

MODELOS PARA A TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: UMA REVISÃO DAS CORRELAÇÕES E VARIÁVEIS PERTINENTES

Leticia de Oliveira Santos (UFC) - leticia@fisica.ufc.br

PAULO C. M. CARVALHO (UFC) - carvalho@dee.ufc.br

Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho (UFC) - clodoaldo@ufc.br

Resumo:

Uma revisão das contribuições relevantes dos modelos da temperatura de operação de dispositivos fotovoltaicos (FV) desenvolvidas nos últimos anos é apresentada no presente artigo. O objetivo é auxiliar pesquisadores e profissionais da área a escolher as variáveis significativas e o arranjo experimental mais adequado para compor um modelo acurado. É feita inicialmente uma breve descrição da temperatura de operação da célula/módulo FV e apresentada uma visão geral dos métodos para o cálculo da temperatura da célula. São destacadas as principais variáveis consideradas nos modelos analisados juntamente com os métodos mais acurados de obtenção de dados. Os fatores que apresentam maior influência na temperatura de operação e que aparecem no maior número de modelos são comentados: absorvância solar, eficiência elétrica e transmitância da camada de vidro da célula/módulo FV; irradiância; temperatura ambiente; velocidade do vento. Também são discutidas formas de obtenção da temperatura operacional da célula/módulo FV - obtenção por meio de um módulo com sensor interno, estimativa baseada em parâmetros ambientais e obtenção por meio de modelos usando a temperatura da parte traseira do painel - para fins de validação do modelo.

Palavras-chave: *Temperatura operacional da célula, Modelos térmicos FV, Correlações fotovoltaicas*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Tecnologias e ensaios de módulos fotovoltaicos*

MODELOS PARA A TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: UMA REVISÃO DAS CORRELAÇÕES E VARIÁVEIS PERTINENTES

Leticia de Oliveira Santos – leticia@fisica.ufc.br

Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho – clodoaldo@ufc.br

Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Mecânica

Paulo Cesar Marques de Carvalho – carvalho@dee.ufc.br

Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica

4.2. Tecnologias e ensaios de módulos fotovoltaicos

Resumo. *Uma revisão das contribuições relevantes dos modelos da temperatura de operação de dispositivos fotovoltaicos (FV) desenvolvidas nos últimos anos é apresentada no presente artigo. O objetivo é auxiliar pesquisadores e profissionais da área a escolher as variáveis significativas e o arranjo experimental mais adequado para compor um modelo acurado. É feita inicialmente uma breve descrição da temperatura de operação da célula/módulo FV e apresentada uma visão geral dos métodos para o cálculo da temperatura da célula. São destacadas as principais variáveis consideradas nos modelos analisados juntamente com os métodos mais acurados de obtenção de dados. Os fatores que apresentam maior influência na temperatura de operação e que aparecem no maior número de modelos são comentados: absorvância solar, eficiência elétrica e transmitância da camada de vidro da célula/módulo FV; irradiância; temperatura ambiente; velocidade do vento. Também são discutidas formas de obtenção da temperatura operacional da célula/módulo FV - obtenção por meio de um módulo com sensor interno, estimativa baseada em parâmetros ambientais e obtenção por meio de modelos usando a temperatura da parte traseira do painel - para fins de validação do modelo.*

Palavras-chave: *Temperatura operacional da célula, Modelos térmicos FV, Correlações fotovoltaicas*

1. INTRODUÇÃO

Projetar um sistema fotovoltaico (FV) envolve estimar sua produção anual de energia elétrica. Por tanto, é necessário um modelo térmico para estimar a temperatura operacional do módulo. No entanto, projetar, implementar e monitorar efetivamente o desempenho de plantas FV é complexo pelas influências de vários fatores interativos relacionados ao meio ambiente e à física das células solares. Um modelo de desempenho deve poder separar e quantificar a influência de todos os fatores significativos, incluindo efeitos elétricos, térmicos, espectrais solares e ópticos (King *et al.*, 2004).

Nos últimos anos, a comunidade científica dedicou esforços ao desenvolvimento de métodos para o cálculo direto da temperatura da célula nos módulos a partir de diferentes parâmetros (parâmetros atmosféricos e/ou parâmetros mensuráveis nos módulos). O presente artigo apresenta uma revisão das contribuições relevantes dos modelos da temperatura de operação de dispositivos FV desenvolvidas nos últimos anos. O objetivo é auxiliar pesquisadores e profissionais da área a escolher as variáveis significativas e o arranjo experimental mais adequados para compor um modelo acurado.

O artigo está organizado da seguinte forma: a Seção 2 discute a importância da temperatura de operação da célula/módulo FV. A Seção 3 é uma visão geral dos métodos para o cálculo da temperatura da célula. Na Seção 4 é feita uma análise destacando as principais variáveis consideradas nos modelos analisados e são discutidos individualmente os fatores significativos para o desenvolvimento de um modelo acurado da temperatura de operação: absorvância solar, eficiência elétrica e transmitância da camada de vidro da célula/módulo FV; irradiância; temperatura ambiente; velocidade do vento. Também são discutidas formas de obtenção da temperatura da célula para fins de validação do modelo. A Seção 5 apresenta as conclusões.

2. TEMPERATURA DE OPERAÇÃO

A temperatura de operação da célula / módulo FV (T_c) é crítica para caracterizar o comportamento dos módulos e sua importância já está bem estabelecida. Pode ser encontrado na literatura um número significativo de contribuições que demonstra o efeito adverso de um aumento de T_c no desempenho do módulo (Skoplaki & Palyvos, 2009a). Isso ocorre porque o intervalo de energia (*bandgap*) dos semicondutores que compõem as células FV reduz quando a temperatura aumenta, implicando em uma alteração nos parâmetros elétricos das células: tensão de circuito aberto, fator de forma, potência máxima e eficiência diminuem; enquanto aumenta a corrente de curto circuito (Cuce *et al.*, 2017) (Fig.1).

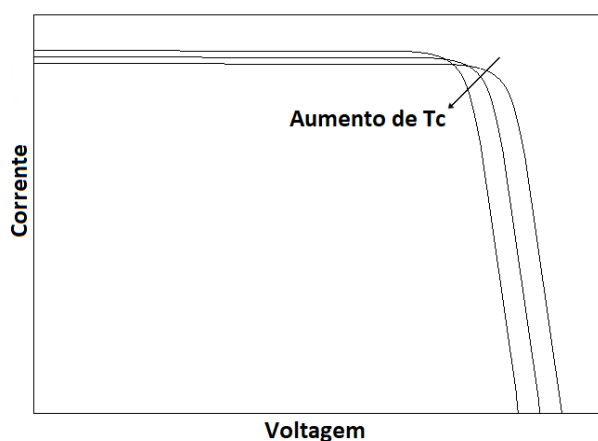


Figura 1- Mudanças na curva característica I – V de uma célula FV com o aumento da temperatura. Adaptado de Rodrigo *et al.* (2014).

O ambiente térmico que estabelece o valor instantâneo da temperatura operacional do módulo é bastante complexo. Um procedimento que leva à estimativa de T_c é o balanço energético relevante do módulo, que deve levar em consideração tanto processos internos que ocorrem no material semiconductor durante seu bombardeio por fótons (o que leva à produção de eletricidade, mas também à liberação da energia não convertida como calor) como mecanismos de transferência de calor padrão, como convecção e irradiação (Fig. 2) (Skoplaki & Palyvos, 2009a). Na maioria dos casos, esses mecanismos afetam tanto a parte frontal quanto a traseira, visto que em instalações típicas, geralmente deixa-se um espaçamento para facilitar a remoção do calor rejeitado, para que o módulo possa operar da maneira mais eficiente possível. Se tratando de plantas autônomas, a condução de calor através da estrutura de montagem também deve ser levada em consideração, embora em condições de estado estacionário a condução transporta apenas o calor para as superfícies que o liberam para o ambiente por convecção e irradiação (Sala, 1989).

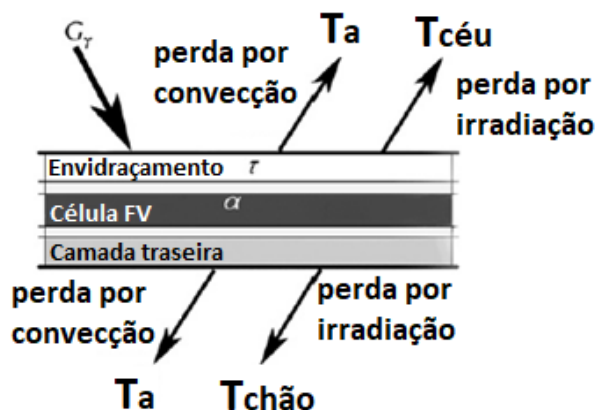


Figura 2 – Processos térmicos em um módulo FV. Adaptado de Skoplaki, & Palyvos (2009a).

Em resumo, a temperatura de operação depende de fatores como: os materiais constituintes dos módulos (semicondutores, células, camadas, encapsulante, dentre outros); a dissipação térmica para o ambiente; as propriedades de absorção das células; a temperatura normal de operação das células; as condições de instalação; as condições ambientais (irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento) (García & Balenzategui, 2004).

3. MODELOS TÉRMICOS DA TEMPERATURA DE OPERAÇÃO

As correlações para T_c encontradas na literatura se aplicam a plantas FV instaladas livremente, a coletores FV/térmicos e a instalações integradas a edifícios (*Building-Integrated Photovoltaics* - BIFV) (Jakhrani *et al.*, 2011; Dubey *et al.*, 2013; Rodrigo *et al.*, 2014; Skoplaki & Palyvos, 2009a; Skoplaki & Palyvos, 2009b; King *et al.*, 2004). Essas correlações expressam T_c em função das variáveis meteorológicas pertinentes - temperatura ambiente, velocidade do vento (V_w) e Irradiância solar (G_r) - e incluem, como parâmetros propriedades dependentes do material e do sistema, como transmitância da tampa da vidraça, absorção da placa.

Também podem ser encontradas correlações que expressam o efeito adverso de um aumento da temperatura operacional na eficiência elétrica do módulo (Fernández *et al.*, 2013; Siefer & Bett, 2014). Os métodos baseados em

parâmetros elétricos do sistema fundamentam-se no fato de que os parâmetros como a tensão do circuito aberto, por exemplo, variam com a temperatura. Isso permite estimar T_c com base nas medições dos dados elétricos, usando procedimentos diferentes (Rodrigo *et al.*, 2014).

A maioria das correlações geralmente inclui um estado de referência e os valores correspondentes das variáveis pertinentes. Um procedimento estabelecido para formular T_c envolve o uso da chamada Temperatura Nominal de Operação da Célula (*Nominal Operating Cell Temperature - NOCT*), definida como a temperatura de um dispositivo nas Condições Ambiente Terrestre Nominal (*Nominal Terrestrial Environment - NTE*), que são: irradiância solar 800 W/m^2 ; temperatura ambiente 20°C ; velocidade média do vento 1 m/s ; carga elétrica zero (circuito aberto); estrutura de montagem independente orientada "normal ao meio-dia solar" (Stultz & Wen, 1977; ASTM, 1999).

As condições padrão são usadas para 'classificar' ou 'especificar' o desempenho do módulo. Os parâmetros de desempenho associados são normalmente as classificações da placa de identificação do fabricante (especificações) ou resultados de testes obtidos de um laboratório de testes de módulos. A precisão dessas especificações de desempenho é fundamental para o projeto de plantas FV, porque fornecem o ponto de referência a partir do qual o desempenho em todas as outras condições operacionais é derivado (Downs, 1995).

Se não estiverem disponíveis no fabricante do módulo, os parâmetros necessários estão disponíveis no banco de dados do módulo ou podem ser medidos durante testes externos em condições reais de operação (King *et al.*, 1997). Em situações BIFV, os módulos são instalados a uma distância otimizada da fachada do edifício e, portanto, o balanço energético não se limita às camadas do módulo. Neste caso, onde os dois lados dos módulos estão sujeitos a condições ambientais bastante diferentes, o modelo NOCT simples pode subestimar T_c em até 20 K (Davis *et al.*, 2001). Conseqüentemente, nesses casos é preciso um sistema de três equações simultâneas, cada uma resultante de um balanço energético individual na respectiva camada e apresentando a temperatura respectiva, isto é, a do módulo, do espaço livre e da parede.

Do ponto de vista matemático, as correlações para T_c podem ser explícitas, fornecendo T_c diretamente, ou implícitas, que envolvem variáveis que dependem de T_c . Neste último caso, é preciso um procedimento de iteração para o cálculo relevante (Mohammed *et al.*, 2019).

Pode-se relacionar T_c com a temperatura da parte traseira do painel (*Back-side Temperature - T_b*), as duas temperaturas podem ser diferentes em alguns graus. Essa diferença depende dos materiais do substrato do módulo e dos níveis de fluxo da irradiância solar. Um modelo térmico implícito de base empírica simples relacionando T_c e T_b foi aplicado com sucesso para diversos arranjos de módulos, fornecendo T_c esperada do módulo com uma precisão de cerca de $\pm 5^\circ\text{C}$ (Eq. (1)). Incertezas de T_c dessa magnitude resultam em um efeito inferior a 3% na potência de saída do módulo (King *et al.*, 2004).

$$T_c = T_b + \frac{G_t}{G_{ref}} \Delta T \quad (1)$$

Onde:

G_t = fluxo de irradiância solar no módulo (W/m^2)

G_{ref} = fluxo de irradiância solar de referência no módulo (1000 W/m^2)

ΔT = a diferença de temperatura entre T_c e T_b , nesse fluxo de irradiância solar de referência

A equação explícita mais simples para a T_c , a vincula à temperatura ambiente (T_a) e ao fluxo de irradiância solar incidente (Eq. (2)) (Ross RG, 1976).

$$T_c = T_a + kG_t \quad (2)$$

Esta expressão linear, não considera carga elétrica ou vento, mas um parâmetro dimensional k , o chamado coeficiente de Ross, dado pela razão $\Delta(T_c - T_a) / \Delta G_t$. Os valores relatados para k variam e podem ser categorizados qualitativamente de acordo com o nível de integração e o tamanho do espaço atrás dos módulos (Buresch, 1983; Nordmann & Clavadetscher, 2003). Alguns trabalhos associam valores estimados do parâmetro k com vários tipos de arranjos / esquemas de montagem (Skoplaki & Palyvos, 2009a).

Nas condições NOCT, há um método relevante, que assume que ambos os lados do módulo apresentam a mesma temperatura ambiente, baseia-se no fato de que a diferença de temperatura ($T_c - T_a$) é praticamente independente de T_a , mas linearmente proporcional ao fluxo de irradiância solar incidente. Além disso, faz a aproximação de que o coeficiente de perda de calor geral, U_L , seja constante. Esta última aproximação, no entanto, não é realmente necessária, pois não leva a uma simplificação substancial. Assim, o balanço energético de uma área do módulo unitário fica (Duffie & Beckman, 2006):

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_t}{G_{NOCT}} \right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \right] \quad (3)$$

η_c é a eficiência elétrica do módulo é uma função de T_c (nas condições NOCT: $\eta_c = 0$), portanto, a Eq. (3) é uma equação implícita para a temperatura do módulo. Essa correlação é adequada principalmente para situações em que os módulos são instalados da maneira independente.

Os métodos baseados em medições diretas têm se mostrado mais preciso do que os métodos com base nos parâmetros atmosféricos, que apresentam incertezas relacionadas às fontes dos dados meteorológicos e ao modelo em si (Rodrigo *et al.*, 2014). O segundo, no entanto, é uma ferramenta muito útil visto que apresenta a vantagem de que T_c pode ser estimada em qualquer local por meio de dados metrológicos (Pérez-Higueras *et al.*, 2012). Os métodos baseados em medições diretas no módulo podem ser usados para análises de desempenho em campo. Os métodos baseados em parâmetros atmosféricos são adequados quando as medições diretas no módulo não são possíveis.

Entre os métodos baseados em medições diretas, alguns deles têm a vantagem de que os parâmetros podem ser obtidos a partir de dados de fabricantes ou da literatura científica (Muller, 2011; IEC, 2011; Ju *et al.*, 2013; Yandt, 2012). No entanto, são necessários valores precisos dos parâmetros, porque esses métodos são muito sensíveis aos valores escolhidos. Essas medições podem fornecer os parâmetros básicos de desempenho (corrente de curto-circuito, corrente no ponto de potência máxima, tensão de circuito aberto, tensão no ponto de potência máxima) na condição padrão (referência), bem como outros coeficientes (Barange & Sharma, 2019). Presume-se que a influência espectral, as perdas ópticas e os coeficientes de temperatura do módulo estejam disponíveis nos resultados dos testes em módulos individuais. Esse tipo de modelo inclui diretamente as perdas no nível da matriz associadas à incompatibilidade do módulo e à resistência da fiação que são difíceis de prever ou determinar explicitamente. O restante dos métodos baseados em medições diretas apresenta a desvantagem de que os parâmetros devem ser ajustados a partir de testes experimentais ao ar livre - como requerer um módulo com sensor de temperatura da célula por exemplo - ou de medições internas em um simulador de sol.

Quando se trata de um modelo térmico de um arranjo/conjunto de módulos FV, o arranjo normalmente é modelado como se fosse um módulo muito grande. Geralmente, o efeito de incompatibilidade e perdas de resistência é pequeno (<5%) em relação ao desempenho esperado das classificações das placas de identificação dos módulos individuais (King *et al.*, 2004). Idealmente, as medições de desempenho ($I-V$) no nível do arranjo estão disponíveis; nesse caso, a precisão do modelo pode ser melhorada ainda mais. Uma vez desenvolvido, o modelo também pode ser usado durante o projeto de desempenho para plantas FV autônomas. Esses sistemas são mais complexos que os sistemas conectados à rede, porque incluem armazenamento de energia (baterias) e fontes de energia auxiliares (geradores).

As equações disponíveis na literatura foram desenvolvidas com uma geometria de montagem específica ou um nível de integração do edifício em mente. Portanto, é preciso ter cuidado ao aplicar uma expressão qualquer para a temperatura de operação de um módulo. Dependendo da aplicação específica, alguns métodos podem ser mais adequados que outros. A escolha do método mais adequado não é trivial e depende principalmente da disponibilidade das informações do módulo, da precisão necessária e de questões técnicas.

4. ESTUDO DOS MODELOS

As propriedades térmicas dos materiais e as condições ambientais exercem grande influência na temperatura de operação à medida que parte da energia solar é transformada em calor (Hersch, 1982). Dado o exposto, a velocidade do vento torna-se uma variável ambiental de relevância, pois favorece a perda de calor por convecção. Sendo a temperatura da célula FV extremamente sensível à velocidade do vento, menos à direção do vento e praticamente insensível à temperatura atmosférica. Por outro lado, depende fortemente da irradiância e da temperatura ambiente (Griffith *et al.*, 1981).

Na presente seção, é apresentado o resultado de uma revisão dos modelos existentes para o cálculo da temperatura da célula em módulos FV. É feita uma análise das entradas necessárias, vantagens e dificuldades técnicas dos modelos. Dentre os fatores mencionados anteriormente que influenciam na temperatura de operação da célula/módulo FV são destacados os que de acordo com a literatura apresentam maior influência e que aparecem no maior número de modelos: absortância solar, eficiência elétrica e transmitância da camada de vidro da célula/módulo FV; irradiância; temperatura ambiente; velocidade do vento. Essas variáveis foram agrupadas de acordo com a seguinte classificação: variáveis meteorológicas e propriedades dependentes do material e /ou do sistema. Também são discutidas formas de obtenção em campo da temperatura operacional da célula/módulo, um dado importante para validação de um modelo térmico.

4.1 Variáveis meteorológicas

Normalmente os modelos térmicos utilizam recursos solares que dependem do local e dados meteorológicos que são obtidos por meio de banco de dados reconhecidos ou modelos meteorológicos (Anon, 1995; METEONORM, 2003). As estimativas dos valores médios por hora são usadas no modelo térmico para prever T_c associada do módulo FV. Se não, os métodos baseados em parâmetros atmosféricos exigem uma campanha experimental ao ar livre, a fim de obter os parâmetros e os valores da irradiância normal direta, temperatura ambiente e velocidade do vento. A estimativa e/ou média acabam gerando incerteza associada aos dados ambientais tabulados e ao modelo térmico. Quando se usam instrumentos de medição também não se está livre de incertezas, visto que dependendo de como se prepara o arranjo experimental podem haver influências externas ou falhas na medição e acurácia do instrumento. A seguir discutiremos algumas dificuldades técnicas enfrentadas neste campo. Alguns exemplos são a necessidade de um simulador solar

(Peharz *et al.*, 2011), um sistema que bloqueia a luz solar (Muller, 2011), a necessidade de toda a curva I - V do módulo (Yandt, 2014) ou a necessidade de conhecimento avançado em algum recurso específico.

Irradiância eficaz. Medições ou estimativas da irradiância solar, em um local específico, são fundamentais para prever o desempenho e a eficiência dos sistemas de FV (Al-Addous *et al.*, 2017; Ma *et al.*, 2016). A temperatura da célula solar aumenta com a irradiância, para cada aumento de irradiância de 100 W/m^2 , T_c aumenta $4,93^\circ\text{C}$ e a potência de saída das células aumenta $2,94 \text{ W}$ para uma mesma temperatura (Rahman, 2015). Existem dispositivos projetados especificamente para medir a irradiância solar, como o piranômetro e o medidor de irradiância (Al-Addous, 2017; Seaward, 2019; Pandey, 2013). Além desses, são encontrados na literatura ferramentas econômicas para estimar a irradiância solar (Al-Taani & Arabasi, 2018). Frequentemente a maior fonte de erro nas classificações de potência de dispositivos FV, é associada ao instrumento e procedimento usado para quantificar a irradiância (King *et al.*, 2004).

Isso ocorre pelas diferentes influências sistemáticas nos resultados dos testes: os módulos FV respondem a apenas uma parte do espectro solar, enquanto os dispositivos podem responder a todos os comprimentos de onda solares ou a uma faixa semelhante aos módulos FV; a orientação e o ângulo de aceitação óptico ou o ângulo de visão do módulo podem diferenciar do sensor de irradiância solar, a resposta do módulo e do sensor de irradiância solar varia significativamente em função do ângulo de incidência (Ota *et al.*, 2019). Além disso, em caso de sombreamento o valor detectado pelo instrumento de medição e o valor da irradiância na célula serão distintos (Liao *et al.*, 2019).

O conceito de 'irradiância solar eficaz' fornece um método para lidar com essas influências sistemáticas e reduz a dificuldade e a incerteza associadas ao teste de campo de plantas FV. A 'irradiância efetiva' é a irradiância solar no plano do módulo ao qual as células no módulo realmente respondem, após as influências da variação espectral solar, são consideradas as perdas ópticas devido ao ângulo de incidência solar e a sujidade do módulo. Dependendo dos dados medidos disponíveis e da precisão necessária, a irradiância efetiva pode ser determinada usando diferentes abordagens disponíveis (Liao *et al.*, 2019; Ota *et al.*, 2019; Al-Taani & Arabasi, 2018; King *et al.*, 2004).

Influência do vento. Monitorar o vento ou estabelecer condições uniformes para as medições relevantes, especialmente em campo, não é um trabalho simples. Por isso há uma grande quantidade de correlações com coeficientes de transferência de calor relacionados com o vento que apareceram na literatura nos últimos anos (Palyvos, 2008). A baixa disponibilidade de dados locais dificulta garantir resultados precisos para avaliação da eficiência real de operação em locais onde a T_c exerce papel fundamental (Romary *et al.*, 2011). Consequentemente, alguns dos simuladores de eficiência de sistemas FV que baseiam T_c em variáveis ambientais, normalmente desconsideram a velocidade do vento. Como alternativa, dados locais de modelos numéricos de previsão climática tem se mostrado uma saída para substituir as medições de campo (Finamore *et al.*, 2019; Schwingshackl *et al.*, 2013).

A prática meteorológica padrão para registrar a velocidade e a direção do vento localiza o dispositivo de medição (anemômetro) a uma altura de 10 metros em uma área com um número mínimo de edifícios ou estruturas que obstruem o movimento do ar (King *et al.*, 2004). No entanto, nota-se que em alguns trabalhos, após a instalação do sistema, o modelo térmico pode ser "ajustado" determinando coeficientes que compensam influências dependentes do local e instalações de anemômetros diferentes da prática meteorológica padrão (Silva *et al.*, 2017).

Os coeficientes empiricamente determinados também variam para diferentes tipos de módulos e configurações de montagem (Abiola-Ogedengbe *et al.*, 2015). Em alguns casos é apresentado um coeficiente genérico para módulos FV de placa plana típicos de diferentes fabricantes. No entanto, o comportamento térmico dos módulos concentradores pode variar significativamente, dependendo do design do módulo (Peharz *et al.*, 2011; Muller, 2011). Portanto, os coeficientes para concentradores devem ser determinados empiricamente para cada projeto de módulo.

A direção do vento também pode ter uma influência pequena, mas perceptível, em T_c . No entanto, acredita-se que a incorporação do efeito da direção do vento no modelo térmico seja desnecessariamente complexa (Schwingshackl *et al.*, 2013). Portanto, na maioria dos trabalhos, a influência da direção do vento em T_c é desconsiderada ou considerada como uma influência aleatória, acrescentando alguma incerteza ao modelo térmico.

Temperatura ambiente. A temperatura ambiente, ou seja, temperatura do ar de um determinado local tem se mostrado uma variável importante nos modelos matemáticos que a associam tanto à eficiência como à temperatura de células/módulos FV. Analisando os modelos da temperatura operacional da célula, praticamente todos exigem T_a como entrada. O monitoramento da temperatura ambiente não apresenta um grande desafio atualmente. No mercado há dispositivos de alta precisão, com uma faixa operacional e resolução consideráveis a um custo aceitável. Além disso, as técnicas de monitoramento acurado da temperatura ambiente já são estabelecidas e conhecidas (Zimmerman & Hartwick, 1991).

Essa temperatura tem influência direta na taxa de desempenho FV, cuja taxa de desempenho muda sob diferentes condições de operação, especialmente T_a . A nível global, autores têm demonstrado que a taxa de desempenho diminui com a latitude devido à temperatura ambiente, enquanto regiões com alta altitude apresentam taxas de desempenho mais altas devido à baixa temperatura. Por isso, o sul dos Andes, a região do Himalaia e a Antártica têm demonstrado os maiores potenciais FV. Módulos FV com menos sensibilidade à temperatura são preferíveis para as regiões de alta temperatura; já módulos FV que respondem melhor à temperatura podem ser mais eficazes nas regiões de baixa temperatura (Kawajiri *et al.*, 2011).

4.2 Propriedades dependentes do material e /ou do sistema.

Eficiência elétrica da célula/módulo FV. A eficiência elétrica (η) decai com o aumento da temperatura operacional do dispositivo FV (Singh & Ravindra, 2012). Para uma irradiância de 1000 W/m^2 a eficiência elétrica diminui em torno de 0,06% a cada aumento de 1°C na temperatura da célula FV (Rahman, 2015). Como resultado dessa relação, é uma variável presente em um grande número de correlações encontradas na literatura e depende dos parâmetros elétricos das células solares como tensão de circuito aberto (V_{oc}), fator de forma (*Fill Factor* - FF) e corrente de curto-circuito (I_{sc}) (Jakhriani *et al.*, 2011; Dubey *et al.*, 2013; Rodrigo *et al.*, 2014; Skoplaki & Palyvos, 2009a; Skoplaki & Palyvos, 2009b; King *et al.*, 2004). Ela é dada pela razão da Potência Máxima (P_{max}) pela potência de entrada, representada por:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in} \cdot Area} \quad \text{ou} \quad \eta = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (4)$$

Onde P_{in} é a intensidade da irradiância incidente (Singh & Ravindra, 2012).

Os valores η , V_{oc} , I_{sc} , FF , são normalmente fornecidos pelo fabricante, visto que são fatores diretamente ligados a produção da célula/módulo. No entanto, podem ser obtidos de forma empírica usando determinadas técnicas (Salas *et al.*, 2006). Cada um desses coeficientes de temperatura de parâmetros da célula fornece informações sobre a física do dispositivo. A sensibilidade à temperatura da tensão em circuito aberto está conectada ao equilíbrio entre geração e recombinação de portadores e sua variação com a temperatura. A sensibilidade à temperatura da corrente de curto-circuito é determinada pela dependência da temperatura do *bandgap* e pelo espectro incidente, por um lado, e pela dependência da temperatura da eficiência de conversão do dispositivo, por outro. Quanto à sensibilidade à temperatura do fator de forma, está idealmente relacionada à sensibilidade à temperatura da tensão em circuito aberto, mas também depende de certos dispositivos e questões tecnológicas (Dupré *et al.*, 2017).

Transmitância da camada de vidro e absorptância solar da célula/módulo FV. A energia solar incidente em um corpo pode ser absorvida, refletida e/ou transpassar o material. Esta é uma característica que pode ser vista em todos os materiais semitransparentes, e representada pelos conhecidos coeficientes de transmissividade (τ), refletividade e absorptância (α) (Incropera *et al.*, 2008). Esses coeficientes são dependentes da irradiância solar incidente e influenciam na taxa de irradiância aproveitada pela célula do painel FV (Cuce *et al.*, 2017).

Normalmente, as células são fabricadas para maximizar a absorção dos comprimentos de onda onde ocorre o efeito fotovoltaico (Ospina, 2017). Se, o fluxo de irradiância solar que cai na superfície do vidro atinge uma taxa de G em Watts, a energia de irradiância absorvida pela cobertura de vidro é dada por

$$Q_g = G\alpha_g = G(1 - \tau_a) \quad (5)$$

onde τ_a é a transmitância do vidro considerando perda somente por absorção (Chow, 2003).

A absorptância aparece em correlações da temperatura de operação da célula tanto de forma independente, como por meio do produto transmitância-absorptância (Jakhriani *et al.*, 2011; Dubey *et al.*, 2013; Rodrigo *et al.*, 2014; Skoplaki & Palyvos 2009a; Skoplaki & Palyvos, 2009b; King *et al.*, 2004). Estudos do relacionamento da sensibilidade dos parâmetros de fabricação sobre a eficiência elétrica e térmica em dispositivos solares mostraram que há ganhos ao incrementar o produto da transmitância-absorptância (Ospina, 2017).

A influência das perdas ópticas (refletância) para os módulos de placa plana é normalmente desprezível até que o ângulo de incidência solar seja superior a 55°C . Essa perda é uma adição à perda típica de 'cosseno' para uma superfície do módulo que não é orientada perpendicularmente ao caminho da luz solar. O efeito cumulativo (perda) ao longo do ano deve ser considerado em projetos de sistemas e orientações de módulos. Para módulos que rastreiam com precisão o sol, não há perda óptica (King *et al.*, 2004).

Outros fatores. Aparecem na literatura vários coeficientes que são relacionados com T_c , influenciados pela construção do módulo, pela configuração de montagem e pela localização e altura em que a velocidade do vento é medida. Também aparecem os chamados fatores que 'introduzem influências aleatórias' em T_c , como a capacitância térmica do módulo e transientes térmicos causados pelas nuvens, umidade e poeira por exemplo (Rahman, 2015; Jakhriani *et al.*, 2011; Dubey *et al.*, 2013; Rodrigo *et al.*, 2014; Skoplaki & Palyvos, 2009a; Skoplaki & Palyvos, 2009b; King *et al.*, 2004). Esses efeitos aleatórios são calculados em média diariamente ou anualmente.

4.3 Validação do método: determinação da temperatura de operação da célula (T_c)

É importante considerar que nem todas as células de um módulo FV operam exatamente na mesma temperatura. A influência da velocidade do vento, direção do vento, membros de suporte estrutural, estruturas de módulos e caixas de junção de módulos pode introduzir distribuições de temperatura não uniformes em toda a superfície da matriz. Normalmente, essas diferenças de temperatura espacial variam em menos de 5°C . A Fig. 3 é uma imagem térmica infravermelha de uma planta FV que ilustra uma distribuição de temperatura típica durante condições de sol com vento calmo ($< 3 \text{ m/s}$) (King *et al.*, 2004). Por causa dessa diferença, os autores trabalham com a "temperatura média da célula" no módulo, simplesmente denominado "temperatura da célula", T_c (Rodrigo *et al.*, 2014).

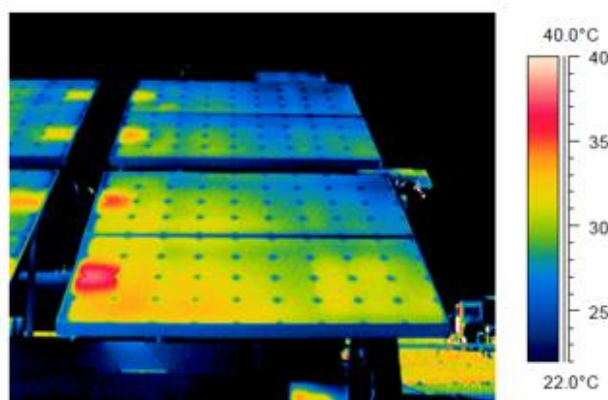


Figura 3 – Imagem térmica infravermelha de módulos FV. Adaptado de King *et al.* (2004).

É importante medir a temperatura da célula FV (temperatura da junção) com precisão, pois esta afeta as características do módulo FV, e não a temperatura da camada inferior (Fig. 4). Essa temperatura pode ser obtida empiricamente, um trabalho não trivial, ou estimada por meio de uma relação matemática com T_b , baseando-se na condução térmica unidimensional através dos materiais do módulo atrás da célula. T_c dentro do módulo é então calculada usando uma temperatura medida na superfície traseira e uma diferença de temperatura predeterminada entre a superfície traseira e a célula.

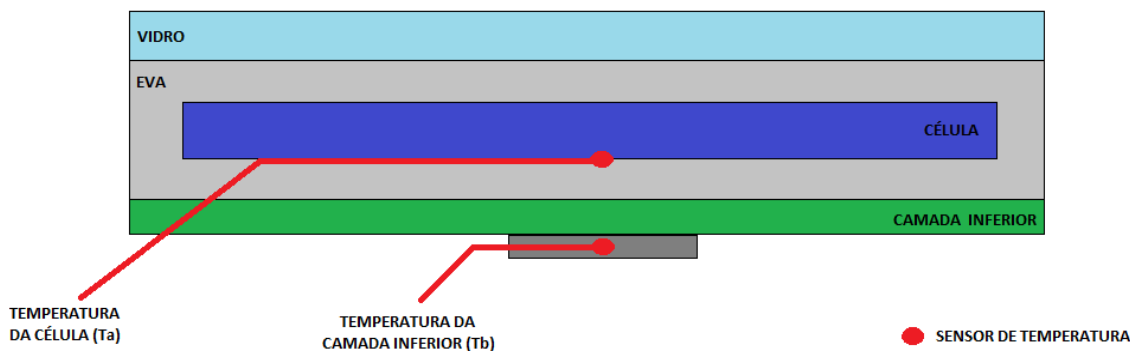


Figura 4 – Representação da célula FV no interior do módulo, ilustrando a diferença entre as temperaturas da célula e da camada inferior do painel. Elaborada pela autora.

Geralmente, a temperatura de um módulo FV é medida conectando-se vários sensores de temperatura (termopares) fixos à parte traseira do mesmo (Nishioka *et al.*, 2018). No entanto, esse termopar detecta a temperatura da camada inferior. A temperatura das células dentro de um módulo FV, T_c , pode ser superior à temperatura do lado de trás (T_b) em alguns graus, essa diferença depende dos materiais do substrato do módulo e dos níveis de fluxo de irradiância solar. De acordo com King *et al.* (2004) essa variação de temperatura geralmente é de 2 a 3°C para módulos de placa plana em um suporte arranjo aberto, (T_c é menos sensível ao vento, por estar dentro da estrutura do módulo, enquanto a folha traseira está exposta diretamente ao vento (Nishioka *et al.*, 2018)). Para módulos de placa plana com uma superfície traseira com isolamento térmico, essa diferença de temperatura pode ser assumida como zero. Para módulos concentradores, essa diferença de temperatura é geralmente determinada entre a célula e a raiz de um trocador de calor com aletas (dissipador de calor) na parte traseira do módulo.

A colocação criteriosa dos termopares ajuda a obter um valor mais preciso para a temperatura média do módulo. A média das medições fornecidas por vários sensores de temperatura pode compensar adequadamente a variação de temperatura espacial presente na matriz, possibilitando a determinação da temperatura média do módulo da superfície traseira. Valores de T_c também podem ser estimados com base em parâmetros ambientais. No entanto, essa estimativa gera incerteza, afetando a precisão do modelo de desempenho (King *et al.*, 2004). Também tem métodos que requerem uma campanha experimental ao ar livre em um módulo com um sensor interno de temperatura da célula. Esse tipo de dispositivo nem sempre está disponível e o procedimento leva tempo para realizar as medições. Estudos comparando a temperatura medida com um sensor interno inserido logo abaixo da célula com a temperatura obtida por meio de modelos baseados no cálculo do fluxo de calor usando T_b mostram uma precisão de $\pm 1^\circ\text{C}$ (Nishioka *et al.*, 2018). Com isso, o uso de modelos que associam T_b a T_c tem se mostrado atrativo visto que a temperatura da camada inferior do módulo pode ser obtida facilmente, enquanto a medida usando um módulo FV com um sensor interno, apesar de precisa é difícil e dispendiosa (Rodrigo *et al.*, 2014). No entanto, deve-se considerar que para um projeto confiável e uma estimativa de desempenho de plantas FV, são necessários modelos precisos e fáceis de implementar (Cuce *et al.*, 2017).

5. CONCLUSÃO

A temperatura de operação da célula/módulo FV é crítica para caracterizar o comportamento dos módulos. A fim de auxiliar pesquisadores e profissionais da área a escolher as variáveis significativas e o arranjo experimental mais adequado para compor um modelo acurado foi feita uma revisão das contribuições relevantes dos modelos da temperatura de operação de dispositivos FV desenvolvidas nos últimos anos. Também foram apresentadas formas de obtenção da temperatura da célula para validação do modelo. Dentre as contribuições podem ser destacadas:

- As correlações para T_c encontradas na literatura se aplicam a plantas FV montadas livremente, a coletores FV/térmicos e a instalações integradas a edifícios. Essas correlações expressam T_c , em função das variáveis meteorológicas e incluem, como parâmetros, propriedades dependentes do material e do sistema.
- Os métodos baseados em medições diretas no módulo têm se mostrado mais preciso que os métodos com base nos parâmetros atmosféricos e podem ser usados para análises de desempenho em campo. Alguns deles têm a vantagem de que os parâmetros podem ser obtidos a partir de dados de fabricantes ou da literatura científica.
- Os métodos baseados em parâmetros atmosféricos têm a vantagem de que T_c pode ser estimada em qualquer local usando dados meteorológicos. São adequados quando as medições diretas no módulo não são possíveis.
- As variáveis que apresentam maior influência e que aparecem no maior número de modelos são: absorvância solar, eficiência elétrica e transmitância da camada de vidro da célula/módulo FV; irradiância; temperatura ambiente; velocidade do vento.
- A absorvância aparece em correlações tanto de forma independente, como por meio do produto transmitância-absorvância.
- A eficiência elétrica do dispositivo FV é normalmente fornecida pelo fabricante do dispositivo FV, se não, pode ser obtida de forma empírica usando determinadas técnicas.
- Frequentemente a maior fonte de erro nas classificações de potência de dispositivos FV, é associada ao instrumento e procedimento usado para quantificar a irradiância. Por isso deve-se atentar em determinar a 'irradiância efetiva'.
- Instalações de anemômetros diferentes da prática meteorológica padrão, diferentes tipos de módulos e configurações de montagem exigem um ajuste por meio de modelagem. A influência da direção do vento em T_c pode ser desconsiderada ou considerada uma influência aleatória.
- A temperatura da célula FV obtida por um módulo com um sensor interno de temperatura, ser estimada por modelos baseados em parâmetros ambientais e obtida por meio de correlação com T_b .
- A melhor forma de obtenção de T_b é conectando vários sensores de temperatura (termopares) e tirando a média das medições fornecidas
- É preciso ter cuidado ao aplicar uma expressão genérica para a temperatura de operação de um módulo FV. Dependendo da aplicação específica, alguns métodos podem ser mais adequados que outros.

Agradecimentos

O primeiro autor agradece o apoio financeiro, em bolsa de mestrado, por parte da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES). Paulo C. M. Carvalho agradece ao CNPq pela bolsa de pesquisador concedida.

REFERÊNCIAS

- Abiola-Ogedengbe, A., Hangan, H., Siddiqui, K., 2015. Experimental investigation of wind effects on a standalone photovoltaic (FV) module, *Renewable Energy*, 78, 657–665.
- Al-Addous, M., Dalala, Z., Class, C.B., *et al.*, 2017. Performance analysis of off-grid FV systems in the Jordan valley, *Renew. Energy*, 113, 930–941.
- Al-Taani, H., Arabasi, S., 2018. Solar Irradiance Measurements Using Smart Devices: A Cost-Effective Technique for Estimation of Solar Irradiance for Sustainable Energy Systems, *Sustainability*, 10(2), 508.
- Anon, 1995. NSRDB Vol.2, National Solar Radiation Data Base, 1961-1990, NREL/TP-463-5784. Disponível no website National Renewable Energy Laboratory: <http://www.nrel.gov>
- ASTM, 1999. Method for determining the nominal operating cell temperature (NOCT) of an array or module, E1036M, Annex A.1. p. 544 (withdrawn recently).
- Barange, A., Sharma, V., 2019. Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Systems.
- Buresch, M., 1983. Photovoltaic energy systems, New York: McGraw-Hill. p. 76.
- Chow, T. T., 2003. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model, *Solar Energy*, 75(2), 143–152.

- Cuce, E., Cuce, P.M., Karakas, I.H., Bali, T., 2017. Um modelo preciso para módulos fotovoltaicos (FV) para determinar características elétricas e parâmetros de desempenho termodinâmico, *Conversão e Gerenciamento de Energia*, 146, 205-216.
- Davis, M.W., Dougherty, B.P., Fanney, A.H., 2001. Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures, *Transactions of the ASME – Journal of Solar Energy Engineering*;123:200–10.
- Downs, R., *et al.*, 1995. FVUSA Procurement, Acceptance, and Rating Practices for Photovoltaic Power Plants, Pacific Gas and Electric Company R&D Report #95-30910000.1, Sept. 1995.
- Dubey, S., Sarvaiya, J. N., Seshadri, B., 2013. Temperature dependent photovoltaic (FV) efficiency and its effect on FV production in the world—a review, *Energy Procedia*, 33, 311-321.
- Duffie, J.A., Beckman, W.A., 2006. *Solar energy thermal processes*, 3rd ed. Hoboken (NJ): Wiley.
- Dupré, O., Vaillon, R., Green, M.A., 2017. *Temperature Coefficients of Photovoltaic Devices, Thermal Behavior of Photovoltaic Devices*. Springer, Cham.
- Fernández, E. F., Siefer, G., Almonacid, F., *et al.*, 2013. A two subcell equivalent solar cell model for III–V triple junction solar cells under spectrum and temperature variations, *Solar Energy*, 92, 221-229.
- Finamore, A., Calderaro, V., Galdi, V., *et al.*, 2019. A Day-ahead Wind Speed Prediction based on Meteorological Data and the Seasonality of Weather Fronts, *IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, March 2019, (pp. 915-920). IEEE.
- García, A. M. C., Balenzategui, J. L., 2004. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations, *Renewable Energy* v. 29, pp. 1997–2010, Mar 2004.
- Griffith, J.S., Rathod, N.S., Paslaski, J., 1981. Some tests of flat plate photovoltaic module cell temperatures in simulated field conditions, *Proceedings of the IEEE 15th photovoltaic specialists conference*, Kissimmee, FL, May 12–15. p. 822–30.
- Hersch, P., Zweibel, K., 1982. *Basic photovoltaic principles and methods*, Solar Energy Research Inst. Golden, CO, EUA.
- IEC, 2011. *Photovoltaic devices – Part 5: determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (FV) devices by the open-circuit voltage method*.
- Incropera, F. P., 2008. *Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa*. ed. LTC.
- Jakhvani, A. Q., Othman, A. K., Rigit, A. R. H., Samo, S. R., 2011. Comparison of solar photovoltaic module temperature models, *World Applied Sciences Journal*, 14(3), 1-8.
- Ju, X., Vossier, A., Wang, Z., *et al.*, 2013. An improved temperature estimation method for solar cells operating at high concentrations, *Solar Energy*; 93:80–9.
- Kawajiri, K., Oozeki, T., Genchi, Y., 2011. Effect of Temperature on FV Potential in the World, *Environmental Science & Technology*, 45(20), 9030–9035.
- King, D. J., Kratochvil, Boyson, W., 1997. *Temperature Coefficients for FV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties, and Results*, 26th IEEE FV Specialists Conference, pp. 1183-1186.
- King, D. L., Kratochvil, J. A., Boyson, W. E., 2004. *Photovoltaic array performance model* (pp. 1-43), United States, Department of Energy.
- Liao, W., Heo, Y., Xu, S., 2019. Simplified vector-based model tailored for urban-scale prediction of solar irradiance, *Solar Energy*, 183, 566–586. doi:10.1016/j.solener.2019.03.023
- Ma, W.W., Rasul, M.G., Liu, G., *et al.*, 2016. Climate change impacts on techno-economic performance of roof FV solar system in Australia, *Renew. Energy*, 88, 430–438.
- METEONORM, 2003. *Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Climatology*, Ver. 50, Edition 2003 <http://www.meteotest.ch/en/firma>
- Mohammed, H., Gupta, R., Sastry, O., Magare, D., 2019. Assessment of different correlations to estimate distinct technology FV module operating temperature for Indian site, *Energy Science & Engineering*.
- Muller, M., Deline, C., Marion, B., *et al.*, 2011. Determining outdoor CFV cell temperature, *Proceedings of the 7th international conference on Concentrating Photovoltaic Systems (CFV-7)*. Las Vegas, Nevada. AIP conference proceedings: vol. 1407. p.331–5.
- Nishioka, K., Miyamura, K., Ota, Y., *et al.*, 2018. Medição e estimativa exatas da temperatura das células solares no módulo fotovoltaico operando em condições ambientais reais, *Revista Japonesa de Física Aplicada*, 57 (8S3), 08RG08.
- Nordmann, T., Clavadetscher, L., 2003. Understanding temperature effects on FV system performance, *Proceedings of the third world conference on photovoltaic energy conversion*, Osaka, Japan, May 11–18; poster. p.2243–6.
- Ospina, L. M. R., 2017. *Modelagem e análise de um coletor fotovoltaico térmico* / Liliana Marcela Rubio Ospina.
- Ota, Y., Masuda, T., Araki, K., Yamaguchi, M., 2019. A mobile multipyranometer array for the assessment of solar irradiance incident on a photovoltaic-powered vehicle, *Solar Energy*, 184, 84–90.
- Palyvos, J., 2008. A survey of wind convection coefficient correlations for building envelope energy systems' modeling, *Applied Thermal Engineering*;28: 801–8.
- Pandey, C.K., Katiyar, A.K., 2013. Solar radiation: Models and measurement techniques, *J. Energy*, 2013, 305207.
- Peharz, G., Rodríguez, J.P.F., Siefer, G., Bett, A.W., 2011. A method for using CFV modules as temperature sensors and its application to rating procedures, *Solar Energy Mater Sol Cells*;95:2734–44.
- Pérez-Higueras, P.J., Rodrigo, P., Fernández, E.F., *et al.*, 2012. A simplified method for estimating direct normal solar irradiation from global horizontal irradiation useful for CFV applications, *Renew Sustain Energy Rev*;16:5529–34.

- Rahman, M.M., Hasanuzzaman, M., Rahim, N. A., 2015. Efeitos de vários parâmetros na potência e eficiência do módulo fotovoltaico, *Conversão e Gerenciamento de Energia*, 103, 348–358.
- Rodrigo, P., Fernández, E. F., Almonacid, F., Pérez-Higueras, P. J., 2014. Review of methods for the calculation of cell temperature in high concentration photovoltaic modules for electrical characterization, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 478-488.
- Ross, R.G., 1976. Interface design considerations for terrestrial solar cell modules, *Proceedings of the 12th IEEE photovoltaic specialists conference*, Baton Rouge, LA, November 15–18. p. 801–6.
- Sala, G., 1989. Cooling of solar cells, Luque, A., Araujo, G.L., editors, *Solar cells and optics for photovoltaic concentration*, Adam Hilger–IOP Publishing, p. 239–67.
- Salas, V., Olias, E., Barrado, A., Lazaro, A., 2006. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems, *Solar energy materials and solar cells*, 90(11), 1555-1578.
- Schwingshackl, C., Petitta, M., Wagner, J. E., *et al.*, 2013. Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation, *Energy Procedia*.
- Seaward, 2019. Solar Survey 100/200R Series - The ultimate solar site survey tool. Disponível em: <https://www.seaward.com/gb/support/download/371> (acessado em 25 de janeiro de 2019).
- Siefer, G., Bett, A. W., 2014. Analysis of temperature coefficients for III–V multi-junction concentrator cells, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 22(5), 515-524.
- Silva, A. F. G., Zaparoli, E. L., Andrade, C. R., 2017. Least Squares Fitting of Computational Fluid Dynamics Results to Measured Vertical Wind Profiles, *Journal of Solar Energy Engineering*, 139(3), 031014.
- Singh, P., Ravindra, N. M., 2012. Temperature dependence of solar cell performance—an analysis, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 101, 36–45.
- Skoplaki, E. P. J. A., Palyvos, J. A., 2009a. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations, *Renewable energy*, 34(1), 23-29.
- Skoplaki, E., Palyvos, J. A., 2009b. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, *Solar energy*, 83(5), 614-624.
- Stultz, J.W., Wen, L.C., 1977. Thermal performance testing and analysis of photovoltaic modules in natural sunlight, DOE/JPL LSA task report 5101-31.
- Yandt, M. D., Cook, J. P., Kelly, M., *et al.*, 2014. Dynamic Real-Time I–V Curve Measurement System for Indoor/Outdoor Characterization of Photovoltaic Cells and Modules, *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(1), 337-343.
- Yandt, M. D., Wheeldon, J. F., Cook, J., *et al.*, 2012. Estimating cell temperature in a concentrating photovoltaic system, *Proceedings of the 8th international conference on Concentrating Photovoltaic Systems (CFV 8)*, Toledo, AIP conference proceedings, vol. 1477, p. 172–5.
- Zimmerman, E. S., Hartwick, L. R., 1991. U.S. Patent No. 5,001,656. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

MODELS FOR THE OPERATING TEMPERATURE OF PHOTOVOLTAIC MODULES: A REVIEW OF RELATED CORRELATIONS AND VARIABLES

Abstract. A review of the relevant contributions of photovoltaic (PV) operating temperature models developed in the recent years is shown in the present paper. The goal is to help researchers and professionals in the field to choose the significant variables and the most suitable experimental arrangement to compose an accurate model. A brief description of the cell/module PV operating temperature is initially given and an overview of the methods for calculating the cell temperature is presented. The main variables considered in the analyzed models are highlighted along with the most accurate data collection methods. The factors that have the greatest influence on the operating temperature and which appear in the largest number of models are commented: solar absorbance, electrical efficiency and transmittance of the glass of the cell/module PV; irradiance; ambient temperature; wind speed. Ways of obtaining the cell operating temperature/PV module - obtaining by means of an internal sensor module, estimation based on environmental parameters and modeling using the back-side Temperature - for model validation purposes are also discussed.

Keyword: Cell operating temperature, PV thermal models, Photovoltaic correlations