

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA HIDRELÉTRICO BRASILEIRO

Filipe Antonio Marques Falcetta^{1} & Renato Carlos Zambon²*

Resumo – No Brasil, cerca de 70% da capacidade total instalada de geração de energia elétrica e, em média nos últimos doze anos, 90% da geração efetiva provém das hidrelétricas. Este sistema inclui 150 usinas hidrelétricas de médio e grande porte existentes ou previstas até 2017, metade delas com capacidade de regularizar vazões e todas operando de maneira interligada. Restrições ambientais, técnicas, sociais e econômicas tem dificultado cada vez mais a implantação de empreendimentos hidráulicos contendo reservatórios de grande porte, tornando a maioria dos novos empreendimentos a fio d'água. Para compreender melhor o processo, este trabalho apresenta um levantamento da evolução anual da capacidade instalada e de armazenamento do sistema desde 1908 até a expansão prevista nos próximos 4 anos, em 2017. A capacidade de armazenamento é representada pelo conceito de energia armazenada máxima. Também é apresentado o histórico da operação nos últimos 12 anos. Os dados da década de 2000 e a previsão até 2017 de forma ainda mais acentuada indicam uma redução contínua e significativa da capacidade relativa de regularização, com impacto direto nas decisões de operação e de expansão do sistema térmico complementar.

Palavras-Chave – Reservatórios (Operação), Sistemas Hidroenergéticos.

EVOLUTION OF REGULARIZATION CAPACITY OF BRAZILIAN HYDROPOWER SYSTEM

Abstract – In Brazil, about 70% of the total installed capacity of electric power generation and on average over the last twelve years, 90% of actual generation comes from hydropower plants. This system includes 150 medium and large hydropower plants existing or planned to 2017, half of them with a capacity to regulate flows and operating all of them interconnected. Environmental, technical, social and economic constraints has made it increasingly difficult to project and build new reservoirs with large storage capacities, making the most of the run-of-river. To better understand the process, this paper presents a survey of the annual installed capacity of power production and storage capacity of the system from 1908 to the planned expansion over the next four years, in 2017. The storage capacity is represented by the concept of maximum stored energy. It also presents the history of the operation in the last 12 years. Data from the 2000s until 2017 indicate a significant reduction of the relative capacity of regularization, with direct impact on decisions about operation and expansion of the complementary thermal system.

Keywords – Reservoir Operation, Hydropower Systems.

INTRODUÇÃO

A geração hidrelétrica é vantajosa por ser uma fonte de eletricidade de custo baixo e consideravelmente limpa, além de ser proveniente de uma fonte renovável, ao contrário da energia

¹ Mestrando do Depto. de Engenharia Hidráulica e Ambiental, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, e-mail: falcetta@usp.br

² Professor Doutor do Depto. de Engenharia Hidráulica e Ambiental, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, e-mail: rczambon@usp.br

gerada pela queima de combustíveis fósseis. No Brasil, cerca de 70% da capacidade total instalada (ANEEL, 2013) e, em média nos últimos doze anos, 90% da geração efetiva (ONS, 2013) provém desta fonte.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é formado por um complexo de usinas hidrelétricas e seus reservatórios, usinas termelétricas e outras fontes, centros de consumo e redes de transmissão de energia às quais possibilitam a entrega e intercâmbio da energia gerada por quase todo o território nacional. A operação interligada de usinas hidrelétricas é complexa, e decisões tomadas para uma usina afetam sobremaneira a operação de toda uma cascata de usinas a jusante. Até mesmo estratégias de expansão do sistema interferem diretamente, de forma não linear, nos empreendimentos existentes.

O SIN representa um ganho significativo de confiabilidade ao sistema, permitindo, a partir da sinergia entre as unidades geradoras, produzir e distribuir energia elétrica de maneira eficiente, aproveitando os diferentes regimes hidrológicos que ocorrem em território nacional. Para o planejamento da operação, o ONS divide o SIN em quatro grandes subsistemas correspondentes às regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

De acordo com Bezerra *et al.* (2010), muitas das hidrelétricas do SIN apresentam grandes reservatórios, os quais desempenham um papel importante na confiabilidade do suprimento energético: eles se enchem nos períodos úmidos, acumulando energia para então ser utilizada nos períodos secos, atendendo a demanda. Em outras palavras, os reservatórios regularizam as vazões anuais e ajustam a produção, complementada pelas demais fontes, aos padrões de consumo.

A variabilidade das vazões naturais faz com que grandes reservatórios também tenham importância significativa na regularização interanual do sistema, armazenando água nos períodos de regimes hidrológicos favoráveis para poder fornecer energia em períodos hidrológicamente desfavoráveis. A capacidade de regularização de um sistema hidrelétrico é uma medida que reflete diretamente à capacidade do sistema regularizar e permitir a operação das usinas hidrelétricas em períodos secos.

No entanto, utilizados os locais mais favoráveis, restrições ambientais, técnicas, sociais e econômicas tem dificultado cada vez mais a implantação de empreendimentos hidráulicos contendo reservatórios de grande porte. Esta condição faz com que as usinas hidrelétricas previstas para entrar em operação nos próximos anos no Brasil contenham reservatórios de tamanho reduzido ou, na maioria das vezes, sejam empreendimentos a fio d'água. Nestes empreendimentos, a flexibilidade do sistema fica cada vez mais limitada, introduzindo uma maior variabilidade entre a energia hídrica disponível nos períodos úmidos e a dos períodos secos.

Zambon (2008) destacou que para minimizar os custos de operação, o consumo de recursos não renováveis e mais poluentes, os riscos de não atendimento e demais impactos negativos da operação e expansão de sistemas hidrotérmicos de grande porte é fundamental operar de forma ótima estes sistemas.

Diversos modelos de otimização foram desenvolvidos para gerenciamento e operação de sistemas de reservatórios. Autores como Yeh (1985), Simonovic (1992), Wurbs (1993), Momoh *et al.* (1999) e Labadie (2004) realizaram avaliações dos diversos modelos existentes.

Para o sistema hidrotérmico brasileiro, podem ser citados o modelo SISOPT, desenvolvido por Barros *et al.* (2003) para otimizar o sistema hidrelétrico brasileiro, aplicando-o a 75 usinas hidrelétricas. Lopes (2007), desenvolveu o modelo SolverSIN usando programação não-linear com agregação de usinas em subsistemas e o aplicou ao sistema hidrotérmico brasileiro. Zambon *et al.* (2012) desenvolveu o modelo HIDROTERM, sistema de suporte a decisão (SSD) que considera as

usinas hidrelétricas individualizadas e inclui modelos de análise do sistema hidrelétrico, bem como planejamento da geração térmica e mecanismos de intercâmbio de energia.

Atualmente utilizado pelo ONS, o modelo NEWAVE é baseado na PDDE e foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) pertencente ao sistema Eletrobrás e a UFRJ. O objetivo do NEWAVE é minimizar o valor esperado do custo da operação e como resultados ele apresenta, para um horizonte de cinco anos, o quanto de energia deverá ser produzida pelo sistema elétrico e pelo sistema térmico de modo a atender a demanda prevista no período. O modelo simplifica o sistema elétrico brasileiro em quadro grandes subsistemas equivalentes, cada qual formado por um grande reservatório de energia. Os resultados do modelo NEWAVE servem como dados de entrada para o modelo DECOMP, o qual trabalha com horizonte de tempo menor e desagrega os subsistemas equivalentes em usinas individualizadas.

Os dados de entrada para os modelos NEWAVE e DECOMP são publicados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) na forma de “decks”. Cada “deck” apresenta todas as características físicas das usinas componentes do SIN, sendo consideradas também as usinas previstas para a expansão em um horizonte de cinco anos.

Estes dados incluem as 150 usinas de médio e grande porte existentes ou previstas no SIN, os quais em conjunto com um levantamento completo das informações sobre o início da operação de cada uma delas, obtidas principalmente por meio das empresas concessionárias de energia, foram utilizados para caracterizar a evolução anual da capacidade instalada e de regularização do sistema desde 1908 até a expansão prevista nos próximos quatro anos, em 2017.

METODOLOGIA

Foi utilizado o “deck” de fevereiro de 2013, que contém as informações de aproximadamente 150 usinas do SIN (sendo 135 usinas existentes e as outras 15 previstas para entrar em operação até 2017, completando o horizonte de cinco anos de planejamento) e os dados de interesse convertidos em planilha eletrônica para permitir a análise.

De cada usina foram utilizados os dados de produtividade específica ($MW/(m^3/s)/m$), o polinômio cota-volume, os volumes e cotas máximas e mínimas dos reservatórios, a cota média do canal de fuga e as perdas de carga hidráulicas. Imprescindíveis para o traçado do panorama histórico da evolução da capacidade instalada e de armazenamento do sistema, também foram empregadas as datas de início de operação de cada usina do SIN, bem como estimativas de início de operação das usinas ainda em construção.

Modelos que fazem agregação de reservatórios em usinas equivalentes utilizam como artifício a transformação das vazões naturais afluentes e dos volumes armazenados em energia que seria gerada caso toda a vazão afluente ou os volumes armazenados fossem turbinados considerando níveis médios de armazenamento e no canal de fuga. Assim são calculadas as variáveis “Energia Natural Afluente” (ENA) e “Energia Armazenada” (EAR) para cada reservatório e que podem ser somadas em subsistemas equivalentes ou para todo o sistema.

ENA, “Energia Natural Afluente” é a energia que seria obtida em um intervalo unitário de tempo, normalmente mês, se a vazão natural afluente a uma determinada usina hidrelétrica fosse turbinada nela e em todas as demais situadas à jusante, considerando uma produtividade média. Ela pode ser calculada para uma vazão natural afluente conhecida do histórico, de um cenário de planejamento ou da média de longo termo. O último caso é apresentado na equação 1.

$$ENA_{MLT,i} = \xi_i \times h_{65\%,i} \times Q_{MLT,i} \quad (1)$$

Onde: i : aproveitamento hidrelétrico considerado; ξ_i : Produtividade específica da usina i (MW/(m³/s)/m); $h_{65\%,i}$: Queda líquida igual a diferença entre o nível de montante correspondente a um armazenamento de 65% do volume útil e o nível médio do canal de fuga, descontadas as perdas de carga hidráulicas (m); $Q_{MLT,i}$: Vazão média de longo termo (m³/s)

O nível de montante pode ser determinado utilizando-se dos polinômios cota-volume, e a queda líquida resultante:

$$h_{65\%,i} = a_0 + a_1 \times S_{65\%,i} + a_2 \times S_{65\%,i}^2 + a_3 \times S_{65\%,i}^3 + a_4 \times S_{65\%,i}^4 - \Delta h_i - HTmed_i$$

$$com S_{65\%,i} = S_{min,i} + 0,65 \times (S_{max,i} - S_{min,i}) \quad (2)$$

Onde: Δh_i : perdas de carga hidráulicas (m); $HTmed_i$: nível médio do canal de fuga (m); $S_{max,i}$: volume máximo operacional (hm³); $S_{min,i}$: volume mínimo operacional (hm³); a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 : coeficientes do polinômio cota-volume. Para empreendimentos a fio d'água, utiliza-se a cota de referência, constante ao longo do tempo.

EAR, "Energia Armazenada": é o produto do volume armazenado acima do volume mínimo em cada reservatório de acumulação pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas a jusante. Quando o reservatório está a 100% do seu volume útil, tem-se a energia armazenada máxima:

$$EAR_{max,i} = \frac{S_{max,i} - S_{min,i}}{2,6298} \times \left(\xi_i \times h_{65\%,i} + \sum_{j=1}^n \xi_j \times h_{65\%,j} \right) \quad (3)$$

Onde: $S_{max,i}$: volume máximo normal do reservatório i (hm³); $S_{min,i}$: volume mínimo normal do reservatório i (hm³); i : aproveitamento considerado; j : aproveitamento existente a jusante do aproveitamento considerado; n : número de aproveitamentos existentes a jusante do aproveitamento considerado. O número 2,6298 corresponde ao número médio de segundos em um mês e também a conversão de unidade dos volumes para hm³.

Costuma-se chamar a unidade da ENA ou da EAR de "MWmed", devendo ser interpretada como a energia média que seria gerada durante um mês pela passagem das vazões ou pela utilização dos volumes armazenados. Trata-se de uma simplificação, que introduz uma série de erros por: número variável de dias em cada mês; variação da produtividade com o nível no reservatório, que é função do volume armazenado, e no canal de fuga, que é função da soma das vazões turbinadas e vertidas e, em alguns casos, do remanso pela elevação de nível dos reservatórios imediatamente a jusante; dos vertimentos e da evaporação nos reservatórios.

Os valores da evolução da capacidade instalada ao longo do tempo e da EAR máxima podem ser determinados para cada um dos aproveitamentos do SIN e somados no sistema, levando-se em conta os empreendimentos implantados até o final de cada ano. As duas variáveis combinadas são um indicador da capacidade relativa de regularização no sistema.

RESULTADOS

A figura 1 mostra a evolução da capacidade instalada das 150 usinas de médio e grande porte do SIN, sendo 135 delas em operação e 15 previstas para entrar em operação até 2017. Não estão

incluídas as pequenas centrais hidrelétricas, térmicas e outras fontes. Nota-se que a expansão foi mais acentuada nas décadas de 1970 e 1980, desacelerada na década de 1990 e apresentou uma retomada depois do ano 2000 em diante, supondo que sejam cumpridos os cronogramas de expansão previstos para o período de 2013-2017.

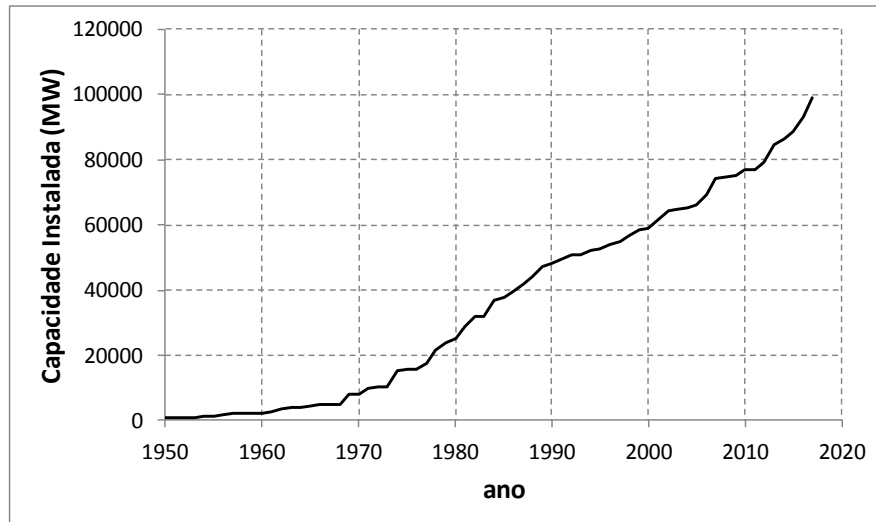


Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de geração hidrelétrica no SIN

A demanda média ao longo do tempo corresponde a uma parte da capacidade máxima, acrescida da complementação térmica, pois ocorrem variações horárias da demanda, restrições de disponibilidade hídrica ou de capacidade de armazenamento e regularização. O sistema é operado para otimizar a geração hidrelétrica, aproveitando a capacidade instalada e de regularização, e minimizar os custos associados a complementação térmica e o risco de déficits.

A figura 2 mostra a evolução da capacidade máxima de armazenamento de energia no SIN. Os maiores acréscimos ocorreram na inauguração e início de operação das usinas com grandes reservatórios de regularização, com destaque para Furnas (1962), Emborcação (1963), Nova Ponte (1979), Itumbiara (1981), Três Marias (1982), Sobradinho (1994) e Serra da Mesa (1998). A existência de novos aproveitamentos a jusante, com reservatório de regulação ou não, também valoriza a água armazenada nos reservatórios à montante, às vezes gerando saltos ainda maiores de aumento da EARmax como os decorrentes do início da operação de Itaipu (1984) e Xingó (1994).

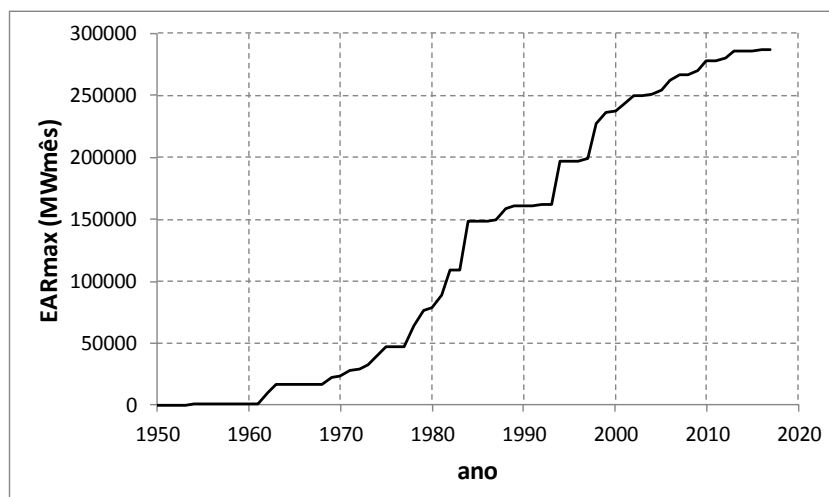


Figura 2 - Evolução da capacidade máxima de armazenamento de energia no SIN

Destaca-se aqui que basta a primeira turbina em operação para compor o valor da EARmax, qualquer nova turbina instalada na mesma usina em anos posteriores aumenta a capacidade instalada, reduz as perdas por vertimentos, mas não afetam mais a EARmax.

O terceiro gráfico (figura 3) mostra a relação entre as duas variáveis: quantos meses correspondem a proporção entre a EARmax e a capacidade instalada. Se a EARmax fosse comparada com a evolução efetiva da demanda os valores seriam maiores, praticamente dobrados, mas deveríamos levar em conta também as parcelas atendidas pelo despacho térmico complementar, assim foram escolhidas apenas as variáveis diretamente ligadas as características físicas das usinas hidrelétricas.

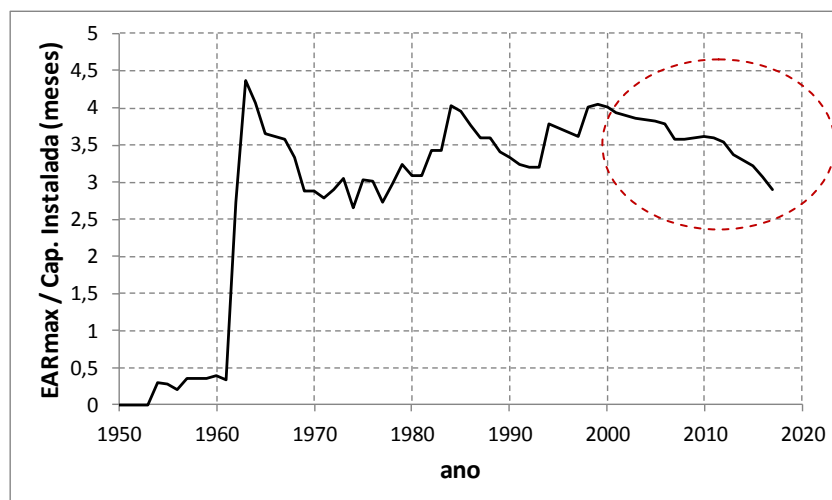


Figura 3 - Evolução da proporção entre as capacidades de armazenamento e de geração de energia

Os trechos anteriores a 2000 são menos significativos para comparação por corresponderem a uma capacidade muito inferior a atual, mas a década de 2000 e a previsão até 2017 de forma ainda mais acentuada indicam uma redução contínua da capacidade relativa de regularização.

Finalmente, a figura 4 mostra a composição da carga por fonte geradora, o nível médio de armazenamento no maior subsistema do SIN que é a região Sudeste e a proporção da geração hidrelétrica no atendimento a demanda de Janeiro de 2000 até Abril de 2013, utilizando dados do histórico da operação do ONS (2013). Destaca-se o período do racionamento em 2001, e desde o final de 2012 o acentuado despacho térmico.

Durante doze anos, observa-se a geração hidrelétrica representou 90% do atendimento a demanda, em uma série oscilando a maior parte do tempo entre 85% e 95%. Nos últimos seis meses, de novembro de 2012 a abril de 2013, com reservatórios em níveis baixos similares aos do racionamento de 2001 (29% em dezembro no Sudeste), mas uma capacidade térmica disponível relativamente maior, justamente o período que na média representa maiores vazões, a geração hidrelétrica representou em média apenas 78% do atendimento a demanda.

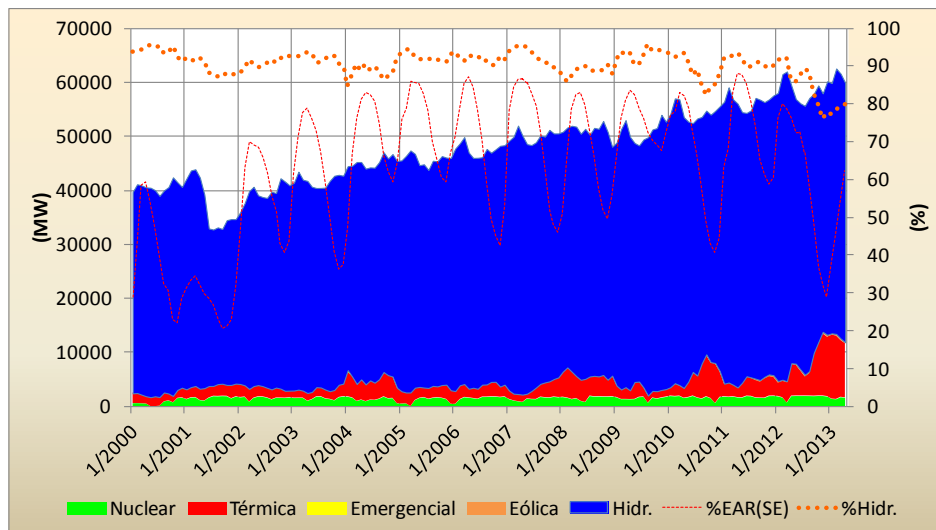


Figura 4 - Composição da carga por fonte geradora, médias mensais

CONCLUSÕES

O trabalho mostrou um panorama histórico com a evolução anual da capacidade instalada e de armazenamento para as 150 usinas de médio e grande porte do Sistema Interligado Nacional, incluindo as 135 usinas existentes mais 15 previstas para entrar em operação até 2017. Para análise, o armazenamento foi convertido em energia armazenada que considera o volume útil e a produtividade média acumulada de uma usina e de todas as demais a jusante, cada uma delas com início de operação em diferentes épocas. Os valores foram calculados desde o início da operação de cada uma delas, a mais antiga em 1908.

Utilizando a proporção entre a energia armazenada máxima e a capacidade instalada como referência, os dados da década de 2000 e a previsão até 2017 de forma ainda mais acentuada indicam uma redução contínua e significativa da capacidade relativa de regularização. Tal redução implica em maior variabilidade sazonal e das incertezas da geração hidrelétrica e a necessidade crescente de ampliar a capacidade instalada e o despacho térmico complementar em proporção bem maior que a do crescimento da demanda. Um exemplo desta situação já é verificado no final de 2012 e início de 2013, quando a geração hidrelétrica saiu da faixa de 85% e 95% do atendimento a demanda para 78%, mais que dobrando o despacho térmico médio exigido, justamente no período de seis meses que na média representaria maiores vazões.

Se por um lado a expansão do sistema hidrelétrico com usinas a fio d'água representa menores impactos ambientais pela construção e operação de novos reservatórios, de outro exige um aumento acelerado da capacidade térmica disponível para despacho não mais de maneira mais constante possível e complementar ao sistema hidrelétrico, mas também para compensar as incertezas decorrentes da redução da capacidade relativa de regularização da geração hidrelétrica.

REFERÊNCIAS

ANEEL (2013). Agência Nacional de Energia Elétrica – www.aneel.gov.br.

- BARROS, M.T.L.; TSAI, F.; YANG, S.; LOPES, J.E.G., YEH, W. (2003). *Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations*. Journal of Water Resources Planning and Management, 129(3), 178-188, doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(2003)129:3(178).
- BARROSO, L.A.; BRITO, M.; PORRUA, F.; FLACH, B.; PEREIRA, M.V. (2010). *Measuring the hydroelectric regularization capacity of the Brazilian hydrothermal system*. In: Power and Energy Society General Meeting – IEEE, Minneapolis, MN. doi: 10.1109/PES.2010.5589738.
- CCEE (2013). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – www.ccee.org.br.
- GOMES, R.O. (2012). *Estudo do impacto da incorporação de usinas hidrelétricas a fio d'água do sistema interligado nacional*. 123 p. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.
- LABADIE, J. (2004). *Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review*. Journal of Water Resources Planning and Management, 130(2), 93-111.
- LOPES, J.E.G. (2007). *Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica*. 141 p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- MOMOH, J. A.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. (1999a). *A review of selected optimal power flow literature to 1993, Part I: Nonlinear and quadratic programming approaches*. IEEE Trans. Syst., 14(1), 96-104.
- MOMOH, J. A.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. (1999b). *A review of selected optimal power flow literature to 1993, Part II: Newton, linear programming and interior point methods*. IEEE Trans. Syst., 14(1), 105-111.
- ONS (2013). Operador Nacional do Sistema Elétrico – www.ons.org.br.
- ONS (2013). *Procedimentos de Rede – Submódulo 23.5 – Critérios para Estudos Hidrológicos*. <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/frmApresentarIO?OpenForm&NumeroIO=23.5>. Acesso em 10 de abr. 2013.
- SIMONOVIC, S.P. (1992). *Reservoir systems analysis: Closing gap between theory and practice*. Journal of Water Resources Planning and Management, 118(3), 262-280.
- YEH, W. (1985). *Reservoir management and operations models: A state of Art Review*. Water Resources Research, 21(2), 1797-1818.
- WURBS, R. (1993). *Reservoir-system simulation and optimization models*. Journal of Water Resources Planning and Management, 119(4), 455-472.
- ZAMBON, R.C. (2008). *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte*. 2008. 104 f. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- ZAMBON, R.C.; BARROS, M.T.L.; LOPES, J.E.G.; BARBOSA, P.S.F.; FRANCATO, A.L.; YEH, W. (2012). *Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation*. Journal of Water Resources Planning and Management, 138(2), 135–143. doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000149.