

Operação de um reservatório com múltiplos usos com base na previsão de curto prazo de vazão

Juan Martín Bravo¹
Walter Collischonn²
Jorge Víctor Pilar³
Benedito Cláudio da Silva⁴
Carlos Eduardo Morelli Tucci⁵

Resumo

Os reservatórios operados para atender demandas de água para abastecimento, irrigação e geração de energia são, normalmente, mantidos em níveis tão altos como possível para garantir uma reserva de água que será utilizada durante os períodos críticos de estiagem. Por sua vez, reservatórios operados com o objetivo de reduzir inundações a jusante da barragem são mantidos em níveis mínimos para que as cheias possam ser absorvidas e as vazões máximas reduzidas. Quando um mesmo reservatório é operado para atender os dois tipos de objetivos surgem conflitos.

A previsão de vazão afluente a reservatórios pode ser útil para reduzir esses conflitos. Porém, os benefícios da previsão dependem da eficiência dos modelos de previsão e da forma como a informação da previsão é incorporada na tomada de decisão sobre a operação.

Neste trabalho é apresentado um modelo de simulação da operação de um reservatório com base na previsão de vazão afluente. Como base para as análises, foram utilizados dados relativos ao reservatório de Três Marias, no Rio São Francisco. Os resultados obtidos são promissores e mostram que as previsões de curto prazo de vazão afluente ao reservatório podem melhorar a eficiência das regras de operação em reservatórios com usos múltiplos.

Abstract

Conflicts often arise for reservoirs with multiple water uses, such as power generation, irrigation and flood control. While high levels are desired to store water that will be used during the dry season, low levels in the reservoirs can reduce flood damages.

Inflow forecasting can be used to improve reservoir management, minimizing conflicts in multipurpose reservoir operation. Benefits are dependent on the skill of the forecasts itself and on how these forecasts are taken into account during the process of decision concerning the reservoir operation.

This study presents an application of a simulation model that considers available forecast in the reservoir operation. The Três Marias dam, on the São Francisco river basin, was selected as a study case, mainly because of the availability of short-term forecast data from previous work. Results are promising and show that short-term forecasts can be introduced in operation simulation and can improve the efficiency of operation rules in multipurpose reservoirs.

Palavras-chaves: operação de reservatórios, previsão de vazão.

¹ Mestrando do Programa de Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. IPH-UFRGS. Av. Bento Gonçalves, 9500 - CEP 91501-970. Porto Alegre. Brasil. Integrante do dpto. de hidráulica da Facultad de Ingeniería. UNNE. Argentina. Email: jumarbra@yahoo.com.ar

² Professor Adjunto da Universidade Federal de Rio Grande do Sul (UFRGS). Av. Bento Gonçalves, 9500 - CEP 91501-970. Porto Alegre. RS. Brasil. Email: collischonn@iph.ufrgs.br

³ Profesor Titular da Facultad de Ingeniería da Universidad Nacional del Nordeste (UNNE). Av. Las Heras 712, CP 3503. Resistencia. Argentina. Email: jvpilar@yahoo.com

⁴ Pesquisador da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Av. BPS, 1303, cep 37500-903, Itajubá, MG. Brasil. Email: silvabenedito@uol.com.br

⁵ Professor titular da Universidade Federal de Rio Grande do Sul (UFRGS). Av. Bento Gonçalves, 9500 - CEP 91501-970. Porto Alegre. RS. Brasil. Email: tucci@iph.ufrgs.br

1 - Introdução

Quando um reservatório é operado para atender múltiplos usos da água, como a geração de energia e o controle de cheias, surgem conflitos como consequência das operações ótimas antagônicas que seriam realizadas no caso de existir só um desses usos.

A geração de energia visa manter o nível da água no reservatório o mais alto possível para uma maior produção de energia, garantindo uma reserva de água que será utilizada durante os períodos críticos de estiagem. O controle de cheias por sua vez, visa manter o nível do reservatório o mais baixo possível durante o período chuvoso para que o volume das cheias possa ser armazenado e as vazões máximas reduzidas. O controle de cheias estabelece, geralmente, restrições nos valores máximos da vazão efluente do reservatório para evitar inundações a jusante da barragem e, em alguns casos, restrições no nível máximo da água no reservatório para evitar inundações a montante.

Assim, para atender esses objetivos conflitantes, o nível da água no reservatório é reduzido no início e durante o período chuvoso, para permitir amortecer vazões afluentes altas. Em função disso, ocorre uma redução da produção energética, se comparada ao cenário de maximização do nível da água no reservatório. O volume criado no reservatório pelo rebaixamento do nível é denominado de volume de espera.

Atualmente, existem diferentes metodologias que definem volumes de espera em reservatórios com múltiplos usos com o objetivo de minimizar os conflitos entre os diferentes usos da água. No Brasil, onde a geração de energia e o controle de cheias são os usos principais dos reservatórios de grande porte, o Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza duas metodologias para definir os volumes de espera em reservatórios com operação isolada para controle de cheias: 1) o método da curva volume-duração (Beard, 1963); 2) o método das trajetórias críticas (Kelman, 1987). Por sua vez, uma abordagem alternativa foi apresentada em Bravo (2006) e Bravo et al. (2006) baseada numa técnica de parametrização, simulação e otimização. Nessa abordagem, uma curva-guia para controle de cheias (relação entre o nível da água necessário para garantir um determinado volume de espera e a época do ano) foi otimizada com base em simulações da operação do reservatório.

Embora essas metodologias tenham o objetivo de minimizar os conflitos entre os usos da água do reservatório, a operação resultante pode ser menos eficiente quando ocorrem eventos diferentes aos implicitamente considerados como de "projeto" na adoção do volume de espera. A perda de eficiência pode ser consequência de dois motivos: 1) vertimentos desnecessários com objetivo de manutenção do volume de espera previamente definido, no caso do evento ocorrido ser menor que os de projeto; 2) da ocorrência de um evento maior que os de projeto, pois existirão quebras de algumas das restrições do controle de cheias.

A consideração de uma nova variável, neste caso a previsão de vazão afluente ao reservatório, permitiria definir certo grau de flexibilidade aos volumes de espera representando benefícios na operação do reservatório. A incorporação dessa variável na operação do reservatório permitiria, no primeiro caso acima, diminuir os volumes de espera evitando vertimentos desnecessários. No segundo caso, criaria um volume de espera adicional para reduzir as intensidades das quebras de restrição.

Embora a previsão de vazão afluente a reservatórios se apresenta como uma ferramenta para conciliar os conflitos na operação de reservatórios com usos múltiplos, os benefícios da previsão dependem da eficiência dos modelos de previsão e da forma em que a informação da previsão é apresentada e usada pelo modelo de simulação da operação (Yao e Georgakakos, 2001).

Este trabalho apresenta um modelo de simulação da operação de um reservatório com base na previsão de vazão (Bravo, 2006), com uma aplicação em que foram utilizados dados relativos ao reservatório de Três Marias, no Rio São Francisco, principalmente pela disponibilidade de previsões de vazão de curto prazo a partir de um trabalho prévio (Silva, 2005).

2 - MODELOS DE SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS COM BASE NA PREVISÃO

Os primeiros modelos de simulação da operação de um reservatório com base na previsão de vazão eram simples. Estes modelos eram baseados num balanço hídrico simplificado do reservatório, onde a vazão efluente era definida com o objetivo de atender uma demanda específica constante no tempo, por exemplo: água para abastecimento, como em Mishalani e Palmer (1988). A demanda podia não ser atendida em algum intervalo de tempo apresentado se um déficit, e em consequência, perdas econômicas.

Os modelos apresentados em Yeh et al. (1982) e Mishalani e Palmer (1988) possuem um intervalo de tempo mensal e consideram previsões de longo prazo, com diferentes horizontes (de um mês até um ano). Nesses modelos, em cada intervalo de tempo são recebidos dados de previsão, em

função dos quais se estabelece uma previsão de operação, ao longo do horizonte de previsão, com uma regra simples: 1) operação normal: vazão efluente igual a demanda; 2) operação otimizada: a vazão efluente é inferior à demanda em algum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão, porém as vazões efluentes adotadas minimizam as perdas econômicas decorrentes dos déficits. Posteriormente, o balanço hídrico real do reservatório utiliza o valor da vazão efluente no primeiro intervalo de tempo da previsão de operação e a vazão afluente observada.

Recentemente, outros pesquisadores preferiram uma abordagem alternativa para incorporar as previsões de vazão na operação de reservatórios através de modelos de simulação. Assim, Hamlet et al. (2002) e Maurer e Lettenmaier (2004) flexibilizaram as regras de operação de reservatórios nas bacias do rio Columbia e do rio Missouri, respectivamente, em função da previsão de vazão afluente. Ambos os trabalhos avaliaram, da mesma forma que nos casos anteriores, o benefício das previsões de longo prazo considerando uma simulação da operação com intervalo de tempo mensal.

Nesses trabalhos, as regras fixas de operação, que alocavam um volume do reservatório para atingir um determinado objetivo em função de eventos críticos da série histórica, foram substituídas por uma alocação dinâmica em função da informação de previsão.

Outros trabalhos (por exemplo: Silveira (1996) e Mine (1998)) se focaram, especificamente, em incorporar a previsão de vazão em modelos de simulação da operação de reservatórios com o objetivo de conciliar os conflitos entre a geração de energia e o controle de cheias. Como a utilização de um intervalo de tempo mensal nos modelos de simulação da operação de reservatórios não é apropriada para eventos como as cheias (Yeh et al., 1982), nesses trabalhos foi utilizado um intervalo de tempo diário (Silveira, 1996) e de 2 horas (Mine, 1998). As previsões de vazão utilizadas por esses autores apresentaram uma frequência (período de tempo no qual são emitidos novos dados de previsão) de um dia e horizontes de 7, 10 e 20 dias (Silveira, 1996) e frequências de 2 e 4 horas e horizontes de 12, 24, 36 e 48 horas (Mine, 1998).

O modelo de simulação da operação do reservatório desenvolvido por Silveira (1996) visa manter o reservatório sempre no nível máximo operacional. Nesse modelo, em cada intervalo de tempo (diário) são recebidos dados de previsão de vazão, em função dos quais se estabelece uma previsão de operação, ao longo do horizonte de previsão, com base na seguinte regra: 1) Se o volume do reservatório não supera o volume máximo operacional em nenhum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão, a vazão de vertimento é nula; 2) Se o volume do reservatório é igual ao volume máximo operacional, as vazões efluentes são iguais às vazões afluentes; 3) Se o volume do reservatório supera o volume máximo operacional em algum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão, é alocado um volume de espera. O modelo foi aplicado na operação do reservatório de Sobradinho, na bacia do rio São Francisco.

Os resultados obtidos foram comparados com os correspondentes da utilização do método da curva volume-duração, apresentando bons resultados desde o ponto de vista da geração de energia, como era esperado. Porém, os volumes de espera alocados de forma dinâmica, através desse modelo, não foram suficientes para minimizar as quebras de restrição nas diferentes cheias avaliadas. Em todos os casos avaliados, o modelo apresentou um desempenho inferior no controle de cheias, inclusive com horizonte de previsão de 20 dias.

Mine (1998) se baseou numa abordagem similar à anterior na simulação da operação com base na previsão do reservatório de Foz de Areia, localizado na bacia do rio Iguaçu. Embora essa autora utilizasse o modelo desenvolvido por Silveira (1996), ela incorporou uma divisão em zonas do volume útil do reservatório com diferentes políticas de operação.

Os resultados obtidos foram comparados com as operações reais desse reservatório. Os resultados se mostraram melhores em quase todas as avaliações realizadas, existindo benefícios na geração de energia nos sete eventos estudados. Porém, a operação real levou, em alguns eventos, a um deplecionamento do nível da água do reservatório não justificado pelo controle de cheias e que poderia ter influenciado nos resultados encontrados (Mine, 1998).

3 - O MODELO AMANDA

Neste item é apresentado o modelo de simulação da operação de um reservatório com base na previsão de vazão afluente desenvolvido em Bravo (2006) e que será utilizado no presente trabalho. O modelo foi chamado de AMANDA e possui as seguintes características:

- Aplica-se a um reservatório com características de aproveitamento de cabeceira com operação isolada de controle de cheias.
- A operação do reservatório é feita com base numa curva-guia para controle de cheias e na previsão de vazão afluente.

• O intervalo de tempo utilizado na simulação deve ser inferior a uma semana. Neste trabalho foi utilizado um intervalo diário.

• Utiliza previsões de vazão afluente com um horizonte e frequência pré-definidos para cada simulação. Estes valores podem ser mudados para diferentes simulações. Assim por exemplo, uma previsão 7-12 representa uma previsão de vazão afluente diário de 12 dias na frente (horizonte) que é recebida a cada 7 dias (frequência). O modelo pode ser utilizado para a operação com base em previsões com qualquer combinação de horizonte e frequência, desde que o horizonte seja igual ou maior do que a frequência.

• Define a operação do reservatório (vazões turbinadas e vertidas) no dia em que recebe os dados de previsão para os próximos intervalos de tempo até receber os novos dados de previsão.

O modelo AMANDA é composto por dois módulos. No módulo de operação real é feito o balanço hídrico do reservatório em cada intervalo de tempo sendo já conhecida a vazão efluente, que é definida previamente no módulo de previsão de operação (aninhado ao principal), com base na previsão de vazão afluente e numa curva-guia específica. O módulo de operação real entrega o comando da simulação ao módulo de previsão de operação em cada intervalo de tempo no qual recebe os dados de previsão.

Dentro do módulo de previsão de operação é feita uma previsão de operação do reservatório para cada intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão. Esta operação é baseada na utilização da vazão afluente prevista nos balanços hídricos que realiza. O módulo de operação real, posteriormente utiliza as vazões vertidas e turbinadas definidas pelo módulo de previsão de operação para realizar o balanço hídrico até o momento em que recebe novos dados de previsão. A diferença entre o módulo de operação real e o de previsão de operação é que, as vazões afluentes utilizadas no módulo de operação real são as vazões afluentes observadas, enquanto no módulo de previsão de operação são as vazões afluentes previstas.

O modelo de balanço hídrico do reservatório utiliza, em cada intervalo de tempo, uma expressão discretizada da equação de continuidade (equação 1).

$$V_{t+1} = V_t + \left(\frac{QA_t + QA_{t+1}}{2} \right) \times \frac{\Delta t}{10^6} - \left(\frac{QE_t + QE_{t+1}}{2} \right) \times \frac{\Delta t}{10^6} - \frac{E_{t+1} \times A_t}{10^3} \quad (1)$$

Nesta equação t indica o intervalo de tempo anterior; t+1 indica o intervalo de tempo atual; V_{t+1} é o volume do reservatório em t+1 (hm³); V_t é o volume do reservatório em t (hm³); QA_t é a vazão afluente em t (m³.s-1); QA_{t+1} é a vazão afluente em t+1 (m³.s-1); QE_t é a vazão efluente em t (m³.s-1); QE_{t+1} é a vazão efluente em t+1 (m³.s-1); Δt é o intervalo de tempo (s); E_{t+1} é a evaporação líquida diária no tempo t+1 (mm); A_t é a área do reservatório para um volume V_t (km²).

A cada intervalo de tempo esta equação é resolvida para o termo V_{t+1} , considerando conhecidas as vazões afluentes (QA) nos tempos t e t+1, e considerando que há uma relação direta entre a vazão efluente e o volume armazenado (ou o nível da água no reservatório). Assim, o volume V_t define a vazão efluente QE_{t+1} e a vazão efluente QE_t é definida pelo volume armazenado no intervalo anterior (V_{t-1}).

Trata-se, portanto, de um método explícito de solução da equação de balanço hídrico. Considerou-se esta simplificação válida dado que foi utilizado, na operação, um intervalo de tempo diário, que é relativamente pequeno considerando o volume útil do reservatório em que foi feita a aplicação.

A vazão efluente total é dada pela soma da vazão turbinada e vertida, como definido na equação 2:

$$QE_{t+1} = QT_{t+1} + QV_{t+1} \quad (2)$$

onde QE_{t+1} é a vazão efluente em t+1 (m³.s-1); QT_{t+1} é a vazão turbinada em t+1 (m³.s-1) função da cota do reservatório em t e da curva de vazão turbinada; QV_{t+1} é a vazão vertida em t+1 (m³.s-1) função da cota do reservatório em t.

A aplicação da equação 1 recursivamente ao longo de toda a série de vazões afluentes observadas resulta em uma série de volumes e níveis da água (H_t) correspondentes. Entretanto, uma das seguintes duas situações pode-se apresentar ao final de um intervalo de tempo: 1) o volume calculado V_{t+1} é tal que H_{t+1} correspondente é igual ou inferior à curva-guia; 2) o volume V_{t+1} é tal que H_{t+1} correspondente é superior à curva-guia.

No caso 1, a vazão de vertimento QV_{t+1} do próximo intervalo de tempo é igual a zero. No caso 2, a vazão de vertimento no próximo intervalo de tempo é tal que ao final do balanço o nível da água é exatamente igual ao nível definido pela curva-guia. Para isto, o valor da vazão vertida é calculado de acordo com a equação 3:

$$QV_{t+1} = 2 \times \frac{10^6}{\Delta t} \times \left(V_t - V_{reg_{t+1}} - \frac{E_{t+1} \times A_t}{10^3} \right) + QA_t + QA_{t+1} - QE_t - QT_{t+1} \quad (3)$$

onde QV_{t+1} é a vazão vertida em $t+1$ ($m^3.s^{-1}$); V_t é o volume do reservatório em t (hm^3); QA_t é a vazão afluente em t ($m^3.s^{-1}$); QA_{t+1} é a vazão afluente em $t+1$ ($m^3.s^{-1}$); QE_t é a vazão efluente em t ($m^3.s^{-1}$); Δt é o intervalo de tempo (s); E_{t+1} é a evaporação líquida diária em $t+1$ (mm); A_t é a área do reservatório para um volume V_t (km^2); QT_{t+1} é a vazão turbinada em $t+1$ ($m^3.s^{-1}$); $V_{reg_{t+1}}$ é o volume indicado pela curva-guia em $t+1$ (hm^3).

As restrições operacionais consideradas para o controle de cheias incluem limites no valor máximo da vazão efluente para evitar inundações a jusante do reservatório e limites no nível da água do reservatório para evitar inundações a montante. Assim, nos casos em que a vazão vertida calculada pela equação 3, somada à vazão turbinada, resulta em uma vazão efluente total superior ao limite imposto pela restrição de jusante (Q_{lim}), a vazão vertida é recalculada, limitando-se o seu valor para impedir que a vazão efluente total QE_{t+1} supere o limite Q_{lim} , como expresso na equação 4.

$$QV_{t+1} = Q_{lim} - QT_{t+1} \quad (4)$$

Nesse caso o nível da água no reservatório pode ficar superior ao nível definido pela curva-guia, mas a vazão efluente máxima não é superada. Isto significa que a restrição dada pelo limite de vazão a jusante da barragem é considerada mais importante do que a restrição que limita o nível da água no reservatório para evitar inundações na cidade de montante.

A continuação é apresentada uma descrição dos dois módulos que fazem parte do modelo AMANDA conforme Bravo (2006).

3.1- Módulo de previsão de operação

O módulo de previsão de operação recebe as previsões de vazão afluente para todos os intervalos de tempo do horizonte de previsão e realiza o balanço hídrico do reservatório segundo a equação 1. A função do módulo de previsão de operação é definir as vazões efluentes (turbinadas e vertidas). Isto é feito através de 1 a 3 passos, conforme o texto que segue:

- Passo 1: As vazões vertidas e turbinadas são definidas de acordo com a curva-guia e é feita a simulação do balanço hídrico do reservatório até o final do horizonte de previsão.
- Passo 2: Se necessário, corrige as vazões efluentes definidas no passo 1, buscando diminuir as vazões vertidas definidas pela curva-guia.
- Passo 3: Se necessário, corrige as vazões efluentes definidas no passo 1, buscando aumentar as vazões vertidas definidas pela curva-guia.

Numa primeira aproximação (passo 1), as vazões vertidas são definidas pela curva-guia e as vazões turbinadas são definidas considerando que há uma relação direta entre a vazão turbinada e o nível do reservatório. Ao final desta primeira aproximação, de acordo com a variação do nível da água no interior do reservatório ao longo do horizonte de previsão, ocorrem diferentes situações, que podem ser agrupadas em três casos típicos, descritos pelas figuras e pelo texto que seguem:

- Caso A: o nível da água não supera a cota definida pela curva-guia em nenhum intervalo de tempo ao longo do horizonte de previsão (figura 1(A)).
- Caso B: o nível da água supera a cota definida pela curva-guia em um ou mais intervalos de tempo ao longo do horizonte de previsão, mas fica abaixo da curva-guia no último intervalo do horizonte de previsão (figura 1(B)).
- Caso C: o nível da água supera a cota definida pela curva-guia no último intervalo do horizonte de previsão (figura 1(C)).

Caso A

No caso A (figura 1(A)) as vazões efluentes adotadas no passo 1 são aceitas. Neste caso, não existem vertimentos em todo o horizonte de previsão. A vazão turbinada é definida em função da cota prevista do reservatório considerando que há uma relação direta entre a vazão turbinada e o nível do reservatório. Assim, a vazão efluente é igual à vazão turbinada em cada intervalo de tempo, e os próximos passos não são executados.

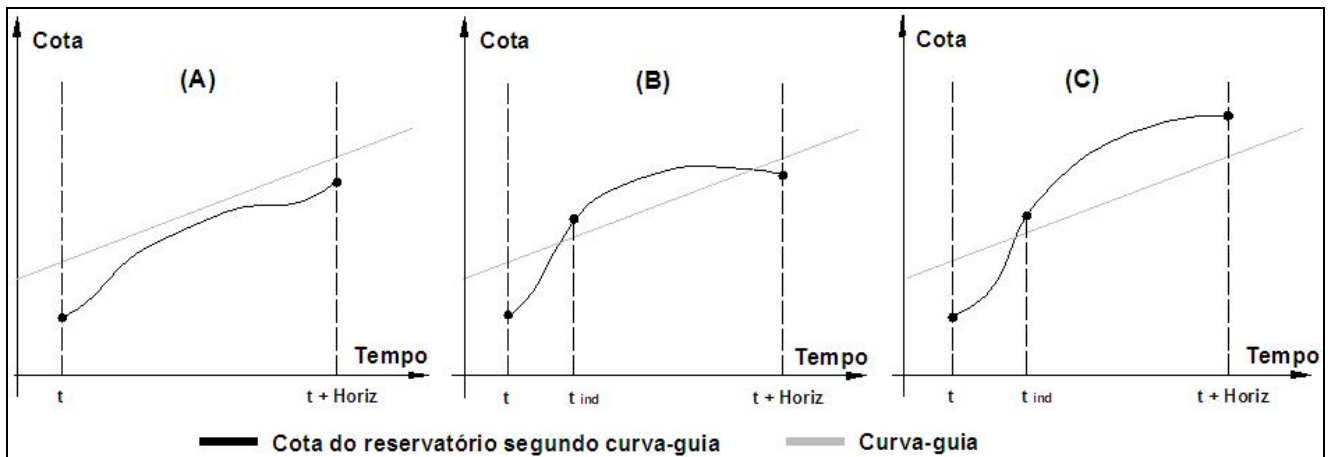


Figura 1: Casos típicos de variações do nível da água no interior do reservatório ao longo do horizonte de previsão.

Caso B

No caso B (figura 1(B)), a operação do reservatório seguindo a curva-guia exige vertimentos a partir do intervalo de tempo t_{ind} , quando o nível da água no reservatório passa a ser superior à cota definida pela curva-guia. De acordo com o modelo de balanço hídrico do reservatório, estes vertimentos devem ser os mais altos possíveis, respeitando as restrições de máximo incremento entre dias consecutivos e de máximo valor absoluto. No caso B constata-se que as vazões vertidas poderiam ter sido menores, de forma a evitar que ao final do horizonte da previsão o nível da água no reservatório esteja abaixo da curva-guia. Para reduzir as vazões vertidas em situações como a do caso B, é realizado o procedimento iterativo do passo 2.

O passo 2 consiste de uma flexibilização controlada da curva-guia, onde admitem-se situações em que o nível da água do reservatório pode ficar acima da curva-guia sem que existam vertimentos, em função das informações de previsão de vazão. Admite-se que o nível da água no reservatório pode ficar acima da cota dada pela curva-guia, desde que o nível da água não atinja uma região definida aqui como região de proteção, dada por $H_{max}-H_{seg}$, onde H_{max} é o valor da restrição que limita o nível da água no reservatório para evitar inundações na cidade de montante e H_{seg} é um parâmetro que reflete o grau de confiança nas previsões. Quando as previsões de vazão são perfeitas, H_{seg} pode ser igual a zero. Quando são utilizadas previsões reais, H_{seg} deve ser maior do que zero, e o seu valor vai depender das características do reservatório e da qualidade das previsões de vazão utilizadas.

O passo 2 pode ser descrito pelas etapas que seguem:

1) Para valores de k entre 0 e $t+freq-t_{ind}$;

a) Reduzir vertimentos entre $t_{ind}+k$ e $t+freq$, isto é, $QVt = \min \{0; QVR\}$ onde QVR é o valor mínimo dos vertimentos em função de restrições nos decrementos da vazão efluente, em $m^3.s^{-1}$.

b) Realizar balanço hídrico de todo o horizonte de previsão, usando as vazões vertidas reduzidas entre $t_{ind}+k$ e $t+freq$ e as vazões vertidas definidas pela curva-guia nos intervalos entre $t+freq$ e $t+horiz$, obtendo H_t (valores do nível da água do reservatório ao longo do horizonte de previsão).

c) Testar todos os valores de H_t no horizonte de previsão para verificar se são superiores ao limite $H_{max}-H_{seg}$. Em caso positivo (figura 2(1)), incrementa o valor de k e volta à etapa a). Em caso negativo (figura 2(2)), assume os novos valores de vazões vertidas e encerra o módulo de previsão de operação.

2) Se, para todos os k testados sempre ocorre pelo menos um intervalo de tempo em que $H_t > H_{\max} - H_{\text{seg}}$, então segue para o passo 3 (como no caso C).

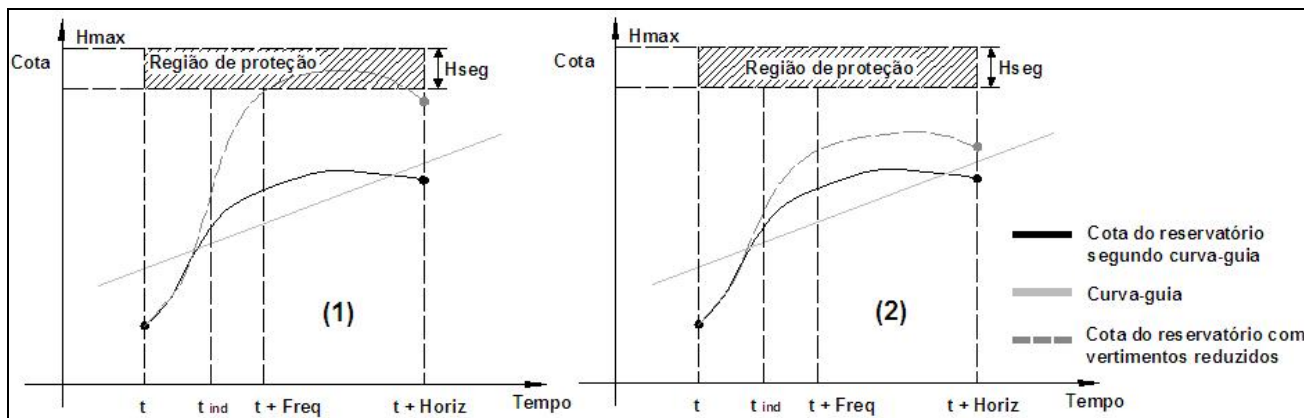


Figura 2: Cotagramas do reservatório operado segundo a curva-guia (linha preta) e com vertimentos reduzidos (linha cinza tracejada). (1) Região de proteção é invadida no horizonte de previsão. (2) Região de proteção não é invadida.

Caso C

No Caso C, apresentado na figura 1(C), quando o nível da água no último intervalo de tempo do horizonte da previsão é superior ao nível dado pela curva-guia, o módulo secundário busca aumentar e ou antecipar os vertimentos. Os objetivos dessa alteração nos valores dos vertimentos são: 1) que o nível no último intervalo de tempo do horizonte de previsão seja igual ao definido pela curva-guia; 2) que não ocorra nenhum intervalo de tempo com o nível superior ao nível definido pela curva-guia dentro do horizonte de previsão. A metodologia de determinação do aumento e ou antecipação das vazões vertidas é realizada no passo 3.

O passo 3 é um procedimento iterativo que inicia verificando qual o volume total sobre a curva-guia ao longo do horizonte de previsão, de acordo com a operação definida no passo 1. A partir daí, os vertimentos são antecipados e alterados, em relação aos vertimentos definidos no passo 1, buscando eliminar completamente o volume sobre a curva-guia, resultando em um cotograma como o apresentado na figura 3(a).

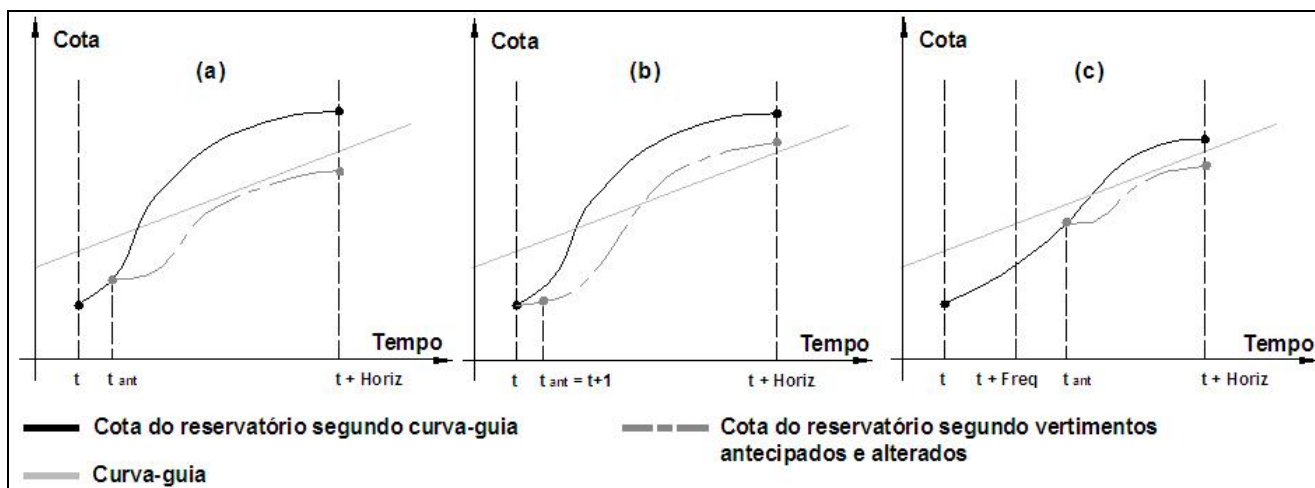


Figura 3: (a) Exemplos de cotograma original no reservatório, resultante do passo 1 (linha preta) e cotograma resultante da operação com vertimentos antecipados e alterados (linha cinza tracejada). (b) Situação em que mesmo antecipando e aumentando os vertimentos ao máximo admitido pelas restrições não é possível evitar que o cotograma no reservatório supere a curva-guia. (c) Situação em que antecipando e aumentando os vertimentos apenas após o tempo $t + \text{freq}$ é possível evitar que o cotograma no reservatório supere a curva-guia.

Para definir a alteração da operação em relação ao passo 1, a antecipação dos vertimentos é testada iterativamente, desde o intervalo de tempo em que o nível do reservatório excede a cota definida pela curva-guia (tind), para trás (intervalos de tempo anteriores), até o intervalo de tempo inicial do horizonte de previsão ou até que a antecipação dos vertimentos é suficiente para eliminar o volume sobre a curva-guia. Nesta etapa inicial, os valores dos vertimentos na antecipação se correspondem aos máximos valores que somados às respectivas vazões turbinadas, satisfazem as restrições na vazão efluente. O intervalo de tempo inicial da antecipação dos vertimentos é chamado tant (figura 3).

Com relação ao tempo tant podem ocorrer três situações, dependendo do valor de tant comparado ao tempo t (em que inicia a previsão) e ao tempo t+freq (tempo em que uma nova previsão será realizada).

Se mesmo aumentando os vertimentos e antecipando seu início para o primeiro dia da operação ao longo do horizonte de previsão não é possível eliminar todos os dias em que o nível da água no reservatório é superior à cota definida na curva-guia, como apresentado na figura 3(b), então a operação define que os vertimentos em cada um dos dias de t+1 até t+freq serão os máximos admitidos pelas restrições.

Se tant for superior a t+freq (figura 3(c)), então os vertimentos deverão ser aumentados apenas na próxima revisão da operação (em t+freq), e a operação (vazões vertidas e turbinadas) definida no passo 1 não é alterada.

Finalmente, se tant for inferior a t+freq e superior ou igual a t+1, o cotograma resultante da operação com vertimentos alterados é tipicamente igual ao apresentado na linha cinza tracejada, na figura 3(a). Em geral, esta primeira aproximação resultará em níveis inferiores aos definidos pela curva-guia, o que representa um “desperdício” de água, do ponto de vista da geração de energia.

Nesse caso inicia uma segunda etapa do passo 3, realizada de forma iterativa, que consiste numa correção dos vertimentos alterados visando dois objetivos: 1) que os vertimentos em tant sejam os mínimos necessários para que o nível da água do reservatório não exceda à curva-guia em nenhum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão; 2) que o nível da água do reservatório ao final do horizonte de previsão seja exatamente igual ao definido pela curva-guia (figura 4(b)).

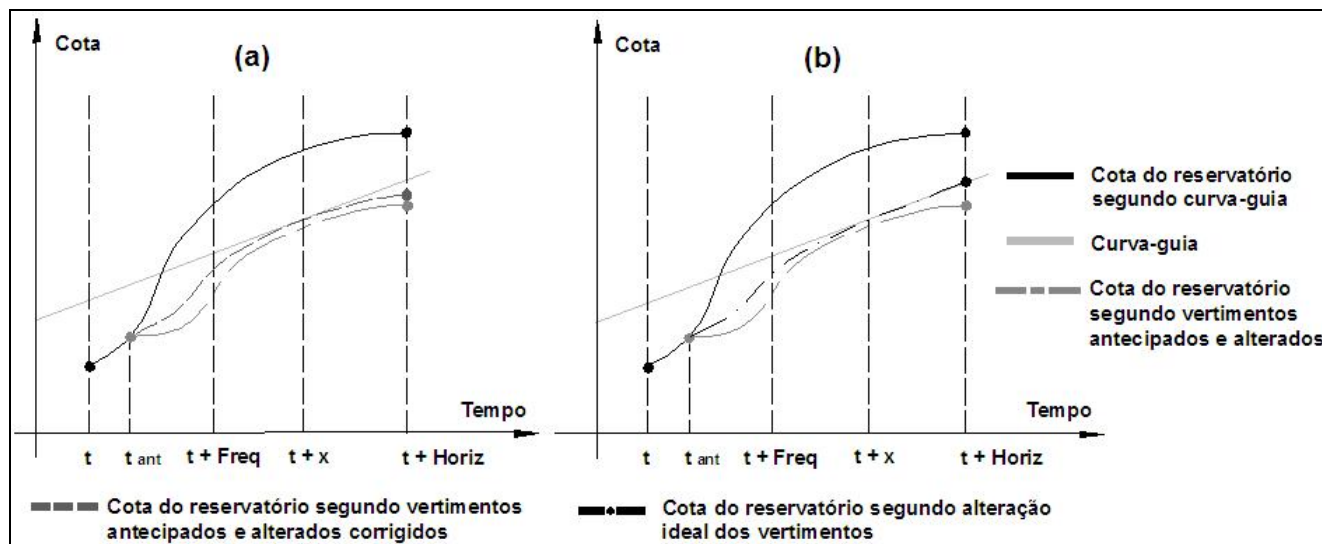


Figura 4: (a) Exemplo de cotograma com vertimentos alterados corrigidos (linha cinza tracejada). (b) Exemplo de cotograma com alteração ideal dos vertimentos (linha de traços e pontos).

Para transformar o cotograma alterado da figura 3(a) no cotograma alterado ideal da figura 4(b) (linha de traços e pontos), são necessárias duas etapas: 1) O valor do vertimento alterado em tant, definido na etapa inicial do passo 3 (valor máximo admitido pelas restrições) é diminuído, mantendo os vertimentos no resto do horizonte de previsão iguais aos definidos na referida etapa. Esse processo é feito de forma iterativa até encontrar um intervalo de tempo, chamado de t+x, no qual a cota do reservatório coincide com a definida pela curva-guia e, além disso, não existem outros intervalos de tempo dentro do horizonte de previsão com cota superior à definida pela curva-guia (figura 4(a)); 2) Os vertimentos alterados desde t+x+1 até o último intervalo de tempo do horizonte de previsão (t+Horiz), definidos na etapa inicial do passo 3 (valores máximos admitidos pelas restrições) são diminuídos para que a cota do reservatório no último intervalo de tempo do horizonte de previsão seja exatamente igual ao da curva-guia, como apresentado na figura 4(b).

3.2- Módulo de operação real

No módulo de operação real é realizado o balanço hídrico do reservatório com as vazões afluentes reais (observadas) e com as vazões efluentes (totais) definidas no módulo de previsão de operação.

Entretanto, a vazão turbinada definida no módulo de previsão de operação sofre alterações em função dos erros da previsão. A vazão turbinada é definida de acordo com a relação entre nível e vazão, com base nos níveis da água reais, calculados a partir do balanço hídrico do módulo de operação real, que utiliza as vazões afluentes observadas. Para manter a vazão efluente total igual à definida no módulo de previsão de operação, a vazão vertida é modificada de forma que a soma total (vertida + turbinada) se mantenha igual à originalmente calculada.

O módulo de operação real calcula as condições iniciais reais para a próxima data em que são feitas previsões de operação (t+freq).

4- DADOS DO ESTUDO DE CASO

Os dados utilizados neste trabalho correspondem, aproximadamente, ao reservatório de Três Marias, no rio São Francisco, em Minas Gerais. Este reservatório é operado de forma a evitar vazões superiores ao limite que provoca inundações na cidade de Pirapora, localizada a jusante, como mostra o esquema da figura 5. Também é necessário evitar que o nível da água no reservatório supere uma cota máxima a partir da qual começam a ocorrer inundações na cidade de Morada Nova de Minas localizada a montante.

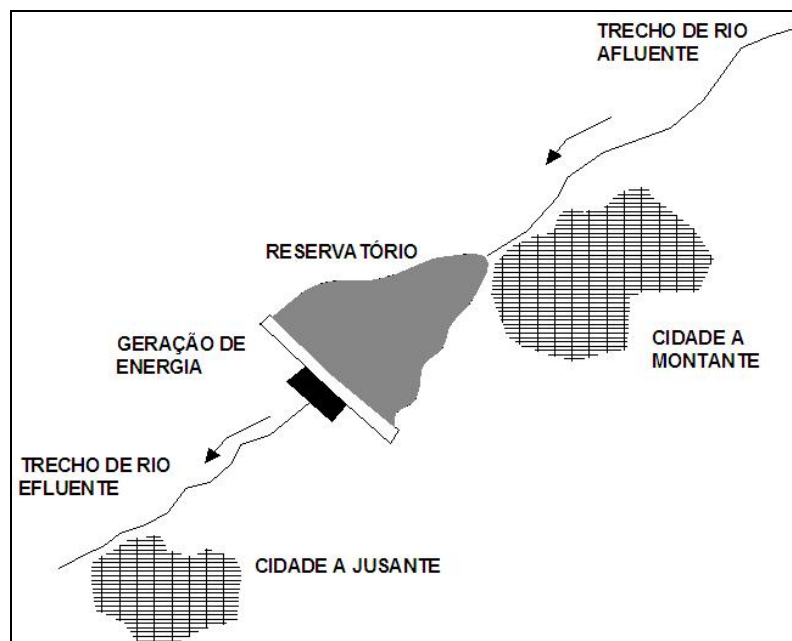


Figura 5: Esquema da configuração espacial do sistema analisado.

Assim, embora seja possível verter uma vazão muito alta (vazão de projeto do vertedor), na operação normal existem restrições de jusante.

Para simplificar a análise, foi considerado que o reservatório possui apenas, dois usos: a geração de energia e o controle de cheias. Ainda, foi considerado que o reservatório é operado de forma isolada. Isto representa uma simplificação, já que as usinas hidrelétricas e os reservatórios estão interligados por linhas de transmissão, e as decisões de operação levam em conta a situação do conjunto de reservatórios. Entretanto, para um aproveitamento de cabeceira, como o reservatório de Três Marias, a operação para controle de cheias pode ser considerada razoavelmente independente (ONS, 2001), de forma que, para esses casos a análise é relativamente realista.

4.1- Informações sobre a barragem e o reservatório

A relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias é apresentada na tabela 1. Neste trabalho considerou-se que o volume útil do reservatório está compreendido entre as cotas de 549,20 m e 572,50 m, representando um volume de 15278 milhões de m³. O volume útil desse reservatório representa aproximadamente 0,7 vezes o volume afluente médio durante um ano, configurando um reservatório com grande capacidade de regularização de vazão.

Tabela 1: Relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias.

Cota (m)	Área (km ²)	Volume (hm ³)
549,20	315,75	4250,00
549,96	416,92	6300,00
556,90	593,42	10100,00
562,86	788,38	14500,00
572,50	1009,32	19528,00

A potência efetiva do conjunto de turbinas da usina hidrelétrica de Três Marias é de 396 MW, e o engolimento máximo das turbinas é de 227 m³.s-1.

Na operação real a vazão turbinada em Três Marias depende das decisões tomadas pelo ONS, que dependem, entre outras variáveis, da época do ano, do nível da água no reservatório, da previsão da demanda e da situação de outros reservatórios do sistema interligado. Para simplificar a representação da vazão turbinada adotou-se neste trabalho uma relação entre o nível da água no reservatório e a vazão turbinada, apresentada na figura 6. Esta relação foi baseada nos dados de potência máxima, queda, número de turbinas e vazão máxima de engolimento.

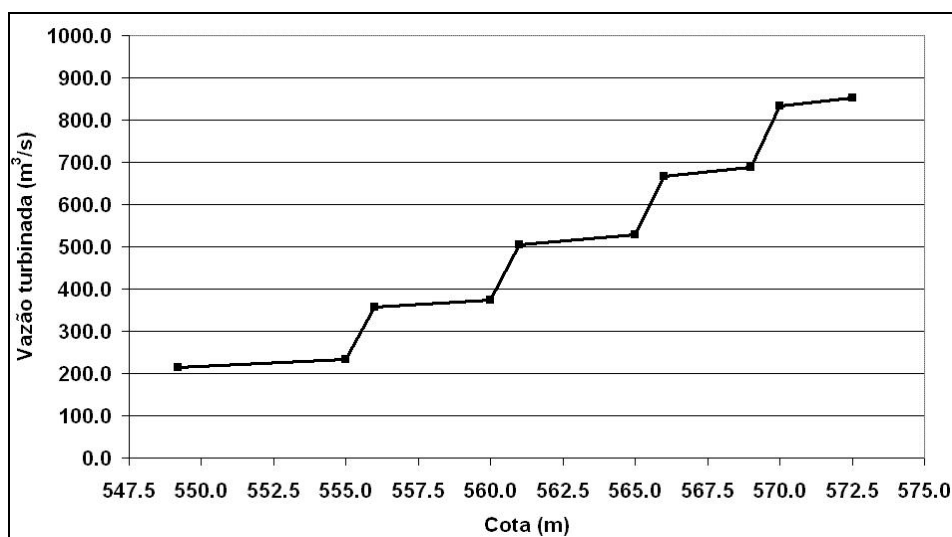


Figura 6: Curva de vazão turbinada adotada neste trabalho.

4.2- Restrições de operação

Foram consideradas três restrições de operação para o controle de cheias. A primeira refere-se ao nível da água no reservatório a partir do qual começam as inundações na cidade de montante, limitado a 572,50 m. A segunda restrição refere-se ao valor máximo da vazão efluente total (Q_{lim}), limitado a 3000 m³.s-1. Além disso, a vazão efluente deve respeitar uma restrição que limita a sua variação de um dia para o próximo. Assim, por exemplo, para vazões inferiores a 2500 m³.s-1, o máximo incremento da vazão efluente entre um dia e o próximo é de 500 m³.s-1; e para vazões entre 2500 m³.s-1 e 4000 m³.s-1, o máximo incremento da vazão efluente entre um dia e o próximo é de 700 m³.s-1.

4.3- Curva-guia para controle de cheias

A curva-guia para controle de cheias utilizada neste trabalho foi obtida de Bravo et al. (2006). Bravo et al. (2006) otimizaram uma curva-guia para controle de cheias para o reservatório de Três Marias sem considerar previsões de vazão na operação do reservatório e levando em conta as restrições de operação apresentadas no item 4.2. Para definir essa curva-guia, utilizaram um modelo de balanço (que pode ser definido pelas equações 1 a 4 aqui apresentadas) e uma regra de operação simples expressa como segue: se o nível da água no reservatório estiver acima da curva-guia é necessário verter; se estiver abaixo não é necessário verter. A curva-guia otimizada definida nesse trabalho (figura 7) permitiu a operação do reservatório no período 1931 a 1964 sem que existam quebras de restrição para o controle de cheias, maximizando a geração de energia no período.

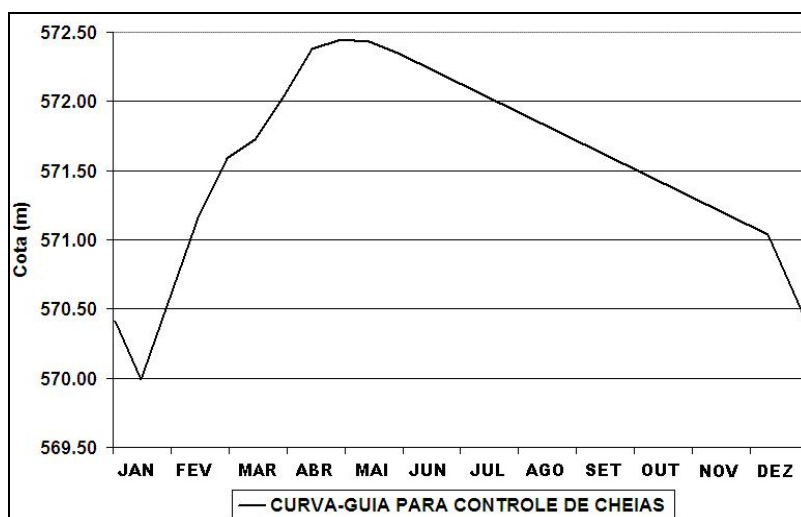


Figura 7: Curva-guia para controle de cheias, otimizada com base no período 1931 a 1964 (Bravo et al., 2006).

4.4- Informações hidrológicas

O balanço hídrico do reservatório simulado neste trabalho foi realizado considerando válidos os dados da série de vazões médias diárias afluentes ao reservatório de Três Marias (figura 8). A série corresponde a um período de 6 anos que inicia em janeiro de 1996 e finaliza em dezembro de 2001. Esse período foi escolhido para as análises, principalmente pela disponibilidade de previsões de vazão de curto prazo a partir de um trabalho prévio (Silva, 2005).

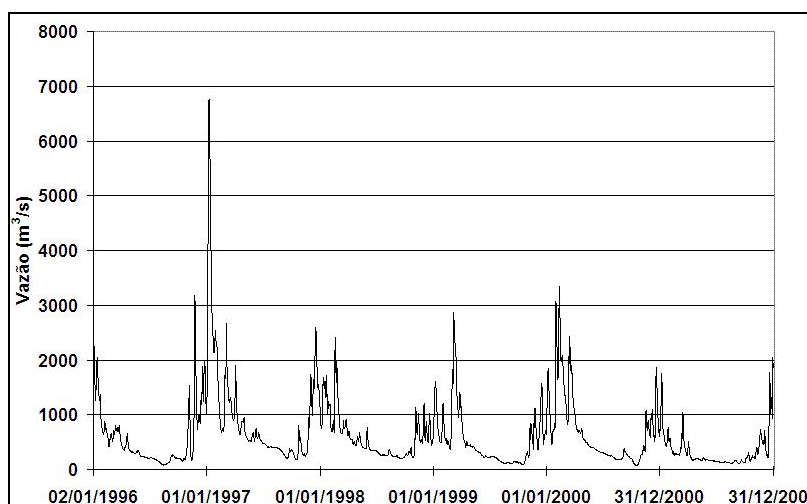


Figura 8: Vazões médias diárias afluentes ao reservatório de Três Marias, no período de 1996 a 2001.

É importante ressaltar que os eventos mais importantes do período no qual foi otimizada a curva-guia para controle de cheias (1931 a 1964) não superaram os 4500 m³.s⁻¹. Entretanto, se observa

na figura 8, que ao menos um dos eventos do período aqui analisado (janeiro de 1997) supera os 6000 m³.s-1.

4.5- Previsões reais de vazão

As previsões reais de vazão afluente ao reservatório utilizadas neste trabalho foram obtidas do trabalho de Silva (2005). A metodologia de previsão de vazão de curto prazo, utilizada por este autor, foi baseada no uso de um modelo hidrológico distribuído (Collischonn e Tucci, 2001) e dados de chuva observada e prevista.

Os dados observados de chuva nos postos pluviométricos foram utilizados como dados de entrada para o modelo hidrológico até o dia anterior ao início da previsão. A partir do primeiro dia da previsão foram utilizados os dados de previsão de chuva do modelo ETA, até o décimo dia de previsão. A partir do décimo primeiro dia de previsão considerou-se que a chuva é nula em todas as bacias. As previsões foram iniciadas sempre às quartas feiras, estendendo-se por 14 dias, dos quais foram utilizados os primeiros 12 neste trabalho. Assim, a previsão real de vazão utilizada neste trabalho tem uma frequência semanal e um horizonte de previsão de 12 dias.

Finalmente, na figura 9 e na figura 10 são apresentados os resultados médios obtidos por este autor, no período 1996–2001, para os primeiros sete dias do horizonte de previsão. Na ordenada dos diferentes gráficos apresentados na figura 9 e na figura 10 se encontra a vazão média de sete dias, denominada pelo autor de “vazão semanal”.

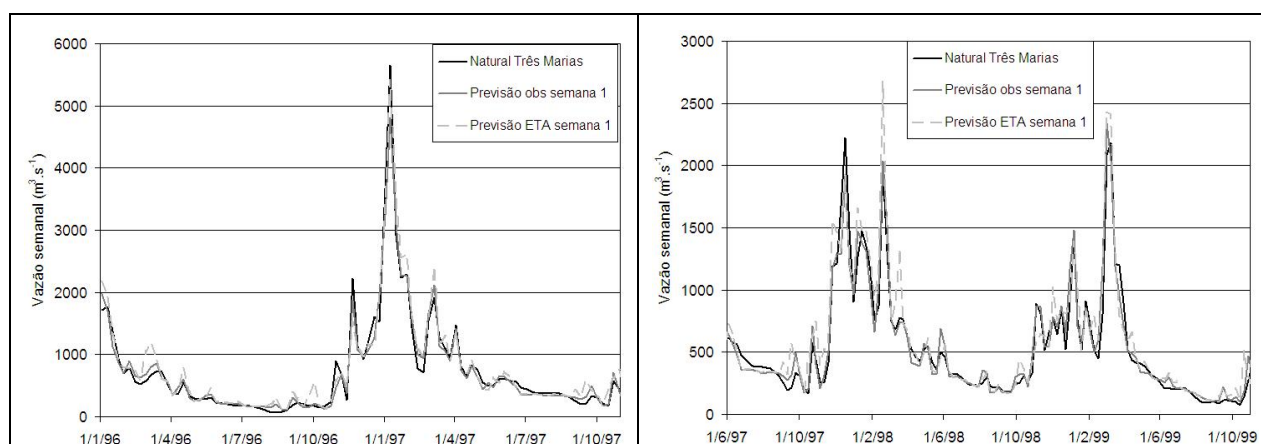


Figura 9: Previsões de vazão semanal com uma semana de antecedência para Três Marias no período de janeiro de 1996 a outubro de 1999 sendo a linha preta: vazão natural; linha cinza: previsão de vazão baseada na chuva observada; linha cinza tracejada: previsão de vazão baseada na previsão de chuva do modelo ETA (Silva. 2005).

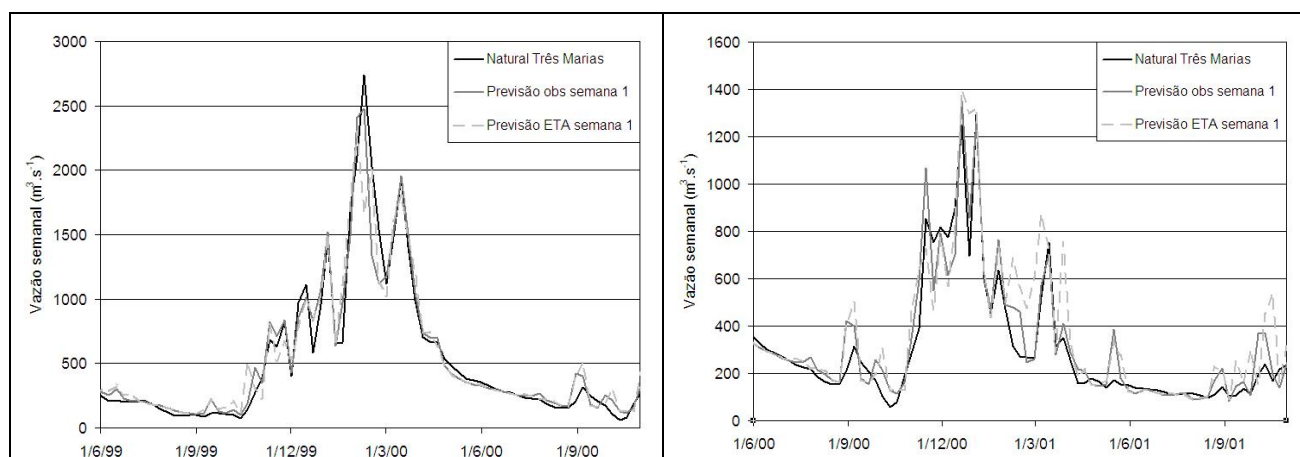


Figura 10: Previsões de vazão semanal com uma semana de antecedência para Três Marias no período de junho de 1999 a novembro de 2001 sendo a linha preta: vazão natural; linha cinza: previsão de vazão baseada na chuva observada; linha cinza tracejada: previsão de vazão baseada na previsão de chuva do modelo ETA (Silva, 2005).

5- SIMULAÇÕES MATEMÁTICAS DA OPERAÇÃO DO RESERVATÓRIO

Foram realizadas três simulações matemáticas da operação do reservatório no período 1996-2001 considerando as mesmas condições iniciais de simulação em todos os casos. A primeira simulação da operação do reservatório foi realizada utilizando o modelo de balanço hídrico (definido pelas equações 1 a 4) e a curva-guia para controle de cheias (figura 7). Assim, foram obtidos os resultados da operação do reservatório sem previsão no período 1996-2001.

Na segunda e na terceira simulação da operação do reservatório foi utilizada a curva-guia apresentada na figura 7, o modelo AMANDA e dois conjuntos diferentes de dados de previsão de vazão afluente ao reservatório.

No primeiro lugar, para avaliar o potencial benefício das previsões de vazão na operação do reservatório, considerou-se às vazões afluentes observadas como “previsões perfeitas de vazão”. Nesse caso, foi considerado Hseg igual a zero no modelo AMANDA, dado que as previsões não apresentam erros.

Finalmente, foram utilizadas as previsões reais de vazão obtidas por Silva (2005) e apresentadas no item 4.5. Nessa simulação da operação do reservatório com base na previsão foi utilizado Hseg igual a 10 cm dado a existência de erros nas previsões reais.

É importante ressaltar que, ambas previsões de curto prazo de vazão utilizadas neste trabalho, possuem uma frequência de 7 dias e um horizonte de previsão de 12 dias.

Finalmente, a condição inicial nas três simulações matemáticas da operação do reservatório foi a mesma. O valor da condição inicial (vazão efluente e nível da água no reservatório no dia primeiro de janeiro de 1996) foi obtido a partir de uma simulação prévia da operação do reservatório, onde a curva-guia (figura 7) foi utilizada para operar o reservatório utilizando o modelo de balanço hídrico no período 1931 a 2001 com base na série histórica de vazão.

6- RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na figura 11 são apresentados os resultados obtidos na simulação da operação do reservatório sem previsão utilizando o modelo de balanço hídrico (na cor preta) e com base na previsão perfeita de vazão utilizando o modelo AMANDA (na cor cinza).

Observa-se nessa figura (seta na parte superior do desenho) a existência de uma quebra da restrição relativa à cota limite do reservatório (572,50 m) para evitar inundações na cidade de montante no caso da operação sem previsão. Essa quebra de restrição foi consequência da ocorrência de um evento maior aos implicitamente considerados de projeto na adoção da curva-guia para controle de cheias. A quebra de restrição teve uma duração de 14 dias e uma intensidade (diferença entre o nível da água máximo atingido durante a simulação e a cota limite imposta pela restrição) de 0,99 m.

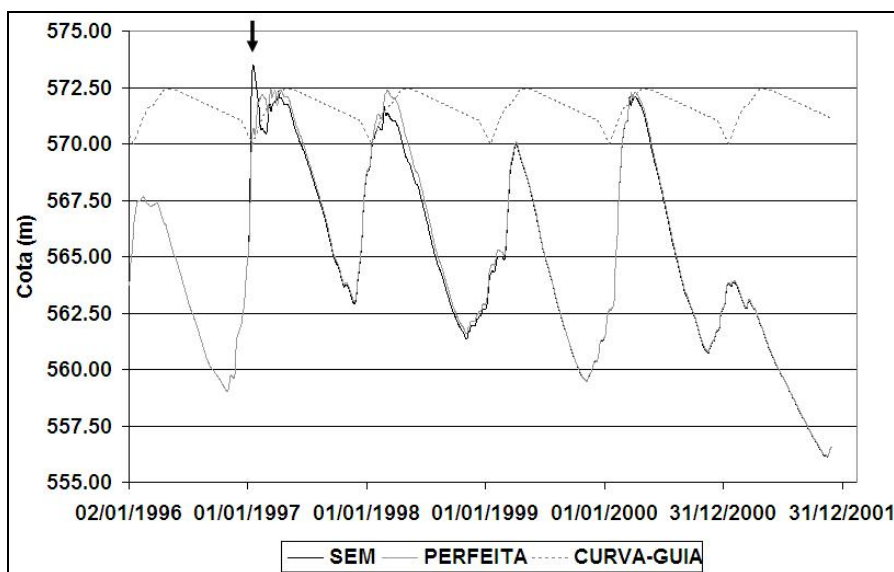


Figura 11: Cotagramas do reservatório operado sem previsão (na cor preta) e com previsão perfeita de vazão (na cor cinza) no período de 1996 a 2001 (curva-guia otimizada no período de 1931 a 1964, na cor cinza e tracejada). A seta indica a quebra de restrição relativa à cota limite do reservatório para evitar inundações na cidade de montante

Entretanto, a operação com base na previsão perfeita de vazão não apresentou quebras de restrição, o que pode ser considerado um importante benefício da previsão neste caso. Ainda, a operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão apresentou níveis da água no reservatório maiores aos obtidos na operação sem previsão, em três eventos do período analisado. Assim, considerando que a vazão turbinada seja a mesma para um determinado nível da água no reservatório, o fato do reservatório ter sido mantido com níveis maiores sem quebrar as restrições de controle de cheias representa ainda, benefícios desde o ponto de vista da geração de energia.

Por outra parte, na figura 12 são apresentados os resultados da operação do reservatório com base em previsões reais de vazão (na cor cinza) utilizando o modelo AMANDA. Essas previsões reais de vazão foram obtidas de um trabalho prévio (Silva, 2005) por meio do uso de um modelo hidrológico distribuído e de dados de chuva prevista pelo modelo regional ETA. Para comparação, são ainda apresentados nessa figura os resultados obtidos sem previsão (na cor preta).

Observa-se na figura 12 que, mesmo utilizando a previsão real, não ocorreu nenhuma quebra de restrição no período analisado. Isto significa que operação do reservatório com base no modelo AMANDA e as previsões reais de vazão permitiram antecipar a ocorrência de um evento maior aos implicitamente considerados de projeto na adoção da curva-guia para controle de cheias. Assim, foram evitados os danos decorrentes dessas cheias, levando a uma operação mais segura do reservatório. Esse resultado se aprecia no evento de janeiro de 1997, onde apesar de existir erros na previsão real (veja a figura 9), o grau de precisão dessas previsões foi suficiente para evitar quebras de restrição no controle de cheias.

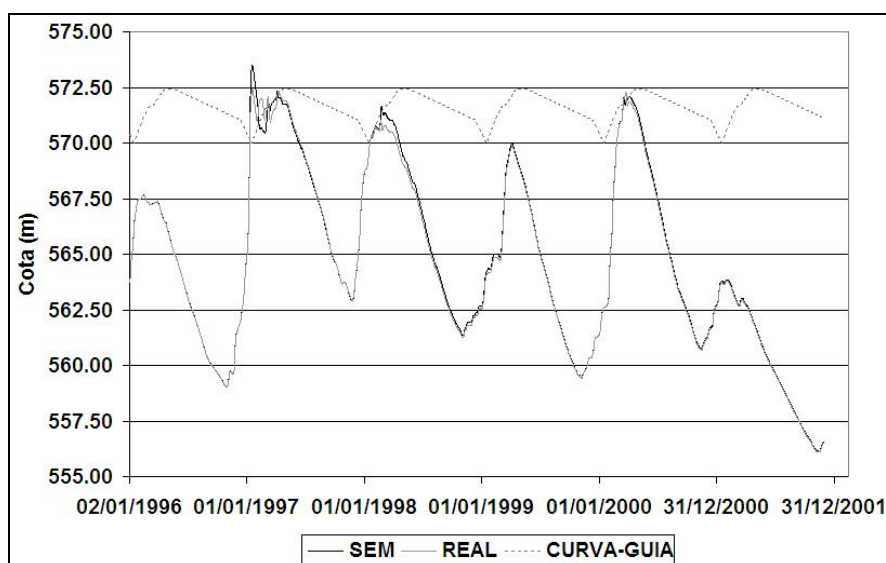


Figura 12: Cotogramas do reservatório operado sem previsão (na cor preta) e com previsão real de vazão (na cor cinza) no período de 1996 a 2001 (curva-guia otimizada no período de 1931 a 1964, na cor cinza e tracejada).

Entretanto, em outro evento do período analisado (fevereiro de 1998), a superestimativa das vazões por parte da previsão (veja figura 9) provocou a alocação de um volume de espera adicional que posteriormente não foi preenchido. Isso penalizou a geração de energia como consequência de níveis inferiores da água no reservatório, em comparação ao caso de operação sem previsão.

7- CONCLUSÕES

Quando um reservatório é operado para atender múltiplos usos da água, como a geração de energia e o controle de cheias, surgem conflitos como consequência das operações ótimas antagônicas que seriam realizadas no caso de existir só um desses usos.

A previsão de vazão afluente a reservatórios pode ajudar a conciliar esses conflitos na operação de reservatórios com usos múltiplos. Porém, os benefícios da previsão dependem da eficiência dos modelos de previsão e da forma em que a informação da previsão é apresentada e usada pelo modelo de simulação da operação.

Duas análises foram realizadas para avaliar os benefícios da previsão de curto prazo de vazão. A primeira, considerando previsões perfeitas de vazão (vazões observadas) e a segunda, utilizando previsões reais de vazão disponíveis a partir de um trabalho prévio.

A análise dos benefícios obtidos com a previsão perfeita indica um potencial de obtenção de benefícios. Os resultados obtidos com previsão perfeita mostram que a incorporação da previsão de vazão de curto prazo na operação de reservatórios pode antecipar eventos superiores aos implicitamente considerados de projeto no cálculo da curva-guia evitando as quebras de restrição do controle de cheias e levando a uma operação mais segura para a integridade da barragem e suas estruturas. Ainda podem existir benefícios na geração de energia como consequência de níveis superiores da água no reservatório em comparação ao caso de operação sem previsão.

As previsões reais de curto prazo de vazão afluente ao reservatório apresentam erros, porém seu grau de precisão foi suficiente para antecipar um evento superior aos implicitamente considerados de projeto na adoção da curva-guia, levando neste caso também, a uma operação sem quebras das restrições impostas pelo controle de cheias. Entretanto, em outro evento do período analisado, a superestimativa das vazões por parte da previsão provocou a alocação de um volume de espera adicional que posteriormente não foi preenchido. Isso penalizou a geração de energia como consequência de níveis inferiores da água no reservatório, em comparação ao caso de operação sem previsão.

Embora os resultados obtidos neste trabalho sejam limitados devido ao curto período de análise disponível com dados de previsão, apenas seis anos de dados, os resultados são promissores e mostram que o modelo AMANDA consegue utilizar de forma eficiente as informações de previsão melhorando a eficiência das regras de operação em reservatórios com usos múltiplos. Contudo, para ser obtidos determinados benefícios na operação de reservatórios, deve ser avaliada a influência dos erros na previsão de vazão. Esse trabalho complementaria a análise aqui apresentada, definindo os níveis toleráveis de erros para obter esses benefícios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BEARD, L. R. 1963. Flood control operation of reservoirs. *Journal of Hydraulics Division* (89-HY1), p. 1-23.
- BRAVO, J. M. 2006. Otimização da operação de um reservatório com base na previsão de vazão. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal de Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 134 p.
- BRAVO, J. M.; COLLISCHONN, W.; PILAR, J. V.; TUCCI, C. E. M. 2006. Otimização de regras de operação de reservatórios utilizando um algoritmo evolutivo. I Simpósio de Recursos Hídricos do sul-sudeste, Curitiba PR, 2006.
- COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M. 2001. Simulação hidrológica de grandes bacias. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos* (6-1). Porto Alegre, p. 95-118.
- HAMLET, A. F.; HUPPERT, D.; LETTENMAIER, D. P. 2002. Economic values of long-lead streamflow forecasts for Columbia River hydropower. *Journal of the Water Resources Planning and Management* (128-2), p. 91-101.
- KELMAN, J. 1987. Cheias e aproveitamentos hidrelétricos. ABRH. 175 p.
- MAURER, E. P.; LETTENMAIER, D. P. 2004. Potential effects of long-lead hydrologic predictability on Missouri River main-stem reservoirs. *Journal of Climate* (17), p. 174-186.
- MINE, M.R.M. 1998. Método determinístico para minimizar o conflito entre gerar energia e controlar cheias. Tese (Doutorado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 146 p.
- MISHALANI, N. R.; PALMER, R. N. 1988. Forecast uncertainty in water supply reservoir operation. *Water Resources Bulletin* (24-6), p. 1237-1245.
- ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. 2001. Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2000/2001. Rio de Janeiro, 110 p.
- SILVA, B. C. 2005. Previsão hidroclimática de vazão para a bacia do rio São Francisco. Tese (Doutorado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 227 p.
- SILVEIRA, C. A. C. 1996. Previsão de volumes de espera em tempo-real para usina hidrelétrica de Sobradinho. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 126 p.
- YAO, H.; GEORGAKAKOS, A. 2001. Assessment of Folsom Lake response to historical and potential future climate scenarios 2. Reservoir management. *Journal of Hydrology* (249), p. 176-196.
- YEH, W. W-G.; BECKER, L.; ZETTLEMOYER, R. 1982. Worth of inflow forecast for reservoir operation. *Journal of the Water Resources Planning and Management Division* (108-WR3), p. 257-259.