

ANÁLISE DA PERFORMANCE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM DIFERENTES MESSOREGIÕES NO PARANÁ OPERANDO COM DIFERENTES TECNOLOGIAS

Bruno Yoshiake Nakahata – nakahata.bruno@gmail.com

Jair Urbanetz Junior – urbanetz@utfpr.edu.br

Gerson Máximo Tiepolo – tiepolo@utfpr.edu.br

Jorge Assade Leludak – assade@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Câmpus Curitiba

Resumo. O aproveitamento do potencial solar para a geração de energia elétrica depende das peculiaridades do local no qual será instalado e das características técnicas dos equipamentos utilizados. Este artigo possui o objetivo de analisar a performance de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) compostos por quatro tecnologias diferentes: silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Os SFVCR foram criados por um projeto de P&D ANEEL – COPEL – UTFPR, e se encontram instalados nas dependências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, nos Câmpus Campo Mourão, Cornélio Procópio, Curitiba, Medianeira, Pato Branco e Ponta Grossa. A metodologia utilizada para efetuar a análise dos dados considerou os valores médios mensais para a irradiação, a média mensal das temperaturas no período diurno e a energia elétrica gerada por cada sistema desde o começo do período de operação até novembro de 2021. A performance foi calculada através dos índices de mérito, o Fator de Capacidade, a Produtividade e a Taxa de Desempenho. Assim, o estudo permitiu acompanhar e comparar a performance de cada uma das tecnologias para diferentes condições. As perdas devido a temperatura também foram analisadas para verificar qual das tecnologias utilizadas apresenta melhor performance sob determinadas condições. Em geral, as tecnologias de filmes finos apontaram resultados superiores nos três índices de mérito, além de apresentarem menos perdas devido a temperatura. Nos cálculos, os parâmetros utilizados levaram em consideração a energia elétrica gerada por determinada tecnologia e os índices de irradiação do local.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Análise de Desempenho, Índices de Mérito

1. INTRODUÇÃO

As crescentes demandas por energia e preocupações com a preservação do meio ambiente vem impulsionando a utilização de fontes de energia renováveis, dentre as quais se destaca a geração fotovoltaica (REN21, 2021). Este tipo de geração pode ser centralizada, como em grandes usinas, ou distribuída através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFVCR), como em sistemas integrados em telhados (Pereira *et al.*, 2017).

Para assegurar a viabilidade econômica e energética do sistema é necessário realizar um estudo aprofundado levando em consideração a eficiência de conversão de energia do sol em energia elétrica da tecnologia de célula fotovoltaica que será utilizada, as condições geográficas do local no qual o SFVCR será instalado como, por exemplo, os seus índices de irradiação, e as condições de instalação (Pinho e Galdino, 2014).

Em parceria com a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), o Laboratório de Energia Solar (LABENS) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) teve a responsabilidade de idealizar e projetar Estações de Pesquisa em Energia Solar (EPESOL) instaladas em seis municípios do estado do Paraná para analisar a distribuição espacial da radiação solar e a performance de sistemas fotovoltaicos vinculados às tecnologias de silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e o telureto de cádmio (CdTe) nos diferentes microclimas apresentados. Assim, este artigo possui como objetivo realizar a análise do comportamento dos SFVCR instalados nos câmpus Campo Mourão, Cornélio Procópio, Curitiba, Medianeira, Pato Branco e Ponta Grossa onde foram instaladas as EPESOL, desde o começo de sua operação até novembro de 2021, considerando os meses com dados válidos, para comparar a performance das tecnologias utilizadas em diferentes mesorregiões através dos índices de mérito.

2. METODOLOGIA

As coordenadas geográficas dos SFVCR estão apresentadas na Tab. 1, sendo que os sistemas seguem as condições ótimas de instalação, ou seja, todos os módulos fotovoltaicos estão orientados para o norte geográfico e possuem uma inclinação igual a latitude do local. A única exceção é o sistema de Cornélio Procópio, onde ele segue o posicionamento da cobertura da edificação de um dos blocos da universidade onde ele foi instalado, tendo um desvio azimutal de 12° para o oeste.

Na Fig. 1 é possível ver todas as EPESOL, que possuem quatro SFVCR com tecnologias distintas, assim como uma estação solarimétrica padrão SONDA - Sistema de Organização de Dados Ambientais ou uma estação solarimétrica padrão LABENS, esta última uma evolução da estação solarimétrica padrão EPE - Empresa de Pesquisa Energética. A única exceção é a EPESOL localizada em Curitiba, que possui ambas as estações solarimétricas permitindo à equipe LABENS, também localizado neste câmpus, o fácil acesso às instalações de uma planta que possui todos os equipamentos do projeto. Neste mesmo câmpus também existe um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, porém ele não é estudado neste artigo.

Tabela 1 – Coordenadas geográficas das EPESOL.

MESSOREGIÃO	CÂMPUS DA UTFPR	LATITUDE	LONGITUDE
Centro Ocidental	Campo Mourão (CM)	24,06° S	52,38° O
Norte Pioneiro	Cornélio Procópio (CP)	23,19 ° S	50,66 ° O
Metropolitana de Curitiba	Curitiba (CT)	25,50 ° S	49,31 ° O
Oeste	Medianeira (MD)	25,30 ° S	54,11 ° O
Sudoeste	Pato Branco (PB)	26,20 ° S	52,69 ° O
Centro Oriental	Ponta Grossa (PG)	25,05 ° S	50,19 ° O

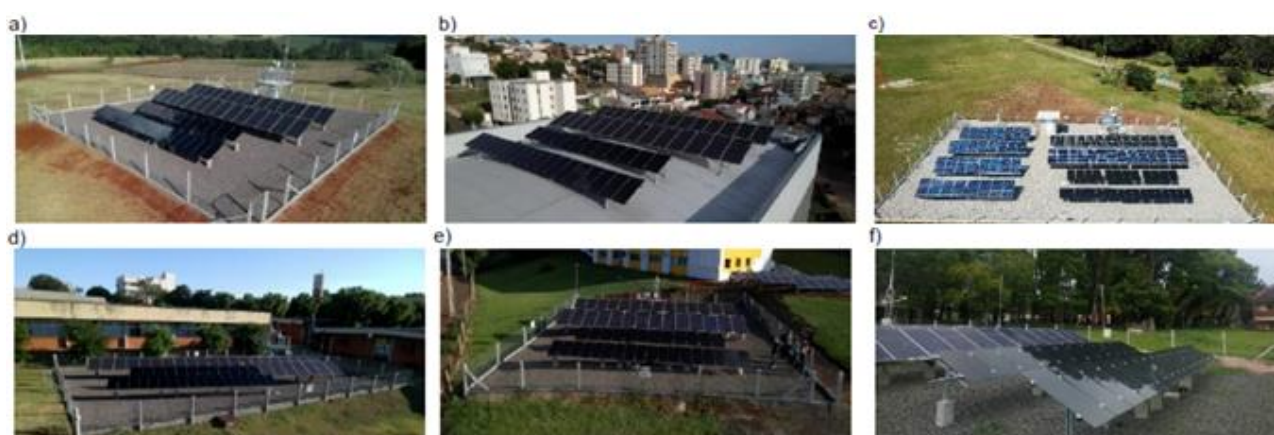


Figura 1 – Vista dos câmpus onde estão localizadas as EPESOL: a) Campo Mourão; b) Cornélio Procópio; c) Curitiba; d) Medianeira; e) Pato Branco; f) Ponta Grossa.

2.1 Tecnologias utilizadas

Os SFVCR analisados possuem quatro tecnologias distintas de células fotovoltaicas: de silício monocristalino, silício policristalino, disseleneto de cobre, índio e gálio e telureto de cádmio. As potências instaladas totalizam 13,1 kWp e a potência individual de cada tecnologia, assim como os seus coeficientes de temperatura e eficiências estão definidas na Tab. 2.

Tabela 2 – Potências instaladas e eficiência do módulo de cada tecnologia.

TECNOLOGIAS		POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA	COEFICIENTE DE TEMPERATURA	EFICIÊNCIA DO MÓDULO
Cristalino	m-Si	5,11 kWp	-0,39 %/°C	18,8 %
	p-Si	4,69 kWp	-0,40 %/°C	17,2 %
Filmes Finos	CdTe	1,53 kWp	-0,25 %/°C	11,8 %
	CIGS	1,68 kWp	-0,32 %/°C	14,9 %

2.2 Aquisição e tratamento de dados de irradiação

Os piranômetros utilizados nas EPESOL para obter os dados de irradiação são da marca *Kipp & Zonen*, modelo CMP10 para as estações SONDA, que é de padrão secundário, e modelo CMP6 para as estações LABENS, que é tecnicamente inferior por ser de padrão primeira classe. Os piranômetros são utilizados para a medição da irradiação global horizontal, difusa, direta normal e no plano inclinado, sendo que para este último eles seguem a inclinação e orientação dos módulos da própria EPESOL. A exceção são os piranômetros de Cornélio Procópio, que estão orientados ao norte geográfico enquanto que os módulos possuem um desvio de 12° oeste e, portanto, foi utilizado os dados de irradiação no plano horizontal e o *software* Radiasol, criado pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), para calcular a irradiação no plano inclinado.

Os dados dos piranômetros são fornecidos a cada um minuto, sendo eles integrados para obter a irradiação diária global horizontal e a irradiação diária no plano inclinado na latitude e, em seguida, foi realizado a média destes valores para obter a irradiação média diária mensal.

Para os dias nos quais os dados fornecidos estavam incompletos devido a alguma falha de comunicação ou da própria EPESOL, utilizou-se os dados de irradiação global horizontal obtidos da Estação Meteorológica Automática (EMA) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) mais próxima e, por meio deste, obter o valor da irradiação no plano inclinado através do *software* Radiasol. Caso os dados da EMA mais próxima, considerada como opção 1, apresentem alguma inconsistência, foi utilizado os dados da seguinte EMA mais próxima, considerada como opção 2, e assim por diante. Para a EPESOL de Curitiba, que possui ambas estações, foi dado prioridade para os dados obtidos da estação padrão SONDA. Caso eles estivessem ausente foi utilizado os dados obtidos da estação padrão LABENS e caso esta estação também tivesse apresentado problemas foi utilizado a mesma forma de tratamento que as outras EPESOL através da EMA mais próxima. A relação entre as EPESOL e a EMA mais próxima estão representados na Tab. 3 a seguir.

Tabela 3 – Distância das EMA do INMET mais próximas das EPESOL.

EPESOL	EMA	OPÇÃO	DISTÂNCIA
CM	A822 – Nova Tebas – PR	1	56,2 km
	A835 – Maringá – PR	2	79,3 km
CP	A842 – Nova Fátima – PR	1	23,9 km
	A821 – Joaquim Távora – PR	2	78,0 km
CT	A807 – Curitiba – PR	1	09,5 km
	B806 – Colombo – PR	2	23,4 km
MD	A846 – Foz do Iguaçu – PR	1	47,9 km
	A855 – Planalto – PR	2	55,6 km
	A820 – Mal. Candido Rondon – PR	3	77,2 km
PB	A816 – Novo Horizonte – SC	1	26,1 km
	A876 – Cleveland – PR	2	40,5 km
PG	A819 – Castro – PR	1	29,4 km
	A818 – Ivaí – PR	2	72,5 km

2.3 Aquisição e tratamento de dados de energia elétrica gerada

Os dados referentes a energia elétrica gerada são acessados através da memória de massa dos inversores instalados sob os painéis fotovoltaicos. Os SFVCR de m-Si e o de p-Si contém dois inversores da marca NHS Solar (modelo 3K – GSM1) de 3 kW em cada painel. Para os sistemas de CIGS e CdTe foi necessária a instalação de apenas um inversor da mesma marca (modelo 1K5 – GSM1) de 1,5 kW em cada sistema.

Os dados de geração de energia são acumulados, isto é, o valor de energia elétrica armazenado a cada minuto é somado ao valor que havia sido registrado no minuto anterior. A geração mensal é obtida subtraindo o último dado armazenado em determinado mês e o primeiro dado que foi armazenado no mesmo mês.

Caso haja problemas consecutivos em algum equipamento do SFVCR que infere na sua habilidade de fornecer os dados de energia elétrica gerada, o mês no qual houve estes erros foi descartado da análise pelo fato de não ser possível recuperar os dados perdidos.

É importante realçar o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), que é a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do sistema fotovoltaico. Cada tecnologia de silício cristalino foi instalada com dois inversores de 3 kW, totalizando 6 kW, sendo assim, o FDI para o sistema de m-Si é de 1,17 e do p-Si é de 1,28, enquanto que cada tecnologia de filmes finos foi instalada com um inversor de 1,5 kW, sendo o FDI para o sistema de CdTe de 0,98 e o do CIGS de 0,89. É possível perceber que os inversores utilizados para os sistemas de silício cristalino trabalham sobrecarregados, porém os inversores dos sistemas de filmes finos trabalham sobrecarregados.

Essa informação é importante pois um inversor sobrecarregado limita a energia gerada pelos SFVCR com as tecnologias de filmes finos, especialmente o CIGS, durante os períodos de maior irradiação para a potência nominal do inversor ao invés da potência nominal do sistema, o que afeta as performances dos 3 índices de mérito. O quanto os inversores sobrecarregados impactam na performance dos SFVCR não foi analisado neste trabalho.

2.4 Aquisição e tratamento de dados de temperatura

Os dados referentes a temperatura dos painéis fotovoltaicos foram obtidos através de sensores modelo CS240 PT-1000 Classe A, fornecidos pela *Campbell Scientific*, onde foi alocado um sensor na parte de trás de um dos módulos de cada tecnologia, tendo no total quatro sensores de temperatura, sendo que os dados são medidos a cada segundo e a média desses valores é enviada a cada minuto. Neste trabalho foi analisado a média das temperaturas dos módulos entre as 8 h e 17 h.

Para os dias nos quais os dados obtidos estavam incompletos ou totalmente ausentes, calculou-se a estimativa da temperatura média da célula fotovoltaica através da Eq. (1), que foi proposta por Duffie e Beckman (2013) e que segundo

um estudo realizado por Yang et al. (2018), que comparou nove equações diferentes para a estimativa da temperatura de células fotovoltaica, apresenta o menor erro médio, de aproximadamente 5,2%.

$$T_c = T_a + \left[\left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) * \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8V_w} \right) * (T_{cNOCT} - T_{aNOCT}) * \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \right] \quad (1)$$

Onde T_c é a temperatura média da célula fotovoltaica em °C, T_a é a temperatura ambiente em °C, G é irradiância solar em W/m², G_{NOCT} é a irradiância total segundo o Padrão de Referência do Ambiente (SRE), fixada em 800 W/m², V_w é a velocidade do vento em m/s, T_{cNOCT} é a temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica em °C, T_{aNOCT} é a temperatura ambiente de acordo com SRE, fixada em 20°C, η_c é a eficiência do módulo fotovoltaico e $\tau\alpha$ é o produto da transmitância-absortância, com valor exato desconhecido, porém estimado em 0,9.

Devido ao fato de os dados de temperatura dos módulos, temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento serem armazenados em um único *datalogger*, quando não há dados de temperatura dos módulos, os outros parâmetros a serem aplicados na fórmula também não possuem dados. Portanto, nestas situações foi utilizado os dados obtidos da EMA do INMET mais próxima.

Houveram dias nos quais a temperatura média dos módulos de uma determinada tecnologia apresentava grande diferença em relação as demais tecnologias, tendo uma diferença superior à 10°C. Nestes casos, estes valores foram substituídos pelo valor apresentado no dia mais próximo no qual nenhuma das tecnologias apresentou problemas e no qual o valor da temperatura das outras tecnologias seja similar.

2.5 Índices de mérito

Para poder analisar a performance de um SFVCR de forma independente das condições ambientais onde eles estão instalados é utilizado os índices de mérito, que são classificados como Fator de Capacidade (FC), Produtividade ou *Final Yield* (YF) e a Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* (PR) (Zilles et al., 2012).

O Fator de Capacidade é o indicador que permite avaliar a capacidade real de geração de energia elétrica em função da capacidade que o sistema seria capaz de gerar em condições ideais, 24 horas por dia em determinado período de tempo, normalmente um ano (Benedito, 2009). Este índice é calculado de acordo com a Eq. (2) e é expresso em percentagem.

$$FC = \frac{\text{Energia gerada [kWh]}}{\text{Potência nominal [kWp]} * 24 [h] * \text{dias}} \quad (2)$$

A Produtividade é o indicador que estabelece a produção de energia elétrica em função de cada 1 kWp de potência nominal instalada no sistema. Se espera um sistema tenha produtividade elevada caso ele esteja instalado nas condições ideais e que ele sofra pouca interferência de fatores externos, como a sujeira ou temperatura (Tiepolo et al., 2017). Ele pode ser obtido através da Eq. (3) e é expresso em kWh/kWp.

$$YF = \frac{\text{Energia gerada [kWh]}}{\text{Potência nominal [kWp]}} \quad (3)$$

Por fim, a Taxa de Desempenho expressa o percentual da energia solar disponível na superfície do painel que será convertida em energia elétrica. Este índice considera perdas que nem sempre são mensuráveis, como as provenientes da temperatura, sujidade, sombreamento, falha de operação do sistema, eficiência do inversor, entre outros (Tiepolo et al., 2017). Ele é calculado pela Eq. (4) e é expresso em percentagem.

$$PR = \frac{YF}{\text{Irradiação [kWh/m}^2\text{]} / 1 [\text{kWh/m}^2\text{]}} \quad (4)$$

3. RESULTADOS

3.1 Câmpus Curitiba – CT

A Fig. 2 apresenta os dados de energia elétrica gerada por tecnologia e a irradiação média para o câmpus Curitiba, onde a EPESOL apresentou uma grande quantidade de falhas no envio de dados no mês de setembro de 2020 e, portanto, este mês foi desconsiderado. Em fevereiro de 2020 foi necessário trocar um dos módulos da tecnologia CIGS, o que levou o sistema a ter uma queda de desempenho neste mês e durante três dias de outubro de 2020 houveram problemas com a geração do m-Si.

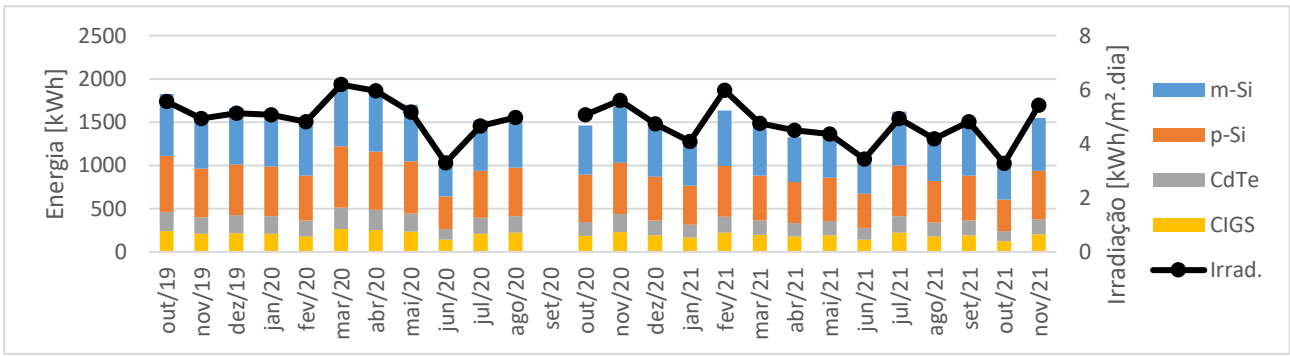


Figura 2 – Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica gerada por tecnologia para CT.

A Fig. 3 apresenta os resultados obtidos para o Fator de Capacidade, sendo a média da capacidade de cada tecnologia, em ordem decrescente, o CIGS com 16,20 %, o CdTe com 16,15%, o p-Si com 15,68% e o m-Si com 15,61%.

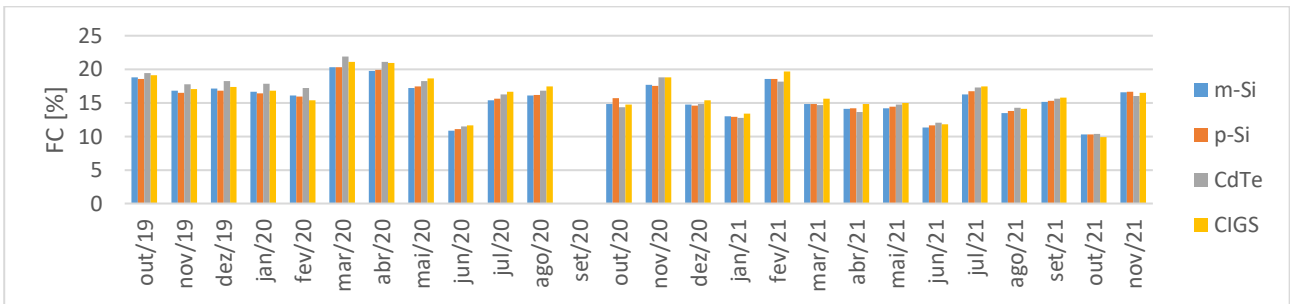


Figura 3 – Fator de Capacidade por tecnologia para CT.

A Fig. 4 apresenta os resultados obtidos para a Produtividade por tecnologia, sendo que a média da produtividade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CIGS com 118,48 kWh/kWp, o CdTe com 118,07 kWh/kWp, o p-Si com 114,62 kWh/kWp e o m-Si com 114,10 kWh/kWp.

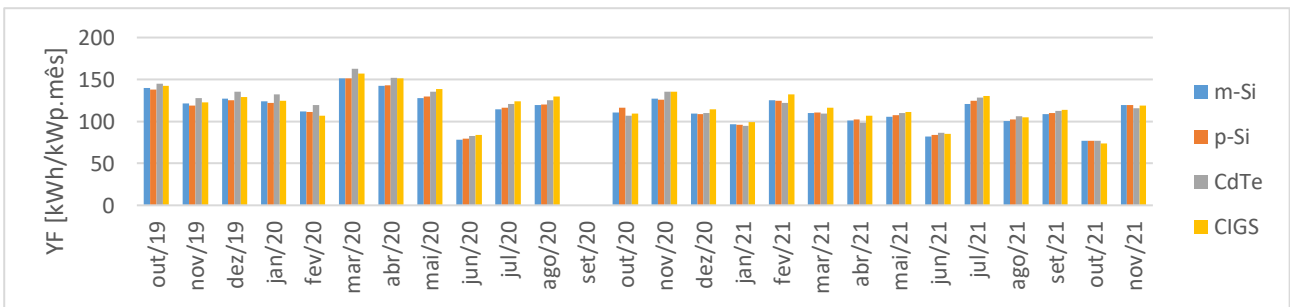


Figura 4 – Produtividade por tecnologia para CT.

A Fig. 5 apresenta a Taxa de Desempenho, sendo que a média do desempenho de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CIGS com 80,39%, o CdTe com 80,12%, o p-Si com 77,87% e o m-Si com 77,46%.

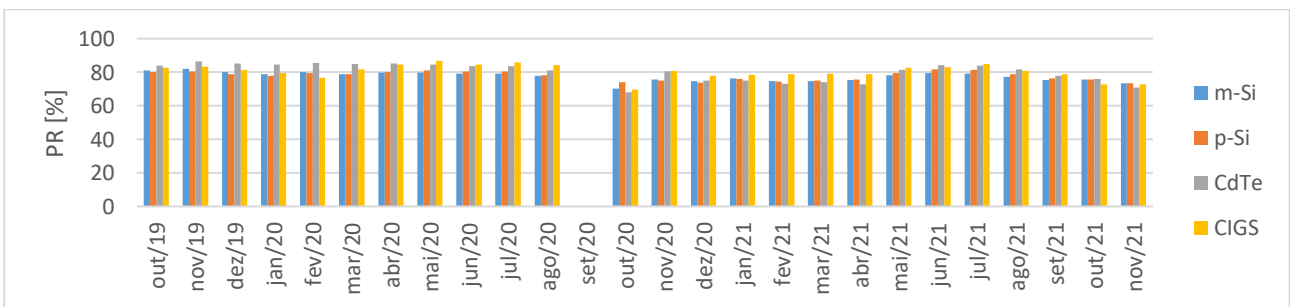


Figura 5 – Taxa de Desempenho por tecnologia para CT.

É possível perceber que o desempenho do m-Si se torna inferior ao do p-Si para os 3 índices durante os meses de outono e inverno. Isto pode ser explicado pelo fato de neste período o painel de p-Si acabar gerando um sombreamento parcial do painel de m-Si no início do dia, por um período de aproximadamente 30 minutos.

3.2 Câmpus Campo Mourão – CM

Na Fig. 6 é apresentada a média da irradiação no plano inclinado e da energia elétrica gerada para cada tecnologia no câmpus Campo Mourão. É importante notar que houveram problemas na geração de energia em cinco dias de setembro e quatro dias de outubro de 2020, e também em um dia de agosto e dois dias de setembro de 2021.

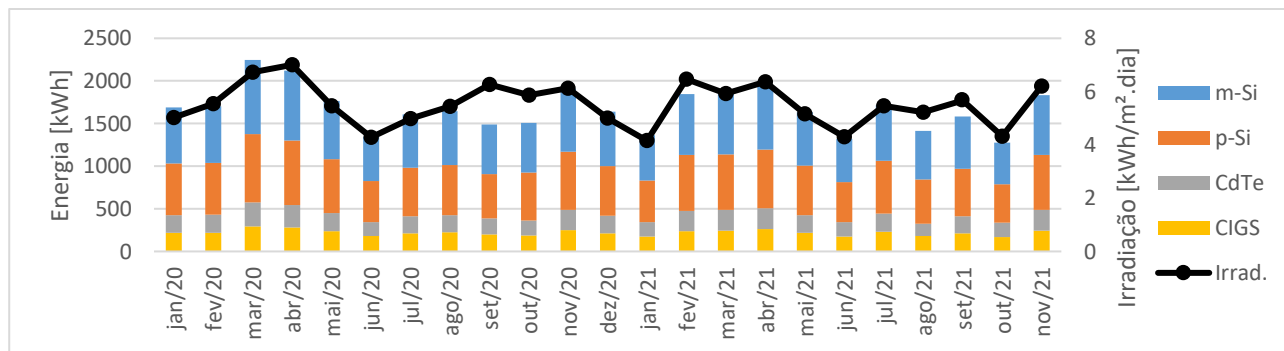


Figura 6 – Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica gerada para CM.

Para o Fator de Capacidade, a média da capacidade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 18,60 %, o CIGS com 18,00%, o p-Si com 17,45% e o m-Si com 17,31%.

Para a Produtividade, a média da produtividade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 135,66 kWh/kWp, o CIGS com 131,34 kWh/kWp, o p-Si com 127,27 kWh/kWp e o m-Si com 126,29 kWh/kWp.

A Fig. 7 apresenta a Taxa de Desempenho, sendo que a média do desempenho de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 80,95%, o CIGS com 78,35%, o p-Si com 75,98% e o m-Si com 75,39%.

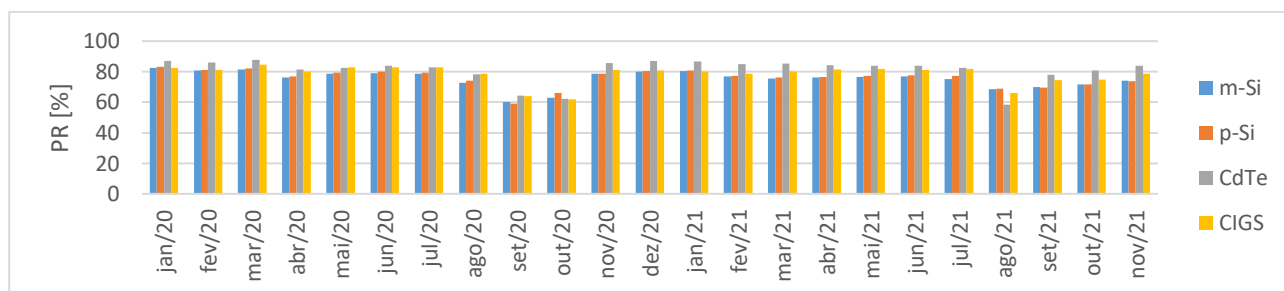


Figura 7 – Taxa de Desempenho por tecnologia para CM.

3.3 Câmpus Cornélio Procópio – CP

Na Fig. 8 é apresentada a média da irradiação no plano inclinado e da energia elétrica gerada para cada tecnologia no câmpus Cornélio Procópio. Neste câmpus houve problemas de vistoria junto à COPEL, resultando na suspensão da operação dos SFVCR de 09/12/2019 até 27/02/2020 e, portanto, estes meses foram desconsiderados.

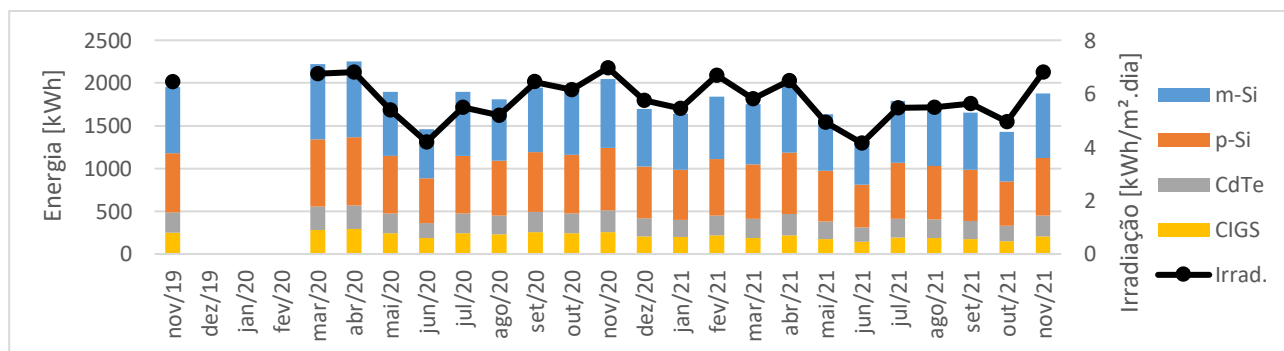


Figura 8 – Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica gerada para CP.

Para o Fator de Capacidade, a média da capacidade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 20,02%, o m-Si com 19,24%, o p-Si com 18,89% e o CIGS com 17,56%.

Para a Produtividade, a média da produtividade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 146,27 kWh/kWp, o m-Si com 140,63 kWh/kWp, o p-Si com 138,03 kWh/kWp e o CIGS com 128,30 kWh/kWp.

Na Fig. 9 é apresentada a Taxa de Desempenho, sendo que a média do desempenho de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 83,89%, o m-Si com 80,72%, o p-Si com 79,23% e o CIGS com 73,31%.

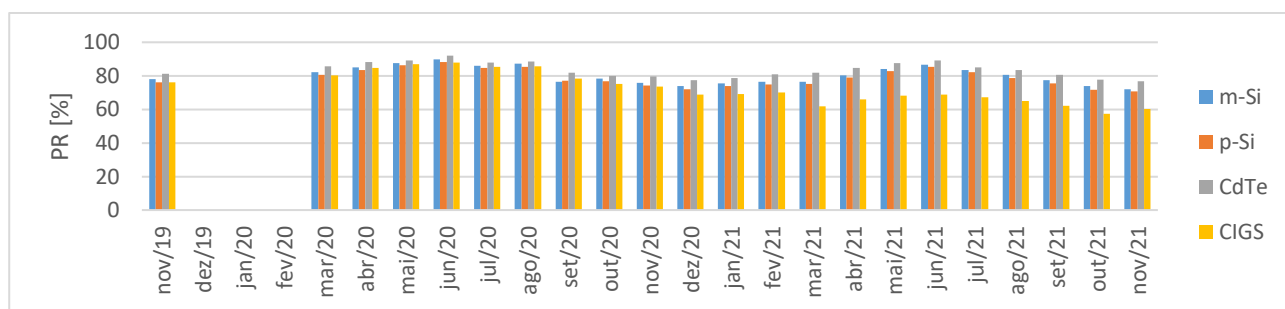


Figura 9 – Taxa de Desempenho por tecnologia para CP.

3.4 Câmpus Medianeira – MD

A Fig. 10 apresenta os dados para o câmpus Medianeira. Houveram quatro dias nos quais houveram problemas com a geração do CIGS e do m-Si em outubro de 2020 e em um dia para o CdTe e o CIGS em abril de 2021.

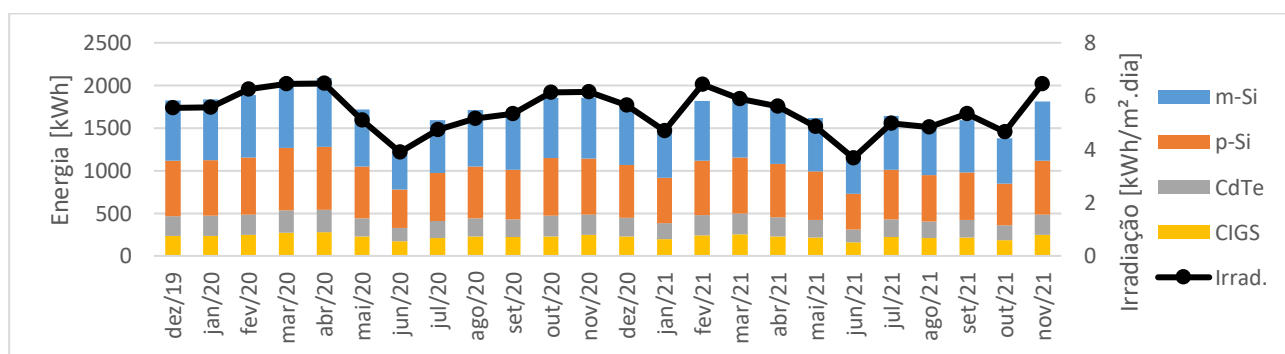


Figura 10 – Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica gerada para MD.

Para o Fator de Capacidade, a média da capacidade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 19,32%, o CIGS com 18,36%, o m-Si com 17,63% e o p-Si com 17,59%.

Para a Produtividade, a média da produtividade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 141,10 kWh/kWp, o CIGS com 134,08 kWh/kWp, o m-Si com 128,73 kWh/kWp e o p-Si com 128,48 kWh/kWp.

Na Fig. 11 é apresentada a Taxa de Desempenho, sendo que a média do desempenho de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 85,72%, o CIGS com 81,62%, o m-Si com 78,35% e o p-Si com 78,17%.

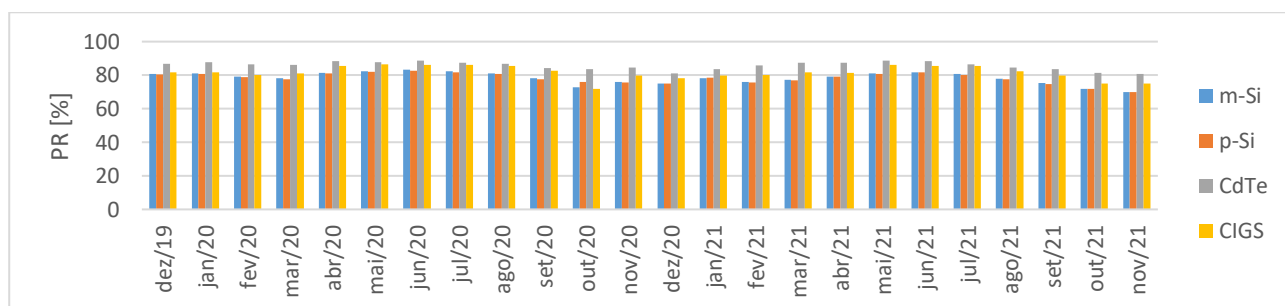


Figura 11 – Taxa de Desempenho por tecnologia para MD.

3.5 Câmpus Pato Branco – PB

A Fig. 12 apresenta os dados para o câmpus Pato Branco, onde houveram problemas de comunicação com o inversor que resultaram nos dados de geração de energia não serem armazenados entre junho a setembro de 2020 e de fevereiro a

setembro de 2021, sendo estes meses desconsiderados. Também houveram problemas com geração de energia elétrica do CIGS em outubro e novembro de 2020, o que afetou o desempenho desta tecnologia.

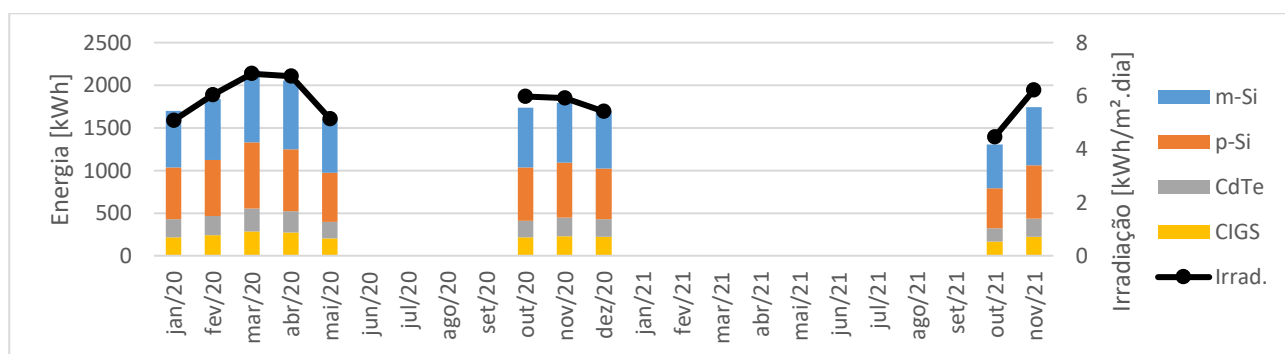


Figura 12 – Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica gerada para PB.

Para o Fator de Capacidade, a média da capacidade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 19,12%, o m-Si com 18,57%, o CIGS com 18,49% e o p-Si com 18,37%.

Para a Produtividade, a média da produtividade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 139,75 kWh/kWp, o m-Si com 135,75 kWh/kWp, o CIGS com 135,13 kWh/kWp e o p-Si com 134,32 kWh/kWp.

A Fig. 13 apresenta a Taxa de Desempenho, sendo que a média do desempenho de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 79,33%, o m-Si com 77,06%, o CIGS com 76,62% e o p-Si com 76,29%.

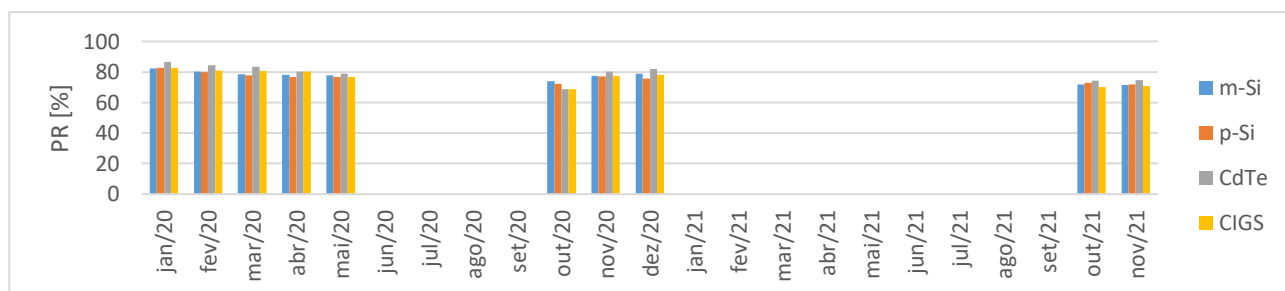


Figura 13 – Taxa de Desempenho por tecnologia para PB.

3.6 Câmpus Ponta Grossa – PG

Na Fig. 14 são apresentados os dados da irradiação no plano inclinado e energia gerada para o câmpus Pato Grosso. Houveram problemas na geração em quatro dias de setembro, em cinco dias de outubro e cinco dias de novembro de 2020.

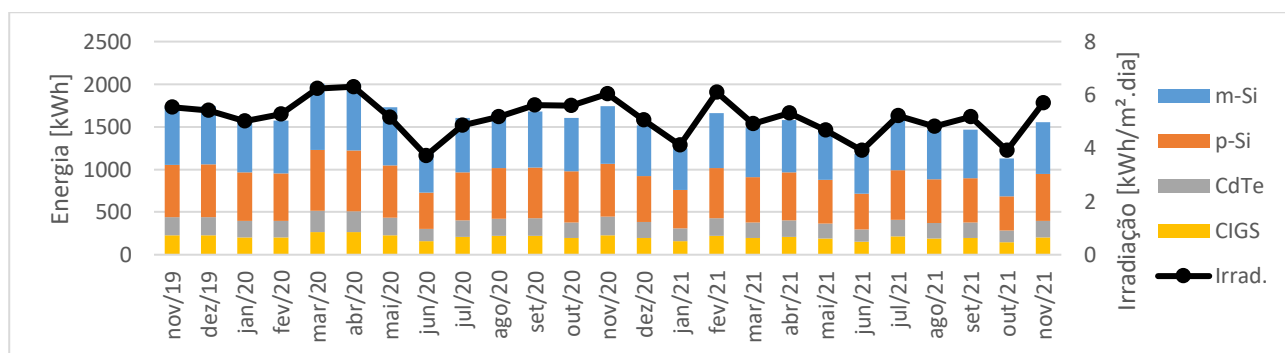


Figura 14 – Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica gerada para PG.

Para o Fator de Capacidade, a média da capacidade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 17,12%, o CIGS com 16,76%, o m-Si com 16,49% e o p-Si com 16,34%.

Para a Produtividade, a média da produtividade de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 124,97 kWh/kWp, o CIGS com 122,34 kWh/kWp, o m-Si com 120,37 kWh/kWp e o p-Si com 119,29 kWh/kWp.

Na Fig. 15 é apresentada a Taxa de Desempenho, sendo que a média do desempenho de cada tecnologia foi, em ordem decrescente, o CdTe com 79,75%, o CIGS com 78,05%, o m-Si com 76,89% e o p-Si com 76,16%.

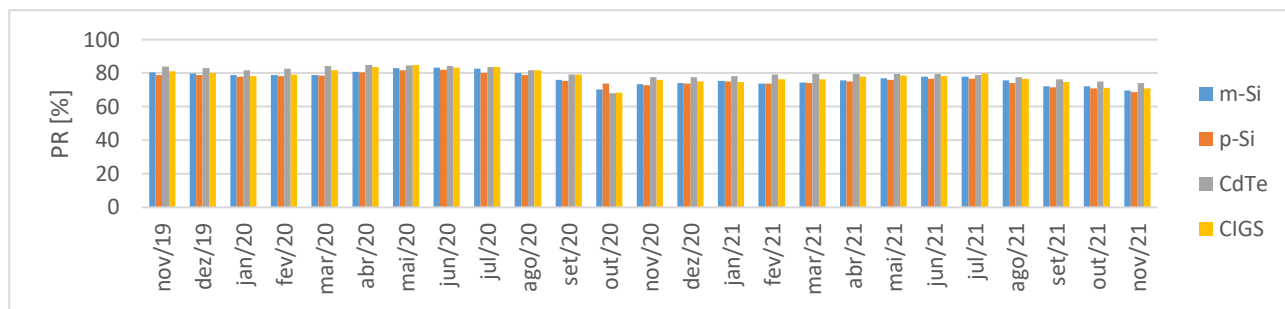


Figura 15 – Taxa de Desempenho por tecnologia para PB.

3.7 Temperaturas

Em geral, a ordem decrescente da temperatura de cada tecnologia é o CIGS, m-Si, p-Si e CdTe, com diferença de temperatura entre as tecnologias inferior a 1 °C. A única exceção é a EPESOL de CP, cujo as condições de instalação diferentes fizeram com que a tecnologia de CdTe apresentasse uma temperatura cerca de 4 °C inferior as demais. Na Fig. 16 estão apresentadas as médias das temperaturas entre as quatro tecnologias para cada uma das EPESOL. É importante ressaltar que apesar de PB ter apresentado problemas em relação aos dados de energia gerada em diversos meses, ele não teve a mesma quantidade de erros quanto a temperatura.

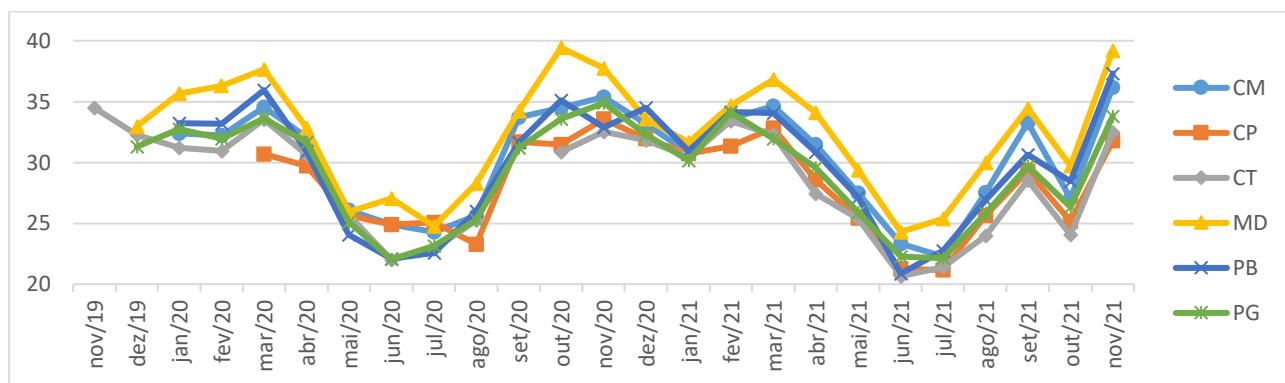


Figura 16 – Média das temperaturas entre as quatro tecnologias para cada EPESOL.

A média das temperaturas foram, em ordem decrescente, MD com 32,33 °C, CM com 30,28 °C, PB com 29,83 °C, PG com 29,19 °C, CT com 28,51 °C e CP com 28,15 °C.

4. CONCLUSÕES

Como é de ser esperado a quantidade de energia elétrica gerada por cada uma das tecnologias é proporcional a potência nominal instalada da mesma, sendo de forma decrescente m-Si, p-Si, CIGS e CdTe, e o total de energia gerada no mês está relacionado com a irradiação no plano do painel fotovoltaico.

As EPESOL que apresentaram as melhores médias de irradiação foram, em ordem decrescente, Pato Branco, Cornélio Procópio, Campo Mourão, Medianeira, Ponta Grossa e Curitiba.

Nos três índices de méritos os módulos de filmes finos tenderam a apresentar médias superiores aos módulos cristalinos. As tecnologias que apresentaram a melhor performance nos três índices de mérito, em ordem decrescente e considerando a média da performance em todos os câmpus, foram: CdTe, CIGS, m-Si e p-Si.

Em relação aos índices de mérito, as EPESOL que apresentaram melhor performance para o Fator de Capacidade e a Produtividade entre as quatro tecnologias foram, em ordem decrescente, Cornélio Procópio, Pato Branco, Medianeira, Campo Mourão, Ponta Grossa e Curitiba. Para a Taxa de Desempenho, a ordem decrescente da performance foi Medianeira, Cornélio Procópio, Curitiba, Ponta Grossa, Campo Mourão e Pato Branco.

O fator de capacidade e a produtividade são mais fortemente afetados pela energia gerada, já para a taxa de desempenho as perdas devido a temperatura durante o processo de conversão de energia elétrica impactaram de forma significativa nos resultados. Os módulos de filmes finos possuem menos perdas causadas pela temperatura e, apesar de possuírem os menores índices de eficiência de conversão de energia, apresentaram um desempenho superior. Por outro lado, os módulos de silício cristalino apresentaram uma menor taxa de desempenho quando trabalham com temperaturas mais elevadas, pelo fato de possuírem maiores coeficientes de temperatura em relação à sua potência nominal.

A influência do FDI pode ser percebida quando se considera o desempenho no câmpus CT, que possui a menor média de irradiação e, portanto, é o menos afetado pelo FDI, que é o único câmpus no qual a performance do CIGS é levemente superior ao do CdTe.

Agradecimentos

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e ao LABENS pelos dados fornecidos no âmbito do projeto de P&D "ANEEL / COPEL-DIS / UTFPR - PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

REFERÊNCIAS.

- Benedito, R. S., 2009. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório, Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. Solar engineering of thermal processes. 3 ed. New York: John Wiley & Sons.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L., Ruther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. G., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2 ed., INPE, São José dos Campos.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 1 ed., CEPEL/CRESESB, Rio de Janeiro.
- REN21, 2021. Renewables 2021 Global Status Report, Paris.
- Tiepolo, G. M., Pereira, E. B., Urbanetz Junior, J., Pereira, S. V., Gonçalves, A. R., Lima, F. J. L., Costa, R. S., Alvez, A. R., 2017. Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná. 1 ed. Curitiba: UTFPR.
- Yang, R. L., Tiepolo, G. M., Tonolo, E. A., Urbanetz Junior, J., Souza, M. B., 2018. Estimativa da temperatura em células fotovoltaicas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba. In: Conferência Internacional de Energias Inteligentes, 5., Curitiba.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, 1 ed. São Paulo: Oficina de Textos.

PERFORMANCE ANALYSIS OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN DIFFERENT MESOREGIONS WITH DIFFERENT TECHNOLOGIES

Abstract. *The use of solar energy for electricity generation depends on the particularities of the site where it will be installed and the technical characteristics of the installed equipment. This article has as an objective to analyze the performance of a Grid Connected Photovoltaic System (GCPV) that is composed by four different technologies: monocrystalline silicon (m-Si), polycrystalline silicon (p-Si), cadmium telluride (CdTe) and copper, indium and gallium diselenide (CIGS). The GCPV were created by a project R&D ANEEL – COPEL – UTFPR, and are installed on the grounds of the Universidade Tecnológica Federal do Paraná, in the campus Campo Mourão, Curitiba Campus, Cornélio Procópio, Curitiba, Medianeira, Pato Branco and Ponta Grossa. The methodology utilized to perform analysis of the data considered monthly average values for irradiation, the monthly average of daytime temperatures and the electric energy generated by the technologies in the month between the period of the start of their operation until November of 2021. To calculate the performance, it was used the performance metrics, called Capacity, Final Yield and the Performance Ratio. As such, the study allowed to monitor and compare the performance of each technology for different conditions. Losses due to the temperature were analyzed as well to verify which of the photovoltaic technology has the best performance under determined conditions. In general, thin film technology has shown better performance results and less losses due to the temperature. For the calculations, the parameters used took into consideration the energy generated by each system technology and the irradiation rates at the site.*

Key words: *Solar Photovoltaic Energy, Performance Analysis, Performance Metrics.*