



Artigo

Determinação da potência entregue pelo sistema fotovoltaico sob influência da temperatura da célula

Renata Lautert Yang^{1*}

<https://orcid.org/0000-0002-1867-229X>

Muriele Bester de Souza¹

<https://orcid.org/0000-0002-4510-5207>

Diego Vitoriano Freitas²

<https://orcid.org/0000-0002-0089-0205>

Gerson Máximo Tiepolo²

<https://orcid.org/0000-0002-0409-4484>

Jair Urbanetz Junior^{1,2}

<https://orcid.org/0000-0001-9355-1730>

¹ Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia (PPGSE), Laboratório de Energia Solar (LABENS), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Curitiba, Brasil;

² Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT), Laboratório de Energia Solar (LABENS), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Associate Editor:

Received: YYYY.MM.DD; Accepted: YYYY.MM.DD.

* Correspondence: relautert@gmail.com, renatay@alunos.utfpr.edu.br (R.L.Y.)

DESTAQUES

- A energia solar fotovoltaica (FV) atualmente vem se destacando nos cenários mundial e brasileiro.
- A potência entregue pelo sistema FV varia de acordo com irradiância e temperatura.
- A potência calculada foi próxima da real, para um sistema FV em Curitiba.

Resumo: A demanda crescente por energia elétrica no país leva à exploração de outras fontes de energia. A energia solar fotovoltaica aparece como uma alternativa viável para resolver esta questão, gerando energia de forma limpa. O Estado do Paraná apresenta potencial fotovoltaico elevado, passível de investimentos nesta área. A potência gerada por um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica (SFVCR) não é igual à sua

potência nominal, pois o sistema possui diversos tipos de perdas. O objetivo deste trabalho é calcular a potência de fato entregue pelo gerador fotovoltaico. Assim, foi calculada a potência, descontando as perdas por temperatura e do inversor. A fim de calcular a perda por temperatura, fez-se necessário estimar a temperatura na célula fotovoltaica. Portanto, foram utilizadas nove equações propostas na literatura para a realização destes cálculos. Esta potência foi calculada para o SFVCR instalado no Escritório Verde da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, em Curitiba. Desta forma, os valores calculados foram comparados com dados reais de potência fornecida por este gerador. Percebeu-se que as potências calculadas se situaram próximas dos valores reais. O comportamento da temperatura da célula fotovoltaica e da irradiância ao longo do dia, foram diretamente proporcionais às potências calculadas e reais. Por fim, nota-se a importância de estudos relativos à potência entregue pelo SFVCR, descontando as perdas, pois desta maneira é possível compreender o comportamento do sistema.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica, potência, temperatura da célula.

INTRODUÇÃO

O aumento na demanda de energia elétrica no Brasil, aliado com o conceito de sustentabilidade e diversificação da matriz elétrica, levam à busca e investimentos em fontes de geração de energia limpa e amplamente disponível [1]. Neste contexto, a energia solar fotovoltaica vem se destacando na atualidade no cenário mundial e brasileiro, com capacidade instalada crescendo exponencialmente. Até o final do ano de 2018, a capacidade mundial foi de 505 GW [2], enquanto no Brasil a capacidade instalada até agosto de 2019 era de aproximadamente 3,36 GW [3,4]. O estudo de [5] evidencia o elevado potencial paranaense para a geração de energia solar fotovoltaica, cuja tendência é sua expansão nos próximos anos. Assim, o estudo nesta área mostra-se relevante.

Os sistemas fotovoltaicos, de acordo com [6], são classificados em dois tipos quanto à interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica: isolados, utilizando acumuladores de energia e sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR). O presente artigo evidenciará este último tipo de sistema.

A potência entregue de fato ao sistema quantifica a geração de energia e a disponibilidade de potência a ser utilizada pelo consumidor. Desta maneira, é conveniente determinar essa potência de saída dos módulos fotovoltaico, a fim de compreender o comportamento dos mesmos quando interligados em um gerador em operação [7].

Diversos fatores contribuem para que hajam perdas no sistema, impedindo que este opere continuamente em suas condições nominais. Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas, as quais são construídas a partir de materiais semicondutores, convertendo a energia advinda do sol em energia elétrica. Assim, as células são bastante sensíveis a temperatura. A eficiência dos módulos é medida e informada aos usuários, através da folha de dados (*datasheet*), sob as condições padrões de teste (STC), com temperatura de 25°C, irradiância de 1.000 W/m² e massa de ar AM = 1,5, sendo que um sistema fotovoltaico raramente opera nessas condições [8,9]. Segundo [7], o coeficiente de temperatura (γ) é utilizado para descrever o comportamento dos parâmetros característicos do módulo fotovoltaico. Este coeficiente permite analisar a taxa de variação da corrente, tensão e potência em função da temperatura. Desta forma, a potência entregue pelo sistema varia, principalmente de acordo com a irradiância (G) incidente no plano do painel e com a temperatura da célula fotovoltaica (T_c).

O foco deste artigo é analisar a relação entre a potência (P) entregue pelo SFVCR e a T_c , visto que o estudo de [10] confirmou a influência da temperatura no aproveitamento do potencial solar fotovoltaico. A potência de entrada do inversor depende do ponto da curva corrente-tensão (I-V) em que o gerador fotovoltaico estará operando. Este ponto, para a geração de máxima potência é buscado pelo inversor, variando durante o dia devido às

condições ambientais [7]. Desta maneira, a perda referente ao inversor mostra-se significativa para o sistema e deve ser levada em conta nos cálculos de potência entregue pelo SFVCR.

O objetivo deste artigo é calcular a potência entregue pelo sistema fotovoltaico, empregando diferentes valores para a T_c por meio de diversas equações propostas na literatura internacional. A perda do inversor igualmente será considerada na obtenção da potência de saída do sistema. Estes cálculos serão realizados para o SFVCR instalado no Escritório Verde (EV) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

MATERIAL E MÉTODOS

Primeiramente foi calculada a temperatura da célula fotovoltaica (T_c) empregando nove equações descritas na literatura, devido à ausência de sensor de temperatura no painel fotovoltaico. Assim, a T_c foi estimada de acordo com as equações indicadas na Tabela 1. Estas equações foram apresentadas no estudo de [11]. Para estes cálculos, foram coletados dados de temperatura ambiente (T_a), velocidade do vento (V_w) e irradiância (G) do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) da estação automática instalada em Curitiba. Estes dados, de até um ano, são disponibilizados em maneira horária, no site do INMET [12]. Além disso, foram utilizados os parâmetros descritos na Tabela 2.

Tabela 1. Equações utilizadas para calcular a temperatura da célula fotovoltaica.

	Autor	Equação
Tc 1	Rauschenbach [13]	$T_c = T_a + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) \cdot (T_{cNOCT} - T_{aNOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta m}{(\tau\alpha)}\right)$
Tc 2	Risser e Fuentes [14]	$T_c = 3,81 + 0,0282 \cdot G + 1,31 \cdot T_a - 1,65 V_w$
Tc 3	Ross e Smokler [15]	$T_c = T_a + \frac{(T_{cNOCT} - T_{aNOCT})}{G_{NOCT}} \cdot G$
Tc 4	Schott [16]	$T_c = T_a + 0,028 \cdot G - 1$
Tc 5	Servant [17]	$T_c = T_a + \alpha G (1 + \beta T_a)(1 - \gamma V_w)(1 - 1,053 \eta m)$
Tc 6	Lasnier e Ang [18]	$T_c = 30,006 + 0,0175 (G - 300) + 1,14 (T_a - 25)$
Tc 7	Chenni <i>et al.</i> [19]	$T_c = 0,943 \cdot T_a + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot V_w + 4,3$
Tc 8	Skoplaki <i>et al.</i> [20]	$T_c = T_a + \omega \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0 V_w}\right) G$
Tc 9	Duffie e Beckman [21]	$T_c = T_a + \left[\left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) \cdot \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8 \cdot V_w}\right) \cdot (T_{cNOCT} - T_{aNOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta c}{(\tau\alpha)}\right)\right]$

A potência entregue pelo sistema fotovoltaico foi calculada utilizando:

$$P = P_o \cdot \frac{G}{G_{ref}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - T_{c_{ref}})], \quad (1)$$

apresentada por [7]. Esta equação calcula a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico, descontando a perda por temperatura nas células fotovoltaicas, por operarem em condições diferentes do padrão onde foram testadas. Este cálculo foi realizado empregando dados provenientes do SFVCR do EV, para posterior comparação com valores reais. A potência nominal do gerador fotovoltaico (P_o) utilizado foi de 2.100 Wp [22], a irradiância empregada foi advinda da estação do INMET em Curitiba e o coeficiente de perda de temperatura (γ) do módulo fotovoltaico, foi retirado da folha de dados fornecida pelo fabricante [23]. A irradiância de referência (G_{ref}) e temperatura na célula fotovoltaica de referência ($T_{c_{ref}}$) são os valores referentes ao padrão de teste que os módulos se submetem, fixados em 1.000

W/m^2 e $25^\circ C$, respectivamente [7]. A T_c utilizada na Equação (1) foi proveniente dos cálculos efetuados através das equações apresentadas na Tabela 1, portanto foram calculadas nove diferentes potências, de forma horária.

Tabela 2. Descrição de parâmetros.

Parâmetro	Descrição
T_a	Temperatura ambiente em $^\circ C$
G	Irradiância total em W/m^2
T_{CNOCT}	Temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica (NOCT), fornecida pelo fabricante do módulo fotovoltaico, em $^\circ C$
T_{aNOCT}	Temperatura ambiente de acordo com SRE, fixada em $20^\circ C$
G_{NOCT}	Irradiância total segundo SRE, fixada em $800 W/m^2$
V_w	Velocidade do vento em m/s
α	Constante igual a 0,0138
β	Constante igual a 0,031
γ	Constante igual a 0,042
η_c	Eficiência de conversão do módulo descrito em seu <i>datasheet</i> (folha de dados)
$\tau\alpha$	Produto da transmitância-absorbância, valor exato desconhecido, porém estimado em 0,9 (adimensional)
η_m	Razão entre η_c e $\tau\alpha$
ω	Coefficiente para o modo de instalação do painel fotovoltaico, que neste caso foi 1,8 (adimensional), referente a um painel sobre o telhado, sem ventilação

Fonte: [24]

O coeficiente γ não estava disponível no *datasheet* dos módulos instalados no EV. Portanto, para calcular seu valor foi utilizada a equação:

$$\gamma = \left(\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}} \right), \quad (2)$$

apresentada por [7]. Esta equação relaciona as taxas de variação temporais do coeficiente de temperatura de tensão máxima (V_{mp}) com o coeficiente de temperatura de corrente máxima (I_{mp}).

Foram analisados dados diários referentes aos meses de setembro, outubro e novembro de 2018. Além disso, calculou-se a potência para o dia 11 de junho de 2018, pois o estudo de [11] realizou medições da temperatura horárias no painel fotovoltaico do EV neste mesmo dia. Assim, estes valores foram utilizados na Equação (1), no parâmetro da T_c . O inversor do EV, cuja potência nominal é de 2 kW, fornece dados de potência do gerador a cada 15 minutos, portanto foi realizada a média entre estes quatro valores referentes uma hora, a fim de encontrar a potência horária do sistema. Como estes valores são da saída do inversor, para o cálculo da potência entregue pelo SFVCR foi considerada a perda deste inversor, cujo valor é de 8%. O inversor instalado no EV é o PVP2000 e possui eficiência de 92%, como mostra os dados seu *datasheet*, apresentado na Tabela 3.

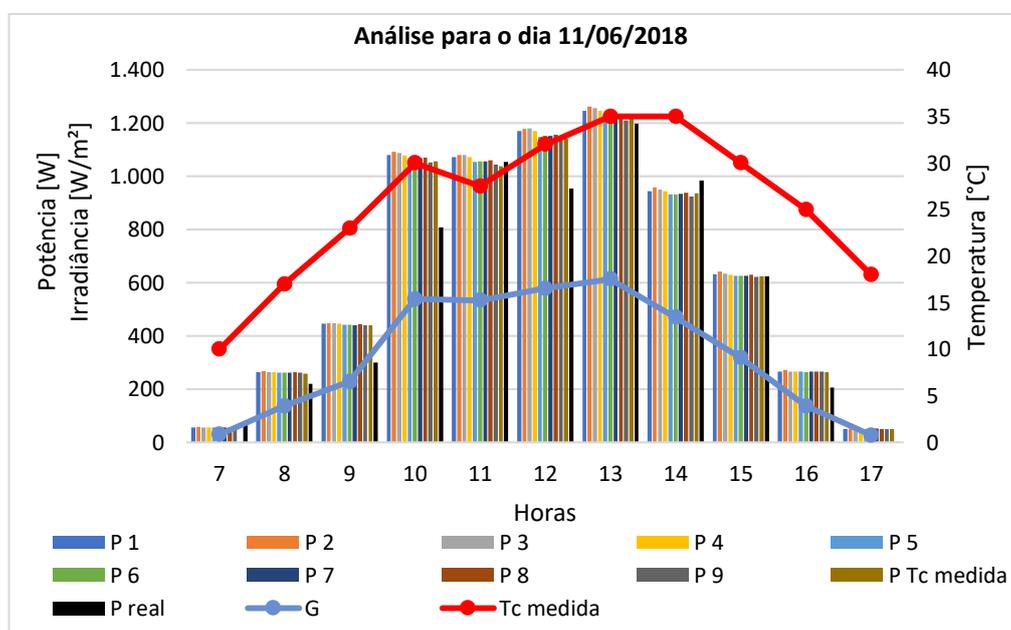
Tabela 3. Especificações elétricas do inversor PVP2000.

Parâmetro	Valor
Potência de saída CC [W]	2000
Eficiência [%]	92
Máxima tensão CC de entrada [V]	500
Faixa de tensão de operação CC [V]	115-450
Tensão mínima CC [V]	130
Corrente máxima CC (I_{sc}) [A]	26
Corrente nominal CC (I_{mp}) [A]	18
Corrente máxima CA [A]	9
Tensão nominal CA [V]	240
Faixa de tensão de saída CA [V]	211-264
Faixa de frequência [Hz]	59,3-60,5

Fonte: [25]

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A potência calculada foi comparada com a potência real (P_{real}) entregue ao sistema no EV, em um dia próximo ao solstício de inverno no hemisfério sul (11/06/2018) e nos meses de setembro, outubro e novembro de 2018. Entretanto, para os meses de setembro, outubro e novembro foram selecionados dias aleatórios de cada um desses meses, para a análise dos resultados. As potências calculadas foram numeradas de um a nove (P_1 a P_9), de acordo com as equações utilizadas para estimar a temperatura na célula fotovoltaica ($T_c 1$ a $T_c 9$). Os resultados podem ser observados nas Figuras 1 a 5, comparando com valores reais.

**Figura 1.** Potência, irradiância e temperatura na célula fotovoltaica no dia 11/06/2018.

A Figura 1 mostra o resultado dos cálculos para a potência esperada no dia 11/06/2018, de hora em hora, nas barras coloridas. A barra em preto revela a potência real (P_{real}) deste SFVCR do EV, valor que se manteve proporcional com as potências calculadas. A curva em vermelho se refere à temperatura na célula fotovoltaica medida (T_c medida) naquele mesmo dia, confirmando a proporcionalidade entre potência e temperatura para o SFVCR. As medições experimentais da T_c iniciaram-se às 8 h, portanto não há dados às 7 h para este parâmetro. Neste mesmo dia, às 17 h havia sombreamento total no painel do EV devido a uma construção adjacente, assim para este horário a potência real (P_{real}) foi praticamente nula.

A potência calculada, utilizando os valores medidos para a T_c ($P_{Tc\ medida}$), foi a que apresentou menor erro médio em relação à potência real, quando comparada aos demais resultados para a potência. Este erro médio foi de -15,3%. O segundo menor erro médio, que foi de -15,4%, para a P_9 , modelada a partir da T_c 9. Conforme o estudo de [11], a T_c 9 foi a equação que melhor modelou a T_c para o SFVCR do EV neste dia, próximo ao solstício de inverno no hemisfério sul. Os maiores erros médios foram encontrados nas T_c 2 e T_c 3, respectivamente, com valores de -18,9% e -18,1%. Analisando os resultados para este caso, de forma horária, notou-se que às 11 h e às 15 h o erro entre as potências calculadas e a potência real foi inferior a 1%.

De forma geral, a potência calculada mostrou-se superior à potência real (P_{real}), pois este cálculo considera apenas as perdas por temperatura e do inversor. Os outros fatores de perdas, como sujidade, descasamento de módulos, fiação, variação do espectro, entre outros, não foram contabilizados.

Para setembro, o quinto dia do mês foi escolhido para esta simulação. Os resultados para o dia 05/09/2018 podem ser observados na Figura 2, em que a temperatura (T_c média), na curva em vermelho, representa a média das T_c calculadas de nove maneiras diferentes, de hora em hora. As potências calculadas igualmente são diretamente proporcionais à T_c e pouco divergem da potência real do SFVCR estudado. Os valores mais próximos da potência real foram os da P_8 e P_2 , com erros médios de -4,7% e -5,9%, respectivamente. E os maiores erros foram de -9,9%, para P_5 e P_6 . Ao observar os resultados horários, nota-se que as potências mais próximas da potência real ocorreram às 9 h e às 13 h, apresentando erros médios de 3,8% e -5,7%, respectivamente.

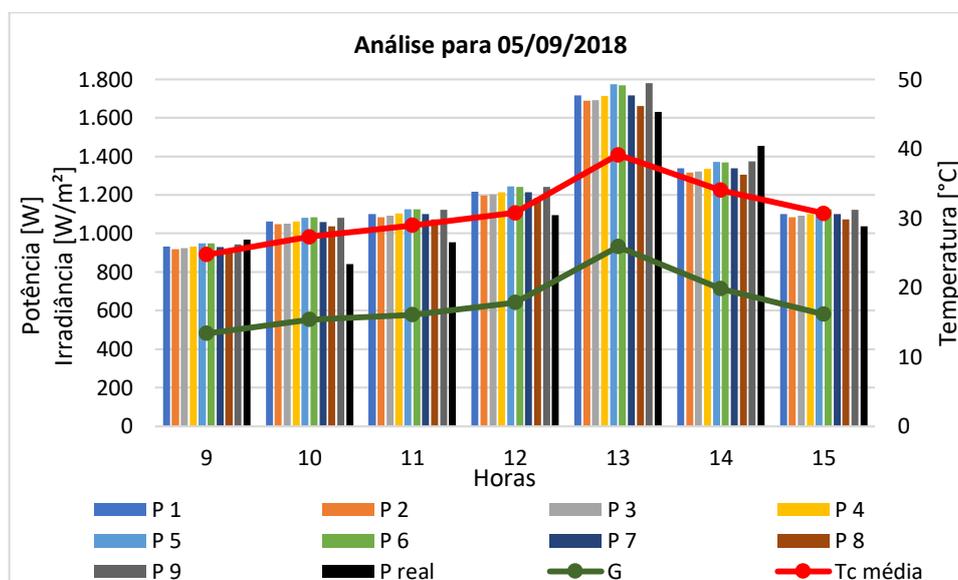


Figura 2. Potência, irradiância e temperatura na célula fotovoltaica no dia 05/09/2018.

Em outubro, os dados foram obtidos para o dia 20/10/2018 e encontram-se representados na Figura 3. Percebe-se que ao meio-dia houve uma redução significativa na potência entregue pelo SFVCR. Este fato ocorreu devido a um período nublado nesta hora, diminuindo consideravelmente a temperatura ambiente e a irradiação, fatores

impactantes na potência de saída. Quanto aos erros médios calculados, as potências que apresentaram menor erro foram $P 8$ e $P 2$, como no mês de setembro. Estes erros foram inferiores a 8%. Por outro lado, as maiores diferenças encontradas ao comparar valores calculados com valores reais foram para $P 6$ e $P 9$, com erros de aproximadamente 11%. Analisando os erros horários, os valores mais baixos foram de 1,4% e 3,2%, às 14 h e 10 h, respectivamente. Para os gráficos gerados, percebeu-se que o comportamento da T_c e da G são proporcionais durante o dia.

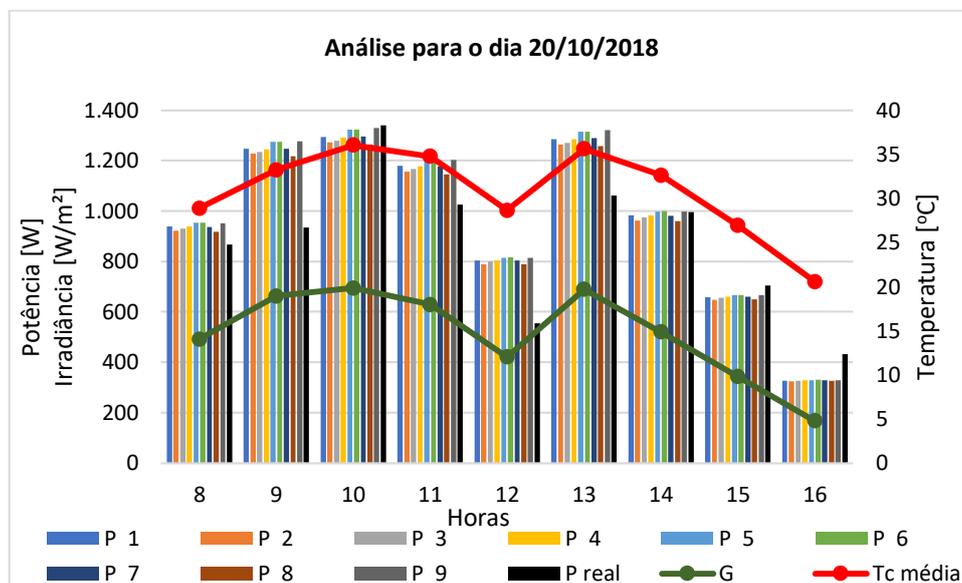


Figura 3. Potência, irradiância e temperatura na célula fotovoltaica no dia 20/10/2018.

Para novembro, o dia escolhido para a análise dos dados foi 17/11/2018, em que o tempo estava ensolarado. A Figura 4 apresenta os resultados para este caso. Neste dia, a T_c alcançou valores médios próximos a 50°C e as potências calculadas foram bem superiores à potência real do sistema. Às 15 h e às 17 h foram os horários em que ocorreram os menores erros da potência calculada em relação à potência real, com valores próximos a 10%, em média. Por outro lado, na parte da manhã pode-se perceber os maiores erros, principalmente nos primeiros horários do dia. A T_c média e a irradiância mostram-se diretamente proporcionais. O horário em que há máximas T_c média e G , igualmente ocorre o maior valor calculado para a potência do SFVCR, e isto acontece no momento do meio-dia.

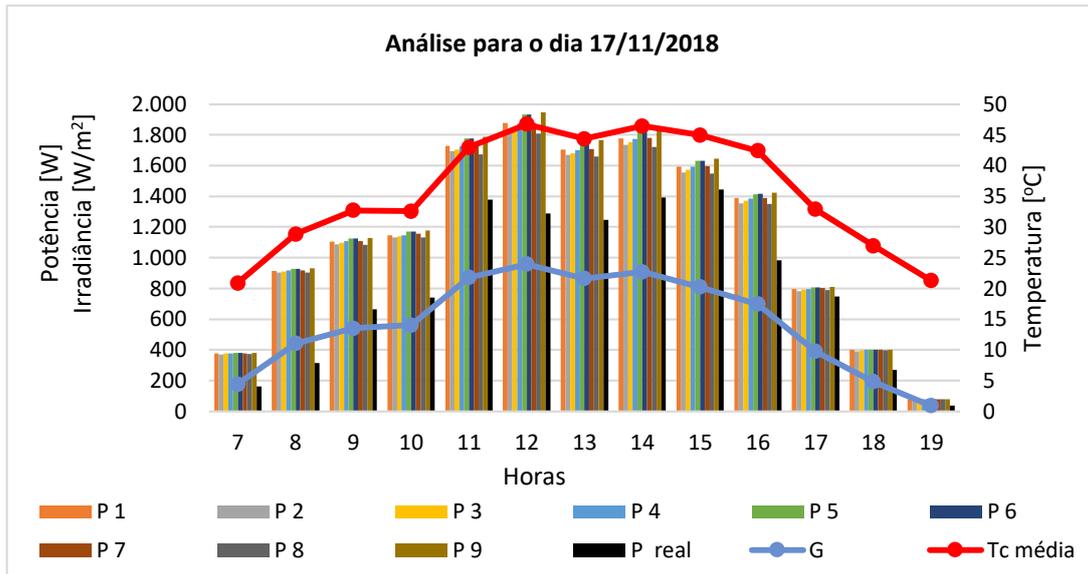


Figura 4. Potência, irradiância e temperatura na célula fotovoltaica no dia 17/11/2018.

A Tabela 4 apresenta valores calculados para a T_c , potência e a diferença percentual entre potência calculada e real para os nove casos analisados, às 14 h do dia 20/10/2018. Os números de 1 a 9 representam os valores obtidos da T_c 1 a T_c 9, P 1 a P 9 e diferença percentual entre as respectivas potências calculadas e a potência real. Portanto, com valores fixos de temperatura ambiente e irradiação solar, é possível observar a influência da T_c no cálculo da potência entregue pelo SFVCR. A potência real do sistema neste dia e horário foi de 996,13 W. Nota-se que quanto maior a T_c , menor é a potência, como pode ser observado nas colunas 8 e 2 da Tabela 4. Por outro lado, a coluna 6, a qual apresenta a menor T_c , possui a maior potência calculada. Para este horário no dia estudado, a diferença percentual foi baixa. Esta influência da T_c na potência entregue pelo SFVCR foi confirmada, igualmente no estudo de [10], em que foram elaborados mapas de energia média mensal produzida por módulos de silício policristalino no Brasil. Além disso, foi realizada uma listagem de estados brasileiros com melhores desempenhos em SFVCR face às variações na potência devido a T_c . A região sul lidera este ranking por apresentar perda menor por temperatura, quando comparada aos outros estados, o Paraná ocupou a terceira colocação.

Tabela 4. Dados obtidos às 14 h do dia 20/10/2018.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
T_c [°C]	32.6	38.9	35.2	32.5	27.4	26.9	32.7	40.1	27.3
Potência [W]	982.2	963.1	974.5	982.7	998.0	999.4	981.9	959.5	998.4
Diferença percentual entre P e P_{real}	1.4%	3.3%	2.2%	1.4%	-0.2%	-0.3%	1.4%	3.7%	-0.2%

CONCLUSÃO

As equações para o cálculo da T_c mostraram-se coerentes com valores reais, estimando a potência entregue ao SFVCR através da Equação (1), proposta por [7]. Analogamente, os valores obtidos para as potências, de maneira horária, foram semelhantes aos valores reais deste sistema estudado, de forma geral. Por fim, nota-se a importância de estudos relativos à potência entregue pelo SFVCR, pois a potência instalada do gerador fotovoltaico não é igual à potência fornecida, devido a diversas perdas presentes no sistema, entre elas, a perda por temperatura.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

REFERÊNCIAS

1. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Balço Energético Brasileiro 2018 - Ano base 2017*; EPE: Rio de Janeiro, Brasil, 2018.
2. REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. *Renewables 2019: Global Status Report*; REN21 Secretariat: Paris, 2019.
3. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível online: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp (acessado em 2 Setembro 2019).
4. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Capacidade de Geração do Brasil, Banco de Informação de Geração. Disponível online: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> (acessado em 2 Setembro 2019).
5. Tiepolo, G.M.; Pereira, E.B.; Urbanetz Jr, J.; Pereira, S.V.; Gonçalves, A.R.; Lima, F.J.L.; Costa, R.S.; Alves, A.R. *Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná*; UTFPR: Curitiba, Brasil, 2017; pp. 10-84.
6. Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). ABNT NBR 11704:2008 – *Sistemas Fotovoltaicos – Classificação*. 2018.
7. Zilles, R., Macêdo, W.N., Galhardo, M.A.B., Oliveira, S.H.F. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. Oficina de Textos: São Paulo, Brasil, 2012; pp. 13-98.
8. Schwingshackl, C., Petitta, M., Wagner, J.E., Belluardo, G., Moser, D., Castelli, M., Zebisch, M., Tetzlaff, A. *Wind Effect on PV Module Temperature: Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation*, EGUDivision 2013, Volume 40, 1-564.
9. Deutsche Gesellschaft Fur Sonnenenergie (DGS). *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects, And Engineers*, 2ª ed; Earthscan Publications Ltd: Berlim, Alemanha, 2007; pp. 01-396.
10. Simioni, T.; Schaeffer, R. Análise do Impacto da Temperatura para o Aproveitamento do Potencial Solar Fotovoltaico do Brasil. In XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Curitiba, Brasil, 22-25 Outubro 2017.
11. Yang, R.L.; Tiepolo, G.M.; Tonolo, É.A.; Souza, M.B.; Urbanetz Jr, J. Estimção da Temperatura em Células Fotovoltaicas para SFVCR. In Smart Energy CIEI&EXPO Greenbuilding Brazil, Curitiba, Brasil, 5-7 November 2018.
12. Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Disponível online: <http://www.inmet.gov.br> (acessado em 16 Julho 2018).
13. Rauschenbach, H.S. *Solar cell array design handbook*, 1ª ed.; Van Nostrand Reinhold Company, Nova York, Estados Unidos da América, 1980; pp: 390-391.
14. Risser, V.V.; Fuentes, M.K. Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data. *Photovoltaic Solar Energy Conference 1984*, pp: 623-627.
15. Ross, R.G.; Smokler, M. I. *Flat-Plate solar array project final report*, Volume VI: Engineering Sciences and Reliability, Report DOE/JPL-1012-125; JPL: Califórnia, Estados Unidos da América, 1986.
16. Schott, T. Operation temperatures of PV modules. *Photovoltaic solar energy conference 1985*, pp. 392-396.
17. Servant, J.M. Calculation of the cell temperature for photovoltaic modules from climatic data, *ISES 1986*, pp. 1640-1643.
18. Lasnier, F.; Ang, T.G. *Photovoltaic engineering handbook*, 1ª ed.; IOP Publishing LTD: Lasnier, França, 1990; pp. 258.

19. Chenni, R.; Makhlof, M.; Kerbache, T.; Bouzid, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. *Energy* **2007**, volume 32, pp. 1724-1730.
20. Skoplaki, E.; Boudouvis, A.G.; Palyvos, J.A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells* **2008**, volume 92, pp. 1393-1402
21. Duffie, J.A.; Beckman, W.A. *Solar engineering of thermal processes*. 4^a ed. Wiley: Madison, Estados Unidos da América, 2013.
22. Urbanetz Jr, J., Tiepolo G.M., Casagrande Jr, E.F., Tonin, F.S., Mariano, J.D. Geração Distribuída Fotovoltaica: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR em Curitiba. In: X CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Gramado, Brasil, 2016.
23. Kyocera. Photovoltaic Module Datasheet KD210GX-LP. 2018.
24. Jakhrani, A.Q.; Othman, A.K.; Rigit, A.R.H.; Samo, S.R. Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models. *World Applied Science Journal* **2011**, volume 14, pp. 01-08.
25. PV Powered. Inverter Datasheet PVP1100 - PVP5200. 2009.



© 2018 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY NC) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).