

# ESTUDO CONCEITUAL DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE BOMBEAMENTO FOTOVOLTAICO PARA ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM USINAS HIDRELÉTRICAS

Alessandro Miranda de Freitas – alessandroamdf@gmail.com

Matheus Pereira Porto – matheusporto@demec.ufmg.br

Grupo de Energias Renováveis da Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Mecânica

**Resumo.** Atualmente há muito interesse em desenvolver sistemas que complementem a geração de eletricidade pelo uso de fontes renováveis, tais como o uso do Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico (AEBH). Como a geração de algumas usinas hidrelétricas brasileiras tem sido reduzida devido à extensão da estação seca, AEBH pode ser um método que reduziria o nível de ociosidade de usinas hidrelétricas (UHE) em regimes críticos. Mediante um sistema de bombeamento acionado pela geração de uma usina solar instalada sobre a superfície do reservatório, água seria acumulada durante períodos de alta vazão afluyente ou baixa demanda de carga e utilizada quando os níveis dos reservatórios estivessem baixos. Simulação com diferentes dimensões de Usinas Solares Fotovoltaicas (USF) provou que esse sistema híbrido (AEBH/USF) pode elevar o potencial de geração em cerca de 15% à longo prazo de uma UHE.

**Palavras-chave:** Armazenamento de energia por bombeamento hidráulico, Usina solar fotovoltaica, Usina hidrelétrica.

## 1. INTRODUÇÃO

Intermitência e dificuldade de previsão são fatores que restringem a expansão das tecnologias fotovoltaicas em regiões tropicais, principalmente devido à forte variabilidade da radiação solar (Webster et al., 1996; Ibrahim et al., 2008). Sobre esse contexto, uma alternativa bem conhecida é a combinação entre Usinas Solares Fotovoltaicas (USF) e o Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico (AEBH), denominado como sistema híbrido AEBH/USF. O AEBH é um sistema visto como o método mais significativo de armazenamento de energia, pois tem alta capacidade para conter elevados volumes energéticos, alta eficiência e consistência, enquanto o custo por unidade de energia é baixo (Deane et al., 2010; Ardizzon et al., 2014).

Esse sistema híbrido é principalmente utilizado como fonte de geração para locais isolados e tem como objetivo complementar o pico de demanda de carga, controle de frequência da rede e geração de energia noturna. O excesso de energia gerada pela USF é destinado ao sistema de bombeamento que eleva a água do reservatório inferior da usina hidrelétrica ao superior (Manolakos et al., 2004; Junhui et al., 2012; Padrón et al., 2011; Zhao et al., 2012; Javanbakht et al., 2013; Ma et al., 2015). Rehman et al. (2015) analisou a qualidade de geração de um AEBH associado à energia solar e eólica em uma UHE específica e recomendou a solar como melhor opção de hibridação. Esse trabalho também provou que o AEBH/UHF tem várias vantagens, tais como flexibilidade de tempo de utilização, resposta rápida, capacidade de suprir as variações bruscas de demanda de carga, além de garantir a estabilidade de tensão e frequência da rede.

Margeta e Glasnovic (2009) apresentaram as principais características de uma UHE reversível modificada para funcionar com uma USF. A viabilidade desse AEBH/UHF foi testada pela sua capacidade de fornecimento de energia elétrica com qualidade aceitável para a ilha de Vis, Croácia. Nesse trabalho foi confirmado que o sistema é real, viável e pode ser instalado com muito sucesso em diferentes localizações e pode ser diferente em tamanho. Margeta e Glasnovic (2010) desenvolveram um modelo matemático para o tamanho ideal da USF. O dimensionamento foi discutido como o fator fundamental para estimar a viabilidade técnica da solução global. Margeta e Glasnovic (2011) avaliaram a possibilidade de melhorar UHE com USF em termos de qualidade de energia e obtiveram resultados favoráveis a essa tecnologia. No entanto, todos os estudos e projetos de viabilidade técnica destinam o armazenamento em curto prazo de utilização e não são desenvolvidos para auxiliarem usinas que tem vazões sazonais intermitentes.

Portanto, devido ao déficit de chuvas e redução do nível dos reservatórios das UHEs brasileiras (Minuzzi et al., 2007, Coelho et al., 2015), o AEBH pode ser usado para complementar a produção no período de seca. Nesse trabalho, nós avaliamos a aplicação do sistema AEBH/USF para a UHE Camargos, que está localizada no sudeste do Brasil. O sistema de bombeamento, ativado pela energia solar, acumula água durante um longo período, ou seja, o sistema armazena energia em formato de potencial hidráulico que vai ser utilizada no período de índices pluviométricos críticos ao funcionamento da usina. O sistema tem a finalidade de ajustar o nível do reservatório e consequentemente otimizar a geração de eletricidade.

## 2. METODOLOGIA

A tipologia climática brasileira é principalmente definida por um verão úmido e um inverno seco (Alves et al., 2005; Minuzi et al., 2007). Consequentemente, um menor volume de água é armazenado nos reservatórios das UHEs nos meses de inverno. Tipicamente, esse problema é amenizado pela baixa demanda de carga do SIN (Sistema Interligado Nacional) nesse período observado pela base de dados da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, 2014).

Entretanto, devido às mudanças climáticas, o ciclo hidrológico não foi regular em relação às médias históricas entre os anos de 2013 a 2015 (Coelho et al., 2015). Portanto, o potencial energético de algumas hidrelétricas está ainda ocioso. Esse problema é representado na Fig. 1b pelo valor do nível do reservatório superior em relação ao mar. Na Fig. 1a foi representada a relação entre a vazão afluente e os índices de evaporação médios da UHE Camargos de 1931 a 2014. Nota-se que na época de seca, correspondente aos meses de 5 a 10, enquanto os valores de vazão afluente são baixos, o coeficiente de evaporação é maior que no período úmido. Entretanto, os parâmetros ambientais médios da usina não estão condizentes com o nível do reservatório no verão 2014/2015, devido ao prolongamento do período seco.

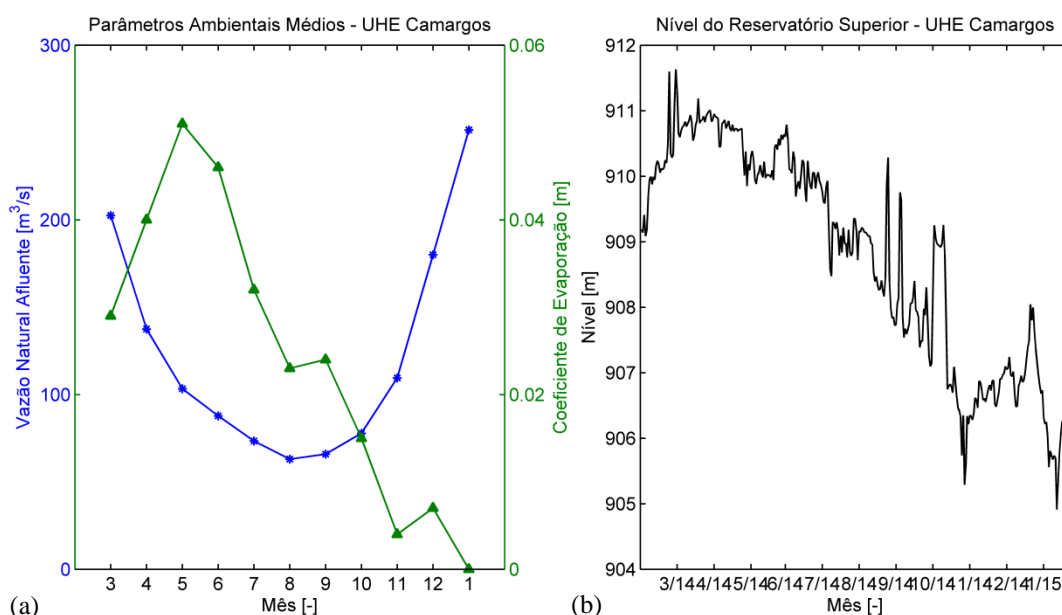


Figura 1 - (a) Parâmetros ambientais médios; (b) Nível do reservatório superior para 2014/2015 na UHE Camargos.

Nesse trabalho foram simulados sistemas híbridos AEBH/USF com três tamanhos diferentes de USF a fim de mitigar a variabilidade sazonal, isto é, o sistema armazenaria energia por um longo prazo para restabelecer o potencial da UHE em períodos críticos, como entre os meses de 10/14 a 1/15. A energia solar é armazenada em formato gravitacional mediante ao bombeamento da água do reservatório inferior para o reservatório superior da UHE Camargos.

### 2.1 Volume bombeado

A USF instalada sobre a superfície do reservatório superior acionaria um sistema de bombeamento, que seria instalado na casa de máquinas. Esse sistema de bombeamento receberia toda a energia produzida pela USF e seria projetado para trabalhar de acordo com a disponibilidade de irradiação solar. Uma das vantagens desse tipo de instalação é a barreira contra a evaporação da área na qual os painéis foram instalados. Entretanto, isso é insignificante neste trabalho devido à área de 73.360.000 m<sup>2</sup> do reservatório em análise.

Dados de irradiação solar para a cidade de Cachoeira Paulista (22°41' S, 45°00' W) foram obtidos do banco de dados SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados). Essa estação foi escolhida pela mínima distância da UHE Camargos (21°20' S, 44°37' W). Mesmo os valores não sendo exatos, isso é uma boa aproximação para a simulação em termos de semelhanças atmosféricas e ângulos de declinação solar.

Como o sinal de irradiação que incide sob o painel é extremamente variável, é evidente que o processo de bombeamento opera em regime transiente, devido à variação de vazão mássica bombeada. A variabilidade solar pode ser consequência de três fatores: translação da Terra, efeito cosseno ao longo do dia e condições atmosféricas. A fim de amenizar esses efeitos, o sistema é analisado pela primeira lei da termodinâmica em regime permanente sobre alta resolução do sinal de radiação. Portanto para mitigar os efeitos do tempo em relação aos fatores citados, trabalha-se com dados de minuto a minuto.

Com o objetivo de determinar a vazão mássica por minuto que é inserida ao reservatório superior, foi considerado um volume de controle que envolve o sistema de bombeamento e tangencia as superfícies dos reservatórios superior e inferior. Como os reservatórios são abertos, a pressão atuante em um ponto de cada superfície é igual à atmosférica e a velocidade do escoamento é nula. Portanto, a equação da energia do volume de controle entre esses dois pontos é simplificado em:

$$h_{ps} = (z_b - z_a) + h_{loss} \quad (1)$$

Onde  $h_{ps}$  é a carga útil do sistema de bombeamento fornecida à água por minuto. Os valores de  $z_b$  e  $z_a$  indicam os níveis dos pontos nas superfícies superior e inferior dos reservatórios da usina. A perda de carga da tubulação principal,  $h_{loss}$ , pode ser determinada por:

$$h_{loss} = f * \frac{L}{D} * \frac{Vel^2}{2g} \quad (2)$$

Onde  $L$  é o comprimento do duto principal e pode ser aproximado em 25 metros e  $g$  é a aceleração da gravidade ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ). O  $f$  é o coeficiente de fator de atrito e pode ser calculado pela relação de Darcy-Weisbach:

$$f = \left( \frac{1}{-2 * \log \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re * \sqrt{f}} \right)} \right)^2 \quad (3)$$

O símbolo  $\varepsilon$  representa o coeficiente de rugosidade absoluta do material, que foi considerada como  $0,000045 \text{ m}$  (aço comercial). O número de Reynolds,  $Re$ , pode ser dado por:

$$Re = \frac{\rho * Vel * D}{\mu} \quad (4)$$

Onde  $Vel$  é a velocidade de escoamento na tubulação principal e pode ser determinado por:

$$Vel = \frac{4 * Q}{\pi * D^2} \quad (5)$$

O diâmetro da tubulação principal é representado por  $D$ . A vazão volumétrica ( $Q$ ) do escoamento no duto principal pode ser relacionada com a potência elétrica de saída ( $W_e$ ) do gerador fotovoltaico:

$$Q = \frac{W_e * \eta_{p-e}}{\rho * g * h_{ps}} \quad (6)$$

$$W_e = A_t * \eta_m * [1 - \alpha_c * (T_c - T_0)] * \eta_{i/c} * I_g \quad (7)$$

Onde  $\eta_{p-e}$  representa o rendimento do conjunto moto-bomba e foi considerado em 0,8 para as simulações presentes nesse trabalho. Como a  $W_e$  que alimenta o sistema de bombeamento depende da irradiação solar ( $I_g$ ), consequentemente a  $Q$  do sistema é variável. Na eq. 7,  $A_t$ ,  $\eta_m$ ,  $\alpha_c$ ,  $T_c$ ,  $T_0$ ,  $\eta_{i/c}$  representam a área efetiva dos painéis solares, rendimento do módulo fotovoltaico, coeficiente de temperatura, temperatura das células em operação, temperatura de referência e rendimento do inversor ou do conversor, respectivamente.

Tabela 1 - Valores considerados para a simulação.

$\eta_m$	$\alpha_c$ (°C)	$T_c$ (°C)	$T_0$ (°C)	$\eta_{i/c}$
0,17	0,004	40	25	0,96

Os geradores fotovoltaicos simulados foram de três áreas:  $1.000 \text{ m}^2$ ,  $10.000 \text{ m}^2$  e  $50.000 \text{ m}^2$ . Os valores de  $I_g$  são tomados de minuto a minuto a partir de 12 de março de 2014 a 31 de janeiro de 2015. O diâmetro das tubulações foram

limitados de acordo com a velocidade econômica de 3 m/s, como normatizada pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). Além disso, o diâmetro do duto principal foi condicionado de forma a se obter valores de  $h_{loss}$  inferiores a 30%. Sob essas considerações, os diâmetros das tubulações para cada sistema AEBH/USF foram tomados de acordo com a Tab. 2.

Tabela 2 - Dimensionamento do sistema fotovoltaico e de bombeamento.

Área (m <sup>2</sup> )	1.000	10.000	50.000
Nº de dutos principais	1	1	2
Diâmetro (m)	0,8	1,6	1,6

Como o diâmetro e o número de tubulações principais estão relacionados com  $Q$ , infere-se que a otimização geométrica do sistema de bombeamento poderia favorecer o armazenamento de água. A conjugação entre diâmetro e custo do sistema pode ser melhor analisada a fim de tornar o sistema mais viável economicamente.

A quantidade de energia armazenada está relacionada com o volume total armazenado pelo reservatório superior, pois o nível de água seria aumentado. Então, o valor de  $Q$ , foi integrado a cada minuto e somado durante cada dia para se obter o volume armazenado diário.

## 2.2 Volume armazenado e potencial de geração da UHE Camargos

O volume bombeado proveniente dos três geradores fotovoltaicos simulados altera o nível do reservatório superior e também a quantidade de volume evaporado, pois a área também é elevada. A relação entre nível, área e volume do reservatório da UHE Camargos foi obtida por funções polinomiais, disponíveis no software livre HydroData.

$$L_U = 2,79 * 10^{-11} * V_U^4 + 7,74 * 10^{-8} * V_U^3 - 7,71 * 10^{-5} * V_U^2 + 5,35 * 10^{-2} * V_U + 8,94 * 10^2 \quad (8)$$

$$A_S = -3,2866 * 10^1 * L_U + 1,3334 * 10^4 \quad (7)$$

Onde  $V_U$ ,  $L_U$  e  $A_S$  é o volume, nível e área superficial do reservatório superior, respectivamente. Dados referentes ao reservatório da UHE Camargos foram obtidos através da série histórica da ANA (Agência Nacional das Águas).

Uma parcela considerável perdida diariamente corresponde ao volume evaporado ( $V_{ev}$ ) e pode ser calculado através dos coeficientes de evaporação médio ( $c_{ev}$ ):

$$V_{ev} = A_S * c_{ev} \quad (10)$$

Portanto, o volume armazenado diariamente ( $V_{S'}$ ) pode ser descrito pela seguinte equação:

$$V_{S'} = V_p + V_{pump} + V_{ev'} - V_{ev''} \quad (11)$$

Onde  $V_p$  e  $V_{pump}$  representam a parcela natural e a parcela bombeada pelo sistema de bombeamento. Os valores de  $V_{ev'}$  e  $V_{ev''}$  correspondem ao volume natural evaporado e ao volume evaporado após o bombeamento. Apesar dessa diferença entre volumes evaporados, devido à elevação da área do reservatório, representar apenas uma pequena parcela do sistema, sua soma durante vários dias é significativa.

O objetivo desse trabalho é analisar o aumento do nível do reservatório através do acúmulo de água durante o período não crítico de vazão natural ou de demanda de carga menor. Portanto, foi calculada a soma acumulada para cada dia do período analisado que pode ser escrito de acordo com a seguinte relação:

$$V_S(t) = V_{S'}(t) + V_{pump}(t-1) + V_{ev'}(t-1) - V_{ev''}(t-1) \quad (12)$$

O volume armazenado acumulado diariamente é representado por  $V_S(t)$ . Onde  $t$  indica o número do dia do período analisado e pode variar de 1 (12 de março de 2014) a 322 (31 de janeiro de 2015).

A potência máxima ( $P_{max}$ ) pode ser correlacionada com a queda líquida ( $H_{ef}$ ) e calculada como:

$$P_{max} = 0,01051 * H_{ef}^2 + 1,723 * H_{ef} - 2,791 \quad (13)$$

$$H_{ef} = (L_U - L_l) * (1 - C_{lp}) \quad (14)$$

Onde  $L_l$  é o nível do canal de fuga em relação ao mar. Isso é dado através das correlações experimentais considerando a vazão defluente e foi determinado como um valor constante de 886,10 metros para a UHE de Camargos

pelo software HydroData. O coeficiente de perda de carga característico do conduto forçado ( $C_{lp}$ ) da UHE Camargos corresponde a  $0,031$ , também segundo o software HydroData.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O volume bombeado varia anualmente de acordo com a disponibilidade de irradiação solar, como mostrado na Fig. 2. Entre os meses de maio e outubro, que estão associados a menor intensidade de irradiação, menor volume pode ser armazenado pelo sistema de bombeamento no reservatório superior.

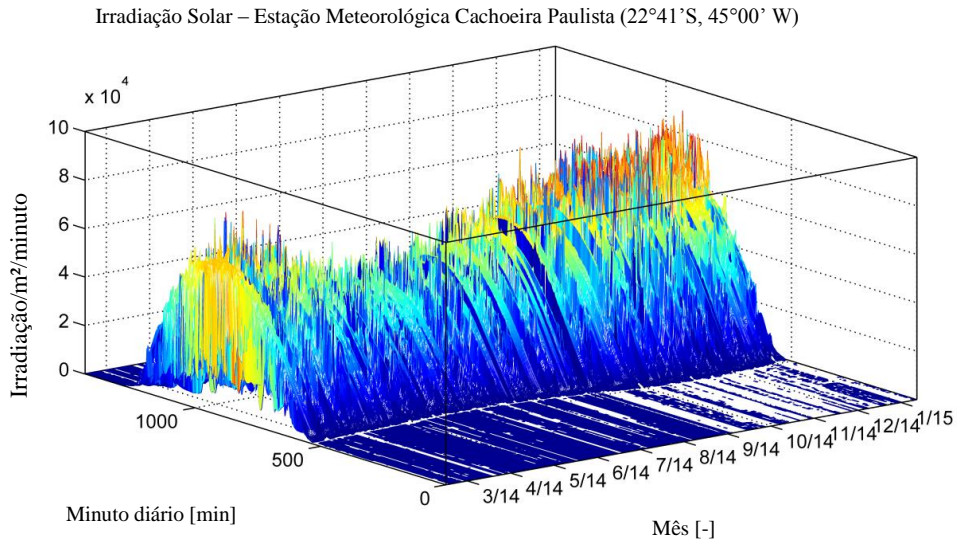


Figura 2 - Sinal de Irradiação Solar na estação meteorológica mais próxima da UHE Camargos.

Como o intuito é armazenar energia ao longo prazo, a ineficiência do sistema durante os meses de inverno não representa necessariamente um problema do sistema AEBH/USF.

A vazão máxima turbinada também está relacionada com o nível do reservatório superior, pois a diferença de altura dos reservatórios define a queda líquida, como foi demonstrado pela Eq. (14). Como resultado disso, a elevação do nível do reservatório superior proporciona maior potencial de vazão a ser turbinada, como provado pela Fig. 3.

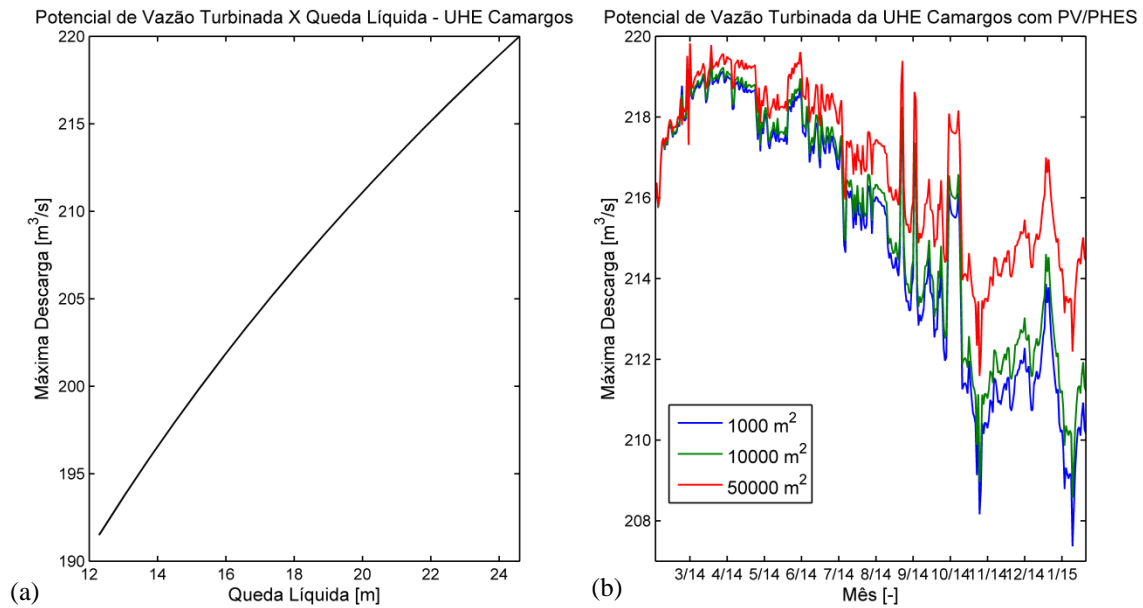


Figura 3 - (a) Correlação entre Queda Líquida e Máxima Descarga da UHE Camargos; (b) Elevação da máxima descarga da UHE Camargos com o sistema híbrido AEBH/USF ( $1000m^2$ ,  $10000m^2$ ,  $50000m^2$ ).

Os resultados desenvolvidos mediante a planta de  $1.000 m^2$  de painéis fotovoltaicos não apresentou melhoras significativas, como pode ser observado na Fig. 4. Para os sistemas de  $10.000 m^2$  e  $50.000 m^2$ , entretanto, os resultados

são mais relevantes. Para o início do período úmido, isto é, entre novembro de 2014 e janeiro de 2015 o acúmulo de água aumentou em cerca de 2 metros o nível do reservatório que possui uma área de 73.360.000 m<sup>2</sup>.

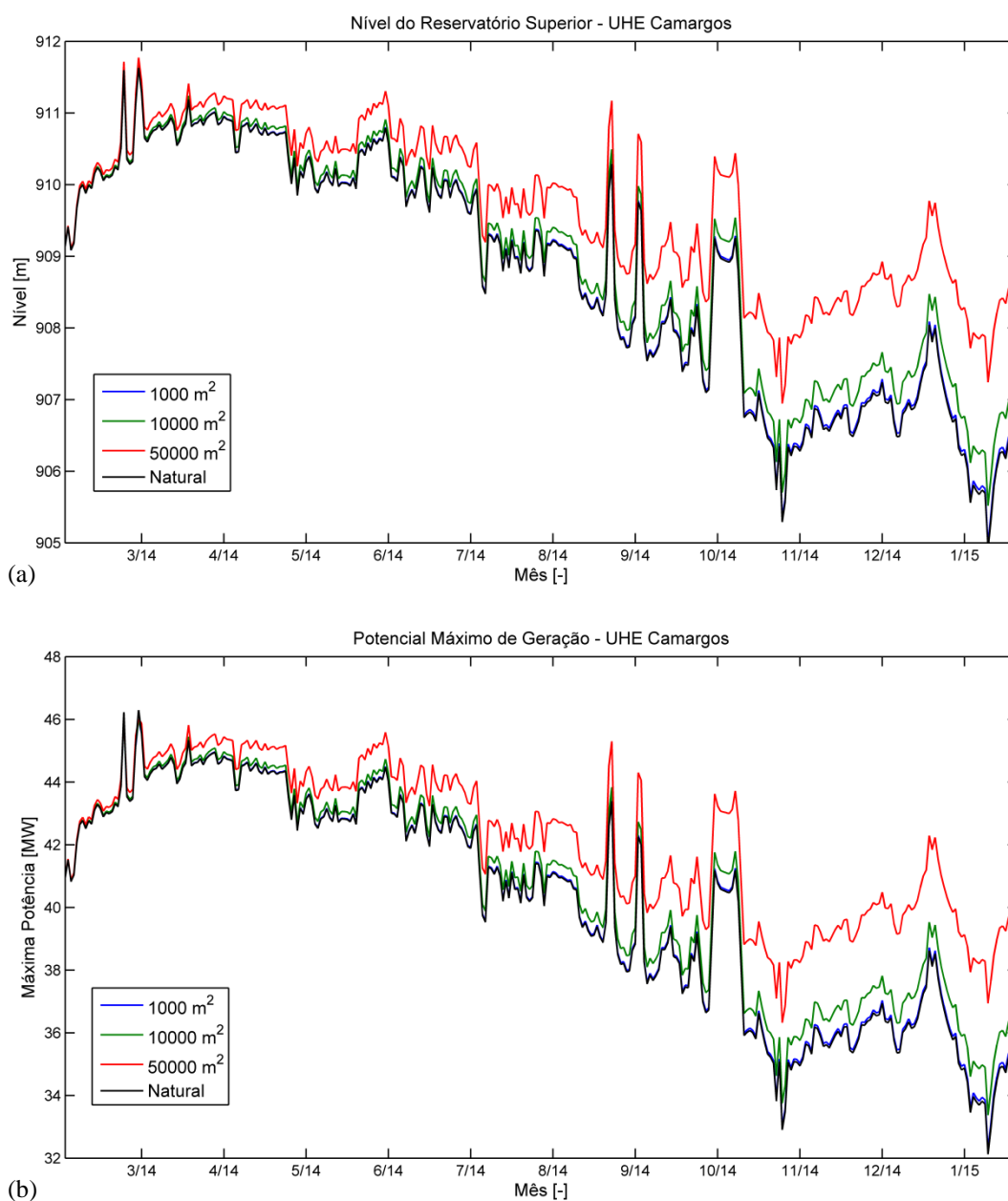


Figura 4 - Efeitos do sistema AEBH/USF. (a) Elevação do Nível do Reservatório; (b) Elevação do Potência Máxima da UHE Camargos.

Na Fig. 4b, observa-se que a variação da potência máxima da UHE Camargos para a situação natural do reservatório e para os sistemas simulados. Devido às mudanças climáticas e o prolongamento da estação seca, o potencial máximo natural do sistema sem armazenamento não é restabelecida de acordo com a média histórica, enquanto a demanda é restaurada para seus valores médios. Nesse período crítico o sistema AEBH/USF – 50.000 m<sup>2</sup> elevaria a potência máxima por até 5 MW. Com isso, a geração de energia elétrica através das usinas termelétricas poderia ser parcialmente evitada.

Em reservatórios com áreas menores à da UHE Camargos, esse tipo de sistema híbrido de armazenamento de energia pode elevar significativamente o potencial energético da UHE em regimes críticos com baixos níveis do reservatório.

#### 4. CONCLUSÃO

A otimização do potencial de geração da Usina Hidrelétrica de Camargos foi cerca de até 15% no período crítico considerado, provando a viabilidade do sistema para o local analisado. Energia solar, que é altamente variável foi convertida em energia contínua e estável. Portanto, intervenções renováveis como a abordada nesse trabalho podem ser usadas para complementar as fontes de geração de energia elétrica com regimes intermitentes, tais como usinas hidrelétricas que tem seu potencial afetado em períodos de baixa vazão afluente e alto índice de evaporação.

Armazenamento de energia renovável pode ser usado para vários problemas, tais como a regularização de frequência de rede e mitigação de variabilidade de geração volátil. Entretanto, nesse trabalho foi proposta uma abordagem em longo prazo, de acordo com o problema ambiental atual do Brasil. Esse tipo de sistema amenizaria a redução de produção em períodos críticos de geração de energia da usina hidrelétrica.

#### *Agradecimentos*

Esse trabalho teve auxílio do Laboratório de Termometria e do Grupo de Energias Renováveis da Universidade Federal de Minas Gerais.

#### REFERÊNCIAS

- Agente Nacional de Águas (ANA), disponível em [www.ana.gov.br](http://www.ana.gov.br). Acessado em 1/11/2015.
- Alves, L., M., Morango, J., A., Camargo, J., H., Castro, C, 2005. Início da estação chuvosa na região Sudeste do Brasil. Parte 1 – Estudos observacionais, *Revista Brasileira de Meteorologia* 20, p. 388.
- Ardizzon, G. Cavazzini, G., Pavesi, G., 2014. A new generation of small hydro and pumped hydro power plants: advances and futures challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 31, p. 746.
- Coelho, C., A., S., Oliveira, C., P., Ambrizzi, T., Reboita, M., S., Carpenedo, C., B., Campos, J., L., P., S., Tomaziello, A., C., N., Pampuch, L., A., Custódio, M., S., Dutra, L., M., M., Rocha, R., P., Rehbein, A., 2015. The 2014 southeast Brazil austral summer drought: regional scale mechanisms and teleconnections, *Climate Dynamics* 45, p. 1.
- Glasnovic, Z., Margeta, J., 2009. The features of sustainable solar hydroelectric power plant, *Renewable Energy* 34, p. 1742.
- Javanbakht, P., Mohagheghi, S., Simoes, M., G., 2013. Transient performance analysis of a small-scale PV-PHS power plant fed by a SVPWM drive applied for a distribution system, *Energy conversion congress and exposition (ECCE)*, IEEE, p. 4532.
- Junhui, Z., Graves, K., Caisheng, W., Gene, L., Chih-Ping, Y., 2012. A hybrid electric/hydro storage solution for standalone photovoltaic applications in remote areas. In: *Power and energy society general meeting*, IEEE, p. 1–6.
- Ma, T., Yang, H., Lu, L., Peng, J., 2015. Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: modeling and techno-economic optimization. *Applied Energy* 137, p. 649.
- Manolakos, D., Papadakis, G., Papantonis, D., Kyritsis, S., 2004. A stand-alone photovoltaic power system for remote villages using pumped water energy storage, *Energy* 29, p. 57.
- Margeta, J., Glasnovic, Z., 2010. Feasibility of the green energy production by hybrid solar/hydropower system in Europe and similar climate areas, *Renewable Sustainable Energy Reviews* 14, p. 1580.
- Margeta, J., Glasnovic, Z., 2011. Introduction of PV energy into an existing HEP, *IEEE Trans Energy Convers* 26, p. 717.
- Margeta, J., Glasnovic, Z., 2011. Role of water-energy storage in PV-PSH power plant development, *J Energy Eng* 137, p. 187.
- Minuzzi, R., B., Sedyama, G., C., Barbosa, E., M., Junior, J., C., F., M., 2007. Climatologia do comportamento do período chuvoso da região sudeste do Brasil, *Revista Brasileira de Meteorologia* 22, p. 338.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS), disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acessado em 5/11/2015.
- Padrón, S., Medina, J., F., Rodríguez, A., 2011. Analysis of a pumped storage system to increase the penetration level of renewable energy in isolated power systems Gran Canaria: a case study, *Energy* 36, p. 6753.
- Rehman, S., Al-Hadhrami, L., M., Alam, M., M., 2015. Pumped hydro energy storage system: a technological review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44, p. 586.
- Sistema Nacional de Organização de Dados (SONDA), disponível em [www.sonda.ccst.inpe.br](http://www.sonda.ccst.inpe.br). Acessado em 20/10/2015.
- Zhao, J., Graves, K., Wang, C., 2012. A hybrid electric/hydro storage solution for standalone photovoltaic applications in remote areas, *Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, p. 1.

## CONCEPTUAL DESIGN OF A HYBRID PV/PHESS SYSTEM FOR ENERGY STORAGE IN HYDROELECTRIC POWER PLANTS

**Abstract.** *Currently there is much concern in developing systems that optimize the electricity generation by using renewable source, such as the use of Pumped Hydro Energy Storage (PHES). As some hydroelectric plants go through generation reduction due to extension of dry season, PHES can be a way to enable the hydroelectric power plant generation under the dry periods. This work evaluated the deployment of a hybrid PV / PHES system for a particular hydroelectric power plant in order to increase its potential in critic periods. A pumping system powered by a photovoltaic generator installed on reservoir surface is used to store energy in the upper reservoir. Simulations between different areas of Photovoltaic Solar Farms (PVF) proved that this system can optimize the electricity generation about 15% for a long term.*

**Key words:** *Pumped hydro energy storage, Solar photovoltaic farm, Hydroelectric power plant.*