

PREVISÃO DA TEMPERATURA E DO DESEMPENHO DO GERADOR FOTVOLTAICO FLUTUANTE A PARTIR DE SUAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS MEDIDAS EM REAIS CONDIÇÕES AMBIENTAIS

Olga de C. Vilela¹, Tarsicio S. Bacelar², Naum Fraidenraich¹, Elielza Moura de S. Barbosa¹

¹Universidade Federal de Pernambuco- Departamento de Energia Nuclear UFPE/DEN

² Curso de Pós-graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares – PROTEN/UFPE/DEN

Recibido 16/08/19, aceptado 22/10/19

RESUMO: Este trabalho apresenta uma metodologia para a estimativa da temperatura de módulos fotovoltaicos quando em condições ambientais reais de operação e os resultados obtidos no caso da Usina Fotovoltaica Flutuante da Hidroelétrica de Sobradinho-BR (-9°35'; -40°50'). Utiliza dados experimentais locais medidos, em tempo real, por oito meses, das características elétricas e as temperaturas do módulo e seu flutuador, simultaneamente, com parâmetros climatológicos. Os resultados comprovam a forte dependência da temperatura de operação, portanto, da potência gerada com as condições climáticas locais, determinantes nas perdas térmicas do módulo. Para os sistemas flutuantes destaca-se a troca de calor módulo - flutuador por convecção, as quais representam o maior percentual, 67% da perda total e podem ser fortemente impactadas pela possibilidade ou não de aeração na região entre o módulos e seu flutuador. A escolha do tipo de flutuador é, portanto, de grande relevância no projeto de sistemas FV flutuantes.

Palavras chaves: Temperatura e eficiência de operação do módulo fotovoltaico, Usina fotovoltaica flutuante, Geração fotovoltaica

INTRODUÇÃO

O tema temperatura de operação de módulos fotovoltaicos foi bastante estudado para aplicações de produção de energia solar em terra como pode visto a seguir. Entretanto, trabalhos que tratam da análise desse aspecto em meio aquático são ainda escassos. O aprofundamento do conhecimento sobre esse tema vem ao encontro da necessidade de estimar a produção de energia elétrica de módulos fotovoltaicos instalados em lagos de hidroelétricas, no caso particular, da Usina Fotovoltaica Flutuante (UFF) em instalação no reservatório da Usina Hidroelétrica de Sobradinho (UHE-Sobradinho), localizada no Nordeste do Brasil, onde as características de operação de geradores fotovoltaico-flutuantes ainda não foram medidas.

A eficiência de operação do módulo fotovoltaico, assim como da potência elétrica gerada varia em função da irradiância solar incidente em seu plano e da sua temperatura de operação. A temperatura de operação do módulo, por sua vez, se estabelece em função das características do módulo, das condições meteorológicas ambientais: temperatura e umidade ambiente, irradiância incidente, velocidade e direção do vento e das características do ambiente no entorno.

Modelos de estimativa da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos são apresentados em um vasto acervo na literatura (Skoplaki e Palyvos, 2009; Kurnik *et al.*, 2011; Dubey *et al.*, 2013). Desde modelos estacionários simplificados até modelos computacionais sofisticados que consideram o comportamento transiente do módulo sob os efeitos das variações das condições meteorológicas,

(Olukan e Emziane, 2014). Normalmente, os modelos baseados em balanços de energia, permitem estimar a temperatura do módulo, em condições ambientais específicas, partindo do pressuposto de que as grandezas ambientais são conhecidas. São também consideradas as características do material de fabricação do módulo FV como transmitância e absorvância do vidro e demais materiais de cobertura.

Os modelos de regime estacionário assumem, por simplificação, que em um período curto (menor que uma hora) as variações nas grandezas como radiação solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, entre outras, não impactam o desempenho dos módulos. Assume-se ainda que a transferência de calor dos módulos fotovoltaicos para o meio ambiente ocorre de maneira constante em cada intervalo de tempo e que a temperatura em cada ponto do módulo é uniforme nesse período. Alguns modelos propostos determinam a temperatura do módulo de maneira implícita, envolvendo variáveis que dependem da diferença de temperatura entre o módulo e o meio ambiente (Jakhvani *et al.*, 2011). A expressão mais comum para se determinar a temperatura do módulo a partir da condição normal de operação (NOCT) foi proposta por Ross (1976).

Um modelo bastante utilizado, inclusive pelo software PVSYS, foi proposto por Faiman (2008). Na proposta, a condição normal de operação que é fornecida pelo fabricante do módulo não é utilizada. Em lugar dessa informação, se utiliza um fator de absorção fixo e um modelo linear de transferência de calor por convecção.

Skoplaki e Palyvos (2009) destacam a importância de considerar a velocidade do vento para a determinação da temperatura do módulo fotovoltaico. Os autores apresentam um modelo detalhado de balanço térmico para o módulo, considerando as trocas de energia em cada uma de suas camadas, e os comportamentos diferenciados das faces superior e inferior. No artigo, o modelo proposto é comparado com modelos utilizados em programas comerciais como PVFORMS e PVWATTS do NREL que estimam a produção fotovoltaica média mensal e anual considerando a influência da temperatura do módulo.

Um modelo apresentado por Olukan e Emziane (2014) usa método de elementos finitos (Saadon *et al.*, 2016; Lupu *et al.*, 2018). A proposta desse método é diferente dos demais, pois considera as variações dinâmicas da radiação solar. Esse método calcula a resposta térmica em regime não estacionário e pode levar em consideração diversos tipos de montagens dos módulos (Hasan *et al.*, 2012). Ele também considera diferentes perdas térmicas em função das velocidades e direção do vento e ainda considera os dois lados (frente e trás) dos módulos.

Jakhvani *et al.* (2011) compararam 16 modelos para determinação da temperatura de operação de módulos, testando entre eles, inclusive, modelos mais simplificados como o de Ross (1976). Os resultados mostraram que os modelos apresentaram tendências similares com relação à variação da temperatura do módulo. Entretanto, os valores resultantes dos modelos foram distintos quando comparados entre eles. Os autores ressaltam que as diferenças entre os resultados dos modelos foram devidas ao uso de diferentes variáveis, diferentes condições climáticas e diferentes características e configurações de geradores.

Todas as pesquisas até então citadas são endereçadas ao estudo da influência da temperatura do módulo no desempenho ou eficiência da produção de energia elétrica em terra. Em relação a sistemas flutuantes, Choi *et al.* (2013) apresentaram uma pesquisa empírica realizada em um sistema fotovoltaico flutuante de 100 kWp instalado no reservatório em Hapcheon, Coreia e outro sistema FV de 1 MWp em terra instalado em Haman-gun a 60 km a sudeste da Hapcheon. Como resultado destacaram que a eficiência de geração do sistema fotovoltaico flutuante foi superior ao de terra em 11%. O valor médio da temperatura anual da UFF (Usina Fotovoltaica Flutuante) reportado foi de 21 °C, abaixo do valor em terra em 4 °C.

Kamuyu *et al.* (2018) compararam dois modelos propostos para a determinação da temperatura de operação de módulos FV flutuantes. Os autores mostraram que um modelo mais simples, que considera a temperatura ambiente, radiação solar e velocidade do vento apresentou resultados

melhores, em comparação com os dados experimentais (desvio de 2%). O modelo que inclui, além das variáveis mencionadas, a temperatura da água, apresentou desvios maiores, da ordem de 4%. Os desvios são apresentados em base anual.

Liu *et al.* (2018) apresentaram uma pesquisa contemplando 8 sistemas aquáticos, com diferentes configurações de módulos, inversores e estruturas flutuadoras. Nessa pesquisa os sistemas foram comparados experimentalmente com uma referência em terra. O desempenho e confiabilidade desses sistemas foram analisados. Os autores destacam, entretanto, a necessidade de um acompanhamento de longo prazo para a observação da degradação dos módulos fotovoltaicos e demais componentes do sistema. Algumas constatações importantes merecem reflexão, tais como: a temperatura do módulo depende do tipo e arranjo dos flutuadores; foram usados dois tipos de flutuadores onde o primeiro se comportou semelhante ao sistema terra e o segundo trabalhou com temperatura média de 5 °C abaixo. Como resultado, são apresentados valores de desempenho (PR) entre 5% a 10% superiores para os sistemas flutuantes, o que os autores julgam coerente com a redução da temperatura observada.

Uma pesquisa realizada por Bist e Saaqib (2019) buscou determinar a diferença entre os desempenhos de sistemas fotovoltaicos flutuante e instalado em terra, investigando os seguintes parâmetros: diferença de temperatura; quantidade de água economizada pela redução na evaporação e produção de energia. A localidade de estudo foi no lago Bhimtal, no estado Indiano de Uttarakhand, situado a uma altitude de 1.370 metros acima do nível do mar. Foi observada uma variação de temperatura dos módulos no lago de 5 °C abaixo dos operandos em terra (temperatura média de 34,35 °C na terra e 29,35 °C na água). A radiação solar anual no local é de 5,61 kWh/m²/dia. O sistema UFF de Bhimtal possui 8,3 kWp, ocupando uma área de cerca de 50 m² onde foi estimada uma economia de água anual de cerca de 1.000 galões/m².ano de água devido à redução na evaporação. Simulações com respeito à produção de energia mostraram que o sistema flutuante apresenta um incremento de 2,25% na energia anual com um decréscimo de 14,29% na temperatura do módulo.

Um método bastante usual utilizado para calcular a temperatura de um módulo FV consiste em relacionar a diferença de temperatura entre módulo e ambiente com a irradiância solar incidente. Segundo Ross (1976) essa diferença de temperatura é linearmente proporcional à irradiância incidente, conforme Eq. 1:

$$T_{FV} - T_{amb} = k \cdot I_{col} \quad (1)$$

Onde T_{FV} é a temperatura do módulo fotovoltaico, T_{amb} é a temperatura ambiente e I_{col} a irradiância incidente no plano do módulo. O parâmetro k , conhecido como coeficiente Ross, é uma constante que depende das características do módulo (coeficientes de reflexão e absorção de radiação), da eficiência das células e das perdas globais do módulo (perdas térmicas por convecção e radiação nas partes frontal e traseira, e por condução na parte traseira no caso de contato do módulo com uma superfície). De acordo com Skoplaki e Palyvos (2009) o valor de k varia aproximadamente entre 0,02 K.m²/W, para módulos instalados em condições favoráveis de resfriamento, a 0,0563 K.m²/W para módulos instalados em condições desfavoráveis de resfriamento.

Uma forma mais acurada para se estimar a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente, irradiância incidente e velocidade do vento, consiste em realizar o balanço de energia, considerando-se as condições específicas de operação às quais o módulo está submetido ao longo do tempo.

Este trabalho apresenta a estimativa da temperatura de um módulo fotovoltaico instalado no lago de Sobradinho. A estimativa da temperatura do módulo em operação é feita a partir de medições experimentais realizadas em condições reais com o gerador flutuante, na situação de circuito aberto. Os resultados se referem, particularmente, ao estudo de caso na região da Usina Fotovoltaica Flutuante (UFF) no Reservatório da Usina Hidroelétrica de Sobradinho (UHE), Nordeste do Brasil.

METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida se baseia em um balanço de energia, inicialmente proposto por Jones e Underwood (2001) e adaptado por Kurnik *et al.* (2011), utilizando resultados experimentais de medições simultâneas das condições ambientais locais, das características elétricas específicas e das temperaturas do módulo e seu flutuador, Bacelar (2019).

Medições experimentais- reservatório da UHE-Sobradinho

Os dados ambientais e característicos do gerador fotovoltaico aqui reportados são provenientes de uma campanha de medição realizada durante 8 meses no reservatório da UHE-Sobradinho onde a UFF-1MW está sendo instalada. As medições ocorreram em tempo real com aquisição de dados numa taxa de minuto a minuto em uma bancada de testes flutuante. Configurada com as mesmas características estruturais e técnicas (módulo-flutuador) e capacitada com sensores apropriados às medições, a bancada que foi situada justaposta à UFF-1MW como mostra a figura.1. Os seguintes variáveis foram medidas, Bacelar (2019).

- Irradiância nos planos horizontal e inclinado, I_h e I_{col} (W/m^2);
- Irradiância refletida pela superfície da água-Albedo, (W/m^2);
- Temperatura e umidade relativa do ar, T_{amb} e UR ($^{\circ}C$; %);
- Velocidade e direção do vento, v (m/s; graus);
- Corrente de curto-circuito, I_{CC} (A);
- Tensão de circuito aberto, V_{OC} (V);
- Temperatura do módulo fotovoltaico, T_{FV} ($^{\circ}C$);
- Temperatura do flutuador, T_{FL} ($^{\circ}C$).



Figura 1: Bancada de testes utilizada nas medições justaposta à UFF- 1MWp Reservatório UHE de Sobradinho-Chesf

Modelo de previsão da temperatura

A definição do modelo de previsão da temperatura do módulo fotovoltaico instalado no reservatório da UHE-Sobradinho foi baseado no balanço de energia, inicialmente proposto por Jones e Underwood (2001) e adaptado por Kurnik *et al.* (2011).

O modelo considera o sistema em regime estacionário, ou seja, com variações lentas nos intervalos de observação. Nessas condições o balanço de energia é nulo: toda energia que entra é transformada em

eletricidade ou calor. São computadas no balanço a taxa de energia (potência) que ingressa no módulo FV (P_{sol}), a potência elétrica produzida, a taxa de energia trocada em forma de calor por processos radiativos e por processos convectivos). A troca de calor por condução não foi considerada devido ao pequeno contato entre módulo e estrutura no caso em estudo (módulo sobre o flutuador sem contato direto). Nestas condições, o balanço energético pode ser representado pela Eq.2.

$$0 = P_{sol} - (P_{el} + P_{irrf} + P_{irrb} + P_{covf} + P_{covb}) \quad (2)$$

A potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico pode ser obtida de forma convencional, deslocando-se a potência fornecida pelo fabricante, na condição padrão (1.000 W/m²), para a condição de operação. Para tal, são realizadas as devidas correções resultantes das variações da irradiância e da temperatura, conforme apresentado na Eq. 3.

$$P_{el} = - P_{FV_STC} \cdot \frac{I_{col}}{1000} (1 + \gamma(T_{FV} - 25^\circ\text{C})) \quad (3)$$

Onde, P_{FV_STC} é a potência do módulo na condição padrão (STC) e γ é o coeficiente de variação da potência com a variação da temperatura do módulo em relação à temperatura nas condições STC de 25 °C.

A potência térmica irradiada pelo módulo (P_{irr}) nas superfícies frontal e traseira é calculada considerando-se as emissividades do céu e dos materiais (módulo, parte frontal e traseira e flutuador). A potência térmica transferida por convecção (P_{conv}) pelas superfícies frontal e traseira do módulo é calculada considerando-se a convecção natural e forçada, essa última, calculada com um coeficiente de 2,3 vezes a velocidade do vento local (K_{fc}) (Ws/ m³ K).

O modelo descrito foi aplicado às condições específicas do sistema fotovoltaico flutuante instalado no reservatório da hidrelétrica de Sobradinho-BA, utilizando os dados experimentais obtidos com um módulo em circuito aberto (tensão igual à tensão de circuito aberto, Voc), portanto, sem geração de energia ($P_{el} = 0$). Os valores de temperatura do módulo fotovoltaico (T_{FV}), temperatura ambiente (T_{amb}), irradiância no plano do módulo (I_{col}) e velocidade do vento (v) foram utilizados de forma a obter o coeficiente de Ross para a condição de instalação no lago, sem geração (Eq. 2). Para simular a condição com geração, foram considerados os dados de catálogo do módulo ensaiado (Potência pico (P_{FV_STC}), e coeficiente de variação da potência com a temperatura (γ).

Estimativa da Temperatura do módulo com geração a partir de medições do módulo em V_{oc}

Um coeficiente global de perdas foi obtido a partir do balanço de energia do módulo na condição real de instalação, em circuito aberto. Assume-se que o coeficiente global de perdas é o mesmo em ambas condições de operação do módulo: em vazio (circuito aberto) ou em carga (no ponto de máxima potencia MPPT). Embora as perdas e as diferenças de temperaturas ($T_{FV} - T_{amb}$) sejam diferentes para cada situação de operação, o coeficiente de perdas global mantém-se constante.

O coeficiente global de perdas h pode ser calculado, com base nos dados experimentais por meio da representação das perdas totais (P_{perdas_tot}) em função de ($T_{FV} - T_{amb}$) (Eq. 4).

$$h = \frac{P_{perdas_tot}}{(T_{FV} - T_{amb})} \quad (4)$$

Dessa forma, o balanço de energia é realizado considerando o módulo com geração de potência, e a temperatura do módulo FV na condição de geração de energia é calculada como (Eq. 5).

$$T_{FV} = \frac{P_{sol} + h \cdot T_{amb} - P_{FVi} (1 - \gamma \cdot T_{FV_STC})}{h + \gamma \cdot P_{FVi}} \quad (5)$$

Onde, P_{FVi} é a potência fotovoltaica dependente apenas da irradiância, ou seja, é a potência FV padrão corrigida para a irradiância que efetivamente incide sobre o módulo a cada instante ($P_{FVi} = P_{FV_STC} \cdot \frac{I_{col}}{1000}$).

RESULTADOS

De posse da massa de dados disponibilizada durante a campanha de medição, foram calculados os valores de perdas totais em cada intervalo de um minuto, ao longo de vários dias durante o período de 8 meses. As perdas totais são mostradas na Fig. 2 em função da diferença de temperatura ($T_{FV} - T_{amb}$). Observa-se uma relação linear entre as grandezas. O coeficiente global de perdas é obtido pela inclinação da linha de tendência da curva de regressão. O valor de h estimado é da ordem de -67,86 W/K, com um coeficiente de determinação de 93,4%, o que indica uma alta correlação, da ordem de 96,6%.

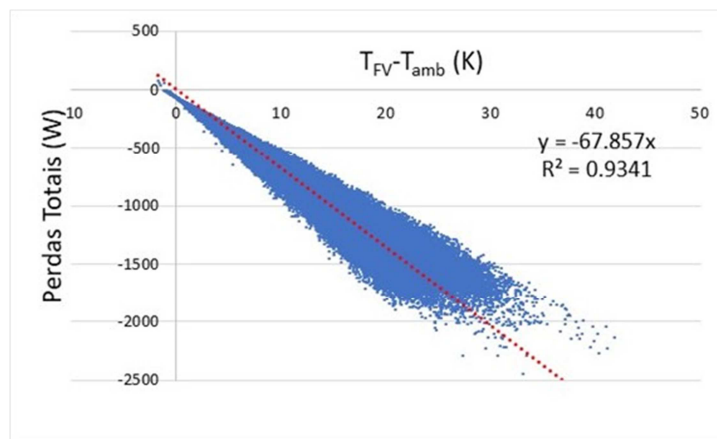


Figura 2: Perdas térmicas totais calculadas com base nos dados experimentais para o módulo instalado no reservatório da UHE de Sobradinho-Chesf.

Conhecendo-se o coeficiente de perdas global (h), pode-se determinar os valores da temperatura do módulo T_{FV} na condição de operação $P_{el} \neq 0$ de acordo com a Eq. 5. Finalmente, pode-se determinar a potência elétrica do módulo como apresentado na Eq 3. A figura 3 mostra a potência elétrica calculada em função da irradiância incidente (I_{col}).

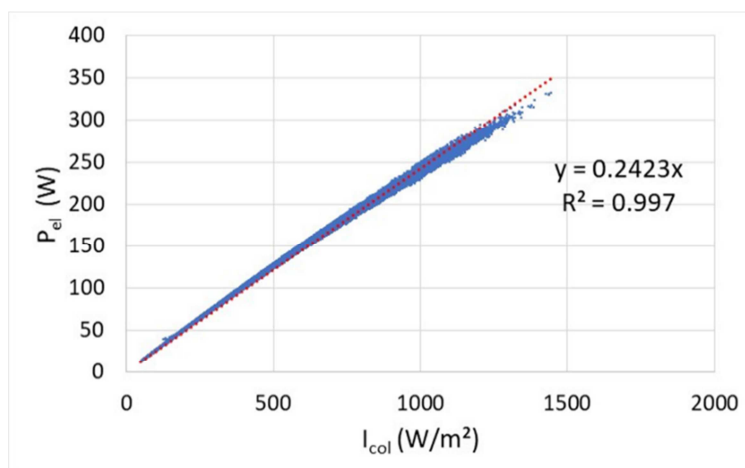


Figura 3: Potência elétrica calculada em função da irradiância incidente medida

Na figura 3 a linha de tendência apresenta um coeficiente angular da ordem de 0,2423. Esse valor pode ser utilizado para estimar a eficiência média de operação do módulo no reservatório da UHE-Sobradinho, sujeito às condições ambientais locais (vento, irradiância e temperatura ambiente), para o período estudado. Considerando-se a área do módulo igual a 1,608 m², a eficiência média estimada é

da ordem de 15%. Esse valor pode ser considerado razoável dado que a eficiência do módulo nas condições padrão (STC) é da ordem de 16,47%.

CONCLUSÃO

Um modelo para estimação da temperatura do módulo FV flutuante, instalado no lago de Sobradinho, em circuito aberto, possibilitou determinar, além da temperatura do módulo em condições operacionais (com seguimento da máxima potência), a potência e a eficiência média. Essas estimativas foram realizadas com base nos experimentos desenvolvidos na bancada de testes com as mesmas características da usina flutuante onde foi coletada uma massa de dados bastante representativa, pois, além da alta frequência das medições (1 minuto), abarca meses de alta radiação solar e temperatura ambiente e meses de baixa radiação e temperatura no período de novembro de 2018 a junho de 2019.

Com base no modelo de balanço de energia foi estimada a potência máxima gerada pelo módulo nas condições ambientais do lago. Verificou-se que a potência elétrica, em função da irradiância incidente no plano do módulo FV, pode ser expressa por uma reta, com coeficiente angular de 0,2423 e uma correlação superior a 99%. Essa representação permite estimar de forma simples, e com boa acurácia, o valor da potência gerada para diferentes valores de irradiância incidente, nas condições de temperatura e vento do lago. Ainda, dividindo-se o coeficiente encontrado pela área do módulo, foi possível estimar a eficiência média de operação do módulo no lago, da ordem de 15%.

Ressalta-se que a temperatura de operação dos módulos e consequentemente, a potência gerada, apresentam forte dependência com as condições climáticas locais, determinantes das perdas térmicas do módulo. Para os sistemas flutuantes instalados em lagos, destaca-se o papel das trocas de calor entre a parte posterior do módulo e os flutuadores. Particularmente, as perdas térmicas por convecção, que representam o maior percentual entre as perdas totais (67%), podem ser fortemente impactadas pela possibilidade ou não de aeração na região entre os módulos e os flutuadores. A escolha do tipo de flutuador é, portanto, uma das etapas de grande relevância no projeto de sistemas FV flutuantes.

O valor do parâmetro k de Ross obtido das especificações do fabricante (NOCT) é da ordem de 0,031 K/W/m². Quando se considera o módulo em circuito aberto, nas condições ambientais do lago de Sobradinho, os valores calculados para esse parâmetro são bem menores.

O valor obtido diretamente da reta de regressão entre $(T_{FV} - T_{amb})$ e (I_{col}) foi de 0,022 K/W/m². Uma análise estatística dos dados de k de Ross calculados ponto a ponto (para cada minuto), pela relação entre $(T_{FV} - T_{amb})$ e (I_{col}) resultou em um valor médio de 0,023 K/W/m². Considerando-se o módulo operando em máxima potência, nas mesmas condições ambientais do lago, o valor estimado com o modelo proposto, para o parâmetro k de Ross é ainda menor, da ordem de 0,018 K/W/m².

AGRADECIMENTOS

Esse trabalho foi desenvolvido no âmbito do P&D “Exploração de Energia Solar em Lagos de Usinas Hidrelétricas”, Chamada Pública Eletronorte / Chesf - 003/2015.

Os autores agradecem o apoio recebido das equipes técnicas da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf e da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE.

REFERÊNCIAS

- Bacelar, T. S. (2019.) Características das condições ambientais no reservatório da UHE Sobradinho no contexto da geração fotovoltaica flutuante. Dissertação de mestrado. Pós-graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco PROTEN/UFPE. Orientadores: Vilela, O de C., Barbosa, E M.de S.
- Bist, R. R.; Saaqib, M. (2019) Comparison between Floating Solar PV Plant. International Journal of Research in Engineering, Science and Management, v. 2, n. 1, p. 453-456, . ISSN 2581-5792.
- Choi, Y.-K.; Lee, N.-H.; Kim, K.-J. (2013) Empirical Research on the efficiency of Floating PV. CES-CUBE 2013, ASTL v. Vol. 25, p. 284 - 289.

- Dubey, S.; Sarvaiya, J. N.; Seshadri, B. (2013) Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. *Energy Procedia*, v. 33, p. 311-321, 2013. ISSN 18766102.
- Faiman, D. (2008) Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 16, n. 4, p. 307-315, ISSN 10627995.
- Hasan, O.; Arif, A. F. M.; Siddiqui, M. U. (2012) Finite Element Modeling and Analysis of Photovoltaic Modules. *International Mechanical Engineering Congress and Exposition: American Society of Mechanical Engineers*: 495-505 p.
- Jakhrani, A. Q. (2011) Comparison of solar photovoltaic module temperature models. *World Applied Sciences Journal* v. 14, n. 3, p. 1-8. ISSN 1818-4952
- Jones, A. D.; Underwood, C. P. (2001) A thermal model for photovoltaic systems, *Sol. Energy. Solar Energy*, v. 70 n. (2) p. 349–359.
- Kamuyu, L.; Ahn, H. K.; Won, W. C. J. R. L. C. S. (2018) Prediction Model of Photovoltaic Module Temperature for Power Performance of Floating PVs. *Energies*, v. 11, n. 2, . ISSN 1996-1073.
- Kurnik, J. (2011) Outdoor testing of PV module temperature and performance under different mounting and operational conditions. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, v. 95, p. 273-376.
- Liu, H. (2018) Field experience and performance analysis of floating PV. *Article in Progress in Photovoltaics Research and Applications* v. 26, n. 12, p. 957-967.
- Lupu, A. G. (2018) A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, v. 444, ISSN 1757-899X.
- Olukan, T. A.; Emziane, M. A (2014) Comparative Analysis of PV Module Temperature Models. *Energy Procedia*, v. 62, p. 694-703, ISSN 18766102.
- Ross, R. G. (1976) Interface Design Considerations for Terrestrial Solar Cell Modules. *Proceedings of the 12 th IEEE photovoltaic specialist's conference*, v. Baton Rouge, LA, p. 801-806.
- Saadon, S. (2016) Simulation study of a naturally-ventilated building integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) envelope. *Renewable Energy*, v. 87, p. 517-531, ISSN 09601481.
- Skoplaki, E.; Palyvos, J. A. (2009) Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, v. 34, n. 1, p. 23-29, ISSN 09601481.
- Souza, A. D. (2016) Modelagem da temperatura do módulo de células fotovoltaicas em função da temperatura ambiente, velocidade dos ventos e irradiância. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 5, n. 4, 2016. ISSN 2237-9711.

FORECAST OF TEMPERATURE AND PERFORMANCE OF FLOATING PHOTOVOLTAIC GENERATOR FROM ITS ELECTRICAL CHARACTERISTICS MEASURED IN REAL ENVIRONMENTAL CONDITIONS

ABSTRACT: This paper presents the development of a methodology for the prediction of the temperature of photovoltaic modules when under real environmental conditions of operation and the results obtained in the case of the Sobradinho Hydroelectric Power Plant Floating-BR (-9 ° 35 ' ; -40 ° 50'). It uses local experimental data measured in real-time for eight months of the electrical characteristics and the temperatures of the module and its float, simultaneously with climatological parameters. The results prove the strong dependence of the operating temperature, therefore, of the power generated with the local climatic conditions, determining in the thermal losses of the module. For floating systems, the module - float heat exchange stands out. Particularly, convection losses represent the highest percentage, 67% of the total loss, and the aeration impacts the region between the modules and their float. The choice of a float type is, therefore of high relevance in the design of floating PV systems.

Keywords: Temperature and operating efficiency of the photovoltaic module, Floating photovoltaic plant, Photovoltaic generation