

IMPACTO DE REGRAS DE OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NA PRODUTIVIDADE DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS EM CASCATA: UM ESTUDO DE CASO COM AS USINAS HIDRELÉTRICAS DE TRÊS MARIAS E SOBRADINHO NA BACIA DO RIO SÃO FRANCISCO

GABRIEL LEGRAMANTI RAMOS, MONICA ZAMBELLI, SECUNDINO SOARES*

**Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Campinas, São Paulo, Brasil*

Email: gabriel@cose.fee.unicamp.br
monica@cose.fee.unicamp.br
dino@cose.fee.unicamp.br

Resumo— Este artigo aborda o impacto de regras de operação de reservatórios na produtividade de sistemas hidrelétricos em cascata tomando como estudo de caso as usinas hidrelétricas de Três Marias e Sobradinho na bacia do rio São Francisco. Baseado em modelo não linear de otimização determinística, regras de operação de reservatórios em cascata são obtidas a partir do histórico de vazões, indicando ser mais produtivo priorizar o armazenamento nos reservatórios de jusante. Para avaliar o impacto das regras na produtividade da cascata do rio São Francisco foram utilizados dados pós operativos de afluência e volume armazenado no período de maio de 2009 a dezembro de 2016, tendo sido observada a estratégia operativa de manter maior armazenamento no reservatório de Três Marias, a montante, deplecionando mais intensamente o reservatório de Sobradinho, a jusante. A operação verificada foi então reproduzida por um modelo de simulação a usinas individualizadas, semelhante aos modelos em vigor no setor elétrico, sendo obtida a trajetória de geração total do sistema. Em seguida, uma nova simulação foi realizada com o modelo ao longo do mesmo período de tempo de forma a produzir a mesma trajetória de geração total obtida na simulação anterior, porém adotando a regra operativa de manter maior nível de armazenamento no reservatório da usina de Sobradinho, a jusante. O resultado mostra que o armazenamento dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho em dezembro de 2016 poderiam ser, respectivamente, 28% e 77% maiores do que foram no pós operativo caso a regra operativa proposta tivesse sido empregada, por consequência do aumento de produtividade da ordem de 4,5% e 14,5%, respectivamente.

Palavras-chave— Sistemas de energia elétrica, Planejamento da operação energética, Modelo de otimização, Modelo de simulação, Regras de Operação de Reservatórios, Bacia do rio São Francisco.

Abstract— This paper is concerned with the impact of reservoir operating rules on generation efficiency of cascade hydroelectric plants, taking as a case study the hydroelectric plants of Três Marias and Sobradinho in the São Francisco river basin. Based on a non-linear deterministic optimization model, operating rules for cascade reservoirs are obtained from the streamflow records, indicating that it is more efficient to prioritize storage in the downstream reservoirs. To evaluate the impact of the operating rules on the efficiency of cascade hydro plants in the São Francisco river basin, post-operation data of water inflows and reservoir storage from May 2009 to December 2016 were considered, indicating the operational strategy of maintaining greater storage in the Três Marias upstream reservoir while depleting more intensively the Sobradinho downstream reservoir. The verified operation was then reproduced by a simulation model with individual plant representation, similar to the model in force in the Brazilian electrical sector, obtaining the total generation trajectory of the system. Then, a new simulation was performed with the same simulation model over the same period of time in order to produce the same total generation trajectory obtained in the previous simulation, but adopting the operating rule of maintaining a higher level of storage in the downstream reservoir of Sobradinho while depleting more intensively the upstream reservoir of Três Marias. The result shows that the storage of Três Marias and Sobradinho reservoirs in December 2016 could be, respectively, 28% and 77% higher than they were in the verified operation if the proposed operating rule had been adopted, as a consequence of an increase on efficiency of about 4.5% and 14.5%, respectively.

Keywords— Electrical Power systems, Long term operation planning, Optimization model, Simulation model, Reservoir Operating Rules, São Francisco River Basin.

1 Introdução

A eficiência de geração de um sistema de usinas hidrelétricas com reservatórios em cascata depende da ordem de esvaziamento e enchimento dos reservatórios ao longo do ciclo hidrológico anual. Estudos realizados em (Soares and Carneiro, 1993) e (Carvalho and Soares, 1987) baseados em modelo de otimização determinístico (Martins et al., 2014) apontaram uma maior eficiência de geração com regras de operação que priorizam o armazenamento dos reservatórios das usinas mais a jusante da cascata.

No entanto, a operação verificada pelo pós operativo registrado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) desde 2001 deixa evidente a regra adotada de armazenar preferencialmente na cabeceira. Este trabalho tem por objetivo investigar o impacto de regras de operação de reservatórios na produtividade dos sistemas hidrelétricos em cascata, tomando como estudo de caso os reservatórios das usinas hidrelétricas de Três Marias e Sobradinho na bacia do rio São Francisco. Para isso, foi desenvolvido um procedimento computacional, em duas etapas, baseado em modelo de simulação a usinas individualizadas.

A primeira etapa consiste na reprodução da trajetória de armazenamento das usinas de Três Marias e Sobradinho, segundo o pós operativo entre o período de maio de 2009 a dezembro de 2016, usando o modelo de simulação. O resultado de interesse nessa etapa é a correspondente trajetória de geração total do pós operativo.

A segunda etapa consiste na simulação que reproduz a mesma trajetória de geração total da primeira etapa sobre o mesmo período hidrológico, porém utilizando a regra de operação de reservatórios proposta que confere prioridade ao armazenamento da usina de jusante (Sobradinho). Os resultados evidenciam um ganho expressivo de produtividade em ambas as usinas decorrente da regra de operação de reservatórios proposta.

Esse artigo está dividido em seis partes. Na seção II, o modelo de otimização do despacho de sistemas hidrotérmicos é apresentado. A seção III apresenta as regras operativas baseadas nesse modelo, enquanto nas seções IV e V, são apresentados a metodologia de avaliação proposta e o estudo de caso com as usinas do rio São Francisco, respectivamente. Por fim, na seção VII, são apresentadas as conclusões do estudo.

2 Modelo de otimização

Em um sistema hidrotérmico de geração, o despacho ótimo ao longo de um horizonte de planejamento pode ser determinado pela minimização dos custos da geração das usinas termelétricas utilizadas para a complementação da geração das hidrelétricas no atendimento da carga. Portanto, sendo consideradas as afluições conhecidas, o problema do despacho hidrotérmico ótimo pode ser representado por um modelo não linear de otimização determinística, sendo:

Objetivo:

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\sum_{j=1}^J \psi_j(z_{j,t}) \right] \quad (1)$$

Sujeito a:

$$z_t + p_t = D_t \quad (2)$$

$$z_t = \sum_{j=1}^J z_{j,t} \quad (3)$$

$$\underline{z}_j \leq z_{j,t} \leq \bar{z}_j \quad (4)$$

$$p_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad (5)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad (6)$$

$$h_{i,t} = hf_i(x_{i,t}^{med}) - ht_i(u_{i,t}) - hp_i \quad (7)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad (8)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \gamma - e(t) \quad (9)$$

$$e(t) = c \cdot A(x_t^{med}) \cdot \epsilon_t \quad (10)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad (11)$$

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad (12)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad (13)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}(h_{i,t}) \quad (14)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad (15)$$

$$i = 1, \dots, I \quad (16)$$

$$j = 1, \dots, J \quad (17)$$

$$t = 1, \dots, T \quad (18)$$

$$x_i(0) \text{ dado} \quad (19)$$

onde:

T : número de estágios de tempo t ;

I : número de usinas hidrelétricas;

J : número de usinas termelétricas;

(i, t) : válido para a usina i durante o estágio t ;

$\psi_j(\cdot)$: função de custo de geração termelétrica [\\$];

$z_{j,t}$: geração da usina termelétrica [MW];

$p_{i,t}$: geração da usina hidrelétrica [MW];

k_i : constante de fator de conversão [MW/m³/s/m];

D_t : demanda de carga [MW];

$\bar{z}_j, \underline{z}_j$: máxima e mínima geração termelétrica [MW];

$x_{i,t}$: estado do armazenamento do reservatório no final do estágio t [hm³];

c :fator de conversão unitária [10^{-3}];

$A(x)$: função da área de superfície do reservatório [Km^2];

$e(t)$: volume evaporado da superfície do reservatório [hm^3]

ϵ_t : coeficiente de evaporação médio mensal [mm]

$h_{i,t}$: altura de queda líquida [m];

$\bar{x}_{i,t}, \underline{x}_{i,t}$: armazenamento máximo e mínimo do reservatório [hm^3];

$u_{i,t}$: defluência [m^3/s];

$q_{i,t}$: turbinagem [m^3/s];

$v_{i,t}$: vertimento [m^3/s];

$\bar{u}_{i,t}$:defluência máxima [m^3/s];

$\bar{q}_{i,t}, \underline{q}_{i,t}$: máxima e mínima turbinagem [m^3/s];

$y_{i,t}$:vazão incremental [m^3/s];

$hf_i(x)$: função da cota de montante do reservatório [m]

$ht_i(u)$: função da cota de jusante da usina [m]

hp_i :função de perda hidráulica da usina [m]

γ :parâmetro de conversão (m^3/s) para ($hm^3/month$);

Ω_i :índice do conjunto de usinas imediatamente a montante.

O objetivo do modelo é a minimização do custo total de geração termelétrica ao longo do período de planejamento, conforme a equação (1). Já o atendimento da demanda, apresentado na Equação (2), é formado pela soma das gerações das usinas hidrelétricas (equação 3) e termelétricas (equação 5). A equação (6) representa a geração hidrelétrica como proporcional ao produto da altura da queda líquida pela turbinagem. Com relação à altura de queda líquida (equação 7), esta é considerada como a diferença entre as funções de cota de montante e de cota de jusante, subtraindo posteriormente as perdas hidráulicas.

No que concerne as cotas, de montante e jusante, estas são representadas por polinômios de até o quarto grau, como uma função do armazenamento médio (equação 8) e da defluência.

O balanço hídrico dos reservatórios é representado pela equação (9), sendo o volume evaporado da superfície do reservatório calculado pela Equação (10).

Conforme é estabelecido na equação (11), a soma entre a turbinagem e o vertimento define a

defluência. Com relação às demais equações, estas estabelecem limites, máximos e mínimos, de armazenamento, defluência, turbinagem e vertimento, alguns indexados no tempo para contemplar restrições sazonais de uso múltiplo da água.

Esse modelo pode ser resolvido eficientemente por métodos de pontos interiores mesmo em instâncias de grande dimensão como o Sistema Interligado Nacional (Martins et al., 2014).

3 Energia armazenada

A água armazenada nos reservatórios de um sistema de usinas hidrelétricas em cascata tem diferentes potenciais de produzir energia dependendo da sua localização. Para expressar esses diferentes potenciais se define o conceito de energia potencial armazenada no sistema como sendo a energia elétrica que poderia ser produzida pelo completo esvaziamento dos reservatórios (Arvanitidits and Rosing, 1970).

Assumindo constantes o rendimento turbina-gerador, a cota do canal de fuga, e as perdas hidráulicas, o modelo equivalente em vigor no Brasil (Terry et al., 1980) assume, no cálculo da energia armazenada, que a queda líquida é função somente do volume armazenado, Figura 1. Assim, durante o esvaziamento completo do reservatório i a partir do estado corrente de armazenamento x_i , a altura de queda líquida média, denominada altura equivalente, $H_e q_i(x_i)$, é dada por:

$$H_e q_i(x_i) = \frac{\int_{\underline{x}_i}^{x_i} h_i(x_i) dx_i}{(x_i - \underline{x}_i)} \quad (20)$$

Adotando a regra de operação em paralelo dos reservatórios (Terry et al., 1980), a energia armazenada do sistema pode ser calculada pela equação (21), onde a energia potencial em cada reservatório é dada pelo produto do volume útil pela produtividade média acumulada, soma das produtividades médias (produto da altura equivalente pelo rendimento médio do conjunto turbina-gerador) de todas as usinas a jusante, inclusive a própria.

$$EA(x) = K \sum_{i \in R} (x_i - \underline{x}_i) \sum_{j \in J_i} \rho_j \cdot H_e q_j(x_j) \quad (21)$$

onde:

K : constante;

R : conjunto de índices das usinas com reservatórios;

x_i : armazenamento corrente do reservatório i ;

\bar{x}, \underline{x}_i : máximo, mínimo do reservatório i ;

J_i : conjunto de índices das usinas a jusante da usina i ;

ρ_j : rendimento médio do conjunto turbinador;

H_{eq_j} : altura equivalente do reservatório j .

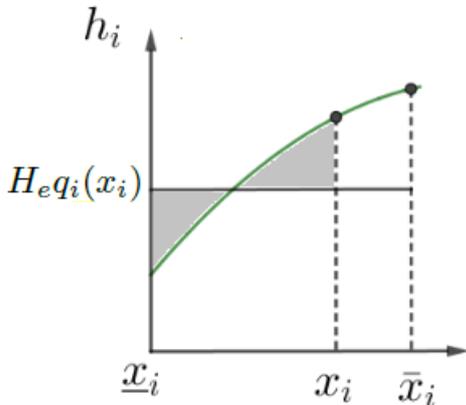


Figura 1: Altura de queda líquida e altura equivalente

4 Regra de operação

Regras de operação de reservatórios em cascata visando a otimização da geração de energia hidrelétrica podem ser obtidas a partir de modelo não linear de otimização determinística do despacho de sistemas hidrotérmico (Soares and Carneiro, 1993). Aplicando o modelo de otimização sobre todo o histórico de vazões e analisando os resultados obtidos é possível observar diferentes padrões de comportamento dos reservatórios, com Sobradinho sempre deplecionando menos do que Três Marias, conforme mostram as trajetórias ótimas dos reservatórios entre Maio/1931 e Abril/1951, apresentadas na Figura 2, sendo esse comportamento observado ao longo de todo o histórico de vazões. Esses diferentes comportamentos ficam caracterizados na relação entre o volume armazenado nos reservatórios e a energia armazenada no sistema. Nessa otimização as usinas em questão operam para minimizar o custo quadrático de geração de uma termelétrica que complementa a geração do sistema hidrelétrico no atendimento de uma carga constante.

A Figura 3 apresenta o diagrama de dispersão entre o volume útil dos reservatórios de três Marias e Sobradinho no rio São Francisco e a energia armazenada no sistema, resultante da otimização para as vazões históricas desde maio de 1931 até abril de 2009. Nessa otimização as usinas em questão operam para minimizar o custo quadrático de geração de uma termelétrica que complementa o atendimento de uma carga constante.

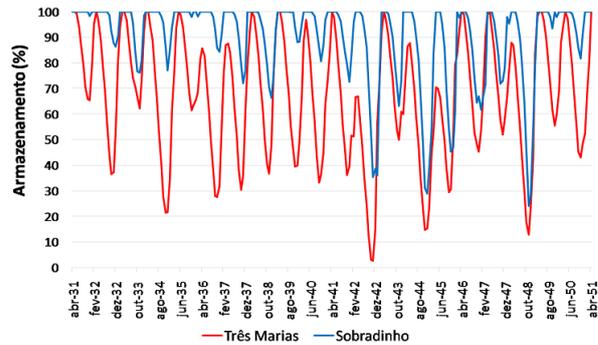


Figura 2: Trajetórias ótimas de armazenamento dos reservatórios entre Maio/1931 e Abril/1951.

Nota-se um padrão de comportamento bem diferente entre o reservatório de montante (Trés Marias) e o de jusante (Sobradinho). Segundo o diagrama de dispersão, para qualquer valor (%) de energia armazenada do sistema, o volume útil (%) do reservatório de Sobradinho fica em geral maior que o volume útil de Três Marias indicando que é mais eficiente para a geração do sistema guardar água a jusante.

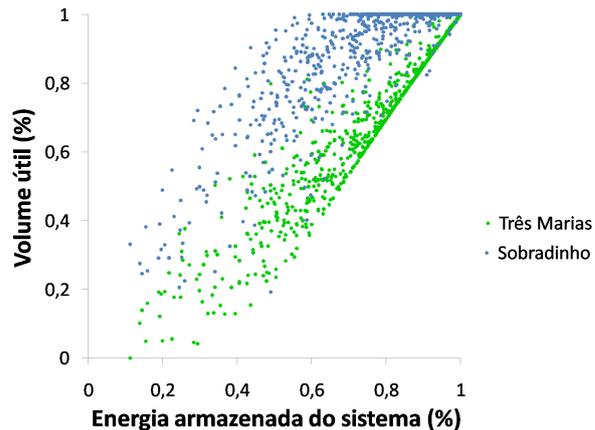


Figura 3: Diagrama de dispersão do armazenamento e energia armazenada do sistema.

5 Metodologia

Para avaliar o impacto de regras de operação de reservatórios em sistemas hidrelétricos em cascata, foi desenvolvida uma metodologia baseada em um modelo de simulação a usinas individualizadas, semelhante aos modelos em uso no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), SUISHIO (CEPEL, 2009) e MSUI (Eletrobrás, 2009). A metodologia consiste na simulação da operação do sistema hidrelétrico em cascata sob condições hidrológicas de um determinado período do passado. Para avaliar as regras utilizadas e o impacto de regras alternativas mais eficientes, um procedimento foi desenvolvido

em duas etapas de simulação com diferentes políticas operativas.

5.1 Modelo de Simulação

Um modelo de simulação a usinas individualizadas é um modelo matemático executado em computador que reproduz a operação em base mensal de um sistema hidrelétrico sob determinado cenário hidrológico. A partir de um estado inicial de volume armazenado, conforme a equação (19), e implementando uma determinada política operativa factível que respeite as equações (2)-(18), o modelo de simulação encontra as trajetórias de volume armazenado, turbinagem, vertimento, e geração do sistema. O modelo de simulação empregado nesse trabalho permite a simulação do sistema com diferentes políticas operativas.

5.2 Políticas operativas

Uma política operativa é qualquer procedimento que a cada estágio de tempo toma uma decisão factível (turbinagem) a partir de um estado (armazenamento) do sistema. A política operativa pode ser definida como um mapeamento do estado do sistema para um ação factível qualquer (decisão, controle) (Powell, 2014).

Nesse trabalho, duas diferentes políticas operativas foram utilizadas nas duas etapas do procedimento proposto: Política de Seguir o Armazenamento (PSA) e Política de Seguir a Geração Total com Regras (PSGTR).

5.2.1 Política de Seguir o Armazenamento (PSA)

A PSA é a política operativa utilizada para reproduzir uma trajetória pré-estabelecida de volume armazenado a partir de um estado inicial de volume armazenado e de uma trajetória da vazões afluentes ao longo do período de simulação. O modelo de simulação calcula as trajetórias de turbinagem, vertimento, e geração de cada usina.

Na Figura 4, o fluxograma que ilustra cada etapa do processo de simulação com a PSA é apresentado. Dada as trajetórias de volume, $x(t)$, e afluições, $y(t)$, para um determinado período de simulação $t = 1, 2, \dots, T$, o processo tem início em ($t = 0$) a partir do estado inicial do volume do reservatórios, $x(0)$.

Para cada estágio do processo de simulação, sendo dado o volume armazenado corrente, $x(t)$, no início de cada estágio, e o volume armazenado no final do estágio, $x(t + 1)$, o primeiro passo é calcular o volume evaporado em função da evaporação média mensal e da área da superfície do reservatório, que por sua vez é função do volume médio armazenado. No próximo passo, através do balanço hídrico, é calculada a defluência de cada

usina, de montante para jusante, e nos passos seguintes são calculadas a queda líquida e a turbinagem máxima. Em seguida a defluência é separada em turbinagem e vertimento, conforme equações (22) e (23), e finalmente a geração individual de cada usina, e a geração total do sistema, são computadas.

$$q(t) = \min\{u(t), \bar{q}(h)\} \quad (22)$$

$$v(t) = u(t) - q(t) \quad (23)$$

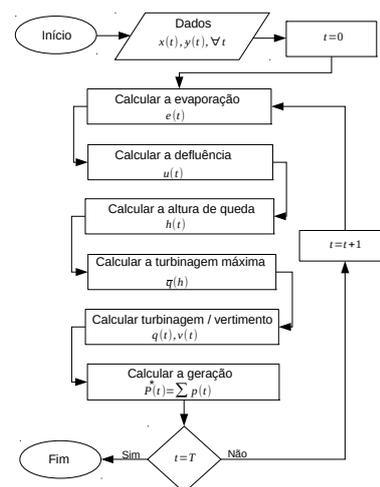


Figura 4: Fluxograma da Política de Seguir o Armazenamento.

5.2.2 Política de Seguir a Geração Total com Regras (PSGTR)

A PSGTR é a política operativa utilizada para seguir uma dada trajetória de geração total pré-estabelecida usando regras de operação de reservatórios, a partir de um estado inicial de volume armazenado, e para uma dada sequência de vazões afluentes, durante o período de simulação. O modelo de simulação calcula as trajetórias de turbinagem, vertimento, e volume armazenado.

A Figura 5 ilustra o fluxograma da PSGTR, com as respectivas etapas do processo de simulação. Inicialmente, são dadas a geração total pré-estabelecida e as vazões afluentes, para todo o período de simulação, além do estado inicial de volume armazenado. Antes do processo iterativo, são calculadas as energias armazenadas máxima e inicial, para estimação inicial do parâmetro λ .

O processo iterativo começa com o cálculo do volume armazenado ao final do estágio corrente em função do parâmetro λ corrente, segundo as regras de operação de reservatórios $x(\lambda)$. Em seguida se calcula a defluência pelo balanço hídrico, a altura de queda, e a turbinagem máxima. O

6 Estudo de caso

Nesse trabalho, a metodologia proposta foi aplicada sobre o sistema formado pelas usinas hidrelétricas de Três Marias e Sobradinho, localizadas na bacia do rio São Francisco. O estudo abrange o período entre Maio de 2009 e Dezembro de 2016, período em que a bacia passou por severa escassez hídrica levando os reservatórios quase ao esgotamento em Dezembro de 2015.

Através do site do Operador Nacional do Sistema (ONS) foram coletados os dados de armazenamento dos reservatórios referentes ao pós operativo das usinas (ONS - Operador Nacional do Sistema, 2017). Já as aflúências no período de estudo foram coletadas do deck de dados oficial através do site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017).

A Figura 6 mostra as trajetórias de volume armazenado dos dois reservatórios durante o período de estudo. Utilizando essas trajetórias, a primeira etapa do procedimento, usando a PSA, calcula a trajetória de geração total correspondente, Figura 7.

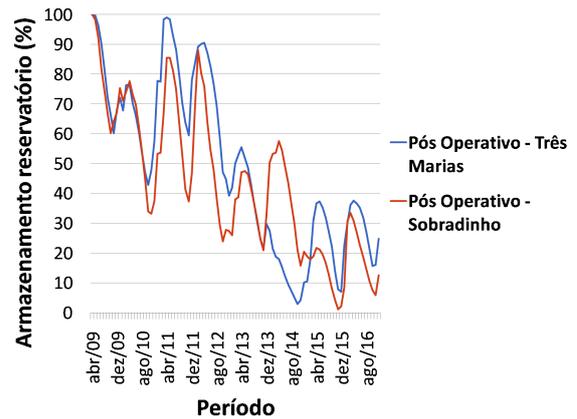


Figura 6: Trajetória de armazenamento do pós operativo

Na segunda etapa do procedimento, usando a PSGTR e a regra de operação proposta na Figura 8, ajustada aos pontos do diagrama de dispersão da Figura 3, são obtidas trajetórias alternativas de volume armazenado, conforme Figura 9.

De acordo com os resultados, as regras propostas provocam um aumento substancial nas trajetórias de volume armazenado das duas usinas, com os volumes úteis dos reservatórios de Sobradinho e Três Marias acima de 60% e 30% de volume útil, respectivamente. Ao final do período de estudo, os ganhos de armazenamento em relação ao pós operativo são de 34% e 77%, respectivamente.

Cabe observar que a regra proposta proporciona maior energia armazenada no sistema ao longo de todo o período de estudo, conforme pode ser

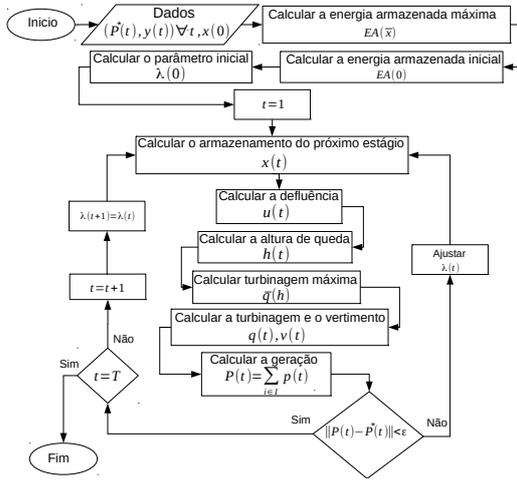


Figura 5: Fluxograma da Política de Seguir a Geração Total.

passo seguinte determina a turbinagem (e vertimento), sendo em seguida calculada a geração de cada usina e a geração total do sistema.

No processo de cálculo do volume armazenado ao final do estágio corrente, segundo a regra de operação adotada em função de λ , restrições de defluência mínima e turbinagem máxima são respeitadas. Ou seja, se o volume armazenado segundo a regra de operação adotada acarretar em uma defluência que viola a restrição de defluência mínima, ou superior à turbinagem máxima provocando vertimento armazenável, o volume armazenado deixa de seguir a regra o suficiente para corrigir essas situações.

Caso a diferença entre a geração total produzida e a geração total pré-estabelecida no estágio corrente for, em módulo, menor que uma tolerância dada, a simulação do estágio corrente é concluída e o contador do estágios de tempo é incrementado, repetindo-se o procedimento até que o horizonte de simulação seja alcançado. Caso contrário, o parâmetro λ é consistentemente ajustado e o procedimento retorna ao cálculo do armazenamento ao final do estágio corrente.

5.3 Procedimento

O procedimento para avaliar regras de operação de reservatórios em cascata baseado em dados pós operativos proposto nesse estudo está dividido em duas etapas. A primeira etapa consiste na simulação que reproduz as trajetórias de volume armazenado segundo os dados do pós operativos das usinas. Nessa etapa do procedimento é utilizada a PSA obtendo-se com resultado a trajetória da geração total do sistema. A segunda etapa consiste na simulação sobre o mesmo período e que reproduz a geração total obtida na primeira etapa usando regras de operação alternativas. Nessa etapa é usada a PSGTR.

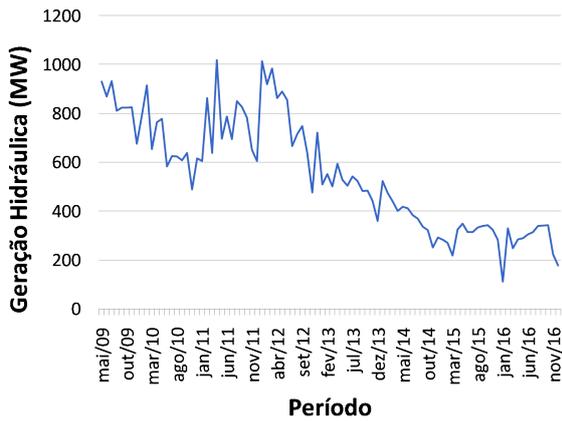


Figura 7: Trajetória de geração total.

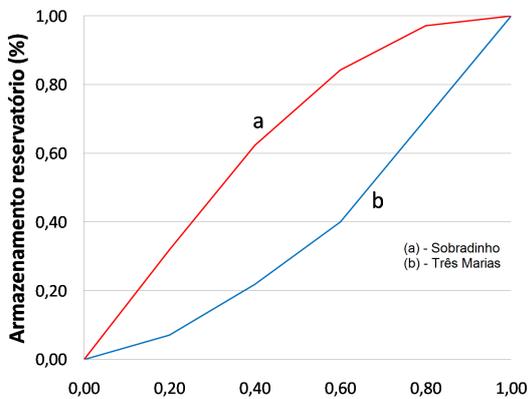


Figura 8: Regra de operação proposta.

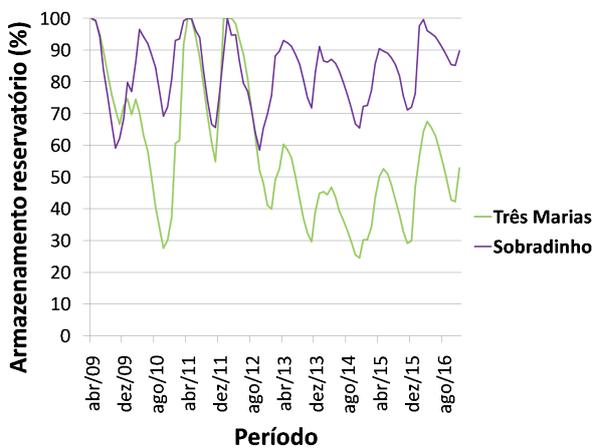


Figura 9: Trajetórias de armazenamento com a regra proposta.

observado na Figura 10, resultado dos ganhos de produtividade média de 4,5% e 14,5%, nas usinas de Três Marias e Sobradinho, respectivamente. Finalmente, é preciso destacar que esse estudo analisou a operação somente do ponto de vista energético, assumindo não haver restrições elétricas que impeçam as trocas de geração entre as usinas em questão, assim como as restrições de uso múltiplo da água.

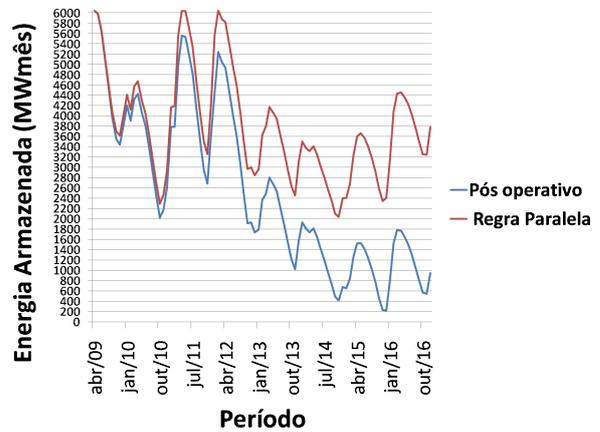


Figura 10: Trajetória da energia armazenada do sistema.

7 Conclusões

Este artigo abordou o impacto de regras de operação de reservatórios na produtividade de usinas hidrelétricas em cascata tendo como estudo de caso a operação das usinas hidrelétricas de Três Marias e Sobradinho no rio São Francisco.

A partir dos dados pós operativos no período entre Maio/2009 e Abril/2016, a operação verificada foi reproduzida utilizando um modelo de simulação a usinas individualizadas semelhante ao modelo em vigor no setor elétrico brasileiro. Em seguida, usando o mesmo simulador, a geração total da primeira simulação foi reproduzida utilizando regras propostas de operação de reservatórios em cascata.

As regras propostas são baseadas na solução ótima de um modelo não linear de otimização determinística sobre o histórico de vazões e estabelecem uma relação entre o volume armazenado nos reservatórios e a energia armazenada no sistema.

Os resultados da simulação com as regras propostas mostram uma expressiva economia de água, resultando em aumento no armazenamento final dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho, em relação ao armazenamento pós operativo, da ordem de 34% e 77%, respectivamente.

A consequência da regra proposta no estudo de caso foi um aumento de 4,5% na produtividade de Três Marias e de 14,5% na produtividade de Sobradinho, indicando um impacto expressivo das

regras de operação de reservatórios na produtividade dos sistemas hidrelétricos em cascata.

Agradecimentos

Este trabalho foi financiado pela CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, e FAPESP - Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo.

Referências

- Arvanitidits, N. V. and Rosing, J. (1970). Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (2): 319–326.
- Carvalho, M. and Soares, S. (1987). An efficient hydrothermal scheduling algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems* **2**(3): 537–542.
- CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2017). Conjunto de arquivos para cálculo do Newave.
- CEPEL (2009). Manual de Referência do Modelo SUIISHI-O.
- Eletrobrás (2009). Manual de Metodologia - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI), versão 3.2.
- Martins, L., Azevedo, A. and Soares, S. (2014). Nonlinear medium-term hydro-thermal scheduling with transmission constraints, *IEEE Transactions on Power Systems* **29**(4): 1623–1633.
- ONS - Operador Nacional do Sistema (2017). Dados hidrológicos - volume útil.
- Powell, W. B. (2014). Clearing the jungle of stochastic optimization, *Bridging Data and Decisions*, Informs, pp. 109–137.
- Soares, S. and Carneiro, A. (1993). Reservoir operation rules for hydroelectric power system optimization, *Athens Power Tech, 1993. APT 93. Proceedings. Joint International Power Conference*, Vol. 2, IEEE, pp. 965–969.
- Terry, L., Gomes, F., Pereira, M. et al. (1980). Modelo a sistema equivalente—descrição geral, *Relatório Técnico CEPEL* **1705**: 80.