

XXIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS

PARTICULARIDADES NA REPRESENTAÇÃO INDIVIDUALIZADA DE USINAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Renato C. Zambon¹ & Filipe A. M. Falcetta²

RESUMO – O Sistema Interligado Nacional (SIN) de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas. Ele é formado por um conjunto interligado de mais de 150 usinas hidrelétricas de médio e grande porte e uma grande quantidade de pequenas centrais hidrelétricas, usinas térmicas e eólicas. O modelo HIDROTERM, desenvolvido para auxiliar o planejamento da operação do SIN, utiliza a técnica da programação não linear (PNL) e considera as usinas hidrelétricas individualizadas, tendo como objetivo minimizar o valor esperado da somatória de custos de despacho térmico adicional, intercâmbios e eventuais déficits. Sua aplicação ao SIN utiliza os dados publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), originalmente destinados ao modelo NEWAVE, que utiliza a técnica da programação dinâmica (PD) com agregação de reservatórios em um número reduzido de subsistemas. Este trabalho apresenta exemplos de algumas particularidades e inconsistências observadas nos dados publicados pelo ONS sobre as usinas hidrelétricas do SIN, seus impactos nos resultados para planejamento da operação e considerações sobre a representação adequada das usinas individualizadas em um modelo como o HIDROTERM.

ABSTRACT– The Brazilian interconnected power system (BIPS) consists of a linked network of over 150 medium and large reservoirs, and a large set of small hydropower, thermal and wind power plants. In Brazil, hydropower has been the predominant source of electrical energy supply. HIDROTERM is a nonlinear programming (NLP) optimization model previously developed for planning the operation of the Brazilian hydrothermal system considering individual hydropower plants. The objective function is to minimize the expected value of the sum of costs of additional thermal dispatch, exchanges, and deficits. Data for running the model are provided by the National Electrical System Operator (ONS), but are originally intended for the NEWAVE model, which uses the dynamic programming (PD) technique with aggregation of reservoirs in a small number of subsystems. This paper presents examples of particularities and inconsistencies observed in the data about the hydropower plants of the BIPS, their impacts on the results for planning the operation and considerations on how to adequately represent the individual hydropower plants in a model such as HIDROTERM.

Palavras-Chave – Operação de Reservatórios, Hidrelétricas, Programação não linear.

1) Professor Doutor, Depto. de Engenharia Hidráulica e Ambiental da Escola Politécnica da USP, e-mail: rczambon@usp.br

2) Doutorando, Instituto de Energia e Ambiente da USP e Pesquisador, Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, e-mail: falcetta@ipt.br

INTRODUÇÃO

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, ou Sistema Interligado Nacional (SIN), é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (ONS 2019). Ele é formado por um conjunto interligado de mais de 150 usinas hidrelétricas de médio e grande porte e uma grande quantidade de pequenas centrais hidrelétricas, usinas térmicas e eólicas. A capacidade total instalada é de 172 GW (ANEEL 2019). A Figura 1 mostra o histórico da operação do SIN a partir de dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS 2019). Ela resume a composição da geração média mensal no SIN desde janeiro de 2000 até março de 2019, o armazenamento médio de energia nos reservatórios de regularização (%EAR) e a participação das hidrelétricas no total de geração (%Hidr).

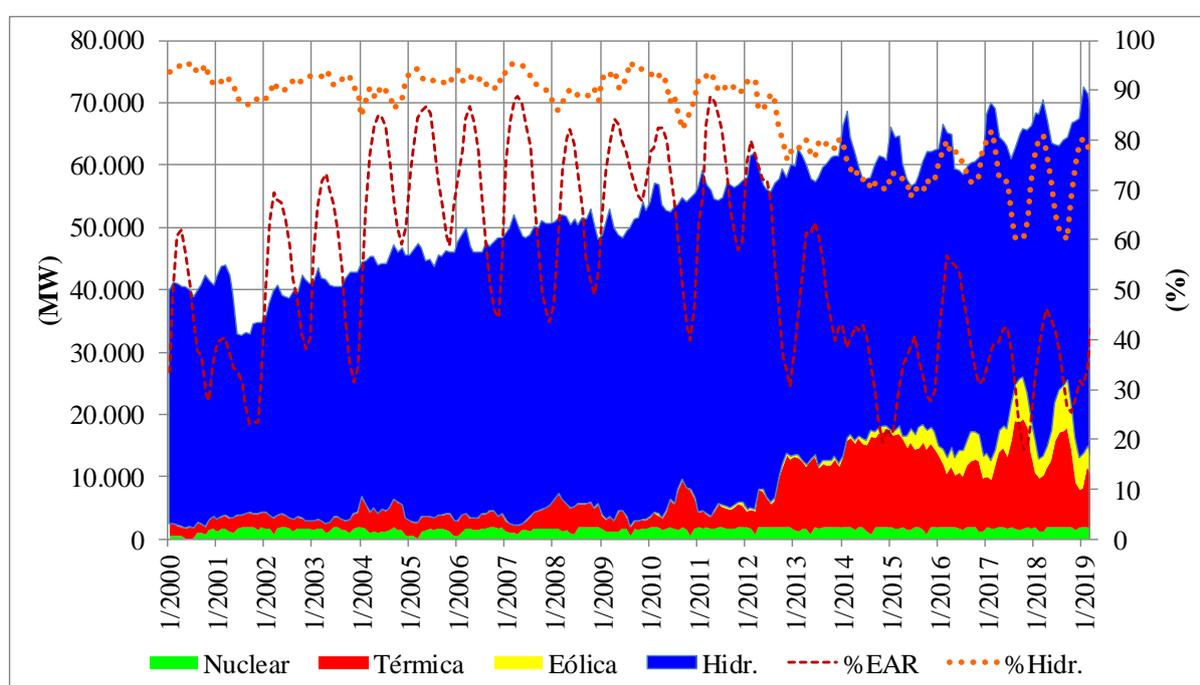


Figura 1 - Geração média mensal no Brasil de janeiro de 2000 a março de 2019

Embora a geração continue predominantemente hidrelétrica, nota-se mudanças significativas nos últimos seis anos de operação do SIN. Entre 2000 e 2012, em média 91% da energia elétrica foi fornecida pelas hidrelétricas, enquanto os reservatórios mantiveram níveis médios de armazenamento de 62%. Já no período de 2013 a 2018, a participação média das hidrelétricas na geração foi de 73%, significativamente abaixo do período anterior, e os níveis médios de armazenamento de energia dos reservatórios foram reduzidos para 38%.

A geração eólica produzia menos de 1% do total até 2013, mas cresceu de forma muito significativa e já produz mais de 8% na média anual da sua participação. Crescimento da demanda, variações sazonais e mudanças na participação das demais fontes geradoras também são observadas. A expansão do sistema hidrelétrico com usinas a fio d'água também reduziu a capacidade relativa de

regularização de vazões no sistema de reservatórios (Falcetta et al. 2014). O elevado despacho térmico observado desde 2013 também está associado a secas moderadas a severas nas principais bacias do SIN (Zambon et al. 2016).

Modelos de otimização têm sido desenvolvidos para auxiliar as decisões de planejamento da operação do SIN, considerando em suas metodologias de maneiras diferentes a representação do sistema de reservatórios, a aleatoriedade das variáveis envolvidas e a simplificação das não linearidades. O modelo NEWAVE (CEPEL 2013) utilizado oficialmente pelo ONS com a técnica da programação dinâmica (PD), e o modelo SolverSIN (LOPES and Barros 2009; Lopes et al. 2013) com a técnica da programação não linear (PNL) utilizam o conceito da agregação de conjuntos de reservatórios em um número reduzido de subsistemas. Para isso, consideram a potência que é função do produto da vazão turbinada pela diferença entre os níveis d'água no reservatório e no canal de fuga como dependente principalmente da variação das vazões turbinadas, o que é razoável para usinas a fio d'água ou de elevada queda (Goor et al. 2011). No Brasil, o ONS calcula a energia afluenta e a energia armazenada em cada subsistema considerando um nível médio de 65% do volume útil em cada um dos reservatórios de regularização.

O modelo HIDROTERM (Zambon et al. 2012, 2013) utiliza a PNL e considera as usinas hidrelétricas individualizadas. Sua aplicação ao SIN utiliza os mesmos dados publicados pelo ONS. Além da complexidade do sistema de grande porte, não linear e estocástico, algumas particularidades e inconsistências decorrentes da qualidade dos dados de cada usina do SIN e da topologia de ligações entre elas podem resultar resultados incorretos ou não factibilidades na solução. Tais aspectos podem não ser notados em modelos com agregação de reservatórios em subsistemas, mas ficam evidentes quando se considera a individualização das usinas na formulação.

Este trabalho apresenta algumas das particularidades e inconsistências observadas nos dados publicados pelo ONS sobre as usinas hidrelétricas do SIN, seus impactos nos resultados para planejamento da operação e considerações sobre a sua representação em um modelo a usinas individualizadas como o HIDROTERM.

METODOLOGIA

O modelo HIDROTERM (Zambon et al. 2012) é utilizado neste trabalho para avaliar o impacto nos resultados ou perceber inconsistências para um conjunto selecionado de particularidades na representação individualizada de usinas hidrelétricas do SIN, utilizando dados atuais da configuração física das usinas e séries históricas de vazões afluentes.

O problema de PNL é resolvido utilizando o General Algebraic Modeling System (GAMS 2019). A função objetivo consiste em minimizar o valor esperado da somatória de custos de despacho térmico adicional, intercâmbios e eventuais déficits dentro do horizonte de planejamento. São

considerados ainda: intervalo de tempo mensal, horizonte de planejamento de quatro anos e diferentes cenários de vazões afluentes.

ESTUDO DE CASO

Os dados para o estudo de caso correspondem aos publicados pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE 2019) em abril de 2019. O sistema completo é formado por 154 usinas hidrelétricas e quatro grandes subsistemas para representar as demandas, geração termelétrica e intercâmbios de energia.

Alguns aproveitamentos complexos de hidrelétricas podem exigir tratamento diferenciado na formulação a usinas individualizadas. Apesar de distintos, a sua interligação pela operação em paralelo faz com que operem como uma única usina. Todas são cadastradas no banco de dados publicado pelo ONS, com redundância pela informação simultânea tanto de suas unidades separadas como do complexo unificado. Nos complexos unificados são somadas potências instaladas, volumes, vazões incrementais afluentes, ligações a montante e jusante. A redundância é evitada pois apenas as usinas correspondentes ao complexo são consideradas ativas no processamento.

A análise de arquivos de dados recentes do sistema mostra um caso desse tipo que é o de Ilha Solteira e Três Irmãos. Por muito tempo eles foram considerados como uma única usina Ilha Solteira Equivalente, mas desde julho de 2018 as atualizações dos dados publicados pelo ONS fazem a separação dos dois aproveitamentos. Esse caso será discutido a seguir em mais detalhes, em função da interligação física dos reservatórios pelo Canal Pereira Barreto.

A operação integrada de múltiplos aproveitamentos ocorre também com as usinas de Paulo Afonso I, II, III e IV com Moxotó, formando o complexo Paulo Afonso e Moxotó e considerado pelo ONS como um único aproveitamento hidrelétrico, indicado corretamente a jusante de Itaparica e a montante de Xingó.

Outro tipo de caso observado é quando não é possível considerar o complexo como uma única usina equivalente. Os dados são separados e cada componente tratado como uma usina independente em termos de potência instalada, vazões afluentes, vazões turbinadas e vertidas, queda, produtividade etc. É o caso de Belo Monte e Pimental que também será discutido com mais detalhes.

Adicionalmente, são discutidos os casos da usina de Henry Borden e sua relação com o abastecimento de água na Região Metropolitana de São Paulo, e alguns casos onde foram observadas inconsistências nos polinômios que representam o nível d'água no canal de fuga.

Complexos hidrelétricos: o caso de Ilha Solteira e Três Irmãos

Os reservatórios das usinas de Ilha Solteira e de Três Irmãos, ambas a montante de Jupuíá, são conectados através do Canal Pereira Barreto, com 9.600 m de comprimento, como mostra a Figura 2,

resultando em uma operação energética integrada e permitindo a navegação entre os tramos norte e sul da Hidrovia Tietê-Paraná. O ONS criou no banco de dados uma usina equivalente que corresponde à operação integrada das duas e chamada de Ilha Solteira Equivalente. Recentemente, passou a considerá-las como aproveitamentos independentes.

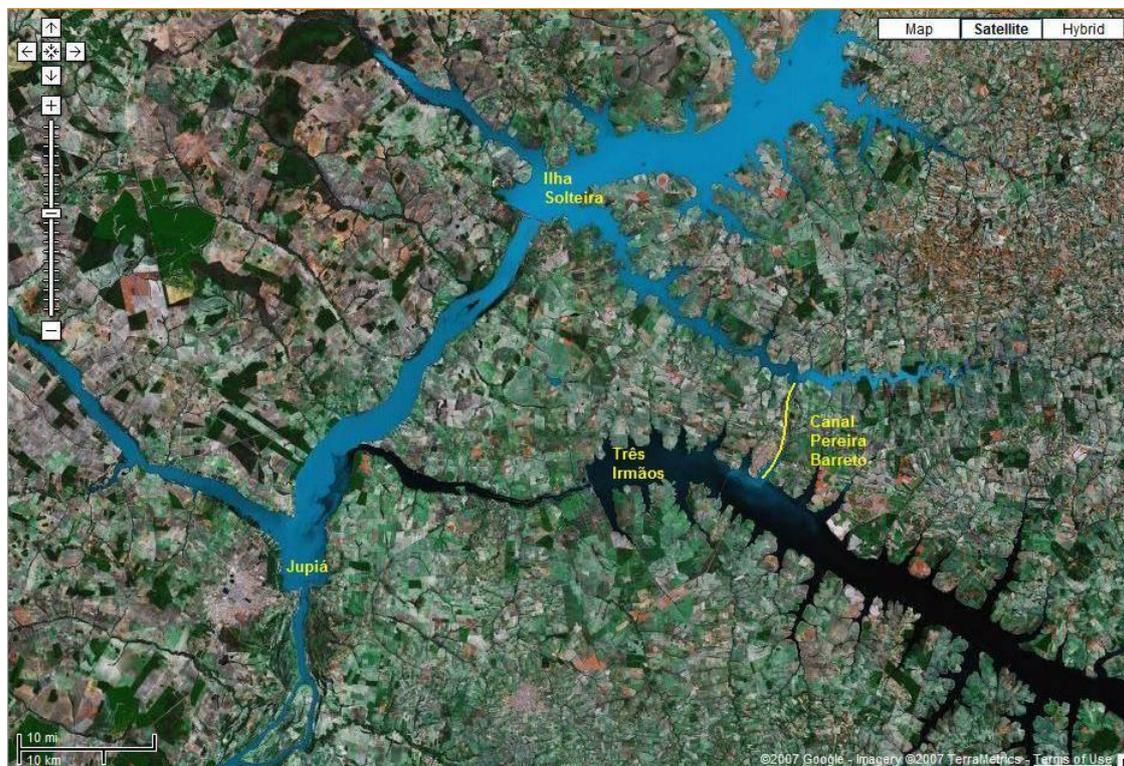


Figura 2 - Operação integrada das usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos

Testes realizados para diferentes cenários hidrológicos com Ilha Solteira e Três Irmãos rodando de forma independente chegaram a resultar meses com até 5 m de desnível entre eles. Não provocou infactibilidade matemática na solução do problema, mas é inconsistente com a existência física da interligação entre os reservatórios pelo Canal Pereira Barreto. Para resultados adequados, seria necessário voltar a considerar a usina equivalente, ou criar uma restrição específica relacionando os níveis dos dois reservatórios.

Complexos hidrelétricos: o caso de Belo Monte e Pimental

Belo Monte também forma um complexo hidrelétrico com duas barragens distintas. A barragem do Sítio Pimental bloqueia parte do rio e forma um trecho de vazão reduzida (TVR) na região das áreas indígenas de Paquiçamba e da Arara da Volta Grande. Canais de derivação de 20 km de comprimento levam até 80% da água do Rio Xingu para formar o lago da barragem do Sítio Belo Monte para gerar a maior parte da energia do complexo hidrelétrico e, a partir deste ponto, o Rio Xingu volta no curso natural.

Uma característica inovadora do complexo Belo Monte é que mesmo a barragem de derivação gera eletricidade, utilizando-se 6 turbinas do tipo bulbo. A modelação do complexo é diferenciada, uma vez que boa parte da energia elétrica será gerada por uma derivação do curso d'água natural, mas o TVR também contempla uma usina hidrelétrica menor que gera energia com um conjunto de vazões afluentes diferente. A configuração representando o complexo com a usina principal no Sítio Belo Monte e a usina complementar no Sítio Pimental é apresentada na Figura 3.

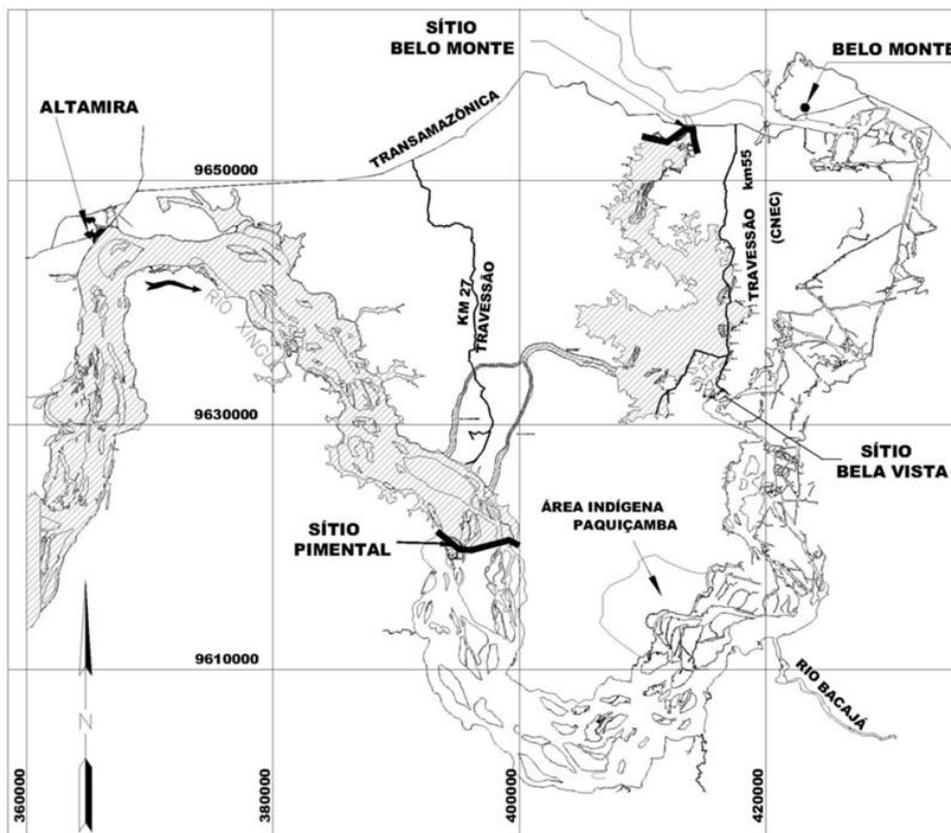


Figura 3 - Configuração do complexo hidrelétrico de Belo Monte

Embora seja essencialmente o mesmo rio, dados do ONS apresentam dois postos distintos de vazões: um para Belo Monte e outro para Pimental. Ou seja, para cada uma das usinas do complexo, há um conjunto distinto de vazões afluentes. Os dados publicados indicam existir uma regra sazonal de vazões mínimas para o TVR, pois nos meses mais úmidos há uma vazão maior neste trecho. Belo Monte e Pimental são representados, portanto, como duas usinas independentes, com vazões afluentes separadas já nos dados de entrada e que se dirigem ao oceano a jusante. A Figura 4 mostra um trecho da série histórica de vazão média mensal afluente, destacando-se a diferença nas vazões dos dois postos, indicando a modelação individualizada de cada componente do complexo.

A maneira como o ONS apresenta os dados já indica uma decisão prévia sobre a regra de repartição das vazões entre a usina principal e o TVR, mas continua sendo adequada para o processamento do modelo HIDROTERM.

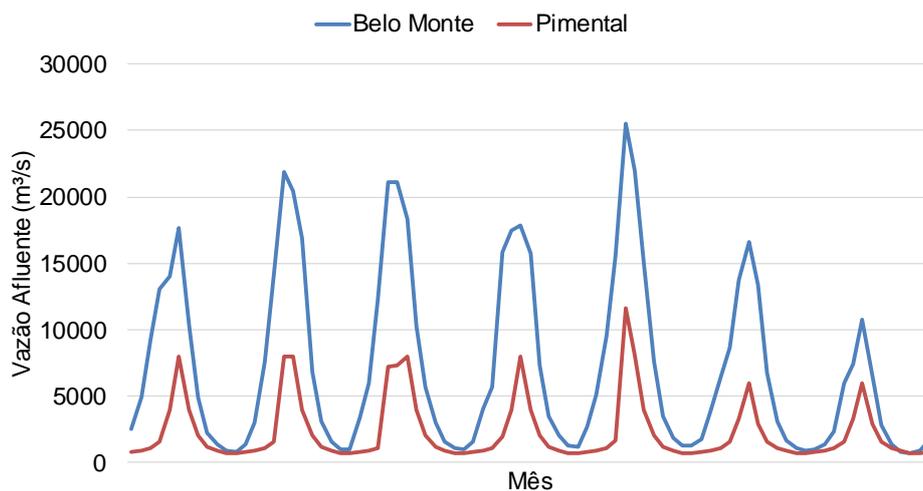


Figura 4 - Trecho da série histórica de vazões médias mensais afluentes

Um problema encontrado foi a presença em alguns meses de vazões nulas para Belo Monte, indicando em períodos mais secos a priorização total do TVR. Isso gera infactibilidade no balanço hídrico do modelo a usinas individualizadas pois esquece de preservar pelo menos as perdas por evaporação no reservatório a fio d'água associado à usina principal. Uma pequena correção nos dados da divisão prevista entre as vazões afluentes é necessária.

Transposição de bacias, abastecimento de água e o caso de Henry Borden

A usina de Henry Borden, inaugurada em 1926 e ampliada até 1950, possui capacidade instalada de 889 MW, mas dependia da reversão das águas dos rios Tietê e Pinheiros através do reservatório Billings para sua plena utilização, o que não é mais permitido desde 1992. Um estudo foi realizado para avaliar a qualidade das águas do sistema Pinheiros-Billings durante a operação do protótipo do processo de flotação das águas do Rio Pinheiros considerando a possibilidade de voltar a bombear o sistema de reversão e aumentar a produção energética de Henry Borden (Barros et al. 2009).

Segundo a topologia publicada pelo ONS, o reservatório formado pela represa Guarapiranga estaria a montante da Billings, e Billings a montante de Henry Borden. As duas primeiras com capacidade de regularização, sendo retiradas apenas a previsão de vazões captadas para abastecimento. Tal arranjo é equivocado para a operação individualizada das usinas nesse sistema, por uma série de razões:

- Guarapiranga e Billings estão a montante de Barra Bonita.
- Existe uma pequena transposição de um braço da Billings para a Guarapiranga, que reforça a captação de água para o abastecimento público da RMSP.
- A reversão do Pinheiros para a Billings somente é permitida em horários de chuvas intensas, para controle de cheias. Ocorre com vazões de pico elevadas, mas por pouco tempo.

- A transferência da Billings para Henry Borden é limitada atualmente à contribuição própria da bacia, descontadas as captações para abastecimento de água, e ao volume bombeado durante as operações de controle de cheias.
- Os dois reservatórios não são operados para geração de energia, mas têm o abastecimento público como prioridade absoluta.

Testes considerando Guarapiranga e Billings ativas no modelo a usinas individualizadas e com os dados fornecidos pelo ONS resultaram na preservação apenas das vazões previstas para abastecimento público, mas o esvaziamento total do volume útil dos dois reservatórios a maior parte do tempo para maximizar a geração de energia, como se ainda fosse permitida a reversão e como se a geração de energia fosse prioritária ao abastecimento público.

Os reservatórios Guarapiranga e Billings não devem ser considerados ativos para efeito de otimização do sistema energético com usinas individualizadas.

Erros em polinômios do canal de fuga

As curvas cota-área-volume e nível do canal de fuga em função das vazões turbinadas e vertidas são representados segundo os dados do ONS por polinômios de quarto grau. Para as curvas cota-área-volume, o ajuste fica limitado aos volumes mínimos e máximos operacionais de cada um dos reservatórios de regularização. As curvas cota-área-volume podem ser substituídas por polinômios de primeiro ou segundo graus para os reservatórios do SIN apresentando um ajuste excelente e maior eficiência no processo de otimização (Silva and Zambon 2013).

Já o nível do canal de fuga em função das vazões não possui limite superior bem definido, mas deve representar uma função estritamente crescente e convexa para valores dentro dos cenários possíveis de operação da usina. Ela afeta a produtividade das usinas tanto de regularização como a fio d'água, e em alguns casos mostram vários metros de diferença entre mínimos e máximos.

A análise dos dados publicados pelo ONS mostraram inconsistências nas curvas do canal de fuga em pelo menos três casos: Ilha dos Pombos, Xingó e Salto Grande. A pesquisa foi feita verificando a derivada da função do nível do canal de fuga para a maior vazão observada no histórico de cada usina. Nos três casos, para valores mais elevados de vazões, mas ainda dentro das faixas de valores de vazões naturais observadas no histórico desde 1931, foi observada inversão acentuada da derivada da curva para valores cada vez menores, resultando níveis inclusive negativos.

Casos desse tipo devem ter os coeficientes corrigidos, de forma a respeitar o ajuste aos dados observados, mas também preservar a consistência na extrapolação para valores maiores de vazões.

CONCLUSÃO

Foram apresentadas e discutidas algumas particularidades na representação individualizada de usinas hidrelétricas do SIN utilizando dados publicados pelo ONS, originalmente destinados ao uso do modelo NEWAVE que considera as usinas agregadas em um número reduzido de reservatórios equivalentes, quando utilizados no HIDROTERM, um modelo não linear de otimização do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte como o SIN.

Alguns sistemas complexos de hidrelétricas podem ser representados de maneira consistente como um único aproveitamento, como em Ilha Solteira Equivalente e Paulo Afonso-Moxotó. A separação recente de Ilha Solteira Equivalente em Ilha Solteira e Três Irmãos como usinas independentes mostrou problemas pois os dois reservatórios são interligados fisicamente pelo Canal Pereira Barreto. A suposta independência entre os dois reservatórios levou a resultados com diferenças elevadas de níveis, o que seria inviável. Seria necessário voltar a considerar a usina equivalente, ou criar uma restrição específica relacionando os níveis dos dois reservatórios.

O complexo formado pela usina de Belo Monte e o aproveitamento hidrelétrico do TVR em Pimental é representado segundo o ONS como dois aproveitamentos independentes, com separação prévia nos dados das vazões destinadas a cada um. A inconsistência observada nesse caso foi a infactibilidade do balanço hídrico em alguns meses com vazões nulas para Belo Monte, pois esquece de preservar pelo menos as perdas por evaporação no reservatório a fio d'água associado à usina principal. Isso exige uma pequena correção nos dados da divisão prevista entre as vazões.

Finalmente, em três casos foram observadas inconsistências nos polinômios que representam o nível do canal de fuga em função das vazões turbinadas e vertidas, gerando inversão da função que deveria ser estritamente crescente para valores elevados de vazões, mas ainda dentro da faixa observada no histórico das três usinas.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho contou com apoio da Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE), Companhia Energética de São Paulo (CESP) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do projeto PD-0061-0047/2014. Apoio adicional foi dado pela Fundação Centro Tecnológico de Hidráulica (FCTH).

REFERÊNCIAS

- ANEEL. (2019). "Agência Nacional de Energia Elétrica." <<http://www.aneel.gov.br>>.
- Barros, M. T. L. de, Porto, M. F. A., Martins, J. R. S., Mierzwa, J. C., Yazaki, L. F. O., Martins, R. H. O., Filho, F. L., Mendes, L. A., Borges, C. B. N., Amaral, F., Castro, M. M. de, Zambon, R. C., Omuro, P., Pereira, M. C. S., and Pereira, C. R. (2009). "Projeto de Avaliação da Qualidade das Águas do Sistema Pinheiros-Billings em Função da Operação do Protótipo da

Flotação.” *V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, Agência Nacional de Energia Elétrica.

CCEE. (2019). “Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.” <<http://www.ccee.org.br>>.

CEPEL. (2013). *Projeto NEWAVE: Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes - Manual do usuário - Versão 17.5.3*. Rio De Janeiro.

Falchetta, F. A. M., Zambon, R. C., and Yeh, W. W.-G. (2014). “Evolution of Storage Capacity in the Brazilian Hydropower System.” *World Environmental and Water Resources Congress 2014*, American Society of Civil Engineers, Reston, VA, 1916–1925.

GAMS. (2019). “General Algebraic Modeling System.” <<http://www.gams.com>>.

Goor, Q., Kelman, R., and Tilmant, A. (2011). “Optimal Multipurpose-Multireservoir Operation Model with Variable Productivity of Hydropower Plants.” *Journal of Water Resources Planning and Management*, 137(June), 258–267.

LOPES, J., and Barros, M. (2009). “Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica.” *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, 14(2), 19–32.

Lopes, J. E. G., Barros, M. T. L., Zambon, R. C., and Filho, Í. T. C. F. (2013). “SolverSIN: A Practical Model for Large Hydrothermal System Analysis.” *World Environmental and Water Resources Congress 2013*, American Society of Civil Engineers, Reston, VA, 2467–2479.

ONS. (2019). “Operador Nacional do Sistema Elétrico.” <<http://www.ons.org.br>>.

Silva, L. M., and Zambon, R. C. (2013). “Nonlinearities in Reservoir Operation for Hydropower Production.” *World Environmental and Water Resources Congress 2013*, American Society of Civil Engineers, Reston, VA, 2429–2439.

Zambon, R. C., Barros, M. T. L., Barbosa, P. S. F., Francato, A. L., Lopes, J. E. G., Nogueira, L. F. A. M., and Yeh, W. W.-G. (2013). “A Stochastic Hydrothermal Decision Support System for Planning Operation: New Developments for the HIDROTERM Model.” *World Environmental and Water Resources Congress 2013*, American Society of Civil Engineers, Reston, VA, 1563–1573.

Zambon, R. C., Barros, M. T. L., Lopes, J. E. G., Barbosa, P. S. F., Francato, A. L., and Yeh, W. W.-G. (2012). “Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation.” *Journal of Water Resources Planning and Management*, 138(2), 135–143.

Zambon, R. C., Barros, M. T. L., and Yeh, W. W.-G. (2016). “Impacts of the 2012–2015 Drought on the Brazilian Hydropower System.” *World Environmental and Water Resources Congress 2016*, American Society of Civil Engineers, Reston, VA, 82–91.