

LAURA LUANA FOLTZ

**AVALIAÇÃO E COMPARAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NA UNIOESTE, *CAMPUS* DE
CASCAVEL (PR), CONSIDERANDO DIFERENTES INCLINAÇÕES E
NÍVEIS DE SUJIDADE**

CASCAVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2021

LAURA LUANA FOLTZ

**AVALIAÇÃO E COMPARAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NA UNIOESTE, *CAMPUS* DE
CASCAVEL (PR), CONSIDERANDO DIFERENTES INCLINAÇÕES E
NÍVEIS DE SUJIDADE**

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 obtenção do título de Mestre.

Orientador: Carlos Eduardo Camargo Nogueira

Coorientador: Jair Antonio Cruz Siqueira

CASCAVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2021

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

Foltz, Laura Luana

. Avaliação e comparação da eficiência de painéis fotovoltaicos instalados na Unioeste, campus de Cascavel (PR), considerando diferentes inclinações e níveis de sujidade / Laura Luana Foltz; orientador(a), Carlos Eduardo Camargo Nogueira; coorientador(a), Jair Antonio Cruz Siqueira, 2021.

77 f.

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

1. Sistema solar fotovoltaico. 2. Sujidade dos painéis. 3. Inclinação dos painéis. I. Camargo Nogueira, Carlos Eduardo . II. Cruz Siqueira, Jair Antonio . III. Título.

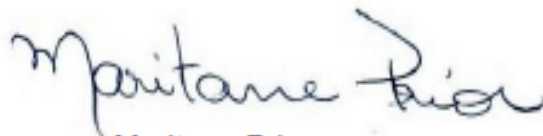
LAURA LUANA FOLTZ

Avaliação e comparação da eficiência de painéis fotovoltaicos instalados na Unioeste, Campus de Cascavel (PR), considerando diferentes inclinações e níveis de sujidade

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, APROVADA pela seguinte banca examinadora:



Orientador(a) - Carlos Eduardo Camargo Nogueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



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



José Airton Azevedo dos Santos
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Campus de Medianeira (UTFPR)

Cascavel, 22 de fevereiro de 2021

DEDICATÓRIA

“Dedico a todos que sempre me desejaram o bem.”

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer, primeiramente, a minha mãe e irmã que sempre me incentivaram, após longos anos da graduação, a ingressar no mestrado e continuar nos estudos. Quero agradecer ao meu parceiro Matheus Ronsani, o qual sempre esteve disposto a me ajudar na coleta de dados da minha pesquisa.

Agradeço aos meus colegas de mestrado Marcelo Marquez Zampiva e Thaís Caroline Gazola, sempre dispostos a me ajudar e discutir os resultados analisados. Desejo o melhor para vocês.

Aos meus orientadores, Carlos Eduardo Camargo Nogueira e Jair Antonio Cruz Siqueira, os quais sempre estiveram à disposição para ajudar e me orientar a fim de que fosse possível fazer uma pesquisa com resultados de qualidade e confiáveis.

Gostaria também de agradecer a Empresa Fusão Solar, a qual trabalho atualmente, pelo aprendizado sobre sistemas fotovoltaicos e, também, por sempre entenderem e me liberarem das minhas atividades quando precisei por conta do mestrado.

E por fim, gostaria de agradecer a todos os membros da minha família que acreditaram em mim, sou muito grata por tê-los.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa com a radiação solar no Brasil.	6
Figura 2: Oferta interna de energia elétrica por fonte 2018.	7
Figura 3: Trajetória da Terra em torno do Sol com eixo N-S inclinado de um ângulo de 23, 45°.	9
Figura 4: Curva característica da irradiância solar extraterrestre durante o ano.	10
Figura 5: Representação dos ângulos θ_Z , α , γ_S e representação dos ângulos β , γ , γ_S e θ	11
Figura 6: Corte transversal de uma célula fotovoltaica.	14
Figura 7: Sistemas solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição.	15
Figura 8: Sistema solar fotovoltaico isolado da rede de distribuição.	16
Figura 9: Circuito com inversor central para arranjo de 12 módulos fotovoltaicos. ...	18
Figura 10: Circuito com três inversores <i>string</i> para <i>strings</i> de 4 módulos cada.	18
Figura 11: Circuito com inversor multi- <i>string</i> alimentando três <i>strings</i> de 4 módulos cada.	19
Figura 12: Circuito com microinversores.	19
Figura 13: Curvas (a) V-I e (b) V-P devido à variação da temperatura.	22
Figura 14: Células fotovoltaicas conectadas em série.	23
Figura 15: Células fotovoltaicas conectadas em série com sombreamento.	23
Figura 16: Representação diodo de <i>by-pass</i>	24
Figura 17: Orientação com face para o Norte geográfico.	25
Figura 18: Ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico.	25
Figura 19: Curvas (a) V-I e (b) V-P devido à variação da irradiação solar.	26
Figura 20: Projeto CASA.	29
Figura 21: Sistema de geração fotovoltaico.	30
Figura 22: Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico.	30
Figura 23: Módulo fotovoltaico Risen.	31
Figura 24: Inversor fotovoltaico Renovigi.	32
Figura 25: Medidor bidirecional Ares 7023.	33
Figura 26: DPS Suntree.	34

Figura 27: Disjuntor.	35
Figura 28: Piranômetro CMP3.	36
Figura 29: <i>Datalogger</i> CR 1000.	37
Figura 30: Frequência de ocorrência da Irradiância solar (%) x Irradiância solar (W/m ²).	45
Figura 31: Irradiância solar (W/m ²) x Tempo (hora).	45
Figura 32: Eficiência (%) x Tempo (dia).	46
Figura 33: Tempo (dia) x Radiação solar (kWh/dia) – Chuva (mm) – Geração diária (kWh/dia).	47
Figura 34: Eficiência (%) x Tempo (dia) - 21° e 26°.	49
Figura 35: Radiação Solar (kWh/dia), inclinação 21° e 26°, e Geração de Energia (kWh/dia) inclinação 21° e 26°.	50
Figura 36: Eficiência (%) x Tempo (dia) - 18° e 21°.	51
Figura 37: Radiação Solar (kWh/dia) inclinação 18° e 21° e Geração de Energia (kWh/dia) inclinação 18° e 21°.	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Descrição e especificações técnicas do módulo fotovoltaico	31
Tabela 2: Descrição e especificações técnicas do inversor fotovoltaico	32
Tabela 3: Descrição e especificações técnicas do medidor bidirecional	33
Tabela 4: Descrição e especificações técnicas do DPS	34
Tabela 5: Descrição e especificações técnicas do disjuntor.....	35
Tabela 6: Especificações Equipamentos para medição	36
Tabela 7: Descrição e especificações técnicas do <i>datalogger</i>	37
Tabela 8: Valores médios de declinação solar	38
Tabela 9: Valores médios de eficiência dos painéis submetidos aos diferentes níveis de limpeza	47
Tabela 10: Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia)	48
Tabela 11: Irradiação solar diária média mensal - Equações (kWh/m ² .dia)	48
Tabela 12: Valores médios de eficiência quanto à inclinação dos painéis: Painel A: 26° e Painel B: 21°	50
Tabela 13: Valores médios de eficiência quanto à inclinação dos painéis: Painel A: 18° e Painel B: 21°	52

FOLTZ, Laura Luana. Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE. Fevereiro - 2021. **Avaliação e comparação da eficiência de painéis fotovoltaicos instalados na Unioeste, campus de Cascavel (PR), considerando diferentes inclinações e níveis de sujidade.** Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo verificar a influência da sujidade e da inclinação dos painéis de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, instalados na Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE, *campus* de Cascavel – PR. O sistema é composto por dez módulos fotovoltaicos de 330 Wp cada (dois painéis com cinco módulos em série), e um inversor de 4 kWp. Em um primeiro instante, foi realizada a limpeza dos dois painéis (ambos voltados para o norte, com uma inclinação de 21° em relação ao plano horizontal), e durante um período de nove semanas, apenas o painel 1 foi lavado semanalmente, enquanto o painel 2 foi mantido nas condições ambientais, sem nenhuma limpeza. Depois da coleta desses dados, ambos os painéis foram lavados novamente, e a inclinação do painel 1 foi alterada para 26°, sendo mantida assim por sete semanas e três dias. Após esse período, a inclinação do painel 1 foi alterada para 18°, e mantida novamente por oito semanas. Nas duas análises, os dados coletados de geração do painel 2, que não foi lavado semanalmente e permaneceu em sua inclinação original de 21°, foram utilizados como referência. Posteriormente, foi aplicado o teste da Análise de Variância (ANOVA) na média das eficiências diárias dos painéis. Foi possível concluir que houve diferença significativa no experimento da lavagem dos módulos e também no estudo de caso em que o painel 1 foi mantido em 21° e o painel 2 em 18°. Ainda, o resultado do teste Tukey apresentou que as médias nos dois casos citados acima são diferentes entre si. No entanto, não houve diferença significativa quando comparadas às médias de eficiência entre os ângulos de 21° e 26° no período analisado.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema Solar Fotovoltaico; Sujidade dos painéis; Inclinação dos painéis.

FOLTZ, Laura Luana. Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE. July - 2020. **Evaluation and comparison of efficiency of two photovoltaic panels installed in Unioeste, *campus* of Cascavel (PR), considering different slopes and levels of dirt.** Adviser: Prof. Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

ABSTRACT

This research aimed to verify the influence of dirt and inclination of the panels of a photovoltaic solar system connected to the grid, installed at the State University of Western Paraná - UNIOESTE, Cascavel – PR *campus*. The system consists of ten photovoltaic modules of 330 Wp each (two panels with five modules in series), and an inverter of 4 kWp. At first, the two panels were cleaned (both facing north, with an inclination of 21° in relation to the horizontal plane), and for a period of nine weeks, only panel 1 was washed weekly, while the panel 2 was kept in ambient conditions, without any cleaning. After the collection of this data, both panels were washed again, and the inclination of panel 1 was changed to 26°, and then maintained equal for nine weeks. After this period, the inclination of panel 1 was changed to 16°, and maintained again for nine weeks. In both analyzes, the data collected from generation of panel 2, which was not washed weekly and remained at its original inclination of 21°, were used as a reference. Subsequently, the Analysis of Variance test (ANOVA) was applied to the average of the daily efficiencies of the panels. It was possible to conclude that there was a significant difference in the module washing experiment and also in the case study in which panel 1 was kept at 21° and panel 2 at 18°. Furthermore, the result of the Tukey test shows that the averages in the two cases mentioned above are different from each other. However, there was no difference when comparing the efficiency averages between the angles of 21° and 26° in the analyzed period.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar System; Dirt from the panels; Slope of the panels.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo Geral	2
1.2 Objetivos Específicos	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1 Energia solar fotovoltaica no mundo.....	4
2.2 Energia solar fotovoltaica no Brasil	5
2.3 Legislação brasileira para geração distribuída	7
2.4 Radiação Solar.....	8
2.5 Geração fotovoltaica	13
2.6 Tipos de configuração de sistemas fotovoltaicos	14
2.7 Componentes do sistema fotovoltaico	16
2.7.1 Módulo Fotovoltaico	16
2.7.2 Inversores fotovoltaicos	17
2.7.3 Baterias	20
2.7.4 Controlador de carga	21
2.8 Fatores que influenciam na geração de energia fotovoltaica	21
2.8.1 Temperatura	21
2.8.2 Sombreamento	22
2.8.3 Inclinação dos módulos	24
2.8.4 Limpeza dos Painéis	27
3. MATERIAL E MÉTODOS	29
3.1 Caracterização do local.....	29
3.2 Equipamentos que constituem o sistema fotovoltaico	31
3.2.1 Módulo Fotovoltaico	31
3.2.2 Inversor Fotovoltaico	32
3.2.3 Medidor Bidirecional.....	33
3.2.4 Dispositivo de Proteção contra Surtos – DPS	33
3.2.5 Disjuntor	34
3.3 Equipamentos utilizados para medição.....	35
3.3.1 Piranômetro	36

3.3.2	<i>Datalogger</i>	36
3.4	Metodologia	37
3.4.1	Correção dos dados de radiação solar	38
3.4.2	Limpeza dos Módulos	41
3.4.3	Alteração na inclinação dos módulos	42
3.4.4	Análise de dados	42
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	44
4.1	Análise Gráfica e Estatística	44
4.1.1	Análise Gráfica – Radiação Solar	44
4.1.2	Análise Gráfica e Estatística – Limpeza.....	46
4.1.3	Análise Gráfica e Estatística – Inclinação.....	48
4.2	Comparação de resultados	52
4.2.1	Trabalhos envolvendo limpeza de painéis fotovoltaicos	53
4.2.2	Trabalhos envolvendo variação na inclinação de painéis fotovoltaicos ..	54
5.	CONCLUSÃO.....	55
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
7.	REFERÊNCIAS	57

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é de grande importância para o desenvolvimento humano, haja vista a preocupação com o meio ambiente e o crescimento do consumo energético, sendo assim, desenvolveu-se a necessidade pela busca de novas fontes alternativas de energia que não agredam o meio ambiente (ZAGO, 2017).

No Brasil, o modelo clássico de produção de energia elétrica é o hidrelétrico, segundo dados do Balanço Energético Nacional (2019). Ainda, cerca de 83,8% da oferta interna de eletricidade do Brasil são de fontes renováveis. Já a geração de energia a partir de fontes não renováveis, caiu 3,2% desde 2017, totalizando 17,6% da matriz energética brasileira (BEN, 2019).

Essa redução se dá pelo fato da substituição gradativa das fontes não renováveis pelas renováveis. A Resolução Normativa nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), trouxe um novo ponto de vista para a produção de energia através de fontes alternativas no Brasil, que determina parâmetros para a conexão da geração distribuída.

Neste cenário, a geração de energia fotovoltaica é evidenciada devido ao grande aproveitamento solar existente no Brasil. Além disso, como pode ser conectada à rede de distribuição, as perdas nas linhas de transmissão, e créditos de energia injetados na rede podem ser minimizado, visto que a produção e o consumo, na grande maioria das vezes, se dão no mesmo ponto do sistema. Ainda, as centrais geradoras fotovoltaicas possuem baixo custo de manutenção, sendo que o maior gasto está na construção e instalação dos equipamentos. E o mais relevante: a transformação de energia solar para energia elétrica, através das placas fotovoltaicas, não oferece prejuízos ao meio ambiente local.

Devido à visibilidade do sistema de geração fotovoltaica, estudos estão sendo desenvolvidos em relação aos fatores que influenciam no desempenho dos módulos fotovoltaicos. A intensidade de irradiação solar, que está relacionada ao ângulo de inclinação dos módulos, a temperatura do ar, sujidade, umidade relativa e o vento são fatores ambientais que, quando somados, afetam na geração de energia. (KAZEM, CHAICHAN, 2016).

A irradiação solar é o primeiro parâmetro ambiental que mais afeta nas plantas fotovoltaicas, tanto que, para se realizar o dimensionamento do sistema, é necessário obter a irradiação do local em que será instalado para se calcular sua geração estimada. Para se ter um melhor aproveitamento da irradiância local é necessário que a inclinação dos módulos também esteja de acordo com a latitude local (NEPAL *et al.*, 2018).

O segundo fator que influencia a geração fotovoltaica é a temperatura atingida pelos módulos, quanto maior essa temperatura, menor é a eficiência de geração do sistema. O terceiro parâmetro de maior influência é o grau de sujidade, que pode reduzir a produção de energia em 28,7% e a eficiência do painel em 5,6% (OWUSU, 2016; NEPAL *et al.*, 2018; MICHELI *et al.*, 2019).

Neste sentido, a fim de avaliar se há diferença significativa em alterar a inclinação dos módulos fotovoltaicos, e se a sujidade dos mesmos influencia na geração de energia, este trabalho apresenta um estudo sobre a influência desses fatores em um sistema solar fotovoltaico instalado na Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste, *campus* Cascavel – PR.

1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo geral verificar se a limpeza dos módulos fotovoltaicos - quando realizados de modo regular semanalmente -, e bem como a alteração da inclinação dos mesmos interferem significativamente na eficiência de produção de energia dos painéis fotovoltaicos localizados na Universidade Estadual Oeste do Paraná, *Campus* de Cascavel (PR).

1.2 Objetivos Específicos

- Quantificar a energia produzida e estimar a eficiência de geração em dois painéis fotovoltaicos de mesma potência, quando submetidos a diferentes níveis de sujidade;
- Quantificar a energia produzida e estimar a eficiência de geração em dois painéis fotovoltaicos de mesma potência, quando instalados em diferentes inclinações;

- Quantificar a influência dos parâmetros avaliados na eficiência dos sistemas fotovoltaicos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia solar fotovoltaica consiste na capacidade dos módulos fotovoltaicos produzirem energia elétrica, através da energia solar. Neste capítulo será apresentado um breve histórico de seu desenvolvimento no mundo e no Brasil. Serão discutidas Normas e Resoluções para a conexão entre sistemas fotovoltaicos e sistemas de distribuição, bem como as especificações dos componentes dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, serão apresentados os fatores que influenciam na geração de energia através dos sistemas fotovoltaicos.

2.1 Energia solar fotovoltaica no mundo

A energia elétrica é de extrema importância para o desenvolvimento social, econômico e cultural da sociedade humana. Um dos indicadores que justifica essa afirmação é o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), maior nos países que utilizam alta quantidade de energia elétrica (GOLDEMBERG, 2008).

Apesar de sua grande importância, a geração de eletricidade é uma das principais fontes de poluição no mundo. A queima de combustíveis fósseis, os líquidos e resíduos ácidos de minas de carvão, vazamento de petróleo e rejeitos radioativos, causam inúmeros danos ao meio ambiente. Por tais motivos, é necessária uma busca constante por novas matrizes energéticas que sejam menos poluentes (YANG *et al.*, 2015).

Prevê-se que em 2040, a população mundial esteja em aproximadamente 9 bilhões de pessoas e, para atender esta demanda, será necessário aumentar 35% da oferta total de energia. Para tanto, haverá a imprescindibilidade de diversificar a matriz energética, tornando-a mais sustentável, com inovações tecnológicas que transmitam segurança e sejam menos prejudiciais ao meio ambiente (Agência Internacional de Energia - IEA, 2015).

A Agência Internacional de Energia (IEA) acredita que a energia renovável deva crescer mais de 50% entre os anos de 2019 e 2024. Apenas a China corresponde a 40% da expansão global da capacidade de energia renovável no período previsto (IEA, 2019).

As fontes renováveis que estão em crescimento e ganham destaque na matriz energética diversificada, segundo a IEA (2019), são a energia eólica *onshore* e a energia solar fotovoltaica, sendo esta responsável por 60% desse crescimento.

Teoricamente, a energia solar tem o potencial de atender todas as demandas globais de energia (ISPRES, 2009). A energia fotovoltaica, além de possuir um alto potencial energético, dispõe de grandes benefícios ambientais quando comparada com termoelétricas, termonucleares e hidrelétricas (YANG *et al.*, 2015).

A produção de energia elétrica através da utilização de energia solar, não emite dióxido de carbono, fazendo com que a sua geração seja limpa e renovável. Outro benefício da utilização de sistemas solares é que a geração e a utilização da energia podem ocorrer no mesmo local (MACDOWELL *et al.*, 2010). Programas como tarifas *feed-in* estão incentivando a utilização de sistemas fotovoltaicos a fim de compensar o custo dos geradores de energia renováveis, para que o produtor compre com segurança e, também, tenha preço e contrato de longo prazo para financiarem seus investimentos em energia renovável (KAUNDA *et al.*, 2014).

2.2 Energia solar fotovoltaica no Brasil

As primeiras formas de utilização de energia solar fotovoltaica no Brasil advieram de alguns incentivos governamentais, tal como o Programa “Luz para Todos”, criados pelo Governo Federal em 2003, com o propósito de possibilitar o acesso à energia elétrica, gratuitamente, para pessoas do meio rural e abaixo da linha da pobreza (Ministério de Minas e Energia - MME, 2003). O programa já beneficiou 15,6 milhões de brasileiros e beneficiará mais 1 milhão de pessoas até o ano de 2022, conforme o Decreto nº 9.357.

Através da instalação de sistemas fotovoltaicos isolados foi possível levar eletricidade para comunidades remotas na Amazônia, por meio de mini usinas fotovoltaicas. Objetiva-se, ainda, 100 mil pessoas sejam atendidas até dezembro de 2022 (MME, 2020).

Outro fator que facilitou a inserção da geração fotovoltaica no território brasileiro foi a Chamada Nº 13/2011, da ANEEL, “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. Tal Chamada veio com o objetivo de viabilizar economicamente a instalação, geração e o

monitoramento da produção de energia fotovoltaica, permitindo injetar o excedente (não utilizada pelo produtor/consumidor) na rede de distribuição, como também, reduzir o custo da produção fotovoltaica, para que possa competir com as outras fontes de energia (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2011).

Outro ponto que favorece o Brasil na produção de energia fotovoltaica é a sua grande incidência solar, como pode ser visto na Figura 1. A radiação por metro quadrado varia de 8 a 22 MJ, sendo que a região Nordeste brasileira dispõe de radiação solar semelhante às melhores regiões do mundo, tal como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão (ANEEL, 2008).

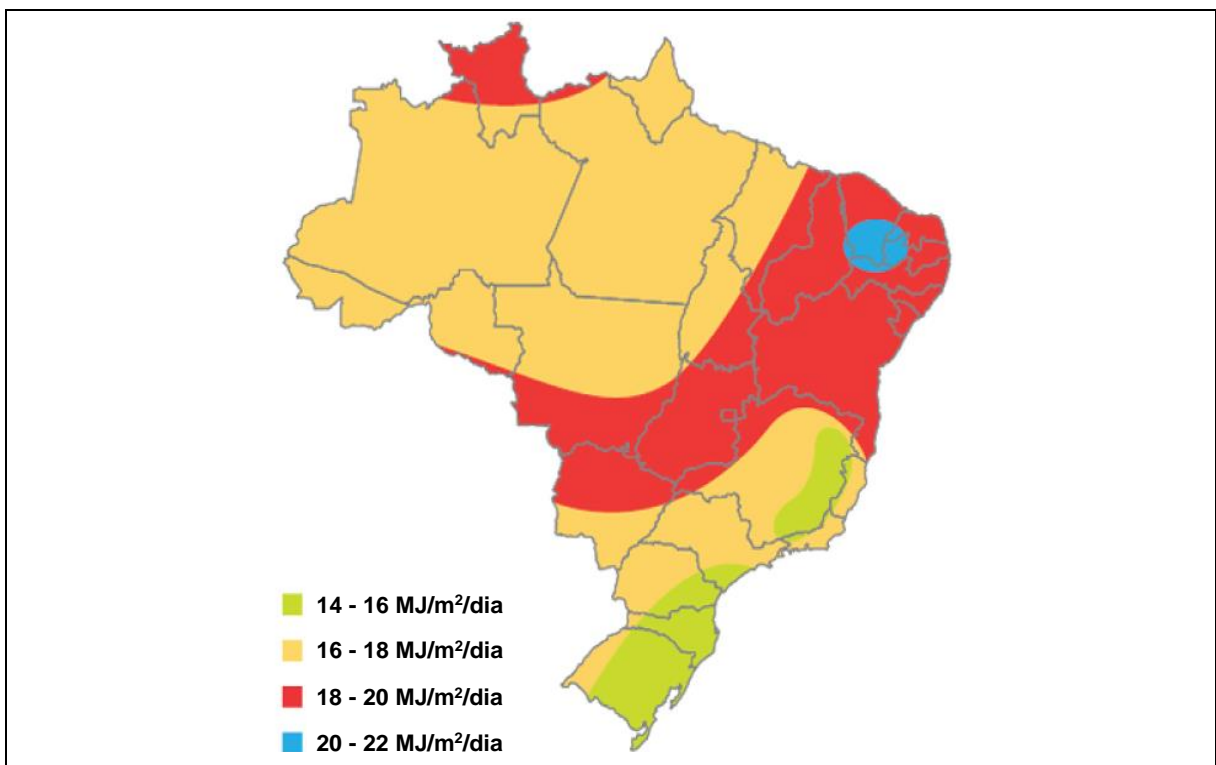


Figura 1: Mapa com a radiação solar no Brasil.
Fonte: Adaptado ANEEL, 2008.

A micro e minigeração distribuída vêm crescendo no Brasil devido às ações regulatórias, como por exemplo as compensações da energia excedente produzida por sistemas de geração distribuída.

A Figura 2 mostra a oferta interna das fontes de energia no Brasil, devido ao seu potencial hídrico percebe-se que a produção da energia Hidráulica é 65,1% e a solar não chega a 1% (sendo 0,5%). Mesmo a produção de energia solar fotovoltaica sendo pequena, teve um crescimento entre os anos de 2017/2018 de 316,1% (BEN, 2019).

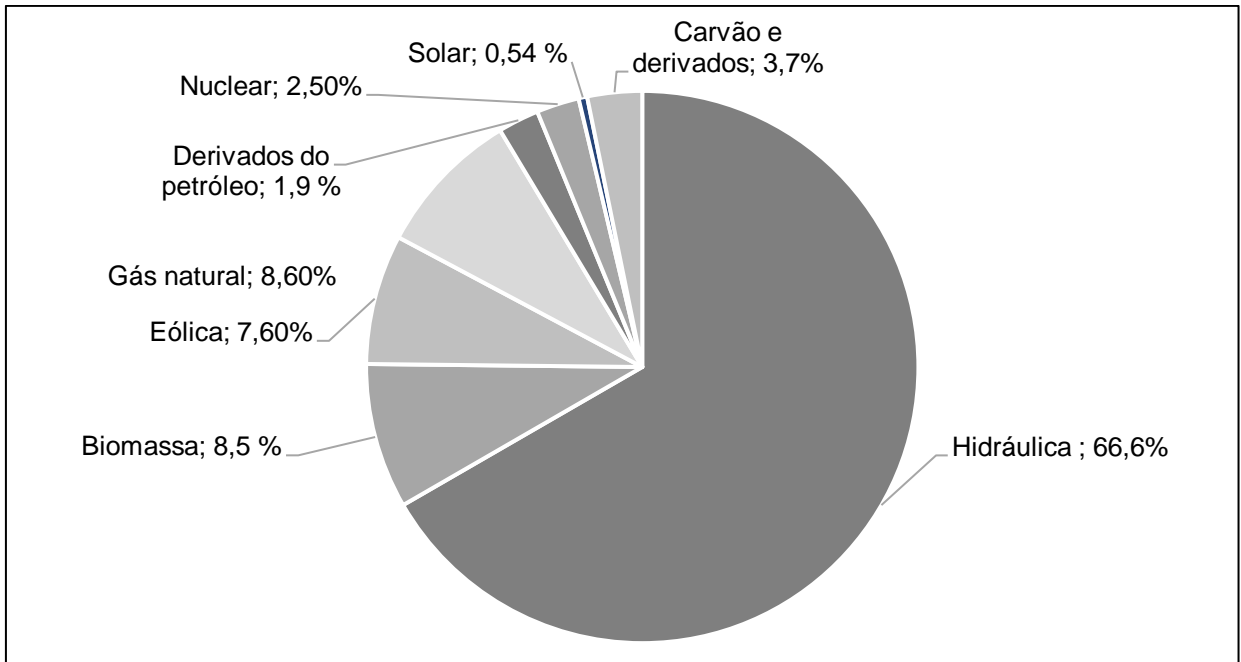


Figura 2: Oferta interna de energia elétrica por fonte 2018.
Fonte: Adaptado de BEN, 2019.

Até março de 2020, a potência instalada da energia fotovoltaica conectada à rede elétrica no Brasil fora de 2,38 GWh, com a soma da geração das 204.058 usinas instaladas (ANEEL, 2020).

Existem 11.633 pontos de energia solar instaladas no Paraná, sendo as classes divididas entre os setores residencial, comercial, industrial, áreas rurais, poder público e iluminação pública, somando um total de 221,95 MW de potência instalada (ANEEL, 2020).

2.3 Legislação brasileira para geração distribuída

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), tem como preceito demonstrar a especificação de micro e minigeração distribuída e, ainda, apresentar o sistema de compensação de energia elétrica. A resolução em vigor é a Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 (ANEEL, 2015), a qual modificou algumas definições referentes às micro e minigeração distribuída apresentadas na Resolução Normativa nº 482/2002.

De acordo com a Resolução Normativa Nº 687/2015, o sistema de compensação de energia elétrica ocorre da seguinte forma: “a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro e minigeração distribuída é cedida, por meio de

empréstimo gratuito à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2015).

Algumas das diferenças entre as Normativas estão na capacidade de geração, sendo que: a microgeração distribuída que na Resolução Normativa nº 482/2002 era menor ou igual 100 kW - passa a ser menor ou igual a 75 kW na Resolução Normativa 687/2015. Já a minigeração distribuída, qual possuía capacidade para potência instalada entre 100 kW e 1 MW, na nova Resolução Normativa possui capacidade superior a 75 kW e inferior ou igual a 3 MW, para fontes hídricas, e menor ou igual a 5 MW, para geração qualificada e demais fontes renováveis (ANEEL, 2015).

Os prazos para a utilização dos créditos de energia também mudaram. O consumidor agora poderá utilizá-los em um prazo de 60 meses, após a data do faturamento, sendo que, anteriormente, a validade era de 36 meses. Importante ressaltar que as duas Resoluções Normativas determinam que a geração de energia elétrica da central geradora não possa exceder a demanda contratada (ANEEL, 2015).

Para a compensação de energia elétrica, a concessionária sempre cobrará o custo de disponibilidade de energia para o consumidor do grupo B, ou a demanda contratada para o consumidor do grupo A (ANEEL, 2015). Tais mudanças foram vistas pela ANEEL como um estímulo à utilização da micro e minigeração de energia.

Os requisitos de acesso devem concordar com os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional – PRODIST (Módulo três: Acesso ao sistema de Distribuição) – o qual configura “os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes” (PRODIST, 2016).

2.4 Radiação Solar

A radiação do sol, além de ser uma fonte energética inesgotável, tem um enorme potencial transformador de energia solar em elétrica ou térmica. O movimento anual da Terra em torno do Sol juntamente com a inclinação do eixo da Terra 23,45° com seu eixo, faz com que os raios incidentes na superfície terrestre sejam diferentes

em cada região terrestre durante todo o ano, o que caracteriza as estações do ano (CEPEL - CRESESB, 2014).

Observa-se na Figura 3 que entre o período de Solstícios de verão (ocorre em dezembro) e o Equinócio de outono (ocorre em março) é quando Hemisfério Sul está mais próximo da irradiância solar.

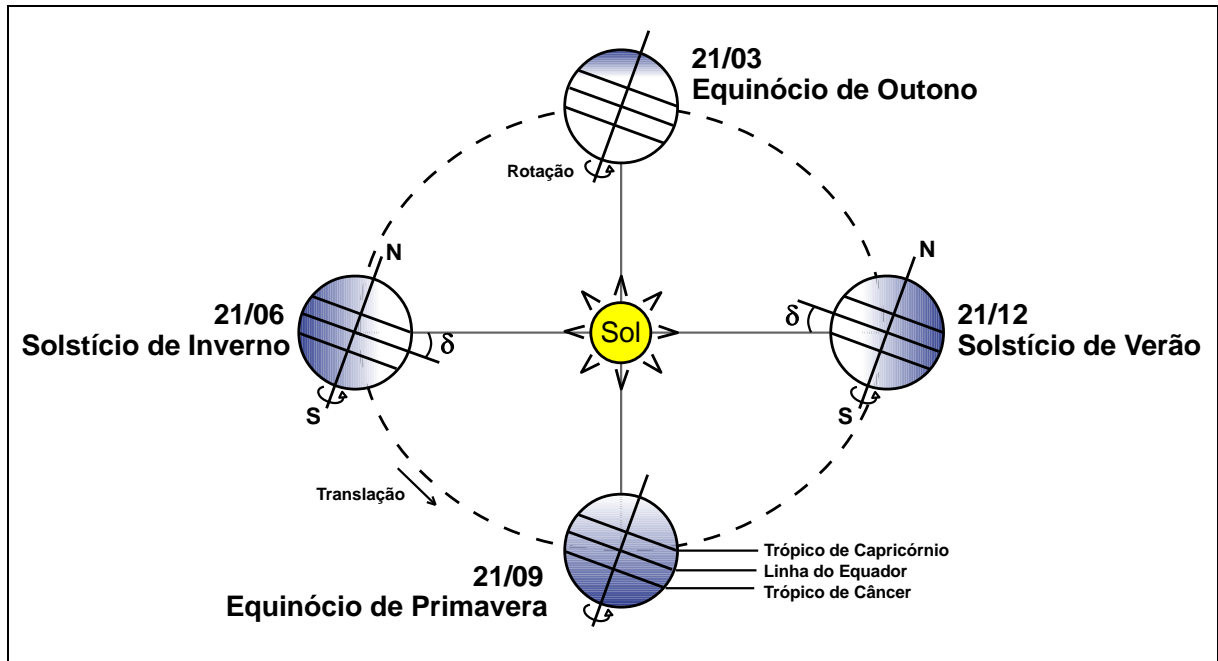


Figura 3: Trajetória da Terra em torno do Sol com eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,45°. Fonte: Adaptado de CEPEL - CRESESB, 2014.

Já entre o Solstício de inverno, que ocorre no mês de junho, e o Equinócio de primavera, no mês de setembro, é onde a irradiância no Hemisfério Sul é inferior comparada com os meses entre dezembro e março.

Para determinar a trajetória aparente do Sol é necessário conhecer a diferença entre a declinação solar e a latitude. A declinação solar que é positivo para o Norte e negativo para o Sul do Equador é determinado através da Equação (1).

$$\text{sen}(\delta) = -\text{sen}(23,45)\cos\left[\left(\frac{360}{365,25}\right)(n + 10)\right] \quad (1)$$

Onde n indica o dia juliano, contado de 1 a 365 a partir de 1 de janeiro (CRESESB, 2015). Essa equação será utilizada para determinar o número teórico das horas de sol.

Segundo Villalva e Gazoli (2012), a irradiância solar é expressa na unidade de Watt por metro quadrado (W/m^2), ou seja, é uma unidade de potência por área. Na superfície terrestre o valor da irradiância é em torno de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, enquanto que a irradiância entre Terra-Sol é de aproximadamente $1353 \text{ W}/\text{m}^2$.

O valor da irradiância solar, representando o fluxo de potência por área, que atinge a Terra pode ser calculado através da Equação (2):

$$I_{ef} = I_0 \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360}{365,25} n \right) \right) \quad (2)$$

Onde I_0 representa a irradiância extraterrestre, a qual é medida do Sol até a primeira camada atmosférica da Terra. O valor de I_0 é aproximadamente 1367 W/m^2 (dado adotado pelo WRC – *World Radiation Center*) e n equivale ao dia do calendário juliano (CRESCESB, 2014).

Tendo tais informações e com o auxílio da Equação (2) é possível traçar o gráfico da irradiância solar no Hemisfério Sul, ao longo de um ano, conforme apresentado na Figura 4.

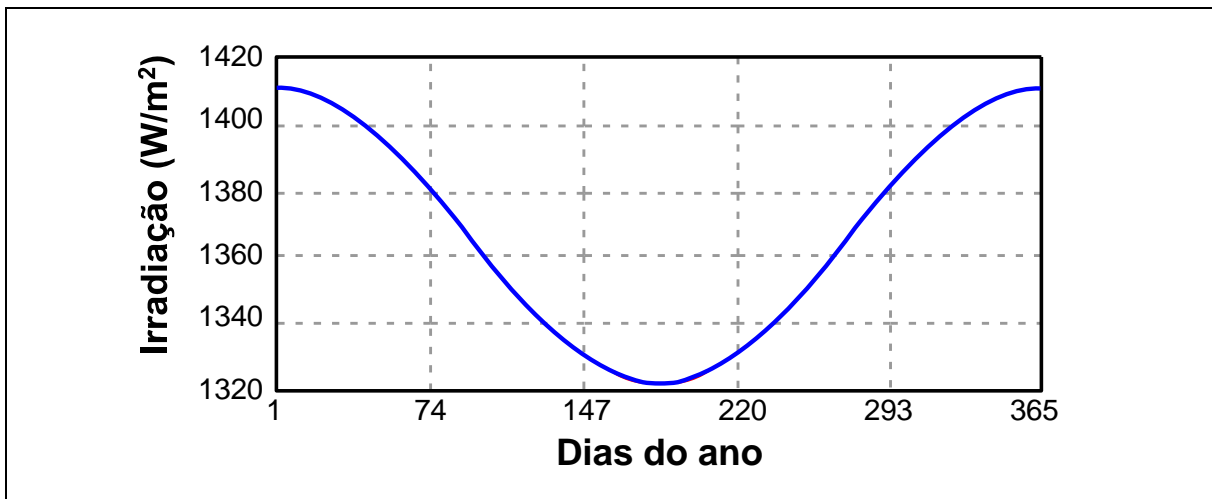


Figura 4: Curva característica da irradiância solar extraterrestre durante o ano.
Fonte: Adaptado de Zeferino et al., 2016.

Nota-se que o gráfico mostrado na Figura 4 reafirma o que foi apresentado na Figura 3. Ou seja, nos meses de junho a setembro, que compreendem a faixa do dia 147 ao dia 220, a irradiância solar é reduzida se comparada com os demais. Este fenômeno ocorre devido à inclinação da Terra, que neste intervalo (147 a 220) corresponde ao inverno no Hemisfério Sul.

A Figura 5 mostra alguns ângulos necessários para se obter um melhor entendimento do que ocorre com a irradiância, pois os ângulos mudam conforme o movimento aparente entre o Sol e a superfície terrestre, com isso são possíveis obter relações geométricas entre os raios solares (CEPEL - CRESESB, 2014).

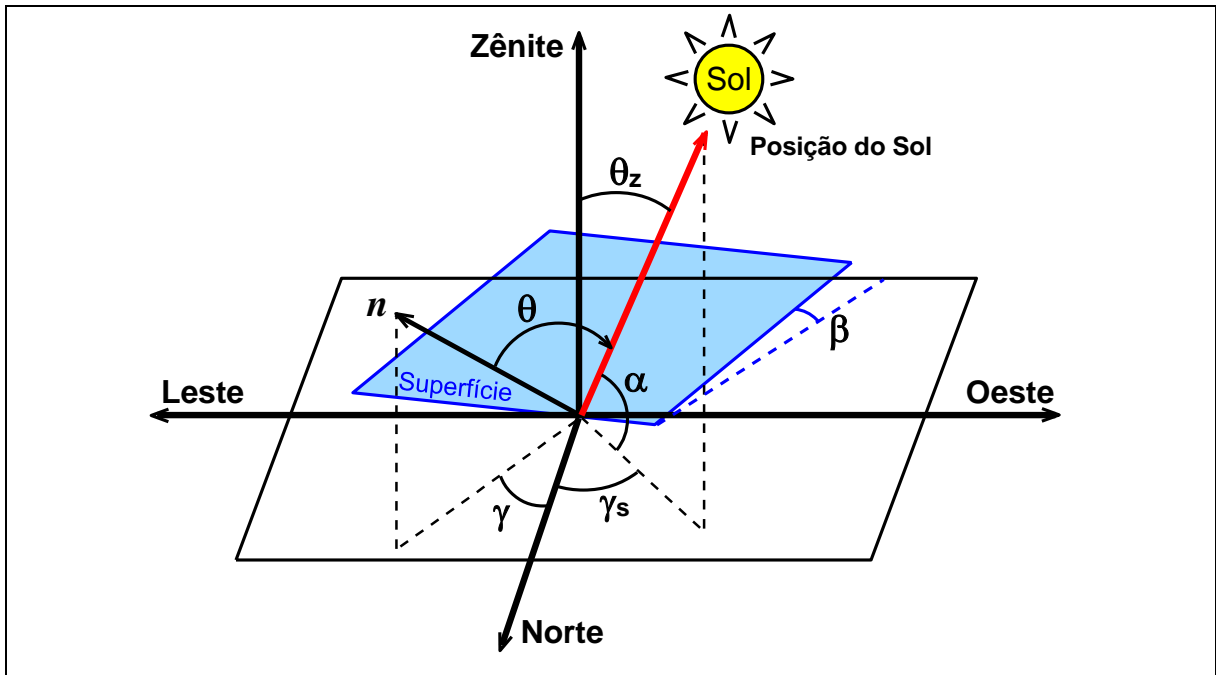


Figura 5: Representação dos ângulos θ_z , α , γ_s e representação dos ângulos β , γ , γ_s e θ .
Fonte: Adaptado de CEPEL - CRESESB, 2014.

Conforme apresentado na Figura 5, o ângulo θ_z é chamado de ângulo zenital formado pelo Zênite e os raios incidentes, já o ângulo α tem como nome altura ou elevação solar e é medido em relação à projeção dos raios solares com a incidência dos mesmos. O ângulo γ_s azimutal do sol é a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul, podendo variar de -180° a $+180^\circ$ (CEPEL - CRESESB, 2014).

Também é possível observar na Figura 5 que o ângulo γ , nomeado como ângulo azimutal da superfície, está entre a direção Norte-Sul e a projeção normal à superfície no plano horizontal. Já o ângulo β se dá entre o plano horizontal e a superfície em questão e por último o ângulo de incidência θ é formado entre a superfície de captação e os raios do sol (CEPEL - CRESESB, 2014). Todos esses ângulos serão necessários para compreensão das fórmulas seguintes.

O ângulo horário do sol é representado por ω na Equação (3) e representa o deslocamento angular Leste-Oeste, a partir do meridiano local. A hora solar (H_s) equivale a um deslocamento de 15° ($15^\circ=1h$), e significa a hora da incidência solar.

Os valores positivos de H_s são referentes ao período da tarde, os negativos ao período da noite e o zero que corresponde ao meio dia solar (CEPEL - CRESESB, 2014).

$$\omega = (H_s - 12) * 15^\circ \quad (3)$$

O ângulo solar pode ser calculado através da Equação (4). Por meio do ângulo horário do sol, definido pela Equação (3) da declinação solar (δ) e da latitude local (Φ), é possível calcular o ângulo zenital que é de extrema importância para saber a extensão do dia em uma determinada localização e época do ano (CEPEL - CRESESB, 2014).

$$\cos(\theta_z) = \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\Phi) + \sin(\delta) \cdot \sin(\Phi) \quad (4)$$

Ainda é possível calcular o ângulo horário do pôr do sol (ω_s) através dos dados citados anteriormente, para tanto é necessário considerar que o ângulo zenital seja igual a 90° . Segue a Equação (5) (CEPEL - CRESESB, 2014).

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\operatorname{tg}\Phi \cdot \operatorname{tg}\delta) \quad (5)$$

Sabe-se que o comprimento angular pode variar de $-\omega_s$ a ω_s , duplicando o valor de ω_s e convertendo a hora angular para solar ($15^\circ = 1\text{h}$) se obtém o número teórico de horas de sol através da Equação (6), a qual necessita do ângulo solar calculado na Equação (5).

$$N = \frac{2}{15} \omega_s \quad (6)$$

Nota-se que a Equação (4) fornece o ângulo solar, já a Equação (5) permite calcular o ângulo horário do pôr do sol. Observa-se que essas duas equações oferecem resultados angulares. Contudo, a Equação (6) transforma as horas angulares em números teóricos de horas.

As equações que serão apresentadas adiante são de extrema importância, pois com seus devidos resultados basear-se-ão os cálculos de irradiância solar direta. Os ângulos utilizados são os já demonstrados na Figura 5. Sabendo a orientação da superfície (γ) e a inclinação (β) é possível calcular o ângulo de incidência (θ) através da Equação (7).

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \cos\beta \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \cdot \cos\Phi + \cos\beta \cdot \sin\delta \cdot \sin\Phi + \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega \\ & + \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \cdot \sin\Phi - \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \sin\delta \cdot \cos\Phi \end{aligned} \quad (7)$$

Para se obter os valores de irradiância solar direta coletada pelos dispositivos de conversão de energia solar, é necessário conhecer os ângulos (θ_z) e (θ) através da Equação (7), sendo possível calcular a componente direta da irradiância que incide normalmente a um plano horizontal ($G_{d,h}$) ou a qualquer superfície inclinada ($G_{d,\beta}$), conforme a equação abaixo (CEPEL - CRESESB, 2014).

$$\frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (8)$$

O valor apresentado pela Equação (8) é de suma importância, pois serve como base para os cálculos da irradiância solar direta coletada por dispositivos de conversão de energia solar (CEPEL - CRESESB, 2014).

Segundo os autores Villalva e Gazoli (2012), o piranômetro é o dispositivo que mede a radiação global. Há também dispositivos que medem apenas a radiação direta, chamados de pireliômetro. E, por fim, existem medidores como sensor de radiação solar com célula fotovoltaica, com o objetivo de capturar uma faixa mais estreita do espectro solar, tendo uma maior aplicação em células fotovoltaicas.

2.5 Geração fotovoltaica

O efeito fotovoltaico, segundo os autores Villalva e Gazoli (2012), consiste na transformação de energia solar em energia elétrica. Através de controladores e conversores, a corrente elétrica pode ser utilizada em sistemas conectados à rede ou pode ser armazenada em baterias.

Para que ocorra a conversão direta da luz em eletricidade é utilizada a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor que passou por um processo de purificação e, posteriormente, por um processo denominado dopagem. O material mais utilizado é o silício, que é tetravalente (possui quatro elétrons em sua camada de valência). No processo de purificação são retiradas as impurezas (átomos de outros elementos) para se obter uma rede cristalina pura de silício. Os átomos de silício são ligados através de ligações covalentes a outros quatro átomos de silício adjacentes, de maneira a ficar estáveis, com oito elétrons na sua camada de valência (BOYLESTAD, NASHELSKY, 2013).

O processo de dopagem é feito com a utilização de elementos químicos como, por exemplo, o Fósforo e o Boro (ZILLES, 2012):

- Com a adição de um átomo de Fósforo pentavalente (possui 5 elétrons na sua camada de valência), na cadeia cristalina de silício puro, sobrar um elétron livre, fazendo com que o Fósforo seja um dopante doador de elétrons, denominado dopante *n*. Desta forma, será criado o material semicondutor do tipo *n*.

- Com a adição de um átomo de Boro, que é trivalente (possui 3 elétrons em sua camada de valência) na cadeia cristalina de silício, haverá a falta de um elétron na ligação, formando, assim, uma lacuna fazendo com que o Boro seja um elemento dopante p . O material criado será um semicondutor do tipo p .

Na Figura 6 pode ser observado o corte transversal de uma célula fotovoltaica. Na parte inferior existe uma base condutora, onde são colocados os materiais semicondutores do tipo p e n e na parte superior aparecem os contatos metálicos para a circulação da corrente elétrica.

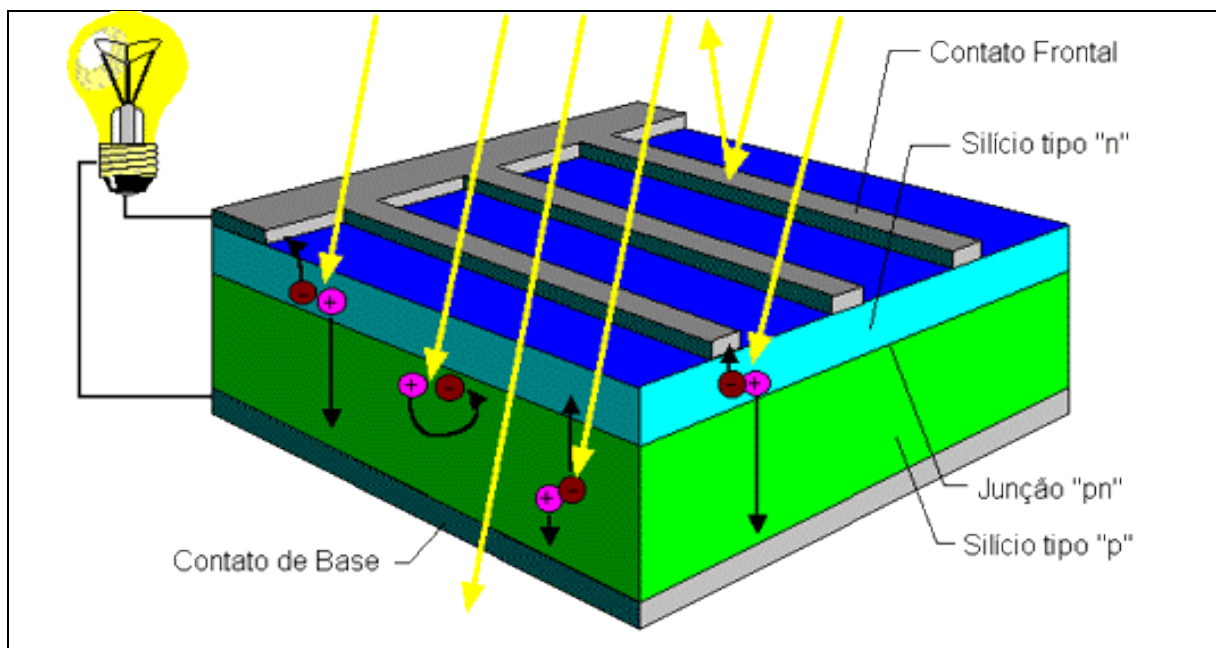


Figura 6: Corte transversal de uma célula fotovoltaica.
Fonte: CRESESB, 2008.

Como observado na Figura 6, quando o painel é exposto à luz solar, os fótons fornecem energia suficiente para que os elétrons ultrapassem a região da junção, gerando assim, uma corrente através dela. Esse deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial e, quando existe uma carga conectada aos contatos da célula fotovoltaica, haverá a circulação de corrente elétrica (CRESESB, 2008).

2.6 Tipos de configuração de sistemas fotovoltaicos

A classificação dos sistemas fotovoltaicos é dividida de duas maneiras: sistema fotovoltaico conectado à rede de elétrica (SFVCR) e sistema fotovoltaico isolado da rede de energia elétrica (SFVI) (Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, 2008).

Os sistemas conectados à rede elétrica, também chamados de sistemas fotovoltaicos *on grid*, têm por características estarem ligados ao sistema de energia da concessionária local. Tais sistemas são livres de possuírem armazenadores de energia, como baterias presentes nos SFVI. Os SFVCR não necessitam armazenar energia, pois quando se precisa dela e os módulos não estão gerando para suprir o consumo existente é utilizada a energia elétrica da concessionária. Ou seja, o SFVCR gera o excedente de energia durante o dia e injeta na rede de distribuição de energia elétrica e, durante à noite, ou em dias onde a produtividade de energia não atinge o 100% do consumo necessário, é utilizado os créditos injetados na rede elétrica (TONIN, 2017).

Os principais componentes de um SFVCR são: painel solar, inversor fotovoltaico e medidor bidirecional (TONIN, 2017). A Figura 7 exemplifica de forma simples como é a configuração de um SFVCR.

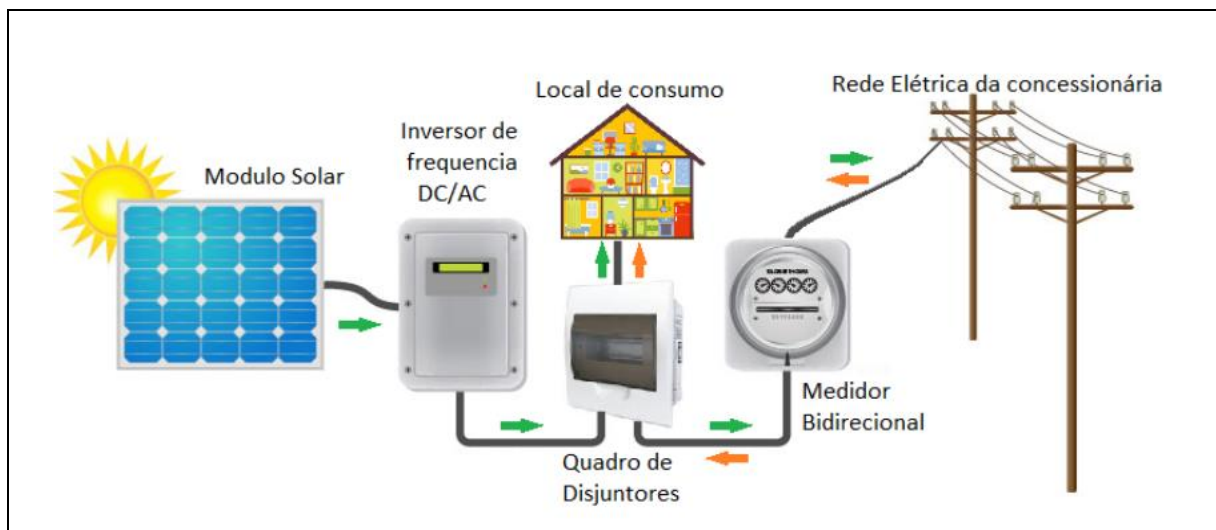


Figura 7: Sistemas solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição.
Fonte: BMC Energia, 2019.

Os sistemas fotovoltaicos isolados, também chamados de sistemas *off grid*, são geralmente empregados em zonas onde a rede da concessionária é de difícil acesso, por exemplo, as áreas rurais, ou em localidades sem acesso à rede. Tais localidades, normalmente, possuem um sistema onde é possível acumular energia em baterias, porém, o seu rendimento acaba sendo inferior aos sistemas ligados à rede elétrica. Isso se deve ao fato de o sistema ser superdimensionado para que o mesmo consiga produzir energia em condições desfavoráveis, no entanto, quando está no seu ápice de produção de energia não consegue conservar o que se está produzindo, pois a bateria já está saturada (BERLENGA, 2012; TONIN, 2017).

Os principais componentes do SFVI são: painel solar, controlador de carga, inversor fotovoltaico e bateria (TONIN, 2017). A Figura 8 representa de maneira simplificada como seria a configuração de um SFVI:

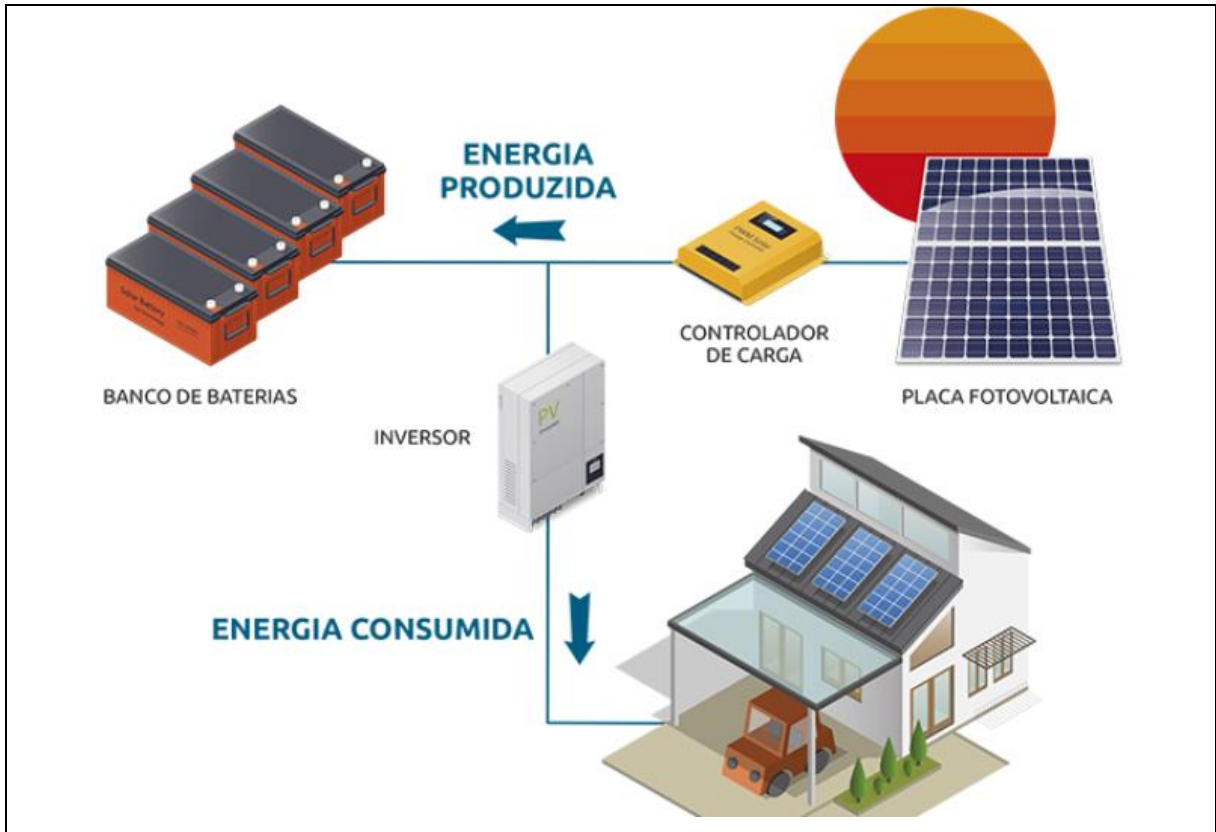


Figura 8: Sistema solar fotovoltaico isolado da rede de distribuição.
Fonte: BMCEnergia, 2019.

2.7 Componentes do sistema fotovoltaico

Os sistemas de geração fotovoltaicos possuem alguns componentes principais, sendo eles: módulo fotovoltaico, inversor fotovoltaico, bateria e controlador de carga. O detalhamento de cada componente será apresentado a seguir.

2.7.1 Módulo Fotovoltaico

Conforme definem Villalva e Gazoli (2012), o módulo, placa ou painel fotovoltaico são as junções de várias células fotovoltaicas conectadas eletricamente. Cada célula possui uma tensão de saída de aproximadamente 0,6V. Para a montagem dos módulos é necessária uma tensão de saída maior, com isso são reunidas em grupos de 36, 54 ou 60 células. Como a placa fotovoltaica depende, exclusivamente,

da absorção da luz solar, a sua capacidade de produzir corrente está diretamente relacionada à sua área, ou seja, quanto maior a área maior será a produção de corrente, para o mesmo nível de irradiação solar.

Quanto à classificação das tecnologias empregadas na produção do módulo fotovoltaico, são divididas em três gerações: a primeira representa mais de 85% do mercado, representada por duas cadeias produtivas - silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) - que possuem a maior eficiência comercialmente (CEPEL - CRESESB, 2014; *CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS*, 2016).

A segunda geração é denominada de filmes finos e apresenta menor eficiência quando comparada à primeira, isso se deve ao fato da dificuldade de disponibilidade de material, vida útil e rendimento das células. É composta por três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índico (CIS), índico e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) (CEPEL - CRESESB, 2014; MME, 2012).

A terceira geração ainda está em fase de desenvolvimento, e é dividida também em três cadeias produtivas: Célula Fotovoltaica Multijunção e Célula Fotovoltaica para Concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), Células Sensibilizadas por Corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e Células Orgânicas ou Poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). Possuem alta eficiência, porém, o seu custo ainda é exacerbado (CEPEL - CRESESB, 2014).

2.7.2 Inversores fotovoltaicos

O inversor conectado à rede fornece corrente elétrica apenas quando o mesmo está conectado, não funcionando com o sistema isolado (ilhado). O principal objetivo do inversor é gerar uma corrente elétrica que tenha a mesma forma de onda e esteja sincronizada com a tensão senoidal da rede (VILLALVA, GRAZOLI, 2012).

Para poder especificar qual é o inversor que deve ser utilizado no sistema fotovoltaico são necessárias duas condições: primeiro definir qual a potência elétrica que terá que ser suprida, em operação normal, por determinado período de tempo; e segundo, no caso de instalações de painéis em indústrias, verificar a potência de pico dos motores para entrarem em funcionamento, pois é geralmente duas a sete vezes maiores que a potência nominal (DIEDRICH, 2013).

Os inversores dispõem, em sua grande maioria, de controladores de potência conhecidos como *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), fazendo com o que os módulos funcionem em potência máxima. Os inversores conectados à rede são divididos em quatro tipos: inversor central, inversor *string*, inversor multi-*string* e microinversores (CEPEL - CRESESB, 2014; PAZUCH, 2017).

O sistema com inversor central (Figura 9) conta apenas com um inversor para o sistema inteiro e, também, um controlador MPPT para todo o conjunto. Uma desvantagem desse sistema está na associação de muitos painéis ao inversor que, por possuírem características diferentes, bem como podendo ocorrer a interferência do sombreamento (que reduz a potência gerada pelo painel), o arranjo pode não operar fornecendo sua potência máxima (URBANETZ, 2010; MARANGONI, 2012).



Figura 9: Circuito com inversor central para arranjo de 12 módulos fotovoltaicos.
Fonte: Neosolar, 2012.

Os inversores *String* (conjunto de módulos em série), apresentados na Figura 10, são empregados num sistema em que cada *string* é ligado a um inversor com MPPT. A versatilidade desse sistema e sua eficiência são maiores que a do inversor citado anteriormente (CEPEL - CRESESB, 2014).

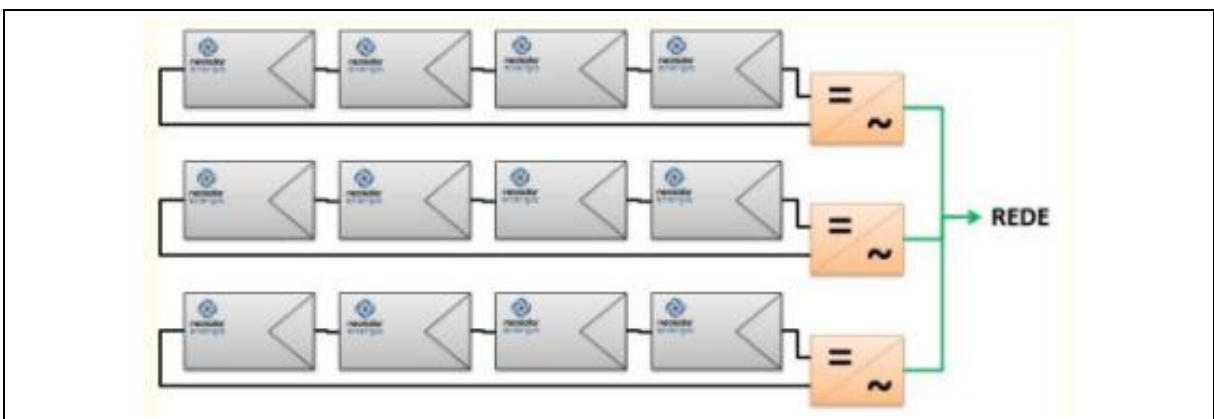


Figura 10: Circuito com três inversores *string* para *strings* de 4 módulos cada.
Fonte: Neosolar, 2012.

O sistema com inversor *multistring*, observado na Figura 11, é utilizado quando há várias *strings* conectadas em um mesmo inversor. Neste sistema, cada *string* é conectada a um conversor CC-CC que opera buscando o ponto de máxima potência dos painéis. Os conversores CC-CC, por sua vez, são conectados a um único inversor (MARANGONI, 2012). Esse tipo de sistema é o mais usado em dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte (CEPEL - CRESESB, 2014).

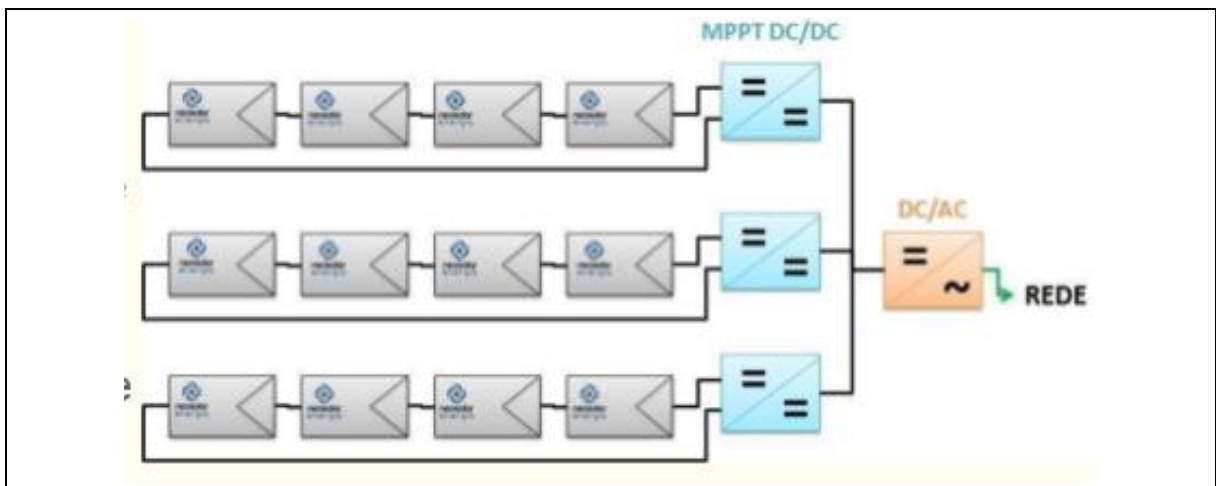


Figura 11: Circuito com inversor multi-*string* alimentando três *strings* de 4 módulos cada.
Fonte: Neosolar, 2012.

Os microinversores, exibidos na Figura 12, são projetados para trabalhar com um único módulo fotovoltaico. A principal vantagem desta topologia é a utilização de um sistema de MPPT exclusivo para cada painel, garantindo a extração máxima de energia sob quaisquer condições de irradiação (MARANGONI, 2012). No entanto, esta característica torna o sistema caro demais para ser implementado.

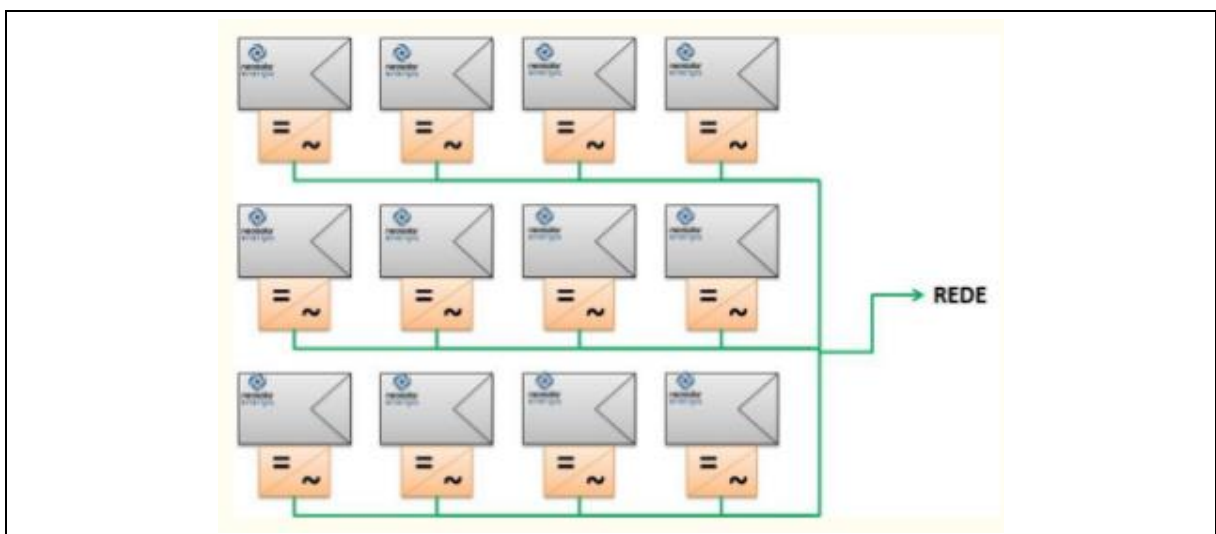


Figura 12: Circuito com microinversores.
Fonte: Neosolar, 2012.

Na entrada do inversor são necessárias proteções contra a corrente contínua, oriunda do conjunto de módulos e, na saída do inversor, são necessárias proteções contra a corrente alternada, proveniente da saída do inversor antes de conectar a carga. Estas proteções estão presentes em um painel chamado *string box* conectado ao inversor (VILLALVA, GAZOLI, 2012).

2.7.3 Baterias

As baterias presentes em um sistema de geração fotovoltaica têm por objetivo armazenar a energia gerada e fornecê-la quando os módulos fotovoltaicos não fornecem o necessário para manter as cargas. Geralmente, são utilizadas em sistemas *off grid*, podendo, também, em sistemas *on grid* denominados, então, de sistemas híbridos. A utilização de banco de baterias em sistemas *on grid* aumentam a confiabilidade do sistema de geração fotovoltaico (MICHELINI, 2017).

As baterias são dispositivos que convertem a energia química, contida em seus materiais ativos, em energia elétrica, através da reação eletroquímica de oxidação e redução. O correto dimensionamento dos bancos de baterias influencia diretamente na eficiência e durabilidade do sistema. As baterias mais utilizadas em sistemas de geração fotovoltaico são as de chumbo estacionárias e as de lítio (MICHELINI, 2017).

As baterias de chumbo estacionárias são as mais utilizadas por apresentarem um bom rendimento, alta disponibilidade e, também, bom custo e vida útil. São criadas para suportar ciclos de descargas profundos e contém materiais internos mais nobres e placas de chumbo mais espessas, projetadas para durarem muito mais tempo (MICHELINI, 2017; CANELA, 2019).

As baterias de lítio possuem maior densidade de energia e o menor peso. Ainda, a sua corrente de descarga, em algumas células de Li-Ion, são dezenas de vezes maior que sua capacidade nominal. Porém, sua desvantagem é o custo elevado no mercado financeiro, como também, a necessidade de um circuito de proteção para carga e descarga (MICHELINI, 2017).

2.7.4 Controlador de carga

Os dispositivos eletrônicos que têm por função administrar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, e a energia consumida pelas cargas são chamados de controladores de cargas, utilizados principalmente para certificarem que o processo de carga e descarga de baterias sejam realizadas da maneira mais correta e segura possível (CEPEL - CRESESB, 2014; CANELA, 2019).

Esse componente eletrônico está presente geralmente em sistema *off grid* (desligados da rede), pois são indispensáveis para se manter uma vida útil da bateria por mais tempo. Comumente, o controlador de carga possui uma entrada para a conexão dos arranjos fotovoltaicos e duas saídas, uma para a bateria e outra para a carga ser alimentada (CEPEL - CRESESB, 2014).

Para que o banco de baterias não sofra com sobretensões, os controladores de carga podem ser desligados de forma automática através de relés, tanto na sua entrada como na saída. Além disso, para se saber qual será o correto controlador de carga que se deve utilizar em um sistema fotovoltaico, dependerá do dimensionamento do banco de baterias (CEPEL - CRESESB, 2014; CANELA, 2019).

2.8 Fatores que influenciam na geração de energia fotovoltaica

Alguns fatores influenciam diretamente na produção de energia através de sistemas solares fotovoltaicos, sendo eles: temperatura, sombreamento, inclinação dos módulos fotovoltaicos e a limpeza dos mesmos. A seguir, serão apresentados como esses fatores influenciam na geração de energia.

2.8.1 Temperatura

Os módulos solares são fabricados e testados em condições padrões de teste (*Standard Test Conditions* – STC), porém quando são instalados nas condições reais, verifica-se que a eficiência dos módulos fotovoltaicos é inferior da presente no *datasheet*, pois, condições climáticas como temperatura e velocidade dos ventos afetam diretamente a produção de energia (ETTAH, ENO, UDOIMUK, 2009)

A temperatura dos módulos fotovoltaicos está diretamente relacionada aos níveis de tensão fotogerada, pois influencia no processo de recombinação ocorrido no interior da célula fotovoltaica, devido à ionização térmica dos portadores de carga do material semicondutor (CANELA, 2019).

Com o aumento da temperatura, a tensão dos módulos fotovoltaicos diminui. Esse fator deve ser previsto no projeto e, se for significativo, deverá ser inserido mais módulos fotovoltaicos no sistema para que seja feito o dimensionamento correto (BLUESOL, 2016).

A Figura 13 mostra o comportamento da corrente e da potência em relação à alteração da temperatura. Percebe-se na Figura 13 (a), que, conforme aumenta a temperatura, a tensão de saída tende a diminuir. Na Figura 13 (b), houve alteração na potência, pois a tensão também foi modificada. Nota-se que com o aumento da temperatura, a tensão e, conseqüentemente, a potência diminuem, pois, a potência é um produto da tensão e da corrente (OLIVEIRA JUNIOR, 2018).

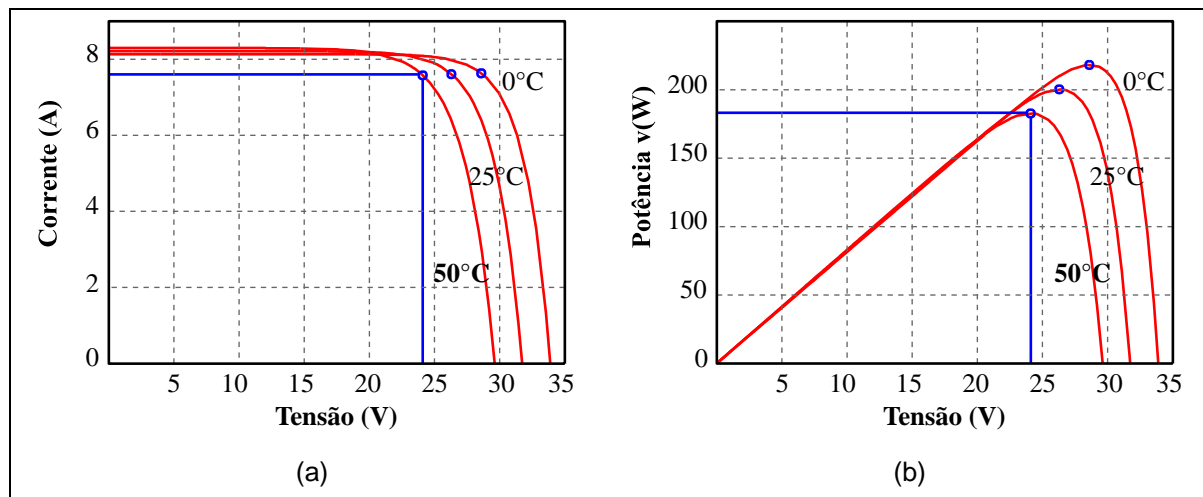


Figura 13: Curvas (a) V-I e (b) V-P devido à variação da temperatura.
Fonte: Marangoni, 2012.

As temperaturas máximas de trabalho da grande maioria dos módulos fotovoltaicos estão compreendidas na faixa de -40°C a 80°C . No Brasil, a temperatura média de trabalho é acima dos 50°C (CANELA, 2019).

2.8.2 Sombreamento

Os módulos fotovoltaicos no seu interior são construídos por células conectadas em série. A Figura 14 representa esquematicamente o interior de um módulo fotovoltaico.

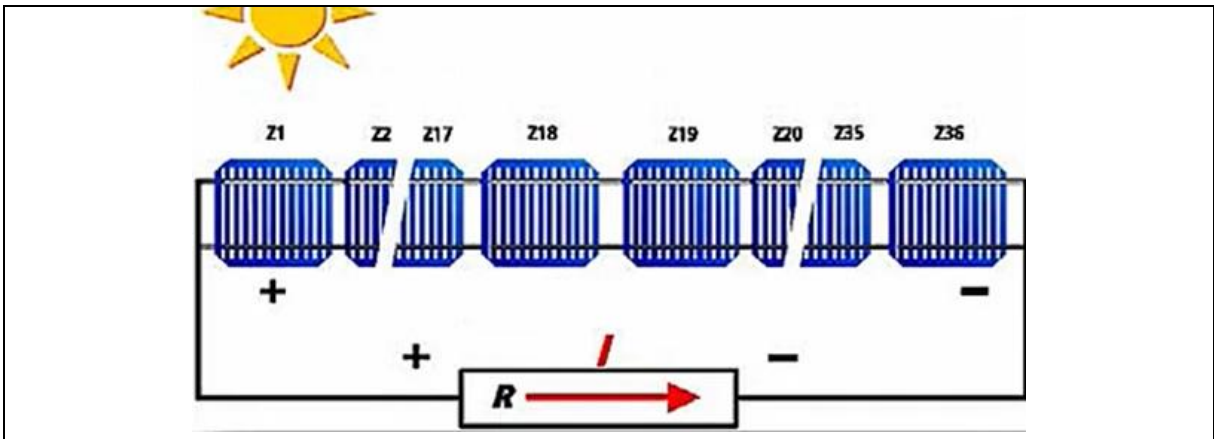


Figura 14: Células fotovoltaicas conectadas em série.
Fonte: BlueSol, 2016.

Quando ocorre algum sombreamento sob alguma dessas células fotovoltaicas, como uma folha, por exemplo, que impeça o funcionamento constante e regular, a célula acabará se tornando carga das demais, ou seja, ela consumirá a corrente que as demais estão gerando (DALIENTO *et al.*, 2016). A Figura 15 representa a célula com sombreamento.

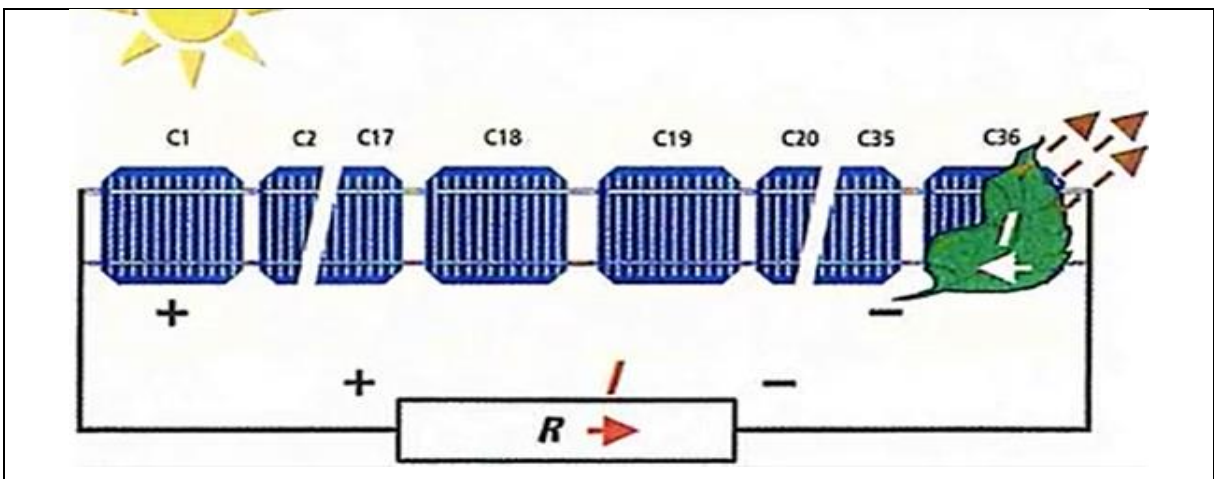


Figura 15: Células fotovoltaicas conectadas em série com sombreamento.
Fonte: BlueSol, 2016.

Quando essa célula está sombreada e consumindo energia começa a emitir fótons de calor que formam os chamados pontos quentes (*Hot Spot*). Para que este fato não aconteça, os fabricantes dos módulos fotovoltaicos subdividiram internamente as células fotovoltaicas, que estão conectadas em série, através de um conjunto de diodo de derivação (*By-Pass*), conforme a Figura 16 (Crozier, Van Dyk, Vorster, 2016; Daliento *et al.* 2016).

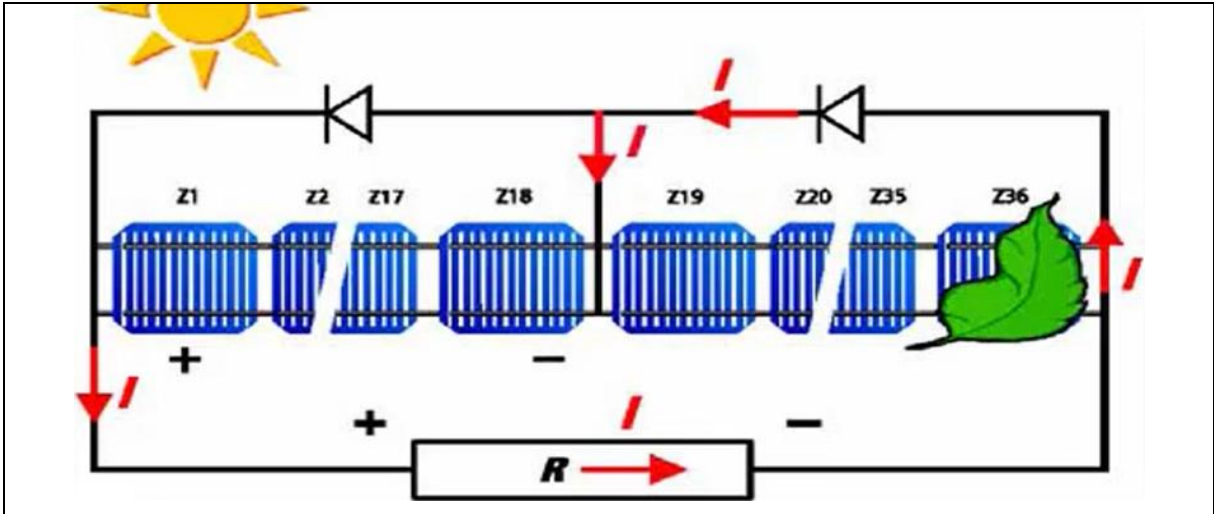


Figura 16: Representação diodo de *by-pass*.

Fonte: BlueSol, 2016.

Quando ocorre o sombreamento, a célula fotovoltaica apresenta uma resistência maior que a do diodo de *By-Pass* e, com isso, passa a estar polarizado diretamente e a conduzir corrente elétrica. Com o auxílio do diodo, a corrente é direcionada para a saída na caixa de conexão, fazendo com que o módulo fotovoltaico tenha sua tensão reduzida e, conseqüentemente, sua produção de energia também (CROZIER, VAN DYK, VORSTER, 2016).

A utilização do diodo de *By-Pass* é essencial, haja vista que, desse modo, o sistema não gerará a produção de uma corrente reversa. Porém, com a sua utilização, a geração do módulo reduzirá e, conseqüentemente, se um módulo fotovoltaico gera menos, os outros que estão ligados em série também terão a sua geração limitada com o que tiver menor potência (DALIENTO *et al.*, 2016).

2.8.3 Inclinação dos módulos

A orientação e o ângulo de inclinação, da instalação dos módulos fotovoltaicos, interferem consideravelmente na sua geração de energia. Para se ter uma ideal produtividade do sistema fotovoltaico, os módulos devem ser orientados em direção à linha do Equador. Como o Brasil está totalmente localizado no Hemisfério Sul do planeta, a fim de ter um melhor aproveitamento da irradiação solar, os módulos devem estar orientados para o Norte geográfico (CEPEL - CRESESB, 2014). A Figura 17 representa, esquematicamente, a orientação do módulo em um dado local ao Sul da linha do Equador.

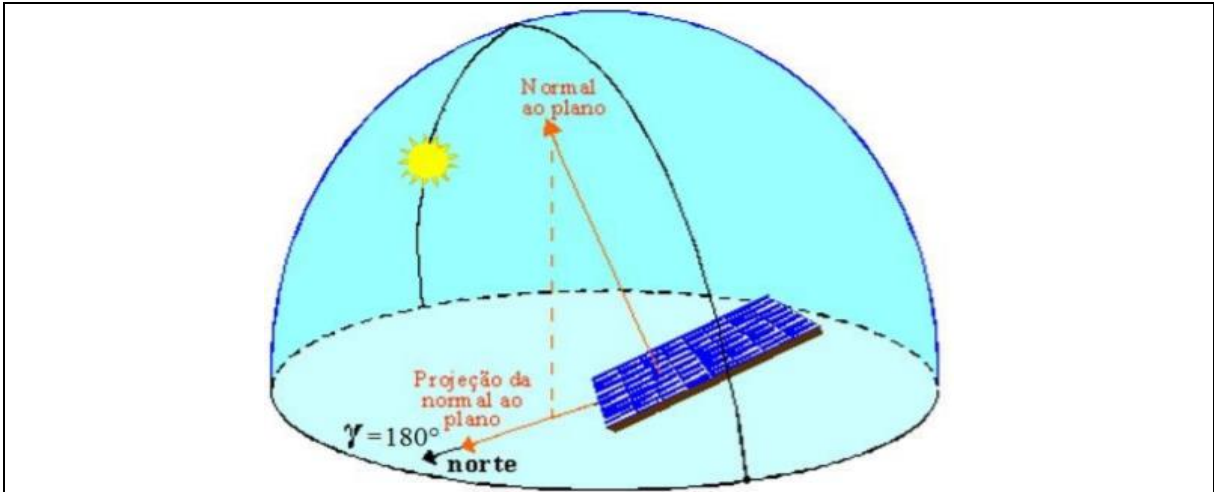


Figura 17: Orientação com face para o Norte geográfico.
Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014.

Além desse fator, a inclinação dos módulos, para uma geração máxima de energia ao longo do ano, deve ser igual à latitude do local onde o gerador fotovoltaico será instalado (CEPEL - CRESESB, 2014). A Figura 18 apresenta o ângulo β que reproduz a angulação em relação ao plano horizontal, em determinado local do planeta localizado no Hemisfério Sul.

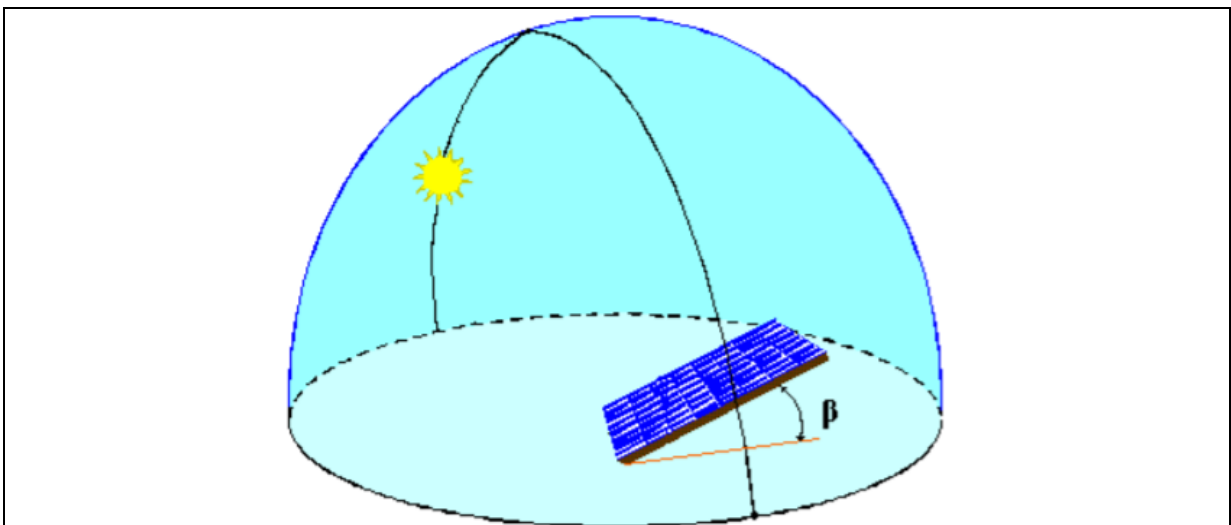


Figura 18: Ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico.
Fonte: CEPEL - CRESESB, 2014.

Quando se têm sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, o ponto mais importante é gerar maiores valores ao longo do ano. Para se obter tais valores, os ângulos de inclinação dos módulos devem ser menores que a latitude, pois a absorção de radiação solar será maior nos períodos próximos ao Solstício de verão (BLUESOL, 2016; SEHNEM, MICHELS, ZIMERMANN, 2018). A Equação (9) calcula o ângulo para sistemas conectados à rede.

$$\beta = 3,7 + 0,69 * \varphi \quad (9)$$

Em que:

β = inclinação do painel em relação ao plano horizontal (graus); φ =Latitude do local (graus).

A corrente do módulo está diretamente ligada à irradiância solar e relacionada com a inclinação dos módulos fotovoltaicos. A Figura 19 (a) mostra a curva característica da corrente *versus* tensão, e (b) mostra a curva de potência *versus* tensão, comprovando que, quanto maior a irradiação solar, maior a geração de energia através de sistemas fotovoltaicos.

De acordo com a Figura 19 (a), nas curvas corrente *versus* tensão se verifica que quando a carga demanda uma maior quantidade de corrente, a tensão tenderá a diminuir, e o oposto também é verdadeiro. Observa-se no gráfico da I-V, que o início é representado pela corrente de curto-circuito, ou seja, a tensão elétrica é zero, já a tensão de circuito aberto é quando a corrente é igual a zero, isto é, quando os terminais de saída estão operando a vazio (LEITE, 2017; OLIVEIRA JUNIOR, 2018).

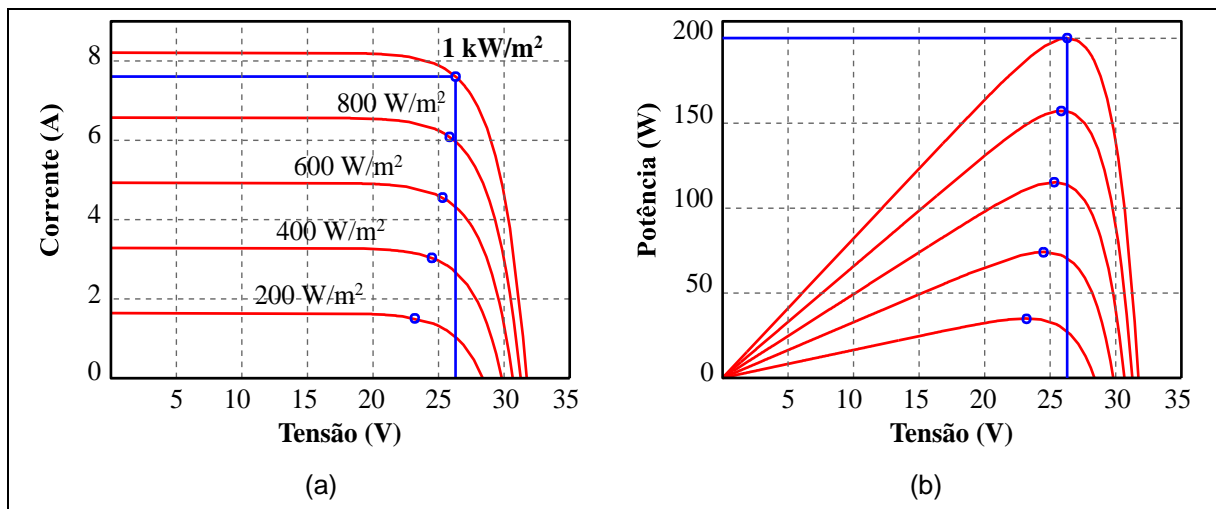


Figura 19: Curvas (a) V-I e (b) V-P devido à variação da irradiação solar.
Fonte: Marangoni, 2012.

Na Figura 19 (b), observam-se as curvas de potência *versus* tensão dos módulos fotovoltaicos. O ponto de curto-circuito é visto quando a tensão é zero e o ponto de circuito aberto é percebido quando a corrente é zero do gráfico P-V. Segundo os autores Villalva e Gazoli (2012), as curvas dos dois gráficos, I-V e P-V, são os pontos de máxima potência, sendo o ideal para a placa fotovoltaica trabalhar, pois é onde ocorre maior produção de energia elétrica.

Geralmente, tanto os gráficos tanto de I-V, quanto os gráficos de P-V das placas fotovoltaicas, comercializadas atualmente, tendem a possuir características semelhantes à Figura 19 (a) e (b) (OLIVEIRA JUNIOR, 2018).

2.8.4 Limpeza dos Painéis

A poeira sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos interfere no rendimento de geração do sistema. Grandes concentrações de poeira refletem a luz solar, gerando menos incidência de irradiação nas células (JURINIC, 2020).

Os autores El-Shobokshy, Mujahis e Zakzouk (1985) analisaram que a corrente de curto circuito e a potência máxima diminuem cerca de 40% e 34%, respectivamente, devido à deposição de pó de areia na superfície do painel fotovoltaico.

Elminir *et al.* (2006) verificou que para deposições de pó nas quantidades de 12,5 g/m², 25 g/m² e 37,5 g/m² a eficiência dos módulos fotovoltaicos caíram para 10%, 16% e 20% respectivamente.

O autor Hee *et al.* (2012) apresentou estudos em que o pó afeta significativamente a transmitância óptica do painel fotovoltaico, reduzindo os parâmetros elétricos, como corrente de curto-circuito e a potência máxima, as quais são afetadas em 2,23% e 7,98%, respectivamente.

Semaoui *et al.* (2015) verificou decréscimos de até 28,6% e 30,6% na corrente de curto-circuito e potência máxima, respectivamente, no final de 12 dias, após exposição dos módulos em condições atmosféricas.

Para favorecer a autolimpeza dos módulos fotovoltaicos é indicado uma inclinação mínima de 10°. A limpeza varia de acordo com a localização em que o sistema fotovoltaico está instalado. Nos locais onde há grande quantidade de poeira, é necessário limpar regularmente a superfície dos módulos, sendo que a sujeira reduz a captação da luz solar, reduzindo, conseqüentemente, a sua geração (CEPEL – CRESESB, 2014).

A limpeza dos módulos deve ser realizada utilizando apenas água e um pano de tecido macio, para não danificar o vidro ou qualquer outro material presente na cobertura do módulo. Deve-se, também, realizar preferencialmente no início da manhã

ou final da tarde, haja vista que a radiação solar é menor nesses períodos, para não afetar no seu processo de produção de energia (CEPEL – CRESESB, 2014).

3. MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo será apresentado a caracterização do local em que foi instalado o sistema de geração fotovoltaico e seus componentes, bem como a metodologia utilizada para calcular a eficiência de geração de energia dos módulos, levando em consideração a sujidade e alteração dos ângulos de inclinação dos painéis.

3.1 Caracterização do local

A realização do trabalho ocorreu na Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE, *campus* Cascavel – PR, com localização geográfica definida pelas coordenadas: latitude 24° 59' Sul, longitude 58° 23' Oeste, e altitude média de 785 metros.

O sistema fotovoltaico instalado no local foi dimensionado para atender o consumo elétrico de um laboratório e duas residências, sendo uma inovadora e outra convencional. Foi desenvolvido com o nome Centro de Análise de Sistemas Alternativos de Energia – Projeto CASA. A Figura 20 apresenta as três construções que utilizam a energia do sistema de geração fotovoltaico.



Figura 20: Projeto CASA.

Fonte: Google Maps street view, 2011.

O sistema fotovoltaico instalado é composto por dois painéis ligados em paralelo (ou duas *strings*) contendo, cada um, cinco módulos fotovoltaicos policristalinos, com potência unitária de 330 Wp (totalizando 3,3 kWp de potência).

Ambos os painéis estão voltados para o Norte geográfico, com um ângulo de inclinação de 21° que, segundo a Equação (9), seria a ideal para a obtenção do melhor aproveitamento da radiação solar ao longo do ano, para um sistema conectado à rede. O sistema é composto também por um inversor de tensão de 4 kWp, conectado aos dois painéis. A Figura 21 representa o sistema de geração fotovoltaico.



Figura 21: Sistema de geração fotovoltaico.
Fonte: Autoria própria, 2020.

O diagrama de blocos do sistema fotovoltaico está representado na Figura 22.

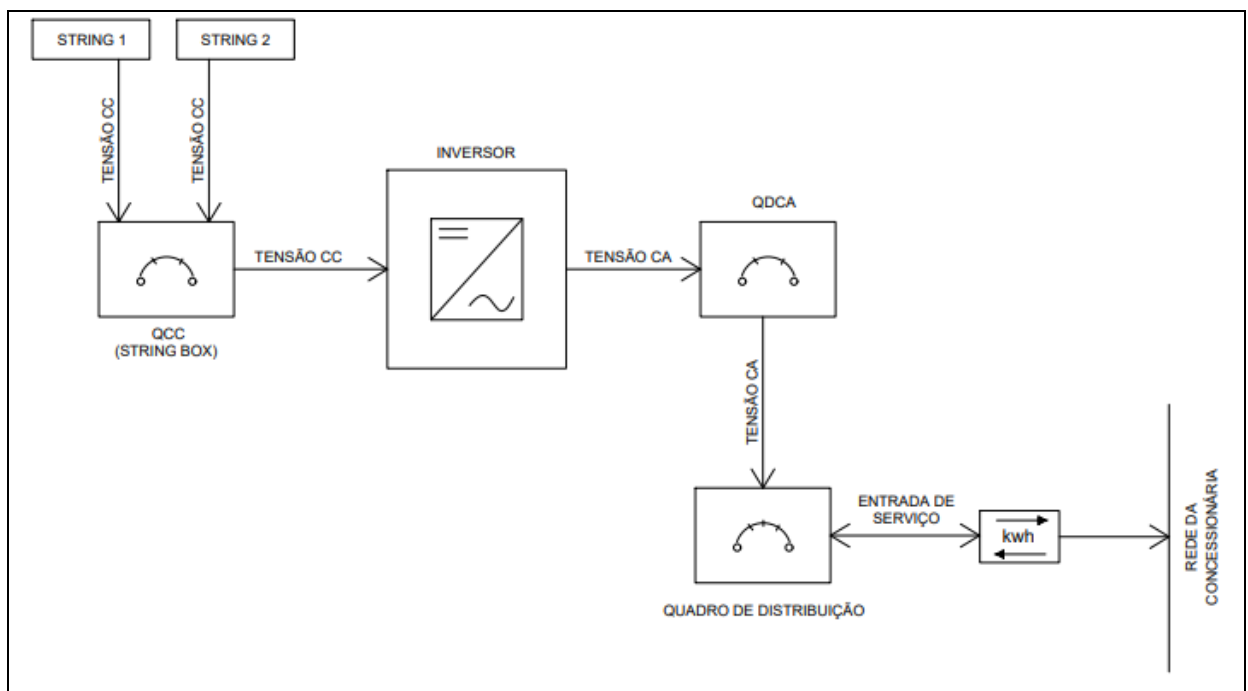


Figura 22: Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico.
Fonte: Autoria própria, 2021.

3.2 Equipamentos que constituem o sistema fotovoltaico

Neste capítulo está apresentado os componentes do sistema fotovoltaico, com uma breve descrição e suas especificações técnicas e, em seguida, uma foto ilustrativa dos componentes instalados na Unioeste, *campus* Cascavel – PR.

3.2.1 Módulo Fotovoltaico

A descrição e especificações técnicas dos módulos utilizados no sistema de geração fotovoltaico na Unioeste está presente na Tabela 1. A Figura 23 representa o módulo que está instalado no local para a captação da irradiação solar para geração de energia elétrica.

Tabela 1: Descrição e especificações técnicas do módulo fotovoltaico

Componente	Descrição	Especificação técnica	
Módulo Fotovoltaico	Foram utilizados 10 módulos fotovoltaicos da marca Risen com potência 330 Wp cada um. O módulo é certificado pelo INMETRO e possui uma eficiência de 17,1%.	Modelo	RSM72-6-330P
		Potência máxima (P _{máx})	330 Wp
		Número de Células	72
		Tensão de Máxima Potência (V _m)	38,1 V
		Corrente de Máxima Potência (I _m)	8,70 A
		Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	46,30 V
		Corrente de Curto Circuito (I _{sc})	9,25 A
		Tensão Máxima do Sistema	1000 V DC
		Peso	24 KG
		Dimensões	1956 X 922 X 40 mm
		Eficiência	17,10%
Classe	A		

Fonte: Risen Solar Technology (2019).



Figura 23: Módulo fotovoltaico Risen.
Fonte: Risen solar technology, 2019.

3.2.2 Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico utilizado na instalação tem sua descrição e suas especificações técnicas descritos na Tabela 2, e a Figura 24 representa a foto ilustrativa do inversor instalado na Unioeste.

Tabela 2: Descrição e especificações técnicas do inversor fotovoltaico

Componente	Descrição	Especificação técnica	
Inversor fotovoltaico	Utilizado para converter a CC em CA, o inversor utilizado é da marca Solis, distribuído pela empresa Renovigi Energia Solar. O inversor envia os dados coletados para um site de monitoramento da Renovigi, para acompanhamento do usuário. Os dados coletados são: em CC (tensão, corrente e potências geradas em cada <i>string</i>); em CA (tensão, corrente e potência enviadas para a carga).	Modelo	Solis 1P4K – 4G
		Tensão Máxima de Corrente Contínua	600 Vcc
		Faixa de Tensão MPPT	100 – 500 Vcc
		Corrente Máxima CC (MPPT)	2 x 11 A
		Tensão nominal CA	220 Vca
		Frequência	50/60 Hz
		Potência Nominal CA	4000 W
		Potência Máxima CA	4400 W
		Potência Aparente Máxima CA	4400 VA
		Corrente Máxima CA	21 A

Fonte: RENOVIGI, (2019).



Figura 24: Inversor fotovoltaico Renovigi.

Fonte: RENOVIGI, 2019.

3.2.3 Medidor Bidirecional

O medidor bidirecional instalado na Unioeste, *campus* Cascavel – PR, pela concessionária de energia Copel, apresenta as especificações técnicas citadas na Tabela 3. A Figura 25 representa o modelo do medidor bidirecional instalado pela concessionária de energia.

Tabela 3: Descrição e especificações técnicas do medidor bidirecional

Componente	Descrição	Especificação técnica	
Medidor bidirecional	O medidor bidirecional serve para medir a energia que é injetada e consumida da rede da COPEL. O equipamento é da marca Eletra Energy Solutions, modelo ARES 7023.	Exatidão	INMETRO: Classe B (1%)
		Tensão Nominal	120/240 V
		Tensão de Operação	84 V a 288 V
		Corrente Nominal	15 A
		Corrente Máxima	120 A
		Corrente de Partida	60 mA
		Frequência	60 Hz

Fonte: Eletra Energy Solutions, 2019.



Figura 25: Medidor bidirecional Ares 7023.

Fonte: Eletra energy solutions, 2019.

3.2.4 Dispositivo de Proteção contra Surtos – DPS

A descrição e especificações técnicas do DPS utilizado no sistema de geração fotovoltaico, bem como sua imagem ilustrativa estão especificados na Tabela 4 e na Figura 26, respectivamente.

Tabela 4: Descrição e especificações técnicas do DPS

Componente	Descrição	Especificação técnica			
DPS	O DPS é um dispositivo com a função de desviar a alta corrente advinda de um surto (como uma descarga atmosférica) para a terra e limitar as sobretensões (CEPEL – CRESESB, 2014). O DPS é instalado na entrada do inversor (DPS CC) e na saída do inversor (DPS CA), sendo acionados quando ocorrer uma falha no sistema elétrico.	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: Suntime, 2020.



Figura 26: DPS Suntime.

Fonte: Suntime, 2020.

3.2.5 Disjuntor

O disjuntor utilizado na instalação do sistema fotovoltaico, com suas respectivas especificações técnicas, está apresentado na Tabela 5. Na Figura 27 se tem a representação ilustrativa do disjuntor instalado no local.

Tabela 5: Descrição e especificações técnicas do disjuntor

Componente	Descrição	Especificação Técnica	
Disjuntor	Os disjuntores são dispositivos eletromagnéticos, que têm como função proteger os cabos, equipamentos e demais componentes eletrônicos, para casos de sobrecorrentes, causadas por curto-circuito no sistema elétrico, sobrecarga ou falha no aterramento (CEPEL – CRESESB, 2014).	Corrente Nominal	32 A
		Comprimento	80 mm
		Largura	36 mm
		Altura	72 mm
		Diâmetro	1 cm
		Peso	0,18 kg

Fonte: Tramontina, 2020.



Figura 27: Disjuntor.

Fonte: Tramontina, 2020.

3.3 Equipamentos utilizados para medição

Dois equipamentos foram utilizados para realizar a medição e armazenamento dos dados de energia coletados na Unioeste, *campus* Cascavel – PR, sendo eles o piranômetro e o *datalogger*.

3.3.1 Piranômetro

A Tabela 6 apresenta a descrição e as especificações técnicas do piranômetro instalado na Unioeste. A Figura 28 representa ilustrativamente a imagem do piranômetro.

Tabela 6: Especificações Equipamentos para medição

Equipamento	Descrição	Especificação técnica	
Piranômetro	O piranômetro é um equipamento utilizado para obter dados referentes a radiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos (em W/m^2). Na Unioeste foi utilizado um piranômetro instalado na posição horizontal. É fabricação da Kipp & Zonen, modelo CMP3, com uma sensibilidade de 15,30 microvolts/watt.metro	Faixa Espectral	300 a 2800 nm
		Irradiância Máxima	2000 W/m^2
		Sensibilidade	5 a 20 $\mu V/W/m^2$
		Faixa de Temperatura Operacional	-40 a 80 $^{\circ}C$
		Diâmetro da Cúpula	3,2 cm
		Largura	7,9 cm
		Altura	6,7 cm
		Peso	600 g

Fonte: Campbell Scientific, 2019.



Figura 28: Piranômetro CMP3.

Fonte: Campbell Scientific, 2019.

3.3.2 Datalogger

O *datalogger* instalado na Unioeste apresenta suas especificações na Tabela 7. A Figura 29 representa o *datalogger* utilizado no sistema de geração fotovoltaico.

Tabela 7: Descrição e especificações técnicas do *datalogger*

Componente	Descrição	Especificação técnica	
Datalogger	O <i>datalogger</i> é um dispositivo que armazena dados de acordo com a unidade de tempo selecionada. O que foi instalado na Uniãoeste armazena informações de radiação solar obtidos pelo piranômetro a cada minuto e posteriormente a cada hora do dia. A marca do <i>datalogger</i> utilizado é Campbell Scientific modelo CR 1000.	Faixa de Temperatura	-25 a 50 °C Padrão
		Operacional	-55 a 85 °C Estendida
		Entradas Analógicas	8 Diferenciais (configurados individualmente)
		Limite de Entrada	± 5 Vcc
		Dimensões	23,8 x 10,1 x 5,4 cm
		Peso	1 kg

Fonte: Campbell Scientific, 2019.



Figura 29: *Datalogger* CR 1000.

Fonte: Campbell Scientific, 2019.

3.4 Metodologia

Este item compreende os cálculos utilizados para correção da inclinação dos dados de radiação solar coletados através do piranômetro. Além disso, foi avaliada a eficiência dos painéis fotovoltaicos, levando em consideração dois fatores que podem influenciar a produção de energia elétrica. São eles:

- Limpeza dos módulos;
- Mudança na inclinação dos módulos.

3.4.1 Correção dos dados de radiação solar

Os dados de radiação solar, coletados pelo piranômetro, são referentes à radiação incidente no plano horizontal e, também, foram corrigidos para atender às inclinações reais dos painéis fotovoltaicos (que variaram, conforme objetivos do trabalho). Para realizar tais correções foram utilizadas diversas equações propostas por Duffie e Beckman (2013), apresentadas a seguir.

A Equação (10) foi utilizada para determinar a declinação solar durante o período de 12 meses. Com o valor de n , que representa o número de dias do ano (variando de 1 a 365), se pode calcular 365 inclinações diferentes durante o ano.

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen}\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (10)$$

Em que:

δ = Declinação solar (graus);

n = Dias do ano.

Para não se calcular dia a dia a declinação solar, a apresenta valores médios dos dias de cada mês do ano para, então, se obter a declinação solar em graus por mês.

Tabela 8 apresenta valores médios dos dias de cada mês do ano para, então, se obter a declinação solar em graus por mês.

Tabela 8: Valores médios de declinação solar

Mês	Dia por mês	Para meados do mês		
		i	n	δ
Janeiro	1	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: DUFFIE, J.; BECKMAN, W., 2013.

Obtendo os valores de δ de cada mês, é possível calcular o ângulo horário do pôr do sol, através da Equação (11), levando em consideração a inclinação dos painéis (β), os quais irão variar conforme proposto nos objetivos do trabalho $\cos^{-1}(-\tan\phi \tan\delta)$ (11):

$$\omega'_s = \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan\phi \tan\delta) \\ \cos^{-1}(-\tan\phi + \beta) \tan\delta \end{array} \right] \quad (11)$$

Em que:

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

ϕ = Latitude local (-24,9555°);

β = Inclinação da superfície (graus).

A Equação (12) calcula o ângulo horário do pôr do sol, em graus, considerando a latitude local e a declinação solar de cada mês.

$$\cos\omega_s = -\frac{\text{sen}\phi * \text{sen}\delta}{\cos\phi * \cos\delta} = -\tan\phi * \tan\delta \quad (12)$$

Em que:

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

A partir dos valores de ω'_s e ω_s por mês, é possível calcular a razão entre a radiação extraterrestre, incidente no plano inclinado, assim como a horizontal, por meio da Equação (13) obtendo-se o valor de $\overline{R_b}$.

$$\overline{R_b} = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos\delta \text{sen}\omega'_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega'_s \text{sen}(\phi + \beta) \text{sen}\delta}{\cos\phi \text{sen}\delta \text{sen}\omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \text{sen}\phi \text{sen}\delta} \quad (13)$$

Em que:

$\overline{R_b}$ = Razão entre a radiação extraterrestre incidente no plano inclinado e a horizontal (adimensional). Para se calcular o índice de claridade média $\overline{K_T}$ é necessário, primeiramente, calcular o valor da radiação extraterrestre diária integrada em uma superfície horizontal H_0 utilizando a Equação (14).

$$H_0 = \frac{24 \times 3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,33 \cos \frac{360n}{365} \right) \times \left(\cos\phi \cos\delta \text{sen}\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180} \text{sen}\phi \text{sen}\delta \right) \quad (14)$$

Em que:

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

G_{sc} = Constante solar (1367 W/m²).

Tendo conhecimento do valor de $\overline{H_0}$ e de \overline{H} (valor obtido da radiação solar global média para a cidade de Cascavel – PR, numa superfície horizontal) é possível calcular o índice de clareza médio mensal $\overline{K_T}$ representado pela Equação (15).

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad (15)$$

Em que:

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

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

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

Nesse cálculo, ainda, devem ser levadas em consideração as correlações médias mensais da fração difusa, a partir das correlações diárias difusas. As Equações para tais correlações são as seguintes:

Para $\omega_s \leq 81,4^\circ$ e $0,3 \leq \overline{K_T} \leq 0,8$. Equação (16):

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1,391 - 3,560\overline{K_T} + 4,189\overline{K_T}^2 - 2,137\overline{K_T}^3 \quad (16)$$

Em que:

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

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

E para $\omega_s > 81,4^\circ$ e $0,3 \leq \overline{K_T} \leq 0,8$. Equação (17):

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1,311 - 3,022\overline{K_T} + 3,427\overline{K_T}^2 - 1,821\overline{K_T}^3 \quad (17)$$

Para determinar a radiação média mensal em uma superfície inclinada, e não sombreada, é utilizada a Equação (18).

$$\overline{R} = \frac{\overline{H_T}}{\overline{H}} = \left(1 - \frac{\overline{H_d}}{\overline{H_T}}\right) \overline{R_b} + \frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \quad (18)$$

Em que:

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

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

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

Com o auxílio da Equação (18), é possível obter o valor da radiação solar global diária (média mensal) obtida para a cidade de Cascavel – PR, corrigida para

uma superfície com inclinações que variaram de acordo com o proposto nos objetivos deste trabalho.

3.4.2 Limpeza dos Módulos

A avaliação da limpeza do sistema fotovoltaico foi realizada durante nove semanas (de 01 de fevereiro a 04 de abril de 2020), estando ambos os painéis voltados para o Norte geográfico, numa inclinação de 21°.

No dia 01 de fevereiro de 2020, os dois painéis foram lavados com água, sabão e um escovão, de modo a iniciar a coleta de dados com todo o sistema nas mesmas condições de limpeza. A partir daí, semanalmente (aos sábados), somente um dos painéis foi lavado (chamado de painel 1), e o outro (chamado de painel 2) foi deixado nas condições naturais do ambiente, durante todo o período, com consequente acúmulo de sujeira (poeira, pedrinhas, entre outros).

Para fins de comparação de geração de energia entre os painéis, o painel 2 foi considerado como referência, por ter sido deixado nas condições ambientais, sem lavagem manual. Vale ressaltar que, durante o período de coleta, ocorreram alguns dias de chuva que, possivelmente, melhoraram um pouco as condições de limpeza do painel 2 (não completamente, pois a chuva não realiza um processo de limpeza efetivo). De qualquer modo, esses dias de chuva também foram computados para que a avaliação das eficiências dos painéis possa ser realizada da maneira mais fidedigna possível.

No mesmo período em que foi realizada a limpeza dos módulos, foram coletados os dados do *datalogger* (dados da irradiância solar global, em kW/m²), e os dados de geração do sistema solar fotovoltaico (dados de geração do site de monitoramento kWh/dia), para se calcular a eficiência de energia diária dos módulos.

Optou-se por calcular a eficiência diária de cada painel fotovoltaico, a fim de ter um número considerável de amostras, o que torna os resultados mais confiáveis. A Equação (19) foi utilizada para determinar a eficiência diária dos painéis.

$$Eficiência_{diária} = \frac{Geração\ de\ energia_{diária}}{Radiação\ Solar_{diária}} \quad (19)$$

Em que:

$Geração\ de\ energia_{diária}$ = é a geração de energia retirada do site de monitoramento (kWh/dia);

$Radiação\ Solar_{diária}$ = dados do *datalogger* da radiação solar corrigida para um ângulo de 21° com a horizontal (kWh/dia);

$Eficiência_{diária}$ = eficiência diária dos 42 painéis fotovoltaicos.

3.4.3 Alteração na inclinação dos módulos

Foram determinadas duas inclinações para os painéis que, em um primeiro momento, se encontravam numa inclinação de 21°. De maneira análoga à limpeza dos módulos, o painel 1 sofreu as modificações da inclinação, enquanto que o painel 2 foi mantido na inclinação original para se obter os dados de referência.

No dia 25 de julho de 2020, foram lavados os dois painéis, resultando nas mesmas condições de limpeza e alterada a inclinação do painel 1 para 26° (inclinação máxima permitida pelo dispositivo de inclinação).

Os dados do período do dia 25 de julho a 05 de agosto de 2020 não são seguros para serem analisados na pesquisa, pois o *datalogger* não estava registrando os dados de radiação solar, sendo assim, a data de análise dos painéis com as inclinações de 21° e 26° são de 05 de agosto de 2020 a 26 de setembro de 2020, totalizando um período de 7 semanas e 3 dias analisados.

No dia 26 de setembro de 2020, foram lavados os dois painéis, alterando novamente a inclinação do painel 1 para 18° (inclinação mínima permitida pelo dispositivo de inclinação). No período de 27 de setembro a 12 de outubro de 2020, o inversor fotovoltaico não coletou os dados de maneira segura para serem analisados. Portanto, os dados levados em consideração para a inclinação de 18° e 21° foram no período de 13 de outubro de 2020 a 01 de dezembro de 2020, totalizando 8 semanas.

Após a alteração na inclinação, foram utilizadas as Equações do capítulo 3.4.1 com intuito de corrigir a radiação solar para as diferentes inclinações do painel 1, utilizadas no trabalho e, em seguida, a Equação (19) para determinar a eficiência do painel.

3.4.4 Análise de dados

Para verificar se houve diferença significativa na eficiência dos painéis foi escolhido o teste de hipótese ANOVA para comparar as médias, com uma probabilidade de significância de 5%.

O teste de hipótese será:

$$H_0 = Média_{semana\ 1} = Média_{semana\ 2} = \dots = Média_{semana\ 9}$$

H_1 = pelo menos uma $Média_{semana\ x}$ será significativamente diferente.

Se $F_{cal} < F_{tab}$, irá ser aceito H_0 a 5% de significância, ou seja, não terá diferença significativa entre os tratamentos. Se $F_{cal} > F_{tab}$, será rejeitado H_0 com 5% de significância e aplicado o teste de Tukey para comparar as médias e verificar quais tratamentos diferem ou se igualam entre si. Esses testes serão realizados para comparar as médias das eficiências calculadas, tanto para as diferentes condições de limpeza, quanto para as diferentes inclinações dos painéis.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos do período de análise de limpeza dos painéis, os quais datam de 01 de fevereiro de 2020 a 04 de abril de 2020, bem como os dados referentes à inclinação dos módulos, com as seguintes datas: 05 de agosto a 26 de setembro de 2020 (inclinação de 21° no painel 1, e 26° no painel 2), e de 13 de outubro a 01 de dezembro de 2020 (inclinação de 21° no painel 1 e 18° no painel 2).

4.1 Análise Gráfica e Estatística

Algumas figuras contendo informações como a irradiância solar (W/m^2), radiação solar diária (Wh), energia gerada diária (Wh) e precipitação da chuva (mm), as quais foram coletadas nos períodos estudados, serão apresentadas nos itens seguintes. Os dados evidenciados foram obtidos através dos equipamentos de coleta citados no item 3.3.

Ademais, será explicitada a análise estatística das médias diárias da eficiência de cada caso. Para um melhor entendimento de como foram determinados os blocos e os tratamentos para análise estatística, têm-se:

- Blocos: Painel 1: bloco A; Painel 2: bloco B.
- Tratamentos: como foi feita a média diária da eficiência dos painéis, os tratamentos são os dias, pois a cada dia, cada bloco (painel 1 e painel 2) recebeu quantidades de irradiações diferentes.
- Resultado: é a comparação das médias da eficiência diária.

4.1.1 Análise Gráfica – Radiação Solar

Na Figura 30 estão os dados sobre a Frequência Relativa da ocorrência de irradiação solar, referente ao período de análise da limpeza dos painéis e, também, do período de inclinação dos mesmos. Nota-se que a irradiância entre os números 1 e 99 chega a quase 25% e lidera em comparação aos demais. Ainda na Figura 30 é possível verificar que a Frequência Relativa da ocorrência de irradiação solar nos

números superiores a 1.000 é inferior em razão de ter sido analisado em períodos de inverno, pois os dias possuem horas solares menores.

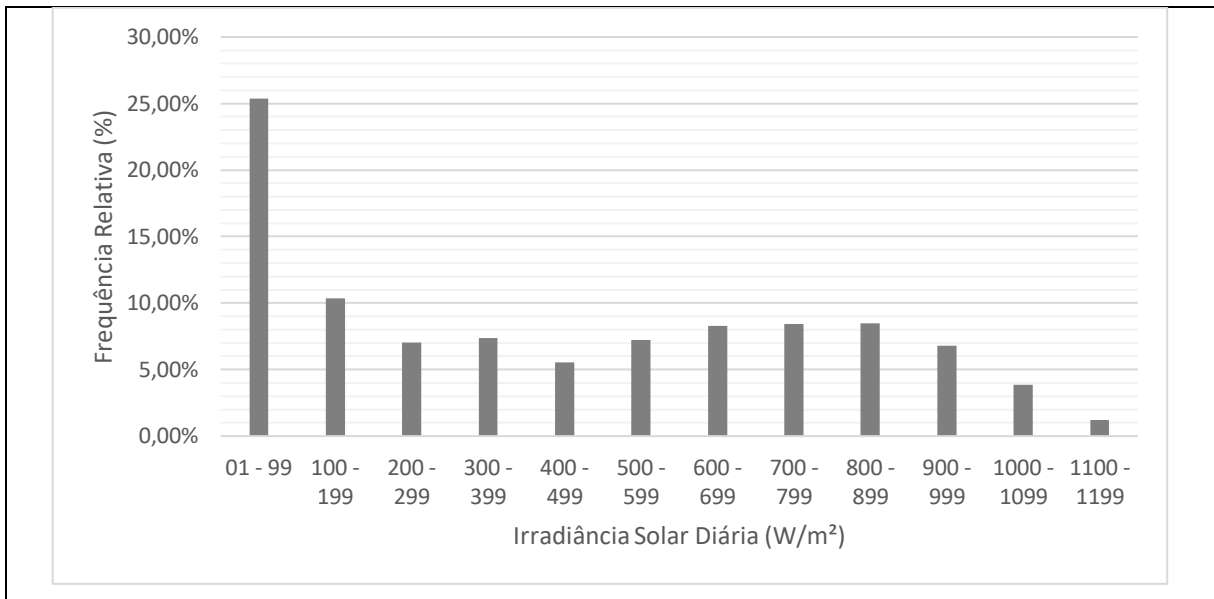


Figura 30: Frequência de ocorrência da Irradiância solar (%) x Irradiância solar (W/m²).

A Figura 31 representa um dia qualquer (19/02/2020), ensolarado, selecionado para se verificar o comportamento da irradiância solar. Através da Figura 31 é possível perceber um dia tipicamente de verão, pois a irradiância inicia antes, às 07h da manhã e chega até às 19h, caracterizando dias longos. Além disso, é possível observar que a irradiância é maior nos períodos próximos ao meio dia, sendo o seu pico às 12h.

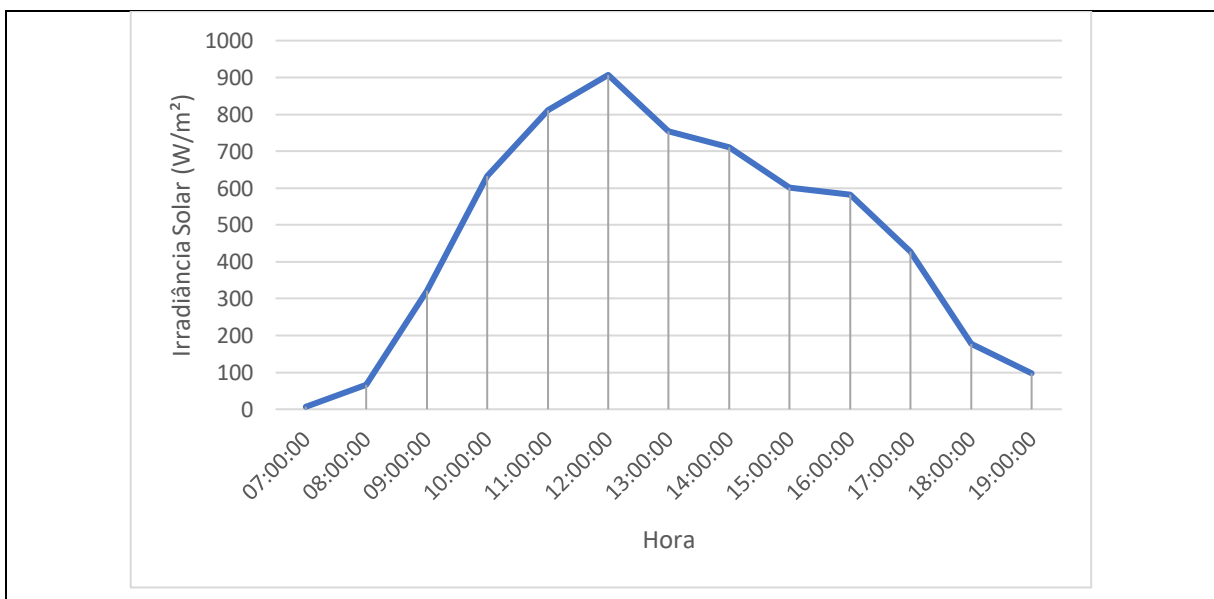


Figura 31: Irradiância solar (W/m²) x Tempo (hora).

4.1.2 Análise Gráfica e Estatística – Limpeza

Primeiramente, será apresentada uma análise gráfica dos dados coletados no período entre 01 de fevereiro de 2020 a 04 de abril de 2020.

A Figura 32 apresenta a eficiência do painel 2 (lavado apenas no dia 01/02/2020) e a eficiência do painel 1 (lavado toda semana até o dia 04/04/2020). A média da eficiência no período estudado, do painel 1, foi 14,56% e a do painel 2 foi de 13,55%. Pode-se observar que, graficamente, o painel 1 (cor laranja) teve uma eficiência maior que o painel 2 (cor azul).

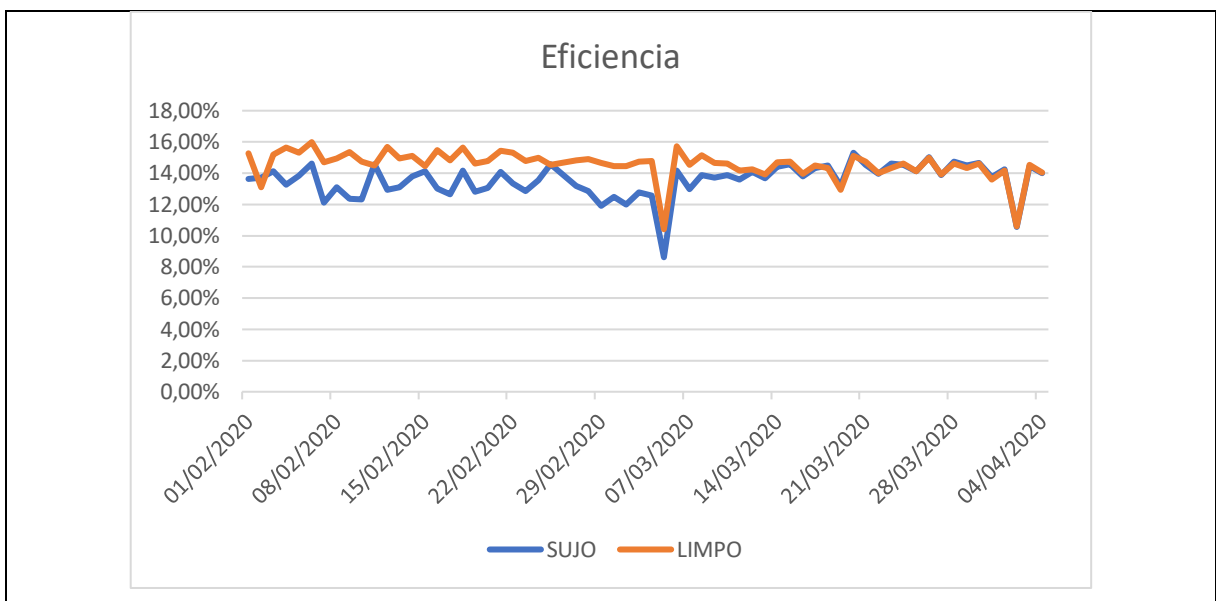


Figura 32: Eficiência (%) x Tempo (dia).

Por fim, a Figura 33 apresenta a radiação solar, juntamente com a precipitação de chuva e geração diária dos painéis. É possível verificar que nos dias em que ocorreu um volume considerável de precipitação de chuva (cor laranja), a radiação (azul), bem como a geração dos módulos (cinza – painel 2, amarelo – painel 1) foram baixos.

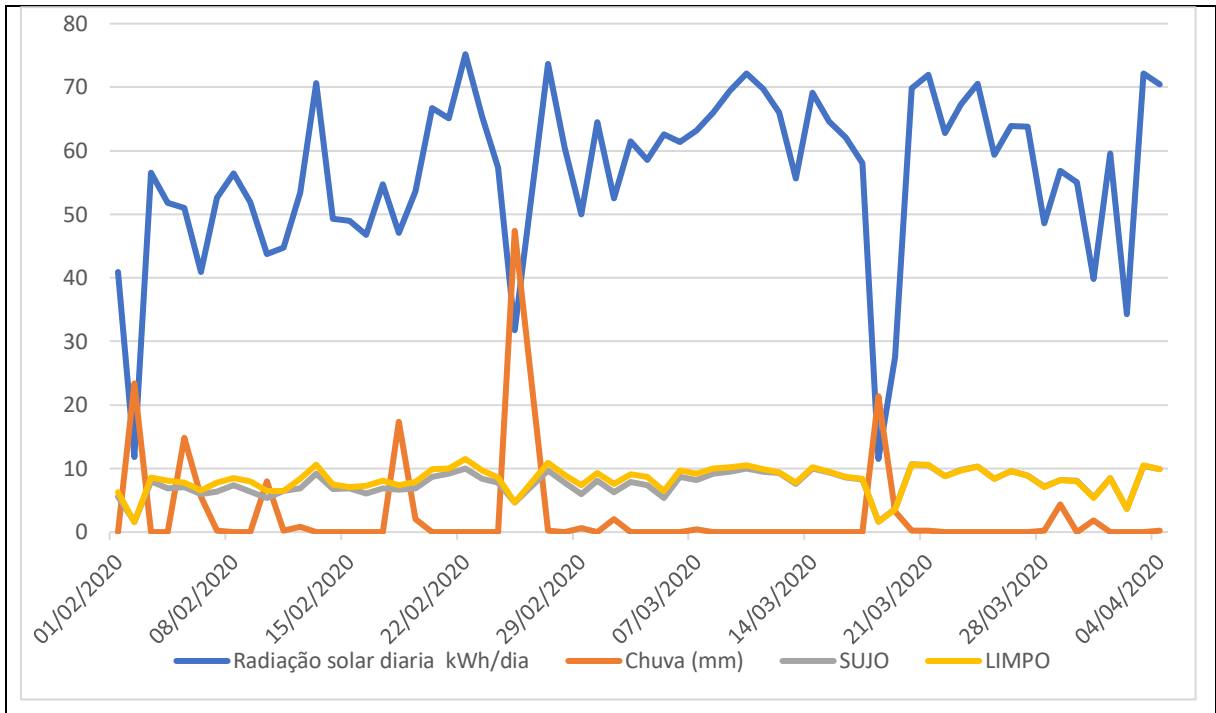


Figura 33: Tempo (dia) x Radiação solar (kWh/dia) – Chuva (mm) – Geração diária (kWh/dia).

Os valores médios de geração no período analisado do painel 1 foi de 8,42 kWh/dia, já o painel 2 foi de 7,97 kWh/dia.

Para explorar se as médias diárias da eficiência do painel 1 em comparação ao painel 2 são significativamente diferentes entre si, foi aplicado o teste de comparação de médias. Sendo o $F_{cal} > F_{tal}$, deve-se rejeitar a hipótese H_0 com 5% de significância. Com isso, foi aplicado o teste Tukey para confirmar que os tratamentos diferem entre si, e o resultado está na Tabela 9.

Tabela 9: Valores médios de eficiência dos painéis submetidos aos diferentes níveis de limpeza

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
B	0,135496	a1
A	0,145556	a2

Médias seguidas pelas mesmas letras nas colunas não diferem significativamente pelo teste Tukey 5% de significância.

Com o auxílio da Tabela 9, é possível verificar que a média da eficiência do painel 2 foi menor que a do painel 1 e, portanto, as médias entre eles são estatisticamente diferentes entre si. Esse resultado já era o esperado, visto que o painel 1 foi lavado semanalmente, enquanto o painel 2 foi lavado apenas uma vez no início das nove semanas.

4.1.3 Análise Gráfica e Estatística – Inclinação

A fim de uma melhor compreensão de como deve ser analisada a radiação solar em diferentes inclinações, primeiro será apresentada a Tabela 10 com dados retirados do portal SunData, sendo possível verificar a radiação em duas diferentes inclinações, 25° e 21°.

Tabela 10: Irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia)

Cidade	Inclinação	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Cascavel	21° (ideal)	4,00	4,97	4,68	5,13	5,58	5,78
- PR	25°	4,12	5,07	4,69	5,07	5,44	5,62

Fonte: SunData (2018).

Através dos dados retirados do Sun Data é possível verificar que nos meses de julho, agosto e setembro, quanto maior for a inclinação dos painéis em relação à horizontal, maior será a irradiação solar recebida pelo painel. Nos meses de outubro, novembro e dezembro pode-se verificar o oposto, quando menor for a inclinação dos painéis, maior será a irradiação recebida pelos módulos.

Na Tabela 11 é apresentada a irradiação solar corrigida para as inclinações de 18°, 21° e 26° (obtidas a partir das equações presentes no item 3.4.1), para que se possa confrontar com os dados apresentados na Tabela 10.

Tabela 11: Irradiação solar diária média mensal - Equações (kWh/m².dia)

Cidade	Inclinação	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Cascavel - PR	18°	3,91	4,86	4,63	5,17	5,67	5,89
	21°	4,00	4,94	4,64	5,13	5,59	5,79
	26°	4,14	5,04	4,64	5,05	5,43	5,59

Fonte: Autoria própria (2020).

Analisando a Tabela 11 – que para sua construção foram utilizados dados coletados da irradiação solar do piranômetro, instalado na Unioeste, e corrigido para as inclinações de 18°, 21° e 26° - é possível observar que nos meses de julho, agosto e setembro, quanto maior a inclinação, maior é a captação da irradiação solar recebida pelo painel, sendo que em setembro a diferença se torna irrisória. Já nos meses seguintes, outubro, novembro e dezembro, pode ser observado o oposto, quando menor a inclinação, maior é a irradiação solar recebida pelo painel, estando também de acordo com a Tabela 10.

4.1.3.1 Inclinação – Painel 1: 26° e Painel 2: 21°

Na Figura 34 é possível averiguar a eficiência de cada painel nas diferentes inclinações que ocorreram no período de 05 de agosto a 26 de setembro de 2020 (inclinação de 21° no painel 1, e 26° no painel 2). Pode-se observar que o painel com a inclinação de 26° (cor laranja) aparenta ter eficiência superior ao painel com inclinação de 21° (cor azul) para o mês de agosto e, ligeiramente, inferior para o mês de setembro. A média das eficiências no período analisado do painel 1 foi de 14,22%, e do painel 2 foi de 14,25%.

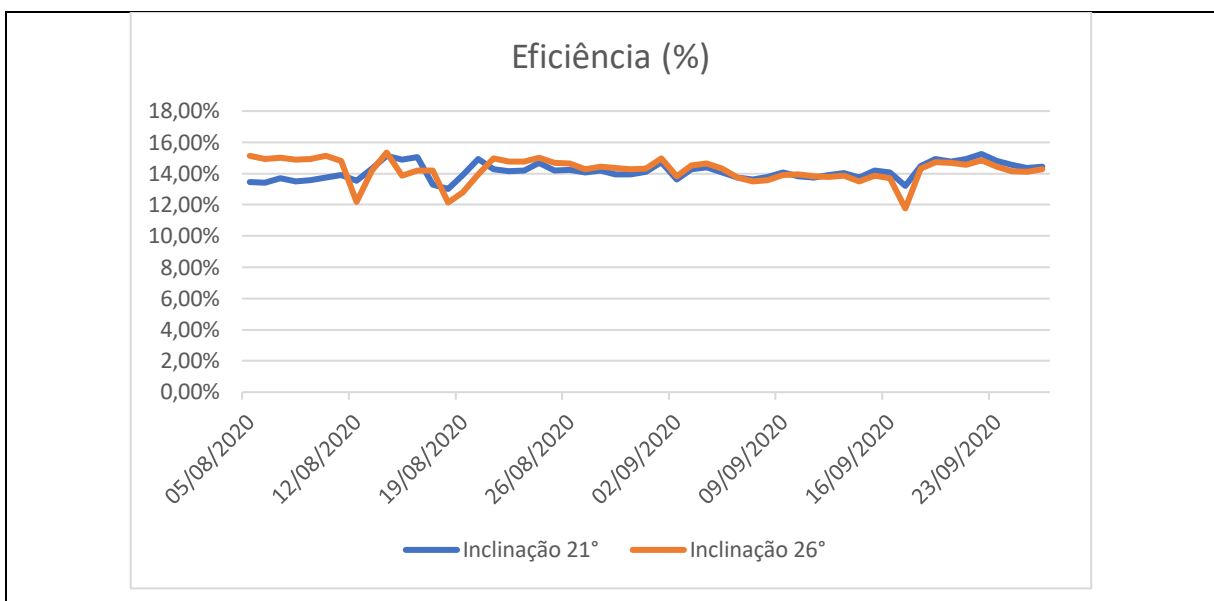


Figura 34: Eficiência (%) x Tempo (dia) - 21° e 26°.

Por fim, a Figura 35 apresenta um gráfico com a radiação solar diária (kWh/dia), com o ângulo corrigido para 21° e 26° e ainda a geração de cada painel. É possível verificar que no mês de agosto, a geração de energia e a radiação solar no painel que está com a inclinação de 26° aparece superior que a do painel com 21°. E, ainda, no mês de setembro, a geração dos dois painéis parecem coincidir, estando de acordo com a Tabela 11, a qual apresenta a mesma irradiação no mês de setembro. A média diária de geração no período investigado, para as respectivas inclinações de 26° e 21°, foi de 7,08 kWh/dia e 6,95 kWh/dia.

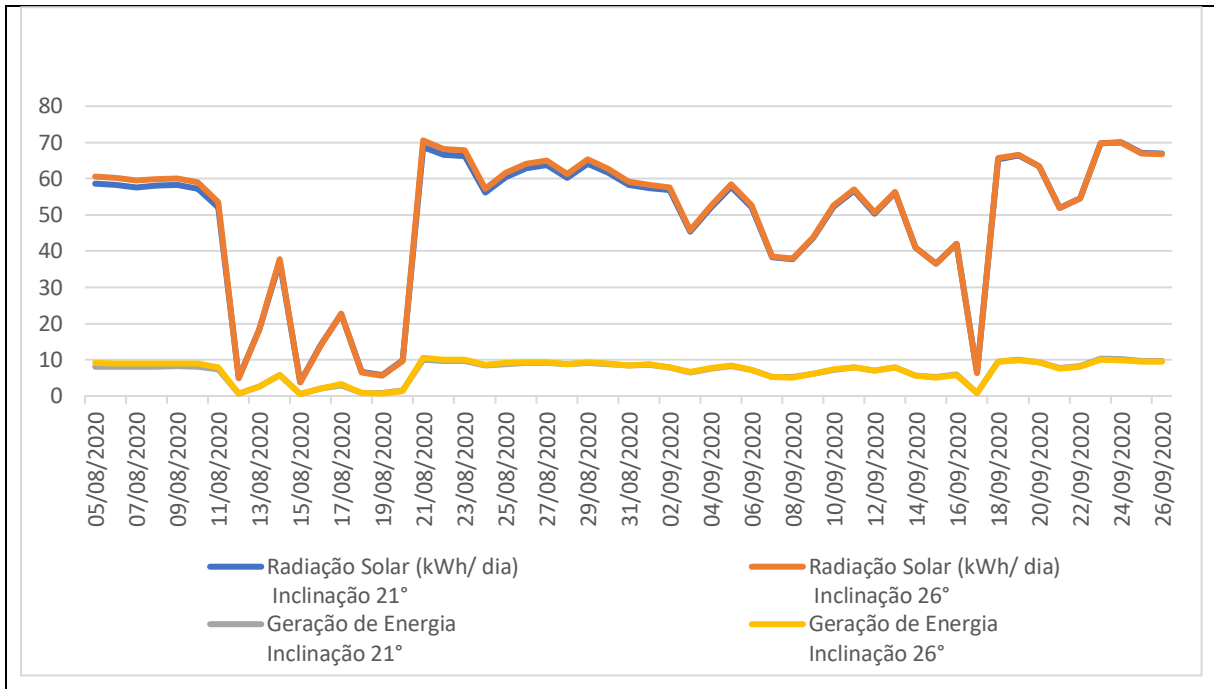


Figura 35: Radiação Solar (kWh/dia), inclinação 21° e 26°, e Geração de Energia (kWh/dia) inclinação 21° e 26°.

Ao analisar os resultados, estaticamente, se tem que no teste de comparação de médias entres os painéis, como $F_{cal} < F_{tal}$, se deva aceitar a hipótese H_0 , em que as médias dos tratamentos são estatisticamente iguais. Também foi aplicado o teste Tukey para comprovar que as médias dos tratamentos são iguais entre si, segue o resultado na Tabela 12.

Tabela 12: Valores médios de eficiência quanto à inclinação dos painéis: Painel A: 26° e Painel B: 21°

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
A	0,142171	a1
B	0,142533	a1

Médias seguidas pelas mesmas letras nas colunas não diferem significativamente pelo teste Tukey 5% de significância.

Nota-se na Tabela 12 que as médias não diferem entre si. O que está de acordo com a Figura 34, bem como Tabela 11, que apresenta a irradiação solar no período analisado muito próximas quando comparadas com o ângulo de 21° e 26°.

4.1.3.2 Inclinação - Painel 1: 18° e Painel 2: 21°

Na Figura 36 é possível analisar a eficiência de cada painel nas diferentes inclinações. Pode-se notar que a geração com a inclinação do painel em 18° foi superior graficamente que a geração do painel que se encontrava com a inclinação de 21°.

A Tabela 11 indica, também, que o aproveitamento da irradiação é superior com a inclinação menos elevada nos meses de outubro, novembro e dezembro, que condiz com o intervalo de tempo do período analisado neste estudo de caso, de 13 de outubro a 01 de dezembro de 2020 (inclinação de 21° no painel 1, e 18° no painel 2). A média diária da eficiência do painel 1 foi de 14,41% e do painel 2 foi de 13,58%.

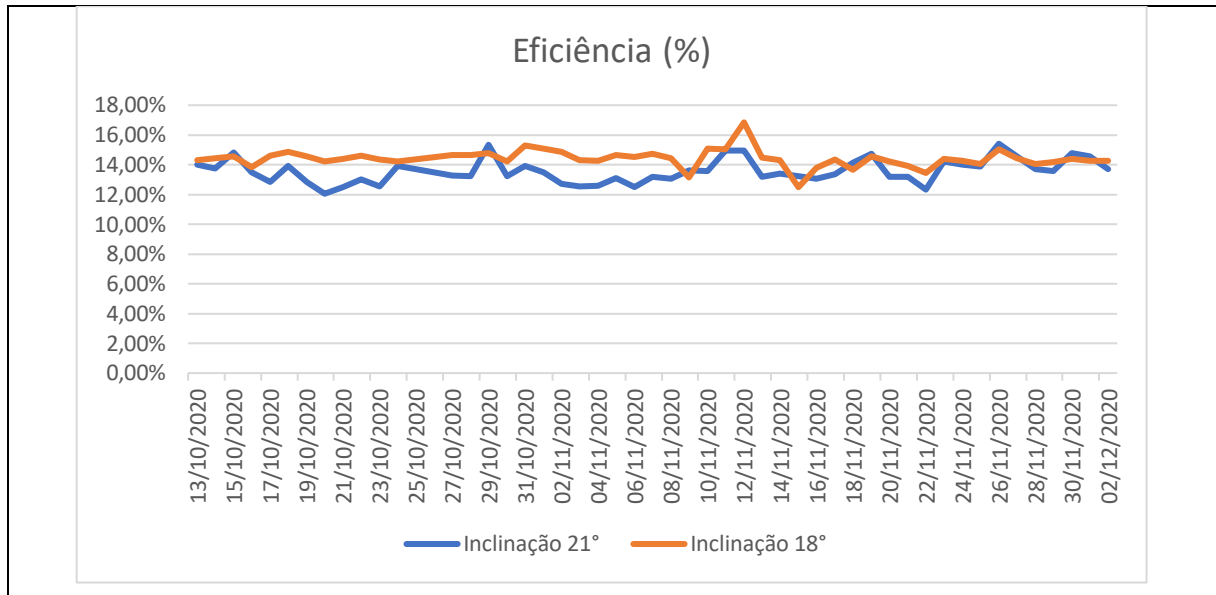


Figura 36: Eficiência (%) x Tempo (dia) - 18° e 21°.

A Figura 37 apresenta um gráfico com a radiação solar diária (kWh/dia) com o ângulo corrigido para 18° e 21°, além da geração de cada painel. Nota-se que a geração de energia e a radiação solar são ligeiramente superiores no painel com inclinação de 18°, em relação ao painel que permanece com a inclinação de 21°. A média diária de geração no período estudado para as respectivas inclinações de 18° e 21° do painel 1 foi de 7,84 kWh/dia e 7,19 kWh/dia.

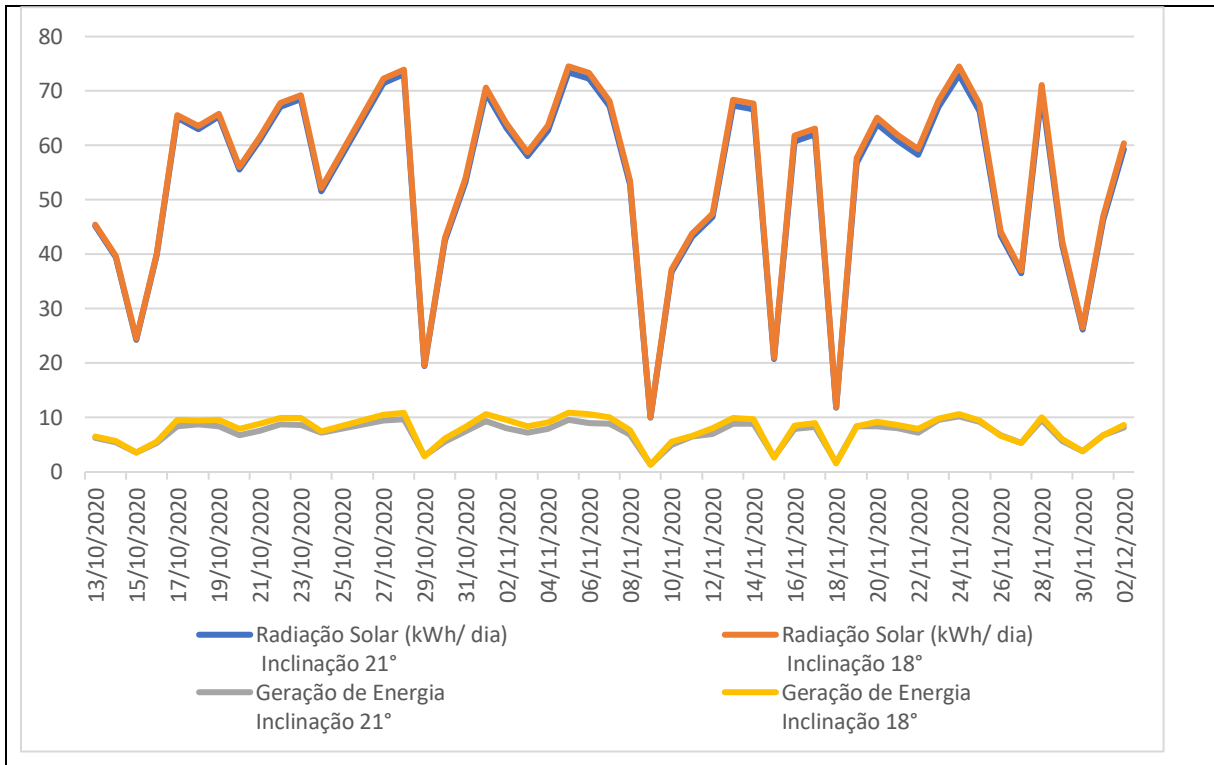


Figura 37: Radiação Solar (kWh/dia) inclinação 18° e 21° e Geração de Energia (kWh/dia) inclinação 18° e 21°.

Utilizando os mesmos testes do item 4.1.3.1, no teste de comparação de médias, como $F_{cal} > F_{tal}$, se deve rejeitar a hipótese H_0 , em que as médias dos tratamentos são estatisticamente diferentes. Foi aplicado também o teste Tukey para confirmar que os tratamentos diferem entre si, o resultado está na Tabela 13.

Tabela 13: Valores médios de eficiência quanto à inclinação dos painéis: Painel A: 18° e Painel B: 21°

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
B	0,135762	a1
A	0,144140	a2

Médias seguidas pelas mesmas letras nas colunas não diferem significativamente pelo teste Tukey 5% de significância.

Ao explorar a Tabela 13 é possível concluir que alterar a inclinação dos módulos, no período analisado, fez com que as médias das eficiências dos mesmos fossem diferentes entre si. Ademais, se observou que a média do painel 2 (B) é menor que a média do painel 1 (A), o que era de se esperar, já que na Tabela 11 a irradiação no painel com menor inclinação é maior.

4.2 Comparação de resultados

Neste item, alguns trabalhos foram apresentados com o intuito de verificar a veracidade dos resultados desta pesquisa.

4.2.1 Trabalhos envolvendo limpeza de painéis fotovoltaicos

Foram realizados alguns estudos em relação à geração de sistemas fotovoltaicos com limpezas regulares, bem como em relação à quantidade de sujeira impregnada no módulo pode afetar na geração de energia. A seguir, estão alguns trabalhos sobre este tema.

Biryukov (1996) abordou em seu artigo que, dependendo da localização, a composição de poeira pode ser consideravelmente diferente e afetar o grau de redução da eficiência dos módulos fotovoltaicos. Para uma camada de poeira natural do meio urbano, a eficiência dos módulos diminuiu 0,15%.

Os autores Jiang, Lu e Sun (2011) produziram impurezas artificiais do tamanho de um grão entre 1 e 100 μm , verificaram que a eficiência na geração de energia diminuiu 0,26% e, quanto maior era o grão de poeira, mais significativo era o impacto. Ainda, os autores afirmam que para manter a alta eficiência de conversão de energia solar, através dos sistemas fotovoltaicos, é necessário limpar a superfície dos módulos regularmente, especialmente se os mesmos estão localizados em regiões de alta urbanização.

Os autores Zorrilla-Casanova *et al.* (2011) forneceram informações a respeito da perda média diária de energia produzida pelo módulo fotovoltaico (causada pelo acúmulo de poeira), a qual chega a 4,4%, e nos períodos de estiagem (sem chuva) podem chegar a 20%. O estudo foi conduzido na Universidade de Málaga na Espanha. Concluiu-se que mesmo uma pequena quantidade de chuva limpa pode limpar a poeira acumulada no módulo, o que melhora substancialmente as condições de funcionamento e eficiência do mesmo.

Segundo o autor Klugmann-Radziemska (2015), não apenas a sujeira, mas também a contaminação por fuligem, sal, fezes de pássaros e crescimento de vegetais próximos ao painel interferem na geração de energia através de sistemas fotovoltaicos.

Todos os trabalhos mencionados identificaram, de maneira geral, que os painéis solares quando expostos às condições atmosféricas e/ou residuais (sujeira), tendem a diminuir sua eficiência, de maneira análoga à pesquisa deste trabalho, o qual apresentou diferença significativa entre os painéis (painel 1: lavado semanalmente; painel 2: lavado apenas no início da pesquisa).

4.2.2 Trabalhos envolvendo variação na inclinação de painéis fotovoltaicos

Alguns estudos já foram realizados em relação à geração de energia elétrica através dos painéis fotovoltaicos e sua inclinação. A seguir, alguns trabalhos foram apresentados envolvendo o tema.

O autor Moncos (1994) apresentou um estudo em que alterou o ângulo da inclinação dos painéis solares 8 vezes no ano, na cidade de Assuit no Egito, sendo possível alcançar um ganho anual de 6,85% da radiação total, quando comparado a um painel, na mesma cidade, que tem o ângulo fixo de 27°, de igual latitude.

Notton, Lazarov e Stoyanov (2010) ressaltam em seu estudo a importância da orientação dos sistemas fotovoltaicos, pois o desempenho da geração depende diretamente do ângulo de inclinação e da orientação azimutal.

Segundo Kormann *et al.* (2014), foi comparada a alteração na inclinação dos painéis em duas cidades, uma próxima à linha do Equador (Petrolina) e outra localizada no Sul do Brasil (Florianópolis). Concluiu-se que a menor influência na geração de energia, ao variar os ângulos de inclinação dos painéis, ocorreu na cidade de Petrolina.

Gasparin e Krenzinger (2016) analisaram em seu estudo a produção anual de energia, com diferentes inclinações dos módulos fotovoltaicos, e constataram uma faixa de inclinação e orientação do arranjo fotovoltaico em que a produção anual de energia elétrica diferiu em torno de 1% em relação ao sistema fotovoltaico de referência.

Segundo Sedraoui *et al.* (2017), em seu estudo na cidade de Jeddah, na Arábia Saudita, foi possível observar que a alteração na inclinação dos módulos, para um melhor aproveitamento da radiação durante o ano, quando feitas mensalmente, apresentam uma maior geração de energia do que as alterações feitas com espaços maiores (trimestrais, semestral e anual).

Os trabalhos mencionados neste item apresentaram também diferença na geração de energia, quando ocorre a mudança no ângulo de inclinação dos painéis. Ainda, alguns estudos coincidem em mencionar que alterar a inclinação dos módulos, durante o ano, faz com que o ganho na geração de energia seja maior do que manter o ângulo fixo o ano inteiro.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou dados comprobatórios que a eficiência do arranjo fotovoltaico tem influência em relação à limpeza e, também, inclinação dos painéis.

Em relação à limpeza, quando fora analisada, tanto graficamente, quanto estatisticamente, houve diferença entre as médias diárias da eficiência dos dois painéis. Sendo que o painel que foi lavado semanalmente teve uma eficiência média de 14,56%, enquanto que o lavado apenas no início do experimento apresentou uma média de eficiência de 13,55%. Sendo assim, foi possível concluir que fazer a lavagem semanal dos módulos aumenta a eficiência do painel em torno de 7,45%.

Com relação à inclinação, no primeiro estudo de caso (Painel 1: 26° e Painel 2: 21°), a diferença entre as médias diárias de eficiência dos dois painéis não foi significativa. Mas no segundo estudo de caso (Painel 1: 18° e Painel 2: 21°), o painel 1 apresentou média de eficiência de 14,41%, enquanto que o painel 2 apresentou 13,58%. Portanto, houve alteração da inclinação de 21° para 18° no período analisado aumentando a média de eficiência em torno de 6,11%.

Estudos futuros podem ser realizados, verificando no decorrer do ano qual é a inclinação adequada para cada mês do ano e compará-la com um painel testemunha (ângulo igual a latitude).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Algumas sugestões para futuros trabalhos:

- Verificar qual o período de limpeza adequado para um painel fotovoltaico, de acordo com a utilização de cada cliente, e quanto a limpeza realizada de modo regular afeta a geração de energia, no período de um ano;

- Comparar, no decorrer de um ano, qual seria a geração de energia em um painel fotovoltaico com inclinação fixa (a inclinação padrão de um telhado residencial, por exemplo), com a geração de energia em um painel com inclinação variável, de acordo com o valor ideal dado pelo ângulo de elevação solar (de modo a manter a perpendicularidade da radiação solar incidente na superfície do painel).

7. REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 11704:2008 Sistemas Fotovoltaicos – Classificação**. 2008. Disponível em: <<https://energypedia.info/images/temp/d/d2/20140508124638!phpU5v7IA.pdf>>. Acesso em: 24 de março de 2020.

ANEEL – Agência nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. 3ª edição. 2008. Disponível em: < http://www.aneel.gov/visuzlizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Chamada Nº 13/2011 Projetos Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. 2011. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf>. Acesso em: 20/03/2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**. 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 23 de março de 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **REN 687 – Resolução Normativa 687**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687>. Acesso em: 30 de janeiro de 2020.

ANELL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2015. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida>. Acesso em: 19 de fevereiro de 2020.

AS – Balanço Energético Nacional. **Relatório final – Ano base 2019**. Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br>>. Acesso em: 23 de março de 2020.

BIRYUKOV, S. A. Degradation of optical properties of solar collectors due to the ambient dust deposition as a function of particle size. **Journal of Aerosol Science**. Vol 27.37-38 p. 1996. DOI: 10.1016/0021-8502(96)00091-2

BLUESOL, ENERGIA SOLAR. **Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares**, 2016. Disponível em: <<https://programaintegradoronline.com.br/wp->

content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdução-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>. Acesso em: 18 de março de 2020.

BLUESOL, ENERGIA SOLAR. **Livro Digital de Módulos Fotovoltaicos: Características Técnicas e Rendimento Energético**. 2016. Disponível em: www.blue-sol.com.br. Acesso em: 18 de maio de 2020.

BMC ENERGIA. 2019. Disponível em: < <http://www.bmcenergia.com.br/como-funcionam>>. Acesso em: 24 de março de 2020.

BOYLESTAD, R. I.; NASHELSKY, L. **Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos**. 11ª Edição. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2013.

CAMPBELL SCIENTIFIC. **Datalogger CR 1000**. 2019. Disponível em: <<https://www.campbellsci.com.br/cr1000>>. Acesso em: 28 de maio de 2020.

CAMPBELL SCIENTIFIC. **Piranômetro CMP3**. 2019. Disponível em: <https://www.campbellsci.com.br/cmp3-l> . Acesso em: 28 de maio de 2020.

CANELA, A. L. **Desenvolvimento e Execução de um Controlador de Carga para um Sistema Fotovoltaico Autônomo**. 2019. 101 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica e Eletrônica) – Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis – SC. Setembro de 2019.

CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS. University of Michigan. **Photovoltaic Energy Factsheet**. 2016. Disponível em: < http://css.snre.umich.edu/sites/default/files/Photovoltaic_Energy_Factsheet_CSS07-08.pdf> Acesso em: 10 outubro 2020.

CEPEL – CRESESB. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. 529 p. Rio de Janeiro – RJ. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 15 de dezembro de 2019.

CEPEL – CRESESB. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. 2008. Disponível em: < http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=4>. Acesso em: 22 de março de 2020.

COSTA, S C.; DINIZ, A. S.; KAZMERSKI, L. L. Solar energy dust and soiling r&d progress: Literature review update for 2016. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Vol 82. 2504-2536. 2018. DOI: 10.1016 / j.rser.2017.09.015.

CROZIER, J.L.; VAN DYK, E.E.; VORSTER, F.J. Characterization of cell mismatch in a multi-crystalline silicon photovoltaic module. **Physica B**, Amsterdam. Vol 43. 1578-1581. 2016.

DALIENTO, S.; DI NAPOLI, F.; GUERREIRO, P.; D'ALESSANDRO, V. A modified bypass circuit for improved hot spot reliability of solar panels subject to partial shading. **Solar Energy**. Vol 134. 211-218. 2016.

DUFFIE, J. A; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4ª Edição. Laboratório de Energia Solar da Universidade de Wisconsin-Madison. Nova Jersey. 2013.

ELETRA ENERGY SOLUTIONS. **ARES 7023**. 2019. Disponível em:< <http://www.eletraenergy.com/br/portifolio/19-medidores/medidores-comerciais-e-industriais/linha-ares/31-ares-7023>> . Acesso em: 19 de maio de 2020.

ELMINIR, H. K.; GHITAS, A. E.; HAMID, R. H.; EL-HUSSAINY, F.; BEHEARY, M. M.; ABDEL-MONEIM, K. M. Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. **Energy Conversion and Management**. Vol 47. 3192-3203. 2006. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.02.014>.

EL-SHOBOKSHY, M. S.; MUJAHID, A.; ZAKZOUK, A. K. M. Effects of dust on the performance of concentrator photovoltaic cells. **IEE Proceedings I (Solid-State and Electron Devices)**. Vol 132. 1985. DOI: [10.1049/ip-i-1.1985.0002](https://doi.org/10.1049/ip-i-1.1985.0002)

ETTAH, E. B.; ENO, E. E.; UDOIMUK, A.B. The effects of solar panel temperature on the power output efficiency Calabar, Nigeria. **Journal of Association of Radiographers of Nigeria**. Vol 23. 16 – 22. 2009. Disponível em: < <http://jarnigeria.com/e-admin/files/269155.pdf>>. Acesso em: 18 de maio de 2020.

GAZOLA, T. C. **Avaliação Técnico-Econômica de um sistema fotovoltaico on grid instalado na Unioeste, Campus de Cascavel – PR**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura). Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste, Cascavel – PR. Fevereiro de 2020.

GASPARIN, F.P.; KRENZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. **Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)**. Belo Horizonte, 2016. Anais eletrônicos.

GOLDEMBERG, J. **Energia, meio ambiente e Desenvolvimento**. 3ª Edição. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2008.

GOOGLE MAPS STREET VIEW. **Projeto CASA Unioeste**. 2011. Disponível em: <https://www.google.com/maps/uv?hl=pt-BR&pb=!1s0x94f3d5b0d4455853:0x4481caebbf8c2424!2m2!2m2!1i80!2i80!3m1!2i20!16m16!1b1!2m2!1m1!1e1!2m2!1m1!1e3!2m2!1m1!1e5!2m2!1m1!1e4!2m2!1m1!1e6!3m1!7e115!4s/maps/place/Projeto%2BCASA%2BUnioeste/@-24.9895072,-53.4496995,3a,75y,319.48h,90t/data%3D*213m4*211e1*213m2*211seG3FAMVGpUkyZ6hUe7hHoA*212e0*214m2*213m1*211s0x94f3d5b0d4455853:0x4481caebbf8c2424?sa%3DX!5sProjeto+CASA+Unioeste+-+Pesquisa+Google&imagekey=!1e2!2seG3FAMVGpUkyZ6hUe7hHoA&sa=X&ved=2ahUKEwIU2LHyt-fiAhXJFLkGHW0TD84Qpx8wCnoECAoQBg> . Acesso em: 19 de maio de 2020.

HEE, J. Y.; KUMAR, L. V.; DANNER, A. J.; YANG, H.; BHATIA, C. S. The effect of dust on transmission and self-cleaning property of solar panels. **Energy Procedia**. Vol 15. 421-427. 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.051>

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2019. **Renewables 2019**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2019>>. Acesso em: 24 de março de 2020.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2015. **Key World Energy Statistics**. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication>>. Acesso em: 20 de março de 2020.

ISPRES – INTERNATIONAL SCIENCE PANEL ON RENEWABLE ENERGIES. Research and Development on Renewable Energies. **A Global Report on Photovoltaic and Wind Energy**. Paris, 2009. Disponível em: <https://www.icsu.org/cms/2017/05/ISPRES_Photovoltaic_and_Wind.pdf>. Acesso em: 20 de março de 2020.

JIAN, H.; LU, L.; SUN, K. Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules. **Atmospheric Environment**. Vol 45. 4299-4304. 2011. DOI: [10.1016/j.atmosenv.2011.04.084](https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2011.04.084)

JURINIC, F. **Estudo para Melhoria na performance e eficiência de placas fotovoltaicas: através de um sistema combinado de inclinação e resfriamento**. Dissertação (Mestrado em Ambiente e Tecnologias Sustentáveis) – Universidade Federal Fronteira do Sul – UFFS, Cerro Largo – RS. Fevereiro de 2020.

KALDELLIS, J.K.; KAPSALI, M. Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements. **Energy**. Vol 36. 5154-5161. 2011. DOI: [10.1016/j.energy.2011.06.018](https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.018).

KAUNDA, S.; Et al. **PMRC Energy Series: Promoting Energy Investment Through Cost Reflective Tariffs**. Zambia: Policu Brief, 2014. Disponível em: < https://www.academia.edu/9365189/UNDERSTANDING_ELECTRICITY_TARIFFS > Acesso em: 24 de março de 2020.

KAZEM, H.A.; CHAICHAN, M. T. Experimental analysis of the effect dust's physical properties on photovoltaic modules in Northern Oman. **Solar Energy**. Vol 139. 68-80 p. 2016. DOI: 10.1016/j.solener.2016.09.019.

KLUGMANN-RADZIEMSKA, E. Degradation of electrical performance of a crystalline photovoltaic module due to dust deposition in northern Poland. **Renewable Energy**. Gdansk University of Technology, Faculty of Chemistry. 80-233 Gdansk. Poland. 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.018.

KORMANN, L.; PEROZA, J.; SILVA, J. E.; RAMPINELLI, G. A. Desenvolvimento de mapas de avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes ângulos de inclinação e de azimute. **Avances en Energias Renovables y Medio Ambiente**. Vol. 18. 04.01-04.08. 2014. ISSN: 2314-1433

LEITE, A. C. Q. B. **Rastreamento da Máxima Potência utilizando o método baseado na medição de temperatura com modulação OCC Digital**. 2017. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Dissertação de Mestrado. Natal, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/23687/1/>. Acesso em: 20 de outubro de 2020

MACDOWELL, N.; FLORIN, N.; BUCHARD, A.; HALLETT, J.; GALINDO, A., JACKSON, G.; ADJIMAN, C. S.; WILIAMS, C. K., SHAH, N.; FENNELL, P. An overview of CO2 capture Technologies. **Energy & Environmental Science**. 2010. DOI: 10.1039/c004106h

MARANGONI, F. **Inversores Monofásicos para Conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede**. 2012. 101 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Pato Branco – PR. 2012.

MICHELI, L.; CABALLERO, J. A.; FERNANDEZ, E. F.; SMESTAD, G. P.; NOFUENTES, G.; MALLICK, T. K.; ALMONACID, F. Correlating photovoltaic soiling losses to waveband and single-value transmittance measurements. **Energy**. Vol. 180. 376-386. 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.05.097.

MICHELINI, A. **Baterias recarregáveis para equipamento portáteis**. 1ª Edição. Cotia, São Paulo. 2017.

MINHA CASA SOLAR. **Painel Solar 330 W Risen Solar – RSM72-6-330P**. 2019. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-330w-risen-solar-rsm72-6-330p-79313>>. Acesso em: 19 de maio de 2020.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas Energéticas, 2012.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz Para Todos**. 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/busca-portal-mme?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca-portal-mme%3Fkeywords%3Dbento&_101_assetEntryId=842348&_101_type=content&_101_urlTitle=ministro-prorroga-luz-para-todos-para-2022&_101_redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fbusca-portal-mme%3Fp_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dmaximized%26p_p_mode%3Dview%26_3_redirect%3D%252Fweb%252Fguest%252Fbusca-portal-mme%253Fkeywords%253Dbento%26_3_keywords%3Dluz%2Bpara%2Btodos%26_3_groupId%3D0%26_3_struts_action%3D%252Fsearch%252Fsearch&inheritRedirect=true>. Acesso em: 23 de março de 2020.

MME- Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz Para Todos**. 2003. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2020.

MONCOS, V. H. Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in Assiut/Egypt. **Renewable Energy**. Vol 4. 291-298. 2014. DOI: 10.1016 / 0960-1481 (94) 90032-9

NEOSOLAR – **NEO SOLAR ENERGIA**. 2012. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie/>>. Acesso em: 25 de abril de 2020.

NEPAL, P.; KOREVAAR, M.; ZIAR, H.; ISABELLA, O.; ZEMAN, M. Accurate soiling ratio determination with incident angle modifier for pv modules. **IEEE Journal of Photovoltaics**. Vol 9. 295-301. 2018. DOI: 10.1364/OSE.2018.OM3D.3

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy*. Vol 35. 541-554. February 2010. DOI: 10.1016/j.renene.2009.07.013.

OLIVEIRA JUNIOR, C. J. et al. Design, analysis and performance of a bidirectional solar inverter with a global and independent maximum power extraction technique. **IET Power Electronics**. Vol 11. 221 - 228. 2018. DOI: 10.1049/iet-pel.2017.0342.

OWUSU-Brown, B. The effect of settling Harmattan dust on photovoltaic modules in Walewale, Northern Ghana. **Kwame Nkrumah University of Science and Technology**. College of Engineering Sciences. Department of Mechanical Engineering. 2016.

PAZUCH, F. A. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para o Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Interligados à Rede**. 2017. 104 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste, Cascavel – PR. Fevereiro de 2017. Disponível em: http://portalpos.unioeste.br/media/File/bruna.silva21/Dissertacao_Felix_Pazuch.pdf. Acesso em: 25 de abril de 2020.

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Fornecimento de Distribuição de Energia Elétrica**. Módulo 3. 2016. Acesso em: 15 de fevereiro de 2020.

RENOVIGI. **Inversor Monofásico Reno – 4K Plus**. 2019. Disponível em: <https://renovigi.com.br/produto/reno-4k-plus>. Acesso em: 19 de maio de 2020.

SEDRAOUI, K.; RAMLI, M. A.; MEHEDI I. M.; HASBI, M.; HIENDRO, A. Optimum orientation and tilt angle for estimating performance of photovoltaic modules in western region of Saudi Arabia. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**. Vol. 9. 2017. DOI: 10.1063/1.4979138

Sehnm, J. M., Michels, L., Zimermann, H. R. 2018. Simulações numéricas para determinação de inclinações ótimas para módulos fotovoltaicos. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Universidade Federal de Santa Maria. Departamento de Física. Gramado – RS. 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/723/723>>. Acesso em: 20 de outubro de 2020.

SEMAOUI, S.; ARAB, A. H.; BACHA, S.; ZERAIA, H.; BOUDJELTHIA, E. K. Sand effect on photovoltaic array efficiency in Algerian desert. In **2nd International Congress on Energy Efficiency and Energy Related materials (ENEFM2014)**. 85-90. 2015. DOI: 10.1007/978-3-319-16901-9_11

SUNDATA. Potencial Solar – SunData v3.0. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>.

SUNTREE. **Protetor de Surto FV**. 2020. Disponível em: < <https://renlight.com.br/wp-content/uploads/2019/07/DPS-SUNTREE.pdf>>. Acesso em: 19 de maio de 2020.

TIEPOLO, G. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas). Escola Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Curitiba – PR. 2015. Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/275828862_ESTUDO_DO_POTENCIAL_DE_GERACAO_DE_ENERGIA_ELETRICA_ATRAVES_DE_SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS_CONECTADOS_A_REDE_NO_ESTADO_DO_PARANA>. Acesso em: 01 de abril de 2020.

TONIN, F. S. **Caracterização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica na cidade de Curitiba**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR. Curitiba – PR. 2017.

UNIVERSO SOLAR. 2017. Disponível em: < <https://universosolar.com/sistemas-fotovoltaicos-conectados-a-rede/>>. Acesso em: 24 de março de 2020.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 p. Tese de Doutorado em Engenharia Civil – UFSC, Florianópolis – SC, 2010.

VARELLA, F. K. D. O. M.; CAVALEIRO, C. K. N.; SILVA, E. P. D. Energia solar fotovoltaica no Brasil: incentivos regulatórios. **Revista Brasileira de Energia**. Vol. 14. 9-22. 2008.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica – Conceito e Aplicações**. 1^a Edição. São Paulo: Érica. 2012.

YANG, D.; LIU, J.; YANG, J.; DING, N. Life-cycle assessment of China's multi-crystalline silicone photovoltaic modules considering international trade. **Journal of Cleaner Production**. Vol 94. 35-45. 2015. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.02.003.

ZAGO, E. A. **Desempenho de um sistema de irrigação por gotejamento utilizando energia fotovoltaica**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste. Cascavel - PR. 2017.

ZEFERINO, C. L. et al. **Projeto de Implantação se um Sistema de Compensação de Energia Elétrica de Geração Fotovoltaica**. Medianeira, 2016.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1208 p. 1ª Edição. São Paulo: Oficina de Textos. 2012.

ZORRILLA-CASANOVA J.; PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; BERNAOLA. P.; CARPENA, P.; MORA-LÓPEZ, L.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Analysis of dust losses in photovoltaic modules. **World Renewable Energy Congress 2011**. 2011 Sweden.