

# REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

## MODELAGEM DA TEMPERATURA DO MÓDULO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA AMBIENTE, VELOCIDADE DOS VENTOS E IRRADIÂNCIA<sup>1</sup>

Amaury de Souza<sup>2</sup>, Flavio Aristone<sup>2</sup>, Luiz Fernando Ferrari<sup>3</sup>, Renata Rezende Reis<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Aceito para Publicação no 4º Trimestre de 2016.

<sup>2</sup>Instituto de Física, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Caixa Postal 549, CEP 79090-900, Campo Grande, MS, Brasil, amaury.de@uol.com.br; flavio.aristone@ufms.br.

<sup>3</sup>Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, BATLAB - Laboratório de Pesquisa e Desenvolvimento, Caixa Postal 549, CEP 79090-900, Campo Grande, MS, Brasil, luizferrari92@gmail.com; renatarezendereis@gmail.com.

### RESUMO

Temperaturas celulares que operam em módulos de energia fotovoltaica (PV) afetam diretamente o desempenho do sistema PV. Neste estudo uma abordagem nova e eficaz para estimar a temperatura de funcionamento de um módulo fotovoltaico é apresentada. O modelo desenvolvido é simples e não requer utilização de cálculos complexos. A abordagem proposta usa uma fórmula simples para obter a temperatura da célula PV a partir das variáveis ambientais, tais como temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento. A eficácia do novo procedimento de estimação temperatura é investigada através de simulações realizadas em ambiente MATLAB/Simulink e sua validade é verificada por meio de experimento em 64 módulos solares fotovoltaicos. Verificou-se que, em geral, o modelo tende a produzir resultados satisfatórios de predição da temperatura. A partir dos resultados, as temperaturas estimadas para as células PV apresentam boa correlação com os dados medidos. A equação da temperatura de

células fotovoltaicas previstas e medidas são intercepto =  $-6,98$ , irradiância =  $0,0138 W/m^2$ , temperatura =  $1,15^\circ C$ , velocidade dos ventos =  $1,17m/s$  e coeficiente de correlação =  $0,7763$ . Os resultados estatísticos mostram que o modelo pode ser utilizado para prever as temperaturas da câmara de PV com um erro inferior a 2,3%. Como conclusão, as temperaturas de células PV podem ser estimadas através de um novo modelo linear com base na previsão de estado estacionário como abordagem.

**Palavras chave:** módulo fotovoltaico, modelo linear, previsão da temperatura.

### **Modelling of the Photovoltaic Cell Temperature According to the Ambient Temperature, Wind Speed and Solar Irradiance**

#### **ABSTRACT**

The temperature during operation of the generator modules of photovoltaic energy (PV) directly affects the system performance. In this study, a new and effective approach to estimate the operating temperature of a photovoltaic module is presented. The model is simple and does not require the use of complex calculations. The proposed approach uses a simple formula to get the temperature of PV cell from environmental variables such as ambient temperature, irradiance and wind speed. The effectiveness of the new temperature estimation procedure is investigated through simulations in environment MATLAB / Simulink and its validation is through experiment in 64 solar photovoltaic modules. It was found that, generally, the model produce satisfactory results of temperature prediction. From the results, the estimated temperatures for PV cells are in agreement with measured data. Statistical results show that the model can be used to predict the temperatures of the PV chamber with an error of less than 2.3%. In conclusion, the PV cell temperatures can be estimated using a new linear model based on steady state as prediction approach.

**Keywords:** photovoltaic module, linear model, predicting temperature.

## INTRODUÇÃO

Eficiência energética dos módulos fotovoltaicos depende das condições ambientais de funcionamento, tais como a temperatura, a intensidade da irradiação solar, o ângulo de inclinação e tipo de módulos solares. Uma vez que outros parâmetros, tais como ângulo de inclinação, tipo de módulos são principalmente conhecidos, parâmetros que são de importância vital para a eficiência de funcionamento do módulo incluem a temperatura e velocidade do vento.

A capacidade de determinar com precisão o desempenho de um sistema fotovoltaico (PV) é importante para o cumprimento das obrigações contratuais de compradores e vendedores, e para determinar mudanças no desempenho que ocorreram ao longo do tempo. Além disso, as mesmas técnicas podem ser incorporadas em modelos de desempenho melhoradas PV de previsões mais precisas de rendimento de energia.

Sistemas de energia podem ser vulneráveis à mudança climática. R. Schaeffer, et al 2012, apresenta uma avaliação dos impactos que a mudança climática pode ter na cadeia de energia e identifica lacunas de conhecimento e áreas para o desenvolvimento de futuras pesquisas. Um dos maiores desafios é como avaliar os impactos que podem ocorrer como consequência do aumento projetado na intensidade de eventos climáticos extremos: a maioria das metodologias atuais confiam na experiência do passado, mas isso pode não ser suficientemente um bom guia para o planejamento operacional de atividades nas próximas décadas. Além disso, as avaliações de impacto do clima sobre planejamento e operação de energia precisa levar em conta um maior número de cenários, bem como investigar os impactos sobre segmentos específicos de energia. Portanto, identificar os segmentos de energia para os quais tenham sido conduzidas pesquisas com pouco impacto no clima. Finalmente, porque a avaliação do impacto climático para sistemas de energia é um campo relativamente novo de pesquisa, espera-se que os desenvolvimentos metodológicos vão aumentar no futuro próximo, com a consequente ampliação da base de conhecimento sobre o assunto.

Atualmente, em virtude da preocupação com o meio ambiente e também com o esgotamento das fontes fósseis de energia, tem-se dado mais atenção ao avanço tecnológico nos estudos de fontes renováveis de energia. Para atender às necessidades do aumento populacional e da pressão social para melhoria da qualidade de vida, é necessário o crescimento da economia de forma sustentável. Este desenvolvimento, no entanto, requer o uso de energia obtida de forma sustentável a partir de fontes renováveis, apresentando baixo impacto ambiental.

A temperatura de células fotovoltaicas é um dos parâmetros mais importantes para a avaliação do desempenho a longo prazo de sistemas de módulos PV e suas quantidades anuais de produção de energia elétrica (T. Piyatida, S. Chumnong, and C. Dhirayut, 2009). Essa temperatura depende de muitos parâmetros, tais como as propriedades térmicas dos materiais utilizados no módulo fotovoltaico de encapsulamento, os tipos de células fotovoltaicas, a configuração da instalação dos módulos fotovoltaicos e as condições climáticas do local (B. Marion, B. Kroposki, K. Emery, J. D. Cueto, D. Myers, and C. Osterwald, 1999; M. C. A. Garcia and J. L. Balenzategui, 2004; D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, 2004).

Normalmente, a eficiência de um módulo fotovoltaico depende fortemente da temperatura de funcionamento das suas células. O aumento da temperatura durante a operação de células geralmente deteriora o desempenho do módulo fotovoltaico na produção de eletricidade (T. Piyatida, S. Chumnong, and C. Dhirayut, 2009).

Dois modelos comumente utilizados para a previsão da temperatura na superfície do módulo fotovoltaico são: o modelo de temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT) e o modelo de previsão de temperatura do Laboratório Nacional Sandia (SNL). Ambos são formulados empiricamente com base em uma abordagem de estado estacionário (T. Piyatida, S. Chumnong, and C. Dhirayut, 2009). No entanto, as precisões de ambos os modelos são questionáveis em algumas condições, especialmente quando elas são totalmente diferentes das condições especificadas como assumidos pelos modelos.

Muitos estudos têm sido feitos para avaliar a adequação dos dois modelos citados sob várias condições (M. C. A. Garcia and J. L. Balenzategui, 2004; M. W. Davis, A. H. Fanney, and B. P. Dougherty, 2003; M. W. Davis, A. H. Fanney, and B. P. Dougherty, 2001; M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, 2006), particularmente para aplicações híbridas solares. Nenhum estudo tem investigado a adequação dos dois modelos em uma região onde as condições climáticas diferem das condições climáticas da condição padrão da área ensaiada.

O desempenho da célula solar é normalmente avaliado sob a condição de teste padrão (STC), onde um espectro solar médio em massa de ar (AM) de 1,5 é utilizado, com a irradiação normalizado a  $1000 \text{ W} / \text{m}^2$ , e a temperatura da célula definida como  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  (International Standard IEC, 2005). Para satisfazer o requisito de temperatura e insolação em STC, o teste normalmente precisa de ambiente específico e alguns equipamentos de teste especial, como um simulador solar caro. Experiências simples podem não ser suficientes para reproduzir com

precisão as características eléctricas de células solares. Neste estudo, o método de modelagem é calculado com base nos dados fornecidos em fichas de especificação dos fabricantes.

Mattei et al. (2006), Skoplaki and Palyvos (2009) investigaram várias formulações para o cálculo da temperatura do módulo PV policristalino, usando um método simples de equilíbrio de energia, parâmetros ambientais, etc. (M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, 2006; E. Skoplaki and J. A. Palyvos, 2009). Skoplaki et al (2009) propuseram uma equação não-linear simples, trabalhando com a temperatura de operação PV e usando parâmetros ambientais (E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos, 2008). Koehl (2011) e Armstrong (2010) modelaram a temperatura nominal de células PV operacional baseados no intemperismo ao ar livre. Uma série de outras equações implícitas para temperatura do módulo PV são encontradas na literatura, algumas delas exigem informações extras, estas não fornecidas pelo fabricante do módulo (E. Skoplaki and J. A. Palyvos, 2009). Schwingshackl et al (2013) estudaram o efeito do vento sobre a temperatura do módulo PV usando técnicas diferentes para uma estimativa precisa.

O objetivo do estudo foi determinar como a temperatura do módulo de células fotovoltaicas depende da temperatura ambiente, velocidade dos ventos e irradiância.

## 1. MATERIAIS E MÉTODOS

O sistema fotovoltaico estudado é constituído por três módulos fotovoltaicos de 100 Wp conectados em paralelo, instalados com suas faces voltadas para o norte geográfico e com um ângulo de inclinação de 33° (Latitude + 10°). Os dados são fornecidos pelo fabricante para a condição padrão de operação, radiação solar de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 25 °C, sujeitas a variações de 10% e uma insolação média diária de 4 horas e meia de pico.

As características elétricas (1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1,5): tensão nominal 12 V; Potência máxima 1000 Wp; corrente de curto circuito 6,5 A; tensão do circuito aberto 21,6 V; corrente de potencia máxima 5,74A; tensão de potencia máxima 17,4 v e características físicas: numero de células em serie 36; numero de células em paralelo 2; dimensões C x L x H (mm) 1310x652x33,8 e peso 11kg.

Para determinar a eficiência do sistema fotovoltaico foram necessárias as seguintes medições dos parâmetros elétricos e meteorológicos pertinentes ao sistema: Tensão de circuito aberto do sistema ( $V_{oc}$ ), em Volts; Corrente de curto-circuito do sistema ( $I_{sc}$ ), em Amperes; Irradiância  $G_i$  – paralela ao plano dos módulos (33°), em  $W \cdot m^{-2}$ ;  $G_h$  - no plano horizontal, em  $W \cdot m^{-2}$ ; Temperaturas no sistema  $T_c$  – temperatura na superfície (vidro) dos módulos que foi considerada como a temperatura na célula, em °C;  $T_a$  - temperatura ambiente, em °C; Velocidade do vento ( $V_v$ ), em  $m \cdot s^{-1}$ .

Para a realização das medições dos parâmetros elétricos foi desenvolvido um sistema de comando, através de relés, para desconectar a carga dos módulos fotovoltaicos e obter a tensão de circuito aberto. Para obter a corrente de curto circuito realizou-se o curto circuito dos módulos. Essas medições foram realizadas em intervalos de 1 hora. A coleta e armazenamento dos dados eram enviados pelos sensores meteorológicos: pluviômetro, piranômetro, anemômetro, termômetro para medir a temperatura ambiente e no módulo (célula), e sensores elétricos para medir a tensão de circuito aberto e a corrente de curto circuito dos módulos e correntes e tensões de entrada e saída dos controladores de cargas e inversores. Foi utilizado um equipamento *datalogger* de forma a coletar os dados.

O *datalogger* foi utilizado também para comandar a abertura e fechamento dos relés com a finalidade de efetuar a leitura da tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito dos módulos. O sistema foi programado para realizar leituras periódicas a cada 10 segundos dos dados meteorológicos e apresentar a média dos valores em intervalos de uma hora. As leituras

da tensão de circuito aberto e da corrente de curto circuito dos módulos fotovoltaicos também foram realizadas com intervalo de uma hora.

A fim de estimar a produção de energia dos módulos fotovoltaicos, é necessário prever a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente ( $T_a$ ), da velocidade do vento e da irradiância total. A temperatura da célula pode ser determinada através da equação 1 (A. M. Muzathik , 2011; M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, , 2006; E. Skoplaki and J. A. Palyvos, , 2009; E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos , 2008; M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, and J. Wirth, 2011; S. Armstrong and W. G. Hurley, , 2010; E. Skoplaki and J. A. Palyvos, 2009; C. Schwingshackl, M. Petitta, J. E. Wagner, G. Belluardo, D. Moser, M. Castellia, M. Zebisch, and A. Tetzlaff, , 2013; G. TamizhMani, L. Ji, Y. Tang, and L. Petacci, , 2003).

$$T_{cal} = a.T_a + b.I_r + c.V_v + d \quad (1)$$

Onde  $a$ ,  $b$  e  $c$  são constantes,  $T_a$  é temperatura ambiente,  $I_r$  é a irradiância ( $W/m^2$ ) e  $V_v$  é a velocidade dos ventos ( $m/s$ ) e  $d$  é o erro.

Existem inúmeros trabalhos na literatura que lidam com a avaliação e comparação de modelos de estimação. Os parâmetros estatísticos mais populares são: o erro médio viés (MBE) e o erro quadrático médio (RMSE) para avaliar a precisão dos dados estimados (M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, , 2006; E. Skoplaki and J. A. Palyvos, , 2009; E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos , 2008; M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, and J. Wirth, 2011; S. Armstrong and W. G. Hurley, , 2010; E. Skoplaki and J. A. Palyvos, 2009; C. Schwingshackl, M. Petitta, J. E. Wagner, G. Belluardo, D. Moser, M. Castellia, M. Zebisch, and A. Tetzlaff, , 2013). Para avaliar estatisticamente o desempenho dos métodos de estimativa da temperatura das células estudadas, procurou-se correlacionar os valores estimados com as medidas, tomando-se como base os indicadores estatísticos propostos por Camargo & Sentelhas (1997), definidos da seguinte forma: precisão – coeficiente de correlação  $r$ ; exatidão – índice de Willmott  $d$ ; e de confiança ou desempenho  $c$  (Tabela 1).

A precisão é dada pelo coeficiente de correlação que indica o grau de dispersão dos dados obtidos em relação à média, ou seja, o erro aleatório. A exatidão está relacionada ao afastamento dos valores estimados em relação aos observados. Matematicamente, esta aproximação é dada por um índice designado por concordância, representado pela letra  $d$

(Willmott et al., 1985), cujos valores variam de zero, para nenhuma concordância, a 1, para a concordância perfeita. O índice é apresentado na equação 1.

$$d = 1 - \left[ \frac{\sum (P_i - O_i)^2}{\sum (|P_i - O| + |O_i - O|)^2} \right] \quad (2)$$

Em que  $P_i$  é o valor estimado,  $O_i$  o valor observado e  $O$  a média dos valores observados.

O índice de confiança ou desempenho  $c$  para indicar o desempenho dos métodos segundo Camargo & Sentelhas (1997), é representado pelo produto dos índices de precisão  $r$  e de exatidão  $d$ , expresso conforme a equação 3.

$$C = r \times d \quad (3)$$

**Tabela 1.** Critério de interpretação do desempenho dos métodos de estimativa da temperatura da célula pelo índice “c”.

**Tabela 1**

Critério de interpretação do desempenho dos métodos de estimativa da temperatura da célula pelo índice  $c$

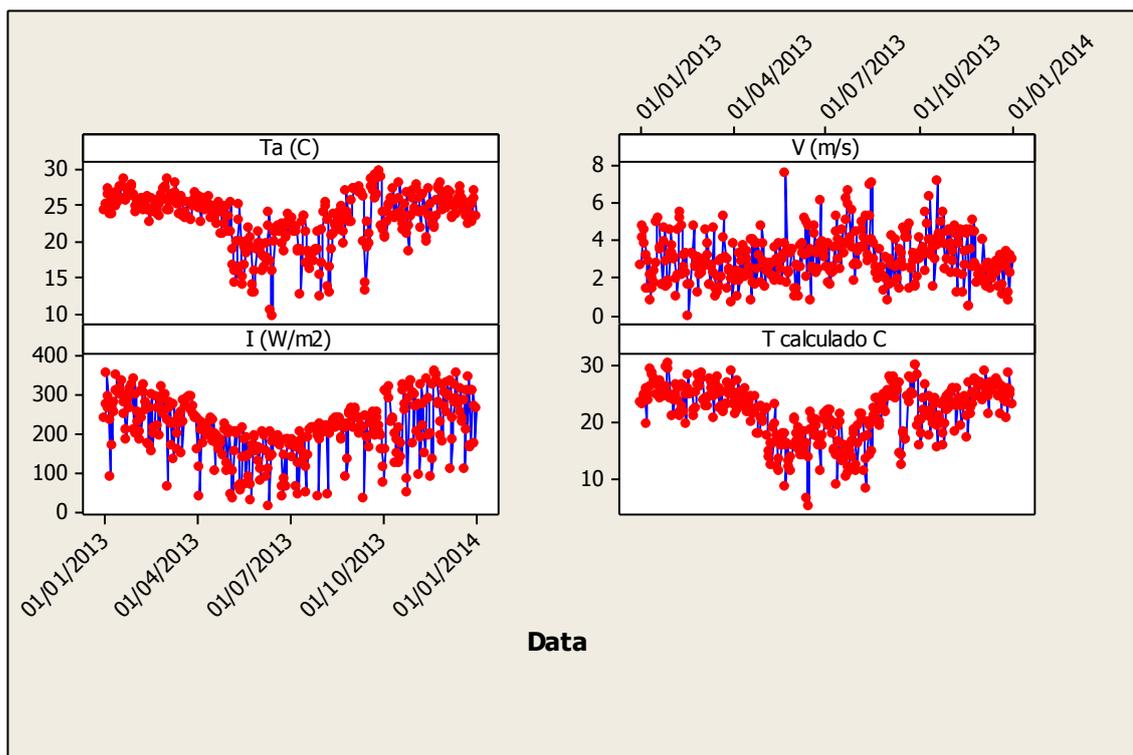
Valor de $c$	Desempenho
>0,85	Ótimo
0,76 a 0,85	Muito Bom
0,66 a 0,75	Bom
0,61 a 0,65	Mediano
0,51 a 0,60	Sofrível
0,41 a 0,50	Ruim
≤0,40	Péssimo

## 2. Resultados e discussões

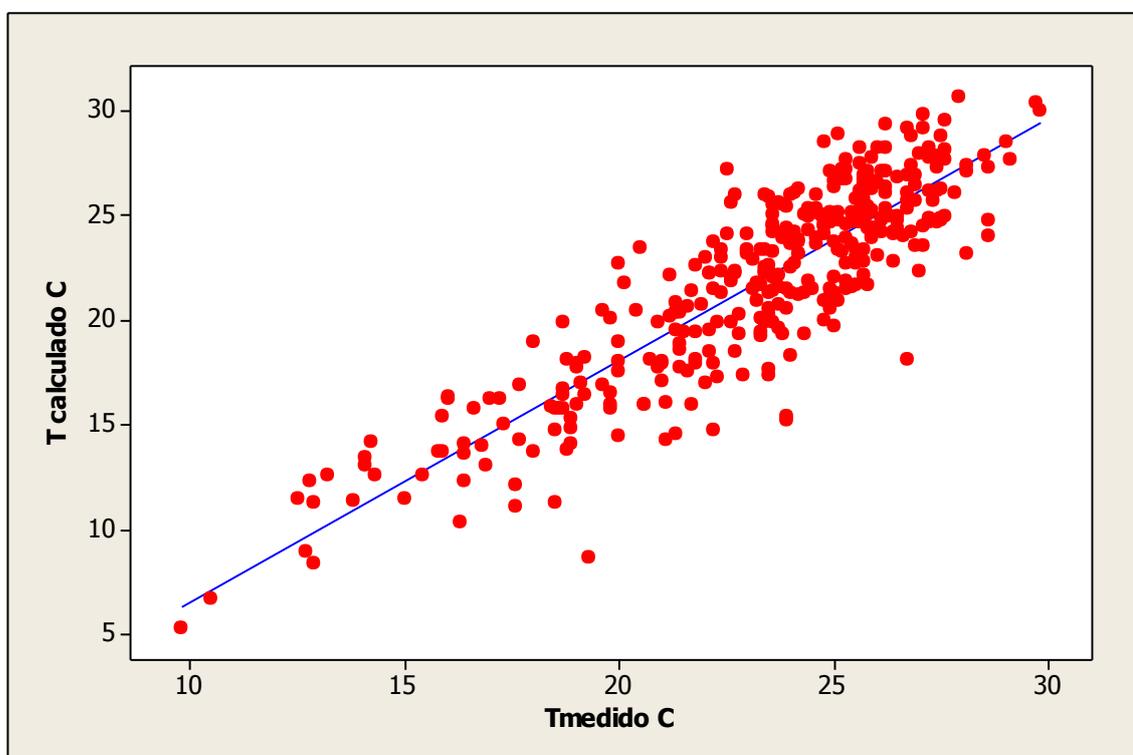
Os valores da radiação solar sobre um plano horizontal, a velocidade do vento e a temperatura ambiente, em 2013, estão representados graficamente na Figura 1. Esses valores foram utilizados para prever a temperatura da célula PV.

Para avaliar o ajuste do modelo deve-se realizar uma análise dos resíduos. Essa análise pode ser feita através do gráfico das variâncias residuais de cada observação em relação aos valores ajustados pelo modelo. O modelo definiu o gráfico com os pontos mais próximos a zero no intervalo entre  $-0,0050$  e  $0,0050$  (Figura 3). Outro gráfico que também é um bom indicador de ajuste do modelo é dos valores observados da variável de resposta em relação aos valores definidos pelo modelo. Os pontos deste gráfico devem ser próximos, indicando que os valores ajustados estão perto de valores medidos (Figuras 2 e 3) (de Souza, A., Aristone, F. and Sabbah, I., 2015; Souza, A., Pavão, H. G., Oliveira, A. P G, 2013).

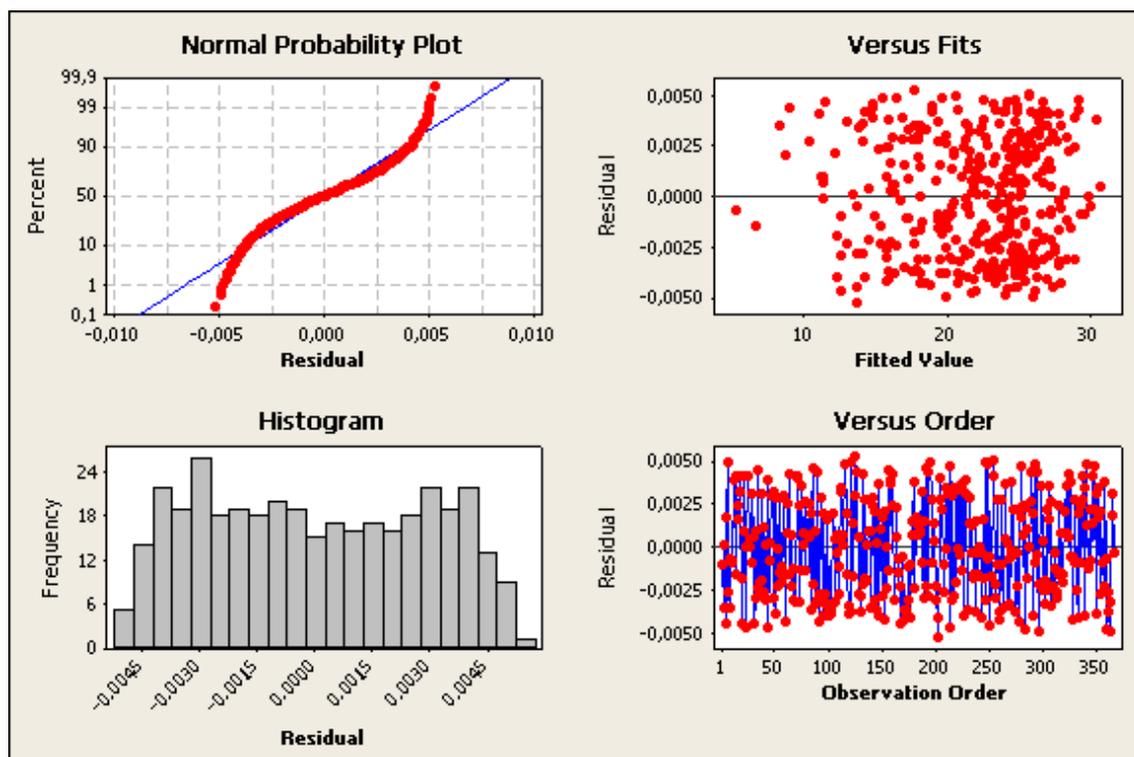
A temperatura de células fotovoltaicas é um dos parâmetros mais importantes utilizados na avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos e de sua potência. A temperatura da célula depende de vários parâmetros. A eficiência do módulo fotovoltaico depende em grande medida da temperatura de funcionamento das suas células. Temperaturas de células PV são muito difíceis de medir, uma vez que as células são firmemente encapsuladas, a fim de protegê-las da degradação causada pela exposição contínua ao tempo (P. Trinuruk, C. Sorapipatana, and D. Chenvidhya, 2009).



**Figura 1** - Variação da temperatura ambiente ( $T_a$  °C), da velocidade dos ventos  $V_v$  (m/s), da irradiância solar  $I_r$  ( $W/m^2$ ) e da temperatura da célula fotovoltaica  $T_{cal}$  (°C) diariamente.



**Figura 2** - Temperatura calculada em função da temperatura medida.



**Figura 3** - Modelagem da temperatura calculada em função da irradiância, velocidade dos ventos e temperatura.

Neste estudo, a precisão do modelo foi determinada usando os dados medidos em Campo Grande/MS, no período entre janeiro e dezembro de 2013. Usando os dados obtidos, as constantes de regressão  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  foram determinadas para o modelo. As constantes de regressão  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  foram obtidas utilizando ferramentas de ajuste de curvas proporcionadas pelo software MATLAB. A previsão da temperatura da célula PV "Novo Modelo" foi desenvolvida utilizando dados experimentais obtidos durante o período de análise da área de estudo com base no modelo de previsão de temperatura linear descrito na equação 1.

De acordo com os resultados do teste estatístico, pode ser visto que os valores estimados da temperatura da célula PV utilizando o modelo estão de acordo com os valores medidos. A figura 2 mostra os valores medidos e estimados da temperatura da célula PV usada durante o ano de 2013. As temperaturas atingiram máximas diárias em torno de 30 °C e as baixas temperaturas médias ocorreram em torno de 10 °C, considerando-se todo o período do estudo. Ao longo desse período, a duração do dia variou tipicamente das 7horas às 18 horas com intensidade de luz. Em geral o céu ficou claro ou não nublado, com pouca variação nesse período. Ao longo do período de estudo as velocidades típicas do vento podem variar de 0 m/s

a  $6 \text{ m/s}$ , raramente superior a  $7,6 \text{ m/s}$ . O vento é mais frequente do sul ao oeste (21%), sul (18%), nordeste (17%) e leste (15%).

Os valores da temperatura das células PV calculados e medidos mostram que eles covariam de forma linear, com um coeficiente de correlação de 0,7763, como é mostrado na figura 2. Pode ser visto a partir das figuras 2 e 3, e da tabela 1, que as temperaturas das células PV estimadas mostram uma boa correlação com os dados medidos. Os coeficientes determinados  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  e o coeficiente de correlação de temperaturas de células fotovoltaicas previstos e medidos são: intercepto =  $-6,98$ ; irradiância =  $0,0138 \text{ W/m}^2$ , temperatura =  $1,15^\circ\text{C}$ , velocidade dos ventos =  $1,17 \text{ m/s}$  e coeficiente de correlação = 0,7763, respectivamente, e o índice de confiança ou desempenho  $c$  se mostrou muito satisfatório. Os erros percentuais são muito pequenos. Nesta análise foram utilizados 365 dados de temperatura das células PV coletadas. Os resultados estatísticos acima mostram que o "modelo" pode ser utilizado para prever a temperatura da célula fotovoltaica com um erro de 2,73%. Com este novo modelo, pode-se estimar com precisão qual a temperatura da célula PV para o estado de Mato Grosso do Sul.

Muzathik (2014) estudou a temperatura das células a partir da temperatura ambiente, irradiância e velocidade dos ventos e encontrou que o modelo tende a dar melhor resultados para a temperatura das células. A partir dos resultados das temperaturas preditas conclui-se que os dados mostraram boa correlação com os valores medidos.

### 3. CONCLUSÃO

O desvio total percentual da temperatura esperada é menor do que 2,27% neste estudo. Portanto, pode se concluir que a precisão das temperaturas previstas é adequada para aplicações de energia solar renováveis e pode ser usada na área de estudo e em áreas tropicais com condições climáticas similares, onde a temperatura ambiente se mantenha relativamente constante ao longo do dia.

Portanto, com base nos resultados estatísticos um novo modelo linear simples é recomendado para estimar as temperaturas das células PV da área de investigação e em outros lugares com áreas semelhantes e condições climáticas equivalentes. O presente trabalho irá ajudar a avançar o estado atual de conhecimento de energia solar fotovoltaica renovável, principalmente onde a estimativa da temperatura das células PV tem aplicações imediatas e relevantes.

#### 4. REFERÊNCIAS

- A. M. Muzathik, **Renewable energies characterization and the development of hybrid renewable energy hydrogen systems**, PhD thesis, University Malaysia Terengganu, Malaysia, 2011.
- B. Marion, B. Kroposki, K. Emery, J. D. Cueto, D. Myers, and C. Osterwald, **Validation of a photovoltaic module energy ratings procedure at NREL**, NREL/TP-520-26909, 1999.
- Camargo, A. P; Sentelhas, P. C. **Avaliação do desempenho de diferentes métodos de estimativas da evapotranspiração potencial no Estado de São Paulo, Brasil**. Revista Brasileira de Agrome- teorologia, Santa Maria, v.5, n.1, p.89–97, 1997.
- C. Schwingshackl, M. Petitta, J. E. Wagner, G. Belluardo, D. Moser, M. Castella, M. Zebisch, and A. Tetzlaff, **Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation**, Energy Procedia, vol. 40, pp. 77-86, 2013.
- D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, **Photovoltaic array performance model**, SAND2004-3535, 2004.
- de Souza, A., Aristone, F. and Sabbah, I. (2015) **Modeling the Surface Ozone Concentration in Campo Grande (MS)—Brazil Using Neural Networks**, *Natural Science*, **7**, 171-178. <http://dx.doi.org/10.4236/ns.2015.74020>
- E. Skoplaki and J. A. Palyvos, **On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations**, Solar Energy, vol. 83, pp. 614-624, 2009.
- E. Skoplaki and J. A. Palyvos, **Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations**, Renewable Energy, vol. 34, pp. 23-29, 2009.
- E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos, **A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting**, Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 92, pp. 1393-1402, 2008.
- G. TamizhMani, L. Ji, Y. Tang, and L. Petacci, **Photovoltaic module thermal-wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating**, NCPV and solar program review meeting Proceedings, Denver, CO, USA, 24-26 March 2003.
- International Standard IEC 61215, **Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – design qualification and type approval**, 2005.
- M. C. A. Garcia and J. L. Balenzategui, **Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations**, Renewable Energy, vol. 29, pp. 1997-2010, 2004.

M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, and J. Wirth, **Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering**, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, pp. 1638-1646, 2011.

M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, **Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance**, *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 553-567, 2006.

M. W. Davis, A. H. Fannee, and B. P. Dougherty, **Measured versus predicted performance of building integrated photovoltaics**, *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 125, pp. 21-27, 2003.

M. W. Davis, A. H. Fannee, and B. P. Dougherty, **Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures**, *Transactions of the ASME*, vol. 123, pp. 200-210, 2001.

Muzathik A. M.. Photovoltaic Modules Operating Temperature Estimation Using a Simple Correlation. *International Journal of Energy Engineering* Aug. 2014, Vol. 4 Iss. 4, PP. 151-158.

P. Trinuruk, C. Sorapipatana, and D. Chenvidhya, **Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand**, *Renewable Energy*, vol. 34, no. 11, pp. 2515-2523, 2009.

R. Schaeffer, A.S. Szklo, A.F.P. DE Lucena, Borba BSMC, Nogueira LPP, F.P. Fleming, *et al.* *Energy sector vulnerability to climate change: a review*. *Energy*, 38 (2012), pp. 1–12

Souza, A., Pavão, H. G., Oliveira, A. P G., Modeling of ozone due to weather conditions. *Revista Brasileira de Climatologia* . Ano 9 – Vol. 12 , pg 8-21– JAN/JUL 2013.

S. Armstrong and W. G. Hurley, **A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions**, *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, pp. 1488-1495, 2010.

T. Piyatida, S. Chumnong, and C. Dhirayut, **Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand**, *Renewable Energy*, vol. 4, no. 11, pp. 2515-2523, 2009.

Willmott, C. J.; Ackleson, S. G.; Davis, R. E.; Feddema, J. J.; Klink, K. M.; Legates, D. R.; Rowe, C. M.; O'Donnell, J. **Statistics for the evaluation and comparison of models**, *Journal of Geophysical Research*, Ottawa, v.90, n.C5, p.8995– 9005, 1985.