

# MODELOS ESTATÍSTICOS PARA OBTENÇÃO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA SOB CONDIÇÕES REAIS DE OPERAÇÃO

**Janis Bezerra Galdino** (UFPE) - janisgaldino@gmail.com

**Valentin Paschoal Perruci** (Instituição - a informar) - vpperruci@gmail.com

**Gabriel Dantas de Oliveira Rolim** (UFPE) - biel.dantasrolim@gmail.com

**Olga de Castro Vilela** (Instituição - a informar) - osc.olga.cer@gmail.com

## **Resumo:**

*As características elétricas dos módulos fotovoltaicos comerciais são disponibilizadas na condição padrão de teste (STC). Entretanto, durante sua operação o módulo estará submetido a diversas condições de temperatura e irradiância espectral, variáveis que interferem no seu funcionamento. Modelos físicos para a simulação do comportamento elétrico de módulos fotovoltaicos em condições reais de operação estão disponíveis. O mais simples utiliza apenas dados fornecidos nas especificações comerciais do módulo fotovoltaico. Entretanto, erros sistemáticos podem surgir em razão de discrepâncias entre as suas considerações e as condições reais de operação do módulo. Alternativamente, é possível adotar procedimentos baseados em modelagem estatística, que permitem a associação de variáveis pertinentes. Neste trabalho, propõe-se estimar o ponto de máxima potência (em condições reais de operação) em função da irradiância global e temperatura do módulo, incluindo também outras variáveis ambientais de fácil obtenção, como ângulo de incidência da radiação e índice de claridade. O resultado obtido para o método mais simples (modelo de referência) de conversão apresenta valores superestimados de tensão e corrente, erros sistemáticos (e.g., em relação ao índice de claridade), bem como uma ampla dispersão em torno do valor esperado para o ponto de máxima potência da curva característica. Em relação ao modelo de referência, os melhores resultados referentes à estimação da potência máxima foram obtidos pelo modelo M4, que inclui o índice de claridade e ângulo de incidência como entrada, apresentando uma redução de 91,6% na raiz do erro médio quadrático esperado (RMSE), bem como uma redução de 87,4% no intervalo da dispersão em torno do valor esperado do RMSE. De maneira geral, os modelos estatísticos apresentam erros relativos não sistemáticos (aleatórios) cuja dispersão é bastante reduzida em relação ao método de conversão tradicional, sugerindo um aprimoramento substancial na acurácia e incerteza associada à conversão para condições reais de operação.*

**Palavras-chave:** *Translação da Curva IV, Condições Reais de Operação, Ponto de máxima potência.*

**Área temática:** *Conversão Fotovoltaica*

**Subárea temática:** *Controle e monitoramento de sistemas fotovoltaicos*

# MODELOS ESTATÍSTICOS PARA OBTENÇÃO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA SOB CONDIÇÕES REAIS DE OPERAÇÃO

Janis Joplim Bezerra Galdino – janisgaldino@gmail.com

Valentin Paschoal Perruci – vpperruci@gmail.com

Gabriel Dantas Rolim – biel.dantasrolim@gmail.com

Olga de Castro Vilela – osc.olga.cer@gmail.com

Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Energias Renováveis

**Resumo.** As características elétricas dos módulos fotovoltaicos comerciais são disponibilizadas na condição padrão de teste (STC). Entretanto, durante sua operação o módulo estará submetido a diversas condições de temperatura e irradiância espectral, variáveis que interferem no seu funcionamento. Modelos físicos para a simulação do comportamento elétrico de módulos fotovoltaicos em condições reais de operação estão disponíveis. O mais simples utiliza apenas dados fornecidos nas especificações comerciais do módulo fotovoltaico. Entretanto, erros sistemáticos podem surgir em razão de discrepâncias entre as suas considerações e as condições reais de operação do módulo. Alternativamente, é possível adotar procedimentos baseados em modelagem estatística, que permitem a associação de variáveis pertinentes. Neste trabalho, propõe-se estimar o ponto de máxima potência (em condições reais de operação) em função da irradiância global e temperatura do módulo, incluindo também outras variáveis ambientais de fácil obtenção, como ângulo de incidência da radiação e índice de claridade. O resultado obtido para o método mais simples (modelo de referência) de conversão apresenta valores superestimados de tensão e corrente, erros sistemáticos (e.g., em relação ao índice de claridade), bem como uma ampla dispersão em torno do valor esperado para o ponto de máxima potência da curva característica. Em relação ao modelo de referência, os melhores resultados referentes à estimação da potência máxima foram obtidos pelo modelo M4, que inclui o índice de claridade e ângulo de incidência como entrada, apresentando uma redução de 91,6% na raiz do erro médio quadrático esperado (RMSE), bem como uma redução de 87,4% no intervalo da dispersão em torno do valor esperado do RMSE. De maneira geral, os modelos estatísticos apresentam erros relativos não sistemáticos (aleatórios) cuja dispersão é bastante reduzida em relação ao método de conversão tradicional, sugerindo um aprimoramento substancial na acurácia e incerteza associada à conversão para condições reais de operação.

**Palavras-chave:** Translação da Curva IV, Condições Reais de Operação, Ponto de máxima potência.

## 1. INTRODUÇÃO

A curva característica (I-V) de um módulo fotovoltaico (FV) representa seu comportamento elétrico, descrevendo a variação da sua corrente de saída com a tensão elétrica do módulo. Matematicamente, ela é descrita pela Equação de Shockley, que trata o módulo FV como um diodo em paralelo com um gerador de corrente. O formato da curva IV se deve principalmente à corrente de diodo (dependente da tensão) acrescida da corrente fotogerada. Dentre as características que definem o funcionamento de um módulo FV está a energia do gap do material semicondutor que o compõe. O aumento da temperatura provoca uma diminuição da energia do gap, facilitando a formação de portadores de carga e, conseqüentemente, um aumento da corrente fotogerada. De outra forma, o aumento da temperatura causa o efeito inverso na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) que tem seu valor reduzido (Green, 1982). Em geral, o aumento da temperatura tende a diminuir a eficiência da célula, porque a redução da tensão é preponderante ao aumento da corrente. Além da temperatura, a irradiância espectral é outro fator que influencia a performance do módulo FV. A irradiância afeta na quantidade de fótons absorvidos pelo módulo, impactando de maneira diretamente proporcional a corrente. O  $V_{oc}$  possui uma dependência logarítmica com a corrente fotogerada e, como consequência, também com a irradiância (Green, 1982). Além disso, cada material tem uma resposta espectral distinta em relação a absorção de energia e, por isso, as variações com a irradiância espectral são particulares de cada tecnologia FV, porém, como dados espectralmente distribuídos são de difícil acesso, a variação com a irradiância é computada comumente com o seu valor integrado por todo o espectro solar.

Como uma maneira de comparar a performance de diferentes módulos, foi estabelecida uma condição padrão de teste (STC, *Standard Test Condition*). É com base nela que todos os módulos comerciais devem ser certificados. A STC estabelece uma irradiância integrada de  $1000 \text{ W/m}^2$  sob um espectro AM 1.5 e temperatura do módulo de  $25^\circ\text{C}$  para certificação (IEC60904-3). Portanto, as especificações elétricas de um módulo FV comercial estão submetidas a essa condição. Porém, em circunstâncias reais de operação, os módulos FV estarão sujeitos a diversas condições ambientais, muitas vezes, bastante divergentes da STC. Para estimar o comportamento do módulo em operação, além dos parâmetros elétricos na STC, são fornecidos também os coeficientes de variação com a temperatura. Em alguns casos, para representar uma situação mais realista, há também as especificações do módulo para uma condição de operação nominal (NOC,

*Nominal Operational Condition*), definida por irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C sob velocidade de vento de 1 m/s em que se obtém a temperatura de operação nominal (TONC) (Bharti *et al.* 2009). A partir dessas informações, pode-se estimar os parâmetros elétricos ou, se disponível, transladar toda curva I-V da STC para qualquer condição ambiental.

A norma internacional IEC 60891 (2009) estabelece diversos critérios para a translação da curva I-V. Todavia, para seguir com o procedimento recomendado, além dos coeficientes de temperatura fornecidos nas especificações do módulo, a resistência em série  $R_s$  e o fator de correção da curva  $\kappa$  também são utilizados, parâmetros que não são disponibilizados pelo fabricante. Ainda, como a equação de translação proposta pela norma IEC 60891 utiliza a irradiância integrada no plano do módulo, é exigido também que haja uma correção espectral em relação ao espectro de referência e ao instrumento de medição da irradiância. Devido a dificuldades de se obter essas informações, a norma IEC 60891 ainda propõe modelos de interpolação. Além disso, outras equações de translação simplificadas estão disponíveis na literatura (Hecktheuer *et al.*, 2002; Alonso, 2004). Outras variáveis podem alterar a quantidade de irradiância espectral incidente no módulo, afetando de forma indireta o desempenho de módulos FV. O ângulo da radiação incidente, a massa de ar e a radiação difusa são alguns exemplos de variáveis que possuem um impacto na geração FV. Há muitos estudos que reportam as perdas angulares na performance do módulo devido ao ângulo de incidência da radiação, inserindo um fator ou um coeficiente do modificador do ângulo de incidência na simulação da curva I-V (Kim *et al.*, 2019; Louwen *et al.*, 2017; Kratochvil *et al.*, 2009; Whitaker *et al.*, 1991). Modelos estatísticos também se apresentam como uma alternativa para calcular os efeitos das variáveis ambientais na performance do módulo sem a necessidade de parâmetros relacionados ao funcionamento físico do módulo (modelo de diodo) ou utilizar dados do espectro solar ou resposta espectral dos equipamentos (Kim *et al.*, 2019; Ding *et al.*, 2012; Rodrigo *et al.*, 2012; Almonacid *et al.*, 2009; Tsuno *et al.*, 2009).

No presente trabalho, foram desenvolvidos modelos estatísticos para estimar o ponto de máxima potência, comparando os resultados com o obtido através de uma equação de translação da curva I-V simplificada que utiliza como entrada a temperatura do módulo, a irradiância global e os coeficientes fornecidos nas especificações do fabricante. Por ser o ponto de maior interesse durante a operação do módulo FV, o ponto de máxima potência e a tensão e corrente obtidos para potência máxima foram os alvos dos modelos estatísticos. Além da irradiância global e da temperatura do módulo, outras variáveis ambientais foram investigadas a fim de acoplá-las como entrada do modelo estatístico. O ângulo da radiação incidente e o índice de claridade foram estudados como forma inserir indiretamente os efeitos angulares e espectrais, que não conseguem ser totalmente expressos através da correção da temperatura e irradiância global apenas.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 Curvas I-V experimentais

Para os experimentos, foi utilizado um módulo de silício monocristalino (m-Si) Isofotón I-70S. A Tab. 1 mostra suas características e especificações elétricas para as condições STC.

Tabela 1 - Especificações elétricas do módulo Isofotón I-70S para as condições STC e suas características.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Potência máxima ( $P_{max}$ )	70 W
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	21.6 V
Corrente de curto circuito ( $I_{cc}$ )	4.45 A
Tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ )	17.3 V
Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ )	4.05 A
Eficiência ( $\eta$ )	10.5%
Fator de forma (FF)	72.8%
Dimensões	1.224 x 545 x 39,5 mm
Número de células em série	36
Coefficiente de temperatura de $I_{cc}$	0.003 A/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0.0828 V/°C

As curvas I-V foram obtidas através de uma fonte de tensão KEPCO-BOP 200-1 e um sistema de aquisição de dados Campbell CR-100. Um piranômetro LI-COR LI-200R foi utilizado para medição de irradiância global e sensores de temperatura LM-35 foram acoplados na parte detrás do módulo FV para medir sua temperatura. Os experimentos foram realizados em condições outdoor (condições naturais de irradiância espectral, temperatura e velocidade do vento) na Área de Testes do Grupo de FAE no Centro de Energias Renováveis da Universidade Federal e Pernambuco (CER-UFPE), localizado na cidade do Recife-PE, Brasil, latitude 8,05S e longitude 34,55W, entre os meses de setembro e outubro de 2019. Durante os dias do experimento, o módulo FV foi submetido a condições de céu claro e nublado. A Fig. 1 mostra

o histograma dos valores de irradiância global (Fig. 1-a) e temperatura do módulo (Fig. 1-b) obtidos nos experimentos. As curvas I-V contemplam um intervalo de irradiância global entre 136 a 1246 W/m<sup>2</sup> e de temperatura do módulo entre 32 e 55 °C.

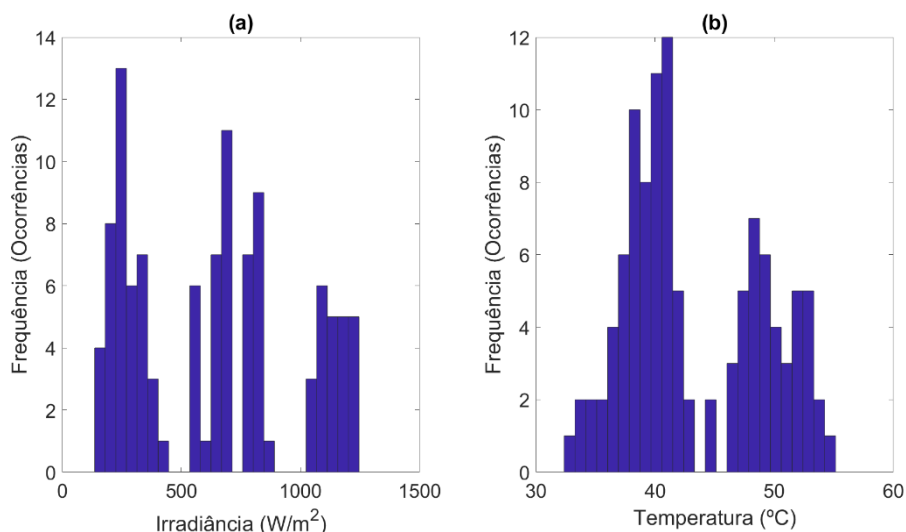


Figura 1 – Histograma: a) irradiância global; b) temperatura do módulo obtidos com os experimentos da curva I-V.

## 2.2 Translação da curva I-V

A equação de translação da curva I-V utilizada como referência neste estudo possui como entrada apenas as irradiâncias globais, temperaturas do módulo e os coeficientes disponíveis nas especificações do módulo FV (Alonso, 2004). As Eqs. 1 e 2 mostram, de forma genérica, a forma funcional do modelo de translação para a tensão e corrente que são avaliados neste trabalho. Considerando  $\gamma_i = \sigma_j = 0, \forall i, j$ , obtém-se a expressão mais simplificada para a translação das curvas I-V, adotada neste estudo como modelo de referência e utilizada para analisar a acurácia dos coeficientes de temperatura do *datasheet* do módulo FV em reproduzir o ponto de máxima potência em condições reais de operação do módulo, em que a temperatura do módulo e o espectro da irradiância assumem valores diferentes do estabelecido na STC.

$$V_B = V_A + m v_t \ln\left(\frac{G_B}{G_A}\right) + \beta(T_B - T_A) + \sum_{i=1}^N \gamma_i X_i \quad (1)$$

$$I_B = I_A + I_{cCA} \left(\frac{G_B}{G_A} - 1\right) + \alpha(T_B - T_A) + \sum_{j=1}^N \sigma_j X_j \quad (2)$$

Em que:  $G$  – irradiância global (W/m<sup>2</sup>);  $T$  – a temperatura do módulo (°C);  $V$  – tensão (V);  $I$  – corrente (A);  $m$  – quantidade de células em série do módulo FV;  $v_t$  – tensão térmica;  $\alpha$  – coeficiente de variação da corrente com a temperatura;  $\beta$  – coeficiente de variação da tensão com a temperatura;  $\mathbf{X}$  – conjunto contendo  $N$  variáveis ambientais;  $\boldsymbol{\gamma}$  – conjunto de coeficientes ajustados para as variáveis ambientais no cálculo de translação da tensão;  $\boldsymbol{\sigma}$  – conjunto de coeficientes ajustados para as variáveis ambientais no cálculo de translação da corrente. Os subíndices A e B indicam estados de operação de tensão e corrente para diferentes condições ambientais. Os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  são fornecidos para a translação da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto, respectivamente. No entanto, em diversas aplicações, esses parâmetros são empregados para transladar todos os pontos da curva I-V (Alonso, 2004).

Na Eq. 1, o efeito da resistência em série na translação da curva I-V é desprezado e considera-se que ao longo de toda a curva característica a variação da tensão é constante. Essas simplificações podem acarretar em um aumento no erro. O impacto da resistência em série, representado aqui por  $\Delta V_{R_s}$ , é mostrado na Eq. 3 e provoca uma diminuição na variação da tensão caso a variação na corrente for positiva. Como o  $R_s$  é um parâmetro que não é informado no *datasheet* dos módulos FV, optou-se, neste trabalho, por desconsiderar o seu efeito na translação.

$$\Delta V_{R_s} = -R_s(I_B - I_A) \quad (3)$$

Para determinar quais parâmetros ambientais seriam inseridos nos novos modelos de translação de curva I-V, foram realizadas análises da dispersão entre erro (relativo e absoluto) do modelo de referência e variáveis ambientais. Como

abordagem preliminar, foram avaliados modelos que incluem o ângulo de incidência da radiação solar e o índice de claridade.

O ângulo de incidência influencia nas perdas ópticas na geração fotovoltaica (King *et al.*, 1997). Inserir-lo em modelos de estimação do ponto de máxima potência em condições reais de operação é importante para incluir também essas perdas, já que elas não podem ser estimadas somente a partir da irradiância global e da temperatura.

O  $K_t$  dá uma indicação da cobertura de nuvens, fator que afeta fortemente o espectro de irradiância que incide no módulo e, como consequência, o seu funcionamento. Além disso, ele é um parâmetro facilmente calculável, dependendo somente de variáveis astronômicas (irradiância extraterrestre) e da irradiância global, como mostra a Eq. 4 (Myers, 2016). Por isso, considerar o  $K_t$  como uma variável de entrada para estimação do ponto de máxima potência pode ser uma forma mais acessível de levar em conta o efeito da variação do espectro solar, sem precisar medir o espectro da irradiância global nem conhecer a resposta espectral dos dispositivos fotovoltaicos. Ainda, por depender do ângulo de zênite, o  $K_t$  também introduz no modelo informações sobre a variabilidade diária da irradiância.

$$K_t = \frac{G}{I_{ext} \times \cos(\theta_z)} \quad (4)$$

Onde  $I_{ext}$  e  $\theta_z$  são a irradiância extraterrestre e o ângulo zenital, respectivamente.

Para a descrição dos modelos, considere as Eqs. 1 e 2, com  $N = 2$ , atribui-se às duas primeiras posições do conjunto de variáveis ambientais ( $X_1$  e  $X_2$ ) o ângulo de incidência  $\theta$  e o índice de claridade  $K_t$ , respectivamente. Como ilustrado na Fig. 2, ao todo, cinco abordagens foram consideradas para a translação da curva I-V com base nas Eqs. 1 e 2 no presente estudo:

- 1) REF: Utilizando apenas os coeficientes  $\alpha$  e  $\beta$  de temperatura fornecidos nas especificações do módulo FV (método convencional;  $\gamma_i = \sigma_j = 0, \forall i, j$ );
- 2) M1: modelo baseado no reajuste dos coeficientes  $\alpha$  e  $\beta$  por meio de método de mínimos quadrados não linear, obtendo os coeficientes  $\alpha_m$  e  $\beta_m$  modificados. Como no modelo REF, considera-se  $\gamma_i = \sigma_j = 0, \forall i, j$ ;
- 3) M2: Inclui coeficientes para o ângulo de incidência da radiação solar no plano do coletor ( $\theta$ ;  $\gamma_1, \sigma_1 \neq 0$ ) e coeficientes modificados  $\alpha_m$  e  $\beta_m$ ;
- 4) M3: Inclui coeficientes para o Índice de Claridade ( $K_t$ ;  $\gamma_2, \sigma_2 \neq 0$ ) e coeficientes modificados  $\alpha_m$  e  $\beta_m$ ;
- 5) M4: Inclui coeficientes lineares para  $\theta$  e  $K_t$  ( $\gamma_1, \sigma_1, \gamma_2, \sigma_2 \neq 0$ ), bem como os coeficientes modificados  $\alpha_m$  e  $\beta_m$ ;

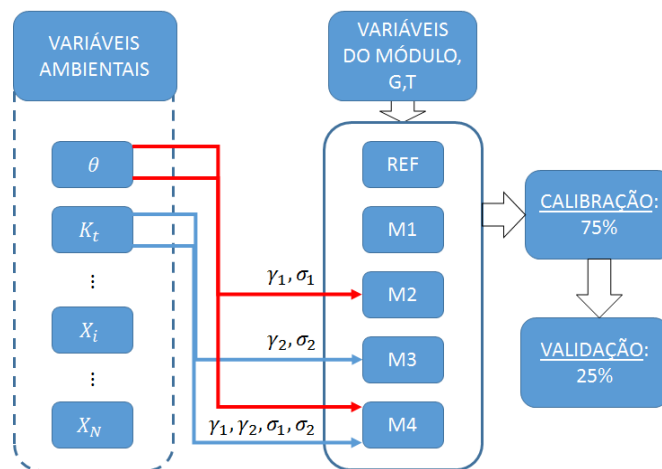


Figura 2. Metodologia aplicada para a modelagem das equações de translação da curva I-V. Para uma variável ambiental qualquer ( $i$ -ésima), os coeficientes  $\gamma_i$  e  $\sigma_i$  para a tensão e corrente, respectivamente. Os conjuntos de calibração e validação contêm, respectivamente, 25% e 75% do total das amostras.

O modelo REF foi adotado como referência neste estudo, contra o qual serão comparados os demais. As soluções foram estimadas por meio de método dos mínimos quadrados não linear, resolvido numericamente através do algoritmo de otimização de Levenberg-Marquart (Moré, 1978; Nocedal e Wright, 2006; Butenko e Pardalos, 2014).

As saídas dos modelos foram comparadas com os valores obtidos das curvas I-V experimentais. Para isso, foi utilizado apenas o ponto de máxima potência. A análise dos modelos foi realizada através do erro relativo ( $E_r$ ), a raiz do erro quadrático médio (RMSE) e razão do desvio padrão ( $STD_{ratio}$ ), mostrados nas Eqs. 5 a 7, respectivamente.

$$E_r = \left( \frac{\hat{Y} - Y}{Y} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (5)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\hat{Y}_i - Y_i)^2}{N}} \quad (6)$$

$$STD_{ratio} = \frac{STD(\hat{Y})}{STD(Y)} \quad (7)$$

Onde:  $\hat{Y}$  é a saída do modelo;  $Y$  é a observação;  $N$  é a quantidade de amostras e  $STD$  é o desvio padrão.

Para avaliar a incerteza e acurácia dos métodos de conversão, são propostos métodos de validação cruzada e estimação de densidade de probabilidade não paramétrica para a inferência da dispersão em torno do valor esperado. Para isso, os modelos são parametrizados considerando subconjuntos de treinamento formados por amostragem aleatória sem repetição (formados a partir do conjunto total de dados). Nesse estudo, o processo foi repetido 1000 vezes, do qual resultaram 1000 subconjuntos de treinamento (os quais contêm 81/108 ou 75% das amostras cada) para a inferência dos parâmetros dos modelos estatísticos. Os 1000 subconjuntos complementares (que contêm 27/108 ou 25% das amostras) foram adotados apenas para o teste dos modelos (validação).

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados mostram que a aplicação do método mais simples para a translação da curva I-V, aqui representado pelo modelo REF (azul), além de apresentar uma tendência de superestimação de valores de tensão e corrente, demonstra a possibilidade de haver erros sistemáticos nos valores estimados de tensão (Fig. 3a), os quais se propagam para os valores calculados de potência (Fig. 3c). Uma possível razão para os erros sistemáticos e a tendência de superestimação nos valores de tensão é que o modelo de referência não considera o impacto da resistência em série, que subtrai, ou "dissipa" um valor de tensão que é dado por  $-R_s \times \Delta I$ . Porém, as principais limitações do modelo REF podem ser mitigadas se forem consideradas variáveis relevantes, como nos casos dos modelos M2, M3 e M4, os quais além dos coeficientes reajustados, incluem também coeficientes lineares para incorporar a influência do ângulo de incidência  $\theta$  e do índice de claridade  $K_t$ .

Para mostrar a relevância da inclusão desses parâmetros nos modelos de translação de curva característica, as relações entre o erro relativo ( $E_r$ ) com o  $K_t$  (Fig. 3) e com  $\theta$  (Fig. 4) do modelo de referência foram comparadas com as dos modelos estatísticos M3 (Fig. 3) e M2 (Fig. 4), em que esses parâmetros foram adicionados na estimação de forma individual. Uma relação de dependência entre  $E_r$  e outras variáveis pode ser inferida através do coeficiente de correlação  $\rho$ . Valores altos do módulo da correlação indicam que há uma dependência entre o erro e a variável de interesse e, dessa forma, é necessário levá-la em consideração para obter uma maior acurácia no modelo de translação.

Na Fig. 3, o modelo de referência (REF, azul) apresenta uma relação de dependência linear entre  $E_r$  e  $K_t$  bem definida em (a) e (c), indicando um erro sistemático diretamente proporcional ao valor de  $K_t$ . Os valores de potência máxima são calculados a partir dos valores estimados de tensão e corrente (para o ponto de máxima potência). Por esse motivo, é razoável que as tendências que se apresentam em (c) sejam composições das tendências em (a) e (b). Associado a isso, apesar de haver uma fraca a moderada relação de dependência linear, as tendências do M3 em (a) e (b) possuem sinais opostos, o que produz um efeito de "compensação" na propagação dos erros sistemáticos para o cálculo da potência máxima. O erro relativo do modelo M3 (vermelho) apresenta valores esperados próximos a zero em relação aos valores de  $K_t$ . Isso sugere uma redução significativa no erro sistemático em relação ao modelo REF, mostrando que a adição do parâmetro  $K_t$  aumenta a acurácia do modelo de translação.

É perceptível uma grande dependência linear entre o  $E_r$  da tensão (no ponto de máxima potência) e o ângulo de incidência (Fig. 4a), tendência esta que é transportada para o  $E_r$  da potência máxima (Fig. 4c). Essa tendência foi observada para valores de irradiância global acima de 500 W/m<sup>2</sup>. Abaixo desse valor, há uma grande quantidade de dados referentes a condição de céu nublado, onde a radiação difusa, que incide no módulo por várias direções, é predominante. Apesar de nenhuma tendência clara ser visualizada entre  $E_r$  da corrente e o ângulo de incidência (Fig. 4b), a utilização de um coeficiente linear para  $\theta$  na descrição da tensão e corrente no ponto de máxima potência (M2, vermelho) acarretou em uma melhora significativa da descrição da potência máxima, como pode ser visto na Fig. 4c, mostrando a relevância da inclusão do parâmetro  $\theta$  nos modelos de translação da curva I-V.

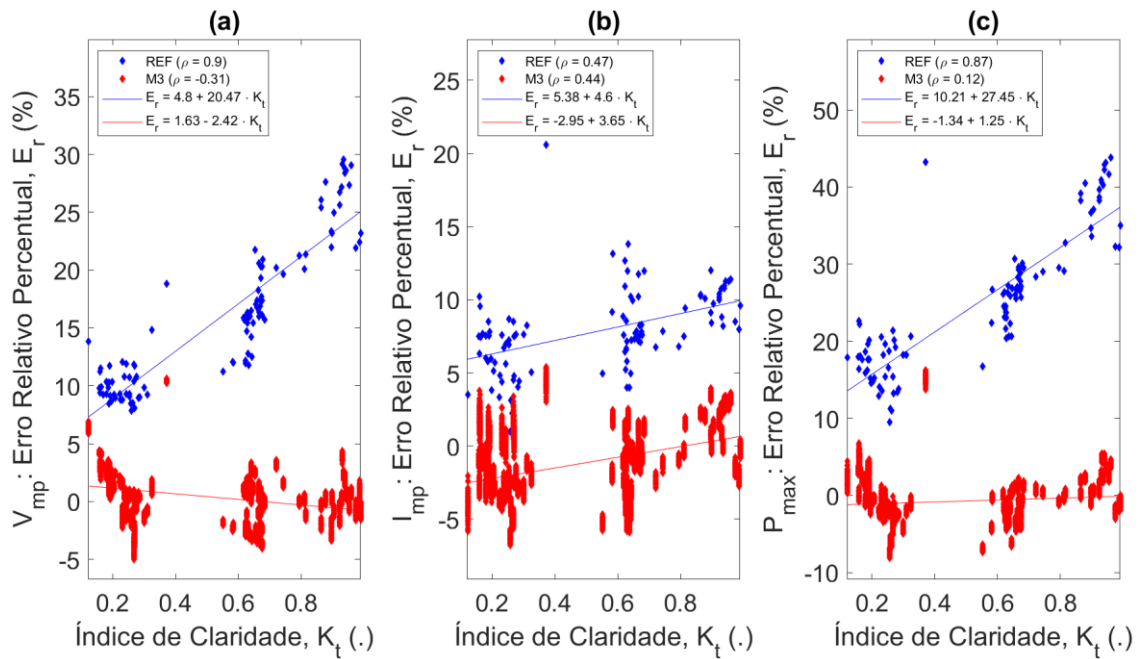


Figura 3 – Erro Relativo Percentual ( $E_r$ ) versus Índice de Claridade ( $K_t$ ) para: a) Tensão de Máxima Potência ( $V_{mp}$ ); b) Corrente de Máxima Potência ( $I_{mp}$ ); c) Potência Máxima ( $P_{max}$ ).

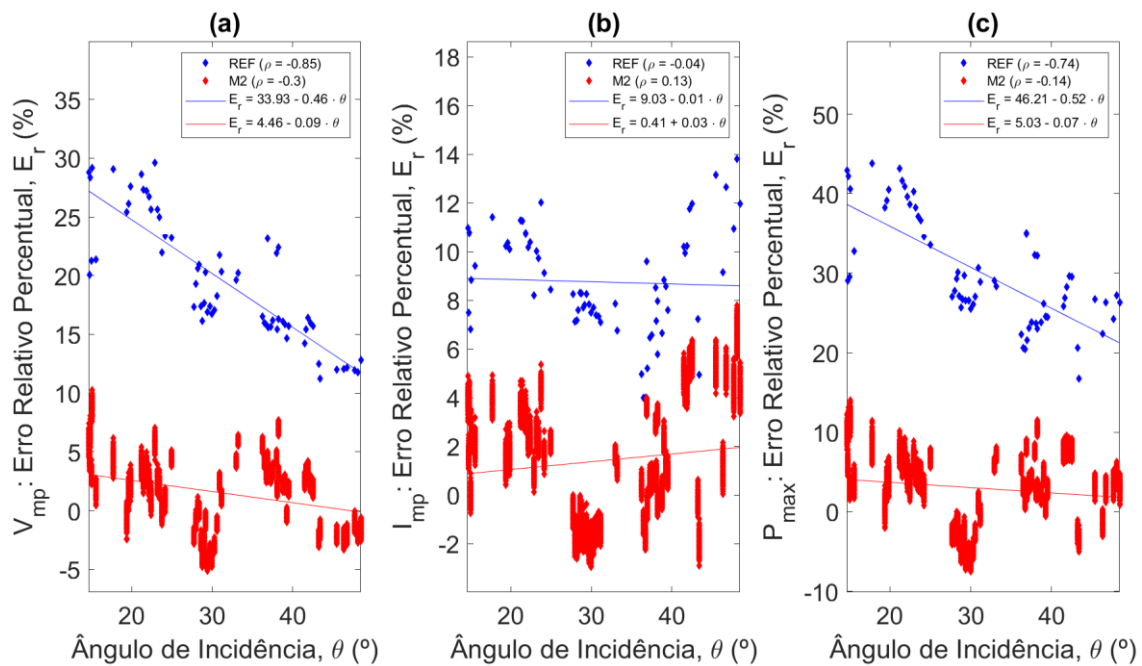


Figura 4 – Erro Relativo Percentual ( $E_r$ ) versus ângulo de incidência da radiação solar no plano do coletor ( $\theta$ ) para: a) Tensão de Máxima Potência ( $V_{mp}$ ); b) Corrente de Máxima Potência ( $I_{mp}$ ); c) Potência Máxima ( $P_{max}$ ).

Nas Figs. 5, 6 e 7 são mostrados RMSE e o  $STD_{ratio}$  dos modelos testados para a tensão, corrente e potência máxima, respectivamente. Para todas as variáveis estudadas, os modelos propostos neste trabalho (M1, M2, M3 e M4) apresentam uma acurácia significativamente maior do que aquela apresentada pelo modelo de referência (REF), tanto em relação ao RMSE quanto ao  $STD_{ratio}$  (valor do  $STD_{ratio}$  mais próximo de um).

Os modelos propostos neste trabalho apresentaram o valor médio do RMSE muito menor do que aquele apresentado pelo modelo REF. Esse fato se deve, principalmente, ao reajuste dos coeficientes  $\alpha$  e  $\beta$  por meio de método de mínimos quadrados não linear. No entanto a utilização das variáveis exógenas teve um impacto significativo (modelos M2, M3 e M4), diminuindo o valor médio do RMSE e a dispersão em torno desse valor. Para M4, o modelo com os melhores resultados, essa redução foi de 91,6% para o RMSE e 87,4% para a dispersão. O modelo M4 utiliza ambos os parâmetros  $K_t$  e  $\theta$  para estimação.

Com respeito ao  $STD_{ratio}$ , os modelos propostos neste trabalho apresentaram valores médios melhores do que o modelo de referência, principalmente para o caso da corrente e potência máxima. Para o caso da tensão, o modelo M1,

que não utiliza informações de variáveis exógenas, apresentou maior dispersão do  $STD_{ratio}$ . E os modelos M3 e M4, que utilizam variáveis exógenas, apresentaram dispersão significativamente mais baixa. Isso significa que a utilização de variáveis exógenas para a minimização do erro sistemático contribuiu sensivelmente para uma melhor descrição da tensão.

Já para o caso da corrente, os modelos M3 e M4 apresentaram maior dispersão. Contudo, existe uma compensação dos resultados da dispersão do  $STD_{ratio}$  na tensão e na corrente, fazendo com que o  $STD_{ratio}$  da potência máxima possua baixa dispersão em todos os modelos propostos. Fato que não ocorreu no modelo REF, que apresenta grande dispersão do  $STD_{ratio}$  também para a potência máxima.

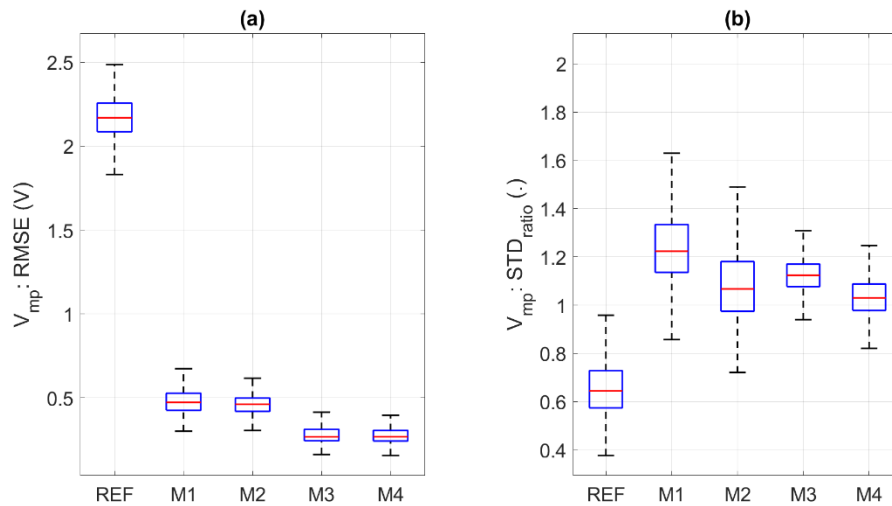


Figura 5 – Tensão de Máxima Potência: diagrama de quartis (percentis: 25% e 75%) e extremos (percentis: 2,5% e 97,5%) para: a) RMSE; e b)  $STD_{ratio}$ .

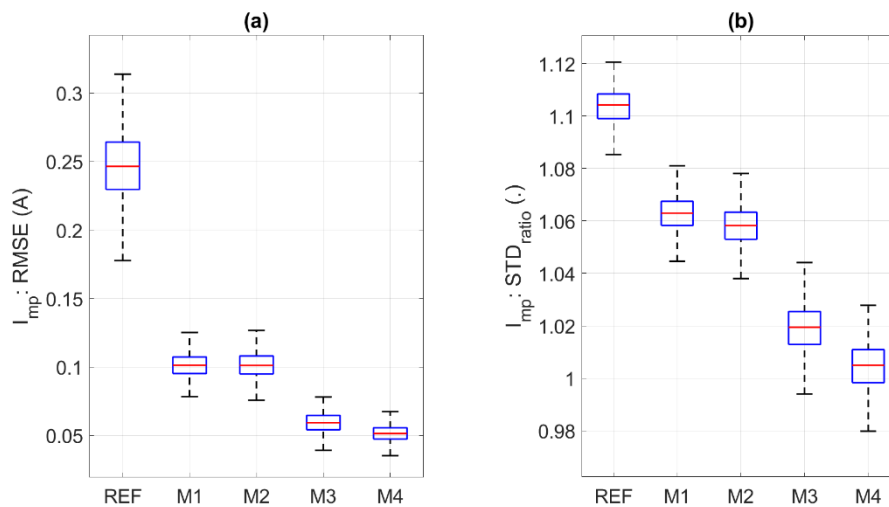


Figura 6 – Corrente de Máxima Potência: diagrama de quartis (percentis: 25% e 75%) e extremos (percentis: 2,5% e 97,5%) para: a) RMSE; e b)  $STD_{ratio}$ .



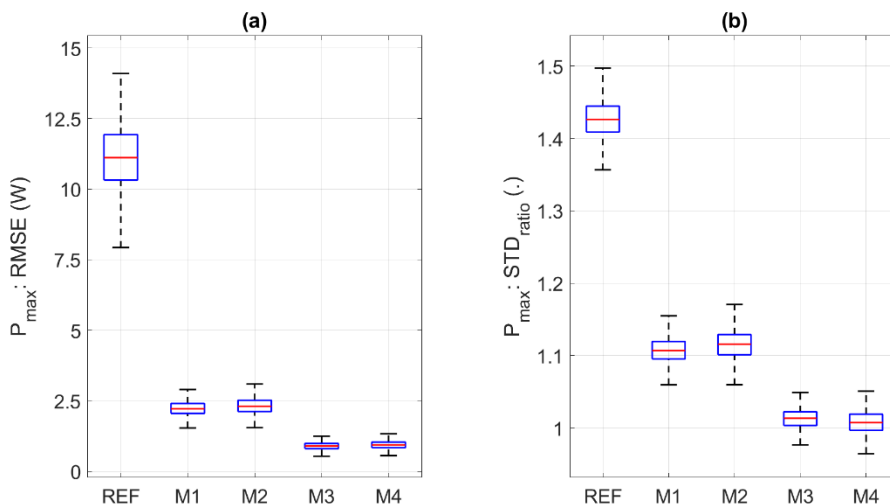


Figura 7 – Potência Máxima: diagrama de quartis (percentis: 25% e 75%) e extremos (percentis: 2,5% e 97,5%) para: a) RMSE; e b)  $STD_{ratio}$ .

Também foi avaliada a possibilidade de utilização do valor da radiação difusa como forma de melhorar a acurácia da descrição do ponto de máxima potência. Contudo, como mostrado na Fig. 8, nenhuma tendência foi evidenciada entre os erros relativos percentuais da tensão e da corrente e o valor da radiação difusa. Dessa forma, a utilização do valor da radiação difusa não acarretaria na diminuição de quaisquer erros sistemáticos, e por isso, não contribuiria para uma melhor descrição da potência máxima.

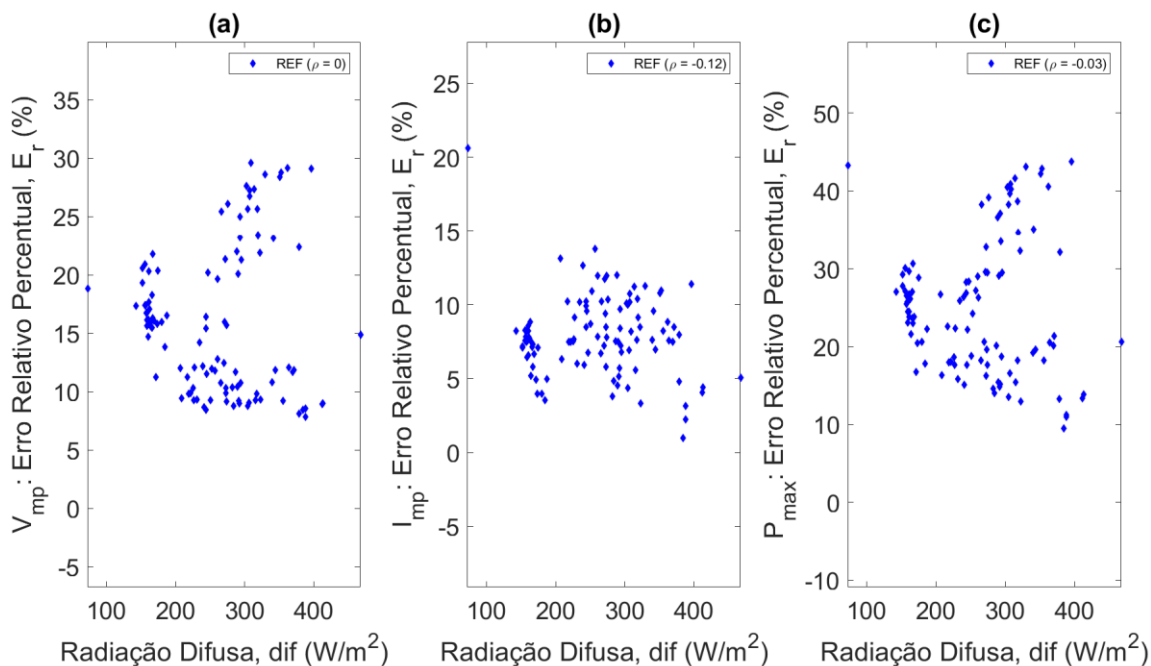


Figura 8 – Erro Relativo Percentual ( $E_r$ ) valor da radiação difusa para: a) Tensão de Máxima Potência ( $V_{mp}$ ); b) Corrente de Máxima Potência ( $I_{mp}$ ); c) Potência Máxima ( $P_{max}$ ).

#### 4. CONCLUSÃO

O modelo simplificado para translação da curva I-V (que utiliza como entrada os coeficientes de temperatura das especificações do módulo FV) adotado como referência neste trabalho não foi suficiente para reproduzir com acurácia o ponto de máxima potência para as condições experimentais as quais o módulo foi submetido. Esse modelo é amplamente utilizado pela sua simplicidade e por não precisar de informações externas à especificação do módulo, com exceção da irradiância global e temperatura. Para a translação do ponto de máxima potência com o modelo de referência, foi encontrada uma tendência elevada de superestimação, provavelmente devido à consideração de  $R_s$  ser nulo. Além disso, foi observado um caráter sistemático do erro relativo com o índice de claridade e o ângulo de incidência da radiação, que pode ser solucionado através de métodos estatísticos simples e de baixo esforço computacional, como mínimos quadrados.

Todos os modelos propostos neste trabalho apresentaram uma descrição do comportamento no ponto de máxima potência significativamente melhor do que o modelo de referência, com destaque para o modelo M4, que apresentou o melhor desempenho dentre todos os modelos testados, com uma redução de mais de 90% do RMSE. Diante disso, fica clara a necessidade de utilização de informações exógenas, tais como ângulo de incidência e índice de claridade. Essas variáveis podem agregar informações sobre as mudanças na irradiância espectral incidente no módulo bem como as perdas ópticas que ele pode estar submetido em condições reais de operação, fatores que irão interferir fortemente no seu funcionamento. Vale ressaltar que o impacto do espectro e das perdas ópticas também são considerados em modelos mais completos para a translação da curva I-V, porém necessitam de parâmetros de entrada mais complexos. Com os modelos propostos nesse estudo, foi possível através de variáveis acessíveis estimar esses efeitos, apresentando uma melhora significativa na descrição do ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico sob condições reais de operação, sem demandar esforço computacional significativo.

### **Agradecimentos**

Ao CNPq e à CAPES pelo apoio financeiro para realização deste trabalho de pesquisa.

A toda a equipe do Centro de Energias Renováveis (CER-UFPE), que acolhem com grande carinho, estrutura e amizade a todos os interessados, simpatizantes, envolvidos e amantes da pesquisa científica e do conhecimento em geral.

### **REFERÊNCIAS**

- Almonacid, F., Rus, C., Hontoria, L., Fuentes, M., Nofuentes, G., 2009. Characterisation of Si-crystalline PV modules by artificial neural networks, *Renewable Energy*, vol. 34, n. 4, pp. 941-949.
- Alonso, M. C., 2004. Modelado de componentes de sistemas fotovoltaicos autónomos. *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*, CIEMAT, vol. 1.
- Bharti, R., Kuitche, J., Tamizhmani, M. G., 2009. Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Effects of module size, loading and solar spectrum, *34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference - IEEE*.
- Butenko, S., Pardalos, P. M., 2014. *Numerical methods and optimization: An introduction*. Chapman and Hall/CRC.
- Ding, K., Ye, Z., Reindl, T., 2012. Comparison of parameterisation Models for the Estimation of the maximum power output of pv modules, *Energy Procedia*, vol. 25, pp. 101-107.
- Green, M. A., 1982. *Solar cells: operating principles, technology, and system applications*. Prentice-Hall, Inc.
- Hecktheuer, L. A., Krenzinger, A., Priebe, C. W. M., 2002. Methodology for photovoltaic modules characterization and shading effects analysis, *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*, vol. 24, n. 1, pp. 26-32.
- International Electrotechnical Commission, 1987. *Standard IEC 60904-3: photovoltaic devices. Part 3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data*.
- International Electrotechnical Commission, 2009. *IEC 60891: Procedure for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics of Photovoltaic Devices*, ed. 2.
- Kim, G. G., Choi, J. H., Park, S. Y., Bhang, B. G., Nam, W. J., Cha, H. L., Park, N.S., Ahn, H. K., 2019. Prediction model for PV performance with correlation analysis of environmental variables, *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, n. 3, pp. 832-841.
- King, D. L., Kratochvil, J. A., Boyson, W. E., 1997. Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors, *The Conference Record of the Twenty Sixth - Photovoltaic Specialists Conference - IEEE*.
- Kratochvil, J. A., Boyson, W. E., King, D. L., 2004. *Photovoltaic array performance model (No. SAND2004-3535)*, Sandia National Laboratories.
- Louwen, A., de Waal, A. C., Schropp, R. E., Faaij, A. P., van Sark, W. G., 2017. Comprehensive characterization and analysis of PV module performance under real operating conditions, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, n. 3, pp. 218-232.
- Moré, J.J., 1978. *The Levenberg-Marquardt algorithm: Implementation and theory*. Numerical Analysis, Lecture Notes in Mathematics, vol. 630. Springer.
- Myers, D. R., 2016. *Solar radiation: practical modeling for renewable energy applications*. CRC press.
- Nocedal, J., Wright, S., 2006. *Numerical optimization*. Springer Science & Business Media.
- Rodrigo, P., Rus, C., Almonacid, F., Pérez-Higueras, P. J., Almonacid, G., 2012. A new method for estimating angular, spectral and low irradiance losses in photovoltaic systems using an artificial neural network model in combination with the Osterwald model, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 96, pp. 186-194.
- Tsuno, Y., Hishikawa, Y., Kurokawa, K., 2009. Modeling of the I-V curves of the PV modules using linear interpolation/extrapolation, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, n. 6-7, pp. 1070-1073.
- Whitaker, C. M., Townsend, T. U., Wenger, H. J., Iliceto, A., Chimento, G., Paletta, F., 1991. Effects of irradiance and other factors on PV temperature coefficients, *The Conference Record of the Twenty-Second - Photovoltaic Specialists Conference - IEEE*.

## STATISTICAL MODELS APPLIED TO SIMULATE THE MAXIMUM POWER POINT UNDER REAL OPERATING CONDITIONS

**Abstract.** *The electrical characteristics of commercial photovoltaic modules are available in the standard test condition (STC). However, during its operation, the module experiences various conditions of temperature and spectral irradiance, which are variables that interfere with its performance. There are many physical models that can simulate the electrical behavior of photovoltaic modules under real operating conditions. The most straightforward and traditional model uses only the data specified in the commercial specifications of the PV module. However, systematic errors may arise due to discrepancies between its considerations and the actual module operating conditions. Alternatively, it is possible to adopt statistical models, which can account for the influence of other variables. In this work, the maximum power point (under real operating conditions) is estimated using the global irradiation and module temperature, and it is analyzed the inclusion of other environmental variables such as the angle of incident radiation and clarity index. The results for the traditional conversion method present overestimated voltage and current values, systematic errors (e.g., concerning the clarity index), as well as a wide dispersion from the expected value to the exact maximum power point. Regarding the reference model (traditional conversion), the best results for the maximum power point estimation were obtained by the M4 model, which includes the clarity index and incidence angle as inputs, presenting a 91.6% reduction in the root of mean square error (RMSE), as well as an 87.4% reduction in the dispersion range around the expected RMSE value. In general, statistical models present non-systematic (random) relative errors whose dispersion is significantly reduced compared to the traditional conversion method, suggesting a substantial improvement in the accuracy and uncertainty associated with conversion to real operating conditions.*

**Key words:** *IV Curve Translation, Real Operational Conditions, Maximum Power Point.*