

INSTITUTO FEDERAL  
DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
Bahia

Campus  
Vitória da Conquista



# COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - **COEEL**

## PROJETO FINAL DE CURSO - PFC

Análise do potencial solar no município de Vitória da  
Conquista, Bahia: um estudo comparativo

**MURILO MOREIRA XAVIER**

Vitória da Conquista-BA

07 de junho de 2024

**MURILO MOREIRA XAVIER**

**Análise do potencial solar no município de Vitória da Conquista, Bahia: um estudo comparativo**

Projeto Final de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, *campus* Vitória da Conquista, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

**Orientador:** Dr. Rafael Rocha da Silva

**Coorientador:** Me. Elvio Prado da Silva

Vitória da Conquista-BA

07 de junho de 2024

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELO SISTEMA DE BIBLIOTECAS DO IFBA, COM OS  
DADOS FORNECIDOS PELO(A) AUTOR(A)

X3a Xavier, Murilo Moreira.

Análise do potencial solar no município de Vitória da Conquista, Bahia: um estudo comparativo / Murilo Moreira Xavier; orientador Prof. Dr. Rafael Rocha da Silva; coorientador Prof. Me. Elvio Prado da Silva -- Vitória da Conquista: IFBA, 2024.

65 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) -- Instituto Federal da Bahia, 2024.

1.Potencial solar. 2.Geração fotovoltaica. 3.Irradiação solar. 4.SunData. I.Silva, Rafael Rocha da, orient. II.Silva, Elvio Prado da, coorient. III.TÍTULO.

CDU:621.3

## FICHA

### FOLHA DE APROVAÇÃO PFC

#### ANÁLISE DO POTENCIAL SOLAR NO MUNICÍPIO DE VITÓRIA DA CONQUISTA, BAHIA: UM ESTUDO COMPARATIVO

MURILO MOREIRA XAVIER

A presente Monografia de Projeto Final de Curso (PFC), apresentada em sessão realizada em **07 de junho de 2024**, foi avaliada como adequada para a obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista, julgada **aprovada** em sua forma final pela Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, Campus Vitória da Conquista.

#### BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Rafael Rocha da Silva (Orientador)  
IFBA campus Vitória da Conquista

Me Elvio Prado da Silva (Coorientador)  
IFBA campus Vitória da Conquista

Prof. Me. Eleilson Santos Silva  
IFBA campus Vitória da Conquista

Prof. Me. Luciano Ferraz dos Santos Silva  
IFBA campus Vitória da Conquista

Vitória da Conquista - Bahia,

07 de junho de 2024



Documento assinado eletronicamente por **ELVIO PRADO DA SILVA, Professor Efetivo**, em 07/06/2024, às 14:03, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **RAFAEL ROCHA DA SILVA, Professor(a) do Ensino Básico, Técnico e Tecnológico - EBTT**, em 07/06/2024, às 14:54, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **ELEILSON SANTOS SILVA, Professor(a) do Ensino Básico, Técnico e Tecnológico - EBTT**, em 07/06/2024, às 15:11, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **LUCIANO FERRAZ DOS SANTOS SILVA, Professor(a) do Ensino Básico, Técnico e Tecnológico - EBTT**, em 07/06/2024, às 16:57, conforme decreto nº 8.539/2015.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site [http://sei.ifba.edu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&acao\\_origem=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ifba.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&acao_origem=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0) informando o código verificador **3558230** e o código CRC **9116A839**.

*Dedico este trabalho a Olimpio Pires Xavier (in memoriam).*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, pelas bênçãos incessáveis em minha vida.

Aos meus pais, Orlando e Marta, e aos meus irmãos, Nájla e Marcos, pelo amor incondicional, base da minha força.

A Marcelino, por sempre me incentivar a realizar os meus sonhos.

Ao IFBA, pelo ensino de qualidade, especialmente, aos meus orientadores, Elvio e Rafael, pela paciência, dedicação e empenho.

A Bárbara e Mayara pela amizade e parceria inestimáveis.

A João, Graci e Táxi pelo acolhimento e afago.

A todos que passaram por mim durante esta caminhada. Muitíssimo obrigado!

# RESUMO

O conhecimento do potencial solar de determinada localidade é fundamental para a otimização do dimensionamento de sistemas de geração fotovoltaica. Em relação ao Brasil, a cobertura de redes solarimétricas é relativamente pequena em vista da extensão territorial do país. Desse modo, os programas para estimativa da irradiação solar, ainda que questionados a respeito das incertezas quanto aos dados fornecidos, são uma alternativa muito utilizada. Diante do exposto, o presente trabalho buscou verificar se os dados teóricos de irradiação solar fornecidos pelo programa SunData do CRESESB são adequados com dados de irradiação solar obtidos experimentalmente, a partir de medições de irradiância realizadas no município de Vitória da Conquista-BA nos meses de outubro a dezembro de 2023. Além disso, objetivou-se determinar a irradiação solar por meio de medições de corrente de curto circuito em um módulo fotovoltaico e comparar os dados obtidos com os valores medidos com um solarímetro, a fim de validar os dados utilizados, bem como analisar o comportamento da irradiância solar em diferentes ângulos e orientações. A comparação entre os valores médios mensais de irradiação solar obtidos experimentalmente e os dados teóricos fornecidos pelo programa SunData mostrou valores de irradiação solar para os meses de outubro e novembro com uma variação percentual dentro da faixa de variação de cerca de 20% existente entre as diferentes fontes de dados de potencial solar disponíveis atualmente. O mês de dezembro exibiu uma variação maior, porém ainda considerada razoável, diante das limitações da coleta de dados realizada. A irradiância calculada a partir da corrente de curto circuito do módulo apresentou uma boa aproximação à irradiância medida com o solarímetro. Em relação ao comportamento da irradiância solar em diferentes ângulos e direções notamos a influência tanto da geometria Sol-Terra como das características climáticas do local de estudo.

**Palavras-chave:** Potencial solar, Geração fotovoltaica, Irradiação solar, Irradiância solar, SunData.

# ABSTRACT

The knowledge of the solar potential of a specific location is crucial for optimizing the sizing of photovoltaic generation systems. In the case of Brazil, the coverage of solar radiation networks is relatively limited considering the country's vast territorial expanse. Therefore, programs for estimating solar irradiation, although questioned regarding uncertainties about the provided data, are widely used alternatives. In light of this, the present study aimed to verify if the theoretical solar irradiation data provided by the SunData program of CRESESB are consistent with experimentally obtained solar irradiation data from measurements of irradiance conducted in Vitória da Conquista, Bahia, during the months of October to December 2023. Additionally, the study aimed to determine solar irradiation through short-circuit current measurements on a photovoltaic module and compare the obtained data with measurements from a pyranometer to validate the data used, as well as analyze the behavior of solar irradiance at different angles and orientations. The comparison between the monthly average experimental solar irradiation values and the theoretical data provided by the SunData program showed solar irradiation values for October and November within a percentual variation range similar to the approximately 20% variation among different solar potential data sources currently available. December exhibited a slightly higher variation but was still considered reasonable given the limitations of the data collection. The irradiance calculated from the short-circuit current of the module closely approximated the irradiance measured with the pyranometer. Regarding the behavior of solar irradiance at different angles and directions, the study observed influences from both the Sun-Earth geometry and the climatic characteristics of the study site.

**Keywords:** Solar potential, Photovoltaic generation, Solar irradiation, Solar irradiance, SunData.

# Lista de Figuras

2.1	Estrutura do Sol. . . . .	6
2.2	Órbita da Terra em torno do Sol e declinação solar. . . . .	7
2.3	Ilustração dos ângulos $\theta_Z$ , $\alpha$ e $\gamma_S$ , representando a posição solar em relação ao plano horizontal. . . . .	8
2.4	Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao plano horizontal: ângulos $\beta$ , $\gamma$ , $\gamma_S$ e $\theta$ . . . . .	8
2.5	Determinação do Ângulo Horário do Sol. . . . .	8
2.6	Variação da irradiância extraterrestre efetiva ( $G_{0,ef}$ ) ao longo do ano. . . . .	9
2.7	Processos de interação da radiação solar com os constituintes atmosféricos. . . . .	10
2.8	Componentes da irradiância solar incidente em uma superfície. . . . .	11
2.9	Efeito fotovoltaico em uma célula solar de silício. . . . .	14
2.10	Circuito representativo de uma célula fotovoltaica. . . . .	16
2.11	Curva característica de uma célula de silício sob condições-padrão de ensaio: comportamento da corrente em relação à tensão elétrica. . . . .	16
2.12	Curva característica de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de irradiância. . . . .	17
2.13	Curva característica de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura. . . . .	18
2.14	Apresentação dos dados no SunData 3.0. . . . .	20
3.1	Direcionamento do suporte de madeira na orientação Norte com o auxílio de uma bússola. . . . .	25
3.2	Verificação do nivelamento do suporte em relação à superfície horizontal com um nível de madeira. . . . .	25
3.3	Vista frontal do sistema de medição de irradiância solar. . . . .	26
3.4	Vista lateral do sistema de medição de irradiância solar. . . . .	26
3.5	Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano horizontal (ângulo igual a $0^\circ$ ) e direção Norte. . . . .	27
3.6	Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano inclinado (ângulo igual a $12^\circ$ ) e direção Norte. . . . .	27

3.7	Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano inclinado (ângulo igual a 15°) e direção Norte. . . . .	27
3.8	Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano inclinado (ângulo igual a 28°) e direção Norte. . . . .	27
4.1	Irradiância medida e irradiância calculada em função da corrente de curto-circuito. . . . .	29
4.2	Irradiância média no plano inclinado 0° e direções Norte, Sul, Leste e Oeste. . . . .	30
4.3	Irradiância média no plano inclinado 12° e direções Norte, Sul, Leste e Oeste. . . . .	31
4.4	Irradiância média no plano inclinado 15° e direções Norte, Sul, Leste e Oeste. . . . .	31
4.5	Irradiância média no plano inclinado 28° e direções Norte, Sul, Leste e Oeste. . . . .	32
4.6	Irradiância média na direção Norte e inclinações iguais a 0°, 12°, 15° e 28°. . . . .	33
4.7	Irradiância média na direção Sul e inclinações iguais a 0°, 12°, 15° e 28°. . . . .	34
4.8	Irradiância média na direção Leste e inclinações iguais a 0°, 12°, 15° e 28°. . . . .	34
4.9	Irradiância média na direção Oeste e inclinações iguais a 0°, 12°, 15° e 28°. . . . .	35
4.10	Curva da irradiação solar a 0°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 22/12/23. . . . .	36
4.11	Curva da irradiação solar a 12°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 15/12/23. . . . .	37
4.12	Curva da irradiação solar a 15°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 01/12/23. . . . .	37
4.13	Curva da irradiação solar a 28°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 09/12/23. . . . .	38
4.14	Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-BA - Sundata01. . . . .	39
4.15	Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-BA - Sundata02. . . . .	39
4.16	Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-BA - Sundata03. . . . .	40

4.17 Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-BA nos meses de outubro a dezembro, calculada a partir das medições realizadas. . . . .	41
4.18 Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 0°N. . . . .	43
4.19 Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 12°N. . . . .	44
4.20 Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 15°N. . . . .	44
4.21 Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 28°N. . . . .	45

# Lista de Tabelas

3.1	Especificações geográficas dos locais onde foram realizadas as medições. . . . .	24
4.1	Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 0°N. . . . .	42
4.2	Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 12°N. . . . .	42
4.3	Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 15°N. . . . .	42
4.4	Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 28°N. . . . .	43

# Glossário: Símbolos e Siglas

Notação	Descrição	Páginas
$G$	Irradiância Solar	12, 17, 18
$G_0$	Constante Solar (1.367 W/m <sup>2</sup> )	9
$G_{0,ef}$	Irradiância extraterrestre ou Irradiância extraterrestre efetiva	ix, 9
$G_{ALB}$	Irradiância devido ao albedo	12
$G_{DIF}$	Irradiância Difusa	12
$G_{DIR}$	Irradiância Direta	12
$G_{HOR}$	Irradiância Global	12
$G_{STC}$	Irradiância solar nas condições-padrão de teste (1.000 W/m <sup>2</sup> )	17
$G_{TOT}$	Irradiância Total	12
$H$	Irradiação Solar	12
$H_{DIF}$	Irradiação Difusa	12
$H_{DIR}$	Irradiação Direta	12
$H_{HOR}$	Irradiação Global	12
$H_{TOT}$	Irradiação Total	13
$I$	Irradiação Solar	12
$I_L$	Corrente causada pela incidência da luz	15
$I_{DIF}$	Irradiação Difusa	12
$I_{DIR}$	Irradiação Direta	12
$I_{HOR}$	Irradiação Global	12

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
$I_{MP}$	Corrente de máxima potência	16
$I_{SC,STC}$	Corrente de curto-circuito nas condições-padrão de teste	17
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito	16
$I_{TOT}$	Irradiação Total	13
$I_{rev}$	Corrente de saturação reversa do diodo	15
$K_t$	Coeficiente térmico do módulo fotovoltaico ( $^{\circ}C/W \cdot m^{-2}$ )	18
$P_{MP}$	Máxima potência da célula fotovoltaica	16
$R_P$	Resistência em paralelo	15
$R_S$	Resistência em série	15
$T_{FV}$	Temperatura absoluta das células (K)	15
$T_{amb}$	Temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )	18
$T_{mod}$	Temperatura do módulo ( $^{\circ}C$ )	18
$V_{MP}$	Tensão de máxima potência	16
$V_{OC,STC}$	Tensão de circuito aberto nas condições-padrão de teste	17
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto	15
$V_{OC}(T)$	Tensão de circuito aberto para uma temperatura diferente da STC	17
$\alpha$	Elevação Solar	ix, 7, 8
$\beta$	Inclinação da superfície de captação	ix, 7, 8
$\delta$	Declinação Solar	6
$\gamma$	Ângulo Azimutal da Superfície	ix, 7, 8
$\gamma_S$	Ângulo Azimutal do Sol	ix, 7, 8
$\omega$	Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular	8
$\rho$	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura ( $\%/^{\circ}C$ )	18
$\theta$	Ângulo de incidência	ix, 7, 8

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
$\theta_Z$	Ângulo Zenital	ix, 7, 8
$\varepsilon$	Excentricidade	6
$d$	Dia juliano (contado de 1 a 365 a partir de 1 de janeiro)	9
$k$	Constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$ J/K)	15
$n$	Fator de idealidade do diodo	15
$q$	Carga elementar do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$ C)	15
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	1
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre	19, 20
CENSOLAR	Centro de Estudos de Energia Solar	19
COEEL	Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do IFBA campus Vitória da Conquista	i
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito	2, 4, 19, 38, 47
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia	21
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais	19–21
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia	20, 21
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios	19
SONDA	Sistema de Organização de Dados Ambientais	21
STC	Standard Test Condition	17, 28

# Sumário

<b>Folha de Rosto</b> . . . . .	<b>ii</b>
<b>Ficha Catalográfica</b> . . . . .	<b>iii</b>
<b>Folha de Aprovação</b> . . . . .	<b>iv</b>
<b>Resumo</b> . . . . .	<b>vii</b>
<b>Abstract</b> . . . . .	<b>viii</b>
<b>Lista de Figuras</b> . . . . .	<b>ix</b>
<b>Lista de Tabelas</b> . . . . .	<b>xii</b>
<b>Glossário: Símbolos e Siglas</b> . . . . .	<b>xiii</b>
<b>1 Introdução</b> . . . . .	<b>1</b>
1.1 Objetivo Geral . . . . .	3
1.1.1 Objetivos Específicos . . . . .	3
1.2 Justificativa . . . . .	4
<b>2 Referencial Teórico</b> . . . . .	<b>5</b>
2.1 O Sol . . . . .	5
2.1.1 Geometria Sol-Terra . . . . .	6
2.1.2 Radiação Solar . . . . .	8
2.1.3 Energia solar fotovoltaica . . . . .	13
2.1.3.1 Módulo Fotovoltaico . . . . .	14
2.2 Programa SunData . . . . .	19
2.2.1 Base de dados . . . . .	20
2.2.1.1 Modelo BRASIL-SR . . . . .	21
<b>3 Metodologia</b> . . . . .	<b>22</b>
3.1 Classificação da Pesquisa . . . . .	22

---

3.2	Caracterização do objeto de estudo . . . . .	23
3.3	Materiais e Equipamentos . . . . .	24
3.4	Métodos . . . . .	24
<b>4</b>	<b>Resultados e Discussões . . . . .</b>	<b>28</b>
4.1	Validação dos dados . . . . .	28
4.2	Influência da orientação e da inclinação na captação da irradiância .	29
4.3	Determinação da Irradiação Solar no município de Vitória da Conquista	35
4.4	Comparação entre os dados experimentais e os dados teóricos . . .	38
<b>5</b>	<b>Considerações Finais . . . . .</b>	<b>46</b>
<b>6</b>	<b>Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .</b>	<b>48</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>49</b>

# Capítulo 1

## Introdução

Nos últimos anos, a geração fotovoltaica de energia elétrica vem crescendo de forma acentuada, à medida que os países buscam diversificar suas matrizes energéticas e reduzir a dependência de fontes de energia não renováveis e poluentes, como os combustíveis fósseis. Estima-se que do ano de 2013 ao ano de 2022 os investimentos em energia solar fotovoltaica tenham ultrapassado USD 1,6 trilhões em todo o mundo (IRENA; CPI, 2023).

No Brasil, a implantação da energia solar fotovoltaica ganhou força a partir do ano de 2012 com a Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2012), a qual estabelecia as condições para o acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Com essa resolução o pequeno produtor passou a poder injetar na rede a energia produzida por seus geradores fotovoltaicos a fim de participar do sistema de compensação de créditos (MACHADO; MIRANDA, 2015).

Por conseguinte, a energia solar tem se tornado cada vez mais competitiva na geração distribuída em comparação com as tarifas praticadas pelas concessionárias de energia elétrica no Brasil, aponta Bezerra (2023). Nesse cenário, a região Nordeste se destaca devido ao seu elevado potencial solar quando comparada com outras regiões do país. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, o Nordeste apresenta potencial solar com valor médio do total diário da irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m<sup>2</sup> e da componente direta normal de 5,07 kWh/m<sup>2</sup> (PEREIRA et al., 2017). Essa característica torna a região propícia a receber muitos investimentos para a geração elétrica por meio dessa fonte de energia.

Com o aumento da demanda pela tecnologia fotovoltaica, observa-se tam-

---

bém um aumento no número de empresas que oferecem serviços de projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos. Essas empresas, em geral, associam a produção de energia fotovoltaica necessária ao consumidor à fatura de energia (quando conectado à rede elétrica) ou à demanda de carga (quando isolado), estabelecendo essa correlação por meio de estimativas e simulações da produção mensal/anual de energia elétrica.

Para o melhor aproveitamento da geração fotovoltaica, é de extrema importância identificar os níveis de irradiação solar da localidade a qual deseja-se instalar o sistema de geração. No entanto, o Brasil possui uma rede solarimétrica relativamente pequena para o seu território. De acordo com [Albuquerque \(2023\)](#), uma das dificuldades para a ampliação das redes solarimétricas está relacionada ao alto custo dos sensores de medição da irradiância solar no país, conhecidos como piranômetros, o que torna seus usos exclusivo às universidades, centros de pesquisa e grandes empresas.

Por outro lado, há outra alternativa muito utilizada no Brasil para o conhecimento da irradiação solar local, que são os modelos de estimativa de irradiação solar que se utilizam de outras informações meteorológicas para essa finalidade, a exemplo do modelo Brasil-SR utilizado pelo programa SunData desenvolvido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito ([CRESESB](#)).

Diante do exposto, surge algumas questões a serem levantadas sobre as fontes utilizadas para a obtenção de dados de irradiação solar. [Santos et al. \(2020\)](#) trazem em seu trabalho alguns questionamentos a cerca das incertezas dos dados obtidos por meio dessas fontes com as seguintes perguntas: "Todas as fontes de dados apresentam resultados iguais?"; "A variação de uma fonte para outra tem influência significativa?". A variação dos dados fornecidos por uma fonte e outra alcança valores superiores a 20% ([SANTOS et al., 2020](#)). Desse modo, no presente trabalho pretende-se responder a seguinte questão-problema: "Os dados teóricos de irradiação solar obtidos por meio do programa SunData, versão 3.0, são condizentes com dados coletados experimentalmente?". Para responder a essa pergunta foi escolhido o município de Vitória da Conquista-BA para a realização deste estudo.

Neste trabalho buscou-se realizar um levantamento dos dados de irradiância solar nos meses de outubro, novembro e dezembro de 2023 para a obtenção dos valores de irradiação solar a fim de compará-los com os valores médios diários mensais disponibilizados pelo programa SunData do [CRESESB](#). As medições

de irradiância foram realizadas por meio de um solarímetro e também obtidas de forma indireta por meio de dados de corrente elétrica medidos em um módulo solar fotovoltaico. Também buscou-se analisar o comportamento da irradiância solar quando medida em diferentes inclinações e direções.

A estrutura do trabalho é dividida em seis capítulos da seguinte forma: No Capítulo 1 temos a introdução, com uma visão geral sobre os assuntos abrangidos por este trabalho, o foco da pesquisa, objetivos e a justificativa para sua realização; No Capítulo 2 está o referencial teórico, o qual aborda os principais conceitos e definições necessários ao desenvolvimento do trabalho; No Capítulo 3 está a metodologia do trabalho com a classificação da pesquisa, caracterização do objeto de estudo, materiais e métodos utilizados; No capítulo 4 é realizada a análise dos dados obtidos e seus resultados tendo em vista os objetivos propostos; No Capítulo 5 estão as considerações finais do trabalho; E, por fim, no Capítulo 6 são sugeridas algumas abordagens para trabalhos futuros nesta área de pesquisa.

## 1.1 Objetivo Geral

Comparar dados teóricos de irradiação solar obtidos por meio do programa SunData, versão 3.0, com dados coletados experimentalmente no município de Vitória da Conquista-BA.

### 1.1.1 Objetivos Específicos

- 1) Determinar os valores de irradiância solar por meio dos valores de corrente de curto-circuito medidos no módulo fotovoltaico Resun RSM010P e compará-los com os valores de irradiância solar medidos com o Solarímetro SM206-SOLAR;
- 2) Analisar o comportamento da irradiância solar em diferentes ângulos e direções;
- 3) Calcular os valores médios mensais de irradiação solar no município de Vitória da Conquista-BA a partir dos dados de irradiância solar coletados experimentalmente;
- 4) Comparar os valores médios mensais de irradiação solar obtidos experimentalmente com os dados teóricos fornecidos pelo programa SunData,

versão 3.0.

## 1.2 Justificativa

O município de Vitória da Conquista, localizado no estado da Bahia, região Nordeste do Brasil, tem experimentado um avanço significativo na implantação de sistemas fotovoltaicos. Segundo dados da [ANEEL \(2023\)](#) sobre a relação de empreendimentos de geração distribuída, o número de usinas fotovoltaicas cadastradas e homologadas no município passou de 2 a 1.441 do ano de 2016 ao ano de 2022, representando um aumento de aproximadamente 72.000% nos últimos 7 anos. Alguns dos fatores que levaram a esse avanço foram o aumento do número de empresas e de cursos profissionalizantes e superiores que atuam na área de energia solar, incentivos financeiros fomentados por órgãos governamentais e pela iniciativa privada e a atratividade proporcionada ao consumidor pela possibilidade de redução da conta de energia elétrica.

O projeto eficiente de sistemas fotovoltaicos colabora para que o avanço dessa tecnologia continue, uma vez que sistemas mais eficientes são mais atrativos aos setores da sociedade que almejam utilizar dessa tecnologia. Assim, surge a necessidade de avaliar se os valores médios de irradiação solar utilizados para cálculo da produção estimada para os sistemas fotovoltaicos estão em concordância com a realidade, uma vez que, em geral, são utilizados valores estimados por programas como o SunData. Desso modo, será possível identificar se a produção de energia está em conformidade com o planejado.

Portanto, a realização deste trabalho é importante pois visa avaliar a confiabilidade dos dados fornecidos pelo SunData/[CRESESB](#), enriquecer bancos de dados com informações a respeito da irradiação solar no município de Vitória da Conquista e incentivar novos estudos sobre o potencial solar do município.

# Capítulo 2

## Referencial Teórico

### 2.1 O Sol

O Sol é a principal fonte de energia da Terra e é responsável para que haja vida no planeta. A radiação solar é uma fonte inesgotável de energia que pode ser captada e convertida em outros tipos de energia, como a energia térmica e a energia elétrica. O Sol consiste em uma estrela de tamanho médio que gera energia por meio de reações termonucleares que ocorrem em seu núcleo. Sua energia irradiada decorre da fusão nuclear de átomos de Hidrogênio (que representam cerca de 75% de sua composição), originando átomos de Hélio (que representam cerca de 25% de sua composição) (PEREIRA et al., 2017). Sua estrutura é composta de regiões principais, apresentadas na Figura 2.1: núcleo, zona radiativa, zona convectiva, fotosfera, cromosfera e coroa (também chamada de corona).

O núcleo, onde acontece as reações termonucleares, é a região mais densa do Sol e apresenta temperatura de cerca de 15 milhões de kelvin. A energia produzida no núcleo é transferida às regiões superiores por meio da zona radiativa, região seguinte ao núcleo. Na zona convectiva é onde acontecem os processos de convecção para o transporte de energia das regiões mais internas do Sol à superfície solar (PINHO; GALDINO, 2014).

A fotosfera é a camada visível do Sol e primeira região da atmosfera solar. Ela possui 330 km de espessura e cerca de 5.800 K de temperatura, sendo a responsável pela maior parte da radiação visível emitida pelo Sol. Já a cromosfera, em geral, não é visível, pois possui intensidade de irradiação muito inferior à da fotosfera. Sua temperatura varia entre 4.300 K e 40.000 K, possuindo uma altura

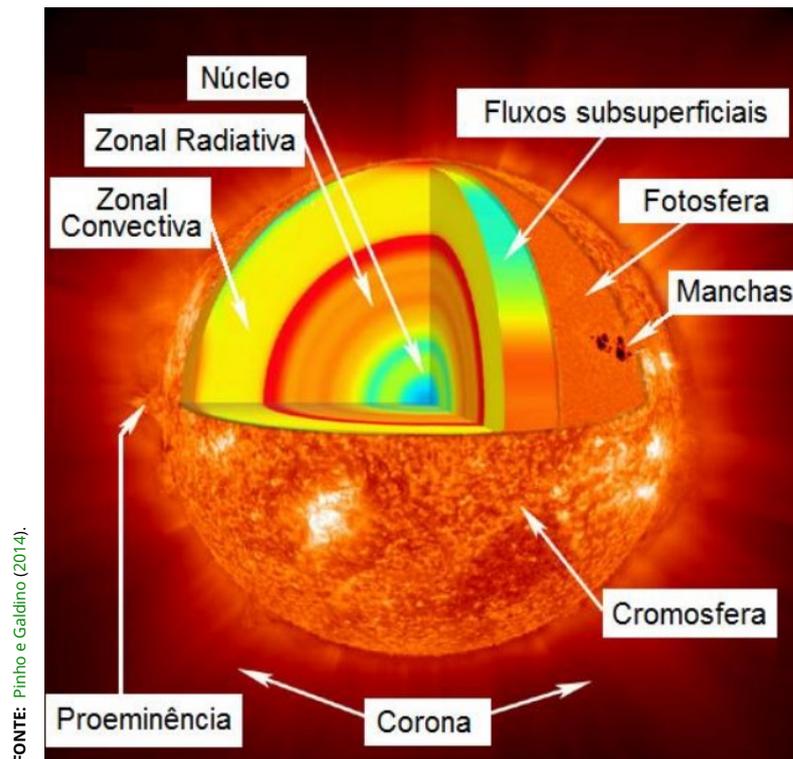


Figura 2.1 – Estrutura do Sol.

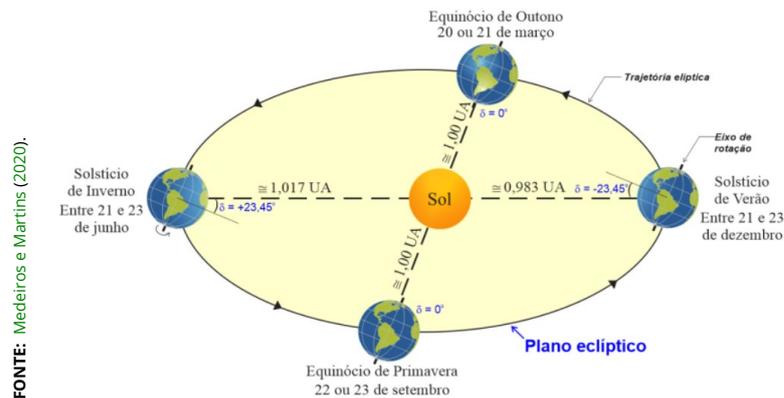
aproximada de 2.500 km. Por fim, temos a coroa, que é a camada mais externa e rarefeita da atmosfera solar (PINHO; GALDINO, 2014).

## 2.1.1 Geometria Sol-Terra

Os movimentos da dinâmica de interação entre o Sol e a Terra determinam uma geometria particular que deve ser levada em consideração para o entendimento de como, quando e em que magnitude os raios solares atingem a superfície terrestre (MARTINEZ; GOMEZ-AZPEITIA, 2015). A geometria Sol-Terra ou geometria Solar é uma geometria esférica cujos componentes são localizados por meio de medidas angulares.

A Terra realiza uma trajetória elíptica de pequena excentricidade ( $\epsilon \approx 0,017$ ) em seu movimento anual em torno do Sol, a translação. Além disso, o eixo de rotação da Terra possui inclinação aproximada de  $23,45^\circ$  em relação ao plano perpendicular ao plano de sua trajetória elíptica. Esse ângulo é igual ao ângulo formado pelo plano do Equador e o plano da elipse da órbita terrestre, denominado Declinação Solar ( $\delta$ ). Essas características definem as estações do ano, pois de acordo com o movimento aparente do Sol, ao meio dia Solar, em todo o ano, o ângulo

entre os raios solares e o plano do Equador varia em torno de  $+23,45^\circ$  e  $-23,45^\circ$  entre os solstícios de inverno e verão, respectivamente, no hemisfério Sul. Já nos equinócios de outono e primavera os raios solares se alinham com o plano do Equador formando um ângulo igual a  $0^\circ$  (MEDEIROS; MARTINS, 2020). A Figura 2.2 demonstra essas variações.

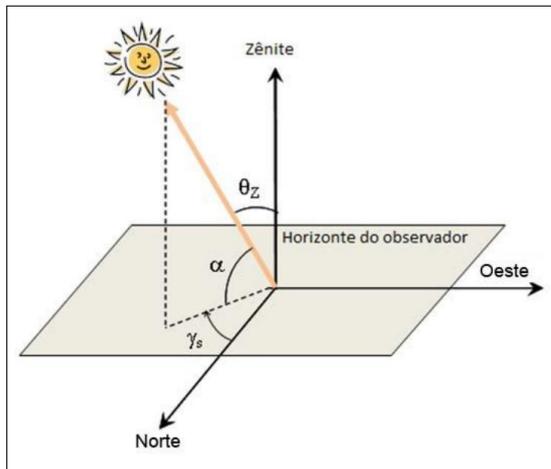


**Figura 2.2** – Órbita da Terra em torno do Sol e declinação solar.

O deslocamento aparente do Sol e a topografia terrestre também descrevem outros ângulos relacionados à geometria Solar, como pode ser visto nas Figuras 2.3, 2.4 e 2.5. Martinez e Gomez-Azpeitia (2015) trazem as definições desses ângulos:

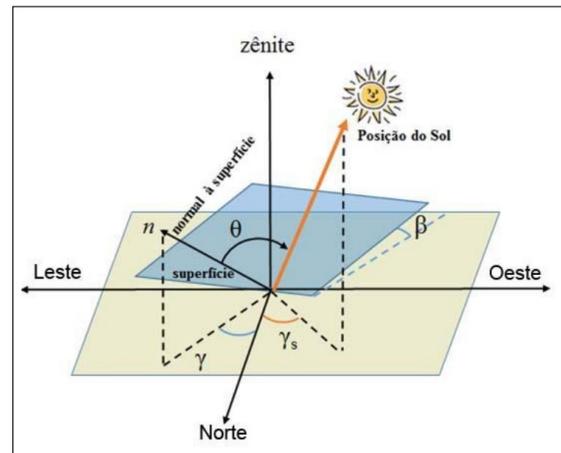
- Ângulo Zenital ( $\theta_z$ ): Ângulo entre os raios solares e a vertical local (Zênite);
- Elevação Solar ( $\alpha$ ): Ângulo formado entre os raios solares e suas projeções no plano horizontal (horizonte do observador);
- Ângulo Azimutal do Sol ( $\gamma_s$ ): Também chamado de Azimute Solar, é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador), tomado a partir do Norte geográfico e, convencionalmente, positivo a Leste e negativo a Oeste;
- Ângulo Azimutal da Superfície ( $\gamma$ ): Ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul, obedecendo às mesmas convenções do azimute solar;
- Inclinação da superfície de captação ( $\beta$ ): Ângulo formado pelo plano da superfície (plano inclinado) e o plano horizontal;
- Ângulo de incidência ( $\theta$ ): Ângulo formado entre os raios solares e a normal à superfície de captação;

- Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular ( $\omega$ ): Deslocamento angular devido à rotação da Terra, no sentido Leste-Oeste do meridiano solar partindo do meridiano local.



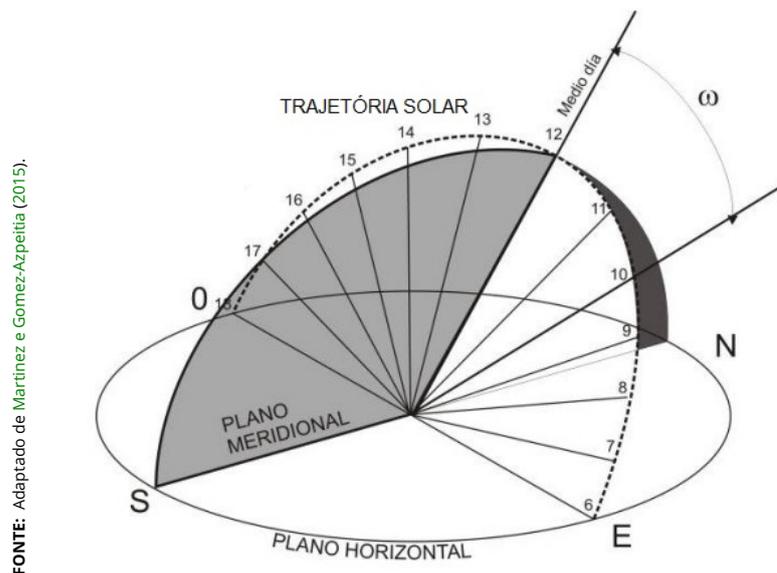
FONTE: Pinho e Galdino (2014).

**Figura 2.3** – Ilustração dos ângulos  $\theta_z$ ,  $\alpha$  e  $\gamma_s$ , representando a posição solar em relação ao plano horizontal.



FONTE: Pinho e Galdino (2014).

**Figura 2.4** – Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao plano horizontal: ângulos  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\gamma_s$  e  $\theta$ .



FONTE: Adaptado de Martinez e Gomez-Azpetia (2015).

**Figura 2.5** – Determinação do Ângulo Horário do Sol.

## 2.1.2 Radiação Solar

O termo "radiação solar" é empregado de maneira abrangente e pode ser mencionado em relação à potência por unidade de área ou energia por unidade de área, sendo denominado de irradiância ou irradiação solar, respectivamente.

A disponibilidade e variabilidade espacial e temporal desses recursos energéticos está relacionada diretamente à Geometria Sol-Terra e a processos físicos que reduzem a intensidade da radiação ao longo do percurso à Terra.

A irradiância solar que atinge a Terra no topo da camada atmosférica é conhecida como irradiância extraterrestre ou irradiância extraterrestre efetiva ( $G_{0,ef}$ ) (PINHO; GALDINO, 2014). Ao longo do ano ela tem seu valor influenciado pela excentricidade da elipse que descreve a trajetória da Terra em torno do Sol, uma vez que a distância entre eles varia no decorrer do movimento de translação, oscilando entre  $1.322 \text{ W/m}^2$  e  $1.412 \text{ W/m}^2$ , conforme Figura 2.6. Esse valor pode ser calculado em função do dia juliano e o valor médio da irradiância extraterrestre, também conhecido como constante solar, como mostra a Equação 2.1.

$$G_{0,ef} = G_0 \left( 1 + 0,033 \cos \left( \frac{360}{365,25} d \right) \right) \quad (2.1)$$

Onde:

- $d$  ⇒ Dia juliano (contado de 1 a 365 a partir de 1 de janeiro);  
 $G_0$  ⇒ Constante Solar ( $1.367 \text{ W/m}^2$ ).

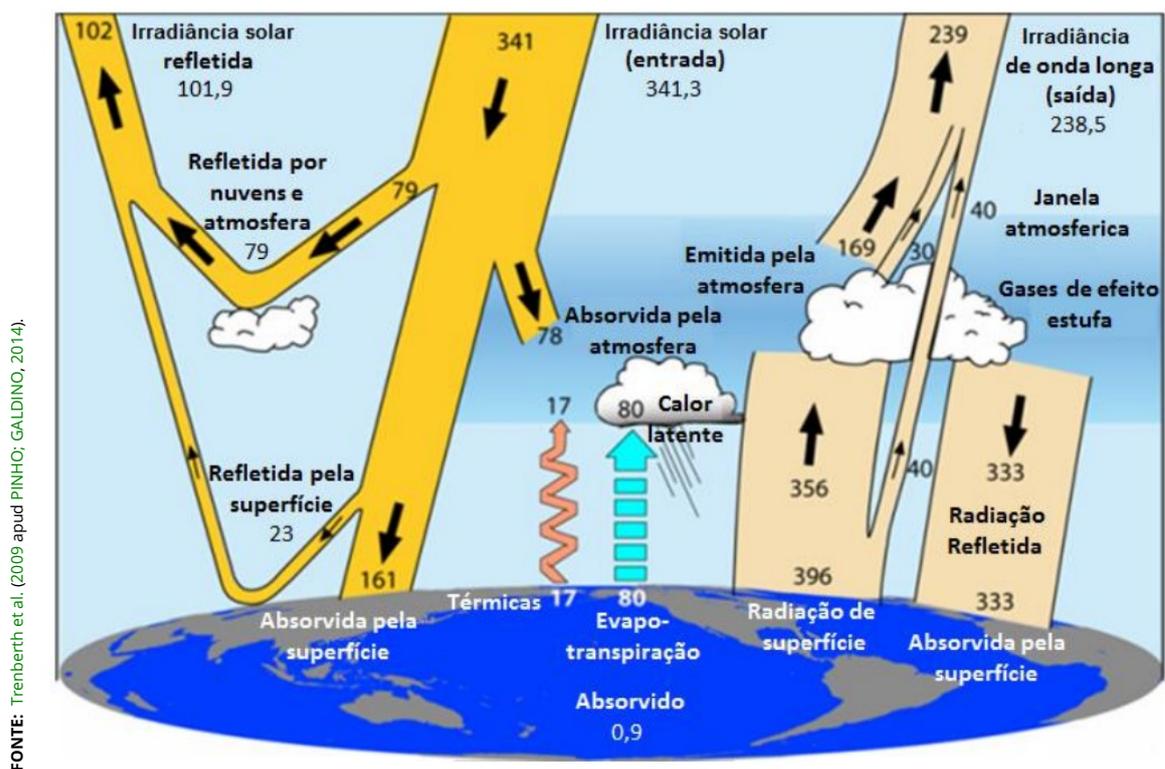


**Figura 2.6** – Variação da irradiância extraterrestre efetiva ( $G_{0,ef}$ ) ao longo do ano.

O movimento de rotação que a Terra realiza em torno do seu próprio eixo também influencia a incidência da radiação emitida pelo Sol. A intensidade da radiação solar em um ponto observado variará de acordo com os ângulos formados

entre os raios solares e a superfície ou ponto de observação, como observado nas Figuras 2.3 e 2.4.

Além disso, a intensidade da radiação solar é atenuada em seu percurso até a superfície terrestre na interação Terra-Atmosfera, por meio do mecanismo chamado transferência radiativa. Ao interceptar a atmosfera terrestre, a energia proveniente do Sol emitida na forma de radiação eletromagnética interage com os constituintes atmosféricos de acordo com seus diferentes comprimentos de onda e sofre processos de absorção e espalhamento (ANDRADE, 2016). Segundo Trenberth et al. (2009 apud PINHO; GALDINO, 2014), cerca de 7% da irradiância solar incidente na atmosfera é refletida pela superfície terrestre e 47% é absorvida, já a outra parte é absorvida ou refletida pela atmosfera (46%), conforme ilustrado na Figura 2.7.



**Figura 2.7** – Processos de interação da radiação solar com os constituintes atmosféricos.

A intensidade da irradiância que atinge a superfície terrestre em condições de céu claro e próximo ao meio-dia solar é de aproximadamente 1.000 W/m<sup>2</sup>, valor reconhecido como o padrão para especificar a potência nominal de uma célula solar ou de um módulo fotovoltaico (ALBUQUERQUE, 2023). No entanto, em situações de nebulosidade parcial, podem ser registrados valores que chegam a 1.400 W/m<sup>2</sup> por breves intervalos de tempo devido ao espalhamento pelas bordas das



conformes à norma [ABNT-NBR10899 \(2020\)](#), elencadas a seguir:

- Irradiância solar ( $G$ ): A taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área dessa superfície, geralmente medida em  $W/m^2$ ;
- Irradiância difusa ( $G_{DIF}$ ): A potência radiante proveniente do céu, recebida por unidade de área em uma superfície horizontal, excluindo a irradiância direta;
- Irradiância direta ( $G_{DIR}$ ): A irradiância solar incidente em uma superfície, sem sofrer espalhamento ou absorção pela atmosfera, podendo ser medida em termos normais ou horizontais;
- Irradiância global ( $G_{HOR}$ ): A potência radiante solar recebida por unidade de área em uma superfície horizontal, equivalente à soma da irradiância direta e da irradiância difusa;
- Irradiância devido ao albedo ( $G_{ALB}$ );
- Irradiância total ( $G_{TOT}$ ): potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebido em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer.

A irradiação solar representa a quantidade de energia radiante incidente em uma superfície ao longo de um intervalo de tempo, em outras palavras, ela é definida como a integral da irradiância no tempo, medida em  $Wh/m^2$ . A norma [ABNT-NBR10899 \(2020\)](#) também traz as terminologias para essa grandeza:

- Irradiação solar ( $I$ ) ou ( $H$ ): A irradiância solar integrada ao longo de um intervalo de tempo especificado, medida em  $Wh/m^2$ , representada por " $I$ " quando integrada ao longo de uma hora e por " $H$ " quando integrada ao longo de um dia;
- Irradiação difusa ( $I_{DIF}$ ) ou ( $H_{DIF}$ ): A irradiância difusa integrada durante um intervalo de tempo especificado;
- Irradiação direta ( $I_{DIR}$ ) ou ( $H_{DIR}$ ): A irradiância direta integrada durante um período de tempo especificado;
- Irradiação global ( $I_{HOR}$ ) ou ( $H_{HOR}$ ): A irradiância global integrada durante um intervalo de tempo determinado;

- Irradiância total ( $I_{TOT}$ ) ou ( $H_{TOT}$ ): A irradiância total integrada durante um intervalo de tempo específico.

### 2.1.3 Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Essa conversão é causada devido ao efeito fotovoltaico sobre um dispositivo fabricado por material semicondutor, a célula fotovoltaica. A presença do efeito fotovoltaico foi notada primeiramente por Edmond Becquerel, em 1839, com o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor causada pela absorção de luz (IMHOFF, 2007).

A célula solar é composta por uma junção pn, onde se apresenta uma interface de transição dentro de um mesmo material semicondutor localizado entre uma região com excesso de lacunas (tipo p) e outra região com excesso de elétrons (tipo n). Na interface entre os dois tipos de dopagem o excesso de elétrons da região n se difunde para a região p, dando origem a uma região com cargas elétricas positivas fixas no lado n. Em contrapartida, os elétrons que passam para a região p encontram as lacunas, fazendo com que essa região fique com cargas negativas fixas. No entanto, a difusão entre os portadores de carga não continua indefinidamente devido a criação de um campo elétrico que se opõe à força de difusão, produzido pelo excesso de cargas positivas e negativas na junção das regiões n e p (BRAGA, 2008).

A zona de junção das regiões é chamada de região de depleção ou zona de carga espacial. Conforme explicam Pinho e Galdino (2014), quando os fótons da radiação solar incidem na superfície da célula fotovoltaica com energia igual ou superior à energia necessária para que os elétrons rompam a camada de depleção é gerada uma diferença de potencial, pela aceleração dos elétrons para o lado n e as lacunas para o lado p. O efeito fotovoltaico dá-se pela separação dos portadores de carga pela junção pn, conforme ilustrado na Figura 2.9. Desse modo, se conectarmos terminais de ligação em cada lado da junção da célula, seguidos por um circuito externo, aparecerá ao longo do circuito uma corrente elétrica devido a iluminação da junção pn.

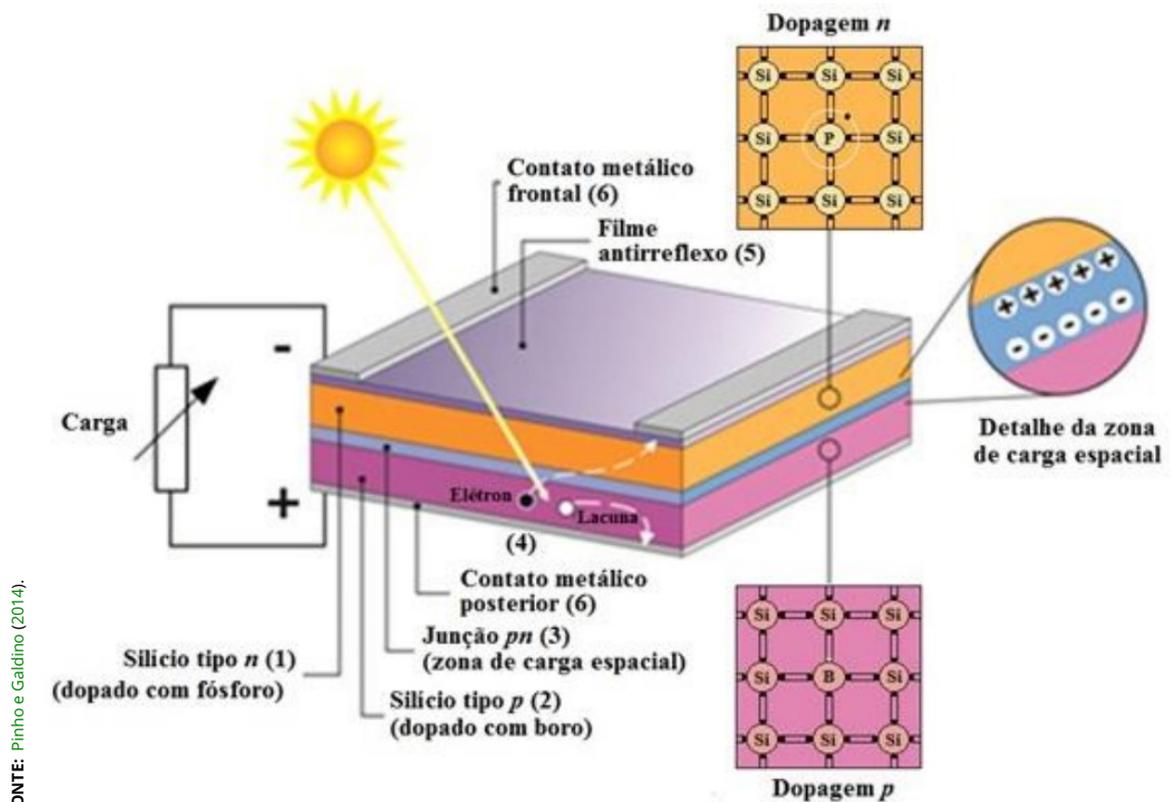


Figura 2.9 – Efeito fotovoltaico em uma célula solar de silício.

### 2.1.3.1 Módulo Fotovoltaico

O principal componente de um sistema de geração fotovoltaica é o módulo fotovoltaico, pois é ele que permite a conversão da energia solar em energia elétrica na forma de corrente contínua. O módulo fotovoltaico é formado pelo agrupamento de células fotovoltaicas interligadas entre si com o objetivo de garantir a potência desejada para alimentação de cargas elétricas, uma vez que as células individualmente possuem baixa potência. Essas células, em geral, são feitas por materiais semicondutores como o silício e o arseneto de gálio e são capazes de gerar níveis de tensão entre 0,5 e 0,7 V. Desse modo, as células são ligadas em série ou em paralelo para que possam atender às demandas elétricas das aplicações alimentadas pelos sistemas fotovoltaicos (FERREIRA, 2018).

O comportamento de uma célula fotovoltaica é semelhante ao comportamento de um diodo semicondutor. Nela a corrente elétrica pode ser considerada como a soma da corrente da junção  $pn$  e a corrente gerada pela absorção dos fótons da radiação solar. A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica em função da tensão pode ser descrita pela Equação 2.2 que é referente a equação do diodo

ideal, derivada da Equação de Shockley (SAUTHIER et al., 2018).

$$I = I_L - I_{rev} \left[ e^{\left(\frac{qV}{nkT_{FV}}\right)} - 1 \right] \quad (2.2)$$

Onde:

- $I_L$  ⇒ Corrente causada pela incidência da luz;
- $I_{rev}$  ⇒ Corrente de saturação reversa do diodo;
- $q$  ⇒ Carga elementar do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$  C);
- $n$  ⇒ Fator de idealidade do diodo;
- $k$  ⇒ Constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K);
- $T_{FV}$  ⇒ Temperatura absoluta das células (K).

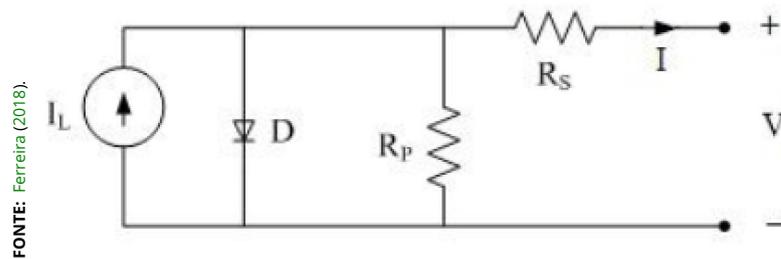
Numa célula real, conforme apontam Sauthier et al. (2018), devem ser consideradas perdas devido a malhas metálicas, regiões dopadas, junção metal-semicondutor, pontos de curto-circuito na junção pn, entre outros, que atuam como resistências em série e em paralelo na célula. Desse modo, da corrente explicitada na Equação 2.2 é decrementada uma parcela de perdas, conforme Equação 2.3, dando origem a equação que caracteriza o comportamento da corrente elétrica da célula fotovoltaica real. A célula fotovoltaica é comumente representada por meio de um circuito com uma fonte de corrente, que representa a corrente fotogerada, em paralelo com um diodo semicondutor e respectivas resistências de perdas (em paralelo e em série), como é mostrado na Figura 2.10.

$$I = I_L - I_{rev} \left[ e^{\left(\frac{q(V+IR_S)}{nkT_{FV}}\right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.3)$$

Onde:

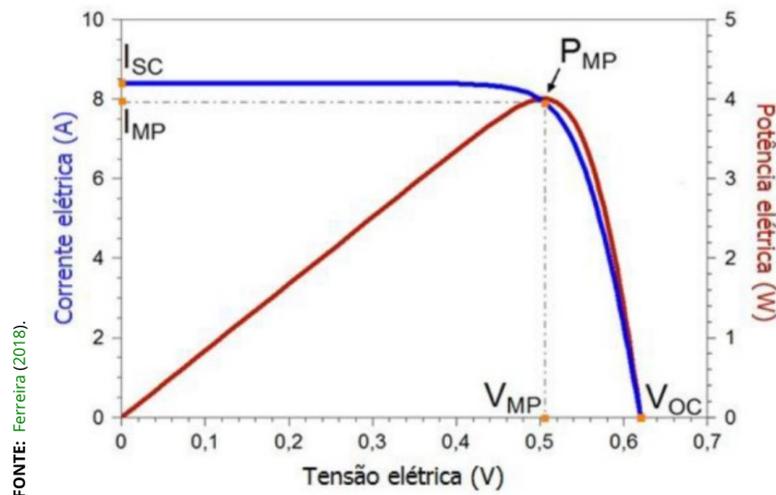
- $R_S$  ⇒ Resistência em série;
- $R_P$  ⇒ Resistência em paralelo.

A Figura 2.11 demonstra o comportamento da curva característica de uma célula fotovoltaica de silício em condições-padrão de ensaio. Os parâmetros representados nessa figura são de extrema importância para a modelagem do módulo fotovoltaicos, bem como para a simulação do seu funcionamento. A tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) é a tensão máxima da célula que é obtida quando se desconecta os terminais da célula de um circuito externo, situação em que a corrente



**Figura 2.10** – Circuito representativo de uma célula fotovoltaica.

é nula. A corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) é a corrente obtida quando se conecta os terminais, provocando um curto-circuito nas células, obtendo assim, valor máximo de corrente. Por fim, temos os valores de corrente ( $I_{MP}$ ) e tensão ( $V_{MP}$ ) onde é extraída a máxima potência da célula fotovoltaica ( $P_{MP}$ ). Nesse ponto obtemos melhor aproveitamento na conversão da energia solar.



**Figura 2.11** – Curva característica de uma célula de silício sob condições-padrão de ensaio: comportamento da corrente em relação à tensão elétrica.

A atuação das células fotovoltaicas é diretamente influenciada por duas grandezas, a irradiância solar e a temperatura. Segundo Ferreira (2018), a curva das células e, conseqüentemente, dos módulos fotovoltaicos varia conforme a intensidade da luz e a temperatura sobre as células. A Irradiância é a medida que quantifica a intensidade luminosa que chega aos geradores fotovoltaicos expressa em termos de potência por unidade de área. Desse modo, quanto maior a irradiância, maior a potência das células ou módulos fotovoltaicos, à temperatura constante. Em contrapartida, a temperatura de operação da célula quando elevada provoca uma atenuação da tensão da célula, acarretando na diminuição da potência gerada pela célula.

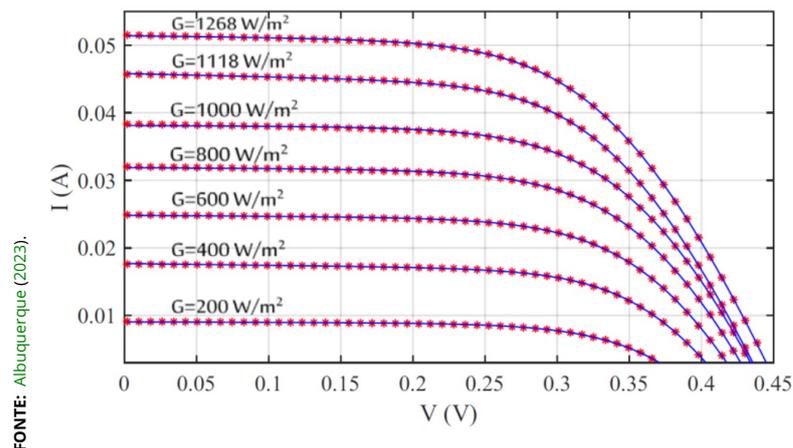
A irradiância tem grande influência sobre a corrente elétrica produzida pelo

módulo fotovoltaico (ALBUQUERQUE, 2023). Na Equação 2.4 podemos observar que a corrente de curto-circuito, máxima corrente produzida pelo módulo, é diretamente proporcional à irradiância incidente. A Figura 2.12 mostra o efeito causado pela variação da irradiância em uma célula fotovoltaica.

$$I_{SC} = \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) \times I_{SC,STC} \quad (2.4)$$

Onde:

- $I_{SC,STC}$  ⇒ Corrente de curto-circuito nas condições-padrão de teste (STC);  
 $G$  ⇒ Irradiância solar incidente no módulo;  
 $G_{STC}$  ⇒ Irradiância solar nas condições-padrão de teste (1.000 W/m<sup>2</sup>).



**Figura 2.12** – Curva característica de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de irradiância.

Por outro lado, a variação da temperatura ambiente provoca uma variação de temperatura nas células fotovoltaicas afetando a tensão elétrica produzida nas células, conforme Figura 2.13 (ALBUQUERQUE, 2023). Esse efeito é observado na Equação 2.5, expressa em função da tensão de circuito aberto da célula.

$$V_{OC}(T) = V_{OC,STC}(1 + \rho(T_{mod} - 25)) \quad (2.5)$$

Onde:

- $V_{OC}(T)$  ⇒ Tensão de circuito aberto para uma temperatura diferente da (STC);  
 $V_{OC,STC}$  ⇒ Tensão de circuito aberto nas condições-padrão de teste;

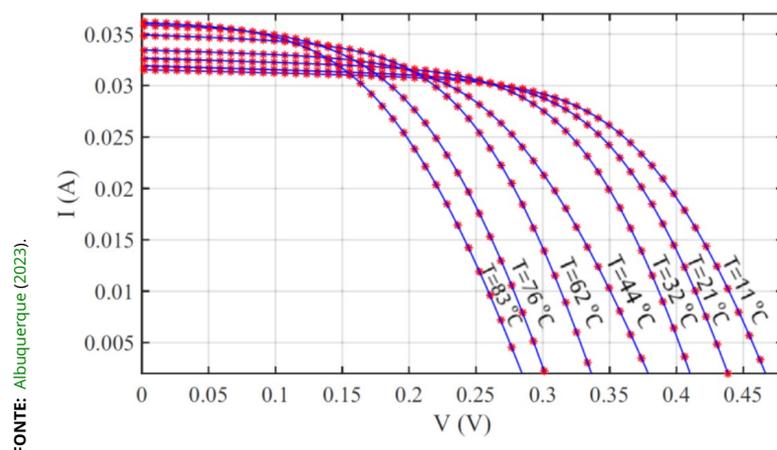
- $\rho$   $\Rightarrow$  Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura (%/°C);
- $T_{mod}$   $\Rightarrow$  Temperatura do módulo (°C).

A temperatura de operação do módulo pode ser estimada pela Equação 2.6:

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t G \quad (2.6)$$

Onde:

- $T_{amb}$   $\Rightarrow$  Temperatura ambiente (°C);
- $G$   $\Rightarrow$  Irradiância solar incidente no módulo;
- $K_t$   $\Rightarrow$  Coeficiente térmico do módulo fotovoltaico (°C/W·m<sup>-2</sup>).



**Figura 2.13** – Curva característica de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura.

Por outro lado, é necessário destacar a importância da orientação e da inclinação do módulo fotovoltaico no desempenho da geração de energia, uma vez que os ângulos formados entre os raios solares e a superfície de captação da energia solar fotovoltaica influenciará na quantidade de energia recebida por essa superfície. Sob uma perspectiva geométrica, a melhor posição do módulo fotovoltaico para a geração de energia é orientado em direção ao Equador - para países do Sul global, a melhor orientação seria em relação ao Norte geográfico; já para países do Norte global, ao Sul geográfico - e com inclinação igual à Latitude local. No entanto, a depender das características climáticas do local de instalação do módulo fotovoltaico, a geração de energia anual pode não ser a maior com o módulo

nessa posição (GASPARIN; KRENZINGER, 2016). A inclinação do módulo fotovoltaico também pode sofrer pequenas variações (cerca de 10° em torno da Latitude) sem comprometer a geração de energia durante o ano, apontam Pinho e Galdino (2014).

## 2.2 Programa SunData

O programa SunData foi desenvolvido pelo CRESESB com o propósito de calcular a média mensal da irradiação solar diária em qualquer local do território nacional e como suporte para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2023). Sua primeira versão foi criada em 1995, inicialmente para auxiliar no dimensionamento de sistemas durante várias fases do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), programa criado pelo Governo Federal em 1994 com o objetivo de fornecer energia às regiões remotas do Brasil que não têm acesso à rede elétrica convencional, utilizando fontes de energia renovável disponíveis localmente (BRASIL, 1994). Posteriormente, no ano seguinte, o programa foi adaptado para ser acessado pela internet.

As primeiras duas versões do SunData basearam-se nos dados de Valores Médios de Irradiação Solar sobre Solo Horizontal do Centro de Estudos de Energia Solar (CENSOLAR), que continham informações sobre a média mensal da irradiação solar diária na superfície horizontal para cerca de 350 locais no Brasil e em países vizinhos (CRESESB, 2023).

Após a publicação da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar em 2017, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o CRESESB obteve autorização para incorporar esses dados atualizados à base de informações do SunData, atualizando o programa à sua última versão, 3.0. Esse atlas foi elaborado a partir de 17 anos de imagens de satélite e informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro, sendo o mais moderno em termos de dados sobre irradiação solar no Brasil. No entanto, é importante ressaltar que as informações fornecidas possuem limitações dos modelos utilizados e, portanto, recomenda-se realizar medições da irradiação no local de interesse para se obter valores mais precisos (CRESESB, 2023).

Para encontrar os valores de irradiação solar em determinada localidade através do SunData é necessário ter as coordenadas geográficas do ponto de interesse

(Latitude e Longitude), no formato de graus decimais ou graus, minutos e segundos, para utilizar como dados de entrada. Assim o programa fornece dados de irradiação solar diária média mensal, em kWh/m<sup>2</sup>, para os 12 meses do ano, nos planos horizontal e inclinado, de 3 localidades próximas ao ponto de interesse. Os ângulos dos planos inclinados são escolhidos pelo programa de modo a obter os valores de irradiação na inclinação da Latitude e que forneçam a maior média anual e o maior mínimo mensal. Os dados são apresentados conforme Figura 2.14.

Estação:  
Município:  
Latitude:  
Longitude:  
Distância do ponto de ref.:

FONTE: Adaptado de CRESESB (2023).

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m2.dia]												Média	Delta
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Plano Horizontal															
Ângulo igual a latitude															
Maior média anual															
Maior mínimo mensal															

**Figura 2.14** – Apresentação dos dados no SunData 3.0.

No cabeçalho da tabela de apresentação dos dados do SunData são fornecidas informações de estação, município, coordenadas geográficas e distância em linha reta do ponto de referência. Já na tabela, além de serem fornecidos os dados de irradiação solar diária média mensal, também são mostrados os valores de inclinação, da irradiação diária média anual (Média) e da diferença entre a irradiação máxima e a mínima (Delta).

## 2.2.1 Base de dados

O SunData 3.0 tem como base de dados a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia solar, elaborado através do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do CCST/INPE. O atlas tem como metodologia o modelo físico de transferência radiativa denominado BRASIL-SR, que, por sua vez, baseia-se no modelo GKSS, desenvolvido por Stuhlmann et al. (1990 apud PEREIRA et al., 2017). O BRASIL-SR foi adaptado para a climatologia e condições atmosféricas brasileiras (PEREIRA et al., 2017).

### 2.2.1.1 Modelo BRASIL-SR

O modelo BRASIL-SR é um modelo físico usado para estimar a radiação solar incidente na superfície. Esse modelo utiliza informações de cobertura de nuvens obtidas a partir de imagens digitais do satélite geoestacionário GOES e dados de topografia, albedo de superfície e informações climatológicas, como temperatura, umidade relativa do ar e visibilidade atmosférica, abrangendo todo o território brasileiro, para a solução da equação de transferência radiativa através do método de aproximação de dois fluxos, proposto por Meador e Weaver (1980 apud PEREIRA et al., 2017).

Para estimar a radiação solar incidente na superfície são realizadas três etapas: tratamento dos dados meteorológicos e imagens de satélite; aplicação da aproximação de dois fluxos na equação de transferência radiativa; cálculo das componentes da irradiação solar incidente na superfície em Wh/m<sup>2</sup>. A precisão dos resultados gerados pelo modelo foi validada por meio de uma análise estatística comparativa com dados medidos utilizando piranômetros instalados nas estações meteorológicas automáticas da rede nacional, operadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), bem como pelo Sistema de Organização de Dados Ambientais (SONDA), operado pelo LABREN/INPE (PEREIRA et al., 2017).

# Capítulo 3

## Metodologia

### 3.1 Classificação da Pesquisa

A pesquisa científica tem como objetivo o estudo científico de um ou mais elementos de um tema específico. Para atingir esse propósito, ela deve ser conduzida de maneira sistemática, metódica e crítica, apontam [Prodanov e Freitas \(2013\)](#). Para tanto, existem variadas formas e abordagens para estudar determinado assunto e diversos prismas sob os quais esse estudo pode ser caracterizado. Desse modo, as pesquisas podem ser classificadas quanto à sua natureza, objetivos propostos, procedimentos técnicos e abordagem do assunto.

Este trabalho pode ser classificado, quanto à sua natureza, como uma pesquisa aplicada, uma vez que busca gerar conhecimentos para aplicação prática, dirigidos à solução de problemas específicos. Para [Thiollent \(2009 apud FLEURY; WERLANG, 2016\)](#), a pesquisa aplicada direciona sua atenção para os desafios que surgem nas operações de instituições, organizações, coletivos e agentes sociais. Seu foco principal reside na análise crítica, diagnóstico de problemas e na busca de soluções práticas.

Já de acordo com os objetivos propostos, este estudo tem caráter descritivo. [Triviños \(1987 apud GERHARDT; SILVEIRA, 2009\)](#) aponta que esse tipo de pesquisa exige do investigador uma série de informações sobre o que quer abordar e tem como característica descrever fatos e fenômenos de determinada realidade. [Prodanov e Freitas \(2013\)](#) destacam que esse tipo de pesquisa utiliza de técnicas padronizadas de coleta de dados, como questionário e observação sistemática, geralmente, assumindo a forma de levantamento.

Do ponto de vista dos procedimentos técnicos, podemos identificar neste trabalho características de levantamento e de estudo de caso. O levantamento ocorre quando se deseja conhecer o comportamento do objeto estudado por meio da coleta de dados, a fim de obter conclusões por meio de uma análise quantitativa (PRODANOV; FREITAS, 2013). Já o estudo de caso, apontam Prodanov e Freitas (2013), é percebido na coleta e análise de informações sobre determinado objeto a fim de estudar aspectos variados, conforme o assunto da pesquisa.

Por fim, podemos classificar este trabalho do ponto de vista da abordagem do assunto como quali-quantitativo, uma vez que se deseja quantificar informações para classificá-las e analisá-las, utilizando de recursos e técnicas estatísticas (porcentagem, média, desvio-padrão, coeficiente de correlação, entre outros), além de buscar entender aspectos mais subjetivos, como comportamentos, ideias e pontos de vista (GERHARDT; SILVEIRA, 2009).

## 3.2 Caracterização do objeto de estudo

Este estudo foi realizado no município de Vitória da Conquista, situado na porção sudoeste do estado da Bahia, mesorregião Centro Sul Baiano e microrregião de Vitória da Conquista, localizado entre as coordenadas 14,50°S e 15,50°S de Latitude e 40,50°W e 41,17°W de Longitude. O município possui área de 3.254,186 km<sup>2</sup> e conta com uma população de 370.879 pessoas, de acordo com o Censo 2022 (IBGE, 2023).

Sob uma perspectiva climática e ambiental, o município apresenta três microclimas distintos: o seco úmido, o semiárido e o seco subúmido. Essas variações são decorrentes do clima tropical de altitude. As atividades econômicas realizadas no município estão intimamente adaptadas aos recursos naturais da região. O município possui vegetação típica de mata de cipó, situada na transição entre a Caatinga e a mata fechada. A altitude média é de 960 metros e os solos predominantes são latossolos e argissolos eutróficos. Além disso, as estações do ano se caracterizam por invernos frios e secos, e verões marcados por baixas precipitações e uma distribuição irregular das chuvas ao longo do ano (MARCELINO, 2021).

A economia da região é amplamente diversificada, com ênfase no setor de prestação de serviços, especialmente nas áreas de saúde e educação. A indústria local está experimentando um crescimento significativo, enquanto a agropecuária continua a desempenhar um papel crucial no desenvolvimento econômico,

destacando-se as culturas do café e, mais recentemente, a silvicultura, como principais atividades (PMVC, 2023).

### 3.3 Materiais e Equipamentos

Para realizar as medições de irradiância solar e corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico foram utilizados os seguintes materiais e equipamentos:

- Módulo Fotovoltaico Resun RSM010P;
- Solarímetro SM206-SOLAR;
- Multímetro Digital Vinik DT9205A;
- Suporte de madeira;
- Nível de madeira;
- Bússola;
- Inclinômetro.

### 3.4 Métodos

Para realizar a análise da irradiação solar no município de Vitória da Conquista-BA foram utilizados dados obtidos por meio do programa SunData e dados medidos por meio de um solarímetro. Como o programa utiliza de um sistema de busca de localidades próximas e fornece dados de irradiação solar para três localidades disponíveis próximas ao ponto de interesse, foram determinados três locais para a realização das medições no município. A Tabela 3.1 apresenta as especificações geográficas dos três locais onde foram feitas as medições em notações decimais.

**Tabela 3.1** – Especificações geográficas dos locais onde foram realizadas as medições.

Local	Latitude	Longitude
IFBA	14,841591° S	40,877124° O
Centro	14,853014° S	40,843052° O
UESB	14,892892° S	40,806879° O

FONTE: Autor.

Para a montagem do sistema de medição de irradiância solar foram utilizados: suporte de madeira, módulo fotovoltaico, solarímetro e multímetro digital. Inicialmente, direcionava-se o suporte de madeira de modo a orientar o sistema em direção ao ponto cardeal desejado com o auxílio de uma bússola e verificava-se o nivelamento do suporte em relação à superfície horizontal com um nível de madeira a fim de manter o sistema nivelado, conforme Figuras 3.1 e 3.2. Devido à declinação magnética, além da bússola analógica, também foi utilizado o aplicativo de bússola do aparelho celular para direcionar o suporte de madeira para a orientação verdadeira.



**Figura 3.1** – Direcionamento do suporte de madeira na orientação Norte com o auxílio de uma bússola.

FONTE: Autor.



**Figura 3.2** – Verificação do nivelamento do suporte em relação à superfície horizontal com um nível de madeira.

FONTE: Autor.

Em seguida, colocava-se o solarímetro, o módulo fotovoltaico e o multímetro digital sobre o suporte de madeira para dar início às medições. Como pode ser visto nas Figuras 3.3 e 3.4, o sensor localizado no topo do solarímetro e o módulo fotovoltaico ficavam paralelos à base do suporte de madeira de modo a possibilitar o ajuste da inclinação do sistema. Desse modo, com o solarímetro foram realizadas as medições da irradiância solar local e com o multímetro digital foram medidos os valores de corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico a fim de calcular a irradiância solar incidente sobre o módulo por meio da Equação 2.4.

O programa SunData fornece os dados de irradiação solar no plano horizontal e no plano inclinado. Os ângulos dos planos inclinados são escolhidos pelo



FONTE: Autor.

**Figura 3.3** – Vista frontal do sistema de medição de irradiância solar.



FONTE: Autor.

**Figura 3.4** – Vista lateral do sistema de medição de irradiância solar.

programa de modo a obter os valores de irradiação na inclinação da Latitude e que forneçam a maior média anual e o maior mínimo mensal. Para o município de Vitória da Conquista os ângulos foram:  $15^\circ$  (ângulo igual à Latitude),  $12^\circ$  (maior média anual) e  $28^\circ$  (maior mínimo mensal). Assim, a cada medição foi utilizado um inclinômetro para ajuste da inclinação do sistema, conforme Figuras 3.5, 3.6, 3.7 e 3.8. Por fim, as medições foram realizadas nas localizações determinadas semanalmente e em diferentes horários.



**Figura 3.5** – Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano horizontal (ângulo igual a  $0^\circ$ ) e direção Norte.

FONTE: Autor.



**Figura 3.6** – Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano inclinado (ângulo igual a  $12^\circ$ ) e direção Norte.

FONTE: Autor.



**Figura 3.7** – Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano inclinado (ângulo igual a  $15^\circ$ ) e direção Norte.

FONTE: Autor.



**Figura 3.8** – Medição da irradiância solar e corrente de curto circuito no plano inclinado (ângulo igual a  $28^\circ$ ) e direção Norte.

FONTE: Autor.

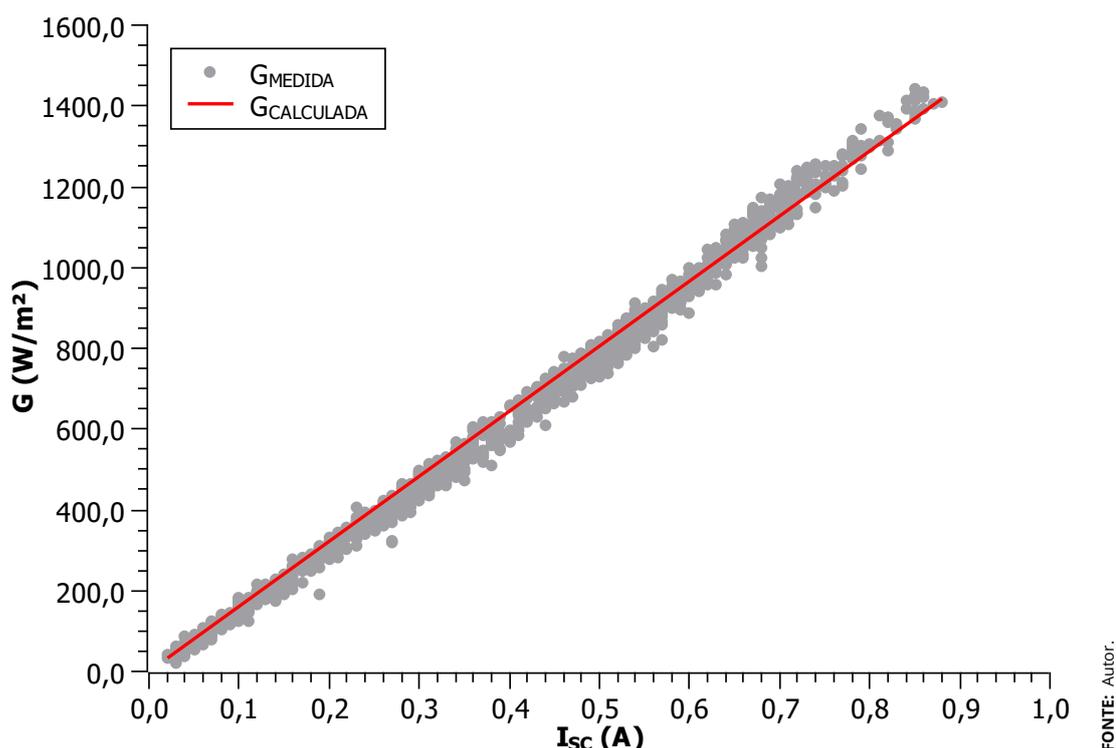
# Capítulo 4

## Resultados e Discussões

### 4.1 Validação dos dados

Durante os meses de realização do experimento foram realizadas 1.728 medições de irradiância solar com o solarímetro e 1.728 medições de corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico com o multímetro digital. Para validação dos dados de irradiância solar medidos com o solarímetro foi utilizado o sistema de medição de corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico sob as mesmas configurações de direção e inclinação. Desse modo, foi possível obter a irradiância solar de forma indireta por meio da Equação 2.4, que leva em consideração a corrente de curto-circuito medida e os valores de corrente de curto-circuito e irradiância do módulo sob condições-padrão de teste (STC).

A Figura 4.1 apresenta a sobreposição da dispersão dos valores de irradiância solar medidos com o solarímetro pela curva da irradiância calculada fazendo uso da Equação 2.4, em função dos valores de corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico. A dispersão dos valores de irradiância medida deve-se às características técnicas dos equipamentos utilizados, como tempo de amostragem e precisão. No entanto, podemos observar que a irradiância medida e a irradiância calculada apresentam comportamento linear e que a curva da irradiância calculada se ajusta aos valores da irradiância medida. Assim, pudemos validar os dados de irradiância obtidos por meio das medições realizadas com os dois métodos.



**Figura 4.1** – Irradiância medida e irradiância calculada em função da corrente de curto-circuito.

## 4.2 Influência da orientação e da inclinação na captação da irradiância

A orientação e a inclinação são fundamentais para maximizar a captação da energia solar. Em geral, para se obter uma medição mais adequada e eficiente, os equipamentos devem ser posicionados em direção à linha do Equador, ou seja, se o local de medição está no hemisfério Sul, a medição deve ser orientada ao Norte Verdadeiro, e se o local de medição está no hemisfério Norte, a medição deve ser orientada ao Sul Verdadeiro, conforme apontam [Gasparin e Krenzinger \(2016\)](#). No entanto, ao comparar os valores médios da irradiância solar orientada em direção aos quatro pontos cardeais quando medida em diferentes inclinações foi observado que os valores médios foram maiores na direção Sul a 0° e Oeste a 12°, 15° e 28°, conforme pode ser observado nas Figuras [4.2](#), [4.3](#), [4.4](#) e [4.5](#).

É importante destacar que, embora a maior captação da energia solar no hemisfério Sul seja, em geral, na orientação Norte, a irradiância também é influenciada pelo clima local, principalmente se ocorre muita variação das condições climáticas durante o dia. Em um dia com uma manhã com muita nebulosidade e

tarde com céu limpo, por exemplo, a maior incidência da radiação solar será no período da tarde, quando o Sol estará a Oeste, observado do ponto de medição. Nesse caso é compreensível que a irradiância medida seja maior com a medição orientada a Oeste. Além disso, essa situação foi observada com frequência durante as medições realizadas em Vitória da Conquista, manhãs nubladas e tardes com céu limpo.

Outro ponto a ser considerado é que as medições não foram realizadas simultaneamente. A cada orientação do sistema de medição eram realizadas quatro medições (diferentes inclinações), assim, para mudar a orientação do sistema passavam-se alguns minutos. Como a irradiância é uma grandeza muito dinâmica e pode variar significativamente em segundos, especialmente em dias nublados, o curto período de tempo para a mudança de orientação pode ter influenciado para que a irradiância média tenha sido maior nas direções Sul e Oeste.

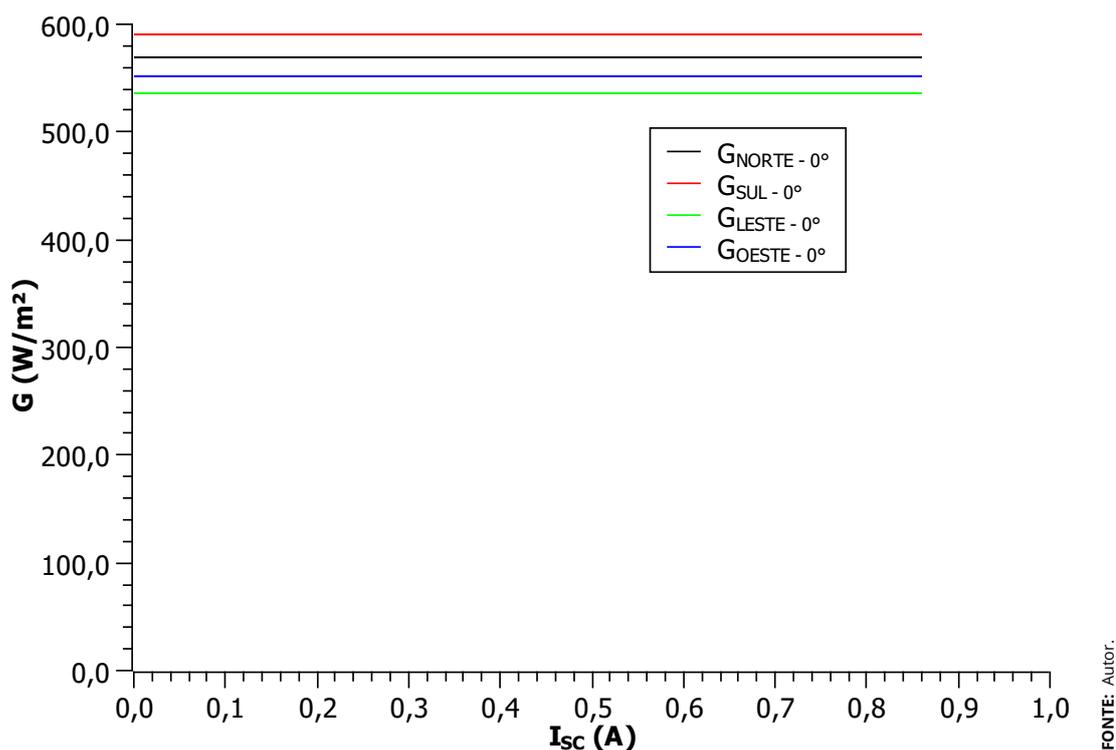


Figura 4.2 – Irradiância média no plano inclinado  $0^\circ$  e direções Norte, Sul, Leste e Oeste.

#### 4.2. INFLUÊNCIA DA ORIENTAÇÃO E DA INCLINAÇÃO NA CAPTAÇÃO DA IRRADIÂNCIA

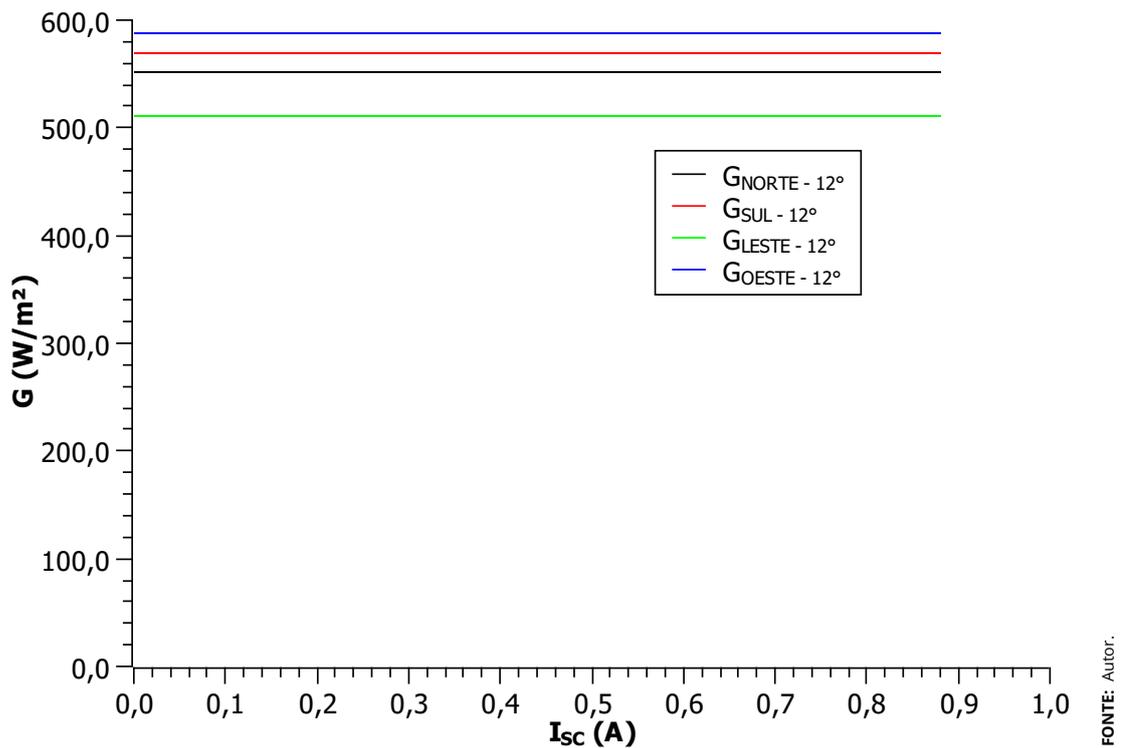


Figura 4.3 – Irradiância média no plano inclinado 12° e direções Norte, Sul, Leste e Oeste.

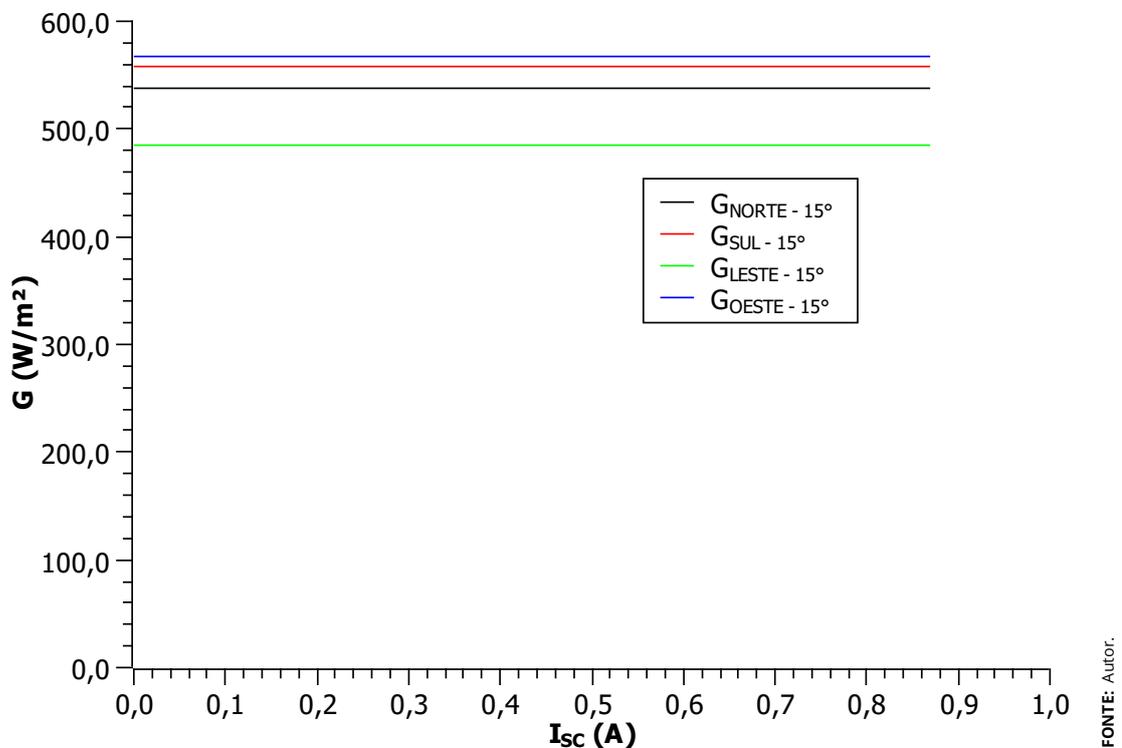
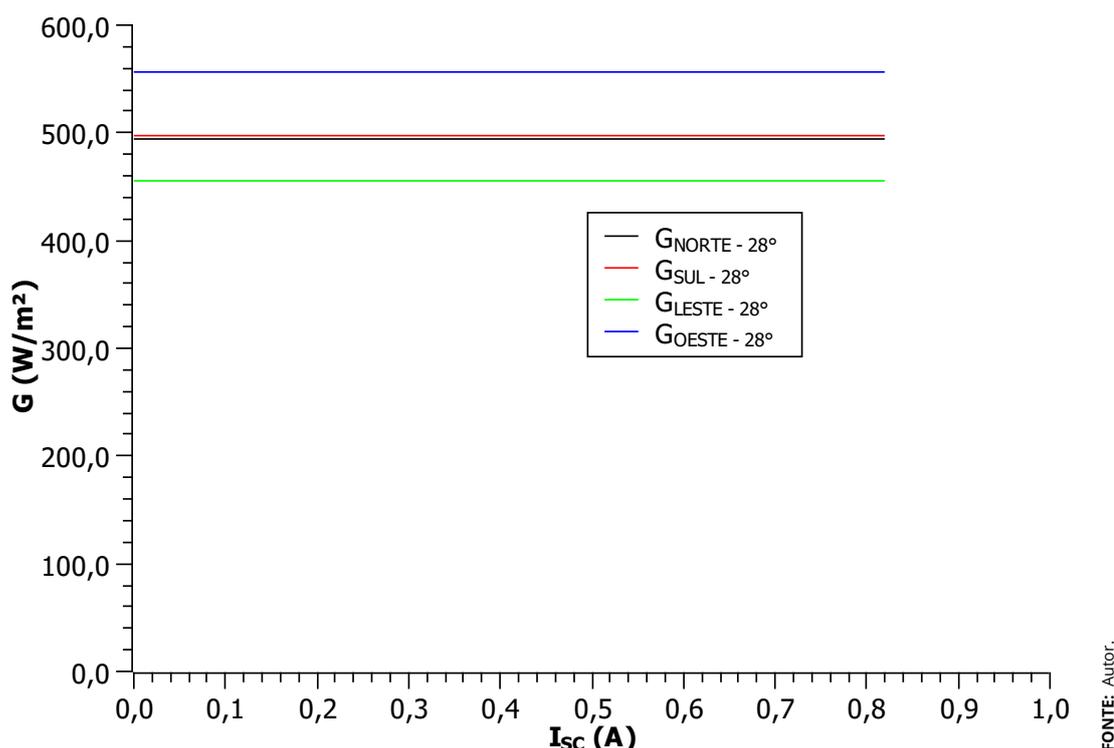


Figura 4.4 – Irradiância média no plano inclinado 15° e direções Norte, Sul, Leste e Oeste.

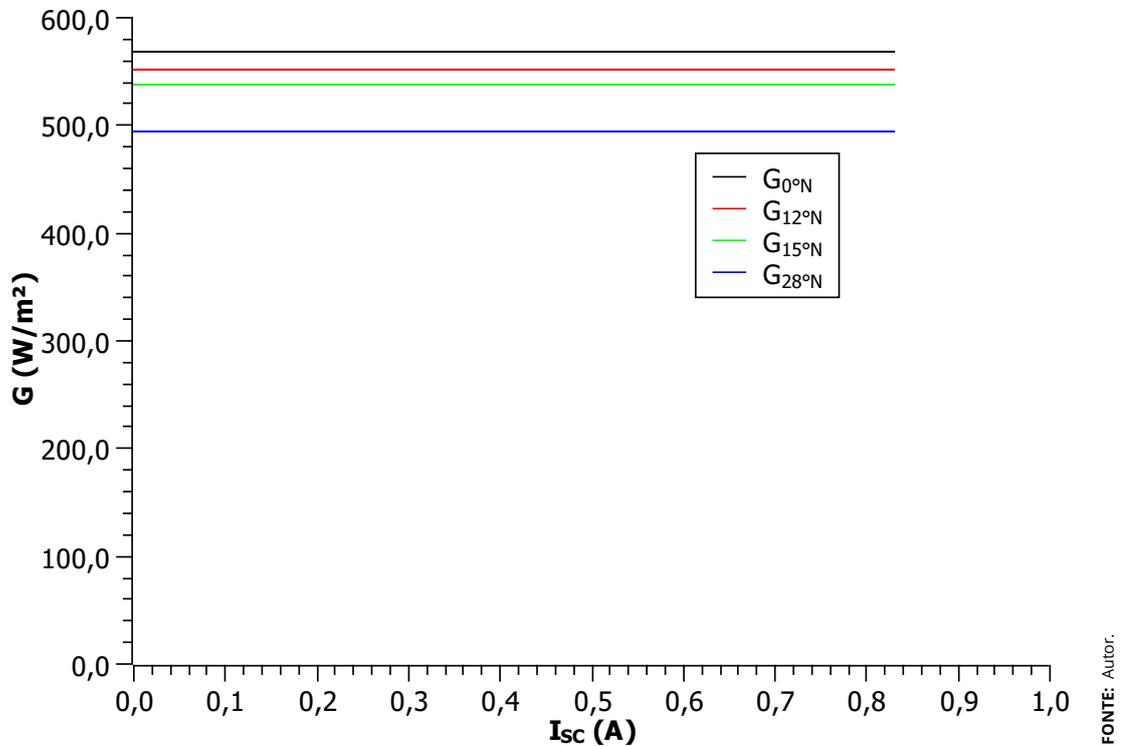


**Figura 4.5** – Irradiância média no plano inclinado  $28^\circ$  e direções Norte, Sul, Leste e Oeste.

Em relação à inclinação, para se obter a máxima captação da energia solar o equipamento de medição ou gerador fotovoltaico deve ser posicionado com um ângulo de inclinação igual à Latitude local (GASPARIN; KRENZINGER, 2016). Contudo, de acordo com Pinho e Galdino (2014), essa inclinação pode sofrer pequenas variações (até  $10^\circ$  em torno da Latitude local) sem resultar em grandes mudanças nos valores da irradiância incidente ao longo do ano. Além disso, o ângulo de maior incidência da irradiância também é influenciado pelas condições climáticas, podendo variar de acordo com a época do ano. Como o município de Vitória da Conquista situa-se entre as coordenadas  $14,50^\circ S$  e  $15,50^\circ S$  de Latitude, não foi esperado grandes variações nos valores médios da irradiância medida entre os ângulos de  $0^\circ$ ,  $12^\circ$ ,  $15^\circ$  e até mesmo  $28^\circ$ .

As Figuras 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 mostram a média da irradiância medida orientada aos quatro pontos cardeais. Podemos observar que nas direções Norte, Sul e Leste a irradiância é maior no plano horizontal ( $0^\circ$ ), seguido dos planos inclinados  $12^\circ$ ,  $15^\circ$  e  $28^\circ$ , respectivamente. Já na direção Oeste, a irradiância é maior a  $12^\circ$ ,  $15^\circ$ ,  $28^\circ$  e  $0^\circ$  de inclinação, nessa ordem, porém, com menores variações entre uma medida e outra. Assim, os gráficos demonstram que a máxima captação da energia solar durante os meses de outubro a dezembro em Vitória da Conquista se dá mais próxima de  $0^\circ$ , em decorrência da época do ano (transição da prima-

vera para o verão) e das condições climáticas do município. Esse comportamento também é apresentado nos valores de irradiação solar disponibilizadas por meio do programa Sundata no mesmo período.



**Figura 4.6** – Irradiância média na direção Norte e inclinações iguais a 0°, 12°, 15° e 28°.

#### 4.2. INFLUÊNCIA DA ORIENTAÇÃO E DA INCLINAÇÃO NA CAPTAÇÃO DA IRRADIÂNCIA

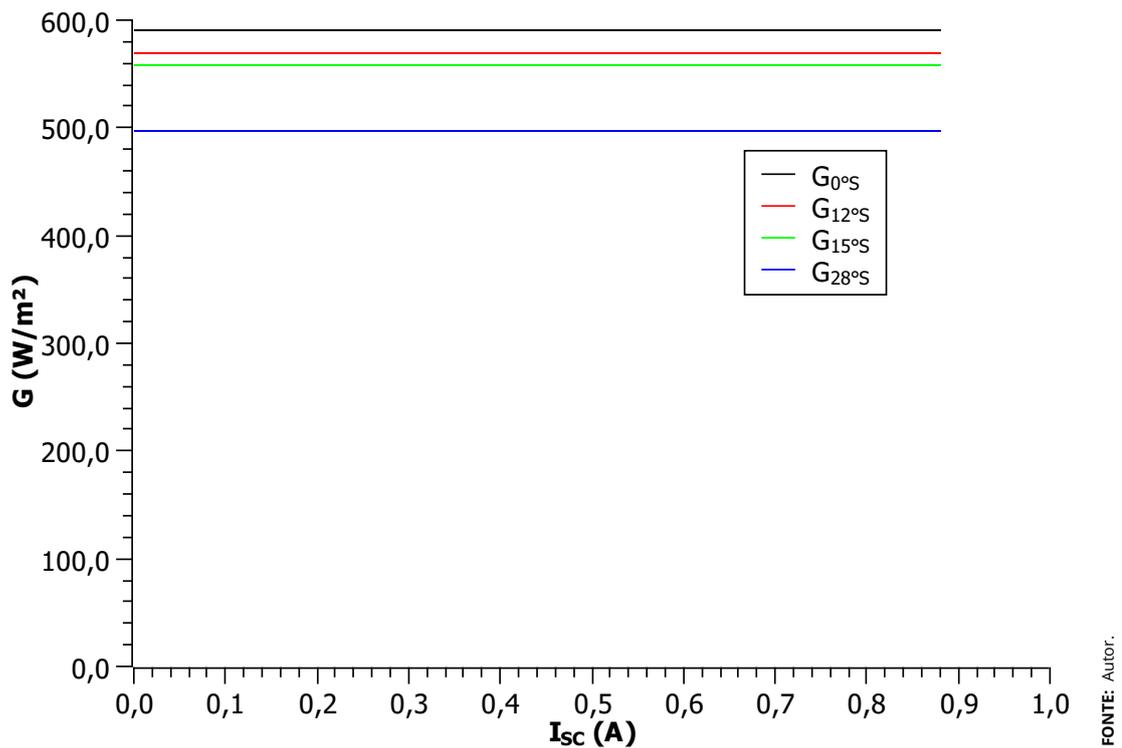


Figura 4.7 – Irradiância média na direção Sul e inclinações iguais a 0°, 12°, 15° e 28°.

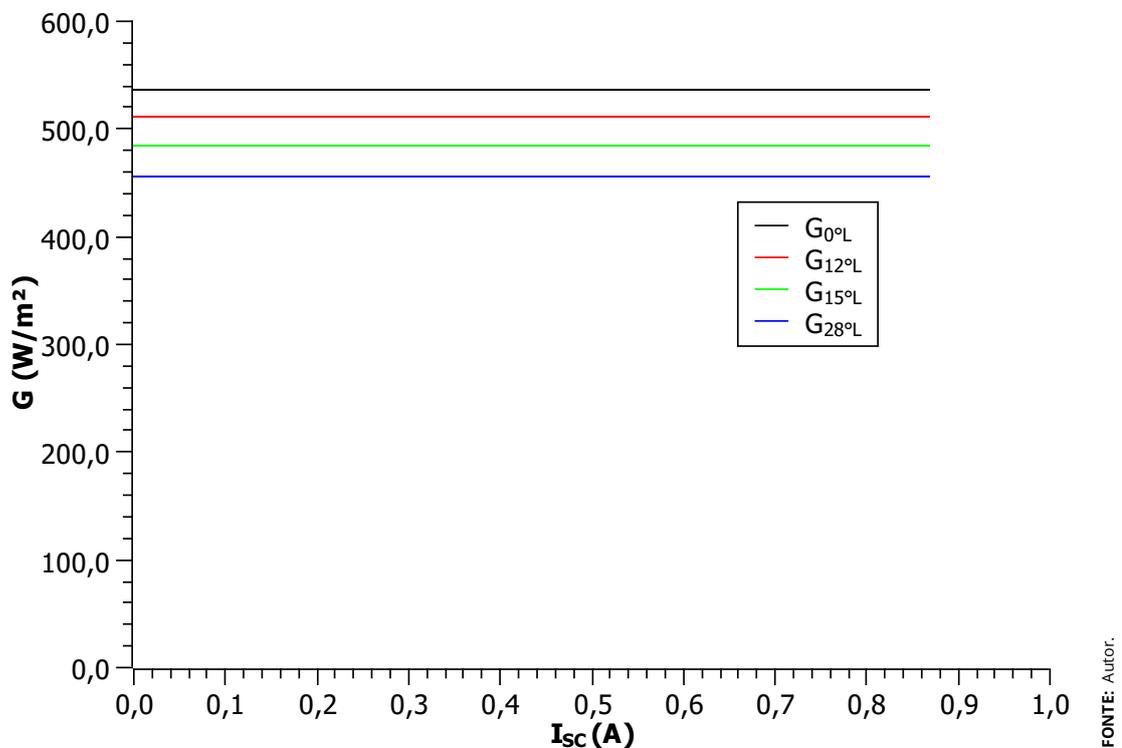


Figura 4.8 – Irradiância média na direção Leste e inclinações iguais a 0°, 12°, 15° e 28°.

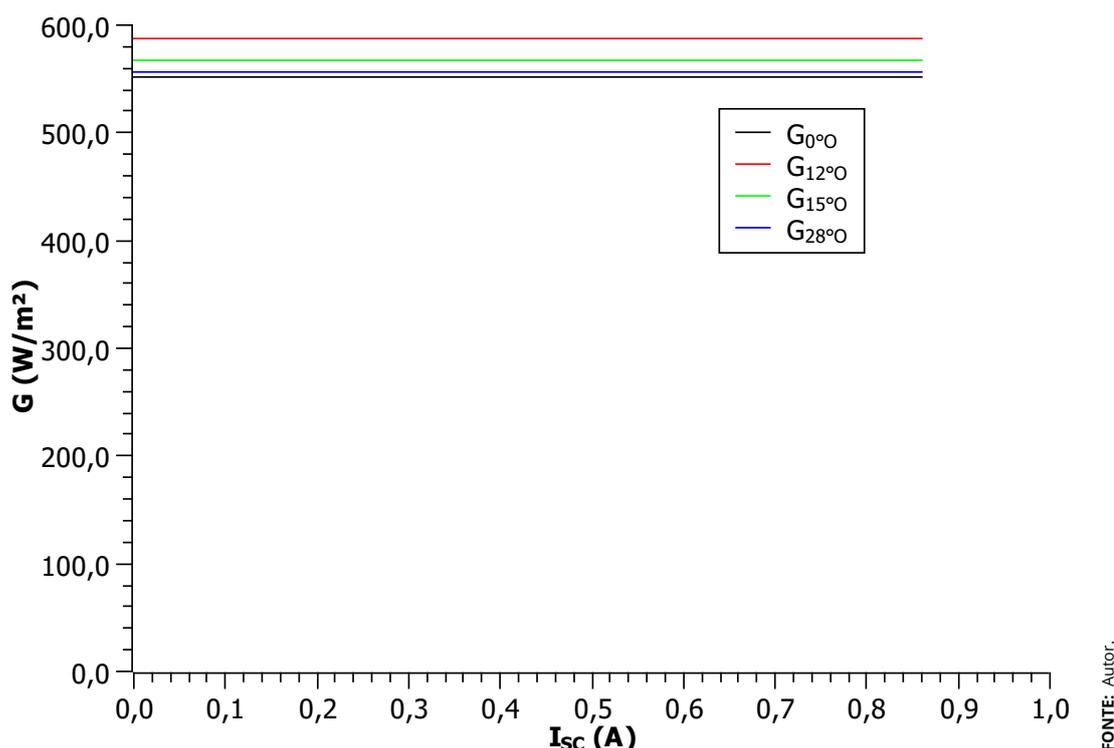


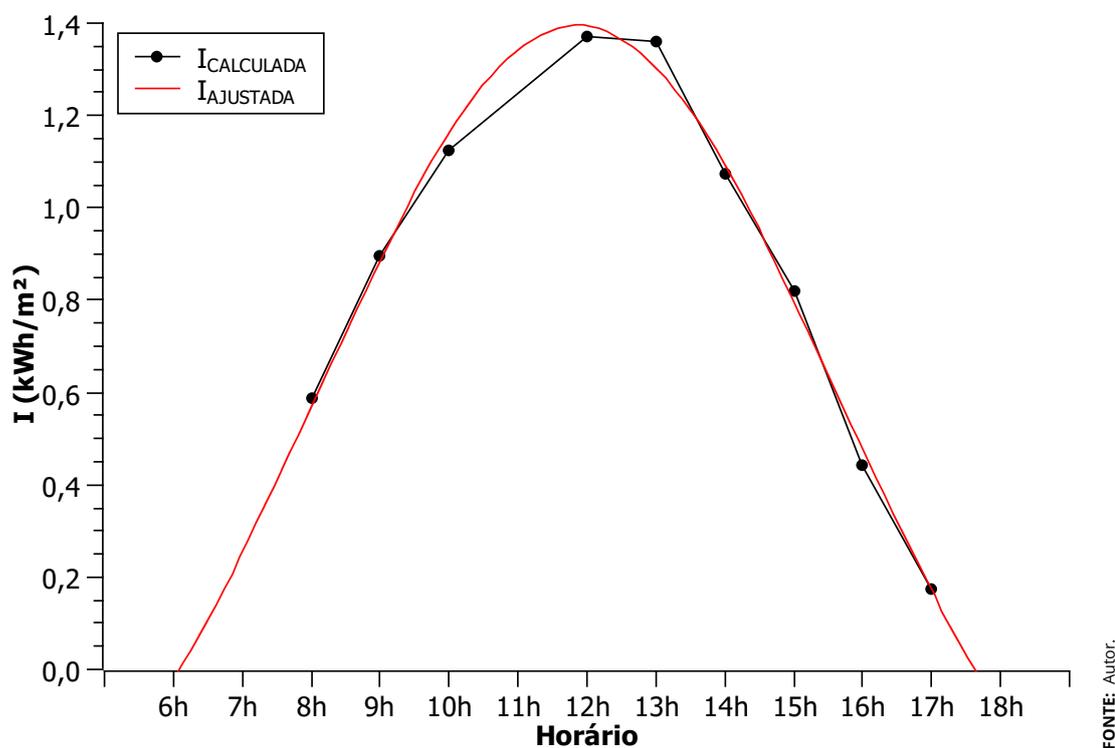
Figura 4.9 – Irradiância média na direção Oeste e inclinações iguais a  $0^\circ$ ,  $12^\circ$ ,  $15^\circ$  e  $28^\circ$ .

### 4.3 Determinação da Irradiação Solar no município de Vitória da Conquista

Para determinar a irradiação solar no município de vitória da conquista, inicialmente, foi necessário realizar alguns ajustes nas curvas de irradiação obtidas através das medições de irradiância feitas durante os dias em que foram realizadas as medições. A irradiação solar é dada pela integração da irradiância ao longo do tempo. Como as medidas realizadas são variáveis discretas, a determinação da irradiação foi feita por meio da soma das áreas formadas pelos valores de irradiância em intervalos iguais de tempo ao longo de uma hora. Desse modo, foi possível calcular a irradiação solar a cada hora em que foram realizadas as medições. No entanto, como foram realizadas medições apenas nos horários das 08h às 10h e das 12h às 17h, as curvas de irradiação calculada não contemplavam algumas horas do dia em que há incidência solar. Assim, para se obter os valores diários médios de irradiação solar no município, foi utilizado o Scidavis, programa de código aberto para a plotagem interativa de gráficos científicos e análise de dados, para ajustar as curvas encontradas e determinar, a partir da função de ajuste, a irradiação solar no horários das 06h, 07h, 11h e 18h. O intervalo escolhido foi

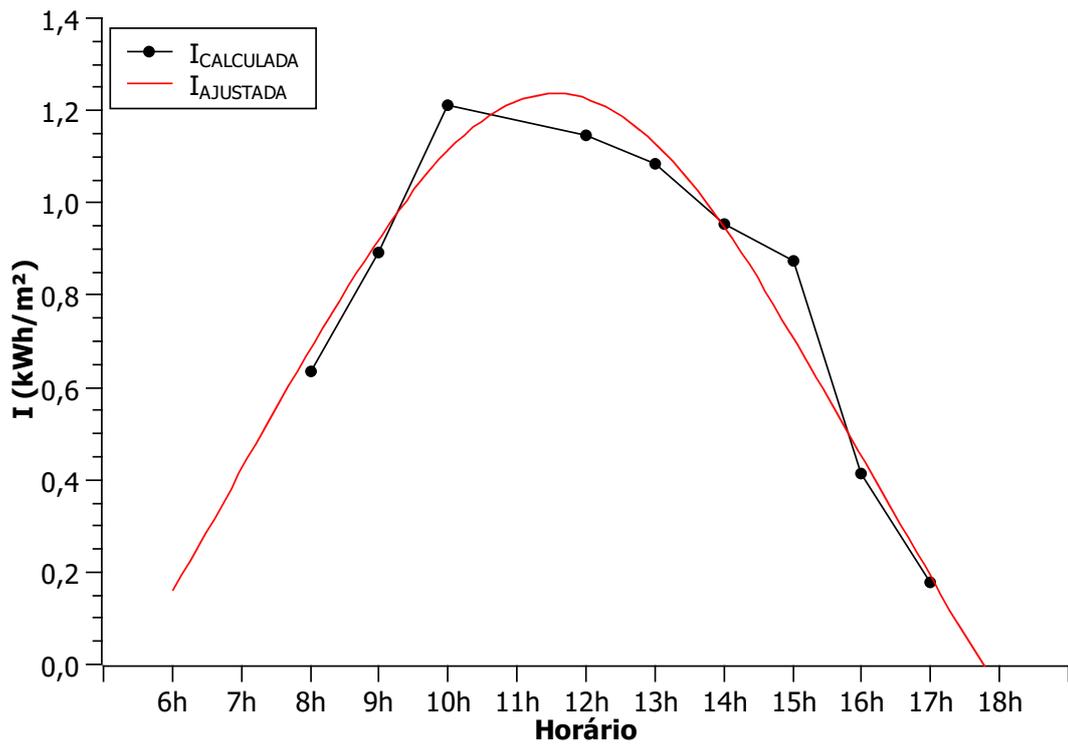
das 06h às 18h porque nesse período temos valores mais expressivos de radiação solar no local onde foi feito este estudo.

O ajuste foi feito de modo a traçar o comportamento da irradiação solar durante o dia pensando no gráfico da irradiação solar em condições de céu claro, em que a curva da irradiação solar durante o dia tem formato de sino, começa com valores menores no início da manhã, alcança um pico próximo do meio dia solar e diminui até o entardecer. Assim, para fazer o ajuste foram utilizadas funções não lineares que tivessem essa característica. Portanto, para ajustar a curva da irradiação foram utilizadas funções gaussiana, lorentziana e polinomial de ordem 2 e 3. As Figuras 4.10, 4.11, 4.12, 4.13 mostram os gráficos da curva de irradiação calculada e do ajuste realizado para alguns dias do mês de dezembro. Para a determinação da irradiação solar diária no município foi considerada apenas os dados da orientação Norte (em todas as inclinações) para poder comparar com os dados fornecidos pelo SunData. Por fim, com os valores médios diários de irradiação solar no município foi possível obter a média mensal da irradiação nos meses de outubro a dezembro.



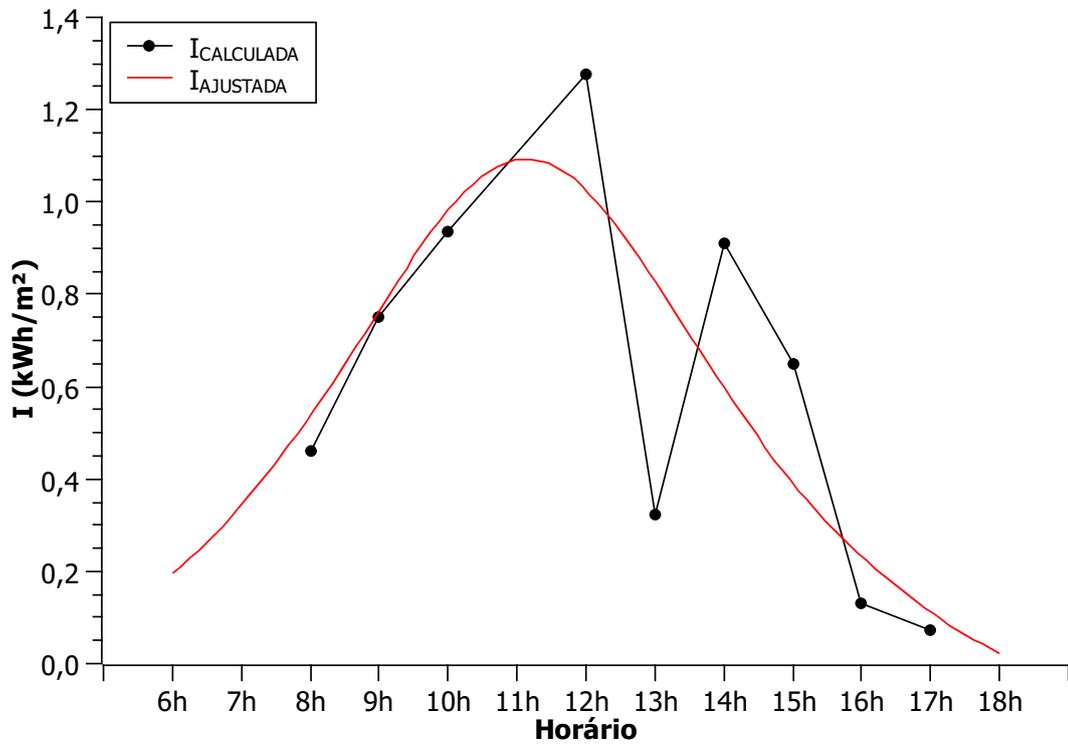
FONTE: Autor.

**Figura 4.10** – Curva da irradiação solar a 0°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 22/12/23.



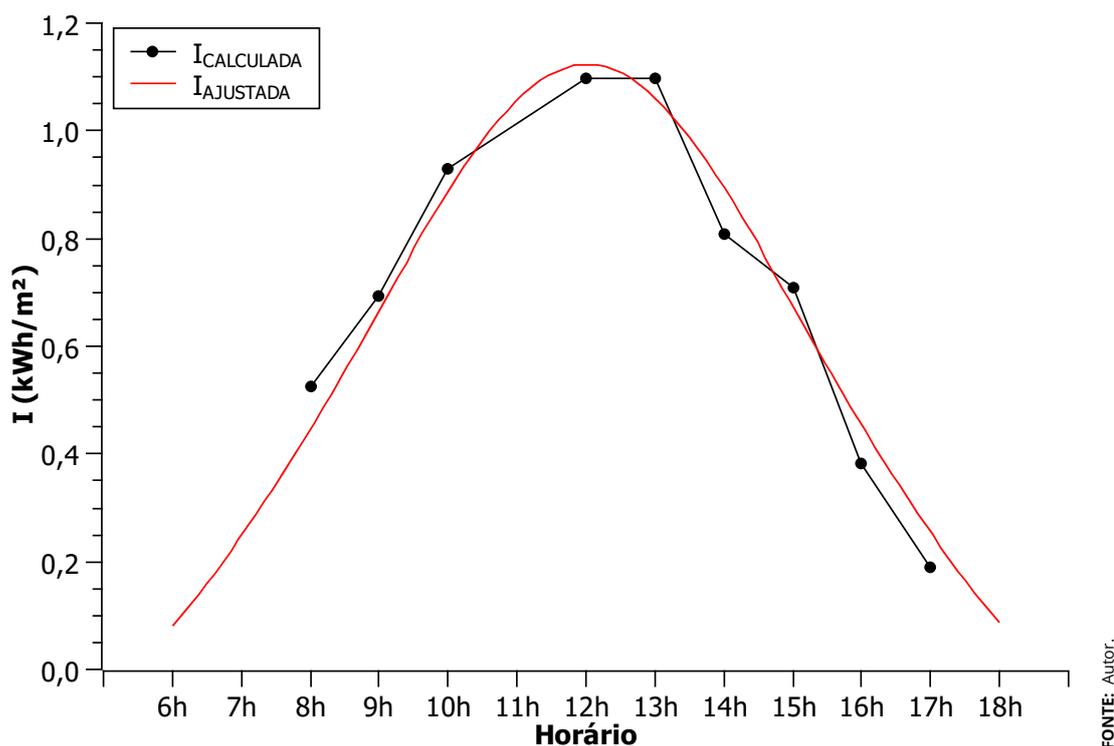
FONTE: Autor.

**Figura 4.11** – Curva da irradiação solar a 12°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 15/12/23.



FONTE: Autor.

**Figura 4.12** – Curva da irradiação solar a 15°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 01/12/23.

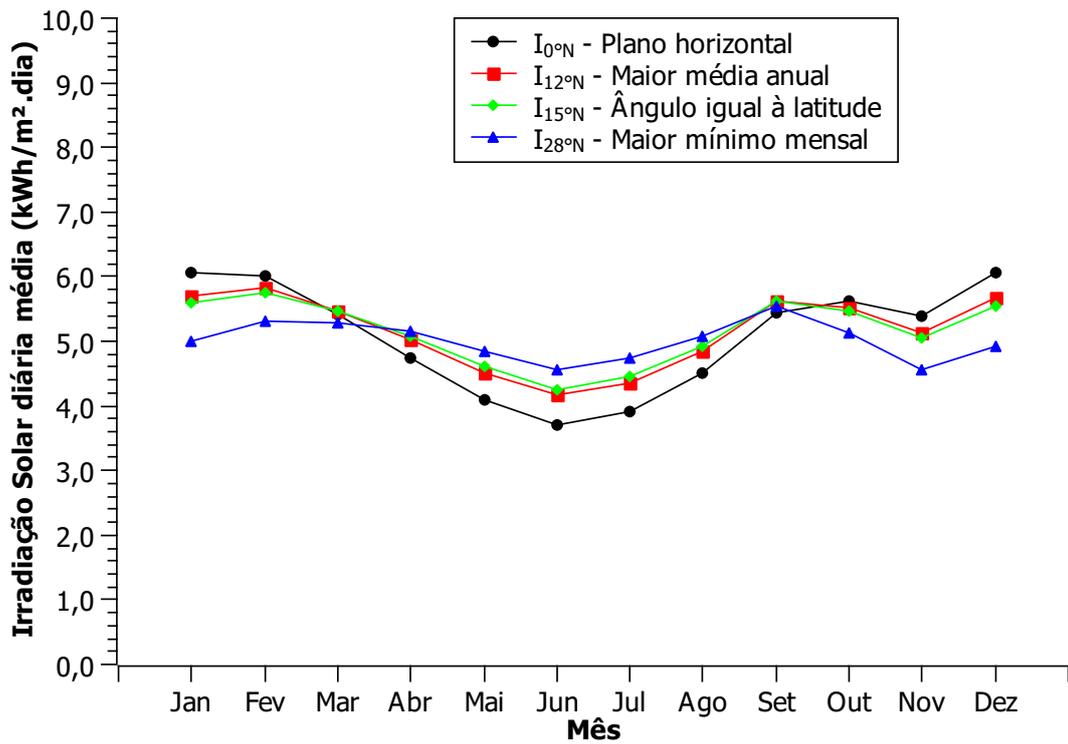


**Figura 4.13** – Curva da irradiação solar a 28°N no município de Vitória da Conquista e ajuste não linear - dia 09/12/23.

## 4.4 Comparação entre os dados experimentais e os dados teóricos

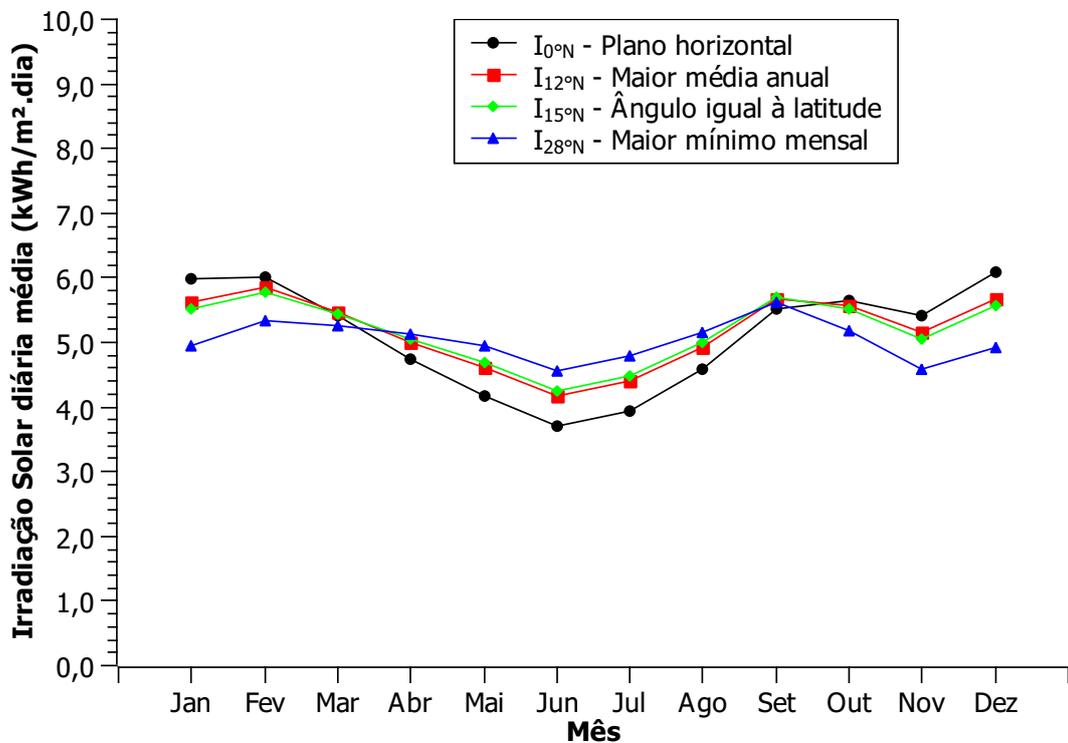
O SunData/[CRESESB](#) fornece três tabelas de dados de irradiância para uma determinada localidade, considerando para cada tabela um ponto próximo ao local informado. Para o município de Vitória da Conquista foram fornecidos dados de três localidades, a 4,9km, 6,3km e 10,9km de distância das coordenadas geográficas informadas, que neste trabalho chamaremos de Sundata01, Sundata02 e Sundata03, respectivamente. As Figuras [4.14](#), [4.15](#) e [4.15](#) mostram os gráficos da irradiação solar ao longo do ano, na direção Norte em quatro inclinações, nessas localidades. As inclinações disponibilizadas pelo programa são referentes aos ângulos que fornecem a maior irradiação média anual (12°), a maior irradiação mínima mensal (28°), a irradiação na inclinação igual à Latitude (15°) e no plano horizontal (0°).

4.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS DADOS EXPERIMENTAIS E OS DADOS TEÓRICOS



FONTE: (CRESESB, 2023).

Figura 4.14 – Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-Ba - Sundata01.



FONTE: (CRESESB, 2023).

Figura 4.15 – Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-Ba - Sundata02.

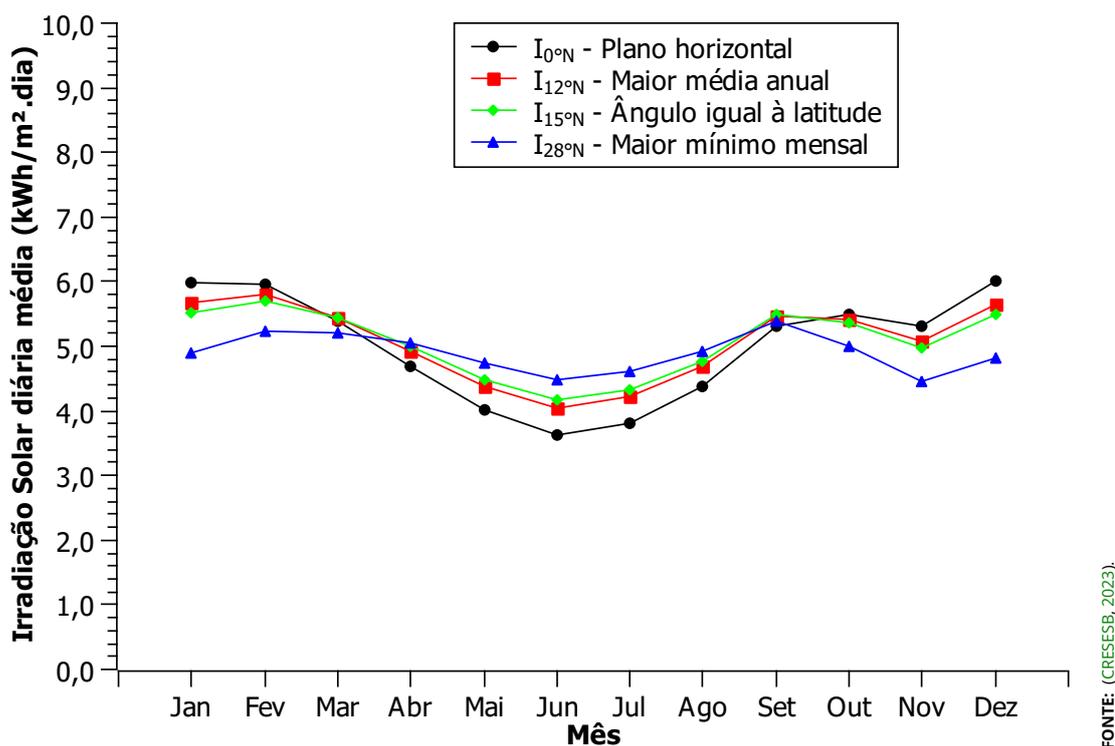
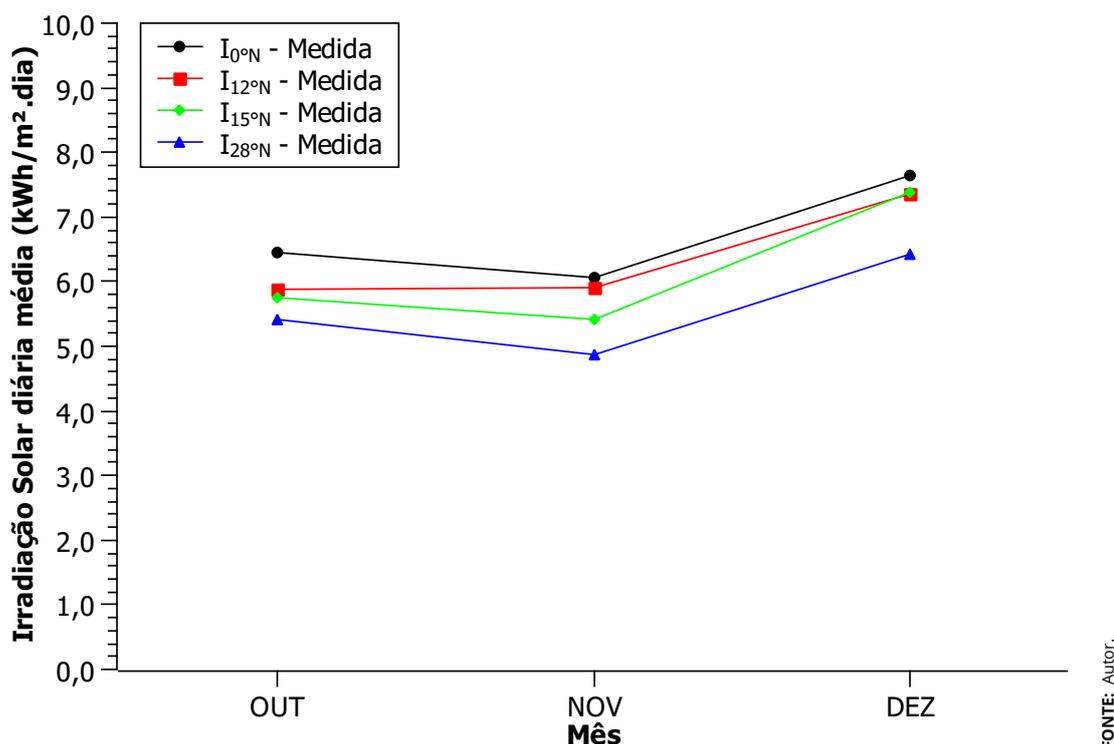


Figura 4.16 – Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-BA - Sundata03.

Podemos observar que, assim como mostrado nos gráficos da irradiância medida em diferentes inclinações na direção Norte, os valores de irradiância solar fornecidos pelo SunData, nos meses de outubro a dezembro, são maiores na inclinação igual a  $0^{\circ}$ , seguidos de  $12^{\circ}$ ,  $15^{\circ}$  e  $28^{\circ}$ . Esse comportamento também foi mostrado na Figura 4.17, no gráfico da irradiância solar diária média mensal em Vitória da Conquista-BA nos meses de outubro a dezembro, calculada a partir das medições realizadas. A irradiância medida, bem como a irradiância estimada pelo SunData, apresentou maior média a  $0^{\circ}$ . Também foi observado que no mês de dezembro a irradiância medida apresentou valor bem próximo entre os ângulos de  $12^{\circ}$  e  $15^{\circ}$ .



**Figura 4.17** – Irradiação solar diária média mensal em Vitória da Conquista-BA nos meses de outubro a dezembro, calculada a partir das medições realizadas.

Ao compararmos os valores de irradiação solar estimados pelo SunData e os valores de irradiação solar obtidos através das medições realizadas observamos que as médias mensais calculadas por meio dos experimentos foram maiores nos três meses. Ademais, o aumento percentual da irradiação foi menor nos meses de outubro e novembro e teve uma variação mais expressiva no mês de dezembro. As Figuras 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21 mostram as comparações entre as curvas de irradiação do SunData e a curva da irradiação medida para as quatro inclinações.

Também observamos que a irradiação medida se aproxima mais da curva da irradiação estimada para o local Sundata 02 e se distancia mais da curva da irradiação estimada para o local Sundata 03. Desse modo, calculamos o aumento percentual da irradiação do Sundata em relação a irradiação medida para essas duas curvas, sendo o menor percentual para o Sundata 02 e o maior percentual para o Sundata 03, conforme Tabelas 4.1, 4.2, 4.3, 4.4. O aumento percentual nos meses de outubro e dezembro foi inferior a 20%, já no mês de dezembro foi por volta de 30%. Levando em consideração as variações que ocorrem entre as fontes de dados de irradiação solar disponíveis, os meses de outubro e novembro apresentaram variações dentro do esperado. O mês de dezembro apresentou variação maior, mas, deve-se considerar que não foram realizadas medições em todos os

#### 4.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS DADOS EXPERIMENTAIS E OS DADOS TEÓRICOS

---

dias dos meses, as medições foram feitas semanalmente, e isso impactou no cálculo da irradiação média calculada a partir dos experimentos.

**Tabela 4.1** – Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 0°N.

<b>Mês</b>	<b><math>I_{Sundata01}</math></b>	<b><math>I_{Sundata02}</math></b>	<b><math>I_{Sundata03}</math></b>	<b><math>I_{Medida}</math></b>	<b>Menor %</b>	<b>Maior %</b>
Out	5,61	5,65	5,49	6,45	14,2	17,5
Nov	5,39	5,41	5,30	6,06	12,1	14,4
Dez	6,07	6,09	6,01	7,65	25,6	27,3

FONTE: Autor.

**Tabela 4.2** – Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 12°N.

<b>Mês</b>	<b><math>I_{Sundata01}</math></b>	<b><math>I_{Sundata02}</math></b>	<b><math>I_{Sundata03}</math></b>	<b><math>I_{Medida}</math></b>	<b>Menor %</b>	<b>Maior %</b>
Out	5,51	5,56	5,41	5,87	5,7	8,6
Nov	5,13	5,15	5,08	5,90	14,6	16,2
Dez	5,67	5,68	5,65	7,37	29,8	30,4

FONTE: Autor.

**Tabela 4.3** – Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 15°N.

<b>Mês</b>	<b><math>I_{Sundata01}</math></b>	<b><math>I_{Sundata02}</math></b>	<b><math>I_{Sundata03}</math></b>	<b><math>I_{Medida}</math></b>	<b>Menor %</b>	<b>Maior %</b>
Out	5,47	5,51	5,35	5,75	4,3	7,4
Nov	5,04	5,06	4,97	5,41	6,9	8,8
Dez	5,55	5,56	5,49	7,39	32,9	34,6

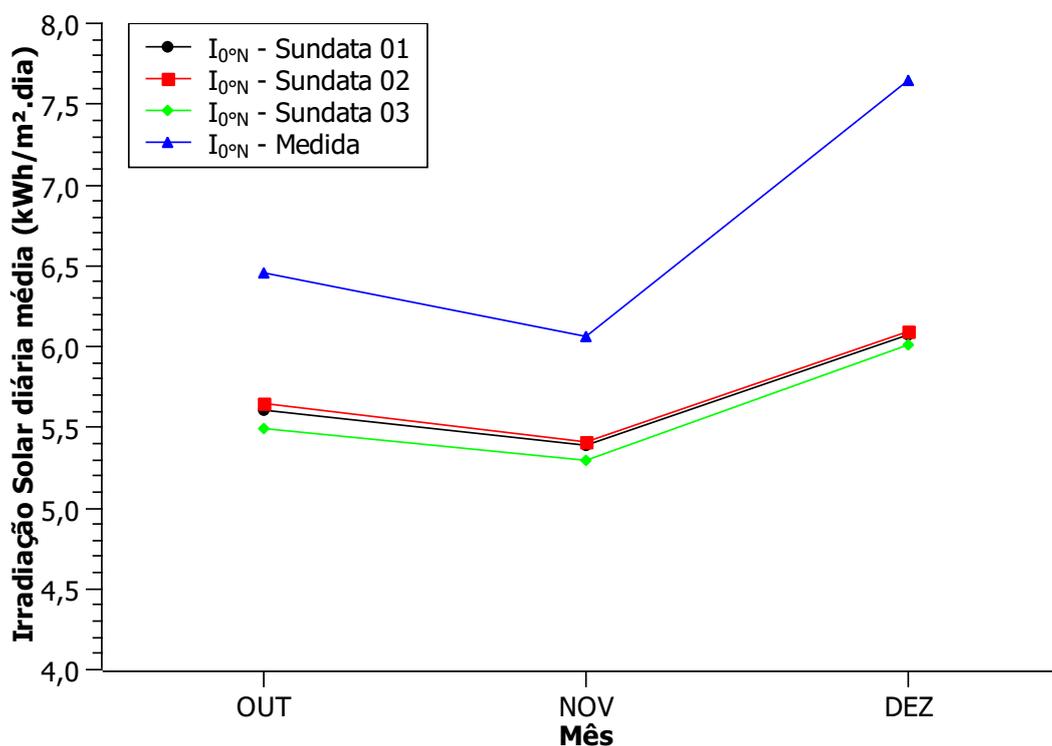
FONTE: Autor.

#### 4.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS DADOS EXPERIMENTAIS E OS DADOS TEÓRICOS

**Tabela 4.4** – Aumento percentual da irradiação medida em relação à irradiação do SunData - 28°N.

Mês	$I_{Sundata01}$	$I_{Sundata02}$	$I_{Sundata03}$	$I_{Medida}$	Menor %	Maior %
Out	5,13	5,17	4,99	5,40	4,5	8,3
Nov	4,57	4,59	4,46	4,88	6,3	9,4
Dez	4,91	4,92	4,81	6,41	30,3	33,3

FONTE: Autor.



FONTE: Autor.

**Figura 4.18** – Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 0°N.

#### 4.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS DADOS EXPERIMENTAIS E OS DADOS TEÓRICOS

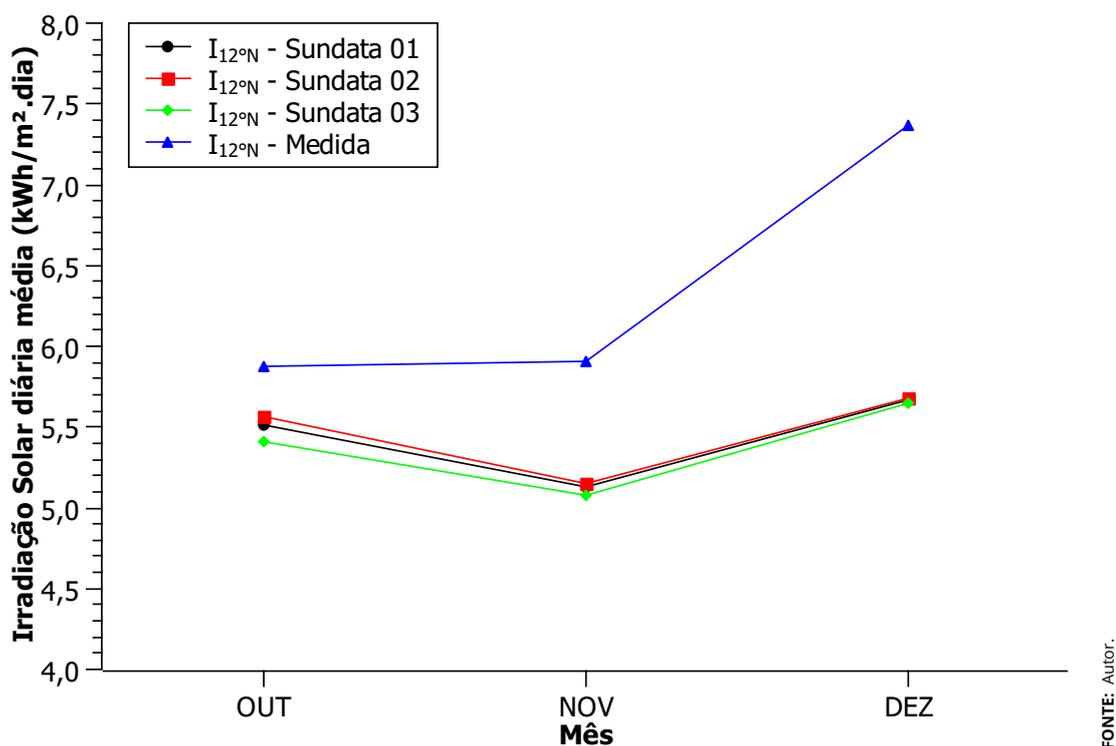


Figura 4.19 – Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 12°N.

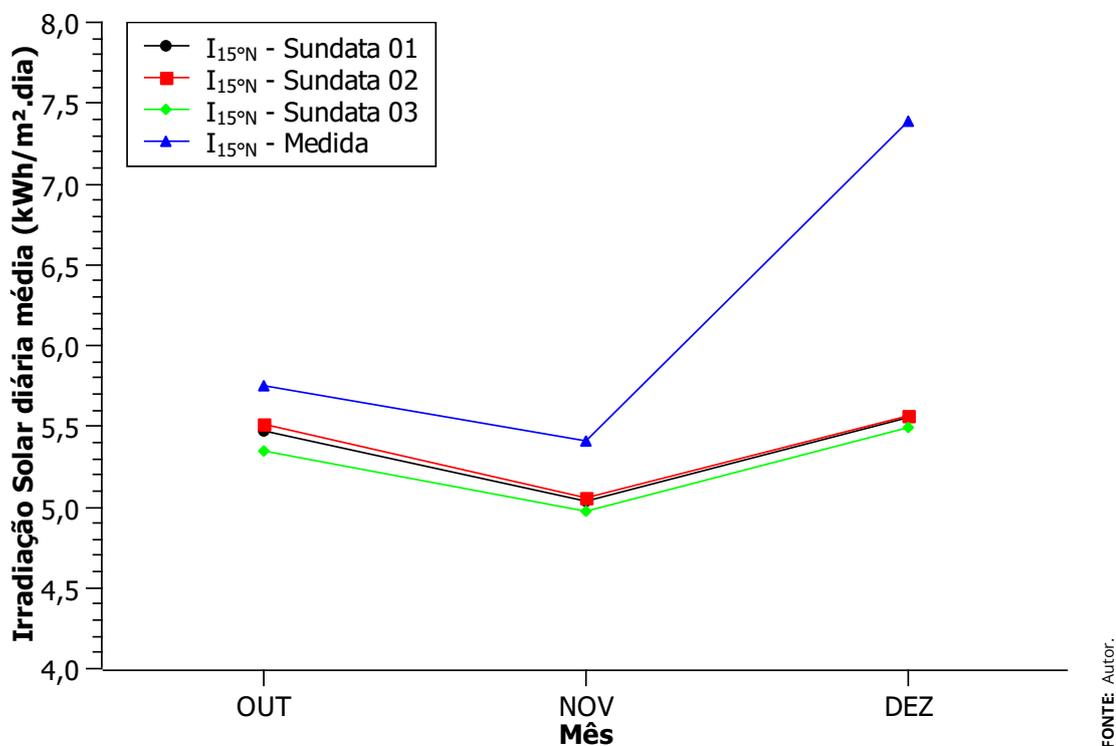
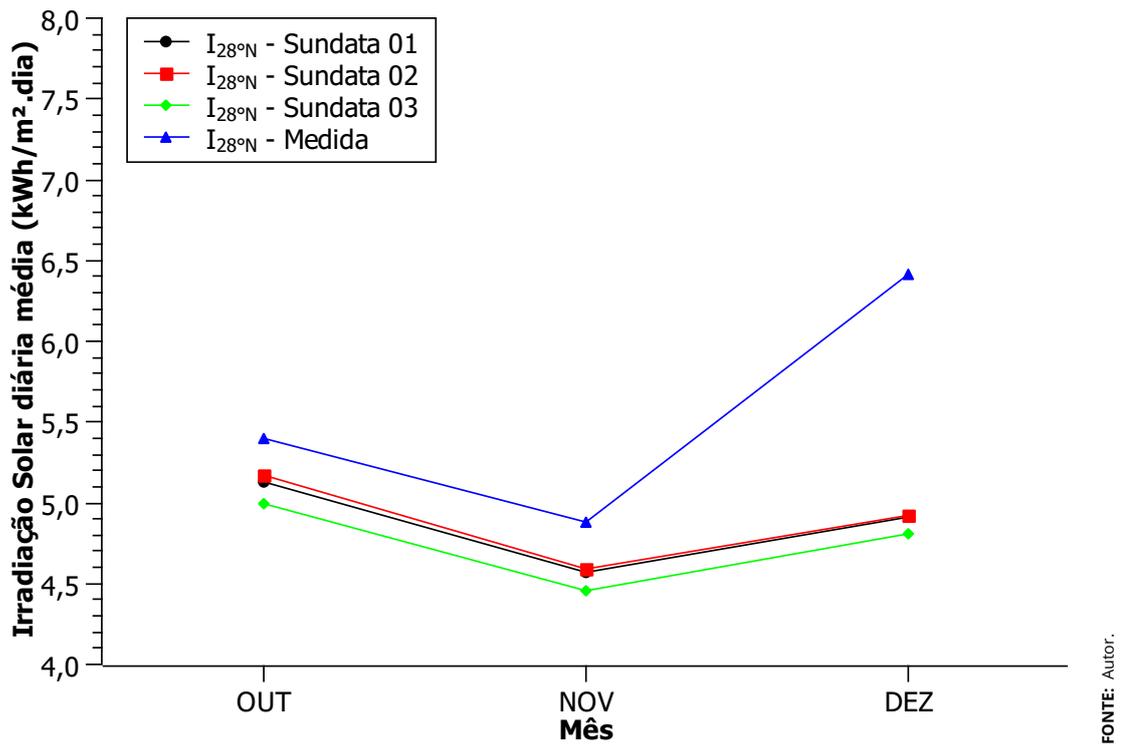


Figura 4.20 – Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 15°N.



**Figura 4.21** – Irradiação solar diária média mensal estimada pelo SunData em comparação à irradiação solar diária média mensal calculada a partir das medições realizadas - 28°N.

## Capítulo 5

### Considerações Finais

Diante do levantamento dos dados de irradiância solar nos meses de outubro a dezembro de 2023 pudemos obter valores médios de irradiação solar no município de Vitória da Conquista-BA e compará-los com os valores disponibilizados pelo programa SunData. Também foi possível comparar os dados de irradiância coletados com o solarímetro e os dados obtidos de forma indireta por meio de medições de corrente elétrica no módulo fotovoltaico, além de analisar o comportamento da irradiância solar quando medida em diferentes inclinações e direções.

Ao determinar os valores de irradiância solar por meio dos valores de corrente de curto-circuito medidos no módulo fotovoltaico e compará-los com os valores de irradiância solar medidos com o Solarímetro, notamos que o primeiro método oferece uma boa aproximação à irradiância medida através do solarímetro. A irradiância e a corrente de curto circuito no módulo fotovoltaico são variáveis diretamente dependentes, conforme observado no comportamento linear apresentado nas curvas da irradiância medida e da irradiância calculada, e, a partir da comparação desses dados, pudemos validar os dados obtidos de forma experimental. A utilização do módulo fotovoltaico para obtenção de dados de irradiância solar oferece uma alternativa simples e econômica para esse propósito.

A análise do comportamento da irradiância solar em diferentes ângulos e direções trouxe contribuições tanto para a compreensão dos conhecimentos teóricos a respeito do assunto, como para o entendimento das limitações da metodologia utilizada. Pudemos perceber a influência tanto da geometria Sol-Terra como das características climáticas do local onde se pretender estudar o potencial solar. Para o município de Vitória da Conquista notamos que a inclinação mais próxima

---

de 0° tem desempenho melhor do que a inclinação próxima da Latitude nos meses de outubro a dezembro. No entanto, faz-se necessário um estudo anual para uma completa análise da influência da inclinação na captação da radiação solar. Também reconhecemos a necessidade de se analisar o comportamento da irradiância nas diferentes orientações de forma simultânea para proporcionar melhores resultados para comparação.

O cálculo dos valores médios mensais de irradiação solar no município de Vitória da Conquista-BA a partir dos dados de irradiância solar coletados experimentalmente se mostrou efetivo dentro das limitações da coleta de dados realizada. Além do mais, a comparação entre os valores médios mensais de irradiação solar obtidos experimentalmente com os dados teóricos fornecidos pelo programa SunData mostrou que os valores de irradiação solar obtidos nos meses de outubro e novembro apresentaram variação percentual dentro da faixa de variação existente entre as fontes de dados de potencial solar disponíveis atualmente. O mês de dezembro apresentou uma variação maior, no entanto, razoável, tendo em vista que as medições foram realizadas semanalmente.

Por fim, diante do estudo realizado percebemos que os dados teóricos de irradiação solar obtidos por meio do programa SunData são condizentes com dados coletados experimentalmente, pois ambos apresentaram comportamentos semelhantes durante os meses analisados e uma variação percentual aceitável (entre 20% e 30%), uma vez que as diferentes fontes de dados atuais apresentam resultados que podem variar entre si mais de 20%. Assim, a realização deste trabalho contribui para reforçar a confiabilidade dos dados fornecidos pelo SunData/[CRESESB](#).

## Capítulo 6

### Sugestões para Trabalhos Futuros

Em trabalhos futuros algumas melhorias podem ser realizadas a fim de tornar este trabalho mais robusto, aprimorar a metodologia utilizada e obter melhores resultados. Para tanto, inicialmente, sugerimos um período maior de coleta de dados com a realização de um estudo anual. Em segundo, a automatização das medições possibilitará uma coleta de dados diária e que contemple todo o período de incidência solar durante o dia. Por fim, a coleta de dados de forma simultânea orientada aos quatro pontos cardeais e em três localidades diferentes possibilitará melhores resultados tanto para a comparação do comportamento da irradiância solar em ambas as direções, como na comparação com as três localidades disponibilizadas pelo Sundata.

# REFERÊNCIAS

ABNT-NBR10899. *ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT-NBR 6023 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia*. [S.l.], 2020. (Citado na página 12.)

ALBUQUERQUE, A. A. T. de. *Sistema remoto de medição de irradiação solar para obtenção do desempenho global de sistemas fotovoltaicos*. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais) — Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023. (Citado 4 vezes nas páginas 2, 10, 17, and 18.)

ANDRADE, R. C. de. *Estudo do efeito lente produzido por nuvens na irradiação solar global medido no Nordeste do Brasil*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2016. (Citado 2 vezes nas páginas 10 and 11.)

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, 2012. Disponível em <<http://https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 27 maio 2024. 2012. (Citado na página 1.)

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relação de empreendimentos de Geração Distribuída. Disponível em <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>>. Acesso em: 21 nov. 2023. (Citado na página 4.)

BEZERRA, F. D. Infraestrutura: Energia solar. *BNB*, Fortaleza, ano 8, p. 9, jul. 2023. (Caderno Setorial Etene). Disponível em <<https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/handle/123456789/1849>>. Acesso em: 20 nov. 2023. (Citado na página 1.)

BRAGA, R. P. *Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações*. 2008. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. (Citado na página 13.)

BRASIL. Decreto de 27 de dezembro de 1994. Cria o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM, e dá outras providências. Brasília, DF, 1994. Disponível em <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/dnn/anterior\\_a\\_2000/1994/Dnn2793.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/dnn/anterior_a_2000/1994/Dnn2793.htm)>. Acesso em: 13 set. 2023. 1994. (Citado na página 19.)

CRESESB. Potencial solar - sundata v 3.0. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 13 set. 2023. ( Citado 4 vezes nas páginas 19, 20, 39, and 40. )

FERREIRA, D. de O. *Software para auxílio a projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. 2018. Monografia (Graduação em Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações) — Universidade Federal de Uberlândia, Patos de Minas, 2018. ( Citado 2 vezes nas páginas 14 and 16. )

FLEURY, M. T. L.; WERLANG, S. R. da C. Pesquisa aplicada: conceitos e abordagens. *Anuário de Pesquisa GV Pesquisa 2016-2017*, p. 10–15, 2016. Disponível em <<https://periodicos.fgv.br/apgvpesquisa/article/view/72796/69984>>. Acesso em: 14 set. 2023. ( Citado na página 22. )

GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. *Anais*. Belo Horizonte: Associação Brasileira de Energia Solar, 2016. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1286>>. Acesso em: 03 nov. 2023. ( Citado 3 vezes nas páginas 19, 29, and 32. )

GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. (org.). *Métodos de Pesquisa*. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2009. *E-book*. ISBN 978-85-386-0071-8. Disponível em <<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/213838/000728731.pdf>>. Acesso em: 14 set. 2023. ( Citado 2 vezes nas páginas 22 and 23. )

IBGE. Vitória da conquista. Disponível em <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ba/vitoria-da-conquista/panorama>>. Acesso em: 03 nov. 2023. ( Citado na página 23. )

IMHOFF, J. *Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos*. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2007. ( Citado na página 13. )

IRENA; CPI. *Global landscape of renewable energy finance*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023. ISBN 978-92-9260-523-0. ( Citado na página 1. )

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Photovoltaic solar energy: A briefly review. *Revista Virtual de Química*, v. 7, 2015. ISSN 1984-6835. ( Citado na página 1. )

MARCELINO, R. L. Comportamento climático do município de vitória da conquista em relação ao el niño (atualização) / climate behavior of the municipality of vitória da conquista in relation to el niño (update). *Brazilian Journal of Animal and Environmental Research*, v. 4, p. 2156–2173, 5 2021. ISSN 2595-573X. ( Citado na página 23. )

MARTINEZ, A. T.; GOMEZ-AZPEITIA, G. (comp.). *Prontuario solar de México*. Colima: Universidad de Colima, 2015. 149 p. ISBN 978-607-8356-45-4. ( Citado 3 vezes nas páginas 6, 7, and 8. )

MEDEIROS, C. A. G.; MARTINS, A. M. Geometria Sol-Terra: Revisão didática com ênfase no hemisfério Sul e direcionada pela ABNT NBR 10899:2013. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. *Anais*. Fortaleza: Associação Brasileira de Energia Solar, 2020. ISBN 978-65-993338-0-4. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/747>>. Acesso em: 03 nov. 2023. (Citado na página 7.)

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas brasileiro de energia solar*. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. E-book (80 p.). ISBN 978-85-17-00089-8. Disponível em <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>. Acesso em: 13 set. 2023. (Citado 5 vezes nas páginas 1, 5, 11, 20, and 21.)

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. E-book (530 p.). Disponível em <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 13 set. 2023. (Citado 9 vezes nas páginas 5, 6, 8, 9, 10, 13, 14, 19, and 32.)

PMVC. Economia. Disponível em <<https://www.pmvc.ba.gov.br/economia/>>. Acesso em: 03 nov. 2023. (Citado na página 24.)

PRODANOV, C. C.; FREITAS, E. C. de. *Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico*. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013. E-book. ISBN 978-85-7717-158-3. Disponível em <<https://www.feevale.br/Comum/midias/0163c988-1f5d-496f-b118-a6e009a7a2f9/E-book%20Metodologia%20do%20Trabalho%20Cientifico.pdf>>. Acesso em: 03 nov. 2023. (Citado 2 vezes nas páginas 22 and 23.)

SANTOS, H. F. L. et al. Que fonte de dados meteorológicos utilizar no Brasil? Que incerteza esperar? Uma comparação entre diferentes abordagens e variadas fontes de dados. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. *Anais*. Fortaleza: Associação Brasileira de Energia Solar, 2020. ISBN 978-65-993338-0-4. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/754>>. Acesso em: 21 nov. 2023. (Citado na página 2.)

SAUTHIER, L. F. et al. Modelagem matemática de módulos fotovoltaicos empregados em ambientes de simulação de geração distribuída. *Proceedings of the 11th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2018)*, v. 11, 2018. (Citado na página 15.)