

MODELAGEM DE TEMPERATURA DO GERADOR FOTOVOLTAICO MONTADO SOBRE TELHADOS RESIDENCIAIS, COM BASE EM MATERIAIS DE COBERTURA COMUNS NO BRASIL

Bernardo de S. Guimarães – bemaraes@hotmail.com

Lucas Paglioni P. Farias – lucas.faria@pucminas.br

Suellen C. Silva Costa – suellencscosta@gmail.com

Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz – asacd@pucminas.br

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Pós-Graduação Engenharia Mecânica/GREEN PUC Minas, Brasil

Delly O. Filho – delly@ufv.br

Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, Minas Gerais, Brasil

Lawrence Lee Kazmerski – solarpvkaz@gmail.com

University of Colorado Boulder, RASEI, Boulder, Colorado, USA

Resumo. *Este artigo examina o desempenho de geradores solares fotovoltaicos em telhados de edifícios residenciais. O foco principal é a perda de desempenho devido ao aumento da temperatura em função do material do telhado e da distância do gerador fotovoltaico (FV) ao telhado. Um modelo de transferência de calor foi desenvolvido para prever a temperatura do gerador FV, e as equações do modelo foram resolvidas usando o software Engineering Equation Solver (EES). A modelagem de pesquisa correlaciona a distância do gerador solar ao telhado e ao material da cobertura com as variações de temperatura no gerador fotovoltaico. Existem muitos modelos para prever a temperatura do módulo PV, mas este estudo refina a previsão pela distância do módulo PV ao telhado e o material da cobertura como variáveis. Combinações ideais de distância e materiais que minimizam a perda de aquecimento no gerador solar, levando ao aumento da geração de energia elétrica. Os resultados mostram um erro médio de 3% -4% da temperatura prevista pelo modelo até a temperatura medida em condições experimentais em Belo Horizonte, Brasil. A separação mínima do módulo do telhado necessária para garantir a perda mínima de desempenho fotovoltaico devido ao aquecimento do telhado é de aproximadamente 10 cm para telhados de cerâmica vermelha e fibrocimento. Para aço galvanizado, a distância ideal é entre 10 cm e 20 cm. O fibrocimento mostra as melhores características, previstas pelo modelo e medidas, para instalação de geradores FV entre os três telhados comerciais comuns avaliados nesse estudo. Essas investigações foram baseadas em instalações de telhado e materiais locais em Belo Horizonte, Brasil.*

Palavras-chave: *Telhado Fotovoltaico, Transferência de Calor, Fotovoltaico Residencial.*

1. INTRODUÇÃO

A potência instalada acumulada de fotovoltaico (FV) no Brasil atingiu 8 GW no final de 2020, e o país tem uma meta de alcançar 90 GW instalado até 2050 (MME, 2021). Embora o foco tenha sido em grandes instalações de usinas de energia, o interesse e o investimento em sistemas fotovoltaicos (SFV) em telhados residenciais têm aumentado. Porém muitos sistemas residenciais apresentam baixo desempenho devido a problemas referentes a instalação incorreta ou por terem sido projetados para outros climas ou configurações e materiais de cobertura (Mokhtara e outros, 2021; Li e outros, 2020; Thebault e outros, 2020, te Heesen, Herbort e Rumpfer, 2019; Dehwah e Asif, 2019; Sinapis e outros, 2021). No quesito ambiental e de localização, devemos considerar fatores potencialmente negativos para o desempenho do FV, como sujeira (Costa, Diniz e Kazmerski, 2018; Hussein e outros, 2021; Mani e Pillai, 2010; Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski, 2013; Kazem e outros, 2014; Kazem e outros, 2017; Kazem e outros, 2021), sombreamento (Kazem e outros, 2017; Bernadette e outros, 2021; Chiteka e outros, 2021), envelhecimento da célula/módulo (Zhou, Ahe e Yi, 2017; dos Santos e outros, 2021; Kazem e outros, 2020), danos devido ao manuseio (Kim e outros, 2021), clima e temperatura ambiente (Pillai e outros, 2014; Costa, Kazmerski e Diniz, 2021).

Na literatura, vários modelos são apresentados visando otimizar o desempenho do gerador FV, obtendo maior saída de energia do sistema. Vários autores modelaram a temperatura crítica do módulo FV e sua relação com as condições meteorológicas (Pillai e outros, 2014; Costa, Kazmerski e Diniz, 2021; Ruther, Nascimento e Campos, 2017; Buchan, 1986; Ghani, 2015; Jo, Otanicar, 2011; Kratochvil, Boyson e King, 2004; Zhe e outros, 2016; Zhou e outros, 2016), principalmente considerando a radiação térmica, a convecção e os mecanismos de condução relacionados à energia gerada. Por exemplo, Armstrong e outros (2010) estudaram uma resposta térmica geral em função do coeficiente de perda, resultando em uma relação linear entre a temperatura do módulo e a irradiância em condições de regime permanente.

Tuncel e outros (2020) descreveram um modelo térmico transiente, que considera dados meteorológicos de hora em hora, velocidade e direção do vento, parâmetros do módulo e informações de localização. No desenvolvimento deste trabalho, a primeira lei da termodinâmica foi usada, incluindo dados disponíveis de fabricantes de módulos FV e a capacidade térmica do mesmo. Skoplaki e Palivos (2008) levaram em consideração os fatores de instalação em seu modelo de temperatura, definindo quatro coeficientes associados a quatro tipos de instalação do gerador FV: (i) livre ou montado no solo, (ii) instalado sobre uma cobertura plana, (iii) instalado sobre uma cobertura inclinada ou (iv) integrado à estrutura da cobertura.

A maioria dos modelos de temperatura do módulo fotovoltaico é baseada em dois parâmetros simples: irradiância solar e temperatura ambiente. Estes são os fatores mais importantes que afetam diretamente a temperatura do módulo FV, porém eles estão associados à localização e ao ambiente e são difíceis de controlar. No entanto, a instalação do gerador fotovoltaico pode ser controlada na maioria dos casos. A modelagem e simulação de um sistema fotovoltaico montado no telhado é importante para otimizar a geração de energia do módulo fotovoltaico real e para a previsão da capacidade do sistema (Dehwah e Asif, 2019).

Neste cenário, o objetivo e as principais contribuições deste trabalho são modelar a temperatura do módulo fotovoltaico montado sobre telhados para materiais de cobertura usados comercialmente, e assim avaliar e caracterizar sua produção de energia sob as condições da zona climática equatorial de Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Isso inclui a validação experimental do modelo em condições de operação nesta localidade. Para este estudo, módulos fotovoltaicos de Si cristalino foram utilizados.

2. MODELAGEM MATEMÁTICA

O modelo desenvolvido nesta pesquisa é um modelo dinâmico baseado no balanço de energia total do módulo fotovoltaico. O balanço de energia é definido como segue (Vaka e Talukdar, 2020):

$$q_r - q_p - P_s - C_{\text{mod}} \frac{dT_{\text{mod}}}{dt} = 0 \quad (1)$$

onde q_r é a irradiância solar recebida na superfície frontal do módulo PV, q_p é a energia perdida para o ambiente através dos mecanismos de transferência de calor, P_s é a potência de saída gerada pelo gerador FV, C_{mod} é a capacidade térmica do gerador FV e $\frac{dT_{\text{mod}}}{dt}$ é a taxa de variação da temperatura do módulo fotovoltaico no tempo. A irradiância solar que atinge a superfície frontal do módulo fotovoltaico é definida como (Fahrenbruch e Bube, 1983):

$$q_r = \alpha G_T A \quad (2)$$

onde α é a absorvância do gerador FV, G é a irradiância solar que atinge a superfície do gerador FV e A é a área do gerador FV. A potência de saída do gerador FV é definida em termos de tensão e corrente produzida:

$$P_s = VI \quad (3)$$

A capacidade térmica do módulo FV é igual à soma das propriedades dos materiais que o constituem:

$$C_{\text{mod}} = \sum_1^M A d_n \rho_n C_{p,n} \quad (4)$$

onde d_n é a espessura do material, ρ_n é a densidade e $C_{p,n}$ é o calor específico da n ésima camada. O número total de camadas no módulo é especificado pelo parâmetro M .

As propriedades físicas dos materiais usados no módulo fotovoltaico deste estudo estão resumidas na Tab. 1.

Tabela 1 - Propriedades físicas dos materiais do módulo PV [37,38]

Material	Espessura d (m)	Calor específico C_p (J/kg K)	Densidade ρ (kg/m ³)	Condutividade térmica k , (W/mK)
Glass	0.003	500 [20]	3000 [20]	1.8 [29]
EVA	0.0005	2090 [3]	960 [3]	0.35 [28]
Photovoltaic Cell	0.00025	677 [20]	2330 [20]	148 [28]
Tedlar/Poliéster	0.0005	1250 [20]	1200 [20]	0.2 [28]

Fonte: Adaptado de Chander e outros (2015).

Os três modos de transferência de calor – condução, convecção e radiação – são considerados nos mecanismos de perda de calor do módulo fotovoltaico para o ambiente. O modelo físico simplificado do módulo de silício cristalino usado nas avaliações deste estudo está ilustrado na Fig. 1.

A perda de calor devido à condução através da estrutura de alumínio do módulo pode ser desprezada, uma vez que a superfície de contato entre ele e o módulo FV é muito pequena (Dominguez, Kleissl e Luvall, 2011). Considerando as perdas remanescentes por convecção e radiação, a perda total é:

$$q_p = q_{\text{conv}} + q_{\text{rad}} \quad (5)$$

onde q_{conv} é o fluxo de calor dissipado por convecção e q_{rad} é o fluxo de calor dissipado por troca radioativa. As perdas térmicas devido à convecção e radiação ocorrem na parte frontal e na parte traseira do módulo fotovoltaico.

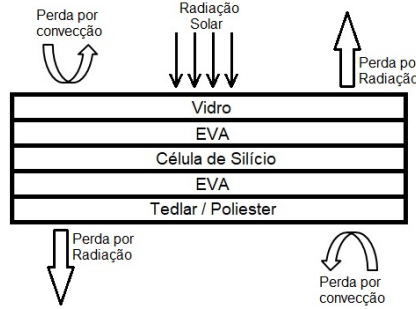


Figura 1 - Modelo físico simplificado do módulo de silício cristalino.

No caso de convecção, as perdas frontais e posteriores são representadas pelas seguintes relações:

$$q_{conv,front} = Ah_{conv,front}(T_{front} - T_{amb}) \quad (6)$$

$$q_{conv,back} = Ah_{conv,back}(T_{tras} - T_{amb}) \quad (7)$$

onde h_{conv} é o coeficiente de transferência de calor por convecção calculado para a parte frontal e traseira do módulo fotovoltaico, A é a área do módulo PV, T_{front} e T_{tras} são a temperatura da frente e de trás do módulo PV, respectivamente. T_{amb} é a temperatura ambiente. Neste trabalho, T_{amb} e T_{sky} (temperatura do céu) são os mesmos (Fahrenbruch e Bube, 1983). O cálculo do coeficiente convectivo, h_{conv} é complexo porque depende das características ambientais do local onde o módulo está instalado, bem como de como o módulo FV está posicionado no telhado, da velocidade e orientação do vento, e das propriedades do ar que circula próximo ao módulo fotovoltaico. O coeficiente de convecção é calculado a partir do número de Nusselt, para a parte frontal e traseira do módulo PV:

$$h_{conv} = \frac{Nu_{conv}k}{L} \quad (8)$$

onde Nu_{conv} é o número de Nusselt calculado por meio de correlações empíricas, k é a condutividade térmica do ar e L é o comprimento característico do módulo fotovoltaico.

As propriedades do ar necessárias para os cálculos serão obtidas na temperatura do filme, e pressão atmosférica igual a 1atm. A temperatura do filme é definida por:

$$T_{film} = \frac{T_{(front/tras)} + T_{amb}}{2} \quad (9)$$

Normalmente, a temperatura do módulo fotovoltaico é medida com um sensor posicionado na superfície traseira, portanto, esse valor medido deve ser corrigido. A diferença entre a temperatura traseira e a temperatura frontal do módulo FV depende dos materiais constituintes do módulo, sua condutividade térmica e a irradiância incidente. As temperaturas frontal e traseira do módulo PV podem ser relacionadas como:

$$T_{front} = T_{tras} + \frac{G_T}{G_{ref}} \Delta T \quad (10)$$

onde G_T é a irradiância total que atinge o módulo FV, ΔT é a diferença de temperatura frontal e traseira do módulo, e G_{ref} é a irradiância solar de referência, que é definida sob condições de medição padrão como 1000 W/m² (Tsai e Tsai, 2012).

A literatura fornece valores de referência para ΔT que dependem do tipo de conjunto do módulo FV. Kratochvil, Boyson e King (2004) consideraram uma montagem do tipo *rack* aberto, em que o suporte do módulo é aberto permitindo a passagem de ar na parte traseira. Os autores relataram que a diferença de temperatura é de 3° C, para um tipo de montagem integrada ao prédio. No caso em que não há circulação de ar na parte traseira, a diferença de temperatura é de 1° C. É claro que esta diferença de temperatura será influenciada pelas características térmicas do módulo fotovoltaico. Existem basicamente três tipos de montagem no telhado para geradores fotovoltaicos: encostado no telhado, integrado ao edifício e separados por uma distância do telhado. A diferença de temperatura entre as partes frontal e traseira do módulo pode ser medida experimentalmente para cada tipo de montagem, e no caso de montagem fora da cobertura, a distância entre o gerador e a cobertura também pode ser variada de forma a obter valores de ΔT para cada distância entre eles. Tanto a convecção natural quanto a forçada devem ser consideradas nas trocas de calor entre o módulo fotovoltaico e o ambiente. Dependendo de cada situação, um se sobrepõe ao outro. Em dias sem vento, a convecção natural dominará o processo de perda de calor (Guimarães, 1995). Quando há vento, a convecção forçada pode dominar (dependendo das características do vento). O coeficiente de convecção para convecção natural é:

$$h_{nat} = \frac{Nu_{nat}k}{L} \quad (11)$$

O número de Nusselt para a convecção natural na frente do módulo FV é calculado a partir de (Balog, Kuai e Uhrhan, 2009):

$$Nu_{nat,front} = 0.14 \left[Ra^{\frac{1}{3}} - (Gr_{cr}Pr)^{\frac{1}{3}} \right] + 0.56(Gr_{cr}Pr \cos \beta)^{\frac{1}{4}} \quad (12)$$

Esta expressão é válida para o intervalo $105 < Gr_{cr}Pr \cos \beta < 1011$, com $15^\circ < \beta < 75^\circ$. O número crítico de Grashof, Gr_{cr} , estabelece o limite de passagem entre o regime laminar para o regime turbulento e pode ser encontrado no trabalho de Bejan e Kraus (2003). Para o cálculo do coeficiente de convecção forçada a correlação empírica utilizada é a proposta por Tsai e Tsai (2012), e é dada por:

$$h_{forç} = \frac{0.931 \rho v C_p Re^{\frac{1}{2}}}{L Pr^{\frac{2}{3}}} \quad (13)$$

O número Reynolds (Re) para um módulo montado no telhado é:

$$Re = \frac{L}{\nu} v_w w_a \quad (14)$$

onde v_w é a velocidade do vento e w_a é o coeficiente de ajuste do vento que relatado na literatura (Vaka e Talukdar, 2020). Esse coeficiente ajusta o vento em relação à sua direção, e também leva em consideração o tipo de montagem do gerador na cobertura. Para este estudo, os dados de velocidade e direção do vento foram obtidos através da estação meteorológica instalada no GREEN PUC Minas, onde foram realizados os testes de validação do modelo matemático. O número de Nusselt, a razão entre a transferência de calor convectiva e condutiva através de uma fronteira, é:

$$Nu_{forç} = \frac{h_{forç} L}{k} \quad (15)$$

O número de Nusselt convectivo é calculado usando componentes naturais e forçados (Incropera, 2007):

$$Nu_{conv}^3 \approx Nu_{nat}^3 + Nu_{forç}^3 \quad (16)$$

O coeficiente convectivo, h_{conv} , necessário para calcular as perdas de calor na frente e atrás do módulo, pode finalmente ser obtido através da relação acima, de forma que é possível calcular a perda total por convecção q_{conv} . A perda de calor por radiação segue basicamente o mesmo princípio no cálculo da perda por convecção. A equação básica para calcular as perdas de radiação é (Hottel e Sarofim, 1967):

$$q_{rad} = \sigma \varepsilon T^4 \quad (17)$$

onde σ é a constante de Steffan-Boltzman, ε é a emissividade da superfície e T é a temperatura da superfície (em graus Kelvin). A emissividade do módulo FV está entre 0,85 e 0,91 (Malinek e outros, 2016). A partir da equação básica da taxa de transferência de calor por radiação, podemos calcular a perda de calor por radiação no gerador FV:

$$q_{rad,front} = A[\sigma \varepsilon_{front} F_{fc}(T_{front}^4 - T_{ceu}^4) + \sigma \varepsilon_{front} F_{ft}(T_{front}^4 - T_{tel}^4)] \quad (18)$$

$$q_{rad,tras} = A[\sigma \varepsilon_{tras} F_{tc}(T_{tras}^4 - T_{ceu}^4) + \sigma \varepsilon_{tras} F_{tt}(T_{tras}^4 - T_{tel}^4)] \quad (19)$$

onde a emissividade das superfícies frontal e traseira são ε_{front} e ε_{tras} , respectivamente, as temperaturas do céu e do telhado são T_{ceu} e T_{tel} respectivamente, os fatores F_{fc} , F_{ft} , F_{tc} e F_{tt} são chamados de fatores de vista e estabelecem a relação entre a superfície frontal e o céu, entre a superfície frontal e o telhado, entre a superfície posterior e o céu, e entre a superfície posterior e o telhado, respectivamente. Esses fatores são retirados da literatura e são calculados para um módulo fotovoltaico montado em um telhado e com um ângulo de visão (ângulo do módulo em relação à vertical) igual a β , de acordo com o trabalho de Jones e Underwood (2001). As equações para o cálculo dos fatores de visualização foram retiradas do trabalho de Armstrong e Hurley (2010). A estimativa da temperatura da cobertura T_{tel} depende principalmente das características dos materiais utilizados, principalmente da condutividade térmica, absorvidade e capacidade térmica. Uma aproximação para a temperatura do telhado pode ser obtida através do trabalho de Torres e Valkealahti (2013):

$$T_{tel} = T_{amb} + a_r G_h \quad (20)$$

onde a_r é o coeficiente de absorção do telhado e G_h é a irradiância incidente no plano horizontal. Porém, essa equação não leva em consideração a emissividade do material, cuja inclusão pode tornar a estimativa da temperatura do telhado mais precisa. A Tab. 2 apresenta a absorvidade e emissividade de alguns telhados de edifícios comuns no Brasil (ABNT, 2004).

A irradiância incidente no plano horizontal pode ser medida ou estimada diretamente usando a equação proposta por Dominguez, Kleissl e Luvall (2011):

$$G_h = \frac{G_t \text{sen}(\gamma)}{\text{sen}(\gamma + \beta)} \quad (21)$$

onde γ é o ângulo de elevação do sol que dependerá da latitude e longitude da localidade. O cálculo de γ pode ser encontrado nos trabalhos desenvolvidos por Duffie e Beckman (2006). Assim, a perda total de calor pode ser obtida somando a perda convectiva e a perda radiativa.

Tabela 2 - Absortividade e emissividade para materiais de telhados no Brasil

Tipo de superfície	a_r	ϵ
Folha de alumínio (nova e reflexiva)	0.05	0.05
Folha de aço galvanizado (nova e reflexiva)	0.25	0.25
Concreto	0.65 / 0.80	0.85 / 0.95
Cerâmica	0.75 / 0.80	0.85 / 0.95

Fonte: ABNT – Desempenho térmico de edificações Parte 2 (2004).

A temperatura do módulo em relação ao tempo é obtida pela substituição das equações de q_r , q_p , P_s e C_{mod} na equação diferencial não linear proposta, resultando em:

$$\frac{dT_{mod}}{dt} = \frac{\alpha G_A - P_s - Ah_{conv,front}(T_{front} - T_{amb}) - Ah_{conv,tras}(T_{tras} - T_{amb})}{C_{mod} \left[\epsilon_{front} F_{fc}(T_{front}^4 - T_{ceu}^4) + \epsilon_{front} F_{ft}(T_{front}^4 - T_{tel}^4) + \epsilon_{tras} F_{bc}(T_{tras}^4 - T_{ceu}^4) + \epsilon_{tras} F_{bt}(T_{tras}^4 - T_{tel}^4) \right]} A\sigma \quad (22)$$

Esta equação não possui solução analítica, mas pode ser resolvida numericamente pelo método de Runge-Kutta. Os dados de irradiância total (G_T), temperatura ambiente (T_{amb}), velocidade do vento (v_w), ângulo de elevação (γ) e potência de saída (P_s) serão usados como dados de entrada para a solução do problema.

3. VALIDAÇÃO DO MODELO COM TEMPERATURAS MEDIDAS PARA GERADORES FV MONTADOS NO TELHADO

Na solução das equações do modelo foi utilizado o *software Engineering Equation Solver* (EES), incorporando as equações do modelo de transferência de calor para definir a temperatura do módulo FV sobre os diferentes tipos de materiais de cobertura disponíveis. Este *software* foi usado porque é um método comum empregado por projetistas de energia de edifícios (por exemplo, em conjunto com TRNSYS) e fornece um método abrangente para lidar com a complexidade das equações não lineares deste modelo. Os parâmetros mais importantes para estudos com fotovoltaico montado em telhado são absortividade do telhado (a_r), irradiância solar, temperatura ambiente e coeficiente de velocidade do vento, que, por sua vez, depende dos materiais do telhado, orientação do telhado do edifício, e seus arredores (INcropera, 2007; Hottel e Sarofim, 1967; Malinek e outros, 2016).

Os materiais de telhado comuns usados em edifícios em Belo Horizonte, Brasil, são cerâmica vermelha, fibra de cimento e aço galvanizado. Inicialmente, uma pesquisa online entre empresas e instaladores profissionais individuais foi feita para obter informações sobre as configurações e parâmetros de instalação do sistema fotovoltaico (DeGunther, 2020), especialmente a separação entre a cobertura e o gerador fotovoltaico instalado. Todos os locais residenciais pesquisados possuíam instalações de módulos de tecnologia de silício cristalino. Para as 5 empresas e 12 instaladores profissionais individuais entrevistados, 41,2% responderam que nenhuma distância entre o telhado e o gerador FV é usada nessas instalações, 29,4% responderam que são usados 10 cm entre o gerador FV e o telhado, 11,8% responderam que depende do que o local de instalação permitiria (por exemplo, obstruções, capacidade de suportar os módulos, segurança, etc.), 5,9% responderam que a distância é de 15 cm ou mais e 11,7% responderam que esta “distância não é importante”. Esses dados foram usados para definir as distâncias do gerador FV ao telhado para os experimentos deste trabalho.

A temperatura do gerador no modelo, T_{mod} , (monitorada em intervalos de 1 minuto durante cada dia de medição) foi determinada resolvendo a Eq. 24 numericamente aplicando o método Runge-Kutta no software EES. O modelo mostra um erro médio de 4% em comparação com os dados experimentais. As Figuras 2, 3 e 4 mostram uma correlação aproximada entre as temperaturas medidas e previstas pelo modelo para cada um dos casos, com um erro médio de 3% a 4% comparando o modelo com os dados experimentais. Esses dados são usados para determinar a temperatura de pico do módulo e a temperatura média do módulo para cada um dos materiais de cobertura em função das separações módulo-telhado.

A Tab. 3 resume os resultados experimentais para os três materiais de cobertura em função do distanciamento entre o módulo FV e o telhado. A temperatura média e a temperatura de pico na Tab. 3 foram determinadas tipicamente a partir de dados de temperatura medidos por sensores termopar, posicionados em três locais na parte traseira de cada módulo fotovoltaico. As medições foram feitas em intervalos de um minuto das 6h00 às 16h30 para cada par de distância e material em dias claros com picos de irradiância próximos a 900 W/m². A temperatura de pico é a temperatura máxima registrada para o período. As temperaturas máximas atingidas pelo módulo fotovoltaico ocorreram em todos os casos entre 12h00 e 13h30 correspondendo à maior irradiância solar registrada. Em alguns momentos do teste, a cobertura de nuvens intermitente causou oscilações nas medições como pode ser observado em várias das características na Fig. 3 a 5.

Uma característica do modelo é que ele leva em consideração a mudança na irradiância e segue a mudança correspondente na temperatura do telhado e do módulo.

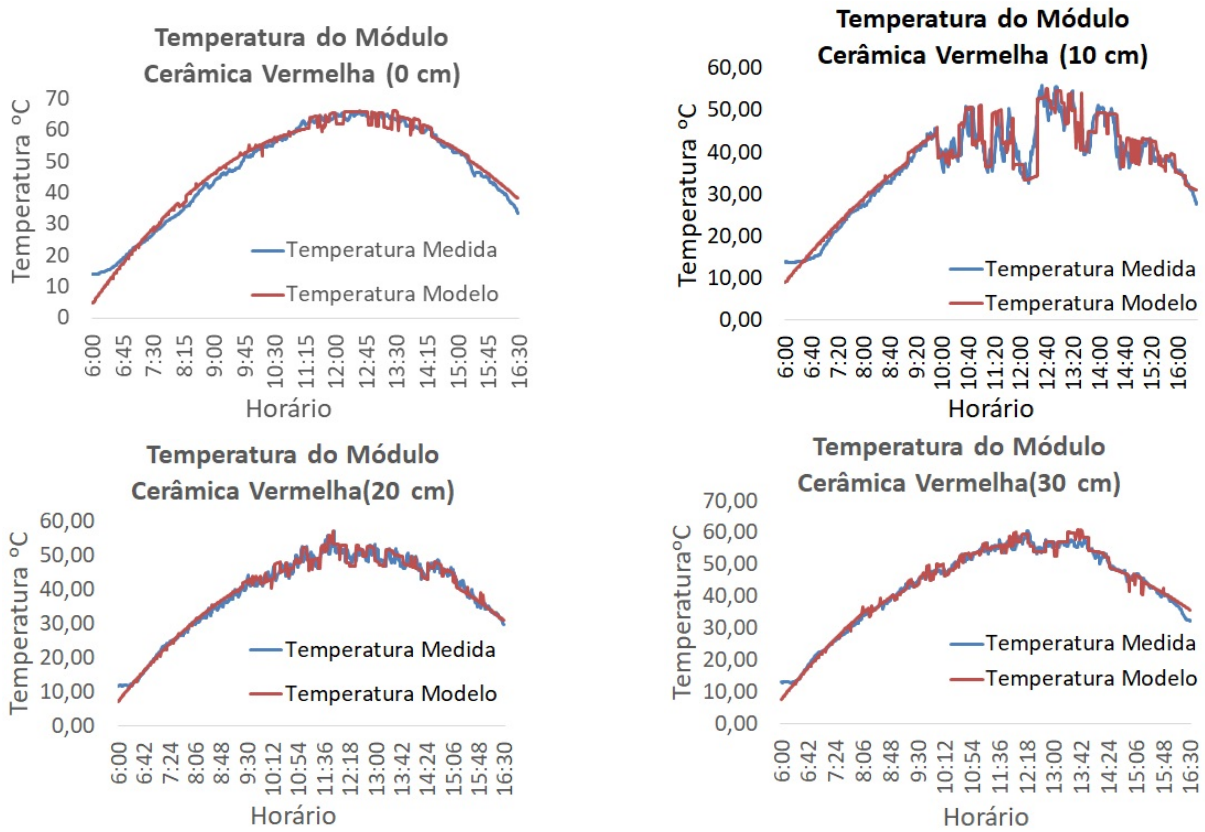


Figura 2 - Comparativo entre temperatura medida e calculada pelo modelo para a cerâmica vermelha.

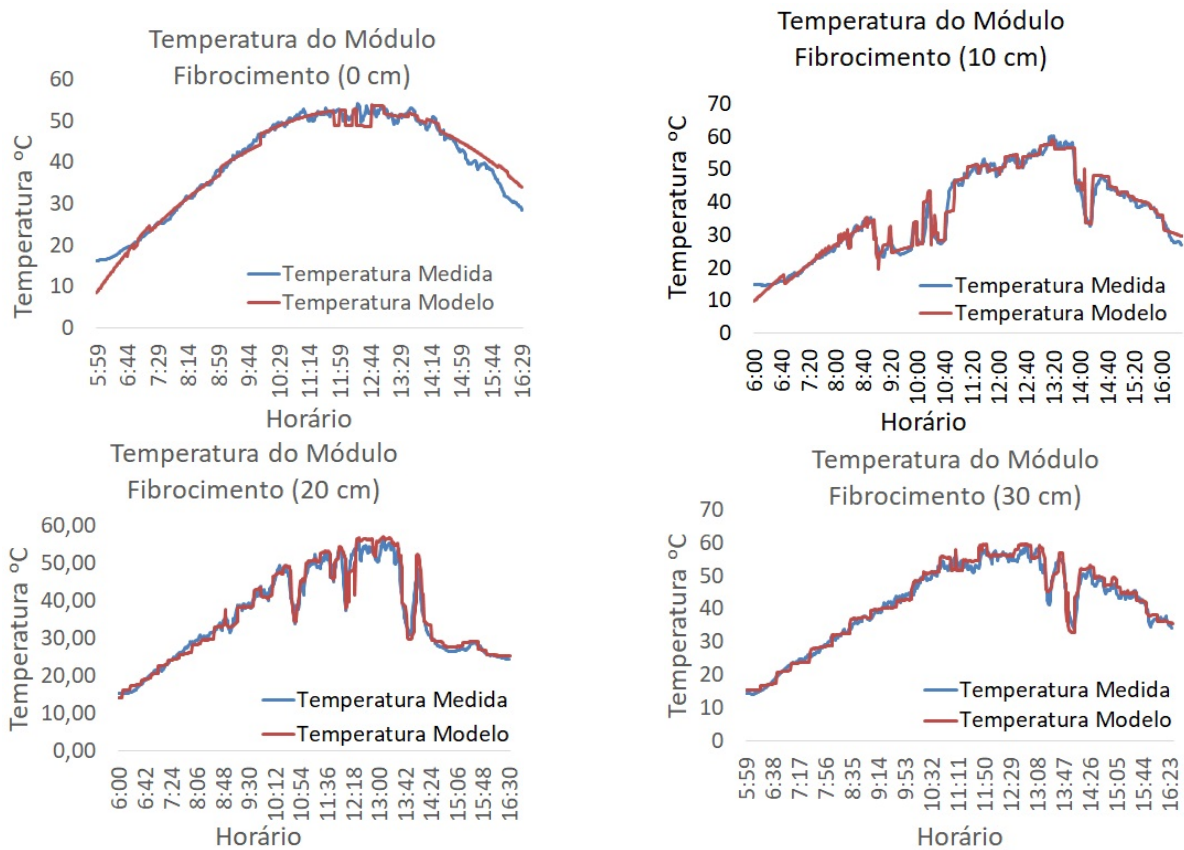


Figura 3 - Comparativo entre temperatura medida e calculada pelo modelo para o fibrocimento.

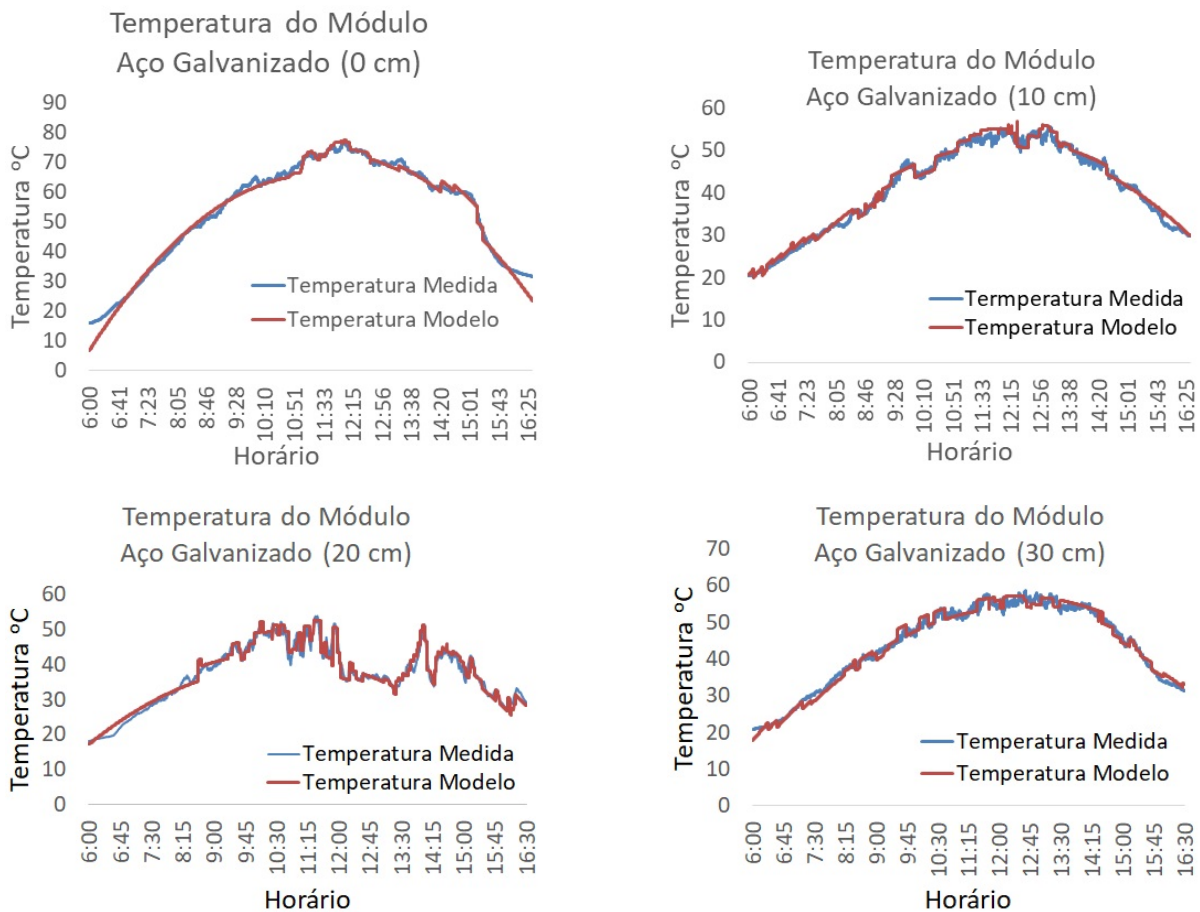


Figura 4 - Comparativo entre temperatura medida e calculada pelo modelo para o aço galvanizado s

Tabela 3 - Temperaturas do módulo FV para os três materiais do telhado, variando em relação ao distanciamento entre módulo FV e telhado

Material do telhado	Distância entre telhado e módulo FV			
	0 cm	10 cm	20 cm	30 cm
Cerâmica Vermelha				
Temperatura de Pico (°C)	66.2	55.9	57.1	60.5
Temperatura média (°C)	47.5	39.8	39.1	43.2
Fibrocimento				
Temperatura de Pico (°C)	54.2	60.3	56.6	58.8
Temperatura média (°C)	42.3	37.4	39.8	41.3
Aço Galvanizado				
Temperatura de Pico (°C)	76.9	55.6	53.8	58.7
Temperatura média (°C)	55.5	41.1	39.3	41.8

A medição e a avaliação do modelo são relativas às medições em campo, que têm diferença na irradiância solar devido à cobertura intermitente de nuvens e às condições meteorológicas. Para minimizar essas diferenças e fornecer uma comparação mais equilibrada dos três tipos de telhado, o modelo foi executado com dados sem perda devido à cobertura de nuvens e normalizado para as mesmas condições de irradiância. A Fig. 5 mostra a diferenciação entre os tipos de telhado, com a melhor comparação entre os picos de temperatura e as temperaturas médias.

Os dados mostram que para os três materiais não é recomendável instalar o gerador sem nenhuma distância entre este e a cobertura, quando esse tipo de instalação acontece, as temperaturas são sempre mais altas e, conseqüentemente, há maiores perdas na geração de energia. Esta é uma convenção desencorajada pela maioria dos instaladores e fornecedores para evitar a perda de desempenho do FV. Embora os módulos instalados em campo (sem montagem no telhado) em locais com latitude próxima a 20° operem normalmente com temperaturas menores que 50°C, a montagem direta no telhado resulta em temperaturas acima de 55°C, atingindo valores próximos a 75°C.

Embora as propriedades térmicas do fibrocimento sejam as melhores resultando em menores temperaturas de operação do FV, como identificado na Fig. 5, perdas de pelo menos 3% a 4% na potência do FV foram observadas para distância de 0 cm. Para o caso do aço galvanizado, as perdas de potência medidas foram de 10% a 15% para os módulos montados sem separação. Assim, os instaladores locais (41%) da pesquisa que indicam que montam diretamente no telhado estão perdendo energia útil. Há, é claro, também preocupações com a degradação ou falha de longo prazo desses

módulos operando em temperaturas mais altas sob condições que podem ser evitadas. A melhor instalação (separação) depende do material da cobertura. Por exemplo, a separação ideal é de cerca de 10 cm para o fibrocimento e a cerâmica vermelha e entre 10 e 20 cm para o aço galvanizado. Curiosamente, na distância de 30 cm entre o módulo fotovoltaico e o telhado, um aumento na temperatura foi registrado para todos os materiais, o que sugere que grandes distâncias de instalação não são desejáveis. A temperatura do módulo aumenta para separações maiores do que a ideal devido ao aumento da radiação de maior exposição às áreas do telhado. E em todos os casos, os módulos fotovoltaicos montados sobre telhados operam em temperaturas mais altas do que aqueles montados em campo.

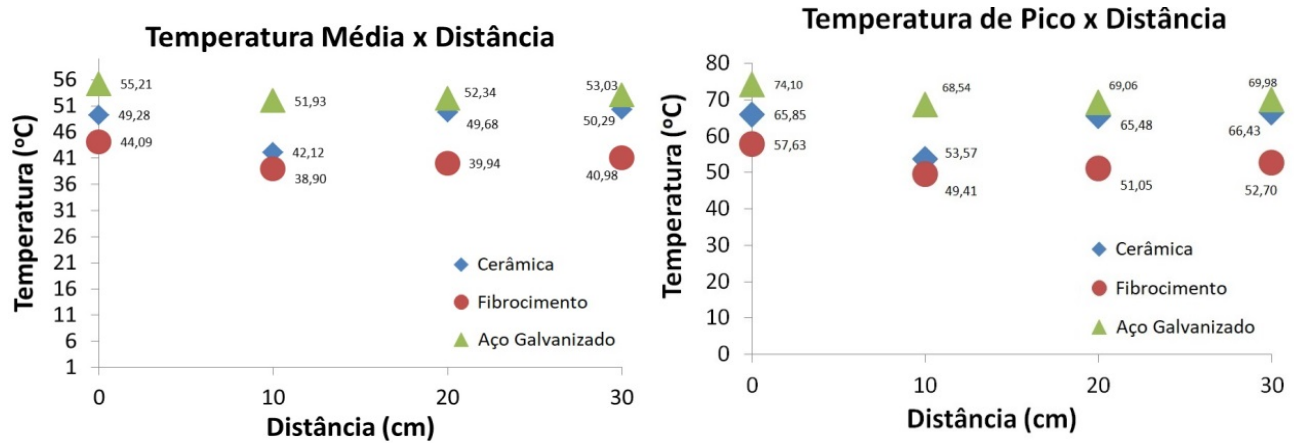


Figura 5 - Comparativo das temperaturas médias e de pico de acordo com o modelo matemático, para os materiais e distâncias ensaiadas.

A Fig. 6 mostra as bancadas utilizadas no experimento em campo para validar o modelo matemático proposto neste trabalho.



Figura 6 - Bancada usada na coleta dos dados de campo para a validação do modelo matemático (da esquerda para a direita: telhado de cerâmica vermelha, telhado de fibrocimento, telhado de aço galvanizado).

4. CONCLUSÕES

Este estudo analisou e avaliou a instalação de FV de Si cristalino em telhados no ambiente do Brasil, com base em telhados, materiais e configurações comuns do Brasil. A modelagem e validação experimental das temperaturas de operação para esses geradores fotovoltaicos foram feitas considerando a influência das condições da zona climática equatorial em Belo Horizonte, Brasil. As principais contribuições incluem:

- Um modelo dinâmico em profundidade foi desenvolvido nesta pesquisa com base no balanço de energia total com o material da cobertura e o módulo fotovoltaico para prever a temperatura operacional do dispositivo FV. As características especiais deste modelo incluem a consideração dos parâmetros do material de cobertura e do fotovoltaico, os parâmetros de transferência de calor, o recurso solar e as condições climáticas locais, e o posicionamento do FV em relação ao telhado.
- O modelo é usado para avaliar a temperatura do módulo de Si em função da separação FV-telhado para três materiais de cobertura comuns usados no Brasil em condições operacionais típicas. As separações ideais foram: (1) Fibrocimento: 10 cm; (2) Telha Vermelha: 10 cm e (3) Aço Galvanizado: 10 a 20cm.
- O modelo foi validado comparando-o com medições de temperatura para módulos de Si cristalino montados nos telhados de diferentes materiais sob as condições meteorológicas e solares locais mostrando boas correlações (3% - 4%).
- Os módulos montados diretamente no telhado (separação de 0 cm) apresentaram as mais altas temperaturas de operação durante o dia, com pico normalmente entre 12h e 13h, correspondendo ao horário de pico de irradiância. As temperaturas máximas atingidas foram mais altas para os módulos instalados em telhado de aço galvanizado e mais baixas em telhado de fibrocimento. Isso se deve às propriedades térmicas dos materiais de cobertura.

- A pesquisa realizada com empresas/instaladores indicaram que cerca da metade destas costumam instalar o FV diretamente sobre o telhado existente ou não prestaram atenção a nenhuma separação necessária, resultando em desempenho fotovoltaico inferior e degradação potencial de longo alcance desses sistemas FV para o consumidor.

Agradecimentos

Agradecemos e reconhecemos sinceramente o Programa de P&D da CEMIG / ANEEL pelo financiamento do desenvolvimento desta pesquisa no âmbito do projeto de P&D D638. Além disso, a Universidade Federal de Viçosa (UFV) e a PUC Minas por meio da equipe GREEN PUC Minas e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica pela prestação de assistência técnica, orientação e suporte.

REFERÊNCIAS

- ABNT, Desempenho térmico de edificações Parte 2: Métodos de cálculo da transmitância térmica, da capacidade térmica, do atraso térmico e do fator solar de elementos e componentes de edificações. Brazil, 2004.
- Armstrong, S., Hurley, W.G., 2010. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Appl. Therm. Eng.* 30, 1488–1495.
- Balog R.S., Kuai Y., & Uhrhan G., (2009). A photovoltaic module thermal model using observed insolation and meteorological data to support a long life, highly reliable module-integrated inverter design by predicting expected operating temperature. In, 2009 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2009, IEEE, 2009, pp. 3343–3349.
- Bejan A, & Kraus AD. (2003). *Heat Transfer Handbook*, vol. 1, McGraw Hill, New York, 2003
- Bernadette, D., Twizerimana, M., Bakundukize, A., Jean Pierre, B., & Theoneste, N. (2021). Analysis of Shading Effects in Solar PV System. *International Journal of Sustainable and Green Energy* 10, 47-62.
- Ministério de Minas e Energia (MME), Governo Brasileiro. Plano Nacional de Energia 2050 - PNE 2050 (2021). Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2050>>. Acessado em: 15 dez. 2021.
- Buchan, G D. Analytic modelling of solar radiation: driven temperature variations of outdoor surfaces. *Appl. Math. Modelling*. [S.l: s.n.], 1986.
- Chander, Subhash et al. A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature. *Energy Reports*, v. 1, p. 104–109, 2015.
- Chiteka, K., Arora, R., Sridhara, S.N., & Enweremadu, C.C. (2021). Influence of irradiance incidence angle and installation configuration on the deposition of dust and dust-shading on a photovoltaic array. *Energy* 119289.
- Costa, S. C. S., Diniz, A. S. A. C., & Kazmerski, L. L. (2018). Solar energy dust and soiling R&D progress: Literature review update for 2016. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, 2504-2536.
- Costa, S.C.S., Kazmerski, L.L., & Diniz, A.S.A.C. (2021). Impact of soiling on Si and CdTe PV modules: Case study in different Brazil climate zones, *Energy Conversion and Management* 10, 100084.
- DeGunther, R. (2020), *Mounting solar panels*, In, *Solar Power your Home for Dummies*, 2nd Edition. Wiley.
- Dehwah, A.H.A., & Asif, M. (2019). Assessment of net energy contribution to buildings by rooftop photovoltaic systems in hot-humid climates. *Renewable Energy* 131, 1288-1299.
- Dominguez A., Kleissl J., Luvall J.C. (2011). Effects of solar photovoltaic panels on roof heat transfer, *Solar Energy* 85.
- dos Santos, S.A.A., Torres, J.P.N., Fernandes, C.A.F., & Lameirinhas, R.A.M. (2021). The impact of aging of solar cells on the performance of photovoltaic panels. *Energy Conversion and Management: X* 10, 100082.
- Duffie, J.A. & Beckman, W.A. (2006). *Solar engineering of thermal processes*. 3 ed. New York: John Wiley & Sons.
- Fahrenbruch, Alan L.; Bube, Richard H. *Fundamentals of Solar Cells: Photovoltaic solar cell conversion*. New York: Academic Press, 1983.
- Ghani, F. et al. On the influence of temperature on crystalline silicon solar cell characterisation parameters. *Solar Energy*, v. 112, p. 437–445, 2015.
- Guimarães, A. P. C. Estudo solarimétrico com base na definição de mês padrão e sequência de radiação diária. 1995. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Minas Gerais – Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.
- Hottel H.C., & Sarofim A.F., *Radiative transfer*. McGraw Hill Book Company, New York, 1967
- Hussein A. Kazem, Miqdam T. Chaichan, et al., Evaluation of Dust Elements on Photovoltaic Module Performance: an Experimental Study. (2021). *Renewable Energy Environmental Sustainability Journal*, V.6, 2021
- Incropera, F.P., (2007). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. John Wiley, New York.
- Jo, J. H.; Otanicar, T. P. A hierarchical methodology for the mesoscale assessment of building integrated roof solar energy systems. *Renewable Energy*, v. 36, n. 11, p. 2992–3000, 2011.
- Jones, A.D., & Underwood, C.P. (2001). A thermal model for photovoltaic systems. *Solar Energy* 70, 349–359.
- Kazem H.A., Chaichan M.T., Alwaeli A.H., Mani K. (2017) Effect of Shadows on the Performance of Solar Photovoltaic. In: Sayigh A. (Eds) *Mediterranean Green Buildings & Renewable Energy*. Springer, Cham.
- Kazem, H.A., Chaichan, M.T., Al-Waeli, A.H.A., Sopian, K., & Darwish, A.S.K. (2021). Evaluation of dust elements on photovoltaic module performance: an experimental study. *Renewable Energy and Environmental Sustainability* 6.
- Kazem, H.A., Chaichan, M.T., Al-Waeli, A.H.A., & K Sopian, Evaluation of aging and performance of grid-connected photovoltaic system northern Oman: Seven years’ experimental study. *Solar Energy* 207, 1247-1258.
- Kazem H.A., Khatib T, Sopian K, Elmenreich W (2014) Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. *Energy and Buildings* 82, 123–129.

- Kim, J., Rabelo, M., Padi, S.P., Yousuf, H., Cho, E-C., & Yi, J. (2021). A review of the degradation of photovoltaic modules for life expectancy. *Energies* 14, 4278
- Kratochvil J.A., Boyson W.E., King D.L., Photovoltaic Array Performance Model, Vol. 8. Sandia National Laboratory, Albuquerque, NM, and Livermore, CA, 2004. <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/point-value-models/sandia-pv-array-performance-model/>
- Li, H.X., Zhang, Y., Edwards, D. & Hosseini, M.R. (2020). Improving the energy production of roof-top solar PV systems through roof design. *Build. Simul.* 13, 475–487.
- Malinek, M., Kotoulek, P., Petrovic, A., Regrit, T., Bozikova, M., Hlavac, P., Cviklovic, V., & Olejar, M. (2016). Modelling of photovoltaic module convective heat transfer coefficient. *MendelNet 2016*, pp. 877–882, 2016.
- Mani, M., Pillai, R., 2010. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 3124–3131.
- Mokhtara, C., Negrou, B., Settou, N., AbBouferrouk, A., & Yao, Y. (2021). Optimal design of grid-connected rooftop PV systems: An overview and a new approach with application to educational buildings in arid climates. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 47, 101468.
- Pillai, RAadity, G., Mani., M., & Ramamurthy, P. [2014] Cell (module) temperature regulated performance of a building integrated photovoltaic system in tropical conditions. *Renewable Energy*, v. 72, p. 140–148, 2014.
- Ruther, R., do Nascimento, R., & Campos, R.A. (2017). Performance assessment issues in utility-scale photovoltaics in warm and sunny climates. *Renewable Energy and Environmental Sustainability* 2, 35-41.
- Sarver T, Al-Qaraghuli A, & Kazmerski L.L. (2013). A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: history, investigations, results, literature, and mitigation approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22, 698–733.
- Sinapis, K., Tsatsakis, K., Dörenkämper, M., & van Sark, W.G.J.H.M. (2021). Evaluation and Analysis of Selective Deployment of Power Optimizers for Residential PV Systems. *Energies* 14, 811.
- Skoplaki E, & Palyvos, J A. (2008). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy* 83, 614–624.
- te Heesen, H., Herbort, V., & Rumpler, M. (2019). Performance of roof-top PV systems in Germany from 2012 to 2018. *Solar Energy*, 194, 128-135.
- Thebault, M., Clivillé, V., Berrah, L., Desthieux, G. (2020). Multicriteria roof sorting for the integration of photovoltaic systems in urban environments. *Sustainable Cities and Society* 60, 102259.
- Tsai, H.-F., & Tsai, H.-L., (2012). Implementation and verification of integrated thermal and electrical models for commercial PV modules. *Solar Energy* 86, 654–665.
- Tuncel, B. Ozden, T. Balog, R. S.et al. (2020). Dynamic thermal modelling of PV performance and effect of heat capacity on the module temperature. *Case Studies in Thermal Engineering*, 22, 100754.
- Vaka, A. S., & Talukdar, P. (2020). Novel inverse heat transfer technique for estimation of properties and location- specific process parameters of roof-mounte solar PV plants. *Thermal Science and Engineering Progress* 19, 100657.
- Zhe, LW., Yusoff, I.B., Misrun, M.I., Razak, A.B.A., Ibrahim, S., & Zhubir, N.S.B. (2016). Investigation of solar panel performance based on different wind velocity using ANSYS. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science* 1, 456–463.
- Zhou, J., Ahe, Z., & Yi, Q. (2017). Temperature distribution and back sheet role of polycrystalline silicon photovoltaic modules. *Journal of Applied Thermal Engineering* 111, 1296–1303.
- Zhou, Ji cheng et al. 2016. Temperature distribution and back sheet role of polycrystalline silicon photovoltaic modules. *Applied Thermal Engineering*, v. 111, p. 1296–1303, 2017.

MODELING OF THE TEMPERATURE FOR PHOTOVOLTAIC GENERATOR MOUNTED ON RESIDENTIAL ROOFS, BASED ON MATERIALS COMMON IN BRAZIL

Abstract. *This paper examines the performance of solar photovoltaic generators on roofs of residential buildings. The primary focus is the loss of performance due to temperature increase as function of roof material and the distance from the photovoltaic (PV) generator to the roof. A heat transfer model has been developed to predict PV module temperature, and the equations of the model were solved using the Engineering Equation Solver (EES) software. The research modeling correlates the distance of the solar generator to the roof and the roofing material with the temperature variations in the PV generator. There are many models to predict PV module temperature, but this study refines the prediction by the distance from PV module to roof and the roofing material as variables. Optimal combinations of distance and materials that minimize the heating loss in the solar generator leading to increased electrical power generation. Results show an average error of 3%-4% from the temperature predicted by the model to the temperature measured under experimental conditions in Belo Horizonte, Brazil. The minimum roof-module separation required to ensure minimal PV performance loss from heating from the roof is ~10 cm for red ceramic and cement fiber roofs. For galvanized steel, the optimal distance is between 20 cm and 30 cm. Cement fiber shows the best predicted and measured characteristics for PV-panel roof mounting among the 3-common commercial roofs evaluated in these studies. These investigations were based on roof installations and local materials in Belo Horizonte, Brazil.*

Key words: *Photovoltaic Roof, Heat Transfer, Residential Photovoltaic.*