado $\hat{y}_t^i = E\{y_t^i | y_{t-1}^i, y_{t-2}^i, \dots\}$. Para calcular \hat{y}_t^i exploramos o fato de que as vazões afluentes têm um comportamento periódico, com período τ . Desta forma, representamos as afluentes por $y_{t,k}$, onde o índice t representa o instante de tempo em que estamos observando o processo $\{y(t), 0 \leq t \leq \tau\}$ e o índice k representa um determinado número de períodos, ou seja, $t = 1, 2, \dots, \tau$ e $k = 1, 2, \dots, N$. Assumimos também que $y_{t,k}$ é constituída pela composição de um processo estocástico $\{z_{t,k}, t = 1, 2, \dots, \tau, k = 1, 2, \dots, N\}$ e duas funções determinísticas $m_{t,k}$ e $\sigma_{t,k}$, satisfazendo as equações:

$$\text{onde: } \left. \begin{aligned} y_{t,k} &= \sigma_{t,k} z_{t,k} + m_{t,k} && \text{para } t = 1, 2, \dots, \tau; k = 1, 2, \dots, N \\ m_{t,k} &= m_{t+\tau, v} \\ \sigma_{t,k} &= \sigma_{t+\tau, v} \end{aligned} \right\} \text{ para } \forall k, v \text{ com } k \neq v$$

Além disso, vamos modelar o processo $\{z_{t,k}, t = 1, 2, \dots, \tau, k = 1, 2, \dots, N\}$ como um processo estocástico não estacionário. O coeficiente de correlação entre $z_{t,k}$ e $z_{t+\ell, k}$ é dado por:

$$\rho(t, k, \ell) = \frac{E\{z_{t,k} z_{t+\ell, k}\}}{\sqrt{V(z_{t,k}) V(z_{t+\ell, k})}}, \quad 0 < \ell \leq 12$$

$\rho(t, k, \ell)$ também tem um comportamento periódico, portanto $\rho(t, k, \ell) = \rho(t + \tau, v, \ell)$ qualquer que seja k e v , com $k \neq v$. Adotando para $\{z_{t,k}, t = 1, 2, \dots, \tau, k = 1, 2, \dots, N\}$ um modelo linear autoregressivo de primeira ordem com parâmetro sazonal [10], temos que:

$$z_{t,k} = \phi_t z_{t-1, k} + a_t \quad \text{para } t = 1, 2, \dots, \tau \quad (6)$$

com:

$$z_{0,k} = \phi_0 z_{\tau, k-1} + a_\tau \quad (7)$$

onde $\{a_t, t \geq 0\}$ é uma sequência de variáveis aleatórias independentes com distribuição $N(0, \sigma_a^2)$.

5. ESTUDO DE CASOS

As comparações entre a política de malha fechada (PDE) e a política de malha aberta (POSH-II) foram feitas para quatro usinas, sendo duas na região Sudeste, uma da região Sul e uma da região Nordeste, a saber: Emborcação (rio Paranaíba), Furnas (rio Grande), Foz do Areia (rio Iguaçu) e Sobradinho (rio São Francisco). Foi adotada uma função de custo quadrática para representar o custo da geração complementar:

$$\Psi_t = \frac{(D_t - H_t)^2}{2} \quad (8)$$

onde D_t representa o mercado de energia elétrica a ser atendido e foi assumido como igual a capacidade instalada na usina em estudo. O estudo foi feito inicialmente simulando a operação da usina adotando as tabelas de decisão de defluência ótima obtidas por PDE. Em seguida escolhemos todos os períodos de 5 anos desta simulação, em que o reservatório iniciou e terminou cheio, e para estes períodos simulamos a operação da usina usando o POSH-II. A comparação entre as duas técnicas foi feita avaliando-se a sub-otimalidade do custo médio, para cada um destes períodos de 5 anos, quando comparados ao custo ótimo global da operação da usina, obtido a posteriori, supondo o perfeito conhecimento das vazões. Os resultados, em termos de valor médio, para todos os períodos de 5 anos simulados, são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Resultados da Comparação entre PDE e POSH-II

Usina	% do Custo Acima do Ótimo Global		
	PDE	POSH-II	
Emborcação	Med.	3.8	11.7
	Max.	8.4	15.5
	Min.	0.5	5.8
Furnas	Med.	27.3	22.3
	Max.	45.9	32.1
	Min.	14.8	11.0
Foz do Areia	Med.	15.2	9.3
	Max.	18.7	14.3
	Min.	11.3	6.9
Sobradinho	Med.	25.9	28.3
	Max.	33.5	35.7
	Min.	13.0	17.5

6. CONCLUSÃO

Os resultados apresentados são surpreendentes pelo fato de que a PDE não foi sempre vantajosa, em termos de minimização dos custos da geração complementar, como era esperado, uma vez que esta técnica vem sendo apresentada há mais de duas décadas como a melhor solução para tratar o problema da incerteza das vazões no horizonte de longo prazo. Estes resultados indicam uma nova direção a ser tomada no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, ou seja o POSH-II, que além de permitir uma representação individualizada das usinas hidroelétricas do sistema, assegura que a sub-otimalidade da solução obtida desta forma, não está muito distante da obtida por PDE. Ressaltamos ainda que os resultados apresentados neste trabalho são para sistemas constituídos por uma única usina, portanto não medem as desvantagens da agregação do sistema em um reservatório equivalente, presente em casos mais gerais, que usam a PDE como técnica de solução. Desta forma, os resultados apresentados na Tabela 1 medem somente a potencialidade do método proposto, para tratar a incerteza das vazões, no horizonte do planejamento de longo prazo (5 anos). Através deste estudo, a ser mais explorado oportunamente, vislumbram-se maiores argumentos em favor da otimização determinística com previsão de vazões (POSH-II) especialmente com aplicação a sistemas de múltiplas usinas.

7. REFERÊNCIA

- [01] Soares, S.; "Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos", Revista SBA: Controle e Automação, vol. 1, No. 2, pp. 122-123, 1987.
- [02] Pereira, M.V.F.; "Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems – An Overview", IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, pp. 1-9, 1985
- [03] Araripe Neto, T.A.; Cotia, C.B.; Pereira, M.V.F.; "Comparison of Stochastic and Deterministic Approaches in Hydrothermal Generation Scheduling", IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, pp. 201-206, 1985.
- [04] Arvanitidis, N.V.; Rosing, J.; "Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System", IEEE trans. on PAS, vol. PAS-89, 2, pp. 319-326, 1970.
- [05] Arvanitidis, N.V.; Rosing, J.; "Optimal Operation of Multireservoir System Using a Composite Representation", IEEE trans. on PAS, vol. PAS-89, 2, pp. 327-335, 1970.
- [06] Cruz Jr. G.; Soares, S.; "Non-Uniform Composite Representation of Hydroelectric Systems for Long-Term Hydrothermal Scheduling", Power Industry Computer Applications Conference, Salt Lake City, Utah, USA, May, 1995.

-
- [07] Oliveira, G.; Soares, S., "A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, N.Y., 1995
 - [08] Gihman I.I.; Skorohod; "The Theory of Stochastic Process I", Spring-Verlag, N.Y., 1974
 - [09] Bellman, R.; "Dynamic Programming", Princ. Univer. Press, Princeton, 1957
 - [10] Salas, D.J.; Boes, D.C. e Smith, R.A.; "Estimation of ARMA Models With Seasonal Parameters", Water Resou. Res., vol. 18, No. 4, pp. 1006-1010, 1982

NOTAS DO ICMSC

SÉRIE ESTATÍSTICA

- 022/95 ACHCAR, J. - A generalized Moranda software reliability model: a bayesian approach.
- 021/95 RODRIGUES, J. - Inference for the software reliability using asymmetric loss functions: A hierarchical Bayes approach.
- 020/95 RODRIGUES, J.; BOLFARINE, H.; CORDEIRO, G.M. - Nonlinear quasi-bayesian theory and the inverse linear regression.
- 019/95 LEANDO, R.A.; ACHCAR, J.A.; - Generation of bivariate lifetime data assuming the Block & Basu exponential
- 018/95 ACHCAR, J.A.; - Use of approximate bayesian inference for software reliability
- 017/95 ACHCAR, J.A.; FAVORETTI, A.C. - Accurate inferences for the Michaelis-Menten model
- 016/95 RODRIGUES, J.; CHITTA, S.P. - Bayesian Analysis in M/M/1 queues using Sampling Methods
- 015/95 ACHCAR, J.A.; PEGORIN M.A. - Laplace's approximations for posterior expectations when the mode is not in the parameter space.
- 014/94 ACHCAR, J. A.; FOGO, J.C. - Accurate inferences for the reliability function considering accelerated life tests.
- 013/94 RODRIGUES, J. - Bayesian Solutions to a lass of selections problems using weighted loss functions.
- 012/94 ACHCAR, J.A.; DAMASCENO, V.L. - Extreme value models: an useful reparametrization for the survival function
- 011/94 ACHCAR, J.A.- Approximate bayesian analysis for non-normal hierarchical classification model.
- 010/94 RODRIGUES, J.; RODRIGUES, E.F. - Bayesian estimation in the study of tampered Random variables.