

## CENTRAIS FOTOVOLTAICAS CONSORCIADAS A CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS (CGHS) E A SISTEMAS REVERSÍVEIS (UHRS) - UM ESTUDO DE CASO DA PCH REPI

Gabriel H. F. Gonzalez<sup>1</sup> (IC), Prof. Doutor Carlos Barreira Martinez(PQ)<sup>1</sup>  
 Universidade Federal De Itajubá.

**Palavras-chave:** Energia solar. Energia Limpa. Pequenas Centrais Hidrelétricas.

### Introdução

A Geração de energia elétrica no Brasil provém em sua maioria das usinas hidrelétricas que são responsáveis por cerca de 60% da produção energética nacional. A fim de aumentar o uso da energia fotovoltaica e dar mais segurança ao Sistema Elétrico Brasileiro nas épocas de seca, este trabalho teve como objetivo estudar a implementação de usinas solares dentro dos reservatórios de usinas hidrelétricas, em especial na PCH REPI, localizada em Wenceslau Braz, Minas Gerais.

### Metodologia

O estudo foi realizado levando em consideração principalmente a viabilidade econômica do empreendimento, bem como seus impactos ambientais. Para tanto, utilizou-se o Método do Custo Nivelado (LCOE) que é uma razão entre os custos de investimento (CAPEX) operação e manutenção (OPEX) e o custo de abandono (ABEX). Além disso calculou-se o fator de capacidade da usina, o período de retorno do investimento e o cálculo de toda a energia gerada pelo sistema. Estimou-se também os custos específicos do sistema fotovoltaico que inclui os painéis, flutuadores, inversores, custos de construção. Essa estimativa variou de acordo com a angulação das placas com relação a horizontal. Notou-se que há uma relação direta entre o ângulo da placa, a produtividade e o custo de construção. A Tabela 1 relaciona o ângulo das placas com a produtividade.

|                      |     |     |     |    |    |
|----------------------|-----|-----|-----|----|----|
| Ângulo de inclinação | 30° | 20° | 10° | 5° | 0° |
|----------------------|-----|-----|-----|----|----|

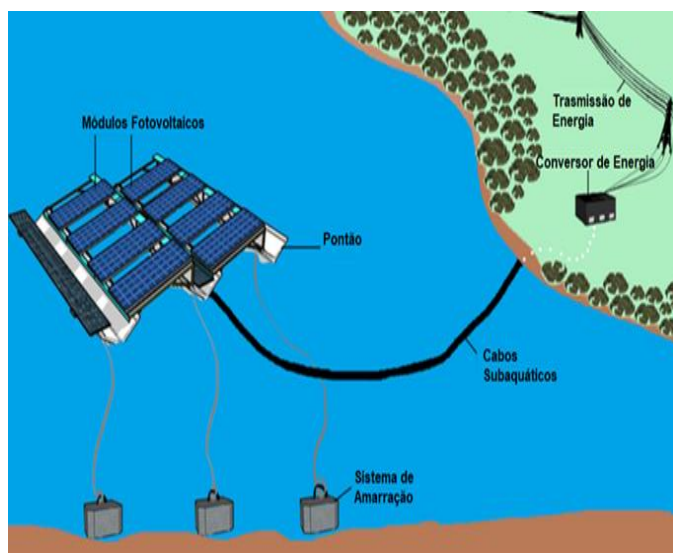
|   |      |      |      |       |     |
|---|------|------|------|-------|-----|
| Irradiação normal direta (kWh/m2 dia)     | 4,47 | 4,47 | 4,39 | 4,288 | 4,1 |
| Irradiação horizontal global (kWh/m2 dia) | 5,22 | 5,22 | 5,12 | 5,005 | 4,8 |
| Irradiação horizontal difusa (kWh/m2 dia) | 2,13 | 2,13 | 2,09 | 2,046 | 1,9 |

Tabela 1- Irradiação Média.

Percebe-se que quanto maior a inclinação das placas fotovoltaicas maior sua produtividade, sendo a inclinação ideal para o local do reservatório é de 22,5° que é a latitude local. Neste trabalho utilizou-se a recomendação de que a capacidade da usina fotovoltaica flutuante fosse idêntica a da UHE, desta forma. Assim para se instalar os 3,34 MW seriam necessários 40.500 m<sup>2</sup> que representa uma área de 23% do reservatório auxiliar da PCH REPI, atingindo assim o objetivo de geração. Outro fator importante levado em consideração neste

projeto foi a seleção dos flutuadores que devem ser capazes de suportar a carga das placas solares e ainda oferecer estabilidade para o sistema dentro da água. Deste modo as características principais dos flutuadores são : Resistir a variação de temperatura, ter facilidade para se adaptar ao nível de água do reservatório, ter vida útil de pelo menos 30 anos, ser feito de material reciclável e não tóxico. Além dos flutuadores deve se acoplar um sistema eficiente de ancoragem a estrutura a fim de mantê-la sempre na mesma posição. A conexão da estrutura flutuante e a subestação deve se realizar com cabos subaquáticos que correm menor risco de rompimento

Figura 1-Componentes do sistema flutuante fotovoltaico

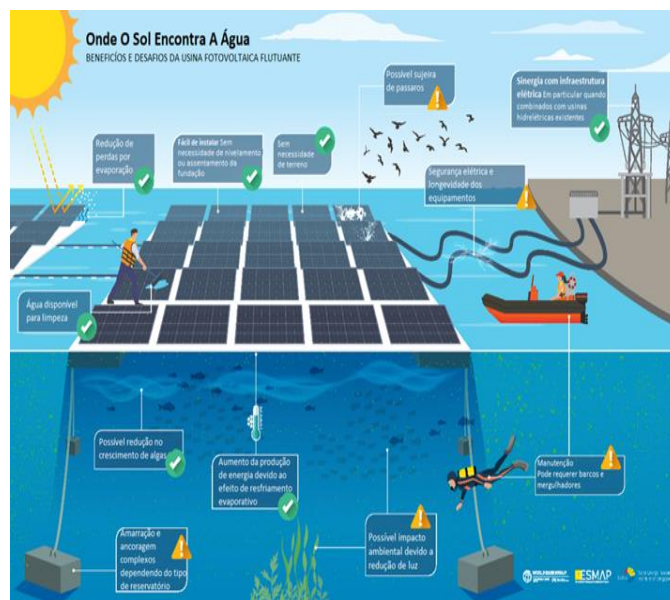


Fonte: Adaptado de (Rodrigues, Ramalho, & Medeiros, 2020).

Os benefícios de uma central fotovoltaica flutuante são o maior controle de temperatura nas placas, o que favorece a eficiência e a geração de energia enquanto pode reduzir muito a evaporação dos reservatórios em que estão instaladas. Outro ponto é que se deixa de usar terras produtivas para a geração fotovoltaica, aproveitando melhor o espaço. A estrutura flutuante também privilegia a ictiofauna pois é responsável por criar um “efeito Coral” dentro dos reservatórios aumentando até certo ponto a disponibilidade de oxigênio e matéria orgânica dentro do lago. Deve-se tomar cuidado com a porcentagem de cobertura da usina solar em relação a área do reservatório pois dependendo dessa cobertura pode haver falta de luz solar no fundo do reservatório havendo assim a diminuição da atividade fotossintética e conseqüente falta de oxigênio naquele ambiente, o que pode ocasionar a longo prazo o processo de eutrofização, morte de peixes e prejuízos

para a própria geração hidroelétrica.

Figura 2- Benefícios e desafios das UFF.



Fonte: World Bank Group; SERIS; ESMAP (2019)

## Resultados e discussão

Os resultados obtidos para o sistema com 25° de inclinação, próximo a latitude local foi um LCOE de 552,00 R\$/MWh enquanto para uma inclinação de apenas 5° o valor encontrado foi de 523 R\$/MWh. Essa diferença se deu principalmente pelo custo dos sistema de sustentação das placas. Por este motivo escolheu-se o arranjo com 5° de inclinação. O período de retorno foi fortemente influenciado pelo preço da energia elétrica considerada, variando de 19 anos para um valor médio de 0,39 R\$/kWh e 8 anos para 0,78 R\$/kWh. Considerou-se que o sistema flutuante tenha plena capacidade de compensar a geração da PCH nos períodos críticos, auxiliando no suprimento da demanda.

Considerou-se que para a PCH REPI tenha capacidade de compensar a geração solar em seu período crítico, o valor da potência nominal da CFVF deve ser limitado a capacidade da instalação Fang et al. (2017). Como a PCH REPI possui uma potência de pico de 3,34MW, podemos considerar a potência de pico para CFVF, com a modulação apresentada anteriormente, como de 3,375MW ocupando uma área de 40.500 m2 do

reservatório da PCH equivalente a 23% do espelho d'água do reservatório auxiliar. Conhecendo a inclinação ótima e a potência de pico das CFVF, pode-se estimar a geração PV anual e mensal. Pode-se observar que o fator de capacidade que foi de 31,5 % para o ano de 2014, poderia ser elevado para 46% caso os sistemas flutuantes fossem instalados.

### Conclusões

Este trabalho apresentou os estudos de instalação de uma central fotovoltaica flutuante de 3,375 MW no reservatório auxiliar do complexo da PCH REPI, situada em Wenceslau Braz MG, como alternativa de geração consorciada. Nos estudos considerou-se que as duas usinas devem ser conectadas ao sistema elétrico por meio da mesma subestação. Essa alternativa pode reduzir a variabilidade e intermitência da fonte de energia fotovoltaica e melhorar a qualidade da energia, que é um dos maiores obstáculos das aplicações em larga escala em sistemas elétricos. Outro limitante é o custo das instalações e, portanto, fez-se uma análise de custos e do tempo de retorno para essa central e econômica das várias variáveis de projeto de um sistema fotovoltaico flutuante foi apresentada. A análise dos resultados mostrou que para uma taxa de interesse de 10% a/a o tempo de retorno pode variar de 8 anos para o valor de R\$ 0,78/kWh para 19 anos para um valor de R\$ 0,39/kWh. Outra conclusão é que a instalação da CFVF pode elevar o fator de capacidade da PCH aumentando o bloco de energia despachado pela mesma. Os autores sugerem que mais estudos sejam desenvolvidos de forma a se verificar a viabilidade dessa alternativa.

### Agradecimento

Ao CNPq pelo apoio financeiro e incentivo à pesquisa científica. Ao Professor Doutor Carlos Martinez pelos ensinamentos e acompanhamento e a minha família pelo apoio e carinho.

### Referências

AGHAHOSSEINI, A. *et al.* (2017). “Analysis of 100% renewable energy for Iran in 2030: integrating solar PV,

wind energy and storage”. International Journal of Environmental Science and Technology.

AN, Y. *et al.* (2015). “Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling”. Journal Renewable Sustainable Energy, v. 7.

BUI, P. A. (2019). “Assessing the technical, economic, and environmental feasibility of floating solar power generation on water reservoirs in vietnam”. The Faculty of Humboldt State University.

CAZZANIGA, R. (2020). “Floating PV Structures”. Academic Press, p. 33-45.

CEMIG. Cemig, (2021). Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>>. Acesso em: 18 Maio 2021.

FANG, W. *et al.* (2017). “Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: A case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant”. Energy Conversion and Management, Elsevier Ltd, v. 136, p. 161–172.

FARFAN, J.; BREYER, C. (2017) “Structural changes of global power generation capacity towards sustainability and the risk of stranded investments supported by a sustainability indicator”. Journal of Cleaner Production, p. 141, 370-384.

GIELEN, D. (2012) “Renewable energy technologies: cost analysis series–wind power”. International Renewable Energy Agency. ISSN IRENA Working Paper.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. (2012). “Photovoltaic Degradation Rates -- An Analytical”, 09 Fevereiro 2020. Disponível em: <<http://www.osti.gov/bridge>>>.

KOUGIAS, I. *et al.* A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems 87 2016. Renewable Energy, v. 87 , p. 1023-1030, 2016.

KRISHNAVENI, P. A.; VIGNESHKUMAR, D. (2016). “International Journal of Current Research and Modern Education”. A survey on floating solar power system.

LOPES, M. P. C. (2020) “Usinas fotovoltaicas flutuantes como alternativa para a geração de energia e redução da evaporação em açudes do semiárido brasileiro”. Rio de

Janeiro. 2020.

OLIVEIRA-PINTO, S.; STOKKERMANS, J. (2020) “*Assessment of the potential of different floating solar technologies: Overview and analysis of different case studies*”. *Energy Conversion and Management*, v. 211, ISSN 112747.

PVSYST. (2017) PVsyst v6.63 - Trial, versão 6.63. Universidade de Geneva. [S.l.].

RODRIGUES, I. S.; RAMALHO, G. L. B.; MEDEIROS, P. H. A. (2020). “*Potential of floating photovoltaic plant in a tropical reservoir in Brazil*”. *Journal of Environmental Planning and Management*.

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M. (2017) “*The Floating PV Plant*”. [S.l.]: Academic Press, Cap. 5.

SACRAMENTO, E. M. *et al.* (2015). “*Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs*”. *IET Renew. Power Gener*, v. 9, n. 8, p. 1019–1024.

SANTAFÉ, M. R. *et al.* (2014). “*Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs*”. *Energy*, v. 67, p. 246–55.

SILVÉRIO, N. M. *et al.* (2017). “*Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin*”.