



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

TAMARA GÉSSICA GADELHA MEDEIROS

**ANÁLISE DE MODELOS DE ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS APLICADOS PARA UMA LOCALIDADE EM FORTALEZA-CE**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

FORTALEZA
2021

TAMARA GÉSSICA GADELHA MEDEIROS

ANÁLISE DE MODELOS DE ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS APLICADOS PARA UMA LOCALIDADE EM FORTALEZA-CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
na Universidade Federal do Ceará, como re-
quisito parcial à obtenção do título de Enge-
nheira de Energias Renováveis.

Orientador: Claus Franz Wehmann

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M44a Medeiros, Tamara Géssica Gadelha.

Análise de modelos de estimação da temperatura de módulos fotovoltaicos aplicados para uma localidade em Fortaleza-CE / Tamara Géssica Gadelha Medeiros. – 2021.

55 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2021.

Orientação: Prof. Dr. Claus Franz Wehmann.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Temperatura de células fotovoltaicas. 3. Modelos de predição. I. Título.

CDD 621.042

TAMARA GÉSSICA GADELHA MEDEIROS

ANÁLISE DE MODELOS DE ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS APLICADOS PARA UMA LOCALIDADE EM FORTALEZA-CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
na Universidade Federal do Ceará, como re-
quisito parcial à obtenção do título de Enge-
nheira de Energias Renováveis.

Aprovada em: 12/08/2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Claus Franz Wehmann (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof^a. Dr^a. Ana Fabíola Leite Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Às pessoas que me fizeram chegar até aqui: meus pais, minha tia, minhas irmãs, meus amigos e meus professores.

Agradecimentos

Aos meus pais, Tânea e Adail, por me darem a vida e me apoiarem durante todo o caminho.

À minha tia Nilda, por ser minha segunda mãe.

Às minhas irmãs, Ariane, Andréia, Alexandra e Aline, por ajudarem a me criar e a entender (pelo menos um pouco) como enfrentar o mundo.

À bruxinha e ao cabeção, por estarem lá.

Às pessoas daquele Reino, pelos momentos entre aulas e pelos sorrisos.

À Eita, aos Brazucas de 2016 e às pessoas que acharam o lugar, por me ajudarem a seguir em frente em um lugar estranho e me mostrar que amizades aguentam grandes distâncias.

Ao cara do Charmander e à garota de cabelo azul, pelas conversas e pela torcida.

A todos do CCUFC, por me ajudarem a achar o meu caminho.

À FUNCEME, por fornecer os dados meteorológicos utilizados neste trabalho.

Ao Laboratório de Energias Alternativas e ao Prof. Paulo Cesar Marques de Carvalho, por fornecer as medições de temperatura dos módulos fotovoltaicos utilizadas neste trabalho, pelos conselhos e pela disponibilidade.

À Cristina e à Maira da coordenação da EEMA, pela vontade de ajudar.

Aos meus professores, por me ensinarem tanto.

À Prof.^a Carla Freitas e ao Prof. Francisco Nivaldo Aguiar Freire, pelo tempo e pelos conselhos.

Aos professores da banca, Prof. Francisco Nivaldo Aguiar Freire, Prof.^a Ana Fabíola Leite Almeida e Prof. Claus Franz Wehmann.

Ao Prof. Claus Franz Wehmann, pela orientação, pelos conselhos, pela paciência e por todo o suporte.

A toda a minha família e amigos que aqui não foram citados e a todas as outras pessoas que contribuíram para eu me tornar a pessoa de hoje.

E a Deus.

No meio da dificuldade encontra-se a oportunidade.

Albert Einstein.

Resumo

A energia solar fotovoltaica (FV) vem crescendo em um ritmo acelerado nos últimos anos e, com isso, busca-se otimizar cada vez mais o aproveitamento desse recurso. Para isso, conhecer o comportamento da temperatura dos módulos FV é extremamente importante, já que o aumento desse parâmetro contribui para a diminuição da eficiência e, conseqüentemente, potência de geração elétrica. Com isso, este trabalho testou quatro modelos de predição da temperatura de células fotovoltaicas, observando diferentes cenários meteorológicos e analisando ainda a influência do vento na estimativa dessa temperatura. Os modelos são: padrão NOCT, Ross, Skoplaki e Mattei. Para fazê-lo, foram aplicados dados meteorológicos medidos em uma localidade em Fortaleza-CE. A amostra foi segmentada de duas maneiras distintas e os resultados foram analisados separadamente segundo os critérios de segmentação, isto é, irradiação e períodos do ano. Os modelos foram ainda avaliados de modo geral por segmento e por dia característico do segmento. Finalmente, eles foram validados através dos erros estatísticos: Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE) e Erro Médio Absoluto (MAE). Assim, verificou-se que os modelos que se ajustam melhor a esse caso foram o Ross e Mattei. Além disso, a introdução de considerações de vento nos modelos mostrou-se de grande relevância.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Temperatura de células fotovoltaicas. Modelos de predição.

Abstract

The photovoltaic (PV) solar energy has been growing at an accelerated pace in recent years and, as a result, we seek to increasingly optimize the use of this resource. For this, knowing the temperature behavior of the PV modules is extremely important, since the increase in this parameter contributes to the reduction of the efficiency and, consequently, of the power generation. Thus, this work tested four temperature prediction models for photovoltaic cells, observing different meteorological scenarios and analyzing the influence of the wind in estimating this temperature. The models are: Standard NOCT, Ross, Skoplaki and Mattei. To do so, meteorological data measured in a location in Fortaleza-CE were applied. The sample was segmented in two different ways and the results were analyzed separately according to the segmentation criteria, which were irradiation and periods of the year. The models were further evaluated generally by segment and by each segment's characteristic day. Finally, they were validated through statistical errors: Root Mean Square Error (RMSE) and Mean Absolute Error (MAE). Thus, it was found that the models that best fit this case were the Ross e Mattei. Furthermore, the introduction of wind considerations in the models showed to be of great relevance.

Palavras-chave: Photovoltaic energy. Phovoltaic cell temperature. Predictive models.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Balanço da radiação solar ilustrando e quantificando seu caminho e mudanças até chegar na atmosfera.	17
Figura 2 – Variação da radiação solar em Fortaleza intra-anual e interanual na qual o eixo horizontal representa a evolução no tempo e o vertical a radiação em KWh/m ² /dia.	18
Figura 3 – Temperatura média para as quatro estações sazonais ao longo do território cearense.	20
Figura 4 – Representação do efeito fotovoltaico na célula, evidenciando as camadas tipo <i>p</i> e tipo <i>n</i> , assim como a junção <i>p-n</i>	22
Figura 5 – Componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.	23
Figura 6 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp.	24
Figura 7 – Curva característica I-V representando o efeito da temperatura na célula fotovoltaica, isto é, a diminuição do produto IxV com o aumento da temperatura.	25
Figura 8 – Gráfico da temperatura da célula fotovoltaica em função da irradiância solar ilustrando sua relação proporcionalidade.	29
Figura 9 – Visualização por satélite da instalação fotovoltaica instalada no telhado do LEA-UFC.	36
Figura 10 – Instalação da planta fotovoltaica no telhado do LEA-UFC.	37
Figura 11 – Evolução diária da irradiância em função do tempo para dias caracterizados com baixa, média e alta irradiação.	38
Figura 12 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico com irradiação alta.	43
Figura 13 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico com irradiação média.	44
Figura 14 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico com irradiação baixa.	45
Figura 15 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico para o período seco.	48

Lista de tabelas

Tabela 1 – Condições de testes para definição da temperatura nominal de operação da célula.	28
Tabela 2 – Valores do coeficiente de Ross para diferentes montagens.	31
Tabela 3 – Valores do parâmetro ω para diferentes formas de montagem.	32
Tabela 4 – Características específicas do módulo fotovoltaico relevantes para este estudo	36
Tabela 5 – Segmentação dos dados em tipos de dia segundo diferentes níveis de irradiação diária.	39
Tabela 6 – Segmentação dos dados em períodos do ano.	39
Tabela 7 – Distribuição dos dados segundo os níveis de irradiação alto, médio e baixo.	41
Tabela 8 – Resultado dos testes RMSE e MAE para os quatro modelos nos quais foram aplicados dados segmentados em três níveis de irradiação.	42
Tabela 9 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico com irradiação alta.	43
Tabela 10 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico com irradiação média.	44
Tabela 11 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico com irradiação baixa.	45
Tabela 12 – Distribuição dos dados observados entre período chuvoso e seco.	46
Tabela 13 – Resultado dos testes RMSE e MAE para os quatro modelos nos quais foram aplicados dados segmentados em período seco e chuvoso.	47
Tabela 14 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico do período seco.	48

Sumário

1	Introdução	13
1.1	Justificativa	15
1.2	Objetivos	15
1.2.1	Objetivos Específicos	15
2	Revisão da Literatura	16
2.1	Fatores Meteorológicos	16
2.1.1	Irradiância Solar	16
2.1.2	Clima do Ceará	17
2.1.2.1	Radiação Solar	18
2.1.2.2	Regime de Ventos	18
2.1.2.3	Regime de Chuvas	19
2.1.2.4	Temperatura Ambiente	19
2.2	Tecnologia Fotovoltaica	21
2.2.1	Dopagem e o Efeito Fotovoltaico	21
2.2.2	Componentes dos Módulos Fotovoltaicos	22
2.2.3	Parâmetros Elétricos dos Módulos Fotovoltaicos	23
2.2.4	Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos	25
2.2.5	Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos	25
2.3	Padrões de Ensaio	27
2.3.1	Condições-padrão de Ensaio - STC	27
2.3.2	Temperatura Nominal de Operação da Célula - NOCT	27
2.4	Modelos de Estimação da Temperatura da Célula Fotovoltaica	28
2.4.1	Modelo Padrão NOCT	28
2.4.2	Modelo Ross	30
2.4.3	Modelo Skoplaki	31
2.4.4	Modelo Mattei	32
2.5	Testes de Análise Estatística	33
2.5.1	Raiz do Erro Quadrático Médio	33
2.5.2	Erro Médio Absoluto	34
3	Materiais e Metodologia	35
3.1	Descrição de Dados	35
3.1.1	Dados Meteorológicos	35
3.1.2	Dados de Temperatura do Módulo Fotovoltaico	35
3.2	Metodologia	37
3.2.1	Tratamento de Dados	38

3.2.2	Formas de Análise	38
3.2.3	Implementação	40
4	Resultados e Discussões	41
4.1	Resultados	41
4.1.1	Resultados para uma Segmentação por Irradiação	41
4.1.1.1	Segmentação por Irradiação: Metodologia Geral	41
4.1.1.2	Segmentação por Irradiação: Metodologia de Dia Característico	42
4.1.2	Resultados para uma Segmentação Sazonal	46
4.1.2.1	Segmentação Sazonal: Metodologia Geral	46
4.1.2.2	Segmentação Sazonal: Metodologia de Dia Característico	47
4.2	Discussão	49
4.2.1	Discussão para a Segmentação por Irradiação	49
4.2.2	Discussão para a Segmentação Sazonal	50
4.2.3	Discussão Geral	50
5	Conclusão	51
	Referências	52
	ANEXOS	54

1 Introdução

A energia é um dos principais pilares da sociedade e um importante propulsor de desenvolvimento. Diante disso e de diversas crises nesse setor nas últimas décadas, assim como preocupações com o aumento da poluição e suas consequências, muitos países no mundo vêm explorando a possibilidade de diversificar suas matrizes energéticas. Com isso, as energias renováveis, isto é, provenientes de recursos que são reabastecidos em períodos relativamente curtos, vêm ganhando destaque no cenário mundial.

A energia proveniente do sol se destaca como uma fonte renovável pelo seu grande potencial e vem apresentado um elevado ritmo de crescimento nos últimos anos, tanto no Brasil como no mundo. Sua exploração ocorre através de tecnologias térmicas ou fotovoltaicas (FV). A primeira envolve a utilização da energia solar para o aquecimento de fluidos, enquanto a segunda refere-se a uma conversão direta da luz do Sol em eletricidade, possibilitada pela utilização de materiais semicondutores.

Dentre as diversas tecnologias fotovoltaicas, os mais utilizados são os módulos de silício, com uma representatividade no cenário mundial de 89% (OGBOMO *et al.*, 2017), resultado da sua alta abundância e potencial de eficiência.

Contudo, ainda que a tecnologia FV apresente notável melhoria nos últimos anos, investigações de fatores externos que podem influenciar o desempenho dos módulos, como as condições meteorológicas ou fenômenos naturais, ainda são de considerável interesse. Um dos fatores críticos que afetam negativamente o desempenho dessa tecnologia é o aumento da temperatura das células e, conseqüentemente, dos módulos fotovoltaicos. Chandrasekar *et al.* (2013) mostraram que, sem resfriamento, a eficiência elétrica cai 0,05% para cada aumento de 1 °C da temperatura da célula. Ela é influenciada pela irradiância incidente, mas também por especificidades do módulo e por outros fatores meteorológicos tais como temperatura ambiente, padrões de nuvens, velocidade e direção do vento.

Kaldellis, Kapsali e Kavadias (2014) investigaram o efeito da variação de temperatura na operação de aplicações fotovoltaicas comerciais baseadas em medições *in situ* sob condições climáticas variáveis, observando ainda o efeito da velocidade do vento local nos mecanismos de perda térmica dos módulos FV. Foram coletados e analisados dados externos de um ano para dois sistemas fotovoltaicos comerciais (m-Si) instalados no sul da Grécia, um dos quais estava localizado em um edifício não ventilado e outro em ambiente aberto. Como resultados, foram encontrados coeficientes de temperatura de potência máximos negativos, indicando perda de potência, com valores entre 0,30 e 0,45%/°C. Os valores mais baixos corresponderam aos testes no local ventilado.

Kaplani e Kaplanis (2014) realizaram um estudo comparativo teórico e experimental para a avaliação do coeficiente f , que relaciona a temperatura do módulo com a irradiação incidente no plano do módulo FV e a temperatura ambiente. Foi observada neste coeficiente a influência da velocidade do vento, seu ângulo de incidência e ângulo de inclinação do

módulo. Os resultados experimentais indicam que o f assume valores entre 0,037 e 0,012 m^2K/W dependendo fortemente da velocidade do vento e do seu ângulo de incidência. O f estimado experimentalmente mostrou aumentar ligeiramente com o aumento do ângulo de incidência do vento, particularmente em altas velocidades, implicando que a convecção de calor do módulo PV é menor quando o vento flui quase em paralelo com a superfície fotovoltaica.

Com esses estudos, nota-se que a temperatura da célula é um parâmetro importante que influencia a eficiência de uma instalação fotovoltaica e que a velocidade do vento afeta o seu valor. É necessário, portanto, conhecer e prever o comportamento dessa temperatura de modo a possibilitar dimensionamentos precisos de sistemas FV e maximizar o aproveitamento desse recurso.

Contudo, para a maior parte de instalações FV, medições de temperatura da célula não são realizadas. Para contornar isso, diversos modelos de predição da temperatura nos módulos fotovoltaicos vêm sendo desenvolvidos e estudados.

Skoplaki, Boudouvis e Palyvos (2008) desenvolveram uma correlação semi-empírica para este fim, adaptada para diversas montagens de módulos diferentes. Neste caso, a temperatura é uma função da temperatura ambiente, da irradiância e da velocidade do vento, além de um parâmetro de montagem. Foram encontradas diferenças entre os valores medidos e modelados de 3°C para as condições observadas, podendo chegar a 1,6°C dependendo da montagem.

Um estudo realizado por Mattei *et al.* (2006) propôs e testou alguns modelos para estimação da temperatura de módulos FV baseados no seu balanço de energia. O modelo com melhores resultados apresentou erro quadrático médio de 2,24°C, o que foi considerado satisfatório para um modelo simplificado.

Schwingshackla *et al.* (2013) testaram sete modelos diferentes com dados medidos em Bolzano, Itália. Sua análise foca no efeito de resfriamento do vento nos módulos, comparando o modelo mais tradicional para estimar a temperatura da célula FV, o padrão NOCT, com os demais. Assim, ele verifica que os efeitos do vento são relevantes para essas estimações.

Com esses estudos, percebe-se que é importante determinar a temperatura dos módulos fotovoltaicos e que modelos matemáticos podem ser aplicados para a estimá-la. Com essas considerações, neste trabalho são testados, comparados e analisados quatro modelos de estimação da temperatura de módulos fotovoltaicos: NOCT, Ross, Skoplaki e Mattei. Com o objetivo de validá-los, são utilizados os erros estatísticos RMSE e MAE, nos quais os valores modelados são comparados com medições realizadas em uma localidade em Fortaleza-CE.

1.1 Justificativa

Este trabalho mostra-se relevante ao possibilitar um melhor aproveitamento do recurso solar, com foco específico na cidade de Fortaleza-CE. Visto como não existem muitos estudos para a estimação da temperatura de módulos para a região, esse trabalho possibilita a determinação de modelos apropriados para prever esse parâmetro.

1.2 Objetivos

Este estudo busca aplicar e avaliar o desempenho de modelos de estimação da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos em uma localidade no Ceará ao comparar seus resultados com observações medidas em situ.

1.2.1 Objetivos Específicos

- Aplicar os modelos de estimação da temperatura de células fotovoltaicas utilizando dados meteorológicos de uma localidade em Fortaleza-CE;
- Avaliar o desempenho dos modelos sob diferentes condições meteorológicas e para diferentes períodos do ano;
- Analisar o efeito do vento em modelos de estimação de temperatura de módulos fotovoltaicos;
- Encontrar o modelo que melhor se encaixa às características do local estudado.

2 Revisão da Literatura

Esta seção apresenta as definições e os conceitos relevantes para a compreensão deste estudo. Inicialmente são apresentados certos fatores meteorológicos aplicados na metodologia deste trabalho. Em seguida, são descritos conceitos envolvendo a tecnologia fotovoltaica e finalmente são apresentados os modelos matemáticos analisados, assim como os testes de erros para avaliá-los.

2.1 Fatores Meteorológicos

O clima do local de instalação de módulos fotovoltaicos influencia bastante a produção elétrica, assim como outras características dos módulos como, por exemplo, sua vida útil. Nas subseções seguintes serão apresentados e caracterizados os fatores meteorológicos mais relevantes para a compreensão deste estudo, com o foco no Ceará.

2.1.1 Irradiância Solar

Irradiância representa a quantidade de radiação solar incidente para cada metro quadrado e sua unidade de medida é, portanto, W/m^2 . Seu valor apresenta seu ápice no meio-dia solar. Sua incidência na superfície terrestre varia com o dia do ano e com o horário de cada dia. Isso é consequência direta da inclinação do eixo de rotação da Terra em $23^\circ 27'$ em relação ao plano da órbita terrestre ao redor do Sol e dos seus movimentos de translação e rotação.

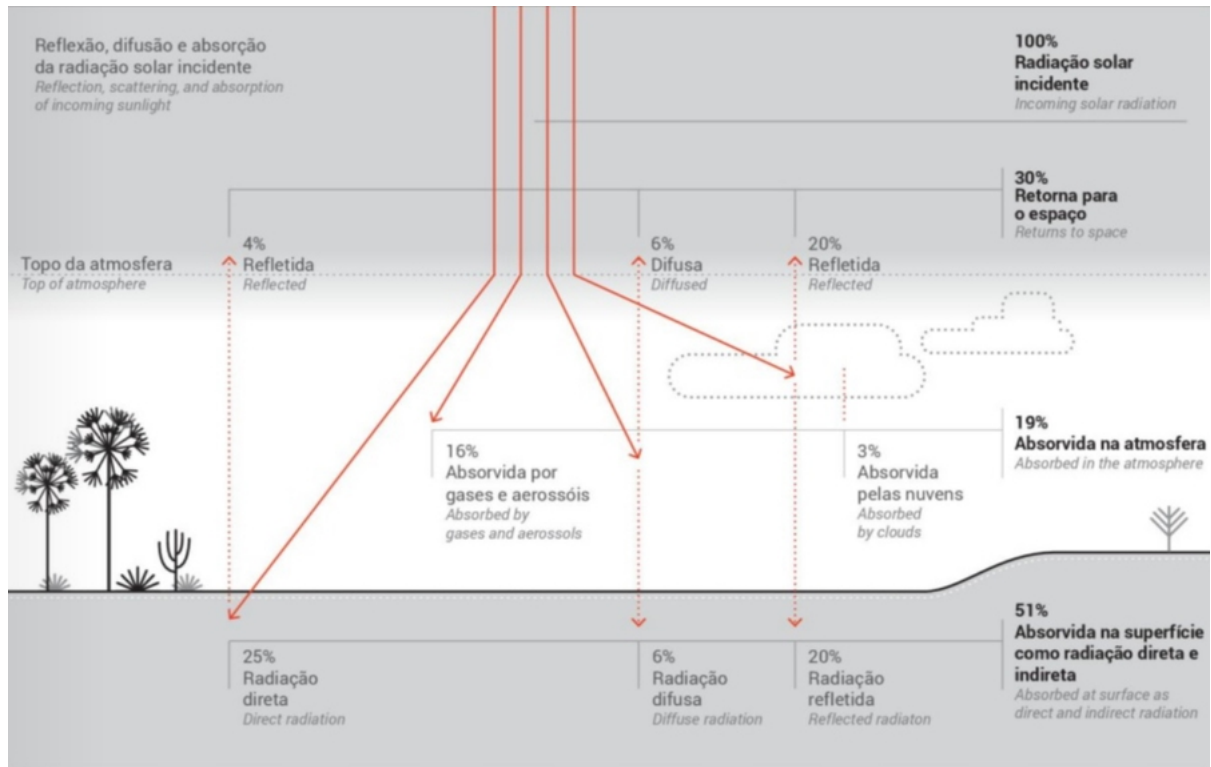
Ao considerar a irradiância em um intervalo de tempo, tem-se então a irradiação, expressa em quantidade de energia por unidade de área, podendo ser, por exemplo, Wh/m^2 caso o período considerado seja de uma hora (CRESESB, 2014).

A quantidade de irradiância solar que alcança a atmosfera terrestre varia entre $1325 W/m^2$ e $1420 W/m^2$. O valor médio é chamado de Constante Solar e está em torno de $1367 W/m^2$.

Contudo, a irradiância solar que chega de fato à superfície sofre influência da atmosfera terrestre. Desse modo, mesmo em um dia ensolarado, uma porção relevante da irradiância extraterrestre é filtrada pela atmosfera, o que faz com que maior irradiância ao nível do solo no plano horizontal seja apenas um pouco mais de $1000 W/m^2$.

Essa diminuição ocorre devido a efeitos de reflexão, absorção e dispersão. A Figura 1 ilustra o trajeto da radiação solar ao atingir a atmosfera, na qual pode-se observar que cerca de 70% da radiação é absorvida na superfície e o restante retorna ao espaço. Nota-se que esses valores variam de acordo com a posição e características locais.

Figura 1 – Balanço da radiação solar ilustrando e quantificando seu caminho e mudanças até chegar na atmosfera.



Fonte: CAMARGO-SCHUBERT (2019)

A irradiância geralmente é expressa em termos de Irradiância Global Horizontal (IGH), representando a taxa de energia total por unidade de área incidente em uma superfície horizontal, englobando a contribuição dos componentes de radiação direta, difusa e refletida (SILVA, 2019). A componente direta da radiação é a parcela que não sofreu absorção e espalhamento, seguindo uma trajetória imaginária direta até chegar à superfície. Já a componente difusa é a parcela recebida nas outras direções, resultado de processos de espalhamento.

Além da IGH, nota-se a Irradiância Total no Plano Inclinado. Ela é a mais utilizada nos estudos que envolvem energia fotovoltaica, uma vez que representa a energia fornecida pelo Sol que pode ser absorvida pelo módulo. Ela é importante para determinar a inclinação ideal dos módulos FV com o objetivo de maximizar a captação de irradiação solar.

Sua medição pode ser realizada por instrumentos específicos tais como piranômetros e actinógrafos.

2.1.2 Clima do Ceará

O Ceará é caracterizado pela presença de dois tipos de climas: tropical úmido e semiárido. Este último detém aproximadamente 93% de seu território, caracterizando o interior do estado. Já o clima tropical mostra-se presente nas regiões litorâneas e nas de

maior elevação.

Em relação à sazonalidade, o primeiro semestre é marcado como o período chuvoso no estado, apresentando maiores índices de nebulosidade e menores velocidades de vento (LIRA; SILVA; ALVES, 2011). A partir de junho, no semi-árido há um aumento da velocidade dos ventos e da radiação solar.

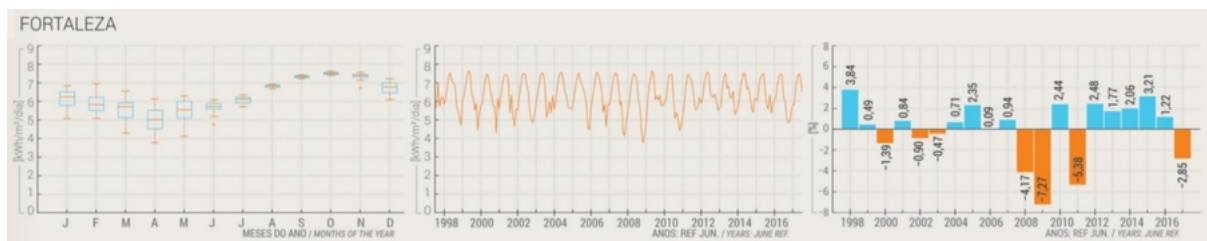
A seguir são descritas as características climáticas do estado mais relevantes para este estudo.

2.1.2.1 Radiação Solar

O Ceará possui um potencial solar excepcional. Segundo CAMARGO-SCHUBERT *et al.* (2019), a média da IGH na maior parte do território do Ceará é de 1900 kWh/m²/ano.

Quanto às suas variações, a partir da análise de diagramas solares, foi observado que as trajetórias anuais do Sol não variam muito ao longo do ano nem entre as localidades analisadas no Ceará. No caso da radiação, não há muitas variações entre as regiões do estado, mas existem variações durante o ano. O mês de outubro se destaca com os maiores níveis de irradiação, enquanto abril apresenta os menores, como ilustrado na Figura 2 para a cidade de Fortaleza. Percebe-se ainda menores níveis de dispersão dos valores de irradiação durante a segunda metade do ano. Ao longo dos anos, há pouca variação no comportamento da radiação. Para Fortaleza, por exemplo, a variação média é de 2,24%.

Figura 2 – Variação da radiação solar em Fortaleza intra-anual e interanual na qual o eixo horizontal representa a evolução no tempo e o vertical a radiação em kWh/m²/dia.



Fonte: CAMARGO-SCHUBERT (2019)

A nebulosidade, contudo, é um fator que influencia significativamente a irradiação incidente na superfície e tem uma forte relação com o regime de chuvas. Ela é influenciada pelo relevo e umidade atmosférica, apresentando maiores índices nas encostas das regiões serranas.

2.1.2.2 Regime de Ventos

O Ceará encontra-se em uma área com contínua circulação de ventos alísios. Eles ocorrem devido a uma diferença de pressão entre o Equador e os polos devido à exposição não uniforme à radiação solar (FERREIRA; MELLO, 2005). Essa diferença de temperatura

e pressão leva à movimentação das massas de ar, orientada por fenômenos resultantes do movimento de rotação da Terra.

Assim, o ar desloca-se estabelecendo uma configuração relativamente permanente. Nas latitudes tropicais e sobre os polos, formam-se centros de alta pressão. Já nas áreas equatoriais e subpolares, formam-se centros de baixa pressão, a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). Parte do ar desce e segue em direção ao Equador em superfície, formando assim os ventos alísios. Devido à força inercial de Coriolis, resultado da rotação da Terra, os ventos alísios são defletidos no sentido oposto desse movimento e segue nas direções de sudeste do Hemisfério Sul e nordeste no Hemisfério Norte (CAMARGO-SCHUBERT *et al.*, 2019).

Além disso, fenômenos de escala regional também influenciam os ventos. Eles ocorrem entre 1 e 10 km de altura, na qual a influência da superfície é maior. Um exemplo desses fenômenos é a brisa marítima, resultado de um gradiente térmico entre o mar e a terra. Sua influência, contudo, é pequena quando comparada aos ventos alísios.

Desse modo, o comportamento da ZCIT é bastante relevante para a caracterização dos ventos na região. A migração da ZCIT faz com que os ventos fiquem mais fracos quando ela se aproxima do estado, o que ocorre nos meses de março a abril. Da mesma forma, eles ficam mais fortes e constantes quando ela se afasta, em agosto e setembro.

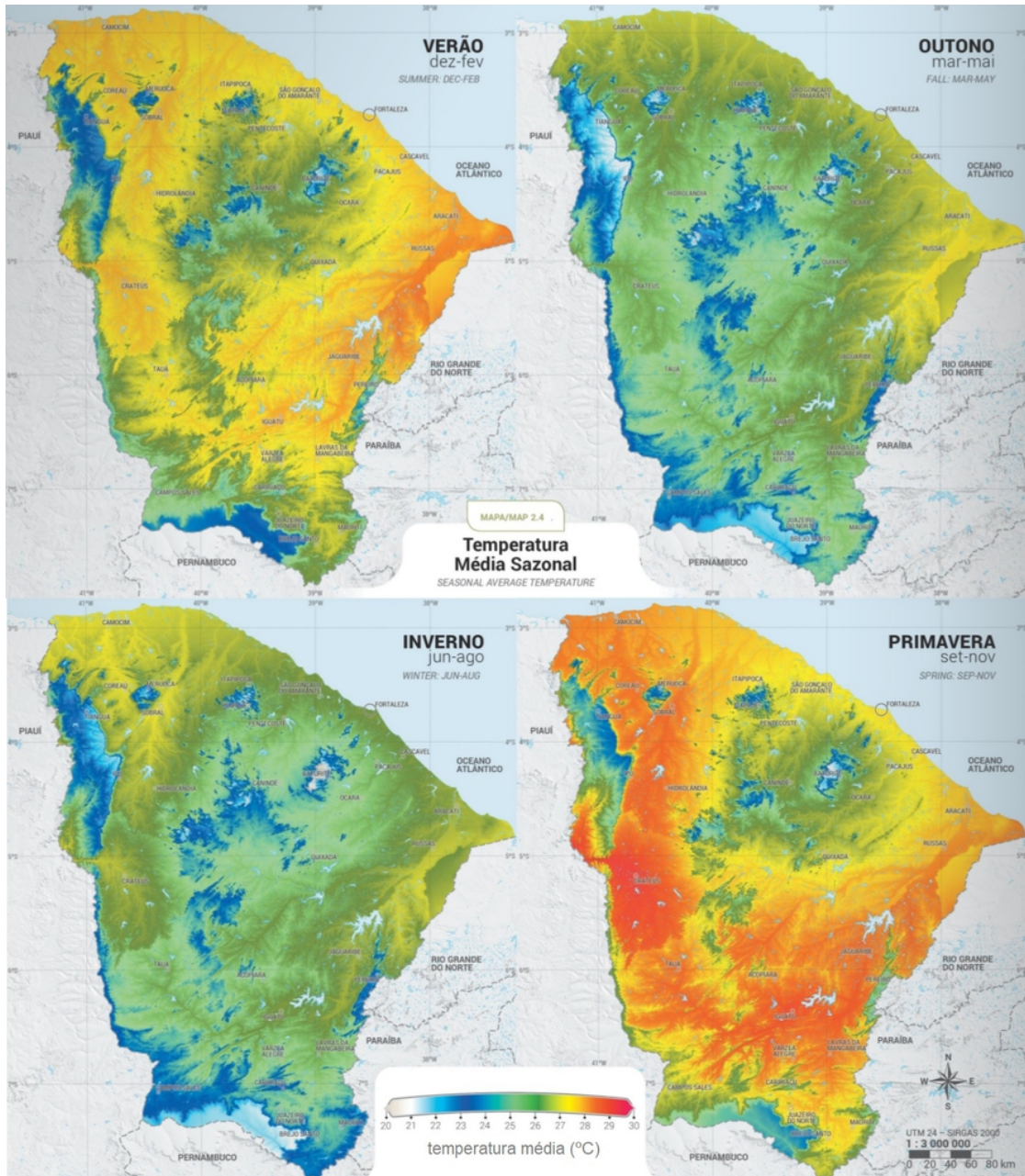
2.1.2.3 Regime de Chuvas

Assim como o vento, o regime de chuvas do Ceará é determinado principalmente pela ZCIT. Nos meses de março e abril, quando ela migra do norte para o sul e está próxima do estado, por ser uma banda de convecção com altos índices de precipitação, ela gera condições favoráveis para a ocorrência de chuvas. Desse modo, esses dois meses possuem as maiores concentrações pluviométricas no ano. Em agosto e setembro, por sua vez, a ZCIT migra para o norte, afastando-se do Ceará e dando início à estação mais seca, na qual se destaca o mês de setembro (FUNCEME, 2014). Regionalmente, os maiores índices de chuva encontram-se no litoral, especialmente na região metropolitana de Fortaleza (CAMARGO-SCHUBERT *et al.*, 2019).

2.1.2.4 Temperatura Ambiente

O Ceará está localizado próximo à linha do Equador. Consequentemente, apresenta baixa variação de temperatura ambiente ao longo do ano e por seu território, com valores médios em torno de 26,5°C. As menores temperaturas médias ocorrem nas regiões mais elevadas, enquanto as maiores são na planície litorânea (CAMARGO-SCHUBERT *et al.*, 2019). A temperatura média ao longo das quatro estações pode ser observada na Figura 3.

Figura 3 – Temperatura média para as quatro estações sazonais ao longo do território cearense.



Fonte: CAMARGO-SCHUBERT (2019)

Ao longo do ano, as temperaturas mínimas são observadas durante o inverno, destacando-se o mês de junho com os menores valores. Já as mais elevadas, assim como as maiores amplitudes térmicas, ocorrem na primavera, no mês de novembro, favorecidas pelo clima seco e níveis mais elevados de radiação solar.

2.2 Tecnologia Fotovoltaica

Os sistemas de geração solar fotovoltaica convertem a energia proveniente da radiação solar que atinge a superfície terrestre em eletricidade. Isso é possível devido aos coletores solares fotovoltaicos, ou módulos, que compõem esses sistemas.

A função de uma célula solar fotovoltaica consiste em converter diretamente a energia solar em eletricidade e a forma mais comum de o fazer é através do efeito fotovoltaico (FREITAS, 2008). Individualmente, uma célula produz apenas uma reduzida potência elétrica, geralmente variando entre 1 e 3 W, com uma tensão menor que 1 Volt. Portanto, a fim de disponibilizar potências maiores, várias células são associadas formando um módulo fotovoltaico.

Nas subseções seguintes serão descritas algumas características das células e módulos fotovoltaicos relevantes para este estudo.

2.2.1 Dopagem e o Efeito Fotovoltaico

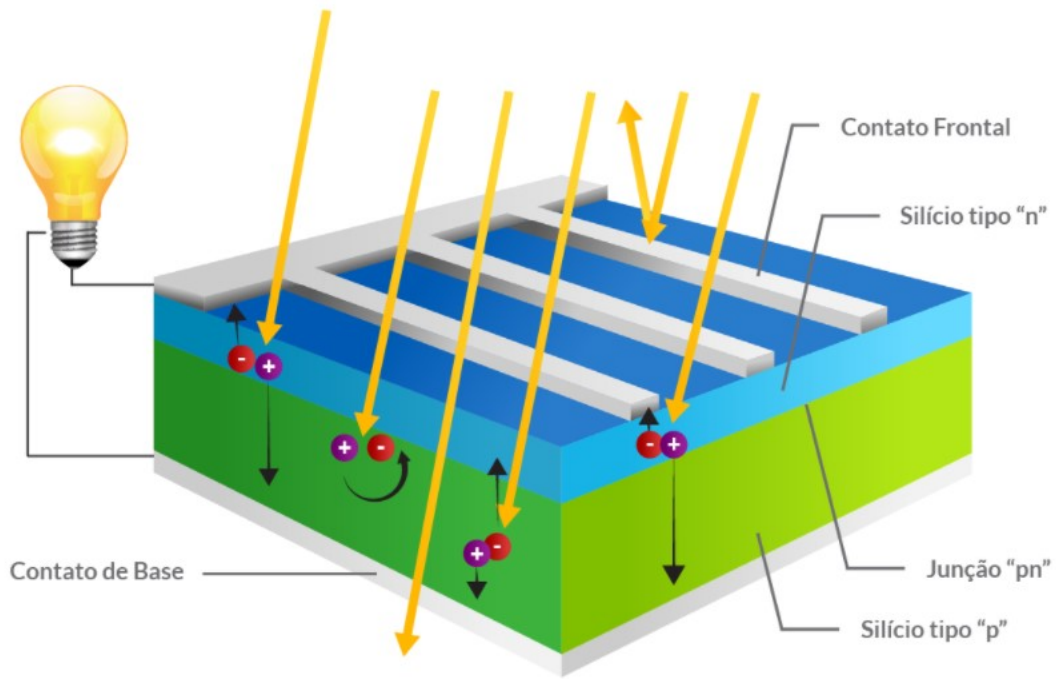
Atualmente, existem diversas tecnologias para a conversão de energia solar em eletricidade. As mais utilizadas são as células fotovoltaicas constituídas de silício, que é um material semicondutor, no qual é possível ocorrer o efeito fotovoltaico (CRESESB, 2014). Esse tipo de material, possui a banda de valência completamente cheia e a banda de condução vazia. Com isso, ao receber fótons de radiação eletromagnética com frequência dentro do espectro da luz visível, os elétrons da banda de valência podem saltar para a banda de condução, produzindo uma corrente elétrica no interior da estrutura cristalina do semicondutor. Quando um elétron deixa o seu lugar de origem, fica um buraco que é preenchido por outro elétron, pelo efeito da recombinação, de modo que o cristal fique eletricamente neutro. Desse modo, o silício puro não é suficiente para gerar eletricidade.

Para contornar isso, são adicionadas ao silício substâncias dopantes, isto é, elementos químicos que atrapalham a ligação atômica do semicondutor. Esse procedimento, conhecido como dopagem, facilita a conversão direta da radiação solar em potência elétrica ao possibilitar uma diferença de potencial entre duas zonas da célula (FREITAS, 2008).

O silício possui quatro elétrons na sua camada de valência e necessita de mais quatro átomos vizinhos para formar uma ligação covalente. A dopagem do silício é realizada utilizando esse fato para criar duas camadas na célula fotovoltaica: as camadas tipo *p* e tipo *n*. Na camada tipo *p* é acrescentada uma substância dopante que possui 3 elétrons de valência, como o boro, de modo a tornar o material positivamente carregado na temperatura ambiente. Logo a camada tipo *n* possui um excesso de cargas negativas devido à inserção de um elemento com 5 elétrons de valência, como o fósforo ou arsênio. Em uma célula fotovoltaica esses dois tipos de semicondutores são unidos e a área dessa junção é chamada junção *p-n*. Nessa região, os elétrons do semicondutor tipo *n* migram para o tipo

p . Essa migração, contudo, é limitada pela formação de um campo elétrico.

Figura 4 – Representação do efeito fotovoltaico na célula, evidenciando as camadas tipo p e tipo n , assim como a junção $p-n$.



Fonte: BLUE SOL ENERGIA SOLAR (2011)

Quando uma célula fotovoltaica é exposta à luz, os fótons são absorvidos pelas partículas dopantes. Uma vez que os fótons forneçam energia suficiente, a ligação entre os elétrons dessas partículas é quebrada e eles são então conduzidos através do campo elétrico da camada tipo p para a tipo n . Isso é o chamado efeito fotovoltaico e está ilustrado na Figura 4.

Quando os terminais de célula são ligados a um circuito externo fechado através de uma carga, uma corrente elétrica é criada. Caso a célula não esteja conectada a nenhuma carga, é obtida uma tensão em circuito aberto.

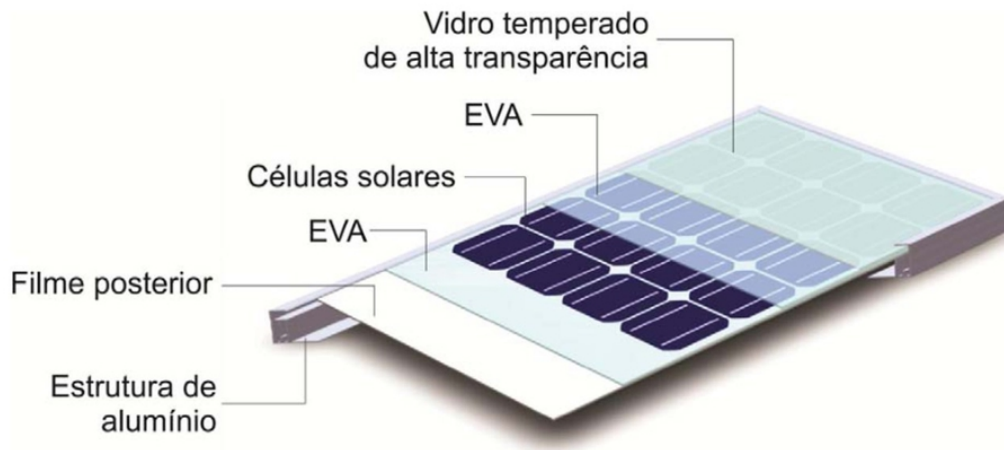
2.2.2 Componentes dos Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é formado através do agrupamento de 36 a 216 células associadas em série ou em paralelo, que são soldadas em tiras e então encapsuladas com o objetivo de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo (CRESESB, 2014).

Os componentes desse encapsulamento são: vidro temperado de alta transparência, acetato-vinilo de etileno, ou EVA (do Inglês *Ethylene Vinyl Acetat*), estabilizado para a

radiação ultravioleta, as células e um filme posterior isolante, organizados como ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.



Fonte: CRESESB (2014)

O papel do vidro é oferecer resistência, rigidez e transmissividade, de modo a minimizar a reflexão e maximizar a transferência da irradiação. A absorvância, reflectância e transmitância deste material, isto é, sua capacidade de absorver, refletir e transmitir a luz solar são características relevantes para a produção de eletricidade. Isso se deve ao fato delas influenciarem a quantidade de radiação que de fato chega às células fotovoltaicas (SIQUEIRA; LIMA; BRASIL JUNIOR, 2020).

Por esse motivo, em estudos da capacidade de geração de módulos, esses fatores entram nos cálculos de balanço energético.

2.2.3 Parâmetros Elétricos dos Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são caracterizados por diversos parâmetros elétricos que são determinados sob condições específicas, geralmente seguindo o padrão STC (seção 2.3.1). De acordo com CRESESB (2014), as principais características elétricas do módulo são:

- Potência máxima – P_{max} : é a potência máxima que pode ser transferida a uma carga, equivalente ao ponto onde o produto entre tensão e corrente é máximo. Corresponde, portanto, à potência máxima de geração do módulo fotovoltaico. Ela é expressada em Watt-pico (Wp).
- Tensão em máxima potência – V_{mp} : corresponde à tensão máxima, ocorrendo na máxima transferência de potência. É a tensão nominal do módulo e é representada em Volt (V).

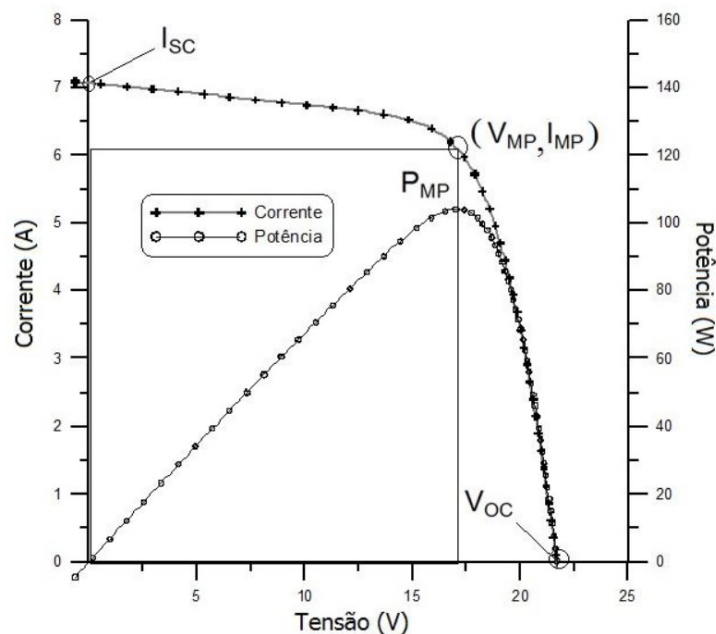
- Tensão em circuito aberto – V_{oc} : equivale ao valor máximo da tensão (V) nos terminais do módulo em condições de circuito aberto que correspondem a uma circulação de corrente com valor nulo e, conseqüentemente, potência nula.
- Corrente em máxima potência – I_{mp} : corresponde à corrente máxima, ocorrendo na máxima transferência de potência. É a corrente nominal do módulo e é representada em Ampère (A).
- Corrente em curto-circuito – I_{sc} : É o valor da corrente (A) máxima nos terminais do módulo em condições de curto-circuito que correspondem à tensão e, conseqüentemente, à potência nula.

A potência máxima é representada pela equação:

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (2.1)$$

Ensaio mais completos para determinar as características de um módulo fazem o traçado da sua curva característica $I-V$. Nesses testes, o módulo é submetido às condições STC e a uma fonte de tensão que varia entre o negativo de poucos *volts* até ultrapassar a tensão de circuito aberto. A Figura 6 ilustra o resultado de um desses ensaios, a curva característica do módulo, na qual pode-se observar os parâmetros comentados acima.

Figura 6 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp.



Fonte: CRESESB (2014)

2.2.4 Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos

A eficiência das células e módulos fotovoltaicos é determinada através da relação entre a potência elétrica gerada e a irradiância solar incidente no módulo. Ela pode ser obtida pela equação:

$$\eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I \cdot A} \times 100 \quad (2.2)$$

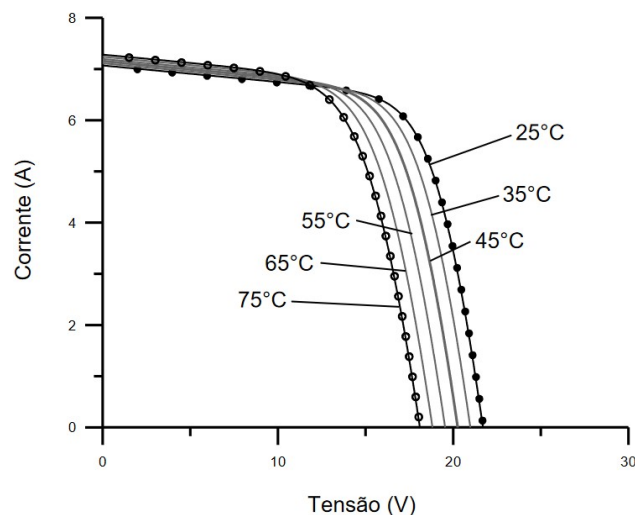
Existem ainda diversos modelos para estimar a eficiência de módulos fotovoltaicos em função de outros parâmetros como, por exemplo, sua temperatura de operação.

Atualmente, a eficiência de módulos comercializados está em torno de 14 a 25% com uma vida útil de 20 a 25 anos. Contudo, esse valor torna-se ainda menor quando o módulo opera em condições diferentes das controladas em laboratório. Isso se deve principalmente à sensibilidade dos módulos a fatores ambientais como temperatura ambiente, umidade relativa, irradiância, velocidade do vento e irradiação ultravioleta, o que pode diminuir bastante sua performance e vida útil (DIDA *et al.*, 2021).

2.2.5 Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos

A temperatura na célula e, conseqüentemente, no módulo fotovoltaico aumenta consideravelmente quando está em funcionamento devido, principalmente, às perdas térmicas que ocorrem durante o processo de conversão da radiação em eletricidade. Normalmente, o módulo funciona a temperaturas de 20 a 30 °C superiores a ambiente, podendo exceder 70 °C (BAGGIO, 2018).

Figura 7 – Curva característica I-V representando o efeito da temperatura na célula fotovoltaica, isto é, a diminuição do produto IxV com o aumento da temperatura.



Fonte: CRESEB (2014)

Essa variação na temperatura tem um efeito positivo na corrente elétrica. Contudo, possui um efeito negativo mais significativo na tensão, de modo que a potência diminui. Esse efeito é evidenciado na Figura 7, na qual se observa que a área do gráfico, equivalente à potência, diminui em temperaturas mais elevadas.

Para facilitar a avaliação e relevância dos efeitos da temperatura nos módulos, são determinados coeficientes de temperatura. Eles são característicos de cada módulo e são obtidos através de testes laboratoriais. Eles dependem de vários fatores, desde materiais a modos de construção do módulo (VILLALVA, 2019). São três coeficientes, expressos pelas unidades %/°C ou %/°K:

- α : representa a variação da corrente de curto-circuito do módulo com a temperatura, sendo determinado pela equação 2.3. Ele assume valores muito pequenos e positivos, representando o aumento da corrente com a temperatura.

$$\alpha = \frac{\Delta.I_{OC}}{\Delta.T_c} \quad (2.3)$$

- β : representa a variação da tensão de circuito aberto do módulo com a temperatura e é sempre negativo, evidenciando a perda de tensão com o aumento da temperatura. Pode ser calculado pela equação 2.4.

$$\beta = \frac{\Delta.V_{SC}}{\Delta.T_c} \quad (2.4)$$

- γ : representa a variação da potência máxima com a temperatura. Ele também é negativo e quanto maior o seu valor, maior será a potência com o aquecimento do módulo. A equação 2.5 mostra como determiná-lo.

$$\gamma = \frac{\Delta.P_{max}}{\Delta.T_c} \quad (2.5)$$

Esses coeficientes geralmente são determinados sob as condições-padrão de ensaios (seção 2.3.1) e fornecidos pelos fabricantes de módulos.

2.3 Padrões de Ensaio

Existem entidades normativas, nacionais e internacionais, que definem padrões baseados em consenso para diferentes tecnologias elétricas. Isso é necessário para garantir a qualidade, segurança, desempenho e durabilidade dos produtos comercializados.

O padrão IEC 61215 (do Inglês *International Electrotechnical Commission*) é um líder global que descreve muitos aspectos que estão em conformidade com os requerimentos da indústria FV. Ele alinha os requisitos das tecnologias de silício para os fabricantes e fornece uma estrutura clara de métodos e técnicas de teste. Um produto ser certificado pelo IEC 61215 significa que ele atende aos requisitos mundialmente necessários para um módulo ter durabilidade, desempenho e segurança requeridos para sua comercialização (PORTAL SOLAR, 2011).

Dentre seus testes, estão inclusos os que definem as características dos módulos sob as Condições-padrão de Ensaio (do Inglês *Standard Test Conditions* – STC) e para a obtenção da Temperatura Nominal de Operação da Célula (do Inglês *Nominal Operating Cell Temperature* – NOCT). Eles são descritos a seguir.

2.3.1 Condições-padrão de Ensaio - STC

Os parâmetros técnicos dos módulos fotovoltaicos são apresentados nas condições-padrão de ensaio, ou condições de referência, nas quais a irradiância solar é de 1000 W/m² com um espectro de massa de ar de 1,5 e a temperatura da célula é de 25°C. Testes laboratoriais são realizados no módulo sob essas condições a fim de determinar seus parâmetros técnicos, que são intrínsecos de cada um.

2.3.2 Temperatura Nominal de Operação da Célula - NOCT

Frequentemente as condições-padrão de ensaio não representam condições operacionais reais. Com isso, as normas definem a temperatura nominal de operação da célula. Ela é a temperatura média na junção da célula FV obtida em circuito aberto e instalada em *rack* aberto e sob as condições especificadas na Tabela 1.

Sob essas condições são determinadas ainda diversos outros parâmetros técnicos, de modo que este é um dos padrões mais utilizados da indústria, uma vez que geralmente se aproximam mais das características verificadas em campo, sendo um parâmetro útil ao comparar o desempenho de diferentes módulos (BHARTI; KUITCHE; TAMIZHMANI, 2009).

Tabela 1 – Condições de testes para definição da temperatura nominal de operação da célula.

Condição:	Valor:
Irradiância	800 W/m ²
Temperatura ambiente	20 °C
Velocidade do vento	1 m/s

Fonte: PORTAL SOLAR (2011)

Essa temperatura, mais conhecida pela sua sigla NOCT, é encontrada em folhas de dados técnicos dos módulos, assim como os parâmetros associados as suas condições de medição. Seu valor geralmente está entre 40 e 50 °C.

2.4 Modelos de Estimação da Temperatura da Célula Fotovoltaica

Modelos de previsão de temperatura de módulos fotovoltaicos podem ser classificados em duas formas, sendo a primeira a abordagem em estado estacionário, na qual todos os parâmetros são considerados independentes no tempo, e a segunda é a abordagem em estado transiente, na qual os parâmetros variam no tempo. Os modelos apresentados neste estudo seguem a abordagem estacionária (TRINURUK; SORAPIPATANA; CHENVIDHYA, 2009).

Dentre os modelos existentes, quatro métodos diferentes foram testados para prever a temperatura dos módulos FV. Em todos os métodos, a temperatura no módulo, a irradiância solar e os parâmetros meteorológicos relevantes foram considerados, assim como dados específicos do módulo aplicado neste estudo.

O primeiro modelo testado é a abordagem padrão, que é mais simplificado e mais comumente utilizado. Ele aborda a temperatura do módulo como uma função apenas da irradiância solar e da temperatura ambiente. Já o segundo é representado por uma equação de linearidade. Nele, critérios de montagem e ventilação são introduzidos por meio da determinação do valor de uma constante. Já o terceiro e quarto modelo, Skoplaki e Mattei respectivamente, acrescentam a velocidade do vento em suas abordagens adicionalmente aos fatores já mencionados.

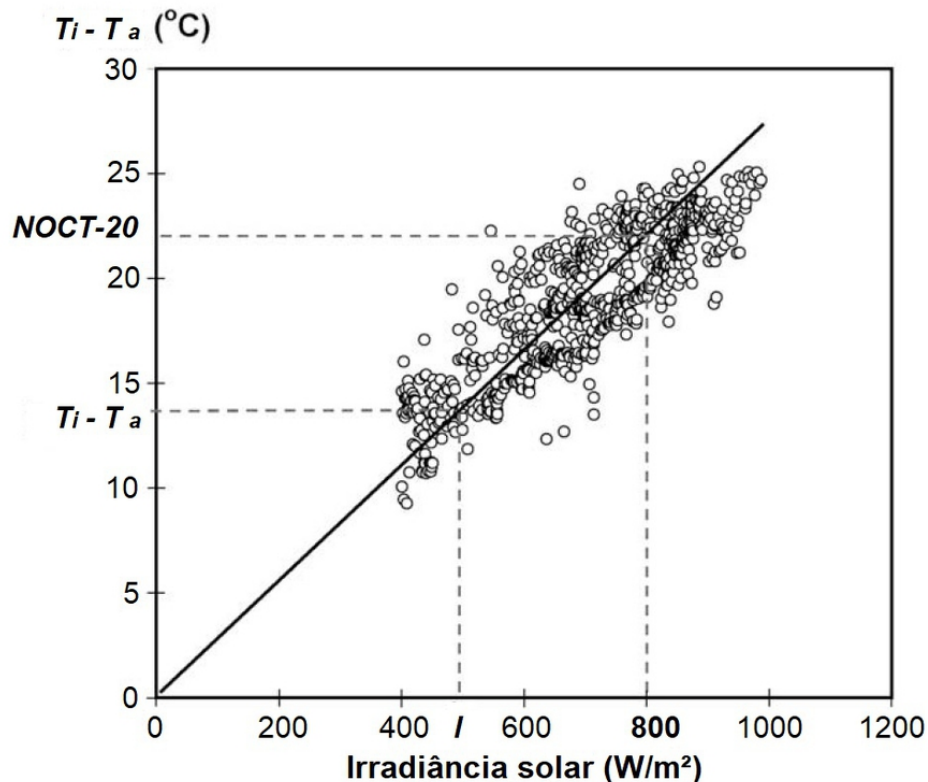
2.4.1 Modelo Padrão NOCT

Esse é o modelo padrão da norma IEC 61 215 para estimar temperatura do módulo utilizando a temperatura *NOCT*.

Neste modelo, considera-se que a intensidade da irradiância solar e os outros parâmetros que afetam o funcionamento dos módulos fotovoltaicos são constantes em um curto período de tempo, normalmente menos de 1 hora, sendo, portanto, uma abordagem em estado estacionário. Com isso, a variação da taxa de perda de calor dos módulos FV para o ambiente é pequena. Portanto, essa taxa de transferência de calor pode ser considerada constante e as temperaturas em cada ponto dos módulos FV são constantes nesse curto intervalo de tempo.

O modelo Padrão NOCT considera os valores NOCT que são inerentes às propriedades de cada módulo FV e são obtidos através de experimentos que seguem padrões específicos, de modo que as condições do ambiente de teste são fixadas (TRINURUK; SORAPIPATANA; CHENVIDHYA, 2009). Com isso, pode-se assumir que a diferença entre a temperatura interna da célula (T_i) e a ambiente (T_a) é linearmente proporcional à irradiância solar no plano da célula (I) como ilustrado pela Figura 8.

Figura 8 – Gráfico da temperatura da célula fotovoltaica em função da irradiância solar ilustrando sua relação proporcionalidade.



Fonte: Adaptado de TINURUK et al. (2009)

Ao considerar as perdas por condução e convecção constantes para uma certa velocidade de vento, os valores *NOCT* podem ser diretamente determinados a partir da correlação entre a temperatura do módulo, temperatura ambiente e irradiância solar através de uma relação de proporcionalidade.

Além disso, se o fundo protetor do módulo FV for fino e com uma baixa resistência térmica, a temperatura interna da célula FV (T_i) é aproximadamente igual à temperatura na superfície traseira do módulo (T_c). Com isso, chega-se à expressão 2.6 com a qual pode-se determinar a temperatura do módulo ou célula ao conhecer o valor *NOCT* (em °C), a temperatura ambiente e a irradiância solar no plano.

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) I \quad (2.6)$$

Uma limitação desse modelo é a considerável perda de precisão quando as condições de instalação se diferem do padrão, principalmente em relação à montagem dos módulos e às condições ambientais, quando estas podem diferenciar bastante entre os dois lados do módulo. Por esse motivo, procuram-se métodos alternativos que sejam mais flexíveis.

2.4.2 Modelo Ross

O modelo desenvolvido por Ross é uma equação explícita (2.7) para a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente e a irradiância no plano do módulo por meio da constante k , chamada de coeficiente de Ross.

$$T_c = T_a + kI \quad (2.7)$$

A constante k representa o aumento da temperatura do módulo acima da ambiente sobre o aumento da radiação solar. Ela é expressada em °C.m²/W ou K.m²/W.

Uma limitação desse modelo é a difícil estimativa de k , especialmente quando os efeitos do vento são relevantes (SKOPLAKI; BOUDOUVIS; PALYVOS, 2008). Contudo, estudos encontraram relações que permitem categorizar qualitativamente o valor de k de acordo com diferentes montagens. A Tabela 2 apresenta esses valores.

Tabela 2 – Valores do coeficiente de Ross para diferentes montagens.

Tipo de montagem	k (K.m ² /W)
Independente	0,021
Telhado plano	0,026
Telhado inclinado: muito ventilado	0,020
Telhado inclinado: levemente ventilado	0,034
Telhado inclinado: altamente integrado e pouco ventilado	0,056
Integrado à fachada: FV transparente	0,046
Integrado à fachada: FV opaco	0,054

Fonte: Adaptada de SKOPLAKI et al. (2008)

2.4.3 Modelo Skoplaki

O modelo descrito por Skoplaki, Boudouvis e Palyvos (2008) parte de um balanço de energia em estado estacionário, para instalações fotovoltaicas independentes, isto é, montadas em uma estrutura própria e não telhados ou outras fachadas. No balanço, a potência elétrica é igual à diferença entre a potência absorvida e a dissipada.

No desenvolvimento deste modelo, considera-se que as perdas por convecção livre e radiação podem ser ignoradas por serem pequenas comparadas às perdas por convecção forçada. Com isso e com a manipulação de variáveis, é possível encontrar a relação semi-empírica representada por (2.8).

$$T_c = T_a + \left(\frac{0,32}{8,91 + 2v_v} \right) I \quad (2.8)$$

Na qual v_v é a velocidade do vento medida em torno de dez metros acima do módulo fotovoltaico sob a condição $v_v > 0$. Essa equação pode ser adaptada para outras montagens de módulos ao aplicar um parâmetro ω , que representa a normalização do parâmetro de Ross, k , em relação ao seu valor para módulos independentes. A Tabela 3 apresenta os possíveis valores de ω para quatro formas de montagens.

Tabela 3 – Valores do parâmetro ω para diferentes formas de montagem.

Forma de montagem	Valor de ω
Independente	1,0
Telhado plano	1,2
Telhado inclinado	1,8 (1,0–2,7)
Fachada integrada	2,4 (2,2–2,6)

Fonte: Adaptada de SKOPLAKI et al (2008)

Aplicando ω em (2.8), encontra-se a equação (2.9) válida para qualquer montagem e velocidades de vento maiores que 0 m/s.

$$T_c = T_a + \omega \left(\frac{0,32}{8,91 + 2v_v} \right) I \quad (2.9)$$

2.4.4 Modelo Mattei

O modelo de Mattei *et al.* (2006) também parte do princípio de um balanço de energia em estado estacionário. Como energia de saída, ele considera a produção elétrica em função da eficiência do módulo (η) e as perdas térmicas do coletor para o ambiente, está última como uma relação entre coeficiente global de transferência de calor (U_{FV}) e a diferença de temperatura da célula com o ambiente, chegando na equação (2.10).

$$\alpha_m \tau I = \eta I + U_{FV} (T_c - T_a) \quad (2.10)$$

Nesta equação, α_m e τ são os coeficientes de absorvância e de transmitância respectivamente. A eficiência pode ser substituída pela equação (2.11).

$$\eta = \eta_{STC} - \mu (T_c - T_{STC}) \quad (2.11)$$

Nesta equação, μ é o produto entre o coeficiente de temperatura de corrente e a eficiência de referência. Substituindo a equação (2.11) em (2.10) encontra-se:

$$T_c = \frac{U_{FV}(v)T_a + I \cdot [\tau \cdot \alpha_m - \eta_{STC}(1 - \alpha_{STC}T_{STC})]}{U_{FV}(v) + \alpha_{STC} \cdot \eta_{STC} \cdot I} \quad (2.12)$$

Neste modelo, $\tau \cdot \alpha_m$ é assumido igual a 0,81. Os valores α_{STC} (coeficiente de temperatura de I_{sc}), T_{STC} e η_{STC} são características do módulo definidas sob as condições-padrão. O coeficiente global de transferência, no que lhe concerne, pode ser determinado através da equação (2.13).

$$U_{FV} = 26,6 + 2,3v \quad (2.13)$$

Nesta equação v é a velocidade do vento no nível do módulo. Contudo, normalmente ela é medida em uma altura maior que a de instalação. A equação (2.14) possibilita uma transformação entre as duas velocidades de vento.

$$v = 0,68v_v - 0,5 \quad (2.14)$$

2.5 Testes de Análise Estatística

Ao aplicar modelos matemáticos para prever comportamentos reais, é normal haver diferenças entre os valores medidos e os modelados. Testes de erros estatísticos permitem quantificar e avaliar esses erros para um conjunto de informações. Portanto, com o objetivo de simplificar a análise do desempenho dos modelos descritos na seção 2.4 foram aplicados os testes estatísticos: Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE) e Erro Médio Absoluto (MAE). Esses testes são descritos a seguir.

2.5.1 Raiz do Erro Quadrático Médio

A raiz do erro quadrático médio, ou RMSE (do Inglês *Root Mean Square Error*), pode ser calculada a partir da equação (2.15). Ao aplicá-lo, supõe que os erros são imparciais e seguem uma distribuição normal, possibilitando, portanto, uma imagem completa da distribuição de erros (CHAI; DRAXLER, 2014).

$$RMSE = \left[\frac{1}{n} \sum_i^n (y_i - x_i)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.15)$$

Nesta equação, n é o número de observações, y_i são os valores observados e x_i é são os valores modelados. Nota-se que este teste eleva os erros ao quadrado. Assim, pesos

diferentes são atribuídos à soma de modo que erros maiores aumentam consideravelmente o RMSE.

O teste é de uma análise de previsão, de modo que, quanto menor o valor do RMSE, maior é a capacidade de o modelo de realizar projeções futuras (SOUSA, 2011).

2.5.2 Erro Médio Absoluto

O erro médio absoluto, ou MAE (do Inglês *Mean Absolute Error*) mede a magnitude média dos erros entre os dados observados e os modelados. Neste teste, todos os erros possuem o mesmo peso, como pode ser observado na equação (2.16).

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_i^n |y_i - x_i| \quad (2.16)$$

Para os resultados, quanto menor o valor do MAE, melhor o modelo se adéqua às observações.

Considerando que não são aplicados pesos aos erros no cálculo do MAE, este teste pode ser mais imparcial que o RMSE, pois, neste caso, o peso dos erros é o mesmo. Desse modo, o MAE será menor ou igual ao RMSE.

3 Materiais e Metodologia

3.1 Descrição de Dados

Para a aplicação dos métodos analisados neste estudo, fizeram-se necessários dados meteorológicos como irradiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento. Além disso, de modo a validar os valores encontrados por meio dos modelos, medições de temperatura de módulos fotovoltaicos em operação foram necessárias. Tais informações que foram aplicadas nesse estudo são descritas a seguir.

3.1.1 Dados Meteorológicos

Os dados meteorológicos utilizados neste trabalho foram medidos pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME) e compreende dados de radiação solar global, temperatura do ar e velocidade do vento a 10 metros de altura com uma periodicidade de uma hora. Essas informações foram coletadas no período de outubro de 2019 a junho de 2020, na estação de Fortaleza, localizada nas coordenadas com longitude 38° 33' 26,514" O e latitude 3° 47' 42,461" S.

As medições foram realizadas por:

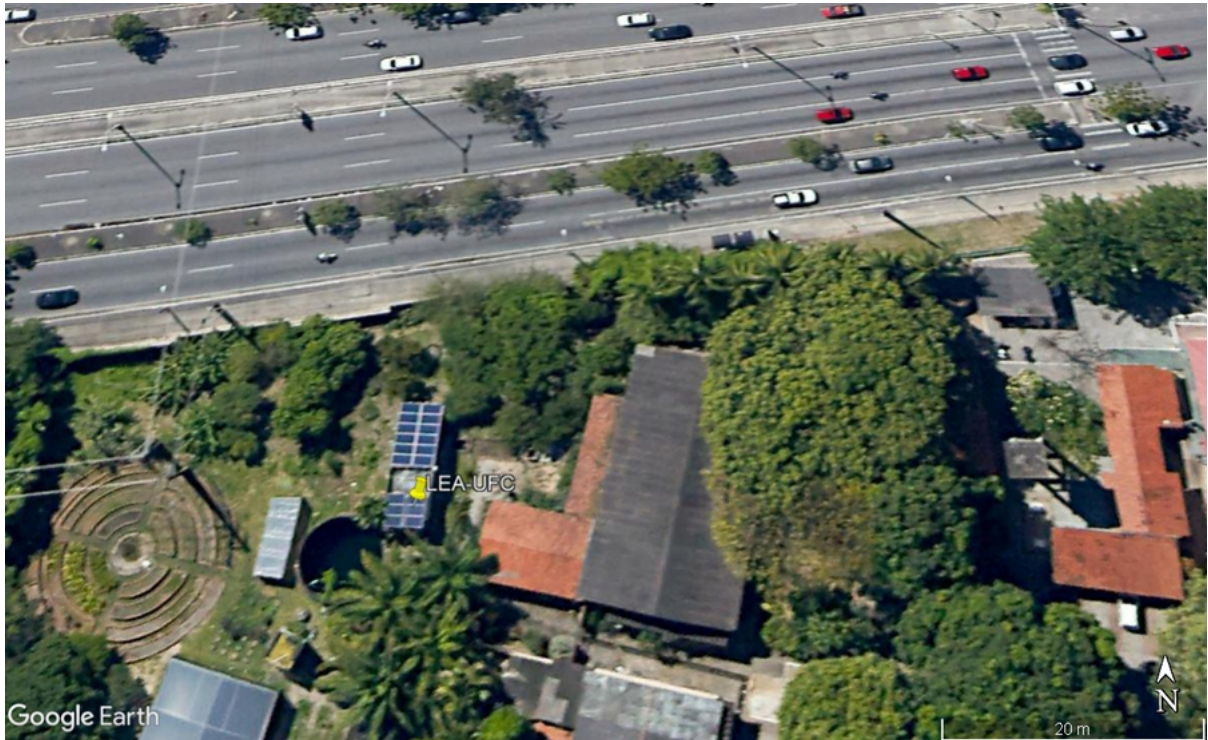
- Radiação solar: um sensor de radiação solar global instalado a dois metros de altura;
- Velocidade do vento: um sensor de direção e velocidade do vento instalado a dez metros de altura;
- Temperatura do ar: uma sonda para temperatura do ar e umidade relativa instalada a dois metros de altura.

Neste estudo é considerado que a Irradiância Horizontal Global pode ser utilizada como aproximação para a irradiância total no plano do módulo. Isso é possível devido à pequena inclinação da instalação de módulos utilizada como referência, de modo que a diferença entre os dois valores pode ser desconsiderada (GÓIS; SOUSA; LEMOS, 2020).

3.1.2 Dados de Temperatura do Módulo Fotovoltaico

Os dados de temperatura do módulo são fundamentais para a validação dos modelos estudados. Nesta pesquisa, esses dados foram fornecidos pelo Laboratório de Energias Alternativas da Universidade Federal do Ceará (LEA-UFC). Eles foram medidos em uma planta fotovoltaica instalada no telhado do laboratório, cujas coordenadas geográficas são: latitude de 3° 44' 15" S e longitude de 38° 34' 22" W. A Figura 9 detalha sua localização, onde é possível observar que a planta se encontra em um ambiente urbano e com vegetação ao redor.

Figura 9 – Visualização por satélite da instalação fotovoltaica instalada no telhado do LEA-UFC.



Fonte: GOOGLE EARTH (2021)

A planta é composta por 12 módulos fotovoltaicos formados por células de silício policristalino do fabricante *Jinko Solar* com potência individual de 330 Wp, compreendendo uma potência total instalada de 3,9 kWp. Os coeficientes de temperatura de corrente (α_{STC}) e eficiência do módulo são mostradas na Tabela 4, assim como seu *NOCT*.

Tabela 4 – Características específicas do módulo fotovoltaico relevantes para este estudo

Parâmetros	Valores STC
Eficiência do Módulo (%)	17,01%
Coefficiente de temperatura de corrente de curto-circuito	0,06%/°C
Temperatura Nominal de Operação da Célula	45±2°C

Fonte: ANEXO A

O sistema está organizado em duas *strings* de seis módulos fotovoltaicos cada, isto é, duas fileiras conectadas em paralelo com seis módulos conectados em série em cada. A instalação é no telhado, como ilustrada na Figura 10.

Figura 10 – Instalação da planta fotovoltaica no telhado do LEA-UFC.



Fonte: CARVALHO et al. (2019)

Os dados de temperatura foram obtidos por meio de sensores presentes em cada módulo conectados a um *datalogger*, cujas informações armazenadas podem ser exportadas para um arquivo no formato *xls*. O período total de medição considerado foi de outubro de 2019 a junho de 2020.

Os dados foram registrados em média cinco vezes a cada dez minutos. A fim ajustá-los de acordo com as medições meteorológicas, disponíveis para cada hora, a média horária dos dados de temperatura dos módulos foi calculada e aplicada para no tratamento e análise.

3.2 Metodologia

Os dados descritos na seção 3.1, que foram tratados antes da sua aplicação, foram introduzidos nos quatro modelos descritos na seção 2.4. A implementados deu-se por meio do programa *RStudio* utilizando a linguagem de programação R para determinar as temperaturas modeladas de módulos fotovoltaicos e comparar seu desempenho. Com a mesma ferramenta, esses valores foram então validados por meio da aplicação dos testes de erros estatísticos RMSE e MAE, nos quais foram utilizados como referência valores de temperatura medidos em laboratório. A metodologia de análise é descrita a seguir.

3.2.1 Tratamento de Dados

Ambos os conjuntos de dados apresentavam descontinuidades e repetições duvidosas. Portanto, foi necessário realizar uma filtragem das informações utilizáveis.

Primeiramente, foi realizada uma limitação do período diário observado. Isso fez-se necessário, pois apenas dados coletados entre 6:00 e 18:00 são interessantes, uma vez que fora desse período a irradiância é considerada nula (BUSSON *et al.*, 2021).

Em seguida, uma análise detalhada foi realizada e os períodos com dados faltando ou incompletos e repetições foram descartados. Com isso, foi possível garantir a confiabilidade das informações analisadas.

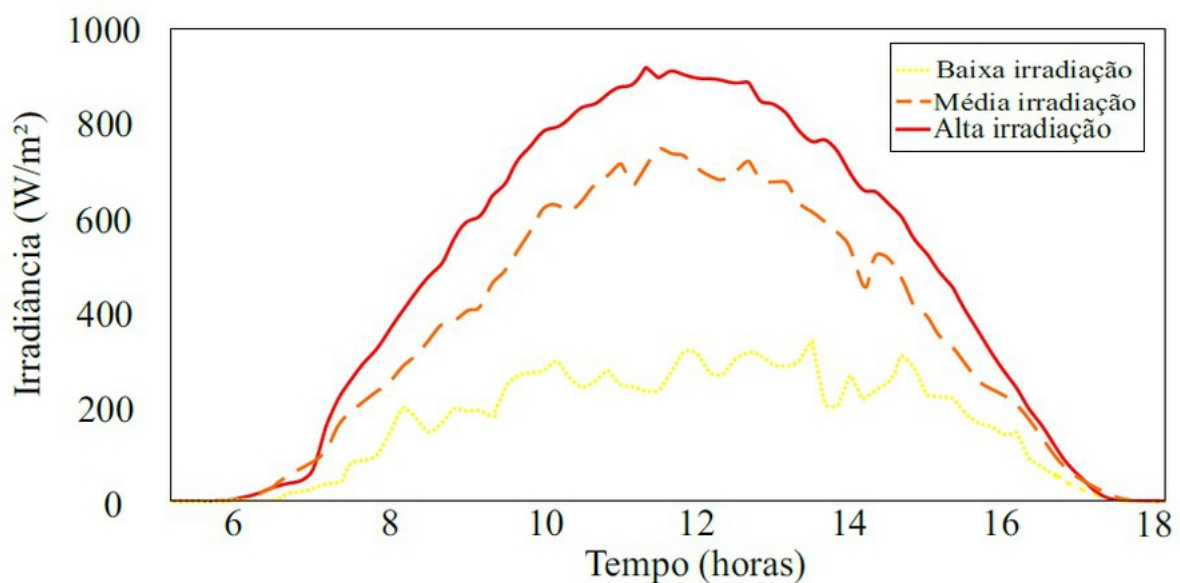
Esse tratamento foi realizado tanto para as medições da temperatura dos módulos, quanto para os dados meteorológicos

Dentre os 12 módulos, o de identificação 01 apresentou melhor continuidade de dados, portanto, foi o conjunto de medições de temperatura considerado na análise.

3.2.2 Formas de Análise

Buscando avaliar a representatividade sob diferentes cenários, os dados passaram por duas formas de segmentação antes de serem aplicados nos modelos. O primeiro é baseado no nível de irradiação diária, conforme mostrado na Tabela 5. Essa categorização foi proposta por Busson *et al.* (2021) e foi determinada considerando a integral das curvas de irradiação, conforme se observa na Figura 11.

Figura 11 – Evolução diária da irradiância em função do tempo para dias caracterizados com baixa, média e alta irradiação.



Fonte: BUSSON *et al.* (2021)

Tabela 5 – Segmentação dos dados em tipos de dia segundo diferentes níveis de irradiação diária.

Classificação segundo a Irradiação	Faixa de irradiação diária
Baixo	0 a 2500 Wh/m ²
Médio	2501 a 5000 Wh/m ²
Alto	Acima de 5000 Wh/m ²

Fonte: Adaptada de BUSSON et al. (2021)

Os dados meteorológicos e de temperatura dos módulos foram segmentados de acordo com essas classificações e horários para só então serem aplicados nos modelos descritos na seção 2.4. Isso foi possível por meio do cálculo da irradiação diária para cada dia observado. Este cálculo foi utilizado apenas para este fim, logo nos módulos foram aplicadas as informações no formato horário.

A segunda forma de segmentação é sazonal, baseada nos meses analisados. Essa divisão foi realizada de acordo com as características climáticas do local estudado, que apresenta dois períodos sazonais representativos: um período chuvoso e outro seco. Desse modo, o período de observação foi segmentado em duas partes, de acordo com a tabela:

Tabela 6 – Segmentação dos dados em períodos do ano.

Identificação do período	Classificação sazonal (meses)
Seco	Out., nov., dez. e jan.
Chuvoso	Fev., mar., abr., mai. e jun.

Fonte: Elaborada pela autora.

Para essas duas formas de segmentação, foram realizadas análises com os dados em dois formatos. O primeiro considera todos os dados válidos como entrada nos modelos, uma metodologia geral; já a segunda forma é representada pelo que é chamado neste estudo de dia característico.

Para determinar esse dia para cada segmento, foi calculada a média das temperaturas medidas do módulo para os diferentes horários considerados a partir de todos os dias do segmento. Por exemplo, foi determinada a temperatura média para o horário de 6h a partir dos dias no segmento, depois foi calcula média para às 7h e assim sucessivamente. Foi encontrando assim um dia de temperaturas médias. Foi então determinado o MAE (seção 2.5.2) entre esse dia médio e cada um dos dias do segmento. Finalmente, o dia característico do segmento é aquele que apresenta o menor erro em relação aos valores médios.

3.2.3 Implementação

Para a realização do tratamento e preparação dos dados, foi utilizado o *software Microsoft Excel*, devido a sua capacidade de facilitar a manipulação de dados.

A principal ferramenta de implementação dos modelos e testes de erros foi o *RStudio*. Trata-se de um ambiente de desenvolvimento integrado para R, uma linguagem estatística e gráfica de programação. Ele se destaca como uma ferramenta de manipulação, análise e visualização de dados (DIDÁTICA TECH, 2020). O *RStudio* facilitou a aplicação da linguagem por meio do seu ambiente visual e de simples utilização.

Com isso, os algoritmos dos modelos foram desenvolvidos e os resultados de temperatura modelados para todos os dias e horários analisados foram exportados para documentos de texto, que foram então implementados no *Excel*, ferramenta escolhida para análise final dos resultados.

Quanto às informações de entrada nos modelos, os valores específicos para este caso foram aplicados. As informações sobre o módulo e instalação apresentadas na seção 3.1.2 e os dados característicos dos padrões STC e NOCT substituíram as constantes nos modelos.

No modelo Mattei, o valor de k escolhido foi de 0,02 K.m²/W para telhado inclinado muito ventilado. Já no modelo Skoplaki, o valor de ω igual a 1,2 para telhados planos foi o que mais se encaixou a este caso.

4 Resultados e Discussões

Esta seção apresenta os resultados, assim como as análises e considerações referentes aos mesmos.

4.1 Resultados

Os resultados são apresentados para as duas formas de segmentação separados em duas seções. Em cada uma, ambas as metodologias apresentadas na seção 3.2.2 foram aplicadas.

4.1.1 Resultados para uma Segmentação por Irradiação

A Tabela 7 mostra que mais da metade dos dias observados apresentam altos níveis de irradiação diária. Enquanto isso, uma parcela muito pequena apresenta baixos níveis. Foram consideradas um total de 2444 observações horárias distribuídas no período entre outubro de 2019 e junho de 2020.

Tabela 7 – Distribuição dos dados segundo os níveis de irradiação alto, médio e baixo.

Classificação segundo a irradiação	Número de observações	Representação
Alto	1612	66%
Médio	663	27%
Baixo	169	7%
TOTAL	2444	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Em seguida, são apresentados os resultados da aplicação dos dados segmentados por irradiação nas duas metodologias analisadas.

4.1.1.1 Segmentação por Irradiação: Metodologia Geral

Os modelos foram aplicados para estimar a temperatura de operação das células para todos os dados considerados observando a classificação quanto a irradiação. Em seguida, foram realizados os testes descritos na seção 2.5 e seus resultados são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultado dos testes RMSE e MAE para os quatro modelos nos quais foram aplicados dados segmentados em três níveis de irradiação.

Teste (°C)	Classificação pela irradiação	NOCT	Ross	Skoplaki	Mattei
RMSE	Alto	7,335	4,086	5,024	4,316
RMSE	Médio	5,463	3,760	5,032	3,721
RMSE	Baixo	3,692	2,570	4,002	2,786
MAE	Alto	5,669	3,149	3,825	3,434
MAE	Médio	4,224	2,845	3,705	2,822
MAE	Baixo	2,829	1,945	3,131	2,150

Fonte: Elaborada pela autora.

Observa-se que os valores de RMSE são maiores que os de MAE, como esperado já que o primeiro coloca um peso maior sobre erros acentuados. Além disso, os resultados RMSE e MAE indicam que, conforme o nível de irradiação diminui, os dados modelados aproximam-se melhor dos valores observados.

Nota-se ainda que o modelo que se adéqua melhor segundo esses testes para irradiação alta e baixa é o Ross, seguido pelo Mattei e então Skoplaki. Já para a irradiação média não há muita diferença entre o Ross e Mattei, este último sendo levemente melhor.

O modelo NOCT apresenta os resultados mais elevados para os níveis alto e médio. Para o nível de irradiação baixo, contudo, Skoplaki apresenta os piores resultados.

Finalmente, o melhor resultado encontrado nesta análise foi para o Ross no nível de baixa irradiação, com RMSE e MAE iguais a 2,570 e 1,945°C, respectivamente.

4.1.1.2 Segmentação por Irradiação: Metodologia de Dia Característico

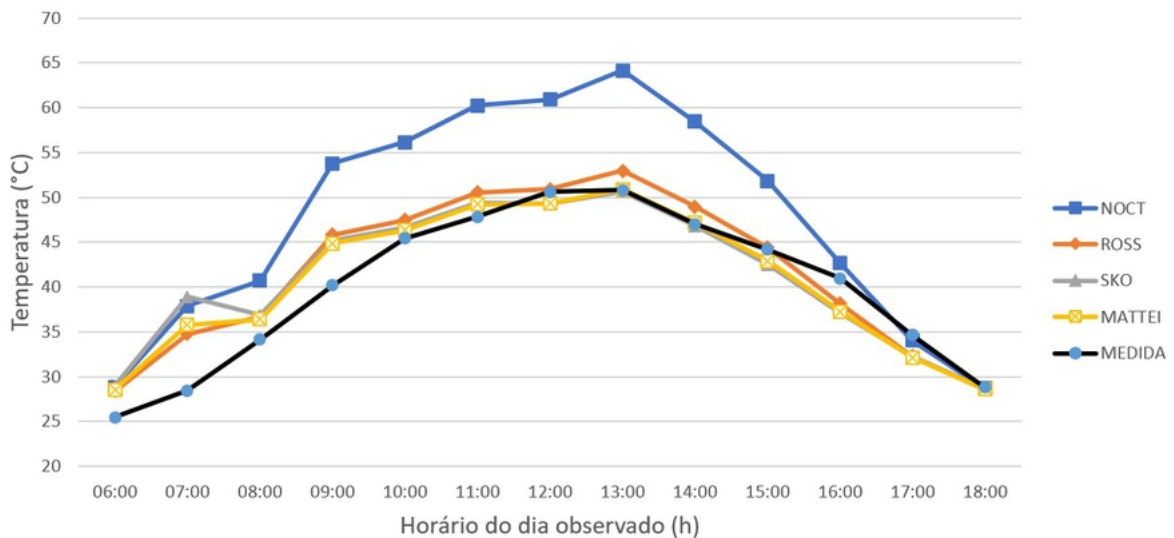
Os dias característicos foram determinados conforme explicado na seção 3.2.2 e os resultados para cada um são apresentados a seguir.

- Dia característico para irradiação alta

Dentre todos os dias com irradiação alta considerados, o mais similar ao médio para essa categoria é o dia 28 de novembro de 2019. Os modelos foram aplicados para prever a temperatura de operação das células e seus resultados são mostrados no gráfico abaixo. Nota-se que o NOCT é o modelo que mais difere dos valores medidos, estimando melhor as temperaturas para horários com irradiância mais baixa. Os demais modelos, contudo, apresentam resultados mais similares à referência.

Observa-se ainda que as temperaturas medidas variam de 25 a 50 °C, aproximadamente.

Figura 12 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico com irradiação alta.



Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 9 apresenta os resultados dos testes para este dia característico. Em ambos os testes, o melhor modelo foi o Mattei. O Ross foi o segundo melhor, com um resultado muito similar ao Mattei para o RMSE. Como observado anteriormente, o NOCT é o modelo mais discrepante considerando esses dois testes, apresentando mais que o dobro de erros comparado aos outros.

Tabela 9 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico com irradiação alta.

Modelos	RMSE(°C)	MAE(°C)
NOCT	9,084	7,784
Ross	3,040	2,476
Skoplaki	3,755	2,634
Mattei	2,987	2,220

Fonte: Elaborada pela autora.

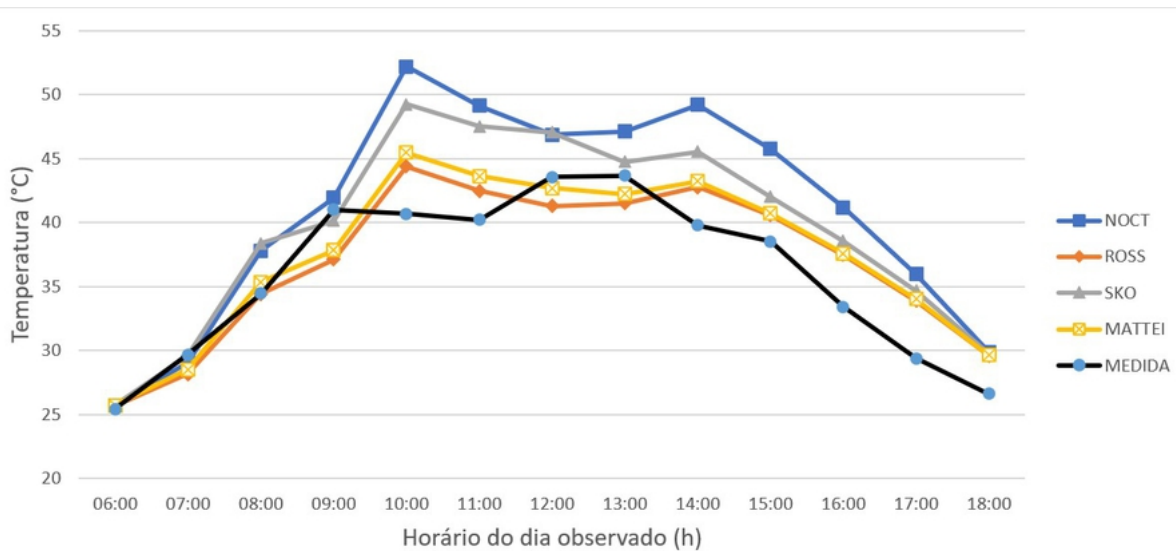
- Dia característico para irradiação média

Dentre os dias com irradiação média, 21 de fevereiro de 2020 foi determinado como o dia característico deste segmento. As temperaturas modeladas e medidas para esse dia

são apresentadas no gráfico a seguir. Percebe-se que os métodos NOCT e Skoplaki estão menos ajustados à curva medida, quando comparado aos outros dois.

Observa-se ainda que a temperatura máxima medida está em torno de 44 °C, enquanto a mínima está próxima de 25 °C.

Figura 13 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico com irradiação média.



Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 10 exibe os resultados dos testes para este dia característico. Para ambos, os modelos Ross e Mattei apresentaram os melhores desempenhos, com o primeiro sendo levemente melhor. O modelo NOCT possui novamente erros mais elevados e discrepantes em relação aos outros.

Tabela 10 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico com irradiação média.

Modelos	RMSE(°C)	MAE(°C)
NOCT	6,215	5,126
Ross	2,834	2,509
Skoplaki	4,513	3,715
Mattei	2,966	2,580

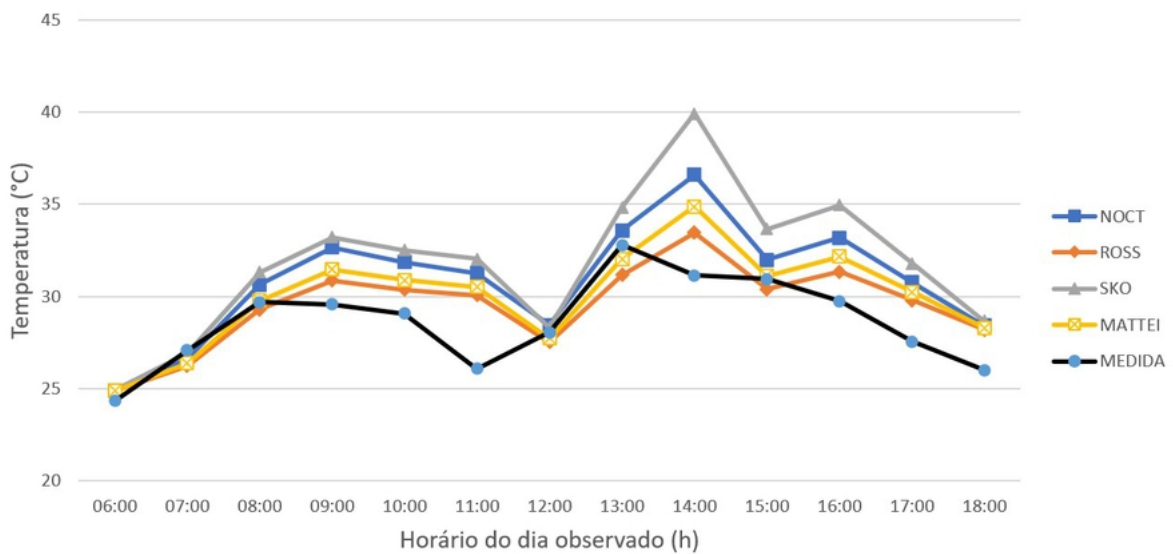
Fonte: Elaborada pela autora.

- Dia característico para irradiação baixa

Para a irradiação baixa, o dia característico encontrado foi 22 de fevereiro de 2020. As temperaturas modeladas e medidas para esse dia são apresentadas no gráfico a seguir. Percebe-se que o modelo Skoplaki está menos ajustado à curva medida que os outros.

Observa-se ainda que a temperatura máxima medida está em torno de 33°C, enquanto a mínima está abaixo de 25°C.

Figura 14 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico com irradiação baixa.



Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 11 exibe os resultados dos testes para este dia característico. Para ambos os testes, o Ross apresentou melhores resultados, seguido pelo Mattei. Além disso, o modelo Skoplaki possui o RMSE e o MAE mais elevado entre os outros para este segmento.

Tabela 11 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico com irradiação baixa.

Modelos	RMSE (°C)	MAE(°C)
NOCT	2,847	2,293
Ross	1,784	1,493
Skoplaki	3,963	3,178
Mattei	2,154	1,678

Fonte: Elaborada pela autora.

Comparando as três classificações, o modelo NOCT apresenta melhores resultados conforme o nível de irradiação diminui, de modo que os erros à irradiação baixa representam menos de um terço dos erros ao nível alto.

O Ross também apresenta melhor desempenho para irradiações mais baixas, com seus erros caindo quase pela metade entre o nível alto e o baixo. Ele foi o modelo que apresentou os menores erros observados, com MAE e RMSE iguais a 1,493 e 1,784°C respectivamente para baixa irradiação.

O Skoplaki, por outro lado, apresenta erros menores para o nível de irradiação alto e erros maiores para o nível médio.

Os melhores resultados para o Mattei foram para a irradiação baixa. Seus RMSE foram similares entre os níveis alto e médio, enquanto seu MAE mostrou-se melhor para irradiação alta.

Finalmente, os maiores e menores valores de erros apareceram na aplicação da metodologia do dia característico, quando comparados à geral.

4.1.2 Resultados para uma Segmentação Sazonal

A Tabela 12 mostra que um pouco mais da metade dos dias observados estão no período seco, de outubro de 2019 a janeiro de 2020. Os demais dados são do período chuvoso, de fevereiro a junho de 2020.

Tabela 12 – Distribuição dos dados observados entre período chuvoso e seco.

Identificação do período	Número de observações	Representação
Seco	1352	55%
Chuvoso	1092	45%
TOTAL	2444	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Em seguida, são apresentados os resultados da aplicação dos dados segmentados sazonalmente nas duas metodologias analisadas.

4.1.2.1 Segmentação Sazonal: Metodologia Geral

Os modelos foram aplicados para estimar a temperatura de operação das células para todos os dados considerados observando a classificação quanto ao período climático do ano. Em seguida, foram realizados os testes de erros e seus resultados são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultado dos testes RMSE e MAE para os quatro modelos nos quais foram aplicados dados segmentados em período seco e chuvoso.

Teste (°C)	Classificação pelo período do ano	NOCT	Ross	Skoplaki	Mattei
RMSE	Seco	7,405	4,099	5,212	4,394
RMSE	Chuvoso	5,635	3,668	4,634	3,634
MAE	Seco	5,615	3,125	4,030	3,489
MAE	Chuvoso	4,418	2,808	3,391	2,796

Fonte: Elaborada pela autora.

O período chuvoso apresenta melhor desempenho segundo ambos os testes para todos os modelos.

Nota-se também que o modelo que se adéqua melhor ao período seco é o Ross, enquanto para o período chuvoso, os melhores são Ross e Mattei, que mostram resultados similares. O modelo NOCT apresenta os piores resultados comparado aos outros.

O melhor resultado encontrado nesta análise foi para o Mattei para o período chuvoso, com RMSE e MAE iguais a 3,634 e 2,796 °C, respectivamente.

4.1.2.2 Segmentação Sazonal: Metodologia de Dia Característico

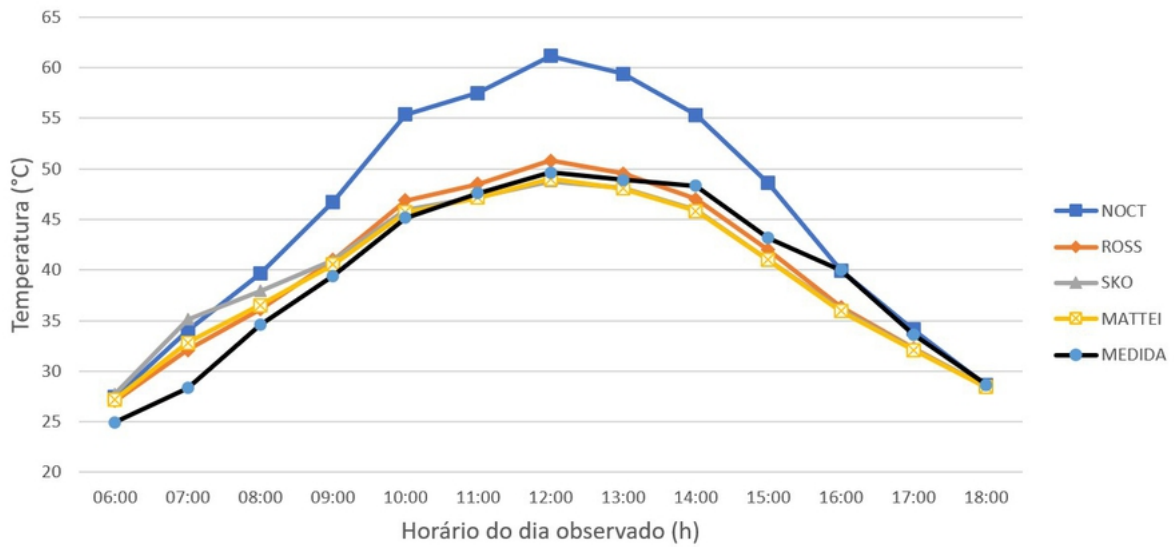
Os dias característicos foram determinados conforme explicado na seção 3.2.2 e os resultados para cada um são apresentados a seguir.

- Dia característico para o período seco

Para os dados do período seco, o dia característico encontrado foi 30 de novembro de 2019. As temperaturas modeladas e medidas para esse dia são apresentadas no gráfico a seguir. Percebe-se que o modelo NOCT, novamente, está menos ajustados à curva medida que os outros.

Observa-se ainda que a temperatura máxima medida está em torno de 50 °C, enquanto a mínima, em torno de 25 °C.

Figura 15 – Evolução das temperaturas medida e modeladas ao longo do dia característico para o período seco.



Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 14 exibe os resultados dos testes para este dia característico. Para ambos os testes, o Ross apresentou melhores resultados, seguido pelo Mattei. O modelo NOCT apresentou mais que o dobro e às vezes o triplo comparado aos outros.

Tabela 14 – Apresentação dos testes de erros estatísticos para os quatro modelos aplicados para o dia característico do período seco.

Modelos	RMSE(°C)	MAE(°C)
NOCT	7,032	5,826
Ross	1,909	1,625
Skoplaki	2,730	2,100
Mattei	2,172	1,747

Fonte: Elaborada pela autora.

- Dia característico para o período chuvoso

Para os dados do período chuvoso, o dia característico encontrado foi 21 de fevereiro de 2019, o mesmo que o dia característico para o nível médio de irradiação. Seus resultados, portanto, já foram apresentados na seção 4.1.1.2.

Na análise geral, os melhores resultados de todos os modelos foram para o período chuvoso. Comparando os resultados dos dois segmentos para os dias característicos, o NOCT apresenta melhor desempenho no período chuvoso, enquanto para o outros modelos, isso ocorre para o período seco.

O Ross foi o método que apresentou os menores erros observados, com RMSE e MAE iguais a 1,909 e 1,625 °C respectivamente para o período seco.

Finalmente, o maior valor de RMSE apareceu na metodologia geral, sendo 7,032 °C para o NOCT. Já para o MAE, o maior erro foi na análise de dia característico, sendo 5,826 °C para o mesmo modelo. Já os menores erros foram para a metodologia de dia característico, com RMSE e MAE iguais a 1,909 e 1,625 °C, obtidos com o Ross para o período seco.

4.2 Discussão

Nesta seção, serão realizadas considerações sobre os resultados apresentados.

4.2.1 Discussão para a Segmentação por Irradiação

A partir dos resultados da segmentação por irradiação, observa-se que o clima do Ceará é caracterizado por alta e média irradiação durante o período observado. Isso significa que em 93% dos dias da amostra, o Ceará apresentou uma irradiação maior que 2500 Wh/m² e para 66%, ela esteve acima de 5000 Wh/m².

Em seguida, ao aplicar a metodologia geral nesta segmentação, nota-se que os métodos utilizados apresentam melhores resultados para níveis de baixa irradiação. Isso pode indicar que eles não sejam os mais adequados para o clima do Ceará, cujos níveis de irradiação são predominantemente elevados. Esses resultados poderiam ser devido à natureza do modelo em si, ligado ao nível de irradiância, ou mesmo o produto das considerações para as perdas térmicas em cada modelo. De outro ponto de vista, esse resultado também pode estar conectado à possível baixa efetividade da convecção em temperaturas mais elevadas.

Quanto ao desempenho dos modelos, observa-se que, no geral, Ross e Mattei apresentaram os melhores resultados considerando as duas metodologias, enquanto o NOCT resultou em valores maiores de erros.

Considerando os valores de MAE e comparando-os com a temperatura *NOCT* (45 °C), isto é, dividindo o erro pela temperatura, nota-se que o erro do método NOCT é de mais de 10% para a irradiação alta e quase esse valor para irradiação média, enfatizando sua inadequação a este cenário do Ceará. Fazendo essa comparação para os outros métodos, observa-se eles estão abaixo de 10% para o caso geral.

Essa mesma análise pode ser feita para a metodologia de dia característico considerando a máxima temperatura medida no dia (50, 44 e 33 °C respectivamente para alta, médio e baixa irradiação). Novamente, com exceção do NOCT, os erros dos demais métodos estão abaixo de 10% para todos os casos. Isso indica uma boa adequação desses métodos ao clima do Ceará.

4.2.2 Discussão para a Segmentação Sazonal

Considerações similares às da seção anterior podem ser realizadas a partir dos resultados para a segmentação sazonal. Para este caso também, os melhores métodos foram Mattei e Ross e o período para o qual os modelos se encaixam melhor é o chuvoso.

Através de uma análise de comparação entre os valores MAE e a temperatura *NOCT*, observa-se que, com exceção do método *NOCT*, os demais apresentam erros relativos de menos de 10%. O mesmo se aplica a uma comparação utilizando a temperatura máxima dos dias característicos.

4.2.3 Discussão Geral

No geral, os erros entre as duas formas de segmentação foram similares. Os resultados indicam que ambas as formas de segmentação foram eficientes para realizar as análises.

O fato de RMSE ser maior o MAE indica a existência de erros com valores mais acentuados que outros. Essa diferença, contudo, não se mostrou muito discrepante do esperado para os resultados obtidos.

Os modelos que se encaixaram melhor aos cenários estudados foram o Ross e Mattei. Em adição a isso, como mostrado na seção 2.4, o *NOCT* não considera os efeitos do vento no seu modelo. No Mattei, por outro lado, a velocidade do vento é incluída na determinação do coeficiente global de transferência de calor e no Ross os efeitos de ventilação são considerados na determinação da constante k . Em adição a isso, o Skoplaki também considera a velocidade do vento na sua expressão e apresentou resultados melhores que o *NOCT*. Isso indica que, de fato, é relevante considerar os efeitos do vento ao estimar a temperatura de células fotovoltaicas.

Finalmente, observando o ajuste das curvas de temperatura, observa-se que ele é melhor para irradiância alta e período seco. Para os demais níveis e período chuvoso, há maiores discrepâncias nos valores principalmente em declives de temperatura. Isso pode indicar que são necessárias melhorias nos modelos para condições de maior nebulosidade.

5 Conclusão

A temperatura dos módulos fotovoltaicos é um fator importante e seu aumento influencia na eficiência e, conseqüentemente, na produção de energia fotovoltaica. Ela, portanto, deve ser considerada no planejamento de sistemas FV.

Através das metodologias e formas de segmentação aplicadas, foi possível realizar as seguintes conclusões:

- Os modelos foram aplicados com dados meteorológicos medidos em Fortaleza-CE. Com exceção do método NOCT, os demais apresentaram bons resultados para este estudo de caso, com RMSE máximo de 5,212°C e mínimo de 1,784°C entre os diversos cenários observados e MAE entre 1,493 e 3,825°C.
- Analisando os modelos sob diferentes condições, foi encontrado que os resultados dos métodos são melhores para níveis de irradiação menores. Em relação ao período do ano, o seco conseguiu obter desempenhos mais positivos em uma análise por dia característico.
- O único método que não considera características do vento na sua determinação é o NOCT e este apresentou os maiores erros em quase todos os casos. Com isso, pode-se concluir que o vento é um fator importante a se considerar ao prever a temperatura de células fotovoltaicas.
- Entre os modelos analisados, os que apresentaram melhor desempenho foram o Ross e o Mattei, entres os quais o primeiro se destaca por sua maior simplicidade.

Finalmente, os resultados encontrados para os modelos Mattei, Ross e Skoplaki podem ser considerados satisfatórios. Contudo, o fato deles se encaixarem melhor para a irradiação mais baixa, enquanto o caso analisado é mais caracterizado por níveis altos e médios, sugere que resultados melhores possam ser obtidos com uma melhor otimização desses modelos, seja para a irradiação ou para os demais fatores do clima local.

Um estudo do efeito da efetividade da convecção forçada para as temperaturas mais elevadas de módulos FV pode contribuir para um melhor ajuste e versatilidade dos modelos a locais com características similares às observadas neste trabalho. Outra possível forma de melhoria seria uma melhor parametrização da forma de inclusão das considerações relacionadas à perda de calor dos módulos. Um passo seguinte a esse estudo seria a aplicação dessas temperaturas para estimar a eficiência dos módulos.

Com isso, conclui-se que mais estudos podem ser realizados para aprimorar os métodos de previsão da temperatura de módulos fotovoltaicos.

Referências

- BAGGIO, N. **What's the temperature coefficient of a photovoltaic panel?** 2018. Disponível em: <https://www.futurasun.com/en/2018/11/06/temperature-coefficient/>. Acesso em: 02/08/2021.
- BHARTI, R.; KUITCHE, J.; TAMIZHMANI, M. G. Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Effects of module size, loading and solar spectrum. In: **2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 001657 – 001662.
- BUSSON, B. O. *et al.* Experimental Assessment and Modeling of a Floating Photovoltaic Module with Heat Bridges. **IEEE Latin America Transactions**, v. 19, n. 12, p. 2079 – 2086, 2021.
- CAMARGO-SCHUBERT *et al.* **Atlas Eólico e Solar: Ceará**. Fortaleza, 2019.
- CHAI, T.; DRAXLER, R. R. Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? – Arguments against avoiding RMSE in the literature. **Geoscientific Model Development**, v. 7, p. 1247 – 1250, 2014.
- CHANDRASEKAR, M. *et al.* Passive cooling of standalone flat PV module with cotton wick structures. **Energy Conversion and Management**, v. 71, p. 43 – 50, 2013.
- CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.
- DIDA, M. *et al.* Experimental investigation of a passive cooling system for photovoltaic modules efficiency improvement in hot and arid regions. **Energy Conversion and Management**, v. 243, 2021.
- DIDÁTICA TECH. **A linguagem R**. 2020. Disponível em: <https://didatica.tech/a-linguagem-r/>. Acesso em: 02/08/2021.
- FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. da S. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região nordeste do Brasil e a influência dos oceanos pacífico e atlântico no clima da região. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 1, n. 1, Dezembro 2005. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/revistaabclima/article/view/25215/16909>.
- FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. 2008. 93 p. Dissertação (Engenharia Industrial) — Instituto Politécnico de Bragança.
- FUNCEME. **Sistemas Atmosféricos Atuantes Sobre o Nordeste**. 2014. Disponível em: <http://www.funceme.br/?p=967>. Acesso em: 03/08/2021.
- GÓIS, P. I. de 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**. 2020. 9 p. Monografia (Bacharelado em ciência e tecnologia) — Universidade federal rural do semiárido.
- KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M.; KAVADIAS, K. A. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. **Renewable Energy**, v. 66, p. 612 – 624, 2014.

KAPLANI, E.; KAPLANIS, S. Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of PV module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination. **Solar Energy**, v. 207, p. 443 – 460, 2014.

LIRA, M. A. T.; SILVA, E. M. da; ALVES, J. M. B. Estimativa dos recursos eólicos no litoral cearense usando a teoria da regressão linear. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, n. 3, Setembro 2011.

MATTEI, M. *et al.* Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. **Renewable Energy**, v. 31, n. 4, p. 553 – 567, 2006.

OGBOMO, O. O. *et al.* A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 1225 – 1238, 2017.

PORTAL SOLAR. **O Certificado do Pannel Solar – Saiba O Que Você Esta Comprando**. 2011. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/o-certificado-do-pannel-solar---saiba-o-que-voce-esta-comprando.html>. Acesso em: 03/08/2021.

SCHWINGSHACKLA, C. *et al.* Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation. **Energy Procedia**, v. 40, p. 77 – 86, 2013.

SILVA, F. dos santos. **Dimensionamento de sistema solar fotovoltaico conectado à Rede (on grid) para abastecimento de uma microcervejaria artesanal com consumo em baixa tensão**. 2019. 86 p. Monografia (Engenharia de Energias Renováveis) — Universidade Federal do Ceará.

SIQUEIRA, M. B. B. de; LIMA, A. M. C.; BRASIL JUNIOR, A. C. P. Balanço térmico de painel fotovoltaico – um estudo experimental. In: **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Fortaleza: [s.n.], 2020.

SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A.; PALYVOS, J. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, n. 11, p. 1393 – 1402, Maio 2008.

SOUSA, R. C. de. **Análise e comparação de sete métodos numéricos utilizados na determinação dos parâmetros da curva de Weibull aplicados aos dados de velocidade do vento coletados na cidade de Paracuru e Camocim-CE**. 2011. 83 p. Dissertação (Engenharia Mecânica) — Universidade federal do Ceará.

TRINURUK, P.; SORAPIPATANA, C.; CHENVIDHYA, D. Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand. **Renewable Energy**, v. 34, n. 11, p. 2515 – 2523, 2009.

VILLALVA, M. **Efeito da temperatura nos módulos fotovoltaicos mono e policristalinos**. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/efeito-da-temperatura-nos-modulos-fotovoltaicos-mono-e-policristalinos/>. Acesso em: 02/08/2021.

Anexos

ANEXO A – FOLHA DE DADOS TÉCNICOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO JINKO SOLAR 330PP-72

www.jinkosolar.com

JinKO Solar
Building Your Trust in Solar

JKM330PP-72 315-330 Watt

Módulo Fotovoltaico POLI Cristalino

Tolerância Positiva de 0/+3%

Fábrica certificada: ISO9001:2008, ISO 14001:2004, OHSAS18001
Produto certificado: IEC61215, IEC61730



(4BB)



Principais Características



Célula Solar 4 Busbar:

A célula solar 4 busbar adota nova tecnologia para melhorar a eficiência dos módulos, oferecer uma melhor aparência estética, tornando-o perfeito para a instalação da cobertura.



Alta Potência de Saída:

Módulo Policristalino de 72 células atinge saída de até 330Wp.



Garantia Anti-PID:

Degradação de potência do módulo Eagle causada pelo efeito PID é garantida sob condições 60 C /85% RH em produção em massa.



Performance com pouca luz:

Vidro avançado e textura da célula solar permitem uma excelente performance em ambientes com pouca luz.



Resistência Mecânica:

Certificado para suportar cargas de vento (2400 Pascal) e cargas de neve (5400 Pascal).



Durabilidade em condições climáticas extremas:

Durabilidade em ambientes com muito sal e amônia certificados por TUV NORD.



Coefficiente de temperatura:

Coefficiente de temperatura melhorado diminui a perda de potencia durante altas temperaturas.



GARANTIA LINEAR DE PERFORMANCE

10 anos garantia de produto • 25 anos garantia linear de Performance

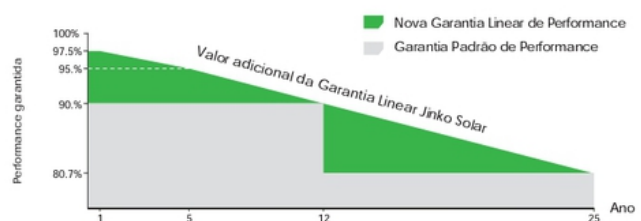
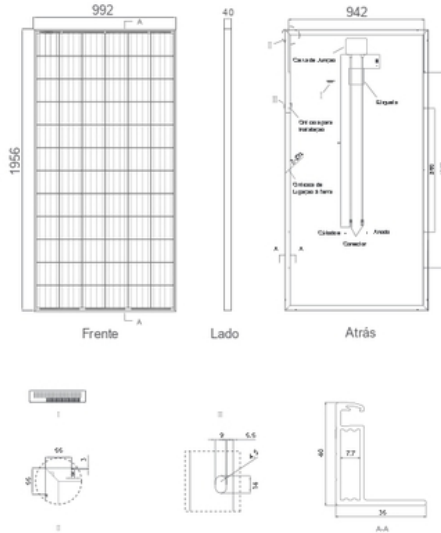


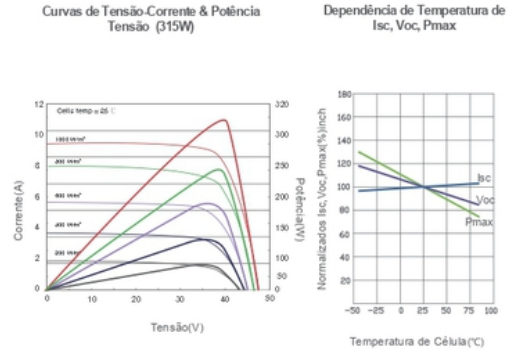
Diagrama Esquemático



Configuração de Embalagem

(Duas caixas = Uma paleta)
 25 peças/caixa, 50 peças/paleta, 600 peças/40'HQ Recipiente

Performance Elétrica & Dependência com Temperatura



Características Mecânicas

Tipo de Célula	Poly Crystalline 156x156mm (6 inch)
Número de células	72 (6x12)
Dimensões	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)
Peso	26.5 kg (58.4 lbs.)
Vidro Frontal	4,0 mm, Alta Transmissão, Baixo Ferro, Vidro Temperado
Moldura	Liga de Alumínio Anodizado
Caixa de Junção	IP67 Rated
Cabos de conexão	TUV 1x4,0 mm², Comprimento: 900 mm

ESPECIFICAÇÕES

Tipo de Módulo	JKM315PP		JKM320PP		JKM325PP		JKM330PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência Máxima (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp
Tensão Máxima(Vmp)	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V
Máxima Corrente (Imp)	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V
Tensão de Curto circuito (Isc)	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A
Eficiência do Módulo (%)	16.23%		16.49%		16.75%		17.01%	
Temperatura de Operação(°C)	-40°C~+85°C							
Tensão Máxima do Sistema	1000VDC (IEC)							
Máxima Amperagem do Fusível	15A							
Tolerância de potência	0~+3%							
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.40%/°C							
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.30%/°C							
Coefficientes de temperatura de Isc	0.06%/°C							
Temperatura Nominal de Operação da Celula (NOCT)	45±2°C							

STC: ☀ Irradiação 1000W/m² 📏 Temperatura do Módulo 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiação 800W/m² 📏 Temperatura do Módulo 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Velocidade do vento 1m/s

* Tolerância de Potência Medida: ± 3%

A empresa se reserve ao direito de explicar qualquer das informações presentes neste documento. PT-MKT-330PP_v1.0_rev2016