

MARCELO MACHADO MARQUEZ ZAMPIVA

INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NA
UNIOESTE, *CAMPUS* DE CASCAVEL, PR

CASCAVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2021

MARCELO MACHADO MARQUEZ ZAMPIVA

INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NA
UNIOESTE, *CAMPUS DE CASCAVEL*, PR

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para a obtenção do título de Mestre.

Orientador: Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira
Coorientador: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira

CASCAVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2021

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Machado Marquez Zampiva, Marcelo

Influência da temperatura na geração de energia elétrica de painéis fotovoltaicos instalados na Unioeste, Campus de Cascavel, PR. / Marcelo Machado Marquez Zampiva; orientador(a), Jair Antonio Cruz Siqueira; coorientador(a), Carlos Eduardo Camargo Nogueira, 2021. 105 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Cascavel, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2021.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Módulos fotovoltaicos. 3. Temperatura. 4. Eficiência. I. Antonio Cruz Siqueira, Jair. II. Eduardo Camargo Nogueira, Carlos. III. Título.

MARCELO MACHADO MARQUEZ ZAMPIVA

Influência da temperatura na geração de energia elétrica de painéis fotovoltaicos instalados na Unioeste, *Campus* de Cascavel, PR.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes renováveis e racionalização de energia na agroindústria e agricultura, APROVADO pela seguinte banca examinadora:



Orientador(a): Jair Antonio Cruz Siqueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – *Campus* de Cascavel (UNIOESTE)



Maritane Prior
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – *Campus* de Cascavel (UNIOESTE)



Fernando de Lima Caneppele
Universidade de São Paulo (USP)

Cascavel, 24 de fevereiro de 2021

AGRADECIMENTOS

À minha família, cujo amor, carinho e incentivo são propulsores de todas as minhas conquistas. Serei eternamente grato por tudo.

Agradeço à minha companheira, Gilvana Melo, por todo o amor, paciência e carinho a mim dedicados durante toda a elaboração deste trabalho. Seu apoio e incentivo sempre me ajudaram a seguir em frente, sem você nada disso teria sentido.

Ao meu orientador Professor Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira, pela oportunidade, convívio, apoio, pelas risadas e, em especial, pelo carinho e amizade ao longo deste caminho.

Ao meu coorientador Professor Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira, pelo apoio, paciência, convívio, mágicas e brincadeiras e, em especial, pelo carinho e amizade ao longo deste tempo.

Agradeço, também, à minha colega Laura Luana Foltz, pelo convívio, amizade, risadas e pela disposição em sempre ajudar. Sua ajuda foi essencial.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, uma vez que este estudo foi financiado em parte pela CAPES – Código Financeiro 001.

Por fim, mas não menos importante, a todos que de alguma forma contribuíram e acreditaram em mim, deixo meus mais sinceros agradecimentos.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Repartição da oferta interna de energia - OIE.	5
Figura 2 - Participação de renováveis na matriz energética.....	6
Figura 3 - Oferta Interna de Energia Elétrica (OIE) por fonte.	7
Figura 4 - Participação de fontes renováveis na matriz elétrica.	7
Figura 5 - Componentes da radiação solar.	12
Figura 6 - Síntese dos níveis de irradiação solar média por região.....	18
Figura 7 - Irradiação global média no plano horizontal do Brasil, entre 1999 e 2018.	19
Figura 8 - Irradiação global média no plano horizontal da Alemanha, entre 1999 e 2018.	20
Figura 9 - Potencial anual médio de energia solar no Estado do Paraná e mesorregiões.....	21
Figura 10 - Curvas I-V para a conexão em série de módulos fotovoltaicos iguais de 220W.....	25
Figura 11 - Curvas I-V para a conexão em paralelo de módulos fotovoltaicos iguais de 220W.....	26
Figura 12 - Exemplo de correção do referencial magnético, para uma declinação magnética local de 20° negativos.....	27
Figura 13 - Comportamento da irradiância solar sobre a curva I-V para um módulo fotovoltaico genérico de c-Si sob temperatura de 25°C.	30
Figura 14 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica sobre a curva I-V para um módulo fotovoltaico genérico de c-Si sob irradiância de 1 kW/m ²	31
Figura 15 - Curva característica P-V para um módulo fotovoltaico de c-Si sob irradiância solar de 1 kW/m ²	32
Figura 16 - Projeto CASA, localizado na UNIOESTE, <i>Campus</i> de Cascavel. 1- Laboratório; 2- Casa inovadora; 3- Casa convencional.....	33
Figura 17 - Módulo fotovoltaico Risen Solar Technology - RSM72-6-330P.	34
Figura 18 - Sistema fotovoltaico instalado na UNIOESTE, <i>Campus</i> de Cascavel. 1- Localização do Piranômetro CMP3; 2- Módulos fotovoltaicos que foram registradas as temperaturas.	36

Figura 19 - Diagrama Multifilar do Sistema.	36
Figura 20 - Inversor Solis 1P4K - 4G.....	37
Figura 21 - Medidor bidirecional <i>Eletra Energy Solutions</i> , ARES 7023.	38
Figura 22 - Dispositivo de proteção contra surtos – DPS.....	39
Figura 23 - Disjuntor eletromagnético da marca Tramontina.	40
Figura 24 - Piranômetro CMP3 Kipp & Zonen.	41
Figura 25 - Exemplo de um termopar tipo J.	47
Figura 26 - Localização dos termopares tipo J nos módulos fotovoltaicos.....	48
Figura 27 - Datalogger CR1000 da Campbell Scientific.	49
Figura 28 - Diagrama da conexão do piranômetro CMP3 e dos Termopares Tipo J ao datalogger CR1000.	50
Figura 29 - Irradiância solar horizontal e temperatura ambiente registrada no dia 29/08/2020.	56
Figura 30 - Temperatura Ambiente Média, Mínima e Máxima e Irradiação solar entre 18/02/2020 e 07/03/2020.	57
Figura 31 - Temperatura Ambiente Média, Mínima e Máxima e Irradiação solar entre 05/08/2020 e 25/09/2020.	57
Figura 32 - Temperatura Ambiente Média, Mínima e Máxima e Irradiação solar entre 13/10/2020 e 02/12/2020.	58
Figura 33 - Irradiação Solar para diferentes planos na cidade de Cascavel, Paraná (kWh/m ² .dia).....	59
Figura 34 - Temperatura Ambiente, Irradiação solar e Pluviosidade entre 18/02/2020 e 07/04/2020.	60
Figura 35 - Temperatura Ambiente, Irradiação solar e Pluviosidade entre 05/08/2020 e 22/09/2020.	61
Figura 36 - Temperatura Ambiente, Irradiação Solar e Pluviosidade entre 13/10/2020 e 02/12/2020.	61
Figura 37 - Frequência de Ocorrência da Irradiância solar entre 18/02/2020 e 07/04/2020.	62
Figura 38 - Frequência de Ocorrência da Irradiância solar entre 05/08/2020 e 22/09/2020.	62
Figura 39 - Frequência de Ocorrência da Irradiância solar entre 13/10/2020 e 02/12/2020.	63

Figura 40 - Radiação solar Diária e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, primeiro período.	64
Figura 41 - Eficiência diária dos painéis fotovoltaicos, primeiro período.	65
Figura 42 – Eficiência Média dos Painéis Fotovoltaicos por Faixas de Temperatura, primeiro período.	66
Figura 43 - Eficiência Média e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, primeiro período.	67
Figura 44 - Frequência de Ocorrência da Temperatura dos PF, entre 18/02/2020 e 07/04/2020.	68
Figura 45 - Radiação Solar Diária e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, segundo período.	69
Figura 46 - Eficiência diária dos painéis fotovoltaicos, segundo período.	70
Figura 47 - Eficiência Média dos Painéis Fotovoltaicos por Faixas de Temperatura, segundo período.	71
Figura 48 - Eficiência Média e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, segundo período.	72
Figura 49 – Frequência de Ocorrência da Temperatura dos PF, entre 05/08/2020 e 22/09/2020.	73
Figura 50 - Radiação Solar Diária e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, terceiro período.	75
Figura 51 - Eficiência diária dos painéis fotovoltaicos no terceiro período.	76
Figura 52 - Eficiência Média dos Painéis Fotovoltaicos por Faixas de Temperatura, terceiro período.	77
Figura 53 - Eficiência Média e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, terceiro período.	78
Figura 54 - Frequência de Ocorrência da Temperatura dos PF, entre 13/10/2020 e 02/12/2020.	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada quanto à geração distribuída de energia entre os anos de 2016 e 2018.....	9
Tabela 2 - Principais fontes de energia renovável e sua forma de uso.	10
Tabela 3 - Eficiência confirmada de células fotovoltaicas, testadas em laboratório. .	16
Tabela 4 - Irradiação solar diária média anual para o município de Cascavel, Paraná.	21
Tabela 5 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos.....	22
Tabela 6 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico - Risen Solar Technology	35
Tabela 7 - Especificações técnicas do inversor Solis 1P4K - 4G	37
Tabela 8 - Especificações Técnicas Medidor bidirecional - ARES 7023	38
Tabela 9 - Especificações Técnicas do Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS	40
Tabela 10 - Especificações técnicas do Disjuntor da marca Tramontina - TR3KA 2P	41
Tabela 11 - Especificações técnicas do piranômetro CMP3 da Kipp & Zonen.....	42
Tabela 12 - Valores médios recomendados de declinação solar	43
Tabela 13 - Especificações técnicas do datalogger CR1000 da Campbell Scientific.	49
Tabela 14 - Eficiência Semanal dos Painéis Fotovoltaicos entre 18/02/2020 e 07/04/2020.	65
Tabela 15 - Temperatura Média dos PF, entre 18/02/2020 e 07/04/2020.....	68
Tabela 16 - Eficiência Semanal dos Painéis Fotovoltaicos entre 05/08/2020 e 22/09/2020.	71
Tabela 17 - Temperatura Média dos PF, entre 05/08/2020 e 22/09/2020.....	73
Tabela 18 - Eficiência semanal dos painéis fotovoltaicos, entre 13/10/2020 e 02/12/2020.	76
Tabela 19 - Temperatura Média dos PF entre 13/10/2020 e 02/12/2020.....	79
Tabela 20 – Valores médios de eficiência média diária entre painéis limpo e sujo para o período compreendido entre 18/02/2020 e 07/04/2020.....	80

Tabela 21 - Valores médios de eficiência média diária entre painéis limpo e sujo para o período compreendido entre 05/08/2020 e 22/09/2020.....	81
Tabela 22 - Valores médios de eficiência média diária entre painéis limpo e sujo para o período compreendido entre 13/10/2020 e 02/12/2020.....	81

ZAMPIVA, Marcelo Machado Marquez. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, agosto, 2020. **Influência da temperatura na geração de energia elétrica de painéis fotovoltaicos instalados na Unioeste, Campus de Cascavel, PR.** Professor Orientador: Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira.

RESUMO

Este experimento teve como objetivo analisar o comportamento da temperatura de módulos fotovoltaicos, com a eficiência do sistema fotovoltaico *on-grid*, instalado na Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE, *Campus* de Cascavel, Paraná. O sistema é composto por duas *strings* com cinco módulos cada, orientados para o Norte verdadeiro e inclinados a 21° em relação à horizontal, totalizando um sistema com 3,3 kWp de potência. Durante o primeiro período, 18/02/2020 a 07/04/2020, foi avaliado diferentes níveis de sujeidade, sendo que um dos painéis fotovoltaicos foi mantido limpo durante um intervalo de tempo, enquanto o outro não. Para o segundo período, 05/08/2020 a 22/09/2020, se fez a limpeza de todos os módulos fotovoltaicos para, então, avaliar a inclinação, a qual fora alterada para 26° de um dos painéis fotovoltaicos. O terceiro período, 13/10/2020 a 02/12/2020, também sofreu alteração na sua inclinação, sendo que o painel que estava com 26° foi alterado para 18°, já o outro permaneceu com 21°. Dessa forma, no primeiro período foi constatado que o painel mantido limpo (Painel 2), durante a coleta de dados, alcançou uma eficiência maior durante as primeiras semanas e, praticamente, igual para as últimas semanas. Obteve-se a eficiência média de 13,73% e 14,39%, Painel 1 e Painel 2, respectivamente. Para o segundo período, a eficiência média de ambos os painéis, com inclinações de 21° e 26°, foi muito próxima, sendo de 14,25% (Painel 1) e 14,24% (Painel 2). O terceiro período apresentou pequena diferença na eficiência dos painéis, 13,7% e 14,54%, Painel 1 e Painel 2, respectivamente. O painel com menor inclinação se apresentou mais eficiente, pois para menores inclinações, neste período, a irradiação solar média diária é maior. O teste de médias identificou que houve diferença significativa entre os níveis de sujeidade dos módulos, bem como nas inclinações dos mesmos de 21° e 18°. Já para as inclinações de 21° e 26° não houve uma diferença significativa, segundo o Teste de Tukey a 5% de significância.

"O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

PALAVRAS-CHAVE: Sistema Solar Fotovoltaico; Módulos Fotovoltaicos; Inclinação; Sujidade; Eficiência.

ZAMPIVA, Marcelo Machado Marquez. State University of Western Paraná, 2020, august. **Influence of temperature on the electricity generation of photovoltaic panels installed in Unioeste, Campus of Cascavel, PR.** Teacher advisor: Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira.

ABSTRACT

This experiment aimed to analyze the temperature behavior of photovoltaic modules, with the efficiency of the on-grid photovoltaic system, installed at the State University of Western Paraná - UNIOESTE, Campus of Cascavel, Paraná. The system consists of two strings with five modules each, oriented towards the true North and inclined at 21° in relation to the horizontal, totaling a system with 3.3 kWp of power. During the first period, 02/18/2020 to 04/07/2020, different levels of dirt were evaluated, with one of the photovoltaic panels being kept clean for a period of time, while the other was not. For the second period, 08/05/2020 to 09/22/2020, all the photovoltaic modules were cleaned to then assess the slope, which had been changed to 26° from one of the photovoltaic panels. The third period, 10/13/2020 to 12/02/2020, also changed in its inclination, with the panel that was at 26° changed to 18° , while the other remained at 21° . Thus, in the first period, it was found that the panel kept clean (Panel 2), during data collection, achieved greater efficiency during the first weeks and, practically, the same for the last weeks. The average efficiency of 13.73% and 14.39% was obtained, Panel 1 and Panel 2, respectively. For the second period, the average efficiency of both panels, with inclines of 21° and 26° , was very close, being 14.25% (Panel 1) and 14.24% (Panel 2). The third period showed a small difference in the efficiency of the panels, 13.7% and 14.54%, Panel 1 and Panel 2, respectively. The panel with the lowest slope was more efficient, because for lower slopes, in this period, the average daily solar radiation is greater. The averages test identified that there was a significant difference between the levels of dirt in the modules, as well as in their slopes of 21° and 18° . As for the inclines of 21° and 26° , there was no significant difference, according to the Tukey test at 5% of significance.

"This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001"

KEYWORDS: Photovoltaic Solar System; Photovoltaic Modules; Inclination; Dirt; Efficiency.

ÍNDICE

1. Introdução	1
1.1. Objetivos	3
1.1.1. Objetivo geral	3
1.1.2. Objetivos específicos	3
2. Revisão bibliográfica	4
2.1. Energia	4
2.2. Energia no Brasil	5
2.3. Geração de energia elétrica no Brasil	6
2.3.1. Geração distribuída de energia elétrica.....	8
2.4. Fontes renováveis de energia	9
2.5. Energia solar	10
2.5.1. Energia solar térmica	11
2.6. Radiação solar	11
2.7. Energia fotovoltaica	13
2.7.1. Células fotovoltaicas	14
2.8. Potencial fotovoltaico brasileiro	16
2.9. Sistemas fotovoltaicos	22
2.9.1. Sistema fotovoltaico <i>off-grid</i>	23
2.9.2. Sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	23
2.9.3. Associação de módulos fotovoltaicos.....	24
2.10. Posicionamento de um sistema fotovoltaico	26
2.10.1. Localização de um sistema fotovoltaico.....	26
2.10.2. Orientação de um sistema fotovoltaico	27
2.10.3. Inclinação de um sistema fotovoltaico	28
2.11. Princípios que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos	29
3. Material e métodos	33
3.1. Localização da área experimental	33
3.2. Características técnicas do sistema fotovoltaico instalado	34

3.3. Características técnicas do sensor de radiação solar instalado no experimento (piranômetro).....	41
3.4. Características técnicas dos sensores de temperatura instalados no experimento (termopares)	46
3.5. Sistema de aquisição de dados	48
3.6. Método de aquisição de dados do experimento	50
3.6.1. Limpeza dos módulos fotovoltaicos	50
3.6.2. Inclinação dos módulos fotovoltaicos	51
3.7. Método de determinação da radiação solar diária	51
3.8. Método de determinação da temperatura diária na superfície dos módulos fotovoltaicos	51
3.9. Método de determinação da energia gerada pelo sistema fotovoltaico ..	52
3.10. Método de determinação da eficiência de geração do sistema fotovoltaico	52
3.11. Método de avaliação da correlação entre a eficiência de geração do sistema fotovoltaico e a temperatura dos módulos fotovoltaicos.....	52
3.12. Análise de dados.....	53
4. Resultados e discussão.....	55
4.1. Comportamento da irradiância solar	55
4.2. Análise da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos com diferentes níveis de sujidade	63
4.3. Análise da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos com inclinação de 21° e 26°	69
4.4. Análise da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos com inclinação de 21° e 18°	74
4.5. Análise estatística	79
4.5.1. Primeiro período - sujidade	80
4.5.2. Segundo período - inclinação.....	80
4.5.3. Terceiro período - inclinação.....	81
5. Conclusões	82
6. Referências bibliográficas	83

1. INTRODUÇÃO

Ferreira *et al.* (2018), bem como Kannan e Vekeesan (2016) afirmam que a crescente demanda energética mundial está relacionada ao desenvolvimento populacional e ao avanço tecnológico e industrial, o que acarreta o aceleração de mudanças climáticas e ambientais.

Conforme Ferreira *et al.* (2018), uma das soluções encontradas por diversos países para reduzir impactos ambientais, associados às mudanças climáticas e a dependência de combustíveis fósseis, é a utilização de energias renováveis, a qual se destaca a energia fotovoltaica. No Brasil, apesar do grande potencial solar existente, o incentivo a esta tecnologia ainda é incipiente, quando comparado a outros países que empregam e estimulam o uso da mesma. Como exemplo, países europeus desenvolveram, ao longo dos anos, mecanismos regulatórios específicos para fomentar o uso de energias renováveis por programas governamentais ou incentivos financeiros e fiscais.

De acordo com Castillo, Silva e Lavallo (2016), uma das maiores dificuldades de muitos países é desenvolver uma matriz energética eficiente e sustentável. Neste sentido, a energia renovável busca desempenhar um papel importante, reduzindo impactos sociais, econômicos e ambientais.

Pereira *et al.* (2017) complementaram que é fundamental para o desenvolvimento de uma matriz energética sustentável o aperfeiçoamento de tecnologias de conversão e aproveitamento de recursos naturais. Em especial, no Brasil, o aproveitamento da energia solar se mostra como uma ótima opção para complementar a matriz elétrica brasileira, predominantemente constituída por hidroelétricas, favorecendo o controle hídrico nos reservatórios, com destaque nos períodos de estiagem, possibilitando o investimento em geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.

Para Lacerda e Bergh (2016), quando comparada às demais fontes convencionais de energia, a solar fotovoltaica apresenta um grande potencial a longo prazo, sendo uma das tecnologias renováveis que mais se desenvolveu nos últimos anos. Com o avanço de tecnologias e, conseqüentemente, ganhos de especialização

foi possível obter uma grande redução de custos na energia solar fotovoltaica, tanto para produção quanto para comercialização.

Pereira *et al.* (2017) apontam que, a partir de 2016, a utilização de sistemas fotovoltaicos fora crescente e exponencial no Brasil, pois está relacionado ao avanço da tecnologia e, conseqüentemente, redução de preços dos sistemas fotovoltaicos.

Segundo Ferreira *et al.* (2018), assim como Bohn (2019), o interesse em energia solar no Brasil passou a ser mais atraente após a Resolução Normativa 482/2012 e a 687/2015, decretada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual estabeleceu condições gerais para a micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia, como também criou o sistema de compensação de energia.

Conforme o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2019 (EPE, 2019), o Brasil apresentou em 2018 uma capacidade instalada de energia fotovoltaica de 2,36 GW. No entanto, é a geração distribuída que ganha destaque crescendo a um ritmo mais elevado durante 2018, com um total de 562,3 MW instalados. O aumento pela obtenção da energia fotovoltaica foi de 228%, quando comparada à capacidade instalada em 2017, de 174,5 GW.

O estudo de Gasparin e Krenzinger (2017) relaciona alguns aspectos de um sistema fotovoltaico, como a radiação solar incidente no plano dos módulos, temperatura das células, curva de desempenho dos inversores, perdas do sistema, degradação ao longo do tempo (entre outros) com o desempenho do sistema.

Fesharaki, Dehghani e Fesharaki (2011), Ciulla, Brano e Moreci (2013) e Muzathik (2014) afirmam que a temperatura das células fotovoltaicas é um dos parâmetros mais importantes ao se avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico. Tal temperatura, por sua vez, depende de alguns critérios como a propriedade térmica dos materiais utilizados no encapsulamento do módulo fotovoltaico, tipos de célula fotovoltaica e condições climáticas da localidade. O aumento da temperatura da célula fotovoltaica tende a diminuir, significativamente, a tensão de circuito aberto, o que acarreta numa diminuição da eficiência do sistema fotovoltaico.

Neste contexto, a energia solar fotovoltaica se destaca pelo seu crescimento em âmbito mundial, haja vista seu custo reduzido se comparada às demais fontes renováveis e, ainda, pelo seu desempenho e benefícios para a sociedade e meio ambiente. Em diversos países do mundo, o incentivo à utilização dessa fonte renovável já vem sendo aplicado nos últimos anos; recentemente no Brasil, estímulos

- como sistemas de financiamento - vêm possibilitando a ampliação e utilização dessa fonte de energia na geração distribuída no país.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo geral

O trabalho objetiva avaliar a correlação da temperatura de módulos fotovoltaicos e sua eficiência de geração, considerando diferentes inclinações e níveis de sujeidade.

1.1.2. Objetivos específicos

- Determinar a geração de energia elétrica e a temperatura superficial de módulos fotovoltaicos em diferentes inclinações e níveis de sujeidade;
- Calcular a eficiência dos módulos fotovoltaicos para diferentes condições estudadas no trabalho;
- Apontar a analogia existente entre a eficiência de geração dos módulos fotovoltaicos e a variação de temperatura dos mesmos;
- Verificar a possível correlação entre a temperatura dos módulos fotovoltaicos, os níveis de sujeidade e diferentes inclinações estabelecidas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Energia

De acordo com Chu, Cui e Liu (2017), a civilização continua a ser transformada por nossa capacidade de aproveitar a energia além do poder humano e animal. Após inúmeras revoluções, tanto agrícolas como industriais, grande parte da população mundial passou a aproveitar e utilizar uma parcela dessa energia, que até então era muito limitada. A utilização destes recursos está ligada à capacidade do ser humano de encontrar, extrair e usar a energia com melhor destreza.

Segundo Pratyusha e Vasudeva Rao (2016), os combustíveis fósseis, responsáveis pelo abastecimento da maior parte da demanda energética moderna, são consumidos mais rápidos do que as reservas poderiam suportar, sendo que nos próximos anos esse tipo de recurso será insuficiente. Se averiguarmos as implicações dessas reservas limitadas, enfrentaremos a situação em que o custo unitário da energia será alto, ao mesmo tempo que a preocupação com a poluição ambiental causada pela queima dos combustíveis fósseis será crescente.

Pratyusha e Vasudeva Rao (2016) complementam que, quanto aos recursos energéticos, são classificados em dois tipos: recursos renováveis, sempre presente e se renovando em um curto período de tempo, como a energia eólica, energia solar, energia hidráulica, energia geotérmica e a energia de biomassa; e recursos não renováveis, os quais não podem ser reabastecidos e se esgotam ao longo de sua utilização gerando resíduos poluentes e degradando o meio que se encontra, como a gasolina, carvão mineral, energia nuclear e o gás natural.

A futura viabilidade do suprimento de energia depende de uma mudança de paradigma de fontes fósseis não renováveis (resultante de uma grande quantidade de emissão de poluentes que intensificam o efeito estufa), para as fontes renováveis de energia que vêm recebendo grandes incentivos governamentais e pouco agride o meio ambiente. A energia solar é uma opção atraente e tem provocado grande atenção desde as últimas décadas, especialmente nos últimos anos, devido à queda significativa do preço de células fotovoltaicas, como apontado por Du *et al.* (2016).

2.2. Energia no Brasil

A empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza anualmente o Balanço Energético Nacional (BEN) com a contabilidade relativa à oferta e consumo de energia no Brasil, bem como dos processos de conversão de produtos energéticos e do comércio exterior. Portanto, através do BEN de 2019 (EPE, 2019), o qual tem como base os dados apurados no ano de 2018, a oferta interna de energia (OIE), ou seja, a energia total disponibilizada no país atingiu 288,4 Mtep, registrando um decréscimo de 1,7% em relação ao ano anterior, sendo que 45,3% dessa energia foi gerada através de fontes renováveis, conforme a Figura 1.

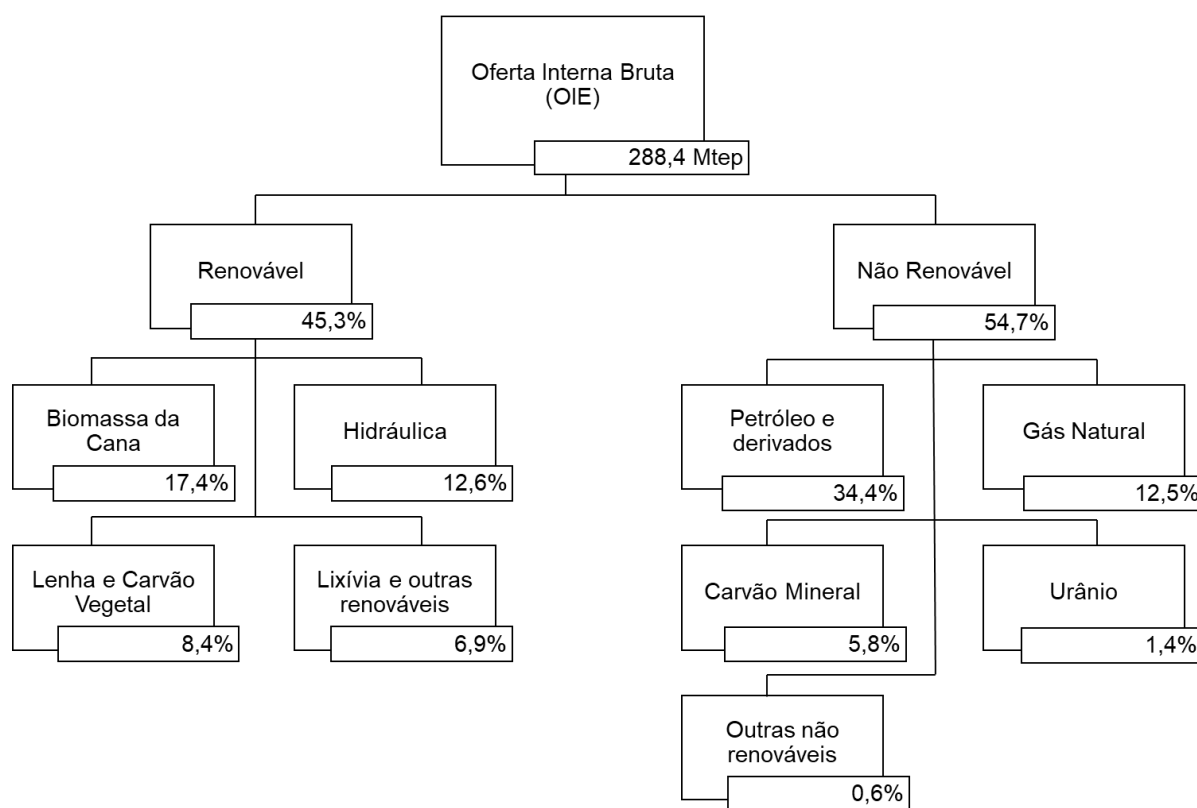


Figura 1 - Repartição da oferta interna de energia - OIE.

Fonte: Adaptado de EPE (2019, p. 18).

A OIE do Brasil, se comparada a outros países, possui alta porcentagem de produção através de fontes renováveis. Enquanto a média de participação de renováveis na OIE mundial foi de 13,7% em 2016, a utilização de renováveis no Brasil foi de 45,3% em 2018, conforme ilustrado na Figura 2.

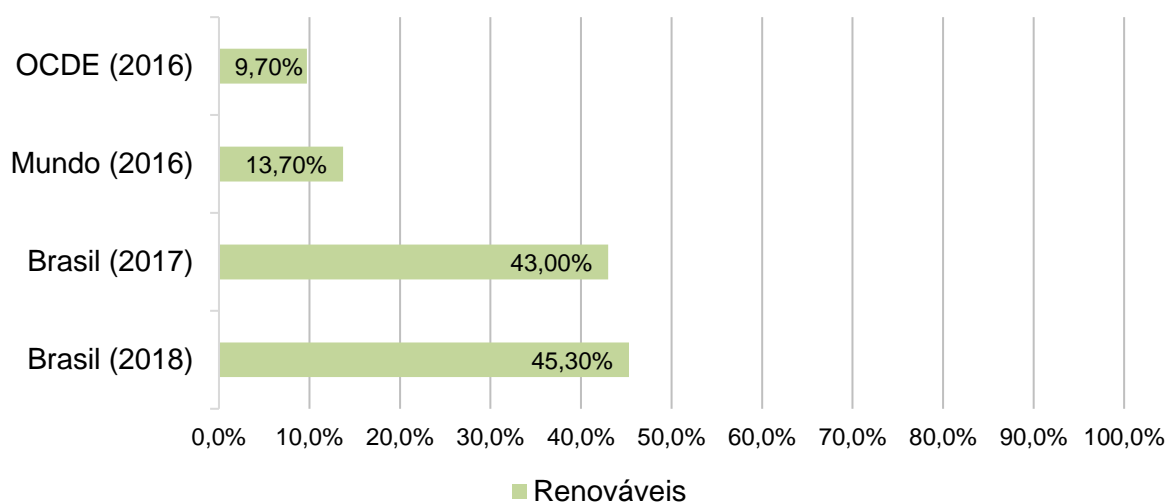


Figura 2 - Participação de renováveis na matriz energética.
Fonte: Adaptado de EPE (2019, p. 16)¹.

2.3. Geração de energia elétrica no Brasil

De acordo com o BEN de 2019 (EPE, 2019), a geração de energia elétrica no Brasil, em centrais de serviço público (83,2% da geração total) e autoprodutores (16,8% da geração total), atingiu 601,4 TWh em 2018, resultado 2,0% superior ao de 2017. A energia elétrica oriunda da autoprodução no Brasil em 2018 atingiu um montante de 101,2 TWh, sendo que 57,6 TWh não foram injetados na rede, ou seja, foram produzidos e consumidos pela própria instalação geradora. Importações líquidas de 35 TWh, somadas à geração nacional, asseguraram uma oferta interna de 636,4 TWh.

A fonte hídrica é a maior responsável pela produção de energia elétrica no Brasil, correspondendo a 66,6% da geração total no ano de 2018, conforme apontado na Figura 3.

¹ OCDE: Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico, composta por 37 países e conhecida como grupo dos países desenvolvidos.

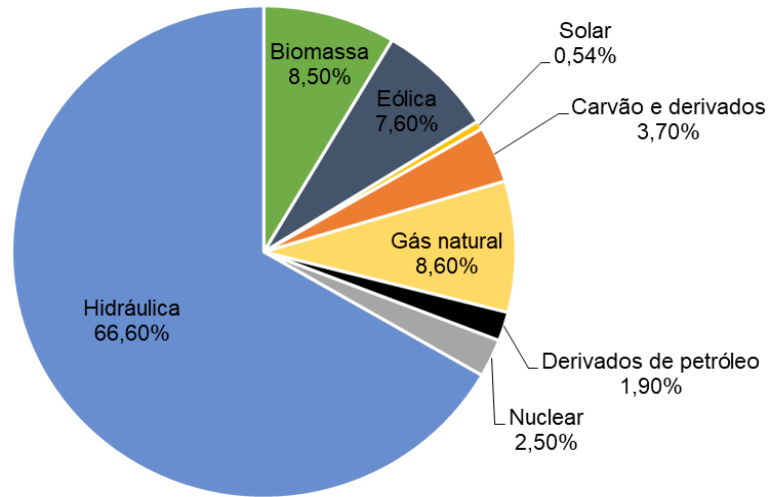


Figura 3 - Oferta Interna de Energia Elétrica (OIE) por fonte.
Fonte: Adaptado de EPE (2019, p. 16).

A Matriz Elétrica Brasileira é, predominantemente, formada de origem renovável, sendo uma das mais elevadas do mundo, conforme ilustrado na Figura 4. As fontes renováveis representam 83,3% da oferta interna de eletricidade no Brasil, resultado 3,3% superior ao ano de 2017 (EPE, 2019).

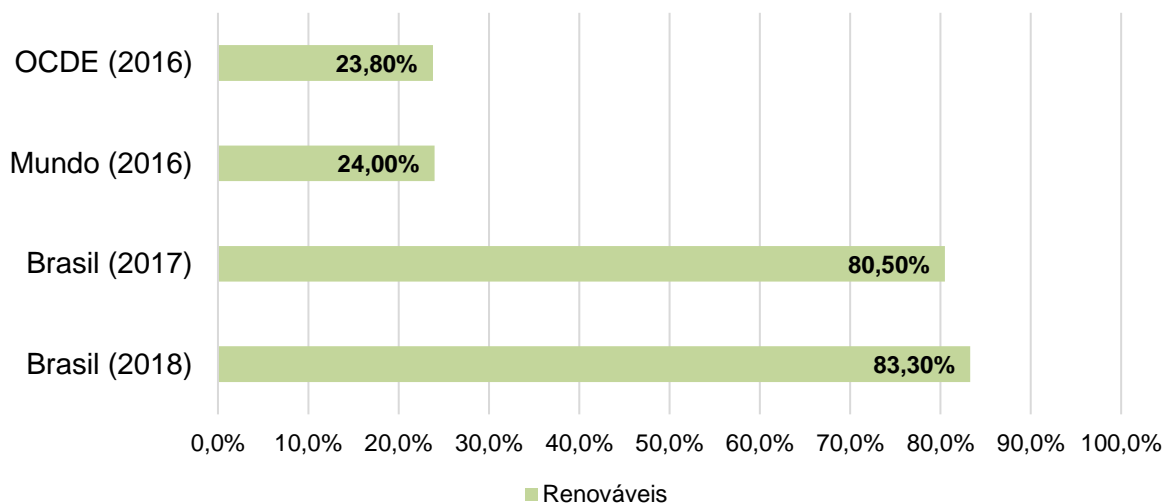


Figura 4 - Participação de fontes renováveis na matriz elétrica.
Fonte: Adaptado de EPE (2019, p. 36).

2.3.1. Geração distribuída de energia elétrica

Em âmbito mundial, a crescente demanda de carga elétrica levou a um aumento notável na capacidade de geração de energia elétrica. Conseqüentemente, exigiu de países desenvolvidos novas medidas para minimizar a quantidade de carga consumida. Além disso, como as usinas estão tipicamente localizadas longe dos centros de carga, as perdas de energia e as quedas de tensão são altas. Apesar de localização, a instalação de unidades de geração distribuída perto de centros de carga pode contribuir para resolver esses problemas. Assim sendo, a adoção de unidades de geração distribuída renováveis, como alternativas apropriadas às usinas de energia convencionais, contribuirá em grande parte para suprir a crescente demanda de carga (RAZAVI *et al.* 2019).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou em 2012 a Resolução Normativa (REN) 482/2012 (ANEEL, 2012), a qual estabeleceu, principalmente, as condições gerais para a micro e a minigeração distribuída, bem como o sistema de compensação de energia elétrica, possibilitando que o excedente gerado pela unidade consumidora seja injetado na rede da distribuidora, armazenando-o até o momento em que a unidade precise utilizá-lo.

Tal resolução sofreu algumas modificações impostas pela REN 687/2015 publicada em 2015, a qual reiterou que o sistema de compensação é válido para abatimento da produção excedente na energia consumida por consumidores de mesmo CPF (Cadastro de Pessoa Física) ou CNPJ (Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica), e ainda, alterou o prazo máximo para a compensação ser realizada em até 60 meses (ANEEL, 2015).

A REN 687/2015 também estabelece que, para qualquer fonte renovável de geração ou que utilize cogeração qualificada, a microgeração seja caracterizada pela potência instalada abaixo de 75 kW. Para a minigeração, a potência instalada acima de 75kW até 3 MW, para fontes hídricas, e até 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes (solar, eólica e biomassa), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Segundo o BEN de 2019 (EPE, 2019), a micro e a minigeração distribuída, em 2018, obtiveram um aumento de 131% em relação ao ano de 2017 na geração distribuída, alcançando valores de 828 GWh com uma potência instalada de 670 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 526 GWh e 562 MW de geração e

potência instalada, respectivamente, conforme ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Capacidade instalada quanto à geração distribuída de energia entre os anos de 2016 e 2018.

Fonte	Capacidade Instalada (MW)		
	2016	2017	2018
Hidráulica	4,4	37,3	58,9
Térmica	11,0	24,0	38,1
Eólica	0,2	10,3	10,3
Solar	56,9	174,5	562,3
Capacidade total	72,5	246,1	669,6

Fonte: Adaptado de EPE (2018, p.38) e EPE (2019, p.43).

Conforme os dados apresentados na Tabela 1, a fonte solar fotovoltaica apresenta o maior destaque entre as demais fontes renováveis, sendo responsável por 84% da capacidade total instalada de micro e minigeração de energia elétrica. Os benefícios e facilidades que a REN 482/2012 e a REN 687/2015 oferecem para os consumidores resultam em um aumento gradativo nesta área de produção de energia.

2.4. Fontes renováveis de energia

Em concordância com Panwar, Kaushik e Kothari (2011), a utilização de fontes renováveis de energia minimiza, em grande parte, os impactos ambientais e, ainda, leva em conta as necessidades econômicas e sociais (atuais e futuras).

Segundo Kalogirou (2016), as tecnologias de energias renováveis produzem energia comercializável, convertendo fenômenos naturais em formas úteis. Essas tecnologias utilizam a energia solar e seus efeitos diretos e indiretos na Terra, como recursos através dos quais a energia é produzida. Tais recursos, apesar de conter um potencial energético elevado, não são totalmente acessíveis, tornando restrito o uso destes equipamentos.

Atualmente, os custos iniciais – como a aquisição e instalação de equipamentos – e os custos de manutenção diminuíram bastante, aumentando a confiabilidade no produto, bem como a aplicação dos sistemas de energia renovável.

Para Panwar, Kaushik e Kothari (2011), o Sol é a fonte de todas as energias que acaba influenciando, direta ou indiretamente, os demais tipos. As principais formas de energia solar são o calor e a luz, os quais acabam sendo transformados e absorvidos pelo ambiente de diversas formas, resultando nas demais energias. Os autores classificam as principais fontes de energia renovável e sua forma de uso, através da Tabela 2.

Tabela 2 - Principais fontes de energia renovável e sua forma de uso.

Fonte de energia	Opções de conversão e uso de energia
Hidrelétricas	Geração de energia
Biomassa	Geração de calor e energia, pirólise, gaseificação, digestão
Geotérmica	Aquecimento urbano, geração de energia
Solar	Sistema doméstico solar, secadores solares, fogões solares
Solar direto	Fotovoltaico, geração de energia térmica, aquecedores solares
Eólica	Geração de energia, geradores eólicos, moinhos de vento
Ondas e marés	Inúmeros projetos, barragens, riachos

Fonte: Adaptado de Panwar, Kaushik e Kothari (2011, p. 1514).

2.5. Energia Solar

Segundo Nascimento (2017), a energia solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica através de materiais conversores, dentre os quais termoeletrico e fotovoltaico e, também, para a geração de potência mecânica ou elétrica como fonte de energia térmica. Podendo, ainda, ser aproveitada para iluminação e aquecimento de fluídos e ambientes.

O aproveitamento da energia solar é uma das alternativas energéticas mais promissoras a fim de suprir a demanda de energia necessária para o desenvolvimento humano. Como apontado por Pinho e Galdino (2014), a quantidade de energia solar recebida na superfície terrestre em duas horas é superior ao consumo energético da humanidade em um ano. Além disso, constitui-se em uma inesgotável fonte energética, com alto potencial de utilização através de sistema de captação e conversão dessa energia em demais formas, destacando-se a energia solar térmica e a energia solar fotovoltaica.

2.5.1. Energia solar térmica

Para Kannan e Vakeesan (2016), a energia solar é uma fonte intermitente de energia disponível e altamente dependente do tempo. Além disso, a conversão de energia solar em energia térmica é o método mais fácil e amplamente aceito.

Os sistemas de aquecimento solar são utilizados de diversas maneiras, sendo a aplicação mais comum a utilização para aquecimento de água de piscinas e edificações (DA CUNHA KEMERICH *et al.*, 2016). Entretanto, a utilização deste tipo de aquecimento de água não se limita apenas ao uso residencial, a água aquecida pode ser utilizada, também, para fins industriais, tanto para o pré-aquecimento como para o aquecimento final da água.

Para Pinho e Galdino (2014), a utilização deste tipo de energia implica não somente em saber captá-la, mas também em como armazená-la. Os equipamentos mais difundidos com o objetivo específico de se utilizar a energia solar térmica – absorvendo-a na forma de calor – a partir da radiação incidente sobre as placas são denominados coletores solares.

Os coletores solares são aquecedores de fluídos, líquidos ou gasosos, podendo ser classificados como coletores planos ou coletores concentradores. O fluído aquecido pode ser mantido em reservatórios térmicos até a sua utilização final.

Os coletores planos são utilizados, fundamentalmente, para aplicações residenciais e comerciais de baixa temperatura, por volta de 60°C. Já os coletores concentradores conseguem atingir temperaturas de até 400°C, geralmente utilizado pelo setor industrial (PINHO e GALDINO, 2014).

2.6. Radiação Solar

Segundo Tiepolo *et al.* (2018), o Sol fornece energia na forma de radiação solar, porém apenas uma parcela dessa energia chega na superfície do Planeta. Como a intensidade da radiação solar depende da distância entre o Sol e a Terra, aproximadamente 147 a 152 milhões de quilômetros, a irradiância, por sua vez, oscila entre valores de 1,325 kW/m² e 1,412 kW/m², sendo o valor médio conhecido como Constante Solar, 1,366 kW/m². A Constante Solar representa a irradiância solar média anual medida em um plano perpendicular à direção da propagação dos raios solares no topo da atmosfera, todavia, este nível de irradiância não atinge a superfície da

Terra, pois a atmosfera do Planeta o reduz através da reflexão, absorção e dispersão.

Em conformidade com Pinho e Galdino (2014), a radiação solar que chega em uma superfície é classificada por três componentes: direta, difusa e reflexiva. Quando a radiação solar não têm obstáculos em seu trajeto, esta é chamada de componente direta, resultando em sombras nítidas.

Já, a componente difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espelhamento pela atmosfera terrestre. Quando a radiação solar é refletida pelo ambiente, através do solo, vegetação, obstáculos, entre outros é denominada componente reflexiva, também classificada de Albedo, conforme representado na Figura 5. Sendo que, a resultante de todas as componentes é denominada de radiação solar global.

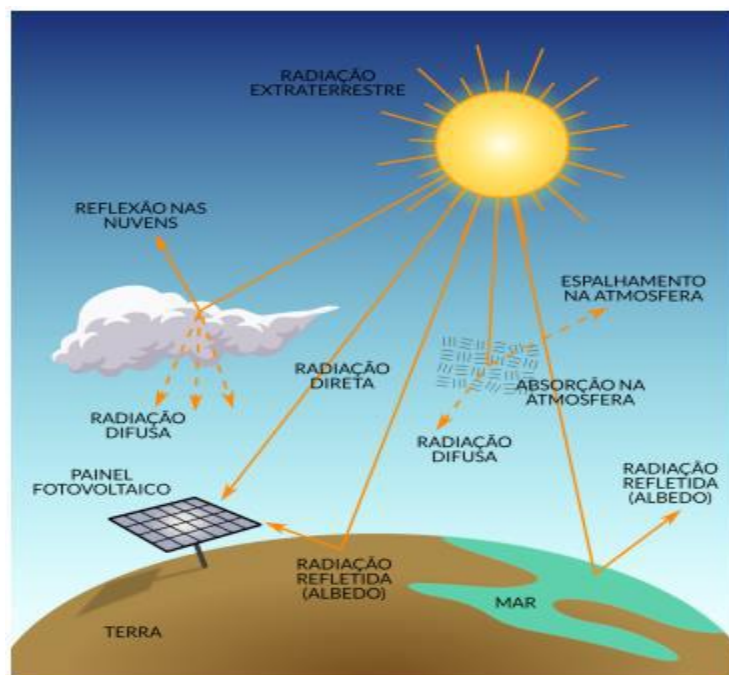


Figura 5 - Componentes da radiação solar.
Fonte: TIEPOLO *et al.*, 2017.

Conforme Lima *et al.* (2003), a radiação solar que atinge a superfície terrestre não é igual a constante solar, pois sofre na sua trajetória as seguintes influências:

- Latitude: conforme a latitude aumenta, a área da superfície terrestre que a mesma radiação atinge é maior, resultando em uma menor concentração de radiação solar;
- Estações do ano: resultante do movimento de translação da Terra, por um período expondo mais o hemisfério Sul à luz solar e no outro o hemisfério

Norte;

- Horário do dia: a cada hora que passa, a radiação solar atinge uma determinada superfície sob angulações diferentes;
- Condições do céu: a quantidade de nuvens que recobrem o céu interfere na radiação que atinge a superfície terrestre;
- Condições atmosféricas: dias enfumaçados, nublados ou poluídos alteram a radiação disponível.

Segundo Bohn (2019), a eficiência de um módulo fotovoltaico (fornecida pelo fabricante) está relacionada à quantidade da irradiância solar disponível, dada em W/m^2 , que o módulo é capaz de converter em energia elétrica. A irradiância solar é a quantia disponível de energia proveniente do sol, (W) por unidade de área (m^2), já a irradiação solar (Wh/m^2) é a energia fornecida pelo Sol por unidade de hora (Wh) e de área (m^2).

2.7. Energia Fotovoltaica

De acordo com Sampaio e González (2017), a energia fotovoltaica não oferece problemas ambientais quando comparada às demais fontes convencionais de geração de energia, em especial, àquelas que utilizam combustíveis fósseis durante a sua geração, como mudanças climáticas, aquecimento global, poluição do ar, chuvas ácidas, entre outros

Outra vantagem em relação aos combustíveis fósseis é que a energia solar fotovoltaica não precisa ser extraída, refinada ou transportada para o local de geração. Entretanto, durante as etapas de fabricação das células solares, transporte de materiais e montagem dos módulos fotovoltaicos há um grande consumo de energia e até mesmo emissão de gases de efeito estufa (SAMPAIO e GONZÁLEZ, 2017).

Da Cunha Kemerich (2016) e Tiepolo *et al.* (2018) afirmam que a energia obtida através da conversão direta da radiação solar em eletricidade é denominada de energia solar fotovoltaica, este efeito ocorre por intermédio de materiais semicondutores, fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico.

Segundo Ferreira *et al.* (2018), o módulo fotovoltaico é o principal elemento de um sistema fotovoltaico, composto por um conjunto de células fotovoltaicas que, por sua vez, tem o objetivo de obter energia elétrica através da conversão da radiação solar.

Consoante a Kannan e Vakeesan (2016), e Ferreira *et al.* (2018), os dispositivos fotovoltaicos geralmente utilizam material semicondutor para induzir a eletricidade, usualmente utilizado como material o silício.

Segundo Sampaio e González (2017), a conversão da radiação solar em eletricidade ocorre devido ao efeito fotovoltaico, em materiais semicondutores, que apresentam duas bandas de energia. Sendo que em uma a presença de elétrons é permitida, denominada banda de valência, enquanto na outra banda não há presença deles, denominada banda de condução. Deste modo, a função da radiação solar é fornecer energia para que o elétron mais externo possa se mover da banda de valência para a banda de condução do material, gerando uma corrente elétrica.

O silício possui quatro elétrons em sua última camada, também denominada de camada de valência, compartilhados através de ligações covalentes. No entanto, este material não é um bom condutor de eletricidade, devendo ser dopado com outros elementos, como o fósforo, que possui cinco elétrons em sua camada de valência, permanecendo um elétron livre, formando um semicondutor de silício com carga negativa. Quando o silício é dopado com um elemento que possui menos elétrons do que sua camada de valência, como, por exemplo, o boro que possui três elétrons na última camada, é formado um semicondutor de silício com carga positiva. A combinação das duas cargas, positiva com negativa, gera um desequilíbrio de carga, resultando em um campo elétrico. Assim, a luz do sol tem a função de excitar os elétrons, gerando um fluxo que produz uma corrente elétrica e uma diferença no potencial elétrico (FERREIRA *et al.*, 2018).

2.7.1. Células fotovoltaicas

Conforme apontado por Sumathi, Kumar e Surekha (2015), a energia gerada por apenas uma célula fotovoltaica é pequena, portanto, as células são conectadas em arranjos, geralmente em série, para formar módulos fotovoltaicos de maior potência. Um sistema fotovoltaico é composto por várias células fotovoltaicas.

De acordo com Lacerda e Bergh (2016), as tecnologias fotovoltaicas utilizadas para produção de energia elétrica podem ser classificadas, de acordo com o material utilizado em suas células fotovoltaicas, em três gerações.

Células fotovoltaicas de primeira geração utilizam a tecnologia de silício cristalino (c-Si), representando 80% do mercado fotovoltaico, tanto em sua forma

cristalina simples, também chamada de monocristalino (m-Si), quanto na sua forma policristalina (p-Si). Células fotovoltaicas de silício cristalino se destacam pela sua elevada eficiência, longa duração, facilidade e custo de reciclagem e o fato de o silício ser o segundo material mais abundante do planeta (LACERDA e BERGH, 2016).

Segundo Sampaio e González (2017), células de silício cristalino possuem excelente eficiência de conversão e maior vida útil, no entanto, possuem alto custo de fabricação e requisitos de energia durante seu ciclo de vida. Além disso, necessitam de materiais mais puros e com estrutura cristalina perfeita.

Células fotovoltaicas de segunda geração são construídas depositando camadas extremamente finas de material fotossensível em um suporte de baixo custo, incluindo três famílias principais: silício amorfo (a-Si) e silício micro amorfo (μ-Si); telureto de cádmio (CdTe); e seleneto de cobre e índio (CIS) e cobre, disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Células de segunda geração possuem um baixo custo de produção, menor uso de energia e material para fabricação e menos etapas de processamento. Entretanto, sua eficiência é reduzida, assim como sua duração e estabilidade. Por fim, células de terceira geração incluem tecnologias fotovoltaicas orgânicas, ainda em demonstração, ou que não foram amplamente comercializadas, filmes finos inorgânicos avançados e células solares termo fotovoltaicas (LACERDA e BERGH, 2016).

Conforme Kawagoe, Hishikawa e Yamada (2017), para determinar a eficiência de um módulo fotovoltaico, este deve ser testado em condições padrão, também chamado de *Standard Test Conditions* (STC), ou seja, condições de teste padrão. Para tanto, algumas medidas devem ser adotadas para que o ambiente seja, de certa forma, controlado. Conforme o padrão global de STC, a temperatura da célula durante o teste é igual a 25°C, com uma irradiância incidente sobre o plano das células igual a 1000 W/m² e um espectro de massa de ar igual a 1,5.

Green *et al.* (2019) apresentam através de tabelas as maiores eficiências confirmadas para células e módulos solares. A Tabela 3 apresenta a eficiência em laboratório, isto é, através do STC, de diferentes células fotovoltaicas.

Tabela 3 - Eficiência confirmada de células fotovoltaicas, testadas em laboratório.

Células fotovoltaicas	Abreviação	Área (cm ²)	Eficiência (%)	Categoria
Silício monocristalino	m-Si	79,0**	26,7	Silício cristalino
Silício policristalino	p-Si	3,92*	22,3	
Disseleneto de cobre, índio e gálio	CIGS	1,04**	23,4	Filme fino
Telureto de cádmio	CdTe	1,06*	21,0	
Silício amorfo	a-Si	1,0**	10,2	

Fonte: Adaptado de Green *et al.* (2019, p. 2).

Notas: *área de abertura **área de iluminação designada.

Através dos dados da Tabela 3, as células de silício estão entre as mais eficientes, com destaque para a célula de silício monocristalino com 26,7%. Enquanto a maior eficiência para células de filme fino é de 23,4%, células de CIGS, e a mais baixa (10,2%) são as células de silício amorfo.

2.8. Potencial Fotovoltaico Brasileiro

Conforme IEA (2019), os países com maior capacidade fotovoltaica instalada, até 2018, representam cerca de 86% do mercado mundial, com destaque para a China (175,4 GW) pelo sexto ano consecutivo, seguido dos Estados Unidos da América (EUA) (62,5 GW), Japão (56,2 GW), Alemanha (45,45 GW). Na sequência, Índia (32,9 GW), Itália (20,1 GW), Reino Unido (13,0 GW), Austrália (10,9 GW), França (8,9 GW) e Coreia (8,1 GW). Em 2017, o Brasil chegou a fazer parte dos dez países com maior capacidade instalada, perdendo sua posição em 2018.

Segundo Jäger-Waldau (2020), os três maiores mercados China, União Europeia (UE27) e EUA detinham mais de 64% da capacidade total de energia fotovoltaica mundial, 638 GW no final de 2019. Considerando a tendência de implantação atual, se estima que a capacidade total de energia fotovoltaica ultrapasse 1 TW em 2022.

O Brasil possuía 2,3 GW em 2019, de capacidade fotovoltaica instalada, sendo que em 2018, graças a importantes mudanças políticas e incentivos governamentais, os quais facilitaram a instalação e produção de energia fotovoltaica, cerca de 1,0 GW de capacidade fotovoltaica (IEA, 2019).

Os mercados combinados da América do Norte e do Sul cresceram mais de 25% e uma nova capacidade de energia solar fotovoltaica de cerca de 21 GW foi adicionada em 2019. Entre os três maiores mercados, México (2,1 GW) e Brasil (3,0 GW) mudaram de lugar, enquanto os EUA (13,2 GW) ficaram em primeiro lugar. Cerca de 100 GW já estão instalados nas Américas, com mais de 75% nos EUA (JÄGER-WALDAU, 2020).

De acordo com o IEA (2019), em 2018 a Alemanha possuía a quarta maior capacidade instalada do mundo em energia fotovoltaica (a primeira da Europa) e, ainda, ficando em primeira colocação quanto à capacidade instalada em energia fotovoltaica por habitante, 548 W/per capita, na frente do Japão com 444 W/per capita, e Austrália com 438 W/per capita.

Para Castillo, Silva e Lavalle (2016), o principal fator para esse potencial aproveitado, quando comparado com regiões que são referências nesta tecnologia, principalmente na Europa, é o apoio de políticas públicas.

Em concordância com Pereira *et al.* (2017), o Brasil possui em média uma incidência de radiação solar alta durante o ano todo, em razão do seu clima intertropical. A região Nordeste apresenta o maior potencial solar, com valor médio do total diário da irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m². A região Sul apresenta o potencial solar mais baixo do Brasil, com valores de 4,53 kWh/m² para a irradiação global média no plano horizontal, próximo aos valores da região Norte que atinge 4,64 kWh/m², conforme ilustrado na Figura 6.

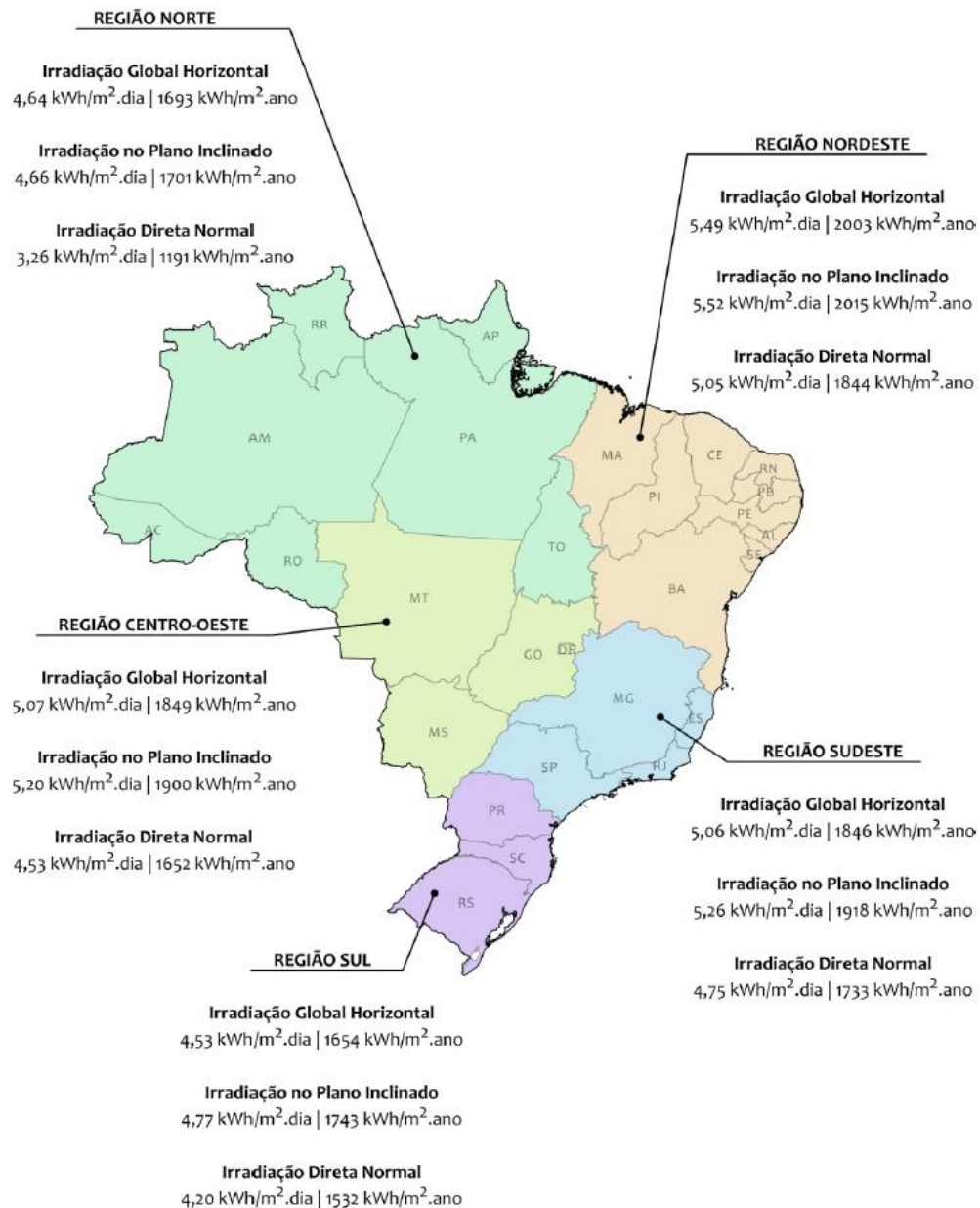


Figura 6 - Síntese dos níveis de irradiação solar média por região.
Fonte: Pereira *et al.* (2017).

Apesar de o Brasil apresentar um dos maiores potenciais para geração fotovoltaica, a capacidade instalada no país ainda é pequena (BOHN, 2019), conforme mostra a Figura 7. A irradiação solar global horizontal média anual tem valores entre 1534 e 2264 kWh/m². Sendo que esse valor é superior à maioria dos países europeus, como é o caso da Alemanha que apresenta uma irradiação solar global horizontal média anual inferior a qualquer lugar do Brasil, com valores de 949 a 1241 kWh/m², atual líder de capacidade instalada na Europa, como mostra a Figura 8.

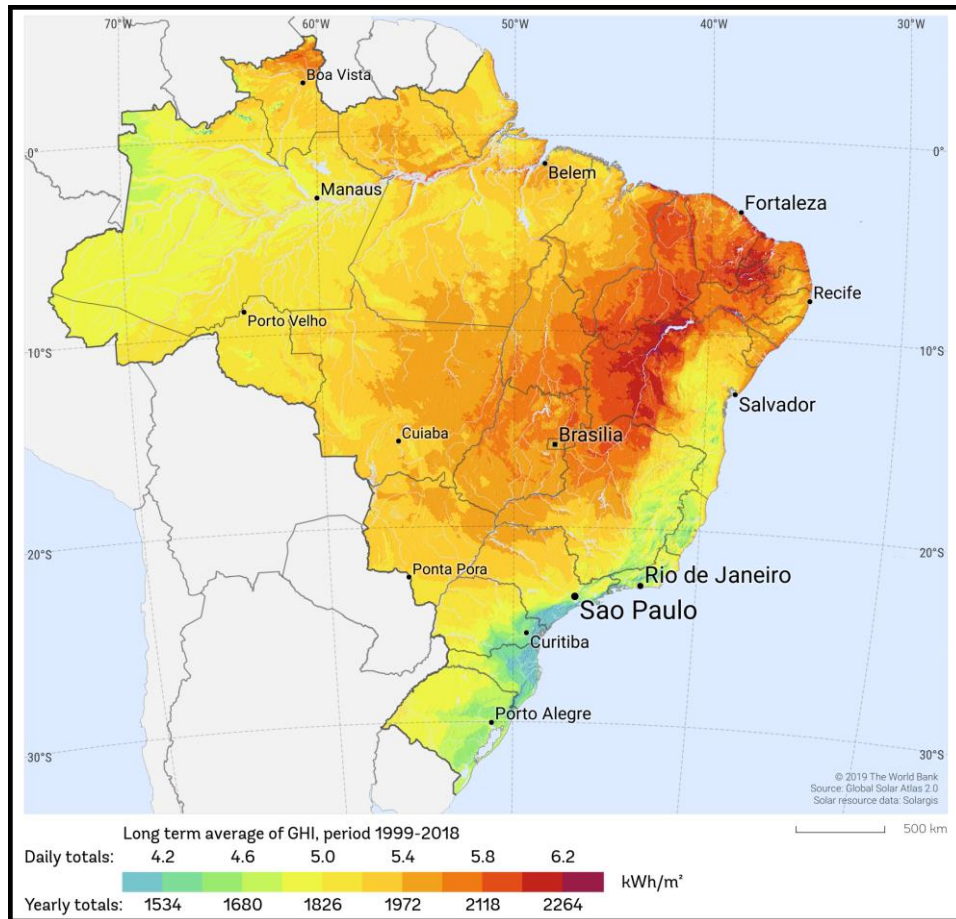


Figura 7 - Irradiação global média no plano horizontal do Brasil, entre 1999 e 2018.
Fonte: SOLARGIS (2020).

Conforme apontado por Bohn (2019), até mesmo em regiões não muito propícias para geração de energia fotovoltaica, como a região costeira mais ao Sul e Sudeste do Brasil, a produção de energia elétrica seria maior do que a registrada em qualquer região da Alemanha.

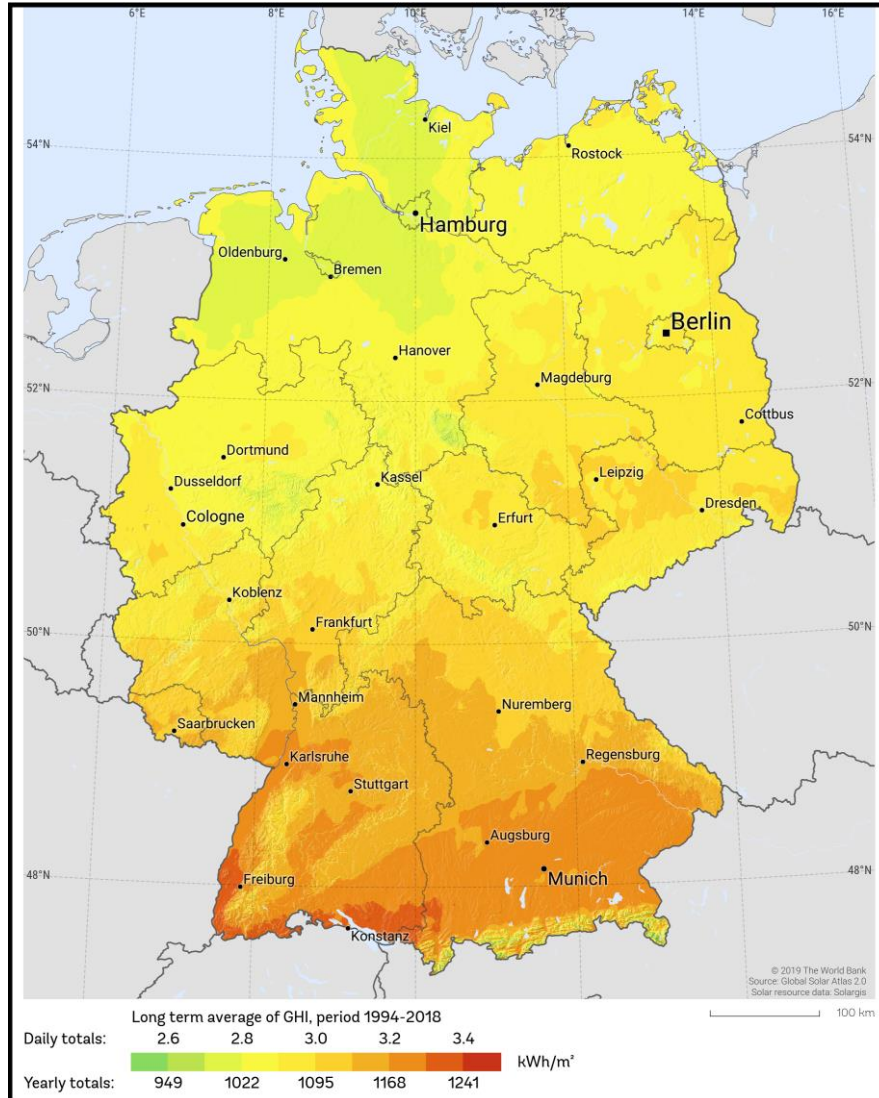


Figura 8 - Irradiação global média no plano horizontal da Alemanha, entre 1999 e 2018.
Fonte: SOLARGIS (2020).

Tiepolo *et al.* (2018) averiguaram que, para o Estado do Paraná, há uma média diária de irradiação solar global horizontal de 4,67 kWh/m².dia, ou uma média anual de 1705 kWh/m².ano, conforme a Figura 9. Comparando-se, então, à média obtida para o Estado do Paraná com as obtidas nos principais países europeus, têm-se que a média obtida no estado é 43% superior à da Alemanha; 2,22% superior à da Itália; 55,11% superior a do Reino Unido; 18,25% superior à da França e 8,14% superior à da Espanha. O Estado do Paraná possui um potencial para geração de energia fotovoltaica superior a 27 países europeus, inclusive países onde tecnologias fotovoltaicas são bastante difundidas e utilizadas.

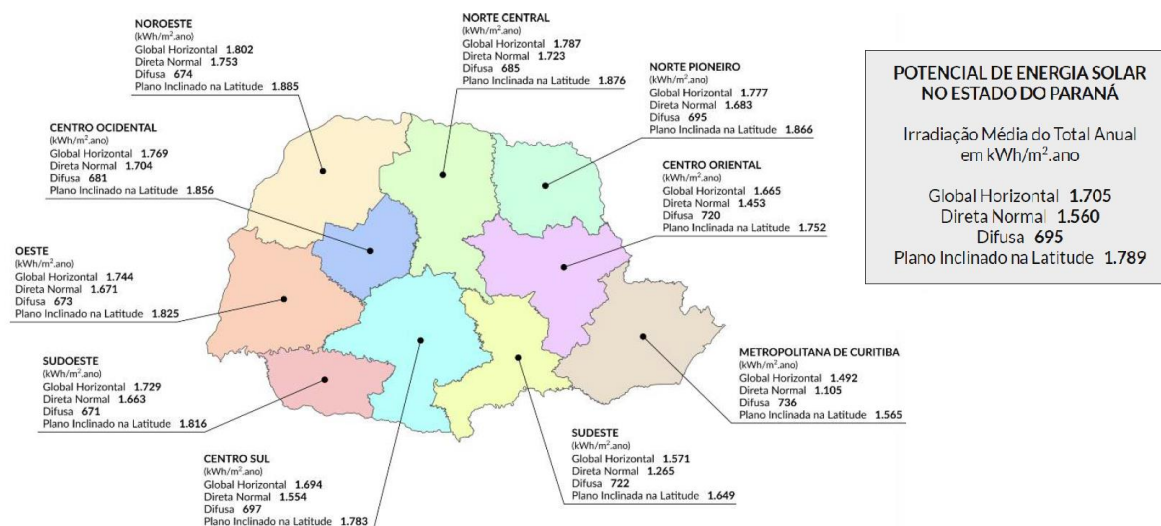


Figura 9 - Potencial anual médio de energia solar no Estado do Paraná e mesorregiões.

Fonte: Adaptado de TIEPOLO *et al.* (2018).

De acordo com os dados fornecidos pelo programa *SunData* (CRESESB, 2018), a cidade de Cascavel, Paraná, apresenta uma média anual de irradiação solar diária maior que a média para o estado, conforme Tabela 4. Verifica-se ainda, que o maior valor da irradiação solar diária média anual, 4,96 kWh/m².dia, se encontra no plano inclinado a 21°, e orientado para o Norte Geográfico.

Tabela 4 - Irradiação solar diária média anual para o município de Cascavel, Paraná.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média anual (kWh/m ² .dia)
Plano horizontal	0° N	4,75
Ângulo igual a latitude	25° N	4,96
Maior média anual	21° N	4,97
Maior mínimo mensal	45° N	4,66

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

Segundo Ferreira *et al.* (2018), apesar dos altos níveis de irradiância solar que o Brasil apresenta em grande parte de seu território, tal recurso não é aproveitado. O alto custo da implantação deste tipo de tecnologia, quando comparado às demais fontes de energia tradicionais, acaba sendo uma limitação para sua implantação. Bohn (2019) complementa que a diferença do aproveitamento energético entre o Brasil e países que a utilizam mais intensivamente está relacionada à falta de interesse no

investimento de sistema fotovoltaicos, interesse diretamente relacionado à viabilidade econômica.

Contudo, a EPE (2016) sustenta uma perspectiva, em especial para consumidor residencial, de redução de custos de sistemas fotovoltaicos nas próximas décadas, como mostra a Tabela 5.

Tabela 5 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos.

Sistema Fotovoltaico	2013 (R\$/Wp)	2020 (R\$/Wp)	2030 (R\$/Wp)	2040 (R\$/Wp)	2050 (R\$/Wp)
Residencial	7,0	4,4	3,2	2,7	2,3
Comercial	6,5	4,2	3,0	2,5	2,1
Industrial	6,0	3,4	2,7	2,3	2,0

Fonte: Adaptado de EPE (2016, p. 220).

Segundo Lacerda e Bergh (2016), Kannan e Vakeesan (2016) e Ferreira *et al.* (2018), o alto custo de sistemas fotovoltaicos vem diminuindo com o passar dos anos, resultado de incentivos de políticas públicas, investimentos em tecnologias que possibilitam reduzir o custo das células fotovoltaicas e investimentos em pesquisas para aumentar a eficiência em sistemas.

O custo para fabricação de uma célula de silício cristalino, em 1977, era de 76,67 dólares por watt, já em 2014, devido à incorporação de novas técnicas na indústria fotovoltaica, o valor passou a ser 0,36 dólares.

2.9. Sistemas Fotovoltaicos

Conforme Jakoplić *et al.* (2021), os sistemas fotovoltaicos podem operar conectados à rede de distribuição, *on-grid*, ou de maneira isolada, *off-grid*. Quando o sistema é conectado à rede, as condições de operação são alteradas de forma positiva ou negativa. Alguns exemplos de mudanças positivas são a redução das cargas da linha de transmissão e o aumento da estabilidade da tensão, enquanto as mudanças negativas consistem em frequências indesejáveis e flutuações de tensão.

A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação ou da disponibilidade dos recursos energéticos na região que o sistema for instalado. Nas palavras de Souza (2016), sistemas fotovoltaicos não produzem ruído acústico ou

eletromagnético, e tão pouco emitem gases tóxicos ou outro tipo de poluição ambiental, depois de instalados.

2.9.1. Sistema fotovoltaico *Off-Grid*

O sistema fotovoltaico isolado, também denominado de sistema fotovoltaico *off-grid*, é aquele que não está conectado à rede de distribuição de energia elétrica, ou seja, um sistema isolado em que a energia produzida pelo sistema geralmente é consumida no próprio local (SOUZA, 2016; BOHN, 2019; PINHO e GALDINO, 2014).

Tonin (2017) afirma que sistemas isolados normalmente são instalados em locais onde o abastecimento energético padrão é deficiente ou até mesmo não existe, haja vista o custo para conexão ser muito elevado.

Conforme Bohn (2019), os sistemas isolados sem acumulação (sem baterias) se referem a um sistema instalado cuja energia produzida pelo módulo fotovoltaico só pode ser utilizada enquanto houver produção de energia, ou seja, o sistema funciona apenas em horários que o sol estiver aparente e a irradiação solar for suficiente para produzir energia elétrica.

Um exemplo típico desse sistema é o bombeamento de água de um local para outro mais elevado, através de uma bomba eletromecânica, enquanto houver incidência de irradiação solar sobre o sistema fotovoltaico, porém, no período noturno ou mesmo em dias nublados não haverá bombeamento de água.

Segundo Souza (2016), apesar dos sistemas isolados (sem baterias) não utilizarem de armazenamento elétrico, o mesmo é feito na forma de água contida no reservatório elevado, ou seja, energia gravitacional.

Sistemas isolados com acumulação utilizam baterias de corrente contínua para armazenar, temporariamente, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico, podendo ser aproveitada em períodos em que não há produção de energia pelo sistema. A desvantagem de utilizar baterias, como forma de armazenamento da energia, é o seu alto custo, necessidade de substituição e, ainda, de um ambiente propício para a instalação, resultando em um sistema mais oneroso (BOHN, 2019).

2.9.2. Sistema fotovoltaico *On-Grid*

Conforme Pinho e Galdino (2014), sistemas fotovoltaicos conectados à rede, ou *on-grid*, dispensam o uso de acumuladores, haja vista que a energia produzida é injetada diretamente na rede de distribuição para, posteriormente, ser consumida pelas unidades conectadas ao sistema de distribuição.

Para Tonin (2017), os sistemas conectados à rede são caracterizados por estarem integrados ao sistema público de fornecimento de energia elétrica. Neste caso, onde não existe a geração de energia do sistema fotovoltaico, o consumidor utiliza a rede da concessionária como fonte de energia, abatendo os créditos gerados nos momentos em que a geração foi maior que o consumo.

Khatib, Ibrahim e Mohamed (2016) apontam que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são amplamente utilizados com unidades de geração distribuída em sistemas de energia. Rawat, Kaushik e Lamba (2016) ressaltam que a ausência de unidades de armazenamento acaba resultando em uma economia no sistema, já que toda energia produzida será injetada na rede de distribuição.

2.9.3. Associação de módulos fotovoltaicos

O valor da máxima potência de um módulo fotovoltaico, sob condições padrão de teste, é fornecido pelo fabricante como informação de placa. Assim como a máxima potência, outras características intrínsecas ao módulo fotovoltaico são a potência nominal, tensão e corrente (ZILLES *et al.*, 2012)

Conforme Louie (2018), os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em série, paralelo ou uma combinação deles – dependendo da corrente e tensão desejadas – para formar painéis fotovoltaicos com maior potência. A associação de módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, de células fotovoltaicas se faz necessária quando apenas um módulo é insuficiente para a demanda de potência exigida.

Segundo Souza (2015), na associação em série, a conexão é feita do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro e, assim, sucessivamente. Quando a ligação dos módulos é em série, as tensões são somadas e a corrente para módulos iguais não é afetada, de acordo com a Figura 10, através da curva *I-V* do sistema.

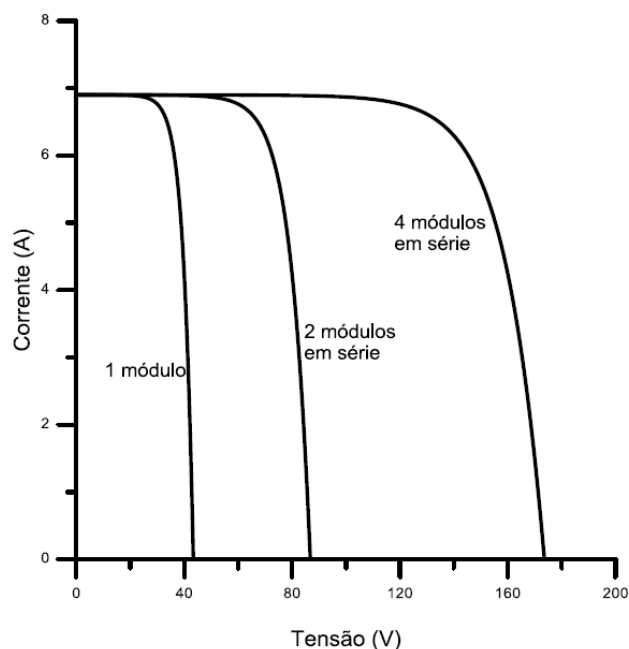


Figura 10 - Curvas I-V para a conexão em série de módulos fotovoltaicos iguais de 220W.

Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Conforme Pinho e Galdino (2014), quando a associação é feita em série, as correntes que fluem através dos módulos são iguais, desta forma, a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com a menor corrente individual. Sendo assim, caso ocorra uma dispersão de características elétricas ou até mesmo um sombreamento parcial de um módulo, o sistema todo será prejudicado. Já a conexão em paralelo ocorre da união dos terminais positivos de todos os módulos entre si, assim como os terminais negativos. Quando a ligação dos módulos é feita em paralelo, as correntes são somadas e a tensão não sofre alteração, novamente para módulos iguais, conforme apontado na Figura 11.

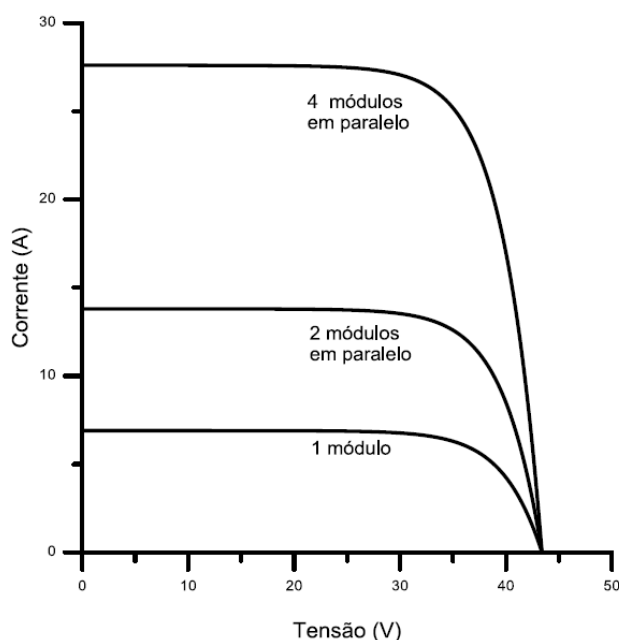


Figura 11 - Curvas I - V para a conexão em paralelo de módulos fotovoltaicos iguais de 220W.

Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.10. Posicionamento de um Sistema Fotovoltaico

Conforme apontado por Bohn (2019), alguns fatores devem ser levados em conta em relação à instalação de sistemas fotovoltaicos, para que a eficiência do sistema consiga ser aproveitado da melhor forma possível. Sendo três os principais fatores: a localização, a orientação e a inclinação dos módulos fotovoltaicos.

2.10.1. Localização de um sistema fotovoltaico

Segundo Kormann (2014), um dos primeiros passos para o processo de implantação de um sistema fotovoltaico é o estudo das condições climáticas e de potencial de geração local. O mesmo deve ser instalado em locais com boa incidência de irradiação solar, pois quanto maior a irradiação, maior a produção de energia elétrica.

Conforme Júnior (2016), a escolha do local em que o arranjo fotovoltaico deverá ser instalado é um dos fatores determinantes para o melhor desempenho de sistemas fotovoltaicos.

Taheri (2010) demonstra em sua pesquisa que o sombreamento (parcial ou total) afeta negativamente a produção de energia de um sistema fotovoltaico. Conhecer o local da instalação favorece a produção, evitando o sombreamento provocado por prédios, árvores, postes, dentre outros objetos entorno sobre o sistema, podendo reduzir significativamente o potencial de geração ou até mesmo cessando a produção de energia.

2.10.2. Orientação de um sistema fotovoltaico

Zilles *et al.* (2012) apontam que por razões econômicas se evita a utilização de seguidores solares em sistemas de menor porte, devendo-se, então, orientar o sistema fotovoltaico em direção à linha do Equador, a fim de que haja máxima captação da radiação solar ao longo do ano. O Brasil está localizado no hemisfério Sul, logo, a face dos módulos deve estar orientada para o Norte verdadeiro, também chamado de Norte geográfico.

Ressaltando que a direção do Norte verdadeiro, geralmente, não coincide com a direção indicada pela bússola, esta, no caso, indica o Norte magnético, sendo necessário realizar a correção do referencial magnético, utilizando-se a Declinação Magnética do local de instalação, obtida através de mapas e programas computacionais.

A Figura 12 ilustra a aplicação da correção do referencial magnético para um local onde a declinação magnética é igual a 20° negativos.

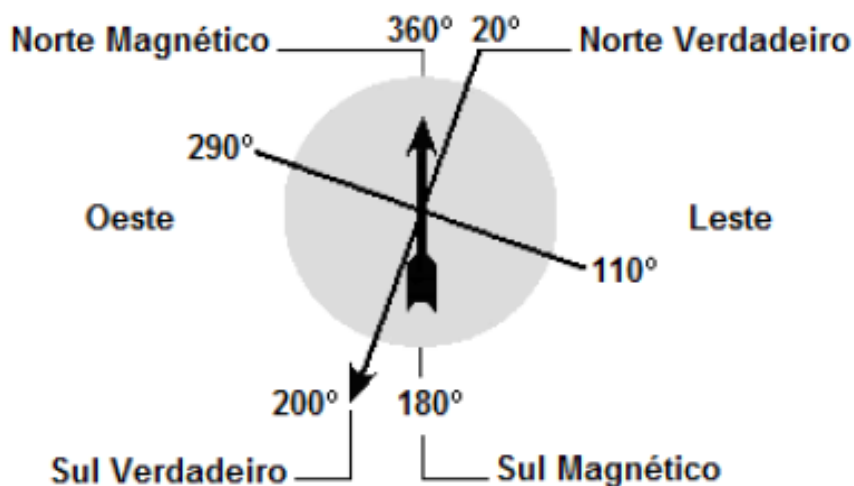


Figura 12 - Exemplo de correção do referencial magnético, para uma declinação

magnética local de 20° negativos.
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.10.3. Inclinação de um sistema fotovoltaico

Segundo Souza (2016), a inclinação adequada de um sistema fotovoltaico permite o melhor aproveitamento da irradiação solar durante todo o ano, compensando a menor incidência no inverno, no caso de sistemas autônomos, ou maximizando a geração de energia elétrica no verão, no caso de sistemas conectados à rede.

Hegazy (2001) observou em seu experimento, realizado no Egito, que as densidades superficiais das partículas coletadas com pequenos diâmetros médios, menor que 1mm, foram maiores nos painéis com ângulos de inclinação elevado, enquanto as partículas de poeira mais grosseiras, com diâmetro médio de 3mm, se alastraram em maiores proporções nos painéis com baixa inclinação.

Gasparin e Krenzinger (2017), assim como Junior *et al.* (2016) analisam o posicionamento e inclinação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, instalado em diferentes cidades no Brasil, chegando à conclusão de que os melhores valores são obtidos quando o sistema está inclinado próximo à latitude local, e ainda orientado para o Norte geográfico, quando localizado no hemisfério Sul. O pior caso possível é quando o sistema está orientado para a direção Sul.

Pinho e Galdino (2014) apontam que para melhor aproveitamento do sistema fotovoltaico, o ângulo de inclinação deve ser igual à latitude local onde o sistema está instalado. Pequenas variações, tanto na inclinação como orientação do sistema fotovoltaico não resultam em grandes perdas de geração de energia.

Segundo Júnior *et al.* (2018), para que sistemas fotovoltaicos tenham um melhor aproveitamento da energia solar é recomendado que a inclinação não seja superior ou inferior a 10° da latitude do local, salvo em locais próximos à linha do Equador, com latitude menor que 10°. Portanto, é utilizada uma inclinação mínima de 10° para favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva.

A inclinação ideal de um sistema fotovoltaico pode variar conforme as estações do ano, bem como a latitude do local. Dependendo da aplicação e das condições climáticas ao longo do ano, pode-se utilizar outras inclinações que privilegiem a geração em épocas diferentes (PINHO e GALDINO, 2014).

Conforme Da Nóbrega *et al.* (2018), para cidades localizadas na região nordeste, ou seja, próximas à linha do Equador, a energia produzida pelo sistema com inclinação horizontal independe do ângulo azimutal, logo, as perdas não chegam a ser significativas em relação ao sistema orientado de modo ideal. De toda forma, a inclinação horizontal do sistema não é recomendada, pois a sujeira na superfície do módulo pode prejudicar o seu rendimento global.

Para sistemas fotovoltaicos autônomos, instalados em locais onde a latitude local esteja entre 15° e 35°, é recomendado que ele seja instalado com uma inclinação igual à latitude local acrescida de 5°, já para sistemas conectado à rede, a inclinação ideal é igual à latitude local reduzida de 5° (SOUZA, 2016).

2.11. Princípios que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos

De acordo com Klugmann-Radziemska (2015), considerando os parâmetros externos ao módulo fotovoltaico, o desempenho das células fotovoltaicas sofre influência do material de cobertura do módulo fotovoltaico, da orientação e do ângulo de inclinação, o tipo de instalação (rastreo ou estacionário), localização, temperatura da célula fotovoltaica, sombreamento, deposição de poeira e da sujeira do módulo.

Santhakumari e Sagar (2019) afirmam que a degradação do módulo fotovoltaico é afetada, principalmente, por quatro fatores climáticos: temperatura, umidade, irradiação e estresse mecânico, os quais induzem em mais degradações, como corrosão, descoloração e quebra.

Para Yilbas *et al.* (2016), o acúmulo de poeira sobre a superfície dos módulos também é um fator que influencia no desempenho do sistema fotovoltaico. Sempre que necessário, as partículas de poeira depositadas devem ser removidas, para melhorar a incidência de irradiância solar sobre as células fotovoltaicas.

Segundo Jaszczur *et al.* (2021), a temperatura do módulo fotovoltaico depende de muitos parâmetros, tais como: temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, poluição do ar, envelhecimento do sistema, neve, sujeira e sombreamento, instalação e condições climáticas, configuração do módulo, tipos de células, propriedades térmicas dos materiais utilizados entre outros.

Conforme Pinho e Galdino (2014), o aumento de irradiância solar incidente aumenta linearmente a corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica, enquanto

a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica, se mantida uma temperatura constante de operação das células. Através da Figura 13 é possível ver o comportamento da irradiância solar em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.

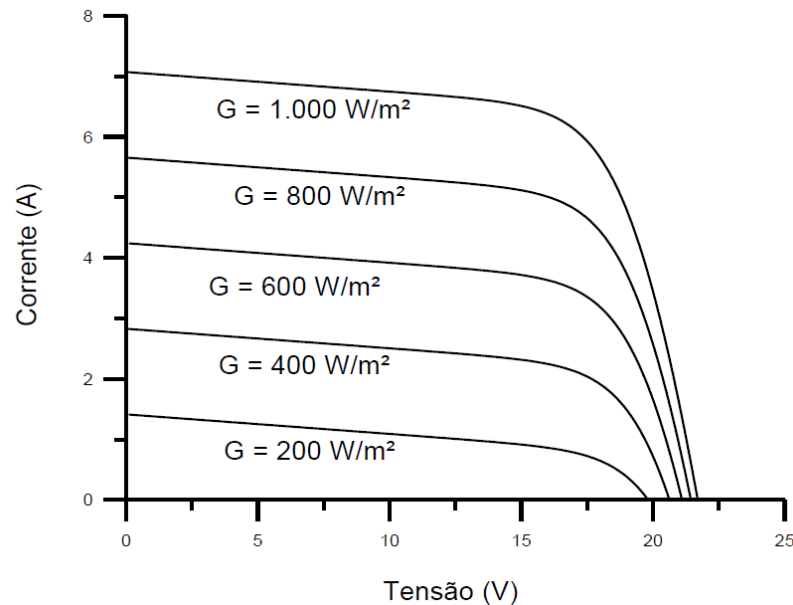


Figura 13 - Comportamento da irradiância solar sobre a curva $I-V$ para um módulo fotovoltaico genérico de c-Si sob temperatura de 25°C.
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Chander *et al.* (2015) afirmam que apesar da variação de temperatura da célula fotovoltaica afetar parâmetros fotovoltaicos como tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, potência máxima de saída, fator de preenchimento e eficiência, a influência máxima é registrada na tensão de circuito aberto.

Segundo Ciulla, Brano e Moreci (2013), a temperatura de um módulo fotovoltaico aumenta conforme absorve a radiação solar, provocando uma diminuição na eficiência do sistema.

Zilles *et al.* (2012) afirmam que a temperatura da célula fotovoltaica afeta seus parâmetros elétricos. A tensão da célula tende a diminuir significativamente com o aumento da temperatura, enquanto a corrente de curto-circuito sofre uma elevação muito pequena, praticamente desprezível. Conforme apontado na Figura 14, representando a influência da temperatura em um módulo fotovoltaico.

É importante ressaltar que o módulo fotovoltaico é um arranjo de células fotovoltaicas, ou seja, a influência que a temperatura tem em um módulo fotovoltaico é a mesma em uma célula fotovoltaica, apenas com proporções maiores.

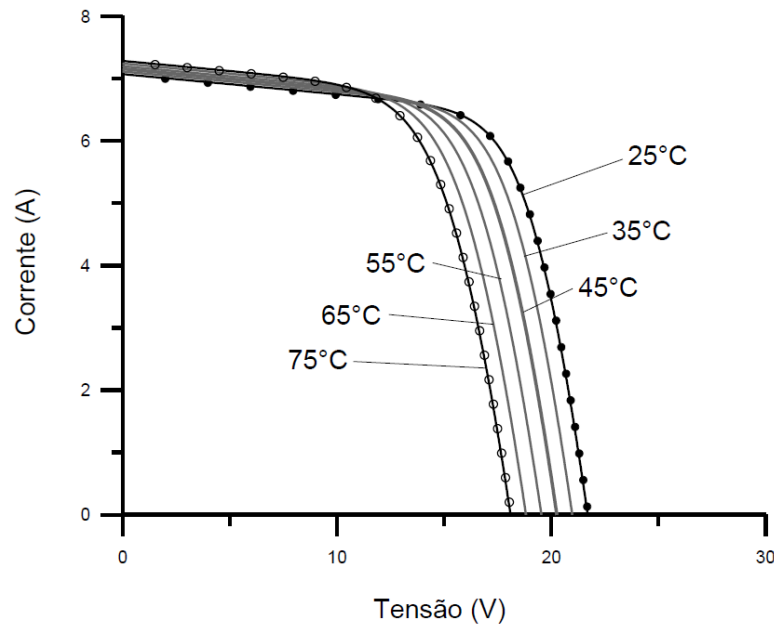


Figura 14 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica sobre a curva I - V para um módulo fotovoltaico genérico de c-Si sob irradiância de 1 kW/m^2 .
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Segundo Ciulla, Brano e Moreci (2013), bem como Pinho e Galdino (2014), uma das formas mais completas para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é construir a sua curva característica I - V , ou seja, corrente por tensão. Através desse gráfico é possível visualizar a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), para cada ponto da curva I - V , o produto da tensão pela corrente representa a potência gerada para aquela condição de operação. Deste modo, a partir da curva I - V é possível traçar outra curva, chamada de curva P - V , ou seja, potência em função da tensão, a qual identifica o ponto com o máximo valor da potência para uma temperatura específica do módulo, conforme ilustrado pela Figura 15.

Conforme Zilles *et al.* (2012), a máxima potência de um módulo fotovoltaico, dada em watt-pico, é atingida quando se obtém a corrente de máxima potência e a tensão de máxima potência (V_{mp} , I_{mp}), representado pelo ponto de máxima potência (P_{mp}).

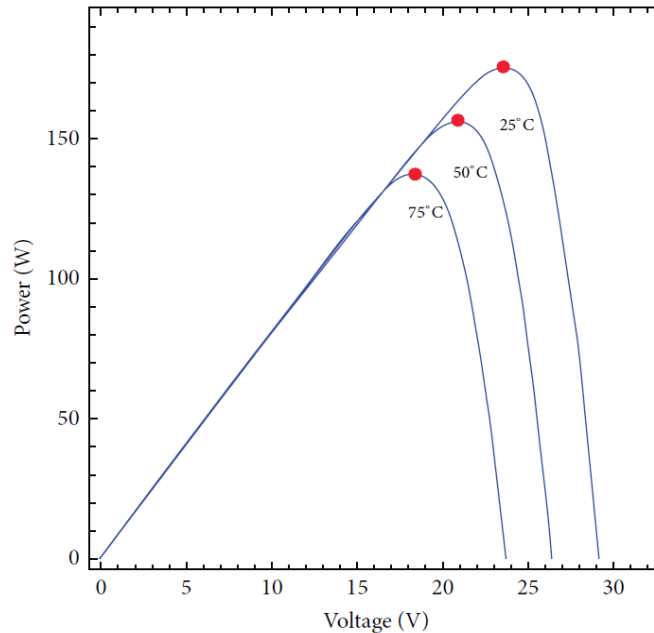


Figura 15 - Curva característica P - V para um módulo fotovoltaico de c-Si sob irradiância solar de 1 kW/m^2 .
Fonte: Ciulla, Brano e Moreci (2013).

Ciulla, Brano e Moreci (2013), e Sumathi, Kumar e Surekha (2015) afirmam que a potência máxima fornecida por um módulo fotovoltaico é denominada de potência de pico, a qual define o desempenho do módulo fotovoltaico. Entretanto, essas condições são apenas obtidas em laboratório através do STC, ou seja, em condições reais a irradiação solar possui intensidade variável ao decorrer do dia e o módulo está sujeito à variação considerável de temperatura.

Conforme Singh (2013) e Shan *et al.* (2014), o desempenho elétrico do sistema fotovoltaico possui uma correlação linear negativa com a temperatura das células fotovoltaicas. Nas aplicações práticas, grande parte da radiação solar é absorvida pelos módulos fotovoltaicos na forma de calor, que é difícil de ser eliminado por convecção natural. O aumento da temperatura operacional do sistema resulta em um declínio da eficiência elétrica.

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1. Localização da área experimental

O trabalho foi desenvolvido próximo às instalações do Centro de Análise de Sistemas Alternativos (CASA) da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), *Campus* de Cascavel, Paraná, como apresentado na Figura 16. A localização geográfica é definida pelas coordenadas de latitude 24° 59' Sul e longitude 53° 27' Oeste, com altitude de aproximadamente 781 metros.

O sistema fotovoltaico instalado no local foi dimensionado a fim de suprir a demanda energética do projeto CASA. No local, existem três edificações: um laboratório e duas residências, uma inovadora e outra convencional.



Figura 16 - Projeto CASA, localizado na UNIOESTE, *Campus* de Cascavel. 1- Laboratório; 2- Casa inovadora; 3- Casa convencional.

Fonte: Google Maps Street View (2011).

Conforme a classificação climática de Köppen e Geiger, a cidade de Cascavel apresenta um clima Cfa, ou seja, subtropical úmido, com temperatura média anual de 18,2°C e pluviosidade média anual de 1822 mm. Caracteriza-se pela irradiação solar diária média anual de 4,75 kWh/m².dia no plano horizontal, com verões bem definidos e quentes, como também, tendência à concentração de chuvas (NASCIMENTO, 2019; CRESESB, 2019; TIEPOLO *et al.*, 2018).

3.2. Características técnicas do sistema fotovoltaico instalado

O sistema fotovoltaico é constituído por dez módulos fotovoltaicos policristalinos da marca *Risen Solar Technology*, Figura 17, com especificações técnicas apresentadas na Tabela 6. O módulo apresenta eficiência de 17,1% e potência máxima de 330 Wp.

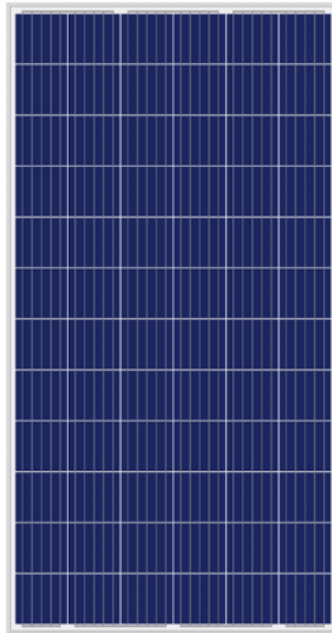


Figura 17 - Módulo fotovoltaico *Risen Solar Technology* - RSM72-6-330P.
Fonte: Casa do Micro inversor (2020).

Tabela 6 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico - Risen Solar Technology

Características		Especificação Técnica *
Modelo	-	RSM72 - 6 - 330P
Máxima Potência	$P_{\text{máx}}$	330 W
Tolerância de Potência	-	3%
Tensão de Máxima Potência	V_{mp}	38,1 V
Corrente de Máxima Potência	I_{mp}	8,7 A
Tensão de Circuito Aberto	V_{oc}	46,3 V
Corrente de Curto-Circuito	I_{sc}	9,25 A
Tensão Máxima do Sistema	V_{sist}	1000 V
Coeficiente de Temperatura para a Potência	T_{pm}	-0,39 % / °C
Eficiência do Módulo	η	17,1 %
Tipo de Célula	-	Policristalino
Número de Células	-	72 (6 x 12)
Dimensões do Módulo	-	1956 x 922 x 40 mm
Peso Total	-	24 Kg
Classe	-	A

Fonte: Adaptado *Risen Solar Technology* (2017, p. 2).

Notas: *STC/CPT: Irradiação solar 1000 W/m²; Espectro AM 1,5; Temperatura das células 25°C.

Os módulos estão organizados em duas *strings* (ou dois painéis fotovoltaicos) com cinco módulos cada, sendo possível realizar, separadamente, a avaliação da energia gerada em cada *string*, orientados para o Norte verdadeiro e inclinados 21° em relação à horizontal, para otimização da produção de energia do sistema conectado à rede. O sistema fotovoltaico está representado na Figura 18.



Figura 18 - Sistema fotovoltaico instalado na UNIOESTE, *Campus* de Cascavel. 1- Localização do Piranômetro CMP3; 2- Módulos fotovoltaicos que foram registradas as temperaturas.

Os módulos fotovoltaicos produzem energia na forma de corrente contínua, neste caso, como o sistema é conectado à rede, é necessário transformar essa corrente contínua em corrente alternada, através de um inversor. Logo, as duas *strings* são conectadas a um inversor para a conversão da energia gerada em corrente contínua para corrente alternada, conforme representado no diagrama multifilar do sistema fotovoltaico, Figura 19.

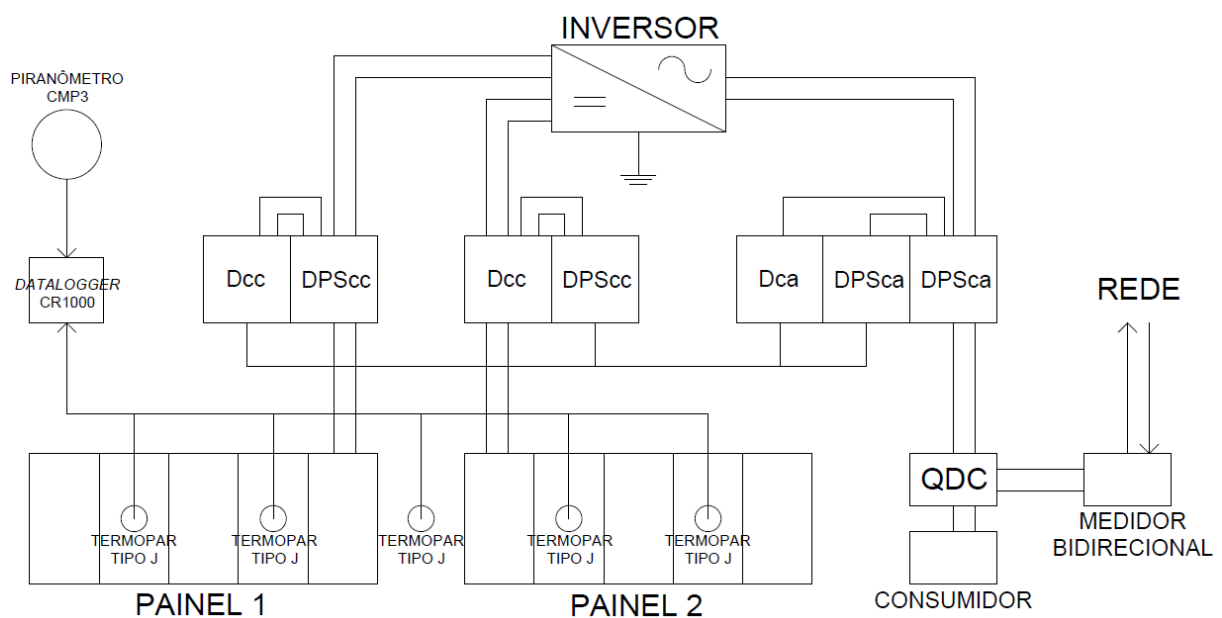


Figura 19 - Diagrama Multifilar do Sistema.

O inversor utilizado é da marca *Solis*, distribuído pela empresa *Renovigi Energia Solar*, conforme a Figura 20. Apresenta uma potência de 4 kWp, conforme as especificações técnicas na Tabela 7.



Figura 20 - Inversor Solis 1P4K - 4G.
Fonte: Solis (2020).

Tabela 7 - Especificações técnicas do inversor *Solis* 1P4K - 4G

Características	Especificação Técnica
Modelo	Solis 1P4K - 4G
Máxima Eficiência	98,10%
Peso	11,5 Kg
Potência Máxima (CC)	4,6 kW
Tensão Máxima (CC)	600 V
Tensão de Partida	120 V
Faixa de Tensão MPPT	100-500 V
Corrente Máxima de Entrada (CC)	11 A + 11 A
Potência Nominal (CA)	4000 W
Potência Aparente Máxima (CA)	4400 VA
Potência Máxima (CA)	4400 V
Tensão Nominal (CA)	220 V
Corrente Máxima de Saída (CA)	21 A
Frequência	50/60 Hz

Fonte: Adaptado *Solis* (2020, p. 43).

A fim de registrar o consumo de geração de energia, foi utilizado um medidor bidirecional da marca *Eletra Energy Solutions*, modelo ARES 7023, fornecido pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL), como mostra a Figura 21.



Figura 21 - Medidor bidirecional *Eletra Energy Solutions*, ARES 7023.
Fonte: *Eletra Energy Solutions* (2020).

O medidor bidirecional é responsável por registrar os créditos fornecidos pela geração fotovoltaica. É projetado para operar em redes trifásicas ou bifásicas, registrar o consumo de energia ativa e reativa, bem como exibir as grandezas através de um mostrador do tipo LCD. Na Tabela 8 são apresentadas as especificações técnicas do equipamento.

Tabela 8 - Especificações Técnicas Medidor bidirecional - ARES 7023

Características	Especificação Técnica
Modelo	ARES 7023
Exatidão	INMETRO: Classe B (1%)
Tensão Nominal	120/240 V
Tensão de Operação	84 a 288 V
Corrente Nominal	15 A
Corrente Máxima	120 A
Corrente de Partida	60 mA
Frequência	60 Hz

Fonte: Adaptado de *Eletra Energy Solutions* (2020, p. 2).

Para garantir a segurança do sistema contra surtos elétricos na rede elétrica e, também, contra sobrecarga e curtos-circuitos são utilizados os Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) e os Disjuntores.

Os DPS, conforme representado na Figura 22, são equipamentos desenvolvidos para detectar sobretensões elétricas, operacionais e transitórias e desviar as correntes de surto. Segundo o Mundo da Elétrica (2020a), o surto ocorre quando uma corrente da rede extremamente alta passa pelo DPS e faz com que sua resistência fique quase nula, oferecendo um caminho mais fácil para a corrente elétrica, escoando toda essa energia para o sistema de aterramento. Em outras palavras, o DPS desvia o surto elétrico, o qual ocorre em uma fração de segundos, deste modo o disjuntor não é acionado.



Figura 22 - Dispositivo de proteção contra surtos – DPS.
Fonte: Suntime (2020).

O DPS é instalado na entrada do inversor, DPS CC, e na saída do inversor, DPS CA, sendo o primeiro dispositivo a desempenhar uma proteção para o sistema. As especificações técnicas do equipamento estão apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 - Especificações Técnicas do Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS

Características	Especificação Técnica		
Tensão Nominal do SV	1000 V	1200 V	1500 V
Máxima Corrente de Descarga	40 kA	30 kA	30 kA
Faixa de Temperatura Operacional	-40 a + 80°C		
Tempo de Resposta	< 25 ns		

Fonte: Adaptado de Suntree (2020).

Os disjuntores são dispositivos de proteção contra curto-circuito e sobrecarga na rede, com desarme automático, representado através da Figura 23.



Figura 23 - Disjuntor eletromagnético da marca Tramontina.
Fonte: Tramontina (2020).

Conforme o Mundo da Elétrica (2020b), os disjuntores são instalados no quadro de distribuição ou no medidor de energia fornecido pela concessionária, para realizar a proteção dos circuitos elétricos. O disjuntor utilizado é da marca Tramontina, modelo TR3KA 2P 32A, de acordo com as especificações técnicas apresentada na Tabela 10.

Tabela 10 - Especificações técnicas do Disjuntor da marca Tramontina - TR3KA 2P

Características	Especificação Técnica
Modelo	TR3KA 2P
Corrente Nominal	32 A
Dimensões	80 x 36 x 72 mm
Classe	C

Fonte: Adaptado de Tramontina (2020).

3.3. Características técnicas do sensor de radiação solar instalado no experimento (piranômetro)

O piranômetro é utilizado para mensurar a irradiância solar global incidente em um determinado plano. O sensor instalado foi um *CMP3* produzido pela *Kipp & Zonen*, com sensibilidade de $15,3 \mu\text{V/W/m}^2$, conforme apresentado na Figura 24. Instrumento classificado como de segunda classe, de acordo com a norma ISO-9060.



Figura 24 - Piranômetro CMP3 Kipp & Zonen.
Fonte: Kipp & Zonen (2020).

A Tabela 11 apresenta algumas das especificações técnicas do piranômetro utilizado.

Tabela 11 - Especificações técnicas do piranômetro CMP3 da Kipp & Zonen.

Características	Especificação Técnica
Modelo	CMP3
Sensibilidade	5 ~ 20 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Faixa Espectral	300 ~ 2800 nm
Irradiância Solar Máxima	2000 W/m^2
Tempo de resposta (95%)	18 s
Dependência da Temperatura (-40 ~ +80°C)	$\pm 5 \%$
Não Linearidade (0 ~ 1000 W/m^2)	$< \pm 2,5 \%$
Ângulo de visão	180°
Temperatura Operacional	-40 ~ +80°C

Fonte: Adaptado de Kipp & Zonen (2020).

Instalado no plano horizontal, haja vista os painéis estarem inclinados em relação a esse plano, será necessário corrigir os dados obtidos pelo piranômetro para um ângulo de 21° e, posteriormente, para 26° e 16°, valores iguais à inclinação dos módulos fotovoltaicos. Portanto, será utilizada uma série de equações apresentadas por Duffie e Beckman (2013) destacadas a seguir, considerando que a radiação refletida difusa e no solo são isotrópicas.

Inicialmente é necessário obter a declinação solar, através da Equação 1.

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1)$$

Onde:

δ = Declinação solar (graus);

n = Dias do ano.

Em seguida, através da Tabela 12 é possível obter os valores médios recomendados de declinação solar, para um determinado dia ou mês.

Tabela 12 - Valores médios recomendados de declinação solar

Mês	Dia por mês	Para meados do mês		
		i	n	Δ
Janeiro	i	17	17	-20,9
Fevereiro	31+i	16	47	-13
Março	59+i	16	75	-2,4
Abril	90+i	15	105	9,4
Mai	120+i	15	135	18,8
Junho	151+i	11	162	23,1
Julho	181+i	17	198	21,2
Agosto	212+i	16	228	13,5
Setembro	243+i	15	258	2,2
Outubro	273+i	15	288	-9,6
Novembro	304+i	14	318	-18,9
Dezembro	334+i	10	344	-23

Fonte: Adaptado de Duffie e Beckman (2013, p. 14).

Através da Equação 2 é possível determinar o valor do ângulo ω'_s , o qual representa o ângulo horário do pôr do sol, para uma determinada inclinação da superfície.

$$\omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan\phi \tan\delta) \\ \cos^{-1}(-\tan\phi + \beta) \tan\delta \end{array} \right] \quad (2)$$

Onde:

ω'_s = Ângulo Horário do pôr do sol para uma determinada inclinação da superfície (graus);

min: Significa o menor dos dois itens entre colchetes;

β = Ângulo entre o plano da superfície e a horizontal (graus);

ϕ = Latitude local (-24,9555°).

É possível determinar o ângulo do pôr do sol ω_s , através da Equação 3, quando o ângulo entre a vertical e a linha em relação ao sol estiverem perpendiculares entre si, ou seja, $\theta_z = 90^\circ$.

$$\cos\omega_s = -\frac{\sin\phi \sin\delta}{\cos\phi \cos\delta} = -\tan\phi \tan\delta \quad (3)$$

Onde:

ω_s = Ângulo horário do pôr do sol (graus).

Deste modo, é possível encontrar a razão entre a radiação extraterrestre incidente sobre o plano inclinado e a horizontal (\overline{R}_b), através da Equação 4.

$$\overline{R}_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos\delta \sin\omega'_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega'_s \sin(\phi + \beta) \sin\delta}{\cos\phi \sin\delta \sin\omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \sin\phi \sin\delta} \quad (4)$$

Onde:

\overline{R}_b = Razão entre a radiação extraterrestre incidente no plano inclinado e a horizontal (adimensional).

Em seguida, é necessário calcular o valor da radiação extraterrestre diária integrada em uma superfície horizontal (H_0), através da Equação 5. Por outro lado, a radiação solar global diária (H) é obtida através de um instrumento de mensuração de radiação solar instalado no local do experimento, neste caso será utilizado o piranômetro *CMP3* da *Kipp e Zonen*.

$$H_0 = \frac{24 \times 3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,33 \cos \frac{360n}{365}\right) \times \left(\cos\phi \cos\delta \sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180} \sin\phi \sin\delta\right) \quad (5)$$

Onde:

H_0 = Radiação extraterrestre diária integrada em uma superfície horizontal (kWh/m².dia);

G_{sc} = Constante solar, 1367 W/m².

O índice de clareza médio mensal ($\overline{K_T}$) é a razão entre a radiação diária média mensal (em uma superfície horizontal) e a radiação extraterrestre diária média mensal, representado pela Equação 6.

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad (6)$$

Onde:

$\overline{K_T}$ = Índice de clareza médio mensal (adimensional);

\overline{H} = Radiação solar global incidente no plano horizontal, em média diária mensal (kWh/m².dia);

$\overline{H_0}$ = Radiação extraterrestre diária, em média diária mensal (kWh/m².dia).

A partir dos valores do índice de clareza e da radiação solar global incidente no plano horizontal, ambos em média mensal, é possível obter valores de radiação solar global difusa incidente no plano inclinado, em média diária mensal, através das seguintes equações:

Para $\omega_s \leq 81,4^\circ$ e $0,3 \leq \overline{K_T} \leq 0,8$, utiliza-se a Equação 7:

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1,391 - 3,560\overline{K_T} + 4,189\overline{K_T}^2 - 2,137\overline{K_T}^3 \quad (7)$$

Onde:

$\overline{H_d}$ = Radiação solar difusa incidente no plano inclinado, em média diária mensal (kWh/m².dia);

Enquanto para $\omega_s > 81,4^\circ$ e $0,3 \leq \overline{K_T} \leq 0,8$ é utilizada a Equação 8:

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1,311 - 3,022\overline{K_T} + 3,427\overline{K_T}^2 - 1,821\overline{K_T}^3 \quad (8)$$

Através da Equação 9 é apresentada a radiação solar média mensal em uma superfície inclinada, não sombreada.

$$\bar{R} = \frac{\bar{H}_T}{\bar{H}} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_T}\right) \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \quad (9)$$

Onde:

\bar{R} = Radiação solar média diária mensal em uma superfície inclinada (kWh/m².dia);

\bar{H}_T = Radiação solar global incidente no plano inclinada, em média diária mensal (kWh/m².dia);

ρ_g = Refletância da vizinhança nas proximidades do piranômetro (para grama $\rho_g=0,2$).

3.4. Características técnicas dos sensores de temperatura instalados no experimento (termopares)

Os termopares são sensores de temperatura simples, confiáveis em suas medições e de baixo custo. O mais conhecido entre os métodos de medição por ser um dos mais baratos e, ainda, cobrir uma ampla faixa de temperatura.

Conforme OMEGA (2020), os termopares são constituídos de dois metais distintos, puros ou de ligas homogêneas. Os fios são soldados em uma extremidade denominada de junta quente ou junta de medição. Quando a junção dos dois metais é aquecida ou resfriada ocorre a geração de uma corrente contínua que flui no circuito termoelétrico, produzindo uma tensão que pode ser correlacionada a uma temperatura.

O termopar tipo J, ilustrado pela Figura 25, é fabricado a partir da união de ferro com constantan, possuindo uma faixa de temperatura mais limitada, porém com um custo menor, comparado aos demais termopares.



Figura 25 - Exemplo de um termopar tipo J.
Fonte: Adaptado de Cetti (2020).

Foram instalados quatro termopares do tipo J, modelo SMTJ Ø8mm da marca Switerm, na parte posterior de quatro módulos fotovoltaicos, conforme indicado na Figura 26, para registro da temperatura. Também foi instalado, próximo aos painéis, outro termopar tipo J, utilizado para mensuração da temperatura ambiente local. Segundo o fabricante Switerm (2020), os termopares do tipo J conseguem registrar valores de temperatura entre 0°C e 370°C.



Figura 26 - Localização dos termopares tipo J nos módulos fotovoltaicos.

Uma vez que os módulos estão organizados em duas *strings* é possível avaliar, separadamente, a geração de energia de cada uma. Neste sentido, os termopares foram instalados com o objetivo de registrar a temperatura de dois módulos de cada *string*, totalizando quatro registros de temperatura.

3.5. Sistema de aquisição de dados

Para aquisição e armazenamento dos dados fornecidos pelo piranômetro, CMP3, e pelos termopares foi utilizado um *datalogger* CR1000 da *Campbell Scientific*, ilustrado pela Figura 27.



Figura 27 - Datalogger CR1000 da Campbell Scientific.
Fonte: Campbell Scientific (2020).

O CR1000 foi programado para realizar uma leitura a cada dez segundos e a média é registrada a cada minuto, logo, fora calculada a média de seis amostras. A Tabela 13 apresenta algumas das especificações técnicas do *datalogger* utilizado.

Tabela 13 - Especificações técnicas do *datalogger* CR1000 da Campbell Scientific.

Características	Especificação Técnica
Modelo	CR1000
Tensão de alimentação	9,6 ~ 16 Vcc
Entradas analógicas	16 (terminação simples) ou 8 (diferencial)
Entradas / Saídas digitais	8 (terminação simples) ou 4 (pares Tx/Rx)
Contadores de pulso	2
Terminais de excitação de tensão	3
Precisão tensão analógica	$\pm (0,06\% \text{ leitura} + \text{offset})$
Limite de tensão entradas	$\pm 5 \text{ Vcc}$
Protocolos de comunicação	PakBus, Modbus, DNP3, SDI-12, SDM
SRAM	4 MB
Temperatura de operação	-25 ~ +50 °c
Dimensões	23,9 x 10,2 x 6,1 mm
Peso	1 kg

Fonte: Adaptado de Campbell Scientific (2020, p. 95).

Como pode ser visualizado no diagrama da Figura 28, há o piranômetro instalado, assim como os 5 termopares utilizados para a obtenção dos dados de temperatura, um deles para temperatura ambiente e os demais para a temperatura

dos módulos. Por fim, tem-se uma bateria de 12V que alimenta o sistema.

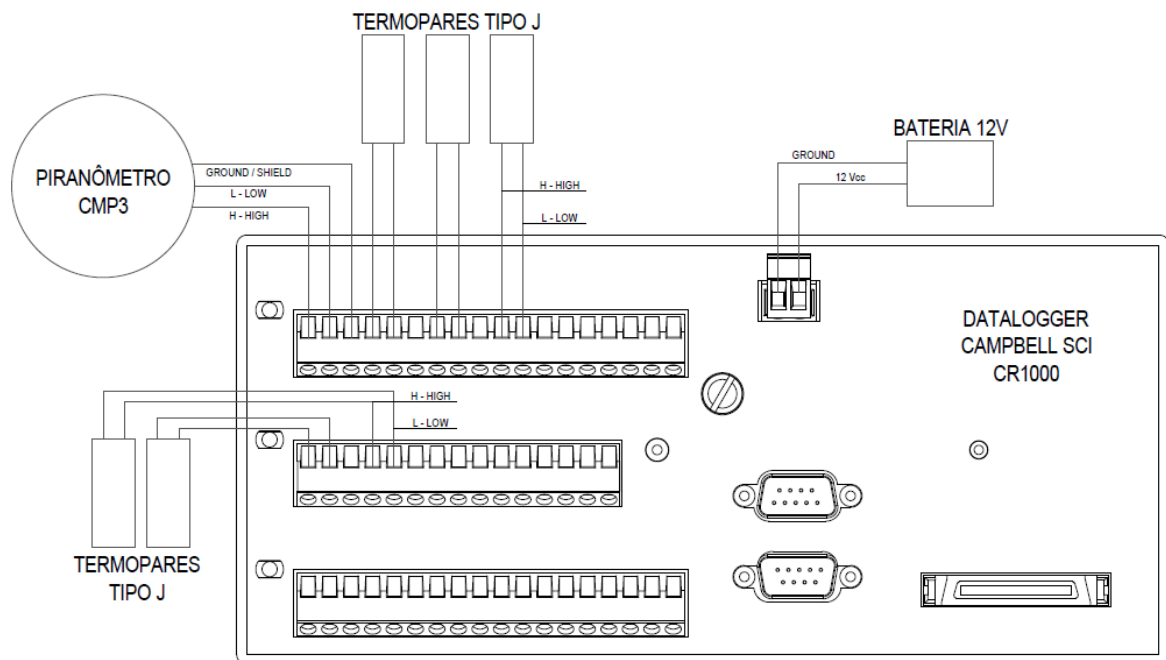


Figura 28 - Diagrama da conexão do piranômetro *CMP3* e dos Termopares Tipo J ao *datalogger CR1000*.

3.6. Método de aquisição de dados do experimento

A coleta de dados fora dividida em três períodos, levando em consideração dois fatores que afetam a geração de energia fotovoltaica: poeira depositada sobre os módulos fotovoltaicos (primeiro período) e a inclinação dos módulos fotovoltaicos (segundo e terceiro período). O primeiro período realizado nos meses de fevereiro, março e abril, já o segundo período entre os meses de agosto e setembro, e o terceiro período entre outubro, novembro e dezembro do ano de 2020.

3.6.1. Limpeza dos módulos fotovoltaicos

Como o sistema é composto por duas *strings* – haja vista os termopares dispostos a fim de que fosse possível analisar separadamente cada uma – foi avaliada a geração de energia elétrica e a temperatura de cada *string*, no entanto, uma delas foi mantida limpa durante esse intervalo de tempo.

Para isso, foi realizada a limpeza de todos os módulos fotovoltaicos, orientados para o Norte verdadeiro e inclinados a 21° em relação à horizontal. Em

seguida, uma das *strings* foi mantida limpa (realizada limpeza uma vez por semana), utilizando-se apenas água e um rodo de espuma, para evitar danificar a superfície dos módulos fotovoltaicos com algo mais rígido ou produtos químicos, durante o período de coleta de dados – 18 de fevereiro de 2020 até 07 de abril de 2020.

3.6.2. Inclinação dos módulos fotovoltaicos

A segunda parte da coleta de dados se caracteriza pela inclinação dos módulos fotovoltaicos. Similar à primeira parte, apenas uma *string* sofreu alteração em sua inclinação, enquanto a outra permaneceu em sua posição original, 21° em relação ao plano horizontal.

Primeiramente, uma das *strings* teve sua inclinação alterada para 26° (valor máximo permitido pelo dispositivo de inclinação) no dia 05 de agosto de 2020, logo após todos os módulos fotovoltaicos estarem devidamente limpos. A alteração foi mantida até o dia 22 de setembro de 2020, total de sete semanas.

Na sequência, a *string* que sofreu alteração em sua inclinação foi novamente modificada, passando agora para 16° em relação à horizontal (valor mínimo permitido pelo dispositivo de inclinação) no dia 13 de outubro de 2020, e mantida até o dia 02 de dezembro de 2020, total de sete semanas.

Vale ressaltar que, neste caso, o intuito é avaliar a inclinação dos módulos fotovoltaicos na geração de energia elétrica, portanto, não foi realizada a limpeza semanal.

3.7. Método de determinação da radiação solar diária

A eficiência do sistema foi calculada diariamente, logo, os dados de irradiância solar global horizontal (W/m^2), obtidos pelo piranômetro *CMP3* e registrados pelo *datalogger CR1000*, foram corrigidos para a inclinação real dos módulos (a partir das equações 1 a 9) e, posteriormente, convertidos para “kWh/dia”.

3.8. Método de determinação da temperatura diária na superfície dos módulos fotovoltaicos

Os valores da temperatura foram registrados pelo *datalogger* a cada minuto

para os cinco termopares, durante todo o período de coleta de dados, sendo possível realizar médias horárias de temperatura dos módulos, bem como a do ambiente. Calculadas, também, as médias diárias e semanais das temperaturas coletadas.

3.9. Método de determinação da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico

Os dados de geração de energia foram obtidos através do site *Solar Man*, bem como, armazenados os valores de potência, corrente e tensão elétrica fornecidas pelo inversor do sistema (tanto do lado de corrente contínua, como do lado de corrente alternada). O site disponibiliza, ainda, os dados para cada *string*, sendo possível avaliar separadamente os dois painéis fotovoltaicos.

Em suma, os dados fornecidos pelo site foram processados e, em seguida, realizada a média horária da geração de energia através de cada *string*.

3.10. Método de determinação da eficiência de geração do sistema fotovoltaico

Com intuito de determinar a eficiência dos módulos fotovoltaicos, fora utilizada a Equação 10, a qual relaciona a energia gerada pelo sistema fotovoltaico com a radiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos.

$$\eta_{módulos} = \frac{E_{gm}}{I_m} \times 100\% \quad (10)$$

Onde:

$\eta_{módulos}$ = Eficiência dos módulos fotovoltaicos, %;

E_{gm} = Energia gerada média do sistema fotovoltaico, kWh/semana;

I_m = Radiação solar média incidente sobre o plano dos painéis fotovoltaicos, kWh/semana.

3.11. Método de avaliação da correlação entre a eficiência de geração do sistema fotovoltaico e a temperatura dos módulos fotovoltaicos

Primeiramente, foi feita a média horária de temperatura dos módulos, levando em consideração apenas enquanto estava produzindo energia, ou seja, períodos noturnos não foram utilizados. Em regra, foram utilizadas as temperaturas entre 07h e às 19h.

A temperatura média horária dos módulos fotovoltaicos foi organizada em intervalos, com amplitude de 10°C, começando com o menor valor registrado, múltiplo de cinco.

- 5,1 a 15°C
- 15,1 a 25°C
- 25,1 a 35°C
- 35,1 a 45°C
- 45,1 a 55°C

Em seguida, foi realizada a média horária da eficiência do sistema para, então, correlacionar os dados de temperatura do módulo com a respectiva eficiência, com o mesmo intervalo de tempo. Este processo foi repetido para os três períodos de coleta de dados, entre 18/02/2020 e 07/04/2020, 05/08/2020 a 22/09/2020 e 13/10/2020 a 02/12/2020, respectivamente.

3.12. Análise de dados

Inicialmente, foi aplicado um teste de hipótese que possibilita avaliar a veracidade relativa aos parâmetros ou distribuições populacionais, podendo aceitá-la ou rejeitá-la, nesse caso dizemos que aceitamos ou rejeitamos a hipótese nula (H_0), a qual admite que os parâmetros da população e da amostra não sejam significativos.

O teste de hipótese escolhido foi a Análise de Variância, também chamado de ANOVA, com objetivo de comparar a média de k populações, bem como verificar se as diferenças nas populações avaliadas são dadas ao acaso ou se os tratamentos aplicados foram significativos a ponto de causar mudança nas populações.

Caso a diferença entre o valor testado e o sugerido pelas amostras for pequeno, então se aceita a hipótese nula; se grande, a rejeita. A estatística da ANOVA é o valor de F (é a razão entre a estimativa dentre os tratamentos e dentro dos

tratamentos). Assim:

- Rejeita-se H_0 quando $F_{cal} \leq F_{tab}$.
- Aceita-se H_0 quando $F_{cal} > F_{tab}$.

Portanto, a Análise de Variância terá como objetivo verificar se houve uma diferença estatística entre as eficiências dos painéis fotovoltaicos, para três períodos diferentes. Contudo, caso a hipótese nula seja rejeitada será necessário aplicar um teste de média para verificar se há diferença significativa entre as médias dos tratamentos, o Teste de Tukey, a 5% de significância.

Para isso, foi utilizado o programa Sisvar, versão 5.6, e o delineamento experimental escolhido foi em blocos ao acaso (DBC).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O primeiro período do experimento – a avaliação da sujidade dos módulos fotovoltaicos na geração de energia – objetivou quantificar a eficiência de cada painel fotovoltaico, sendo que um deles foi mantido limpo durante a coleta de dados. O intervalo da coleta foi entre 18/02/2020 e 07/04/2020, totalizando 7 semanas. Os dados do dia 26/02/2020 foram descartados, pois o inversor não registrou.

Para o segundo e terceiro período do experimento foi avaliada a influência da inclinação dos módulos com a geração de energia elétrica. Três diferentes inclinações em períodos distintos, começando com uma inclinação de 21° e 26° para o segundo período, 05/08/2020 a 22/09/2020, e uma inclinação de 21° e 18° para o terceiro período, 13/10/2020 a 02/12/2020. Os dias 25/10/2020 e 26/10/2020 foram descartados pelo mesmo problema ocorrido no primeiro período, o inversor não registrou os dados.

Para todos os períodos do experimento, as variáveis medidas foram a irradiância solar global no plano horizontal (posteriormente corrigida para a mesma inclinação que o sistema se encontrava em cada período), a temperatura externa do ambiente, temperatura dos módulos fotovoltaicos, pluviosidade da área experimental e, ainda, a geração de energia de cada painel fotovoltaico. Comparando-se, assim, a energia elétrica com a irradiação solar incidente sobre a superfície de cada módulo.

4.1. Comportamento da Irradiância Solar

A irradiância solar apresenta seu valor máximo em um dia típico de céu aberto, ou seja, dia de sol com poucas nuvens no céu, entre os horários de 12:00 e 14:00, momento que o sistema fotovoltaico mais produz energia na forma de corrente elétrica. Com o pôr do sol, a irradiância diminui até alcançar valores nulos durante o período noturno, voltando a aparecer com o nascer do sol, conforme Figura 29. Para representação do comportamento da variação da irradiância solar foi escolhido um dia típico de céu aberto, dentre as amostras.

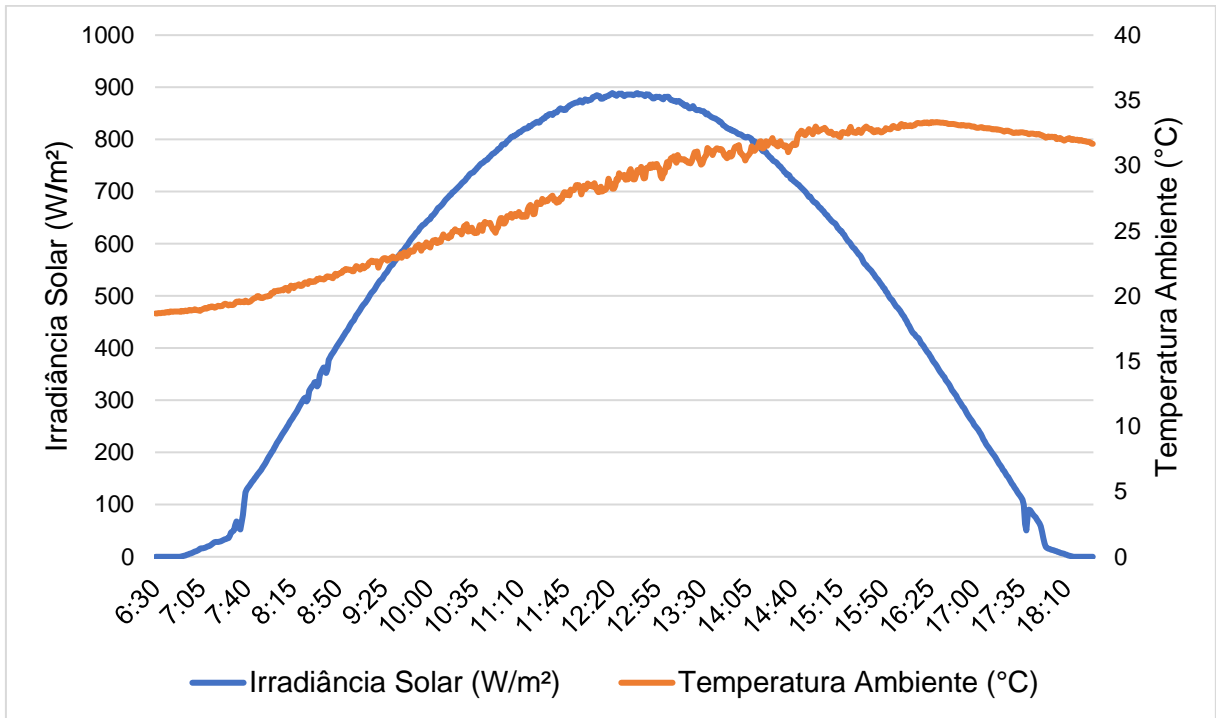


Figura 29 - Irradiância solar horizontal e temperatura ambiente registrada no dia 29/08/2020.

Através da Figura 29 é possível verificar a variação da temperatura do ambiente ao longo do mesmo dia, relacionada à radiação solar, ou seja, os maiores valores, ao longo do dia, estão interligados com os maiores valores de radiação solar, associando a resposta da temperatura ao comportamento da irradiação solar.

As Figuras 30, 31 e 32 apresentam os valores da irradiação solar global diária horizontal, bem como a temperatura do ambiente média diária e a temperatura mínima e máxima diária, nos dias que foram realizadas as coletas das amostras, entre 18/02/2020 e 07/04/2020, 05/08/2020 a 22/09/2020 e 13/10/2020 a 02/12/2020, respectivamente.

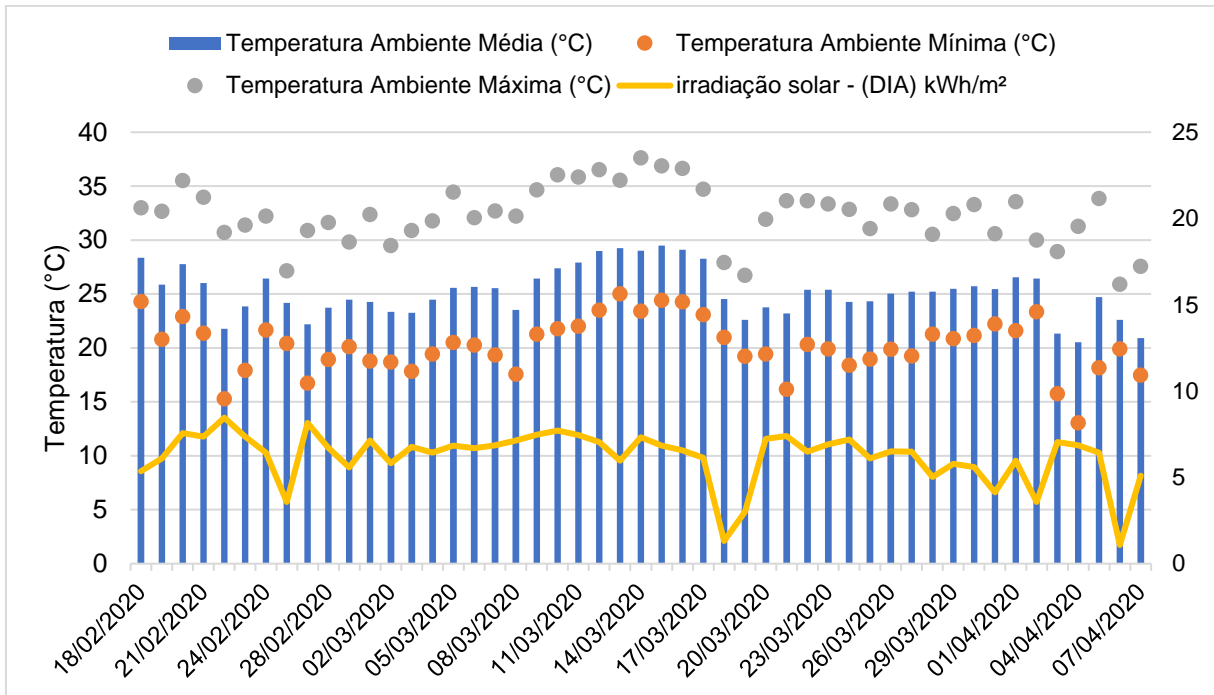


Figura 30 - Temperatura Ambiente Média, Mínima e Máxima e Irradiação solar entre 18/02/2020 e 07/03/2020.

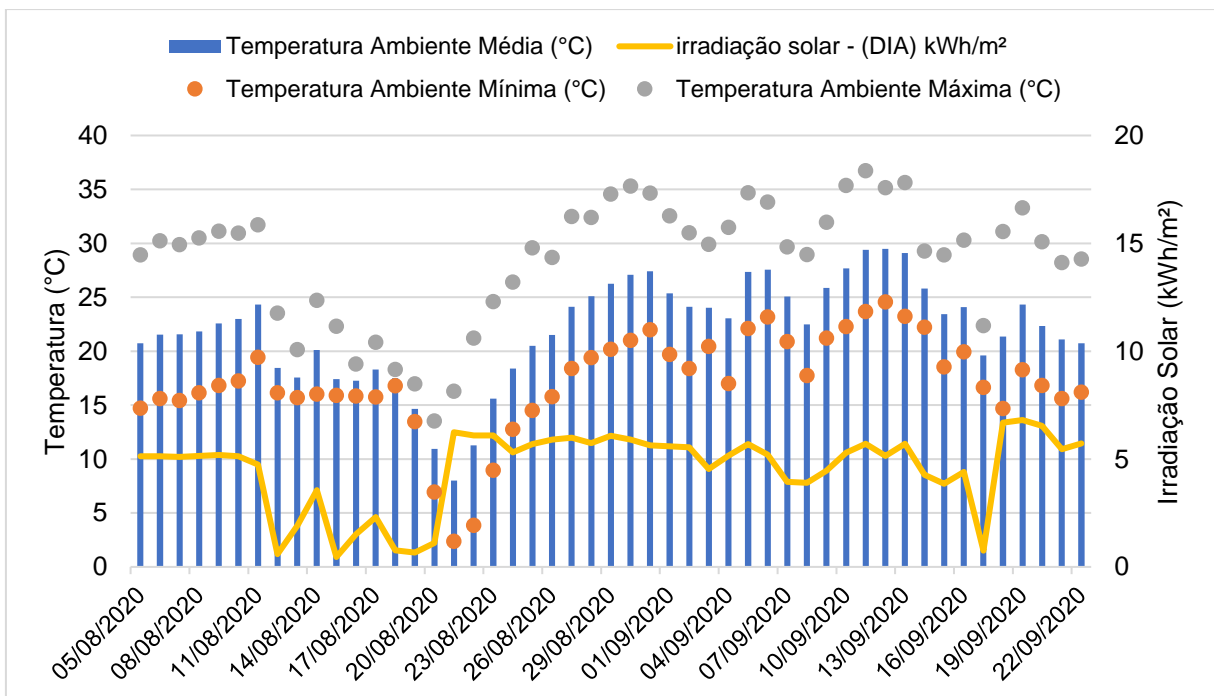


Figura 31 - Temperatura Ambiente Média, Mínima e Máxima e Irradiação solar entre 05/08/2020 e 25/09/2020.

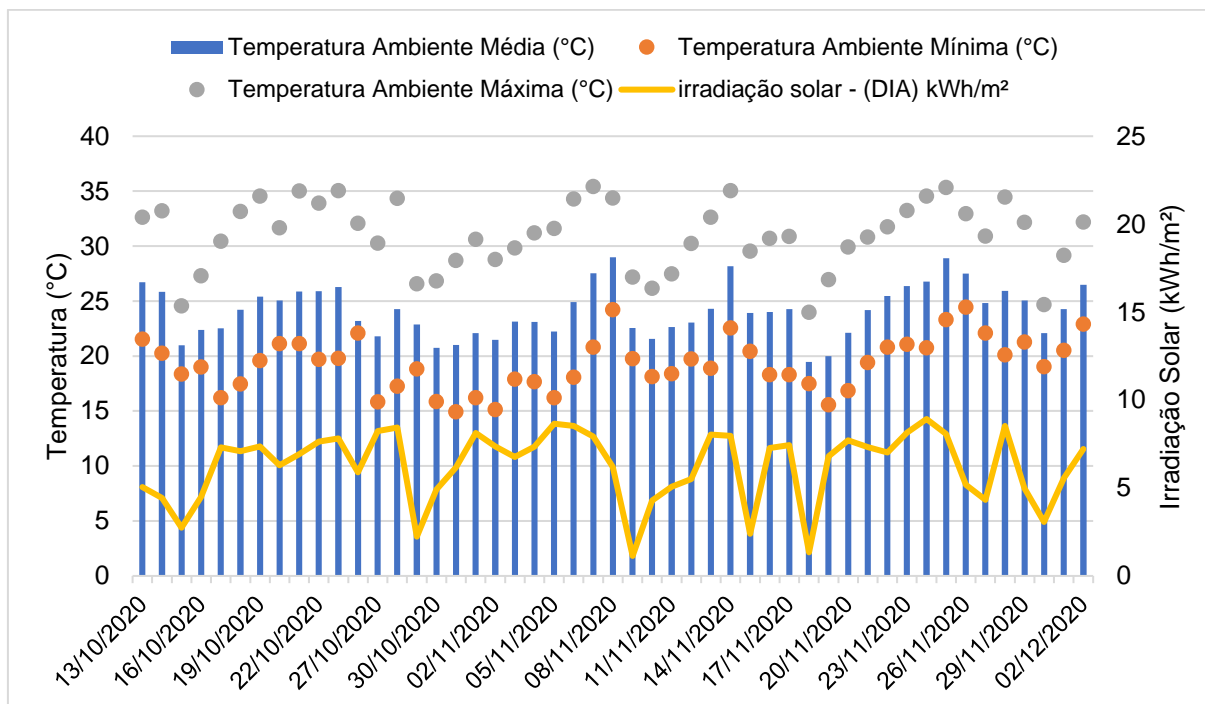


Figura 32 - Temperatura Ambiente Média, Mínima e Máxima e Irradiação solar entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

Na Figura 30, para o período foram registradas as temperaturas: mínima de 13,06°C (04/04/2020), máxima de 37,62°C (14/03/2020) e média de 25,2°C. Na Figura 31, para o segundo período: mínima de 2,35°C (21/08/2020), máxima de 36,74°C (11/09/2020) e média de 22,25°C. Por fim, para o último período, na Figura 32: mínima de 14,93°C (31/10/2020), máxima de 35,42°C (07/11/2020) e média de 24,13°C.

Segundo CRESESB (2018), através do programa *SunData*, Figura 33, os dados referentes à irradiação solar diária média mensal, para os meses de fevereiro e março, são de 5,54 e 5,13 kWh/m².dia para o plano horizontal. Valor não muito próximo ao obtido através do piranômetro CMP3, para a média do primeiro período de coleta de dados, 6,20 kWh/m².dia. Enquanto os meses de agosto e setembro apresentam uma irradiação solar diária mensal de 4,22 e 4,41 kWh/m². dia, valor próximo ao obtido pelo segundo período, 4,75 kWh/m².dia.

Por fim, a irradiação solar diária mensal para os meses de outubro e novembro, obtidos pelo programa, são de 5,19 e 6,01 kWh/m².dia, enquanto que o valor médio obtido pelo piranômetro, para o mesmo período, foi de 6,27 kWh/m².dia.

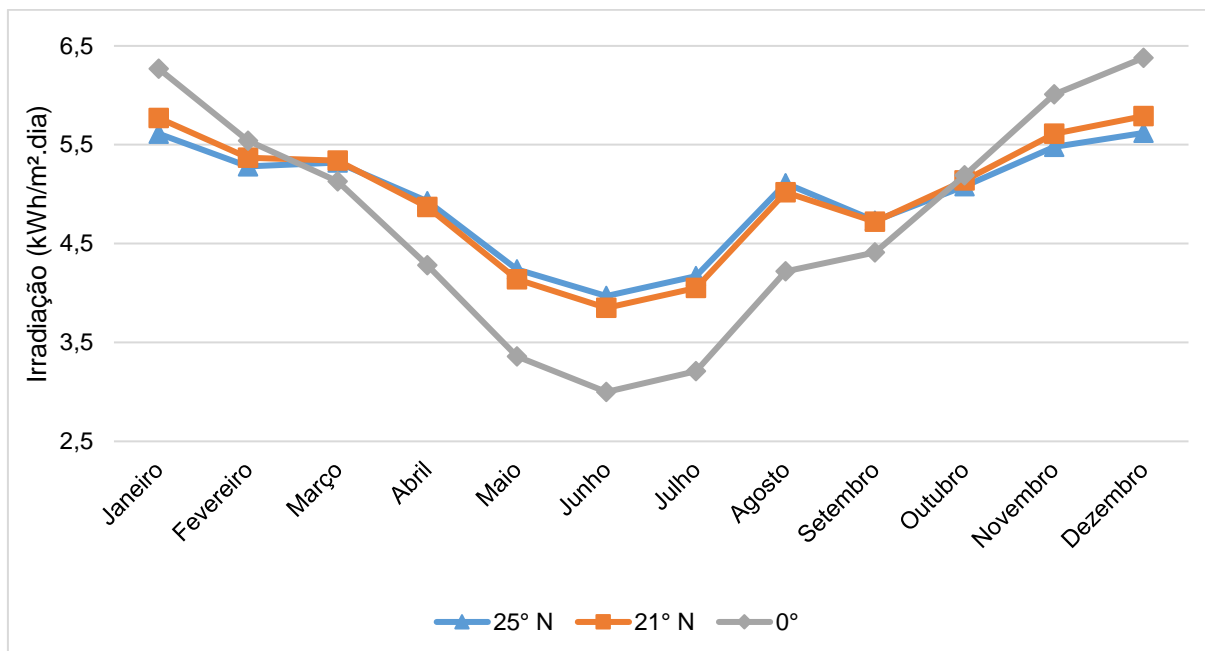


Figura 33 - Irradiação Solar para diferentes planos na cidade de Cascavel, Paraná (kWh/m².dia).

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

Percebe-se que as médias de irradiação solar obtidas pelo piranômetro são superiores ao obtido pelo programa, para todos os períodos. Um dos fatores que pode ter ocasionado este resultado é a grande estiagem que a cidade de Cascavel, Paraná, sofreu em 2020, resultando em poucas nuvens e uma maior quantidade de irradiação solar.

De acordo com as Figuras 30, 31 e 32, destacou-se um comportamento que pode ser percebido em praticamente todo o período de coleta de dados, a relação entre os níveis de irradiação solar com a temperatura do ambiente. Em regra, o decréscimo da irradiância solar resulta na queda da temperatura do ambiente, seguindo o mesmo raciocínio, o aumento da radiação solar resulta no aumento da temperatura.

Ainda, como pode ser verificado nas Figuras 30, 31 e 32, existem casos em que a temperatura do ambiente sobe com a queda da irradiância solar, e então ela diminui quando a irradiância sofre uma queda muito grande, como aconteceu entre os dias 06/11/2020 e 09/11/2020.

Esse fenômeno é relacionado com a ocorrência do efeito estufa, ou seja, quando o céu está nublado a radiação solar diminui, porém a temperatura do ambiente aumenta, permanecendo alta até chover e voltar a diminuir com o decorrer da chuva.

Após a chuva, as nuvens se dissipam, a radiação solar e (consequentemente) a temperatura do ambiente aumentam, conforme representado pelas Figuras 34, 35 e 36.

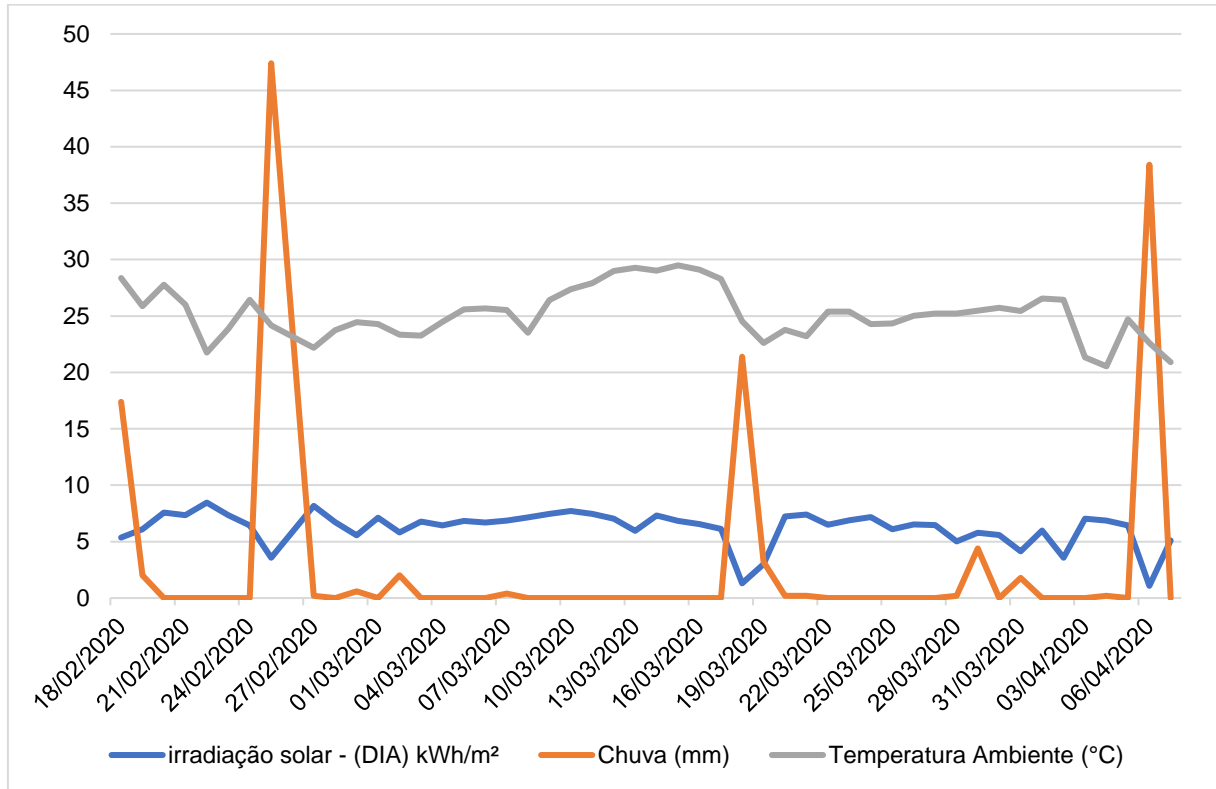


Figura 34 - Temperatura Ambiente, Irradiação solar e Pluviosidade entre 18/02/2020 e 07/04/2020.

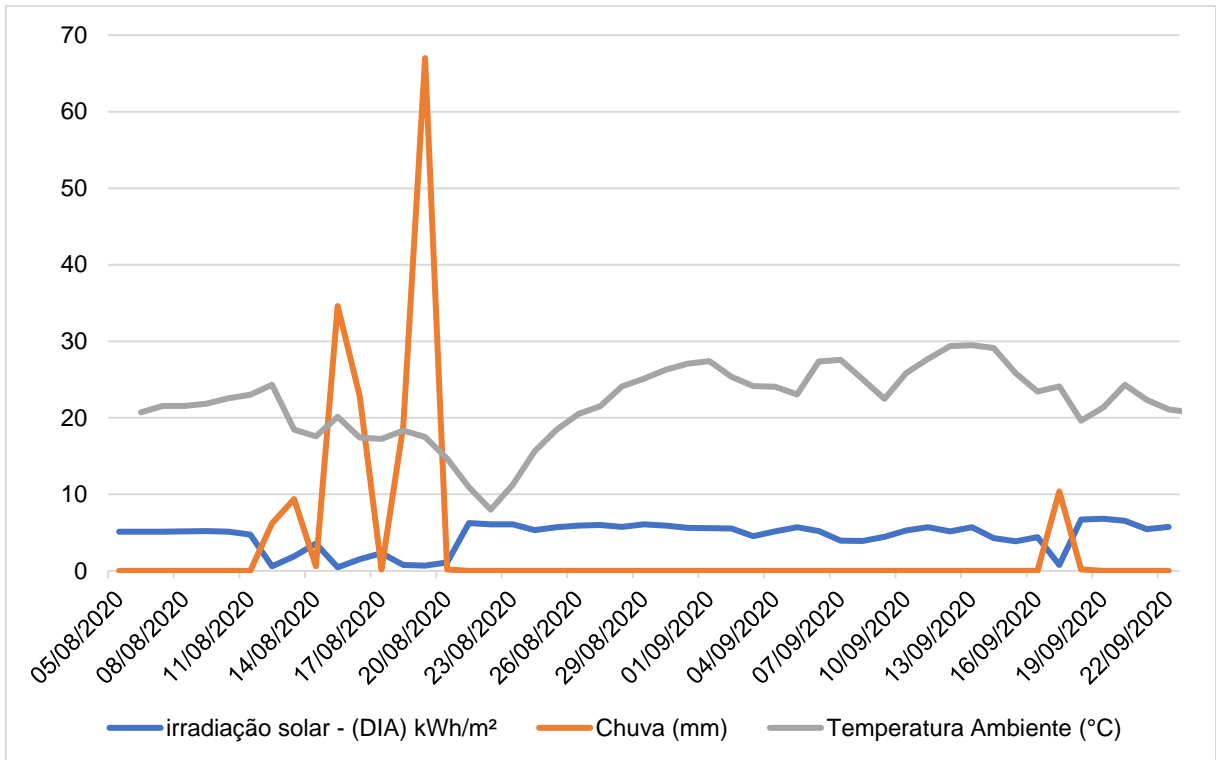


Figura 35 - Temperatura Ambiente, Irradiação solar e Pluviosidade entre 05/08/2020 e 22/09/2020.

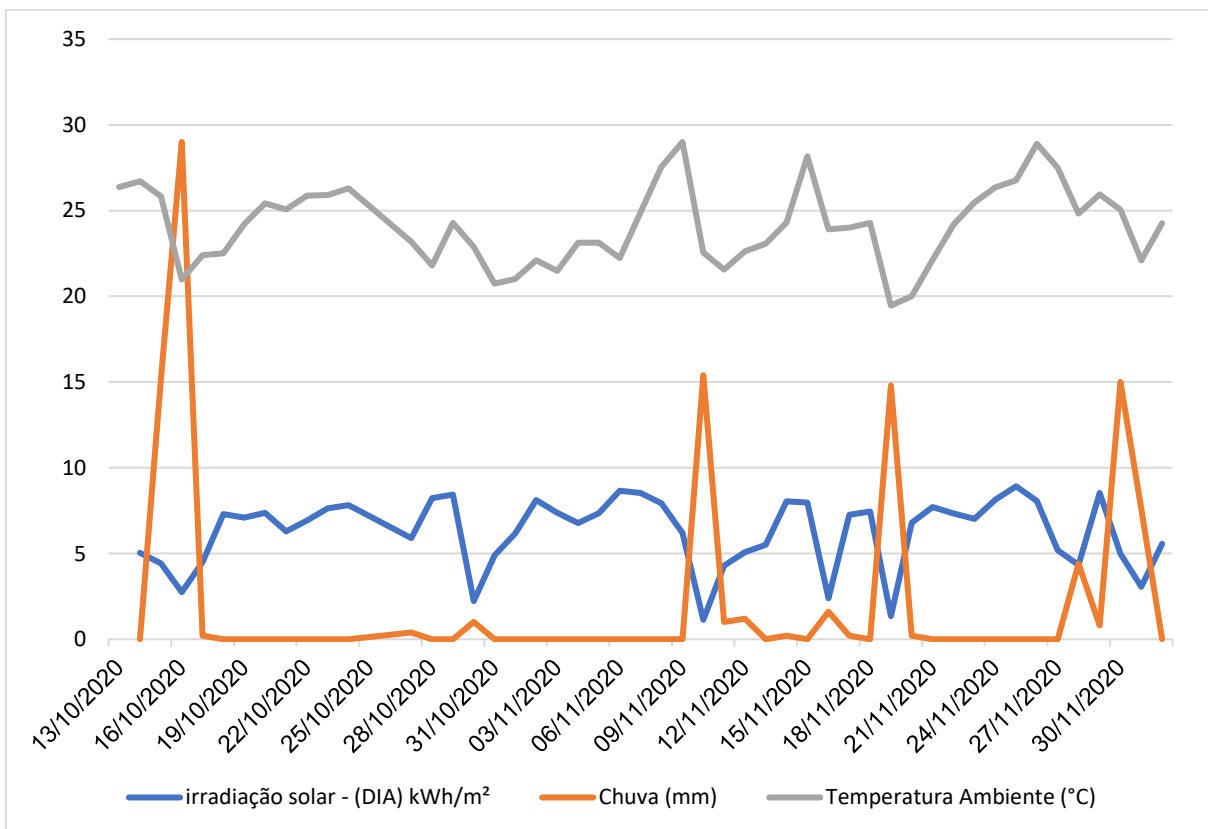


Figura 36 - Temperatura Ambiente, Irradiação Solar e Pluviosidade entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

Com base nos dados expostos pelas Figuras 34, 35 e 36, percebe-se que o segundo período foi o que obteve os maiores níveis pluviométricos, um total de 170,6 mm durante este intervalo, enquanto o primeiro período totalizou 140 mm e, por último, o terceiro período com 109,4 mm.

Nas Figuras 37, 38 e 39 são apresentadas as frequências de ocorrência da irradiância solar para o primeiro, segundo e terceiro período, respectivamente.

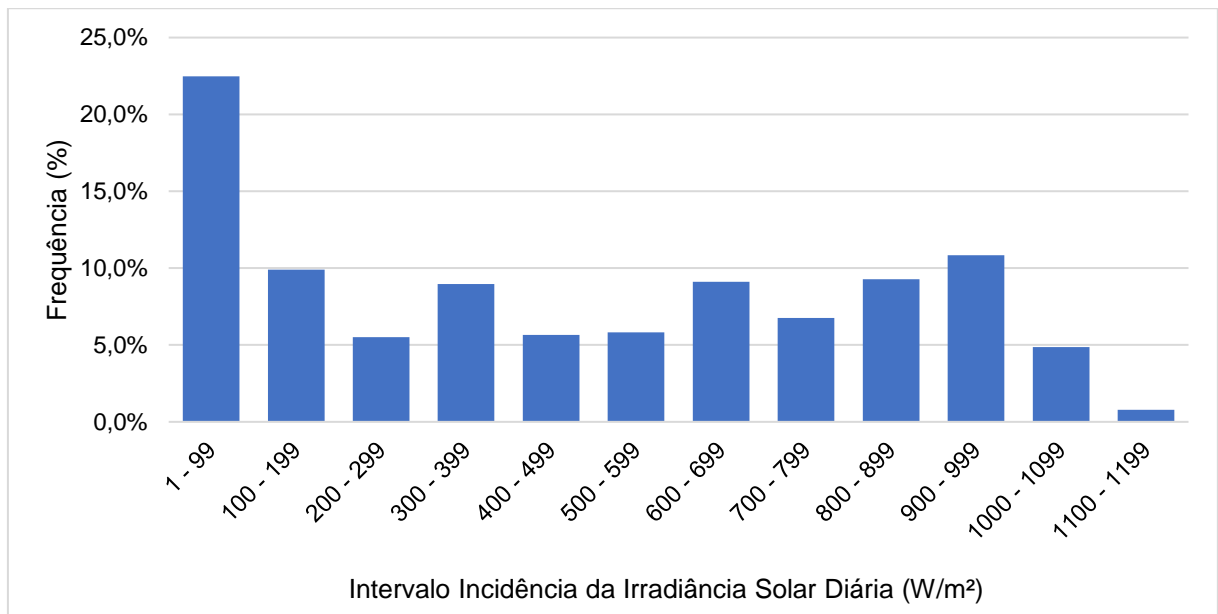


Figura 37 - Frequência de Ocorrência da Irradiância solar entre 18/02/2020 e 07/04/2020.

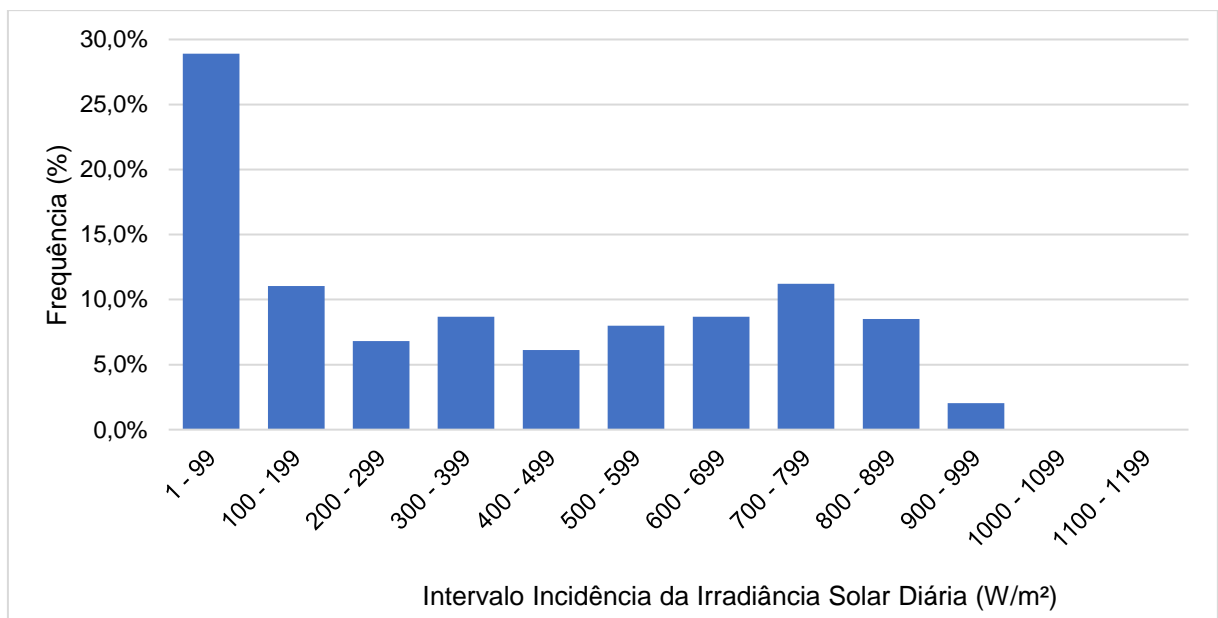


Figura 38 - Frequência de Ocorrência da Irradiância solar entre 05/08/2020 e 07/04/2020.

22/09/2020.

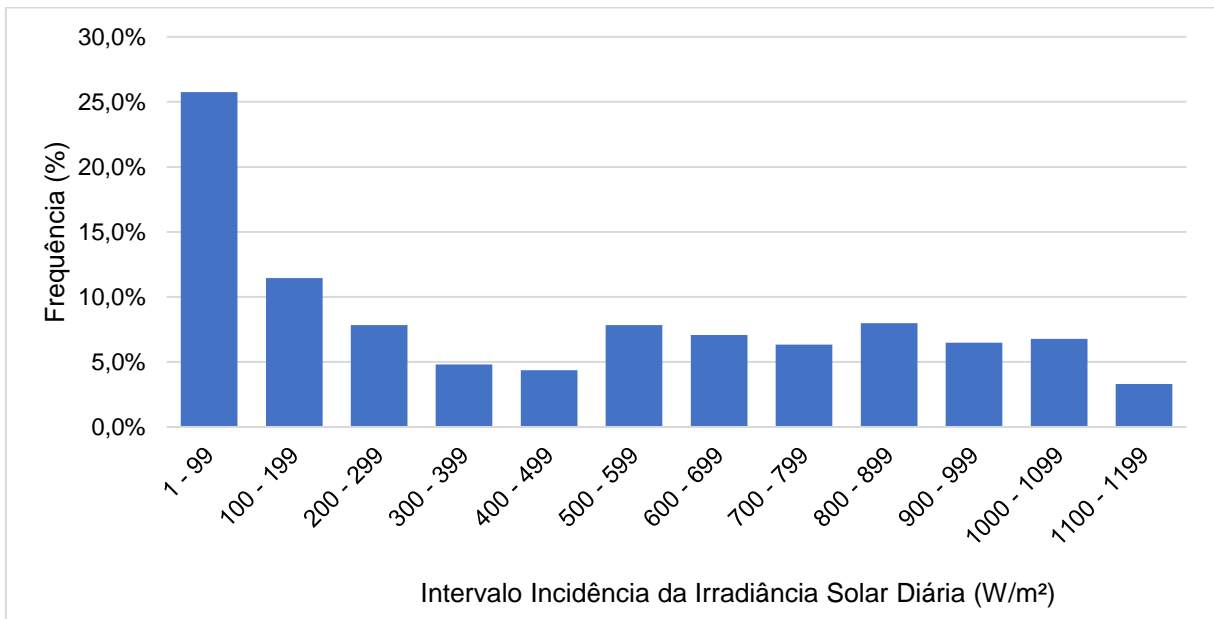


Figura 39 - Frequência de Ocorrência da Irradiância solar entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

A maior ocorrência da irradiância solar para os três períodos foi entre o intervalo de 1 a 99 W/m², sendo 22,48%, 28,91% e 25,75% para o primeiro, segundo e terceiro período, respectivamente

Percebe-se, também, que o segundo período não obteve valores de irradiância solar maiores que 1000 W/m², além de apresentar a menor média de irradiação solar dentre os três períodos. Ocorre devido ao inverno (meses de agosto e setembro), sendo um período muito chuvoso e com baixos índices de irradiação solar no hemisfério Sul, conforme observado na Figura 33. Deve-se ressaltar a possibilidade de fenômenos climáticos, os quais contribuíram para essa diferenciação.

4.2. Análise da Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos com diferentes níveis de Sujidade

Inicialmente, serão apresentados os dados de geração de energia para o primeiro período de coleta, entre 18/02/2020 e 07/04/2020, para os dois painéis fotovoltaicos. Neste período, foi avaliada a geração de um painel fotovoltaico mantido limpo durante a coleta de dados, Painel 2, e o painel que não foi realizada limpeza

durante a coleta de dados, Painei 1.

A partir da Figura 40, podem ser observados dados de geração de energia elétrica diária, em kWh, bem como a radiação solar diária, em kWh, para o primeiro período.

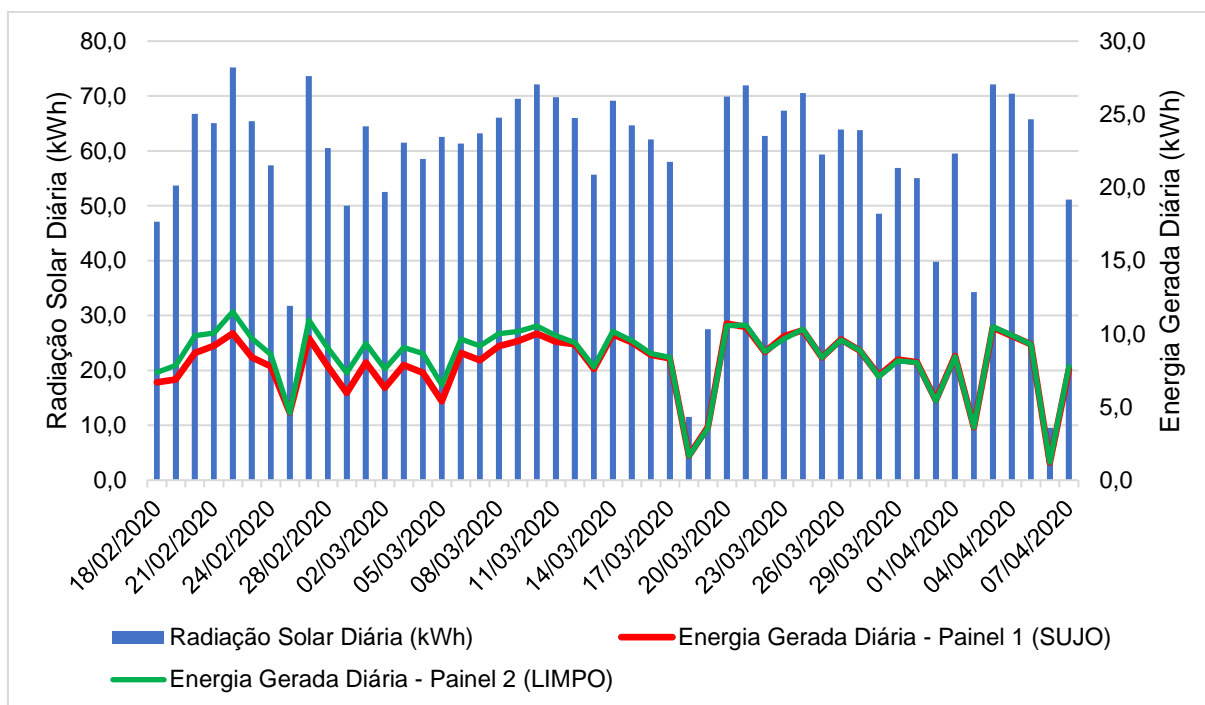


Figura 40 - Radiação solar Diária e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, primeiro período.

É possível constatar que a energia gerada pelo Painel 2 é superior ao Painel 1, para os primeiros dias da coleta de dados, sendo que após o dia 14/03/2020, a geração de energia de ambos os painéis fora muito próxima.

Nota-se que após o dia 14/03/2020 foi verificada redução da energia gerada, e radiação solar – a qual está relacionada à ocorrência de chuvas próximo à data 18/03/2020. Após, a geração de energia de ambos os módulos ficou muito próxima, tendo em vista a chuva pode ter causado a limpeza superficial de grande parte da poeira depositada sobre o Painel 1.

Conforme Santhakumari e Sagar (2019), a limpeza natural ocorre com a presença de chuvas, sendo mais adequada em locais onde a precipitação é abundante e para módulos fotovoltaicos que apresentam uma inclinação mais elevada.

Sayyah, Horenstein e Mazumber (2014) apontam que chuvas de baixa

intensidade, em climas empoeirados, deixam a superfície do módulo fotovoltaico manchada com uma camada de poeira pegajosa, resultando na diminuição de sua eficiência. Faz-se necessário realizar uma limpeza logo após tais fenômenos.

A Figura 41 apresenta a eficiência diária dos painéis fotovoltaicos, ao longo do primeiro período de coleta de dados, sendo que as médias foram de 13,73%, Painel 1, e 14,39%, Painel 2.

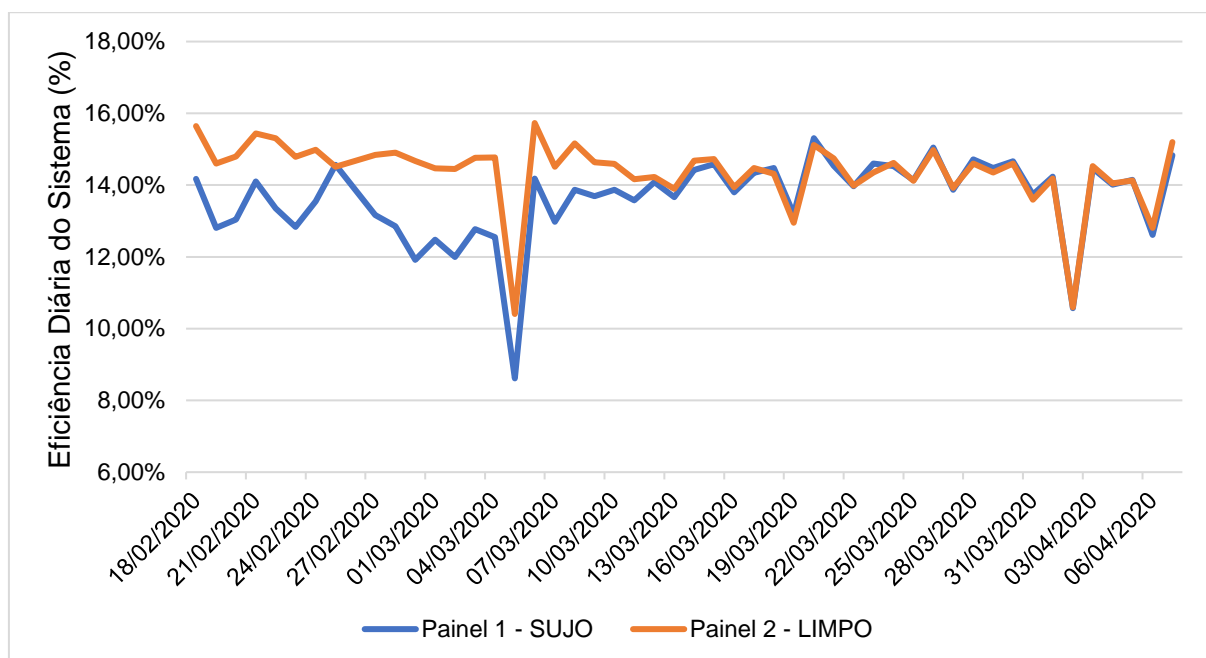


Figura 41 - Eficiência diária dos painéis fotovoltaicos, primeiro período.

A eficiência do Painel 2, limpo, foi significativamente superior ao Painel 1, sujo, apenas nas primeiras semanas. Sendo que, as quatro primeiras semanas o Painel 2 alcançou uma eficiência maior que o Painel 1, porém, o contrário ocorreu nas semanas 5 e 6. Por fim, na última semana o Painel 2 voltou a ter uma eficiência maior que o Painel 1, conforme apontado pela Tabela 14.

Tabela 14 – Eficiência Semanal dos Painéis Fotovoltaicos entre 18/02/2020 e 07/04/2020.

Eficiência (%)	Semana						
	1	2	3	4	5	6	7
Painel 1 (Sujo)	13,71%	12,91%	13,13%	14,15%	14,50%	14,21%	13,97%
Painel 2 (Limpo)	15,15%	14,89%	14,36%	14,46%	14,37%	14,03%	14,02%

Segundo Mohamed e Hasan (2012) em sua pesquisa, a limpeza semanal dos

módulos fotovoltaicos manteve as perdas de desempenho entre 2 e 2,5%. Contudo, os intervalos de limpeza podem ser diferentes, conforme o local onde o sistema é instalado, portanto é importante conhecer quais os principais tipos de poluição ambiental no local e ainda em qual período ocorre.

Na Figura 42 é possível constatar como a temperatura do painel influencia na eficiência do sistema fotovoltaico. Os maiores valores de temperatura estão associados aos menores valores de eficiência, bem como os maiores valores de eficiência estão associados aos menores valores de temperatura.

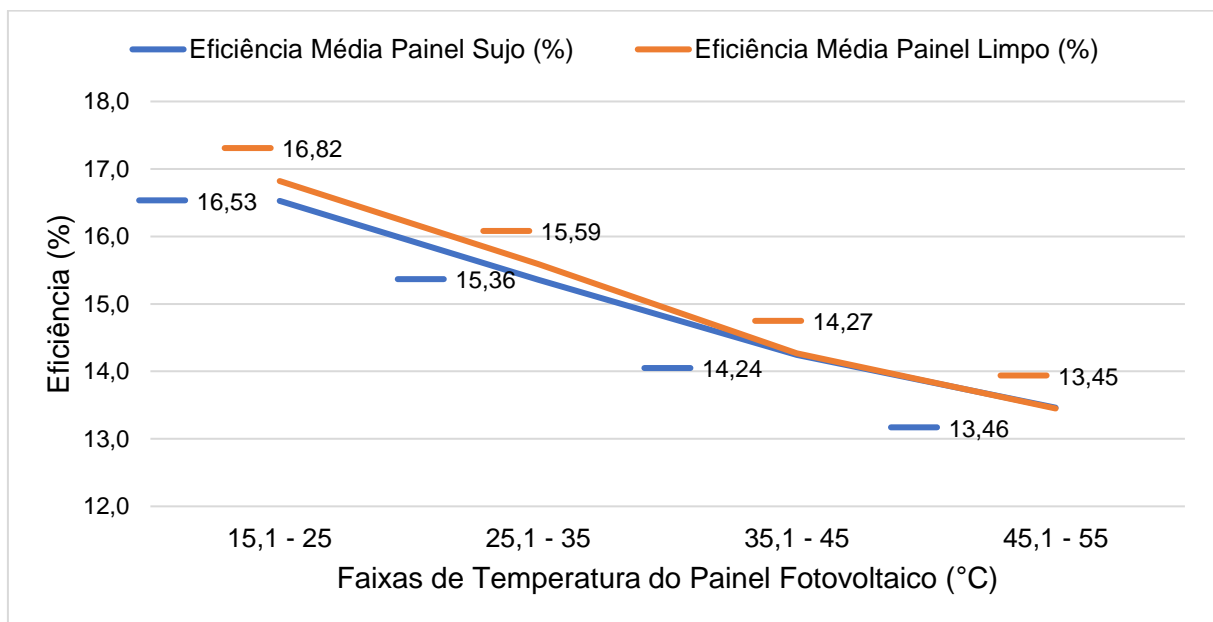


Figura 42 – Eficiência Média dos Painéis Fotovoltaicos por Faixas de Temperatura, primeiro período.

Nota-se que o Painel 2 obteve uma eficiência maior que o Painel 1, para quase todas as faixas de temperatura, apenas na última faixa de temperatura, 45,1 a 55°C, os dois painéis apresentaram, praticamente, a mesma eficiência.

Ao analisar a eficiência com a energia gerada dos painéis, é possível identificar que, para os mesmos intervalos de temperatura da Figura 42, a maior geração de energia é referente à faixa de temperatura de 45,1 a 55°C, conforme a Figura 43.

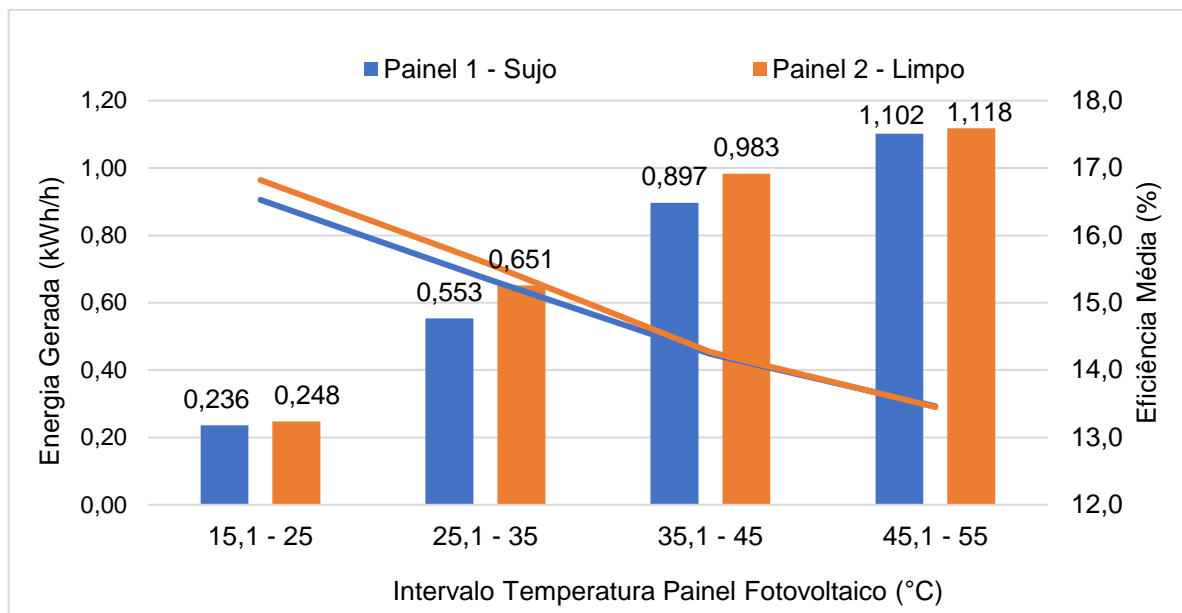


Figura 43 - Eficiência Média e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, primeiro período.

O Pannel 2 apresentou uma maior produção de energia, para todas as faixas de temperatura, chegando a 1,118 kWh/h e 45,1 a 55°C. Já o Pannel 1 apresentou sua maior produção, também, para a maior faixa de temperatura, com um valor de 1,102 kWh/h, entretanto apresentou uma diferença maior nas faixas de temperatura de 25,1 a 35°C e 35,1 a 45°C, com valores de 0,553 e 0,897 kWh/h, confrontando os valores de 0,651 e 0,983 kWh/h do Pannel 2.

Apesar da faixa de temperatura mais alta produzir uma quantidade maior de energia, também é responsável pela menor eficiência, a qual poderia ser otimizada com um sistema de refrigeração para os módulos fotovoltaicos.

Rahman, Hasanuzzaman e Rahim (2015) observaram que módulos fotovoltaicos com sistemas de refrigeração possuem uma maior eficiência, em comparação a módulos sem algum sistema de troca de calor.

A Figura 44 representa a frequência de ocorrência da temperatura dos módulos fotovoltaicos, para o primeiro período.

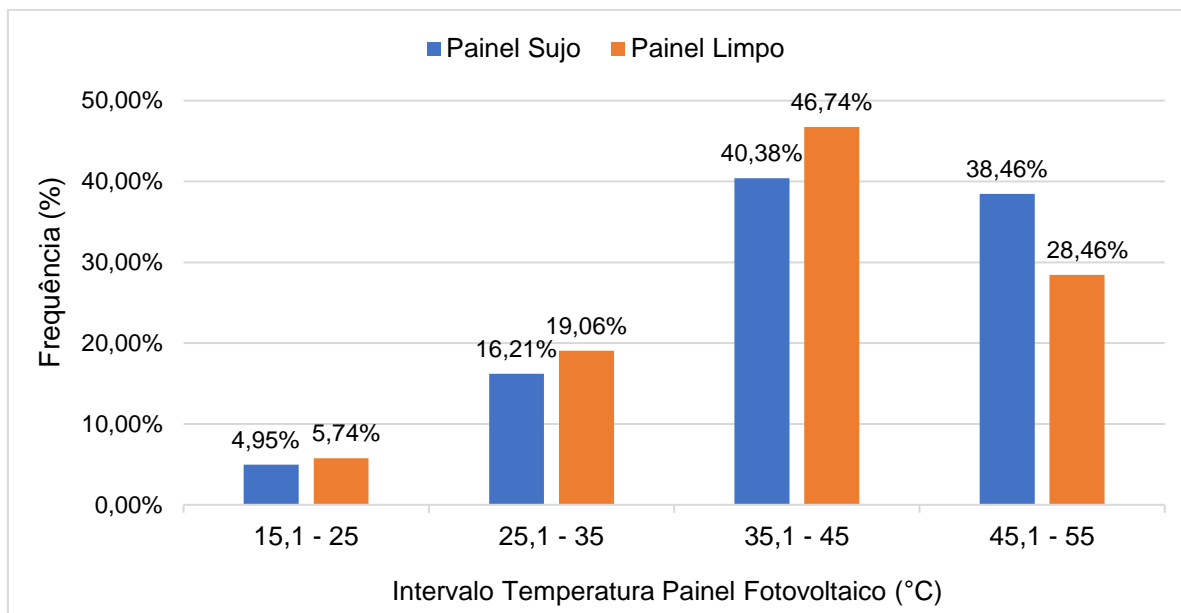


Figura 44 - Frequência de Ocorrência da Temperatura dos PF, entre 18/02/2020 e 07/04/2020.

A maior ocorrência de temperatura foi entre 35,1 a 45°C, para ambos os painéis com 40,38 e 46,74%, Painel 1 e 2, respectivamente. Percebe-se que o painel sujo obteve uma frequência maior para a última faixa de temperatura, 45,1 a 55°C, com um valor de 38,46%, enquanto o painel limpo obteve 28,46%.

Segundo Guan *et al.* (2017), a deposição de poeira resulta na diminuição da radiação incidente e no aumento da resistência térmica dos módulos fotovoltaicos, alterando sua temperatura. Consequentemente, a mudança na temperatura do módulo e a diminuição da radiação incidente afetam o rendimento de energia dos módulos fotovoltaicos.

Em suma, a temperatura do Painel 1 (sujo) foi superior ao Painel 2 (limpo), em todas as semanas do primeiro período, conforme Tabela 15.

Tabela 15 - Temperatura Média dos PF, entre 18/02/2020 e 07/04/2020.

Temperatura (°C)	Semana						
	1	2	3	4	5	6	7
Painel 1 (Sujo)	36,84	34,28	37,25	40,41	35,01	35,69	32,81
Painel 2 (Limpo)	35,72	33,29	36,06	38,99	33,57	34,13	31,38

Portanto, a poeira depositada sobre os módulos não afeta apenas na quantidade de radiação solar que ele deixa de absorver, como também na energia que é absorvida pela poeira, na qual resulta em um aumento da temperatura do

módulo.

4.3. Análise da Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos com Inclinação de 21° e 26°

Primeiramente, serão apresentados os dados de geração de energia para o segundo período de coleta, entre 05/08/2020 e 26/09/2020, para os dois painéis fotovoltaicos. Neste período, foi avaliada a geração de um painel fotovoltaico com uma inclinação de 21° em relação à horizontal, Painel 1, enquanto o Painel 2 sofreu uma alteração na sua inclinação para 26°.

A partir da Figura 45, podem ser observados os dados de geração de energia elétrica diária, em kWh, bem como a radiação solar diária, em kWh, para o segundo período.

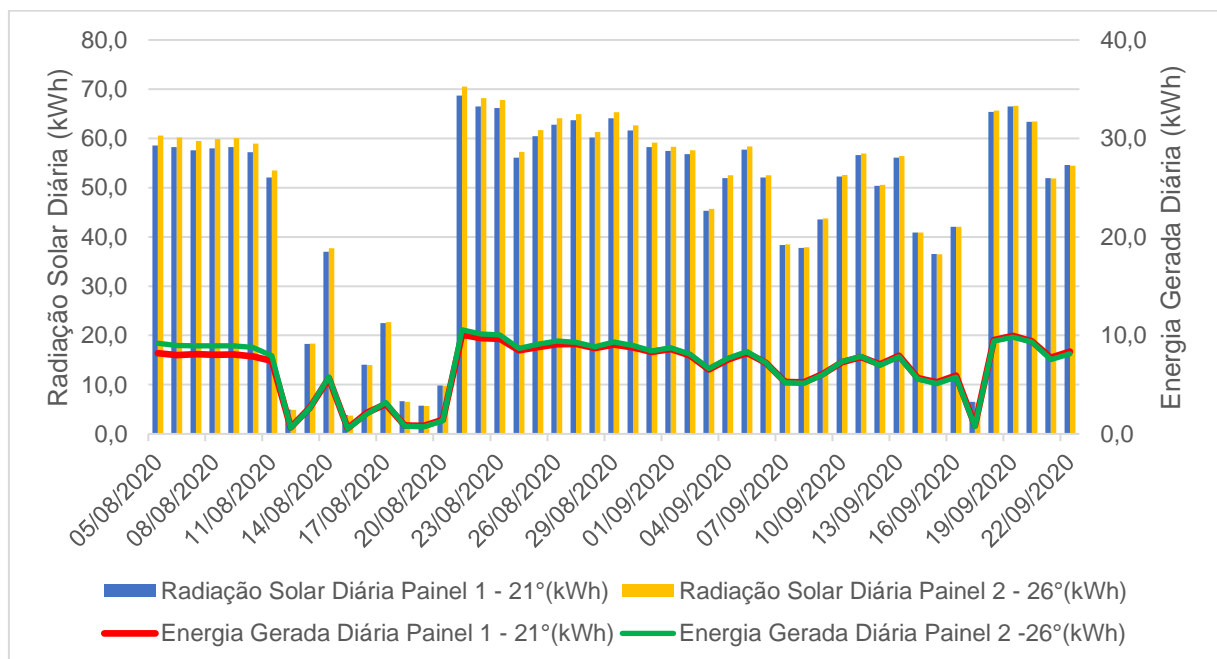


Figura 45 - Radiação Solar Diária e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, segundo período.

Nota-se que a radiação solar que ambos os painéis recebem são diferentes, haja vista suas diferentes inclinações. Segundo CRESEB (2018), para o mês de agosto quanto maior a inclinação do plano, maiores os valores de irradiação solar. Para a inclinação de 21° e 26°C se tem 5,02 e 5,11 kWh/m².dia; Já no mês de setembro, para as inclinações de 21° e 25°, a irradiação solar é praticamente a mesma

nos dois valores, 4,72 e 4,73 kWh/m².dia, respectivamente.

Conforme a Figura 45, a energia produzida por ambos os painéis é muito próxima durante todo o período, sendo que o painel com menor inclinação produziu menor quantidade de energia entre os dias 05/08/2020 e 11/08/2020.

A Figura 46 apresenta a eficiência diária dos painéis fotovoltaicos, ao longo do primeiro período de coleta de dados. As médias de eficiência para o segundo período foram de 14,25%, Painel 1, e 14,24% no Painel 2.

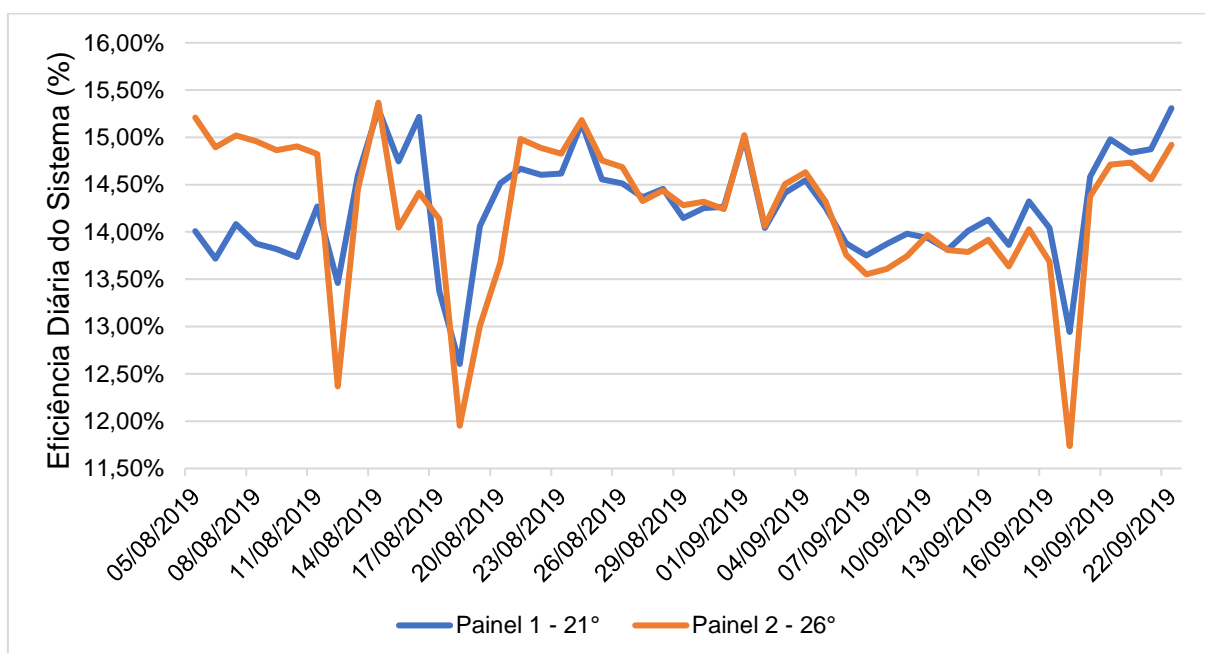


Figura 46 - Eficiência diária dos painéis fotovoltaicos, segundo período.

A partir da Figura 46, o Painel 2 apresentou eficiência maior para os primeiros dias de agosto, na sequência, alguns valores instáveis durante os dias de 11/08/2020 a 21/08/2020, devido aos períodos chuvosos nessas datas. Em seguida, os dois painéis apresentaram uma eficiência próxima, sendo que o Painel 1, com menor inclinação, ultrapassou o Painel 2 nos últimos dias de setembro.

Segundo CRESESB (2018), para o mês de outubro, quanto menor for a inclinação do plano, maior é a irradiação solar, com valores de 5,61 e 5,48 kWh/m².dia para 21° e 26°C, respectivamente. Assim, o Painel 1 apresentou maior eficiência que o Painel 2 no final do mês de setembro, pois a variação da irradiação solar, ao longo do ano, é maior para algumas inclinações durante determinadas estações, conforme já observado pela Figura 31.

Quanto à eficiência semanal dos painéis fotovoltaicos, o que obteve maior

inclinação fora o Painel 2, nas semanas 1, 3 e 4, enquanto o Painel 1 foi superior nas demais, conforme Tabela 16.

Tabela 16 - Eficiência Semanal dos Painéis Fotovoltaicos entre 05/08/2020 e 22/09/2020.

Eficiência (%)	Semanas						
	1	2	3	4	5	6	7
Painel 1 - 21°	13,92%	14,49%	14,69%	14,42%	14,13%	14,00%	14,77%
Painel 2 - 26°	14,96%	14,44%	14,86%	14,47%	14,10%	13,84%	14,49%

Na Figura 47 é possível constatar como a temperatura do painel influencia na eficiência do sistema fotovoltaico.

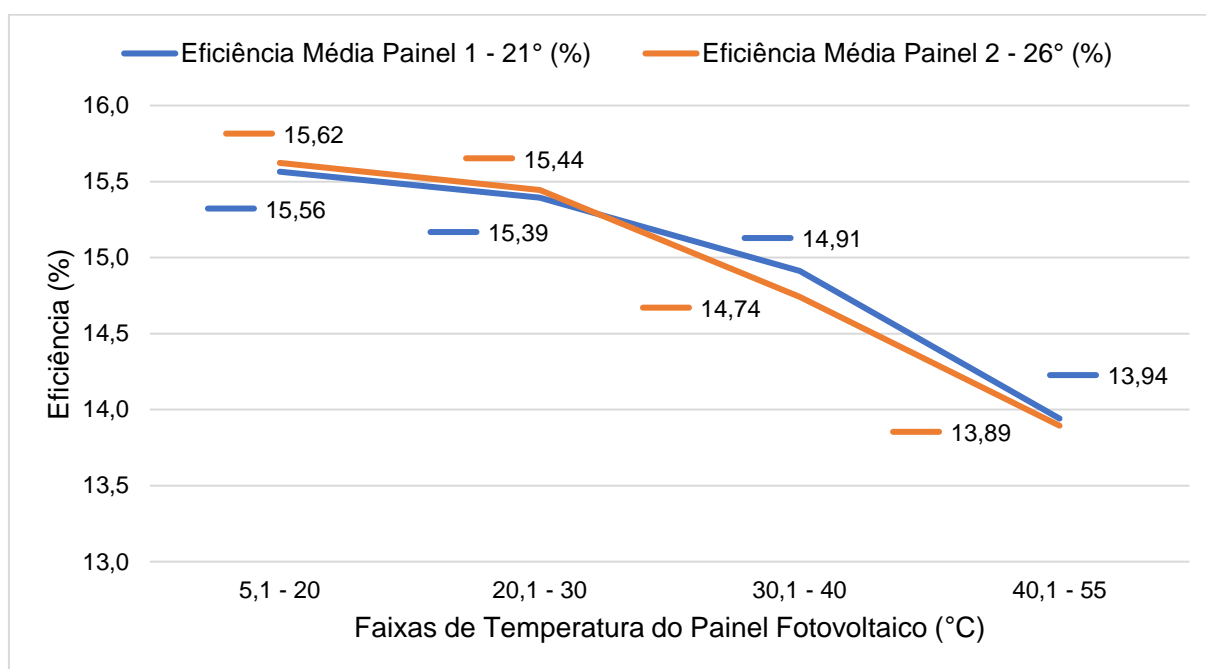


Figura 47 - Eficiência Média dos Painéis Fotovoltaicos por Faixas de Temperatura, segundo período.

Assim, a partir da Figura 47 é possível identificar, novamente, que os maiores valores de eficiência estão relacionados as menores temperaturas, bem como, as menores eficiências estão relacionadas as maiores temperaturas.

O Painel 1 (no segundo período), com menor inclinação, apresentou maior eficiência para menores temperaturas, 15,62% e 15,44%, para 5,1 a 20 °C e 20,1 a 30°C. Para as maiores temperaturas do segundo período, o Painel 2 apresentou as maiores eficiências, sendo 14,91 e 13,94% para 30,1 a 40°C e 40,1 a 55°C, respectivamente.

A eficiência dos painéis fotovoltaicos e a energia gerada pelos mesmos, para o segundo período, está representada na Figura 48.

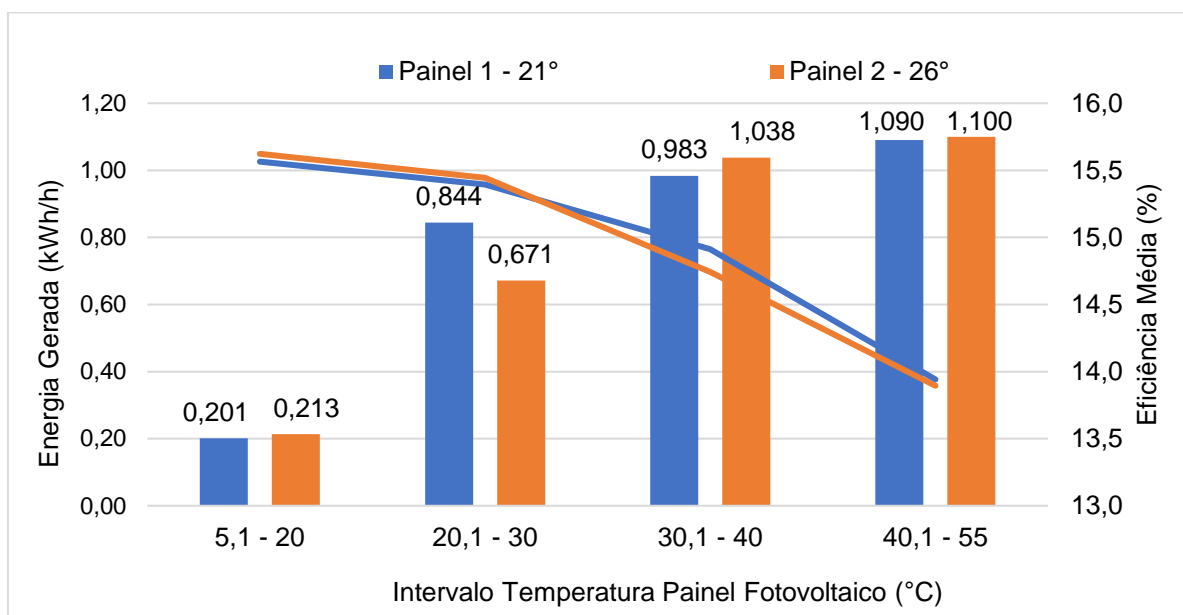


Figura 48 - Eficiência Média e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, segundo período.

No segundo período, conforme a Figura 48, o Painel 2 apresentou uma maior geração de energia, para os intervalos de temperatura de 5,1° a 20°C, 30,1° a 40 °C e 40,1° a 55 °C. No intervalo de 20,1° a 30°C, o Painel 1 apresentou uma maior geração de energia, 0,8444 kWh/h, que o Painel 2, 0,671 kWh/h.

Percebe-se, também, para o segundo período, que os maiores valores de geração de energia estão associados às maiores temperaturas dos painéis fotovoltaicos, entretanto, essas temperaturas estão relacionadas às menores eficiências do sistema.

A Figura 49 apresenta as frequências de ocorrência da temperatura, referente ao segundo período, dos módulos fotovoltaicos.

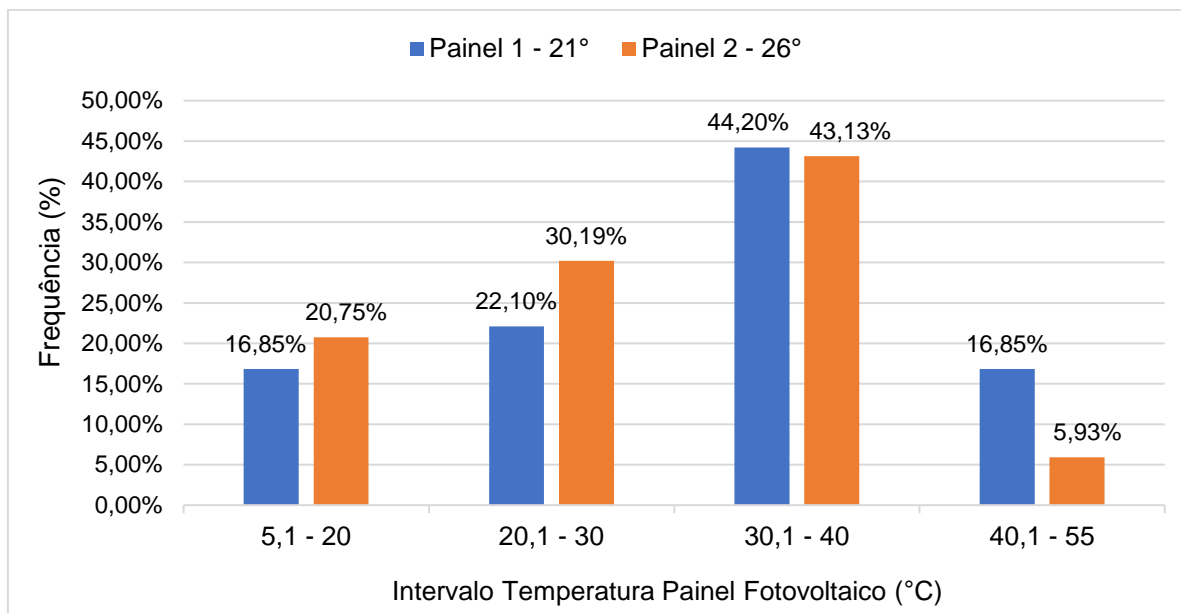


Figura 49 – Frequência de Ocorrência da Temperatura dos PF, entre 05/08/2020 e 22/09/2020.

A maior frequência de ocorrência de temperatura ocorreu entre a faixa de 30,1° a 40°C, para ambos os painéis. Quando comparada as frequências do primeiro período é notável que o segundo período – por ocorrer em meses com baixas temperaturas e uma menor quantidade de irradiação solar – apresenta frequência maior para baixas temperaturas do módulo fotovoltaico, bem como menor frequência para o maior intervalo de temperatura, 40,1° a 55°C, com 16,85% e 5,93%, para o Painel 1 e 2, respectivamente.

Segundo Klugmann-Radziemska (2015), a inclinação do módulo fotovoltaico tem grande influência sobre a deposição de poeira, devido às forças gravitacionais. A densidade de concentração de massa e distribuição do tamanho das partículas dependem do ângulo de inclinação do sistema. Ainda, a limpeza dos painéis pela chuva e vento variam de acordo com o ângulo de inclinação e orientação das superfícies em relação à direção do vento.

A temperatura média semanal dos painéis, para o segundo período, é apresentada na Tabela 17.

Tabela 17 - Temperatura Média dos PF, entre 05/08/2020 e 22/09/2020.

Temperatura (°C)	Semana						
	1	2	3	4	5	6	7
Painel 1 (21°)	31,93	18,99	21,34	34,26	32,70	34,27	31,12
Painel 2 (26°)	30,61	19,84	20,67	32,41	31,53	33,21	30,08

O Painel 1 apresentou uma temperatura maior que o Painel 2 em todas as semanas, exceção da semana 2, na qual os valores de temperatura foram 18,99° e 19,84°C, para o Painel 1 e 2, respectivamente.

4.4. Análise da Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos com Inclinação de 21° e 18°

No terceiro período (similar ao segundo período) foi avaliada a geração de um painel fotovoltaico com uma inclinação de 21° em relação à horizontal, Painel 1, enquanto o Painel 2 sofreu alteração na sua inclinação para 18°. Serão apresentados os dados de geração de energia datados entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

A Figura 50 apresenta geração de energia, em kWh, e radiação solar diária, em kWh, para o terceiro e, último, período.

Conforme CRESESB (2018), para os meses do terceiro período – final de outubro e novembro –, quanto menor for a inclinação do plano horizontal, maior a quantidade de irradiação solar que a superfície receberá. Obteve-se entre os meses de setembro e novembro, respectivamente, a irradiação solar diária média mensal de 5,14 e 5,61 kWh/m².dia, para uma inclinação de 21°, e 5,19 e 6,01 kWh/m².dia, para uma inclinação de 0°.

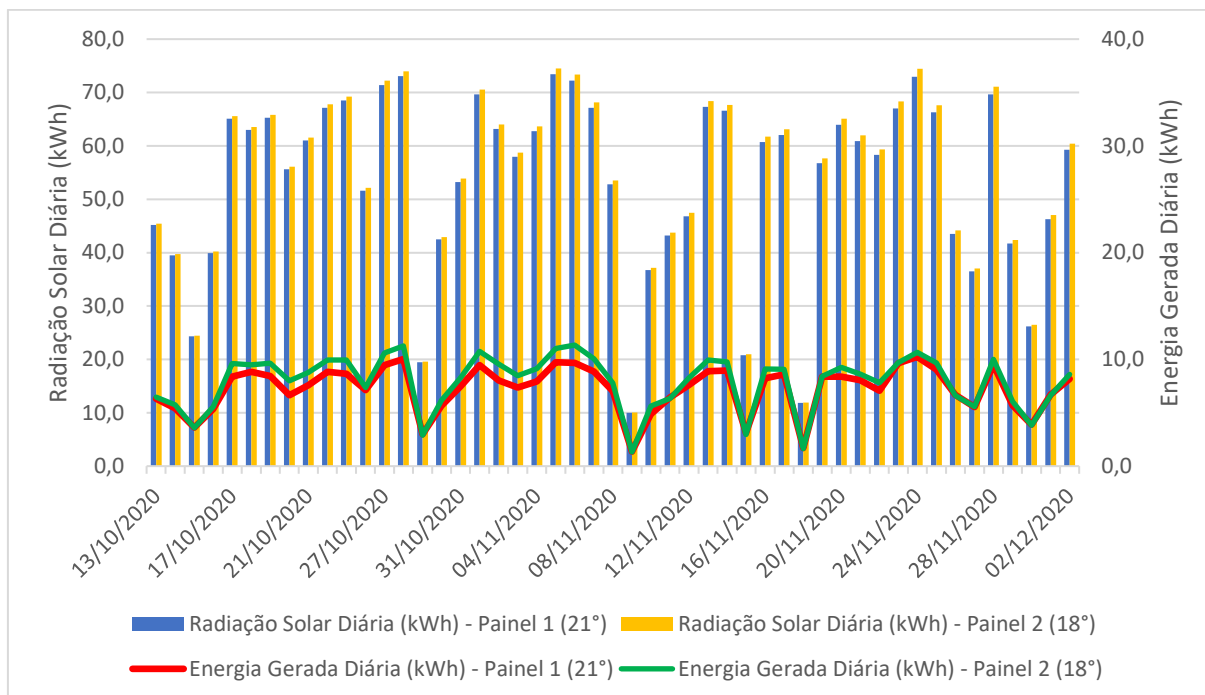


Figura 50 - Radiação Solar Diária e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, terceiro período.

Considerando-se o comportamento da radiação solar (Figura 50), os maiores valores estão associados ao painel com menor inclinação horizontal, Painel 2. Já para a energia gerada pelos painéis, o Painel 2 produziu uma quantidade maior de energia em grande parte do período.

Na Figura 51 são apresentadas as eficiências diárias dos painéis fotovoltaicos, para o terceiro período.

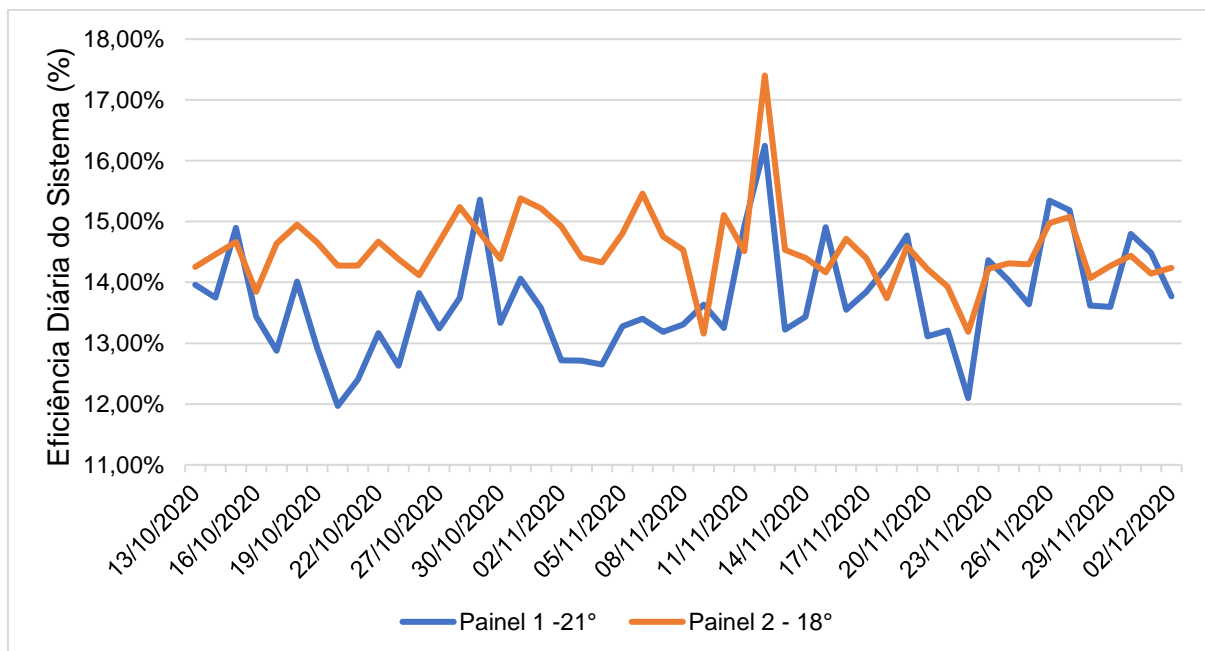


Figura 51 - Eficiência diária dos painéis fotovoltaicos no terceiro período.

Os últimos dias de outubro apresentaram uma maior eficiência para o Painel 2, tendo apenas dois dias em que o Painel 1 foi superior. Observou-se, porém, no mês de novembro a alternância entre a eficiência apresentada pelos painéis, entretanto, o Painel 2 fora mais eficiente nesse período.

De acordo com o terceiro período (Tabela 18), o painel com menor inclinação, Painel 2, apresentou maior eficiência para todas as semanas, com valor médio de 14,54%, enquanto o painel com maior inclinação, Painel 1, apresentou média geral de 13,70%.

Tabela 18 - Eficiência semanal dos painéis fotovoltaicos, entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

Eficiência (%)	Semana							Média
	1	2	3	4	5	6	7	
Painel 1 (21°)	13,55%	13,01%	13,27%	13,50%	14,00%	13,62%	14,27%	13,60%
Painel 2 (18°)	14,54%	14,55%	14,80%	14,84%	14,86%	14,12%	14,40%	14,59%

Através da Figura 52, é possível observar o comportamento da temperatura na eficiência do sistema no terceiro período. Assim como constatado para o primeiro e segundo período, os maiores valores de eficiência estão associados aos menores valores de temperatura, enquanto os menores valores de eficiência estão relacionados aos maiores valores de temperatura.

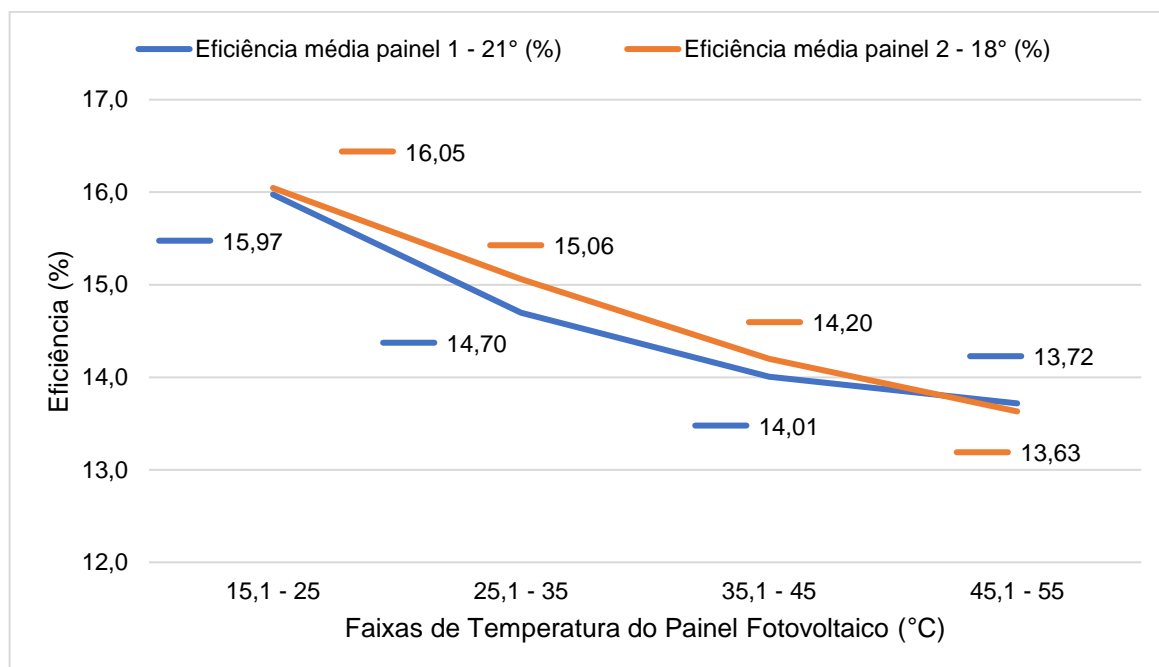


Figura 52 - Eficiência Média dos Painéis Fotovoltaicos por Faixas de Temperatura, terceiro período.

Ao analisar a Figura 52, percebe-se que o Painel 2 alcançou maior eficiência entre os intervalos de 15,1° e 25°C, 25,1° a 30°C e 35,1° a 45°C. Já o Painel 1 alcançou maior eficiência para o maior intervalo de temperatura, 45,1° a 55°C, com valor de 13,72%, em contrapartida do Painel 2 com 13,63%, valores muito próximos entre ambos os tratamentos, ou painéis.

São apresentados na Figura 53 os dados de eficiência e geração de energia, para o terceiro período.

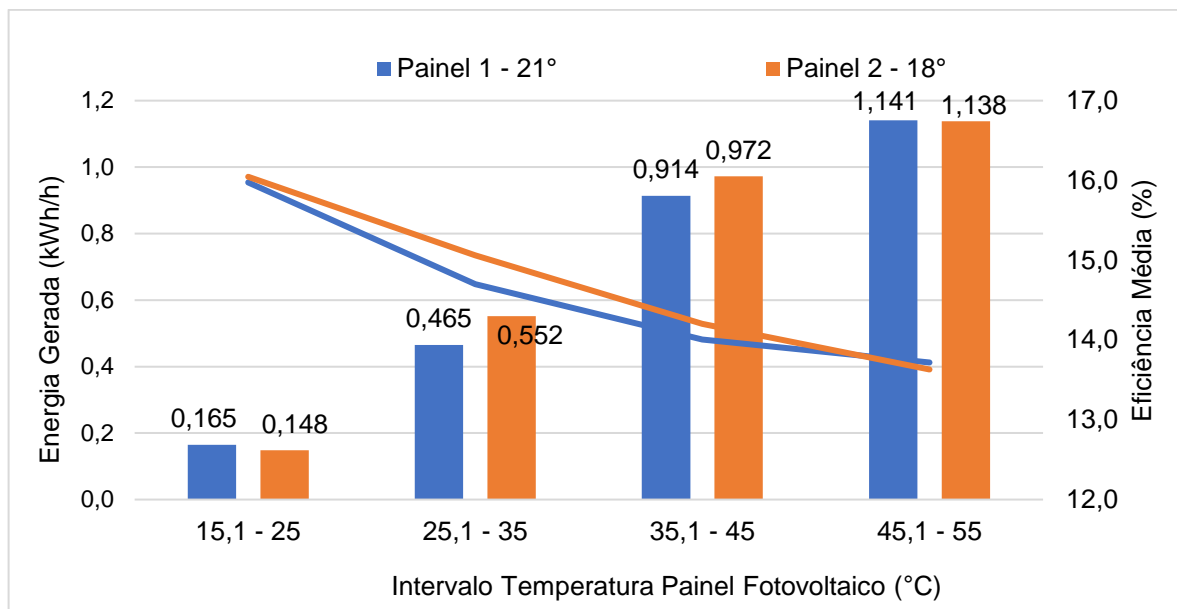


Figura 53 - Eficiência Média e Energia Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos, terceiro período.

Na Figura 53 é possível identificar que a maior geração de energia está relacionada com o intervalo de maior temperatura, 45,1° a 55 °C, com valores de 1,141 e 1,138 kWh/h, para o Painel 1 e 2, respectivamente.

Como já fora relacionado, para o primeiro e segundo período, a eficiência do módulo é baixa para altas temperaturas e, logicamente, alta para baixas temperaturas.

Odeh e Behnia (2009) utilizaram em seu experimento um sistema de resfriamento direto, utilizando água em um sistema fotovoltaico. Os resultados experimentais indicaram que, devido à perda de calor por convecção entre a água e a superfície do painel fotovoltaico, um aumento de cerca de 15% na saída do sistema é alcançado em condições de radiação de pico.

A partir da Figura 54, podem ser verificadas as frequências de ocorrência da temperatura dos módulos fotovoltaicos.

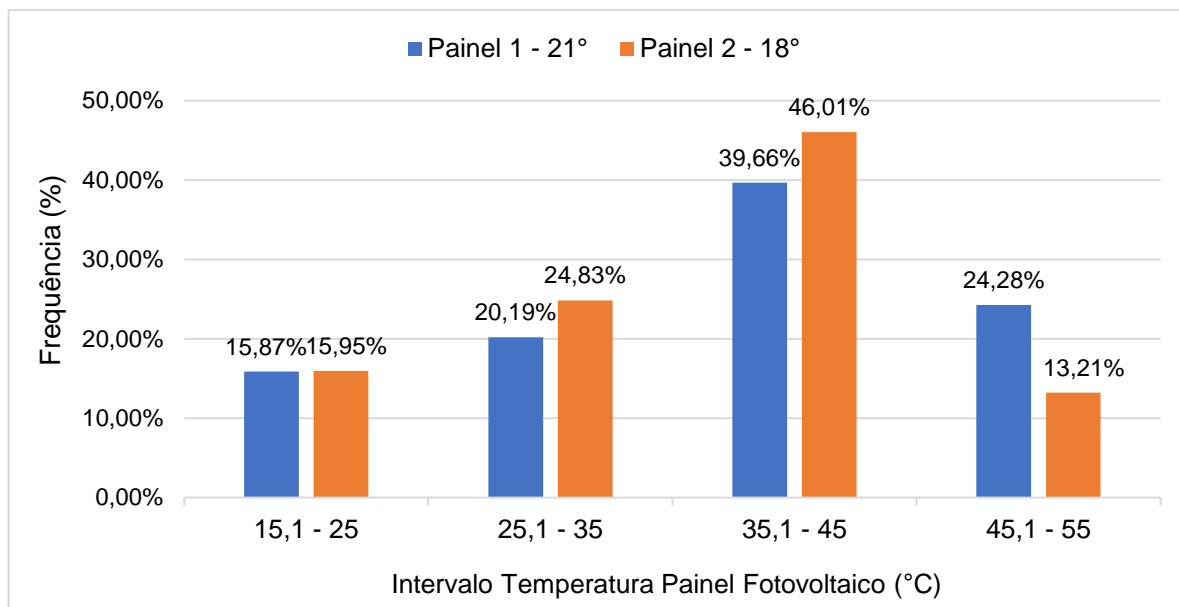


Figura 54 - Frequência de Ocorrência da Temperatura dos PF, entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

Primeiramente, a partir da Figura 54, a faixa de temperatura de 35,1° a 45°C foi a de maior frequência, com valores de 39,66%, Painel 1, e 46,01% no Painel 2. Na maior faixa de temperatura se obteve uma diferença mais significativa entre os painéis, 24,28% para o painel com maior inclinação e 13,21% para o de menor inclinação. De tal forma que o Painel 1 apresentou temperatura média semanal superior ao Painel 2, em todas as semanas.

A maior média semanal ocorreu na segunda semana com um valor de 37,11°C, Painel 1, e 36,18°C no Painel 2.

Tabela 19 - Temperatura Média dos PF entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

Temperatura (°C)	Semana							Média
	1	2	3	4	5	6	7	
Painel 1 (21°)	33,50	37,11	33,17	34,98	33,02	33,16	34,15	34,15
Painel 2 (18°)	32,69	36,18	32,64	34,47	32,54	32,25	33,30	33,44

4.5. Análise Estatística

Neste item serão apresentadas as análises estatísticas referente às médias diárias da eficiência, em cada período.

A fim de comparar a média dos tratamentos, verificando a influência dos mesmos, fora realizada uma Análise de Variância, considerando que os blocos são os

painéis, PAINEL 1 – BLOCO A e PAINEL 2 – BLOCO B, os tratamentos são os dias, os quais receberam uma radiação solar diferente e estão sujeitos às diferentes condições atmosféricas.

Por fim, o resultado da análise é a comparação das médias de eficiência dos painéis.

4.5.1. Primeiro Período - Sujidade

Através de um teste de hipóteses, foram comparadas as médias diárias da eficiência, de ambos os painéis, para verificar a diferença entre eles. Após aplicado o teste de médias, o valor de F_{cal} é maior que o valor de F_{tab} . Portanto, é rejeitada a hipótese nula (H_0), com 5% de significância.

O teste de média aplicado fora o Teste de Tukey, a 5% de significância. Na Tabela 20 é possível verificar os resultados.

Tabela 20 – Valores médios de eficiência média diária entre painéis limpo e sujo para o período compreendido entre 18/02/2020 e 07/04/2020.

Tratamentos	Médias (%)	Resultado *
1 (Painel Sujo)	13,732015	A
2 (Painel Limpo)	14,394818	B

Notas: *médias seguidas pela mesma letra maiúscula na coluna não diferem entre si pelo teste de Tukey ao nível de 5% de significância

Nota-se que a média para o primeiro tratamento, Painel 1, é diferente do segundo, Painel 2. Ou seja, a variável sujidade afeta na eficiência do sistema, segundo o Teste de Tukey, realizado com significância de 5%.

4.5.2. Segundo Período - Inclinação

Da mesma forma, para o segundo período, foi aplicado um teste de médias, onde foi possível verificar que o F_{cal} é maior que o F_{tab} , rejeitou-se a hipótese nula e foi aplicado o Teste de Tukey, com 5% de significância, conforme Tabela 21.

Tabela 21 - Valores médios de eficiência média diária entre painéis limpo e sujo para o período compreendido entre 05/08/2020 e 22/09/2020.

Tratamentos	Médias (%)	Resultado *
1 (Painel 21°)	14,252326	A
2 (Painel 26°)	14,247220	A

Notas: *médias seguidas pela mesma letra maiúscula na coluna não diferem entre si pelo teste de Tukey ao nível de 5% de significância

Para o segundo período, através do Teste de Tukey, a média do primeiro e do segundo tratamento, não é estatisticamente diferente, a uma significância de 5%.

Apesar de apresentar diferenças nas eficiências ao longo desse período, o Painel 1 e 2 não diferem entre si, ou seja, estatisticamente ambos os tratamentos são iguais, segundo o Teste de Tukey a 5% de significância.

4.5.3. Terceiro Período - Inclinação

Por fim, no terceiro período foi aplicado o último teste de hipótese, sendo possível demonstrar que F_{cal} é maior que F_{tab} , rejeitando-se a hipótese nula e aplicando o Teste de Tukey, com 5% de significância, conforme a Tabela 22.

Tabela 22 - Valores médios de eficiência média diária entre painéis limpo e sujo para o período compreendido entre 13/10/2020 e 02/12/2020.

Tratamentos	Médias (%)	Resultado *
1	13,708028	A
2	14,535277	B

Notas: *médias seguidas pela mesma letra maiúscula na coluna não diferem entre si pelo teste de Tukey ao nível de 5% de significância

A média do primeiro tratamento (Painel 1) é diferente do segundo, Painel 2. Logo, as inclinações de 21° e 18°C são diferentes entre si, ou seja, a variável inclinação 21° e 18°C afeta na eficiência do sistema, segundo o Teste de Tukey, com significância de 5%.

5. CONCLUSÕES

Durante o primeiro período, onde foi avaliado os níveis de sujidade dos módulos, o painel mantido limpo durante o intervalo de coleta de dados, Painel 2, apresentou maior eficiência para as quatro primeiras semanas do experimento. Em seguida, nas três últimas semanas, a eficiência de ambos os painéis se manteve próxima até o final do período. Dessa forma, a eficiência média do período foi de 13,73 e 14,39% para o Painel 1 e 2, respectivamente.

Quanto ao segundo período do experimento, tem-se que o painel com uma inclinação de 21°, Painel 1, apresentou eficiência média muito próxima ao Painel 2 (com uma angulação de 26°). A eficiência média do Painel 1 e 2 foi 14,25% e 14,24%, respectivamente.

Para o terceiro, e último, período, percebe-se uma eficiência média de 13,7% e 14,54%, para o Painel 1 (21°) e 2 (18°), respectivamente. O painel com menor inclinação obteve uma eficiência média superior para o período, tendo em vista que para menores inclinações, neste período, a irradiação solar média diária é maior.

Nos três períodos, o aumento da temperatura resulta na diminuição da eficiência do sistema, entretanto, maiores índices de irradiação solar resultam em maior geração de energia.

Com base na análise estatística do primeiro período, 18/02/2020 a 07/04/2020, foi possível observar que a variável sujidade ou a deposição de poeira sobre os módulos afeta na eficiência do sistema fotovoltaico.

As inclinações de 21° e 26°C (segundo período) não apresentaram diferença estatística na eficiência do sistema, durante o período de 05/08/2020 a 22/09/2020.

Conclui-se, também, no terceiro período, 13/10/2020 a 02/12/2020, que com inclinações de 21° e 18°C a variável inclinação afeta a eficiência do sistema.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482**: Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012. Brasil, 2012. 12 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 25 abril. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687**: Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2018. Brasil, 2015. 25 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 25 abril. 2020.

BOHN, C. A. **Influências na geração de energia elétrica em módulos fotovoltaicos revestidos por policarbonato alveolar e compacto**. 2019. 162 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2019.

CAMPBELL SCIENTIFIC®. **CR1000 Measurement and control datalogger**. Disponível em: <<https://www.campbellsci.com/cr1000>>. Acesso em: 20 jun. 2020.

CASA DO MICROINVERSOR. **Painel Solar 330 W Risen Solar – RSM72-6-330P**. 2020. Disponível em: <https://microinversor.com.br/produto/painel-solar-risen-330wp-rsm72-6-330p/?v=9a5a5f39f4c7>. Acesso em: 25 de maio de 2020.

CASTILLO, C. P.; SILVA, F. B.; LAVALLE, C. An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28. **Energy policy**, v. 88, p. 86-99, jan. 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.004>.

CETTI. **Sensor Termopar J 8mm**. Disponível em: <https://www.cetti.com.br/sensor-termopar-j-8mm-cabo-malha-trancada-1-metro>. Acesso em: 22, mai. 2020.

CHANDER, Subhash *et al.* A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature. **Energy Reports**, v. 1, p. 104-109, nov. 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2015.03.004>.

CHU, S.; CUI, Y.; LIU, N. The path towards sustainable energy. **Nature Materials**, v. 16, p. 16-22, dez. 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1038/nmat4834>

CIULLA, G.; LO BRANO, V.; MORECI, E. Forecasting the cell temperature of PV modules with an adaptive system. **International Journal of Photoenergy**, v. 2013, p. 1-10. 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.1155/2013/192854>

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. **Potencial Solar - SunData V3.0**. 2018. Disponível em: <<https://bityli.com/vzoGN>>. Acesso em: 23 abr. 2020.

DA CUNHA KEMERICH, P. D. *et al.* Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, v. 20, p. 241-247, 2016. Disponível em: <<https://periodicos.ufsm.br/reget/article/view/16132/pdf>>. Acesso em: 10 abr. 2020.

DA NÓBREGA, B. S. *et al.* Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba. **Revista Principia-Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB**, n. 43, p. 175-188, 2018.

DU, Y. *et al.* Evaluation of photovoltaic panel temperature in realistic scenarios. **Energy Conversion and Management**, v. 108, p. 60-67, jan. 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.065>.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013. 910 p. Solar Energy Laboratory University of Wisconsin, Madison.

ELETRA ENERGY SOLUTIONS. **ARES 7023**. 2020. Disponível em: <http://www.eletraenergy.com/images/catalogos/ARES-7023.pdf>. Acesso em: 20 mai. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco energético nacional 2017 - ano base 2016**: Relatório síntese. Rio de Janeiro, RJ: [S.n.], 2017. 61 p. Disponível em: <<https://bitly.com/FU0Zb>>. Acesso em: 20 abr. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco energético nacional 2018 - ano base 2017**: Relatório síntese. Rio de Janeiro, RJ: [S.n.], 2018. 62 p. Disponível em: <<https://bitly.com/vO7SS>>. Acesso em: 20 abr. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco energético nacional 2019 - ano base 2018**: Relatório síntese. Rio de Janeiro, RJ: [S.n.], 2019. 67 p. Disponível em: <<https://bit.ly/2ID2JzF>>. Acesso em: 26 jul. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica DEA 13/15**: Demanda de energia 2050. Rio de Janeiro: [s.n.], 2016. 257 p. (Estudos da Demanda de Energia).

FERREIRA, A. *et al.* Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181-191, 2018. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>

FESHARAKI, V. J.; DEGHANI, M.; FESHARAKI, J. J. The effect of temperature on photovoltaic cell efficiency. In: **Proceedings of the 1st International Conference on Emerging Trends in Energy Conservation–ETEC**, Tehran, Iran. p. 20-21. 2011.

GASPARIN, F. P.; KREZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 8, n. 1, p. 10-17, jul. 2017. Disponível em: <<https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/169/160>>. Acesso em: 23 abr. 2020.

GREEN, Martin A. *et al.* Solar cell efficiency tables (version 54). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 27, n. 7, p. 565-575, 20 jun. 2019. Wiley. DOI: <http://dx.doi.org/10.1002/pip.3171>.

GOOGLE MAPS STREE VIEW. **Projeto CASA, Universidade Estadual do Oeste do Paraná**. 2011. Disponível em: https://www.google.com/maps/@-24.9895215,-53.449672,3a,75y,328.89h,92.76t/data=!3m6!1e1!3m4!1s_GTSE7HcfW_ABc2hupultg!2e0!7i13312!8i6656. Acesso em: 20 mai. 2020.

GUAN, Y. *et al.* In-situ investigation of the effect of dust deposition on the performance of polycrystalline silicon photovoltaic modules. **Renewable energy**, v. 101, p. 1273-1284, 2017.

HEGAZY, A. A. Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors. **Renewable energy**, v. 22, n. 4, p. 525-540, 2001.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **2019 – Trends in Photovoltaic Applications**. 2019. 100 p. (PVPS - Photovoltaic Power Systems Programme). Disponível em: https://iea-pvps.org/trends_reports/2019-edition/. Acesso em: 20 mai. 2020.

JAKOPLIĆ, A. *et al.* Benefits of short-term photovoltaic power production forecasting to the power system. **Optimization and Engineering**, v. 22, n. 1, p. 9-27, 2021.

JASZCZUR, M. *et al.* An experimental and numerical investigation of photovoltaic module temperature under varying environmental conditions. **Heat Transfer Engineering**, v. 42, n. 3-4, p. 354-367, 2021.

JÚNIOR, Alcy M. *et al.* Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos de inclinação e azimute localizados em Palmas - TO. **XIV CEEL, Universidade Federal de Uberlândia**, 2016.

KALOGIROU, S. A. **Engenharia de energia solar: processos e sistemas**. 2. ed. Rio de Janeiro (Brasil): Elsevier, 2016. 843 p.

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1092-1105, 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>.

KAWAGOE, Kazuma; HISHIKAWA, Yoshihiro; YAMADA, Noboru. Outdoor Direct STC Performance Measurement of PV Modules Based on a Sun-Shading Technique. **IEEE Journal Of Photovoltaics**, v. 7, n. 6, p. 1725-1730, nov. 2017. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/jphotov.2017.2742146>.

KHATIB, Tamer; IBRAHIM, Ibrahim A.; MOHAMED, Azah. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. **Energy Conversion and Management**, v. 120, p. 430-448, jul. 2016. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.011>.

KIPP & ZONEN. **CMP3 Pyranometer**. Disponível em: <<https://www.kippzonen.com/Product/11/CMP3-Pyranometer#.Xu-OBGhKjIW>>. Acesso em: 20 mai. 2020.

KLUGMANN-RADZIEMSKA, E. Degradation of electrical performance of a crystalline photovoltaic module due to dust deposition in northern Poland. **Renewable Energy**, v. 78, p. 418-426, 2015.

KORMANN, L. *et al.* Desenvolvimento de mapas de avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes ângulos de inclinação e de azimute. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA**, v. 18, p. 01-08, 2014

LACERDA, J. S.; VAN DEN BERGH, J. C. J. M. Diversity in solar photovoltaic energy: Implications for innovation and policy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 331-340, feb. 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.032>.

LIMA, J. B. A. **Otimização de sistema de aquecimento solar de água em edificações residenciais unifamiliares utilizando o programa TRNSYS**. 2003. 142 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Construção Civil e Urbana) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003. Disponível em: <<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3146/tde-03032004-153752/pt-br.php>>. Acesso em: 25 abr. 2020.

LOUIE, Henry. **Off-grid electrical systems in developing countries**. Seattle, WA: Springer International Publishing, 2018.

MOHAMED, A. O.; HASAN, A. Effect of dust accumulation on performance of photovoltaic solar modules in Sahara environment. **Journal of Basic and applied scientific Research**, v. 2, n. 11, p. 11030-11036, 2012.

MUNDO DA ELÉTRICA. **Dispositivo de proteção contra surtos (DPS), como funciona?**. 2020a. Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com.br/dispositivo-deprotecao-contrasurtos-dps-como-funciona/>. Acesso em: 5 jun. 2020.

MUNDO DA ELÉTRICA. **Tipos de disjuntores, quais são?**. 2020b. Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com.br/tipos-de-disjuntores-quais-sao/#:~:text=Para%20que%20serve%20o%20disjuntor%3F&text=O%20disjuntor%20%C3%A9%20o%20dispositivo,prote%C3%A7%C3%A3o%20dos%20seus%20respectivos%20circuitos>. Acesso em: 5 jun. 2020.

MUZATHIK, A. M. Photovoltaic modules operating temperature estimation using a simple correlation. **International Journal of Energy Engineering**, v. 4, n. 4, p. 151, 2014.

NASCIMENTO, L. F. J. **Desempenho de um sistema de irrigação por gotejamento com sistema fotovoltaico amorfo para bombeamento de água**. 2019. 135 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, PR, 2019.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017. 46 p. (Estudo Técnico). Consultoria Legislativa da Área XII - Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos. Disponível em: <<https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/32259>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

ODEH, Saad; BEHNIA, Masud. Improving photovoltaic module efficiency using water cooling. **Heat Transfer Engineering**, v. 30, n. 6, p. 499-505, 2009. DOI: 10.1080/01457630802529214.

OMEGA. **Saiba o que é um termopar**: Introdução à Medição de Temperatura. 2015. Disponível em: <https://br.omega.com/prodinfo/termopares.html>. Acesso em: 20 mai. 2020.

PANWAR, N. I.; KAUSHIK, S. C.; KOTHARI, Surendra. Role of renewable energy sources in environmental protection: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3, p. 1513-1524, abr. 2011. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.037>.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014. 530 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 02 abri. 2020.

PRATYUSHA, J. L.; VASUDEVA RAO, N. Optimization of the heat exchanger in a flat plate indirect heating solar water heating system. **International journal of engineering sciences & research technology**, v. 5, p. 853-860, dez. 2016.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p. II. (E-BOOK). Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 25 mar. 2020.

RAHMAN, M. M.; HASANUZZAMAN, M.; RAHIM, N. A. Effects of various parameters on PV-module power and efficiency. **Energy Conversion and Management**, v. 103, p. 348-358, 2015.

RAWAT, Rahul; KAUSHIK, S. C.; LAMBA, Ravita. A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 57, p. 1506-1519, mai. 2016. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.228>.

RAZAVI, S. E. *et al.* Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 105, p. 157-167, mai. 2019. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>

RISEN SOLAR TECHNOLOGY. **High Performance Polycrystalline Module: RSM72-6-320P-340P/4BB**. Disponível em: <<https://recursos.minhacasasolar.com.br/MediaCenter/Datasheet-Painel-Solar-330W-Risen-Solar-RSM72-6-330P-em-ingl%C3%AAs.pdf>>. Acesso em: 20 mai.

2020.

SANTHAKUMARI, M.; SAGAR, N. A review of the environmental factors degrading the performance of silicon wafer-based photovoltaic modules: Failure detection methods and essential mitigation techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 110, p. 83-100, 2019.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 590-601, jul. 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>.

SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. *Solar Energy*, v. 107, p. 576-604, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.030>.

SHAN, Feng *et al.* Comparative simulation analyses on dynamic performances of photovoltaic–thermal solar collectors with different configurations. **Energy conversion and management**, v. 87, p. 778-786, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.077>.

SINGH, Girish Kumar. Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. **Energy**, v. 53, p. 1-13, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.057>.

SOLIS. **Solis 4G Single Phase Inverter**. 2019. Disponível em: <https://www.ginlong.com/Uploads/file/c3ee68a1d30514c069c9939dd70f5e33.pdf>. Acesso em: 25 de maio de 2020.

SOUZA, R. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**: Livro digital de introdução aos sistemas solares. Ribeirão Preto: Bluesol Energia Solar, 2016. 114 p. Disponível em: <https://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2020.

SUMATHI, S.; KUMAR, L. A.; SUREKHA, P. **Wind Energy Conversion Systems. In: Solar PV and Wind Energy Conversion Systems**. Springer, Cham, 2015. p. 247-307.

SUNTREE. **SUP2H1-PV Surge Protective Device**. 2020. Disponível em: <https://www.chinasuntree.com/dc-spd/sup4-pv-photovoltaic-surge-protective-device.htm>. Acesso em: 25 mai. 2020.

SWITERM. **Termoelementos Flexíveis Tipo J**. 2020. Disponível em: <https://www.switerm.com.br/produto/ponteira-de-latao-smtj-8-mm/>. Acesso em: 5 jun. 2020.

TAHERI, Hamed *et al.* A novel maximum power point tracking control of photovoltaic system under partial and rapidly fluctuating shadow conditions using differential evolution. In: **2010 IEEE Symposium on Industrial Electronics and Applications (ISIEA)**. IEEE, 2010. p. 82-87.

TIEPOLO, G. M. *et al.* **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR. 1ª edição. 107p. Curitiba. 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_PR_2017.html>. Acesso em: 15 abr. 2020.

TRAMONTINA. **Disjuntores e Caixas Moldadas**. 2020. Disponível em: <<https://www.tramontina.com.br/p/58012008-527-disjuntor-tr3ka-2p-32a-curva-c>>. Acesso em: 20 jun. 2020.

TONIN, F. S. **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. 2017. 132 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR. Curitiba – PR. 2017. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/2876/1/CT_PPGSE_M_Tonin%2C%20Fabianna%20Stumpf_2017.pdf>. Acesso em: 30 de maio de 2020.

JÄGER-WALDAU, Arnulf. Snapshot of Photovoltaics – February 2020. **Energies**. v. 13, n. 4, p. 930-930, 19 fev. 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/4/930>>. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/en13040930>.

YILBAS, B. S.; ALI, H.; AL-AQEELI, N.; ABU-DHEIR, N.; KHALED, M. Influence of mud residues on solvent induced crystalized polycarbonate surface used as PV protective cover. **Solar Energy**, v. 125, p. 282-293, fev. 2016. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.12.010>.