

Análise Comparativa de Diferentes Metodologias de Cálculo de Taxa de Desempenho em Sistemas Fotovoltaicos

Nicole P. Cremasco*, Renan de O. A. Takeuchi** Jorge A. Leludak***
Jair Urbanetz Jr.****

*Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 80230-901 Brasil (e-mail: nicolepolityto@gmail.com)

**Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 80230-901 Brasil (e-mail: renan.takeuchi@gmail.com)

***Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 80230-901, Brasil (e-mail: assade@utfpr.edu.br)

****Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 80230-901, Brasil (e-mail: urbanetz@utfpr.edu.br)

Abstract: Two ways of analyzing the performance ratio of photovoltaic systems are the conventional calculation and the use of "Photovoltaic for Utility Systems Applications" (PVUSA). Therefore, this study addresses an analysis of four photovoltaic panels of four different technologies installed in Ponta Grossa at Paraná using these two methodologies. In order to carry out the analyzes, generation data, irradiation in the inclined plane, wind speed, ambient temperature were collected. First, the monthly generation and average monthly irradiation data were used to calculate the conventional performance rate. In a second step, for using the PVUSA methodology in the "PVUSA Test Conditions" (PTC), the hourly data were separated in plane-of-array array irradiation above 700 Wh/m² (PVUSA 700) and above 800 Wh/m² (PVUSA 800). As a result, PVUSA 800 obtained smaller percentage differences in relation to the conventional calculation methodology than PVUSA with the other range of hourly irradiation values. In addition, in the case of the use of conventional methodology and PVUSA 700, the technology with the best performance rate was cadmium telluride (CdTe), and the technology with the lowest performance rate in two months was polycrystalline (p-Si).

Resumo: Duas formas de análise da taxa de desempenho de sistemas fotovoltaicos são o cálculo convencional e a utilização de "Photovoltaic for Utility Systems Applications" (PVUSA). Portanto, este estudo aborda uma análise de quatro painéis fotovoltaicos de quatro tecnologias distintas instalados em Ponta Grossa no Paraná (PR) por meio destas duas metodologias. Para a realização das análises, foram coletados dados de geração, de irradiação no plano inclinado, velocidade do vento, e temperatura ambiente. Primeiramente, os dados de geração mensal e irradiação média mensal foram utilizados para o cálculo da taxa de desempenho convencional. Em um segundo momento, para a utilização da metodologia PVUSA nas condições "PVUSA Test Conditions" (PTC), os dados horários foram separados em valores de irradiação no plano inclinado superiores a 700 Wh/m² (PVUSA 700) e superiores a 800 Wh/m² (PVUSA 800). Como resultado, os valores obtidos por PVUSA 800 obtiveram menores diferenças percentuais em relação a metodologia de cálculo convencional do que os com PVUSA 700. Além disto, no caso da utilização da metodologia convencional e da PVUSA 700 a tecnologia com melhor taxa de desempenho foi telureto de cádmio (CdTe), e a tecnologia com menor taxa de desempenho em dois meses foi policristalina (p-Si).

Keywords: Performance ratio; PVUSA; PTC; photovoltaic solar energy; Paraná.

Palavras-chaves: Taxa de desempenho; PVUSA; PTC; energia solar fotovoltaica; Paraná.

1. INTRODUÇÃO

Em decorrência das mudanças climáticas, a humanidade passou a possuir como desafio e responsabilidade a busca por fontes mais eficientes e limpas do que as fontes provenientes de combustíveis fósseis (Coskun et al., 2017).

Neste contexto, as energias renováveis como a energia solar fotovoltaica se tornaram um importante tópico na ciência e engenharia modernas. A energia solar fotovoltaica possui fonte abundante em todo o mundo, sendo ideal para aplicações remotas. Além disto, a energia solar fotovoltaica passou nos últimos anos a possuir custos competitivos em

relação às outras fontes. Outro importante aspecto desta forma de geração de energia elétrica é o fato de que ela polui menos do que as fontes provenientes de combustíveis fósseis (Hickman et al., 2011).

A matriz elétrica brasileira é composta predominantemente por fontes hídricas, todavia atualmente há restrições à expansão deste recurso por conta dos impactos à vegetação, e às reservas indígenas, que os empreendimentos de construção destes sistemas podem causar. Neste mesmo contexto, há aumento da demanda por energia elétrica, o que causa necessidade da utilização de fontes térmicas, que possuem influência econômica e ambiental. Portanto, a utilização da energia solar fotovoltaica é relevante para o país, que possui pouca capacidade instalada com relação aos países europeus. Por conta disto, adotaram-se políticas públicas no Brasil para a disseminação e encorajamento desta fonte de geração de energia (Dias et al., 2017).

Um relevante fator para que ocorra uma maior expansão desta forma de geração de energia é a confiabilidade dela. Então, para Ventura e Tina (2016), há necessidade de monitoramento inteligente dos sistemas fotovoltaicos, e de análise da performance deles, para garantir que a energia produzida seja a adequada.

Duas formas de realizar a avaliação do comportamento dos sistemas fotovoltaicos são:

- (a) o cálculo dos valores de pico de potência por meio das curvas I - V ;
- (b) a utilização de regressão linear múltipla de dados de parâmetros meteorológicos.

Com relação a opção (a), utilizam-se determinados padrões para a parametrização, tais quais *Standart Test Conditions* (STC), em que a massa de ar é equivalente a 1,5 AM, a irradiância é 1000 W/m^2 e a temperatura de célula fotovoltaica é 25°C (Ruviano et al., 2018). Com relação a opção (b), a partir de dados de geração, meteorológicos e radiométricos há construção dos modelos de análise, então utilizam-se valores de referência, tais quais *PVUSA for Test Conditions* (PTC) para o cálculo da potência. Em PTC considera-se a temperatura ambiente como 20°C , a irradiância como 1000 W/m^2 , e a velocidade do vento como 1 m/s (Kim et al., 2019). Segundo Ingenhoven et al. (2018), os cálculos de taxa de desempenho por meio da PVUSA possuem como vantagem em relação a outras metodologias a consideração da velocidade do vento, o que faz com que ela funcione melhor para tecnologias com presença de altos coeficientes de temperatura.

Os valores PTC são mais adequados a utilização em sistemas expostos a condições externas em relação aos parâmetros STC, pois neste ocorre o beneficiamento de sistemas com maiores coeficientes de temperatura. Ressalta-se que duas das principais diferenças entre estes sistemas são os parâmetros temperatura e velocidade do vento, que não é considerada no padrão STC. De acordo com as condições de temperatura ambiente e velocidade do vento pode existir variação da temperatura de célula fotovoltaica, sendo possível a existência de valores entre 20°C e 50°C em condições de

irradiância de 1000 W/m^2 , o que possui influência nos cálculos com padrão STC, que consideram a temperatura de célula como 25°C (Kim et al., 2019) (Quansah e Adamarola, 2019) (Marion et al., 2005).

Este artigo realiza o cálculo da taxa de desempenho de sistemas fotovoltaicos de quatro tecnologias distintas, instalados em Ponta Grossa - PR, por meio da utilização de duas metodologias distintas. A primeira é referente utilização dos parâmetros PTC aplicados à regressão linear múltipla, de valores de irradiação horária superiores a 700 Wh/m^2 e 800 Wh/m^2 . A segunda é referente ao cálculo da taxa de desempenho por meio da metodologia convencional.

Os estudos de Dias et al. (2017), e Vieira et al. (2018), utilizaram aplicações do PVUSA em sistemas instalados no Brasil. Assim como Silveira et al. (2019) e Urbanetz et al. (2018) realizaram estudos da taxa de desempenho convencional de sistemas fotovoltaicos no estado do Paraná. Todavia, não há estudos comparativos entre a taxa de desempenho obtida por meio de PVUSA e da taxa de desempenho convencional no estado do Paraná. Portanto, o objetivo deste artigo é a comparação entre os métodos para a validação da utilização de PVUSA nos sistemas estudados no estado do Paraná.

2. METODOLOGIA

Os sistemas fotovoltaicos estudados situam-se no câmpus da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) de Ponta Grossa. A Fig. 1 ilustra os sistemas estudados.



Fig. 1 Sistemas estudados: Ponta Grossa - PR.

As tecnologias dos quatro sistemas estudados são monocristalina com tecnologia PERC (m-Si PERC), policristalina (p-Si), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). A potência instalada de cada um deles é descrita na Tabela 1.

Tabela1. Potência instalada

Tecnologia	Potência instalada (kWp)
CdTe	1,53
CIGS	1,68
m-Si PERC	5,11
p-Si	4,69

A particularidade dos sistemas de tecnologias cristalinas é a existência de dois inversores por painel, o que faz com que cada inversor de tecnologia m-Si PERC esteja ligado a uma *string* de 2,555 kWp e que cada inversor de tecnologia p-Si esteja ligado a uma *string* de 2,345 kWp. As tecnologias cristalinas foram ligadas a inversores de 3,0 kWp, enquanto as tecnologias de filmes finos (CdTe e CIGS) foram ligadas a inversores de 1,5 kWp. Todos os inversores são da mesma marca, e a eficiência dos inversores de 1,5 kWp é 96,2% e dos inversores de 3,0 kWp é 97,2%.

Outra característica dos sistemas estudados é a inclinação na latitude, referente à 25° S, e desvio azimutal desprezível.

Além disto, foram utilizados dados meteorológicos provenientes de uma estação solarimétrica padrão Empresa de Pesquisa Energética (EPE) instalada na Estações de Pesquisa de Energia Solar (EPESOL) em que os painéis estudados se situam. A partir desta estação solarimétrica foram obtidos dados de radiação global horizontal, radiação no plano inclinado, temperatura ambiente, e velocidade do vento. Os dados meteorológicos médios dos períodos com irradiação incidindo nos painéis de Ponta Grossa são indicados nas Tabela 2a e Tabela 2b.

Tabela 2a. Média mensal de dados meteorológicos de Ponta Grossa - PR

Mês	Temperatura ambiente (°C)	Desvio padrão	Velocidade do vento (m/s)	Desvio padrão
12/2019	22,32±0,07	2,87	2,33±0,05	0,59
01/2020	24,22±0,07	3,62	2,21±0,04	0,73
02/2020	21,75±0,07	3,94	2,13±0,04	0,65

Tabela 2b. Média mensal de dados meteorológicos de Ponta Grossa -PR

Mês	Irradiação global horizontal (kWh/m².dia)	Desvio padrão	Irradiação no plano inclinado (kWh/m².dia)	Desvio padrão
12/2019	5,95	2,11	5,27	1,87
01/2020	5,24	1,67	4,98	1,55
02/2020	5,26	1,79	5,17	1,83

Durante o período estudado não foram realizadas limpezas nos painéis.

As três etapas de estudo deste artigo foram a realização do processamento dos dados, o cálculo da taxa de desempenho convencional, e obtenção da taxa de desempenho por meio de PVUSA.

O método PVUSA foi desenvolvido em 1990, nos Estados Unidos, com intuito de realização de análise de desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos com base em dados radiométricos, meteorológicos, e de potência de saída dos painéis (Vieira et al., 2018).

Segundo Phinikarides et al. (2014), a partir deste método há realização de regressão linear múltipla entre os dados meteorológicos e de geração, referentes à períodos mensais.

2.1 Processamento de dados

Os dados de geração dos sistemas fotovoltaicos estudados e os dados de irradiação no plano inclinado eram enviados pelos inversores e *datalogger* de minuto a minuto, enquanto os dados de temperatura ambiente e velocidade do vento eram enviados pelo *datalogger* a cada dez minutos.

Para fim de análise era necessário que o período de dados fosse semelhante, portanto, por meio da utilização do software *Python®* foi realizada a média horária dos dados meteorológicos e a soma dos dados de geração.

Para o estudo da taxa de desempenho por meio de PVUSA foram utilizados os dados horários para a realização da regressão linear múltipla, e posteriormente utilizou-se a média mensal deles. Para o estudo da taxa de desempenho convencional foram realizadas médias mensais dos valores horários de temperatura e velocidade, soma mensal de todos os valores horários de geração, e média mensal dos valores de irradiação diários, referentes a soma dos valores horários.

2.2 Cálculo da taxa de desempenho convencional

A análise da taxa de desempenho convencional possibilita a análise de diferentes sistemas, instalados em locais distintos. Ela pode ser realizada para diversos períodos de tempo, tais quais dia, semana, mês, e ano. Esta análise representa a relação entre a produtividade obtida pelo sistema e a produtividade de referência (Phinikarides et al., 2014). O cálculo se baseia na relação entre a produtividade obtida pelo sistema e a irradiação durante o período de análise. O cálculo da produtividade é indicado por (1), enquanto o cálculo da taxa de desempenho é indicado por (2).

$$Yield = Ger/P_{inst} \quad (1)$$

$$PR_c = Yield/(Irr/1000) \quad (2)$$

Sendo Yield é a produtividade (kWh/kWp), P_{inst} é a potência instalada (kWp), Ger é a geração no período analisado (kWh), PR_c é a taxa de desempenho (%), e Irr é a irradiação no período analisado (kWh/m².dia).

Para a realização deste estudo foram selecionados dados de geração e irradiação mensais.

2.3 Cálculo da taxa de desempenho por meio de PVUSA

Antes da realização da regressão linear múltipla (RLM), adotaram-se dois filtros de irradiação horária. Primeiramente foram selecionados somente valores superiores a 700 Wh/m², conforme realizado por Quansah e Adaramola (2019). Posteriormente foram selecionados valores superiores a 800 Wh/m², conforme indicado por Phinikarides et al. (2014) e Belluardo et al. (2015). De acordo com Ingenhoven et al. (2018), a utilização de valores de filtro superiores a 800 Wh/m² é vantajosa por conta do fato de que reduz os valores de erro.

Os valores dos parâmetros relacionados a irradiação horária inferior aos filtros foram descartados. Com a troca de filtragem de 700 Wh/m² para 800 Wh/m² foram descartados nos três meses: 96 valores relacionados a CdTe; 85 valores relacionados a CIGS; 84 valores relacionados ao inversor 1 m-Si, e 85 valores relacionados ao inversor 2 m-Si; 87 valores relacionado ao inversor 1 p-Si, e 85 valores relacionados ao inversor 2 p-Si.

Para a realização da RLM, os valores horários de geração foram considerados como variáveis dependentes, enquanto os valores horários de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento foram consideradas como variáveis independentes. A modelagem da RLM foi realizada por meio do aplicativo “Regressão” do software *Microsoft Office Excel*®.

A partir da RLM foram obtidos o coeficiente linear a , e os coeficientes angulares b , c e d , sendo o coeficiente b relacionado à irradiação horária média, c relacionado à temperatura ambiente horária média, e d relacionado à velocidade do vento horária média.

Os coeficientes das RLM foram relacionados a valores de parâmetros da metodologia PTC. Isto foi realizado por meio de (3).

$$P = 1000(a + bH1 + cT_{amb} + dV_w) \quad (3)$$

Os coeficientes obtidos a partir da RLM foram a , b , c , e d . Os valores de $H1$, T_{amb} e V_w utilizados foram referentes aos valores PTC, nos quais $H1$ é 1000W/m², T_{amb} é 20°C e V_w é 1 m/s.

Após a obtenção dos valores de potência mensais, realizaram-se os cálculos de taxa de desempenho, por meio de (4).

$$PR = (P/P_{inst}) * (G/H) \quad (4)$$

Sendo P a potência calculada por meio da metodologia PVUSA (W), P_{inst} a potência instalada (W_p), G a irradiância no padrão STC, referente a 1000 W/m², e H a irradiação média (Wh/m²), somente dos valores iguais ou superiores aos filtros 700 Wh/m² e 800 Wh/m².

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados foram divididos em três seções. A primeira é relacionada à análise da taxa de desempenho convencional, enquanto a segunda e a terceira são relacionadas à análise da taxa de desempenho calculada por meio de PVUSA. A diferença entre a seção dois e a seção três é o fato de que uma das análises é realizada com base nos dados obtidos com valores de irradiação horária superiores a 700 Wh/m² e a outra com valores superiores a 800 W/m².

3.1 Taxa de desempenho convencional

De forma deferente do realizado no cálculo por meio de PVUSA, foram utilizados todos os valores de geração, ou seja, não ocorreu filtragem dos dados. Os valores de geração mensais totais (considerando todos os valores de irradiação) dos sistemas são indicados pela Tabela 3.

Tabela 3. Geração dos sistemas de Ponta Grossa (kWh)

Mês	CdTe	CIGS	m-Si PERC	p-Si
12/2019	212,89	225,50	684,49	618,89
01/2020	194,50	204,69	627,99	568,40
02/2020	192,90	203,20	615,99	559,70

Dado aos diferentes valores de potência instalada, os valores de geração das tecnologias cristalinas foram consideravelmente superiores aos das tecnologias de filmes finos.

Os valores calculados de taxa de desempenho, por meio da metodologia convencional, são indicados na Tabela 4.

Tabela 4. Taxa de desempenho convencional dos sistemas de Ponta Grossa (kWh)

Mês	CdTe	CIGS	m-Si PERC	p-Si
12/2019	85,21%	82,20%	82,03%	80,81%
01/2020	82,40%	78,98%	79,66%	78,56%
02/2020	78,70%	75,50%	75,24%	74,49%

A Fig 2 ilustra os valores de taxa de desempenho calculados.

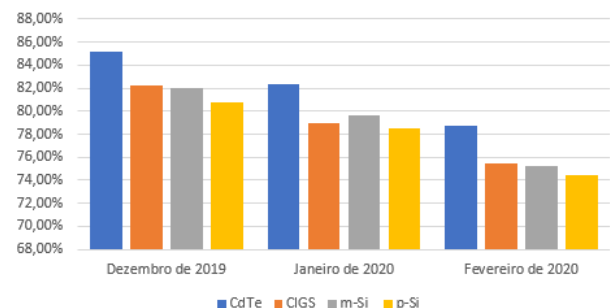


Fig. 2 Taxa de desempenho: metodologia convencional.

A tecnologia com maiores valores mensais foi a CdTe, enquanto a tecnologia com menores valores mensais foi p-Si. Os valores de diferença percentual entre estas duas tecnologias variaram entre 4,4% e 3,84% nos meses

estudados. Com relação as tecnologias CIGS e m-Si PERC, houve pequena diferença percentual entre as duas, que variou entre 0,17% e 0,68%, sendo que em dezembro e fevereiro a tecnologia CIGS obteve maiores valores e em janeiro a m-Si PERC obteve maiores valores. Isto pode estar relacionado ao fato de que em janeiro a temperatura média do painel m-Si PERC, medida na traseira de um dos módulos, foi a menor encontrada para esta tecnologia nos três meses, sendo 0,36% inferior ao valor de dezembro e 3,61% inferior a fevereiro, enquanto a tecnologia CIGS teve aumento em janeiro, sendo 1,76% superior ao valor de dezembro.

3.2 Taxa de desempenho PVUSA (valores de irradiação superiores a 700 Wh/m²)

Os valores calculados de potência são indicados na Tabela 5.

Tabela 5. Potência calculada por PVUSA para os sistemas de Ponta Grossa (700 Wh/m²)

Mês	CdTe (W)	CIGS (W)	m-Si PERC (W)	p-Si (W)
12/2019	1228,95	1257,93	3841,51	3586,73
01/2020	1188,65	1252,83	3734,61	3352,38
02/2020	1338,95	1364,08	4081,72	3772,23

Os valores de taxa de desempenho por meio da utilização de PVUSA em valores de irradiação horária superiores a 700 Wh/m² são indicados na Tabela 6.

Tabela 6. Taxa de desempenho calculada por PVUSA para os sistemas de Ponta Grossa (700 Wh/m²)

Mês	CdTe	CIGS	m-Si PERC	p-Si
12/2019	95,90%	94,06%	91,65%	91,64%
01/2020	97,49%	90,92%	92,54%	92,41%
02/2020	94,85%	90,67%	93,41%	89,20%

A Fig. 3 indica os valores indicados na Tabela 6.

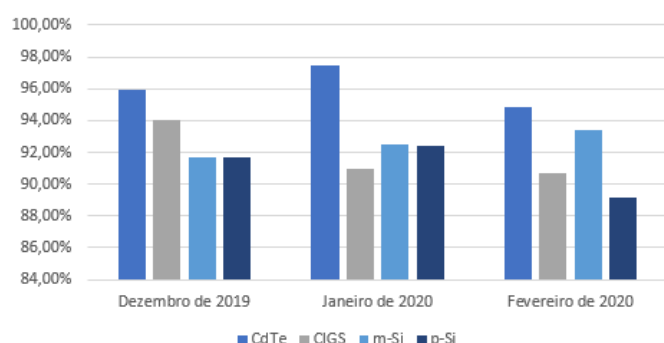


Fig. 3 Taxa de desempenho: metodologia PVUSA com valores de irradiação horária superiores a 700 Wh/m².

A tecnologia com os maiores valores foi CdTe, enquanto p-Si obteve os menores valores em dezembro e fevereiro, e CIGS obteve o menor valor em janeiro. Em dezembro e fevereiro, a diferença percentual entre CdTe e p-Si variou entre 4,26% e

5,65%, enquanto em janeiro a diferença percentual entre CdTe e CIGS foi de 6,57%.

Os valores das tecnologias cristalinas foram próximos em dezembro e janeiro, com diferença percentual variando entre 0,01% e 0,13% nestes meses, todavia, em fevereiro a diferença percentual entre eles foi de 4,21%. Entre as tecnologias cristalinas, m-Si PERC apresentou melhores desempenhos em todos os meses analisados.

Com relação às tecnologias de filmes finos, a diferença percentual variou entre 1,84% e 6,57%.

A diferença percentual entre os valores de taxa de desempenho obtidos pela metodologia convencional e a metodologia PVUSA com irradiação horária superior a 700 Wh/m² é indicada na Tabela 7.

Tabela 7. Diferença percentual entre taxa de desempenho calculada por PVUSA (700 Wh/m²) e metodologia convencional

Mês	CdTe	CIGS	m-Si PERC	p-Si
12/2019	10,69%	11,86%	9,62%	10,83%
01/2020	15,09%	11,94%	12,88%	13,85%
02/2020	16,15%	15,17%	18,17%	14,71%

O mês com maiores valores de diferença percentual foi fevereiro, enquanto o mês com os menores foi dezembro. Os valores foram inferiores a 20% e superiores a 9%.

3.3 Taxa de desempenho PVUSA (valores de irradiação superiores a 800 Wh/m²)

Os valores calculados de potência são indicados na Tabela 8.

Tabela 8. Potência calculada por PVUSA para os sistemas de Ponta Grossa (800 Wh/m²)

Mês	CdTe (W)	CIGS (W)	m-Si PERC (W)	p-Si (W)
12/2019	1253,47	1390,01	4039,61	3700,62
01/2020	1274,01	1342,24	4059,27	3747,96
02/2020	1262,26	1340,28	4036,96	3696,51

Por meio da utilização de PVUSA em planilhas com dados de irradiação horária superiores a 800 Wh/m² foram obtidos valores de taxa de desempenho indicados na Tabela 9.

Tabela 9. Taxa de desempenho calculada por PVUSA para os sistemas de Ponta Grossa (800 Wh/m²)

Mês	CdTe	CIGS	m-Si PERC	p-Si
12/2019	86,73%	87,59%	82,67%	83,53%
01/2020	90,45%	86,78%	79,65%	85,91%
02/2020	87,34%	84,46%	83,64%	83,42%

A Fig. 4 ilustra os valores apresentados na Tabela 9.

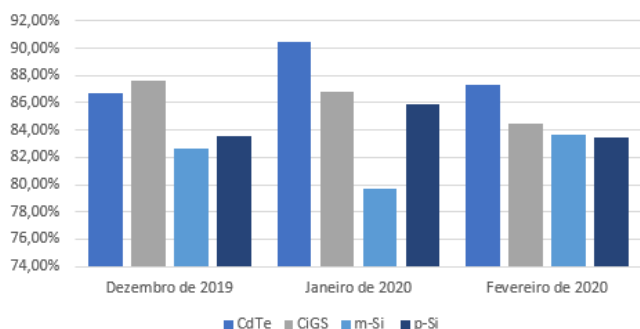


Fig. 4 Taxa de desempenho: metodologia PVUSA com valores de irradiação horária superiores a 800 Wh/m².

As tecnologias de filmes finos obtiveram os maiores valores percentuais no período analisado. A tecnologia CdTe apresentou os maiores valores em janeiro e fevereiro, enquanto a CIGS apresentou o maior valor em dezembro. Os valores de diferença percentual entre estas tecnologias variaram entre 0,86% e 3,67%. A diferença entre as duas tecnologias foi diferente da obtida no filtro de 700 Wh/m², o que pode estar relacionado ao fato de que os coeficientes angulares e lineares, e os valores de potência foram distintos nos dois filtros. Portanto, a alteração do intervalo de filtragem e dos componentes da RLM ocasiona também divergência nos valores dos coeficientes lineares e angulares.

Com relação às tecnologias cristalinas, a tecnologia p-Si obteve valores superiores a m-Si PERC em dezembro e janeiro, no qual a tecnologia m-Si PERC obteve o menor valor de todos os meses. Os valores de diferença percentual variaram entre 0,22% e 6,26%.

A diferença percentual entre os valores de taxa de desempenho obtidos pela metodologia convencional e a metodologia PVUSA com irradiação horária superior a 800 Wh/m² é demonstrada a partir da Tabela 10.

Tabela 10. Diferença percentual entre taxa de desempenho calculada por PVUSA (800 Wh/m²) e metodologia convencional

Mês	CdTe	CIGS	m-Si PERC	p-Si
12/2019	1,52%	5,39%	0,64%	2,72%
01/2020	8,04%	7,80%	5,23%	7,35%
02/2020	8,65%	8,96%	8,39%	8,93%

Os valores de diferença percentual variaram entre 0,64% e 8,96%. Em dezembro foram observados os menores valores em relação aos outros meses, e em fevereiro foram observados os maiores valores.

Com exceção da tecnologia p-Si em fevereiro, as tecnologias cristalinas apresentaram menores valores de diferença percentual em relação às tecnologias de filmes finos. Sendo que a tecnologia m-Si PERC apresentou os menores valores de diferença percentual em todos os meses estudados.

3.4 Considerações a respeito de todas as metodologias empregadas

Com relação à análise da taxa de desempenho convencional, a tecnologia CdTe obteve os maiores valores, seguida pelas tecnologias CIGS e m-Si PERC, que obtiveram diferenças percentuais inferiores a 1%. A tecnologia CIGS obteve maiores valores em relação a m-Si PERC em dezembro e fevereiro, enquanto o contrário ocorreu em janeiro. A tecnologia com menores valores de taxa de desempenho foi a tecnologia p-Si, sendo 1,22% inferior a tecnologia m-Si PERC em dezembro, 0,42% inferior a tecnologia CIGS em janeiro, e 0,75% inferior a tecnologia m-Si PERC em fevereiro.

Com relação a análise comparativa entre as metodologias, a PVUSA com dados de irradiação superiores a 700 Wh/m² apresentou maiores valores de diferença percentual com relação a metodologia convencional. Os valores de diferença percentual variaram entre 9,62% e 18,17%, sendo superiores em fevereiro. A PVUSA com dados de irradiação superiores a 800 Wh/m² obtiveram menores valores de diferença percentual em relação a metodologia convencional, variando entre 0,64% e 8,96%, com valores superiores em fevereiro. Esta situação atesta que a seleção de dados relacionados a valores de irradiação maiores pode reduzir o valor de diferença percentual entre a metodologia de cálculo de taxa de desempenho convencional e PVUSA com PTC. Isto foi observado na comparação entre as tecnologias m-Si e CIGS.

Na análise comparativa entre as tecnologias m-Si e CIGS há divergência com relação à tecnologia com maiores valores mensais empregando as diferentes metodologias. Os diferentes intervalos de geração e irradiação utilizados para cada metodologia podem ser uma causa, juntamente à existência de diferentes valores de erro para cada intervalo de filtragem na metodologia PVUSA.

A divergência entre os dados calculados pela metodologia convencional e a PVUSA pode estar relacionada ao fato de que a primeira considera somente os valores de geração e irradiação mensais, enquanto a segunda se relaciona com os valores horários de temperatura e velocidade do vento. Além disto, como a tecnologia PVUSA utiliza valores horários, em caso de erros em valores de dados de medição ou coleta há alteração nos coeficientes e, conseqüentemente, nos valores de potência e taxa de desempenho. Outro fator preponderante para a diferença entre as metodologias (PVUSA e convencional) e entre o PVUSA 700 Wh/m² e PVUSA 800 Wh/m² é o fato de que a utilização de filtros faz com que o período analisado seja diferente e os outros fatores de perda, não considerados no estudo, sejam distintos.

4. CONCLUSÕES

Este artigo analisou a taxa de desempenho de quatro painéis fotovoltaicos, de tecnologias distintas, instalados em Ponta Grossa por meio de duas metodologias diferentes, sendo uma delas a convencional e a outra PVUSA em condição PTC. A partir disto foi possível realizar o estudo comparativo entre elas, principalmente por conta do fato de que a metodologia

PVUSA foi analisada sobre duas diferentes condições de irradiação horária.

Como os valores de PVUSA com valores de irradiação superiores a 800 Wh/m² foram mais próximos a metodologia convencional que na metodologia que utiliza valores superiores a 700 Wh/m², recomenda-se em caso de utilização de PVUSA na cidade de Ponta Grossa a utilização de filtro de valores de irradiação horária superior a 800 Wh/m².

Todavia, por conta da divergência dos valores obtidos por meio do método PVUSA em relação ao indicado na literatura para o Paraná, recomenda-se a utilização do método convencional na cidade de Ponta Grossa.

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 da ANEEL "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

REFERÊNCIAS

- Belluardo, G., Ingenhoven, P., Sparber, W., Wagner J., Weihs, P., Moser, D. (2015). Novel method for the improvement in the evaluation of outdoor performance loss rate in different PV technologies and comparison with two other methods. *Solar Energy*, volume (117), 139-152.
- Coskun, C., Toygar, U., Sarpdag, O., Oktay, Z. (2017). Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: A review. *Journal of Cleaner Production*, volume (164), 1474-1485.
- Dias, C.L.A., Branco, D.A.C., Arouca, M.C., Legey, L.F.L. (2017). Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. *Renewable Energy*, volume (114), 367-375.
- Hickman, N.S., Davis, K., Vidal, A.L., Kurtz, S., Jordan, D. (2012). Comparative Study of The Performance of Field-Aged Photovoltaic Modules Located in a Hot and Humid Environment. *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, volume (38).
- Ingenhoven, P., Belluardo, G., Moser, D. (2018). Comparison of Statistical and Deterministic Smoothing Methods to Reduce the Uncertainty of Performance Loss Rate Estimates. *IEEE Journal of Photovoltaics*, volume (8), 224-232.
- Kim, G.G., Choi, J.H., Park, S.Y., Bhang, B.G., Nam, W.J., Cha, H.L., Park, N., Ahn, H. (2019). Prediction Model for PV Performance with Correlation Analysis of Environmental Variables. *IEEE Journal of Photovoltaics*, volume (9), 832-841.
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Shugar, D., Wenger, H., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., Townsend, T. (2005). Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition*.
- Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., Georgiou, G.E. (2014). Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume (40), 143-152.
- Quansah, D.A., Adaramola, M.S. (2019). Assessment of early degradation and performance loss in five collocated solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression. *Renewable Energy*, volume (131), 900-910.
- Ruviaro, R.S., Daltrozo, J.G., Garle, L., Lourenço, W.M., Santos, I.P. (2018). Análise da Variação da Eficiência do Módulo Fotovoltaico em Função da Temperatura. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar.
- Silveira, C.O., Krasnhak, L.B., Tonolo, E.A., Urbanetz, J. (2019). Study of the Potential of Photovoltaic Microgeneration and Minigeneration from the Grid-Connected Photovoltaic Systems Installed at UTFPR Curitiba Campus. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, volume (62), 1-9.
- Urbanetz, J., Tonin, F.S., Mariano, J.D., Tiepolo, G.M. (2018). Analysis of the Operation of Photovoltaic Systems Installed at the Federal University of Technology – Paraná in Curitiba. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, volume (61), 1-9.
- Ventura, C., Tina, G.M. (2016). Utility scale photovoltaic plant indices and models for on-line monitoring and fault detection purposes. *Electric Power Systems Research*, volume (136), 43-56.
- Vieira, O.L., Silva, F.J.R., Machado, L.A., Correia, A.N.F., Vitoriano, C.T., Oliveira, A.H., Franklin, R.P.D., Menezes, J.C.F., Apolinário, M.F., Nascimento, J.W.F., Carvalho, P.C.M. (2018). Comparison of Photovoltaic Plant Performance Estimation Models: A Case Study for Fortaleza, Brazil. *IEEE Latin America Transactions*, volume (16), 1898-1906.