

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Mariane Sampaio de Aguiar Magalhães

**Análise de desempenho efetivo de minigeração solar fotovoltaica de 0,9 MWp em
operação na cidade de Pradópolis**

São Paulo
Setembro de 2024

MARIANE SAMPAIO DE AGUIAR MAGALHÃES

**Análise de desempenho efetivo de minigeração solar fotovoltaica de 0,9 MWp em
operação na cidade de Pradópolis**

Monografia apresentada ao Programa de Educação
Continuada da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo como forma de avaliação do Curso de
Especialização em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc. Alvaro Nakano

São Paulo
Setembro de 2024

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Magalhães, Mariane Sampaio de Aguiar

Análise de desempenho efetivo de minigeração solar fotovoltaica de 0,9 MWp em operação na cidade de Pradópolis / M. Magalhães -- São Paulo, 2024. 52 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Análise de desempenho 2.Taxa de desempenho 3.Energia solar fotovoltaica 4.Minigeração distribuída 5.Influência da irradiação solar e temperatura ambiente I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição da utilização de fontes renováveis e não renováveis.	9
Figura 2 - Fontes renováveis na oferta de energia interna do Brasil.	10
Figura 3 - Posicionamento da Terra em sua órbita no início das estações do ano.	15
Figura 4- (a) Posição do Sol em relação ao plano horizontal e ângulos associados; (b) Superfície inclinada e ângulos associados.	17
Figura 5 - Componentes da radiação solar.	21
Figura 6 - Piranógrafo em operação em Presidente Prudente-SP.	25
Figura 7 - Estruturas possíveis de bandas de elétrons nos sólidos a 0 K.	28
Figura 8 - Perfis de radiação solar diária com valores de HSP equivalentes.	31
Figura 9 - Vista aérea do local em que a planta solar do estudo de caso foi construída, em Pradópolis-SP. ...	34
Figura 10 - Trecho da folha de dados do módulo fotovoltaico do estudo de caso.	34
Figura 11 - Diagrama unifilar do projeto.	36
Figura 12 - Piranômetro da estação meteorológica A747, do INMET.	41
Figura 13 - Perdas de potência (PROJETADA x EFETIVA).	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados da especificação técnica dos módulos fotovoltaicos.....	35
Tabela 2 - Dados da especificação técnica dos inversores.....	35
Tabela 3 - Dados de irradiação solar diária média mensal disponibilizados pelo CRESESB.	38
Tabela 4 - Resultados de "data", "n" e "δ" relativos ao dia médio de cada mês.	38
Tabela 5 - Irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal (H_0), medida em MJ/m ²	39
Tabela 6 - Dados de entrada e valores obtidos na validação do simulador desenvolvido.	40
Tabela 7 - Irradiação solar diária média mensal e temperatura ambiente média, calculados à partir de dados do INMET.....	42
Tabela 8 - Comparativo entre os cenários teórico total e teórico parcial.....	43
Tabela 9 - Comparativo entre os cenários teórico total, teórico parcial e efetivo.....	45
Tabela 10 - Perdas previstas em projeto para a planta solar de Pradópolis-SP.....	46
Tabela 11 - Taxa de Desempenho corrigida (TD*) para o período de abril a junho.....	47
Tabela 12 - Avaliação da energia elétrica e perdas associadas ao sistema fotovoltaico estudado.....	48
Tabela 13 - Efeito da temperatura de célula (T_c) sobre a potência máxima do módulo fotovoltaico (P_{mp})....	49
Tabela 14 - Comparação da energia elétrica mensal na saída dos inversores entre os cenários em questão.	52

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	9
2.	OBJETIVO GERAL.....	13
2.1	Objetivos específicos.....	13
3.	METODOLOGIA.....	14
4.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
4.1	O Sol.....	15
4.2	Geometria Solar.....	15
4.3	Radiação Solar.....	20
4.4	Estação Meteorológica.....	24
4.5	Geração Solar Fotovoltaica.....	27
5	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS.....	33
5.1	Características do sistema solar fotovoltaico.....	33
5.2	Desenvolvimento do simulador.....	37
5.3	Cenários relacionados aos dados solarimétricos.....	40
5.4	Cenário relacionado aos dados climáticos.....	48
5.5	Análise de desempenho efetivo.....	49
6	CONCLUSÃO.....	54
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	55

RESUMO

O Brasil faz parte do grupo de países que tem se comprometido a implementar medidas voltadas à redução das emissões de carbono nos próximos anos. A geração de energia elétrica solar fotovoltaica, contribuinte no contexto de descarbonização, tem se expandido de forma expressiva em anos recentes, particularmente pelos projetos de micro e minigeração distribuída, que tiveram as condições gerais para o acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica estabelecidas na Resolução Normativa (REN) da ANEEL nº 482/2012, e possibilitam não apenas a descentralização da geração da eletricidade, como também a redução de custos de investimento nas redes de transmissão. Percebe-se, portanto, a relevância dos sistemas de micro e minigeração distribuída no Brasil. O presente trabalho está inserido no contexto acima descrito e se propôs-se a analisar o desempenho efetivo de uma planta solar fotovoltaica de minigeração distribuída de 0,9 MWp de capacidade instalada na cidade de Pradópolis, no estado de São Paulo, conectada à rede de média tensão da rede de distribuição da concessionária local e beneficiária do regime de compensação de energia elétrica. Essa avaliação consistiu em comparar, para os meses de março a junho de 2024, período de início de operação deste sistema, os resultados de geração de energia elétrica calculados com base nos conceitos de Duffie e Beckman e nos dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica. A mesma metodologia foi aplicada utilizando-se medições da irradiação solar, por instrumentos instalados em estação meteorológica próxima à localidade objeto do presente estudo, para recálculo da energia elétrica. Os resultados calculados foram comparados, também, à geração de energia elétrica efetiva da referida planta solar fotovoltaica, medida na saída dos inversores. A Taxa de Desempenho corrigida (TD*) foi avaliada. Adicionalmente, o efeito da temperatura ambiente e outros aspectos que influenciam as perdas de potência foram avaliados. Ao final, a Taxa de Desempenho (TD') foi calculada e analisada pela autora. Os resultados efetivos de geração de energia elétrica foram maiores do que as projeções, indicando que as perdas efetivas dos sistemas fotovoltaico estudado foram menores do que as perdas projetadas.

Palavras chave: análise de desempenho, taxa de desempenho, energia solar fotovoltaica, minigeração distribuída, influência da irradiação solar e temperatura ambiente.

ABSTRACT

Brazil belongs to a group of countries that have committed to implementing measures to reduce carbon emissions in the coming years. Solar photovoltaic electricity generation, a contributor to decarbonization, has expanded significantly in recent years, particularly through micro and mini distributed generation projects. These projects had the general conditions to access the grid established by National Electric Energy Agency (ANEEL) through the Normative Resolution (REN) No. 482/2012. REN enabled not only the decentralization of electricity generation but also allowed lower investment costs. Therefore, micro and mini distributed generation systems have become relevant in Brazil. This study focused on analyzing the effective performance of a 0.9 MWp solar photovoltaic mini distributed generation plant in the city of Pradópolis, state of São Paulo, Brazil, connected to the grid and eligible to energy credits. The evaluation consisted of comparing the results of electric power generation calculated based on Duffie and Beckman methods and using data from the Reference Center for Solar and Wind Energy (CRESESB) for the period of March to June of 2024. The same Duffie and Beckman methods were applied to a second scenario, which used measurements of solar irradiation from instruments of a meteorological station located in Pradópolis to recalculate the electric power. Both results were compared to the effective electric power generation measured at the inverter output. The corrected Performance Ratio (TD^) was evaluated. Additionally, the effect of ambient temperature and other aspects that influence power losses were evaluated. Finally, Performance Ratio (TD') was calculated and analyzed by the author. The effective results of electrical energy generation were greater than the projections, indicating that the effective losses of the studied photovoltaic systems were lower than the projected losses.*

Keywords: *performance analysis, performance ratio, photovoltaic solar energy, distributed mini generation, solar irradiation and temperature influence.*

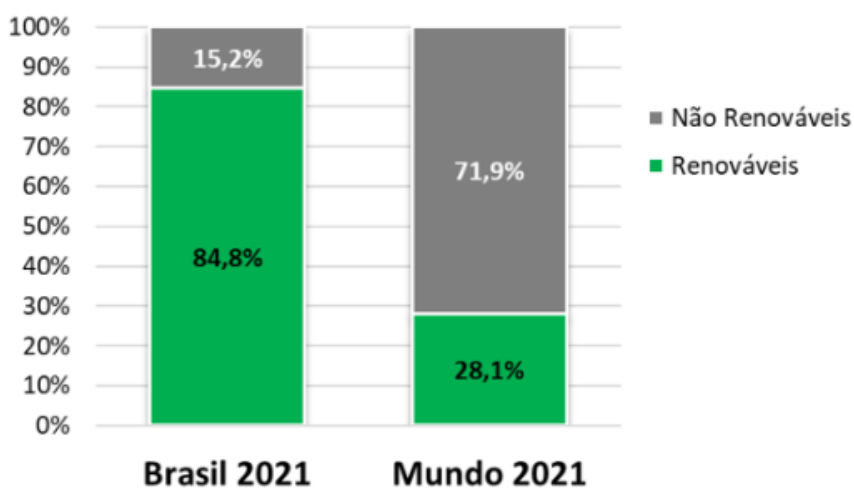
1. INTRODUÇÃO

Na 26ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 26), que reuniu lideranças de diversos países para discutir medidas contra o aquecimento global, no ano de 2021, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de carbono em 50% até 2030. Na ocasião, umas das diretrizes estratégicas do país, apresentada para atingimento desta meta, era alcançar, em 2030, a participação de 45% a 50% das energias renováveis na composição da matriz energética¹.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024), que publica o Relatório Síntese 2024 do Balanço Energético Nacional, com base nos dados do Brasil relativos à 2023, a participação de fontes renováveis na matriz energética, por meio da manutenção da oferta da fonte hidráulica, associada ao incremento expressivo das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica, além da biomassa, contribuíram para um patamar renovável de 49,1%.

No gráfico a seguir, as fontes para geração de energia elétrica no Brasil e no mundo, relativas ao ano de 2021, são apresentados.

Figura 1 - Distribuição da utilização de fontes renováveis e não renováveis.



Fonte: EPE (2024)

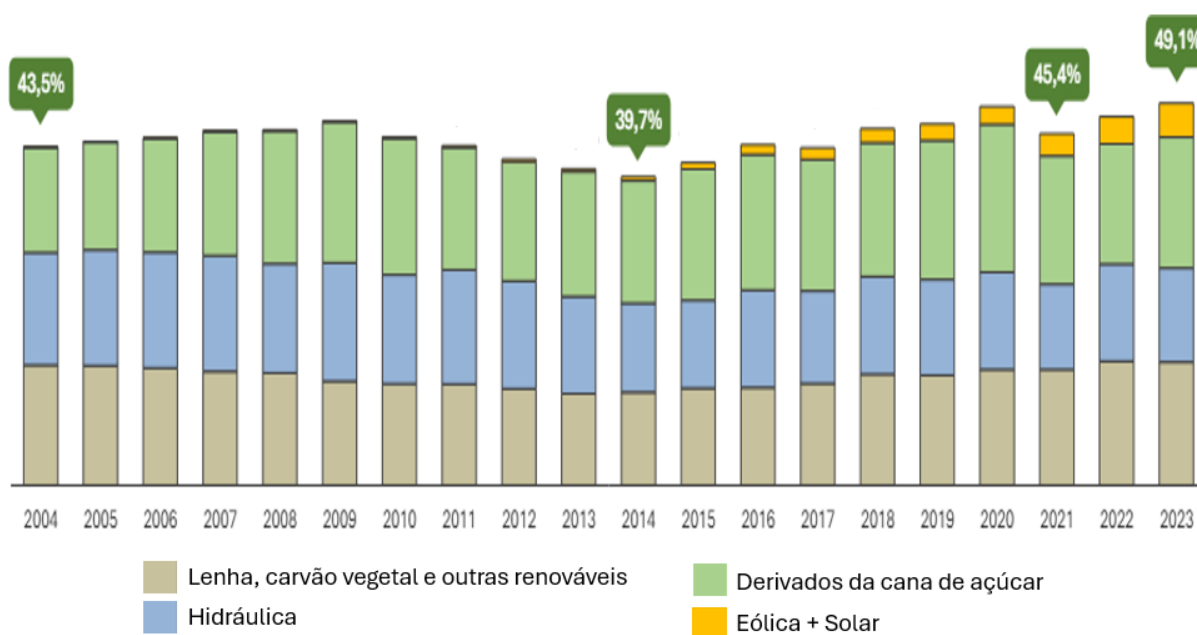
O Brasil possui recursos naturais e condições climáticas favoráveis para o desenvolvimento de sua matriz energética renovável. Ao longo da última década, o Brasil tem diversificado as fontes renováveis que geram energia elétrica ofertada para o consumo interno

¹ Matriz energética representa o conjunto de fontes de energia que é utilizada em um país, ou no mundo, para suprir a demanda de energia. (EPE, 2024)

(EPE, 2024).

No gráfico a seguir, o histórico de 20 anos das fontes renováveis no Brasil é apresentado. É possível observar que a inclusão das fontes eólica e solar, ao longo da última década, tem contribuído com os altos índices de renovabilidade e diversificação da oferta de energia interna do país.

Figura 2 - Fontes renováveis na oferta de energia interna do Brasil.



Fonte: Adaptado de EPE pela autora (2024)

Ao tratarmos especificamente sobre a geração de energia elétrica solar fotovoltaica, contribuinte no contexto de descarbonização, projetos desta modalidade atingiram 37.843 MW de capacidade instalada em 2023, o que representa uma expansão de 54,8% em relação ao anterior, segundo dados levantados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Este aumento expressivo deve-se a uma série de incentivos para viabilizar, principalmente, a geração distribuída no Brasil.

Em 2022, foi instituído o marco legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil com a criação da Lei N° 14.300. Contudo, a etapa precursora dos termos previstos na referida lei teve início em 17 de abril de 2012, por meio da Resolução Normativa (REN) n° 482 elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabeleceu as condições gerais para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), dentre outras providências. Este é, portanto, o marco

de início da MMGD no Brasil. Segundo informações disponibilizadas pelo fabricante de equipamentos elétricos, WEG, a Geração Distribuída (GD) caracteriza-se pela geração de energia elétrica que ocorre próxima ao ponto de consumo e das redes de distribuição de energia elétrica, o que propicia redução nas perdas elétricas no sistema e maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Existe, ainda, o benefício adicional de gerar energia elétrica, injetá-la na rede de distribuição da concessionária e, ao final do período de contabilização da fatura, realiza-se um balanço entre injeção e consumo, conforme previsto na Lei N° 14.300. Este balanço, entre injeção e consumo, permite a redução do preço pago na fatura de energia elétrica, caso o consumo seja maior do que foi injetado na rede de distribuição ou, ainda, acúmulo de créditos de energia elétrica expressos na fatura, caso a injeção seja maior do que o consumo. Pela regra atualmente vigente, tais créditos expiram em 60 meses.

No contexto anteriormente descrito, iniciou-se a operação de uma planta de geração solar fotovoltaica de capacidade instalada de 0,9 MW pico² em março de 2024 na cidade de Pradópolis, no estado de São Paulo. Esta instalação, classificada como Minigeração Fotovoltaica, injeta energia elétrica na rede de distribuição da concessionária local, CPFL Paulista, e irá usufruir do benefício de abatimento no preço pago nas faturas de energia elétrica, com base no regime de compensação anteriormente descrito.

A energia elétrica gerada pela planta fotovoltaica situada em Pradópolis foi contabilizada pelo *software* instalado nas Unidades de Condicionamento de Potência (UCP), ou “inversores”. Contudo, a energia elétrica injetada na rede de distribuição da CPFL Paulista é menor do que a geração observada na ferramenta disponível nos inversores, não apenas devido às perdas elétricas, como também em função das cargas de consumo de energia elétrica instaladas no local, tais como os equipamentos de ar-condicionado para manter a refrigeração dos equipamentos e sistema de monitoramento do patrimônio, que não foram avaliados neste trabalho, pois a base estudada considerou como referencial a saída dos inversores.

Assim, para realizar a comparação de desempenho do sistema em operação descrito acima, o presente estudo apresentou os cálculos de geração de energia elétrica teórica total, utilizando como base os conceitos de Duffie e Beckman (2013), além das bases de dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica (CRESESB). Na sequência, a variável solarimétrica de “irradiação solar” considerou os valores efetivos, obtidos da estação meteorológica automática do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) existente em

² MW pico ou MWp é a unidade de potência criada para medir picos na geração de energia. Como a fonte solar varia ao longo do dia, a geração de energia elétrica oscila e o MWp define a potência máxima que o painel solar pode fornecer na Condição Padrão de Teste (ou *STC* na sigla em inglês). (WEG, 2024)

Pradópolis, em substituição aos valores médios fornecidos pelo CRESESB, para que fosse avaliado o efeito na energia elétrica gerada, dando origem ao resultado teórico parcial. A seguir, os valores obtidos foram comparados à geração de energia elétrica efetiva, medida na saída dos inversores. A Taxa de Desempenho corrigida (TD*) foi calculada. A temperatura ambiente e outros aspectos que levam à perdas de potência no sistema em questão foram avaliados. Finalmente, a Taxa de Desempenho (TD) foi calculada e analisada.

2. OBJETIVO GERAL

O objetivo do presente trabalho foi avaliar a influência da “irradiação solar” sobre a previsão de geração de energia elétrica, tomando-se como base os dados históricos de acesso público, que foram comparados às medições registradas por instrumento instalado em localidade próxima à planta solar fotovoltaica em operação no município de Pradópolis – SP. Tais resultados foram confrontados à geração de energia elétrica efetiva. A influência da temperatura ambiente e outros contribuintes sobre as perdas de potência no sistema em questão, que influenciam diretamente a Taxa de Desempenho (TD), foram analisados.

2.1 Objetivos específicos

- Aplicar conceitos de engenharia em sistemas solares fotovoltaicos;
- Consultar base de dados climatológicos (CRESESB);
- Visitar uma estação meteorológica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e consultar sua base de dados;
- Desenvolver ferramenta em *excel* para calcular a previsão de geração de energia elétrica do gerador fotovoltaico estudado;

3. METODOLOGIA

Caracterização da localidade em que a planta solar fotovoltaica está em operação, em termos de latitude (ϕ) e longitude (L), além de apresentação dos dados de projeto relevantes;

Aplicação dos conceitos de Duffie e Beckman para desenvolvimento e validação do simulador do estudo de caso;

Coleta dos dados de irradiação solar diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H}) na base de dados do CRESESB;

Coleta dos dados de temperatura ambiente (T_a) e radiação solar média diária em uma superfície horizontal (H) disponíveis na base de dados do INMET para a estação meteorológica de Pradópolis – SP e cálculo da irradiação solar diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H});

Cálculo da irradiação média diária mensal sobre uma superfície inclinada fixa (\bar{H}_T);

Cálculo das Horas de Sol Pleno (HSP);

Cálculo da energia elétrica teórica total com todos os dados teóricos necessários;

Cálculo da energia elétrica teórica parcial, utilizando a irradiação solar diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H}) à partir dos dados da estação meteorológica do INMET;

Coleta da geração efetiva de energia elétrica disponível no *software* dos inversores;

Avaliação dos resultados encontrados nos 3 cenários do estudo de caso e discussão acerca das diferenças;

Cálculo e discussão da Taxa de Desempenho corrigida (TD*);

Cálculo da temperatura de célula (T_c), a partir da temperatura ambiente (T_a) e avaliação de sua influência sobre a potência máxima (P_{mp}) do módulo fotovoltaico;

Cálculo da perda de potência efetiva.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1. O Sol

O Sol é a principal fonte de energia para a Terra. Além de ser responsável pela manutenção da vida no Planeta, a radiação solar tem potencial para ser utilizada por sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como, por exemplo, a térmica e a elétrica. (CRESESB, 2014).

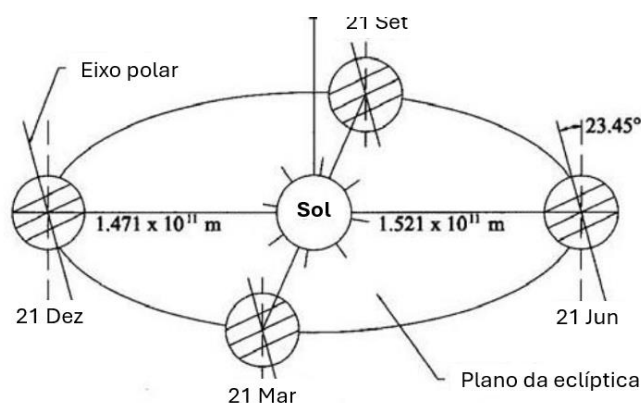
O sol é, basicamente, uma esfera de matéria gasosa intensamente quente em cujo núcleo acontece a geração de energia. A energia gerada advém das reações de fusão que ocorrem em seu núcleo e, por esta razão, tais reações também são conhecidas como reações termonucleares (CRESESB, 2014).

A radiação emitida pelo Sol e sua relação espacial com a Terra resultam em uma intensidade, praticamente constante, de radiação solar fora da atmosfera terrestre. A constante solar (G_{sc}) é a energia do Sol por unidade de tempo recebida em uma área unitária de superfície perpendicular à direção de propagação da radiação a uma distância média entre Terra e Sol. O valor de G_{sc} é 1367 W/m^2 , conforme adotado pelo *World Radiation Center* (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

4.2. Geometria Solar

O esquema apresentado na Figura 3 exibe o posicionamento da Terra, em relação ao Sol, no início de cada estação do ano, além do Plano da eclíptica (ou Plano da órbita) e o eixo polar de rotação terrestre.

Figura 3 - Posicionamento da Terra em sua órbita no início das estações do ano.

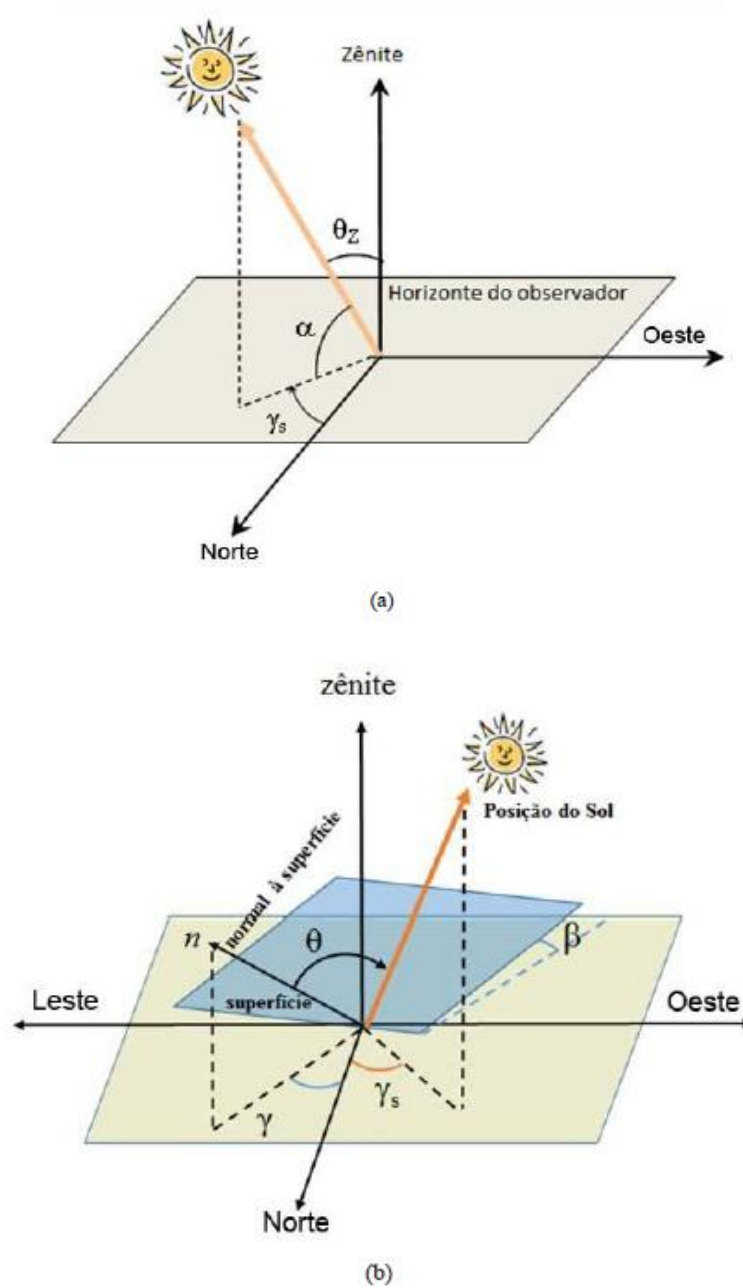


Fonte: Adaptado de PACHECO, C. R. F. (2021) pela autora

O eixo polar forma um ângulo constante de $23,45^\circ$ com a linha tracejada perpendicular ao plano da órbita e a direção do eixo polar de rotação terrestre se mantém ao longo da órbita. Este fato, as convenções e as relações geométricas que serão apresentadas adiante são a base para o entendimento de como a radiação solar interage com a superfície do globo terrestre nas diferentes localidades do planeta. A caracterização de qualquer ponto sobre a Terra é dado por sua latitude, longitude e altitude em relação ao nível médio dos mares (PACHECO, 2021). Especificamente, latitude e longitude, que são utilizadas na avaliação do potencial de energia solar em um local, serão definidas ainda nesta seção.

As relações geométricas entre um plano de qualquer orientação em relação à Terra e o feixe de radiação solar incidente, que é caracterizado como a posição do Sol em relação àquele plano, pode ser descrita em termos de vários ângulos (BENFORD & BOCK, 1939). Esses ângulos e um conjunto de convenções de sinais, compilados por Duffie e Beckman (2013) são apresentados a seguir.

Figura 4- (a) Posição do Sol em relação ao plano horizontal e ângulos associados;
 (b) Superfície inclinada e ângulos associados.



Fonte: CRESESB (2014)

As definições apresentadas a seguir, que podem ser consultadas na publicação de PACHECO (2021), são imprescindíveis para compreensão da geometria solar.

4.2.1. Longitude (L)

Longitude (L), medida em $^{\circ}$, é a localização angular a oeste de Greenwich, Inglaterra. Varia de $0^{\circ} \leq L \leq 360^{\circ}$.

4.2.2. Latitude (Φ)

Latitude (Φ), medida em $^{\circ}$, é a localização angular ao norte ou ao sul do equador, sendo adotada a convenção de que localizações ao norte são positivas. Varia de $-90^{\circ} < \Phi < 90^{\circ}$.

4.2.3. Declinação solar (δ)

Declinação solar (δ), medida em $^{\circ}$, é a posição angular do Sol ao meio dia solar em relação ao plano do equador terrestre, variando entre $-23,45^{\circ} \leq \delta \leq 23,45^{\circ}$.

A declinação solar pode ser definida pela equação de Cooper (1969), apresentada a seguir, onde n é o número sequencial de dias no ano.

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left(\frac{360}{365} * (284 + n) \right) \quad (4.1)$$

4.2.4. Inclinação da superfície (β)

Inclinação da superfície (β), medida em $^{\circ}$, é o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal, sendo $\beta \leq 180^{\circ}$. Em aplicações de engenharia que utilizam energia solar, a maior eficiência é obtida quando a radiação do Sol incide perpendicularmente à superfície. Portanto, o ângulo de inclinação da superfície está relacionado ao melhor aproveitamento do recurso solar.

4.2.5. Ângulo zenital (θ_z)

Ângulo zenital (θ_z), medido em $^{\circ}$, é o ângulo entre a vertical (zênite) e a linha do Sol, ou seja, o ângulo de incidência do feixe de radiação em uma superfície horizontal.

4.2.6. Ângulo de altitude solar (α_s)

Ângulo de altitude solar (α_s), medido em $^\circ$, é ângulo entre a horizontal e a linha do Sol, ou seja, o ângulo complementar ao ângulo zenital (θ_z).

4.2.7. Ângulo azimutal solar (γ_s)

Ângulo azimutal solar (γ_s), também chamado de azimute solar, medido em $^\circ$, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul, que corresponde ao horizonte do observador. O sinal é o mesmo do ângulo horário (ω). A referência para este ângulo é o Norte Geográfico, ao qual se atribui 0° e, por convenção, varia entre $-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$ e indica o deslocamento angular do Sol no plano horizontal. Valores positivos deste ângulo são obtidos no sentido horário à partir do Norte Geográfico. A relação matemática que permite calcular o módulo de γ_s é:

$$\gamma_s = \arccos(\cos \theta_z * \sin \Phi - \sin \delta / (\sin \theta_z * \cos \Phi)) \quad (4.2)$$

4.2.8. Azimute da superfície (γ)

Azimute da superfície (γ), medido em $^\circ$, é o ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul.

4.2.9. Ângulo horário (ω)

Ângulo horário (ω), medido em $^\circ$, trata-se do deslocamento angular do Sol, para leste ou oeste do meridiano local, devido à rotação da Terra em seu eixo a uma taxa de 15° por hora. Assim, como a Terra completa 360° em 24 horas, a seguinte convenção é adotada: $\omega = 0$ ao meio dia, $\omega > 0$ no período da tarde e $\omega < 0$ no período da manhã.

$$\omega = (HS-12)*15 \quad (4.3)$$

Sendo o horário solar (HS), dado por:

$$HS = HL + Corhora \quad (4.4)$$

HL = horário padrão local ou “Horário Legal” (h) e Corhora sendo:

$$\text{Corhora} = (4*(L_0 - L) + E)/60 \quad (4.5)$$

L_0 = longitude do “Horário Legal” (HL) em °;

L = longitude local em °;

$$E = 9,87 * \text{sen}(2B) - 7,53 * \text{cos}(B) - 1,5 * \text{sen}(B) \quad (4.6)$$

$$B = (360/364 (n - 81)) \quad (4.7)$$

em que “n” é o dia sequencial do ano.

4.2.10. Ângulo de incidência (θ)

Ângulo de incidência (θ), medido em °, ângulo entre o feixe incidente de radiação solar e a normal (perpendicular) à superfície. Para ângulo de incidência voltado para a face NORTE, em que $\gamma = 180^\circ$, a seguinte relação pode ser utilizada:

$$\cos \theta = \cos (\Phi + \beta) * \cos \delta * \cos \omega + \text{sen} (\Phi + \beta) * \text{sen} \delta \quad (4.8)$$

4.3. Radiação Solar

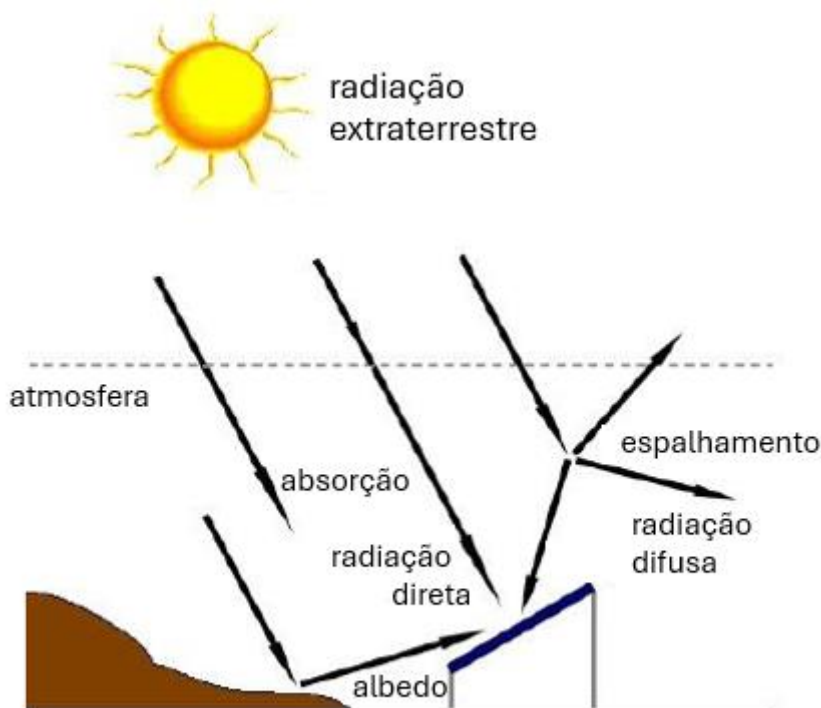
O fluxo de energia oriundo da radiação solar é denominado irradiância (W/m^2) (CRESESB, 2014). Fora da atmosfera e considerando-se a distância média Terra-Sol, a irradiância solar, quando medida num plano perpendicular à direção de propagação dos raios solares corresponde à constante solar (G_{sc}) (PACHECO, 2021).

A radiação solar que chega à superfície da Terra e incide sobre um receptor pode ter componentes de radiação direta, que provém diretamente da direção do Sol, a radiação difusa, que é proveniente de todas as direções e atinge o receptor após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. Se a superfície receptora da radiação estiver inclinada em relação à horizontal, haverá reflexão em função dos obstáculos do entorno, o que é conhecido como albedo (CRESESB, 2014).

A figura a seguir apresenta as componentes de radiação solar, cuja resultante, denominada

radiação global, é o somatório das parcelas direta, difusa e em função do albedo.

Figura 5 - Componentes da radiação solar.



Fonte: Adaptado pela autora de PINHO et al. (2008)

Duffie e Beckman (2013) adotam os seguintes símbolos para as grandezas relacionadas à radiação solar, conforme recomendação do jornal *Solar Energy*: “G” é a Irradiância, mencionada acima, medida em W/m^2 , e corresponde à taxa em que a energia do Sol é recebida em uma superfície, “H” é a Irradiação por um dia, medida em J/m^2 , e expressa uma quantidade integrada diária medida por um piranômetro³ e “I” é a Irradiação por uma hora, medida em J/m^2 , que corresponde a uma taxa média por uma hora.

De acordo com a 2ª edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), as seguintes terminologias complementam as informações apresentadas anteriormente.

4.3.1 Irradiância extraterrestre (G_0)

³ Instrumento de medição utilizado para quantificar a irradiação solar global (UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO, 2024).

Taxa de energia solar incidente, por unidade de área, em um plano horizontal situado no topo da atmosfera. O termo “extraterrestre” é utilizado para expressar que a radiação solar despreza o efeito atenuador da atmosfera (SILVA et al., 2021).

Segundo PACHECO (2021), a irradiância extraterrestre, medida em W/m^2 , pode ser calculada pela seguinte equação, onde n é o número sequencial de dias no ano.

$$G_0 = G_{sc} [1 + 0,033 \cos(\frac{360n}{365})] * \cos \theta_z \quad (4.7)$$

4.3.2 Irradiância direta normal (G_n)

Taxa de energia solar, por unidade de área, medida em W/m^2 , proveniente do Sol que incide perpendicularmente à superfície.

4.3.3 Irradiância difusa horizontal (G_d)

Taxa de energia solar, por unidade de área, medida em W/m^2 , decorrente do espalhamento do feixe da radiação solar direta pelos constituintes atmosféricos (material particulado, nuvens, etc.).

4.3.4 Irradiância direta horizontal (G_b)

Taxa de energia solar, por unidade de área, medida em W/m^2 , do feixe da radiação solar direta numa superfície horizontal.

4.3.5 Irradiância global horizontal (G)

Taxa de energia solar total por unidade de área incidente em uma superfície horizontal, medida em W/m^2 , considerando as componentes direta e difusa;

4.3.6 Irradiância no plano inclinado (G_T)

Taxa de energia solar total por unidade de área incidente, medida em W/m^2 , em um plano inclinado na latitude geográfica em relação à superfície terrestre.

4.3.7 Irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal (H_0):

Medida em J/m^2 , Duffie e Beckman (2013) apresentam que H_0 pode ser calculada por:

$$H_0 = 24 * 3600 * G_{sc} [1 + 0,033 * \cos (360n / 365)] * (\cos \Phi * \cos \delta * \text{sen } \omega_s + (\pi * \omega_s / 180) * \text{sen } \Phi * \text{sen } \delta) \quad (4.8)$$

As demais relações matemáticas apresentadas a seguir podem ser encontradas em PACHECO (2021).

4.3.8 Índice de claridade (K_T):

Os diferentes níveis de irradiação ao longo dos dias determinam o índice médio mensal de claridade (\overline{Kt}). Este índice correlaciona a irradiação integrada média mensal \overline{H} , que pode ser obtida pelos dados medidos por piranômetro, e a irradiação extraterrestre diária média mensal \overline{H}_0 .

$$(\overline{Kt}) = \overline{H} / \overline{H}_0 \quad (4.9)$$

4.3.9 Irradiação média diária mensal sobre uma superfície inclinada fixa (\overline{H}_T)

As relações matemáticas apresentadas a seguir, propostas por Liu e Jordan (1962) e aprimoradas por Klein (1977), permitem o dimensionamento de sistemas que utilizam energia solar, à partir do cálculo de \overline{R} , razão entre a irradiação diária média mensal em uma superfície inclinada (\overline{H}_T) e a irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal (\overline{H}). \overline{H} pode ser obtida pela medição por piranômetro e \overline{H}_T é calculado conforme equação a seguir.

$$\overline{H}_T = \overline{H} * (1 - \overline{Hd}/\overline{H}) * \overline{Rb} + \overline{Hd} * [(1 + \cos \beta)/2] + \overline{H} * \rho * [(1 - \cos \beta)/2] \quad (4.10)$$

Onde ρ [adimensional] é a refletividade do solo, \overline{Hd} é a irradiação difusa [J/m^2] e pode ser obtida por:

$$\overline{Hd}/\overline{H} = [0,775 + 0,00653 * (\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455 * (\omega_s - 90) * \cos (115 * \overline{Kt} - 103)] \quad (4.11)$$

\bar{R}_b [adimensional] é obtido por:

$$\bar{R}_b = [\cos(\Phi + \beta) * \cos \delta * \sin \omega_s + (\pi/180) * \omega_s * \sin(\Phi + \beta) * \sin \delta] / [\cos \Phi * \cos \delta * \sin \omega_s + (\pi/180) * \omega_s * \sin \Phi * \sin \delta] \quad (4.12)$$

4.4. Estação Meteorológica

As estações meteorológicas são locais que possuem instrumentos de medição dos elementos meteorológicos, tais como temperatura, umidade relativa, irradiação solar, direção e velocidade dos ventos, além de outras variáveis que afetam o clima (UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO, 2024). Dentre os instrumentos presentes nessas instalações, que medem as principais grandezas de interesse de sistemas que utilizam a energia solar, estão os seguintes equipamentos.

a) Anemógrafo

Equipamento constituído por captadores, que transmitem as variações do vento para dispositivos que registram a velocidade instantânea, velocidade média e a direção dos ventos. A unidade de medida é metro por segundo e a direção obedece as convenções dos azimutes (UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO, 2024).

b) Piranógrafo

A estação meteorológica da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual de São Paulo (UNESP), em Presidente Prudente – SP, possui este equipamento. De acordo com a instituição, o piranógrafo possui placas negras expostas diretamente aos raios do sol. A incidência dos raios solares provoca dilatação das placas e, esse movimento, é transmitido para um sistema mecânico que registra o ganho de radiação global (direta somada à difusa).

Figura 6 - Piranógrafo em operação em Presidente Prudente-SP.



Fonte: UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO (2024)

c) Heliógrafo

Equipamento que converge, em um único ponto, todos os raios solares que incidem sobre sua superfície e registra a quantidade de horas de incidência direta desses raios (UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO, 2024).

d) Piranômetro

É um instrumento que mede a energia solar global, geralmente, sobre uma superfície horizontal. Se protegido da radiação do feixe por um anel ou disco de sombra, pode medir a irradiação difusa (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

e) Termômetro de bulbo seco

Instrumento cujo elemento sensível é um bulbo que contém mercúrio e é utilizado para medir a temperatura do ar (UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO, 2024).

f) Termômetro de máxima

Instrumento que, na parte superior do bulbo, possui um estrangulamento que impede o mercúrio de voltar livremente quando há variação de temperatura ambiente, o que permite o registro da máxima temperatura em algum intervalo temporal definido (UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO, 2024).

g) Termômetro de mínima

Instrumento cujo elemento sensível é o álcool etílico e registra a temperatura ambiente mínima em intervalo de tempo definido. Quando há diminuição da temperatura e, como consequência, contração do etanol, um halter de vidro, que é parte construtiva do equipamento, se movimenta. Quando a temperatura ambiente aumenta, o halter permanece estático na coluna de etanol (UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO, 2024).

4.4.1 Base de dados solarimétricos

Segundo o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o referido instituto administra mais 750 estações meteorológicas subdivididas entre as estações automáticas, que captam dados a cada hora, e as estações convencionais, cuja coleta de dados ocorre três vezes ao dia. Após processamento, tais informações são utilizadas por diferentes setores brasileiros como, por exemplo, agricultura, marinha, aeronáutica, pesca e turismo. Como os equipamentos presentes nas estações meteorológicas medem grandezas associadas ao sol, avaliar a influência das variáveis medidas, sobre os sistemas de geração solar fotovoltaica, é algo de interesse.

4.4.1.1 Estação meteorológica - INMET

Na cidade de Pradópolis-SP, localidade em que a planta solar fotovoltaica objeto do presente estudo está instalada, existe uma estação meteorológica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) de coleta automática. Essa estação está em operação desde 2008 e o acesso a sua base de dados está disponível para o público geral. Os dados de irradiação solar diária sobre superfície horizontal (kJ/m^2), medida por piranômetro, e a temperatura ambiente média ($^{\circ}\text{C}$), obtidos desta estação, irão compor o cenário teórico parcial do presente trabalho.

4.4.1.2 Programa *SunData* – CRESESB

O Programa *SunData* (*SunData* v 3.0) foi desenvolvido para cálculo da irradiação solar média mensal em todo o território brasileiro pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) e fornece dados que subsidiam o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. A base de dados utilizada pelo programa é o Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª edição, que contém resultados de 17 anos de imagens de satélite e incertezas da irradiância solar na superfície reduzidas, o que foi possível pelo aprimoramento na modelagem numérica. Dados do *SunData* v 3.0 também subsidiam o estudo de caso do presente trabalho.

4.5. Geração Solar Fotovoltaica

4.5.1 Efeito fotovoltaico

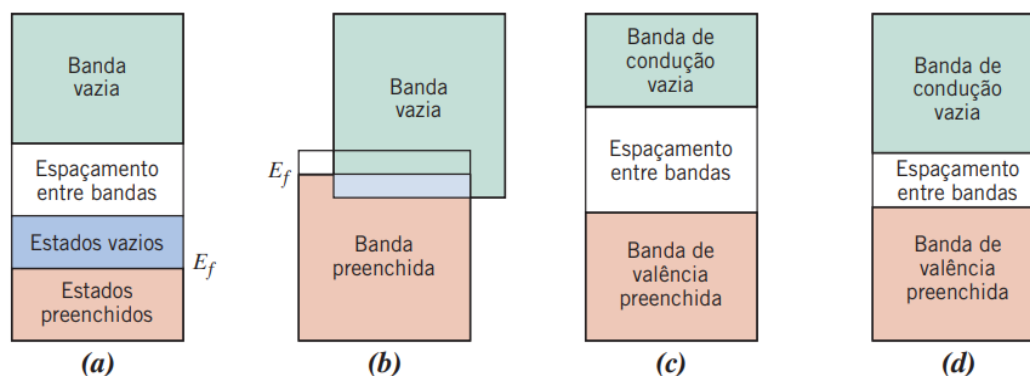
Conversores fotovoltaicos são dispositivos que convertem parte da radiação solar que incide sobre eles diretamente em energia elétrica (DUFFIE & BECKMAN, 2013). Na terminologia usualmente empregada, os dispositivos que fazem essa conversão são as células fotovoltaicas, que serão detalhadas ainda nesta seção.

Na natureza, alguns materiais são classificados como semicondutores. Eles se caracterizam por possuírem uma banda de valência preenchida por elétrons e uma banda de condução vazia (sem elétrons) em zero absoluto; ou seja, comporta-se como um isolante a 0 K (CRESESB, 2014).

Os semicondutores intrínsecos apresentam a estrutura de banda eletrônica mostrada na figura a seguir: a 0 K, uma banda de valência completamente preenchida está separada de uma banda de condução vazia por um espaçamento denominado banda proibida (E_g), que é relativamente estreito. Na tabela periódica, existem dois semicondutores elementares: o silício (Si) e o germânio (Ge), que apresentam energias de espaçamento entre bandas de aproximadamente 1,1 eV⁴ e 0,7 eV, respectivamente. (CALLISTER, 2016)

⁴ eV: elétron-Volt (CALLISTER, 2016).

Figura 7 - Estruturas possíveis de bandas de elétrons nos sólidos a 0 K.



Fonte: CALLISTER (2016)

Em função da existência das bandas eletrônicas, os semicondutores tem sua condutividade aumentada quando há aumento de temperatura, em decorrência da excitação térmica dos elétrons da banda de valência para a banda de condução. Como consequência, surgem lacunas na banda de valência que constituem portadores de carga positiva com mobilidade de um terço dos elétrons da banda de condução (CRESESB, 2014).

Nas células fotovoltaicas é implementada a junção PN, que envolve a introdução controlada de impurezas no semicondutor, o que é conhecido como dopagem. Nesse processo, ocorre um gradiente de concentração de portadores de carga, o que resulta na difusão de elétrons da região “n” para a região “p”, criando uma região de depleção. Esta região funciona como um campo elétrico interno que separa os pares elétron-lacuna, que são originados quando há excitação dos elétrons pela incidência de fótons presentes nos raios solares, e direciona os elétrons para a região “n” e as lacunas para a região “p”. Dessa forma, é gerada uma corrente elétrica e a separação dos portadores de carga pela junção PN é o que origina o efeito fotovoltaico (CRESESB, 2014).

4.5.2 Células e módulos fotovoltaicos

De acordo com a Enel Green Power (2024), o material constitutivo mais empregado nas células fotovoltaicas é o silício. O silício utilizado para a fabricação das células pode ser o monocristalino (m-Si) ou o policristalino (p-Si), sendo que a presença de interfaces entre os vários cristais no p-Si reduz a eficiência de células fotovoltaicas deste tipo (CRESESB, 2014).

O módulo fotovoltaico, também conhecido como painel solar, é o conjunto de células

fotovoltaicas. As características elétricas dos módulos são fornecidas pelo fabricante em dois padrões: *Standard Test Condition* (STC) e *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT) (NAKANO et al., 2021) e significam, em português, Condição de Teste Padrão e Temperatura de Célula Nominal de Operação, respectivamente.

Durante sua operação, o módulo fotovoltaico é exposto a variação contínua da irradiância no plano inclinado (G_T) e da temperatura ambiente (T_a), fato que, como consequência, provoca a alteração da temperatura de célula fotovoltaica (T_c) e variação na potência máxima do módulo (P_{mp}). Uma abordagem para cálculos nesse contexto, é considerar um regime quase permanente dentro do período de uma hora, o que corresponde à variação de 15° no ângulo horário (ω). Assim, sendo os dados climáticos de temperatura conhecidos e supondo, por exemplo, que a temperatura máxima ocorra às 14h30 e temperatura mínima às 04h30, é possível aplicar a seguinte relação matemática recomendada por Zilles et. Al (2012).

$$T_c = T_a + (G_T/800) * (T_{c\ NOCT} - 20) * 0,9 \quad (4.13)$$

Em que:

T_c = temperatura da célula do módulo fotovoltaico, medida em $^\circ\text{C}$;

T_a = temperatura ambiente, medida em $^\circ\text{C}$;

$T_{c\ NOCT}$ = temperatura nominal de operação da célula do módulo fotovoltaico, medida em $^\circ\text{C}$;

G_T = irradiância solar média no plano da célula do módulo fotovoltaico, medida em W/m^2 .

Com o valor de T_c conhecido, é possível calcular a potência máxima do módulo fotovoltaico P_{mp} [W]:

$$P_{mp} = P_{mp}^0 * (G_T/1000) * (1 + \gamma_{mp} (T_c - T_c^0)) \quad (4.14)$$

P_{mp}^0 = potência do módulo fotovoltaico em *Standard Test Condition* (STC), medida em W;

γ_{mp} = coeficiente de temperatura P_{mp} , medido em $^\circ\text{C}^{-1}$;

T_c^0 = temperatura da célula do módulo fotovoltaico em *Standard Test Condition* (STC), medida em $^\circ\text{C}$.

4.5.3 Gerador fotovoltaico (GFV)

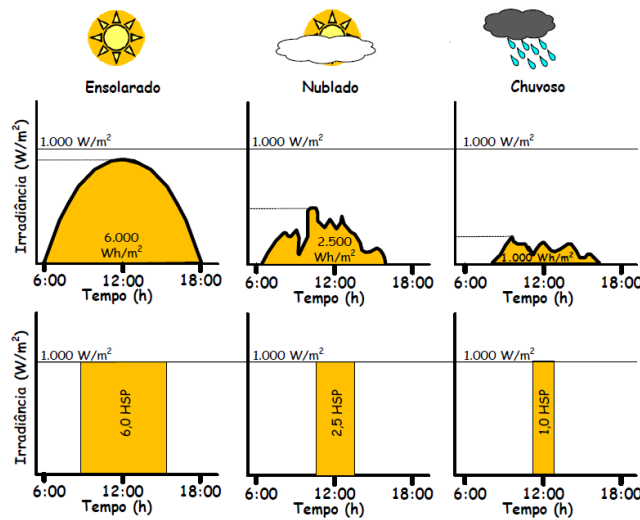
Um gerador fotovoltaico é a associação de módulos em série e/ou paralelo e, entre seus terminais, há tensão elétrica (V_{GFV}) e corrente elétrica (I_{GFV}) em corrente contínua (CC). Para a conexão com a rede elétrica, é necessário incluir neste circuito o inversor, também chamado de unidade condicionadora de potência (UCP), que transformará a energia elétrica recebida do GFV de CC para corrente alternada (CA) (NAKANO, A. et al., 2021).

Existem algumas funções disponíveis nos inversores para garantir que a energia elétrica, na saída desses equipamentos, tenha as características elétricas adequadas para injeção na rede elétrica, bem como recursos de proteção que preservem o próprio equipamento. Tais funções são descritas a seguir.

- a) Anti-ilhamento: se a rede elétrica estiver inoperante, o inversor interrompe a injeção de corrente elétrica e só retorna a injetá-la quando as condições de operação forem reestabelecidas.
- b) Sincronização: a corrente elétrica injetada pelo inversor em corrente alternada está em fase com a corrente contínua da rede elétrica.
- c) Harmônicos: o perfil senoidal da energia na saída do inversor é compatível com o da rede elétrica.
- d) É possível que a conexão seja em rede elétrica mono, bi ou trifásica.
- e) MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) ou Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP) em português: é um recurso que garante a máxima potência nos módulos fotovoltaicos em diferentes T_c e G_T . Para que o SPMP opere adequadamente, sua faixa de operação de tensão e limite de corrente, prevista na especificação técnica do inversor, devem ser respeitadas (NAKANO, A. et al., 2021).

Segundo o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, nas estimativas de produção de energia elétrica solar fotovoltaica, é conveniente considerar a totalidade da energia convertida em intervalos de uma hora, desconsiderando-se a variação de irradiância ocorrida a cada instante. A partir de tal simplificação, foi estabelecido o conceito de **Horas de Sol Pleno** (HSP). HSP é o número de horas com irradiância $G_T = 1000 \text{ W/m}^2$ em um dia, conforme ilustrado pela figura a seguir.

Figura 8 - Perfis de radiação solar diária com valores de HSP equivalentes



Fonte: CRESESB (2014)

Se não houver nenhuma carga de consumo de energia elétrica entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição, podemos aplicar a relação matemática a seguir para cálculo da energia elétrica fornecida à rede de distribuição (E_{rede}).

$$E_{rede} = N \times P_{mp}^0 \times \mathbf{HSP} \times TD \quad (4.15)$$

N = Número de módulos fotovoltaicos instalados no gerador fotovoltaico;

P_{mp}^0 = potência do módulo fotovoltaico em *Standard Test Condition* (STC) [Wp];

HSP = Horas de Sol Pleno [h/dia];

TD = Taxa de Desempenho (TD).

A Taxa de Desempenho (TD) ou (*Performance Ratio*) contabiliza todas as perdas associadas ao sistema fotovoltaico. Trata-se de um parâmetro experimental cujo valor recomendado pelo CRESESB está entre 70% e 80%. A equação matemática que define TD é dada por (PACHECO, 2023):

$$TD = (\text{energia real fornecida pelo sistema}) / (\text{energia máxima teórica possível}) \quad (4.16)$$

Outras relações matemáticas, que permitem calcular a energia que o gerador fotovoltaico (GFV) deve entregar para o inversor (E_{GFV}) e a Taxa de Desempenho corrigida (TD^*) são apresentadas a seguir.

A energia elétrica gerada pelo gerador fotovoltaico (E_{GFV}) é expressa por:

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \times N \times P_{mp} \times \mathbf{HSP} \times TD^* \quad (4.17)$$

Onde η_{SPMP} [%] é a eficiência do recurso Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP) (ou *MPPT*, em inglês), N é o número de módulos fotovoltaicos instalados no gerador fotovoltaico, P_{mp} [Wp] é a potência máxima do módulo fotovoltaico P_{mp} , \mathbf{HSP} [h/dia] são as Horas de Sol Pleno e, finalmente, TD^* é a Taxa de Desempenho corrigida. TD^* é dada pela equação a seguir e representa o impacto das perdas associadas ao gerador fotovoltaico sobre a energia elétrica gerada (PACHECO, 2023):

$$TD^* = (TD) \times (P_{mp}^0 / P_{mp}) \times (1 / \eta_{inv}) \times (1 / \eta_{SPMP}) \quad (4.18)$$

η_{inv} = Eficiência do inversor.

A energia elétrica gerada pelo gerador fotovoltaico (E_{GFV}) se relaciona com a energia elétrica fornecida à rede de distribuição (E_{rede}) pela seguinte relação (PACHECO, 2023):

$$E_{GFV} = E_{rede} / \eta_{inv} \quad (4.19)$$

5 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

O presente trabalho está inserido no contexto apresentado no capítulo anterior e se propôs a analisar o desempenho efetivo de uma planta solar fotovoltaica de minigeração distribuída de 0,9 MWp de capacidade instalada na cidade de Pradópolis, no estado de São Paulo, conectada à rede de média tensão da concessionária local e beneficiária do regime de compensação de energia elétrica. Essa avaliação consistiu em comparar, para os meses de março a junho de 2024, período de início de operação deste sistema, os resultados de geração de energia elétrica calculados para os cenários teórico total e teórico parcial e compará-los à energia elétrica efetivamente gerada, medida na saída dos inversores. A Taxa de Desempenho corrigida (TD*), bem como o efeito da temperatura ambiente sobre a redução de potência dos módulos fotovoltaicos e outras perdas também foram avaliadas. A Taxa de Desempenho (TD) foi calculada e analisada. Alguns dados fornecidos pelo projetista do sistema em questão foram utilizados e estão identificados ao longo do estudo de caso. **A influência dos ventos foi desconsiderada.**

5.1 Características do sistema solar fotovoltaico

A planta solar fotovoltaica objeto do presente estudo de caso é classificada como um empreendimento do tipo minigeração distribuída (MMGD), ou seja, passível de usufruir dos benefícios de compensação de energia elétrica dispostos na Lei Nº 14.300. O sistema fotovoltaico em questão foi construído na cidade de Pradópolis, localizada em latitude - 21,36 ° e longitude - 48,06 °, segundo informações disponíveis nos documentos de projeto fornecidos pelo responsável técnico. Os principais equipamentos do gerador fotovoltaico são os módulos fotovoltaicos e os inversores (ou UCPs). A figura abaixo apresenta a vista aérea do local em que a planta solar do presente estudo de caso foi construída. Outras imagens não foram disponibilizadas.

Os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, nas condições *Standard Test Condition* (STC) e *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), também são apresentados abaixo.

Tabela 1 - Dados da especificação técnica dos módulos fotovoltaicos.

Parâmetros elétricos na STC	
Potência máxima (P max) [Wp]	545
Tensão de Circuito Aberto (Voc) [V]	49,75
Tensão na Potência máxima (Vmp) [V]	41,8
Corrente de Curto-circuito (Isc) [A]	13,93
Corrente na Potência máxima (Imp) [A]	13,04
Eficiência do Módulo Fotovoltaico [%]	21,0
Tolerância de potência	0 ~+5W
Coeficiente de Temperatura da (Isc) (α_{Isc})	+ 0,045 %/°C
Coeficiente de Temperatura da (Voc) (β_{Voc})	- 0,275 %/°C
Coeficiente de Temperatura da Pmax (Pmax) (γ_{Pmp})	- 0,350 %/°C
<i>STC: Irradiância 1000 W/m², temperatura das células 25°C, AM 1.5G</i>	
Condições de Operação	
NOCT [°C]	45± 2

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante JA SOLAR pela autora (2024)

Os inversores que compõem a instalação estudada são do modelo MAX 125KTL3-X LV do fabricante Growatt. Na planta em questão, existem 6 unidades de inversores de 125 kW cada, totalizando 750 kW de potência instalada. Algumas informações relevantes, disponíveis na folha de dados desses equipamentos, são apresentadas a seguir.

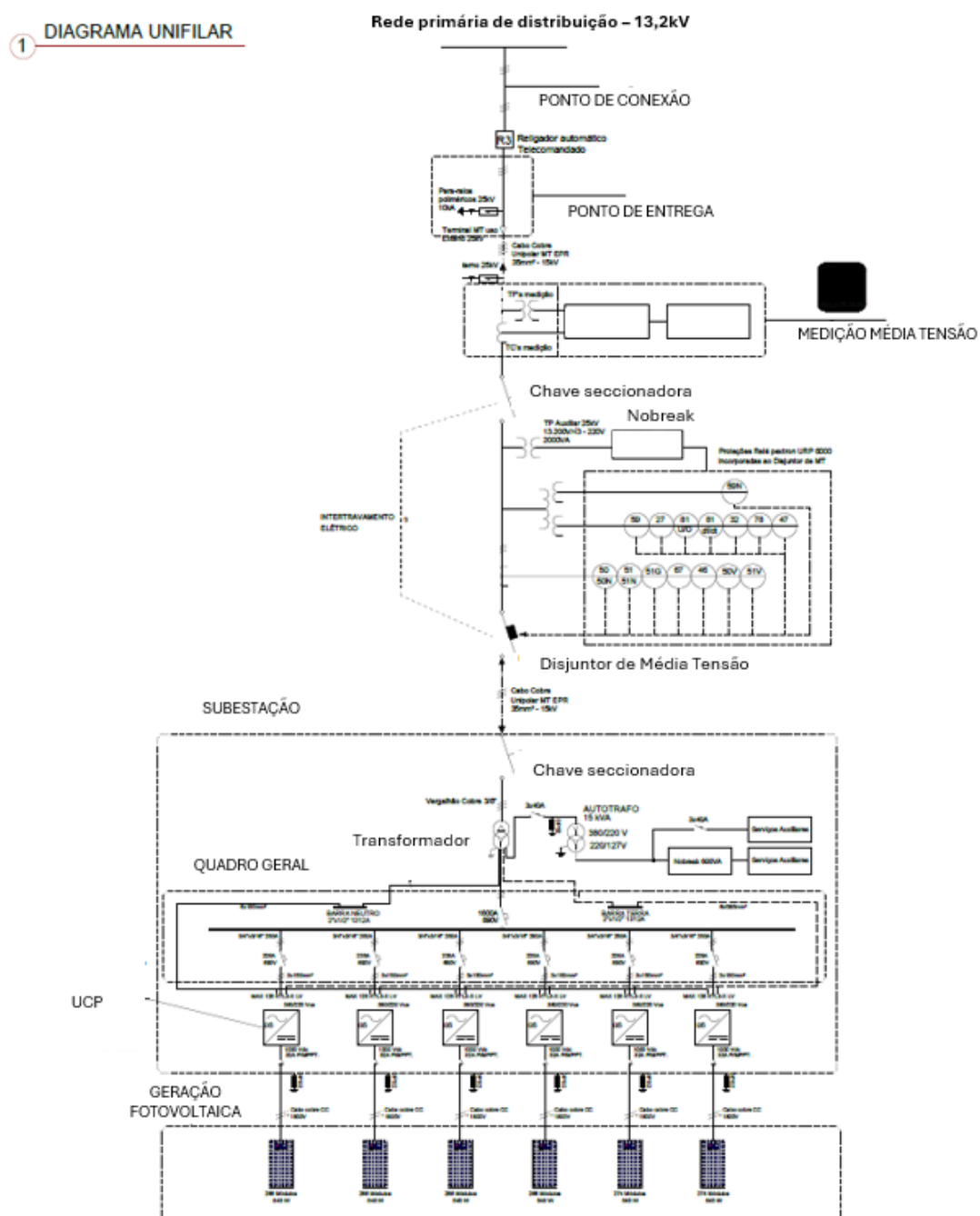
Tabela 2 - Dados da especificação técnica dos inversores.

Variável	Valor
Máxima tensão CC [V]	1100
Faixa de tensão MPPT [V]	180 – 1000
Tensão nominal [V]	600
Potência nominal de saída [W]	125000
Corrente máxima de saída [A]	198,5 A a 400V 208,9 A a 380 V
Frequência da rede CA [Hz]	50/60
Máxima eficiência [%]	98,80
Eficiência MPPT [%]	99,90

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante GROWATT pela autora (2024)

A energia elétrica em corrente alternada, convertida pelos 6 inversores, é injetada em um transformador, equipamento responsável por elevar a tensão elétrica para 13,2 kV. Este valor de tensão, no ponto de conexão entre a referida planta solar fotovoltaica e a rede de distribuição, foi informado pela distribuidora, CPFL Paulista, durante o desenvolvimento do projeto. A seguir, o diagrama unifilar do projeto da planta solar fotovoltaica de Pradópolis, com os principais componentes desse sistema identificados, é apresentado na Figura 11.

Figura 11 - Diagrama unifilar do projeto.



Fonte: Adaptado do projeto solar de Pradópolis-SP pela autora (2024)

5.2 Desenvolvimento do simulador

Para permitir as comparações entre os cenários que foram analisados no presente estudo de caso, um simulador, utilizando-se o software *Excel* da *Microsoft*, foi desenvolvido pela autora para calcular as variáveis relacionadas à geometria solar e previsão de geração de energia elétrica na saída dos inversores. Os passos descritos a seguir foram seguidos para modelagem na referida ferramenta.

O dia médio de cada mês foi consultado na Tabela 4 e “n”, número sequencial de dias do ano, foi calculado para permitir a aplicação da Equação (4.1), o que resultou na declinação solar (δ). Com a declinação solar (δ) e a latitude (ϕ) conhecidas, calculou-se o ângulo horário do pôr do sol (ω_s) pela Equação (4.3). A seguir, a irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal (H_0) foi calculada pela Equação (4.8) e o resultado obtido foi comparado ao valor desta mesma variável, para a mesma latitude e mesmo mês, conforme apresentado na Tabela 5. Os resultados obtidos foram os mesmos e o desenvolvimento da ferramenta de cálculo prosseguiu. Na sequência, o índice médio mensal de claridade (\overline{Kt}) foi calculado por meio da Equação (4.9). Para a aplicação da referida equação, a irradiação solar diária média mensal no plano horizontal (\overline{H}) foi informada ao simulador. Para o cenário teórico total, \overline{H} originou-se do histórico disponível no portal do CRESESB para os meses avaliados da estação meteorológica mais próxima de Pradópolis-SP, situada a uma distância de 5,1 km do ponto de referência. Para o cenário teórico parcial, \overline{H} originou-se a partir dos dados disponíveis no portal do INMET para a estação meteorológica identificada pelo código A747, localizada em Pradópolis. Com \overline{Kt} conhecido, aplicou-se a relação matemática (4.11) para obtenção da irradiação média difusa (\overline{Hd}) e a Equação (4.12) para obtenção de $\overline{R_b}$. Por fim, a irradiação diária média mensal em uma superfície inclinada $\overline{H_T}$ foi calculada. Com o intuito de validar o simulador desenvolvido, o cálculo de $\overline{H_T}$ foi realizado para a inclinação $\beta = 20^\circ$. Para este ângulo, o simulador apresentou o resultado de 5,35 kWh/m².dia, valor idêntico ao histórico do CRESESB para o mês de março. Para os meses de abril, maio e junho, os resultados obtidos pelo simulador foram muito próximos ao histórico do CRESESB e, assim, validando o simulador desenvolvido. Após a validação da ferramenta, com $\beta = 20^\circ$, o ângulo $\beta = 15^\circ$, relativo à inclinação efetiva dos módulos da planta estudada, foi empregado. Na sequência, o valor de HSP foi calculado a partir de $\overline{H_T}$. Para cálculo da energia elétrica na saída do inversor, a Equação (4.15) foi aplicada para os dois cenários em cada um dos meses estudados.

Nos parágrafos seguintes, maiores detalhes sobre o desenvolvimento do simulador são

apresentados.

Tabela 3 - Dados de irradiação solar diária média mensal disponibilizados pelo CRESESB.

Estação: Guatapara
 Município: Guatapara , SP - BRASIL
 Latitude: 21,401° S
 Longitude: 48,049° O

Distância do ponto de ref. (21,358056° S; 48,065556° O) :5,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,71	5,95	5,22	4,75	4,08	3,83	4,02	4,85	4,92	5,51	5,76	6,11	5,06	2,28
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	21° N	5,19	5,68	5,35	5,33	4,97	4,89	5,04	5,69	5,22	5,38	5,31	5,47	5,29	,79
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	5,23	5,71	5,35	5,31	4,94	4,85	5,00	5,66	5,21	5,40	5,34	5,51	5,29	,85
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	25° N	5,05	5,57	5,31	5,38	5,09	5,04	5,18	5,78	5,21	5,30	5,17	5,30	5,28	,74

Fonte: CRESESB (2014)

Os conceitos apresentados por Duffie & Beckman (2013) foram aplicados, durante o desenvolvimento do simulador e, para verificação parcial dos resultados, a tabela abaixo, disponível em publicação dos referidos autores, foi consultada. Nela, encontram-se os resultados de “data”, “n” e “δ” para o dia médio de cada mês analisado no presente estudo de caso.

Tabela 4 - Resultados de "data", "n" e "δ" relativos ao dia médio de cada mês.

Month	n for ith Day of Month	For Average Day of Month			
		Date	n	δ	δ*
January	i	17	17	-20.9	-20.9
February	31 + i	16	47	-13.0	-12.6
March	59 + i	16	75	-2.4	-2.0
April	90 + i	15	105	9.4	9.5
May	120 + i	15	135	18.8	18.7
June	151 + i	11	162	23.1	23.0
July	181 + i	17	198	21.2	21.3
August	212 + i	16	228	13.5	14.0
September	243 + i	15	258	2.2	3.3
October	273 + i	15	288	-9.6	-8.2
November	304 + i	14	318	-18.9	-18.0
December	334 + i	10	344	-23.0	-22.8

Fonte: Duffie & Beckman (2013)

Na tabela acima, “Date” é a data média do mês, “n” é o número do dia médio do mês no ano e “δ” é a declinação solar do dia médio do mês e tais informações foram verificadas no simulador desenvolvido.

Ainda como parte das informações consultadas para verificação parcial dos resultados, a tabela apresentada a seguir foi consultada.

Tabela 5 - Irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal (H_0), medida em MJ/m².

ϕ	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
90	0.0	0.0	1.2	19.3	37.2	44.8	41.2	26.5	5.4	0.0	0.0	0.0
85	0.0	0.0	2.2	19.2	37.0	44.7	41.0	26.4	6.4	0.0	0.0	0.0
80	0.0	0.0	4.7	19.6	36.6	44.2	40.5	26.1	9.0	0.6	0.0	0.0
75	0.0	0.7	7.8	21.0	35.9	43.3	39.8	26.3	11.9	2.2	0.0	0.0
70	0.1	2.7	10.9	23.1	35.3	42.1	38.7	27.5	14.8	4.9	0.3	0.0
65	1.2	5.4	13.9	25.4	35.7	41.0	38.3	29.2	17.7	7.8	2.0	0.4
60	3.5	8.3	16.9	27.6	36.6	41.0	38.8	30.9	20.5	10.8	4.5	2.3
55	6.2	11.3	19.8	29.6	37.6	41.3	39.4	32.6	23.1	13.8	7.3	4.8
50	9.1	14.4	22.5	31.5	38.5	41.5	40.0	34.1	25.5	16.7	10.3	7.7
45	12.2	17.4	25.1	33.2	39.2	41.7	40.4	35.3	27.8	19.6	13.3	10.7
40	15.3	20.3	27.4	34.6	39.7	41.7	40.6	36.4	29.8	22.4	16.4	13.7
35	18.3	23.1	29.6	35.8	40.0	41.5	40.6	37.3	31.7	25.0	19.3	16.8
30	21.3	25.7	31.5	36.8	40.0	41.1	40.4	37.8	33.2	27.4	22.2	19.9
25	24.2	28.2	33.2	37.5	39.8	40.4	40.0	38.2	34.6	29.6	25.0	22.9
20	27.0	30.5	34.7	37.9	39.3	39.5	39.3	38.2	35.6	31.6	27.7	25.8
15	29.6	32.6	35.9	38.0	38.5	38.4	38.3	38.0	36.4	33.4	30.1	28.5
10	32.0	34.4	36.8	37.9	37.5	37.0	37.1	37.5	37.0	35.0	32.4	31.1
5	34.2	36.0	37.5	37.4	36.3	35.3	35.6	36.7	37.2	36.3	34.5	33.5
0	36.2	37.4	37.8	36.7	34.8	33.5	34.0	35.7	37.2	37.3	36.3	35.7
-5	38.0	38.5	37.9	35.8	33.0	31.4	32.1	34.4	36.9	38.0	37.9	37.6
-10	39.5	39.3	37.7	34.5	31.1	29.2	29.9	32.9	36.3	38.5	39.3	39.4
-15	40.8	39.8	37.2	33.0	28.9	26.8	27.6	31.1	35.4	38.7	40.4	40.9
-20	41.8	40.0	36.4	31.3	26.6	24.2	25.2	29.1	34.3	38.6	41.2	42.1
-25	42.5	40.0	35.4	29.3	24.1	21.5	22.6	27.0	32.9	38.2	41.7	43.1
-30	43.0	39.7	34.0	27.2	21.4	18.7	19.9	24.6	31.2	37.6	42.0	43.8
-35	43.2	39.1	32.5	24.8	18.6	15.8	17.0	22.1	29.3	36.6	42.0	44.2
-40	43.1	38.2	30.6	22.3	15.8	12.9	14.2	19.4	27.2	35.5	41.7	44.5
-45	42.8	37.1	28.6	19.6	12.9	10.0	11.3	16.6	24.9	34.0	41.2	44.5
-50	42.3	35.7	26.3	16.8	10.0	7.2	8.4	13.8	22.4	32.4	40.5	44.3
-55	41.7	34.1	23.9	13.9	7.2	4.5	5.7	10.9	19.8	30.5	39.6	44.0
-60	41.0	32.4	21.2	10.9	4.5	2.2	3.1	8.0	17.0	28.4	38.7	43.7
-65	40.5	30.6	18.5	7.9	2.1	0.3	1.0	5.2	14.1	26.2	37.8	43.7
-70	40.8	28.8	15.6	5.0	0.4	0.0	0.0	2.6	11.1	24.0	37.4	44.9
-75	41.9	27.6	12.6	2.4	0.0	0.0	0.0	0.8	8.0	21.9	38.1	46.2
-80	42.7	27.4	9.7	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	20.6	38.8	47.1
-85	43.2	27.7	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	20.3	39.3	47.6
-90	43.3	27.8	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	20.4	39.4	47.8

Fonte: Duffie & Beckman (2013)

Na tabela anterior, a partir da informação de latitude da localidade, é possível obter-se a irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal (H_0). No presente estudo de caso, H_0 foi calculada por meio da Equação 4.8 e a tabela anteriormente apresentada foi utilizada para conferência do resultado obtido pela interpolação dos valores disponíveis para a latitude de interesse.

Com o objetivo de verificar os resultados apresentados pelo simulador desenvolvido, o H_T fornecido pelo CRESESB, exibido na Tabela 3, para $\beta = 20^\circ$, foi o valor alvo para validação da

modelagem. Os resultados de irradiação solar diária média mensal para $\beta = 20^\circ$ (\overline{H}_T) do CRESESB e irradiação solar diária média mensal para $\beta = 20^\circ$ (\overline{H}_T^*) do simulador são apresentados a seguir, bem como a variação percentual entre os respectivos valores, para a latitude da localidade de interesse.

Tabela 6 - Dados de entrada e valores obtidos na validação do simulador desenvolvido.

Dado	Unidade	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24
Latitude (ϑ)	°	-21,36			
Inclinação da superfície (β)	°	20			
Irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal (\overline{H})	kWh/m ² .dia	5,22	4,75	4,08	3,83
Irradiação diária média mensal em uma superfície inclinada $\beta = 20^\circ$ (\overline{H}_T)	kWh/m ² .dia	5,35	5,31	4,94	4,85
Irradiação diária média mensal em uma superfície inclinada $\beta = 20^\circ$ (\overline{H}_T^*)	kWh/m ² .dia	5,35	5,28	4,90	4,81
Variação percentual entre os resultados de (\overline{H}_T) e (\overline{H}_T^*)	%	0,00	0,57	0,82	0,83

Fonte: Elaborado pela autora (2024)

Como a variação percentual entre os resultados de (\overline{H}_T) e (\overline{H}_T^*), em relação a \overline{H}_T , foi menor do que 1% para todos os meses objeto do presente estudo de caso, **o simulador foi considerado validado.**

5.3 Cenários relacionados aos dados solarimétricos

O objetivo do estudo de caso foi comparar os resultados de geração de energia elétrica, a partir dos dados solarimétricos, em três cenários: **teórico total, teórico parcial e efetivo**. O cenário realizado consistiu em, a partir da operação da planta solar fotovoltaica em questão, coletar os resultados de geração de energia elétrica efetiva na saída dos 6 inversores. A fonte de consulta, para obtenção desses dados para o período de interesse, foi o *software* disponibilizado pela Growatt, fabricante das UCPs. O cenário teórico total, por sua vez, consistiu na aplicação dos conceitos de Duffie e Beckman e outras relações matemáticas associadas, relatadas na Revisão Bibliográfica do presente trabalho, para cálculo da previsão de geração de energia elétrica nos meses de março a junho por meio de simulador desenvolvido e validado para esta finalidade, a

partir dos dados de irradiação solar para o plano horizontal disponíveis no portal do CRESESB. Finalmente, o cenário teórico parcial utilizou as mesmas premissas do cenário teórico total, exceto a fonte dos dados solarimétricos. No referido cenário, a irradiação solar diária média mensal no plano horizontal (\overline{H}), para os meses de março a junho, foi obtida a partir dos dados disponíveis no portal do INMET para a **estação meteorológica identificada pelo código A747, localizada em Pradópolis-SP**. O piranômetro da referida estação é do modelo CM 6B, número de série 068753, sensibilidade de $12,35 \times 10^{-6} \text{ V/Wm}^{-2}$ do fabricante Kipp&Zonen, segundo informações disponíveis no próprio equipamento. As evidências da visita à estação meteorológica mencionada, bem como os dados de irradiação solar e temperatura ambiente calculados a partir dos dados disponíveis no portal do INMET são apresentados a seguir.

Figura 12 - Piranômetro da estação meteorológica A747, do INMET.



Fonte: Registrado pela autora, na estação meteorológica A747, do INMET (2024)

Tabela 7 - Irradiação solar diária média mensal e temperatura ambiente média, calculados à partir de dados do INMET.

Mês	Irradiação solar (\bar{H}) (kWh/m².dia)	Temperatura ambiente média (°C)
mar/24	5,14	25,38
abr/24	4,64	24,57
mai/24	3,24	21,82
jun/24	2,72	19,97

Fonte: Elaborado pela autora, a partir dos dados do portal do INMET (2024)

Na tabela abaixo, os dados de entrada, resultados parciais e o montante de geração de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico calculado pelo simulador, para os cenários teórico total e teórico parcial, são apresentados.

Tabela 8 - Comparativo entre os cenários teórico total e teórico parcial.

Variável	Unidade	CENÁRIO TEÓRICO TOTAL				CENÁRIO TEÓRICO PARCIAL			
		março	abril	maio	junho	março	abril	maio	junho
Latitude (θ)	°	-21,36				-21,36			
Dia médio do mês	-	16	15	15	11	16	15	15	11
Mês	-	3	4	5	6	3	4	5	6
Declinação solar (δ)	°	-2,4	9,4	18,8	23,1	-2,4	9,4	18,8	23,1
ângulo horário do pôr do sol (ω_s)	°	90,95	86,28	82,35	80,4	90,95	86,28	82,35	80,4
Irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H})	kWh/m ² .dia	5,22	4,75	4,08	3,83	5,14	4,64	3,24	2,72
Inclinação da superfície (β)	°	15	15	15	15	15	15	15	15
Irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal (H_0)	MJ/m ²	36,2	30,9	25,9	23,5	36,2	30,9	25,9	23,5
Índice médio mensal de claridade (K_T)	-	0,52	0,55	0,57	0,59	0,51	0,54	0,45	0,42
Razão entre (\bar{H}_T) e (\bar{H}) para superfície no hemisfério sul $\gamma = 180^\circ$ (R_B)	-	1,03	1,09	1,16	1,2	1,03	1,09	1,14	1,17
Refletividade do solo (ρ)	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Irradiação diária média mensal em uma superfície inclinada $\beta = 15^\circ$ (\bar{H}_T)	kWh/m ² .dia	5,36	5,19	4,73	4,60	5,27	5,06	3,69	3,17
Horas de Sol Pleno (HSP)	h/dia	5,36	5,19	4,73	4,6	5,27	5,06	3,69	3,17
Número de módulos fotovoltaicos instalados no gerador fotovoltaico	-	1612	1612	1612	1612	1612	1612	1612	1612
Potência do módulo fotovoltaico em Standard Test Condition (STC)	Wp	545	545	545	545	545	545	545	545
Taxa de desempenho (TD) (ou Performance ratio)	%	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
Energia elétrica na saída do inversor (E_{rede})	kWh	3786	3666	3341	3249	3722	3574	2606	2239
Eficiência do inversor (η_{inv})	%	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8
Energia elétrica na entrada do inversor (E_{GfV})	kWh	3.832	3.710	3.382	3.288	3.767	3.617	2.638	2.266
Número de dias no mês	-	31	30	31	30	31	30	31	30
Energia elétrica mensal na saída do inversor (E_{rede})	kWh/mês	117.366	109.980	103.571	97.470	115.382	107.220	80.786	67.170

Fonte: Elaborado pela autora (2024)

Um breve resumo sobre a origem de cada variável da tabela anterior é apresentado a seguir. Se não houver distinção, a origem da variável aplica-se tanto ao cenário teórico total quanto ao cenário teórico parcial.

Latitude (ϕ): Informado no projeto no sistema fotovoltaico pelo responsável técnico.

Dia médio do mês: Obtido da Tabela 4, disponível em publicação de Duffie & Beckman.

Mês: Meses do ano a serem analisados no presente estudo de caso.

Declinação solar (δ): Calculado conforme conceitos apresentados por Duffie & Beckman e validado pela Tabela 4.

Ângulo horário do pôr do sol (ω_S): Calculado conforme equação (4.3) apresentada no capítulo de Revisão Bibliográfica.

Irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal \bar{H} : Para o cenário teórico total, obtido da Tabela 3 disponibilizada pelo CRESESB. Para o cenário teórico parcial, obtida da Tabela 7, que consolida os dados calculados a partir das informações disponíveis no portal do INMET para a estação meteorológica A747.

Inclinação da superfície (β): Informado no projeto no sistema fotovoltaico pelo responsável técnico.

Irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal (H_0): Calculado conforme equação (4.8) apresentada no capítulo de Revisão Bibliográfica e validado pela Tabela 5.

Índice médio mensal de claridade (K_t): Calculado conforme equação (4.9) apresentada no capítulo de Revisão Bibliográfica.

Razão entre \bar{H}_T e \bar{H} para superfície no hemisfério sul $\gamma = 180^\circ$ (\bar{R}_b): Calculado conforme equação (4.12) apresentada no capítulo de Revisão Bibliográfica.

Horas de Sol Pleno (HSP): Calculado conforme apresentado no capítulo de Revisão Bibliográfica.

Número de módulos fotovoltaicos instalados no gerador fotovoltaico: Informado no projeto do sistema fotovoltaico pelo responsável técnico.

Potência do módulo fotovoltaico em *Standard Test Condition* (STC): Informado no projeto do sistema fotovoltaico pelo responsável técnico e validado pela da Tabela 1.

Taxa de desempenho (TD) (ou *Performance Ratio*): Informado no projeto do sistema fotovoltaico pelo responsável técnico.

Energia elétrica na saída do inversor (E_{rede}): Calculado conforme equação (4.17) apresentada no capítulo de Revisão Bibliográfica, que corresponde à energia elétrica média diária na saída do inversor.

Eficiência do inversor (η_{inv}): Informado no projeto do sistema fotovoltaico pelo responsável técnico e validado pela Tabela 2.

Energia elétrica na entrada do inversor (E_{GFV}): Calculado conforme equação (4.19) apresentada no capítulo de Revisão Bibliográfica e corresponde à energia elétrica na entrada do inversor.

Número de dias no mês: Conforme calendário oficial seguido no Brasil.

Energia elétrica mensal na saída do inversor (E_{rede}): Na unidade de medida kWh/mês, consiste na multiplicação entre a Energia elétrica na saída do inversor (kWh/dia) pelo Número de dias no mês, que corresponde ao dado dos cenários teórico total e teórico parcial que será comparado à geração de energia elétrica efetiva.

É possível verificar que a irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H}) para o cenário teórico parcial, que utilizou dados efetivos registrados pelo piranômetro da estação meteorológica A747 de Pradópolis-SP, apresentou valores menores do que o histórico desta variável disponível na base de dados do CRESESB. Como consequência, o **montante de energia elétrica gerada pelo gerador fotovoltaico, calculado para o cenário teórico parcial, foi menor do que o calculado para o cenário teórico total para todos os meses, entre março e junho de 2024**. Nos meses de maio e junho, particularmente, a irradiação solar medida em 2024 foi, substancialmente, menor do que o histórico. Para o mês de maio, a redução desta variável foi de, aproximadamente, 20% e, para o mês de junho, a redução foi de, aproximadamente, 30%.

A seguir, os montantes de energia elétrica na saída do inversor calculados nos cenários teórico total e teórico parcial foram comparados à energia elétrica efetivamente gerada, medida na saída dos inversores.

Tabela 9 - Comparativo entre os cenários teórico total, teórico parcial e efetivo.

Energia elétrica mensal na saída do inversor (E_{rede}) [kWh/mês]			
	CENÁRIO TEÓRICO TOTAL	CENÁRIO TEÓRICO PARCIAL	GERAÇÃO EFETIVA
MARÇO	117.366	115.382	105.778
ABRIL	109.980	107.220	113.445
MAIO	103.571	80.786	109.991
JUNHO	97.470	67.170	104.294

Fonte: Elaborado pela autora (2024)

Como analisado anteriormente, a irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H}), calculada a partir das medições do piranômetro de Pradópolis, foi menor do que a

base de dados histórica, o que levou à menor projeção de geração de energia elétrica no cenário teórico parcial frente ao cenário teórico total. **A geração de energia elétrica efetiva, por sua vez, foi maior do que o cenário teórico total, nos meses de abril a junho de 2024, indicando que não apenas a irradiação solar tem impacto sobre o desempenho de um gerador solar fotovoltaico.** Assim, é possível estender a análise a outras variáveis, que formaram a base do dimensionamento do projeto original, conforme descrito a seguir.

O projetista do sistema fotovoltaico em questão calculou as perdas relacionadas a fatores que influenciam a geração de energia elétrica, a partir da fonte solar, para a planta de Pradópolis. Os resultados obtidos são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 10 - Perdas previstas em projeto para a planta solar de Pradópolis-SP.

Perdas	PROJETADA
Perdas por sombreamento	1,1%
Perdas por aumento de temperatura	7,1%
Perdas por descasamento	5,0%
Perdas por corrente contínua	1,5%
Outras perdas corrente alternada	3,4%
Perdas na conversão	1,5%
Perdas totais	19,6%

Fonte: Adaptado do projeto da solar de Pradópolis-SP pela autora (2024)

Segundo os dados de projeto, as perdas por sombreamento, que estão associadas a obstáculos que impedem a irradiação solar disponível de atingir o módulo fotovoltaico somam 1,1%. As perdas por aumento da temperatura ambiente, que promovem o aumento da temperatura da célula do módulo fotovoltaico e, por sua vez, reduzem a potência gerada pelos painéis solares foi calculada em 7,1%. As perdas por descasamento, que estão associadas à incompatibilidade de características elétricas entre os módulos fotovoltaicos de um arranjo do gerador fotovoltaico somam 5,0%. As perdas de corrente contínua, característica inerente à geração de energia elétrica por meio da fonte solar, foi calculada em 1,5%. Outras perdas, que não foram explicitadas pelo projetista, somam 3,4% e as perdas na conversão de corrente contínua para corrente alternada no inversor somam 1,5%. Assim, o somatório final das perdas calculadas resulta em perdas totais de 19,6%. Ao subtrairmos 19,6% de 100%, o resultado são os 80,4% adotados pelo projetista como a Taxa de Desempenho (TD), ou *Performance Ratio (PR)* em inglês, do sistema em questão.

Para o mês de março de 2024, a irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H}), calculada a partir dos dados medidos pelo piranômetro da estação meteorológica

do INMET em Pradópolis, 5,14 kWh/m².dia, é um valor muito próximo ao do histórico disponibilizado pelo CRESESB (5,22 kWh/m².dia) e representa 98% deste valor. Contudo, a geração de energia elétrica efetiva (105.778 kWh) foi, aproximadamente, 10% menor em relação à projeção do cenário teórico total (117.366 kWh) quanto da projeção do cenário teórico parcial (115.382 kWh) no referido mês. Com o intuito de analisar a situação anteriormente descrita, entrou-se em contato com a equipe responsável pela operação da referida planta. **Na ocasião, foi relatada a interrupção da injeção de energia elétrica na rede de forma recorrente ao longo de uma semana, no mês de março, em virtude da atuação de um dispositivo de proteção.** Tal ocorrência não se repetiu nos meses seguintes, já que ajustes na configuração dos inversores foram realizados. **Portanto, como questões não associadas às variáveis solarimétricas e climáticas nem às perdas previstas em projeto influenciaram a geração de energia elétrica efetiva no mês de março, o referido mês foi desconsiderado nas análises seguintes.**

Nos meses de abril a junho de 2024, a irradiação diária média mensal em uma superfície horizontal (\bar{H}), calculada a partir dos dados medidos pelo piranômetro, foi menor do que os valores do histórico disponibilizados pelo CRESESB. Entretanto, nos meses mencionados, a geração de energia elétrica efetiva foi maior do que os dois cenários teóricos, total e parcial. Assim, com a finalidade de avaliar o impacto das perdas sobre o desempenho da planta solar no período em questão, a Taxa de Desempenho corrigida (TD*) foi calculada pela relação matemática (4.18). Os resultados obtidos são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 11 - Taxa de Desempenho corrigida (TD*) para o período de abril a junho.

Variável	Unidade	ABRIL	MAIO	JUNHO
TD	%	80,4	80,4	80,4
P_{mp}^0	Wp	545	545	545
P_{mp}	Wp	492	497	501
η_{inv}	%	98,8	98,8	98,8
η_{SPMP}	%	99,9	99,9	99,9
TD*	%	90,23	89,33	88,61

Fonte: Elaborado pela autora (2024)

A Taxa de Desempenho (TD) foi obtida do projeto original do sistema solar fotovoltaico estudado; a potência nominal (P_{mp}^0) do painel solar, nas condições STC, é um dado informado na especificação técnica disponibilizada pelo fabricante dos painéis; a potência máxima (P_{mp}) do painel solar foi calculada pela autora conforme equação (4.14) que está detalhada na seção 5.4 deste capítulo, que utiliza os valores efetivos de temperatura ambiente média mensal obtidos do

INMET de Pradópolis, já que tal dado de projeto não foi disponibilizado; eficiência do inversor (η_{inv}) e a eficiência do recurso Seguidor do Ponto de Máxima Potência (η_{SPMP}) são dados disponíveis na especificação técnica dos inversores fornecida pelo fabricante. Após o cálculo de TD*, procedeu-se com a análise da energia elétrica em alguns pontos do sistema fotovoltaico estudado e perdas associadas.

Tabela 12 - Avaliação da energia elétrica e perdas associadas ao sistema fotovoltaico estudado.

Dados	Unidade	ABRIL	MAIO	JUNHO
Energia elétrica mensal na saída do inversor (E_{rede})	kWh/mês	113.445	109.991	104.294
Eficiência do inversor (η_{inv})	%	98,8%	98,8%	98,8%
Energia elétrica mensal na entrada do inversor (E_{GFV})	kWh/mês	114.823	111.327	105.561
TD*	%	90,23%	89,33%	88,61%
Energia elétrica mensal na saída dos painéis ($E_{painéis}$)	kWh/mês	127.256	124.624	119.130
Perdas nos cabos, por descasamento e sujidade: ($E_{painéis}$) - (E_{GFV})	kWh/mês	12.433	13.297	13.569
Perda no inversor: (E_{GFV}) - (E_{rede})	kWh/mês	1.378	1.336	1.267

Fonte: Elaborado pela autora (2024)

Na tabela acima, a energia elétrica mensal na saída do inversor (E_{rede}), obtida do cenário efetivo, é dividida pela eficiência do inversor (η_{inv}) para eliminar a influência da perda no inversor. Como resultado, é obtida a energia elétrica mensal na entrada do inversor (E_{GFV}). E_{GFV} dividida por TD* elimina a influência das perdas nos cabos, perdas por descasamento e sujidade. O resultado obtido representa a energia elétrica mensal na saída dos painéis ($E_{painéis}$). A diferença entre $E_{painéis}$ e E_{GFV} expressa as perdas entre a saída do painéis e a entrada dos inversores, em termos de energia elétrica (kWh/mês). De maneira análoga, a diferença entre E_{GFV} e E_{rede} apresenta a energia elétrica perdida no inversor. Portanto, com a presente análise, é possível verificar a ordem de grandeza, em termos de energia (kWh/mês), de algumas das principais perdas do sistema fotovoltaico estudado.

5.4 Cenário relacionado aos dados climáticos

O objetivo do estudo de caso, em relação aos dados climáticos, foi comparar o efeito da temperatura ambiente (T_a), variável climática também disponibilizada no portal do INMET para

Pradópolis, sobre a perda de potência dos módulos fotovoltaicos.

Em posse da temperatura ambiente (T_a), foi possível calcular a média desta variável para cada mês estudado e, pela aplicação da equação 4.13, calcular a temperatura de célula (T_c). Com o valor de T_c conhecido, calculou-se a potência máxima do módulo fotovoltaico (P_{mp}), pela equação 4.14 que, além de T_c , utiliza dados conhecidos, apresentados na Tabela 1, disponíveis na especificação técnica do painel solar empregado na planta em questão. A tabela a seguir consolida os principais resultados obtidos para cada mês, incluindo a perda de potência dos módulos fotovoltaicos em função do aumento da temperatura ambiente.

Tabela 13 - Efeito da temperatura de célula (T_c) sobre a potência máxima do módulo fotovoltaico (P_{mp})

Variável	Unidade	ABRIL	MAIO	JUNHO
T_a	°C	24,57	21,82	19,97
T_c	°C	52,70	49,95	48,10
P^0_{mp}	Wp	545	545	545
P_{mp}	Wp	492	497	501
Perda por temperatura	%	9,7	8,8	8,1
Média da perda por temperatura	%	8,9		

Fonte: Elaborado pela autora (2024)

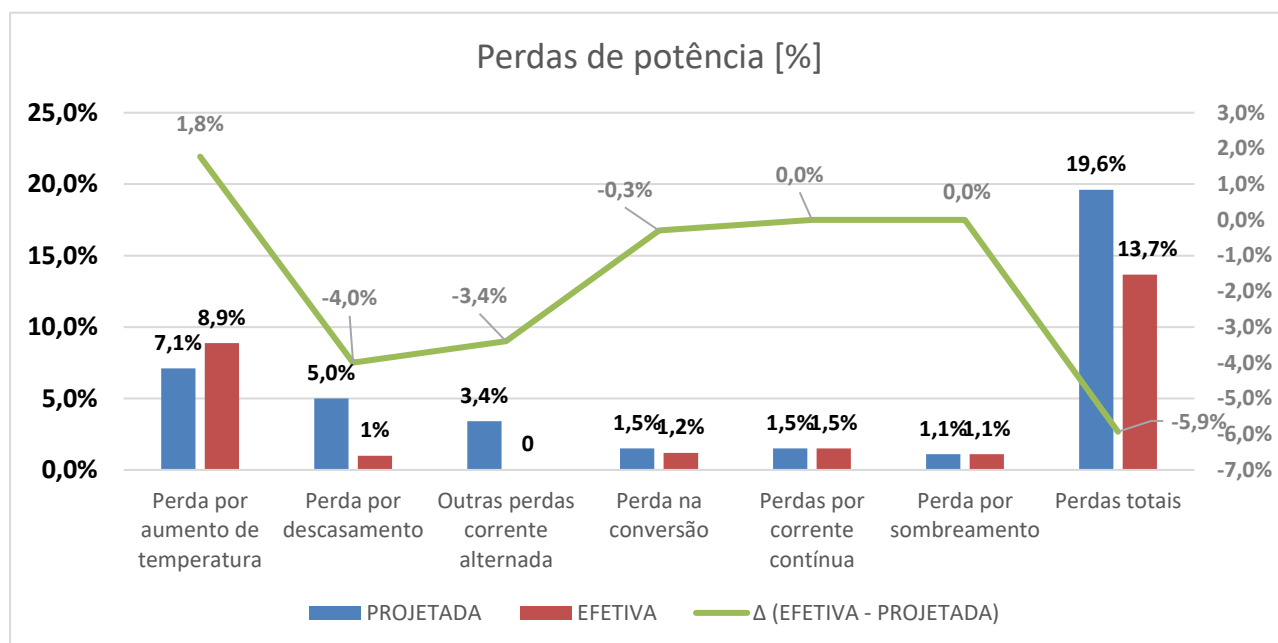
Na tabela apresentada, é possível observar que a temperatura ambiente (T_a) média dos meses é diretamente proporcional à temperatura de célula (T_c) dos módulos fotovoltaicos. Ou seja, quanto maior T_a , maior será T_c . Por outro lado, observa-se, também, que quanto maior for a temperatura de célula, T_c , menor será a potência máxima do módulo fotovoltaico P_{mp} ; ou seja, são inversamente proporcionais. A potência nominal (P^0_{mp}) de cada painel é a mesma, contudo, a potência máxima (P_{mp}) difere ao longo dos meses estudados, sendo menor no mês de abril, em virtude da maior temperatura ambiente (T_a). A média da perda por temperatura, obtida pela razão entre P_{mp} e P^0_{mp} em relação à potência nominal (P^0_{mp}), em termos percentuais, é apresentada na última linha da tabela. É possível observar, ainda, que, no mês mais frio dentro do período analisado, junho, a perda por temperatura é a menor do estudo de caso. **Finalmente, a perda por temperatura é abrangida pela Taxa de Desempenho corrigida (TD*), uma vez que as variáveis P_{mp} e P^0_{mp} aparecem na equação (4.18), que define TD*.**

5.5 Análise de desempenho efetivo

Com o intuito de enriquecer o presente estudo de caso, a Tabela 10, que apresenta as perdas de potência teóricas projetadas para para a planta solar de Pradópolis foi comparada às perdas

efetivas. O gráfico a seguir apresenta os resultados obtidos.

Figura 13 - Perdas de potência (PROJETADA x EFETIVA)



Fonte: Elaborado pela autora (2024)

As barras azuis representam as perdas previstas no projeto original, conforme Tabela 10. As barras vermelhas representam as perdas efetivas. Considerações sobre cada perda efetiva de potência são apresentadas a seguir.

Perda efetiva de potência por aumento de temperatura: calculada conforme Tabela 13.

Perda efetiva de potência por descasamento: calculada a partir da informação “Tolerância de potência”, que varia de 0 a + 5 Watts, apresentada na Tabela 1. Assim, considerando-se a variação de potência nos módulos como 5 W, este valor representa, aproximadamente, 1% dos 545 W_p relativo à potência nominal dos painéis instalados (P^0_{mp}). Portanto, a perda efetiva por descasamento é 1%. Adicionalmente, como o sistema fotovoltaico de Pradópolis está em funcionamento há apenas alguns meses, ou seja, o início de operação é muito recente, a depreciação dos módulos fotovoltaicos e sua influência sobre a potência máxima (P_{mp}) foram desconsideradas. O projetista validou as considerações feitas pela autora para a perda em questão.

Outras perdas efetivas de potência de corrente alternada: para o volume de controle efetivamente estudado, que abrangeu até a saída do inversor, outras perdas de corrente alternada não se aplicam e, portanto, a condição efetiva é 0%.

Perda efetiva de potência na conversão: por se tratar da conversão de corrente contínua em

corrente alternada (eficiência do inversor, η_{inv}), a especificação técnica disponibilizada pelo fabricante indica $\eta_{inv} = 98,8\%$. Assim, a perda efetiva de potência na conversão é de 1,2%, diferença entre 100% e 98,8%.

Perdas efetivas de potência por corrente contínua: mantida a mesma perda prevista pelo projetista, de 1,5%, por falta de informações efetivas e desconsiderada a eficiência do recurso Seguidor do Ponto de Máxima Potência ($\eta_{SPMP} = 99,90\%$). O projetista validou as considerações feitas pela autora para a perda em questão.

Perda efetiva de potência por sombreamento: mantida a mesma perda prevista pelo projetista, de 1,1%, por falta de informações efetivas.

Perdas totais efetivas de potência foram obtidas pelo somatório de cada perda anteriormente descrita e resultaram em 13,7%. Em contrapartida, as perdas totais de potência previstas pelo projetista somam 19,6%, ou seja, 5,9% maiores do que as perdas totais efetivas. Assim, uma melhor aproximação para a Taxa de Desempenho (TD) pode ser obtida pela diferença entre 100% e 13,7%, o que resulta em $TD' = 86,3\%$, para o cenário efetivo. Com base no resultado de TD' (86,3%), a energia elétrica na saída do inversor foi analisada. Os resultados obtidos são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 14 - Comparação da energia elétrica mensal na saída dos inversores entre os cenários em questão.

Dados	Unidade	ABRIL	MAIO	JUNHO
Energia elétrica mensal na saída do inversor (Erede) - EFETIVO	kWh/mês	113.445	109.991	104.294
Energia elétrica mensal na saída do inversor (Erede) - TEÓRICO TOTAL	kWh/mês	109.980	103.571	97.470
Influência da irradiação solar (CRESESB - INMET)	kWh/mês	2.760	22.785	30.300
Energia elétrica mensal na saída do inversor (Erede) - TEÓRICO TOTAL com irradiação solar INMET	kWh/mês	107.220	80.786	67.170
Energia elétrica mensal na saída do inversor (Erede) - TEÓRICO TOTAL com irradiação solar INMET e TD'	kWh/mês	113.943	85.851	71.382
Cenário TEÓRICO TOTAL com irradiação solar INMET e TD' em relação ao Cenário EFETIVO	%	0,4%	-21,9%	-31,6%

Fonte: Elaborado pela autora (2024)

Na tabela apresentada, a energia elétrica mensal efetivamente gerada, medida na saída do inversor (E_{rede}), relativa ao cenário EFETIVO, foi comparada à previsão de geração de energia elétrica mensal, também avaliada no ponto de saída do inversor, relativa ao cenário TEÓRICO TOTAL com irradiação solar INMET e TD'. Para compor o segundo cenário mencionado acima, a influência da irradiação solar sobre a projeção de geração de energia elétrica para o referido cenário foi considerada. Assim, a energia elétrica (kWh/mês) relativa à menor irradiação solar medida pelo piranômetro do INMET frente aos dados históricos do CRESESB foi subtraída da projeção do cenário TEÓRICO TOTAL, originando o cenário intermediário TEÓRICO TOTAL com irradiação solar INMET. A seguir, a diferença entre TD' (86,3%) e TD (80,4%) foi calculada, resultando em 5,9%, percentual que equivale à diferença entre as perdas de potência totais do projeto original e as perdas totais de potência efetivas já analisadas na presente seção. Com isso,

foi possível estabelecer a correlação entre o cenário TEÓRICO TOTAL (TT) e o cenário EFETIVO (E), que pode ser expressa por: $TT = E * (100\% - 5,9\%) = E * 94,1\%$. Tal correlação também pode ser apresentada da seguinte forma: $(TT/ 94,1\%) = E$. Assim, por meio da expressão matemática anteriormente descrita, foi possível calcular a energia elétrica mensal na saída do inversor (E_{rede}) do cenário TEÓRICO TOTAL com irradiação solar INMET e TD', que foi comparada à energia elétrica mensal efetivamente gerada, relativa ao cenário EFETIVO. **Para o mês de abril, a diferença percentual entre o cenário TEÓRICO TOTAL com irradiação solar INMET e TD' e o cenário EFETIVO, de 0,4%, pode ser considerada como irrelevante e, portanto, validando a avaliação de desempenho realizada. Contudo, para os meses de maio e junho, a influência da irradiação solar contribuiu substancialmente para as variações percentuais (-21,9 e -31,6%, respectivamente) entre a energia elétrica mensal na saída do inversor dos cenários analisados. Diante do resultado da análise de desempenho do presente trabalho, para tais meses, o INMET foi contactado para desenvolvimento de plano de ação, em conjunto com o proprietário do sistema fotovoltaico em questão, para inspeção dos instrumentos instalados na estação meteorológica de Pradópolis.**

6 CONCLUSÃO

O estudo de caso da planta solar fotovoltaica de 0,9 MWp de potência instalada, em operação na cidade de Pradópolis-SP, constata que o desempenho efetivo do sistema de minigeração distribuída em questão é superior às projeções de geração de energia elétrica, tanto no cenário teórico total, que utiliza bases de dados existentes e modelos teóricos aplicados ao contexto estudado, quanto no cenário teórico parcial, que utiliza a medição real de irradiação solar, além dos mesmos modelos teóricos do cenário anterior, em três dos quatro meses analisados. Em março, único mês em que a geração de energia elétrica efetiva foi menor do que as gerações projetadas, houve atuação de um dispositivo de proteção, o que levou ao desligamento da planta solar em alguns dias do referido mês e, portanto, reduzindo o montante de energia elétrica no cenário efetivo.

As variáveis medidas por instrumentos instalados em Pradópolis-SP, irradiação solar e temperatura ambiente, influenciam a geração de energia elétrica a partir de fonte solar, conforme expresso pelas relações matemáticas apresentadas ao longo do desenvolvimento do trabalho. Contudo, mesmo quando essas variáveis não eram favoráveis à modalidade de geração de energia estudada, os resultados efetivos foram positivos, a exemplo, principalmente, dos meses de maio e junho, cuja geração efetiva foi maior do que os cenários teóricos; o que indica que outros fatores, inclusive a confiabilidade dos equipamentos de medição, podem ter influência sobre o desempenho desses sistemas.

Adicionalmente, a aplicação das relações matemáticas para a obtenção da Taxa de Desempenho (TD), ou *Performance Ratio (PR)*, e da Taxa de Desempenho corrigida (TD*) constitui-se como uma importante ferramenta para avaliar a ordem de grandeza das perdas até o ponto de injeção da energia elétrica na rede de distribuição e àquelas relacionadas ao gerador fotovoltaico, respectivamente.

Por fim, o simulador de geração de energia elétrica desenvolvido para o estudo de caso apresentado continuará a ser utilizado e será aprimorado para avaliações de desempenho do sistema fotovoltaico de Pradópolis. Com base no histórico de desempenho que se inicia a partir do presente trabalho, será possível refinar o grau de precisão das projeções, incluindo-se a velocidade dos ventos na análise, e planejar ações preventivas e preditivas da planta solar fotovoltaica avaliada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 12 jul. 2024.

AGUIAR, R. G. **Climatologia**. Universidade Federal de Rondônia. 2021. Disponível em: <https://renataaguiar.unir.br/uploads/36315994/arquivos/6_1596573409.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2024.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. **Assuntos e Conteúdos**. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2021/novembro/brasil-se-compromete-a-reduzir-emissoes-de-carbono-em-50-ate-2030>>. Acesso em: 22 jun. 2024.

BRASIL. Presidência da República. **Lei Nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022**. Secretaria Geral. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 22 jun. 2024.

CALLISTER JR, W. D. RETHWISCH, D. G. **Ciência e Engenharia de Materiais – Uma Introdução**. Rio de Janeiro. LTC, 2016. 9 ed. 679 p.

CENTRO DE MONITORAMENTO DO TEMPO E DO CLIMA DE MATO GROSSO DO SUL. **Instrumentos meteorológicos**. Governo de Mato Grosso do Sul. 2024. Disponível em: <<https://www.cemtec.ms.gov.br/instrumentos-meteorologicos/>>. Acesso em 13 jul. 2024.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CRESESB. Organizadores: Pinho, J. T.; Galdino, M. A. CEPEL – DTE. Rio de Janeiro. 2014.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 5 ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Relatório Síntese 2024**. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>> Acesso em: 22 jun. 2024.

ENEL. **Célula Fotovoltaica**. Green Power. 2024. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/energia-solar/celula-fotovoltaica>>. Acesso em 13 jul. 2024.

GOIS, P. I. S.; SOUSA, M. E. T.; LEMOS, H. T. Q. **Influência da inclinação e azimute de superfície de módulos fotovoltaicos na geração de energia elétrica na cidade de Mossoró – RN**. Universidade Federal Rural do Semiárido – UFRSA, 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Sobre Meteorologia**. Ministério da Agricultura e Pecuária. 2024. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/sobre-meteorologia>>. Acesso em 13 jul. 2024.

NAKANO, A.; PACHECO, C. R. F.; GRIMONI, J. A. B; **Princípios dos Geradores Fotovoltaicos conectados à rede elétrica (GFVCR)**. In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (Org.) et al. **Energias renováveis**,

geração distribuída e eficiência energética. Rio de Janeiro. LTC, 2021. 293 - 298 p.

PACHECO, C. R. F. Fundamentos da Utilização de Energia Solar). In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (Org.) et al. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética.** Rio de Janeiro. LTC, 2021. 222 – 229p.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos – SP - Brasil. 2 ed. 2017.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACEDO, W. N. **Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia.** 1 ed. Brasília, Brasil. Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

SILVA, E. P. P. B.; BRITO, C. N.; EVANGELISTA, A. W. P.; CASAROLI, D. **Parametrização das equações de Hargreaves & Samani e Angstrom-Prescott para estimativa da radiação solar em Goiânia – GO.** Revista Brasileira de Meteorologia. 2021. V. 36, n. 4, 683 – 688 p.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE SÃO PAULO. **A estação meteorológica.** Faculdade de Ciências e Tecnologia. 2024. Disponível em: <<https://www.fct.unesp.br/#!/extensao/circuito-cientifico-cultural/estacao-meteorologica/>>. Acesso em 13 jul. 2024.

WEG SOLAR. **O que é uma geração distribuída de energia e quais são as suas vantagens?.** Energia Solar. 2024. Disponível em: <<https://www.weg.net/solar/blog/o-que-e-uma-geracao-distribuida-de-energia-e-quais-sao-as-suas-vantagens/>> Acesso em: 07 set. 2024.

WEG SOLAR. **Qual a diferença entre kW, kWh e kWp?** Energia Solar. 2024. Disponível em: <<https://www.weg.net/solar/blog/qual-a-diferenca-entre-kw-kwh-e-kwp/>> Acesso em: 07 set. 2024.