

# ANÁLISE EXPERIMENTAL DA TEMPERATURA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS PARA DIFERENTES CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO

**Domisley Dutra Silva** (UNESP) - domisleydutra@gmail.com

**João Batista Campos Silva** (UNESP) - jbcampos.silva@gmail.com

**Renato Candido Reis** (UNESP) - renatocandidoreis@gmail.com

**Elaine Maria Cardoso** (UNESP/FEIS) - elaine.cardoso@unesp.br

## **Resumo:**

*O máximo aproveitamento da energia solar com o mínimo de recursos empregados e o conhecimento da temperatura de operação são, certamente, parte primordial do campo de geração fotovoltaica; com este objetivo construiu-se um aparato experimental com sistema de rastreamento solar azimutal de eixo simples obtido por um atuador linear de 70 W e controlado por um microprocessador Arduino Mega 2560. O método de rastreamento consiste no movimentado do atuador de 5° a cada 20 minutos, com o primeiro movimento realizado às 11h00min e o último às 15h00min. Também realizamos a medição in loco da temperatura de cada célula fotovoltaica na parte posterior do módulo, da tensão e corrente de saída do painel para quantificar a potência produzida a qual é consumida por uma carga puramente resistiva. Com o sistema de rastreamento conseguimos um aumento de 42,6% de energia gerada em relação a um sistema fixo, em experimentos realizados com e sem rastreamento solar; além disso, verificou-se que das 60 células fotovoltaicas, apenas 12 células centrais são representativas para determinação da temperatura média de operação do painel, sendo os valores dos desvios de 0,6 e 0,5 °C em relação à média das 60 células fotovoltaicas que compõe o módulo, para condição com e sem rastreamento, respectivamente. Nessas condições evidenciou-se que o painel fotovoltaico com rastreamento opera com temperatura máxima de 49 °C e sem rastreamento com 52 °C, aproximadamente. Todos os testes foram realizados em campo, na região Noroeste do Estado de São Paulo, usando um painel fotovoltaico comercial e sempre levando em consideração as condições meteorológicas do dia. A realização deste trabalho contribui para que a conversão fotovoltaica de energia solar seja mais eficiente, para que a vida útil dos painéis seja prolongada, além de agregar conhecimento experimental da temperatura de operação de cada célula.*

**Palavras-chave:** *Energia solar, Rastreamento solar, Temperatura de operação*

**Área temática:** *Conversão Fotovoltaica*

**Subárea temática:** *Tecnologias e ensaios de módulos fotovoltaicos*

# ANÁLISE EXPERIMENTAL DA TEMPERATURA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS PARA DIFERENTES CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO

Domisley Dutra Silva – domisleydutra@gmail.com  
João Batista Campos Silva – jbcampos.silva@gmail.com  
Renato Candido Reis – renatocandidoreis@gmail.com  
Elaine Maria Cardoso – elaine.cardoso@unesp.br\*

UNESP/Universidade Estadual Paulista – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Av. Brasil, 56, Centro, 15385-000  
Ilha Solteira, SP, Brasil

**Resumo.** O máximo aproveitamento da energia solar com o mínimo de recursos empregados e o conhecimento da temperatura de operação são certamente parte primordial do campo de geração fotovoltaica; com este objetivo construiu-se um aparato experimental com sistema de rastreamento solar azimutal de eixo simples obtido por um atuador linear de 70 W e controlado por um microprocessador Arduino Mega 2560. O método de rastreamento consiste no movimentado do atuador de 5° a cada 20 minutos, com o primeiro movimento realizado às 11h00min e o último às 15h00min. Também realizamos a medição in loco da temperatura de cada célula fotovoltaica na parte posterior do módulo, da tensão e corrente de saída do painel para quantificar a potência produzida a qual é consumida por uma carga puramente resistiva. Com o sistema de rastreamento conseguimos um aumento de 42,6% de energia gerada em relação a um sistema fixo, em experimentos realizados com e sem rastreamento solar; além disso, verificou-se que das 60 células fotovoltaicas, apenas 12 células centrais são representativas para determinação da temperatura média de operação do painel, sendo os valores dos desvios de 0,6 e 0,5 °C em relação à média das 60 células fotovoltaicas que compõe o módulo, para condição com e sem rastreamento, respectivamente. Nessas condições evidenciou-se que o painel fotovoltaico com rastreamento opera com temperatura máxima de 49 °C e sem rastreamento com 52 °C, aproximadamente. Todos os testes foram realizados em campo, na região Noroeste do Estado de São Paulo, usando um painel fotovoltaico comercial e sempre levando em consideração as condições meteorológicas do dia. A realização deste trabalho contribui para que a conversão fotovoltaica de energia solar seja mais eficiente, para que a vida útil dos painéis seja prolongada, além de agregar conhecimento experimental da temperatura de operação de cada célula.

**Palavras-chave:** Energia solar, Rastreamento solar, Temperatura de operação.

## 1. INTRODUÇÃO

O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) publicou recentemente a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2017) destacando as principais regiões que apresentam a maior capacidade para instalação de painéis fotovoltaicos, onde a incidência de radiação solar é favorável. O estudo apresentado trouxe novas perspectivas para implementação de novas plantas de geração de energia fotovoltaica em regiões fora do chamado Cinturão Solar como, por exemplo, a região noroeste paulista onde está localizado o município de Ilha Solteira, o qual apresenta médias anuais de irradiação global na faixa de 5250 a 5500 Wh/m<sup>2</sup> dia (Pereira et al., 2017).

A matriz energética do Brasil é fortemente dependente da geração hidrelétrica, o que em períodos de grande estiagem, como ocorreu em 2014 e 2015, leva ao acionamento de termelétricas movidas a combustíveis fósseis e, conseqüentemente, a cobranças de tarifas amarelas e vermelhas sobretaxando o consumo. Nesse contexto a diversificação da matriz energética, com a produção de energia elétrica pelo processo fotovoltaico (PV) é interessante, pois, nos períodos de baixa geração hidrelétrica, a energia solar entra como uma fonte energética concomitante. No entanto, a tecnologia fotovoltaica ainda apresenta alguns inconvenientes, com destaque para a sua baixa eficiência energética, aproximadamente 17%, e o fato de que incrementos acima de 25 °C nas temperaturas de painéis fotovoltaicos em condições normais de operação (NOTC - usualmente entre 42 e 50 °C) têm efeito negativo na eficiência elétrica dos módulos, levando a perdas térmicas de 0,4 até 0,9 h/dia da capacidade de produção de energia (Santiago et al., 2018). Portanto, o dimensionamento correto do valor da perda térmica é essencial para determinação da potência instalada que suprirá a demanda, assim como a taxa de retorno do investimento para os projetos de geração fotovoltaica.

No Brasil existem inúmeros regiões de potencial energético, haja vista os recursos naturais promissores, bons ventos, grande incidência solar e água em abundância. Observando os dados apresentados no Balanço Energético Nacional de 2018, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a geração de energia elétrica de origem solar teve um expressivo crescimento de 875,6%, Tabela 1 (BEN, 2018), e apesar de contribuir com apenas 0,13% da oferta interna de energia elétrica em 2017, apresentou um aumento de 3836% na capacidade instalada em 2017, Figura 1 e Tabela 2 (BEN, 2018).

Tabela 1. Geração de energia elétrica (GWh) 2017/2016.

Fonte	2016	2017	$\Delta$ 17/16
Hidrelétrica	380.911	370.906	-2,6%
Gás natural	56.485	65.593	16,1%
Biomassa	49.236	49.385	0,3%
Derivados do petróleo	12.103	12.733	5,2%
Nuclear	15.864	15.739	-0,8%
Carvão (vapor)	17.001	16.257	-4,4%
Eólica	33.489	42.373	26,5%
Solar	85	832	875,6%
Outras	13.723	14.144	3,1%
<b>Geração total</b>	<b>578.898</b>	<b>587.962</b>	<b>1,6%</b>

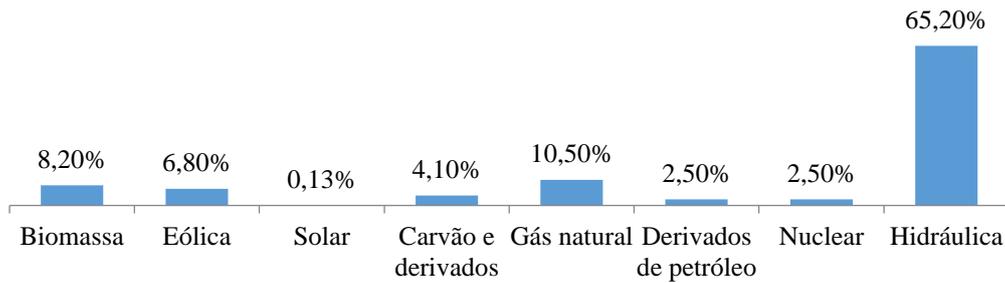
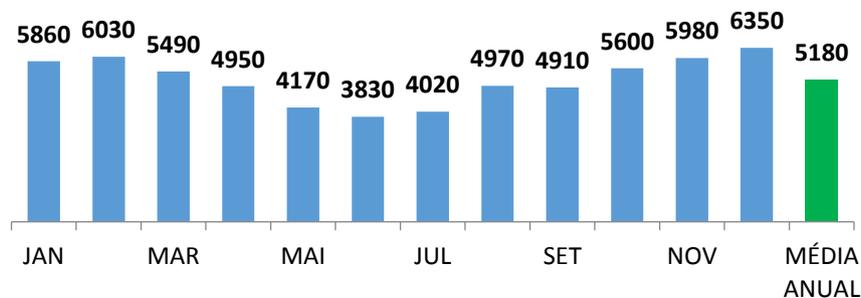


Figura 1. Oferta interna de energia por fonte.

Tabela 2. Capacidade instalada (MW) 2017/2016.

Fonte	2016	2017	$\Delta$ 17/16
Hidrelétrica	96.925	100.275	3,5%
Térmica <sup>2</sup>	41.275	41.628	0,9%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Eólica	10.124	12.283	21,3%
Solar	24	935	3836%
<b>Capacidade disponível</b>	<b>150.338</b>	<b>157.112</b>	<b>4,5%</b>

O BEN 2018 tornam evidente o rápido crescimento da geração fotovoltaica no Brasil e a necessidade de dados experimentais em condições reais de produção para a predição e monitoramento da NOTC no clima local. A temperatura de operação obtida experimentalmente ao ar livre indica a temperatura da célula como o parâmetro predominante que afeta a potência de saída do módulo fotovoltaico, mais do que a irradiância solar (Ali, Matsushita e Ookawarab, 2011). Portanto, este trabalho apresenta uma análise experimental em condições com e sem rastreamento uniaxial, de um painel fotovoltaico comercial de 270 Wp operando sob as condições climáticas da região noroeste paulista em Ilha Solteira - SP, que possui alto índice médio anual de irradiação solar global horizontal, conforme dados da Figura 2 do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESEB, 2019). A motivação encontra-se em fornecer um estudo experimental detalhado da temperatura de operação de cada célula fotovoltaica de modo que os resultados possam auxiliar na implantação de projetos mais eficientes.

Figura 2. Irradiação solar diária média, em Wh/m<sup>2</sup>.dia.

## 2. METODOLOGIA

As temperaturas medidas na parte posterior do painel podem ser correlacionadas com a temperatura de cada célula, pela suposição de condução unidimensional através dos materiais do módulo, sendo a Eq. (1) resultado desta suposição (Boyson, King e Kratochvil, 2004).

$$T_C = T_M + \frac{G}{G_0} \cdot \Delta T \quad (1)$$

na qual:

$T_C$  é a temperatura da célula dentro do módulo;

$T_M$  é a temperatura média na parte posterior do módulo;

$G$  é a irradiância solar sobre o módulo;

$G_0$  é a irradiância solar de referência do módulo (1000 W/m<sup>2</sup>);

$\Delta T$  é a diferença de temperatura entre a célula e a superfície posterior do módulo em um nível de irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> e é tipicamente de 3 °C para módulos de placas planas em uma montagem aberta (livre).

Outro modelo, Eq. (2), baseia-se no pressuposto de que a temperatura é homogênea e que  $T_M$  seria igual à temperatura na qual as células fotovoltaicas operam, negligenciando as diferenças de temperatura entre células dos módulos (Standard, 2017).

$$T_C = T_M \quad (2)$$

Utilizando sensores de temperatura para cada célula fotovoltaica instalados na parte posterior do módulo, pretende-se determinar as diferenças de temperatura, a temperatura média de operação do módulo e qual agrupamento de células é mais representativa para temperatura média de operação.

### 2.1 Metodologia experimental

*Aparato experimental.* O aparato experimental, Figura 3, foi construído em estrutura metálica se aço SAE 1020 posicionado na direção Norte com ângulo de inclinação ( $\theta$ ) de 20° conforme a latitude local (Villalva, 2015), Tabela 3, com sistema de concentração tipo V (não utilizado para o presente estudo) e um sistema de rastreamento de eixo-único que segue o movimento solar diário de Leste a Oeste, variando o azimute superficial, igualando-o ao azimute solar, Figura 3. A estrutura metálica permite um ajuste azimutal de -140° (posição Sol nascente) a 140° (posição Sol poente). A referência para o azimute é a mesma adota por Duffie e Beckman (2013), na qual 180° corresponde ao Norte geográfico. O movimento de rastreamento de 5° a cada 20 minutos, com o primeiro movimento realizado às 11h00min e o último as 15h00min, é realizada por um atuador linear de 70 W controlado por um microprocessador Arduino Mega 2560.

Tabela 3. Ângulo de inclinação recomendado conforme latitude local.

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado, $\theta$
0° a 10°	10°
11° a 20°	latitude
21° a 30°	latitude + 5°
31° a 40°	latitude + 10°
41° ou mais	latitude + 15°



Figura 3. Aparato experimental com estrutura de rastreamento e concentração tipo V.

O módulo PV comercial é composto de 60 células de silício policristalino com capacidade de 270 Wp, cujas características são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4. Características do painel fotovoltaico modelo RM60-6-270P nas condições padrão de teste (AM 1,5; 1000 W/m<sup>2</sup>; 25 °C).

Parâmetros definidos pelo fabricante RISEN	Valor
Coefficiente de temperatura de VOC ( $\beta$ )	-0,33 %/°C
Coefficiente de temperatura de ISC ( $\alpha$ )	+0,033 %/°C
Coefficiente de temperatura de PMP ( $\gamma$ )	-0,39 %/°C
Temperatura de operação nominal da célula (NOTC)	45 ± 2 °C
Faixa de temperatura de operação nominal da célula (NOCT)	40 a 85 °C

Os dados de temperatura foram coletados por 60 sensores digitais DS18B20 instalados no centro geométrico de cada célula do módulo, com uma fina camada de pasta térmica entre cada sensor e a parte posterior do módulo para garantir o contato térmico entre ambos. Esses sensores foram então colados na parte posterior do painel com silicone transparente e cola quente, e posteriormente, conectados a um sistema de aquisição composto por um Arduino Mega 2560; o microprocessador faz a leitura das medidas em intervalos de 30 segundos armazenando-as num cartão Micro SD em forma de tabela. A identificação dos sensores permite a reconstrução da distribuição e variação das temperaturas na exata geometria do módulo. Estas, por sua vez, serão tratadas como variações médias para cada célula, a fim de verificar o estabelecimento de ciclos térmicos de aquecimento e resfriamento, possibilitando a avaliação da temperatura de operação do módulo. Os dados de tensão e corrente são coletados em sincronismo com as temperaturas na alimentação da carga puramente resistiva composta por 9 lâmpadas halógenas de 50 W e tensão de alimentação de 12 V, Figura 4, divididas em 3 associações em paralelo com interruptores independentes, sendo que duas associações são utilizadas como carga durante o experimento e a terceira como reserva.

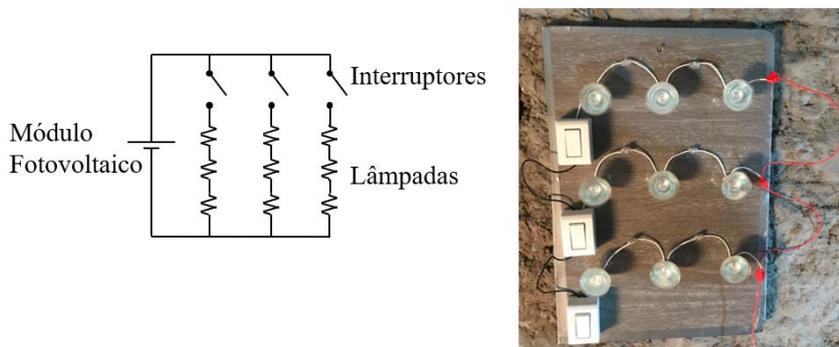


Figura 4. Diagrama e foto do sistema de carga puramente resistiva.

O módulo está dividido em 6 colunas com 10 linhas contendo 10 células fotovoltaicas em cada linha. O sensor C6\_01, por exemplo, está instalado na coluna 6 e linha 1. A Figura 5 mostra uma foto dos sensores instalados na parte posterior do módulo.

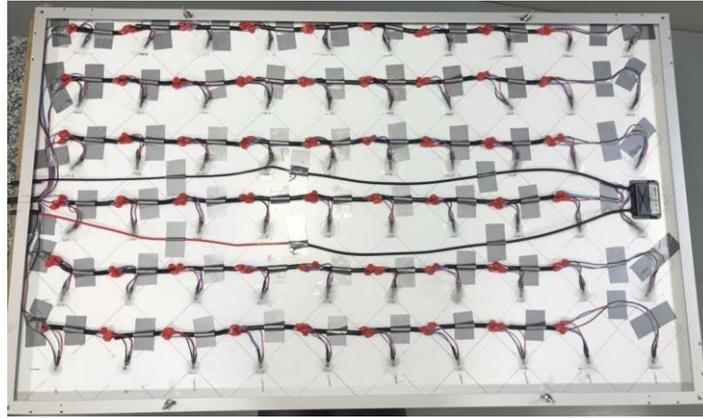


Figura 5. Sensores digitais (DS18B20) instalados na parte posterior do painel fotovoltaico para obtenção das temperaturas de cada célula.

Os sensores estão denominados de acordo com sua posição e agrupados conforme código de cores da Tabela 5; essa disposição têm como objetivo comparar a variação de temperatura, entre as células fotovoltaicas com a mesma condição de contorno para transferência de calor por condução, por meio do parâmetro de proximidade com uma, duas ou nenhuma moldura de alumínio e o centro do módulo. A indicação por cores facilita a identificação visual destes agrupamentos por condição de contorno:

- **Grupo verde:** células C1\_01, C1\_10, C6\_01 e C6\_10 são as únicas próximas à moldura de alumínio vertical e horizontal;
- **Grupo amarelo:** células C1\_02 a C1\_09, C6\_02 a C6\_09, C2\_01, C3\_01, C4\_01, C5\_01, C2\_10, C3\_10, C4\_10 e C5\_10 são as únicas próximas a moldura de alumínio vertical ou horizontal;
- **Grupo laranja:** células C2\_02 a C2\_09, C5\_02 a C5\_09, C3\_02, C3\_09, C4\_02 e C4\_09 são as únicas adjacentes as células do grupo amarelo;
- **Grupo vermelho:** células C3\_03 a C3\_08 e C4\_03 a C4\_08 são as células centrais mais distantes das molduras vertical e horizontal.

Tabela 5. Representação esquemática da posição dos sensores.

Sensores de temperatura instalados no módulo						
Coluna→	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Linha↓						
L10	C1_10	C2_10	C3_10	C4_10	C5_10	C6_10
L09	C1_09	C2_09	C3_09	C4_09	C5_09	C6_09
L08	C1_08	C2_08	C3_08	C4_08	C5_08	C6_08
L07	C1_07	C2_07	C3_07	C4_07	C5_07	C6_07
L06	C1_06	C2_06	C3_06	C4_06	C5_06	C6_06
L05	C1_05	C2_05	C3_05	C4_05	C5_05	C6_05
L04	C1_04	C2_04	C3_04	C4_04	C5_04	C6_04
L03	C1_03	C2_03	C3_03	C4_03	C5_03	C6_03
L02	C1_02	C2_02	C3_02	C4_02	C5_02	C6_02
L01	C1_01	C2_01	C3_01	C4_01	C5_01	C6_01

Para garantir que todos os testes sejam feitos sob as mesmas condições climáticas, variáveis meteorológicas como velocidade do vento, irradiância solar e temperatura ambiente são monitoradas. A temperatura ambiente é medida por uma sonda *Measurement Specialties™ 10K3A1iA Thermistor* instalada próximo à bancada experimental. Um anemômetro modelo *Windsonic Option 1* instalado no telhado, próximo ao módulo fotovoltaico, é responsável por medir a velocidade e direção do vento. Um radiômetro NR-LITE 2 mede a radiação líquida (radiação global descontada do albedo) no local de testes. Estes três instrumentos estão conectados a um *datalogger* modelo CR1000 da empresa *Campbell Cientific®*. Assim como as medidas de temperatura do módulo fotovoltaico, as medidas das variáveis climáticas são realizadas a cada 30 segundos.

Tabela 6. Instrumentos de medição do aparato experimental.

Modelo	Quantidade	Parâmetro medido	Faixa de operação	Incerteza	Datalogger
DS18B20	60	Temperatura do painel (°C)	-10 a 85 °C	± 0,5 °C	Arduino Mega 2560
ACS712ELC-30A	1	Corrente elétrica do módulo	-30 a 30 A	± 0,5 A	Arduino Mega 2560
Divisor de Tensão	1	Tensão elétrica do módulo	0 a 50 V	± 1,0 V	Arduino Mega 2560
Measurement Specialties™ 10K3A1iA Thermistor	1	Temperatura ambiente	0 a 70 °C	± 0,3 °C	CR1000 Campbell
Windsonic Option 1	1	Velocidade e direção do vento	0 a 60 m/s	± 2%	CR1000 Campbell
NR-LITE 2	1	Radiação líquida	-200 a 1000 W/m <sup>2</sup>	± 5%	CR1000 Campbell

*Análise experimental.* Para os dados de temperatura dos 60 sensores ( $T_i$ ) determinou-se o desvio padrão da temperatura média de operação do painel e de cada agrupamento por condição de fronteira conforme código de cores da Tabela 5, com o intuito de determinar qual agrupamento possui temperatura média mais próxima da média obtida pelos 60 sensores ( $T_M$ ), utilizando a Eq. 3.

$$T_M = \frac{\sum_{i=1}^{60} T_i}{60} \quad (3)$$

Os dados apresentados foram coletados em datas com as mesmas características meteorológicas de irradiação solar líquida, temperatura ambiente e velocidade do vento:

- **21/05/2019:** sem rastreamento uniaxial, tipo de montagem livre e carga resistiva de 300 W;
- **27/05/2019:** com rastreamento uniaxial, tipo de montagem livre e carga resistiva de 300 W.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com base nos dados meteorológicos coletados estabeleceram-se datas com mesmas características de geração fotovoltaica para irradiação líquida, temperatura ambiente e velocidade média horária do vento, Figuras 6 e 7.

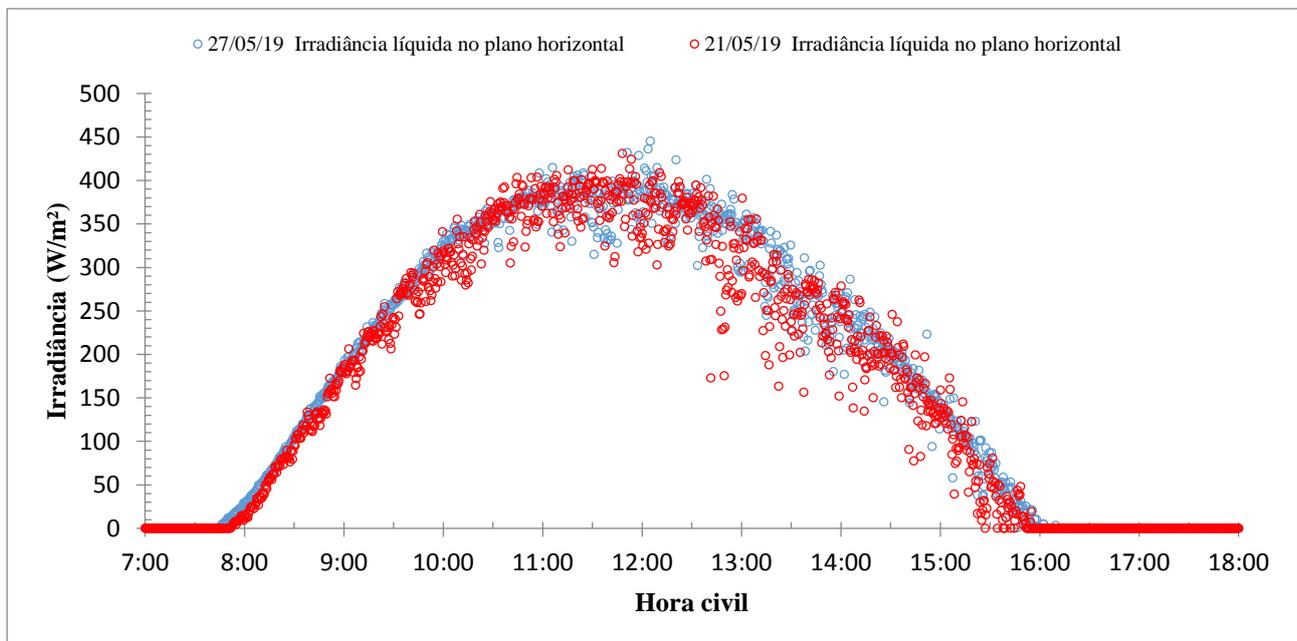


Figura 6. Irradiância líquida no plano horizontal.

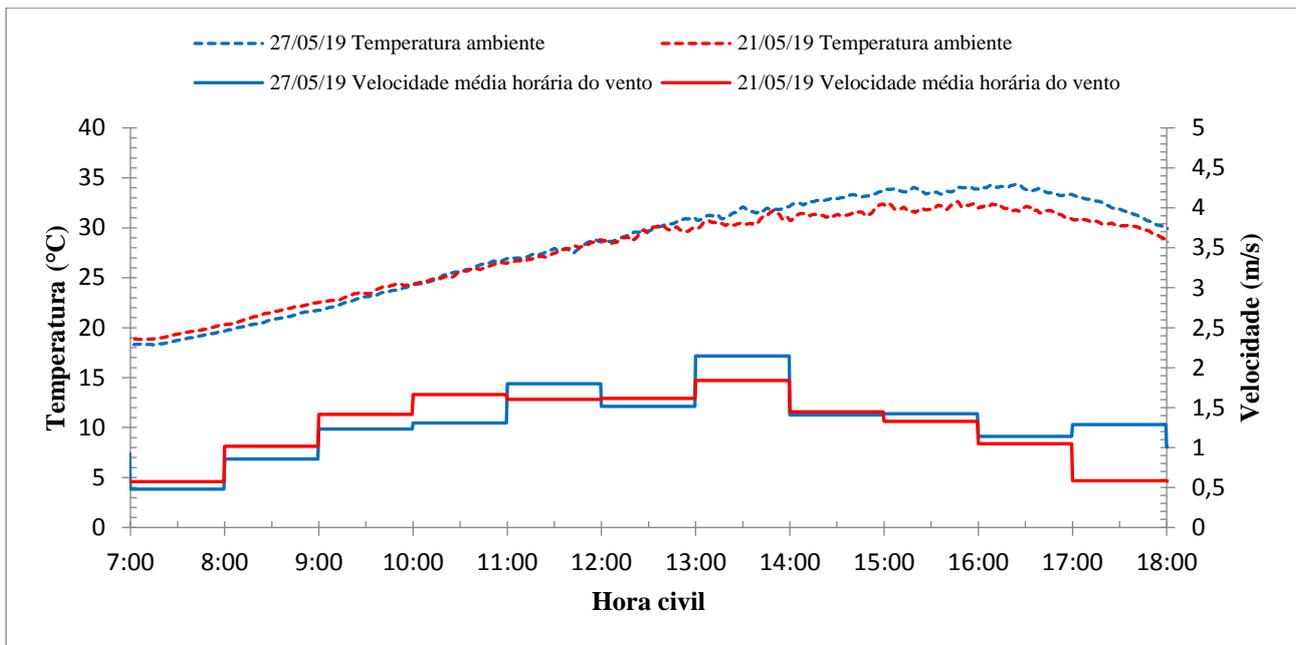


Figura 7. Temperatura ambiente e velocidade média horária do vento.

Para essas datas, os resultados experimentais das temperaturas máximas das células e energia produzida para as condições sem e com rastreamento são mostrados na Tabela 7. Verifica-se que a temperatura média máxima do módulo (painel ou PV) com e sem rastreamento possuem uma diferença de 3,1 °C, sendo a máxima para a condição sem rastreamento de 52 °C, Figura 8. Para a condição com rastreamento houve um aumento de 42,6% na produção de energia, Figura 9. O agrupamento de células que manteve a temperatura média máxima mais próxima à temperatura média do módulo, obtida com os dados de todos os 60 sensores, foi o grupo vermelho composto pelas células centrais C3\_03 a C3\_08 e C4\_03 a C4\_08, Tabela 5.

Tabela 7. Resumo dos resultados obtidos a partir dos experimentos.

Data do experimento	Rastreamento	Temperatura média máxima das células (°C)					Energia produzida (Wh)
		Módulo	Grupo verde	Grupo amarelo	Grupo laranja	Grupo vermelho	
21/05/2019	Sem	52,0	49,0	51,2	53,3	52,5	1266,0
27/05/2019	Com	48,9	46,8	48,4	49,9	49,0	1788,5
\Delta	Com – Sem	3,1	2,2	2,8	3,4	3,5	522,5

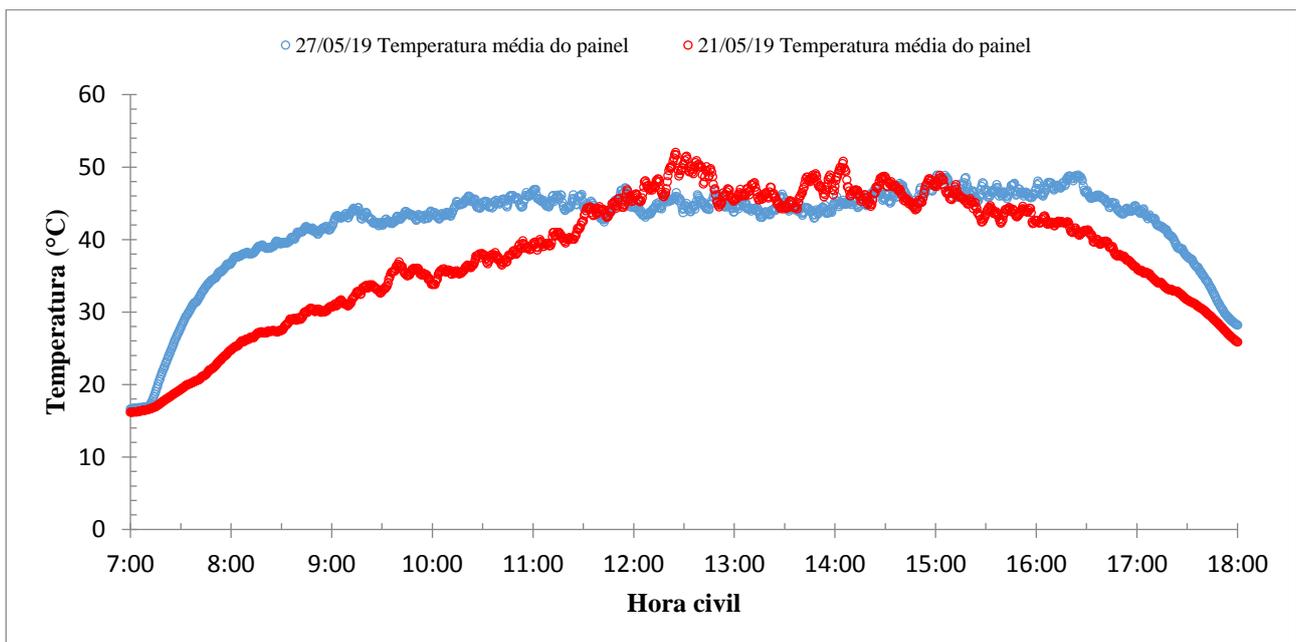


Figura 8. Temperatura média de operação do módulo para condição com e sem rastreamento.

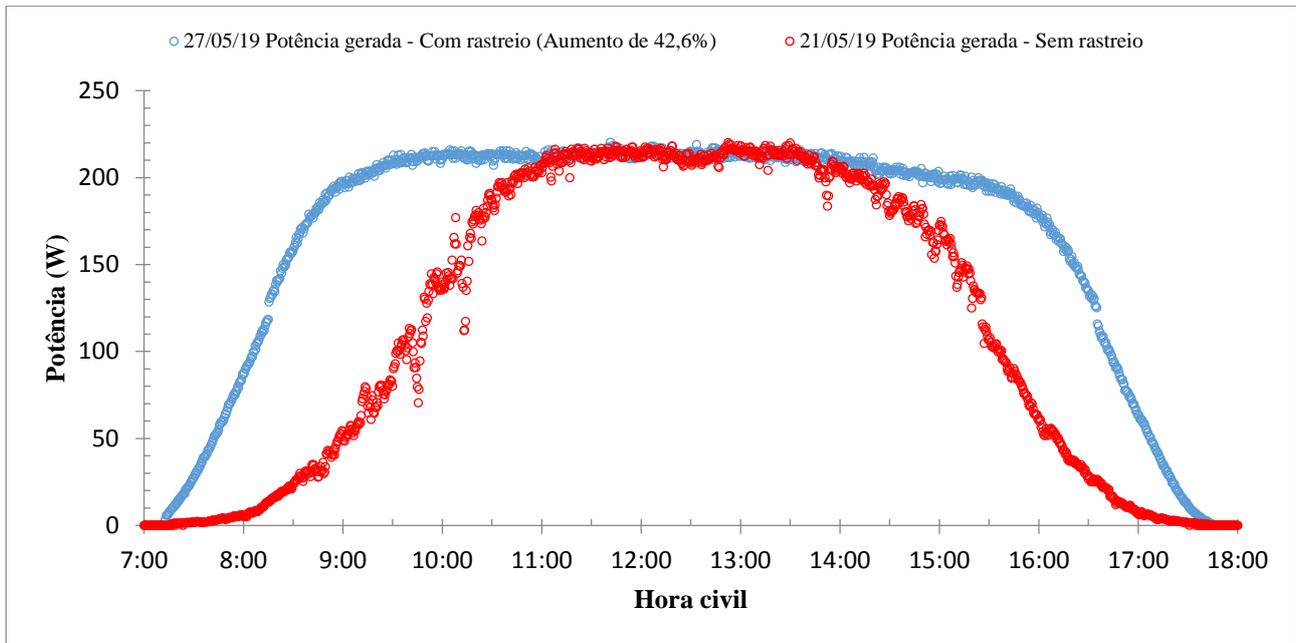


Figura 9. Potência gerada para condição com e sem rastreamento.

Para definir com maior rigor que a região do grupo vermelho de células é mais representativa para determinação da temperatura média de operação do módulo, realizou-se análises de desvio padrão para cada grupo de células (verde, amarelo, laranja e vermelho) nas condições com e sem rastreamento, com critério de menor desvio padrão para a região mais representativa.

Os dados de temperatura média do módulo e dos grupos de células e desvio padrão para experimento com e sem rastreamento, apresentados nas Figuras 10 e 11, respectivamente, mostraram que o grupo vermelho de células é o mais representativo, pois gerou o menor desvio padrão em relação à temperatura média de operação do módulo em ambas as condições experimentais.

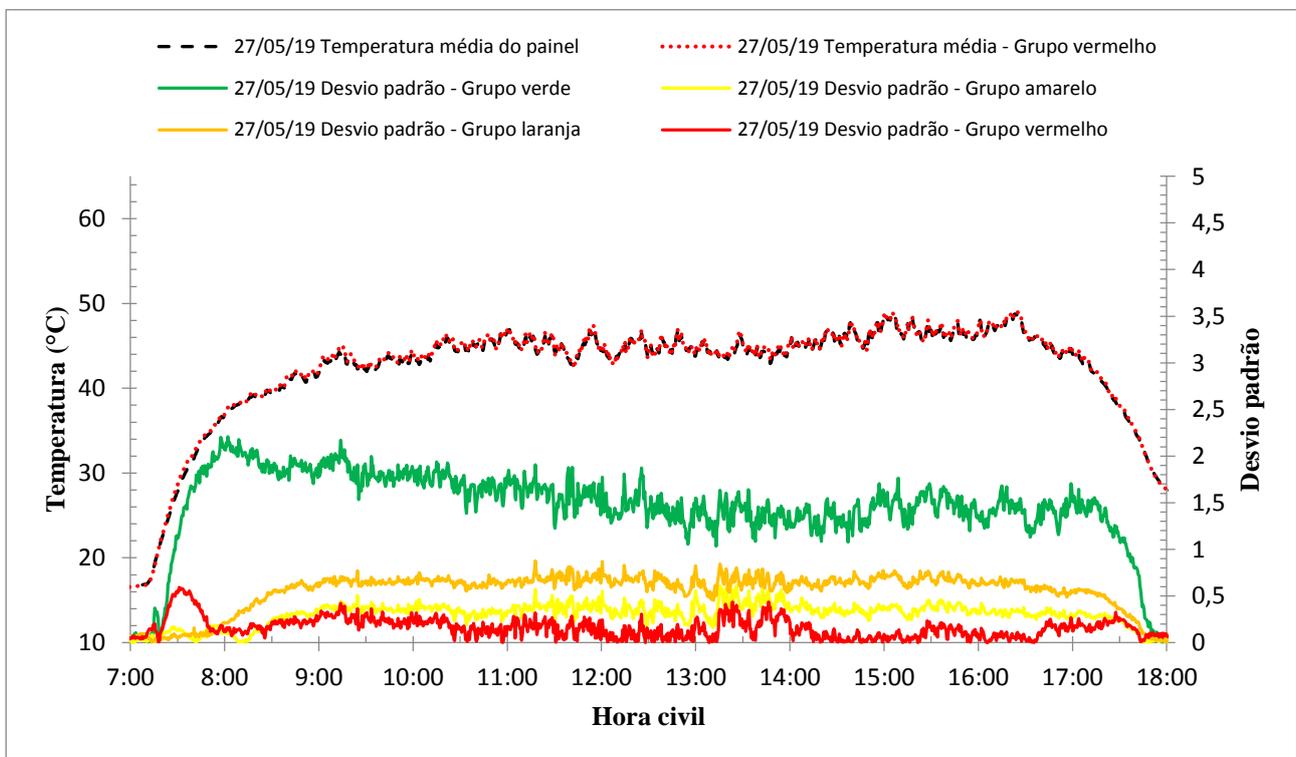


Figura 10. Temperatura média de operação do módulo e desvio padrão por grupo para condição com rastreamento.

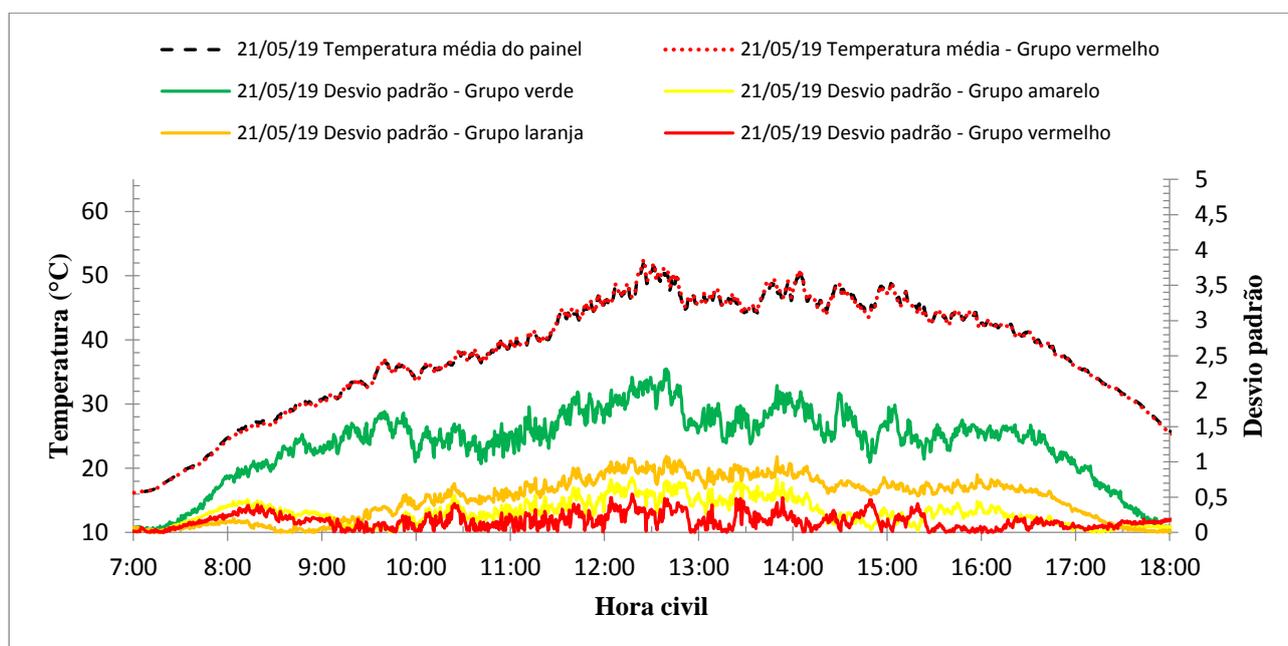


Figura 11. Temperatura média de operação do módulo e desvio padrão por grupo para condição sem rastreamento.

#### 4. CONCLUSÕES

Os resultados experimentais mostram que o rastreamento uniaxial do movimento solar diário de Leste a Oeste baseado unicamente no tempo gerou 42,6% de aumento na produção de energia elétrica, com grande economia de recursos financeiros, energia de acionamento e manutenção de instrumento de controle para zerar o azimute. Além de evidenciarem que, para monitoramento da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos, faz-se necessário, somente, determinar a temperatura média de operação da região central do módulo, composta por 12 células, representando grande economia de recurso e instrumentação. Assim, sugere-se implementar um número par de sensores de temperatura na parte posterior do módulo fotovoltaico, mas não no seu centro geométrico e sim no centro geométrico das células que ocupam a região mais central e equidistantes da moldura de alumínio do painel, economizando recursos sem perder precisão na determinação da temperatura de operação.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem pelo apoio financeiro fornecido pelo PPGEM – UNESP/FEIS, Conselho Nacional de Tecnologia e Desenvolvimento Científico do Brasil (Concessão CNPq número 458702/2014-5), FAPESP (Concessões número 2013/15431-7 e 2019/02556-8).

#### 6. REFERÊNCIAS

- Ali, A. H. H., Matsushita, Y., Ookawara, S. Photovoltaic module thermal regulation: effect of the cell's arrangement configurations on the performance. *Journal of thermal & environmental engineering*, vol. 2, nº 1, p. 41-47, 2011.
- BEN - Balanço Energético Nacional 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Acesso em: 08/01/2019.
- Boyson, W. E.; King, D. L., Kratochvil, J. E.; Photovoltaic array performance model, Sandia national laboratories, Report SAND2004-3535, 2004.
- CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 16/11/2019.
- Duffie, J.; Beckman, W. Solar energy thermal processes. 3ª Ed. Hoboken, (NJ): Wiley; 2006.
- Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. J. L. L.; Rüther, R.; Abreu, S. L.; Tiepolo, G. M.; Pereira, S. Vitorino; Souza, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: Inpe, 2017.
- Santiago, I.; Montero, D. T.; Garcia, I. M. M.; López, V. P.; Rodríguez, J. J. L. Modeling of photovoltaic cell temperature losses: A review and a practice case in South Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 90, p. 70–89, 2018.
- Standard. IEC 61724-1:2017 Photovoltaic system performance – Part 1: monitoring, IEC International Electrotechnical Commission; 2017.
- Villalva, M. G. Energia solar fotovoltaica – conceitos e aplicações, 2ª Ed, Saraiva, 2015.

## **THEORETICAL-EXPERIMENTAL ANALYSIS OF MICROCHANNEL COOLING SYSTEM FOR HIGH CONCENTRATION PHOTOVOLTAIC CELLS (HCPV)**

**Abstract.** *The maximum use of solar energy with the minimum amount of resources and the operating temperatures monitoring are certainly a major part of the photovoltaic generation field. For this purpose, an experimental apparatus with a single axis azimuthal solar tracking system was built with a 70 W linear actuator controlled by an Arduino Mega 2560 microprocessor. The tracking method consisted of a 5° movement of the actuator every 20 minutes with the first movement performed at 11am and the last one at 3pm. In-situ measurement of each photovoltaic cell temperature, panel output voltage, and current was also performed to quantify the output power which is consumed by a resistive load. The tracking system achieved a 42.6% enhancement in the energy generated compared to a fixed system, in experiments performed with and without solar tracking; in addition, it was found that of the 60 photovoltaic cells, only 12 central cells are representative for determining the average panel operating temperature, being the values of the deviations equal to 0.6 and 0.5 °C compared to the average of the photovoltaic cells, for condition with and without tracking, respectively. Under these conditions we show that the tracking photovoltaic panel operates at a maximum temperature of 49 °C and no tracking at 52 °C. All tests were performed in the Northwest region of São Paulo State, using a commercial photovoltaic panel and always taking into account the weather conditions of the day. This work contributes to a more efficient photovoltaic conversion of solar energy so that the lifetime of the panels is extended, besides adding experimental knowledge of the operating temperature of each cell.*

**Keywords:** *Solar energy, Solar tracking, Operating temperature.*