

ABORDAGEM DE INTERAÇÃO ENTRE A OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA E O CONTROLE DE CHEIAS NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO

Fernanda da Serra Costa^{1,2}; Ana Lúcia Gouveia Pimentel¹; Daniela de Souza Kyrillos¹ & Jorge Machado Damázio^{1,2}

RESUMO --- A capacidade de armazenamento hoje disponível nos reservatórios do sistema hidrotérmico brasileiro além da função de regularização para efeito de geração de energia elétrica, é utilizada também para controle de cheias. Devido a complexidade deste sistema, o planejamento de sua operação é feito em três etapas com diferentes graus de detalhamento, sendo o controle de cheias também tratado de forma diferenciada em cada uma destas etapas. Enquanto que na etapa de médio prazo a consideração do controle de cheias se faz apenas através da reserva de espaços vazios nos reservatórios para prevenção de possíveis cheias durante a estação chuvosa, nas etapas de curto prazo e programação diária, devido a discretização temporal (semanal e diária), além da alocação desses espaços vazios, há também a necessidade de definir a operação durante a ocorrência de cheias para a ocupação e esvaziamento dos espaços vazios alocados nos reservatórios. Este artigo discute, mais especificamente, uma forma de interação entre a operação de controle de cheias e a operação energética na etapa do planejamento de curto prazo.

ABSTRACT --- The available storage in the reservoirs of the hydrothermal brazilian system, besides the function of generation of electric energy, is also used for flood control. The system complexity demands that its operation planning is decomposed in three stages with different degrees of detailing. Flood control planning is also dealt in differentiated ways in each one of these stages. Whereas in the long term period stage the consideration of the flood control is made only through the reserve of empty spaces in the reservoirs for prevention of possible flood during the rainy station, in the short term stage and daily programming, due to the temporal discretization (weekly and daily), besides the allocation of these empty spaces, it is also necessary to define the operation during the flood episodes for the filling and emptying of the allocated spaces in the reservoirs. This article argues, more specifically, about an approach for modeling the interaction between the energy operation and the flood control operation in the short term planning stage.

Palavras-chave: usos múltiplos da água, operação energética de curto prazo, controle de cheias, otimização.

1) CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica. Av.Hum, S/nº, Cidade Universitária, CEP 20001-970, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Fone: (21) 2598-6411, (21) 2598-6452. e-mail: fernanda@cepel.br
2) UERJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

1 – INTRODUÇÃO

Ao contrário da maioria dos países, a geração de energia elétrica no Brasil depende basicamente das vazões que naturalmente afluem aos aproveitamentos hidroelétricos distribuídos por doze bacias hidrográficas do país. Esses aproveitamentos totalizam mais de 85% da capacidade instalada de geração do país, sendo responsáveis por mais de 90% da energia total gerada.

Devido à irregularidade das vazões fluviais e à necessidade de manter a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o sistema de geração de energia elétrica brasileiro, além de contar com usinas termoelétricas de complementação (o que implica em custos de combustíveis), conta também com um conjunto de reservatórios de acumulação, cuja função é essencialmente a regularização dos regimes fluviais, através do armazenamento de água nos períodos de maiores afluências naturais de vazões fluviais, para ser utilizada durante os períodos mais secos, quando são escassas as vazões fluviais. Essa capacidade de armazenamento permite não só a regularização intra-anual do sistema, como também fornece proteção contra ocorrência de seqüências de anos secos, configurando-se a chamada regularização plurianual do sistema.

A capacidade de armazenamento hoje disponível, nos reservatórios dos aproveitamentos hidroelétricos, além da função de regularização para efeito de geração de energia elétrica, é utilizada também para controle de cheias. Nesse caso, reserva-se uma parcela superior do reservatório para ser ocupada somente durante a ocorrência de grandes cheias.

A coordenação da operação do sistema de reservatórios do setor elétrico, em conjunto com a operação do sistema de usinas termoelétricas de complementação, permite o melhor aproveitamento das vazões naturais, evitando o desperdício de água e gastos excessivos com combustíveis. Esta coordenação é feita no âmbito do chamado Planejamento da Operação do Sistema Interligado, executado atualmente no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O planejamento da operação do sistema hidrotérmico interligado brasileiro, SIN, devido a sua complexidade, é realizado em três etapas: planejamento de médio e curto prazo, e programação diária. Este planejamento é feito atualmente com o auxílio da cadeia de modelos desenvolvidos no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL (Maceira et al., 2002). Em cada etapa os modelos utilizados possuem diferentes horizontes de planejamento, discretização do tempo, e graus de detalhamento em suas representações, Tabela 1. Nestas etapas restrições relativas aos usos múltiplos da água e a questões ambientais são consideradas, dentre estas, se destaca a consideração do controle de cheias.

Tabela 1 Características das Etapas do Planejamento da Operação do SIN

ETAPAS	Médio Prazo	Curto Prazo	Programação da Operação
Horizonte de planejamento	Até 10 anos	Até 1 ano	Até 14 dias
Discretização temporal	Mensal	Semanal / Mensal	Horária / patamares
Nível de detalhamento do SIN	Reservatórios Equivalentes	Usinas individualizadas	Unidades geradoras
Modelo De Otimização	NEWAVE	DECOMP	DESSEM
Modelo Hidrológico	GEVAZP	PREVIVAZ / GEVAZP	Ex: PREVIVAZH
Afluências hidrológicas	Estocástico	Determinístico / Estocástico	Determinístico
Controle de Cheias	Limites de armazenamento fixos	Limites de armazenamento flexíveis	Limites de armazenamento flexíveis

No planejamento da operação de médio prazo constrói-se uma política para ser usada ao início de cada mês que decide quanto da demanda total de energia do próximo mês será atendida pelo parque térmico e quanto será atendida por cada subconjunto de hidroelétricas agrupadas por regiões (modelo NEWAVE). No planejamento de curto prazo, os blocos de geração hidráulico e térmico definidos pela política de médio prazo para o primeiro mês são desagregados em metas semanais de geração para cada usina do sistema (modelo DECOMP). Na programação diária (modelo DESSEM) a política de curto prazo da primeira semana é desagregada em metas de geração diárias para cada usina.

Devido aos diferentes graus de detalhamento das etapas de planejamento, o controle de cheias também é tratado de forma diferenciada em cada uma destas etapas. Enquanto que na etapa de médio prazo a consideração do controle de cheias se faz apenas através da reserva de espaços vazios nos reservatórios para prevenção de possíveis cheias durante a estação chuvosa, nas etapas de curto prazo e programação diária, devido a discretização temporal (semanal e diária), além da alocação desses espaços vazios, há também a necessidade de definir a operação durante a ocorrência de cheias para a ocupação e esvaziamento dos espaços vazios alocados nos reservatórios. Assim, o controle de cheias no SIN pode ser dividido em duas atividades: cálculo dos volumes de espera a serem alocados nos reservatórios e, planejamento da operação para ocupação/esvaziamento dos volumes de espera durante a ocorrência de cheias. Essas duas atividades fazem parte dos Estudos de Prevenção de Cheias, que compõe o Planejamento da Operação do SIN. Na primeira etapa são considerados os riscos de geração térmica futura e de déficit de suprimento, calculados por simulações da operação do SIN sob diferentes hipóteses de alocação de volumes de espera,

correspondentes a diferentes graus de proteção contra cheias (tempos de retorno) selecionados, e definido um risco de cheia a adotar.

Este artigo trata das questões relacionadas à segunda atividade, mais especificamente discute uma forma de interação entre a operação de controle de cheias e a operação energética na etapa do planejamento de curto prazo.

2 – PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO

Devido à localização das usinas hidroelétricas e das limitações de transmissão de energia existentes, subdivide-se o SIN em 4 grandes subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Esses subsistemas, com diferentes capacidades de armazenamento, são interligados por extensas linhas de transmissão de energia, o que permite ao SIN uma operação mais eficiente, pois leva a uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia, e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas de energia.

No planejamento de curto prazo considera-se um horizonte de até 1 ano. Atualmente o horizonte considerado é de dois meses. Nesta etapa, as usinas hidroelétricas são consideradas de forma individualizada, sendo as vazões afluentes do mês inicial determinísticas e discretizadas semanalmente. A partir do segundo mês, a discretização é mensal e as afluições são representadas por cenários estocásticos de forma a considerar a incerteza hidrológica. A partir da política definida na etapa de médio prazo, representada pela função de custo futuro da água (FCF), dos cenários de afluições às usinas, das restrições elétricas do sistema, das limitações de intercâmbio, das restrições referentes aos usos múltiplos da água (por ex: vazões retiradas para atendimento à irrigação, níveis de armazenamento máximos devido à manutenção dos volumes de espera para controle de cheias e defluências máximas acima das quais ocorrem danos no vale a jusante) e das restrições ambientais, determinam-se, em cada estágio semanal e mensal, as metas individuais de geração das usinas hidroelétricas e termoelétricas do sistema, bem como os armazenamentos nos reservatórios e os intercâmbios de energia entre subsistemas. Obtém-se ainda novas FCF para cada estágio (semanal e mensal) do estudo, agora como função do armazenamento em cada reservatório.

Atualmente é utilizado o modelo DECOMP, desenvolvido no CEPEL especialmente para os estudos do Planejamento de Curto Prazo, que permite considerar todas as restrições citadas anteriormente. Entretanto, durante a estação chuvosa, quando é detectada uma situação de cheias em uma bacia é necessário transferir o foco da operação para a proteção do vale à jusante, através da melhor ocupação dos volumes de espera sob o ponto de vista da preservação do risco de dano ao vale a jusante. Nesse caso, procura-se continuar atendendo as metas de geração definidas pelo modelo DECOMP, porém a utilização dos volumes de espera deve ser feita de forma a minimizar o

aumento do risco de dano ao vale à jusante durante a estação chuvosa da bacia. Esta operação pode ser alcançada com a utilização interativa dos modelos DECOMP e OPCHEN, este último atualmente em fase de testes. O item 3 apresenta uma forma de realizar a interação entre estes dois modelos.

2.1 – Modelo DECOMP

O modelo DECOMP (CEPEL, 2002; PIMENTEL, 2005; XAVIER, 2005), como os modelos NEWAVE e DESSEM, busca obter a operação que minimiza o custo total de operação, respeitando as diversas restrições físicas e operativas do sistema e atendendo à demanda requerida em cada intervalo de tempo (o qual pode ser subdividido em patamares de carga). A função objetivo e as restrições são representadas de maneira linear, o que caracteriza o problema de otimização como um Problema de Programação Linear (PPL).

Além do atendimento à demanda, o conjunto de restrições consideradas no PPL de cada estágio inclui o balanço hídrico das usinas hidroelétricas, limites de geração das usinas hidroelétricas e térmicas, limites de intercâmbio entre subsistemas, vazão mínima e volume de espera nos reservatórios, entre outras restrições operativas do sistema.

De forma simplificada, o PPL resolvido pelo modelo DECOMP pode ser escrito da seguinte forma:

PPL: minimizar (custo presente + custo futuro)

Sujeito a:

- Equações de balanço hídrico das usinas hidroelétricas;
- Equações de atendimento à demanda dos subsistemas;
- Volumes de espera nos reservatórios para controle de cheias;
- Vazões defluentes mínimas e/ou máximas das usinas hidroelétricas;
- Geração térmica mínima de cada usina termoelétrica;
- Limites das variáveis (volume armazenado, vazão turbinada, geração, etc);
- Função de produção energética de cada usina hidroelétrica.

A estratégia de resolução do PPL do modelo DECOMP consiste em sua desagregação em subproblemas para cada estágio e cenário, utilizando-se a metodologia de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (Pereira e Pinto, 1991). A PDDE envolve a construção de cortes de Benders, que são adicionados gradativamente ao subproblema de cada estágio/cenário, consistindo em aproximações sucessivas de suas respectivas FCF.

O modelo DECOMP permite que os usos múltiplos da água, consuntivos ou não, sejam considerados por meio de diferentes restrições, quais sejam:

a) Vazão mínima: vazões defluentes mínimas podem ser impostas, de modo a, por exemplo, garantir um nível mínimo no canal de jusante para navegação ou por questões ambientais (fauna e flora);

b) Controle de cheias: vazões defluentes máximas acima das quais ocorrem danos no vale a jusante dos aproveitamentos e volumes para o amortecimento de cheias (volumes de espera), calculados previamente pelo sistema SPEC (Costa et al, 1999), para os diversos reservatórios. Esses volumes serão sempre respeitados pelo modelo. A alteração desses volumes, quando necessário, pode ser feita consultando-se os modelos ARISCO (GCOI,1996) e OPCHEN (Costa et al.,2001). A iteração com este último é o foco deste trabalho.

c) Armazenamento mínimo e máximo: níveis mínimo e máximo dos reservatórios

d) Retiradas de água para contemplar os usos múltiplos da água: parte das vazões afluentes às usinas pode ser destinada para outros usos da água, tais como irrigação, abastecimento, indústria, etc.

Cabe ressaltar que essas restrições podem ser informadas para cada usina do SIN, em todos os estágios do horizonte de planejamento.

2.2 – Modelo OPCHEN

A metodologia atualmente em uso nos estudos de prevenção de cheias para definição dos volumes de espera em sistemas de reservatórios, descrita em Costa et al 1999, considera a incerteza hidrológica através do uso de conjuntos de séries sintéticas de afluições diárias ao sistema e adota as condições de controlabilidade (c.c.), onde o sistema de reservatórios analisado é decomposto em sistemas parciais (s.p.), representando-se cada sistema parcial por um reservatório equivalente, para o qual calcula-se para cada tempo de retorno uma curva-guia superior para toda a estação chuvosa (envoltória), Damázio et al, 1994. O problema da desagregação espacial das envoltórias de reservatórios equivalentes em curvas individualizadas para cada reservatório do sistema é formulado como um problema linear estocástico com função objetivo refletindo interesses da geração de energia elétrica, (Damázio, 1989).

Durante a estação chuvosa, a ocorrência de uma cheia provoca a necessidade de ocupação dos volumes de espera alocados nos reservatórios. De forma análoga, após a passagem da cheia é necessário o esvaziamento dos reservatórios para retornar aos níveis dos volumes de espera definidos nos estudos de prevenção de cheias. A ocupação e o esvaziamento dos volumes de espera devem ser feitos de forma criteriosa, de modo a não só minimizar o aumento do risco de danos no vale a jusante, com também, manter-se um controle do nível de risco.

O modelo OPCHEN foi desenvolvido com o objetivo de planejar como se dará na semana em análise a ocupação (ou o esvaziamento) dos volumes de espera definidos nos estudos de prevenção de cheias para uma bacia. Este problema é resolvido através da solução de um problema de programação linear (PPL), sujeito à situação hidrológica atual (volumes armazenados e aflúências previstas para a semana) e ao atendimento ao final da semana em análise de um conjunto de envoltórias dos sistemas parciais que compõe a bacia, ordenado de forma crescente pelo risco de cheias, sendo as primeiras envoltórias correspondentes ao risco de cheias adotado nos estudos de prevenção de cheias. A consideração deste conjunto de envoltórias permite acompanhar a evolução do risco de cheias à medida que os volumes de espera vão sendo ocupados.

Os aproveitamentos hidroelétricos de uma bacia hidrográfica podem ser grupados em três categorias em relação a sua contribuição para o controle de cheias:

- Aproveitamentos que pertencem ao sistema de controle de cheias integrado da bacia. Parte do volume útil destes aproveitamentos é alocado para volume de espera;
- Aproveitamentos que não pertencem ao sistema de controle de cheias integrado da bacia. Estes aproveitamentos não são considerados no cálculo dos volumes de espera;
- Aproveitamentos de controle de cheias isolado e localizados nas cabeceiras do sistema de controle de cheias. O volume de espera alocado neste tipo de reservatório é utilizado apenas para a proteção de sua restrição, não contribuindo para o controle de cheias integrado da bacia.

Seja um sistema com R aproveitamentos hidroelétricos, tal que $R = R^{CCI} \cup R^{Cab} \cup R^{SCC}$, onde: R^{CCI} , conjunto de aproveitamentos do sistema de controle de cheias integrado; R^{Cab} , conjunto de aproveitamentos de cabeceiras com controle de cheias de sua própria restrição de jusante, e R^{SCC} , conjunto de aproveitamentos do sistema que não fazem parte do controle de cheias integrado e que não pertencem a R^{Cab} .

Sejam $V_i, i=1, \dots, R$ as capacidades dos reservatórios de cada aproveitamento, e $M_i, i=1, \dots, R^{CCI} \cup R^{Cab}$, os limites de defluências em cada aproveitamento que não causam danos à jusante. Seja U o conjunto de sistemas parciais do sistema formado por R^{CCI} .

Conhecidos:

- os volumes vazios ao início da semana em estudo, $e_i(t-1)$;
- as aflúências incrementais previstas para a semana em estudo, $q_i(t)$;
- as defluências energéticas programadas para a semana em estudo, $m_i(t)$; e
- os valores das envoltórias de cada sistema parcial $u \in U$ correspondentes ao final da semana em estudo para cada conjunto k de envoltórias, $k=1, \dots, K$, $ENV_u^k(t)$
- o valor da envoltória para cada aproveitamento de R^{Cab} .

Obtém-se os volumes de espera de cada reservatório ao final da semana em estudo, $e_i(t)$

através da solução do seguinte problema de programação linear:

$$F = \text{Min} \left[\begin{array}{l} \sum_{i \in R} C_1 r_i(t) + \sum_{i \in R} C_5 r_i(t) + \sum_{i \in R} C_5 r_i(t) + \\ \sum_{k=1}^K \sum_{u \in U} C_4^k \delta_u^k(t) + \sum_{i \in R} C_6 p_i(t) + \sum_{f=1}^{NF} \sum_{i \in R} C_2^f \lambda_i^f(t) + \\ \sum_{i \in R} C_3^f \theta_i^f(t) + \sum_{i \in R} C_7 \delta_i^1(t) + \sum_{i \in R} C_8 p_i(t) \end{array} \right] \quad (1)$$

s/a

$$e_i(t) + \sum_{j=1}^n c_{i,j} r_j(t) - r_i(t) = e_i(t-1) - q_i(t-1) \quad i = 1, \dots, R \quad (2)$$

$$V_i - V_{\min \text{ final}(t)_i} \leq e(t)_i \leq V_i - V_{\max \text{ final}(t)_i} \quad (3)$$

$$r_i(t) \geq m_i \quad (4)$$

$$-\sum_{i \in u} e_i(t) - \delta_u^k(t) \leq \text{ENV}_u^k(t) \quad , \quad \delta_u^k(t) \geq 0 \quad \forall u \in U' \quad k = 1, \dots, K \quad (5)$$

$$r_i(t) - p_i(t) \leq M_i \quad p_i(t) \geq 0 \quad i = 1, \dots, R \quad (6)$$

$$e_i(t) - \lambda_i^f(t) \leq \text{fcima}_i^f \quad \lambda_i^f(t) \geq 0 \quad i = 1, \dots, n \quad f = 1, \dots, \text{nf} \quad (7)$$

$$e_i(t) + \theta_i^f(t) \geq \text{fbaixo}_i^f \quad \theta_i^f(t) \geq 0 \quad i = 1, \dots, n \quad f = 1, \dots, \text{nf} \quad (8)$$

$$-e_i(t) - \delta_{\{i\}}(t) \leq -\text{VE}_{\{i\}}(t) \quad , \quad \delta_{\{i\}}(t) \geq 0 \quad i \in R^{\text{Cab}}_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+\gamma \quad (9)$$

onde:

$r_i(t)$ defluência do reservatório i na semana sendo planejada,

$c_{j,i} = 1$ se o reservatório j está imediatamente a montante do reservatório i ,

$c_{j,i} = 0$ se o reservatório j não está imediatamente a montante do reservatório i ,

$\delta_u^k(t)$'s são folgas associadas às envoltórias que descrevem a ocupação dos volumes de espera,

$p_i(t)$'s são folgas associadas a rompimentos das restrições de defluência,

$\lambda_i^f(t)$'s são as folgas associadas às faixas abaixo do nível programado para o final da semana no reservatório pelo planejamento energético sem controle de cheias,

$\theta_i^f(t)$'s são as folgas associadas às faixas acima do nível programado para o final da semana no reservatório pelo planejamento energético sem controle de cheias,

$VE_{\{i\}}(t)$'s são os volumes de espera alocados nos reservatórios de cabeceiras,

f_{i}^{f} são os limites inferiores de armazenamento das faixas acima do nível de armazenamento programado para o final da semana no reservatório pelo planejamento energético sem controle de cheias. Estas faixas são obtidas dividindo-se a diferença entre o volume máximo do reservatório e o volume referente ao nível programado por nf . O modelo OPCHEN adota $nf=5$.

f_{i}^{f} são os limites superiores de armazenamento das faixas abaixo do nível de armazenamento programado para o final da semana no reservatório pelo planejamento energético sem controle de cheias.

$V_{\max \text{ final}(t)_i}$ é o volume final máximo desejado para o reservatório i no tempo t

$V_{\min \text{ final}(t)_i}$ é o volume final mínimo desejado para o reservatório i no tempo t

Se na solução do problema todas as folgas $\delta_u^k(t)$'s e $p_i(t)$'s são nulas, prevê-se que o sistema na semana não estará em situação de cheia. Diz-se que o Estado da Operação de Controle de Cheias é nulo. Se na solução do problema pelo menos uma das folgas $\delta_u^k(t)$ é maior que zero e todas as folgas $p_i(t)$'s são nulas, prevê-se que o sistema deverá operar na semana no modo de operação normal de cheias, sem ocorrência de emergências. O Estado da Operação de Controle de Cheias é não nulo, e definido para cada ponto de controle pelo maior índice k de envoltória com folga maior que zero dentre os sistemas parciais correspondentes. Se na solução do problema pelo menos uma das folgas $p_i(t)$'s é maior que zero, prevê-se que o sistema deverá operar na semana no modo de operação de cheias com emergências relacionadas com os pontos de controle onde ocorreram $p_i(t)$'s maiores que zero. O Estado da Operação de Controle de Cheias é dado por $K+1$.

A função objetivo adotada (1), penaliza as folgas das restrições (4) a (9) de forma diferenciada. Os valores das penalidades estão relacionados com a ordem em que se aceita que as restrições sejam violadas em caso de não ser possível atender a todas as restrições do PPL sem que todas ou algumas variáveis de folga assumam valores diferentes de zero.

A ordem de violação das restrições está associada ao tipo de operação de controle de cheias que se espera num sistema de reservatórios formados pelos três tipos de aproveitamentos hidroelétricos descritos anteriormente.

A idéia básica é que os volumes de espera dos aproveitamentos de cabeceiras, quando estes não fazem parte do controle de cheia integrado, só devem ser utilizados para o controle de suas taxas de variação de defluência e suas defluências máximas. Além disto, os níveis dos reservatórios definidos pela programação energética (refletida pela faixa de operação) dos aproveitamentos que não fazem parte do controle de cheias integrado da bacia e cabeceira com controle de cheias isolado, só devem ser alterados após a utilização dos volumes de espera dos aproveitamentos que fazem parte do controle de cheia integrado da bacia, caso contrário seus volumes deveriam ter sido

considerados na etapa do cálculo dos volumes de espera nos estudos de prevenção de cheias. Desta forma a regra de operação em situação normal de cheia conduz a seguinte ordem de violação das restrições:

1. Defluência energética de todos os aproveitamentos que pertencem a R^{CCI}
2. Faixas de armazenamentos de todos os aproveitamentos da bacia (viola-se primeiro, se possível, as faixas associadas ao esvaziamento do reservatório),
3. Envoltórias dos sistemas parciais associadas aos aproveitamentos pertencem a R^{CCI} ,
4. Defluência energética de todos os aproveitamentos que pertencem a R^{SCC} e R^{Cab} ,
5. Defluência máximas dos aproveitamentos que pertencem a R^{CCI} ,
6. Envoltórias dos aproveitamentos pertencem a R^{Cab} ,
7. Defluência máximas dos aproveitamentos que pertencem a R^{Cab} .

3 – INTERAÇÃO ENTRE A PROGRAMAÇÃO ENERGÉTICA E DE CONTROLE DE CHEIAS

O Planejamento de Curto Prazo é realizado, em geral, na última semana do mês corrente para planejar o despacho semanal das usinas do SIN para o próximo mês. Este procedimento é denominado Programa Mensal da Operação (PMO). A cada semana do mês corrente é feita a revisão deste planejamento (Revisão do PMO), com o objetivo de considerar as atualizações das informações (afluências, carga, restrições, etc). Assim, a cada revisão o número de semanas cujo despacho deve ser programado diminui.

No planejamento de curto prazo, vez por outra, durante a execução do modelo DECOMP, identifica-se, em alguma bacia, que com a alteração de alguns valores de volume de espera, nas semanas do primeiro mês, pode-se obter algum ganho energético. A revisão de volumes de espera sugerida nos estudos energéticos é então testada atualmente no programa ARISCO, contra as envoltórias dos sistemas parciais da semana em análise, para verificar se o ganho energético sugerido implica risco de cheias maior que o adotado nos estudos de prevenção de cheias do ano corrente, podendo, portanto, ser considerada viável ou não.

Quando a afluência natural a uma bacia, ou à parte da bacia superar o limite de defluência correspondente e os reservatórios envolvidos estiverem no limite dos volumes de espera, e/ou, quando os volumes de espera definidos nos estudos de prevenção de cheias dos reservatórios envolvidos já estejam em parte ocupados, pode não ser possível obter um ponto de operação que mantenha o risco de cheias adotado nos estudos de prevenção de cheias. Nesta situação, caracterizada a ocorrência de uma cheia, a revisão dos volumes de espera da bacia em questão se dá pela necessidade de controlar a cheia. Neste caso, uma forma de revisão dos volumes de espera é

refazer o estudo energético com o modelo DECOMP, sem considerar os limites de armazenamento máximo devido aos volumes de espera para esta bacia, e a programação das vazões turbinadas para os aproveitamentos da bacia, resultante deste novo estudo energético, é utilizada na forma de restrições de defluência mínima pelo modelo OPCHEN. A seguir detalha-se uma forma de interação entre a otimização energética (modelo DECOMP) e o controle de cheias (modelo OPCHEN).

Além das defluências energéticas (vazões turbinadas) dos aproveitamentos da bacia, devem também ser fornecidas ao modelo OPCHEN as retiradas de água que foram consideradas no planejamento energético (modelo DECOMP) para contemplar os usos múltiplos e os níveis de armazenamento no início da semana e demais restrições associadas aos usos múltiplos.

Com estas informações o modelo OPCHEN procurará encontrar a melhor operação do ponto de vista do controle de cheias e que respeite ao máximo a programação energética. Como as restrições associadas às defluências energéticas são de maior ou igual (equação 4), a geração definida no DECOMP está garantida. Além disto, como o problema resolvido é de minimização e sua função objetivo é o somatório do produto das penalidades pelas respectivas variáveis de folga (equação 1), o algoritmo procurará sempre que possível atribuir o valor nulo às variáveis de folga, e quando isto não for mais possível seguirá as prioridades descritas no item 2.2. Quando os volumes de espera dos sistemas parciais começarem a ser ocupados os valores não nulos das variáveis de folga das restrições associadas as envoltórias de cada tempo de retorno (equação 5) indicará o risco de cheia da bacia. Este risco estará associado ao tempo de retorno da envoltória anterior à primeira em que a variável de folga for nula.

A partir da solução obtida pelo modelo OPCHEN deve-se retornar a execução do modelo DECOMP. Nesta iteração os níveis de armazenamento finais obtidos pelo OPCHEN devem ser impostos no modelo DECOMP na primeira semana através de restrições de volume armazenado, sendo estas restrições de igualdade. Este retorno ao modelo DECOMP é necessário para que fixado os volumes finais dos reservatórios da bacia em situação de cheia o modelo possa fornecer um novo despacho para o SIN, agora atendendo a melhor operação em situação de cheias.

4 – CASO EXEMPLO

Para exemplificar essa proposta de interação entre o controle de cheias e a operação energética no planejamento de curto prazo é apresentando um exemplo baseado no Programa Mensal de Operação (PMO) de fevereiro de 2007. A primeira semana do PMO corresponde a 14^a semana da estação chuvosa da região Sudeste do Brasil, que compreende o período de novembro a abril. O foco do controle de cheias, por simplificação, neste exemplo será apenas em uma bacia, a bacia do rio Paraná até o ponto de controle de cheias de Porto São José.

Esta bacia compreende 40 aproveitamentos hidroelétricos, dos quais 19 fazem parte do controle de cheias integrado e 11 pontos de controle de cheia, estendendo-se entre as regiões sudeste e sul do Brasil, Figura 1. A configuração deste sistema resulta em 760 sistemas parciais.

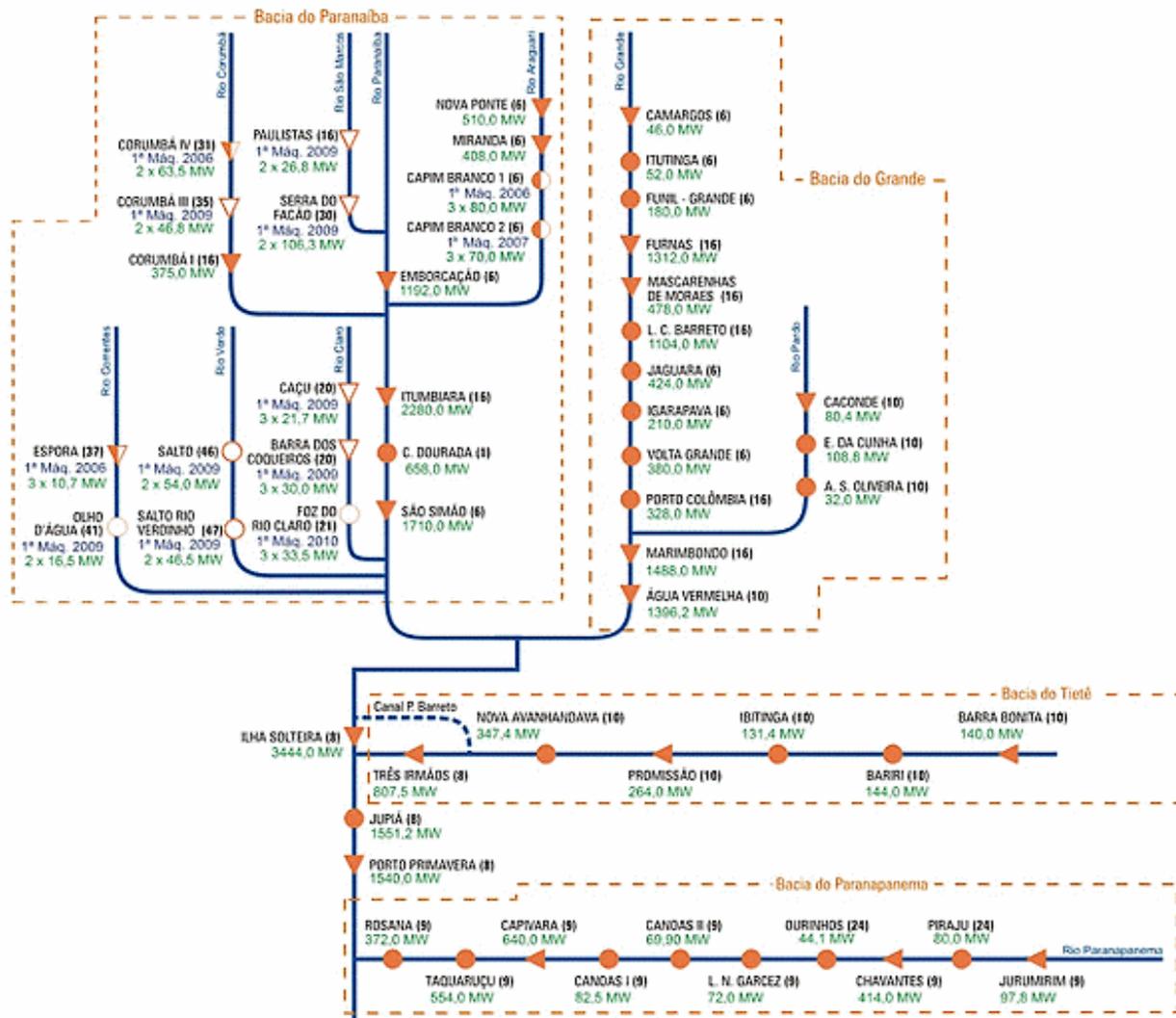


Figura 1 – Esquema topológico da bacia do rio Paraná até Porto São José. Fonte: ONS

A Tabela 2 apresenta as principais características associadas ao controle de cheias da bacia do rio Paraná. Pode-se observar, por exemplo, que apesar de possuir uma restrição de defluência máxima à jusante de $16000 \text{ m}^3/\text{s}$ (a mais severa da bacia), a UHE Jupiá é um aproveitamento hidroelétrico a fio d'água, e, portanto, para a proteção da sua restrição é necessário utilizar a capacidade de regularização do sistema de reservatórios a montante.

Tabela 2 Características de controle de cheias da bacia do rio Paraná

NOME	VOLUME UTIL (10 ⁹ m ³)	DEFL. MAX. (m ³ /s)	VOL. ESP. MÁX. (%VUtil)
Furnas	17,217	4000	5,5
M. Moraes	2,5	4400	20,0
Igarapava	-	4500	-
Volta Grande	-	5000	-
P. Colombia	-	7000	-
Marimbondo	5,26	8000	36,2
Água Vermelha	5,169	-	32,0
Emborcação	13,056	5000	3,9
Nova Ponte	10,38	-	3,4
Itumbiara	12,454	7000	11,4
São Simão	5,54	16000	34,8
B. Bonita	2,566	-	16,2
Promissão	2,128	-	27,6
Il Sol-Três Irmãos	8,965	-	54,2
Jupia	-	16000	-
Chavantes	3,041	-	19,5
Jurumirim	3,165	-	13,6
Capivara	5,724	-	25,6
Porto São José	-	24000	-

Foram considerados os conjuntos de envoltórias dos sistemas parciais da bacia do Paraná até Porto São José (que compreendem 760 sistemas parciais) de tempos de retorno de: 30 anos (associado aos volumes de espera do Plano de Prevenção de Cheias), 25 anos, 18 anos, 12 anos e 5 anos.

Como durante o mês de janeiro de 2007 já havia se iniciado a ocupação dos volumes de espera na bacia do Paraná, por isto, foram considerados como níveis de armazenamento associados aos volumes de espera os armazenamentos finais da última semana de janeiro. Os passos a seguir listados exemplificam a proposta de interação entre a operação energética e de controle de cheias e os resultados obtidos.

1. Inicialmente o modelo DECOMP foi executado considerando as informações do PMO de fevereiro de 2007 e os níveis de volumes de espera iguais aos níveis de armazenamentos finais da última semana de janeiro. Não foi possível obter uma solução viável, indicando que havia a necessidade de relaxar os volumes de espera, ou seja, definir uma ocupação destes;

2. Retirou-se as restrições de volume de espera e o modelo DECOMP foi novamente processado, obtendo-se uma solução viável;

3. As defluências turbinadas dos aproveitamentos da bacia do rio Paraná pertencentes ao controle de cheias integrado foram impostas como restrições de defluência mínima no modelo OPCHEN. Além disto, as retiradas de água para os usos múltiplos foram descontadas das afluências

naturais a estes aproveitamentos. O modelo foi executado considerando os mesmos volumes armazenados iniciais utilizados pelo modelo DECOMP. Os resultados obtidos foram níveis de armazenamentos finais diferentes daqueles produzidos pelo estudo puramente energético. A Tabela 3 apresenta os resultados obtidos na operação de controle de cheias para a 1ª semana, pelo modelo OPCHEN. Pode-se observar que os pontos de controle de Volta Grande, Porto Colômbia (no rio Grande) e Porto São José (no rio Paraná) encontram-se no nível 1 do risco de cheias, que corresponde à ocupação das envoltórias associadas ao tempo de retorno de 30 anos, e o ponto de controle de Jupia encontra-se no nível 4, que neste exemplo estava associado ao tempo de retorno de 12 anos. O modelo OPCHEN redefiniu os armazenamentos finais dos aproveitamentos tentando se aproximar das envoltórias de volumes de espera.

Tabela 3 – Resultado do modelo OPCHEN para a 1ª semana

Aproveitamento	V inic (%VU)	Aflu. Prevista (m3/s)	Def. Energ (m3/s)	Def. Opchen (m3/s)	Aflu. total (m3/s)	Romp. (%QR)	Vol. Final (%VU)	Estado CC
Furnas	84,7	3942	1256	1256	3942	0	94,13	0
MMoraes	96,4	1702	995	1553	1702	0	100	0
Igarapava		1235	1422	1793	1792	0		0
VGrande		1672	1548	2043	2043	0		1
PColombia		2200	1861	2695	2695	0		1
Marimbondo	80,4	3936	2813	3500	4770	0	95	0
AVermelha	75	3583	2858	3270	4269		86,7	
Emborcacao	87,9	1651	708	708	1651	0	92,27	0
NPonte	97,2	729	347	347	729		99,42	
Itumbiara	93,4	3378	2424	2697	3378	0	96,7	0
SSimao	80,4	5296	2662	4429	5569	0	92,85	0
BBonita	80,1	1168	753	753	1168		89,9	
Promissao	85,2	1504	809	983	1504		100	
ISolteira-Eq	70	8667	10528	14583	11019		45,96	
Jupia		11945	6689	16000	16000	0		4
Jurumirim	67,3	614	147	147	614		76,23	
Xavantes	48	523	163	163	523		55,15	
Capivara	73,1	2093	907	5790	2093		34,04	
P.S.Jose		9806	0	24000	24000	0		1

4. A fim de avaliar o ganho obtido na qualidade da solução do ponto de vista do controle de cheias (item 3), foi executado o modelo OPCHEN com os limites de armazenamento finais obtidos pelo modelo DECOMP no item 2 (com os volumes de espera liberados). Apesar do Estado de Operação de Controle de Cheias ter se mantido no nível 4 em Jupia, o volume vazio final no sistema diminuiu (17,56 Km³ (18%) no item3 contra 10,74 Km³ (11%) nesta execução. O volume total deste sistema é de 97.17 Km³) como esperado, uma vez que esta operação, puramente energética, tenta armazenar o máximo possível, não se configurando uma operação otimizada em relação ao controle de cheias. Isto pode ser comprovado pelos valores das funções objetivo do modelo OPCHEN: 1048,4 no item 3, contra 4782,4 obtidos nesta execução.

5. Os níveis de armazenamento finais dos reservatórios da bacia do Paraná, obtidos na operação de controle de cheias foram impostos no modelo DECOMP através de restrições de igualdade de volume armazenado. O modelo DECOMP foi então executado para que novo despacho energético fosse obtido, agora respeitando os níveis de armazenamento oriundo de uma operação de controle de cheias. Obteve-se uma solução viável.

A Tabela 4 apresenta as defluências totais e turbinadas para a 1ª semana obtidas pelos modelos OPCHEN e DECOMP (com a imposição dos armazenamentos finais obtidos pelo modelo OPCHEN). Pode-se observar que apesar da manutenção dos níveis de armazenamento, as defluências totais obtidas pelos dois modelos apresentam pequenas diferenças. Essas diferenças foram maiores nas bacias dos rios Grande e Tietê. No caso do rio Grande deveu-se ao re-despacho, realizado pelo modelo DECOMP, das usinas a montante da UHE Furnas (Camargos, Itutinga e Funil-Grande) que não foram consideradas no modelo OPCHEN, pois não fazem parte do controle de cheia integrado da bacia. No rio Tietê, o re-despacho das usinas localizadas no Alto Tietê (a montante de Barra Bonita) foi a causa dessas diferenças. Apesar de bem menor, a diferença em Itumbiara, no rio Paranaíba, é decorrente também do re-despacho das usinas a montante que não foram consideradas no modelo OPCHEN. Uma forma de minimizar estas diferenças é considerar todos os aproveitamentos da bacia na simulação da operação de controle de cheias no modelo OPCHEN, esta consideração já é possível na versão atual do modelo. Ressalta-se, entretanto, que estas diferenças não prejudicam a operação de controle de cheias e por outro lado a não fixação dos volumes armazenados finais destes reservatórios proporciona maior liberdade à decisão do modelo DECOMP. As pequenas diferenças nos demais aproveitamentos podem ser atribuídas a aproximações relativas ao cálculo da vazão evaporada.

Em relação às vazões turbinadas não se espera que os valores definidos pelo modelo DECOMP quando se impõem os níveis de armazenamento oriundos do modelo OPCHEN, sejam os mesmos daqueles definidos quando o modelo DECOMP foi executado sem considerar os volumes de espera na bacia do rio Paraná. Destaca-se que a decisão de quanto da defluência será turbinada é uma decisão puramente energética e não afeta a operação de controle de cheias, contanto que os níveis de armazenamento e defluências totais máximas referentes ao controle de cheias sejam mantidos.

Obteve-se assim, uma operação que atende às necessidades do controle de cheias e da geração de energia elétrica.

Tabela 4 – Defluências para a 1ª semana obtidas pelos modelos OPCHEN e DECOMP.

Bacia	Aproveitamento	Defluência Total		Diferença	Defluência Turbinada		Diferença
		DECOMP	OPCHEN		DECOMP	OPCHEN	
Rio Grande	FURNAS	1306,9	1256	50,9	1254,9	1256	-1,1
	M. DE MORAES	1603,3	1553	50,3	995,4	995	0,4
	IGARAPAVA	1842,8	1793	49,8	1417,6	1422	-4,4
	VOLTA GRANDE	2093,1	2043	50,1	1548,3	1548	0,3
	P. COLOMBIA	2744,6	2695	49,6	1759,2	1861	-101,8
	MARIMBONDO	3484,5	3500	-15,5	2787,2	2813	-25,8
	A. VERMELHA	3253,8	3270	-16,2	2869,9	2858	11,9
Rio Paranaíba	EMBORCACAO	707,4	708	-0,6	702	708	-6
	NOVA PONTE	348,2	347	1,2	345,7	347	-1,3
	ITUMBIARA	2684,2	2697	-12,8	2683,7	2424	259,7
	SAO SIMAO	4415,6	4429	-13,4	2610,8	2662	-51,2
Rio Tietê	BARRA BONITA	800,9	753	47,9	749,5	753	-3,5
	PROMISSAO	1031	983	48	800,4	809	-8,6
Rio Paranapanã	I. SOLT. EQV	14582,7	14583	-0,3	10714,1	10528	186,1
	JUPIA	16000	16000	0	5678,6	6689	-1010,4
Rio Paranapanema	A.A. LAYDNER	147,4	147	0,4	147,1	147	0,1
	CHAVANTES	163,7	163	0,7	163,7	163	0,7
	CAPIVARA	5793,8	5790	3,8	1452,4	907	545,4

Comparando os armazenamentos finais do subsistema Sudeste, onde esta bacia se situa, obtidos pelo modelo DECOMP com os volumes de espera liberados (item 2), e com a imposição dos volumes de espera provenientes do modelo OPCHEN (item 5), verifica-se que houve uma redução de aproximadamente 2% devido à operação de controle de cheias imposta no modelo DECOMP.

Os custos marginais de operação dos subsistemas foram nulos em ambas situações devido ao alto nível de armazenamento em que se encontrava o SIN neste período, conforme esperado. Também não houve mudança significativa em relação aos intercâmbios energéticos entre os subsistemas, como pode se observar na Tabela 5.

Tabela 5– Fluxos nos intercâmbios entre os subsistemas para a 1ª semana. **Nota:** Fluxo < 0 : S1 importa de S2 ; Fluxo > 0 : S1 exporta para S2. Patamares de carga: 1 - Pesada, 2 - Media, 3 – Leve.

Subsistemas	Patamares de carga	Fluxos nos Intercâmbios (Mwmed)	
		Sem limites de Vespera	Com limite de VArm proveniente do Opchen
S1(Origem) – S2(Destino)			
Norte -Fictício	Pat 1	0 00	0 00
Norte -Fictício	Pat 2	0 00	0 00
Norte -Fictício	Pat 3	0 00	0 00
Norte -Fictício	Media	0 00	0 00
Nordeste -Fictício	Pat 1	0 00	0 00
Nordeste -Fictício	Pat 2	0 00	0 00
Nordeste -Fictício	Pat 3	0 00	0 00
Nordeste -Fictício	Media	0 00	0 00
Sudeste -Fictício	Pat 1	0 00	0 00
Sudeste -Fictício	Pat 2	0 00	0 00
Sudeste -Fictício	Pat 3	0 00	0 00
Sudeste -Fictício	Media	0 00	0 00
Sudeste -Ivainorã	Pat 1	-2989 78	-2610 57
Sudeste -Ivainorã	Pat 2	-1517 69	-1355 63
Sudeste -Ivainorã	Pat 3	0 00	0 00
Sudeste -Ivainorã	Media	-1124 35	-997 86
Sudeste -Nordeste	Pat 1	0 00	0 00
Sudeste -Nordeste	Pat 2	0 00	0 00
Sudeste -Nordeste	Pat 3	0 00	0 00
Sudeste -Nordeste	Media	0 00	0 00
Ivainorã - Sul	Pat 1	5150 00	5150 00
Ivainorã - Sul	Pat 2	5850 00	5850 00
Ivainorã - Sul	Pat 3	3224 75	3932 76
Ivainorã - Sul	Media	4821 78	5078 86

Ressalta-se que durante este processo iterativo, proposto neste artigo, a imposição de volumes de espera no modelo DECOMP foi suprimida a partir da segunda semana, uma vez que, em todas as semanas o despacho do PMO é refeito, através do procedimento denominado Revisões do PMO e, além disto, o modelo OPCHEN atualmente só planeja a operação de controle de cheias para a próxima semana.

5 – CONCLUSÕES

Este artigo teve como objetivo mostrar como é possível preservar o uso múltiplo dos recursos hídricos, exemplificado pelo controle de cheias e a geração hidroelétrica, quando se dispõe de ferramentas adequadas, e constitui num exemplo, do esforço que o Setor Elétrico vem fazendo em considerar os usos múltiplos da água em seu planejamento da operação.

O artigo apresentou um exemplo de interação da otimização energética e de controle de cheias na etapa de Planejamento de Curto Prazo (PMO). O exemplo foi focado na operação do sistema de aproveitamentos da bacia do rio Paraná, onde o controle de cheias já vem sendo feito desde a década de 80 e onde sua execução é especialmente complexa, devido ao grande número de pontos

de controle de cheias, sendo vários destes localizados à jusante de UHE a fio d'água, que não dispõem de capacidade de regularização, sendo necessário lançar mão da capacidade dos aproveitamentos localizados a montante.

O exemplo, apesar de ser uma adaptação de um caso real (PMO de fevereiro de 2007), mostrou que esta interação é possível e promissora. Mostra também que seria interessante que o modelo OPCHEN permitisse planejar a operação não apenas da 1ª semana, mas sim de todas as semanas do primeiro mês do PMO. Este aprimoramento está sendo implementado no modelo, inclusive com a facilidade de permitir o relaxamento das restrições de envoltória nas semanas intermediárias, retornando apenas a sua imposição na última semana, uma vez que toda semana o planejamento da operação é revisto.

BIBLIOGRAFIA

CEPEL (2002). “*Modelo DECOMP – Manual de Referência Versão 11.0*”, Relatório Técnico DPD/PEN – 15053/03.

COSTA, F.S, DAMÁZIO, J.M., NEVES, F.P., GHIRARDI, A.O., ROCHA, V.F., (1999), “*Sistema Spec – Sistema Para Estudos de Prevenção de Cheias Em Sistemas Hidroelétricos*”, in Anais do XV Simpósio Brasileiro De Recursos Hídricos, Belo Horizonte, Nov., 1999.

COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., ROCHA, V.F., (2001), “*Planejamento da Operação Semanal de Controle de Cheias em Sistemas Hidroelétricos – Modelos OPCHEN e OPCHENS*”, in Anais do XIV Simpósio Brasileiro De Recursos Hídricos, Aracaju, Nov., 2001.

DAMÁZIO, J.M., MARIEN, J.L., PEREIRA, M.V.F., KELMAN, J. e COSTA, F.S, (1989) “*Condições de Controlabilidade de Sistemas de Reservatórios para Controle de Cheias e seu uso na Operação de Sistemas com Múltiplos Usos*”, Relatório Técnico CEPEL DPST-036/89, CEPEL, Rio de Janeiro.

DAMÁZIO, J.M., MARIEN, J.L., COSTA, F.S., (1994), “*Building Flood Control Rules Curves for Multipurpose Multi-reservoirs System Using Controllability Conditions*”. Water Resources Research, Vol. 30, Nº4, PP 1135, 1144, abril.

GCOI, (1996), “*Programa ARISCO - Avaliação do Risco Na Operação de Controle de Cheias, Bacia do Rio Paraná*”, Rel SCEN/GTHO-01/96, Rio de Janeiro.

MACEIRA, M.E.P.; TERRY, L.A.; COSTA, F.S.; MELO, A.C.G.; DAMÁZIO, J.M. (2002), “*Chain Of Optimization Models For Setting The Energy Dispatch And Spot Price In The Brazilian System*”, 14th PSCC, Sevilla, June.

PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. (1991). “*Multi stage stochastic optimization applied to energy planning*”, Mathematical Programming, 52, pp. 359-375.

PIMENTEL, A.L.G; XAVIER, L.N.R.; COSTA, F.S.; DINIZ, A.L.S.L. et al. (2005). “*Usos Múltiplos da Água no Planejamento Energético da Operação a Curto Prazo: metodologia e resultados*”, in Anais do XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, João Pessoa, Nov. 2005.

XAVIER, L.N.R.; DINIZ, A.L.S.L.; COSTA, F.S.; et al. (2005). “*Aprimoramento da modelagem da função de produção energética das usinas hidroelétricas no modelo DECOMP : metodologia e resultados*”, in Anais do XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Out. 2005.