DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTA COMPUTACIONAL E *HARDWARE* CONECTADO À NUVEM PARA AVALIAÇÃO EM TEMPO REAL DO POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

KEVIN AUGUSTO TEIXEIRA DE ALMEIDA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTA COMPUTACIONAL E *HARDWARE* CONECTADO À NUVEM PARA AVALIAÇÃO EM TEMPO REAL DO POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

KEVIN AUGUSTO TEIXEIRA DE ALMEIDA

ORIENTADOR: FERNANDO CARDOSO MELO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGEE.831/2025

BRASÍLIA/DF: JUNHO - 2025.

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTA COMPUTACIONAL E *HARDWARE* CONECTADO À NUVEM PARA AVALIAÇÃO EM TEMPO REAL DO POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

KEVIN AUGUSTO TEIXEIRA DE ALMEIDA

Dissertação de Mestrado Submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

APROVADA POR:

Prof. Fernando Cardoso Melo, Dr. (UNB)
(Orientador)

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, Dr. (UNB)
(Examinador Interno)

Prof. Lucas Pereira Pires, Dr. (UFTM)
(Examinador Externo)

Brasília/DF, Junho de 2025.

FICHA CATALOGRÁFICA

ALMEIDA, KEVIN AUGUSTO TEIXEIRA

Desenvolvimento de ferramenta computacional e *hardware* conectado à nuvem para avaliação em tempo real do potencial de geração solar fotovoltaica [Brasília/DF] 2025.

xvii, 123p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado, 2025).

Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Sistemas fotovoltaicos
2. simulação de sistemas fotovoltaicos
3. simulação de módulos fotovoltaicos
4. energia solar
5. avaliação do potencial de geração fotovoltaico
6. processamento em nuvem

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ALMEIDA, KEVIN AUGUSTO TEIXEIRA (2025). Desenvolvimento de ferramenta computacional e *hardware* conectado à nuvem para avaliação em tempo real do potencial de geração solar fotovoltaica, Dissertação de Mestrado, Publicação PPGEE.831/2025, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 123p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Kevin Augusto Teixeira de Almeida

TÍTULO: Desenvolvimento de ferramenta computacional e *hardware* conectado à nuvem para avaliação em tempo real do potencial de geração solar fotovoltaica.

GRAU: Mestre ANO: 2025

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Dissertação de Mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Kevin Augusto Teixeira de Almeida

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

Faculdade de Tecnologia - FT

Departamento de Engenharia Elétrica(ENE)

Brasília - DF CEP 70919-970

Dedico este trabalho ao meu avô (in memoriam), Júlio Teixeira da Silva, por todos os conselhos, ensinamentos, suporte, carinho, cuidado e acima de tudo, por sempre ter me incentivado a estudar.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por tudo. Agradeço à minha mãe, Marlene Antunes, minha avó, Nair Antunes, e meu falecido avô, Júlio Teixeira, por toda a paciência e dedicação que tiveram comigo. Agradeço à minha esposa, Michele Ramos, por todo o suporte, compreensão e dedicação. Agradeço à minha filha, Isabele Almeida, por ser uma fonte de energia para a minha vida. Por fim, quero agradecer ao meu orientador, Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo, por ter me apoiado durante toda essa jornada.

RESUMO

Título: Desenvolvimento de ferramenta computacional e *hardware* conectado à nuvem para avaliação em tempo real do potencial de geração solar fotovoltaica.

Autor: Kevin Augusto Teixeira de Almeida

Orientador: Fernando Cardoso Melo

Este estudo apresenta o desenvolvimento de uma solução acessível e eficiente para monitoramento e estimação da geração fotovoltaica em tempo real. Ao integrar um *hardware* de baixo custo com processamento em nuvem, a ferramenta contribui para a disseminação do uso de energias renováveis, auxiliando no ensino, pesquisa e tomada de decisão em sistemas fotovoltaicos. Inicialmente, foram desenvolvidas simulações de um módulo fotovoltaico nos softwares *Matlab®* e *Simulink®*, utilizando o método iterativo. Devido ao alto custo computacional, adotou-se posteriormente o método analítico no *Google Colab®*, resultando em maior eficiência de processamento. A segunda etapa consistiu no desenvolvimento de um *hardware* baseado no microcontrolador ESP32, com sensores de temperatura, irradiância, tensão e corrente, capaz de enviar os dados para a nuvem. As estimativas de geração são processadas em tempo real via *Google Colab®* e os resultados são apresentados de forma estruturada no *Power BI®*. Por fim, o sistema foi instalado no SG-11 e validado com dados do Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica da UnB e da planta fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia. A simulação da geração apresentou RMSE de 12,35 kW e MAE de 6,81 kW. Já a coleta de irradiância obteve RMSE de 0,05160 W/m^2, MAE de 23,98 W/m^2 e MAPE de 7,98%, demonstrando boa precisão na aquisição dos dados climáticos e a viabilidade da ferramenta para o monitoramento remoto.

Palavras-chave: Simulação de sistemas fotovoltaicos, avaliação do potencial de geração fotovoltaico, energia solar, processamento em nuvem.

ABSTRACT

This study presents the development of an accessible and efficient solution for real-time monitoring and estimation of photovoltaic energy generation. By integrating a low-cost hardware with cloud-based processing, the tool contributes to the dissemination of renewable energy use, supporting education, research, and decision-making in photovoltaic systems. Initially, simulations of a photovoltaic module were developed using *Matlab®* and *Simulink®*, employing the iterative method. Due to the high computational cost, the analytical method was subsequently adopted using *Google Colab®*, resulting in greater computational efficiency. The second stage involved the development of a hardware system based on the ESP32 microcontroller, equipped with sensors for temperature, irradiance, voltage, and current, capable of sending data to the cloud. Energy generation estimates are processed in real time via *Google Colab®*, and the results are presented in a structured manner using *Power BI®*. Finally, the system was installed at SG-11 and validated with data from the Laboratory of Thermoscience and Dynamic Metrology at the University of Brasília (UnB), as well as from the photovoltaic plant of the Faculty of Technology. The generation simulation presented an RMSE of 12.35 kW and an MAE of 6.81 kW. The irradiance data collection yielded an RMSE of 0.05160 W/m², MAE of 23.98 W/m², and MAPE of 7.98%, demonstrating good accuracy in environmental data acquisition and the feasibility of the tool for remote monitoring.

Keywords: Photovoltaic system simulation, photovoltaic generation potential, solar energy, cloud computing.

SUMÁRIO

Sumário i

Lista de Figuras v

Lista de Tabelas viii

Lista de Símbolos x

Glossário xv

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO 1

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA 1
1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO 2
1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO 3
1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO E PUBLICAÇÕES 3
1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO 4

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 5

2.1 RECURSO SOLAR 5
2.1.1 Medição de irradiância 8
2.2 AVALIAÇÃO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA 10
2.2.1 Aplicação dos limites físicos aos dados de irradiância 10
2.2.2 Média das medições 12
2.3 DECOMPOSIÇÃO E TRANSPOSIÇÃO DE IRRADIÂNCIA 13
2.3.1 Modelos de decomposição da irradiância global horizontal 13
2.3.1.1 Modelo de Liu e Jordan 14
2.3.1.2 Modelo de Erbs 14
2.3.1.3 Modelo de Reindl2 15
2.3.1.4 Modelo de Orgill e Hollands 15
2.3.1.5 Modelo *DISC* 15
2.3.1.6 Modelo *DIRINT* 16

2.3.2 Transposição da irradiância global horizontal para irradiância total no plano inclinado . . . 18
2.3.2.1 Modelo de Perez . . . 20
2.3.2.2 Modelo de Hay e Davies . . . 21
2.3.2.3 Modelo de Liu e Jordan . . . 22
2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA . . . 22
2.5 ENERGIA SOLAR . . . 23
2.5.1 Energia solar fotovoltaica . . . 23
2.5.1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados e não conectados à rede . . . 24
2.5.2 Equipamentos utilizados na geração de energia solar fotovoltaica . . . 24
2.5.2.1 Módulos fotovoltaicos . . . 25
2.5.2.2 Unidade de condicionamento de potência - UCP . . . 26
2.5.2.3 Outros equipamentos . . . 26
2.6 CARACTERIZAÇÃO MATEMÁTICA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS . 27
2.6.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos . . . 27
2.6.2 Circuito equivalente do módulo fotovoltaico . . . 28
2.6.2.1 Modelo de um diodo . . . 28
2.6.2.2 Modelo de dois diodos . . . 29
2.6.3 Caracterização matemática completa do modelo de um diodo . . . 29
2.6.3.1 Métodos matemáticos para resolução da equação do modelo de um diodo (iterativo, analítico e evolucionário) . . . 31
2.7 CARACTERIZAÇÃO MATEMÁTICA DA EFICIÊNCIA DE UMA UCP E MODELO MATEMÁTICO DA CONVERSÃO DE POTÊNCIA EM ENERGIA 34
2.8 PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS . . . 35
2.9 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS . . . 37
2.10 LEVANTAMENTO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO E AVALIAÇÃO DE IRRADIÂNCIA, TEMPERATURA E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA . . . 38
2.10.1 Sistemas de monitoramento e diagnóstico para sistemas fotovoltaicos . . 39
2.11 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO . . . 43

CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA 44

3.1 SIMULAÇÃO DA CURVA I-V DO MODELO DE UM DIODO UTILIZANDO O *MATLAB®* E O *SIMULINK®*, NAS CONDIÇÕES DE TESTE PADRÃO . . 44
3.2 SIMULAÇÃO DA CURVA I-V DO MODELO DE UM DIODO UTILIZANDO O PYTHON NA CONDIÇÃO DE TESTE PADRÃO . . . 48
3.3 CRITÉRIOS DE ESCOLHA DO MÉTODO DE SIMULAÇÃO DA CURVA I-V 49
3.4 AVALIAÇÃO DAS CURVAS I-V GERADAS PELOS MÉTODOS ANALÍTICO E ITERATIVO . . . 49
3.4.1 Avaliação do desempenho dos modelos implementados . . . 49

3.4.2 Avaliação estatística das curvas I-V simuladas 50
3.4.3 Avaliação gráfica das curvas I-V simuladas 51
3.4.4 Comparação de parâmetros entre os métodos implementados e a folha de dados do módulo 52
3.4.5 Definição do método de caracterização da curva I-V 53
3.5 DESENVOLVIMENTO DO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA AMBIENTE 54
3.5.1 Detalhes do *hardware* 54
3.5.1.1 Desenvolvimento da placa de circuito impresso 56
3.5.1.2 Finalização do desenvolvimento do *hardware* 57
3.5.1.3 Instalação do *hardware* de medição e do piranômetro 57
3.6 COMPLEMENTO DO CÓDIGO DE SIMULAÇÃO DE CURVA I-V PARA ESTIMAR A GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA 59
3.7 DADOS DA USINA FOTOVOLTAICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA 59
3.8 CALIBRAÇÃO DO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO 61
3.9 TRATAMENTO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA E TRANSPOSIÇÃO DE PLANO 62
3.10 RESUMO DO FUNCIONAMENTO DO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO E DO SOFTWARE DE ESTIMAÇÃO 63
3.11 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 64

CAPÍTULO 4 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS 65

4.1 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DE MEDIÇÃO, ANÁLISE E TRATAMENTO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA COLETADOS PELO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO 65
4.1.1 Tratamento dos dados de irradiância e temperatura ambiente 65
4.1.2 Análise e comparação dos dados coletados pelo *hardware* de medição e os dados coletados pela estação meteorológica da UnB - Bloco G 68
4.1.2.1 Irradiância no plano inclinado 71
4.2 AVALIAÇÃO DO SOFTWARE PROPOSTO 73
4.3 INTERFACE DE VISUALIZAÇÃO DOS DADOS 80
4.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 83

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES 84

5.1 *SOFTWARE* PROPOSTO 84
5.2 *HARDWARE* PROPOSTO 85
5.3 INTERFACE DE VISUALIZAÇÃO DE DADOS 86
5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS 86

5.5 LIMITAÇÕES DO TRABALHO E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS 87

Referências Bibliográficas 90

Apêndice A – Códigos Desenvolvidos 98

A.1 Código de Coleta de Dados de Geração 98
A.2 Código do *Hardware* de Medição 100
A.3 Código de Escrita dos Dados de Irradiância e Temperatura na Nuvem 102
A.4 Código de Estimação da Temperatura de Operação do Módulo Fotovoltaico . . . 103
A.5 Código de Aplicação dos Limites de Irradiância, Decomposição e Transposição de Irradiância 103
A.6 Código de Estimação da Geração 107
A.7 Código de Escrita dos Dados de Geração na Nuvem 109

Anexos 110

Anexo A - Matriz de Coeficientes do Modelo *DIRINT* 110
Anexo B - *Datasheet* do Módulo Fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P 113
Anexo C - Manual do Piranômetro *Star* Modelo 240-8101 115

LISTA DE FIGURAS

2.1 Geometria Solar. 6

2.2 Componentes da Radiação Solar. 7

2.3 Piranômetro (Kipp e Zonen - CMP11). 8

2.4 Pireliômetro (Kipp e Zonen - SHP1). 9

2.5 Célula calibrada. 9

2.6 Sistemas Fotovoltaicos (*On-grid* e *Off-grid*). 24

2.7 Módulo Fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P. 25

2.8 UCP ABB TRIO TM-50.0-400. 26

2.9 Circuito equivalente do modelo de um diodo. 28

2.10 Circuito equivalente do modelo de dois diodos. 29

2.11 Curva I-V de um módulo fotovoltaico. 34

2.12 Curva P-V de um módulo fotovoltaico. 35

2.13 Sistema de monitoramento em tempo real. 39

2.14 Medidor inteligente com controle de carga. 40

2.15 Fluxograma de comunicação e escrita das medições na interface *web*. 41

2.16 Fluxograma de comunicação com o servidor. 41

2.17 Sistema de diagnóstico para sistemas fotovoltaicos. 42

3.1 Sistema de correção de temperatura ambiente para a temperatura da célula (Equação 2.58). 45

3.2 Sistema de cálculo da corrente fotogerada (I_{ph}) (Equação 2.56). 45

3.3 Sistema de cálculo de parte da corrente de saturação reversa do diodo (I_{rs}) e da constante térmica do diodo (V_{ta}) (Equações 2.61 e 2.60). 46

3.4 Sistema de cálculo da corrente de saturação do diodo (I_0) (Equação 2.62). 46

3.5 Sistema de cálculo da corrente do diodo (I_d) e da subtração entre a corrente fotogerada (I_{ph}) e a corrente do diodo (I_d) (Equações 2.63 e 2.56). 46

3.6 Circuito equivalente do modelo de um diodo simulado. 47

3.7 Curva I-V simulada do módulo *Canadian* CS6U-335P. 47

3.8 Curva I-V simulada em Python do módulo *Canadian* CS6U-335P. 48

3.9 Avaliação gráfica das curvas I-V dos modelos implementados. 52

3.10 Esquema elétrico do *Hardware* de Medição. 56

3.11 *Hardware* de Medição. 57

3.12 Piranômetro instalado no SG-11. 58

3.13 Bolha de nível do piranômetro. 58

3.14 Usina fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia - FT. 60

3.15 Limites físicos da irradiância. 62

3.16 Fluxograma do sistema. 64

4.1 Dados de irradiância anuais não tratados. 66

4.2 Dados de irradiância anuais tratados. 67

4.3 Dados de irradiância anuais tratados usando a média. 68

4.4 Comparação dos dados de medição de irradiância para o dia 09/12/2022. 70

4.5 Comparação dos dados de medição de irradiância para o dia 20/01/2023. 71

4.6 Dados de irradiância global horizontal e irradiância total inclinada (25/11/2022). 72

4.7 Dados de irradiância global horizontal e irradiância total inclinada (01/12/2022). 73

4.8 Cenários simulados (03/12/2022). 76

4.9 Cenários simulados (10/12/2022). 77

4.10 Cenários simulados (10/01/2023). 77

4.11 Cenários simulados (24/01/2023). 78

4.12 Cenários simulados (24/02/2023). 78

4.13 Registro correto de irradiância, condições de geração real e simuladas (22/01/2023). 79

4.14 Registro incorreto de irradiância, condições de geração real e simuladas (26/01/2023). 80

4.15 Interface de apresentação dos dados de medição instantânea no *Power BI®*. . . 82

4.16 Interface de apresentação dos dados de geração e média das medições no *Power BI®*. 82

LISTA DE TABELAS

2.1 Bins do modelo *DIRINT* 18

2.2 Valores típicos de albedo para cada tipo de superfícies. 19

2.3 Coeficientes do modelo de Perez para cálculo dos fatores F_1 e F_2 20

2.4 Comparativo qualitativo entre os modelos de caracterização da curva I-V. 33

2.5 Estimativa das perdas em sistemas fotovoltaicos e suas respectivas faixas típicas. 37

3.1 Dados técnicos do módulo fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P. 45

3.2 Comparação do RMSE entre os métodos iterativo e analítico implementados (Tensão). 50

3.3 Comparação do RMSE entre os métodos iterativo e analítico implementados (Corrente). 50

3.4 Comparação da correlação de Pearson entre os métodos iterativo e analítico implementados (Tensão). 51

3.5 Comparação da correlação de Pearson entre os métodos iterativo e analítico implementados (Corrente). 51

3.6 RMSE da distância euclidiana. 51

3.7 Comparação de parâmetros entre os métodos iterativo e analítico implementados e a folha de dados do Módulo Fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P. 53

3.8 Erros Percentuais em relação aos dados do *datasheet* (Iterativo implementado e Analítico implementado). 53

3.9 Dados técnicos do piranômetro. 54

3.10 Especificações técnicas do ESP32 55

3.11 Dados técnicos do Sensor de Temperatura DS18B20 55

3.12 Dados técnicos do Sensor de Tensão INA219 55

3.13 Dados técnicos do Módulo Amplificador de Instrumentação AD620 56

3.14 Valores de desempenho utilizados na simulação. 59

3.15 Dados técnicos da Usina da Faculdade de Tecnologia - FT/UnB 60

3.16 Desempenho da usina fotovoltaica da FT/UnB em 2021 por UCP. 60

3.17 Desempenho da usina fotovoltaica da FT/UnB em 2022 por UCP. 61

3.18 Parâmetros de entrada necessários para os modelos DIRINT (Decomposição) e de Perez (Transposição). 63

4.1 Média das medições de irradiância do *hardware* proposto e do Laboratório de Termociência. 69

4.2 Avaliação do erro de medição do *hardware*. 69

4.3 Avaliação da irradiação para o período comparado. 70

4.4 Comparação entre a irradiância global horizontal (GHI) e a irradiância total no plano inclinado (GTI) no dia 25/11/2022. 72

4.5 Percentuais de perdas utilizados na simulação. 73

4.6 Dados de Geração e Irradiância em 03/12/2022 74

4.7 Erro para cada cenário simulado. 74

4.8 Y_r, Y_f e PR para os cenários 74

4.9 Fator de Capacidade (CF) para os diferentes cenários 75

4.10 Dados de medição instantânea apresentados no *Google Sheets®*. 81

4.11 Dados de geração apresentados no *Google Sheets®*. 81

5.1 Vantagens e Desvantagens do Sistema Desenvolvido (*Hardware* + *Software* + Interface de Visualização). 87

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampere
B	Ângulo Auxiliar
δ	Ângulo de Declinação Solar [°]
α	Ângulo de Elevação Solar [°]
HRA	Ângulo Horário [°]
AOI	Ângulo de Incidência Solar [°]
β	Ângulo de Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos [°]
LT	Horário Local
θ_z	Ângulo Zenital [°]
$\theta_{A,m}$	Azimute Relativo aos Módulos Fotovoltaicos [°]
θ_A	Azimute Solar [°]
q	Carga Elementar do Elétron [C]
f	Coeficientes da Tabela de Perez
K_i	Coeficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Circuito
K	Constante de Boltzmann [J/K]
G_{sc}	Constante Solar [W/m^2]
TC	Correção do Tempo
$c.a.$	Corrente Alternada
$c.c.$	Corrente Contínua

I_{sc}	Corrente de Curto-Circuito [A]
I_{mp}	Corrente de Máxima Potência [A]
I_0	Corrente de Saturação do Diodo [A]
I_{rs}	Corrente de Saturação Reversa do Diodo [A]
I_d	Corrente do Diodo [A]
I	Corrente Elétrica na Saída do Módulo [A]
I_{ph}	Corrente Fotogerada [A]
I_{sh}	Corrente pela Resistência Paralela [A]
d	Dia do Ano
η_{ucp}	Eficiência da Unidade de Condicionamento de Potência
E_{ca}	Energia em Corrente Alternada [kWh]
E_{cc}	Energia em Corrente Contínua [kWh]
E_{AC}	Energia Gerada em Corrente Alternada [kWh]
EoT	Equação do Tempo (Equation of Time)
F	Fator de Anisotropia
X	Fator de Correção Empírico do Modelo DIRINT
E_o	Fator de Correção da Órbita Terrestre
n	Fator de Idealidade do Diodo
CUF	Fator de Utilização da Capacidade
k_d	Fração Difusa
G_{amp}	Ganho do Amplificador
GW	Gigawatts
°C	Graus Celsius
k_t	Índice de Claridade
$k_{t'}$	Índice de Claridade Corrigido

$K_{t',i\pm1}$	Índice de Claridade Corrigido (anterior ou posterior)
k_b	Índice de Claridade Direta
PR	Índice de Desempenho (*Performance Ratio*)
Y_f	Índice Final (*Final Yield*) [kWh/kWp]
Y_r	Índice de Referência (*Reference Yield*) [kWh/kWp]
E_{g0}	Intervalo de Banda de Energia do Diodo [eV]
G, G_{STC}	Irradiância de Referência (STC) [W/m^2]
DHI	Irradiância Difusa Horizontal [W/m^2]
$I_{\mathrm{dif,inc}}$, D_t	Irradiância Difusa no Plano Inclinado [W/m^2]
DNI	Irradiância Direta Normal [W/m^2]
$I_{\mathrm{d,inc}}$	Irradiância Direta no Plano Inclinado [W/m^2]
DNI_{DISC}	Irradiância Direta obtida pelo modelo DISC [W/m^2]
G_o	Irradiância Extraterrestre Horizontal [W/m^2]
G_{on}	Irradiância Extraterrestre Normal [W/m^2]
H_{POA}	Irradiância Global Acumulada no Plano dos Módulos [kWh/m^2]
GHI	Irradiância Global Horizontal [W/m^2]
I_{rr}	Irradiância no Módulo [W/m^2]
I_{alb}	Irradiância Refletida (Albedo) [W/m^2]
GTI	Irradiância Total no Plano Inclinado [W/m^2]
φ	Latitude [°]
$LSTM$	Meridiano Local Padrão [°]
AM_a	Massa de Ar Absoluta
AM	Massa de Ar Relativa
MW	Megawatts

μV	Microvolt
mV	Milivolt
Δ	Nível de Iluminação Difusa
N_s	Número de Células Fotovoltaicas em Série
ε	Parâmetro de Claridade do Céu
F_1	Peso da Componente Circunsolar
F_2	Peso da Componente do Horizonte
P_{ca}	Potência em Corrente Alternada [W]
P_{cc}	Potência em Corrente Contínua [W]
P_{max}	Potência Máxima [W]
P_{STC}	Potência Nominal do Sistema [W]
P	Pressão Atmosférica Local [Pa]
P_0	Pressão Padrão ao Nível do Mar [Pa]
kWh	Quilowatt-hora
kWh/m^2	Quilowatt-hora por Metro Quadrado
ρ	Refletância do Solo
R_{sh}	Resistência Paralela [Ω]
R_s	Resistência Série [Ω]
T_{cel}	Temperatura da Célula [°C]
T_{ref}	Temperatura de Referência/Ambiente [°C]
T_{dp}	Temperatura do Ponto de Orvalho [°C]
$NOCT$	Temperatura Nominal de Operação [°C]
T	Tempo de Geração no Período [h]
LST	Tempo Solar Local

V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto [V]
V	Tensão de Saída do Módulo Fotovoltaico [V]
V_{mp}	Tensão de Máxima Potência [V]
V_t	Tensão Térmica do Diodo [V]
k_{bc}	Transmitância Direta sob Céu Limpo
W	Vapor d'Água Atmosférico
Δk_t	Variação do Índice de Claridade
$\Delta k_{t'}$	Variação do Índice de Claridade Corrigido
δk_b	Variação da Transmitância Direta sob Céu Limpo
W/m^2	Watts por Metro Quadrado

GLOSSÁRIO

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CF	Fator de Capacidade
TC	Fator de Correção do Tempo
DNI	Irradiância Direta Normal
DHI	Irradiância Difusa Horizontal
GHI	Irradiância Global Horizontal
GTI	Irradiância Total no Plano Inclinado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DISC	Modelo de Cálculo da Irradiação Direta
DIRINT	Modelo DISC Modificado para Estimativa de DNI
MAPE	Erro Percentual Absoluto Médio (*Mean Absolute Percentage Error*)
MAE	Erro Absoluto Médio (*Mean Absolute Error*)
RMSE	Raiz do Erro Quadrático Médio (*Root Mean Square Error*)
PMP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	Rastreador do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracker*)
PR	Índice de Desempenho (*Performance Ratio*)
Yl	Índice de Perdas (*Loss Yield*)
Yr	Índice de Referência (*Reference Yield*)

Yf	Índice Final (*Final Yield*)
HRA	Ângulo Horário
HTML	Linguagem de Marcação de Hipertexto (*HyperText Markup Language*)
LSTM	Meridiano Local Padrão
LT	Horário Local
LID	Degradação Induzida pela Luz (*Light Induced Degradation*)
EoT	Equação do Tempo
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LoRa	Protocolo de Comunicação de Longo Alcance (*Long Range*)
POA	Plano do Arranjo Fotovoltaico
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
FT	Faculdade de Tecnologia
GD	Geração Distribuída
UnB	Universidade de Brasília
SAM	*System Advisor Model* (Modelo de Apoio à Decisão Energética)
RTC	Relógio de Tempo Real (*Real-Time Clock*)
SD	Cartão de Memória (*Secure Digital*)
STC	Condições de Teste Padrão (*Standard Test Conditions*)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TCP/IP	Conjunto de Protocolos de Comunicação em Rede (*Transmission Control Protocol / Internet Protocol*)
UCP	Unidade de Condicionamento de Potência
UTC	Tempo Universal Coordenado
LST	Tempo Solar Local

WiFi	Rede Sem Fio (*Wireless Fidelity*)

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A inserção de fontes renováveis de energia na matriz energética mundial tem passado por uma crescente expansão nos últimos anos por conta da necessidade de diminuir a emissão de dióxido de carbono na atmosfera e amenizar os seus impactos ambientais. Diante disso, várias pesquisas e incentivos ao redor do mundo foram criados para aumentar e propagar o uso das energias renováveis. No Brasil, até o ano de 2022, os consumidores que possuíam unidades geradoras de energia solar não precisavam pagar a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), mas com as mudanças impostas através do Marco Legal da Geração Distribuída pela Lei Federal 14.300/2022, os créditos que forem gerados não abatem mais essa parcela da fatura de energia elétrica e o percentual de TUSD cobrado começa em 15% para 2023 e cresce progressivamente até o percentual de 90% no ano de 2028 . O Marco Legal da Geração Distribuída também traz outras mudanças, como a possibilidade de negociar os créditos gerados diretamente com as distribuidoras de energia por meio de chamada pública, e as bandeiras tarifárias passarão a incidir apenas sobre o consumo (CHEQUER; BROWN, 2022).

A energia solar no Brasil é a fonte renovável que mais cresce ao longo dos anos, em parte pelos incentivos disponibilizados pelo Governo Federal por meio do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD, pelo desenvolvimento e aperfeiçoamento dos métodos e técnicas de instalação, redução dos custos de instalação, aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos e dos outros equipamentos utilizados (JUNIOR *et al.*, 2021). Também é necessário destacar o grande recurso solar que o Brasil possui como um dos fatores de impacto para a grande crescente da Geração Distribuída - GD, o potencial de irradiação solar, que pode variar entre 4,1 kWh/m^2 e 6,5 kWh/m^2, segundo MARTINS *et al.* (2017).

Neste contexto de expansão da GD, surge a necessidade do desenvolvimento de novos mo-

delos de avaliação do potencial de geração de energia solar e da entrega destas informações aos consumidores. Assim, técnicas de baixo custo que avaliem o potencial energético e simulem o potencial de geração de um determinado sistema fotovoltaico podem contribuir com o crescimento dessa fonte de geração de energia renovável no Brasil e no mundo.

Para avaliar o potencial de geração de energia solar de uma determinada região, os dados de irradiância e temperatura ambiente são imprescindíveis. Com estes dados, é possível realizar simulações que são capazes de estimar a quantidade de energia elétrica gerada em diferentes condições de temperatura e irradiância. Além disso, essas simulações facilitam a otimização do sistema fotovoltaico, pois permitem avaliar diferentes cenários operacionais, contribuem para um maior controle do sistema, ao possibilitar a identificação de falhas ou desvios de desempenho em tempo real, auxiliam na avaliação da eficiência ao longo da vida útil, como na identificação de degradações, possibilitando a adoção de medidas preventivas e corretivas com maior assertividade.

1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

Diante da crescente demanda por energia solar fotovoltaica, o desenvolvimento de formas de avaliar o potencial de geração, simular sistemas fotovoltaicos, avaliar a eficiência do sistema, otimizar o funcionamento do sistema e possibilitar avaliações mais profundas que podem contribuir com o crescimento e a modernização dos sistemas fotovoltaicos. Neste contexto, o presente trabalho busca desenvolver um sistema de medição das variáveis de temperatura e irradiância, simular o sistema fotovoltaico com os dois modelos desenvolvidos neste trabalho, em Python e *Simulink®*, e analisar o comportamento da geração de energia elétrica diante da variação dessas variáveis.

Para estimar a quantidade de energia que pode ser gerada por um sistema fotovoltaico, é preciso conhecer as características do sistema fotovoltaico (quantidade de módulos fotovoltaicos, potência nominal, localização, unidades de condicionamento de potência (UCP), entre outros) e das variáveis climáticas (temperatura e irradiância). Dessa forma, um sistema de monitoramento instalado no local de avaliação é de extrema importância para estimar a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada, avaliar a eficiência do sistema e desenvolver mecanismos

de otimização.

Os modelos de avaliação do potencial energético no local de instalação também podem contribuir com a disseminação de informações úteis. Por exemplo, podem estimar a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada ao longo do ano, o custo relativo de um possível sistema fotovoltaico que atenda às necessidades do usuário, a economia que pode ser alcançada ao longo do ano e o tempo de retorno do investimento. Tendo clareza nessas informações, é possível incentivar o usuário a instalar uma unidade de Geração Distribuída Fotovoltaica.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

Essa dissertação tem por objetivo apresentar o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de efetuar medições precisas de irradiância e temperatura, e que seja capaz de estimar o potencial de geração de energia elétrica.

- Desenvolver o modelo computacional de um sistema fotovoltaico capaz de receber entradas de irradiância e temperatura.
- Desenvolvimento do *hardware* de medição e avaliação da irradiância e temperatura.
- Desenvolvimento de um ambiente de apresentação de dados em tempo real.
- Implementação da ferramenta e avaliação dos resultados obtidos.
- Comparação entre os dados simulados e os dados reais da usina de minigeração avaliada.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO E PUBLICAÇÕES

Como contribuição do presente trabalho, destaca-se a disponibilização de um *hardware* em conjunto com um *software* capaz de efetuar medições de irradiância, temperatura ambiente e simular um sistema fotovoltaico, apresentando os dados de geração, temperatura ambiente e temperatura calculada das células. Durante o desenvolvimento das aplicações, os seguintes artigos científicos foram desenvolvidos:

- ALMEIDA, Kevin A. T.; MELO, Fernando C., Development of a Tool for Simulating Electrical Energy Generation from Photovoltaic Systems. In: IX Congresso

Brasileiro de Energia Solar (CBENS). 2022. https://doi.org/10.59627/cbens.2022.1226

• ALMEIDA, KEVIN A. T.; MELO, Fernando C., Análise Comparativa das Técnicas de Regressão para Estimação da Geração de Energia Solar. In: X Congresso Brasileiro De Energia Solar (CBENS). 2024. https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2508

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está organizado conforme descrito a seguir:

• No Capítulo 2, encontra-se a revisão bibliográfica dos principais temas necessários para a construção deste trabalho.
• No Capítulo 3, é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento das simulações e construção do *hardware* proposto.
• No Capítulo 4, são mostrados os resultados alcançados.
• No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho e algumas propostas para futuros trabalhos.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta os conceitos estudados durante o desenvolvimento deste trabalho e que servem de base para a implementação da simulação e do desenvolvimento do *hardware* de medição de irradiância e temperatura. São apresentados os conceitos de recurso solar, sistemas fotovoltaicos, o modelo matemático dos módulos fotovoltaicos, técnicas de medição e avaliação de dados climatológicos, entre outros.

2.1 RECURSO SOLAR

O Sol é uma fonte de energia na forma de radiação. Em seu centro, os núcleos de hidrogênio são fundidos em hélio, e esse processo libera energia. A radiação que vem do Sol e chega ao topo da atmosfera terrestre é conhecida como irradiância extraterrestre horizontal (G_o) e irradiância extraterrestre normal (G_{on}). Essa irradiância assume valores diferentes ao longo do ano, dados por (2.1) e (2.2), que consideram a Constante Solar (G_{sc}), que assume valores entre 1.361 W/m^2 e 1.367 W/m^2, no entanto, a irradiância total que chega à superfície da Terra é de, aproximadamente, 1.120 W/m^2 (LUCAS, 2022; DOMINGOS *et al.*, 2020).

$$G_o = G_{sc} \cdot E_o \cdot cos(\theta_z) \tag{2.1}$$

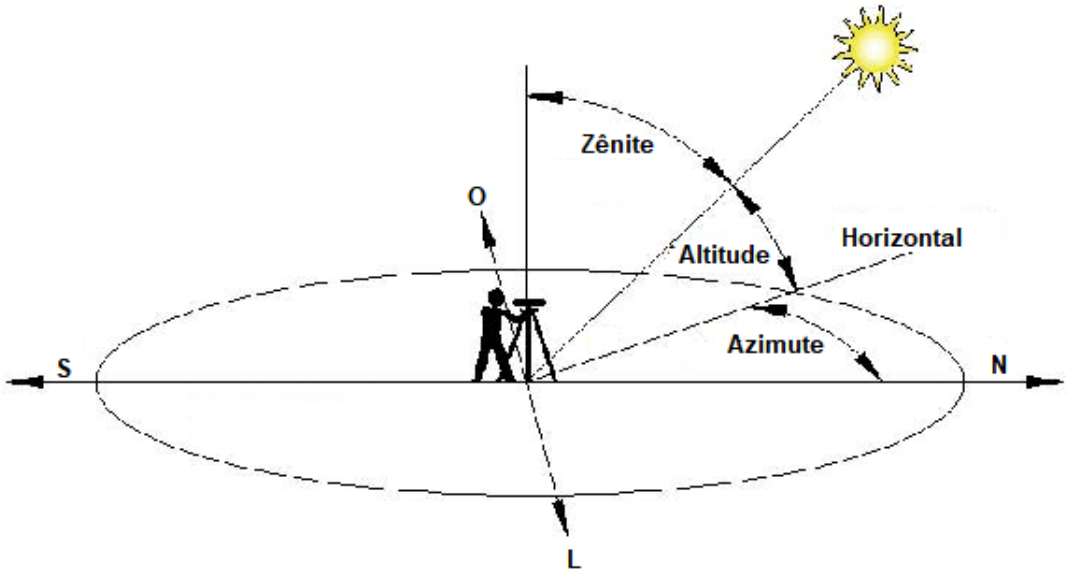
$$G_{on} = G_{sc} \cdot E_o \tag{2.2}$$

$$E_o = 1 + 0{,}033 \cdot cos\left(\frac{2\pi \cdot d}{365}\right) \tag{2.3}$$

Em que E_o é o fator de correção para a excentricidade da órbita da Terra, θ_z é o ângulo zenital e d é o dia do ano.

A Figura 2.1 apresenta a geometria solar e os seus principais ângulos (ângulo zenital, azimute e altitude solar).

Figura 2.1. Geometria Solar.



Fonte: Adaptado de TERZIOGLU *et al.*, 2017.

A irradiância que chega à superfície da Terra, normalmente, é medida em um plano horizontal e é conhecida como Irradiância Global Horizontal (*Global Horizontal Irradiance* - GHI), e é dividida em duas componentes (irradiância direta e difusa), conforme a Equação (2.4). No entanto, para avaliação do potencial de geração de energia solar para um sistema fotovoltaico, é utilizada a medição da irradiância total em uma superfície inclinada, que possui duas nomenclaturas, *Plane of Array* (POA) e *Global Tilted Irradiance* (GTI), sendo a primeira relacionada a medições em módulos fotovoltaicos e a segunda, de modo mais geral (MARION; SMITH, 2017). Essa irradiância possui três componentes (irradiância direta no ângulo de inclinação, irradiância difusa que atinge a superfície inclinada e a irradiância refletida).

$$GHI = DNI \cdot \cos(\theta_z) + DHI \tag{2.4}$$

Em que DNI é a irradiância direta, θ_z é o ângulo zenital e DHI é a irradiância difusa.

A irradiância total em uma superfície inclinada é dada por:

$$GTI = I_{\mathrm{d,inc}} + I_{\mathrm{dif,inc}} + I_{\mathrm{alb}} \tag{2.5}$$

Em que $I_{\mathrm{d,inc}}$ é a irradiância direta que atinge a superfície inclinada, $I_{\mathrm{dif,inc}}$ é a irradiância difusa que atinge a superfície inclinada e I_{alb} é a irradiância refletida no solo que atinge a superfície inclinada.

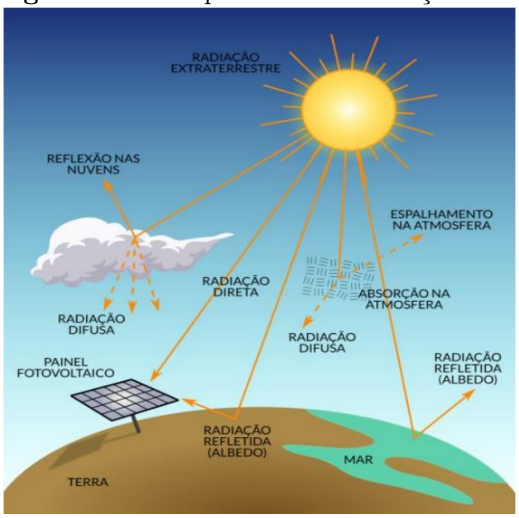
A avaliação do recurso solar leva em consideração as duas formas de medição de energia solar: a irradiância (W/m^2) e a irradiação (kWh/m^2). A primeira refere-se ao fluxo instantâneo de radiação solar por unidade de área, ou seja, à potência da radiação solar, enquanto a segunda refere-se à quantidade de radiação solar recebida em uma unidade de área ao longo de um período, ou seja, à quantidade de energia solar recebida ao longo do tempo (GÓMEZ *et al.*, 2018).

A seguir, são apresentadas as definições de cada uma das componentes da irradiância:

- Irradiância Direta Normal (DNI): é a radiação que vem diretamente do Sol e não sofre alteração em sua rota;
- Irradiância Difusa Horizontal (DHI): é a componente que acaba sendo refletida pelas partículas contidas na atmosfera terrestre e é espalhada em todas as direções;
- Irradiância Refletida ou Albedo: é a radiação que é refletida pelo solo, vegetação ou outros obstáculos.

Na Figura 2.2 são mostradas as componentes da radiação solar.

Figura 2.2. Componentes da Radiação Solar.



Fonte: MARTINS *et al.*, 2017.

2.1.1 Medição de irradiância

A medição da irradiância solar é um dos requisitos para a avaliação do potencial solar ou potencial energético da região. Em projetos de sistemas fotovoltaicos, os dados de irradiância global horizontal são utilizados para estimar a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada no local, ou seja, a medição de irradiância é a avaliação do recurso solar no local.

Os dados de irradiância são disponibilizados por estações solarimétricas espalhadas ao redor do mundo. Estes dados são obtidos utilizando as medições feitas por um destes equipamentos: piranômetro ou pireliômetro (Figura 2.3 e Figura 2.4). Os piranômetros efetuam a medição dos valores de irradiância global no plano horizontal e os pireliômetros efetuam a medição da irradiância direta.

Segundo Bizerra e Henrique (2020), no Brasil, existe uma insuficiência de dados solarimétricos em grande parte das cidades. Essa falta de dados é proveniente da falta de estações solarimétricas, pois existem poucas estações meteorológicas, cerca de 900 estações do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, que registram sistematicamente os valores de irradiação solar em pequenos intervalos de tempo (MARTINS *et al.*, 2017). Esse tipo de medição apresentaria uma melhor avaliação do recurso solar e do potencial de conversão fotovoltaico no Brasil. Com medições de irradiação solar em pequenos intervalos, as técnicas de projeto de sistemas fotovoltaicos seriam beneficiadas com essa maior quantidade de dados.

Figura 2.3. Piranômetro (Kipp e Zonen - CMP11).

Fonte: KIPP; ZONEN, 2016.

Figura 2.4. Pireliômetro (Kipp e Zonen - SHP1).

Fonte: KIPP; ZONEN, 2016.

Uma maneira mais barata de avaliar o recurso solar ou a irradiância é a utilização de células de referência ou células calibradas (Figura 2.5), pois os equipamentos mencionados acima possuem um custo elevado. Essas células podem ser calibradas utilizando um simulador solar ou sob iluminação natural e apresentam resultados extremamente satisfatórios (ROSSO *et al.*, 2020).

Figura 2.5. Célula calibrada.

Fonte: HERNÁNDEZ *et al.*, 2014.

2.2 AVALIAÇÃO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA

Segundo HERBINGER; KUMMERT (2022), os dados climatológicos devem ser avaliados pelos parâmetros físicos das variáveis e pela confiabilidade do sistema. Para avaliar a integridade dos dados, também é possível utilizar mais de uma fonte de dados e avaliar a consistência dos dados. Ou seja, além da verificação dos parâmetros físicos, é importante verificar a consistência dos dados e o histórico. Abaixo, é apresentado o procedimento para a avaliação dos dados climatológicos.

- Se o valor medido está contido dentro dos limites físicos da variável;
- Se existe consistência entre sensores diferentes;
- Se há consistência histórica entre as componentes direta, difusa e global;
- Comparação com valores estimados por modelos.

A primeira etapa da correção dos dados consiste na avaliação dos limites físicos da irradiância, apresentada na próxima seção. Após esse filtro, os dados devem passar por uma análise comparativa entre os dados coletados e os registros de outra estação de monitoramento próxima ao local avaliado. Essa avaliação garante a qualidade dos dados e a eficiência do sistema de medição.

2.2.1 Aplicação dos limites físicos aos dados de irradiância

Para avaliação dos limites físicos da irradiância global horizontal (GHI) são utilizadas a localização do sistema de medição, o cálculo do ângulo zenital (θ_z) e o cálculo da constante solar ajustada à distância solar ao longo do ano, conhecida como Irradiância Extraterrestre Normal (G_{on}). O ajuste de (G_{on}) é feito utilizando (2.2) (EL-ADAWI *et al.*, 2015).

O primeiro passo é calcular o meridiano local padrão (*Local Standard Time Meridian* - LSTM), no caso, basta multiplicar o valor do tempo universal coordenado (*Coordinated Universal Time* - UTC) do local por 15°, o que resulta em um LSTM de 45°, considerando Brasília - DF. O próximo passo é resolver a equação do tempo (*Equation of Time* - EoT) (2.6) (SARABI; HEKMAT, 2024), que é a equação empírica que corrige o tempo solar, por conta das

excentricidades da órbita terrestre e da inclinação do eixo terrestre.

Na Equação (2.7), d é o dia do ano, contado de 1 a 365 dias. Na Equação (2.9) (*Local Time* - LT) é o horário local.

$$EoT = 9{,}87\,\mathrm{sen}(2B) - 7{,}53\cos(B) - 1{,}5\,\mathrm{sen}(B) \tag{2.6}$$

Em que:

$$B = \frac{360}{365} \cdot (d - 81) \tag{2.7}$$

É preciso calcular o fator de correção do tempo (TC), de acordo com a Equação (2.8); o tempo solar local (LST), conforme a Equação (2.9); o ângulo horário (HRA), pela Equação (2.10); o ângulo de declinação (δ), conforme a Equação (2.11); e o ângulo de elevação (α), conforme a Equação (2.12).

$$TC = 4 \cdot (\mathrm{Longitude} - \mathrm{LSTM}) + \mathrm{EoT} \tag{2.8}$$

$$LST = \mathrm{LT} + \frac{\mathrm{TC}}{60} \tag{2.9}$$

$$HRA = 15 \cdot (LST - 12) \tag{2.10}$$

$$\delta = 23{,}45\,\mathrm{sen}\left(\frac{360}{365} \cdot (d - 81)\right) \tag{2.11}$$

$$\alpha = \mathrm{sen}^{-1}\left[\mathrm{sen}(\delta) \cdot \mathrm{sen}(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\mathrm{HRA})\right] \tag{2.12}$$

Em que:

$$\varphi = \mathrm{Latitude} \tag{2.13}$$

Por fim, é possível obter o ângulo zenital (θ_z) por meio da sua complementaridade com o ângulo de elevação solar (α).

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha \tag{2.14}$$

Segundo URRACA *et al.* (2017), os limites físicos possíveis ou teóricos da irradiância global no plano horizontal (GHI) e os limites extremamente raros, são dados por (2.15) e (2.16), respectivamente. O limite físico possível é maior que o extremamente raro, pois considera o máximo valor teórico, enquanto o extremamente raro considera um limite dentro das condições reais de comportamento da irradiância.

$$-4\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2} < GHI < G_o \cdot (1{,}5 \cdot \cos(\theta_z))^{1{,}2} + 100\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2} \tag{2.15}$$

$$-2\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2} < GHI < G_o \cdot (1{,}2 \cdot \cos(\theta_z))^{1{,}2} + 50\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2} \tag{2.16}$$

Utilizando esses limites, é possível obter uma maior qualidade nos dados e melhorar os níveis de assertividade do modelo. No entanto, o limite inferior apresentado não será utilizado devido à região de incerteza do piranômetro, conhecida como deslocamento zero (*zero offset*). Isso ocorre devido ao aquecimento do piranômetro, o que pode resultar em medições imprecisas em níveis de baixa irradiância (SANCHEZ *et al.*, 2016). Dessa forma, o limite inferior para a análise de qualidade dos dados é definido como 25 W/m^2.

2.2.2 Média das medições

Outro mecanismo de controle de dados aplicado aos dados de irradiância e temperatura medidos, é o cálculo da média das medições efetuadas dentro dos intervalos de 30 minutos. A utilização da média das medições diminui os efeitos de instabilidade das medições, que podem ser causados por diversos fatores, como ruídos, flutuações dos valores lidos, medições discrepantes, erros de medição, entre outros (HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2018). O cálculo da média traz uma qualidade maior aos dados medidos, reduzindo as influências externas.

A utilização desses intervalos de 30 minutos também facilita a comparação entre os dados de geração da usina e os dados simulados, pois os dados de geração da usina são medidos em intervalos de 30 minutos.

2.3 DECOMPOSIÇÃO E TRANSPOSIÇÃO DE IRRADIÂNCIA

Para estudos de estimação da geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, a variável de irradiância global horizontal (GHI) não representa a verdadeira quantidade de energia disponível para geração, pois os sistemas fotovoltaicos são construídas considerando um ângulo de inclinação dos módulos para que a maior quantidade de energia seja aproveitada. Essa inclinação corresponde ao ângulo da latitude do local de instalação dos módulos, com o objetivo de deixar os módulos de forma perpendicular aos raios solares ao longo dos dias do ano, permitindo um maior aproveitamento do recurso solar disponível (PRUNIER *et al.*, 2023).

Além disso, essa inclinação dos módulos permite que uma nova componente de irradiância seja considerada, a irradiância refletida ou albedo, que resulta da reflexão dos raios solares que atingem o solo. Diante do exposto, para efetuar análises da geração de energia solar com base na irradiância global horizontal (GHI), é necessário decompor essa irradiância nas suas componentes direta e difusa, e então, efetuar a transposição das componentes para o plano inclinado. Esse processo proporciona estimativas mais confiáveis e precisas da geração e do potencial de energia.

2.3.1 Modelos de decomposição da irradiância global horizontal

Os modelos de decomposição da irradiância global horizontal (GHI) possuem um papel fundamental no dimensionamento e análise dos sistemas fotovoltaicos. Esses modelos são utilizados para separar as componentes direta (DNI) e difusa (DHI) da irradiância global horizontal (GHI), pois essas componentes são essenciais para avaliar a quantidade de energia solar que pode ser aproveitada por sistemas fotovoltaicos.

Existem diversos modelos e técnicas de decomposição da irradiância global horizontal (GHI), cada modelo possui particularidades e considera diferentes parâmetros atmosféricos para efetuar a decomposição, entre eles, o índice de claridade (*clearness index* - k_t), a fração difusa (k_d) e a transmitância atmosférica. Alguns modelos também consideram o ângulo de elevação solar (α), a temperatura do ponto de orvalho (T_{dp}) e a variação do índice de claridade (Δk_t) (MAHACHI; RIX, 2016).

As equações de (2.17) a (2.20), apresentam a estimação do índice de claridade (k_t), a estimação da fração difusa e a relação entre a irradiância global horizontal, irradiância direta e a difusa.

$$k_t = \frac{GHI}{G_o} \tag{2.17}$$

$$k_d = \frac{DHI}{GHI} \tag{2.18}$$

$$DHI = GHI \cdot k_d \tag{2.19}$$

$$DNI = \frac{GHI - DHI}{cos(\theta_z)} \tag{2.20}$$

Essas equações são a base para os modelos empíricos, a diferença é que cada modelo empírico possui intervalos e relações diferentes entre k_d e k_t.

2.3.1.1 Modelo de Liu e Jordan

Modelo de Liu e Jordan é um dos primeiros modelos de decomposição, utiliza a relação entre a irradiância global horizontal (GHI) e a irradiância extraterrestre horizontal (G_o) para estimar a fração da irradiância difusa (SOUZA *et al.*, 2020). Diferente de outros modelos de decomposição, o modelo Liu e Jordan utiliza apenas uma equação para relacionar as variáveis k_t e k_d.

$$k_d = 1{,}39 - 4{,}027 \cdot k_t + 5{,}531 \cdot k_t^2 - 3{,}108 \cdot k_t^3 \tag{2.21}$$

2.3.1.2 Modelo de Erbs

Este modelo é baseado no modelo de Liu e Jordan, no entanto, utiliza uma série de equações para cada faixa do índice de claridade, o que aumenta a precisão da fração de irradiância difusa (ERBS *et al.*, 1982). As relações entre k_d e k_t no modelo de Erbs são:

$$k_d = 1 - 0{,}09 \cdot k_t : k_t < 0{,}22 \tag{2.22}$$

$$k_d = 0{,}9511 - 0{,}1604 \cdot k_t + 4{,}388 \cdot k_t^2 - 16{,}638 \cdot k_t^3 + 12{,}336 \cdot k_t^4 : 0{,}22 < k_t \leq 0{,}8 \quad (2.23)$$

$$k_d = 0{,}165 : k_t > 0{,}8 \quad (2.24)$$

2.3.1.3 Modelo de Reindl2

O modelo de Reindl2 é um modelo mais robusto, que leva em consideração as condições de céu claro, parcialmente nublado e nublado e inclui o ângulo zenital. Diferentemente do modelo Reindl2, esse modelo utiliza um maior número de dados (aproximadamente 22000) de radiação solar de cinco estações espalhadas pelos Estados Unidos da América e Europa, e incorpora o ângulo zenital como variável de entrada (LEE *et al.*, 2017). E é um modelo amplamente utilizado em softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos. As relações entre k_d e k_t no modelo de Reindl2 são:

$$k_d = 1{,}02 - 0{,}254 \cdot k_t + 0{,}0123 \cdot \cos(\theta_z) : k_t \leq 0{,}3 \quad (2.25)$$

$$k_d = 1{,}4 - 1{,}749 \cdot k_t + 0{,}177 \cdot \cos(\theta_z) : 0.3 < k_t < 0.78 \quad (2.26)$$

$$k_d = 0{,}486 \cdot k_t - 0{,}182 \cdot \cos(\theta_z) : k_t \leq 0.78 \quad (2.27)$$

2.3.1.4 Modelo de Orgill e Hollands

O modelo de Orgill e Hollands é um modelo que estima a fração difusa (k_d) utilizando o índice de claridade (k_t) como única variável (ORGILL; HOLLANDS, 1977). As relações entre k_d e k_t no modelo de Orgill e Hollands são:

$$k_d = 1 - 0{,}249 \cdot k_t : k_t < 0{,}35 \quad (2.28)$$

$$k_d = 1{,}577 - 1{,}84 \cdot k_t : 0{,}35 < k_t \leq 0{,}75 \quad (2.29)$$

$$k_d = 0{,}177 : k_t > 0{,}75 \quad (2.30)$$

2.3.1.5 Modelo *DISC*

É um modelo empírico que estima a irradiância direta normal (DNI) utilizando relações entre o índice de claridade (k_t) e o índice de claridade direta (k_b), que representa a fração direta da irradiância global horizontal (GHI)(MAXWELL, 1987).

É um modelo que não considera a estabilidade do céu, depende do ângulo zenital e possui estimativas menos precisas para condições parcialmente nubladas, além disso, é validado apenas para as regiões continentais abrangidas pelas latitudes de 28°a 45°do hemisfério norte.

Se $k_t \leq 0{,}6$:

$$\begin{aligned} a &= 0{,}512 - 1{,}56k_t + 2{,}286k_t^2 - 2{,}222k_t^3 \\ b &= 0{,}370 + 0{,}962k_t^3 \\ c &= -0{,}280 + 0{,}932k_t - 2{,}048k_t^2 \end{aligned} \tag{2.31}$$

Se $K_t > 0{,}6$:

$$\begin{aligned} a &= -5{,}743k_t - +21{,}77k_t + 11{,}56kt^3 \\ b &= 41{,}4 - 118{,}5k_t + 66{,}05k_t^2 + 31{,}9k_t^3 \\ c &= -47{,}01 + 184{,}2k_t - 222{,}0k_t^2 + 73{,}81k_t^3 \end{aligned} \tag{2.32}$$

Com os valores dos coeficientes a, b e c, pode-se calcular a variação da condição de transmitância direta sob céu limpo (δk_b) por meio da equação (2.33).

$$\delta k_b = a + b \cdot e^{c \cdot AM} \tag{2.33}$$

$$k_{bc} = 0{,}866 - 1{,}22 \cdot AM + 0{,}0121 \cdot AM^2 - 0{,}000653AM^3 + 0.000014AM^4 \tag{2.34}$$

$$k_b = k_{bc} \cdot \delta k_b \tag{2.35}$$

$$DNI_{DISC} = G_{on} \cdot k_b \tag{2.36}$$

A irradiância direta obtida pelo modelo DISC depende da transmitância direta de céu limpo (k_{bc}), da variância da transmitância direta (δk_b) e da massa de ar relativa (AM).

2.3.1.6 Modelo *DIRINT*

Modelo *DIRINT* (*Modified DISC*) é um dos métodos mais sofisticados de decomposição de irradiância, esse modelo é uma evolução do modelo DISC (*Direct Insolation Simulation Code*), feita por Richard Perez, que introduz uma nova variação ao índice k_t (VICK *et al.*, 2012). Esse modelo utiliza o índice de claridade corrigido ($k_{t'}$), introduzido por Richard Perez, a variação do índice de claridade corrigido ($\Delta k_{t'}$), o ângulo zenital (θ_z) e o vapor d'água atmosférico (W), que pode ser obtido a partir do ponto de orvalho.

Esse modelo foi desenvolvido para evitar variações e erros aleatórios que aconteciam no modelo DISC, que foi validado apenas para regiões com latitude entre 28°e 45°norte.

É um modelo que utiliza tabelas com 3 e 4 dimensões, dependendo das variáveis disponíveis. Nos casos em que o ponto de orvalho é um dado disponível, utiliza-se a tabela de 4 dimensões, caso não tenha, utiliza-se a de 3 dimensões. Além disso, é um modelo que requer dados horários para calcular a variação atmosférica. Embora apresente maior complexidade e seja de implementação mais difícil, esse modelo se destaca por seu elevado desempenho, precisão e robustez.

$$k_{t'} = \frac{k_t}{1{,}031 \cdot e^{\frac{1{,}4}{0{,}9+\frac{9{,}4}{AM}}+0{,}1}} \tag{2.37}$$

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \tag{2.38}$$

$$\Delta k_{t'} = 0{,}5 \cdot (|k_{t',i} - k_{t',i+1}| + |k_{t',i} - k_{t',i-1}|) \tag{2.39}$$

$$DNI = DNI_{DISC} \cdot X(k_{t'}, \theta_z, \Delta k_{t'}, W) \tag{2.40}$$

Em que DNI_{DISC} é a estimativa inicial da irradiância direta pelo modelo DISC, $k_{t'}$ é o índice de claridade corrigido, AM é a massa de ar relativa, $K_{t',i\pm1}$ é o índice de claridade corrigido anterior ou posterior e X é um fator de correção empírico obtido por uma tabela 3D ou 4D.

A tabela de correção do modelo conta com 4 variáveis ($K_{t'}$ contendo 6 faixas, θ_z contendo 6 faixas , $\Delta k_{t'}$ contendo 7 faixas e W contendo 5 faixas), essas tabelas encontram-se disponíveis no Anexo A.

A Tabela 2.1 é utilizada para identificar o valor da variável X na tabela quadridimensional, a partir dos valores das posições (*bins*) identificadas em cada uma das variáveis ($k_{t'}$, θ_z, $\Delta k_{t'}$ e W).

Tabela 2.1. Bins do modelo *DIRINT*

Bin	$k_{t'}$ **min**	$k_{t'}$ **max**	θ_z **min (°)**	θ_z **max (°)**	**W min**	**W max**	$\Delta k_{t'}$ **min**	$\Delta k_{t'}$ **max**
1	0	0,24	0	25	0	1	0	0,015
2	0,24	0,4	25	40	1	2	0,015	0,035
3	0,4	0,56	40	55	2	3	0,035	0,07
4	0,56	0,7	55	70	3	∞	0,07	0,15
5	0,7	0,8	70	80	0	∞	0,15	0,30
6	0,8	1,0	80	90			0,3	1
7							0	1

Fonte: MAHMOUDI *et al.*, 2023.

2.3.2 Transposição da irradiância global horizontal para irradiância total no plano inclinado

Os modelos de transposição da irradiância global horizontal (GHI) para irradiância global ou total no plano inclinado (GTI) são utilizados para representar a real quantidade de energia disponível para conversão em energia elétrica do sistema fotovoltaico.

Os modelos de transposição que serão apresentados são divididos em duas classes, isotrópicos (modelos que consideram que a radiação difusa é distribuída uniformemente em todas as direções do sol) e anisotrópicos (consideram que a radiação difusa não é distribuída uniformemente).

O modelo de Hay e Davies consiste em um modelo de maior robustez, que é capaz de efetuar as estimações de irradiância total no plano inclinado, mesmo quando o conhecimento da irradiância difusa é baixo. Em contrapartida, o modelo de Perez é um modelo mais sofisticado e necessita de dados de irradiância global horizontal com medições mais precisas. O modelo de Liu e Jordan é um modelo mais simples, pois assume que o céu é isotrópico (MEDEIROS *et al.*, 2022).

Os modelos de transposição possuem duas etapas semelhantes, que são o cálculo da componente direta e do albedo, mas diferem no cálculo da irradiância difusa. Sendo que o albedo possui valores conhecidos, que estão apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2. Valores típicos de albedo para cada tipo de superfícies.

Superfície	**Albedo (intervalo)**
Telhado corrugado	0,10 - 0,15
Telhas vermelhas/marrom	0,10 - 0,35
Tinta colorida	0,15 - 0,35
Tijolo ou pedra	0,20 - 0,40
Árvores	0,15 - 0,18
Oceano	0,05 - 0,10
Asfalto	0,05 - 0,20
Neve antiga	0,65 - 0,81
Concreto	0,25 - 0,70
Tinta branca	0,50 - 0,90
Grama	0,25 - 0,30
Neve fresca	0,81 - 0,88
Gelo	0,30 - 0,50

Fonte: Adaptado de (DUHIS *et al.* 2023).

Dessa forma, a irradiância total no plano inclinado é definida como (2.41).

$$GTI = I_{\mathrm{d,inc}} + I_{\mathrm{dif,inc}} + I_{\mathrm{alb}} \tag{2.41}$$

Em que G_{TI} é a irradiância total no plano inclinado, $I_{\mathrm{d,\ inc}}$ é a irradiância direta no plano inclinado, $I_{\mathrm{dif,\ inc}}$ é a irradiância difusa no plano inclinado e I_{alb} é o albedo.

A irradiância direta no plano inclinado ($I_{\mathrm{d,inc}}$) pode ser calculada por meio de uma relação geométrica simples, conforme (2.42).

$$I_{d,inc} = DNI \cdot \cos(AOI) \tag{2.42}$$

$$I_{alb} = GHI \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \tag{2.43}$$

Em que AOI é o ângulo de incidência, ρ é albedo ou constante de refletância do solo e β é o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.

2.3.2.1 Modelo de Perez

Modelo de Perez é um dos mais avançados e utilizados para transposição da irradiância difusa horizontal (DHI) para irradiância difusa no plano inclinado (D_t). Trata-se de um modelo semi-empírico, que utiliza dados observados e relações físicas. Além disso, considera as seguintes componentes:

- Circunsolar: é a radiação difusa que está concentrada em torno do Sol;
- Isotrópica: é a radiação espalhada uniformemente em todas as direções do céu;
- Horizonte: é a radiação que vem da região próxima ao horizonte.

Um dos principais destaques do modelo de Perez é sua capacidade de fornecer estimativas precisas da irradiância difusa para superfícies inclinadas. O modelo utiliza três índices principais: o ângulo zenital (θ_z), o parâmetro de claridade do céu (ε) e o nível de iluminação difusa (Δ). O parâmetro de claridade do céu é utilizado para determinar os coeficientes empíricos F_1 e F_2, com base na classificação do tipo de céu (encoberto, parcialmente nublado ou claro)(PEREZ *et al.*, 1990).

A classificação é definida da seguinte forma: céu nublado para $\varepsilon < 1{,}065$ e céu claro para $\varepsilon > 4{,}5$. A Tabela 2.3 é a tabela de coeficientes do modelo de Perez, contendo os valores dos coeficientes F_1 e F_2 em função do parâmetro de claridade (ϵ).

Tabela 2.3. Coeficientes do modelo de Perez para cálculo dos fatores F_1 e F_2

Intervalo de ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1,000 - 1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
1,065 - 1,230	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,230 - 1,500	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,500 - 1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
1,950 - 2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,800 - 4,500	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
4,500 - 6,200	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,200	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Fonte: Adaptado de (DRIESSE *et al.*, 2024).

$$\varepsilon = \frac{\left(\frac{DHI+DNI}{DHI}\right) + 1.041 \cdot \theta_z^3}{1 + 1.041 \cdot \theta_z^3} \tag{2.44}$$

$$D_T = DHI \cdot \left[(1 - F_1) \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} + F_1 \cdot \frac{a}{b} + F_2 \cdot \sin(\beta)\right] \tag{2.45}$$

Em que D_T é a irradiância difusa no plano inclinado, β é a inclinação dos módulos, θ_z é o ângulo zenital, F_1 é o peso da componente circunsolar e F_2 é o peso empírico da componente do horizonte.

$$AOI = \cos^{-1}[\cos(\theta_z)\cos(\beta) + \sin(\theta_Z)\sin(\beta)\cos(\theta_A - \theta_{A,m})] \tag{2.46}$$

$$a = max[0, \cos(AOI)] \tag{2.47}$$

$$b = max[\cos(85°), \cos(\theta_z)] \tag{2.48}$$

$$\Delta = \frac{DHI \cdot AM_a}{G_{on}} \tag{2.49}$$

$$AM_a = AM \cdot \frac{P}{P_0} \tag{2.50}$$

$$F_1 = max[0, (f_{11}(\epsilon) + f_{12}(\epsilon)\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180°} \cdot f_{13}(\epsilon))] \tag{2.51}$$

$$F_2 = f_{21}(\epsilon) + f_{22}(\epsilon)\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180°} \cdot f_{23}(\epsilon) \tag{2.52}$$

Em que AOI é o ângulo de incidência solar entre o Sol e os módulos fotovoltaicos θ_A é o azimute, $\theta_{A,m}$ é o azimute em relação ao ângulo dos módulos fotovoltaicos, AM_a é a massa de ar absoluta, P é a pressão atmosférica local, P_0 é a pressão padrão ao nível do mar, Δ é o nível de iluminação difusa e f são os valores da tabela de coeficientes de Perez.

2.3.2.2 Modelo de Hay e Davies

O modelo de Hay e Davies é um modelo anisotrópico robusto e de implementação simples, por não considerar a radiação da linha do horizonte. No entanto, é um modelo que apresenta resultados melhores em dias de céu claro e tem desempenho limitado em dias nublados, por não utilizar coeficientes de ajuste para diferentes condições de céu (céu claro, nublado e parcialmente nublado)(SILVA *et al.*, 2019b).

O modelo consiste em uma equação que ajusta o peso entre a componente direta da irradiância e a irradiância extraterrestre. Além disso, a equação possui dois termos, sendo o primeiro relacionado à radiação difusa isotrópica e o segundo à componente circunsolar.

$$D_T = DHI \cdot \left[F \cdot \frac{\cos(AOI)}{\cos(\theta_z)} + (1 - F) \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \tag{2.53}$$

$$F = \frac{DNI}{G_{on}} \tag{2.54}$$

Em que F é o fator de anisotropia.

2.3.2.3 Modelo de Liu e Jordan

O modelo de Liu e Jordan é um modelo isotrópico, ou seja, considera que a radiação solar difusa é uniforme. Esse modelo tem pouca complexidade e é de fácil implementação computacional. No entanto, não é indicado para dias de céu claro por considerar que a radiação difusa ocorre igualmente em todo o céu, mas em dias claros a radiação difusa vem, em sua maior parte, da região circunsolar (SILVA *et al.*, 2019b).

$$D_t = DHI \cdot \frac{1 + cos(\beta)}{2} \tag{2.55}$$

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em 17 de abril de 2012 entra em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, alterada pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, a qual permitiu que o consumidor brasileiro tivesse a opção de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou de cogeração. Também permitiu ao consumidor a opção de fornecer a energia excedente para a rede de distribuição, assim, dando início à Geração Distribuída (GD) no Brasil. Atualmente, as duas resoluções citadas acima estão revogadas pelo Marco Legal da Geração Distribuída, instituído pela Lei Federal 14.300/2022 e normatizado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1059/2023. Observa-se que a principal mudança é o início da cobrança dos custos de distribuição de energia elétrica para quem produz a própria energia elétrica.

Geração Distribuída é o termo que define a geração de energia elétrica no local de consumo, ou bem próximo, excluindo as gerações hidrelétricas com potência superior a 30 MW, e termelétrico, inclusive em cogeração, com eficiência energética inferior a 75% (Brasil, 2004). Entre as vantagens da GD, é possível destacar o suprimento da crescente demanda por energia elétrica, aumento da estabilidade do sistema elétrico e a redução da sobrecarga do sistema (FILHO; AZEVEDO, 2013). Entre as possíveis formas de Geração Distribuída, pode-se citar: eólica, solar, hidrelétrica, entre outras.

No entanto, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar, em 2024, o Brasil atingiu a marca de 29 GW em Geração Solar Distribuída. Isso demonstra a relevância que a energia solar possui no Brasil e a necessidade de investimento no desenvolvimento de técnicas eficientes para a avaliação do recurso solar.

2.5 ENERGIA SOLAR

A energia solar consiste na utilização do Sol para gerar energia elétrica, essa conversão pode ocorrer de duas formas: fotovoltaica e heliotérmica. O efeito fotovoltaico, basicamente, é a transferência da energia do fóton para o elétron, que ocorre em materiais semicondutores. E a energia solar heliotérmica consiste em utilizar o calor do Sol para aquecer a água, transformá-la em vapor e utilizar esse vapor para girar turbinas que, acopladas ao eixo mecânico, acionam um gerador síncrono para converter a energia mecânica em energia elétrica. (TORRES, 2021).

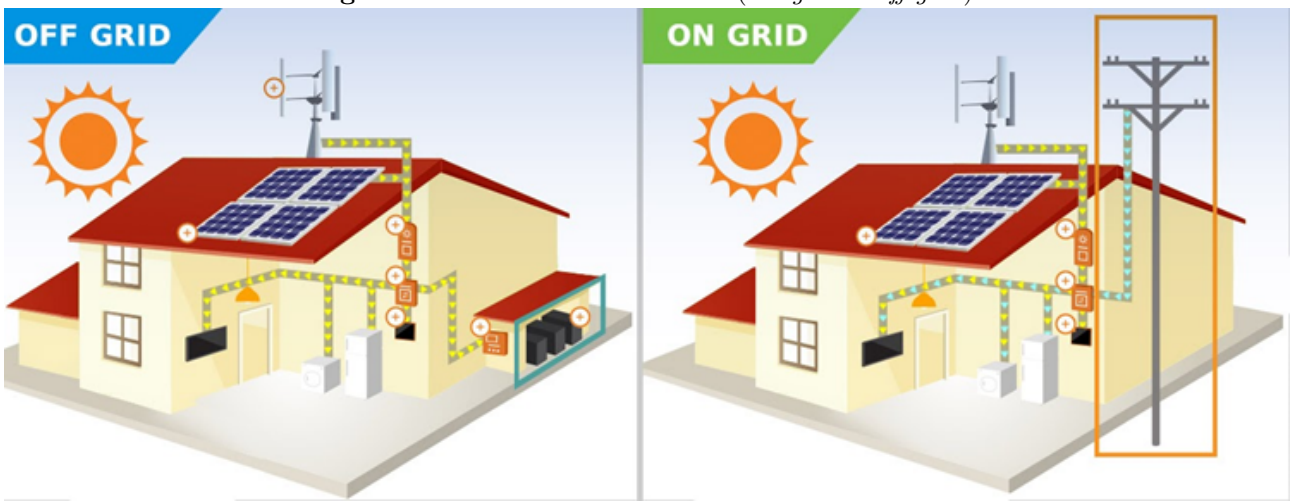
2.5.1 Energia solar fotovoltaica

É a energia gerada pela conversão direta da radiação solar em energia elétrica utilizando células fotovoltaicas (TORRES, 2021). A energia gerada pelas células fotovoltaicas é de corrente contínua (c.c.) e precisa ser convertida em corrente alternada (c.a.), para alimentar os equipamentos ou ser injetada na rede elétrica. Para essa conversão, são utilizadas as unidades de condicionamento de potência (UCP), conhecidas popularmente pelo nome de inversores.

2.5.1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados e não conectados à rede

Existem dois tipos de sistemas de aproveitamento da energia solar fotovoltaica, os sistemas conectados à rede (*on-grid*) e os não conectados (*off-grid*), mostrados na Figura 2.6.

Figura 2.6. Sistemas Fotovoltaicos (*On-grid* e *Off-grid*).



Fonte: Revista Potência, 2022.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são caracterizados por estarem ligados diretamente ao sistema elétrico (KUMAR *et al.*, 2017). Essa conexão com o sistema elétrico permite a compensação do excedente de energia elétrica gerado em forma de créditos, garante o funcionamento do sistema independentemente da intermitência da geração de energia solar devido ao sombreamento por nuvens, chuva, entre outros, e possui um menor custo de implementação por não utilizar baterias. Já os sistemas não conectados estão sujeitos à intermitência da geração de energia solar, mas esses problemas podem ser evitados utilizando um sistema de cogeração de energia ou armazenando a energia excedente em baterias (TWAHA; RAMLI, 2018).

2.5.2 Equipamentos utilizados na geração de energia solar fotovoltaica

Os sistemas de geração de energia solar são simples e possuem poucos equipamentos, entre eles estão: os módulos fotovoltaicos, unidades de condicionamento de potência, medidores bidirecionais da concessionária e equipamentos de proteção elétrica.

2.5.2.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são a peça principal na geração de energia solar fotovoltaica. Eles são os responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica. São construídos utilizando células de silício, que possuem dois tipos principais, os monocristalinos e os multicristalinos ou policristalinos. A diferença entre estes modelos consiste na forma de fabricação do módulo, sendo que os policristalinos passam por um resfriamento lento, que não permite que os átomos do silício formem um único cristal (SOUZA, 2012). Outra diferença entre esses módulos é o custo e a eficiência. As células monocristalinas possuem um maior custo e uma maior eficiência em relação aos módulos policristalinos (BENGHANEM *et al.*, 2023).

Figura 2.7. Módulo Fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P.

Fonte: Canadian Solar Inc., s.d..

Os módulos fotovoltaicos sofrem variação na geração de energia elétrica devido a dois fatores principais (temperatura e irradiância) e outros fatores relevantes (sombreamento, sujeira, orientação e inclinação). Verifica-se que a corrente elétrica gerada pelo módulo é linearmente proporcional à intensidade de irradiância (BÜHLER, 2011). A temperatura do módulo possui uma relação não-linear e negativa com a capacidade de geração de energia elétrica do módulo fotovoltaico. Assim, o aumento da temperatura do módulo reduz a tensão de circuito aberto, em razão do aumento da corrente de saturação do diodo, o que leva à diminuição da potência gerada e da eficiência do módulo (CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO, 2014).

2.5.2.2 Unidade de condicionamento de potência - UCP

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (2019), a UCP é o dispositivo responsável pela conversão de uma corrente contínua (c.c.), para corrente alternada (c.a.), adequando a frequência e a amplitude da tensão para ser entregue à carga. Esse dispositivo também é conhecido como inversor fotovoltaico, e é necessário para efetuar a conversão da energia solar captada pelos módulos fotovoltaicos e disponibilizá-la para o consumo.

Além de converter a corrente elétrica, o dispositivo também é responsável por controlar a potência de saída do sistema, maximizando a geração de energia solar. Isso ocorre porque as UCP's possuem sistema de rastreamento dos pontos de máxima potência utilizando um algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) (ZAIONS *et al.*, 2017).

Alguns modelos de UCP também possuem sistemas de proteção contra sobretensão, curto-circuito, entre outros.

Figura 2.8. UCP ABB TRIO TM-50.0-400.

Fonte: ABB Inc., s.d..

2.5.2.3 Outros equipamentos

Além dos módulos fotovoltaicos e inversores, uma instalação fotovoltaica também possui os seguintes equipamentos:

- Sistema de Monitoramento;
- Sistema de Fixação e Suporte;
- Cabos e Conectores;

- Sistema de Proteção Elétrica.

O sistema de monitoramento é responsável por controlar e acompanhar o desempenho da instalação em tempo real. São avaliadas as correntes de cada série fotovoltaica, as correntes de entrada e saída em cada inversor, a potência e a geração de energia (KATYARMAL *et al.*, 2018). Também permite monitorar a eficiência do inversor e dos módulos e pode fornecer informações sobre possíveis defeitos e falhas. Esses sistemas de monitoramento consistem em sensores, medidores de energia, painéis de acompanhamento de dados e *software* de análise de dados. Os dados coletados podem ser utilizados para efetuar diagnósticos e otimizar o desempenho do sistema.

O sistema de fixação consiste em uma estrutura metálica utilizada para fixar e sustentar os módulos fotovoltaicos e ajustar o ângulo do módulo.

Os cabos são responsáveis pela conexão elétrica entre os módulos, UCP's e a rede elétrica, e os conectores servem para efetuar uma melhor conexão dos cabos em cada ponto da instalação, evitando folgas e garantindo uma conexão de qualidade.

O sistema de proteção elétrica é o conjunto de equipamentos de proteção utilizados para evitar sobretensão, curtos-circuitos, descargas atmosféricas, entre outros.

2.6 CARACTERIZAÇÃO MATEMÁTICA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Nesta seção serão apresentados os modelos matemáticos dos módulos fotovoltaicos, as equações que descrevem seu comportamento, as técnicas de resolução dessas equações e os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos.

2.6.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Para efetuar a caracterização dos parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico são realizados alguns testes. Os testes são realizados seguindo condições padronizadas (*Standard Test Conditions* - STC) e, para sua realização, são considerados os valores de irradiância (G) de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25 °C (SOUZA, 2012). Por meio destes testes, é possível

caracterizar a curva de corrente por tensão do módulo fotovoltaico, conhecida como curva I-V, determinar o ponto de máxima potência do módulo (PMP) e os seus coeficientes de operação.

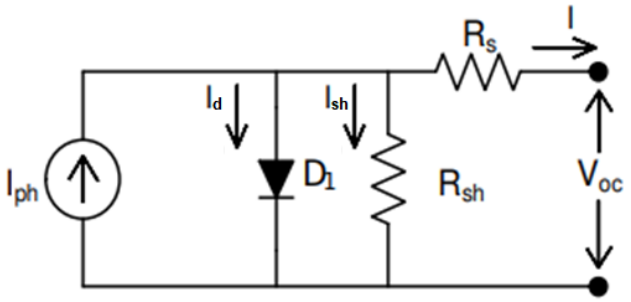
2.6.2 Circuito equivalente do módulo fotovoltaico

Para analisar computacionalmente os módulos fotovoltaicos, é necessário desenvolver um modelo de circuito equivalente e analisar as suas equações. Nesse contexto, nas próximas seções são apresentados os modelos mais utilizados na análise computacional dos módulos fotovoltaicos.

2.6.2.1 Modelo de um diodo

A Figura 2.9 apresenta o modelo equivalente de um diodo. É o modelo mais simples, o qual possui apenas um diodo para representar a junção p-n, no entanto, contempla as perdas ôhmicas pelas resistências em série (R_s) e paralela (R_{sh}) (LUNA, 2013; CARVALHO, 2014). Este modelo não é o ideal para estudos com tensões muito baixas. A Equação (2.56) é resultado da análise de malha do circuito equivalente.

Figura 2.9. Circuito equivalente do modelo de um diodo.



Fonte: Adaptado de (LUNA, 2013).

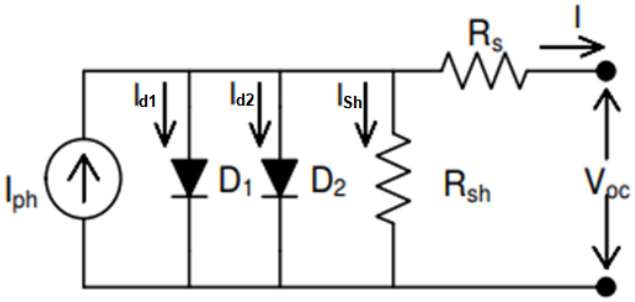
$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{2.56}$$

Em que I é a corrente gerada [A], I_{ph} é a corrente fotogerada [A], I_d é a corrente que flui no diodo [A], I_{sh} é a corrente que flui na resistência paralela [A] e V_{oc} é a tensão de circuito aberto [V].

2.6.2.2 Modelo de dois diodos

A Figura 2.10 apresenta o circuito equivalente do módulo fotovoltaico com dois diodos. Por conta das limitações do modelo de um diodo, para analisar os efeitos da baixa tensão em módulos fotovoltaicos, surge o modelo com dois diodos (LUNA, 2013; CARVALHO, 2014). A Equação (2.57) apresenta o modelo matemático do circuito com dois diodos.

Figura 2.10. Circuito equivalente do modelo de dois diodos.



Fonte: Adaptado de (LUNA, 2013).

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \tag{2.57}$$

Em que I é a corrente gerada [A], I_{ph} é a corrente fotogerada [A], I_{d1} é a corrente que flui no diodo 1 [A], I_{d2} é a corrente que flui no diodo 2 [A] , I_{sh} é a corrente que flui na resistência paralela [A] e V_{oc} é a tensão de circuito aberto [V].

2.6.3 Caracterização matemática completa do modelo de um diodo

Para os objetivos deste trabalho, o modelo de um diodo será utilizado como modelo de referência para a caracterização das curvas I-V dos módulos fotovoltaicos. Esta escolha é motivada pela característica do estudo, que é analisar um sistema fotovoltaico inteiro. Ou seja, o modelo não necessita de estudos para baixas tensões ou de células fotovoltaicas únicas, que é o caso de aplicação do modelo de dois diodos.

Neste ponto, cada um dos elementos da Equação (2.56) será expandido, começando pela corrente fotogerada, depois a corrente do diodo e a corrente na resistência paralela.

Para a caracterização e criação do modelo computacional do modelo de um diodo é necessário

fazer a correção de temperatura. Essa correção consiste em calcular a temperatura da célula em função da temperatura ambiente e do atual valor de irradiância, podendo ser calculada pela Equação (2.58) (SILVA *et al.*, 2019a).

$$T_{cel} = T_{ref} + (NOCT - 20).\frac{I_{rr}}{800} \tag{2.58}$$

Em que T_{cel} é a temperatura da célula [°C], T_{ref} é a temperatura ambiente [°C], $NOCT$ é a temperatura nominal de operação [°C], I_{rr} é a irradiância atual [W/m^2].

O segundo passo é a caracterização da função para calcular a corrente fotogerada do módulo fotovoltaico, apresentada na Equação (2.59) (SALMI *et al.*, 2012).

$$I_{ph} = (I_{sc} + K_i.(T_{cel} - T_{ref})).\frac{I_{rr}}{1000} \tag{2.59}$$

Em que I_{ph} é a corrente fotogerada [A], I_{sc} é a corrente de curto-circuito do módulo [A] e K_i é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito [% / °C].

O terceiro passo é caracterizar a corrente do diodo, assim, é preciso caracterizar as funções da constante térmica do diodo (V_t), a corrente de saturação reversa (I_{rs}) e a corrente de saturação do diodo (I_0). Com estes parâmetros calculados é possível definir e calcular a corrente no diodo (I_d) (SALMI *et al.*, 2012). A Equação (2.60) refere-se ao cálculo da constante térmica do diodo.

$$V_T = \frac{K.T_{ref}}{q} \tag{2.60}$$

Em que V_t é a constante térmica do diodo [V], K é a constante de Boltzmann [$1{,}38649 \cdot 10^{-23}\, J \cdot K^{-1}$] e q é a carga do elétron [$-1{,}602 \cdot 10^{-19}$ C].

No entanto, a literatura sugere um valor aproximado de 25 mV para a constante térmica do diodo em 25°C (CAO *et al.*, 2018). A Equação (2.61) apresenta a função para calcular a primeira parte da corrente de saturação reversa do diodo (I_0).

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left(\frac{q}{n \cdot K \cdot T_{cel} \cdot N_s} \cdot V_{oc}\right)} - 1} \tag{2.61}$$

Em que I_{rs} é a parte da corrente de saturação reversa do diodo I_0 [A], V_{oc} é a tensão de circuito aberto [V] e N_s é o número de células conectadas em série do módulo, n é o fator de idealidade do diodo. A Equação (2.62) apresenta a função para calcular a corrente de saturação

reversa do diodo (I_0) (PREMKUMAR *et al.*, 2020).

$$I_0 = I_{rs}\left(\frac{T_{cel}}{T_{ref}}\right)^3 \cdot e^{\left(\frac{q \cdot E_{g0}}{n \cdot K \cdot T_{cel}}\right)\left(\frac{1}{T_{cel}} - \frac{1}{T_{ref}}\right)} \tag{2.62}$$

Em que I_0 é a corrente de saturação do diodo [A] e E_{g0} é o intervalo de banda de energia do diodo [eV].

Com as equações ((2.60), (2.61) e (2.62)), é possível calcular a corrente no diodo utilizando (2.63).

$$I_d = I_0\left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{n \cdot V_t}} - 1\right) \tag{2.63}$$

Em que I_d é a corrente no diodo [A] e R_s é a resistência série do modelo [Ω].

O último passo é caracterizar a corrente na resistência paralela do módulo, apresentada na Equação (2.64).

$$I_{sh} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \tag{2.64}$$

Em que I_{sh} é a corrente na resistência paralela [A] e R_{sh} é a resistência paralela [Ω].

2.6.3.1 Métodos matemáticos para resolução da equação do modelo de um diodo (iterativo, analítico e evolucionário)

Para resolução da equação de um diodo existem três métodos de resolução: analítico, iterativo e evolucionário. Cada método apresenta características únicas e devem ser utilizados conforme a necessidade da aplicação.

Os métodos analíticos de resolução buscam simplificar ou utilizar funções matemáticas capazes de encontrar soluções analíticas para a equação. Os métodos iterativos utilizam técnicas de iteração para estimar as raízes da equação e os métodos evolucionários utilizam inteligência artificial para encontrar a solução da equação.

Entre as técnicas analíticas é possível citar: linearização da equação, simplificação da equação e a utilização da função Lambert W. A função Lambert W. é uma técnica de resolução de equações transcendentais e pode ser utilizada para simplificar a equação facilitando a resolução.

As técnicas iterativas podem usar fontes externas para simular a entrada de tensão ou corrente, ou técnicas matemáticas, como a técnica Newthon-Rapson, que é capaz de encontrar

as raízes da equação iterando os valores para convergir em uma solução, e o método da secante, que funciona igual ao método Newton-Raphson, mas ao invés de usar a derivada da função, utiliza uma aproximação.

Os modelos iterativos são de fácil implementação, no entanto, possuem um alto custo de processamento e demoram mais para obter a caracterização da curva I-V (TRIPATHY *et al.*, 2017). Os métodos analíticos são mais rápidos que os métodos iterativos, pois não precisam de valores iniciais, utilizam menos processamento para calcular as curvas I-V e conseguem caracterizar a curva I-V rapidamente (TRIPATHY *et al.*, 2017). Esses métodos conseguem ser mais rápidos, pois utilizam métodos matemáticos de simplificação que conseguem extrair as soluções das equações sem a necessidade de entradas externas ou múltiplas iterações.

Entre os trabalhos que utilizam os métodos iterativos, é possível citar:

- YETAYEW; JYOTHSNA (2015), utiliza um método iterativo numérico com a técnica Newthon-Raphson para solucionar a equação do modelo de um diodo e caracterizar a curva I-V e extrair os parâmetros do módulo.
- GNETCHEJO *et al.* (2022) apresenta a utilização do método da secante como alternativa ao método Newton-Raphson para os casos em que a função não possui derivadas.
- KRISMADINATA *et al.* (2013) utiliza o *Simulink®* e as equações do modelo de um diodo para caracterizar a curva I-V e analisar o comportamento da tensão e corrente do módulo. O modelo utiliza uma fonte externa de corrente para avaliar o efeito da irradiância para temperatura constante e uma fonte externa de tensão para avaliar o efeito da temperatura para irradiância constante.

As técnicas mais utilizadas para a resolução da equação do modelo de um diodo pelo método iterativo são a utilização de fontes de corrente e tensão e a técnica de Newton-Raphson. A técnica de Newton-Raphson possui uma alta precisão e uma baixa velocidade de resolução da equação, por conta das iterações necessárias para a resolução. A grande dificuldade na utilização da técnica é a possibilidade de as iterações não convergirem para uma solução da equação. Os modelos que utilizam fontes são desenvolvidos em softwares de simulação de circuitos, como o *Matlab®* e o *Simulink®*. Nesses casos, as fontes fornecem uma das variáveis (tensão ou

corrente), e a partir dessa entrada, determinam a resposta de saída do sistema.

Entre os trabalhos que utilizam os métodos analíticos, é possível citar:

- ZHANG *et al.* (2011) propõe um método para estimar todos os parâmetros do módulo utilizando a função Lambert W.
- CUBAS *et al.* (2014), também utiliza o método matemático Lambert W. para solucionar a equação do modelo de um diodo para obter a curva I-V do módulo fotovoltaico.

Diversas literaturas utilizam a função Lambert W para avaliação das curvas I-V dos módulos fotovoltaicos, por ser um método analítico eficiente, que reduz a quantidade de processamento necessário para a avaliação e por sua fácil implementação (TRIPATHY *et al.*, 2017).

Na Tabela 2.4 é apresentado um comparativo entre as três técnicas apresentadas nesta seção.

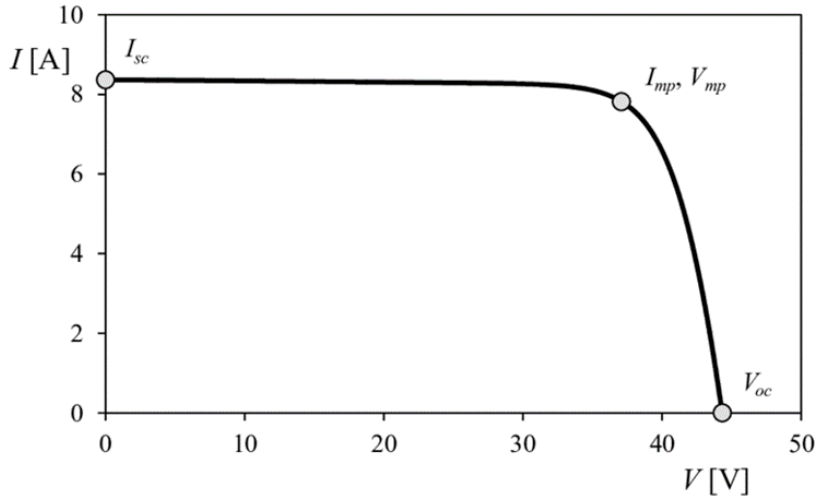
Tabela 2.4. Comparativo qualitativo entre os modelos de caracterização da curva I-V.

Métodos de Resolução	**Iterativo**	**Analítico**	**Evolucionário**
Velocidade de Caracterização da curva I-V	Baixa	Alta	Muito Alta
Precisão	Média	Alta	Muito Alta
Dificuldade de Implementação	Baixa	Moderada	Alta
Necessidade de poder de Processamento	Alta	Moderada	Baixa

Fonte: Adaptado de (TRIPATHY *et al.*, 2017; RESTREPO-CUESTAS *et al.*, 2022; YETAYEW; JYOTHSNA, 2015).

Com as equações apresentadas na Seção 2.6.3 e as técnicas apresentadas nesta seção, é possível caracterizar a curva I-V do módulo fotovoltaico. Na Figura 2.11 é apresentada a curva I-V de um módulo fotovoltaico genérico.

Figura 2.11. Curva I-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: CUBAS *et al.*, 2014.

2.7 CARACTERIZAÇÃO MATEMÁTICA DA EFICIÊNCIA DE UMA UCP E MODELO MATEMÁTICO DA CONVERSÃO DE POTÊNCIA EM ENERGIA

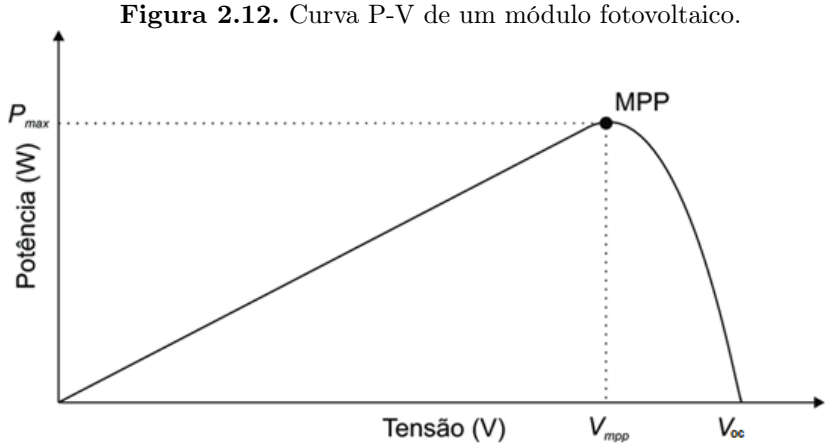
A eficiência de uma UCP pode ser calculada pela Equação (2.65), a qual apresenta a relação entre a energia (c.c.) e a energia (c.a.), em que, η_{ucp} é a eficiência da UCP, E_{ca} é a energia em corrente alternada $[W \cdot h]$ e E_{cc} é a energia em corrente contínua $[W \cdot h]$.

$$\eta_{UCP} = \frac{E_{ca}}{E_{cc}} \tag{2.65}$$

As unidades de condicionamento de potência também possuem algoritmos de rastreamento de pontos de máxima potência (MPPT), que são os algoritmos responsáveis por identificar na curva I-V a relação de tensão e corrente através da curva P-V, que resulta na maior potência (PMP), consequentemente, em uma maior geração de energia elétrica (ZAIONS *et al.*, 2017).

A Figura 2.12 apresenta a curva P-V de um módulo fotovoltaico genérico.

Figura 2.12. Curva P-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

De acordo com AYOMPE *et al.* (2010), a potência (c.a.) de um conjunto de módulos pode ser estimada pela Equação (2.66).

$$P_{ca} = \eta_{UCP} \cdot P_{cc} \tag{2.66}$$

Em que P_{ca} é potência em corrente alternada [W] e P_{cc} a potência em corrente contínua [W], que é dada pelo ponto de máxima potência (PMP) do módulo em operação.

Dessa forma, a energia em corrente alternada (E_{ca}), em [kWh], pode ser calculada pela equação (2.67) (CALLAHAN *et al.*, 2008).

$$E_{ca} = \int_{T_1}^{T_2} Pca.dt \tag{2.67}$$

2.8 PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Como todo sistema elétrico, os sistemas fotovoltaicos também sofrem perdas de energia elétrica. Essa energia perdida pode ser quantificada por meio da comparação entre a energia solar incidente e a energia efetivamente gerada.

As perdas em sistemas fotovoltaicos são sempre consideradas para análises de viabilidade econômica, estudos de caso, diagnóstico de performance e na modelagem dos sistemas de previsão e estimação da geração. A quantificação dessas perdas permite resultados mais coerentes

com a realidade, gerando uma maior assertividade no tempo de retorno do investimento, na identificação de falhas e perdas acima do esperado, no dimensionamento do sistema fotovoltaico e de seus componentes e nas estratégias de manutenção (CRISTALDI *et al.*, 2012).

Essas perdas podem ser quantificadas individualmente e classificadas em algumas categorias de perdas, entre elas:

- Perdas ópticas: são causadas por sombreamentos parciais e totais, reflexão na superfície do módulo fotovoltaico, acúmulo de sujeira, presença de neblinas e fumaças, a perda por degradação induzida pela luz (LID - *Light-Induced Degradation*), que refere-se à redução de eficiência inicial dos módulos fotovoltaicos,devido, entre outros fatores, que podem reduzir a incidência de radiação nos módulos.
- Perdas por temperatura: resultam da influência do coeficiente de temperatura dos módulos fotovoltaicos, que causa uma redução na eficiência do módulo conforme a temperatura de operação aumenta.
- Perdas elétricas: podem ocorrer por descasamento (*mismatch*), que é a diferença entre o desempenho dos módulos do arranjo, perdas nos condutores (em corrente contínua e alternada), na eficiência do inversor e falhas no rastreamento do ponto de máxima potência (PMP).
- Perdas por degradação: são perdas associadas à deterioração natural dos módulos ao longo da vida útil. Também podem ocorrer devido a fatores externos, como chuvas de granizo e impactos físicos.

Tabela 2.5. Estimativa das perdas em sistemas fotovoltaicos e suas respectivas faixas típicas.

Tipo de perda	**Percentual Médio (%)**	**Faixa Típica (%)**
Desvio no rendimento nominal do módulo (STC)	2,5	-5 - 10
Temperatura do módulo	3,5	-3 - 6
Perdas nos condutores (lado CC)	2,0	1 - 3
Perdas nos condutores (lado CA)	1,0	0,7 - 2
Eficiência do inversor	1,5	1 - 15
Falha no MPPT	2,0	1,5 - 3
Sombreamento	0,0	0 - 100
Transformadores (isolamento do inversor)	2,0	2 - 4
Sistema de rastreamento solar	0,0	0 - 2
Degradação anual	0,8	0,5 - 1
Degradação induzida pela luz (LID)	1,0	1 - 10
Indisponibilidade do sistema	0,0	0 - 0,5
Sujeira nos módulos	2,0	2 - 25

Fonte: Adaptado de (MIRANDA, 2014; JORDAN; KURTZ, 2013)

O que resulta em perdas médias totais entre 15% e 20% da energia gerada por usinas fotovoltaicas.

2.9 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A avaliação da performance de um sistema fotovoltaico é uma etapa essencial para o diagnóstico de falhas, sombreamentos e perdas excessivas no sistema. Essa avaliação utiliza alguns indicadores para quantificar o desempenho dos sistemas, entre os principais, tem-se o *Performance Ratio (PR)*, o *Yield final (Y_f)*, o *Yield de Referência (Y_r)* e o *Capacity Utilization Factor (CUF)* (DAHMOUN *et al.*, 2021).

O principal indicador técnico de um sistema fotovoltaico é o *Performance Ratio*, que relaciona a quantidade de energia efetivamente gerada e a energia que poderia ter sido gerada em uma situação ideal. O *Performance Ratio* é dado por:

$$PR = \frac{E_{AC}}{P_{STC} \cdot H_{POA}} \tag{2.68}$$

Em que E_{AC} é a energia elétrica gerada [kWh], P_{STC} é a potência nominal do sistema [kWp] e H_{POA} é a irradiância global acumulada no plano dos módulos [kWh/m²].

Os indicadores *Yields* são complementares ao PR, também representam o rendimento ou

produtividade do sistema, no entanto, em valores normalizados, ou seja, em função da potência instalada do sistema. O Y_f representa a energia gerada por cada kWp instalado e o Y_r representa a quantidade de irradiância recebida pelos módulos. São dados por:

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \tag{2.69}$$

$$Y_r = \frac{H_{POA}}{G_{STC}} \tag{2.70}$$

Em que G_{STC} é a irradiância de referência (1000 W/m^2).

Também existe o *Yield* de perdas (Y_l), que representa a energia perdida entre a potência solar disponível e o que o sistema conseguiu gerar. Além disso, o PR é a razão entre o Y_f e o Y_r. Esses indicadores são dados por:

$$Y_l = Y_r - Y_f \tag{2.71}$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \tag{2.72}$$

O último indicador é o fator de capacidade (CF), que representa quanto da capacidade instalada está sendo utilizada em determinado período, normalmente anual. Ou seja, mostra o aproveitamento do sistema em relação ao máximo teórico.

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_{STC} \cdot T} \tag{2.73}$$

Em que T é o tempo total do período em horas.

2.10 LEVANTAMENTO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO E AVALIAÇÃO DE IRRADIÂNCIA, TEMPERATURA E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

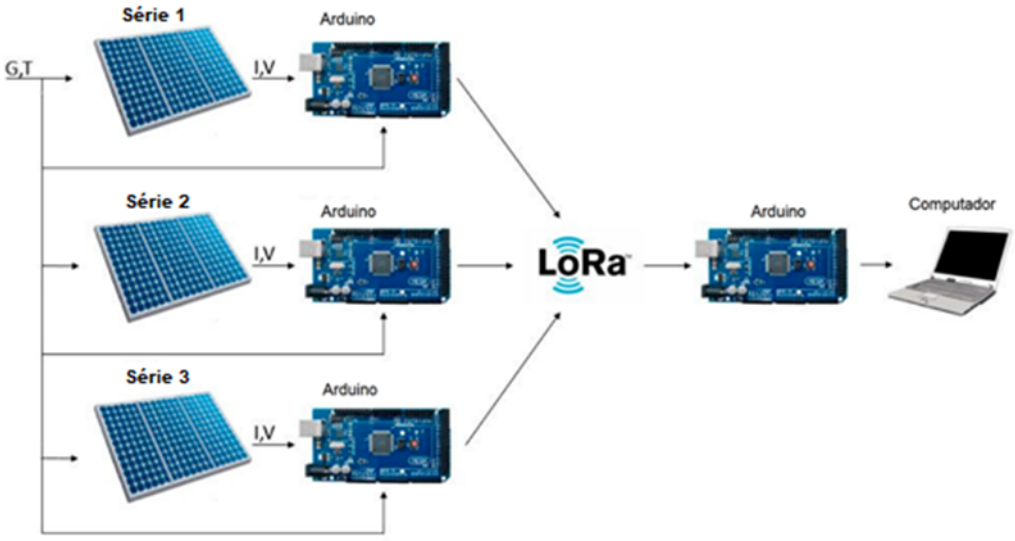
Nesta seção são apresentados alguns sistemas de medição das variáveis de um sistema fotovoltaico e das variáveis meteorológicas em tempo real, desenvolvidos para avaliar e monitorar os sistemas fotovoltaicos.

2.10.1 Sistemas de monitoramento e diagnóstico para sistemas fotovoltaicos

FELIPE *et al.* (2021) desenvolveU um sistema de monitoramento para sistemas fotovoltaicos, capaz de efetuar diagnósticos e avaliações do sistema. São utilizados sensores de corrente, temperatura, tensão e irradiância, microcontroladores e a tecnologia LoRa para envio dos dados.

O sistema desenvolvido facilita a identificação de falhas, reduz o tempo de retorno do investimento e avalia os níveis de geração em tempo real. O sistema implementado coleta os valores de irradiância e temperatura no local de instalação do módulo, processa matematicamente a curva I-V do módulo fotovoltaico e, utilizando os parâmetros do sistema fotovoltaico, efetua a simulação e compara com os valores reais do sistema em tempo real (FELIPE *et al.*, 2021). A Figura 2.13 apresenta o diagrama do sistema implementado.

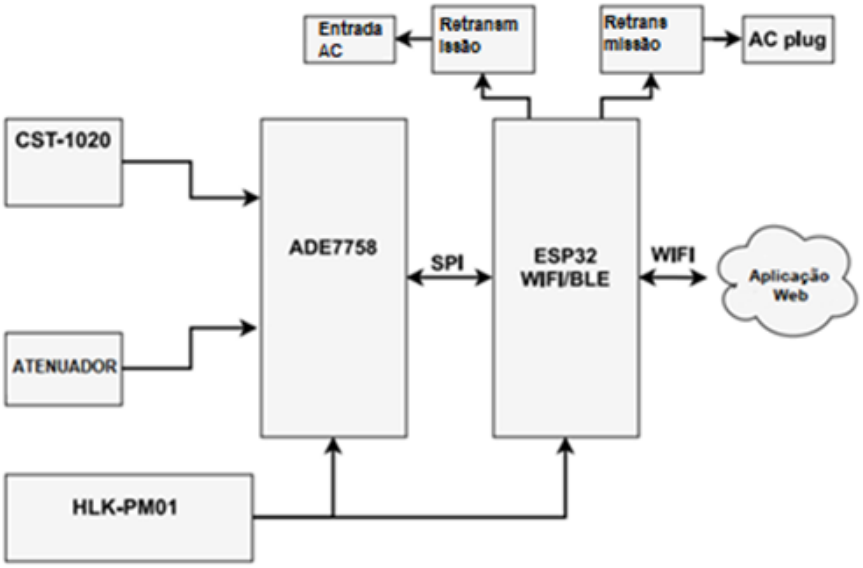
Figura 2.13. Sistema de monitoramento em tempo real.



Fonte: Adaptado de (FELIPE *et al.*, 2021).

MUNOZ *et al.* (2022) propõe um medidor inteligente capaz de fazer controle de carga utilizando ESP32 e o *WiFi* para comunicação. O sistema utiliza um banco de resistores para fazer o controle do fator de potência da carga e o medidor inteligente é o sistema atuador, efetuando os cálculos e o controle. Além disso, o sistema conta com os sensores CST-1020, que é um sensor de corrente, ADE7758, que é a unidade de medição, e o HLK-PM01, que é a unidade de alimentação. O sistema construído também conta com interface *web* para apresentação das medições e dos resultados. Na Figura 2.14 é mostrada a arquitetura do sistema desenvolvido.

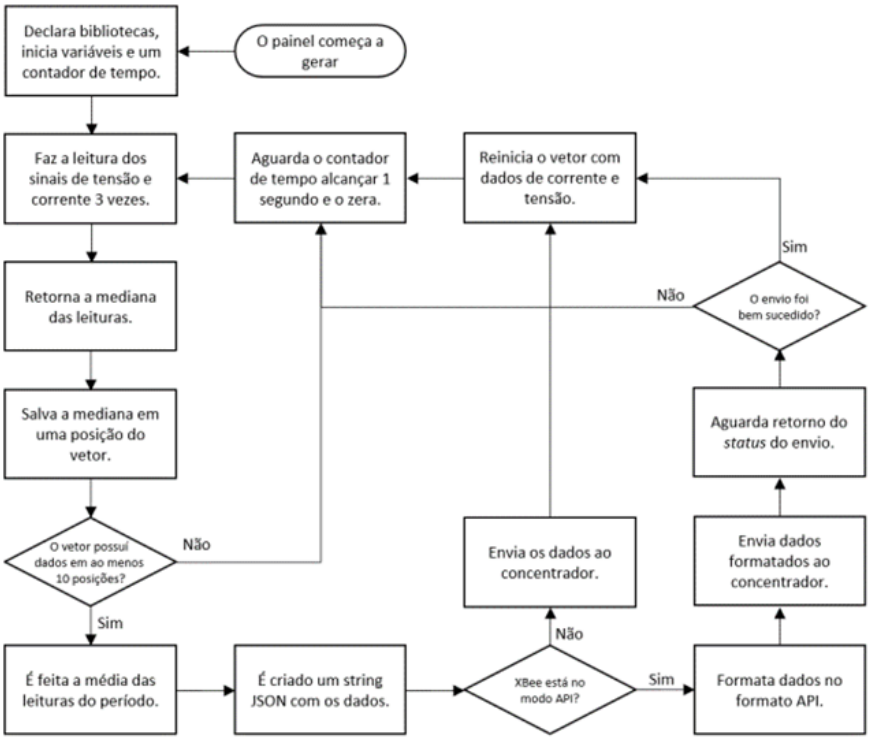
Figura 2.14. Medidor inteligente com controle de carga.



Fonte: Adaptado de (MUNOZ *et al.*, 2022).

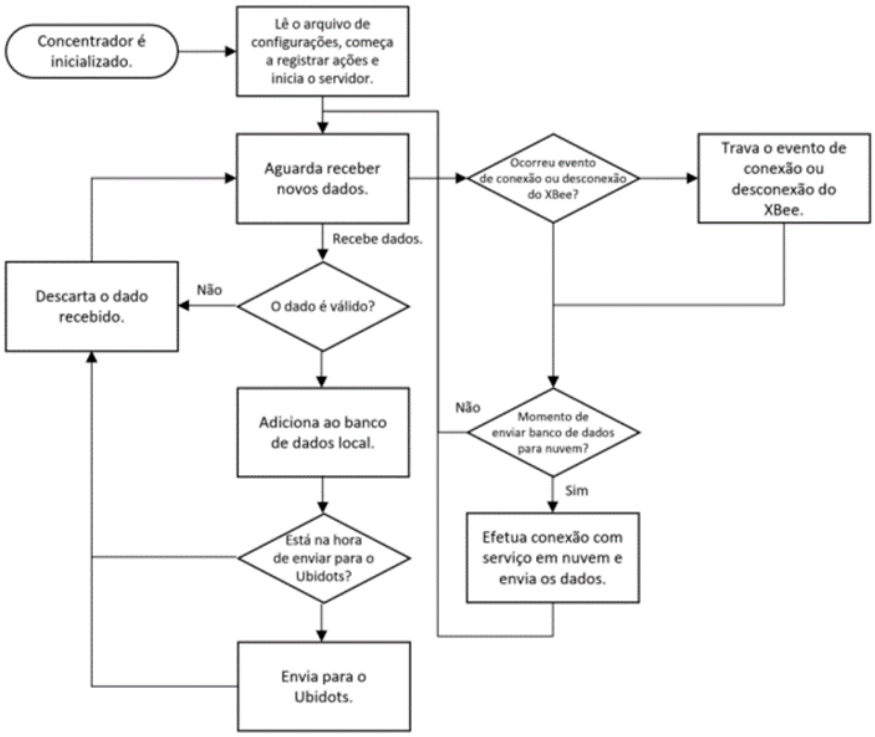
Também é possível citar o trabalho desenvolvido por ZAGO (2018), que desenvolve um sistema para medição da geração de módulos fotovoltaicos. O sistema armazena os dados de geração e envia para uma página HTML. Permite gerar relatórios e verificar o estado atual da geração, com uma alta precisão, tendo uma taxa de erro de 1,3%, comparando aos valores medidos utilizando um osciloscópio (ZAGO, 2018). O sistema utiliza um microcontrolador ATmega328P, um módulo de comunicação Xbee, que utiliza o protocolo de comunicação ZigBee, um sensor de corrente (ACS712) e um regulador de tensão. As Figuras 2.15 e 2.16 apresentam os fluxogramas de funcionamento do sistema de comunicação.

Figura 2.15. Fluxograma de comunicação e escrita das medições na interface *web*.



Fonte: ZAGO, 2018.

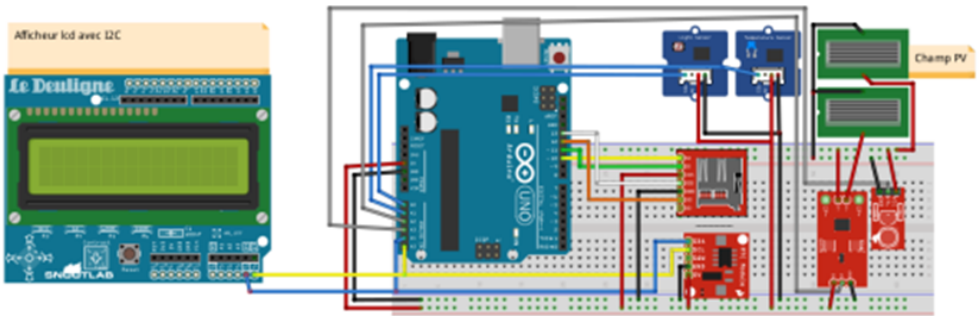
Figura 2.16. Fluxograma de comunicação com o servidor.



Fonte: ZAGO, 2018.

COMPAORE *et al.* (2022) desenvolve um sistema de aquisição de dados em tempo real de um sistema fotovoltaico. A proposta utiliza o Arduino como microcontrolador, um sensor de corrente ACS712, um sensor de tensão, sensor de temperatura DS18B20, um módulo RTC (*Real-Time Clock*), um sensor de luz TSL261 e um módulo SD para armazenar os dados. Os dados coletados com o protótipo permitem que sejam efetuados testes para avaliar a geração do sistema, problemas, falhas e faltas (COMPAORE *et al.*, 2022). A Figura 2.17 apresenta o circuito desenvolvido.

Figura 2.17. Sistema de diagnóstico para sistemas fotovoltaicos.



Fonte: COMPAORE *et al.*, 2022.

ZOU; BIAN (2011) também desenvolveram um sistema de aquisição de dados de um sistema fotovoltaico utilizando um controlador FPGA e os sensores de temperatura, corrente e tensão. O protocolo utilizado na comunicação entre o controlador e o computador é o TCP/IP, e o software de aquisição é baseado no *LabVIEW®*. Segundo ZOU; BIAN (2011), o sistema de aquisição de dados traz uma interface de informações do sistema fotovoltaico, exibe os valores de irradiância, temperatura, velocidade do vento, tensão e potência do sistema fotovoltaico, exibe os valores acumulados de irradiância, índices de desempenho e permite a impressão de relatórios.

GUSA *et al.* (2018) apresenta um sistema de monitoramento das variáveis de saída de um módulo fotovoltaico. O sistema é construído com base em um Arduino ATMEGA 2560 e utiliza um ESP32 para conexão sem fio e envio de dados, um DHT11 para monitorar a temperatura do módulo e um ACS712 para verificar a tensão e a corrente. Os dados coletados são apresentados em uma plataforma desenvolvida para *smartphones*. Os valores medidos pelo sistema são comparados com medições efetuadas por um multímetro e apresentam um erro médio total de 10%.

A utilização de microcontroladores também permite a construção de estações de monitoramento de outras variáveis meteorológicas. ADANE *et al.* (2014) apresenta a construção de uma estação de monitoramento da temperatura ambiente, umidade do ar e pressão atmosférica. O sistema é baseado em um microcontrolador PIC 16F877A e nos sensores LM335, MPX200A e o higrômetro H1. É um sistema inteligente, transportável, barato, com alta precisão e pequeno (ADANE *et al.*, 2014).

Esses artigos apresentam a possibilidade de construir sistemas de monitoramento de variáveis meteorológicas, de usinas fotovoltaicas e suas variáveis utilizando microcontroladores e sensores de baixo custo, que apresentam resultados satisfatórios. A utilização desses sensores de baixo custo viabiliza a utilização desses sistemas para desenvolver estudos e análises dos dados de qualquer região de interesse sem depender de grandes instalações meteorológicas ou de equipamentos de alto custo.

2.11 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Conclui-se que os sistemas de avaliação de sistemas fotovoltaicos de mini e microgeração, recurso solar, modelagem de sistemas e a utilização da comunicação são fatores relevantes para o desenvolvimento das redes elétricas e para o aumento da eficiência energética. Destacam-se os métodos que utilizam os sistemas de medição para verificar as variáveis de geração solar fotovoltaica, consumo e qualidade da rede elétrica. Os trabalhos identificados durante o levantamento bibliográfico serão utilizados como parâmetro de definição dos recursos e sistemas que serão desenvolvidos neste trabalho.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para desenvolver as simulações iniciais para validação, os códigos das interações entre os sistemas utilizados, os resultados do desenvolvimento do *hardware*, tratamento dos dados e os testes.

3.1 SIMULAÇÃO DA CURVA I-V DO MODELO DE UM DIODO UTILIZANDO O *MATLAB®* E O *SIMULINK®*, NAS CONDIÇÕES DE TESTE PADRÃO

Com o intuito de verificar a possibilidade de se desenvolver um sistema de simulação para sistemas fotovoltaicos, o primeiro passo deste trabalho consistiu em desenvolver e avaliar a curva I-V de um módulo fotovoltaico. Utilizando as equações apresentadas na Seção 2.6.3 do modelo de um diodo, os dados técnicos do módulo *Canadian Solar Inc.* CS6UK-335P e os blocos do *Simulink®*, o módulo fotovoltaico é caracterizado e sua curva I-V característica é extraída utilizando o método iterativo. Nas Figuras 3.1 a 3.6, são mostrados os sistemas do *Simulink®* para cada uma das equações do modelo de um diodo e na Tabela 3.1 os dados do módulo fotovoltaico.

A Figura 3.1 corresponde à equação (2.58), sendo o sistema responsável por calcular a temperatura da célula em função dos valores de irradiância e temperatura ambiente. A Figura 3.2 apresenta o sistema que realiza os cálculos da corrente fotogerada (I_{ph}), enquanto a Figura 3.3 calcula parte da corrente de saturação reversa do diodo (I_{rs}) e a constante térmica do diodo (V_{ta}). A Figura 3.4 calcula a corrente de saturação reversa do diodo (I_0) e a Figura 3.5 calcula a corrente de diodo (I_d) e efetua a subtração entre a corrente fotogerada e a corrente do diodo, conforme as equações (2.59), (2.60), (2.61), (2.62), (2.63), (2.64) e (2.56), respectivamente.

O sistema da Figura 3.6 possui duas finalidades, a primeira é completar a Equação (2.56), com a corrente da resistência paralela (I_{sh}), que não foi subtraída no sistema da Figura 3.5, e

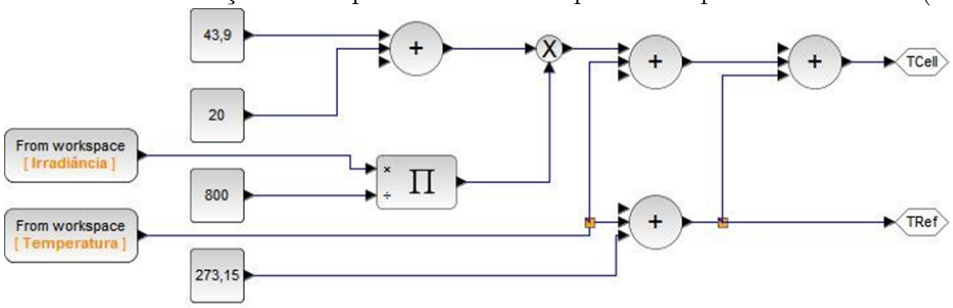
inserir uma rampa variável ao sistema, pois o modelo construído utiliza o método iterativo de caracterização da curva I-V.

Tabela 3.1. Dados técnicos do módulo fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P.

Parâmetro	**Valor**
Potência Máxima (P_{max})	$335W$
Tensão de Máxima Potência (V_{mp})	$37{,}4V$
Corrente de Máxima Potência (I_{mp})	$8{,}96A$
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	$45{,}8V$
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	$9{,}54A$
Quantidade de Células	72
Temperatura Nominal de Operação ($NOCT$)	43 ±3 °C
Coeficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Circuito (K_i)	$0{,}036\%/°C$
Coeficiente de Temperatura da Tensão de Circuito Aberto	$-0{,}312\%/°C$
Coeficiente de Temperatura da Máxima Potência	$-0{,}41\%/°C$
Resistência Série (R_s)	0,330811 Ω
Resistência Paralela (R_{sh})	322,377 Ω
Área útil do módulo	1,88 m^2

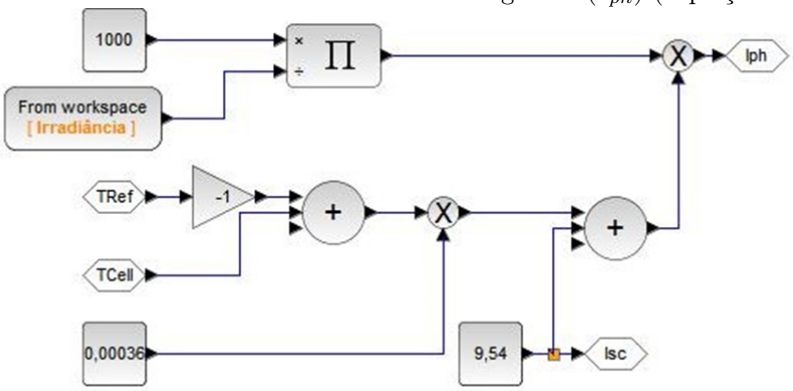
Fonte: Adaptado de (Canadian Solar Inc., s.d.; National Renewable Energy Laboratory, 2022)

Figura 3.1. Sistema de correção de temperatura ambiente para a temperatura da célula (Equação 2.58).



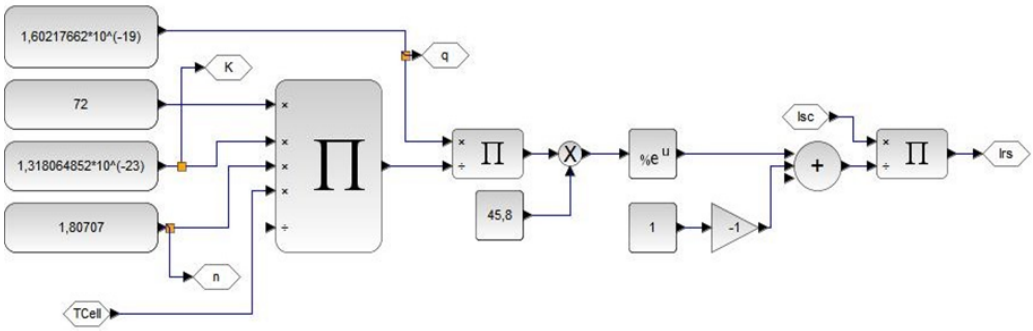
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 3.2. Sistema de cálculo da corrente fotogerada (I_{ph}) (Equação 2.56).



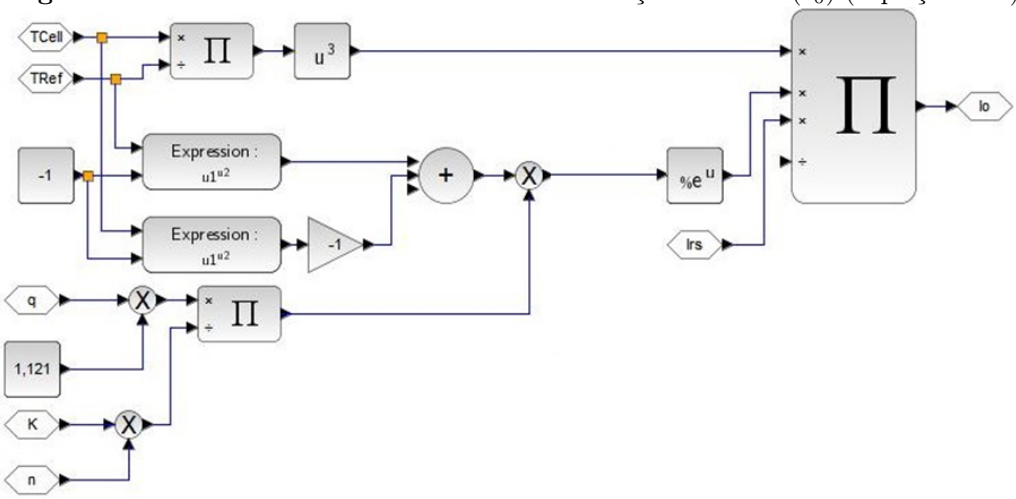
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 3.3. Sistema de cálculo de parte da corrente de saturação reversa do diodo (I_{rs}) e da constante térmica do diodo (V_{ta}) (Equações 2.61 e 2.60).



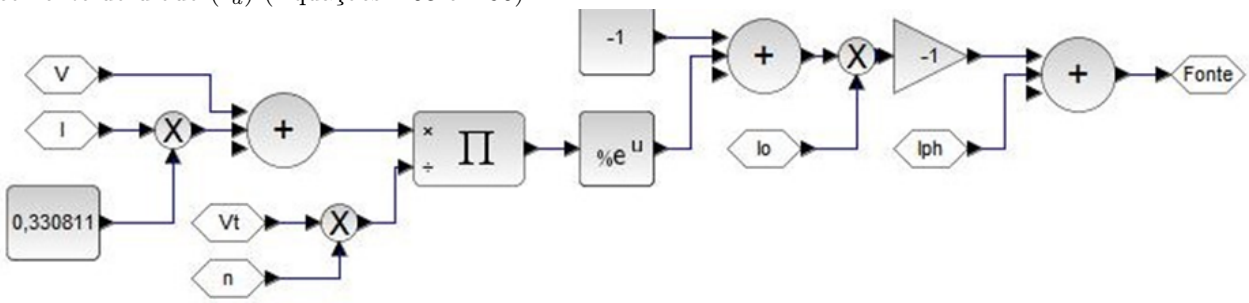
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 3.4. Sistema de cálculo da corrente de saturação do diodo (I_0) (Equação 2.62).



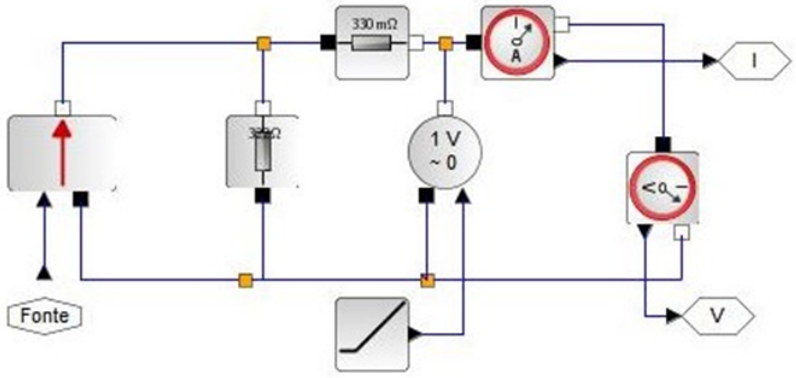
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 3.5. Sistema de cálculo da corrente do diodo (I_d) e da subtração entre a corrente fotogerada (I_{ph}) e a corrente do diodo (I_d) (Equações 2.63 e 2.56).



Fonte: Dados do Próprio Autor.

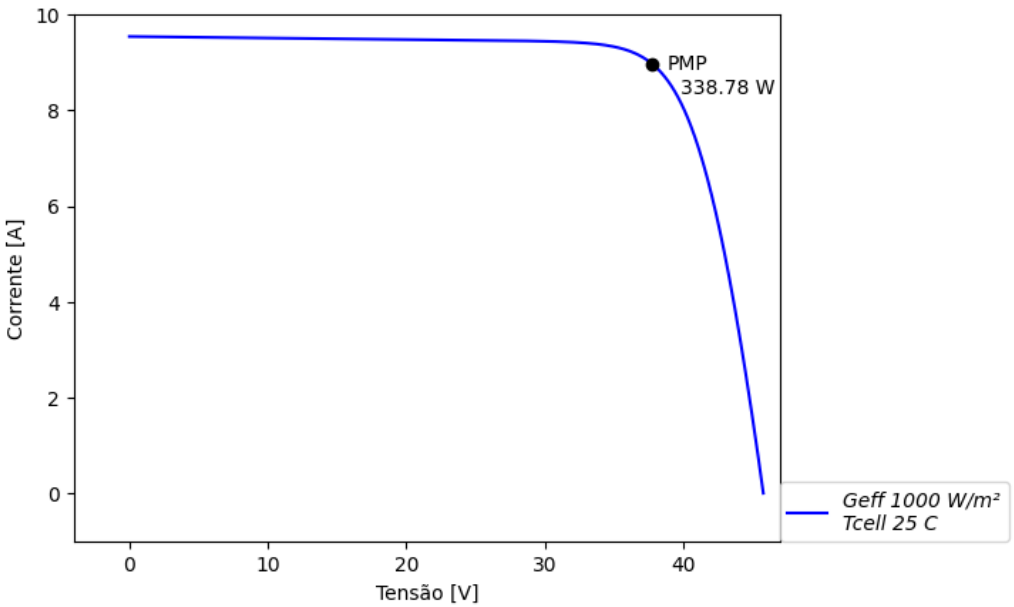
Figura 3.6. Circuito equivalente do modelo de um diodo simulado.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Para extrair a curva I-V do módulo, nas condições de teste padrão (*Standard Test Conditions* - STC), os valores de temperatura e irradiância devem ser inseridos como constantes no modelo, utilizando os valores de 25 °C para a temperatura da célula (T_{cel}) e 1000 W/m^2 para a irradiância atual (I_{rr}). Dessa forma, utilizando o modelo construído no *Simulink®*, pode-se plotar a curva I-V do módulo, apresentada em condições STC na Figura 3.7.

Figura 3.7. Curva I-V simulada do módulo *Canadian* CS6U-335P.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

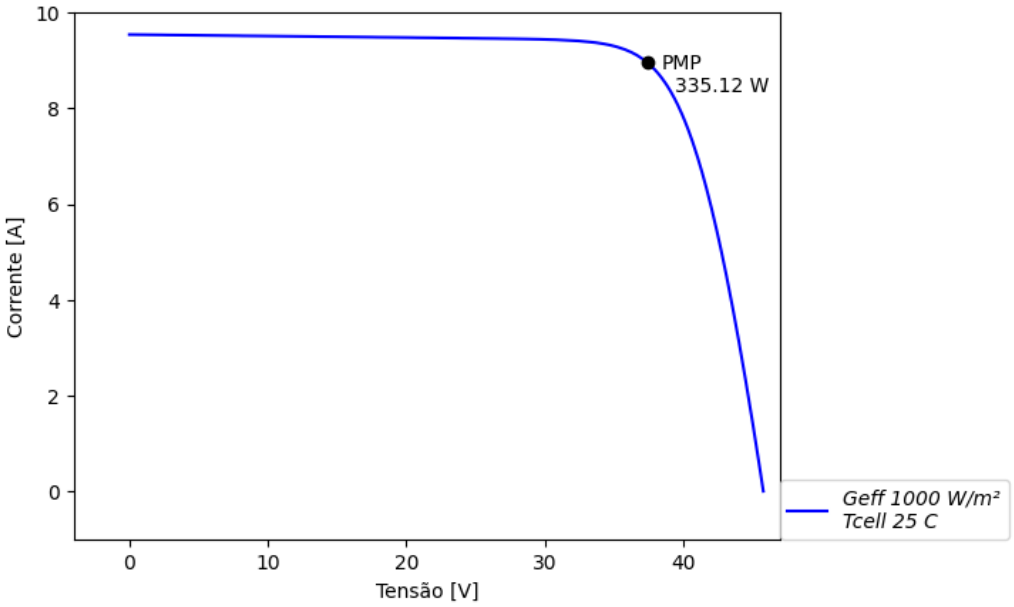
3.2 SIMULAÇÃO DA CURVA I-V DO MODELO DE UM DIODO UTILIZANDO O PYTHON NA CONDIÇÃO DE TESTE PADRÃO

Utilizando os dados da Tabela 3.1 e as equações do modelo de um diodo, também foi desenvolvido um modelo de geração da curva I-V utilizando Python. O intuito dessa implementação é avaliar o desempenho dos modelos implementados e decidir qual dos modelos seria utilizado para estimar a geração de energia. Um detalhe importante do modelo implementado em Python é que, diferente do modelo utilizado no *Simulink®*, esse modelo utiliza as técnicas analíticas (função Lambert W.) de resolução das equações do modelo de um diodo.

O modelo em Python utiliza a biblioteca pvlib que permite a fácil implementação do modelo de um diodo e possibilita a escolha do método de resolução da equação, entre eles o método da função Lambert W., o método Newton-Raphson e o algoritmo de Bishop.

Com o modelo implementado, a curva I-V pôde ser estimada e o método, avaliado. A figura 3.8 apresenta a curva I-V obtida. Um ponto relevante dessa implementação é a utilização do *Google Colab®*, ou seja, todo o processamento de dados é feito em nuvem. Além disso, os dados de medição são enviados para uma planilha do *Google Sheets®*, o que facilita ainda mais a integração entre os dados e o simulador.

Figura 3.8. Curva I-V simulada em Python do módulo *Canadian* CS6U-335P.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

3.3 CRITÉRIOS DE ESCOLHA DO MÉTODO DE SIMULAÇÃO DA CURVA I-V

Os dados de irradiância e temperatura serão medidos ao longo do dia em intervalos de 5 minutos, gerando 288 pares de dados. No entanto, os dados serão tratados e, após o tratamento, para cada dia do ano, são gerados 48 pares de dados de irradiância e temperatura. Para cada par de dados, uma curva I-V é gerada e o seu ponto de máxima potência (PMP) é identificado. Assim, um dos critérios de seleção do método de simulação da curva I-V do módulo em operação é o tempo de execução do comando e o desempenho do método. Outro critério de escolha do método é a avaliação da Raiz do Erro Quadrático Médio (*Root Mean Squared Error* - RMSE) de cada um dos métodos, a avaliação da correlação de Pearson e a avaliação da distância euclidiana dos pares (I, V). Além disso, serão avaliados os erros em relação aos parâmetros P_{max}, V_{mp}, I_{mp}, V_{oc} e I_{oc} obtidos pelas simulações e os apresentados na folha de dados do módulo.

3.4 AVALIAÇÃO DAS CURVAS I-V GERADAS PELOS MÉTODOS ANALÍTICO E ITERATIVO

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos por cada uma das caracterizações da curva I-V, a avaliação do desempenho dos modelos, a avaliação estatística das curvas I-V simuladas, a avaliação gráfica e a comparação entre os parâmetros da folha de dados do módulo estudado e os resultados obtidos.

3.4.1 Avaliação do desempenho dos modelos implementados

O método analítico utilizado na implementação em Python, em conjunto com a computação em nuvem do *Google Colab®* consegue estimar cinco curvas I-V em 3 milissegundos, enquanto o *Simulink®* e o método iterativo implementado estimam uma curva I-V a cada 15 milissegundos.

Esses resultados corroboram com os estudos analisados na Seção 2.6.3.1, mostrando que os modelos analíticos de caracterização da curva I-V conseguem ser mais rápidos que os modelos iterativos.

3.4.2 Avaliação estatística das curvas I-V simuladas

Para avaliar o erro de cada método utilizado, os dados da curva I-V do módulo fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P são obtidos no software SAM (*System Advisor Model*) (National Renewable Energy Laboratory, 2022). Com estes dados, são calculadas as curvas P-V de cada método implementado e a potência calculada para cada ponto da curva I-V é utilizada para avaliação do método.

Cada curva I-V possui 602 pares de pontos e esses pontos não são coincidentes, ou seja, os pares (I, V) de cada curva não são iguais, o que dificulta a avaliação da raiz quadrática média do erro (RMSE). Uma possível solução para esse problema seria a interpolação dos dados, mas isso adicionaria uma nova fonte de incerteza aos resultados. Assim, após a análise da Raiz do Erro Quadrático Médio, verificou-se que não houve uma avaliação representativa do real resultado das curvas simuladas.

As Tabelas 3.2 e 3.3 apresentam os resultados da avaliação dos métodos estudados. Os dois métodos apresentam altos valores de RMSE para tensão e corrente, pois os pontos não foram interpolados. Apesar do método implementado em Python apresentar um valor ligeiramente menor de RMSE, esses resultados não são adequados para avaliar os métodos.

Tabela 3.2. Comparação do RMSE entre os métodos iterativo e analítico implementados (Tensão).

Iterativo	**Analítico**
8,39032899	8,390328253

Fonte: Dados do Próprio Autor.

Tabela 3.3. Comparação do RMSE entre os métodos iterativo e analítico implementados (Corrente).

Iterativo	**Analítico**
1,947730833	1,868782025

Fonte: Dados do Próprio Autor.

As Tabelas 3.4 e 3.5 apresentam a análise dos dados utilizando a correlação de Pearson. Nessa análise, o método implementado em Python aparece com valores de corrente ligeiramente mais correlacionados aos dados do SAM, no entanto, essa análise possui o mesmo problema dos dados não estarem na mesma base (I, V).

Tabela 3.4. Comparação da correlação de Pearson entre os métodos iterativo e analítico implementados (Tensão).

Iterativo	Analítico
0,953222698	0,953222677

Fonte: Dados do Próprio Autor.

Tabela 3.5. Comparação da correlação de Pearson entre os métodos iterativo e analítico implementados (Corrente).

Iterativo	Analítico
0,840302217	0,854642842

Fonte: Dados do Próprio Autor.

A Tabela 3.6, apresenta os resultados da avaliação da distância euclidiana. Essa avaliação consistiu em calcular o RMSE da distância euclidiana entre os dados simulados e o de referência (SAM). Novamente, o modelo analítico apresenta um resultado ligeiramente melhor, no entanto, a diferença não é expressiva o suficiente para definir o melhor modelo.

Tabela 3.6. RMSE da distância euclidiana.

Iterativo	Analítico
2,76765536	2,761416667

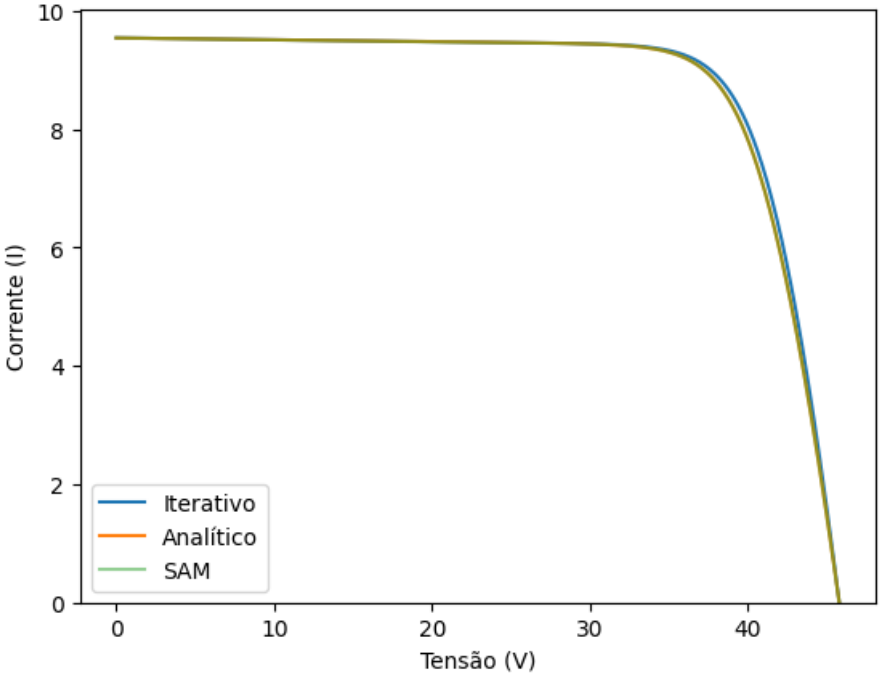
Fonte: Dados do Próprio Autor.

É importante destacar que os dados das curvas I-V gerados pelos métodos utilizados não permitem que os valores de Corrente (I) ou Tensão (V) sejam alterados para coincidir, pois os valores de entrada de tensão do método iterativo são lineares e os valores do método analítico são dados pela solução das equações exponenciais, ou seja, crescem de forma exponencial.

3.4.3 Avaliação gráfica das curvas I-V simuladas

Uma forma de analisar os resultados obtidos pelos métodos implementados é analisar graficamente os resultados e verificar qual das curvas possui uma melhor aderência à curva I-V do SAM. Na Figura 3.9 é apresentado o gráfico dos modelos estudados e a curva do SAM.

Figura 3.9. Avaliação gráfica das curvas I-V dos modelos implementados.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Graficamente, não é possível notar diferença entre a curva caracterizada pelo método analítico implementado e a curva do SAM. No entanto, é evidente uma leve discrepância na região do ponto de transição da curva I-V, entre o método iterativo implementado e o SAM.

3.4.4 Comparação de parâmetros entre os métodos implementados e a folha de dados do módulo

A Tabela 3.7 apresenta os valores de cada parâmetro da folha de dados do módulo fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P (Canadian Solar Inc., s.d.) e os valores extraídos das curvas caracterizadas por cada um dos métodos implementados. Essa tabela permite efetuar uma análise mais precisa dos modelos e verificar a adequação das curvas de cada modelo e a curva real do módulo fotovoltaico estudado.

Tabela 3.7. Comparação de parâmetros entre os métodos iterativo e analítico implementados e a folha de dados do Módulo Fotovoltaico *Canadian* CS6U-335P.

Parâmetro	**Datasheet**	**Iterativo**	**Analítico**
P_{max} (W)	335	338,7865	335,1156
V_{mp} (V)	37,4	37,7689	37,418
I_{mp} (A)	8,96	8,9699	8,956
V_{oc} (V)	45,8	45,800	45,801
I_{sc} (A)	9,54	9,5413	9,54

Fonte: Dados do Próprio Autor.

A partir desses dados, é possível avaliar o Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE) dos modelos em comparação com a curva I-V real do módulo, conforme a Tabela 3.8.

Tabela 3.8. Erros Percentuais em relação aos dados do *datasheet* (Iterativo implementado e Analítico implementado).

Parâmetro	**MAPE (Iterativo)**	**MAPE (Analítico)**
P_{max}	1,13%	0,035%
V_{mp}	0,986%	0,048%
I_{mp}	0,110%	-0,045%
V_{oc}	0,0%	0,002%
I_{sc}	0,014%	0,000%
Média do Erro %	**0,448%**	**0,008%**

Fonte: Dados do Próprio Autor.

O método analítico implementado apresenta a menor média de erro em comparação com os parâmetros reais do módulo fotovoltaico (0,008%). Esse resultado, em conjunto com a análise gráfica da Seção 3.4.3, mostra que, entre os métodos implementados, o analítico apresentou um resultado levemente superior para o caso estudado.

3.4.5 Definição do método de caracterização da curva I-V

Diante das avaliações realizadas, o modelo analítico mostrou-se mais eficaz para caracterizar as curvas I-V, seja pela fácil integração do modelo aos dados da nuvem, por ser um modelo implementado utilizando uma linguagem de programação versátil, pelo tempo reduzido de resolução da equação do modelo de um diodo, pelo uso da técnica de Lambert W., ou pelos resultados apresentados. Tanto a análise estatística quanto a análise gráfica apresentadas corroboram que o modelo analítico sobressai ao modelo iterativo. Dessa forma, as análises de geração fotovoltaica, deste ponto em diante, serão feitas utilizando apenas o modelo analítico.

3.5 DESENVOLVIMENTO DO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA AMBIENTE

O *hardware* do sistema de medição construído utiliza um microcontrolador ESP32, um sensor de tensão, um sensor de temperatura, um conversor CC-CC e um amplificador de instrumentação. O *hardware* desenvolvido é conectado ao piranômetro e é capaz de efetuar medições de tensão e temperatura ambiente, converter os valores de tensão para irradiância equivalente e enviar os dados para a nuvem a cada 5 minutos.

3.5.1 Detalhes do *hardware*

O piranômetro utilizado é o *Star* modelo 240-8101 e suas especificações são apresentadas na Tabela 3.9. Os outros equipamentos são: DS18B20 (sensor de temperatura), INA219 (sensor de tensão), um módulo amplificador de instrumentação AD620 e um conversor *Step-Down* XI4005.

Tabela 3.9. Dados técnicos do piranômetro.

Parâmetro	**Valor**
Sensibilidade Espectral	0,3 μm – 3 μm
Resposta azimutal	3% do valor
Faixa de medição	0 W/m^2 – 1500 W/m^2
Resolução	1 W/m^2
Estabilidade	1%
Efeito da temperatura	1% ($-20°C$ a $40°C$)
Linearidade	0,5% (0,5 W/m^2 a 1330 W/m^2)
Impedância	35 Ω
Saída	$15\mu V/(W/m^2)$ ou $4mA$-$20mA$ = 0 W/m^2 – 1500 W/m^2

Fonte: Adaptado de (NovaLynx, s.d.)

O ESP32 é um microcontrolador com um processador *dual-core* Xtensa LX6 com *clock* de até 240 MHz, 520 KB de SRAM e 4 MB de memória *flash*, também possui conexão *WiFi*, *Bluetooth* e vários protocolos de comunicação ($UART$, SPI, $I2C$, ADC e DAC). Devido ao seu poder de processamento, fácil implementação, recursos de comunicação e baixo custo, torna-se o microcontrolador ideal para a aplicação.

Tabela 3.10. Especificações técnicas do ESP32

Recurso	**Quantidade**
ADC	18 canais
$UART$	3 interfaces
$I2C$	2 portas
SPI	3 portas
PWM	16 portas
$I2S$	2 portas
$GPIO$	10 portas
DAC	2 portas

Fonte: Adaptado de (SYSTEMS, 2021)

O sensor DS18B20 foi escolhido por ser um sensor que apresenta uma faixa de erro de medição baixa (0,5%), possui resistência à água e uma alta taxa de resolução, sendo ideal para ficar exposto ao tempo e efetuar medições precisas.

Tabela 3.11. Dados técnicos do Sensor de Temperatura DS18B20

Característica	**Valor**
Faixa de medição	$-55°C$ – $125°C$
Exatidão	0,5% para faixa de temperatura ($-10°C$ – $85°C$)
Resolução	9 bits ou 12 bits
Alimentação	3 a $5Vcc$

Fonte: Adaptado de (INTEGRATED, 2019)

O diferencial do INA219 em relação aos outros módulos de medição é a interface de comunicação I2C, que permite uma maior resolução e precisão para a medição. No entanto, a sensibilidade do sensor para tensões muito baixas não é boa, e a saída máxima do piranômetro é de 22,5 mV. Nesse caso, tornou-se necessária a utilização de um módulo de amplificação de baixos sinais, com boa precisão, poucos ruídos e alta sensibilidade à variação de tensão de entrada. Para isso, optou-se por utilizar o módulo de amplificação de instrumentação AD620, que conta com os *chips* AD620 (amplificador operacional) LM358 (amplificador operacional) e o HT7660 (conversor de tensão com capacitor comutado).

Tabela 3.12. Dados técnicos do Sensor de Tensão INA219

Interface de Comunicação	I2C
Faixa de medição	-$26V$ a $26V$
Alimentação	$3V$ a $5V$

Fonte: Adaptado de (Texas Instruments, 2015)

Por fim, o conversor *Step-Down* XI4005 foi utilizado para permitir a utilização de uma fonte de $12V$ e $5A$, capaz de fornecer energia elétrica aos sensores de irradiância e temperatura, sem

Tabela 3.13. Dados técnicos do Módulo Amplificador de Instrumentação AD620

Ganho	Ajustável (1,5x a 1000x)
Sinal de entrada	100μV - 300mV
Faixa de sinal de saída	± (Vin - 2)
Faixa máxima de saída	± 10V
Tensão de compensação	50μV

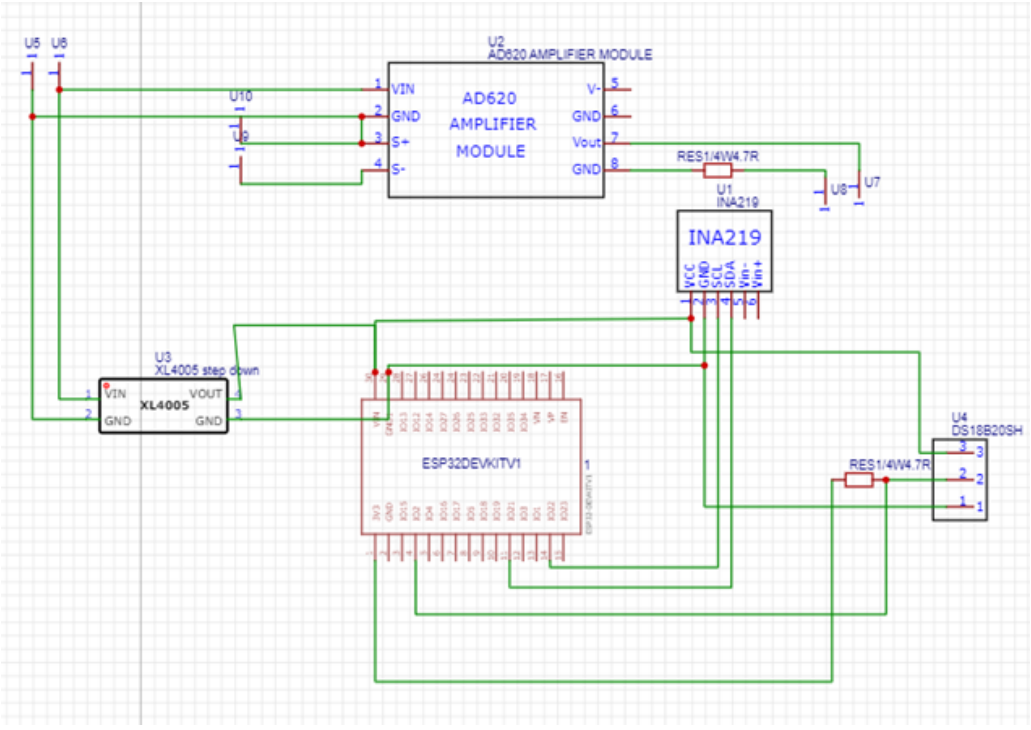
Fonte: Adaptado de (Analog Devices, 2009; Texas Instruments, 2022; Holtek, 2009)

prejuízo ao funcionamento dos sensores, pois os mesmos estão instalados a uma distância considerável da fonte de alimentação (10 metros e 3 metros, respectivamente) e poderiam apresentar mau funcionamento devido à resistência elétrica dos cabos.

3.5.1.1 Desenvolvimento da placa de circuito impresso

Para o desenvolvimento da placa de circuito impresso, foram utilizados os softwares *EasyEDA®* e uma placa de fenolite. Utilizando os dados dos sensores e as bibliotecas do software, a placa foi desenhada e impressa. Por fim, utilizou-se o percloreto de ferro para remover o cobre da placa nas partes indesejadas. A Figura 3.10 apresenta o esquema elétrico do circuito.

Figura 3.10. Esquema elétrico do *Hardware* de Medição.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

3.5.1.2 Finalização do desenvolvimento do *hardware*

A última etapa da construção do *hardware* consistiu no desenvolvimento do código para capturar as medições dos sensores, efetuar o processamento dos dados e, por fim, enviá-los para uma planilha na nuvem do *Google Sheets®*. Para isso, foram utilizadas as bibliotecas gratuitas $HTTPCliente$, $OneWire$, $Wifi$, $String$, $DallasTemperature$, $Adafruit_INA219$ e $Wire$ no microcontrolador ESP32.

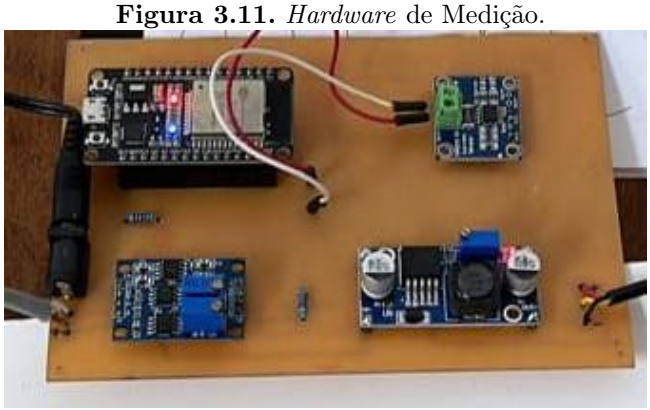
O microcontrolador realiza a leitura dos valores de tensão e temperatura dos sensores e, com o auxílio do *Apps Script* no *Google Sheets®*, envia e escreve os dados na planilha. Além disso, o ganho aplicado aos valores de tensão pelo Amplificador de Instrumentação é removido pelo código do microcontrolador, ou seja, os valores de tensão são convertidos em irradiância pelo microcontrolador antes de serem enviados para a nuvem. O ganho de tensão aplicado à saída do piranômetro é de 500 vezes.

De acordo com NovaLynx s.d., cada 15 μV na saída do piranômetro corresponde a 1 W/m^2, e com o ganho aplicado, essa escala muda para 7,5 mV. Assim, o código do ESP32 divide o valor de tensão medido por 0,0075 e encontra o valor de irradiância.

3.5.1.3 Instalação do *hardware* de medição e do piranômetro

O *hardware* de medição ficou instalado dentro do Laboratório de Energias Renováveis e o piranômetro no telhado do SG-11. As Figuras 3.11 a 3.13 mostram o local de instalação do piranômetro, a bolha de nível do piranômetro e o *hardware*.

Figura 3.11. *Hardware* de Medição.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 3.12. Piranômetro instalado no SG-11.

Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 3.13. Bolha de nível do piranômetro.

Fonte: Dados do Próprio Autor.

3.6 COMPLEMENTO DO CÓDIGO DE SIMULAÇÃO DE CURVA I-V PARA ESTIMAR A GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Para se alcançar este objetivo, foram inseridos nos dois modelos desenvolvidos (*Simulink®* e Python) um rastreador de pontos de máxima potência (MPPT). Ao fim da simulação das curvas I-V, para cada par (irradiância, temperatura), existem 602 pontos de potência. Entre esses pontos, o PMP é selecionado e o restante dos dados é eliminado. O ponto selecionado é salvo em um vetor e as características da usina são aplicadas aos pontos de PMP encontrados, como a quantidade de módulos, tipo de conexão, tipo de unidade de condicionamento de potência e quantidade de UCPs. Antes de aplicar a eficiência das unidades de condicionamento de potência aos valores de PMP, esses pontos representam a potência instantânea em corrente contínua (c.c.) do sistema para cada intervalo de tempo (5 minutos).

Ao utilizar a Equação (2.66) para cada ponto de máxima potência, obtém-se a potência instantânea c.a. do sistema. Tendo a potência instantânea, basta utilizar a Equação (2.67) para integrar todos os pontos de máxima potência em função do tempo para obter a energia c.a. gerada ao longo do intervalo de tempo simulado, em kWh.

Os valores de *performance ratio* e perdas utilizados para verificar a eficiência da simulação foram:

Tabela 3.14. Valores de desempenho utilizados na simulação.

Descrição	SAM	Média PR 21 e 22	Com Perdas Médias	Referência
PR %	80	57,935	83	100
Perdas %	20	42,065	17	0

Fonte: Dados do Próprio Autor; Média PR 21 e 22 conforme (RODRIGUES, 2023).

3.7 DADOS DA USINA FOTOVOLTAICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

A usina fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília – FT/UnB é um empreendimento desenvolvido com o intuito de melhorar a eficiência energética da instituição e diminuir os gastos com energia elétrica (ANGARITA *et al.*, 2020). A usina da FT foi utilizada neste trabalho por conta da proximidade entre o sistema de medição e a usina. Os dados de geração foram obtidos pelo *datalogger* dos inversores e enviados à nuvem, sendo disponibilizados

para o estudo através do *EasyView®*. Na Tabela 3.15 são apresentados os dados de projeto da usina da FT/UnB.

Tabela 3.15. Dados técnicos da Usina da Faculdade de Tecnologia - FT/UnB

Quantidade de Módulos	450
Modelo dos Módulos Fotovoltaicos	*Canadian Solar* CS6U-335P
Quantidade de UCP's	3
Modelo das UCP's	ABB TRIO TM-50.0-400
Potência Instalada	150,75 kWp
Ângulo dos Painéis	15°

Fonte: Adaptado de (ANGARITA *et al.*, 2020).

Figura 3.14. Usina fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia - FT.

Fonte: LUíZA 2019.

Adicionalmente, os dados de rendimento global (*performance ratio*) real e simulado pelo SAM, bem como os *Yields* da usina, são apresentados nas Tabelas 3.16 e 3.17. Observa-se que a usina da FT apresenta uma perda significativa de desempenho devido aos sombreamentos provocados pelas árvores ao redor da instalação (RODRIGUES, 2023).

Tabela 3.16. Desempenho da usina fotovoltaica da FT/UnB em 2021 por UCP.

UCP	Y_f **(horas)**	Y_r **(horas)**	**PR (%)**	**PR SAM (%)**
2	1.272,6	2.076,8	61,28	80,39
3	1.171,8	2.076,8	56,42	80,39
Total	**2.444,4**	**4.153,6**	**58,85**	**80,39**

Fonte: RODRIGUES, 2023.

Tabela 3.17. Desempenho da usina fotovoltaica da FT/UnB em 2022 por UCP.

UCP	Y_f **(horas)**	Y_r **(horas)**	**PR (%)**	**PR SAM (%)**
1	1.268,8	2.076,8	61,09	76,22
2	1.207,3	2.076,8	58,13	80,39
3	1.076,3	2.076,8	51,82	80,39
Total	**3.552,4**	**6.230,4**	**57,02**	**79,00**

Fonte: RODRIGUES, 2023.

3.8 CALIBRAÇÃO DO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO

Para calibrar o *hardware* de medição, foram utilizados dois piranômetros *Star* modelo 240-8101, dados de irradiância disponibilizados pelo Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica e um multímetro de precisão do modelo Fluke 117.

A calibração consistiu em efetuar as medições de tensão na saída dos dois piranômetros, instalados lado a lado, e verificar se os valores medidos eram idênticos. Após confirmar que os piranômetros apresentavam valores de tensão idênticos para as mesmas condições, foi verificado se as medições de tensão do sensor INA219 eram as mesmas do multímetro, dado o ganho do amplificador instrumental ($G_{amp} = 500x$).

Após os ajustes da verificação de tensão, os valores de conversão dos dados de tensão em irradiância foram comparados em tempo real com os valores de irradiância medidos pela estação solarimétrica do Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica para o período do meio-dia solar (*solar-noon*) no dia 23/11/2022. A utilização desse horário para a calibração do *hardware* é motivada por ser o momento teórico de maior irradiância solar. A comparação entre os dados medidos pelo *hardware* proposto e a estação solarimétrica foi utilizada para ajustar os sensores, amplificadores e a equação de conversão de tensão em irradiância.

No entanto, a calibração demonstrou que os valores teóricos são suficientes para efetuar as medições de irradiância utilizando o *hardware* proposto. A equação implementada no ESP32 utilizou o valor de 7,5 mV para cada W/m^2 e o ganho de 500 vezes para a tensão de saída do piranômetro.

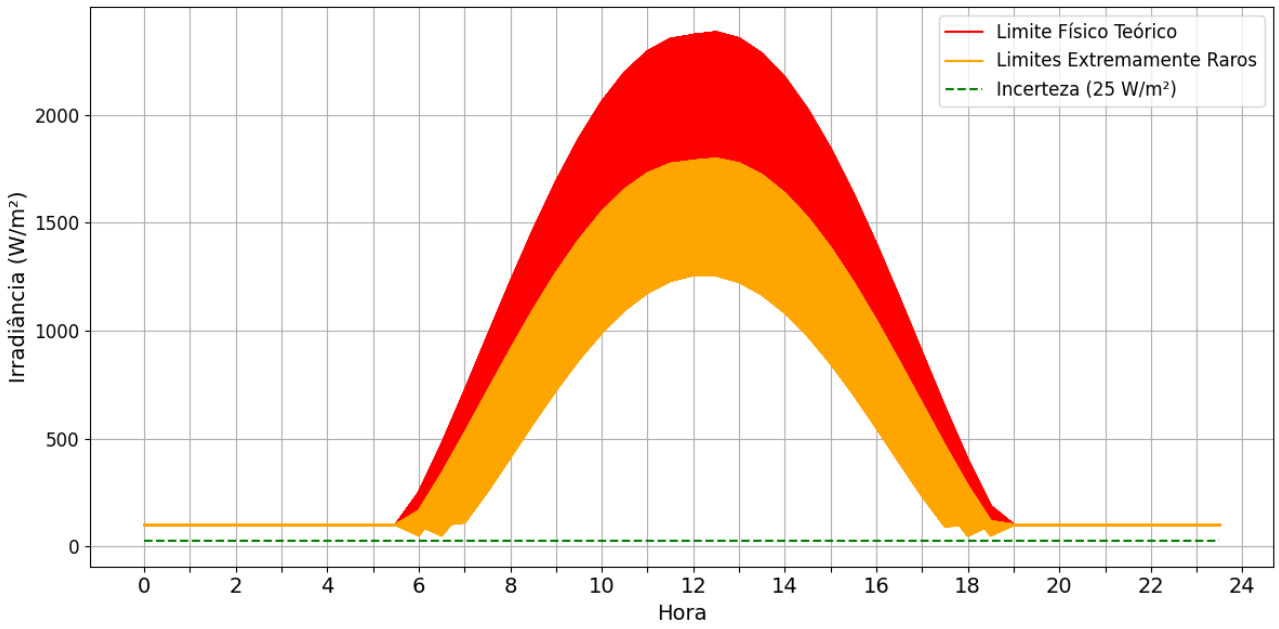
3.9 TRATAMENTO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA E TRANSPOSIÇÃO DE PLANO

Os dados coletados pelo *hardware* de medição são tratados antes de serem utilizados para calcular as curvas I-V. O primeiro tratamento desses dados consiste em utilizar as equações físicas da irradiância para verificar se existem valores que excedem esse limite devido a algum erro de medição. Outra forma de garantir a qualidade dos dados de temperatura e irradiância é calculando a média das medições para intervalos de 30 minutos, dessa forma, as flutuações, erros de medição pontuais ou por interferências externas são reduzidos.

Os dados de irradiância que estão abaixo de 25 W/m^2 são desconsiderados devido à margem de incerteza da medição do piranômetro utilizado (NovaLynx, s.d.).

A Figura 3.15 apresenta todas as curvas diárias dos valores raros e extremamente raros de irradiância. Essas curvas são utilizadas para verificar a qualidade da medição efetuada pelo *hardware* desenvolvido e para tratar os dados que estão fora desses limites. Os valores apresentados na Figura 3.15 são os limites para todos os dias do ano de 2022, utilizando os dados de localização da usina da Faculdade de Tecnologia - FT/UnB e as equações da Seção 2.2. Além dos limites superiores (raros e extremamente raros), o limite inferior de 25 W/m^2 também é apresentado.

Figura 3.15. Limites físicos da irradiância.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Por fim, os dados de irradiância global horizontal medidos passam por uma decomposição, utilizando o modelo de decomposição $DIRINT$, apresentado na Seção 2.3.1.6, para calcular as componentes difusa e direta da irradiância global horizontal. Em posse das componentes direta e difusa, é utilizado o modelo de Perez, apresentado na Seção 2.3.2.1, para calcular as componentes direta inclinada, difusa inclinada e albedo. Os valores de referência/entrada utilizados para decompor e transpor o modelo estão na Tabela 3.18. O código implementado para transposição e decomposição encontra-se no apêndice.

Tabela 3.18. Parâmetros de entrada necessários para os modelos DIRINT (Decomposição) e de Perez (Transposição).

Descrição	**Unidade**	**Valor utilizado**
Latitude do local	Graus	-15.763388
Longitude do local	Graus	-47.872535
Altitude do local	Metros	1172
Ângulo de inclinação do Módulo	Graus	15
Orientação do plano em relação ao norte	Graus	180
Irradiância global horizontal	W/m^2	Medido pelo *Hardware*
Temperatura do ambiente	°C	Medido pelo *Hardware*
Refletância da superfície	Adimensional (0–1)	0,35
Data e hora da medição	Timestamp	Medido pelo *Hardware*

Fonte: Dados do Próprio Autor.

3.10 RESUMO DO FUNCIONAMENTO DO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO E DO SOFTWARE DE ESTIMAÇÃO

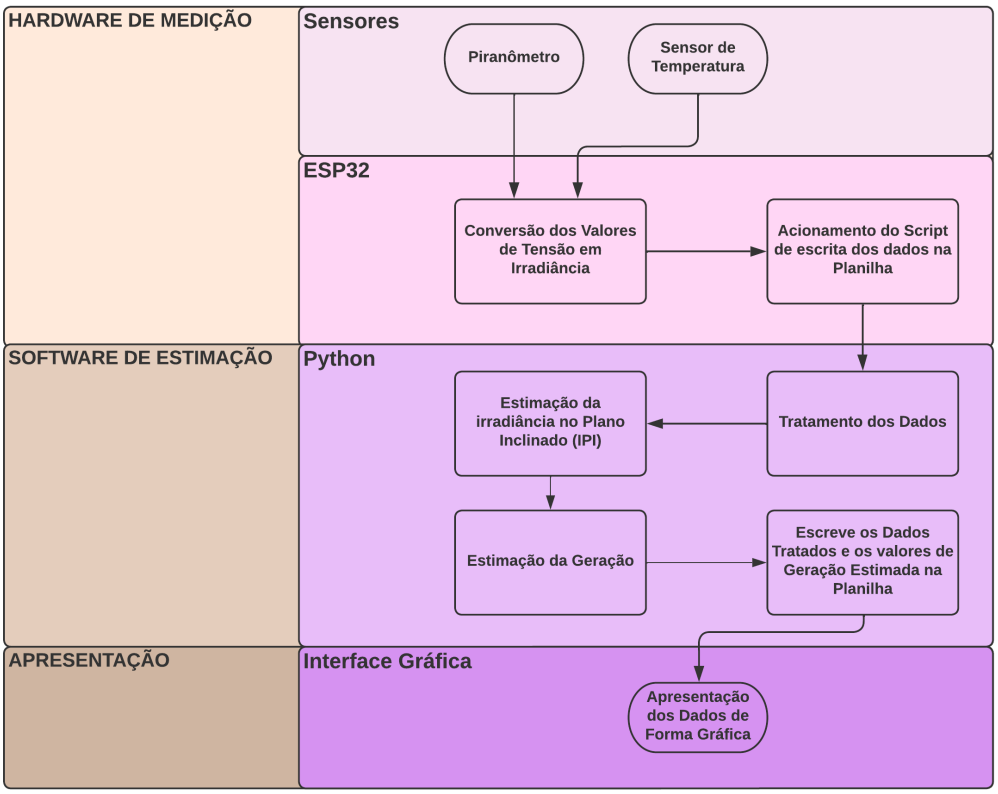
O sistema completo funciona conforme o fluxograma da Figura 3.16. A primeira etapa é feita pelos sensores do *hardware* de medição, os valores medidos são lidos e convertidos pelo ESP32. O próprio ESP32 aciona um *Script* que escreve os dados de irradiância (W/m^2) e temperatura ($°C$) na planilha.

A segunda etapa do processo é feita pelo software de estimação. O software acessa os dados da planilha, efetua o tratamento dos valores de irradiância para os limites físicos e calcula a média das medições. Após o tratamento dos dados, são feitas as conversões da irradiância global horizontal (GHI) medida para irradiância total no plano inclinado (GTI), assim, a estimação da geração de energia elétrica é feita. Por fim, os dados são escritos na planilha.

A última etapa é realizada pela interface de visualização, onde os dados são acessados pela

interface de apresentação e exibidos graficamente para o usuário.

Figura 3.16. Fluxograma do sistema.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

3.11 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentadas as técnicas e métodos utilizados para desenvolver um *hardware* de medição de irradiância e temperatura, as interfaces de visualização dos dados, os tratamentos aplicados aos dados, especificações técnicas do *hardware*, como foram feitos os envios dos dados, apresentação das metodologias implementadas para gerar as curvas I-V do modelo de um diodo e o método utilizado para estimar a geração da planta fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília – FT/UnB. Dessa forma, a base experimental técnica e computacional necessária para a análise e validação dos resultados está estabelecida.

CAPÍTULO 4

DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos pelo *hardware* de medição e pelo software de estimação da geração de energia elétrica da usina fotovoltaica da FT-UnB.

4.1 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DE MEDIÇÃO, ANÁLISE E TRATAMENTO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA COLETADOS PELO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO

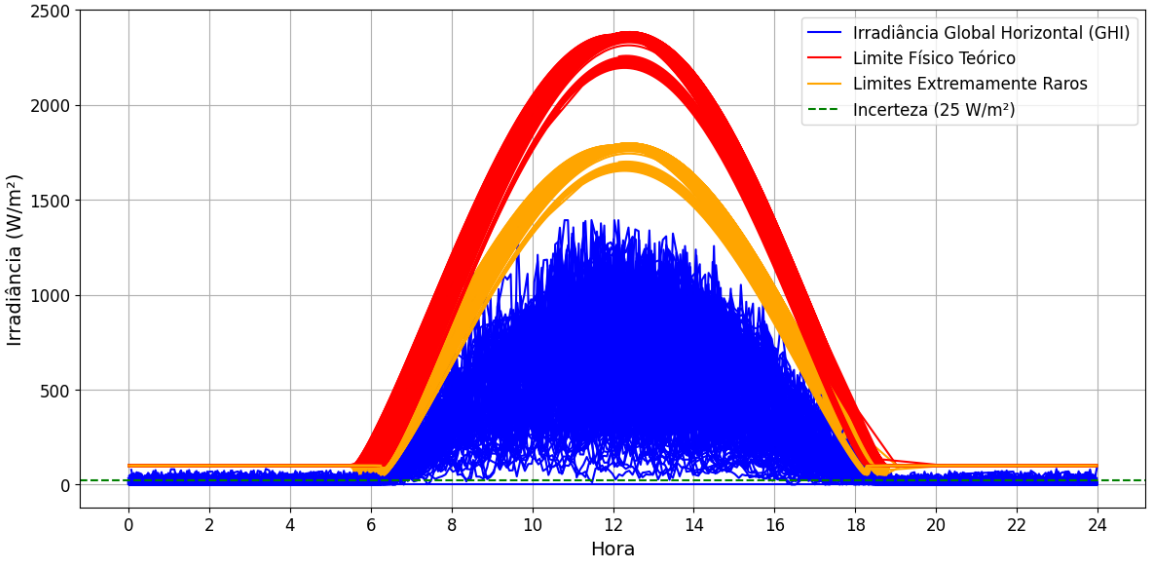
Nesta seção, são analisados os dados de irradiância e temperatura coletados pelo *hardware* de medição. Além disso, são apresentados os tratamentos efetuados e a comparação entre os dados coletados pelo *hardware* de medição desenvolvido e os dados coletados pela estação meteorológica do Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica da UnB.

4.1.1 Tratamento dos dados de irradiância e temperatura ambiente

Os dados de irradiância coletados durante o período de 24 de novembro de 2022 a 29 de março de 2023 foram tratados utilizando os limites físicos da irradiância (limite superior) e o limite de incerteza de medição do equipamento (limite inferior). Além disso, os dados que compreendem o horário de 18 horas e 30 minutos às 4 horas da manhã foram desconsiderados, pois compreendem o período noturno. Os testes de qualidade dos dados foram efetuados e os dados que estavam abaixo de 25 W/m^2 ou fora do período diurno foram desconsiderados, e os que ultrapassam o limite superior são eliminados do conjunto de dados.

Na Figura 4.1 são mostrados os dados de irradiância e os limites impostos, antes do tratamento. As figuras apresentam todos os dados de limite e irradiância diários sobrepostos.

Figura 4.1. Dados de irradiância anuais não tratados.

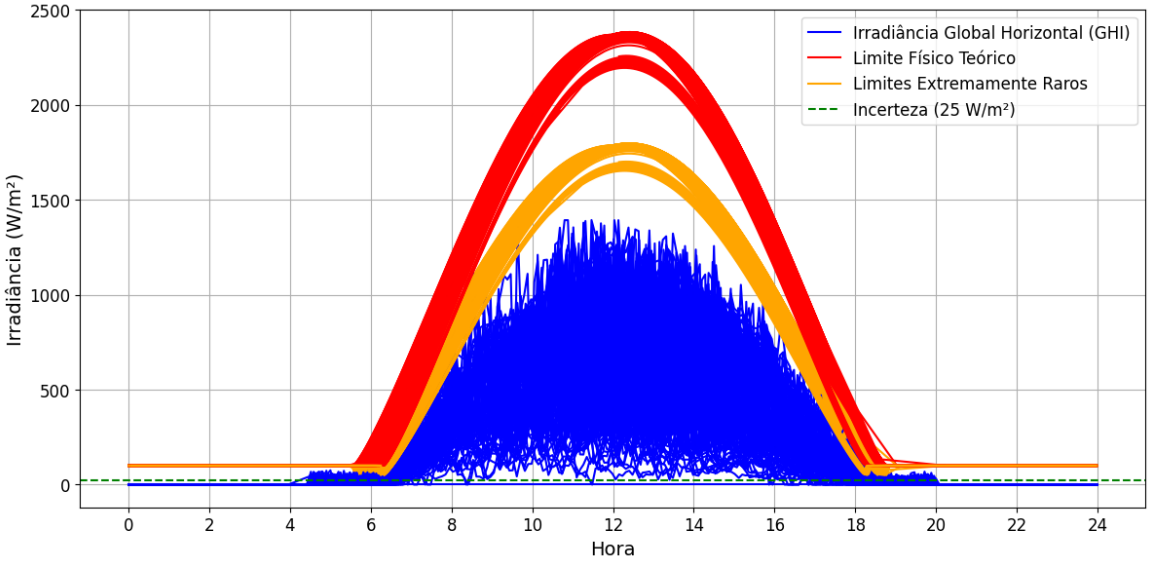


Fonte: Dados do Próprio Autor.

Embora alguns dados entre 6h e 9h aparentem ultrapassar o limite superior visualmente, a curva limite é calculada de forma dinâmica em função do dia do ano e do horário da medição, o que garante que esses valores estejam dentro dos limites físicos esperados. Dessa forma, o limite desenhado em cima daqueles pontos não coincide com o ponto de irradiância, e a curva limite daquele ponto deve estar mais à esquerda.

A Figura 4.2 apresenta os dados tratados. Os únicos dados que foram alterados estão acima dos limites inferiores. Nenhum registro de irradiância reprovou no teste do limite superior.

Figura 4.2. Dados de irradiância anuais tratados.

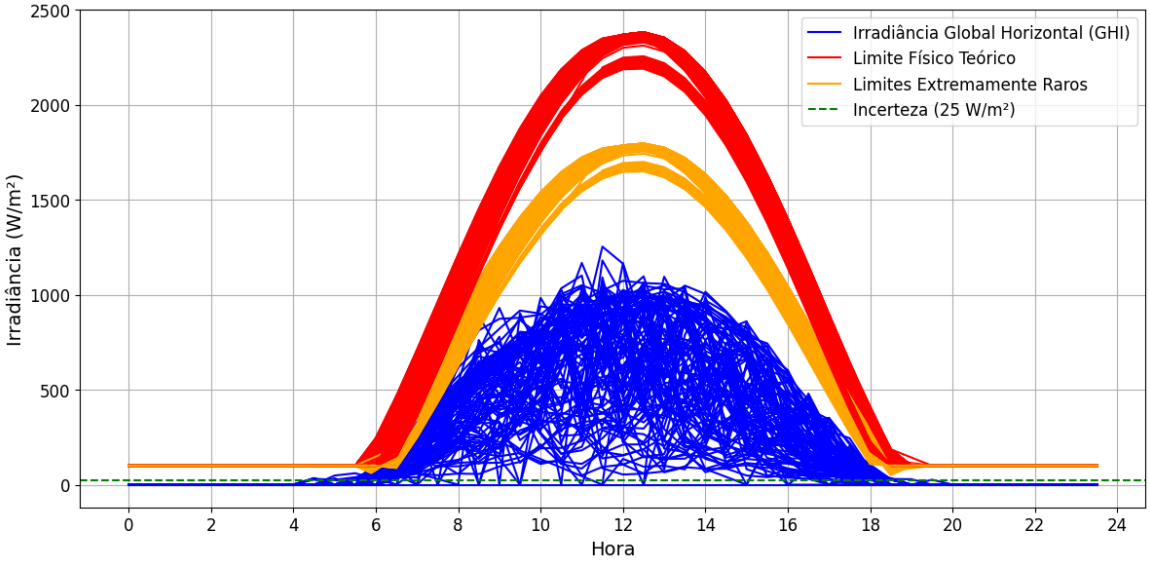


Fonte: Dados do Próprio Autor.

Os dados de temperatura ambiente foram tratados utilizando os limites de 0ºC e 40ºC para remover os pontos que poderiam ser um valor atípico (*outlier*), no entanto, todos os registros passaram no teste de limite.

Após efetuar o tratamento dos dados de temperatura e irradiância, são calculadas as médias das medições efetuadas dentro do período de 30 minutos. Esse último passo serve para diminuir os erros de medição, flutuação e valores atípicos. A Figura 4.3 apresenta os dados corrigidos pela média, mostrando a diminuição das oscilações, flutuações e a alta variabilidade dos dados de irradiância.

Figura 4.3. Dados de irradiância anuais tratados usando a média.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

4.1.2 Análise e comparação dos dados coletados pelo *hardware* de medição e os dados coletados pela estação meteorológica da UnB - Bloco G

Para efetuar a avaliação da precisão do *hardware* de medição, os dados coletados são comparados com os dados disponibilizados pelo Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica da UnB - Bloco G. O laboratório fica a 500 metros do ponto de instalação do piranômetro que está conectado ao *hardware*, no Laboratório de Energias Renováveis do SG-11 da UnB.

A Tabela 4.1 apresenta uma amostra dos dados coletados por ambos os sensores, a coluna Irradiância (W/m^2) - 1 refere-se aos dados coletados pelo *hardware* proposto e a coluna Irradiância (W/m^2) - 2, são os dados coletados pela estação solarimétrica do Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica da UnB. Nessa pequena amostra, é possível notar que os dados dos dois sensores apresentam valores próximos. Na Tabela 4.2 é apresentada a Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE), o Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE) e o Erro Absoluto Médio (MAE) entre os dados coletados pelo *hardware* proposto e os dados da estação, utilizando os dados da estação como referência.

Vale destacar que o cálculo do RMSE utilizou os dados normalizados pelo valor máximo, ou seja, os dados estavam em uma escala de 0 a 1. Diante disso, é possível ter uma medida

Tabela 4.1. Média das medições de irradiância do *hardware* proposto e do Laboratório de Termociência.

Data e Hora	***Hardware* Proposto** (W/m^2)	**Laboratório de Termociência** (W/m^2)
3/12/22 13:00	745,5933333	664,6
3/12/22 13:30	525,77	551,7
3/12/22 14:00	757,1466667	641,3809524
3/12/22 14:30	569,0616667	373,32
3/12/22 15:00	367,73	332,1818182
3/12/22 15:30	235,9083333	199,4444444
3/12/22 16:00	218,9316667	156,1818182
3/12/22 16:30	108,8	72,42857143
3/12/22 17:00	79,73333333	45
3/12/22 17:30	39,82166667	28
3/12/22 18:00	0	0
3/12/22 18:30	0	0
3/12/22 19:00	0	0
3/12/22 19:30	0	0
3/12/22 20:00	0	0
Média	**243,23**	**204,28**

Fonte: Dados do Próprio Autor.

Tabela 4.2. Avaliação do erro de medição do *hardware*.

RMSE	**MAE**	**MAPE**
0,05160	23,98	7,98%

Fonte: Dados do Próprio Autor.

que ajude a avaliar a precisão do *hardware* proposto. Com os dados normalizados para calcular o RMSE, é possível saber que o menor valor de RMSE seria 0, caso não houvesse erro entre o valor medido pelo *hardware* e o valor medido pelo piranômetro instalado no Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica, e 1, caso o erro fosse máximo. Dessa forma, é possível concluir que o *hardware* proposto é capaz de efetuar medições de irradiância com alta precisão, considerando a atual calibração do piranômetro do Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica como referência.

Para o Erro Absoluto Médio (MAE) e o Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE), foram utilizados os dados de medição sem nenhum tipo de modificação. Os valores de Erro Absoluto Médio (MAE) e Percentual (MAPE), 23,98 W/m^2 e 7,98%, respectivamente, também mostram que o *hardware* proposto é capaz de efetuar medições de irradiância com qualidade.

Os dados utilizados para comparação são as medições média, em intervalos de 30 minutos, dos dois sensores para o período de 13 horas do dia 03 de dezembro de 2022 às 6 horas do dia 22 de janeiro de 2023 (953h). Os dados de irradiância fornecidos pelo laboratório passaram

por duas das técnicas de tratamento de dados propostas neste trabalho. Dessa forma, foram calculadas as médias das medições para intervalos de 30 minutos e os dados abaixo de 25 W/m^2 foram zerados.

A Tabela 4.3 apresenta o somatório da irradiância medida no período mencionado para os dois sensores e o erro percentual total. Na tabela, é possível notar que o Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE) para o somatório total de irradiância para o período de comparação também ficou baixo (1,23%).

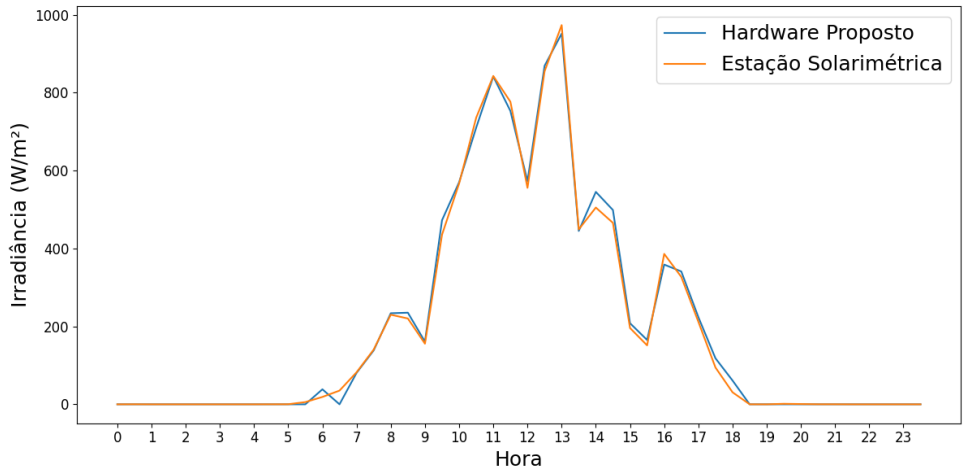
Tabela 4.3. Avaliação da irradiação para o período comparado.

Irradiação (Wh/m^2) - 1	**Irradiação (Wh/m^2) - 2**	**Erro Percentual Absoluto Médio**
97106,12417	98318,42983	1,233040095

Fonte: Dados do Próprio Autor.

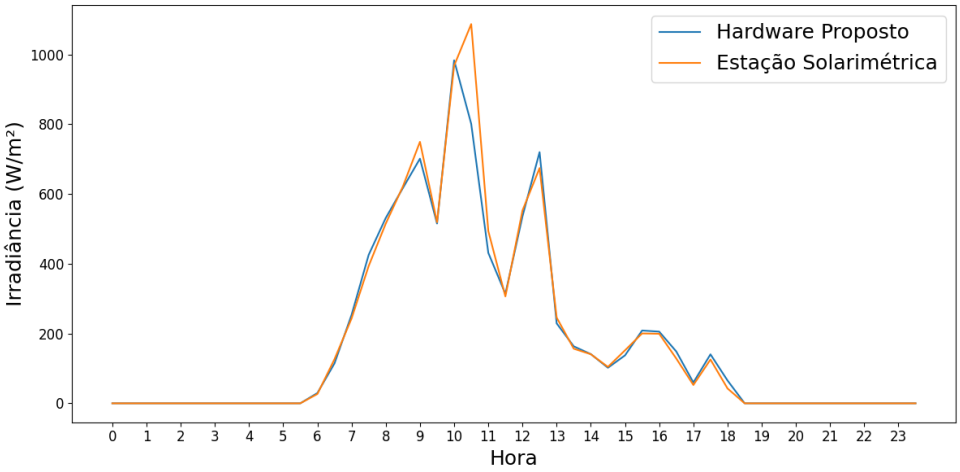
A Figura 4.4 apresenta os valores de irradiância medidos pelo *hardware* proposto e pela estação solarimétrica do Laboratório de Termociência e Metrologia Dinâmica para o dia 09 de dezembro de 2022 e a Figura 4.5 apresenta os dados para o dia 20 de janeiro de 2023.

Figura 4.4. Comparação dos dados de medição de irradiância para o dia 09/12/2022.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.5. Comparação dos dados de medição de irradiância para o dia 20/01/2023.



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Nas Figuras 4.4 e 4.5 é possível notar que as medições de irradiância em ambos seguem o mesmo padrão, o mesmo perfil diário e possuem poucos desvios de medição.

4.1.2.1 Irradiância no plano inclinado

Abaixo, são apresentados os valores de irradiância global horizontal (GHI) e irradiância total no plano inclinado (GTI). As figuras ilustram o comportamento do modelo de transposição utilizado. No entanto, esta seção não apresenta nenhuma análise estatística dos dados, pois não se dispõe de medições reais da irradiância total no plano inclinado, ou qualquer uma de suas componentes, apenas a medição de irradiância global horizontal.

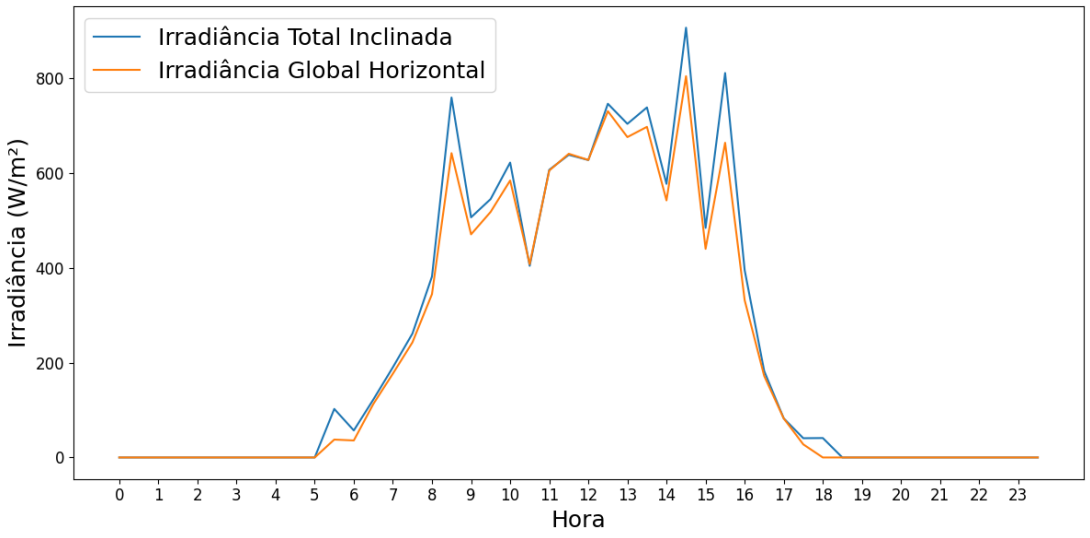
A Tabela 4.4 mostra alguns dos resultados obtidos com o modelo de transposição de Perez. Embora não seja possível avaliar estatisticamente, a análise de comportamento dos dados de irradiância total no plano inclinado acompanha o padrão da irradiância global horizontal, apresentando um ganho de desempenho em função da inclinação da superfície. Assim como as Figuras 4.6 e 4.7, dos dias 25/11/2022 e 01/12/2022, apresentam comportamento semelhante e esperado para os modelos de transposição.

Tabela 4.4. Comparação entre a irradiância global horizontal (GHI) e a irradiância total no plano inclinado (GTI) no dia 25/11/2022.

Data e Hora	GHI (W/m²)	GTI (W/m²)
25/11/2022 08:00	517,77	641,93
25/11/2022 08:30	675,64	815,71
25/11/2022 09:00	647,46	734,94
25/11/2022 09:30	729,15	806,97
25/11/2022 10:00	767,10	827,56
25/11/2022 10:30	995,64	1050,61
25/11/2022 11:00	836,97	855,85
25/11/2022 11:30	968,17	973,17
25/11/2022 12:00	988,70	995,49
25/11/2022 12:30	455,11	457,05
25/11/2022 13:00	79,65	77,38
25/11/2022 13:30	606,04	647,99
25/11/2022 14:00	695,90	753,07
25/11/2022 14:30	452,69	482,34
25/11/2022 15:00	311,82	321,52
25/11/2022 15:30	379,28	443,28
25/11/2022 16:00	362,84	435,64
25/11/2022 16:30	143,02	150,85
25/11/2022 17:00	37,78	55,03

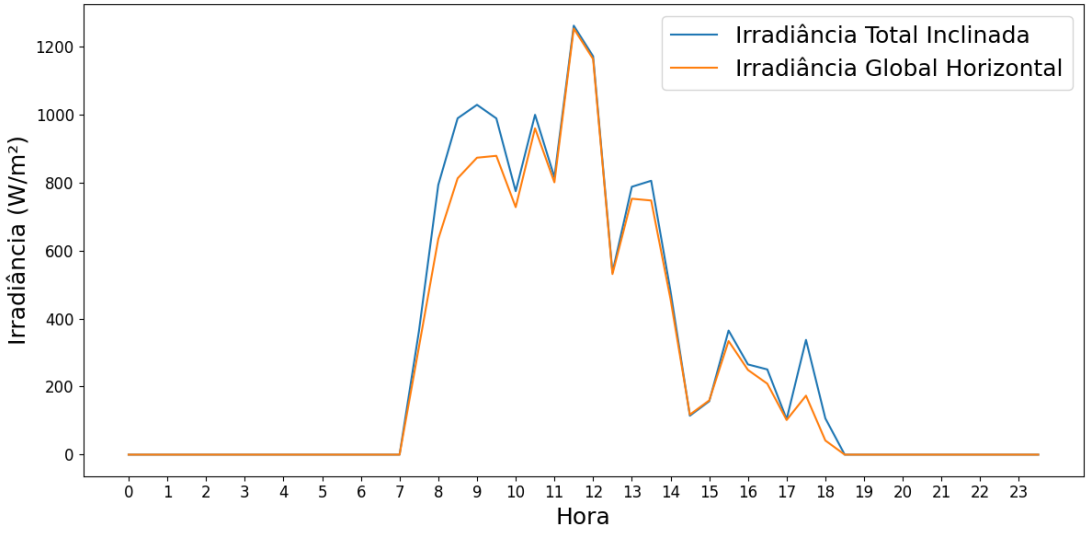
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.6. Dados de irradiância global horizontal e irradiância total inclinada (25/11/2022).



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.7. Dados de irradiância global horizontal e irradiância total inclinada (01/12/2022).



Fonte: Dados do Próprio Autor.

4.2 AVALIAÇÃO DO SOFTWARE PROPOSTO

Para avaliar o software de estimação da geração de energia solar, foram utilizados os dados de geração da usina da Faculdade de Tecnologia da UnB, a qual fica localizada a 350 metros do ponto de instalação do *hardware*. A Tabela 4.6 apresenta uma amostra dos dados de geração de energia elétrica real e estimada utilizando quatro percentuais de perdas diferentes (Condição Ideal, Condição Normal, Condição Esperada e Condição Atual), para o dia 03 de dezembro de 2022.

Tabela 4.5. Percentuais de perdas utilizados na simulação.

Condição	**Perdas (%)**
Condição Ideal	3-5 %
Condição Normal	15-27 %
Condição Esperada	20-30 %
Condição Atual	± 42 %

Fonte: Dados do Próprio Autor.

Na condição ideal, foi considerado apenas o percentual de degradação anual dos módulos fotovoltaicos ao longo de cinco anos, totalizando uma perda de 3,94%. Na condição normal, considerou-se o percentual de degradação anual somado a uma taxa de 15% de perdas totais. Da mesma forma, a condição esperada foi simulada utilizando a taxa de degradação anual acrescida

de uma taxa de 18,5% de perdas totais. Por fim, na condição atual foi utilizado o valor de perdas do *performance ratio* médio (± 42%) dos anos de 2021 e 2022 da usina (Tabela 3.14). Além da taxa de degradação e das taxas acrescidas, o modelo incorpora automaticamente as perdas por temperatura e desvios da potência em STC.

Tabela 4.6. Dados de Geração e Irradiância em 03/12/2022

Data/Hora	Geração Real [kW]	Condição ideal [kW]	Condição normal [kW]	Condição esperada [kW]	Condição atual [kW]	Irradiância
03/12/2022 09:30	28,10	57,22	47,49	45,77	33,15	325,66
03/12/2022 10:00	36,22	67,45	55,98	53,96	39,08	468,89
03/12/2022 10:30	29,36	71,92	59,69	57,53	41,66	471,77
03/12/2022 11:00	46,43	78,26	64,96	62,61	45,34	535,74
03/12/2022 11:30	52,66	81,81	67,90	65,45	47,40	567,08
03/12/2022 12:00	55,55	87,66	72,75	70,12	50,78	589,51
03/12/2022 12:30	65,01	99,85	82,88	79,88	57,85	656,63
03/12/2022 13:00	70,85	92,66	76,91	74,13	53,68	778,85
03/12/2022 13:30	58,02	96,01	79,69	76,81	55,62	545,84
03/12/2022 14:00	69,41	102,04	84,69	81,63	59,12	829,74
03/12/2022 14:30	54,39	73,14	60,70	58,51	42,37	634,15
03/12/2022 15:00	40,13	45,72	37,94	36,57	26,49	391,55
03/12/2022 15:30	26,46	33,82	28,07	27,06	19,60	240,35
03/12/2022 16:00	20,90	24,32	20,18	19,45	14,09	225,85
03/12/2022 16:30	11,15	13,62	11,30	10,90	7,89	110,63
Média	**44,31**	**68,37**	**56,74**	**54,69**	**39,61**	**491,48**

Fonte: Dados do Próprio Autor.

A Tabela 4.7 apresenta os resultados da Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE), Erro Absoluto Médio (MAE) e o Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE), entre cada uma das simulações. A Tabela 4.8, apresenta os valores de *Yield* (Y_f e Y_r) e o PR.

Tabela 4.7. Erro para cada cenário simulado.

Cenário	**RMSE**	**MAE**	**MAPE (%)**
Condição Ideal	24,38	13,96	138,25
Condição Normal	16,99	9,22	103,30
Condição Esperada	15,90	8,52	97,67
Condição Atual	12,35	6,81	67,39

Tabela 4.8. Y_r, Y_f e PR para os cenários

Cenário	Y_r **(kWh/m²)**	Y_f **(kWh/kWp)**	PR **(%)**
Geração Real	578,19	315,79	54,62
Condição Ideal	578,19	514,05	88,90
Condição Normal	578,19	426,66	73,79
Condição Esperada	578,19	411,24	71,12
Condição Atual	578,19	297,82	51,50

Fonte: Dados do Próprio Autor.

Conforme esperado, o modelo tem um bom desempenho quando comparado ao PR do cenário condição atual, apresentando 12,35 kW de desvio quadrático e 6,81 kW de desvio absoluto. No entanto, observa-se um valor elevado de desvio percentual absoluto (67,39 %), quando o

cenário de condição atual é comparado com a geração real. Esse comportamento é explicado tanto pelo nível mínimo de irradiância para início da geração, ou seja, a quantidade mínima de radiação solar que deve atingir o módulo fotovoltaico para que a unidade de condicionamento de potência entre em operação, quanto pelos desvios causados por baixos níveis de irradiância, nos quais a geração assume valores próximos de zero. Nesses casos, o Erro Percentual Absoluto Médio tende ao infinito, pois o cálculo percentual é extremamente sensível a valores reais muito baixos.

Apesar de ter sido inserido um valor de perdas totais equivalente às perdas médias da usina, o modelo ainda considera o efeito térmico do módulo fotovoltaico. Dessa forma, o desvio observado entre o PR real (54,62%) e o PR do caso de Condição Atual (51,50%) é explicado pela influência desse efeito.

Outro detalhe importante é a variação do PR médio da usina entre os anos de 2021 e 2022. Para esses anos, o valor registrado foi de 57,935 %, que sofreu alteração, sendo atualmente 54,62%. Essa queda pode ser explicada, principalmente, pela taxa de degradação anual dos módulos fotovoltaicos, uma vez que a maior parte dos dados utilizados está concentrada no ano de 2023.

Em relação ao Fator de Capacidade, Tabela 4.9, a Geração Real e a Condição Atual apresentaram resultados próximos, 12,98% e 12,24%, isso evidencia uma diferença significativa entre o potencial real da usina e a geração efetiva. No entanto, mostra que o *software* proposto é capaz de simular de forma adequada a condição atual da usina e fornecer avaliações de desempenho.

Tabela 4.9. Fator de Capacidade (CF) para os diferentes cenários

Cenário	**CF (%)**
Geração Real	12,98
Condição Ideal	21,13
Condição Esperada	17,54
Condição Normal	16,90
Condição Atual	12,24

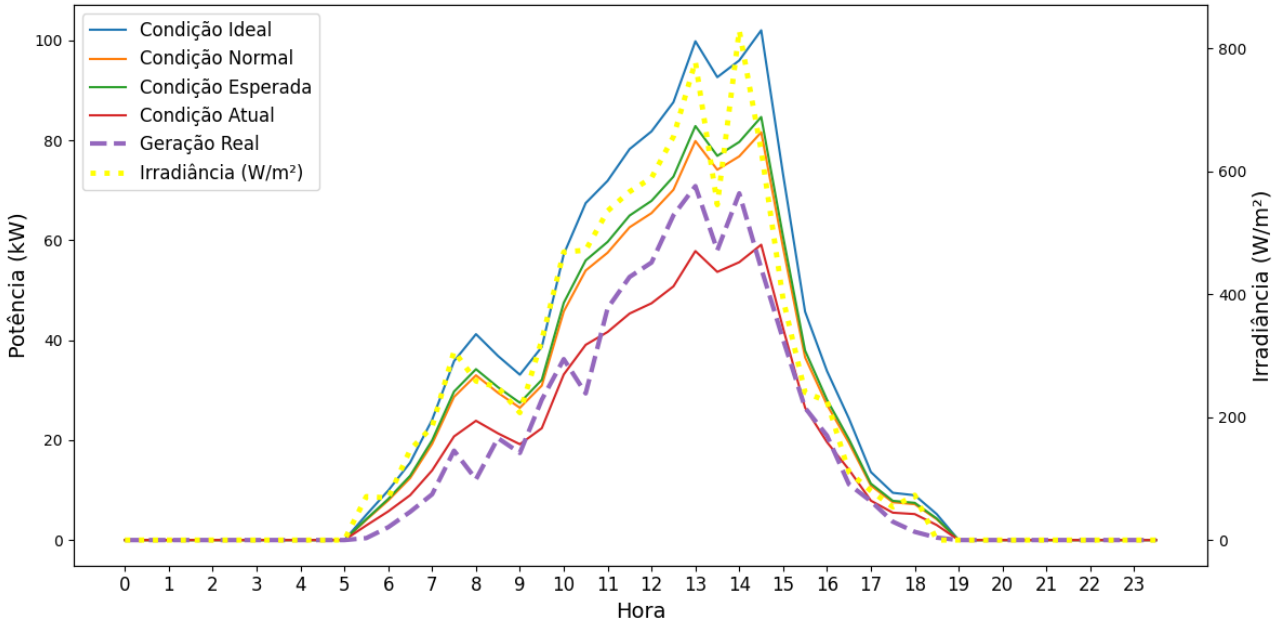
Fonte: Dados do Próprio Autor.

As Figuras 4.8, 4.9 e 4.12 apresentam pequenos desvios no início e no fim do dia, nos quais os cenários simulados iniciam a geração de energia elétrica mais cedo e a encerram mais tarde em comparação com a geração real. Esse efeito ocorre, principalmente, devido ao momento de entrada e saída das Unidades de Condicionamento de Potência (UCP). No entanto, nas

Figuras 4.10 e 4.11, o desvio no início da geração é significativamente mais evidente. Esse comportamento é explicado, em parte, pela entrada tardia da UCP e, principalmente, pelos efeitos de sombreamento nas primeiras horas da manhã, que se mostraram mais intensos nesses dias específicos.

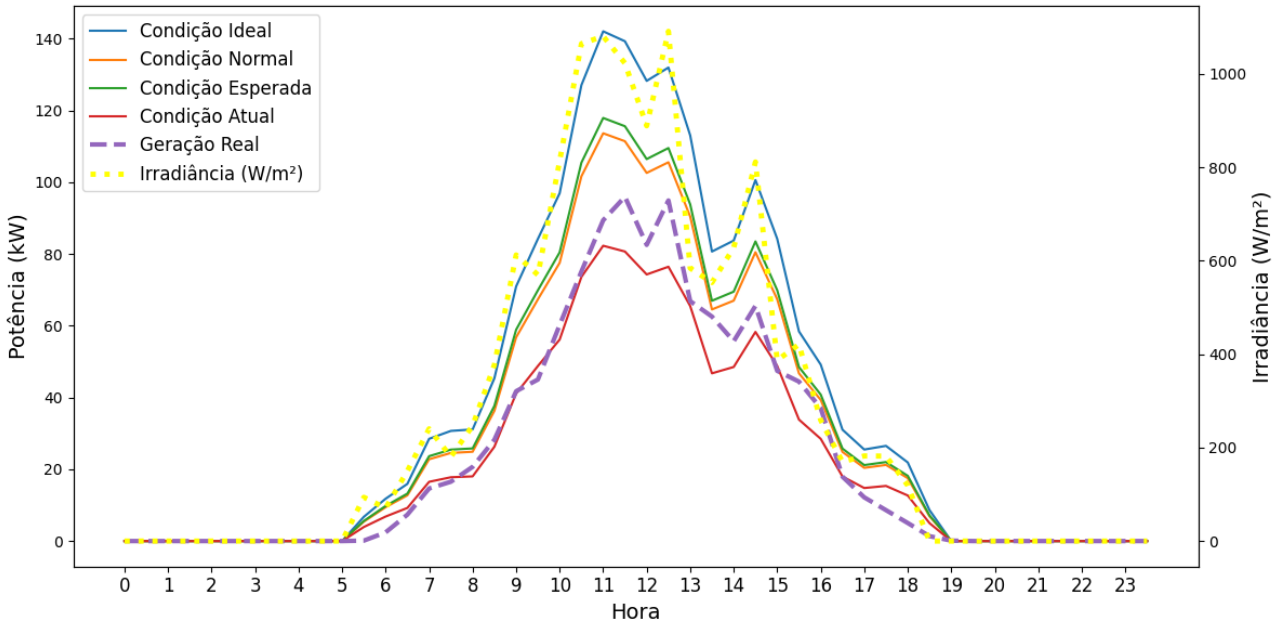
Além disso, nas Figuras 4.10, 4.11 e 4.12, observa-se que a geração real foi superior à do cenário simulado (Condição Esperada) em determinados períodos. Isso ocorre porque o sombreamento é mais acentuado no período da manhã do que no da tarde. Assim, embora o PR total da usina seja próximo ao do cenário simulado, ele não se mantém constante ao longo do dia. O PR médio da geração real é semelhante ao da simulação, mas apresenta variações horárias, com melhor desempenho entre 10h30 e 16h nas Figuras 4.10 e 4.11, e entre 10h30 e 14h na Figura 4.12. Esse comportamento não é reproduzido na simulação, uma vez que o modelo adotado considera o PR fixo durante todo o dia e não incorpora os efeitos do sombreamento.

Figura 4.8. Cenários simulados (03/12/2022).



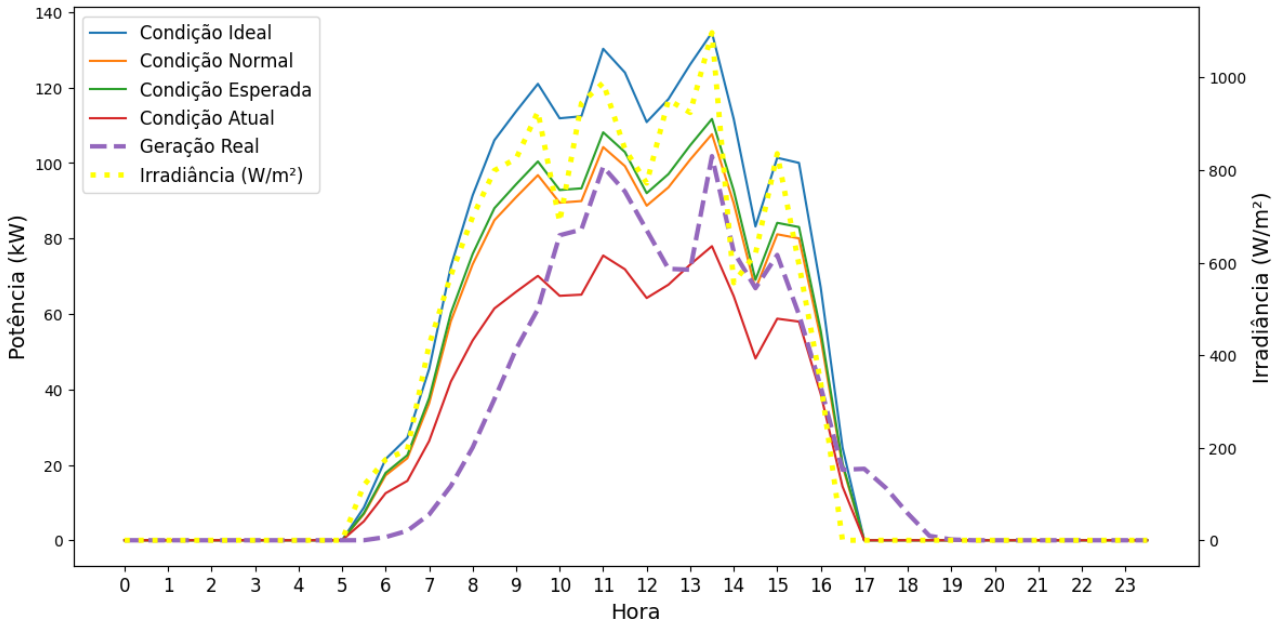
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.9. Cenários simulados (10/12/2022).



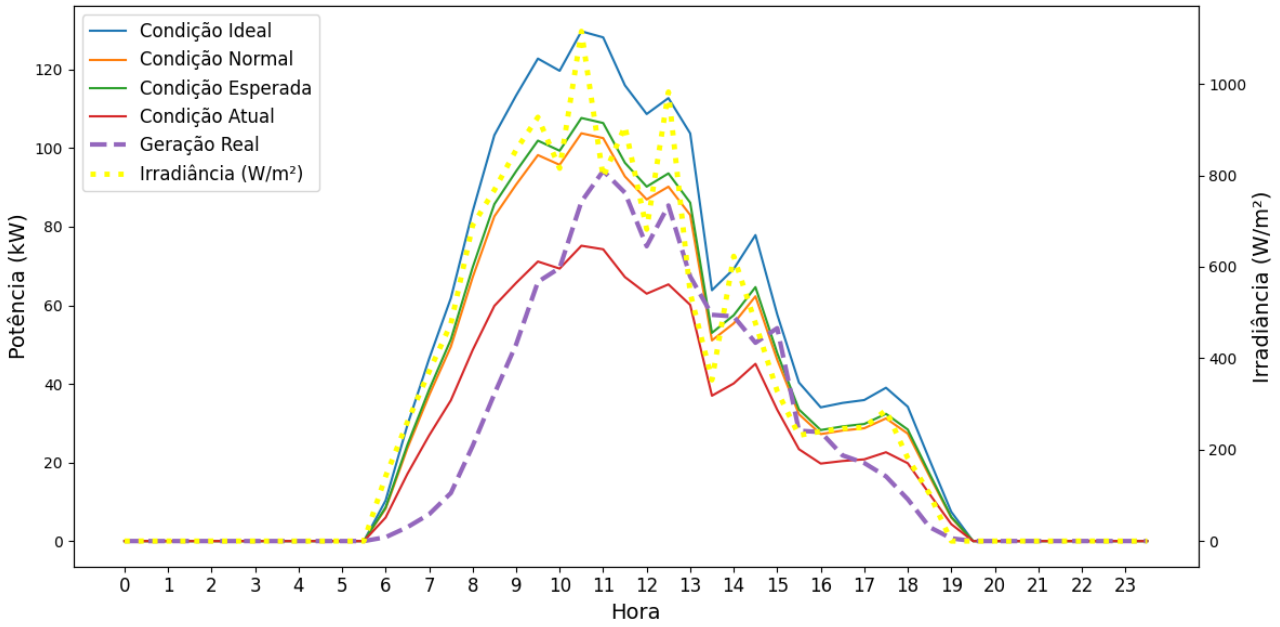
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.10. Cenários simulados (10/01/2023).



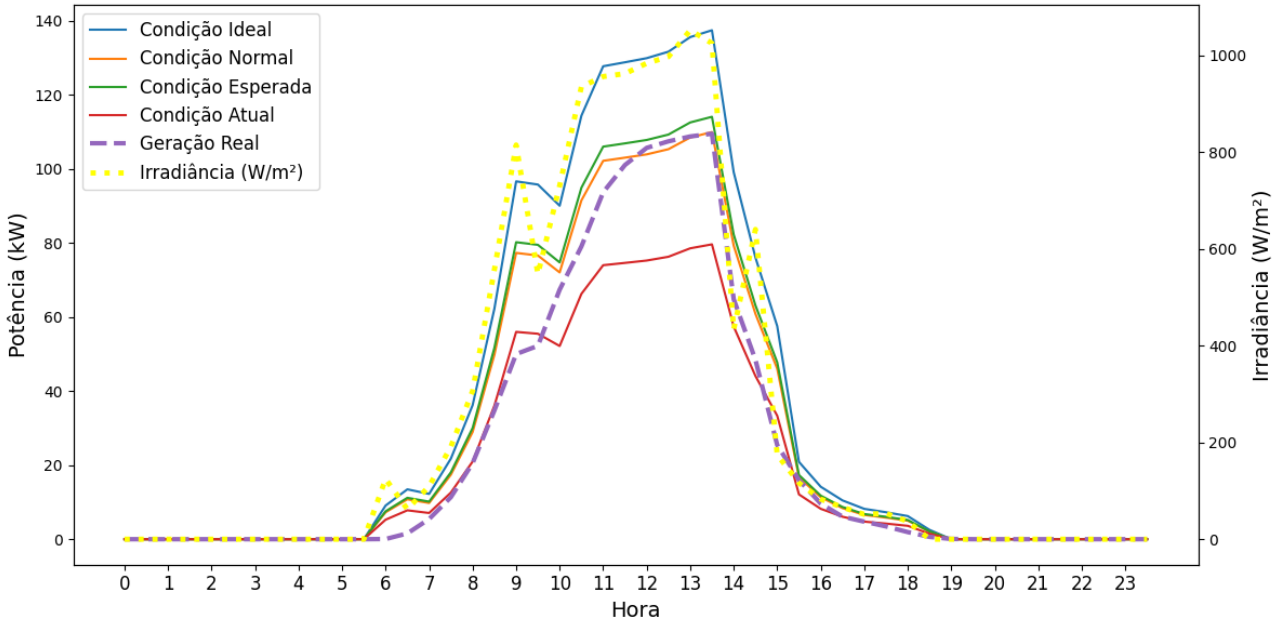
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.11. Cenários simulados (24/01/2023).



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.12. Cenários simulados (24/02/2023).



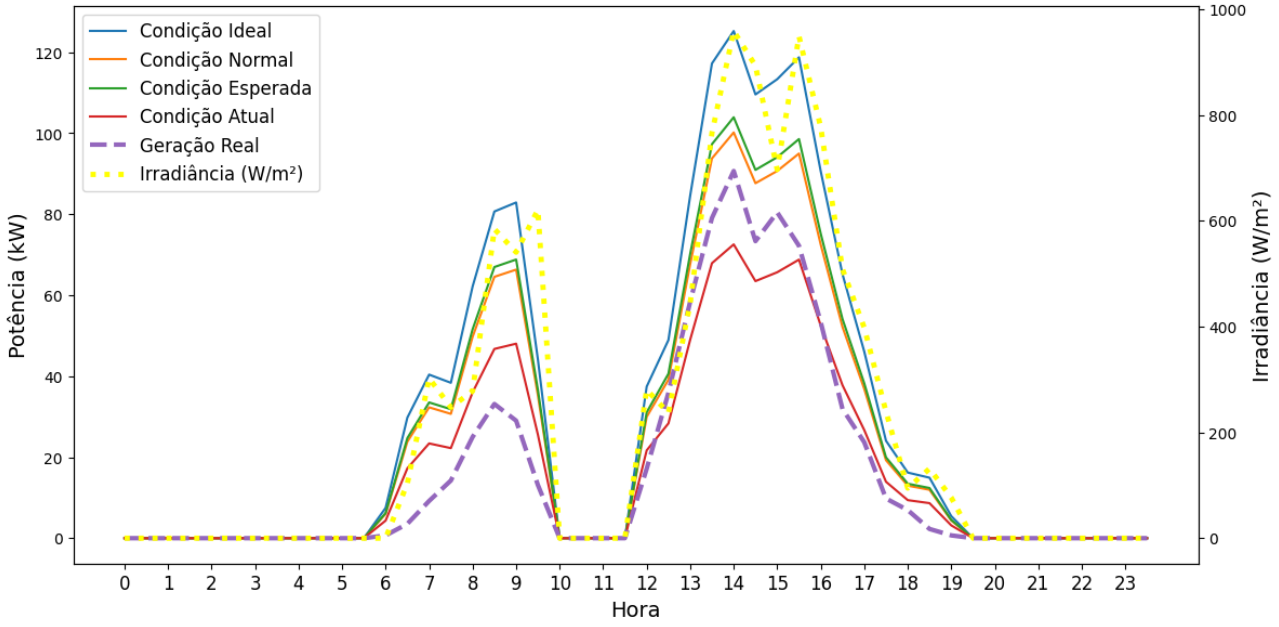
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Nas Figuras 4.13 e 4.14, que representam os dias 26/01/23 e 22/01/23, respectivamente, é possível observar não apenas o desempenho do modelo, mas também o comportamento do

hardware de medição. No dia 22/01, a curva apresenta um momento de sombreamento severo sobre a usina, no qual a irradiância medida é nula. Nesse intervalo, todas as curvas são zeradas, tanto a curva de geração real, quanto os cenários simulados. Esse comportamento demonstra que o *hardware* de medição registrou corretamente a ausência de irradiância para aquele período.

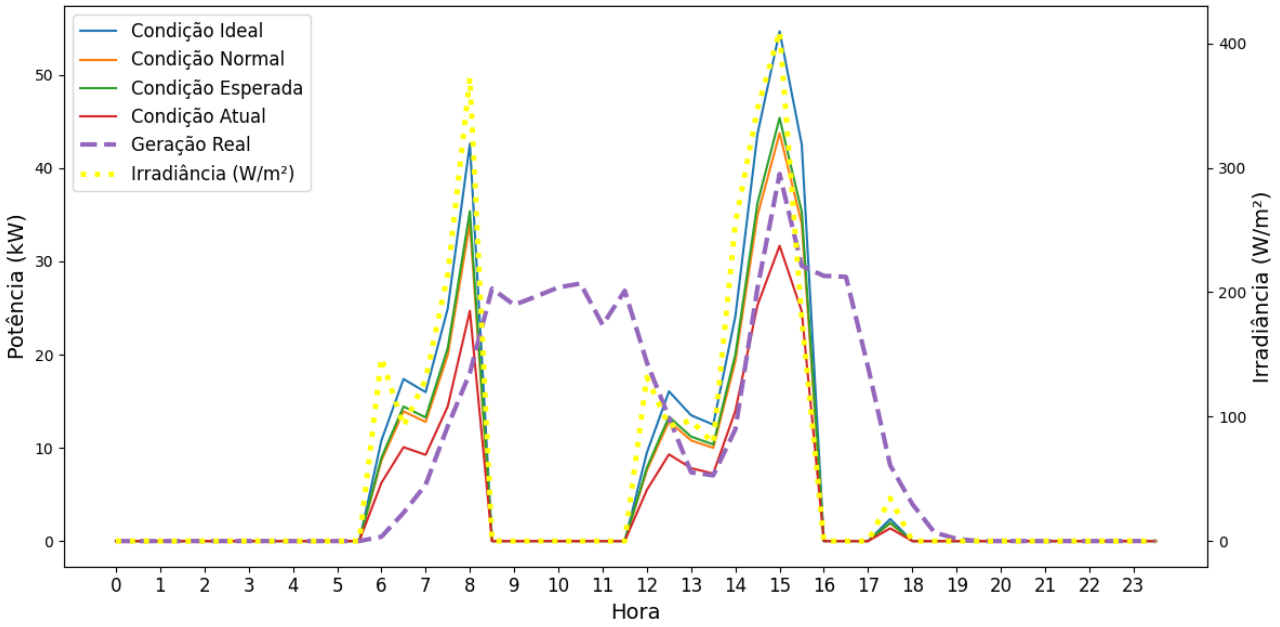
Por outro lado, no dia 26/01, observa-se a situação inversa, a irradiância apresenta valores nulos, mas a geração da usina continua ocorrendo. Esse fato indica uma falha do *hardware* de medição, que não registrou a irradiância real para o período, além disso, os registros voltaram a ser efetuados sem qualquer intervenção, evidenciando que houve uma falha pontual.

Figura 4.13. Registro correto de irradiância, condições de geração real e simuladas (22/01/2023).



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.14. Registro incorreto de irradiância, condições de geração real e simuladas (26/01/2023).



Fonte: Dados do Próprio Autor.

Por fim, entre os cenários simulados, para comparação, o cenário escolhido para ser o cenário de referência, com o intuito de diagnosticar perdas na usina da FT, é o cenário de Condição Esperada. Este cenário é o que melhor reflete o funcionamento real de uma usina fotovoltaica, no qual são consideradas as taxas de degradação anual dos módulos fotovoltaicos e as perdas intrínsecas dessas usinas.

4.3 INTERFACE DE VISUALIZAÇÃO DOS DADOS

A primeira interface de visualização dos dados é a planilha do *Google Sheets®*, pela qual são apresentados os dados de medição instantânea de irradiância global horizontal, irradiância no plano inclinado calculada, temperatura estimada do módulo e temperatura ambiente em intervalos de 5 minutos, conforme a Tabela 4.10.

Na Tabela 4.11 são apresentados os valores de irradiância global horizontal média, irradiância média no plano inclinado, temperatura média estimada do módulo, geração e potência estimadas para os intervalos de 30 minutos.

A outra interface é mais dinâmica e permite ao usuário uma melhor assimilação dos dados,

a qual foi desenvolvida utilizando o *Power BI®*. As Figuras 4.15 e 4.16, apresentam a interface desenvolvida em *Power BI®*, mostrando as medições de irradiância global horizontal e no plano inclinado, temperatura estimada do módulo, temperatura ambiente, potência, *performance ratio* real e esperado, geração atual estimada (Condição Esperada ou Estimada) e geração real.

Tabela 4.10. Dados de medição instantânea apresentados no *Google Sheets®*.

Data	Hora	GHI [W/m²]	GTI [W/m²]	Temp. Módulo [ºC]	Temp. Ambiente [ºC]
26/11/2022	06:33:32	59,73	58,79	25,22	23,50
26/11/2022	06:38:33	99,73	107,57	26,31	23,44
26/11/2022	06:43:34	98,13	101,30	26,26	23,44
26/11/2022	06:48:35	124,80	134,46	27,03	23,44
26/11/2022	06:53:35	136,53	147,08	27,37	23,44
26/11/2022	06:58:36	158,93	185,01	28,01	23,44
26/11/2022	07:03:37	156,26	167,56	27,93	23,44
26/11/2022	07:08:38	165,33	184,56	28,19	23,44
26/11/2022	07:13:39	166,40	175,06	28,22	23,44
26/11/2022	07:18:40	163,73	169,58	28,15	23,44
26/11/2022	07:23:41	190,93	200,98	28,93	23,44
26/11/2022	07:28:42	219,20	244,92	29,74	23,44
26/11/2022	07:33:43	196,26	203,31	29,08	23,44
26/11/2022	07:38:44	202,13	208,49	29,25	23,44
26/11/2022	07:43:45	260,26	290,61	30,86	23,38
26/11/2022	07:48:46	200,53	204,58	29,21	23,44
Média	**-**	**162,43**	**173,99**	**28,11**	**23,44**

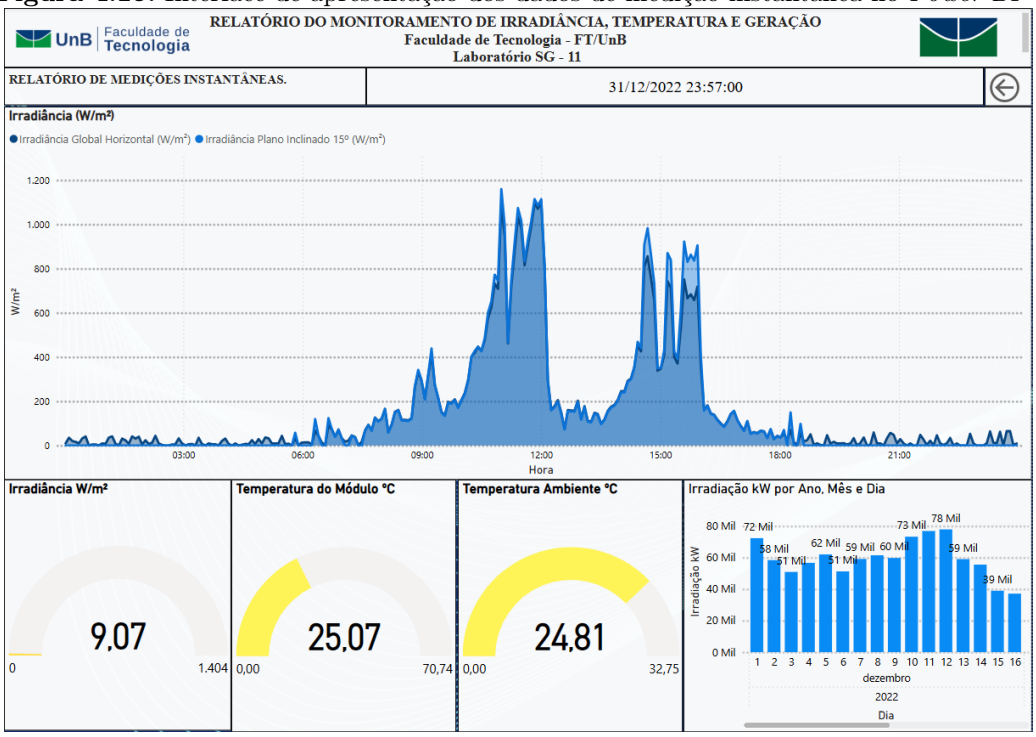
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Tabela 4.11. Dados de geração apresentados no *Google Sheets®*.

Data e Hora	GHI [W/m²]	GTI [W/m²]	Temp. Módulo [ºC])	Geração [kWh])	Potência [kW]	Var. Geração [kWh]
07-12-2022 06:00:00	132,18	273,70	28,11	8558,93	40,54	28,01
07-12-2022 06:30:00	216,44	380,17	30,53	8586,94	56,14	40,59
07-12-2022 07:00:00	370,49	576,98	34,92	8627,53	83,99	48,25
07-12-2022 07:30:00	420,97	570,90	36,36	8675,78	82,57	44,04
07-12-2022 08:00:00	410,75	480,34	36,09	8719,82	69,46	55,57
07-12-2022 08:30:00	718,84	881,78	44,91	8775,38	122,36	68,56
07-12-2022 09:00:00	695,02	820,13	44,22	8843,94	114,31	69,30
07-12-2022 09:30:00	804,70	911,45	47,43	8913,25	124,94	70,66
07-12-2022 10:00:00	795,64	866,26	47,22	8983,90	118,98	60,38
07-12-2022 10:30:00	615,02	634,55	42,07	9044,29	89,48	66,84
07-12-2022 11:00:00	1031,55	1068,44	54,15	9111,13	141,26	64,64
07-12-2022 11:30:00	575,81	578,52	41,22	9175,76	81,87	55,38
07-12-2022 12:00:00	791,28	795,84	47,51	9231,14	109,31	48,44
07-12-2022 12:30:00	408,62	402,35	36,57	9279,58	57,90	26,38
07-12-2022 13:00:00	233,78	228,71	31,64	9305,96	33,17	17,12
07-12-2022 13:30:00	183,29	179,15	30,22	9323,08	25,93	10,11
07-12-2022 14:00:00	65,60	63,56	26,87	9333,18	8,95	6,64
07-12-2022 14:30:00	100,53	97,71	27,82	9339,82	13,97	8,19
07-12-2022 15:00:00	102,93	99,90	27,81	9348,01	14,29	7,64
07-12-2022 15:30:00	87,20	84,86	27,31	9355,65	12,08	8,66
07-12-2022 16:00:00	125,69	123,74	28,38	9364,31	17,81	10,07
07-12-2022 16:30:00	110,40	117,85	27,97	9374,38	16,96	28,07
07-12-2022 17:00:00	351,73	549,76	35,08	9402,46	79,95	34,32
07-12-2022 17:30:00	143,55	261,95	29,48	9436,78	38,52	13,23
Média	**395,50**	**460,36**	**36,00**	**-**	**64,78**	**37,13**

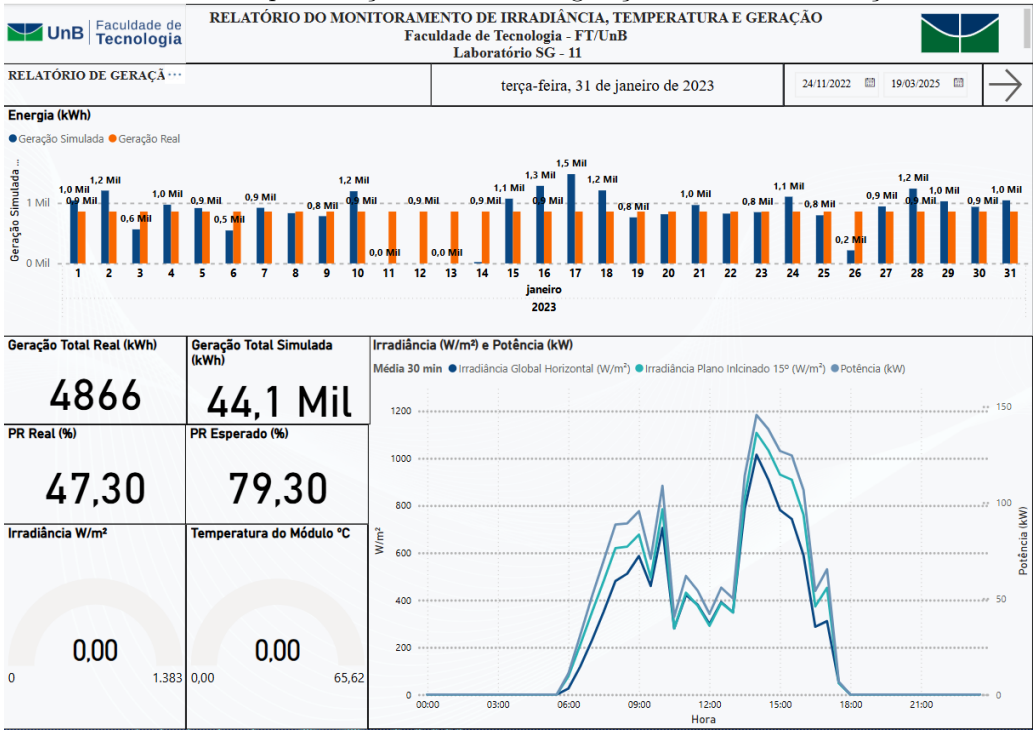
Fonte: Dados do Próprio Autor.

Figura 4.15. Interface de apresentação dos dados de medição instantânea no *Power BI®*.



Fonte: Dados do Próprio Autor. Disponível em:<https://app.powerbi.com/links/lt5WHgwhpR?ctid=ec359ba1-630b-4d2b-b833-c8e6d48f8059&pbi_source=linkShare>.

Figura 4.16. Interface de apresentação dos dados de geração e média das medições no *Power BI®*.



Fonte: Dados do Próprio Autor. Disponível em:<https://app.powerbi.com/links/lt5WHgwhpR?ctid=ec359ba1-630b-4d2b-b833-c8e6d48f8059&pbi_source=linkShare>.

4.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos com o desenvolvimento do *software* de estimação e do *hardware* de medição. Também foram demonstrados os índices de desempenho de cada cenário simulado, assim como o desempenho atual da planta fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília - FT/UnB. Os resultados evidenciam a eficácia de ambas as ferramentas desenvolvidas, bem como a sua aplicabilidade na avaliação e monitoramento de usinas fotovoltaicas.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

Neste capítulo, serão apresentadas as conclusões referentes ao *software* desenvolvido, suas aplicações e limitações, bem como as aplicações e limitações do *hardware* de medição. Além disso, serão discutidas as funcionalidades e restrições da interface de visualização de dados. Por fim, as limitações do trabalho como um todo.

Este capítulo está organizado em cinco seções: conclusões acerca do *software*, conclusões acerca do *hardware*, conclusões acerca da interface de visualização de dados, conclusões gerais, por fim, as limitações do trabalho e propostas de trabalhos futuros.

5.1 *SOFTWARE* PROPOSTO

O *software* proposto neste trabalho é capaz de simular cenários com diferentes tipos de perdas inseridas manualmente, mas não permite a inserção de modelos tridimensionais para avaliar os níveis de perda por sombreamento. Além disso, o *software* também não possui implementações complexas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), ele apenas gera a curva I-V completa do par (temperatura, irradiância) e identifica o ponto de máxima potência (PMP) da curva I-V. Apesar desse ponto ser o PMP ideal do sistema, os sistemas reais não operam dessa forma.

Apesar dessas limitações, o *software* mostrou-se capaz de simular a usina fotovoltaica em funcionamento pleno, com baixo percentual de erro médio entre a potência instantânea verificada e a simulada (6,81 kW), em comparação com o caso do Cenário Atual da usina, demonstrando sua capacidade de trazer um panorama de comparação entre a geração esperada da usina fotovoltaica e a efetivamente gerada. Esse tipo de ferramenta permite um diagnóstico de problemas de geração na usina fotovoltaica em tempo real, apesar de estar limitada a somente apresentar a diferença entre os valores de geração e a diferença entre o *performance ratio* real

e esperado, ou seja, não emite diagnósticos completos do sistema (as eventuais causas do baixo desempenho).

Por fim, o *software* apresentado não está exclusivamente atrelado à usina da FT, ele pode ser customizado para diferentes tipos de plantas fotovoltaicas e contextos, possibilitando a avaliação de desempenho e a realização de diagnósticos de usinas fotovoltaicas de qualquer perfil, com ajustes rápidos e simples, como a limpeza dos módulos ou a desobstrução da incidência solar por meio da poda de árvores próximas.

5.2 *HARDWARE* PROPOSTO

Em relação ao *Hardware* proposto, ele mostrou-se eficiente na coleta, tratamento e transmissão dos dados para a nuvem. Os dados coletados ao longo do período de avaliação, em comparação com os dados coletados pela estação meteorológica, apresentaram baixos desvios do erro médio absoluto (23,98 W/m^2). Isso evidencia a eficácia do sistema de medição desenvolvido. No entanto, em alguns períodos, como evidenciado no dia 26/01/2023, o sistema apresentou falhas de medição, que podem ter ocorrido por falta de conexão *Wi-Fi* ou de eletricidade. Isso demonstra a necessidade do aprimoramento do sistema para permitir que os dados coletados sejam armazenados $offline$, instalando um módulo de armazenamento local *SD Card* e uma bateria, para garantir a integridade da série histórica de dados coletados.

Apesar disso, o sistema apresentou um desempenho consistente, com apenas um registro de falha identificado em 26/01/2023 durante todo o período avaliado. Mesmo em dias que inicialmente sugeriam possíveis falhas de medição, como em 22/01/2023, quando a irradiância apresentou valores nulos. No entanto, ao avaliar a irradiância do dia 22/01/2023 em conjunto com os dados de geração da usina FT, ficou evidente que durante aquele período houve uma obstrução da radiação solar.

Além disso, enquanto soluções comerciais exigem alto investimento e infraestrutura, o *hardware* proposto fornece uma alternativa de baixo custo que consegue atender diretamente às necessidades básicas de monitoramento de radiação solar e temperatura para usinas fotovoltaicas. Embora estações meteorológicas ofereçam um maior conjunto de dados meteorológicos, o *hardware* desenvolvido mostrou-se suficiente para aplicações específicas no contexto fotovol-

taico, com precisão e eficiência, na captura das variáveis relevantes para o estudo de desempenho de usinas fotovoltaicas.

Por fim, o *hardware* proposto demonstrou a capacidade de fornecer dados confiáveis para as análises e diagnósticos realizados neste trabalho, consolidando-se como uma solução viável para aplicações acadêmicas e experimentais.

5.3 INTERFACE DE VISUALIZAÇÃO DE DADOS

A interface de visualização de dados é simples, dinâmica, intuitiva e de fácil manipulação, permitindo ao usuário realizar análises rápidas e eficientes dos indicadores de geração de energia (irradiância global horizontal (GHI), irradiância total no plano inclinado (GTI), geração real, geração estimada, temperatura ambiente, temperatura estimada dos módulos fotovoltaicos, potência instantânea e o *performance ratio* real e estimado). No entanto, a solução foi implementada utilizando uma plataforma proprietária, o que limita a personalização dos visuais, depende de licença do produto e possui integração limitada com outras ferramentas.

Apesar dessas limitações, a ferramenta atende de forma satisfatória às necessidades básicas de monitoramento, disponibilizando os gráficos e indicadores para diagnóstico de falhas e desvios operacionais em tempo real. Essa funcionalidade é essencial para a detecção de problemas, contribuindo para uma manutenção preditiva da usina e de diagnósticos rápidos de eventuais problemas da usina.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por fim, em relação ao sistema como um todo (*Software*, *Hardware* e Interface de Visualização), o trabalho desenvolvido demonstra a viabilidade de sua utilização como mecanismo eficiente de avaliação inicial de usinas fotovoltaicas. Trata-se de uma solução simples, de baixo custo e facilmente implementável, adequada ao contexto acadêmico, apresentando um grande potencial como ferramenta educacional, auxiliando estudantes e pesquisadores na análise de usinas fotovoltaicas em cenários reais e simulados.

Além do ambiente acadêmico, o sistema também possibilita a utilização em usinas de pe-

queno porte, no âmbito da micro e minigeração distribuída (MMGD), oferecendo uma alternativa prática para a avaliação de desempenho dessas instalações.

Por outro lado, em usinas de grande porte, nas quais há demanda por equipamentos de alta precisão e sistemas avançados de monitoramento, a solução proposta torna-se inviável frente às tecnologias atuais do mercado.

De todo modo, ferramentas como a desenvolvida neste trabalho são essenciais no atual contexto de transição energética, contribuindo para o desenvolvimento de estudos e novas ferramentas para a maximização da eficiência operacional de usinas fotovoltaicas.

A Tabela 5.1 apresenta algumas vantagens e desvantagens do sistema desenvolvido.

Tabela 5.1. Vantagens e Desvantagens do Sistema Desenvolvido (*Hardware* + *Software* + Interface de Visualização).

Vantagens	**Desvantagens**
Integração total entre *hardware*, *software* e interface de visualização, reduzindo problemas de compatibilidade.	Requer manutenção contínua tanto no *hardware* quanto no software para garantir pleno funcionamento.
Coleta de dados em tempo real, alimentando diretamente o modelo de estimação.	Sensibilidade a falhas nos sensores ou na comunicação, que podem comprometer os resultados.
Diagnóstico inicial usando dados reais de medição.	Ausência de um diagnóstico completo automatizado que contenha todas as variáveis operacionais.
Modularidade, permitindo expansão com novos sensores e modelos.	Necessidade de validação contínua para garantir a acurácia e robustez das estimativas.
Utilidade para aplicações científicas e operacionais em pequenas usinas.	Escalabilidade limitada para aplicações em larga escala.
Controle total sobre parâmetros, ajustes e melhorias.	–
Adaptação ao contexto local e condições específicas da usina.	–
Redução inicial de custos ao evitar soluções comerciais caras.	–

Fonte: Dados do Próprio Autor.

5.5 LIMITAÇÕES DO TRABALHO E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Esta seção apresenta algumas das limitações identificadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho e algumas propostas para trabalhos futuros.

Em relação ao *Software* proposto, foram identificadas as seguintes limitações:

- Impossibilidade de modelar o sistema de forma tridimensional;
- Ausência de modelagem matemática da UCP;
- Ausência de algoritmos avançados de MPPT;
- O *software* é focado em diagnóstico pontual, não contempla previsões futuras de geração;
- Não considera sombreamentos parciais na modelagem.

Em relação ao *Hardware* proposto, foram identificadas as seguintes limitações:

- Ausência de bateria para operar em campo ou em situações de falta de energia;
- Ausência de sistema de armazenamento *offline* de dados.

Em relação à Interface de Visualização proposta, foram identificadas as seguintes limitações:

- Plataforma proprietária, o que dificulta a personalização e restringe o acesso.

Limitações do trabalho em geral:

- Ausência de dados reais de irradiância direta, difusa e albedo, para plano inclinado e horizontal;
- Os modelos de decomposição e transposição não foram avaliados;
- Não foram feitas análises profundas das causas das perdas de desempenho ou classificação (ex: sujidade, *mismatch*);
- Não apresenta relatórios de diagnóstico com causas prováveis e recomendações;
- Ausência de integração com bancos de dados meteorológicos.

Propostas de aprimoramento do *Software*, *Hardware* e Interface de Visualização propostos, e trabalhos futuros:

- Implementar interfaces técnicas de avaliação de sombreamento parcial, considerando obstáculos fixos e móveis;
- Implementar sistema de avaliação robusto das causas da perda de desempenho;

• Desenvolver modelo tridimensional para avaliação;

• Implementar interface de visualização *open source* (recomendação: utilizar as bibliotecas *Shiny* e *quarto*).

• Implementar módulos de bateria e SD ao *hardware*

• Criar interface de exportação de relatórios técnicos, com análises de desempenho detalhadas;

• Desenvolvimento de modelos preditivos, com aprendizado de máquina, para avaliar o potencial de geração futura;

• Avaliação do sistema em diferentes usinas.

REFERÊNCIAS

ABB Inc. *Datasheet ABB TRIO TM-50.0-400*. s.d. Disponível em: <https://sicessolar.com.br/wp-content/uploads/2017/11/TRIO-TM-50.0_60.0_BCD.00658_EN_RevE.pdf>. Acesso em 18 dez. 2022. Citado na página 26.

ADANE, A.; YAHIA, A.; MAMERI, E.; ADANE, A. Design of a microcontroller-based data acquisition system for ground weather observations: Evaluation of radio refractivity of air. *International Journal of Communications, Network and System Sciences*, v. 7, p. 355–364, 2014. Citado na página 43.

Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL nº 1059/2023*. 2023. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/>. Acesso em 27 jul. 2022. Citado na página 22.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução normativa nº 482*. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 15 jul. 2022. Citado na página 22.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELb). *Resolução normativa nº 687*. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 01 jul. 2022. Citado na página 22.

Analog Devices. *AD620 Datasheet: Low Power, Precision Instrumentation Amplifier (Rev. H)*. 2009. Disponível em: <https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/AD620.pdf>. Acesso em 17 jun. 2022. Citado na página 56.

ANGARITA, J.; VELASCO, L.; FILHO, A. *Ações de Eficiência Energética Associadas à Geração Distribuída - Estudo de Caso: Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília*. 1ª edição. ed. [S.l.]: Brasília, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 60.

Associação Brasileira de Energia Solar. *GD solar atinge 29 GW no Brasil*. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/gd-solar-atinge-29-gw-no-brasil/>. Acesso em 23 jun. 2024. Citado na página 23.

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). *ABNT NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto*. Brasil, 2019. Citado na página 26.

AYOMPE, L.; DUFFY, A.; MCCORMACK, S.; CONLON, M. Validated real-time energy models for small-scale grid-connected pv-systems. *Energy*, Elsevier, v. 35, n. 10, 2010. Citado na página 35.

BENGHANEM, M.; HADDAD, S.; ALZAHRANI, A.; MELLIT, A.; ALMOHAMADI, H.; KHUSHAIM, M.; AIDA, M. Evaluation of the performance of polycrystalline and monocrystalline pv technologies in a hot and arid region: An experimental analysis. *Sustainability*, v. 15, n. 14831, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su152014831>. Citado na página 25.

BIZERRA, R. S. I.; HENRIQUE, M. N. M. Métodos de estimação de radiação solar global para o estado de pernambuco. 2020. Citado na página 8.

Brasil. *Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004*. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em 08 jul. 2022. Citado na página 23.

BÜHLER, A. J. *Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos*. 195 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011. Citado na página 25.

CALLAHAN, J.; COX, D.; HOFFMAN, K.; O'SHEA, D.; POLLATSEK, H.; SENECHAL, L. *Calculus in Context*. Northampton, MA: Smith College, 2008. Disponível em: <https://scholarworks.smith.edu/textbooks/2>. Citado na página 35.

Canadian Solar Inc. *Datasheet Canadian Solar MaxPower CS6U-325|330|335P*. s.d. Disponível em: <https://ourolux.com.br/media/sparsh/product_attachment/Datasheet_M_dulo_330W_-_Canadian_-_CS6U330P.pdf>. Acesso em 18 dez. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 25, 45 e 52.

CAO, X.-Y.; LIN, W.-S.; LIU, H.-B.; DENG, J.-N.; ARSALAN, M.; ZHU, K.-M.; CHEN, Y.-F.; WAN, J. An soi photodetector with field-induced embedded diode showing high responsivity and tunable response spectrum by backgate. *IEEE Transactions on Electron Devices*, IEEE, v. 65, n. 12, p. 5412–5418, 2018. Citado na página 30.

CARVALHO, A. L. C. d. *Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas*. Dissertação — Universidade Federal de Minas Gerais, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, RJ, 2014. Especial. Citado na página 25.

CHEQUER, T.; BROWN, M. *Lei nº14.300/2022: Marco Legal da Geração Distribuída*. S.l.: [s.n.], 2022. 1–3 p. Informativo Energia Elétrica. Citado na página 1.

COMPAORE, O. W.; KOALAGA, Z.; HOBLOS, G. Instrumentation of real-time acquisition system for diagnosis in a photovoltaic generator. In: *2022 IEEE Multi-conference on Natural and Engineering Sciences for Sahel's Sustainable Development (MNE3SD)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–5. Citado na página 42.

CRISTALDI, L.; FAIFER, M.; ROSSI, M.; ZANINELLI, D. Economical evaluation of pv system losses due to the dust and pollution. In: *2012 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings (I2MTC)*. Graz, Austria: IEEE, 2012. p. 614–618. Citado na página 36.

CUBAS, J.; PINDADO, S.; MANUEL, C. D. Explicit expressions for solar panel equivalent circuit parameters based on analytical formulation and the lambert w-function. *Energies*, MDPI, v. 7, n. 7, p. 4098–4115, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.

DAHMOUN, M. E.-H.; BEKKOUCHE, B.; SUDHAKAR, K.; GUEZGOUZ, M.; CHENAFI, A.; CHAOUCH, A. Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale pv plant in algeria. *Energy for Sustainable Development*, v. 61, p. 181–195, 2021. ISSN 0973-0826. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.02.004>. Citado na página 37.

Diário Oficial da União (DOU). *Lei nº 14.300, 6 de Janeiro de 2022*. 2022. Diário Oficial da União - Seção: 1 - Página: 4, Brasília, 2022. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em 10 dez. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 22.

DOMINGOS, S. F.; MONTEIRO, L. G.; BOAVENTURA, W. do C. Estado da arte para previsão da radiação solar. 2020. Citado na página 5.

DRIESSE, A.; JENSEN, A. R.; PEREZ, R. A continuous form of the perez diffuse sky model for forward and reverse transposition. *Solar Energy*, v. 267, p. 112093, 2024. ISSN 0038-092X. Citado na página 20.

DUHIS, A. H.; ALJANABI, M.; AL-KAFAJI, M. S. S. Increasing photovoltaic system power output with white paint albedo – a scenario in al-mausaib city using pvsyst software. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, v. 14, n. 2, p. 1149–1159, June 2023. ISSN 2088-8694. Disponível em: <http://ijpeds.iaescore.com>. Citado na página 19.

EL-ADAWI, M.; SHALABY, S.; EL-GHANY, S. A.; SALMAN, F.; ATTALLAH, M. Prediction of the daily global solar irradiance received on a horizontal surface-new approach. *Int. l Refereed Journal of Engineering and Science*, v. 4, n. 6, p. 85–93, 2015. Citado na página 10.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4>. Citado na página 14.

FELIPE, T.; MELO, F.; FREITAS, L. Design and development of an online smart monitoring and diagnosis system for photovoltaic distributed generation. *Energies*, v. 14, 2021. Citado na página 39.

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In: *II Simposio de estudos e pesquisas em ciencias ambientais na Amazonia*. [S.l.: s.n.], 2013. Citado na página 23.

GNETCHEJO, P. J.; ESSIANE, S. N.; DADJÉ, A.; WAPET, D. M.; ELE, P. Optimal design of the modelling parameters of photovoltaic modules and array through metaheuristic with secant method. *Energy Conversion and Management: X*, v. 15, 2022. ISSN 2590-1745. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174522000964>. Citado na página 32.

GÓMEZ, J.; CARLESSO, F.; VIEIRA, L.; SILVA, L. D. A irradiância solar: conceitos básicos. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, SciELO Brasil, v. 40, 2018. Citado na página 7.

GUSA, R. F.; SUNANDA, W.; DINATA, I.; HANDAYANI, T. P. Monitoring system for solar panel using smartphone based on microcontroller. In: *2018 2nd International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 79–82. Citado na página 42.

HERBINGER, F.; KUMMERT, M. Physics- and statistics-based quality control of weather files. IBPSA-Canada, v. 12, 2022. Citado na página 10.

HERNÁNDEZ, R.; VERA-GARCÍA, F.; GARCÍA-CASCALES, J. *Estudio de la influencia de la refrigeración con aire de forma natural e inducida en el comportamiento de instalaciones fotovoltaicas*. 292 p. Tese (Doutorado) — Universidad Politécnica de Cartagena, 2014. Citado na página 9.

Holtek. *HT7660 Datasheet: Voltage Converter (Rev. 1.11)*. 2009. Disponível em: <https://www.holtek.com/documents/10179/116711/7660v111.pdf>. Acesso em 29 jun. 2022. Citado na página 56.

HYNDMAN, R. J.; ATHANASOPOULOS, G. *Forecasting: Principles and Practice*. 2nd. ed. [S.l.]: OTexts, 2018. <https://otexts.com/fpp2/>. Citado na página 12.

INTEGRATED, M. *DS18B20 Datasheet: High-Precision 1-Wire Digital Thermometer (Rev. 03)*. 2019. Disponível em <https://datasheets.maximintegrated.com/en/ds/DS18B20.pdf>. Acesso em 10 de dez. 2022. Citado na página 55.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Wiley, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013. Citado na página 37.

JUNIOR, R. A. F. C.; HOFFMANN, A. S.; BARBOSA, L. de O.; COUTINHO, R. d. A. P. S. A geração distribuída e a redução de carbono na matriz elétrica brasileira. *Revista Internacional de Ciências*, v. 11, n. 1, p. 42–60, 2021. Citado na página 1.

KATYARMAL, M.; WALKUNDE, S.; SAKHARE, A.; RAWANDALE, U. Solar power monitoring system using iot. *Int Res J Eng Technol (IRJET)*, v. 5, n. 3, 2018. Citado na página 27.

KIPP; ZONEN. *Manual de fabricação*. [S.l.], 2016. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 9.

KRISMADINATA; RAHIM, N. A.; PING, H. W.; SELVARAJ, J. Photovoltaic module modeling using simulink/matlab. *Procedia Environmental Sciences*, v. 17, p. 537–546, 2013. ISSN 1878-0296. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2013.02.069>. Citado na página 32.

KUMAR, A.; GUPTA, N.; GUPTA, V. A comprehensive review on grid-tied solar photovoltaic system. *Journal of Green Engineering*, River Publishers, v. 7, n. 1, 2017. Citado na página 24.

LEE, H.-J.; KIM, S.-Y.; YUN, C.-Y. Comparison of solar radiation models to estimate direct normal irradiance for korea. *Energies*, v. 10, n. 5, p. 594, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en10050594>. Citado na página 15.

LUCAS, J. R. Assessment of solar output intermittency through domestic rooftop site data for 2017-2021. *Journal of Advances in Engineering*, v. 1, 2022. Citado na página 5.

LUNA, M. L. M. *Comparação e Validação de Modelos Elétricos de um Diodo e dois Diodos de um Módulo Fotovoltaico*. Monografia — Universidade Federal do Ceará, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.

LUíZA, A. *Placas de energia fotovoltaica no telhado da Faculdade de Tecnologia - FT*. 2019. [Imagem]. Universidade de Brasília – UnB Imagens. Disponível em: <http://unbimagens.unb.br/index.php/acervo/category/33-sustentabilidade>. Acesso em: 10 jan. 2025. Citado na página 60.

MAHACHI; RIX, A. J. Evaluation of irradiance decomposition and transposition models for a region in south africa investigating the sensitivity of various diffuse radiation models. In: *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. Florence, Italy: [s.n.], 2016. p. 3064–3069. Citado na página 13.

MAHMOUDI, E.; NUNES, I.; NEVES, M. R. M.; GARCIA, R.; MARQUES, F. C.; VILLALVA, M. G.; BARROS, T. A. dos S. Title of the paper (substituir aqui pelo título real). In: *Proceedings of the 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2023)*. [S.l.: s.n.], 2023. v. 40, p. 4254–4276. Citado na página 18.

MARION, B.; SMITH, B. Photovoltaic system derived data for determining the solar resource and for modeling the performance of other photovoltaic systems. *Solar Energy*, v. 147, p. 349–357, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.043>. Citado na página 6.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S. d. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. d. *Atlas brasileiro de energia solar 2*. [S.l.]: Inpe, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 1, 6, 7 e 8.

MAXWELL, E. L. *A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation*. Golden, CO, 1987. Citado na página 15.

MEDEIROS, J. V. F. F. D. *et al.* A comparison of eight transposition models applied for different orientations under different albedo scenarios. In: *Solar Resources and Energy Meteorology, EuroSun*. [S.l.: s.n.], 2022. Citado na página 18.

MIRANDA, A. B. C. M. *Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2014. Citado na página 37.

MUNOZ, O.; RUELAS, A.; ROSALES, P.; ACUñA, A.; SUASTEGUI, A.; LARA, F. Design and development of an iot smart meter with load control for home energy management systems. *Sensors*, v. 22, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.

National Renewable Energy Laboratory. *System Advisor Model*. 2022. Version 2020.2.29 (SAM 2020.2.29). Golden, CO. Acesso em 27 dez. 2022. <sam.nrel.gov>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 50.

NovaLynx. *Solar Radiation: 240-8101 Star Pyranometer*. s.d. Disponível em: <https://novalynx.com/brochures/240-8101.pdf>. Acesso em 23 dez. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 54, 57 e 62.

ORGILL, J. F.; HOLLANDS, K. G. T. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, v. 19, n. 4, p. 357–359, 1977. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90006-8>. Citado na página 15.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H>. Citado na página 20.

PREMKUMAR, M.; CHANDRASEKARAN, K.; SOWMYA, R. Mathematical modelling of solar photovoltaic cell/panel/array based on the physical parameters from the manufacturer's datasheet. *International Journal of Renewable energy development*, Diponegoro University, v. 9, n. 1, p. 7, 2020. Citado na página 31.

PRUNIER, Y.; CHUET, D.; NICOLAY, S.; HAMON, G.; DARNON, M. Optimization of photovoltaic panel tilt angle for short periods of time or multiple reorientations. *Energy Conversion and Management: X*, v. 20, p. 100417, 2023. ISSN 2590-1745. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100417>. Citado na página 13.

RESTREPO-CUESTAS, B. J.; MONTANO, J.; RAMOS-PAJA, C. A.; TREJOS-GRISALES, L. A.; OROZCO-GUTIERREZ, M. L. Parameter estimation of the bishop photovoltaic model using a genetic algorithm. *Applied Sciences*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 6, p. 2927, 2022. Citado na página 33.

Revista Potência. *Instalação Fotovoltaica - Sistemas On grid e Off grid*. 2022. Disponível em: <https://revistapotencia.com.br/eletricista-consciente/instalacao-fotovoltaica/energia-solar-sistemas-on-grid-e-off-grid/>. Acesso em 29 dez. 2022. Citado na página 24.

RODRIGUES, J. P. C. *Estudo de viabilidade técnico-econômica da usina fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília*. xv, 181 p. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Brasília, DF, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 59, 60 e 61.

ROSSO, A. P.; RAMPINELLI, G. A.; SCHAEFFER, L. Desenvolvimento e caracterização de células de referência através de diferentes métodos de calibração. 2020. Citado na página 9.

SALMI, T.; BOUZGUENDA, M.; GASTLI, A.; MASMOUDI, A. Matlab/simulink based modeling of photovoltaic cell. *International journal of renewable energy research*, v. 2, n. 2, p. 213–218, 2012. Citado na página 30.

SANCHEZ, G.; CANCILLO, M. L.; SERRANO, A. An intercomparison of the thermal offset for different pyranometers. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 121, p. 7901–7912, 2016. Citado na página 12.

SARABI, M.; HEKMAT, M. H. An experimental study on performance improvement of concentrated photovoltaic (cpv) systems using phase change materials (pcms). *Renewable Energy*, v. 236, 2024. ISSN 0960-1481. Citado na página 10.

SILVA, A. M.; MELO, F. C.; REIS, J. H.; FREITAS, L. C. The study and application of evaluation methods for photovoltaic modules under real operational conditions, in a region of the brazilian southeast. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 138, p. 1189–1204, 2019. Citado na página 30.

SILVA, M. K. da; MELO, K. B. de; COSTA, T. S.; NARVEZ, D. I.; MESQUITA, D. de B.; VILLALVA, M. G. Comparative study of sky diffuse irradiance models applied to photovoltaic systems. In: *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. Porto, Portugal: [s.n.], 2019. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

SOUZA, M. Bester de; TIEPOLO, G. M.; JUNIOR, J. U.; FREITAS, D. V.; YANG, R. L. Modelos para estimativa da radiação difusa a partir da radiação global horizontal para a cidade de curitiba/pr. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*. [s.n.], 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.59627/cbens.2020.749>. Citado na página 14.

SOUZA, R. d. *Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltáica*. Ribeirão Preto: Bluesol, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.

SYSTEMS, E. *ESP32 Datasheet: Technical reference manual (V3.3)*. 2021. Disponível em: <https://www.espressif.com/sites/default/files/documentation/esp32_datasheet_en.pdf>. Acesso em 18 dez. 2022. Citado na página 55.

TERZIOGLU, H.; KAZAN, F. A.; SUNGUR, C. *The Irrigation System Fed from Biaxial PV Panels*. Konya, Turkey: [s.n.], s.d. Departamento de Eletricidade e Energia. Citado na página 6.

Texas Instruments. *INA219 Datasheet: Precision Wideband Current and Power Monitor (Rev. D)*. 2015. Disponível em: <https://www.ti.com/lit/ds/symlink/ina219.pdf>. Acesso em 13 jun. 2022. Citado na página 55.

Texas Instruments. *LM358 Datasheet: Low Power Dual Operational Amplifiers (Rev. AA)*. 2022. Disponível em: <https://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm358b.pdf>. Acesso em 25 jun. 2022. Citado na página 56.

TORRES, G. *Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas no Brasil*. 108 p. Dissertação (Mestrado) — Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2021. Citado na página 23.

TRIPATHY, M.; KUMAR, M.; SADHU, P. Photovoltaic system using lambert w function-based technique. *Solar Energy*, Elsevier, v. 158, p. 432–439, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

TWAHA, S.; RAMLI, M. A. A review of optimization approaches for hybrid distributed energy generation systems: Off-grid and grid-connected systems. *Sustainable Cities and Society*, Elsevier, v. 41, p. 320–331, 2018. Citado na página 24.

URRACA, R.; GRACIA-AMILLO, A. M.; HULD, T.; PISON, F. J. Martinez-de; TRENTMANN, J.; LINDFORS, A. V.; RIIHELÄ, A.; SANZ-GARCIA, A. Quality control of global solar radiation data with satellite-based products. *Solar Energy*, Elsevier, v. 158, p. 49–62, 2017. Citado na página 12.

VICK, B. D.; MYERS, D. R.; BOYSON, W. E. Using direct normal irradiance models and utility electrical loading to assess benefit of a concentrating solar power plant. *Solar Energy*, v. 86, n. 12, p. 3519–3530, 2012. ISSN 0038-092X. Citado na página 16.

YETAYEW, T. T.; JYOTHSNA, T. R. Parameter extraction of photovoltaic modules using newton raphson and simulated annealing techniques. In: *2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 229–234. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

ZAGO, R. M. *Sistema de baixo custo para monitoramento da geração de energia solar com conexão para Internet das Coisas*. 153 p. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.

ZAIONS, D. F.; BALBINO, A. J.; BARATIERI, C. L.; STANKIEWICZ, A. L. Comparative analysis of buck and boost converters applied to different maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems. In: *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 34.

ZHANG, C.; ZHANG, J.; HAO, Y.; LIN, Z.; ZHU, C. A simple and efficient solar cell parameter extraction method from a single current-voltage curve. *Journal of applied physics*, American Institute of Physics, v. 110, n. 6, p. 064504, 2011. Citado na página 33.

ZOU, X.; BIAN, L. Development of a data acquisition system for grid-connected photovoltaic systems. In: *2011 International Conference on Electrical and Control Engineering*. [S.l.: s.n.], 2011. Citado na página 42.

APÊNDICE A

CÓDIGOS DESENVOLVIDOS

A.1 CÓDIGO DE COLETA DE DADOS DE GERAÇÃO

```python
from selenium import webdriver
from selenium.webdriver.common.by import By
from selenium.webdriver.chrome.service import Service
from selenium.webdriver.chrome.options import Options
from selenium.webdriver.support.ui import WebDriverWait
from selenium.webdriver.support import expected_conditions as EC
import urllib.parse
import pandas as pd
import time

# Caminho para o ChromeDriver
caminho_chrome = r"C:\Users\Kevin\chromedriver-win64\chromedriver.exe"

# Configurações do navegador
options = Options()
#options.add_argument('--start-maximized')
options.add_argument('--headless')

# Inicializa o driver
service = Service(executable_path=caminho_chrome)
driver = webdriver.Chrome(service=service, options=options)

# Abre a página de login
driver.get('https://www.auroravision.net/ums/v1/loginPage')

try:
    campo_usuario = WebDriverWait(driver, 10).until(
        EC.visibility_of_element_located((By.ID, "userId"))
    )
    campo_usuario.send_keys("Usuário")

    campo_senha = driver.find_element(By.ID, "password")
    campo_senha.send_keys("Senha")

    botao_login = driver.find_element(By.NAME, "login-btn")
    botao_login.click()
    time.sleep(3)

    # Acessa a dash da usina
```

```
    link_dashboard = WebDriverWait(driver, 10).until(
        EC.element_to_be_clickable((By.XPATH, '//a[contains(@href,
        ↪  "dashboard/#23084075")]'))
    )
    driver.execute_script("arguments[0].scrollIntoView();", link_dashboard)
    link_dashboard.click()
    time.sleep(3)

    # Seleciona a aba 1D
    aba_1d = WebDriverWait(driver, 10).until(
        EC.element_to_be_clickable((By.XPATH, '//li[@data-interval="1D"]'))
    )
    aba_1d.click()
    time.sleep(3)

    # Clica no botão CSV
    botao_csv = WebDriverWait(driver, 15).until(
        EC.element_to_be_clickable((By.XPATH,

          ↪  '/html/body/div[1]/av-frame/main/av-dashboard/div/div/div/div/div/av-plant-perfo
    )
    botao_csv.click()
    time.sleep(3)

    link_element = WebDriverWait(driver, 10).until(
        EC.presence_of_element_located((By.XPATH, '/html/body/a[1]'))
    )
    data_url = link_element.get_attribute('href')

    if data_url.startswith('data:text/csv'):
        csv_encoded = data_url.split(',', 1)[1]
        csv_content = urllib.parse.unquote(csv_encoded)

        # Salva o conteúdo em um arquivo CSV
        with open('dados_usina.csv', 'w', encoding='utf-8') as f:
            f.write(csv_content)
    else:
        print("Erro")

except Exception as e:
    print(f"Ocorreu um erro: {e}")
    driver.save_screenshot('erro.png')

# Encerra o navegador
driver.quit()

```

A.2 CÓDIGO DO *HARDWARE* DE MEDIÇÃO

```
#include <HTTPClient.h>
#include <WiFi.h>
#include "string.h"
#include <OneWire.h>
#include <DallasTemperature.h>
#include <Wire.h>
#include <Adafruit_INA219.h>
Adafruit_INA219 ina219;

//Configurando Wifi
const char* ssid     = "LQEE 2";
const char* password = "---";

//Configurando conexão com o Servidor
char *server = "script.google.com";
char *GScriptId = "ID do script";
const int httpsPort = 443;
WiFiClientSecure client;

//Configurando os sensores
#define DS18B20PIN 2
OneWire oneWire(DS18B20PIN);
DallasTemperature sensor(&oneWire);

//Variáveis
float t;
float h;

void ReadSensor(){
  sensor.requestTemperatures();
  float t = sensor.getTempCByIndex(0);
  if (isnan(t)) {
  Serial.println("Falha ao ler a temperatura!");
  return;
  }

  float current_mA = 0;
  float shuntvoltage = 0;
  float busvoltage = 0;
  float loadvoltage = 0;
  float power_mW = 0;
  float irradiance = 0;

  shuntvoltage = ina219.getShuntVoltage_mV();
  busvoltage = ina219.getBusVoltage_V();
  current_mA = ina219.getCurrent_mA();
  power_mW = ina219.getPower_mW();
  loadvoltage = busvoltage + (shuntvoltage/1000);
  current_mA = ina219.getCurrent_mA();
```

```
50    irradiance = ((loadvoltage)/(0.0075));
51
52    Serial.print(loadvoltage);  Serial.println(" V");
53    Serial.print(current_mA);  Serial.println(" mA");
54    Serial.print(irradiance); Serial.println(" W/m²");
55    Serial.print(t);  Serial.println(" C");
56
57    HTTPClient http;
58    delay(10000);
59    String url = String("https://script.google.com") + "/macros/s/" + GScriptId +
      ↪  "/exec?" + "value1=" + irradiance  + "&value2=" + t;
60    Serial.print("Fazendo a requisição ");
61    http.begin(url.c_str());
62    http.setFollowRedirects(HTTPC_STRICT_FOLLOW_REDIRECTS);
63    int httpCode = http.GET();
64    String payload;
65    if (httpCode > 0) {
66      payload = http.getString();
67      Serial.println(httpCode);
68      Serial.println(payload);
69    }
70    else {
71      Serial.println("Erro de requisição");
72    }
73    http.end();
74  }
75
76  void setup() {
77    Serial.begin(115200);
78    sensor.begin();
79    ! ina219.begin();
80    ina219.setCalibration_16V_400mA();
81    Serial.print("Conectando ao WiFi: ");
82    Serial.println(ssid);
83    Serial.flush();
84    WiFi.begin(ssid, password);
85    while (WiFi.status() != WL_CONNECTED)
86    {
87      delay(500);
88      Serial.print(WiFi.status());
89      Serial.print(".");
90    }
91    Serial.println("");
92    Serial.println("WiFi connected");
93    Serial.println("IP : ");
94    Serial.println(WiFi.localIP());
95  }
96
97  void loop()
98  {
99    ReadSensor();
100   delay(60000);
```

```
  delay(60000);
  delay(60000);
  delay(60000);
  delay(45000);
}
```

A.3 CÓDIGO DE ESCRITA DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NA NUVEM

```
function doGet(e) {
  Logger.log( JSON.stringify(e) );
  var result = 'Ok';
  if (e.parameter == 'undefined') {
    result = 'Sem parâmetros';
  }
  else {
    var sheet_id = 'ID da Planilha';
    var sheet = SpreadsheetApp.openById(sheet_id).getSheetByName("Medições Instantâneas");
    var newRow = sheet.getLastRow() + 1;
    var rowData = [];
    d = new Date();
    rowData[0] = d;
    rowData[1] = d.toLocaleTimeString();


    for (var param in e.parameter) {
      Logger.log('No loop for, param=' + param);
      var value = stripQuotes(e.parameter[param]);
      Logger.log(param + ':' + e.parameter[param]);
      switch (param) {
        case 'value1':
          rowData[2] = value;
          result = 'Escrito na Coluna A';
          break;
        case 'value2':
          rowData[5] = value;
          result += 'Escrito na Coluna B';
          break;
        default:
          result = "Parâmetro não suportado";
      }
    }
    var Tamb = rowData[5]
    var Irr = rowData[2]
    var Tcell = (Number(Tamb)+(Number(43)-Number(20))*(Number(Irr)/Number(800)));
    rowData[4] = Tcell.toString();
    rowData[6] = newRow - 1;
    Logger.log(JSON.stringify(rowData));

    var newRange = sheet.getRange(newRow, 1, 1, rowData.length);
    newRange.setValues([rowData]);

    var spreadsheet = SpreadsheetApp.getActive();
    spreadsheet.getRange('C:C').activate();
```

```
    spreadsheet.getActiveRangeList().setNumberFormat('@');

  }

  return ContentService.createTextOutput(result);
}
function stripQuotes( value ) {
  return value.replace( / ^["']|['"]$/g, "");
}
```

A.4 CÓDIGO DE ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

```
function CalcTempCell() {
  var spreadsheet = SpreadsheetApp.getSheetByName("Medições Instantâneas")();
  spreadsheet.getRange('E3').activate();
  spreadsheet.getCurrentCell().setFormula('=F1+(43-20)*(C1/800)');
  spreadsheet.getRange('E4').activate();
};
```

A.5 CÓDIGO DE APLICAÇÃO DOS LIMITES DE IRRADIÂNCIA, DECOMPOSIÇÃO E TRANSPOSIÇÃO DE IRRADIÂNCIA

```
import math
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from datetime import datetime, timedelta
import pvlib
from pvlib.location import Location

# Define the latitude and longitude values
latitude = -15.763388
longitude = -47.872535
inclinacao = 15
azimute = 180
altitude = 1172
timezone = 'America/Sao_Paulo'


def calcular_zenite(data_hora):
    dia_ano = data_hora.timetuple().tm_yday
    hora_decimal = data_hora.hour + data_hora.minute / 60

    B = (360 / 365) * (dia_ano - 81)
    delta = 23.45 * math.sin(math.radians((360 * (dia_ano - 81)) / 365))

```

```
    EoT = 9.87 * math.sin(2 * math.radians(B)) - 7.53 * math.cos(math.radians(B)) - 1.5 * math.sin(math.radians(B))
    TC = 4 * (longitude - (-45)) + EoT
    LST = hora_decimal + TC / 60
    HRA = 15 * (LST - 12)

    alpha = math.asin(
        math.sin(math.radians(delta)) * math.sin(math.radians(latitude)) +
        math.cos(math.radians(delta)) * math.cos(math.radians(latitude)) * math.cos(math.radians(HRA))
    )

    zeta = 90 - math.degrees(alpha)
    if isinstance(zeta, complex) or math.isnan(zeta):
        return 90.0
    return zeta

def calcular_irradiancia_maxima(data_hora):
    zeta = calcular_zenite(data_hora)
    dia_ano = data_hora.timetuple().tm_yday
    S_ajustado = 1365 * (1 + 0.033 * math.cos(math.radians(360 * dia_ano / 365)))

    irradiancia_maxima_1 = S_ajustado * (1.5 * math.cos(math.radians(zeta))) ** 1.2 + 100
    irradiancia_maxima_2 = S_ajustado * (1.2 * math.cos(math.radians(zeta))) ** 1.2 + 50

    if isinstance(irradiancia_maxima_1, complex) or math.isnan(irradiancia_maxima_1):
        irradiancia_maxima_1 = 100
    if isinstance(irradiancia_maxima_2, complex) or math.isnan(irradiancia_maxima_2):
        irradiancia_maxima_2 = 100

    return irradiancia_maxima_1, irradiancia_maxima_2

    irradiancia_maxima_1_list.append(irradiancia_maxima_1)
    irradiancia_maxima_2_list.append(irradiancia_maxima_2)


# Lendos os dados e colocando em dataframe
dados = worksheet.get_all_values()
df = pd.DataFrame(dados[1:], columns=dados[0])
df['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] = df['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'].replace(',', '.', regex=True).astype(float)
df['TEMPERATURA DA PLACA (ºC)'] = df['TEMPERATURA DA PLACA (ºC)'].replace(',', '.', regex=True).astype(float)
df['TEMPERATURA AMBIENTE (ºC)'] = df['TEMPERATURA AMBIENTE (ºC)'].replace(',', '.', regex=True).astype(float)
df['datetime'] = pd.to_datetime(df['DATA'], format='%d/%m/%Y') + pd.to_timedelta(df['HORA'])
df = df.set_index('datetime')
```

```
67
68  #Zerando a Irradiância para os horários noturnos
69  hora = df.index.hour + df.index.minute / 60
70  df.loc[(hora >= 0) & (hora < 4.5), 'IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] = 0
71  df.loc[(hora >= 19.5) & (hora <= 24), 'IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] = 0
72
73  # Limite Inferior -  varrendo a coluna e substituindo os valores menores por 0
74  for index, row in df.iterrows():
75      if row['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] < 25:
76          df.at[index, 'IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] = 0
77
78  # Limite Superior
79  df['IRRADIÂNCIA MÁXIMA 1 (W/m²)'], df['IRRADIÂNCIA MÁXIMA 2 (W/m²)'] =
    ↪  zip(*df.index.map(calcular_irradiancia_maxima))
80
81  # Verificar se o valor de irradiância é maior que a irradiância máxima 1 e eliminar
    ↪  a linha correspondente na DataFrame df
82  df = df.loc[df['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] <= df['IRRADIÂNCIA MÁXIMA 1 (W/m²)']]
83
84  df['zenite'] = df.index.map(calcular_zenite)
85
86  ghi = pd.Series(
87   df['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)']
88  )
89
90  dni_extra = pvlib.irradiance.get_extra_radiation(df.index)
91  dni = pvlib.irradiance.dirint(ghi, df['zenite'], df.index)
92  dhi = ghi - dni * np.cos(np.radians(df['zenite']))
93
94  # Modelo de transposição de Perez
95  IrrPIInst = pvlib.irradiance.get_total_irradiance(
96      surface_tilt=inclinacao,
97      surface_azimuth=azimute,
98      solar_zenith=df['zenite'],
99      solar_azimuth=azimute,
100     dni=dni,
101     ghi=ghi,
102     dhi=dhi,
103     dni_extra=dni_extra,
104     model='perez',
105     albedo=0.2
106 )
107
108 df['IRRADIÂNCIA - IPI (W/m²)'] = IrrPIInst['poa_global']
109
110 # Escrevendo a irradiância instantânea no plano inclinado na planilha
111 IrrPIInst = IrrPIInst['poa_global']
112 IrrPIInst = np.nan_to_num(IrrPIInst, nan=0.0, posinf=0.0, neginf=0.0).tolist()
113 IrrPIInst = np.vstack(IrrPIInst)
114 IrrPIInst = IrrPIInst.astype(float)
115 IrrPIInst = IrrPIInst.tolist()
116 worksheet.update("D2:D", IrrPIInst)
```

```
117
118
119 # Conversão dos dados de medição instantânea para medição média
120 df['valores_zero'] = (df['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] == 0) & (df['TEMPERATURA DA
    ↪ PLACA (ºC)'] == 0) & (df['TEMPERATURA AMBIENTE (ºC)'] == 0) & (df['IRRADIÂNCIA -
    ↪ IPI (W/m²)'] == 0)
121 df_media_30min = df.resample('30T').mean(numeric_only=True)
122 df_media_30min = df_media_30min.dropna()
123
124
125 # Encontrar índices onde a diferença é superior a 30 minutos
126 indices_novas_linhas = df_media_30min.index.to_series().diff() >
    ↪ pd.Timedelta(minutes=30)
127 indices_novas_linhas = indices_novas_linhas[indices_novas_linhas].index
128
129 # Limite Inferior -  varrendo a coluna e substituindo os valores menores por 0
130 for index, row in df_media_30min.iterrows():
131     if row['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] < 25:
132         df_media_30min.at[index, 'IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)'] = 0
133
134 # Criar novas linhas com valores nulos
135 novas_linhas = []
136 for indice in indices_novas_linhas:
137     nova_hora = indice - pd.Timedelta(minutes=30)
138     nova_linha = {'DATA': nova_hora.strftime('%d/%m/%Y'),
139                   'HORA': nova_hora.strftime('%H:%M:%S'),
140                   'IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)': 0,
141                   'TEMPERATURA DA PLACA (ºC)': 0,
142                   'TEMPERATURA AMBIENTE (ºC)': 0,
143                   'IRRADIÂNCIA - IPI (W/m²)': 0}
144     novas_linhas.append(nova_linha)
145
146 # Concatenar as novas linhas ao DataFrame
147 df_novas_linhas = pd.DataFrame(novas_linhas)
148 df_novas_linhas['datetime'] = pd.to_datetime(df_novas_linhas['DATA'],
    ↪ format='%d/%m/%Y') + pd.to_timedelta(df_novas_linhas['HORA'])
149 df_novas_linhas = df_novas_linhas.set_index('datetime')
150 df_media_30min = pd.concat([df_media_30min, df_novas_linhas]).sort_index()
151
152 # Remover a coluna 'valores_zero'
153 df_media_30min = df_media_30min.drop('valores_zero', axis=1)
154 df_media_30min = df_media_30min.drop('DATA', axis=1)
155 df_media_30min = df_media_30min.drop('HORA', axis=1)
156 novo_indice = pd.date_range(start=df_media_30min.index.min(),
    ↪ end=df_media_30min.index.max(), freq='30min')
157 df_media_30min = df_media_30min.reindex(novo_indice).fillna(0)
158 print(df_media_30min)
159 time_integral = np.arange(len(df_media_30min))
```

A.6 CÓDIGO DE ESTIMAÇÃO DA GERAÇÃO

```
!pip uninstall -y numpy scipy pvlib
!pip install numpy==1.25.2 scipy==1.9.3 pvlib==0.9.3 --force-reinstall
↪  --no-cache-dir
from pvlib import pvsystem
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np

# Parâmetros da Curva I-V
parameters = {
    'Name': 'Canadian Solar CS6U - 335P',
    'BIPV': 'N',
    'Date': '18/04/2022',
    'T_NOCT': 43.9,
    'A_c': 1.88,
    'N_s': 72,
    'I_sc_ref': 9.54,
    'V_oc_ref': 45.8,
    'I_mp_ref': 8.96,
    'V_mp_ref': 37.4,
    'alpha_sc': 0.003,
    'beta_oc': -0.143,
    'a_ref': 1.80707,
    'I_L_ref': 9.54979,
    'I_o_ref': 9.25e-11,
    'R_s': 0.330811,
    'R_sh_ref': 322.377,
    'Adjust': -0.410,
    'gamma_r': -0.383,
    'Version': 'MM106',
    'PTC': 309,
    'Technology': 'Mono-c-Si',
}

cases = pd.DataFrame({'Geff': df_media_30min['IRRADIÂNCIA - IPI (W/m²)'], 'Tcell':
↪  df_media_30min['TEMPERATURA DA PLACA (ºC)']})

conditions = pd.DataFrame(cases, columns=['Geff', 'Tcell'])

IL, I0, Rs, Rsh, nNsVth = pvsystem.calcparams_desoto(
    conditions['Geff'],
    conditions['Tcell'],
    alpha_sc=parameters['alpha_sc'],
    a_ref=parameters['a_ref'],
    I_L_ref=parameters['I_L_ref'],
    I_o_ref=parameters['I_o_ref'],
    R_sh_ref=parameters['R_sh_ref'],
    R_s=parameters['R_s'],
    EgRef=1.121,
```

```
    dEgdT=-0.0002677
)

curve_info = pvsystem.singlediode(
    photocurrent=IL,
    saturation_current=I0,
    resistance_series=Rs,
    resistance_shunt=Rsh,
    nNsVth=nNsVth,
    ivcurve_pnts=100,
    method='lambertw'
)

#Valores de PMP calculados para os pontos inseridos
pmp = curve_info['p_mp']
pmp = [i  for i in pmp]
pmp = np.vstack(pmp).T
pmp = pmp.astype(float)

#Calculado a geração para os ponto de PMP
pmp = np.multiply(pmp, 450)
generation = integrate.cumtrapz(pmp, time_integral)
PR = 0.57935
generation = np.multiply(generation, PR)

generation = [i/1000 for i in generation]
gen1 = 0
gen1 = np.append(gen1, generation)
delta = np.diff(gen1)
generation = np.vstack(generation)
generation = generation.T
generation = generation.astype(float)
pmp = [i/1000 for i in pmp]
pmp = np.vstack(pmp)
pmp = pmp.astype(float)
generation = generation.tolist()
pmp = pmp.T
pmp = pmp.tolist()
delta = np.vstack(delta)
delta = delta.astype(float)
delta = delta.tolist()

IPI = df_media_30min['IRRADIÂNCIA - IPI (W/m²)']
IPI = np.vstack(IPI)
IPI = IPI.astype(float)
IPI = IPI.tolist()

IGH = df_media_30min['IRRADIÂNCIA - IGH (W/m²)']
IGH = np.vstack(IGH)
IGH = IGH.astype(float)
IGH = IGH.tolist()

```

```
Temperatura_Placa = df_media_30min['TEMPERATURA DA PLACA (ºC)']
Temperatura_Placa = np.vstack(Temperatura_Placa)
Temperatura_Placa = Temperatura_Placa.astype(float)
Temperatura_Placa = Temperatura_Placa.tolist()
```

A.7 CÓDIGO DE ESCRITA DOS DADOS DE GERAÇÃO NA NUVEM

```

# Ler o DataFrame
df = df_media_30min

data_hora = [dt.strftime('%d-%m-%Y %H:%M:%S') for dt in df.index]
# Escrever na Planilha do Google
worksheet2.update('A2:A{}'.format(len(data_hora)+1), [[valor] for valor in
↪  data_hora])
worksheet2.update("B2:B", IGH)
worksheet2.update("C2:C", IPI)
worksheet2.update("D2:D", Temperatura_Placa)
worksheet2.update("E2", 0)
worksheet2.update("E3:E", generation)
worksheet2.update("F2:F", pmp)
worksheet2.update("G2:G", delta)
```

ANEXOS

ANEXO A - MATRIZ DE COEFICIENTES DO MODELO *DIRINT*

coeficientes[1, 1, :, :] = [
[0.385230, 0.385230, 0.385230, 0.462880, 0.317440],
[0.338390, 0.338390, 0.221270, 0.316730, 0.503650],
[0.235680, 0.235680, 0.241280, 0.157830, 0.269440],
[0.830130, 0.830130, 0.171970, 0.841070, 0.457370],
[0.548010, 0.548010, 0.478000, 0.966880, 1.036370],
[0.548010, 0.548010, 1.000000, 3.012370, 1.976540],
[0.582690, 0.582690, 0.229720, 0.892710, 0.569950]]

coeficientes[1, 2, :, :] = [
[0.131280, 0.131280, 0.385460, 0.511070, 0.127940],
[0.223710, 0.223710, 0.193560, 0.304560, 0.193940],
[0.229970, 0.229970, 0.275020, 0.312730, 0.244610],
[0.090100, 0.184580, 0.260500, 0.687480, 0.579440],
[0.131530, 0.131530, 0.370190, 1.380350, 1.052270],
[1.116250, 1.116250, 0.928030, 3.525490, 2.316920],
[0.090100, 0.237000, 0.300040, 0.812470, 0.664970]]

coeficientes[1, 3, :, :] = [
[0.587510, 0.130000, 0.400000, 0.537210, 0.832490],
[0.306210, 0.129830, 0.204460, 0.500000, 0.681640],
[0.224020, 0.260620, 0.334080, 0.501040, 0.350470],
[0.421540, 0.753970, 0.750660, 3.706840, 0.983790],
[0.706680, 0.373530, 1.245670, 0.864860, 1.992630],
[4.864400, 0.117390, 0.265180, 0.359180, 3.310820],
[0.392080, 0.493290, 0.651560, 1.932780, 0.898730]]

coeficientes[1, 4, :, :] = [
[0.126970, 0.126970, 0.126970, 0.126970, 0.126970],
[0.810820, 0.810820, 0.810820, 0.810820, 0.810820],
[3.241680, 2.500000, 2.291440, 2.291440, 2.291440],
[4.000000, 3.000000, 2.000000, 0.975430, 1.965570],
[12.494170, 12.494170, 8.000000, 5.083520, 8.792390],
[21.744240, 21.744240, 21.744240, 21.744240, 21.744240],
[3.241680, 12.494170, 1.620760, 1.375250, 2.331620]]

coeficientes[1, 5, :, :] = [
[0.126970, 0.126970, 0.126970, 0.126970, 0.126970],
[0.810820, 0.810820, 0.810820, 0.810820, 0.810820],
[3.241680, 2.500000, 2.291440, 2.291440, 2.291440],
[4.000000, 3.000000, 2.000000, 0.975430, 1.965570],
[12.494170, 12.494170, 8.000000, 5.083520, 8.792390],
[21.744240, 21.744240, 21.744240, 21.744240, 21.744240],
[3.241680, 12.494170, 1.620760, 1.375250, 2.331620]]

coeficientes[1, 6, :, :] = [
[0.126970, 0.126970, 0.126970, 0.126970, 0.126970],
[0.810820, 0.810820, 0.810820, 0.810820, 0.810820],
[3.241680, 2.500000, 2.291440, 2.291440, 2.291440],
[4.000000, 3.000000, 2.000000, 0.975430, 1.965570],
[12.494170, 12.494170, 8.000000, 5.083520, 8.792390],
[21.744240, 21.744240, 21.744240, 21.744240, 21.744240],
[3.241680, 12.494170, 1.620760, 1.375250, 2.331620]]

coeficientes[2, 1, :, :] = [
[0.337440, 0.337440, 0.969110, 1.097190, 1.116080],
[0.337440, 0.337440, 0.969110, 1.116030, 0.623900],
[0.337440, 0.337440, 1.530590, 1.024420, 0.908480],
[0.584040, 0.584040, 0.847250, 0.914940, 1.289300],
[0.337440, 0.337440, 0.310240, 1.435020, 1.852830],
[0.337440, 0.337440, 1.015010, 1.097190, 2.117230],
[0.337440, 0.337440, 0.969110, 1.145730, 1.476400]]

coeficientes[2, 2, :, :] = [
[0.300000, 0.300000, 0.700000, 1.100000, 0.796940],
[0.219870, 0.219870, 0.526530, 0.809610, 0.649300],
[0.386650, 0.386650, 0.119320, 0.576120, 0.685460],
[0.746730, 0.399830, 0.470970, 0.986530, 0.785370],
[0.575420, 0.936700, 1.649200, 1.495840, 1.335590],
[1.319670, 4.002570, 1.276390, 2.644550, 2.518670],
[0.665190, 0.678910, 1.012360, 1.199940, 0.986580]]

coeficientes[2, 3, :, :] = [
[0.378870, 0.974060, 0.500000, 0.491880, 0.665290],
[0.105210, 0.263470, 0.407040, 0.553460, 0.582590],
[0.312900, 0.345240, 1.144180, 0.854790, 0.612280],
[0.119070, 0.365120, 0.560520, 0.793720, 0.802600],
[0.781610, 0.837390, 1.270420, 1.537980, 1.292950],
[1.152290, 1.152290, 1.492080, 1.245370, 2.177100],
[0.424660, 0.529550, 0.966910, 1.033460, 0.958730]]

coeficientes[2, 4, :, :] = [
[0.310590, 0.714410, 0.252450, 0.500000, 0.607600],
[0.975190, 0.363420, 0.500000, 0.400000, 0.502800],
[0.175580, 0.196250, 0.476360, 1.072470, 0.490510],
[0.719280, 0.698620, 0.657770, 1.190840, 0.681110],
[0.426240, 1.464840, 0.678550, 1.157730, 0.978430],
[2.501120, 1.789130, 1.387090, 2.394180, 2.394180],
[0.491640, 0.677610, 0.685610, 1.082400, 0.735410]]

coeficientes[2, 5, :, :] = [
[0.597000, 0.500000, 0.300000, 0.310050, 0.413510],
[0.314790, 0.336310, 0.400000, 0.400000, 0.442460],
[0.166510, 0.460440, 0.552570, 1.000000, 0.461610],
[0.401020, 0.559110, 0.403630, 1.016710, 0.671490],
[0.400360, 0.750830, 0.842640, 1.802600, 1.023830],
[3.315300, 1.510380, 2.443650, 1.638820, 2.133990],
[0.530790, 0.745850, 0.693050, 1.458040, 0.804500]]

coeficientes[2, 6, :, :] = [
[0.597000, 0.500000, 0.300000, 0.310050, 0.800920],
[0.314790, 0.336310, 0.400000, 0.400000, 0.237040],
[0.166510, 0.460440, 0.552570, 1.000000, 0.581990],
[0.401020, 0.559110, 0.403630, 1.016710, 0.898570],
[0.400360, 0.750830, 0.842640, 1.802600, 3.400390],
[3.315300, 1.510380, 2.443650, 1.638820, 2.508780],
[0.204340, 1.157740, 2.003080, 2.622080, 1.409380]]

coeficientes[3, 1, :, :] = [
[1.242210, 1.242210, 1.242210, 1.242210, 1.242210],
[0.056980, 0.056980, 0.656990, 0.656990, 0.925160],
[0.089090, 0.089090, 1.040430, 1.232480, 1.205300],
[1.053850, 1.053850, 1.399690, 1.084640, 1.233340],
[1.151540, 1.151540, 1.118290, 1.531640, 1.411840],
[1.494980, 1.494980, 1.700000, 1.800810, 1.671600],
[1.018450, 1.018450, 1.153600, 1.321890, 1.294670]]

coeficientes[3, 2, :, :] = [
[0.700000, 0.700000, 1.023460, 0.700000, 0.945830],
[0.886300, 0.886300, 1.333620, 0.800000, 1.066620],
[0.902180, 0.902180, 0.954330, 1.126690, 1.097310],
[1.095300, 1.075060, 1.176490, 1.139470, 1.096110],
[1.201660, 1.201660, 1.438200, 1.256280, 1.198060],
[1.525850, 1.525850, 1.869160, 1.985410, 1.911590],
[1.288220, 1.082810, 1.286370, 1.166170, 1.119330]]

coeficientes[3, 3, :, :] = [
[0.600000, 1.029910, 0.859890, 0.550000, 0.813600],
[0.604450, 1.029910, 0.859890, 0.656700, 0.928840],
[0.455850, 0.750580, 0.804930, 0.823000, 0.911000],
[0.526580, 0.932310, 0.908620, 0.983520, 0.988090],
[1.036110, 1.100690, 0.848380, 1.035270, 1.042380],
[1.048440, 1.652720, 0.900000, 2.350410, 1.082950],
[0.817410, 0.976160, 0.861300, 0.974780, 1.004580]]

coeficientes[3, 4, :, :] = [
[0.782110, 0.564280, 0.600000, 0.600000, 0.665740],
[0.894480, 0.680730, 0.541990, 0.800000, 0.669140],
[0.487460, 0.818950, 0.841830, 0.872540, 0.709040],
[0.709310, 0.872780, 0.908480, 0.953290, 0.844350],
[0.863920, 0.947770, 0.876220, 1.078750, 0.936910],
[1.280350, 0.866720, 0.769790, 1.078750, 0.975130],
[0.725420, 0.869970, 0.868810, 0.951190, 0.829220]]

coeficientes[3, 5, :, :] = [
[0.791750, 0.654040, 0.483170, 0.409000, 0.597180],
[0.566140, 0.948990, 0.971820, 0.653570, 0.718550],
[0.648710, 0.637730, 0.870510, 0.860600, 0.694300],
[0.637630, 0.767610, 0.925670, 0.990310, 0.847670],
[0.736380, 0.946060, 1.117590, 1.029340, 0.947020],
[1.180970, 0.850000, 1.050000, 0.950000, 0.888580],
[0.700560, 0.801440, 0.961970, 0.906140, 0.823880]]

coeficientes[3, 6, :, :] = [
[0.500000, 0.500000, 0.586770, 0.470550, 0.629790],
[0.500000, 0.500000, 1.056220, 1.260140, 0.658140],
[0.500000, 0.500000, 0.631830, 0.842620, 0.582780],
[0.554710, 0.734730, 0.985820, 0.915640, 0.898260],
[0.712510, 1.205990, 0.909510, 1.078260, 0.885610],
[1.899260, 1.559710, 1.000000, 1.150000, 1.120390],
[0.653880, 0.793120, 0.903320, 0.944070, 0.796130]]

coeficientes[4, 1, :, :] = [
[1.000000, 1.000000, 1.050000, 1.170380, 1.178090],
[0.960580, 0.960580, 1.059530, 1.179030, 1.131690],
[0.871470, 0.871470, 0.995860, 1.141910, 1.114600],
[1.201590, 1.201590, 0.993610, 1.109380, 1.126320],
[1.065010, 1.065010, 0.828660, 0.939970, 1.017930],
[1.065010, 1.065010, 0.623690, 1.119620, 1.132260],
[1.071570, 1.071570, 0.958070, 1.114130, 1.127110]]

coeficientes[4, 2, :, :] = [
[0.950000, 0.973390, 0.852520, 1.092200, 1.096590],
[0.804120, 0.913870, 0.980990, 1.094580, 1.042420],
[0.737540, 0.935970, 0.999940, 1.056490, 1.050060],
[1.032980, 1.034540, 0.968460, 1.032080, 1.015780],
[0.900000, 0.977210, 0.945960, 1.008840, 0.969960],
[0.600000, 0.750000, 0.750000, 0.844710, 0.899100],
[0.926800, 0.965030, 0.968520, 1.044910, 1.032310]]

coeficientes[4, 3, :, :] = [
[0.850000, 1.029710, 0.961100, 1.055670, 1.009700],
[0.818530, 0.960010, 0.996450, 1.081970, 1.036470],
[0.765380, 0.953500, 0.948260, 1.052110, 1.000140],
[0.775610, 0.909610, 0.927800, 0.987800, 0.952100],
[1.000990, 0.881880, 0.875950, 0.949100, 0.893690],
[0.902370, 0.875960, 0.807990, 0.942410, 0.917920],
[0.856580, 0.928270, 0.946820, 1.032260, 0.972990]]

coeficientes[4, 4, :, :] = [
[0.750000, 0.857930, 0.983800, 1.056540, 0.980240],
[0.750000, 0.987010, 1.013730, 1.133780, 1.038250],
[0.800000, 0.947380, 1.012380, 1.091270, 0.999840],
[0.800000, 0.914550, 0.908570, 0.999190, 0.915230],
[0.778540, 0.800590, 0.799070, 0.902180, 0.851560],
[0.680190, 0.317410, 0.507680, 0.388910, 0.646710],
[0.794920, 0.912780, 0.960830, 1.057110, 0.947950]]

coeficientes[4, 5, :, :] = [
[0.750000, 0.833890, 0.867530, 1.059890, 0.932840],
[0.979700, 0.971470, 0.995510, 1.068490, 1.030150],
[0.858850, 0.987920, 1.043220, 1.108700, 1.044900],
[0.802400, 0.955110, 0.911660, 1.045070, 0.944470],
[0.884890, 0.766210, 0.885390, 0.859070, 0.818190],
[0.615680, 0.700000, 0.850000, 0.624620, 0.669300],
[0.835570, 0.946150, 0.977090, 1.049350, 0.979970]]

coeficientes[4, 6, :, :] = [
[0.689220, 0.809600, 0.900000, 0.789500, 0.853990],
[0.854660, 0.852840, 0.938200, 0.923110, 0.955010],
[0.938600, 0.932980, 1.010390, 1.043950, 1.041640],
[0.843620, 0.981300, 0.951590, 0.946100, 0.966330],
[0.694740, 0.814690, 0.572650, 0.400000, 0.726830],
[0.211370, 0.671780, 0.416340, 0.297290, 0.498050],
[0.843540, 0.882330, 0.911760, 0.898420, 0.960210]]

coeficientes[5, 1, :, :] = [
[1.054880, 1.075210, 1.068460, 1.153370, 1.069220],
[1.000000, 1.062220, 1.013470, 1.088170, 1.046200],
[0.885090, 0.993530, 0.942590, 1.054990, 1.012740],
[0.920000, 0.950000, 0.978720, 1.020280, 0.984440],
[0.850000, 0.908500, 0.839940, 0.985570, 0.962180],
[0.800000, 0.800000, 0.810080, 0.950000, 0.961550],
[1.038590, 1.063200, 1.034440, 1.112780, 1.037800]]

coeficientes[5, 2, :, :] = [
[1.017610, 1.028360, 1.058960, 1.133180, 1.045620],
[0.920000, 0.998970, 1.033590, 1.089030, 1.022060],
[0.912370, 0.949930, 0.979770, 1.020420, 0.981770],
[0.847160, 0.935300, 0.930540, 0.955050, 0.946560],
[0.880260, 0.867110, 0.874130, 0.972650, 0.883420],
[0.627150, 0.627150, 0.700000, 0.774070, 0.845130],
[0.973700, 1.006240, 1.026190, 1.071960, 1.017240]]

coeficientes[5, 3, :, :] = [
[1.028710, 1.017570, 1.025900, 1.081790, 1.024240],
[0.924980, 0.985500, 1.014100, 1.092210, 0.999610],
[0.828570, 0.934920, 0.994950, 1.024590, 0.949710],
[0.900810, 0.901330, 0.928830, 0.979570, 0.913100],
[0.761030, 0.845150, 0.805360, 0.936790, 0.853460],
[0.626400, 0.546750, 0.730500, 0.850000, 0.689050],
[0.957630, 0.985480, 0.991790, 1.050220, 0.987900]]

coeficientes[5, 4, :, :] = [
[0.992730, 0.993880, 1.017150, 1.059120, 1.017450],
[0.975610, 0.987160, 1.026820, 1.075440, 1.007250],
[0.871090, 0.933190, 0.974690, 0.979840, 0.952730],
[0.828750, 0.868090, 0.834920, 0.905510, 0.871530],
[0.781540, 0.782470, 0.767910, 0.764140, 0.795890],
[0.743460, 0.693390, 0.514870, 0.630150, 0.715660],
[0.934760, 0.957870, 0.959640, 0.972510, 0.981640]]

coeficientes[5, 5, :, :] = [
[0.965840, 0.941240, 0.987100, 1.022540, 1.011160],
[0.988630, 0.994770, 0.976590, 0.950000, 1.034840],
[0.958200, 1.018080, 0.974480, 0.920000, 0.989870],
[0.811720, 0.869090, 0.812020, 0.850000, 0.821050],
[0.682030, 0.679480, 0.632450, 0.746580, 0.738550],
[0.668290, 0.445860, 0.500000, 0.678920, 0.696510],
[0.926940, 0.953350, 0.959050, 0.876210, 0.991490]]

coeficientes[5, 6, :, :] = [
[0.948940, 0.997760, 0.850000, 0.826520, 0.998470],
[1.017860, 0.970000, 0.850000, 0.700000, 0.988560],
[1.000000, 0.950000, 0.850000, 0.606240, 0.947260],
[1.000000, 0.746140, 0.751740, 0.598390, 0.725230],
[0.922210, 0.500000, 0.376800, 0.517110, 0.548630],
[0.500000, 0.450000, 0.429970, 0.404490, 0.539940],
[0.960430, 0.881630, 0.775640, 0.596350, 0.937680]]

coeficientes[6, 1, :, :] = [
[1.030000, 1.040000, 1.000000, 1.000000, 1.049510],
[1.050000, 0.990000, 0.990000, 0.950000, 0.996530],
[1.050000, 0.990000, 0.990000, 0.820000, 0.971940],
[1.050000, 0.790000, 0.880000, 0.820000, 0.951840],
[1.000000, 0.530000, 0.440000, 0.710000, 0.928730],
[0.540000, 0.470000, 0.500000, 0.550000, 0.773950],
[1.038270, 0.920180, 0.910930, 0.821140, 1.034560]]

coeficientes[6, 2, :, :] = [
[1.041020, 0.997520, 0.961600, 1.000000, 1.035780],
[0.948030, 0.980000, 0.900000, 0.950360, 0.977460],
[0.950000, 0.977250, 0.869270, 0.800000, 0.951680],
[0.951870, 0.850000, 0.748770, 0.700000, 0.883850],
[0.900000, 0.823190, 0.727450, 0.600000, 0.839870],
[0.850000, 0.805020, 0.692310, 0.500000, 0.788410],
[1.010090, 0.895270, 0.773030, 0.816280, 1.011680]]

coeficientes[6, 3, :, :] = [
[1.022450, 1.004600, 0.983650, 1.000000, 1.032940],
[0.943960, 0.999240, 0.983920, 0.905990, 0.978150],
[0.936240, 0.946480, 0.850000, 0.850000, 0.930320],
[0.816420, 0.885000, 0.644950, 0.817650, 0.865310],
[0.742960, 0.765690, 0.561520, 0.700000, 0.827140],
[0.643870, 0.596710, 0.474460, 0.600000, 0.651200],
[0.971740, 0.940560, 0.714880, 0.864380, 1.001650]]

coeficientes[6, 4, :, :] = [
[0.995260, 0.977010, 1.000000, 1.000000, 1.035250],
[0.939810, 0.975250, 0.939980, 0.950000, 0.982550],
[0.876870, 0.879440, 0.850000, 0.900000, 0.917810],
[0.873480, 0.873450, 0.751470, 0.850000, 0.863040],
[0.761470, 0.702360, 0.638770, 0.750000, 0.783120],
[0.734080, 0.650000, 0.600000, 0.650000, 0.715660],
[0.942160, 0.919100, 0.770340, 0.731170, 0.995180]]

coeficientes[6, 5, :, :] = [
[0.952560, 0.916780, 0.920000, 0.900000, 1.005880],
[0.928620, 0.994420, 0.900000, 0.900000, 0.983720],
[0.913070, 0.850000, 0.850000, 0.800000, 0.924280],
[0.868090, 0.807170, 0.823550, 0.600000, 0.844520],
[0.769570, 0.719870, 0.650000, 0.550000, 0.733500],
[0.580250, 0.650000, 0.600000, 0.500000, 0.628850],
[0.904770, 0.852650, 0.708370, 0.493730, 0.949030]]

coeficientes[6, 6, :, :] = [
[0.911970, 0.800000, 0.800000, 0.800000, 0.956320],
[0.912620, 0.682610, 0.750000, 0.700000, 0.950110],
[0.653450, 0.659330, 0.700000, 0.600000, 0.856110],
[0.648440, 0.600000, 0.641120, 0.500000, 0.695780],
[0.570000, 0.550000, 0.598800, 0.400000, 0.560150],
[0.475230, 0.500000, 0.518640, 0.339970, 0.520230],
[0.743440, 0.592190, 0.603060, 0.316930, 0.794390]]

ANEXO B - *DATASHEET* DO MÓDULO FOTOVOLTAICO *CANADIAN* CS6U-335P

DOUBLE-GLASS MODULE

DYMOND
CS6X-330|335|340M-FG

Canadian Solar's Dymond CS6X-M-FG module is a 72 cell double-glass module. By replacing the traditional polymer backsheet with heat-strengthened glass, the Dymond module has a lower annual power degradation than a traditional module and better protection against the elements, making it more reliable and durable during its lifetime.

*Transparent double-glass module can be provided upon request.

30 years power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES

- 1500 V — Up to IEC1500 V_{DC} system voltage, saving on BoS cost
- Minimizes micro-cracks and prevents snail trails
- 20 % more energy generation
- Suitable for harsh environments, such as coasts, deserts and lakes
- Fire Class A certified according to IEC 61730-2 / MST 23
- 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CEC AU / INMETRO
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way

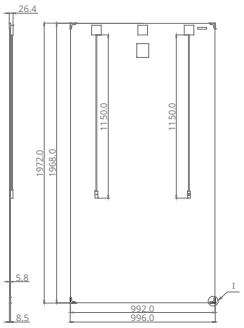
* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 20 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

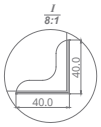
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

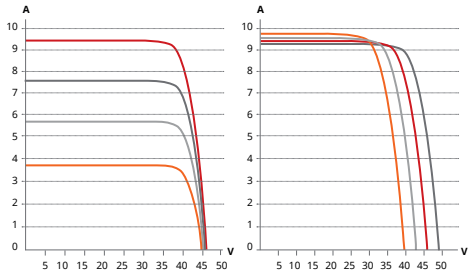
Rear View



Corner Protector Detail



CS6X-335M-FG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	330M-FG	335M-FG	340M-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.8 V	37.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.80 A	8.87 A	8.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.9 V	46.1 V	46.2 V
Short Circuit Current (Isc)	9.31 A	9.41 A	9.48 A
Module Efficiency	16.90%	17.16%	17.42%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	CLASS A (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6X	330M-FG	335M-FG	340M-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	242 W	246 W	250 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.5 V	34.8 V	34.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.08 A	7.16 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.7 V	42.9 V	43.0 V
Short Circuit Current (Isc)	7.52 A	7.60 A	7.66 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1968×992×5.8mm (77.5×39.1×0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1972×996×8.5 mm (77.6×39.2×0.33 in) without J-Box
Weight	27.5 kg (60.6 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² &12 AWG 1000 V (UL)
Cable Length	1150 mm (45.3 in), 500 mm (19.7 in) (+) and 350 mm (13.8 in) (-) is optional for portrait installation*
Connectors	T4 series or MC4 series or UTX(IEC1500V), T4 series or 05-6 (UL1000V)
Per Pallet	30 pieces, 930kg (2050.3lbs)
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* The application of this short length cable can only be used in landscape installation (clamping mounting method) systems in which the distance between modules should be less than or equal to 50 mm. In the event the distance between the PV modules to be installed is more than 50 mm, please make sure to consult our technical team for evaluation and advice.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±2 °C

PARTNER SECTION

The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC. May 2017. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.54_EN

ANEXO C - MANUAL DO PIRANÔMETRO *STAR* MODELO 240-8101

240-8101 Star Pyranometer

The **Model 240-8101 Star Pyranometer** (ISO First Class) is a basic instrument for measuring direct and diffuse solar radiation (global radiation).The sensing element is composed of 12 wedge-shaped, thin copper sectors arranged radially, 6 white alternating with 6 black. Six chromel-constantan thermocouples are embedded in each sector to produce a 72 junction thermopile. Output from the thermopile is approximately 15µV/W/m². The white sectors of the sensing element are painted with a Kodak paint that yields an almost perfect reflective surface. The black sectors are painted a highly absorbent flat black. When the sensor is exposed to solar radiation, a temperature difference is created between the black and white sectors. This temperature difference is proportional to the radiation intensity and is not affected by ambient temperature.

240-8101 Star Pyranometer

The windshield protecting the sensor is a 2.75" diameter, polished crystal glass dome which admits electromagnetic radiation between 0.3 and 3 microns. The highly reflective outer surface, along with the mass of the case, keeps the case interior at ambient temperature. Instrument leveling is accomplished by means of a bull's-eye level and three leveling feet.

When used in conjunction with an optional shadow band, the star pyranometer will measure diffuse solar radiation. Direct radiation can be measured using two star pyranometers: one, with a shadow band, to measure diffuse radiation and a second, without the shadow band, to measure both direct and diffuse. The difference between the two measurements is direct radiation.

240-8101 Star Pyranometer with 240-8106 Protective Housing

The **Model 240-8106 Protective Housing** uses a ventilator to blow air from the bottom to the top of the star pyranometer, keeping the glass dome free of condensation, dew, and rain. In addition, there is an electric heater that turns on at approximately +10°C (+50°F) which assists in keeping the glass dome clear when it snows. This unit will help keep maintenance to a low level. The glass dome must be kept clean at all times to provide accurate readings. The unit requires 24 Vac at 80 Va for proper operation.

Specifications

Sensing element: 12 black & white copper segments with 6 thermocouples each
Spectral sensitivity: 0.3 to 3 µm
Azimuth response: < 3% of the value
Cosine response: < 3% of the value, zenith angle 0-80°
Response time: < 25 sec(95%), < 45 sec (99%)
Measuring range: 0-1500 W/m²
Resolution: <1 W/m²
Stability: < 1% per year (temporary operation)
Temperature effect: < 1% of the value between -20°C to +40°C
Linearity: < 0.5% in the range 0.5-1330 W/m²
Impedance: About 35 ohm
Output: About 15 µV/W/m² or 4-20 mA = 0-1500 W/m²
Ambient temperature: -40°C to +60°C / -40°F to +140°F
Size: 5.4" Dia x 3.6" H
Weight/shipping: 1.9 lbs/4 lbs

Ordering Information

240-8101	Star Pyranometer (mV output), with 3 meters cable
240-8102	Star Pyranometer (4-20mA output), with 3 m cable
240-153-8101	Tower Mount, 1' boom with tower mounting hardware
240-153-8106	Tower Munt, 22" boom with tower mounting hardware
240-8101-A5	Amplifier PCB 0-5V Output
240-8101-C	Additional Cable, per meter
240-8101-D	Glass Dome
240-8101-OR	O-Rings, set of 3
240-8101-SG	Silica Gel, 100 grams
240-8101-SGC	Silica Gel Container. filled
240-8106	Protective Housing, 24 Vac
240-8106PS110	Power Adapter for 240-8196, 110 Vac to 24 Vac
240-8106PS220	Power Adapter for 240-8106, 220 Vac to 24 Vac