UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIA E ENGENHARIA DE MATERIAIS

Caracterização de efeitos ambientais no desempenho de células solares bem como sua modelagem e ajustes.

Alessandro José da Silva

Itajubá, 23 de dezembro de 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIA E ENGENHARIA DE MATERIAIS

Alessandro José da Silva

Caracterização de efeitos ambientais no desempenho de células solares bem como sua modelagem e ajustes.

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Ciência e Engenharia de Materiais.

Área de Concentração: Não metais:

Orientador: Prof. Dr. Rero Marques Rubinger
Coorientador: Prof. Dr. Adhimar Flávio Oliveira

23 de dezembro de 2025
Itajubá

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIA E ENGENHARIA DE MATERIAIS

Caracterização de efeitos ambientais no desempenho de células solares bem como sua modelagem e ajustes.

Alessandro José da Silva

Tese de doutorado _____ por banca examinadora em 10 de Dezembro de 2025, como requisito parcial para a obtenção do título de **Doutor em Ciências e Engenharia de Materiais.**

Banca Examinadora:
Prof. Dr. Rero Marques Rubinger
Prof. Dr. Adhimar Flávio Oliveira
Prof. Dr. Alan Bandasoli Pavan
Prof. Dr. João Ider Silva Júnior
Prof. Dra. Márcia Regina Baldissera Rodrigues
Prof. Dra. Caroline Félix

Itajubá
2025

Alessandro José da Silva
Caracterização de efeitos ambientais no desempenho de células solares bem como sua modelagem e ajustes/ Alessandro José da Silva. – Itajubá, 23 de dezembro de 2025-
178 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Rero Marques Rubinger

Tese (Doutorado)
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI
Programa de pós-graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, 23 de dezembro de 2025.
1. Palavra-chave1. 2. Palavra-chave2. I. Orientador. II. Universidade xxx. III. Faculdade de xxx. IV. Título

CDU 07:181:009.3

Alessandro José da Silva

Caracterização de efeitos ambientais no desempenho de células solares bem como sua modelagem e ajustes

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Ciência e Engenharia de Materiais.

Trabalho _____. Itajubá, 10 de Dezembro de 2025:

_____

Prof. Dr. Rero Marques Rubinger

_____

Prof. Dr. Adhimar Flávio Oliveira

_____

Prof. Dr. Alan Bandasoli Pavan

_____

Prof. Dr. João Ider Silva Júnior

_____

Prof. Dra. Márcia Regina Baldissera Rodrigues

_____

Prof. Dra. Caroline Félix

Itajubá

23 de dezembro de 2025

Agradecimentos

Inicialmente, agradeço a Deus, fonte de força e serenidade que me sustentou durante todos os momentos desta jornada acadêmica.

À minha família, em especial à minha esposa, agradeço pelo amor, compreensão e apoio incondicional, que foram fundamentais para vencer os desafios enfrentados ao longo do percurso.

Aos meus amigos, expressei minha sincera gratidão pela compreensão e colaboração, especialmente pela disponibilização e adequação dos meus horários de trabalho que possibilitaram a dedicação às disciplinas do curso.

Ao meu orientador, Professor Doutor Rero, agradeço pela orientação sábia, paciência e estímulo constante, fundamentais para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

Ao coorientador, Professor Doutor Adhimar, manifesto minha profunda gratidão pelo apoio, conselhos valiosos e prontidão em contribuir para o aprimoramento desta pesquisa.

Este reconhecimento é com profundo respeito e preço a todos que, direta ou indiretamente, desenvolvidos para a realização desta tese.

CAPES, CNPQ e FAPEMIG (Grant $APQ - 03495 - 25$)

A ciência dos materiais é a chave para o avanço tecnológico, pois determina o desempenho, a durabilidade e a sustentabilidade dos produtos que moldam nosso mundo.".”

(Michael F. Ashby)

Resumo

O crescente interesse em energia solar fotovoltaica (FV) exige uma compreensão aprofundada do desempenho dos módulos em condições reais de operação, que frequentemente divergem das condições-padrão de teste. Neste trabalho, apresenta-se uma metodologia robusta para a caracterização e modelagem do comportamento elétrico de quatro tecnologias distintas de módulos FV: silício multicristalino (mSi), telureto de cádmio (CdTe), seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e heterojunção (HIT). O principal objetivo foi investigar a dependência dos coeficientes térmicos e de irradiância em módulos fotovoltaicos, para que os modelos possam ser empregados em futuras estimativas de desempenho de matrizes fotovoltaicas sob diferentes condições climáticas, investigando a dependência dos cinco parâmetros do modelo de um único diodo (SDM) em função da irradiância e da temperatura. Para isso, utilizaram-se dados experimentais de curvas corrente-tensão I-V e um algoritmo de otimização meta-heurística — a Evolução Diferencial Auto-Adaptativa (SADE) — para extrair os parâmetros do modelo com alta precisão.

Os resultados da análise dos coeficientes de temperatura dos parâmetros elétricos evidencia diferenças significativas no comportamento térmico das distintas tecnologias fotovoltaicas, refletindo suas propriedades físicas e os mecanismos de transporte e recombinação de portadores. A corrente fotogerada (I_{ph}) apresenta coeficientes positivos ou levemente negativos, indicando um aumento moderado da corrente com a temperatura, mais pronunciado em CdTe e mSi e menos significativo em CIGS.

A corrente de saturação (I_0) exibe forte dependência térmica em todas as tecnologias, contribuindo para a redução da tensão de circuito aberto, com maior sensibilidade observada em CIGS e mSi. O fator de idealidade (n) diminui com o aumento da temperatura, sendo a tecnologia HIT a mais afetada, o que indica alterações mais intensas nos mecanismos de recombinação.

Entre os parâmetros resistivos, a resistência série (R_s) tende a diminuir em CdTe e mSi, enquanto aumenta em CIGS e HIT, sugerindo maior impacto de perdas ôhmicas nessas tecnologias. A resistência shunt (R_s) reduz-se com a temperatura em todos os casos, indicando a intensificação de perdas paralelas, especialmente em HIT. Esses resultados ressaltam a importância de considerar a dependência térmica específica de cada tecnologia para uma modelagem e previsão de desempenho mais realistas em condições de operação.

Os coeficientes de irradiância evidenciam diferenças claras no comportamento elétrico entre as tecnologias fotovoltaicas. A corrente fotogerada (I_{ph}) apresenta maior sensibilidade à irradiância no módulo HIT, refletindo sua elevada eficiência quântica e baixa recombinação, enquanto o CdTe exibe a menor resposta. A corrente de saturação (I_0) mostra variações reduzidas, sendo mais estável no HIT e mais sensível em CdTe e CIGS, associadas à maior densidade de defeitos. O fator de idealidade (n) diminui com a irradiância em

CdTe e CIGS, indicando redução de mecanismos não ideais, enquanto permanece praticamente constante no HIT. As resistências série (R_s) e shunt (R_{sh}) tendem a diminuir com o aumento da irradiância, com variações mais acentuadas em mSi e CIGS, ao passo que o HIT apresenta maior estabilidade, coerente com sua estrutura heterojunção e menor influência de caminhos de fuga.

Assim, a metodologia proposta, baseada na extração precisa de parâmetros por meio do algoritmo SADE, mostra-se adequada para capturar tais dependências e fornece uma base consistente para a modelagem e a previsão mais realista do desempenho de módulos e matrizes fotovoltaicas sob condições climáticas reais. Os resultados obtidos neste estudo contribuem de forma significativa para a literatura ao disponibilizar dados quantitativos específicos que ampliam a precisão dos modelos de simulação. Ademais, as evidências apresentadas reforçam o potencial do método para o aprimoramento do projeto e da otimização de sistemas fotovoltaicos em operação sob condições reais de clima.

Palavras-chave: Energia Solar FV; Modelagem de Células Solares; Extração de Parâmetros; Evolução Diferencial; Meta-heurísticas.

Abstract

The growing interest in solar photovoltaic (PV) energy demands a deep understanding of module performance under real operating conditions, which often diverge from standard test conditions. This work presents a robust methodology for characterizing and modeling the electrical behavior of four distinct PV module technologies: multicrystalline silicon (mSi), cadmium telluride (CdTe), copper indium gallium selenide (CIGS), and heterojunction (HIT). The main objective was to investigate the dependence of thermal and irradiance coefficients on photovoltaic modules, so that the models can be employed in future performance estimates of photovoltaic arrays under different climatic conditions, examining the dependence of the five parameters of the single diode model (SDM) as a function of irradiance and temperature. To this end, experimental data from current-voltage I-V curves and a meta-heuristic optimization algorithm—the Self-Adaptive Differential Evolution (SADE)—were used to extract the model parameters with high precision.

The results of the analysis of the temperature coefficients of the electrical parameters reveal significant differences in the thermal behavior of the distinct photovoltaic technologies, reflecting their physical properties and carrier transport and recombination mechanisms. The photogenerated current (I_{ph}) exhibits positive or slightly negative coefficients, indicating a moderate increase in current with temperature, more pronounced in CdTe and mSi and less significant in CIGS.

The saturation current (I_0) shows strong thermal dependence in all technologies, contributing to the reduction in open-circuit voltage, with greater sensitivity observed in CIGS and mSi. The ideality factor (n) decreases with increasing temperature, with HIT technology being the most affected, indicating more intense changes in recombination mechanisms.

Among the resistive parameters, the series resistance (R_s) tends to decrease in CdTe and mSi, while it increases in CIGS and HIT, suggesting a greater impact of ohmic losses in these technologies. The shunt resistance (R_{sh}) decreases with temperature in all cases, indicating the intensification of parallel losses, especially in HIT. These results highlight the importance of considering the specific thermal dependence of each technology for more realistic modeling and performance prediction under operating conditions.

The irradiance coefficients reveal clear differences in electrical behavior among the photovoltaic technologies. The photogenerated current (I_{ph}) shows the highest sensitivity to irradiance in the HIT module, reflecting its high quantum efficiency and low recombination, while CdTe exhibits the lowest response. The saturation current (I_0) shows reduced variations, being more stable in HIT and more sensitive in CdTe and CIGS, associated with higher defect density. The ideality factor (n) decreases with irradiance in CdTe and CIGS, indicating a reduction in non-ideal mechanisms, while it remains practically con-

stant in HIT. The series (R_s) and shunt (R_{sh}) resistances tend to decrease with increasing irradiance, with more pronounced variations in mSi and CIGS, whereas HIT shows greater stability, consistent with its heterojunction structure and lower influence of leakage paths.

Thus, the proposed methodology, based on precise parameter extraction through the SADE algorithm, proves suitable for capturing such dependencies and provides a consistent basis for more realistic modeling and prediction of the performance of PV modules and arrays under real climatic conditions. The results obtained in this study contribute significantly to the literature by providing specific quantitative data that enhance the accuracy of simulation models. Furthermore, the evidence presented reinforces the potential of the method for improving the design and optimization of photovoltaic systems operating under real climatic conditions.

Key-words: Photovoltaic Solar Energy; Solar Cell Modeling; Parameter Extraction; Differential Evolution; Metaheuristics.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Modelo de diodo único ideal 26
Figura 2 – Curva característica I-V com os pontoa de I_{sc}, P_{mpp} e V_{oc} destacados obtidas no LSD para célula solar medidas neste trabalho 27
Figura 3 – Espectro padrão AM1.5 28
Figura 4 – Modelo de diodo único modificado 28
Figura 5 – Variação da resistência série 29
Figura 6 – Variação da resistência shunt 30
Figura 7 – Variação da fotocorrente 31
Figura 8 – Variação do fator de idealidade 31
Figura 9 – Variação da corrente de saturação reversa 32
Figura 10 – Célula solar utilizada como amostra. Fonte: Elaborado pelo autor (2025). . . 43
Figura 11 – Plataforma de caracterização Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 44
Figura 12 – Pontas de teste de tungstênio produzidas pela Accuprobe Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 45
Figura 13 – Sensores de temperatura tipo NTC Fonte: Elaborado pelo autor (2025). . . . 46
Figura 14 – Parte inferior da plataforma de caracterização Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 46
Figura 15 – Contatos elétricos na mesa de vácuo(Plataforma de caracterização) Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 47
Figura 16 – Peltier e conexões elétricas na parte inferior da superfície da mesa de vácuo Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 47
Figura 17 – Controladores de temperatura NTC Fonte: Elaborado pelo autor (2025). . . 48
Figura 18 – Multímetro Keithley 2100 Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 48
Figura 19 – Visão superior da plataforma de caracterização elétrica de células solares Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 49
Figura 20 – Simulador solar do LSD utilizado nesse trabalho Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 49
Figura 21 – Piranômetro Kipp & Zonen CM4 da câmara solar Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 50
Figura 22 – Relação entre a potência da lâmpada programada no simulador solar e a irradiância lida pelo piranômetro Fonte: Elaborado pelo autor (2025). . . . 51
Figura 23 – SMU Keithley 2400 SourceMeter Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 52
Figura 24 – Esquema de ligação de cabos para medição de corrente-tensão (I-V) de uma célula utilizando um SMU (Unidade de Medição de Fonte) Fonte: Elaborado pelo autor (2025). 52

Figura 25 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 1000 W/m^2 nas características I-V para a célula 56
Figura 26 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 900 W/m^2 nas características I-V para a célula 56
Figura 27 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 800 W/m^2 nas características I-V para a célula 57
Figura 28 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 700 W/m^2 nas características I-V para a célula 57
Figura 29 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 600 W/m^2 nas características I-V para a célula 58
Figura 30 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 25°C 58
Figura 31 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 30°C 59
Figura 32 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 35°C 59
Figura 33 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 40°C 60
Figura 34 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 45°C 60
Figura 35 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 50°C 61
Figura 36 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 55°C 61
Figura 37 – Variação da corrente de curto-circuito em função da temperatura para a célula estudada 62
Figura 38 – Variação da corrente de curto-circuito em função da irradiância para a célula estudada 63
Figura 39 – Variação da fotocorrente com a temperatura 66
Figura 40 – Variação do fator de idealidade com a temperatura 67
Figura 41 – Variação da corrente de saturação reversa com a temperatura 68
Figura 42 – Variação da resistência em série com a temperatura 68
Figura 43 – Variação da resistência paralela com a temperatura 69
Figura 44 – Variação da fotocorrente com a irradiância 75
Figura 45 – Variação do fator de idealidade com a irradiância 76
Figura 46 – Variação da corrente de saturação reversa com a irradiância 77
Figura 47 – Variação da resistência em série com a irradiância 78
Figura 48 – Variação da resistência shunt com a irradiância 79

Figura 49 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CdTe, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. 82
Figura 50 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CIGS, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. 83
Figura 51 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia HIT, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. 84
Figura 52 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia mSi, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. 85
Figura 53 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CdTe, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. 86
Figura 54 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CIGS, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. 87
Figura 55 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia HIT, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. 88
Figura 56 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia mSi, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. 89
Figura 57 – Incerteza média das tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi, variando a temperatura entre 30 e 55 °C, sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. . . . 90
Figura 58 – Incerteza média das tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi, variando a irradiância entre 50 e 1150 W/m^2, sob temperatura fixa de 25 °C. . . . 90
Figura 59 – Variação de I_{ph} com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se uma tendência linear, com inclinações médias de $1,5 \times 10^{-3}$ A/°C para CdTe, $-2,1 \times 10^{-3}$ A/°C para CIGS, $5,81 \times 10^{-3}$ A/°C para HIT, e $8,1 \times 10^{-3}$ A/°C para mSi. 91
Figura 60 – Variação de I_{ph} com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se uma tendência linear, com inclinações médias de $2,4 \times 10^{-2}$ A·m^2/W para CdTe, $3,6 \times 10^{-2}$ A·m^2/W para CIGS, $1,1 \times 10^{-1}$ A·m^2/W para HIT, e $7,6 \times 10^{-2}$ A·m^2/W para mSi. 92

Figura 61 – Variação de I_0 com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se um comportamento exponencial crescente, com taxas médias de $3,7 \times 10^{-8}$ A/°C para CdTe, $2,6 \times 10^{-8}$ A/°C para CIGS, $1,9 \times 10^{-10}$ A/°C para HIT, e $1,5 \times 10^{-9}$ A/°C para mSi. 93
Figura 62 – Variação de I_0 com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se uma tendência aproximadamente constante em relação à irradiância. 94
Figura 63 – Variação do fator de idealidade n com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. O comportamento observado é quase constante, com pequenas variações em torno de valores médios de 1,6 (CdTe); 1,5 (CIGS), 1,3 (HIT) e 1,2 (mSi). 95
Figura 64 – Variação do fator de idealidade n com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. Observa-se uma leve diminuição de n para as tecnologias CdTe e CIGS, e praticamente nenhum efeito para HIT e mSi. 96
Figura 65 – Variação de R_s com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. Observa-se um leve aumento em todas as tecnologias, com valores médios de 0,7 Ω (CdTe), 0,5 Ω (CIGS), 0,2 Ω (HIT) e 0,3 Ω (mSi). 97
Figura 66 – Variação de R_s com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. Nota-se uma redução de R_s à medida que a irradiância aumenta, mais pronunciada para CdTe e CIGS. 98
Figura 67 – Variação de R_{sh} com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. Observa-se uma redução de R_{sh} em todas as tecnologias, com valores médios de 500 Ω (CdTe), 600 Ω (CIGS), 1000 Ω (HIT) e 800 Ω (mSi). . 99
Figura 68 – Variação de R_{sh} com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. Nota-se que R_{sh} diminui com o aumento da irradiância, efeito mais acentuado em CdTe e CIGS. 100
Figura 69 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe. 100
Figura 70 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS. 101
Figura 71 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT. 101
Figura 72 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi. 102
Figura 73 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe. 102

Figura 74 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS. 103
Figura 75 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT. 103
Figura 76 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi. 104
Figura 77 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe. 104
Figura 78 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS. 105
Figura 79 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT. 105
Figura 80 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi. 106
Figura 81 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe. 106
Figura 82 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS. 107
Figura 83 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT. 107
Figura 84 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi. 108
Figura 85 – Curva I-V obtida com os 5 parâmetros extraídos da amostra para irradiância de 1000 W/m^2 á 25° C 110
Figura 86 – Curva I-V com os dois pontos iniciais selecionados plotados 111
Figura 87 – Curva I-V com os dois pontos iniciais ajustados 112

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros nominais das células solares fornecidos pelo fabricante . . . 44
Tabela 2 – Valores programados no simulador solar para variar a irradiância entre 600 W/m^2 e 1000 W/m^2. 51
Tabela 3 – **Intervalo de pesquisa para cada parâmetro** 54
Tabela 4 – Incertezas médias com relação a variação de temperatura para a corrente de curto-circuito e MAPE para o ajuste linear 62
Tabela 5 – Incertezas médias com relação a variação de irradiância para a corrente de curto-circuito e MAPE para o ajuste linear 63
Tabela 6 – Resultados dos parâmetros extraídos com relação à variação da temperatura para o modelo de diodo único modificado 64
Tabela 7 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação de temperatura para o modelo de diodo único modificado 70
Tabela 8 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação de temperatura para o modelo de diodo único modificado 70
Tabela 9 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação a variação de temperatura e irradiância igual a 1000 W/m^2 para o modelo de diodo único modificado 70
Tabela 10 – Resultados dos parâmetros extraídos e dos coeficientes de temperatura e irradiância, com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado 72
Tabela 11 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado 79
Tabela 12 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado 80
Tabela 13 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado 80
Tabela 14 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação a variação da irradiância e temperatura igual a 55°C para o modelo de diodo único modificado 80
Tabela 19 – Incertezas médias com relação a variação da corrente de curto-circuito e MAPE para o ajuste linear 113
Tabela 15 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos CdTe e CIGS sob variação de irradiância. 116

Tabela 16 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos HIT e mSi sob variação de irradiância. 117
Tabela 17 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos CdTe e CIGS sob variação de temperatura. 118
Tabela 18 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos HIT e mSi sob variação de temperatura. 119

Sumário

1 INTRODUÇÃO . . . 23
1.1 OBJETIVOS . . . 24
1.1.1 Objetivo Geral . . . 24
1.1.2 Objetivos Específicos . . . 24

2 REVISÃO TEÓRICA . . . 25
2.1 Célula Fotovoltaica . . . 25
2.2 Extração de parâmetros de célula Fotovoltaica . . . 33
2.2.1 Análise de estudos prévios . . . 33
2.2.2 Evolução da tecnologia fotovoltaica: Gerações . . . 36
2.2.2.1 Primeira Geração . . . 36
2.2.2.2 Segunda Geração . . . 37
2.2.2.3 Terceira Geração . . . 37
2.2.3 O método da evolução diferencial auto-adaptativo . . . 38
2.2.4 O método de Newton-Raphson . . . 39
2.2.5 Método de convergência para estimativa de parâmetros de células solares . 40

3 MATERIAIS E MÉTODOS . . . 43
3.1 Procedimentos experimentais . . . 43
3.1.1 Amostras . . . 43
3.1.2 Plataforma de caracterização . . . 44
3.2 Simulador solar . . . 49
3.3 Obtenção das curvas características I-V . . . 51
3.4 Análise de Dados de Tecnologias Complementares (NREL) . . . 53

4 RESULTADO E DISCUSSÕES . . . 55
4.1 Dependência dos parâmetros elétricos com a temperatura e irradiância . . . 55
4.1.1 Parâmetros elétricos básicos . . . 55
4.1.1.1 Efeitos da temperatura e irradiância na curva característica I-V . . . 55
4.1.1.2 Corrente de curto-circuito . . . 61
4.2 Parâmetros elétricos do modelo de diodo único modificado . . . 63
4.2.1 Dependência com relação à temperatura . . . 64
4.2.2 Dependência com relação à irradiância . . . 71
4.3 Avaliação paramétrica de módulos solares de CdTe, CIGS, HIT e mSi em função da variação de temperatura e irradiância . . . 81

4.3.1 Dependência dos Parâmetros do Modelo de Um Diodo em Função da Temperatura e da Irradiância 82
4.4 Método de convergência preciso e rápido para estimativa da variação de R_s e R_{sh} com base em dois pontos extraídos da célula solar 109
4.4.1 Convergência da medida de dois pontos a uma curva I-V 110
4.4.2 Cálculo da corrente de curto-circuito da curva I-V que passa pelo dois pontos 112
4.4.3 Determinação da variação R_s e R_{sh} com base em dois pontos extraídos da célula solar 114

5 CONCLUSÕES 120

Apêndices 122

6 – ARTIGOS PUBLICADOS 123

REFERÊNCIAS 169

1 Introdução

O século XXI tem sido marcado por um aumento exponencial na demanda por energia global, impulsionado pelo crescimento populacional e pela industrialização. Diante deste cenário, e da crescente preocupação com os impactos ambientais e a segurança energética, a transição para fontes de energia renovável tornou-se uma prioridade estratégica em todo o mundo. A energia solar fotovoltaica (FV) se destaca como uma das tecnologias mais promissoras e com maior taxa de crescimento, oferecendo uma solução limpa e abundante para a geração de eletricidade [1]. A sua viabilidade técnica e econômica, no entanto, depende intrinsecamente da capacidade de prever com precisão o seu desempenho em diversas condições climáticas e ambientais.

O comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico não é estático e é fortemente influenciado por variáveis ambientais, em particular a irradiância solar e a temperatura de operação [2–4]. A temperatura elevada, por exemplo, é conhecida por provocar uma diminuição na tensão de circuito aberto (V_{oc}), enquanto a irradiância afeta diretamente a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Essas variações alteram a curva característica Corrente-Tensão I-V e, consequentemente, o ponto de máxima potência (P_{mpp}) do módulo, afetando a sua eficiência e a energia gerada [5, 6]. Para uma avaliação precisa do desempenho, é fundamental o uso de modelos matemáticos que representem o comportamento elétrico dos dispositivos. O modelo de um único diodo (SDM) é amplamente aceito na literatura por ser preciso e apresentar uma ótima eficiência computacional [2].

Apesar da simplicidade do modelo SDM, a determinação de seus cinco parâmetros essenciais (corrente fotogerada I_{ph}, corrente de saturação do diodo I_s, fator de idealidade n, resistência em série R_s e resistência em paralelo R_{sh}) a partir de dados experimentais é uma tarefa complexa. As equações que descrevem o modelo são não-lineares, multivariáveis e implícitas, o que torna a otimização um problema desafiador [3, 6]. Tradicionalmente, métodos numéricos e analíticos são utilizados, mas muitas vezes falham em encontrar a solução global e podem ser sensíveis a condições iniciais. Diante disso, a aplicação de técnicas de otimização meta-heurísticas tem ganhado destaque por sua capacidade de explorar grandes espaços de busca e encontrar soluções robustas e precisas [4].

Este trabalho de tese é motivado pela escassez de dados quantitativos confiáveis sobre a variação paramétrica de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos (FV) sob a influência de variações de temperatura e irradiância. A ausência de uma base de dados experimental robusta impede a calibração precisa de modelos de simulação, resultando em incertezas na estimativa de produção de energia e no dimensionamento de projetos. Para preencher essa lacuna, a presente pesquisa emprega o algoritmo de Evolução Diferencial

Auto-Adaptativa (SADE), uma meta-heurística promissora, para extrair os parâmetros do modelo de diodo único (SDM) a partir de conjuntos de dados experimentais coletados de quatro tecnologias distintas de módulos fotovoltaicos: telureto de cádmio (CdTe), cobre-indio-gálio-seleneto (CIGS), heterojunção (HIT) e silício multicristalino (mSi). A principal contribuição deste trabalho reside na criação de uma matriz paramétrica abrangente de resposta para as tecnologias em estudo, que estabelece correlações quantitativas entre os coeficientes de temperatura e irradiância dos cinco parâmetros do modelo SDM.

O presente documento está estruturado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta a Revisão da Literatura sobre o tema, com foco nas principais tecnologias fotovoltaicas e nos métodos de modelagem e extração de parâmetros; o Capítulo 3 detalha a metodologia de pesquisa, incluindo o algoritmo SADE e os procedimentos experimentais utilizados; o Capítulo 4 expõe e discute os resultados obtidos; por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Caracterizar a dependência dos parâmetros (I_{ph}, I_0, n, R_s e R_{sh}) do modelo de um único diodo (SDM) de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias em função das variações de irradiância e temperatura, visando empregar os resultados obtidos na calibração de modelos de simulação para a estimativa de desempenho em condições climáticas reais.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Extrair os cinco parâmetros essenciais do modelo de um único diodo a partir de dados experimentais da curva característica I-V, utilizando um algoritmo de otimização meta-heurística.
- Investigar e quantificar a variação paramétrica de módulos fotovoltaicos de silício monocristalino (mSi), telureto de cádmio (CdTe), seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e hetero-junção (HIT).
- Determinar e analisar os coeficientes de temperatura e irradiância dos parâmetros do modelo SDM para cada tecnologia de módulo, estabelecendo uma matriz de resposta que possa ser utilizada em modelos de predição de desempenho.

2 Revisão teórica

Neste capítulo, apresentam-se os fundamentos teóricos essenciais para a compreensão do comportamento e da modelagem de células fotovoltaicas. A discussão abrange desde os princípios físicos da conversão de energia solar em elétrica até os modelos matemáticos que descrevem as curvas características corrente-tensão (I-V), com enfoque detalhado no amplamente utilizado modelo de diodo único. Adicionalmente, exploram-se as influências de fatores ambientais, como irradiância e temperatura, sobre os parâmetros do modelo, e discutem-se as limitações deste em relação a outros modelos mais complexos. Por fim, apresenta-se uma visão geral das principais tecnologias de células solares, contextualizando a pesquisa no cenário global da energia fotovoltaica.

2.1 Célula Fotovoltaica

As células fotovoltaicas pertencem a uma categoria de dispositivos, predominantemente construídos com materiais semicondutores. Quando exposta à luz, a célula fotovoltaica produz uma diferença de potencial, conhecida como efeito fotovoltaico, o qual converte a energia luminosa em energia elétrica [7]. Essencialmente, esses dispositivos fundamentam-se em junções p-n, sendo esta a configuração predominante, embora apresentem variações em termos de fabricação, incluindo camadas adicionais de diferentes materiais com funções específicas [8].

O efeito fotovoltaico é caracterizado pela criação de pares elétron-buraco mediante a absorção de luz. Quando a radiação luminosa atinge o material, os elétrons na banda de valência absorvem os fótons dessa radiação. Se a energia dos fótons for igual ou superior à energia da bandgap, as ligações covalentes serão rompidas, permitindo que esses elétrons se desloquem para a banda de condução [8].

Neste estudo, foram analisadas quatro tecnologias de células solares: silício policristalino (mSi), heterojunção com contato intrínseco de camada fina (HIT), telureto de Cádmio (CdTe) e Cobre-Índio-Gálio-Seleneto (CIGS). O desempenho desses dispositivos é sensível a diversas condições ambientais, como a irradiância e a temperatura, o que afeta diretamente seus parâmetros de operação [9]. Em particular, a tecnologia de silício policristalino é mais vulnerável a variações na irradiância, enquanto as tecnologias HIT e CIGS demonstram maior estabilidade térmica. Para as células de silício policristalino, a instrumentação empregada incluiu uma câmara de simulação solar da marca Zundar para regular a irradiância e a temperatura, com controle térmico assistido por um conjunto de peltiers. Adicionalmente, um Source Measuring Uni (SMU) Keithley 2400 foi utilizado para garantir medições precisas de corrente e voltagem, empregando o método

de quatro fios para minimizar erros. As curvas I-V para as células CdTe, HIT, CIGS e mSi foram obtidas a partir de dados do banco de dados da NREL (National Renewable Energy Laboratory).

As células solares produzem uma corrente elétrica quando iluminadas, conhecida como fotocorrente (I_{ph}). Além disso, ao serem submetidas a uma diferença de potencial, apresentam um comportamento similar ao de um diodo, permitindo o fluxo de corrente elétrica muito mais intenso quando sujeitas a diferenças de potencial positivas do que negativas. Essa característica resulta da assimetria na junção p-n das células solares. A corrente resultante desse comportamento, chamada de corrente de escuro, é comparável à corrente que flui nas células solares na ausência de luz [8]. Essa corrente de escuro flui no sentido oposto ao da fotocorrente e foi deduzida pela primeira vez por William Schockley [10], conforme a equação 2.1.

$$I_d = -I_0(e^{\frac{qV}{kT}} - 1) \tag{2.1}$$

onde I_o é a corrente de saturação reversa do diodo, q é a carga do elétron ($1,60217662 \times 10^{-19}$ C), V é a diferença de potencial à qual a célula solar é submetida, K é a constante de Boltzmann ($1,38064852 \times 10^{-23}$ J/K^{-1}), e T é a temperatura em Kelvin.

A resposta corrente-tensão de uma célula solar, ou curva características I-V , pode ser aproximada pela superposição entre a fotocorrente e a corrente de escuro, em um processo conhecido como princípio da superposição [8]. Essa superposição da origem na seguinte equação 2.2

$$I = I_{ph} + I_d = I_{ph} - I_0\left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1\right) \tag{2.2}$$

A equação 2.2 é conhecida como modelo de diodo único ideal, e está representado no circuito 1.

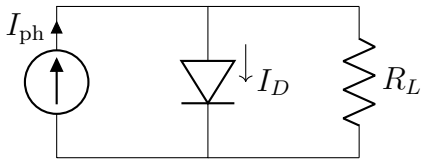


Figura 1 – Modelo de diodo único ideal

A corrente de curto-circuito (I_{sc}), corrente correspondente à tensão de 0 V, ponto de máxima potência (P_{mpp}) e tensão de circuito aberto (V_{oc}), tensão correspondente á I_{sc} de 0 A, são os principais pontos das características I-V de uma célula solar destacados na Figura 2.

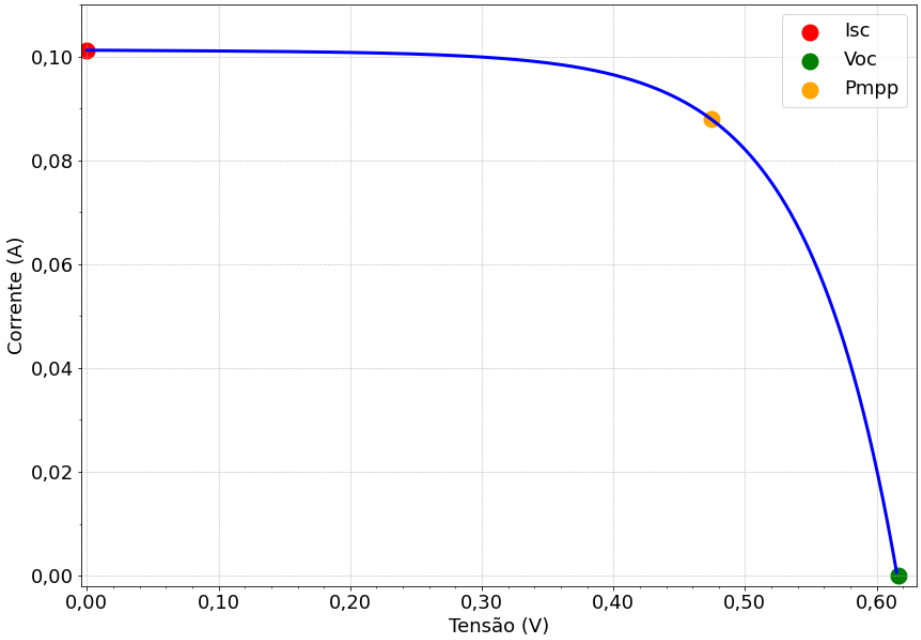


Figura 2 – Curva característica I-V com os pontoa de I_{sc}, P_{mpp} e V_{oc} destacados obtidas no LSD para célula solar medidas neste trabalho

É importante destacar que a corrente de curto-circuito é diretamente proporcional ao fluxo de fótons absorvido pela célula fotovoltaica. Supondo que $a(E)$ é a probabilidade de absorção de um fóton com energia E, $R(E)$ é a probabilidade de reflexão do fóton no dispositivo, $n_{\mathrm{e}}(E)$ é a probabilidade do elétron gerado ser recolhido pelo circuito. Assim temos [8]:

$$I_{\mathrm{sc}} = qA \int_{\infty}^{0} n_e(E)(1 - R(E)a(E)b_s(E))\, dE \tag{2.3}$$

onde A representa a área da célula solar e $b_{\mathrm{s}}(E)$ é a densidade de fluxo espectral de fótons incidente. Portanto, I_{sc} também é uma função do espectro incidente na célula solar. Assim, para definir as Condições de Teste Padrão (STC), é necessário um espectro padrão. O espectro Air Mass 1.5, ou AM1.5, é comumente utilizado para esse fim, representando o espectro do Sol em uma elevação de 42°. Essa espessura atmosférica atenua o espectro solar para uma irradiância média de cerca de 900 W/m^2 na superfície terrestre. No entanto, por conveniência, o espectro padrão é definido como o espectro AM1.5 normalizado, correspondendo a uma irradiância de 1000 W/m^2 [8]. A Figura 3 apresenta o espectro padrão AM1.5.

Contudo, o modelo ideal descrito pela Equação 2.2 representa o diodo de maneira idealizada, o que não reflete a realidade dos dispositivos. Ele não incorpora as perdas ôhmicas e de fuga de corrente presentes em células solares reais. Nesse cenário, é introduzido o modelo de diodo único modificado, conforme ilustrado na Figura 4, e cuja equação resultante é:

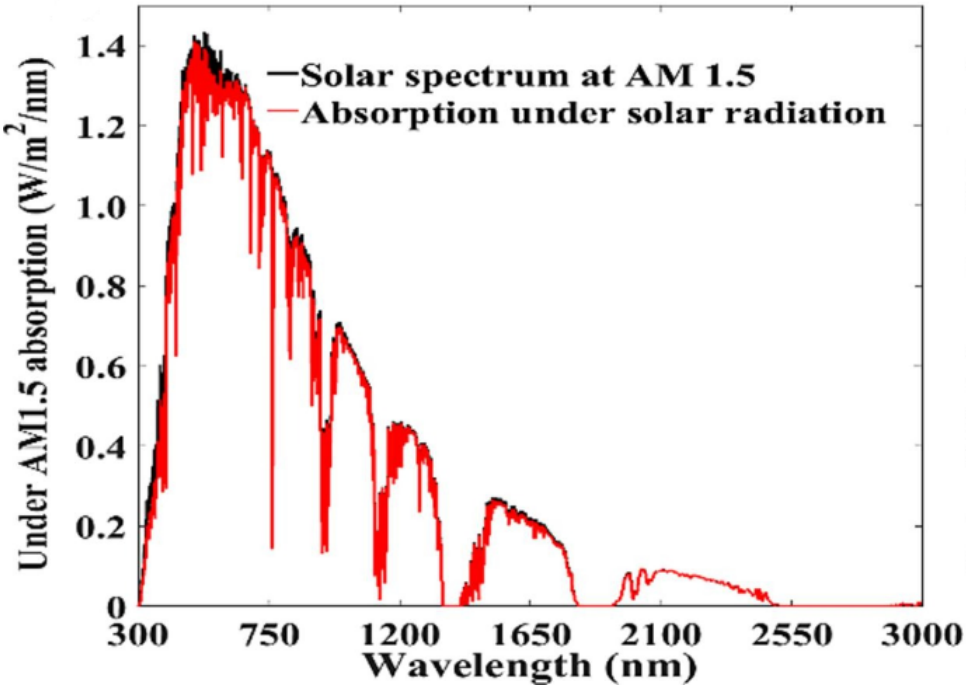


Figura 3 – Espectro padrão AM1.5
[11]

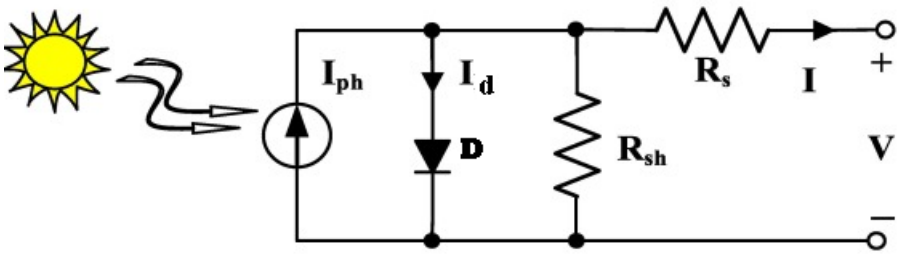


Figura 4 – Modelo de diodo único modificado
[12]

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nKT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \tag{2.4}$$

onde I é a corrente (A), V é a tensão (V) nos terminais da célula solar, q, K, T e I_o são a carga elementar, a constante de Boltzmann, a temperatura e a corrente de saturação do diodo mencionados anteriormente, I_{ph} é a fotocorrente (A), n é o fator de idealidade do diodo, e R_s e R_{sh} são a resistência em série e a resistência shunt, respectivamente.

Nesse modelo, o parâmetro R_s representa a resistência em série da célula solar, que denota as perdas ôhmicas, abrangendo tanto as resistências de contato quanto as diversas camadas pelas quais a corrente flui. Um aumento na resistência em série afetará o fator de preenchimento da célula fotovoltaica. No entanto, a corrente de curto-circuito não é

afetada pela variação na resistência em série [13], conforme ilustrado na Figura 5.

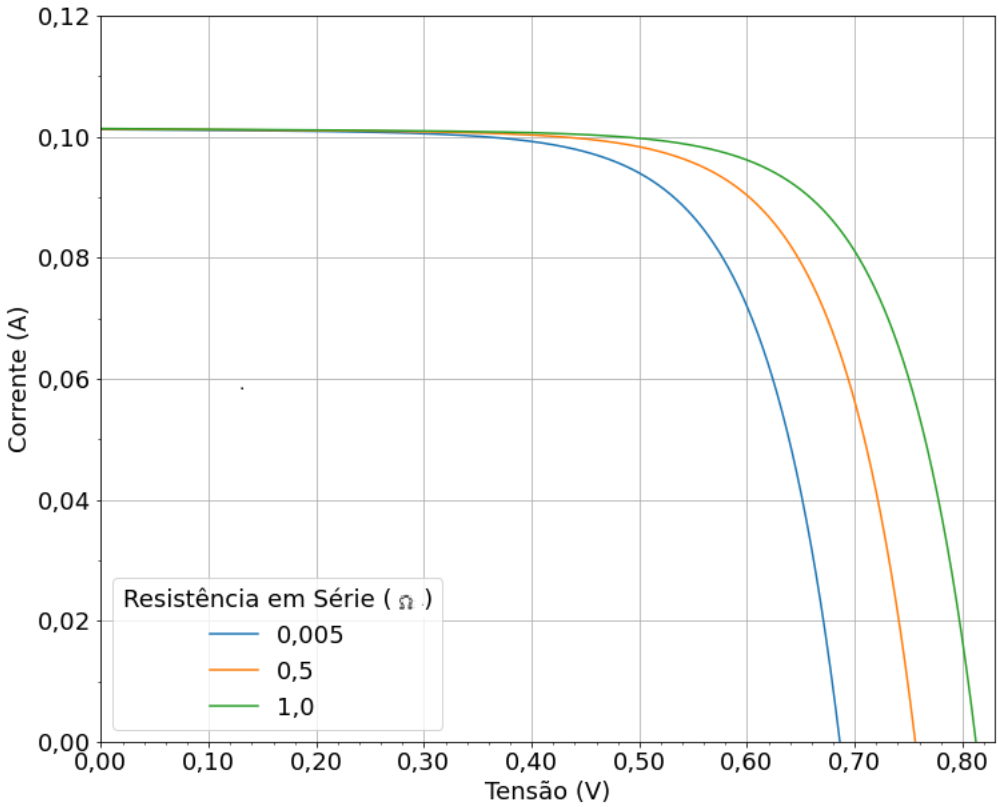


Figura 5 – Variação da resistência série
[14]

A resistência shunt (R_{sh}) da célula solar fotovoltaica origina-se de defeitos de fabricação, especialmente nas bordas da célula, que fornecem um caminho alternativo para o fluxo da corrente, diminuindo a potência entregue. Além disso, defeitos, como partículas metálicas na superfície celular, rachaduras e buracos, reduzem a corrente que flui através da junção. Idealmente, a resistência do shunt deve ser a mais alta possível [15]. Observou-se que uma diminuição na resistência shunt reduz significativamente o fator de preenchimento, como é observado na Figura 6.

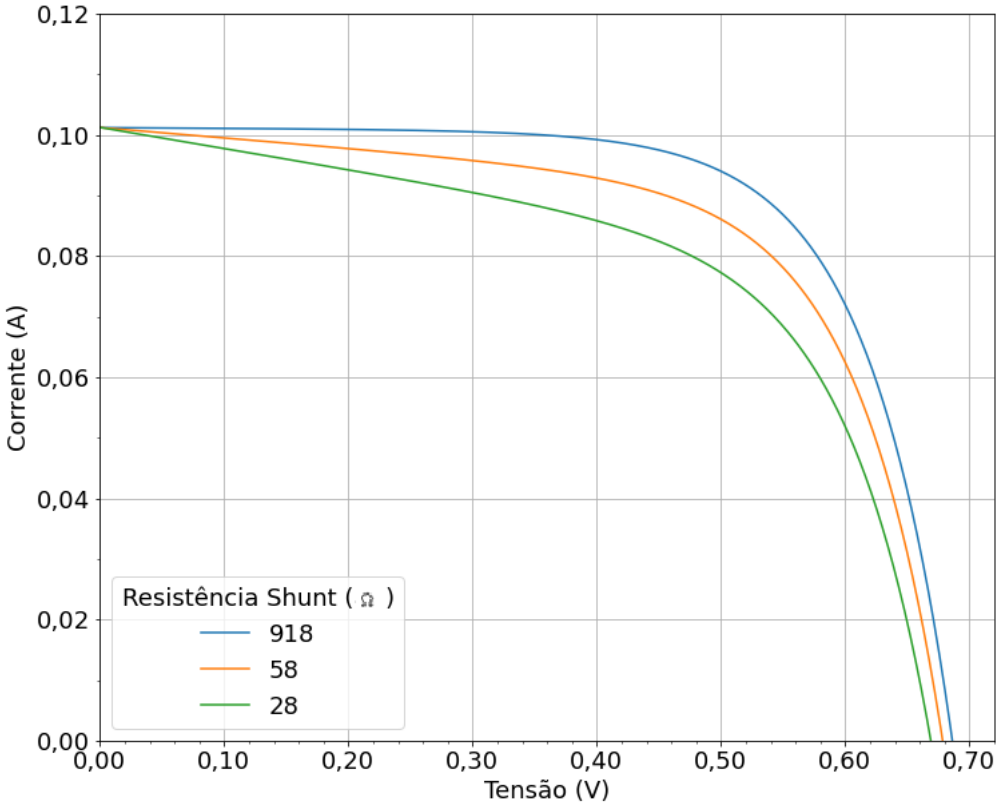


Figura 6 – Variação da resistência shunt

Com base na série de curvas características corrente-tensão mostradas na Figura 7, é possível inferir que as características corrente-tensão de uma célula solar fotovoltaica estão diretamente relacionadas à corrente fotogerada, I_{ph}. Aumentos proporcionais na corrente fotogerada refletem aumentos na intensidade da irradiância solar. Entretanto, é importante observar que mudanças na fotocorrente afetam drasticamente a corrente de curto-circuito (corrente para a qual $V = 0$).

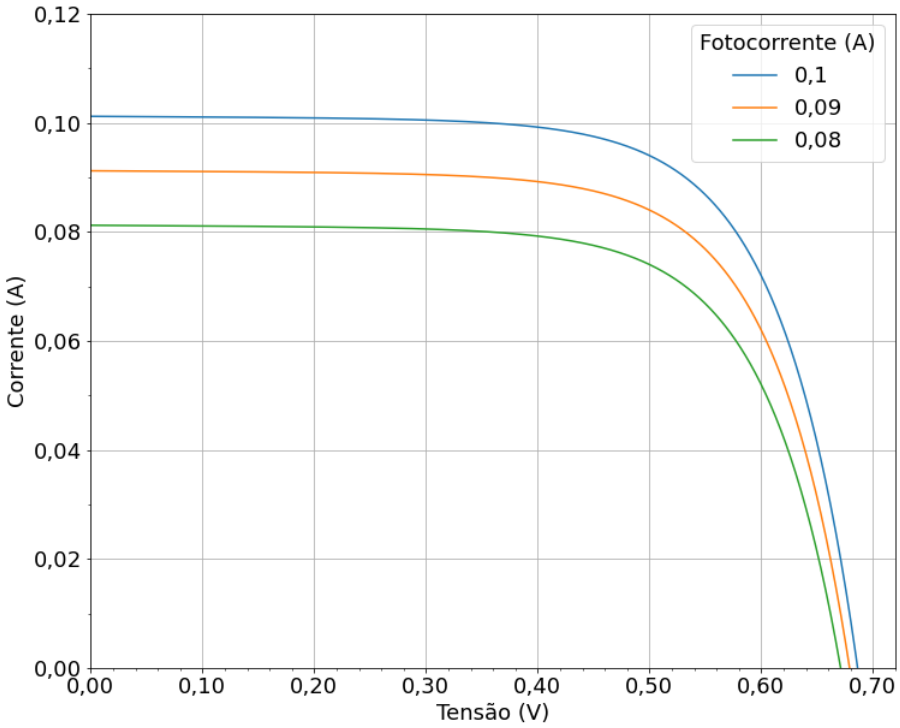


Figura 7 – Variação da fotocorrente

Nas Figuras 8 e 9, são mostradas as mudanças no fator de idealidade n e na corrente de saturação reversa (I_0) do diodo, que resultam em efeitos drásticos na tensão de circuito aberto.

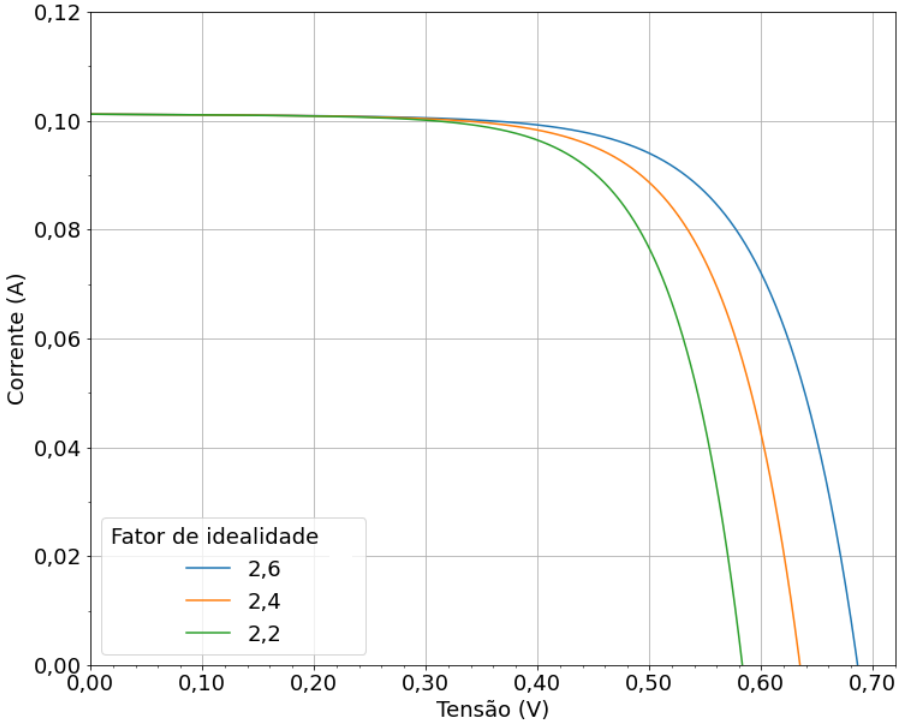


Figura 8 – Variação do fator de idealidade

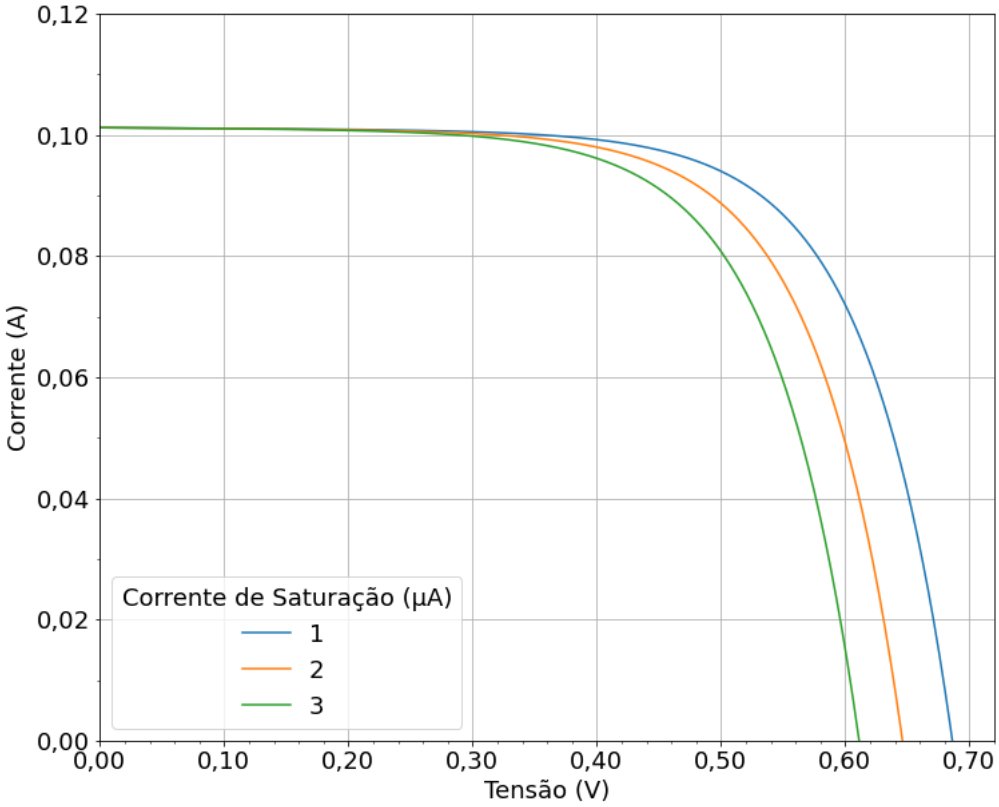


Figura 9 – Variação da corrente de saturação reversa

A eficiência η, o fill factor FF, ou fator de preenchimento, que descreve a "quadratura"da curva I-V são outros parâmetros indicadores da performance da célula solar. São definidos por:

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{P_{in}} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_{in}} \tag{2.5}$$

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \tag{2.6}$$

onde I_m e V_m indicam à corrente e tensão em ponto de potência máxima, P_{mpp} corresponde à potência máxima gerada, P_{inh} à potência incidente na célula, I_{sc} é a corrente de curto-circuito (corrente para a qual $V = 0$) e V_{oc} a tensão de circuito aberto (tensão para a qual $I = 0$) da célula solar. Podemos escrever a eficiência em termos do FF através da Equação 2.7:

$$\eta = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{P_{in}} \tag{2.7}$$

Há uma variedade de modelos na literatura que descrevem as características I-V de células solares. No entanto, o modelo de diodo único modificado é amplamente utilizado devido ao seu equilíbrio entre simplicidade e precisão nos resultados alcançados [16, 17].

2.2 Extração de parâmetros de célula Fotovoltaica

A questão da obtenção dos parâmetros elétricos dos modelos que representam a curva I-V de células solares pode ser dividida em três categorias principais, dependendo da abordagem utilizada: analítica, numérica ou meta-heurística [18].

Na primeira categoria de metodologias estão incluídos os métodos analíticos, que oferecem formulações para extrair parâmetros de modelos a partir de dados de planilhas ou das curvas I-V. As técnicas analíticas demandam o conhecimento de diversos pontos cruciais da curva I-V, como os pontos de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima, assim como as derivadas das curvas nesses pontos. A partir disso, por meio da manipulação de equações, são obtidas expressões fechadas para cada um dos parâmetros a serem extraídos. Considerando que esta é uma curva não linear, uma escolha incorreta de pontos pode resultar em erros significativos [19].

Os métodos numéricos se apoiam em algoritmos específicos para ajustar todos os pontos da curva I-V, como o método de Newton-Raphson ou o método de Levenberg-Marquardt. Por abrangerem toda a curva, essas técnicas têm potencial para gerar resultados mais precisos. Contudo, o êxito desse enfoque depende consideravelmente do tipo de algoritmo selecionado para realizar o ajuste da curva ao modelo, bem como dos valores iniciais dos parâmetros a serem extraídos, os quais são influenciados pelas condições ambientais [20].

As estratégias de otimização global que empregam algoritmos meta-heurísticos têm sido amplamente utilizadas na determinação de parâmetros elétricos de células solares, alcançando resultados mais promissores em comparação com abordagens analíticas e numéricas [21]. Isso se deve à habilidade desses métodos em realizar buscas globais, à sua independência da continuidade e diferenciabilidade das funções, e à sua eficácia mesmo diante de condições iniciais diversas [20].

Dentre os métodos meta-heurísticos utilizados para extrair os parâmetros elétricos do modelo de diodo único modificado, destacam-se os algoritmos evolutivos. Dentro dessa categoria, encontra-se o algoritmo de evolução diferencial auto-adaptativo (SADE), o qual foi adotado neste estudo para a extração dos parâmetros.

2.2.1 Análise de estudos prévios

Na literatura, tem sido dedicado um grande esforço de pesquisa para compreender como os parâmetros elétricos das células solares se alteram em diferentes condições de temperatura e luminosidade [15, 22–30].

O estudo referenciado em [22] utilizou o método de extração analítica para módulos de silício cristalino. Foram conduzidos dois conjuntos de experimentos para investigar

os parâmetros do modelo de diodo único: o primeiro em condições de 25°C e 20 níveis de irradiância; o segundo, em cinco temperaturas variando de 25°C a 65°C, com 11 níveis de irradiância. Ambos utilizaram um simulador solar pulsado. Observou-se que R_{sh} e R_s crescem para baixos níveis de irradiância. O fator de idealidade do diodo não apresentou dependência de temperatura ou irradiância. A fotocorrente, apresentou comportamento linear [22]. Variando a temperatura, não se observou uma tendência clara de variação nos parâmetros R_s e R_{sh}, enquanto a corrente de saturação apresentou um aumento significativo em altas temperaturas, seguindo uma tendência aproximadamente exponencial.

De acordo com [23], que utiliza quatro equações, das quais três relacionam a corrente de saída com a tensão de saída nos pontos de curto-circuito, potência máxima e circuito aberto. A quarta equação representa a primeira derivada da potência de saída em relação à tensão de saída no ponto de potência máxima. Estudou os efeitos da temperatura e da irradiância em três parâmetros físicos: I_{ph}, I_0 e n. Para um valor fixo de irradiância e variando a temperatura de 25°C a 70°C , I_{ph} aumenta ligeiramente à medida que a temperatura aumenta. No entanto, para um valor fixo de temperatura, e variando a irradiância 200 W/m^2 á 1000 W/m^2, I_{ph} aumenta significativamente à medida que a irradiância aumenta. Para um valor constante de irradiância, a corrente de saturação aumenta exponencialmente com a temperatura. Entretanto, no que se refere à influência da irradiância na corrente de saturação para um valor fixo de temperarura, ela aumenta ligeiramente à medida que a irradiância incidente aumenta. Para um valor fixo de irradiância, observou-se dois comportamentos distintos: o fator de idealidade diminui à medida que a temperatura aumenta, para uma irradiância incidente entre 200 W/m^2 e 600 W/m^2, permanecendo praticamente constante para 800 W/m^2 e 1000 W/m^2. Quanto à relação com a irradiância para um valor fixo de temperatura, o fator de idealidade aumenta à medida que a irradiância incidente cresce.

Por sua vez, o trabalho [24] foi realizado em um simulador solar calibrado para vários níveis de intensidade e temperaturas de célula na faixa de 200 W/m^2 a 500 W/m^2 e 15°C a 60°C, respectivamente. Utilizou-se o método baseado na determinação dos parâmetros do modelo por meio de estimativa não linear. A fotocorrente aumentou de forma linear com o incremento do nível de irradiância. A resistência shunt e a resistência em série também se mostraram bastante sensíveis ao aumento da temperatura da célula, observando-se uma diminuição linear. O fator de idealidade diminui linearmente com o aumento da temperatura. No estudo [30], foi observada uma redução significativa na resistência em série à medida que a irradiância aumentava dentro do intervalo de 100 a 1000 W/m^2, e que a resistência shunt se mostrou independente da intensidade da irradiação; utilizou-se o método analítico.

No estudo de [25] investigou a dependência da resistência shunt com a irradiância. Utilizou um simulador solar pulsado de grande área, para obter as características I-V

de diversos módulos fotovoltaicos de marcas e tecnologias distintas, submetidos a 20 diferentes níveis de irradiância, variando de 75 W/m^2 a 1000 W/m^2. Observou-se tendência de aumento da resistência shunt para menores irradiâncias. Em [26] descobriu-se que R_{sh} e R_s diminui com a temperatura quase linearmente.

O estudo mencionado em [27] utilizou uma das técnicas meta-heurísticas conhecida como algoritmo de evolução diferencial (DE). As características I-V para cada célula solar foram inicialmente obtidas em sete temperaturas distintas (25°C, 30°C, 35°C, 40°C, 45°C, 50°C e 55°C), sob uma iluminação constante de 1000 W/m^2, proveniente de uma lâmpada de xenônio de 2500 W. Posteriormente, foram registradas em cinco condições de iluminação variadas (600 W/m^2, 700 W/m^2, 800 W/m^2, 900 W/m^2 e 1000 W/m^2), mantendo a temperatura em (25±1)°C. O trabalho analisou a dependência dos cinco parâmetros em relação a temperatura e irradiância. Observou que variando a temperatura a I_{ph} apresentou uma tendência linear clara, n uma ligeira diminuição linear, I_0 aumenta exponencialmente, R_s e R_{sh} um decaimento exponencial. Por outro lado, variando a irradiância notou-se que I_{ph} teve crescimento linear forte, n e I_0 tiveram nenhuma mudança significativa, R_s e R_{sh} tiveram um ligeiro aumento linear.

Em [15] utilizou um método numérico para estudar a dependência dos parâmetros do modelo de diodo único modificado em relação à variação da temperatura, mantendo a irradiância em 1000 W/m^2. Verificou-se que a fotocorrente aumenta modestamente com a temperatura, a corrente de saturação reversa é o parâmetro mais afetado, apresentando um crescimento polinomial, o fator de idealidade e a resistência shunt decrescem linearmente, e a resistência em série cresce linearmente.

Por sua vez, [28] investigou o comportamento dos parâmetros elétricos de células solares de silício cristalino sob condições de concentração luminosa, na faixa de temperatura de 25°C a 50°C, utilizando um método analítico. Para uma dada irradiância, verificou-se que, à medida que a temperatura aumenta, a resistência em série diminui exponencialmente, enquanto a corrente de saturação reversa aumenta exponencialmente. Além disso, observou-se que tanto a resistência shunt quanto o fator de idealidade diminuem linearmente.

O estudo realizado por [29], na faixa de intensidade de irradiação de 160 a 1000 W/m^2 sob temperatura ambiente, utilizou um método baseado na relação padrão $I = f(V)$ (1) como $V = f(I)$ derivada dos diodos Shockley adequadamente modificados e estendida para cobrir o caso das células solares, para extrair os parâmetros de interesse. Como resultados, observaram-se que a fotocorrente e o fator de idealidade aumentam linearmente com o aumento da intensidade de irradiação na faixa considerada. O fator de preenchimento aumenta ligeiramente até 500 W/m^2 e, depois, diminui para intensidades maiores que 500 W/m^2. A corrente de saturação aumenta exponencialmente. A resistência série é invariável em relação à irradiação. A resistência shunt é quase constante para

irradiações menores que 200 W/m^2, mas começa a diminuir linearmente entre 200 e 1000 W/m^2.

É relevante observar que diferentes métodos de extração de parâmetros podem produzir resultados discrepantes [31], assim como diferentes padrões de comportamento, conforme destacado em um estudo sobre a influência da temperatura na extração da resistência em série [32]. Além disso, em uma pesquisa recente, [33] argumentou que vários conjuntos distintos de parâmetros do modelo de diodo único modificado podem resultar em curvas I-V idênticas ou muito semelhantes, o que torna a determinação dos parâmetros relativamente ambígua, sugerindo que os resultados anteriores encontrados na literatura talvez tenham capturado apenas uma das muitas soluções possíveis.

2.2.2 Evolução da tecnologia fotovoltaica: Gerações

A evolução da tecnologia fotovoltaica pode ser categorizada em três gerações principais, cada uma com materiais e abordagens de fabricação distintos. Essas gerações representam uma busca contínua por maior eficiência, menor custo de produção e maior sustentabilidade.

2.2.2.1 Primeira Geração

A primeira geração de células solares é dominada pelos dispositivos baseados em silício cristalino (c-Si) [34]. Esta categoria inclui tanto o silício monocristalino (sc-Si) quanto o silício policristalino (pc-Si), sendo a tecnologia mais madura e predominante no mercado global, respondendo por mais de 90% do mercado [35].

- **Silício Monocristalino (sc-Si):** As células de sc-Si são fabricadas a partir de um único e contínuo cristal de silício, geralmente obtido pelo processo Czochralski. Possuem uma estrutura uniforme, resultando em eficiências de conversão mais altas, tipicamente entre 15% e 25% em laboratório. A sua cor uniforme, geralmente preta ou azul escura, as diferencia visualmente. O principal ponto negativo é o alto custo de produção devido ao processo de fabricação complexo e de alta energia [35].

- **Silício Policristalino (pc-Si):** As células de pc-Si são compostas por múltiplos cristais de silício, o que lhes confere um visual característico, com um padrão granulado. A sua produção é menos dispendiosa e mais simples do que a do silício monocristalino, uma vez que o processo de solidificação é menos rigoroso. No entanto, as barreiras de contorno de grão entre os cristais reduzem ligeiramente a eficiência, que geralmente varia de 13% a 20% [35, 36].

2.2.2.2 Segunda Geração

A segunda geração, ou tecnologia de filmes finos (thin-film), utiliza camadas de materiais semicondutores depositadas sobre substratos de vidro, metal ou polímero. O objetivo é reduzir a quantidade de material semicondutor necessária e, consequentemente, o custo de produção. As principais tecnologias desta geração são:

- **Silício Amorfo (a-Si):** Foi uma das primeiras tecnologias de filme fino a ser comercializada. O a-Si possui uma alta absorção de luz no espectro visível, mas sua eficiência é menor do que a do silício cristalino e tende a degradar com o tempo (efeito Staebler-Wronski) [34].
- **Cobre-Índio-Gálio-Seleneto (CIGS):** As células CIGS são notáveis por sua alta eficiência, que pode se aproximar das células de silício cristalino. São altamente absorventes e demonstram boa estabilidade. No entanto, a complexidade de fabricação e a raridade do índio e do gálio são desafios para sua produção em larga escala [34, 35].
- **Telureto de Cádmio (CdTe):** A tecnologia de CdTe é a mais simples e de menor custo de produção entre as de filme fino. Possui um bom band gap para absorção da luz solar. O principal desafio é a toxicidade do cádmio, o que exige cuidados especiais na fabricação e no descarte [34, 35].

As tecnologias de segunda geração são mais competitivas em termos de custo e são mais flexíveis, permitindo aplicações em janelas, fachadas e telhados flexíveis.

2.2.2.3 Terceira Geração

A terceira geração de células solares é uma área de pesquisa e desenvolvimento intensivo, focada em abordar as limitações das gerações anteriores, como custo e eficiência. Elas são muitas vezes chamadas de "novas tecnologias emergentes"e buscam combinar alta eficiência com baixo custo de produção. Exemplos incluem:

- **Células Solares de Perovskita:** Materiais de perovskita demonstraram um rápido aumento na eficiência, superando até mesmo a das células de silício em laboratório. São de baixo custo e podem ser fabricadas por soluções, o que as torna promissoras. No entanto, a sua baixa estabilidade e sensibilidade à umidade ainda são grandes desafios para a comercialização [34, 35].
- **Células Solares Orgânicas (OPV):** Utilizam polímeros e pequenas moléculas orgânicas como semicondutores. São flexíveis, transparentes e podem ser impressas, o que as torna ideais para novas aplicações. A eficiência é ainda relativamente baixa e a sua vida útil é limitada, mas os avanços na pesquisa são contínuos [35].

- **Células de Pontos Quânticos (Quantum Dots):** Utilizam nanocristais semicondutores (pontos quânticos) que podem ser ajustados para absorver a luz em diferentes comprimentos de onda, o que pode levar a eficiências de conversão muito altas. Ainda estão em estágio inicial de pesquisa e enfrentam desafios de estabilidade e toxicidade de alguns materiais [36].

2.2.3 O método da evolução diferencial auto-adaptativo

Por meio do modelo de um diodo e dos dados experimentais obtidos através das medidas I-V das células solares em diferentes temperaturas e irradiações foi possível extrair os parâmetros essenciais para descrever o funcionamento da célula, de forma robusta. O método meta-heurístico denominado Evolução Diferencial (sigla do inglês ED) foi proposto por Storn e Price [37] e é um algoritmo evolutivo baseado em mecanismos de seleção natural e genética populacional. Para isso, o DE utiliza operadores de mutação, cruzamento e seleção para gerar novos indivíduos na busca pelos mais adaptados. Inicialmente, o algoritmo DE foi aplicado para resolver sistemas de variáveis contínuas [37] e logo se mostrou eficiente para uma ampla gama de problemas [38–42].

Posteriormente, recebeu uma atualização, deixando de depender de parâmetros de controle que se tornaram auto-adaptativos [43], recebendo o nome de Evolução Diferencial Auto-adaptativa (do inglês Self-Adaptive Differential Evolution *SADE*). Inicialmente, no SADE, os indivíduos são gerados aleatoriamente em intervalos físicos predefinidos, gerando a população inicial que irá evoluir ao longo das gerações. Cada indivíduo é candidato à solução que minimiza a função objetivo. Neste trabalho, foi encontrado a recombinação usando a regra descrita pela Equação (2.8).

$$P_{i,j}^{G=1} = P_L^{G=1} + R_{i,j}(0,1)\left(P_U^{G=1} - P_L^{G=1}\right), \tag{2.8}$$

onde o índice i e j são, respectivamente, o tamanho da população e o número de parâmetros a serem ajustados, variando de 1 a 200 e de 1 a 5. Nesse modelo, os parâmetros ajustados referem-se à solução das equações dos diferentes mecanismos de espalhamento que limitam a mobilidade eletrônica. Além disso, $R_{i,j}(0,1)$ é um número aleatório entre 0 e 1, com distribuição uniforme; P_U e P_L são os limites inferior e superior para os indivíduos, respectivamente. G refere-se ao número de geração, entre 1 e 50000, neste trabalho. No estágio de mutação, obteve-se um vetor doador por meio da Equação (2.9).

$$D_i^G = P_i^G + F\left(P_{best}^G - P_i^G\right) + F\left(P_{r1}^G - P_{r2}^G\right), \tag{2.9}$$

onde P_{best}^G é o indivíduo que melhor minimiza a função objetiva e P_{r1}^G e P_{r2}^G são indivíduos escolhidos aleatoriamente, diferentes uns dos outros e o P_i^G é o individuo atual. F é o fator de mutação ajustado pela Equação (2.10).

$$F_i^{G+1} = \begin{cases} F_l + R_1 F_u, & \text{se } R_2 < \tau_1, \\ F_i^G, & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{2.10}$$

Na recombinação ou cruzamento, o vetor doador é misturado ao vetor P_i^G, gerando um vetor temporário T_i^G. Neste trabalho, a recombinação foi feita usando a regra descrita pela Equação (2.11).

$$T_{i,j}^G = \begin{cases} D_{i,j}, & \text{se } \ R(0,1)_j \leq CR \text{ ou } j = j_R, \\ P_{i,j}^G, & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{2.11}$$

onde j_R é um número inteiro aleatório entre 1 e 5, de acordo com o número de parâmetros a serem ajustados. A taxa de cruzamento, CR, é um número real, definido pela equação (2.12).

$$CR_i^{G+1} = \begin{cases} R_3, & \text{se } R_4 < \tau_2, \\ CR_i^G, & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{2.12}$$

onde R_4 são 4 números aleatórios entre 0 e 1. τ_1 e τ_2 representam as probabilidades de ajuste de F e CR. Finalmente, na etapa de seleção, foi comparado o vetor temporário P_i^G e os vetores que melhor minimizam a função objetivo são escolhidos, usando as relações (2.13).

$$P_i^{G+1} = \begin{cases} T_i^G, & \text{se } \ f(T_i) < f(P_i), \\ P_{i,j}^G, & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{2.13}$$

Este processo se repete até atingir o final das gerações, ou algum critério pré-definido seja satisfeito. Todo esse processo é repetido 10 vezes com uma população inicial de soluções obtida aleatoriamente, permitindo verificar o quão distante são as diferentes convergências dos parâmetros obtidos nos ajustes. Com isso, conseguiu-se estimar de forma robusta os parâmetros do modelo de um diodo para célula solar em diferentes condições de irradiação e temperatura.

2.2.4 O método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson, em sua forma mais simples, baseia-se em uma ideia bastante direta: aplicar repetidamente uma "fórmula"a partir de um valor inicial, conhecido como método das aproximações sucessivas. Em outras palavras, para uma função cuja raiz queremos encontrar, escolhe-se um valor inicial com base em uma análise da função e, em seguida, aplica-se uma fórmula específica repetidamente a esse valor, gerando uma sequência de pontos que convergirá para uma raiz da função [44]. O método

de Newton-Raphson é um dos métodos mais eficientes para a solução numérica de f(x) = 0.

Suponha que $f(x)$ tenha uma raiz simples no intervalo $[a, b]$ e que f sejade classe C^2 em $[a, b]$. Dado $x_n \in (a, b)$, usando o desenvolvimento de Taylor, podemos escrever

$$f(x) = f(x_n) + f'(x_n)(x - x_n) + \frac{1}{2!}f''(\xi_n)(x - x_n)^2, \tag{2.14}$$

onde ξ_n está entre x e x_n. Se α é a solução, então

$$0 = f(x_n) + f'(x_n)(\alpha - x_n) + \frac{1}{2!}f''(\xi_n)(\alpha - x_n)^2, \tag{2.15}$$

onde ξ_n está entre α e x_n.

Supondo que x_n esteja suficientemente próximo de α, podemos desprezar o resto $\frac{1}{2!}f''(\xi_n)(\alpha - x_n)^2$, de onde obtemos uma aproximação para α

$$\alpha \approx x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)},$$

desde que $f'(x_n) \neq 0$.

Obtemos assim o método de Newton-Raphson que nos dá x_{n+1} como uma aproximação para a raiz α por

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, \quad n \geq 0. \tag{2.16}$$

Note que o método de Newton-Raphson é um método iterativo de passo 1 e que, para ser iniciado, necessitamos da aproximação inicial x_0. A função

$$\phi(x) = x - \frac{f(x)}{f'(x)} \tag{2.17}$$

é chamada de função de iteração para o método de Newton-Raphson. Como $\phi'(\alpha) = 0$ e $\phi'(x)$ é contínua, segue que existe uma vizinhança de α em que $|\phi'(x)| \leq k < 1$, onde $0 \leq k < 1$. Isto explica porque o método de Newton-Raphson funciona.

2.2.5 Método de convergência para estimativa de parâmetros de células solares

A curva corrente-tensão (I-V) sob iluminação é a medição mais crucial para qualquer célula solar, realizada rotineiramente em ambientes laboratoriais e industriais. Para extrair informações físicas confiáveis, consistentes e matematicamente simples a partir dos dados I-V, diversos métodos de convergência são apresentados na literatura.

De acordo com [45], a correção da curva I-V facilita a comparação de curvas medidas em diferentes condições, o que é essencial para monitorar a saúde dos painéis fotovoltaicos (FV). O estudo avalia métodos de correção em curvas I-V simuladas sob diversas

condições ambientais e para cinco tipos de defeitos com gravidade variável. Utilizou métodos baseados em curva única, nos quais nenhum conseguiu superar todas as condições simuladas defeituosas; contudo, apresentou melhor correção de tensão e corrente, sendo adequado para diagnóstico rápido em campo, desde que sejam determinados os coeficientes de correção. O método baseado em curvas múltiplas apresentou desempenho superior aos métodos de curva única e desempenho de correção de alta precisão na maioria das condições, é livre de coeficientes de correção, porém não é adequado para diagnóstico rápido em campo. Propôs-se um método novo, que exibiu desempenho geral mais robusto que os métodos de curva única, com diminuição do erro médio da curva de 3,45% para 2,37% [45].

Os estudos de [46] apresentaram um modelo simplificado de um único diodo para módulos fotovoltaicos (FV). Além disso, foram derivadas equações aprimoradas para a translação de corrente e tensão. A precisão desses dois modelos, combinando equações convencionais e aprimoradas, foi analisada. Os resultados experimentais demonstraram que ambos os modelos apresentam boa conformidade com as curvas corrente-tensão (I-V) medidas ao ar livre. As equações de translação aprimoradas mostraram-se especialmente eficazes para aumentar a precisão do modelo simplificado sob baixos níveis de irradiância. Para calcular os parâmetros do modelo, foram utilizadas tanto a folha de dados fornecida pelos fabricantes quanto medidas de referência ao ar livre. A comparação dos resultados revelou que a folha de dados do fabricante introduziu maior desvio nos modelos propostos. Como conclusão, recomenda-se o uso do modelo simplificado combinado com as equações de translação aprimoradas.

Por outro lado, [47] apresentou um procedimento de cálculo simples para estimar o fator de idealidade e as resistências de perda de qualquer célula ou gerador fotovoltaico. O método proposto utiliza o modelo de cinco parâmetros e requer apenas a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito, a tensão e a corrente máxima do ponto de potência como dados de entrada. Os resultados obtidos permitem simular com alta precisão qualquer módulo fotovoltaico de silício cristalino.

Para assegurar a convergência do processo iterativo, as equações foram formuladas de modo a evitar termos exponenciais. Além disso, os valores permitidos para o fator de idealidade foram limitados, garantindo que as resistências de perda correspondam o mais próximo possível aos valores observados em geradores reais, característica nem sempre assegurada por outros métodos.

A pesquisa de [48] aplicou e analisou um procedimento para extrair os parâmetros físicos de uma célula solar a partir de sua curva I-V sob iluminação. Comparando com outros métodos, avaliou a significância estatística dos parâmetros obtidos. O método utilizado, denominado APTIV, emprega ajustes separados em duas regiões distintas da curva I-V. Na primeira região, próxima ao curto-circuito, realiza um ajuste focado na cor-

rente, visto que o erro nesta variável é dominante. Na segunda região, próxima ao circuito aberto, utiliza um ajuste focado na tensão, dado que este é o erro predominante nessa zona. O método baseia-se no ajuste de mínimos quadrados.

O procedimento superou algumas limitações dos métodos comuns: gerenciou adequadamente os erros de tensão e não requer estimativas iniciais precisas dos parâmetros. Além disso, sua implementação numérica é bastante simples.

Neste trabalho, foi desenvolvido um procedimento simples para estimar a variação das resistências de perda em células solares. O método baseia-se na convergência da curva I-V, utilizando os parâmetros básicos fornecidos pelo fabricante e dois pontos de medição da curva I-V do dispositivo. A ausência de abordagem similar na literatura revisada destaca a originalidade desta contribuição, oferecendo uma nova ferramenta para a caracterização de células fotovoltaicas.

3 Materiais e Métodos

3.1 Procedimentos experimentais

O objetivo é investigar a dependência dos coeficientes térmicos e de irradiância em módulos fotovoltaicos, para que os modelos possam ser empregados em futuras estimativas de desempenho de matrizes fotovoltaicas sob diferentes condições climáticas. Para caracterizar experimentalmente as células dessa tecnologia, foram obtidas características I-V para sete temperaturas (de 25°C a 55°C, com passo de 5°C) e cinco níveis de irradiância (de 600 W/m^2 a 1000 W/m^2, com passo de 100 W/m^2).

3.1.1 Amostras

A célula solar de silício policristalino foi adquirida comercialmente, com o propósito de ser utilizada como fonte de amostra. No âmbito deste estudo, uma célula, representada na Figura 10, foi selecionada para a sua construção. As especificações nominais das referidas células, conforme fornecidas pelo fabricante para as condições STC, podem ser consultadas na Tabela 3.

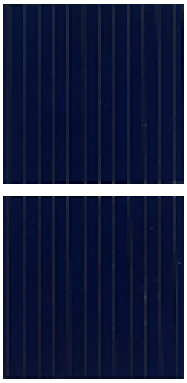


Figura 10 – Célula solar utilizada como amostra.
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 1 – Parâmetros nominais das células solares fornecidos pelo fabricante

Parâmetro	Valor
Potência máxima (W)	0,41-0,48
Corrente de máxima potência (A)	0,87
Tensão de máxima potência (V)	0,47
Corrente de curto-circuito (A)	0,104
Tensão de circuito aberto (V)	0,62
Eficiência (%)	17,35
Dimensões (mm)	50 x 19 x 0,25

Na Figura 10, podemos identificar os contatos negativos, representados pelas listras brancas. A faixa mais larga tem a finalidade de unir tiras metálicas para conectar as células solares, seja em configuração série ou paralelo, a fim de montar painéis fotovoltaicos. O terminal positivo está localizado na parte traseira das células.

3.1.2 Plataforma de caracterização

Para investigar o comportamento das células solares em diversas condições de temperatura e irradiância, foi essencial utilizar uma plataforma de caracterização elétrica [27], conforme mostra a Figura 11.

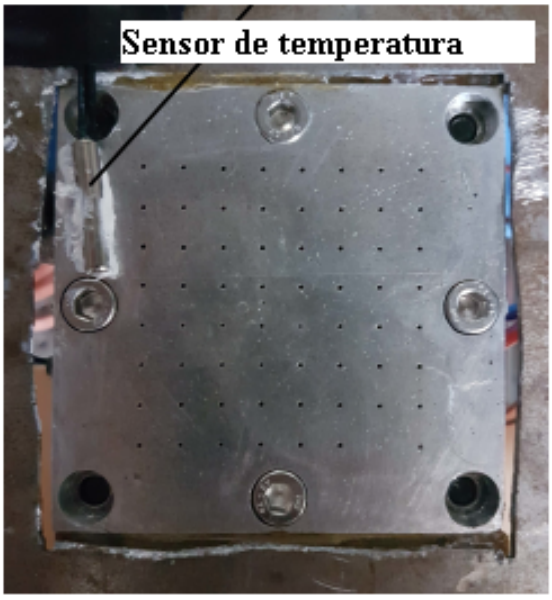


Figura 11 – Plataforma de caracterização
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para estabelecer os contatos na superfície frontal das células solares, foram utilizadas pontas de prova feitas de tungstênio, conforme ilustrado na Figura 12. Essas pontas

de prova foram adaptadas para se encaixarem em bases magnéticas fixadas à chapa de aço na qual a plataforma de caracterização foi montada. Esse arranjo permitiu um ajuste preciso da pressão exercida pelas pontas na superfície da célula solar.

Figura 12 – Pontas de teste de tungstênio produzidas pela Accuprobe
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Monitoramos o contato entre as pontas de prova e a superfície da célula utilizando um multímetro para medir a resistência entre elas. Quando as pontas tocavam a célula, o multímetro registrava uma resistência diferente de zero, indicando que o contato estava estabelecido. O propósito desse procedimento foi evitar a aplicação de força excessiva sobre a célula durante o contato das pontas de prova.

Essa plataforma foi projetada com rigoroso controle de temperatura e inclui uma mesa de vácuo para garantir contato elétrico de resistência mínima entre a superfície traseira da célula (terminal positivo) e o instrumento de medição, assegurando assim a precisão das análises.

Para realizar a medição de temperatura na plataforma de caracterização, posicionou-se um termistor NTC (Negative Temperature Coefficient) com precisão de ± 0,3 °C dentro da plataforma. Posteriormente, outro termistor NTC foi colocado na superfície da plataforma, estabelecendo contato térmico por meio de pasta térmica, conforme ilustrado na Figura 13.

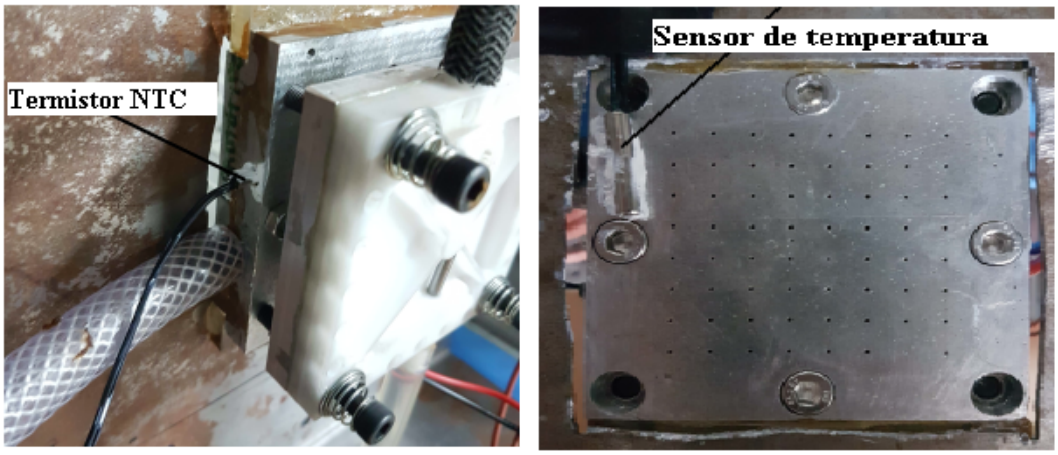


Figura 13 – Sensores de temperatura tipo NTC
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As Figuras 14 e 15 apresentam a parte inferior da plataforma de caracterização, incluindo os sensores de temperatura, as mangueiras para vácuo e fluxo de água, o bloco de refrigeração com circulação de água fria e os terminais para conexão elétrica.

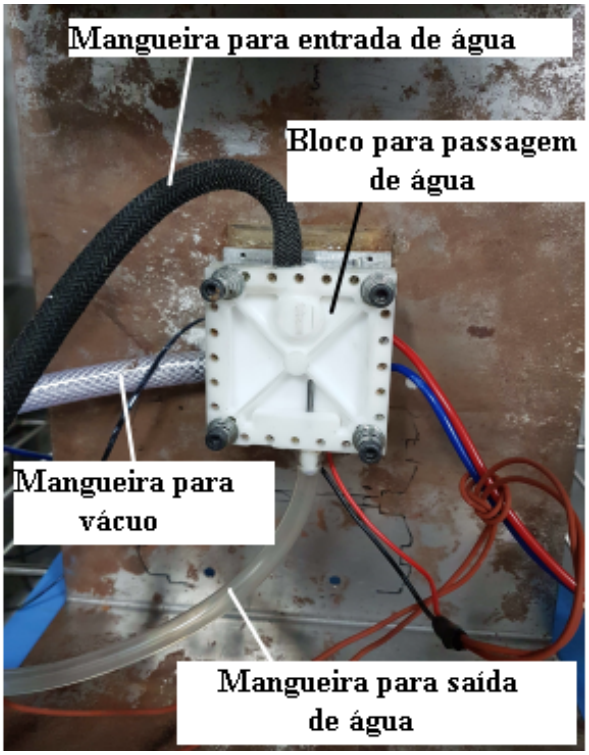


Figura 14 – Parte inferior da plataforma de caracterização
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

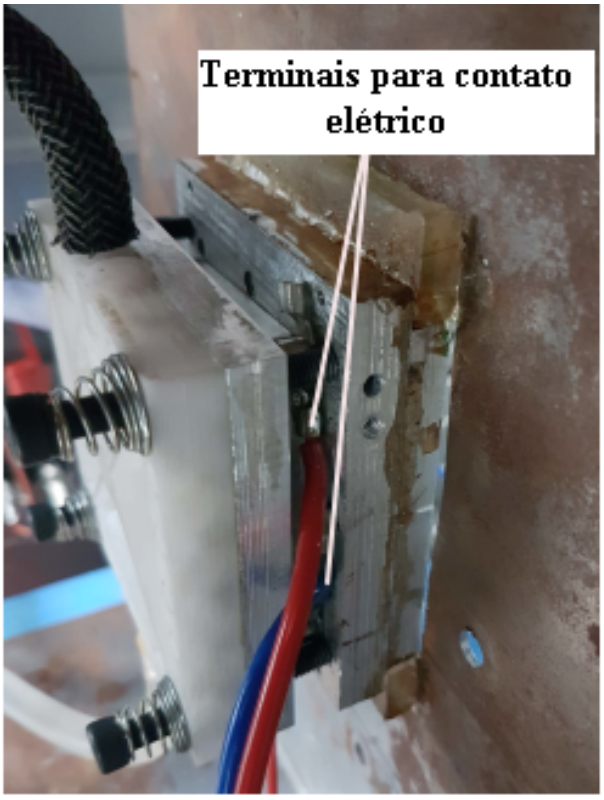


Figura 15 – Contatos elétricos na mesa de vácuo(Plataforma de caracterização)
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A variação da temperatura da célula durante as medidas foi realizada por meio de um elemento Peltier TEC1-12715, conectado a um controlador de temperatura. O sensor de temperatura utilizado foi o NTC, localizado no interior da plataforma e fixado entre a superfície inferior da mesa de vácuo e o bloco de refrigeração. Para melhorar o contato térmico entre o Peltier e a mesa de vácuo, foi aplicada pasta térmica. A Figura 16 mostra o Peltier e os terminais de contato elétrico na superfície inferior da mesa de vácuo.

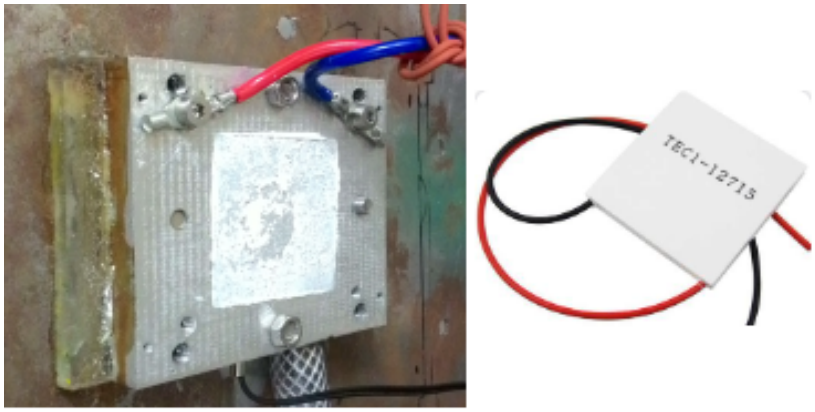


Figura 16 – Peltier e conexões elétricas na parte inferior da superfície da mesa de vácuo
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O segundo NTC, localizado na superfície da mesa de vácuo, foi conectado a outro controlador de temperatura para monitorar a temperatura, a qual foi considerada como

a temperatura da célula solar. Os controladores de temperatura estão visíveis na Figura 17.

Figura 17 – Controladores de temperatura NTC
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A resistência elétrica entre as superfícies superior e inferior da mesa de vácuo, onde os terminais para contato elétrico foram soldados, foi medida utilizando um multímetro Keithley 2100, conforme mostrado na Figura 18. O multímetro possui precisão de $\pm(0{,}015\% + 0{,}005\ \Omega)$ e resolução de $100\mu\Omega$ para medições na faixa de 0 a 100 Ω. A técnica de quatro fios foi empregada nessas medições, eliminando a queda de potencial causada pela resistência dos fios, o que resulta em um erro do equipamento inferior a 5 mΩ.

Figura 18 – Multímetro Keithley 2100
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As pontas de prova foram modificadas para se ajustarem a bases magnéticas fixadas sobre a chapa de aço onde a plataforma de caracterização foi montada, conforme mostrado na Figura 19.

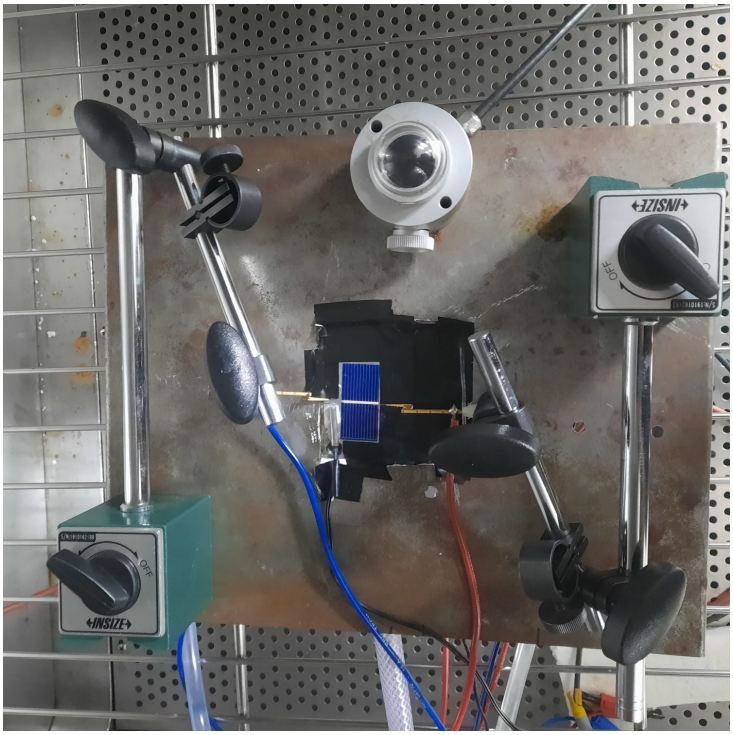


Figura 19 – Visão superior da plataforma de caracterização elétrica de células solares
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.2 Simulador solar

Para simular a variação da irradiância nas células solares medidas, foi utilizado um simulador solar Zundar ZTHSO61L (mostrado na Figura 20), equipado com uma lâmpada de xenônio de 2500 W e uma câmara com controle de temperatura.

Figura 20 – Simulador solar do LSD utilizado nesse trabalho
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O fabricante recomenda ajustar a irradiância do simulador solar controlando a potência da lâmpada ou utilizando o painel de controle, com o objetivo de prolongar a vida útil e manter a estabilidade da potência da lâmpada. Para medir a irradiância, o simulador solar está equipado com um piranômetro Kipp Zonen CM4, conforme mostrado na Figura 21. Esse piranômetro possui intervalo espectral de 300 nm a 2800 nm e sensibilidade de 7 μV/Wm^2, com variação de 2% em relação à temperatura no intervalo de 0°C a 100°C.

O piranômetro foi conectado a um segundo multímetro Keithley 2100, que apresenta resolução de 0,1 μV e precisão de ±(0,0055% + 0,004 mV) na faixa de 100 mV. Esse multímetro, por sua vez, foi conectado ao computador para aquisição automatizada dos valores de irradiância. Dessa forma, a diferença de potencial gerada pelo detector do piranômetro era medida pelo multímetro e dividida pela sensibilidade para fornecer o valor da irradiância em W/m^2.

Figura 21 – Piranômetro Kipp & Zonen CM4 da câmara solar
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Dado que a irradiância medida varia conforme a distância da fonte de luz, o detector do piranômetro foi colocado à mesma altura da superfície da mesa de vácuo onde a célula a ser medida estava posicionada, como ilustrado na Figura 19.

Utilizou-se um gráfico Potência (%) x Irradiância, que estabelece a relação entre a potência da lâmpada ajustada no simulador solar e a irradiância registrada pelo piranômetro [27], apresentado na Figura 22. Dessa forma, por meio da configuração da potência no painel de controle do simulador solar, alcança-se a irradiância desejada na célula solar. Os valores programados de potência e a irradiância resultante estão apresentados na

Tabela 2.

Tabela 2 – Valores programados no simulador solar para variar a irradiância entre 600 W/m^2 e 1000 W/m^2.

Potência da lâmpada (%)	Irradiância (W/m^2)
42.7	600
47.5	700
52.3	800
57.0	900
62.0	1000

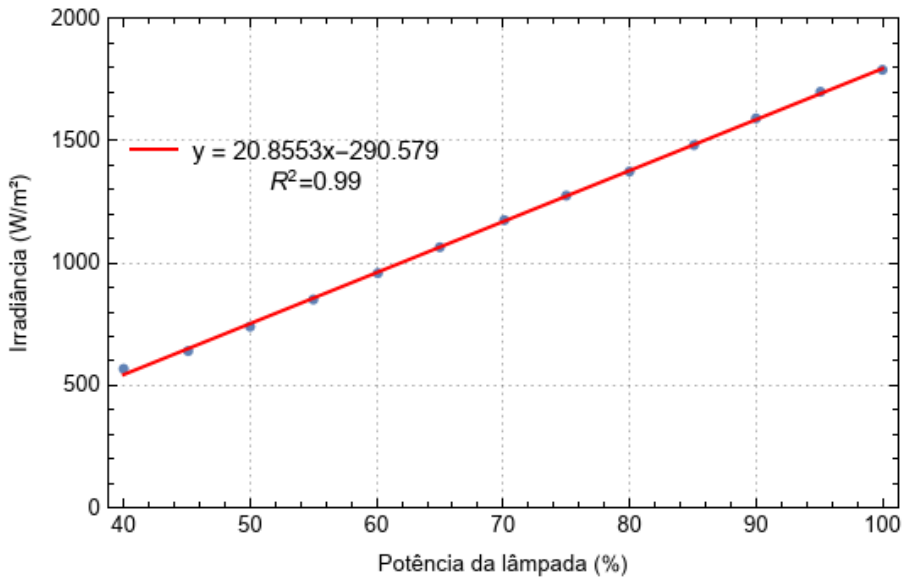


Figura 22 – Relação entre a potência da lâmpada programada no simulador solar e a irradiância lida pelo piranômetro
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.3 Obtenção das curvas características I-V

Após a montagem completa do implemento experimental, procedeu-se à obtenção das características I-V da amostra em estudo.Uma avançada unidade de medição de Fonte (SMU) Keithley 2400 SourceMeter foi utilizada, como mostrado na Figura 23, que oferece uma precisão excepcional de ±(0,03% + 1,5 mA) e uma notável resolução de 5 dígitos no intervalo de 1 A.

Figura 23 – SMU Keithley 2400 SourceMeter
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O esquema de conexão entre a SMU e a célula solar pode ser observado na Figura 24.

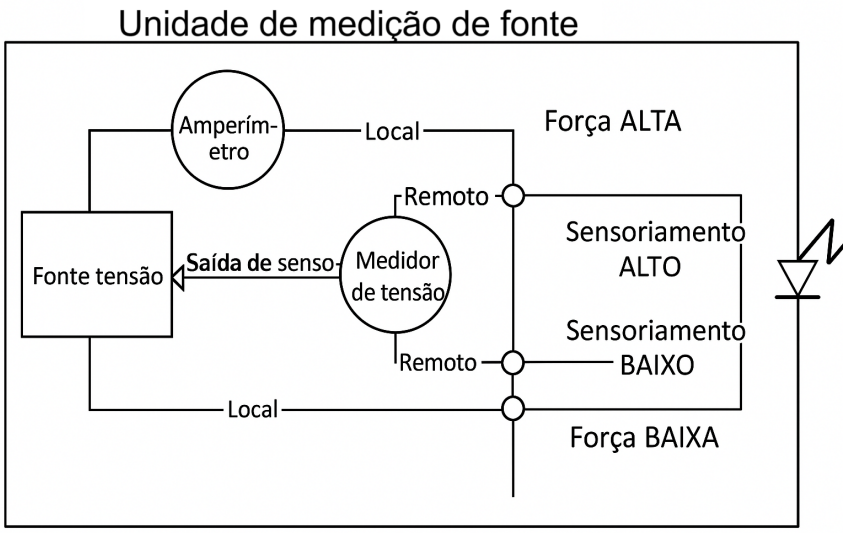


Figura 24 – Esquema de ligação de cabos para medição de corrente-tensão (I-V) de uma célula utilizando um SMU (Unidade de Medição de Fonte)
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Neste arranjo, uma das extremidades na parte inferior desempenhou o papel de Força Alta (Force Hi), enquanto a outra atuou como Sentido Alta (Sense Hi). Na face frontal da célula, uma das pontas de prova assumiu o papel de Sentido Baixa (Sense LO), enquanto a outra funcionou como Força Baixa (Force LO).

Os cabos usados para medir a corrente gerada pela célula solar e os utilizados para medir sua polarização são distintos. Isso permite que a SMU utilize o retorno dos cabos de sentido para garantir que a tensão programada alcance efetivamente a célula. Dessa forma, tensão e corrente são medidas por cabos diferentes.

A célula solar foi submetida a uma variação de potencial entre 0 e 0,65 V, em incrementos de 0,01 V, e a corrente resultante foi medida. Para isso, foram desenvolvidos diversos códigos em Python 3. A versão final do código para aquisição das curvas I-V utilizou o pacote PyVisa, que possibilita o controle de instrumentos de medição seguindo o padrão VISA - Arquitetura de Software de Instrumentação Virtual.

A função de filtro estático da SMU foi usada para equilibrar a velocidade das medições e o nível de ruído. Nesse método, cada ponto medido representava a mediana de 100 pontos, reduzindo a velocidade para 0,05 NPLC. Para cada condição de temperatura e irradiância, foram obtidas 10 curvas I-V sequenciais. Os parâmetros elétricos foram extraídos para cada curva e, em seguida, calculou-se a mediana dos resultados.

Observou-se que alguns pontos das 10 curvas I-V apresentavam flutuações. Ao calcular a média aritmética dos 100 pontos, notou-se uma variação considerável, indicando ruído. Portanto, o uso da mediana garantiu que os dados fossem de qualidade adequada para análise posterior.

Depois de todas as precauções preliminares terem sido tomadas, a célula solar foi submetida ao processo de geração das curvas I-V. A célula foi posicionada sobre a superfície da mesa de vácuo, e a potência do simulador solar foi ajustada conforme a Tabela 2 para alcançar a irradiância desejada.

Inicialmente, a irradiância foi regulada para 1000 W/m^2 e, em seguida, a temperatura foi controlada pelo controlador conectado ao NTC dentro da plataforma, de modo que a temperatura do NTC na superfície da mesa de vácuo atingisse 25°C. Em seguida, foram obtidas 10 curvas I-V. Esse procedimento foi repetido para temperaturas variando de 25°C a 55°C, em incrementos de 5°C.

Após essa etapa, o processo foi repetido para irradiâncias de 900, 800, 700 e 600 W/m^2, ou seja, para cada nível de irradiância, as temperaturas de 25°C a 55°C foram varridas, obtendo-se 10 curvas I-V para cada temperatura. Durante todo o processo, a variação da temperatura durante as medições permaneceu consistentemente inferior a 0,3 °C.

3.4 Análise de Dados de Tecnologias Complementares (NREL)

Para fins de comparação com a tecnologia de silício policristalino, foram utilizados dados de outras tecnologias de módulos solares, como telureto de Cádmio (CdTe), heterojunção com contato intrínseco de camada fina (HIT) e Cobre-Índio-Gálio-Seleneto (CIGS) e o silício multicristalino (mSi). As características elétricas I-V dessas células foram obtidas a partir do banco de dados do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL - National Renewable Energy Laboratory), um recurso de referência na área.

Foram selecionadas 5 curvas I-V para cada nível de irradiância, a uma temperatura fixa de 25 °C, abrangendo 30 diferentes intensidades de 50 a 1150 W/m^2. Adicionalmente, obtiveram-se 5 curvas I-V para cada temperatura, sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, em 20 níveis distintos no intervalo de 25 a 50 °C.

O propósito principal do processo de otimização é encontrar o vetor objetivo que minimize o RMSE. Para evitar que valores incoerentes fossem encontrados pelo algoritmo de otimização, esse vetor foi restrito a um valor mínimo e máximo para cada parâmetro. A Tabela 3 apresenta o intervalo de pesquisa para cada parâmetro de todas as tecnologias.

Tabela 3 – **Intervalo de pesquisa para cada parâmetro**

Irradiância definida de 50 a 1150 W/m^2 Temperatura definida de 25 a 50 °C						
		$I_{\mathbf{ph}}$ **(A)**	$I_{\mathbf{o}}$**(A)**	**n**	$R_{\mathbf{s}}(\Omega)$	$R_{\mathbf{sh}}(\Omega)$
Silício Policristalino	**Mínimo**	0	0	1	0	0
	Máximo	0,2	0,1	2	2	2000
CdTe	**Mínimo**	0	0	10	5	50
	Máximo	1,2	10^{-7}	300	30	3500
CIGS	**Mínimo**	0	0	10	0,5	50
	Máximo	2,0	10^{-7}	100	20	2000
HIT	**Mínimo**	0	0	10	0	50
	Máximo	5,0	10^{-7}	100	20	6000
mSi	**Mínimo**	0	0	10	0	50
	Máximo	5,0	10^{-7}	100	20	6000

Essas faixas de variação são estabelecidas em função das propriedades intrínsecas de cada material semicondutor, bem como das condições reais de operação às quais o módulo fotovoltaico está submetido, em especial a temperatura de operação e o nível de irradiância incidente. A consideração conjunta desses fatores é fundamental, uma vez que ambos exercem influência direta sobre os mecanismos físicos de geração, transporte e recombinação de portadores de carga no dispositivo.

Nesse contexto, a utilização sistemática desses dados possibilitou a realização de uma análise comparativa consistente e tecnicamente fundamentada do comportamento elétrico de diferentes tecnologias fotovoltaicas quando submetidas a distintas condições operacionais. Tal abordagem permite identificar tendências específicas de desempenho, sensibilidade paramétrica e robustez de cada tecnologia frente às variações ambientais, contribuindo para uma avaliação mais realista do desempenho em campo e para o aprimoramento de modelos de simulação e previsão de geração de energia.

4 Resultado e discussões

Os resultados obtidos da análise das curvas I-V da célula solar estudada e das quatro tecnologias, serão apresentados nesta seção.

4.1 Dependência dos parâmetros elétricos com a temperatura e irradiância

Nesta seção, serão analisados os efeitos da variação da temperatura e da irradiância nas células solares estudadas. Os parâmetros elétricos serão divididos em dois tipos: os básicos, que podem ser obtidos diretamente dos pontos das curvas I-V, e os parâmetros do modelo de diodo simples modificado, extraídos pelo método de otimização global. Entre os parâmetros básicos estão a corrente de curto-circuito I_{isc}, a tensão de circuito aberto V_{oc}, o ponto de máxima potência P_{mpp}, a eficiência n e o fator de preenchimento, ou fill factor FF.

Serão realizados ajustes de diferentes modelos aos pontos experimentais para avaliar o comportamento das dependências dos parâmetros do modelo de diodo único modificado em relação à temperatura e à irradiância, conforme identificado na revisão bibliográfica. Como serão comparados ajustes lineares e não lineares, e os parâmetros apresentam escalas muito distintas, torna-se necessário o uso de uma medida de erro apropriada. Para isso, será utilizado o Erro Percentual Absoluto Médio (*Mean Absolute Percentage Error - MAPE*), que é independente de escala e possui uma interpretação simples [49], sendo definido por

$$\text{MAPE}(\%) = \frac{100}{N}\sum_{i=1}^{N}\left|\frac{P_{i,\text{exp}} - P_{i,\text{est}}}{P_{i,\text{exp}}}\right| \tag{4.1}$$

onde P é o parâmetro em consideração, $P_{i,\text{exp}}$ representa o i-ésimo ponto experimental, $P_{i,\text{est}}$ representa o i-ésimo ponto estimado e N é o número de pontos considerados.

4.1.1 Parâmetros elétricos básicos

4.1.1.1 Efeitos da temperatura e irradiância na curva característica I-V

As Figuras 25 à 29 exibem as curvas I-V da célula para irradiâncias $1000W/m^2$, $900W/m^2$, $800W/m^2$, $700W/m^2$ e $600W/m^2$, juntamente com o ajuste através do modelo

de díodo único, apresentado na Equação 2.2. A modelagem foi aplicada para a obtenção dos parâmetros que melhor descrevem o dispositivo fotovoltaico. Observa-se que o aumento da temperatura reduz principalmente a tensão de circuito aberto.

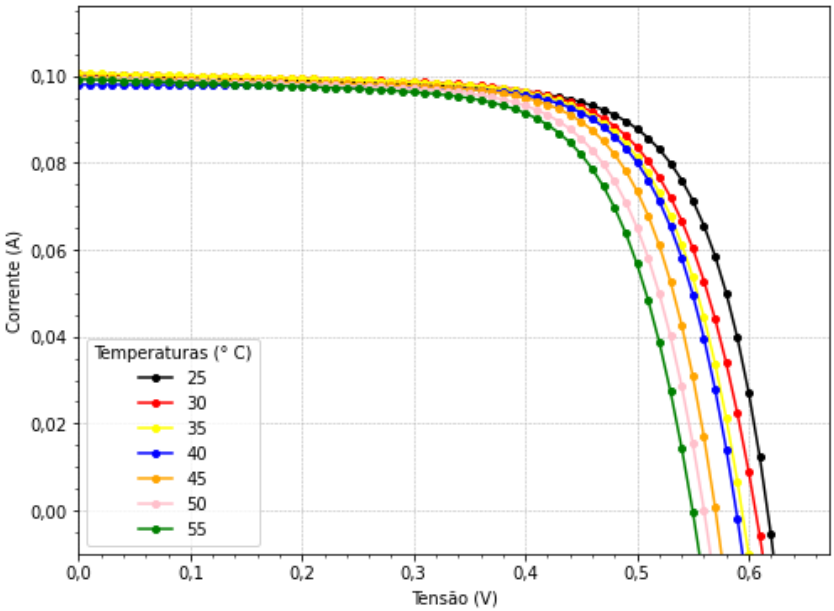


Figura 25 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 1000 W/m^2 nas características I-V para a célula

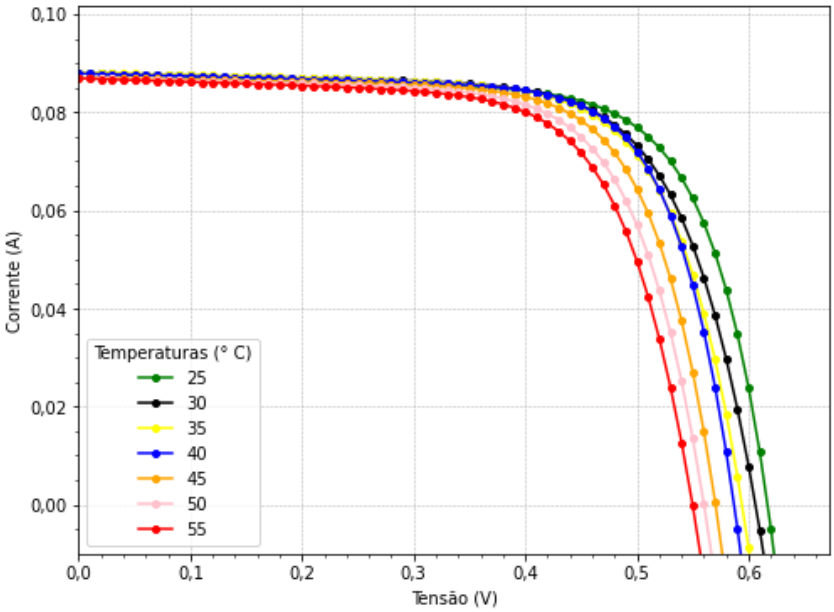


Figura 26 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 900 W/m^2 nas características I-V para a célula

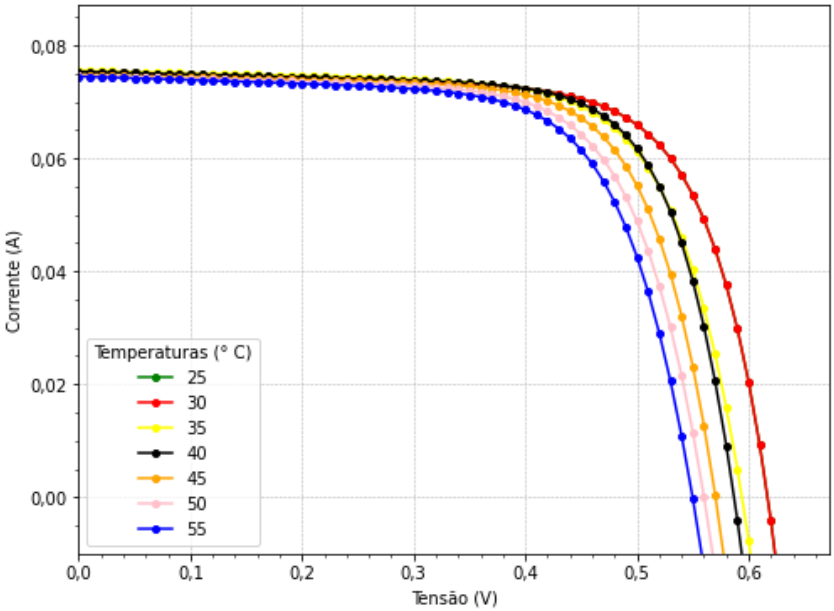


Figura 27 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 800 W/m^2 nas características I-V para a célula

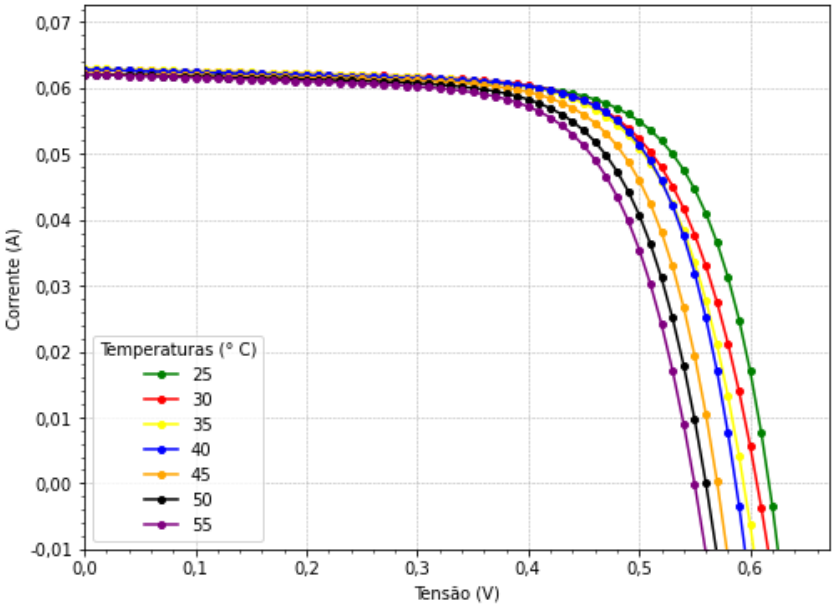


Figura 28 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 700 W/m^2 nas características I-V para a célula

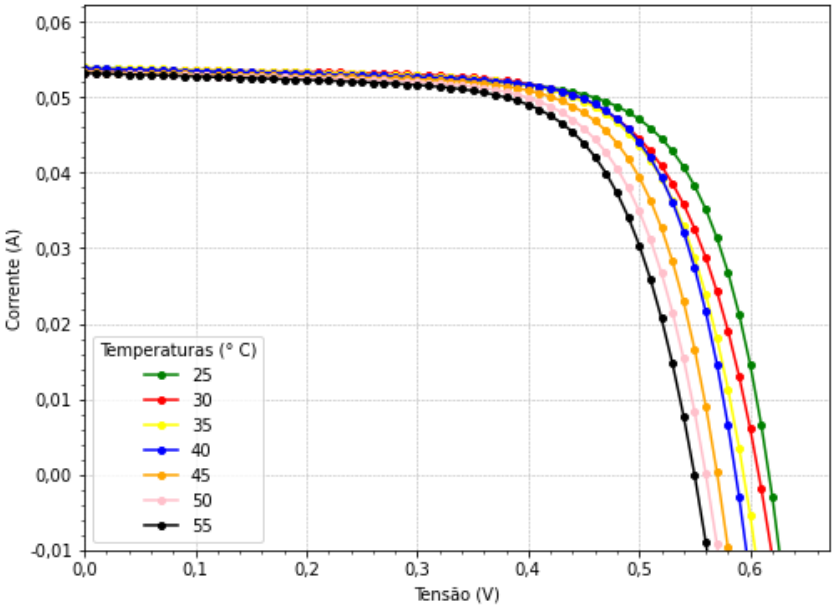


Figura 29 – Efeitos variação da temperatura para irradiância de 600 W/m^2 nas características I-V para a célula

Por outro lado, das Figuras 30 à 36 exibem as curvas I-V da célula para temperaturas de 25°C, 30°C, 35°C, 40°C, 45°C, 50°C e 55°C. Maiores valores de irradiância impactam principalmente a corrente de curto-circuito.

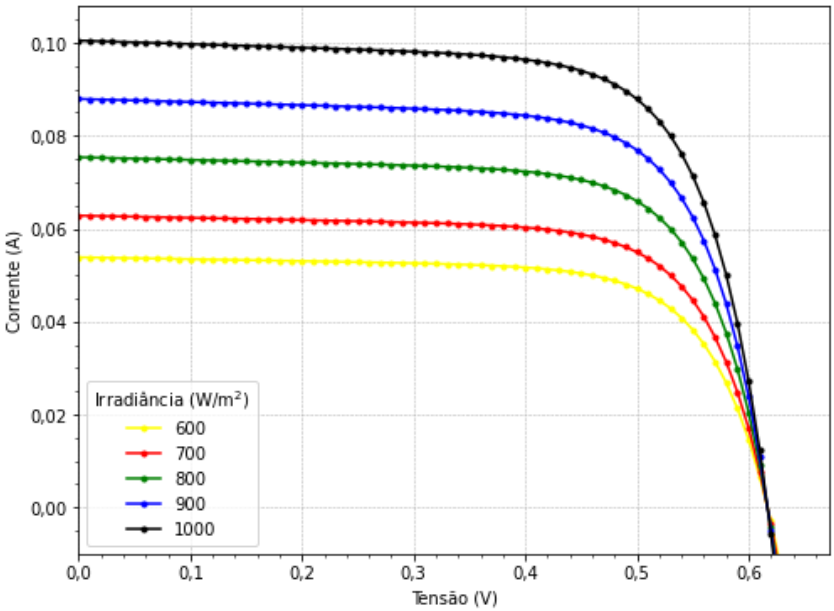


Figura 30 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 25°C

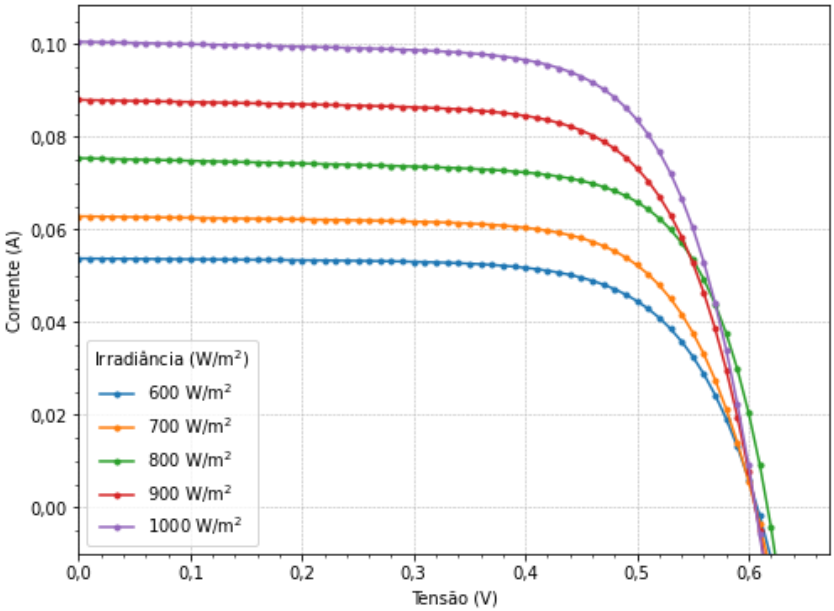


Figura 31 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 30°C

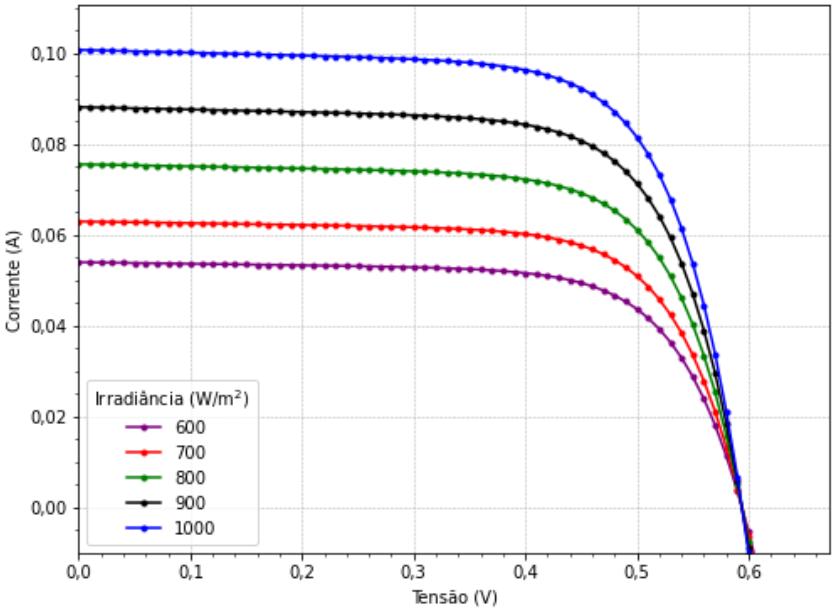


Figura 32 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 35°C

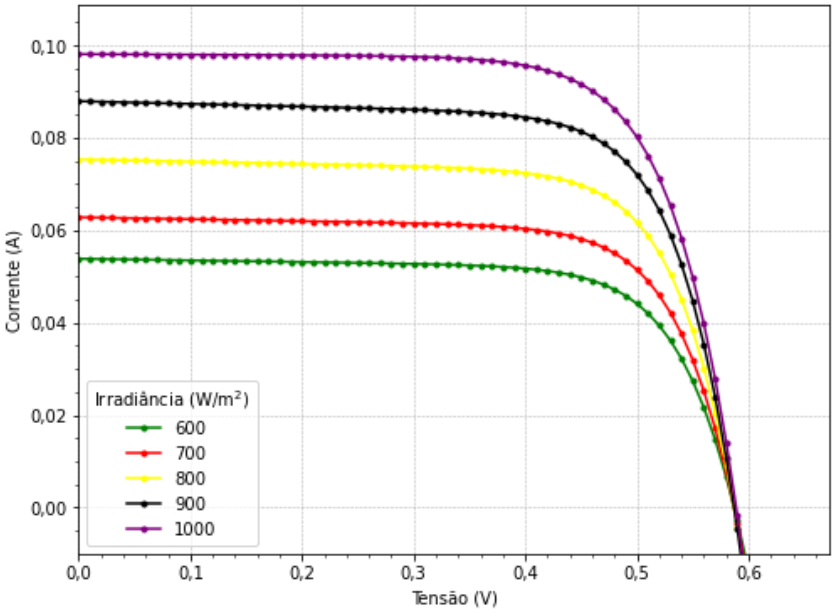


Figura 33 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 40°C

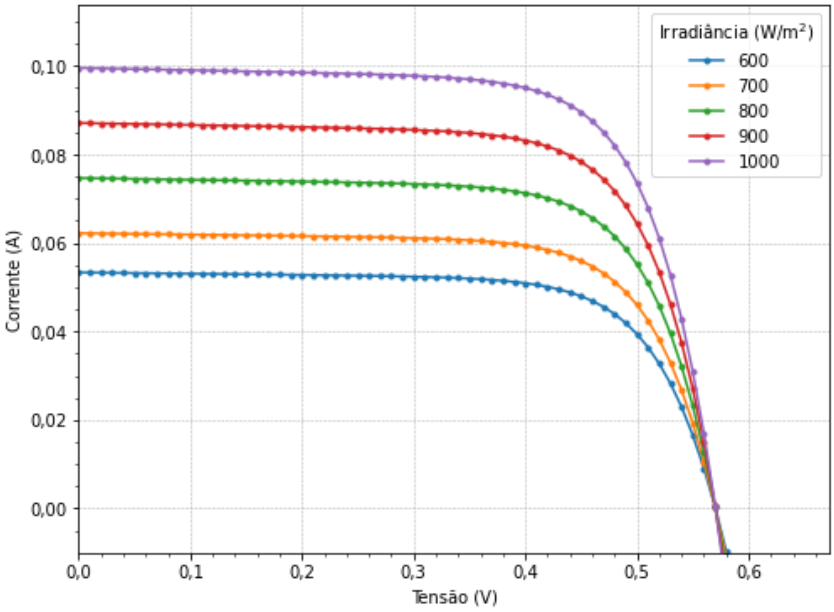


Figura 34 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 45°C

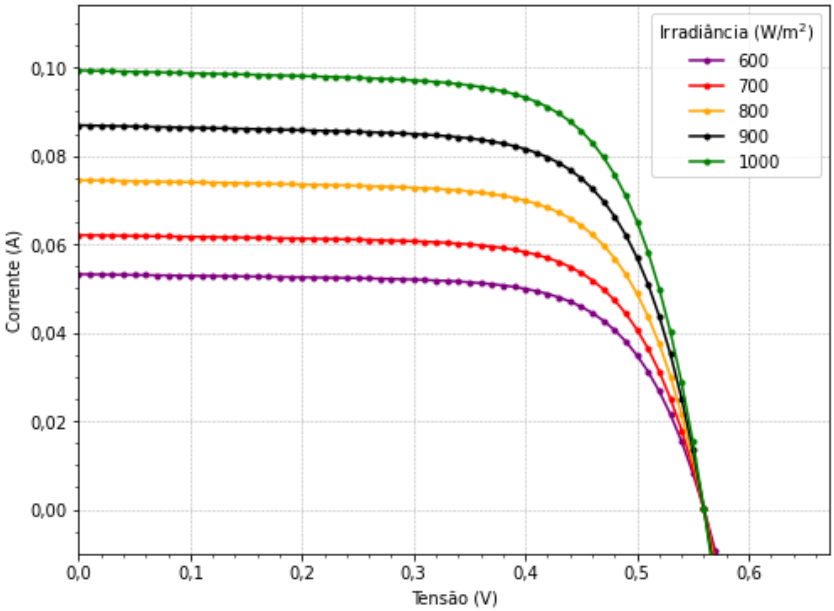


Figura 35 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 50°C

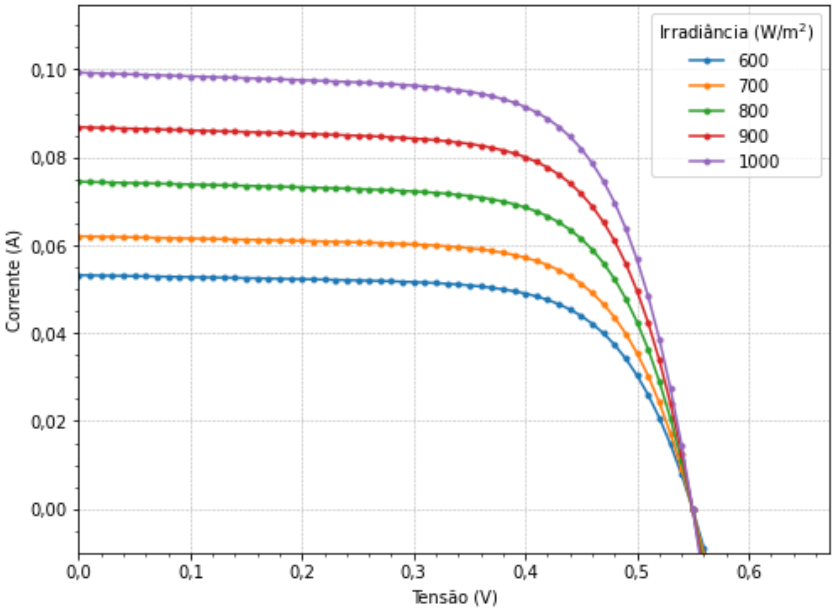


Figura 36 – Efeitos da variação da irradiância nas características I-V da célula para temperatura de 55°C

4.1.1.2 Corrente de curto-circuito

A Figura 37 mostra a relação entre a corrente de curto-circuito e a temperatura para a célula solar analisada. Cada ponto representa a média de 10 medições, e as linhas indicam o melhor ajuste linear dos dados experimentais. Para o ajuste foi utilizada a função $y = a \cdot x + b$, onde y são as médias das 10 medições, o x são as temperaturas, a é o coeficiente angular e b é o coeficiente linear. Observa-se que a corrente de curto-circuito

apresenta uma variação muito pequena com a elevação da temperatura, com inclinação de 4,2 × 10^{-4} A/°C, evidenciada pela qualidade dos ajustes e pelo baixíssimo MAPE obtido na Tabela 4. Isso ocorre porque, como em muitos semicondutores, a largura da banda proibida (band gap) diminui com o aumento da temperatura, permitindo a fotogeração de mais portadores e, consequentemente, o aumento da corrente de curto-circuito [50–52].

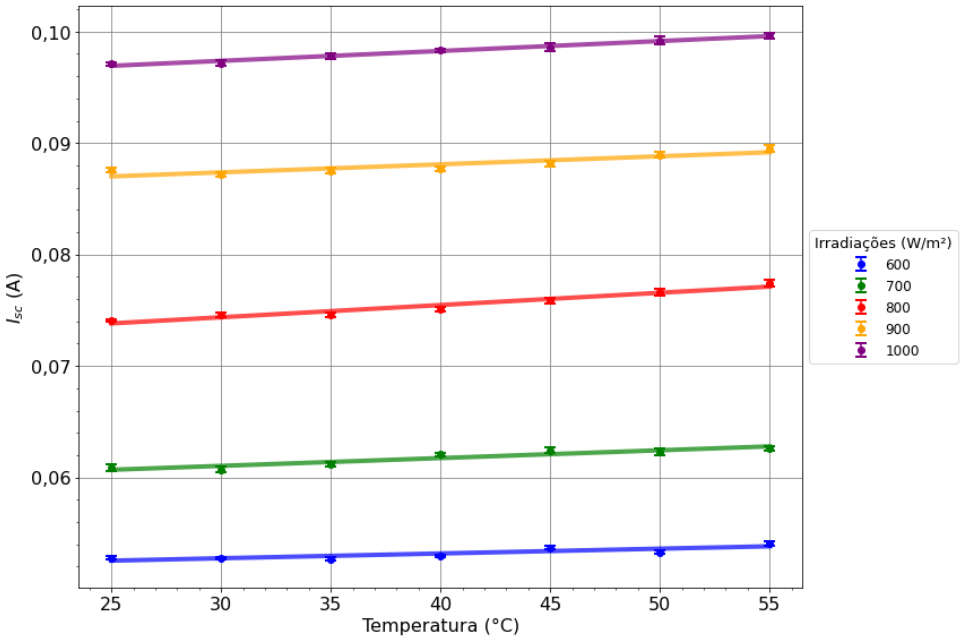


Figura 37 – Variação da corrente de curto-circuito em função da temperatura para a célula estudada

Tabela 4 – Incertezas médias com relação a variação de temperatura para a corrente de curto-circuito e MAPE para o ajuste linear

T (°C)	**Incerteza Média** ($\times 10^{-4}$ **(A))**	**MAPE** ($\times 10^{-1}$ **%)**
25	2,16	7,5
30	4,54	4,8
35	6,15	3,0
40	3,88	5,3
45	3,73	5,6
50	2,15	6,8
55	2,45	8,1

A relação entre a corrente de curto-circuito e a irradiância é apresentada na Figura 38. Observa-se que a corrente de curto-circuito é significativamente mais influenciada pelo aumento da irradiância do que pela elevação da temperatura, com uma inclinação de 1,1 × 10^{-2} A/°C, conforme pode ser visto na Tabela 5 pelo baixo MAPE encontrado.

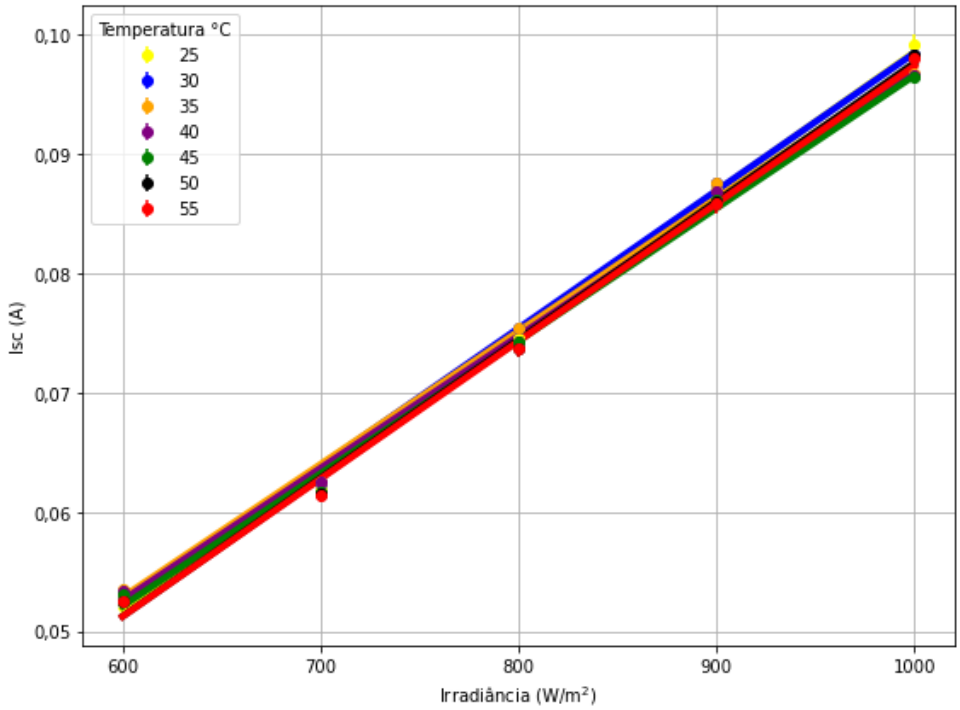


Figura 38 – Variação da corrente de curto-circuito em função da irradiância para a célula estudada

Tabela 5 – Incertezas médias com relação a variação de irradiância para a corrente de curto-circuito e MAPE para o ajuste linear

Irradiância (W/m²)	**Incerteza Média ($\times 10^{-4}$ (A))**	**MAPE ($\times 10^{-1}$ %)**
600	2,57	7,2
700	2,85	5,4
800	3,50	5,5
900	4,13	6,2
1000	4,84	5,1

Como a corrente de curto-circuito é gerada pelos pares de elétrons criados, o aumento do fluxo de fótons resulta em mais fótons com energia suficiente para gerar portadores que alcançam a célula solar, causando o aumento da corrente de curto-circuito.

4.2 Parâmetros elétricos do modelo de diodo único modificado

Nesta seção, serão apresentados os resultados dos parâmetros do modelo de diodo único modificado, extraídos por meio do algoritmo de otimização. Essa análise busca proporcionar um entendimento mais profundo sobre a variação desses parâmetros sob diferentes condições de temperatura.

4.2.1 Dependência com relação à temperatura

As Figuras 39 a 43 mostram a dependência de cada um dos cinco parâmetros do modelo de diodo único modificado em relação à variação da temperatura para irradiância de 1000 W/m^2 [53–55].

Para fornecer uma referência quantitativa da tecnologia fotovoltaica em estudo, a Tabela 6 resumem os coeficientes de temperatura obtidos para os parâmetros do modelo de diodo único extraído (I_{ph}, I_0, n, R_s e R_{sh}).

Tabela 6 – Resultados dos parâmetros extraídos com relação à variação da temperatura para o modelo de diodo único modificado

	Parâmetros elétricos do modelo									
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	$\times10^{-2}$	$\times10^{-5}$		$\times10^{-2}$	$\times10^{+3}$	$\times10^{-2}$	$\times10^{-5}$		$\times10^{-3}$	$\times10^{+3}$
T (°C)	**600** W/m^2					**700** W/m^2				
25	5,48	0,89	1,68	2,10	1,39	6,39	0,96	1,66	27,4	1,35
30	5,37	1,40	1,67	1,17	1,37	6,27	1,47	1,66	7,50	1,24
35	5,47	1,83	1,68	0,67	1,38	6,42	2,22	1,66	6,63	1,27
40	5,50	2,16	1,68	0,34	1,34	6,41	2,66	1,66	6,39	1,20
45	5,57	3,30	1,68	0,24	1,28	6,49	3,58	1,67	6,26	1,18
50	5,47	4,75	1,68	0,30	1,34	6,43	4,78	1,67	9,22	1,16
55	5,61	6,76	1,68	0,24	1,37	6,46	5,49	1,66	6,37	1,17
α(T) (%°C)	$8{,}9\times10^{-2}$	20,7	$2{,}1\times10^{-3}$	-2,6	-0,11	$6{,}9\times10^{-2}$	16,1	$8{,}1\times10^{-3}$	-1,6	-0,4

	Parâmetros elétricos do modelo									
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	$\times10^{-2}$	$\times10^{-5}$		$\times10^{-2}$	$\times10^{+3}$	$\times10^{-2}$	$\times10^{-5}$		$\times10^{-3}$	$\times10^{+3}$
T (°C)	**800** W/m^2					**900** W/m^2				
25	7,62	1,27	1,65	13,50	1,33	8,98	1,24	1,63	40,12	1,27
30	7,50	1,85	1,65	5,69	1,30	8,71	2,05	1,64	12,02	1,24
35	7,66	2,48	1,65	2,27	1,31	8,95	2,66	1,64	7,42	1,22
40	7,71	3,12	1,66	5,38	1,27	8,95	3,40	1,61	3,37	1,22
45	7,79	4,24	1,65	0,59	1,29	9,11	4,96	1,61	4,70	1,21
50	7,66	5,09	1,66	0,17	1,24	8,89	5,97	1,61	9,84	1,20
55	7,78	7,37	1,65	1,05	1,22	9,06	8,48	1,62	6,11	1,18
α(T) (%°C)	$8{,}6\times10^{-2}$	14,9	$1{,}5\times10^{-2}$	-2,4	-0,25	$5{,}9\times10^{-2}$	18,4	$-5{,}6\times10^{-2}$	-1,9	-0,2

Parâmetros elétricos do modelo					
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	$\times 10^{-1}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$
T (°C)	**1000** W/m^2				
25	1,01	1,52	1,62	5,01	1,15
30	1,01	2,75	1,62	2,43	1,13
35	1,01	2,92	1,62	1,38	1,13
40	1,02	3,70	1,62	1,81	1,11
45	1,03	6,14	1,62	1,74	1,11
50	1,03	7,09	1,62	1,57	1,10
55	1,04	9,62	1,62	1,46	1,10
α(T) (%°C)	$8{,}9\times 10^{-2}$	16,9	$9{,}0\times 10^{-4}$	-1,7	-0,12

A análise dos coeficientes de temperatura dos parâmetros do modelo de diodo único modificado em células solares de silício policristalino evidencia comportamentos distintos para cada parâmetro em função da variação térmica. A fotocorrente (I_{ph}) apresentou coeficientes positivos da ordem de 10^{-2} $(\%/°C)$, indicando aumento gradual com a elevação da temperatura, comportamento esperado em virtude da maior geração de portadores fotogerados. A corrente de saturação (I_0) exibiu forte dependência térmica, com coeficientes elevados (entre 14 e 21 $\%/°C$), confirmando sua natureza termicamente ativada e sua relevância no desempenho da célula sob condições de temperatura elevada.

O fator de idealidade (n) mostrou coeficientes próximos de zero, com valores positivos ou ligeiramente negativos (10^{-4} a $10^{-2}\,\%/°C$), sugerindo que a temperatura exerce apenas pequena influência sobre este parâmetro. A resistência série (R_s) apresentou coeficientes negativos, variando entre $-1,6$ e $-2,6\,\%/°C$, o que indica redução com a temperatura, comportamento associado ao aumento da mobilidade dos portadores de carga. Já a resistência shunt (R_{sh}) apresentou coeficientes negativos de baixa magnitude (entre $-0,1$ e $-0,4\,\%/°C$), refletindo uma diminuição progressiva com o aumento da temperatura, possivelmente devido ao aumento de mecanismos de recombinação por defeitos.

De forma geral, conclui-se que a temperatura impacta fortemente I_0 e, em menor escala, I_{ph} , enquanto exerce influência reduzida sobre n e R_{sh} . A redução de R_s com a temperatura se mostra consistente com os efeitos físicos esperados, reforçando a adequação do modelo para representar o comportamento elétrico das células solares em diferentes condições térmicas.

A fotocorrente apresentou um pequeno crescimento linear com o aumento da temperatura, conforme mostrado na Figura 39, com uma taxa de variação média de 4,8 $\times$ 10^{-4} A/°C. Esse comportamento ocorre porque, em temperaturas mais elevadas, o número de portadores fotogerados aumenta devido à redução do band gap do silício com o aumento da temperatura.

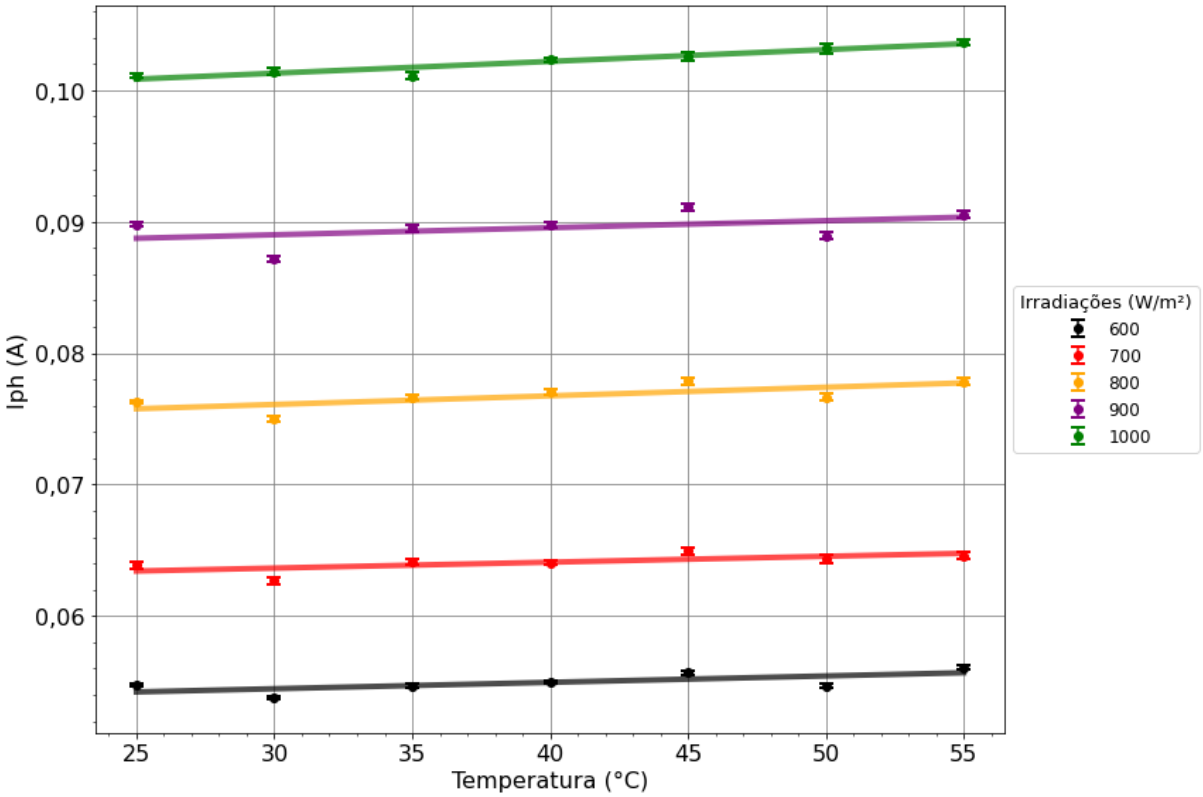


Figura 39 – Variação da fotocorrente com a temperatura

O fator de idealidade permaneceu praticamente constante, como evidenciado na Figura 40. Este parâmetro reflete a recombinação de portadores tanto nas regiões quase-neutras quanto na região de carga espacial da junção p-n [56], cujo valor típico varia de 1 a 2.

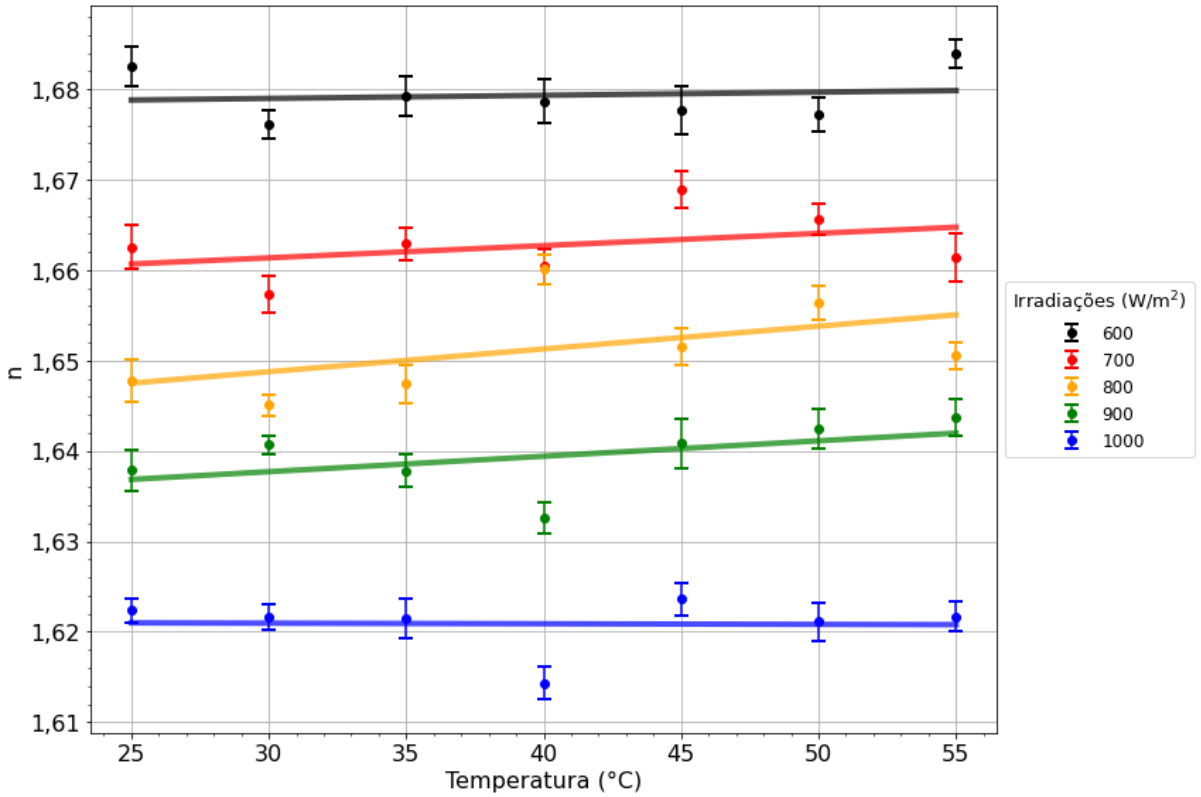


Figura 40 – Variação do fator de idealidade com a temperatura

A corrente de saturação reversa do diodo foi o parâmetro mais impactado pela temperatura; de 25 °C a 55 °C, a corrente de saturação aumentou em cinco vezes o seu valor. Essa significativa dependência térmica é responsável pela redução da tensão de circuito aberto em temperaturas mais elevadas, devido ao aumento da fuga e recombinação de portadores minoritários através da junção p-n [57], resultando na diminuição da eficiência elétrica conforme a temperatura aumenta. Esse comportamento também foi observado por [2]. A variação da corrente de saturação reversa com a temperatura é ilustrada na Figura 41.

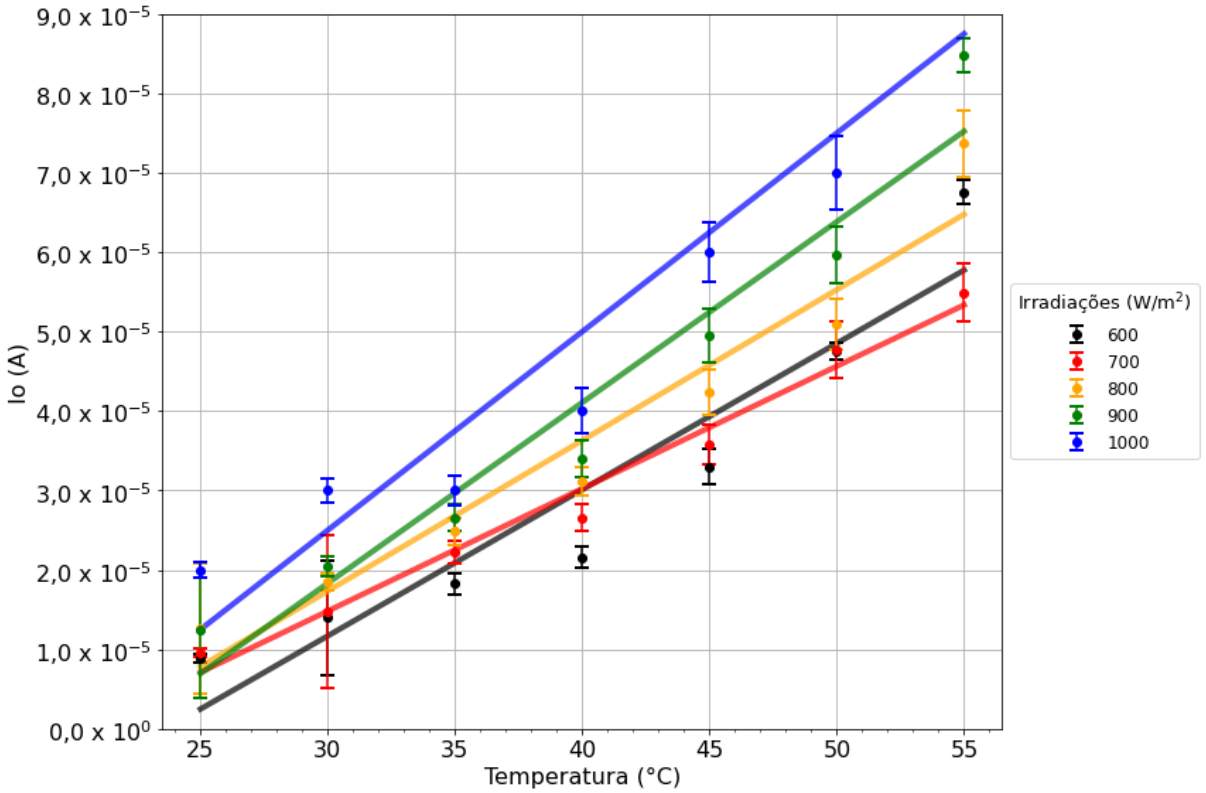


Figura 41 – Variação da corrente de saturação reversa com a temperatura

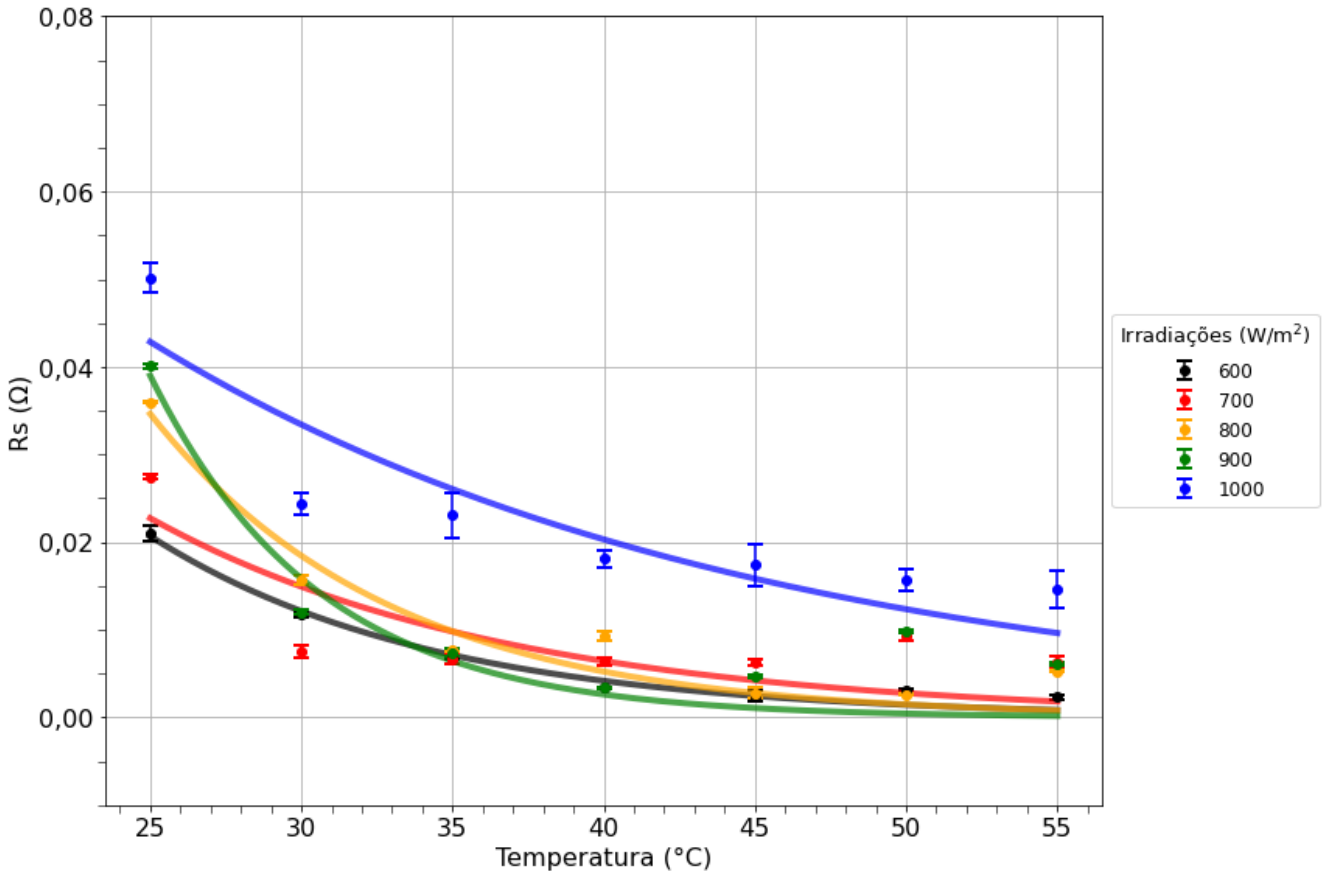


Figura 42 – Variação da resistência em série com a temperatura

A resistência shunt é descrita por um decaimento linear com o aumento da temperatura, conforme observado na Figura 43, com uma taxa média de -9, 5 $\Omega\,°C^{-1}$ .Esse comportamento pode ser explicado pelo aumento do tunelamento e do trapping-detrapping de portadores através de armadilhas na região de carga espacial [6, 24], resultando em uma fuga de corrente através da junção p-n por meio de caminhos de alta condutividade [58].

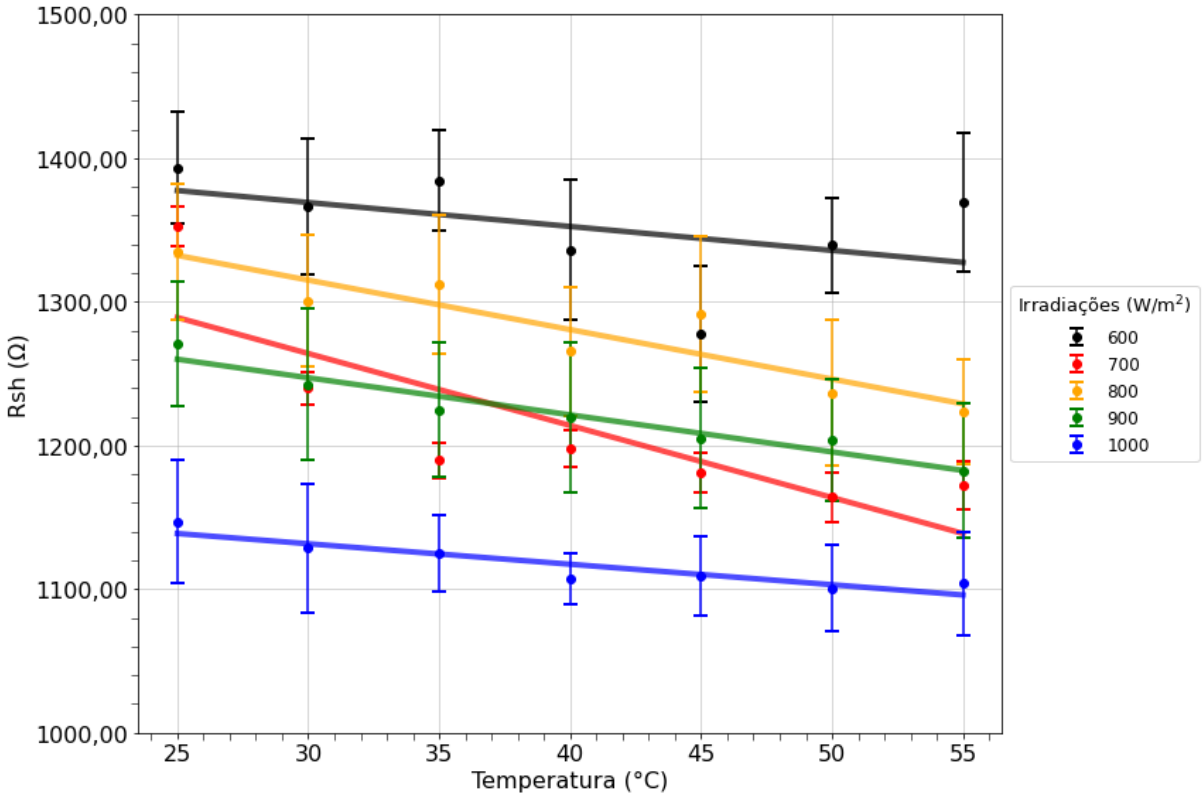


Figura 43 – Variação da resistência paralela com a temperatura

Os parâmetros de uma célula solar variam significativamente com a temperatura, impactando diretamente seu desempenho. Portanto, entender essas mudanças é crucial para otimizar a eficiência das células solares em diferentes condições térmicas.

As Tabelas 7, 8 e 9 contêm os resultados dos MAPEs para a variação da temperatura em relação às irradiâncias de 600, 700, 800, 900 e 1000 W/m^2 entre os parâmetros extraídos e estimados.

Tabela 7 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação de temperatura para o modelo de diodo único modificado

Parâmetros elétricos do modelo										
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
Modelo	Linear	Linear	Linear	Exponencial	Linear	Linear	Linear	Linear	Exponencial	Linear
MAPE (%)										
T (°C)	**600** W/m^2					**700** W/m^2				
25	0,01	0,11	0,11	1,50	0,71	0,01	0,17	0,13	0,67	0,07
30	0,02	0,94	0,07	2,89	0,42	0,02	0,12	0,10	0,15	0,07
35	0,03	0,38	0,11	7,33	0,13	0,02	0,61	0,08	0,13	0,10
40	0,02	0,13	0,13	1,64	0,47	0,02	0,15	0,10	0,05	0,09
45	0,02	0,15	0,15	9,40	0,48	0,03	0,37	0,10	4,03	0,10
50	0,02	0,13	0,09	1,74	0,33	0,03	0,15	0,08	0,49	0,14
55	0,03	0,12	0,07	5,40	0,48	0,02	0,29	0,15	0,07	0,13

Tabela 8 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação de temperatura para o modelo de diodo único modificado

Parâmetros elétricos do modelo										
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
Modelo	Linear	Linear	Linear	Exponencial	Linear	Linear	Linear	Linear	Exponencial	Linear
MAPE (%)										
T (°C)	**800** W/m^2					**900** W/m^2				
25	0,01	0,16	0,12	2,98	0,58	0,02	0,18	0,12	0,87	0,50
30	0,02	0,85	0,05	1,27	0,50	0,03	0,36	0,04	4,61	0,60
35	0,02	0,16	0,11	1,39	0,54	0,04	0,19	0,09	7,25	0,58
40	0,02	0,76	0,07	2,01	0,50	0,01	0,25	0,09	1,47	0,78
45	0,03	0,18	0,10	3,50	0,84	0,02	0,21	0,14	3,77	0,66
50	0,02	0,16	0,09	4,76	0,85	0,03	0,16	0,11	3,72	0,45
55	0,02	0,11	0,06	4,05	0,33	0,04	0,19	0,09	1,12	0,72

Tabela 9 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação a variação de temperatura e irradiância igual a 1000 W/m^2 para o modelo de diodo único modificado

Parâmetros elétricos do modelo					
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
Modelo	Linear	Linear	Linear	Exponencial	Linear
T (°C)	MAPE (%)				
25	0,01	0,19	0,06	1,40	0,49
30	0,01	0,15	0,06	3,09	0,64
35	0,02	0,14	0,09	2,18	0,24
40	0,01	0,19	0,09	6,04	0,14
45	0,02	0,17	0,09	1,37	0,25
50	0,02	0,19	0,11	1,51	0,34
55	0,01	0,16	0,08	1,34	0,59

A análise dos valores de MAPE para os cinco parâmetros do modelo de diodo único modificado em células solares de silício policristalino evidencia que, de modo geral, os ajustes apresentaram excelente concordância entre os parâmetros extraídos e os estimados. Observa-se que a fotocorrente (I_{ph}) apresentou erros percentuais muito baixos (inferiores a 0,05%), confirmando a robustez do modelo para descrever sua dependência linear com a temperatura. A corrente de saturação (I_0) apresentou variações maiores em algumas temperaturas, mas manteve erros médios reduzidos (inferiores a 1%), indicando boa consistência dos ajustes.

O fator de idealidade (n) também exibiu baixos valores de MAPE (em torno de 0,05–0,15%), reforçando a confiabilidade do modelo na representação desse parâmetro. Por outro lado, a resistência série (R_s) apresentou os maiores desvios relativos, com valores de MAPE chegando a aproximadamente 9% em algumas condições, o que era esperado em função de sua maior sensibilidade a variações de temperatura. Já a resistência shunt (R_{sh}) manteve erros moderados (em geral abaixo de 1%), o que demonstra boa aderência do modelo para este parâmetro.

De forma geral, os resultados confirmam a capacidade do modelo em representar adequadamente a variação dos parâmetros elétricos com a temperatura, destacando-se a alta precisão para I_{ph} , I_0 , n e R_{sh} , e a maior sensibilidade observada em R_s .

4.2.2 Dependência com relação à irradiância

As Figuras 44 a 48 ilustram o comportamento de todos os parâmetros em função das variações de irradiância nas temperaturas de 25, 30, 35, 45, 50 e 55 °C. Essas figuras também apresentam as incertezas médias associadas aos parâmetros da célula solar.

Para fornecer uma referência quantitativa da tecnologia fotovoltaica em estudo, a Tabela 10 resumem os coeficientes de temperatura e irradiância obtidos para os parâmetros do modelo de diodo único extraído (I_{ph}, I_0, n, R_s e R_{sh}).

Tabela 10 – Resultados dos parâmetros extraídos e dos coeficientes de temperatura e irradiância, com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado

	Parâmetros elétricos do modelo									
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	$\times 10^{-2}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$	$\times 10^{-2}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$
G (W/m^2)			**25 °C**					**30 °C**		
600	5,48	0,9	1,68	2,1	1,24	5,37	1,0	1.68	1,2	1.26
700	6,39	1,0	1,66	2,7	1,19	6,37	1,0	1,66	0,7	1.21
800	7,63	1,0	1,65	3,6	1,16	7,50	2,0	1,65	1,6	1.15
900	8,98	2,0	1,64	4,0	1,10	8,71	2,0	1,64	1,2	1,11
1000	10,1	2,0	1,62	5,0	1,04	10,1	3,0	1,62	2,4	1,06
β(G) ($\%W/m^2$)	$2{,}2\times 10^{-1}$	0,36	$-8{,}6\times 10^{-3}$	0,34	-0,04	$2{,}2\times 10^{-1}$	0,5	$-7{,}5\times 10^{-3}$	2,5	-0,03

	Parâmetros elétricos do modelo									
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	$\times 10^{-2}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$	$\times 10^{-2}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$
G (W/m^2)			**35 °C**					**40 °C**		
600	5,47	2,0	1,68	0,67	1,31	5,49	2,0	1.68	3,4	1,30
700	6,42	2,0	1,66	0,66	1,23	6,40	3,0	1,66	6,4	1,22
800	7,66	2,0	1,65	0,77	1,17	7,70	3,0	1,66	9,3	1,17
900	8,95	3,0	1,64	0,74	1,14	8,97	4,0	1,63	3,4	1,16
1000	10,1	3,0	1,62	2,3	1,09	10,2	4,0	1,61	18,1	1,11
β(G) ($\%W/m^2$)	$2{,}1\times 10^{-1}$	0,15	$-8{,}6\times 10^{-3}$	0,49	-0,04	$2{,}2\times 10^{-1}$	0,25	$-8{,}6\times 10^{-3}$	0,77	-0,03

Parâmetros elétricos do modelo										
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	$\times 10^{-2}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$	$\times 10^{-2}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$
G (W/m^2)	**45 °C**					**50 °C**				
600	5,57	3,0	1,68	2,44	1,31	5,47	5,0	1.68	3,0	1,34
700	6,49	4,0	1,67	6,26	1,22	6,37	5,0	1,66	9,2	1,26
800	7,79	4,0	1,65	2,77	1,16	7,66	5,0	1,66	2,6	1,22
900	9,11	5,0	1,64	4,70	1,13	8,89	6,0	1,64	9,8	1,12
1000	10,3	6,0	1,62	1,73	1,07	10,3	7,0	1,62	15,7	1,10
β(G) ($\%W/m^2$)	$2{,}2\times 10^{-1}$	0,23	$-8{,}1\times 10^{-3}$	1,15	-0,04	$2{,}2\times 10^{-1}$	0,10	$-8{,}6\times 10^{-3}$	0,82	-0,05

Parâmetros elétricos do modelo					
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	$\times 10^{-2}$	$\times 10^{-5}$		$\times 10^{-2}$	$\times 10^{+3}$
G (W/m^2)	**55 °C**				
600	5,61	7,0	1,68	2,36	1,37
700	6,46	6,0	1,66	6,37	1,28
800	7,78	7,0	1,65	5,24	1,22
900	9,06	8,0	1,64	6,1	1,17
1000	10,4	10,0	1,62	14,6	1,10
β(G) ($\%W/m^2$)	$2{,}2\times 10^{-1}$	0,11	$-8{,}4\times 10^{-3}$	1,02	-0,05

A análise dos coeficientes de irradiação para os parâmetros extraídos do modelo de diodo único modificado em células solares de silício policristalino evidencia diferentes sensibilidades de cada parâmetro à variação da irradiância. A fotocorrente (I_{ph}) apresentou coeficientes positivos da ordem de $2,2 \times 10^{-1}\,\%/Wm^{-2}$, confirmando sua forte dependência linear com a irradiância, em concordância com a física do processo de geração da fotocorrente. A corrente de saturação (I_0) também apresentou coeficientes positivos, porém de magnitudes muito menores (até $0,5 \times 10^{-1}\,\%/Wm^{-2}$), refletindo sua baixa sensibilidade direta à irradiância.

O fator de idealidade (n) apresentou coeficientes negativos próximos de $-8 \times 10^{-3}\,\%/Wm^{-2}$, o que indica uma tendência de redução com o aumento da irradiância, comportamento associado à mudança dos mecanismos de recombinação sob maiores fluxos de fótons. A resistência série (R_s) exibiu variações positivas, com coeficientes entre $0,34$ e $1,15\,\%/Wm^{-2}$, sugerindo aumento progressivo da resistência efetiva com a irradiância, possivelmente devido ao aquecimento da célula. Já a resistência shunt (R_{sh}) apresentou coeficientes negativos, variando de $-0,03$ a $-0,05\,\%/Wm^{-2}$, confirmando sua diminuição em condições de alta irradiância, atribuída à saturação de defeitos locais que intensificam os processos de recombinação.

De modo geral, conclui-se que os coeficientes de irradiação reforçam a consistência do modelo empregado, uma vez que seguem as tendências físicas esperadas: aumento linear de I_{ph}, pequena variação de I_0, decréscimo de n e R_{sh}, e aumento de R_s. Esses resultados demonstram a adequação do modelo na descrição do comportamento dos parâmetros elétricos em função da irradiância.

A fotocorrente (I_{ph}), apresentado na Figura 44, mostrou-se a mais sensível às mudanças na irradiância, apresentando um aumento linear com inclinação média de $7,1 \times 10^{-4}\,\mathrm{A\,m^2/W}$, o que está em concordância com resultados de estudos anteriores [22–24,59].

Esse aumento linear em I_{ph} pode ser atribuído ao fato de que maiores níveis de irradiância resultam em mais fótons atingindo a superfície da célula fotovoltaica, o que, por sua vez, leva a um aumento no número de portadores fotogerados. Como resultado, o valor de I_{ph} cresce proporcionalmente com a irradiância.

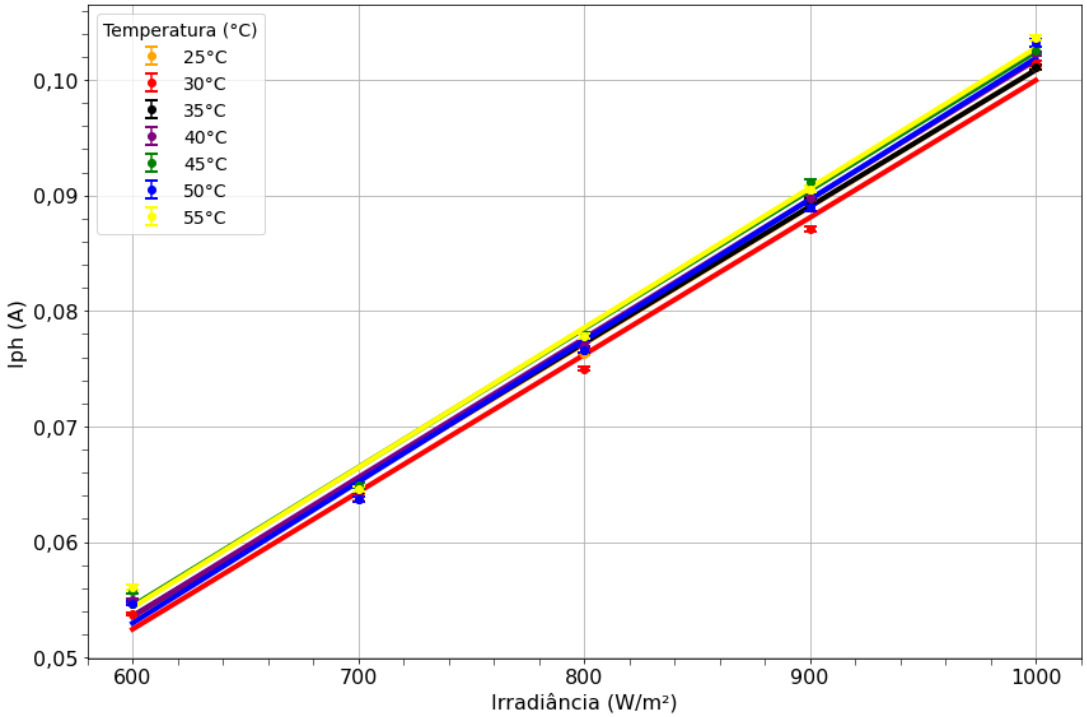


Figura 44 – Variação da fotocorrente com a irradiância

O fator de idealidade (n), ilustrado na Figura 45, apresentou uma diminuição linear à medida que a irradiância aumentou, com inclinação média de $-1,5 \times 10^{-5}\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$. Isso está em concordância com as observações de [24], onde o fator de idealidade diminuiu com o aumento da intensidade luminosa. [24] empregou um algoritmo de otimização não linear por mínimos quadrados baseado no método de Newton, modificado pela introdução do chamado parâmetro de Levenberg.

Os valores mais elevados de n em baixas irradiâncias sugerem que, em condições de baixa irradiância, os processos de recombinação dentro da célula são dominados pela recombinação de carga espacial, a qual é tipicamente mais significativa em condições de menor intensidade luminosa.

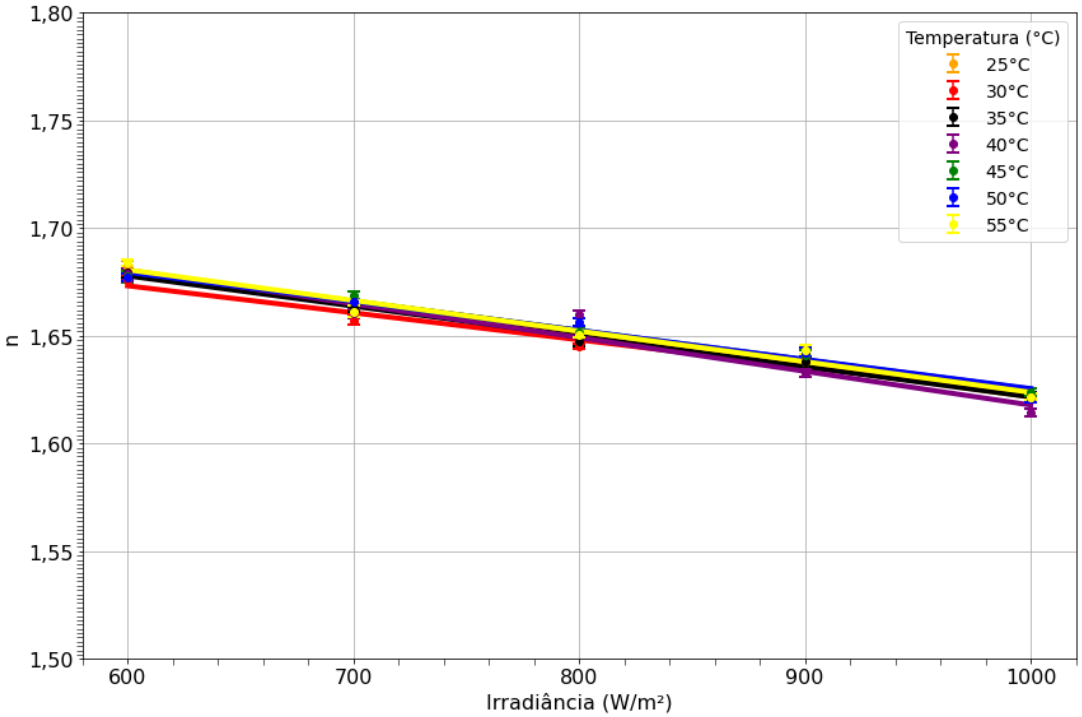


Figura 45 – Variação do fator de idealidade com a irradiância

A corrente de saturação (I_0), mostrado na Figura 46, apresentou uma dependência linear com a irradiância, em concordância com o encontrado por [23], respectivamente no intervalo de irradiância de 600 a 1000 W/m^2. Entretanto, observou-se que a corrente de saturação foi menos sensível às variações de irradiância em comparação com a temperatura, apresentando uma inclinação média de $2,6 \times 10^{-7}\,\mathrm{A\,m^2/W}$.

Isso sugere que, embora a irradiância influencie I_0, a temperatura possui um efeito mais pronunciado, provavelmente devido à natureza termicamente ativada da corrente de saturação reversa em células fotovoltaicas.

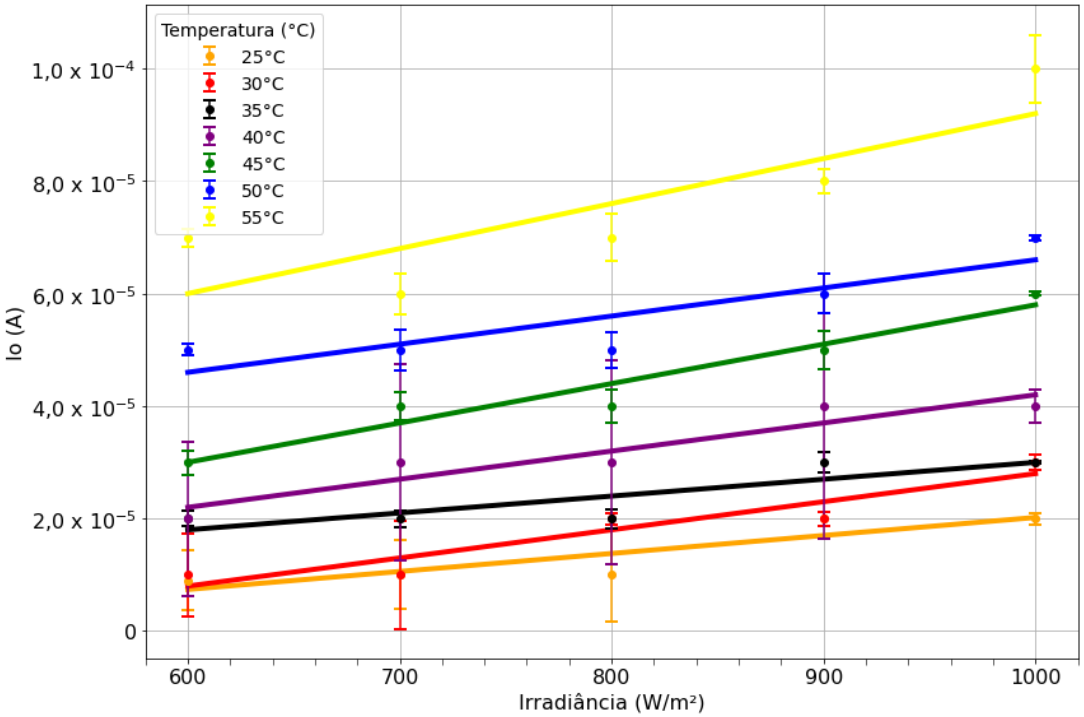


Figura 46 – Variação da corrente de saturação reversa com a irradiância

A resistência série (R_s), evidenciado na Figura 47, aumentou linearmente com a irradiância, apresentando uma inclinação média de $4,6 \times 10^{-5}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$, como também relatado em [60]. Esse comportamento pode ser atribuído ao aumento da temperatura da célula em níveis mais elevados de irradiância. Em [60] propuseram um método de identificação linear por mínimos quadrados baseado em integração para extrair simultaneamente todos os parâmetros do modelo a partir de uma única curva I-V.

À medida que a irradiância aumenta, mais fótons incidem sobre a superfície da célula, elevando a temperatura do material semicondutor. Como a resistência série é fortemente dependente da temperatura, ela aumenta em consequência da maior temperatura operacional, o que pode causar uma redução na mobilidade dos portadores de carga e um aumento nas perdas resistivas.

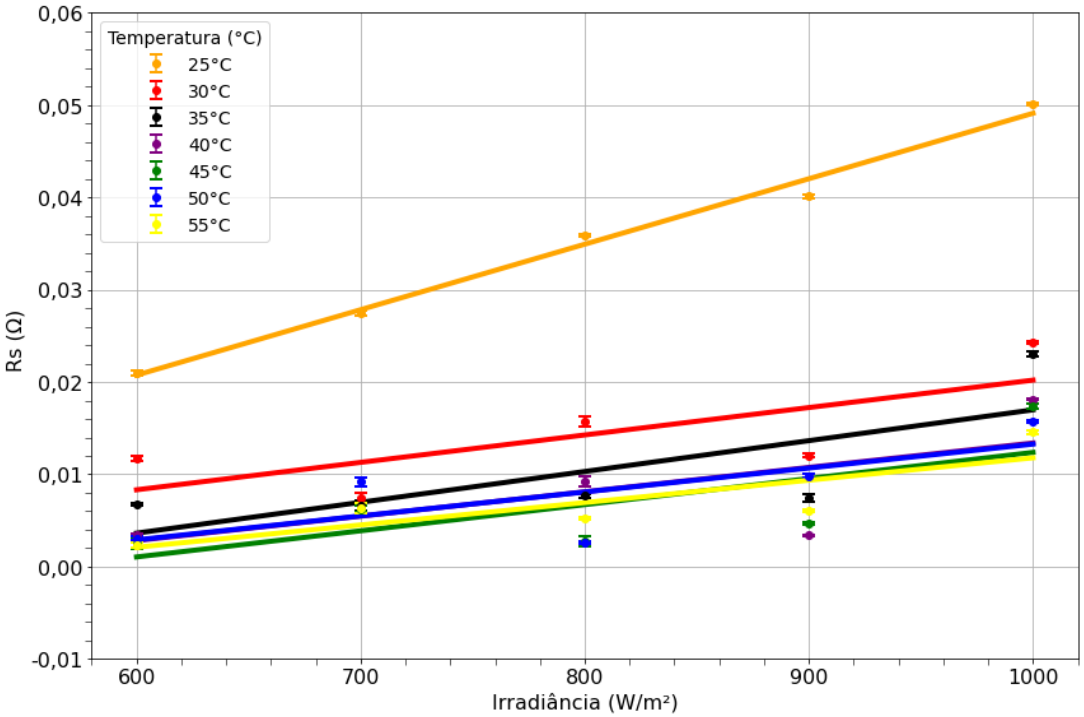


Figura 47 – Variação da resistência em série com a irradiância

Por outro lado, a resistência shunt (R_{sh}), representado na Figura 48, apresentou uma diminuição linear com o aumento da irradiância, com inclinação média de $-5,8 \times 10^{-1}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$, o que está em concordância com os resultados de [60]. A redução de R_{sh} em condições de maior irradiância está associada à saturação de regiões defeituosas localizadas na célula.

Esses defeitos são tipicamente caracterizados por uma maior concentração de armadilhas que atuam como centros de recombinação para os portadores fotogerados. À medida que a irradiância aumenta, o número de pares elétron-buraco gerados também cresce, levando a um aumento proporcional da recombinação. Consequentemente, isso resulta em uma redução de R_{sh}, uma vez que esses defeitos passam a dominar o processo de recombinação em intensidades luminosas mais elevadas [61, 62].

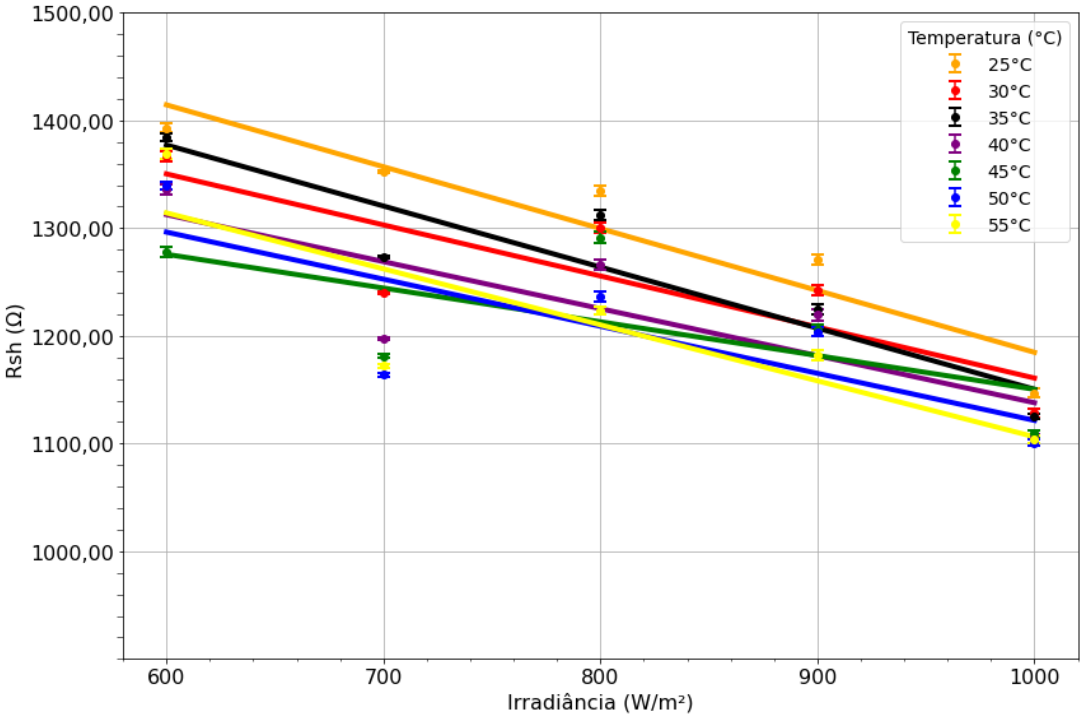


Figura 48 – Variação da resistência shunt com a irradiância

As tabelas 11, 12, 13 e 14 contém os resultados dos MAPES para variação da irradiância em relação as temperaturas de 25, 30, 35, 40, 45, 50 e 55 °C entre os parâmetros extraídos e estimados.

Tabela 11 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado

Parâmetros elétricos do modelo										
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
MAPE (%)										
G (W/m^2)	**25 °C**					**30 °C**				
600	0,45	0,65	0,37	1,01	1,90	0,36	0,10	0,07	2,89	0,42
700	0,31	0,18	0,13	0,67	0,07	0,30	0,85	0,10	0,15	0,07
800	0,28	0,13	0,12	2,9	0,58	0,17	0,93	0,05	1,27	0,50
900	0,54	0,30	0,13	0,87	0,50	0,61	0,35	0,04	4,61	0,60
1000	0,53	0,26	0,06	1,40	0,49	0,38	0,17	0,06	3,09	0,64

Tabela 12 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado

	Parâmetros elétricos do modelo									
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	MAPE (%)									
G (W/m^2)	**35°C**					**40 °C**				
600	0,30	0,24	0,11	2,29	1,32	0,24	0,82	0,13	1,02	0,49
700	0,22	0,29	0,08	3,56	0,09	0,41	0,76	0,10	3,31	0,15
800	0,27	0,78	0,11	6,56	0,55	0,52	0,28	0,07	8,21	0,53
900	0,37	0,14	0,09	3,95	0,60	0,19	0,14	0,09	1,76	0,82
1000	0,56	0,94	0,09	4,76	0,24	0,26	0,11	0,09	1,67	0,15

Tabela 13 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação à variação da irradiância para o modelo de diodo único modificado

	Parâmetros elétricos do modelo									
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
	MAPE (%)									
G (W/m^2)	**45°C**					**50°C**				
600	0,18	0,20	0,15	9,41	0,48	0,32	0,78	0,09	1,61	3,50
700	0,32	0,42	0,10	4,03	0,10	0,15	0,78	0,08	3,05	0,19
800	0,27	0,17	0,10	3,51	0,84	0,20	0,77	0,09	7,45	0,92
900	0,45	0,21	0,14	3,78	0,66	0,29	0,81	0,11	1,74	0,48
1000	0,39	0,17	0,09	1,38	0,25	0,48	0,87	0,11	4,83	0,35

Tabela 14 – MAPE para os ajustes entre os parâmetros extraídos e estimados com relação a variação da irradiância e temperatura igual a 55°C para o modelo de diodo único modificado

	Parâmetros elétricos do modelo				
	I_{ph} (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
G (W/m^2)	MAPE (%)				
600	0,31	0,18	0,07	5,41	0,48
700	0,54	0,31	0,15	0,07	0,13
800	0,23	0,10	0,06	4,05	0,33
900	0,14	0,18	0,09	1,12	0,72
1000	0,37	0,17	0,08	1,34	0,59

Os resultados de MAPE obtidos para os cinco parâmetros do modelo de diodo único modificado em células solares de silício policristalino indicam que o ajuste apresenta elevada precisão para a maioria dos casos avaliados. Observa-se que os menores erros relativos estão associados à fotocorrente (I_{ph}), ao fator de idealidade (n) e à corrente de saturação I_0, cujos valores de MAPE permanecem consistentemente abaixo de 1% em todas as condições de irradiância e temperatura analisadas. Esses resultados evidenciam a robustez do modelo na estimativa desses parâmetros fundamentais.

Por outro lado, a resistência série (R_s) apresentou maiores variações de MAPE, especialmente em temperaturas intermediárias (35 a 50°C), alcançando valores superiores a 9% em alguns casos. Tal comportamento pode ser atribuído à forte dependência desse parâmetro com a temperatura, o que torna sua extração mais sensível às flutuações experimentais. Já a resistência shunt (R_{sh}) mostrou erros relativamente baixos e estáveis, geralmente inferiores a 2%, confirmando a adequação do modelo para sua representação.

Com base nos resultados obtidos na caracterização em ambiente controlado, a análise dos parâmetros do modelo de diodo único modificado para a célula solar de silício policristalino permitiu compreender, de forma isolada e sistemática, a influência da temperatura e da irradiância sobre o comportamento elétrico do dispositivo. A realização dos ensaios em laboratório, com controle rigoroso das condições experimentais, possibilitou a extração precisa dos parâmetros a partir das curvas corrente–tensão, fornecendo uma referência fundamental para a interpretação dos mecanismos físicos envolvidos e para a validação da metodologia de otimização empregada.

Entretanto, embora a caracterização laboratorial seja essencial para o entendimento detalhado do comportamento intrínseco das células fotovoltaicas, o desempenho real de módulos solares em operação está sujeito a variações simultâneas de temperatura e irradiância, além de efeitos ambientais que não podem ser completamente reproduzidos em condições controladas. Nesse sentido, torna-se necessária a extensão da análise para cenários de operação reais, nos quais tais variáveis atuam de forma dinâmica e interdependente.

Dessa forma, a seção subsequente amplia a abordagem apresentada anteriormente ao avaliar, de maneira paramétrica, o comportamento de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias — CdTe, CIGS, HIT e mSi — caracterizados em condições reais de operação. Essa transição do ambiente laboratorial para o campo permite não apenas verificar a consistência dos parâmetros extraídos em situações práticas, mas também comparar a sensibilidade e a robustez de cada tecnologia frente às variações ambientais, contribuindo para uma compreensão mais abrangente e aplicada do desempenho fotovoltaico.

4.3 Avaliação paramétrica de módulos solares de CdTe, CIGS, HIT e mSi em função da variação de temperatura e irradiância

Após a realização das 50.000 rotinas de otimização, os valores ótimos de RMSE variaram de um mínimo de $1,1 \times 10^{-3}$ até um máximo de $6,5 \times 10^{-3}$. Nas Figuras 49, 50, 51 e 52 ilustram as curvas I-V experimentais (pontos) e o ajuste entre os dados experimentais e os valores estimados (linhas) obtidos por meio da otimização SADE para 20 diferentes níveis de temperatura, curvas estimadas para as quatro tecnologias , correspondentes a cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância

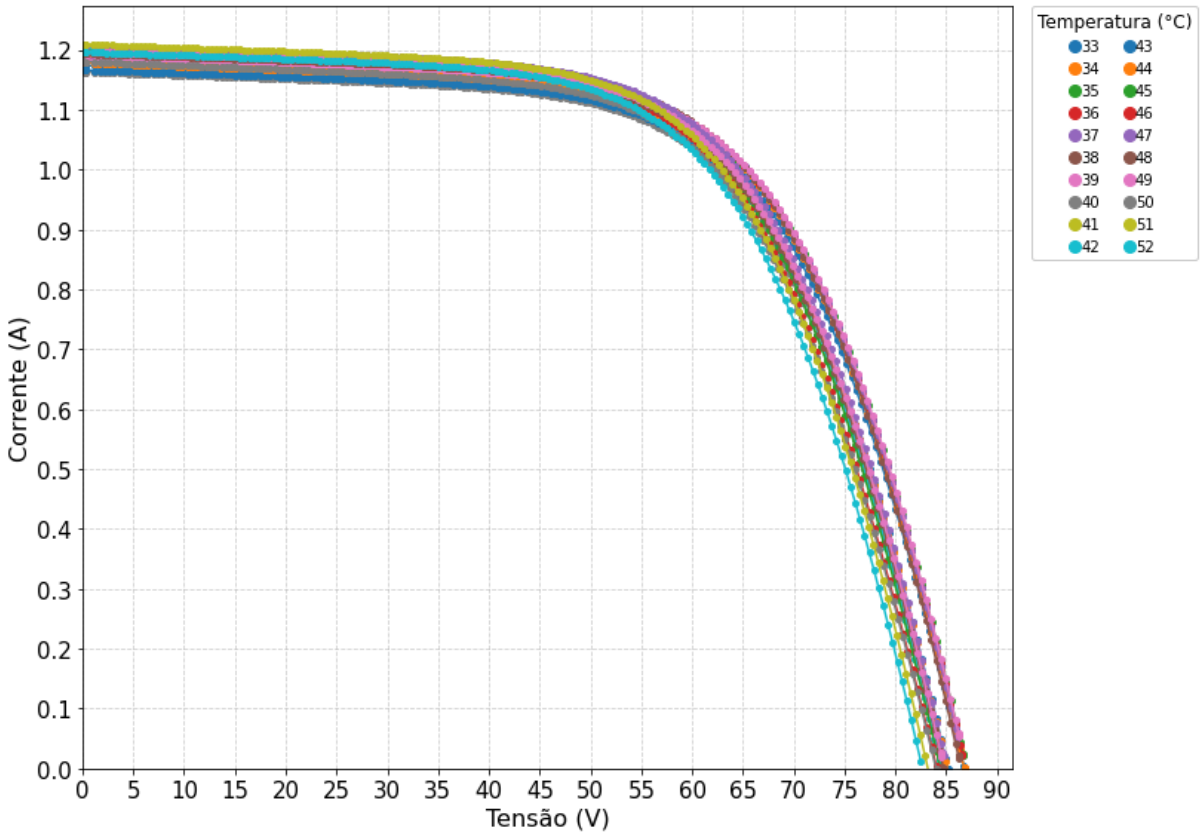


Figura 49 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CdTe, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2.

fixa de 1000 W/m^2. As Figuras 53, 54, 55 e 56, por sua vez, apresentam os ajustes para 30 diferentes níveis de irradiância a uma temperatura fixa de 25 °C.

A Figura 57 apresenta os valores médios de incerteza obtidos para a faixa de temperatura entre 30 e 55 °C, sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, comparando os pontos extraídos e estimados.

A Figura 58 mostra os valores médios de incerteza obtidos para a variação de irradiância entre 50 e 1150 W/m^2, sob temperatura fixa de 25 °C, comparando os parâmetros extraídos e estimados.

4.3.1 Dependência dos Parâmetros do Modelo de Um Diodo em Função da Temperatura e da Irradiância

As Figuras 59 a 68 ilustram o comportamento de todos os parâmetros para uma irradiância fixa de 1000 W/m^2, com a temperatura variando de 25 a 55°C, e para uma temperatura fixa de 25°C, com a irradiância variando de 50 a 1150 W/m^2.

Também são apresentados os valores médios de incerteza e o MAPE para cada tecnologia investigada neste trabalho, calculados utilizando a fórmula $\frac{\sigma}{\sqrt{N}}$, onde σ é o desvio

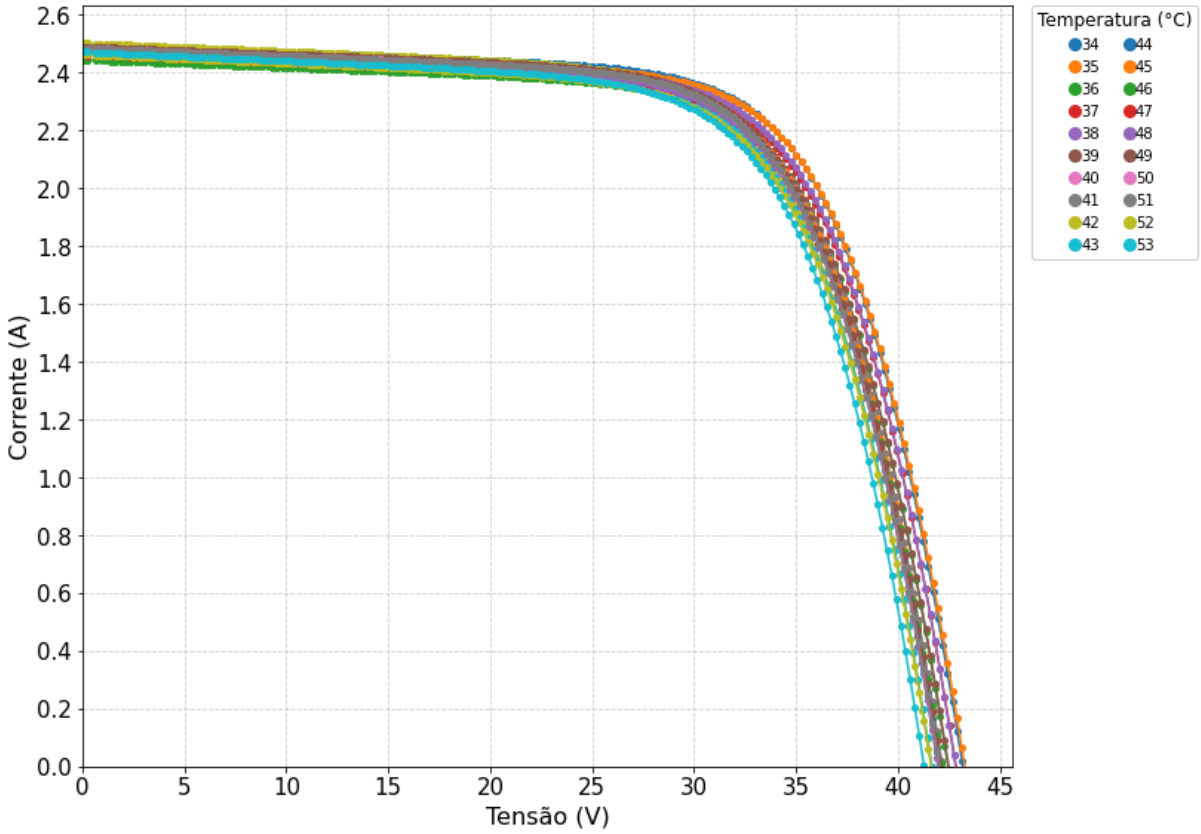


Figura 50 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CIGS, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2.

padrão e $N = 50$ é o número de parâmetros extraídos em cada condição de temperatura e irradiância.

A fotocorrente (I_{ph}), apresentado na Figura 59, exibiu um leve aumento linear com o aumento da temperatura para as tecnologias CdTe, HIT e mSi, em consonância com as descobertas relatadas em [22, 23, 63–66]. Este comportamento é atribuído ao aumento na densidade de portadores fotogerados em temperaturas mais altas devido ao estreitamento da banda proibida, um fenômeno característico em materiais semicondutores. Há também um aumento nas taxas de recombinação interna de portadores [67–71], resultando em apenas uma leve variação de I_{ph} com a temperatura. Para a tecnologia CIGS, foi observada uma leve tendência de decréscimo linear, semelhante aos resultados em [72]. Essa tendência negativa é atribuída à formação de defeitos induzidos termicamente, que afetam adversamente a geração de fotocorrente [73].

Comparando os resultados entre as quatro tecnologias, CdTe, HIT e mSi exibem uma fotocorrente levemente crescente com a temperatura, indicando boa estabilidade térmica desses materiais em termos de geração de corrente sob iluminação. Entre elas, a tecnologia HIT apresenta os maiores valores absolutos de I_{ph}, consistente com seu alto desempenho fotovoltaico. Em contrapartida, a tecnologia CIGS exibe uma tendência oposta

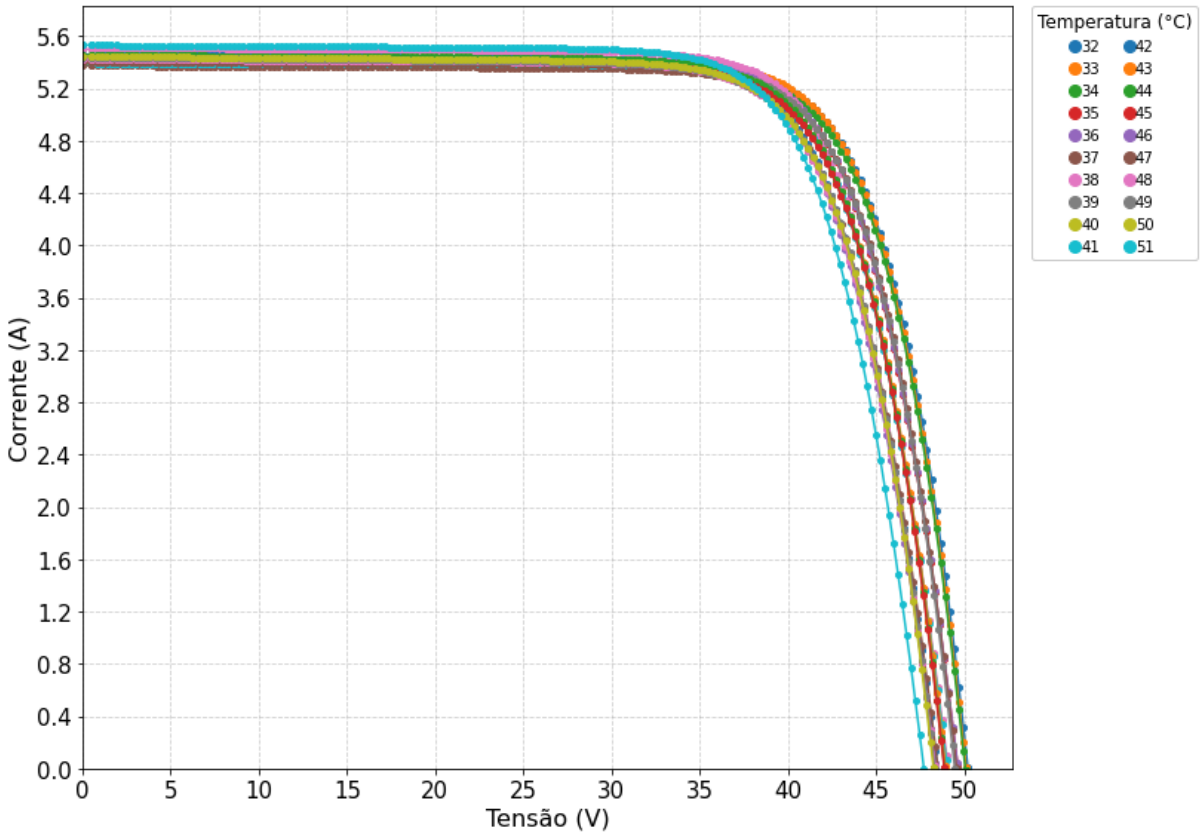


Figura 51 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia HIT, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2.

com um leve decréscimo na fotocorrente à medida que a temperatura aumenta, destacando uma maior sensibilidade térmica nos dispositivos CIGS e sugerindo que os defeitos relacionados à temperatura impactam negativamente sua eficiência em condições operacionais mais quentes.

Em relação à variação da fotocorrente (I_{ph}), ilustrado na 60 com a irradiância, foi o parâmetro mais sensível às mudanças de irradiância, exibindo um aumento linear para todas as tecnologias estudadas, um comportamento também relatado por [22–24,66, 74]. Para as tecnologias HIT e CIGS, essa tendência surge porque níveis de irradiância mais altos correspondem a um maior número de fótons incidentes na superfície da célula, aumentando a geração de pares elétron-lacuna e, consequentemente, elevando os valores de I_{ph}.

A mSi demonstrou a maior sensibilidade ao aumento da irradiância. Sua estrutura desordenada, rica em defeitos, inicialmente aprisiona portadores de carga; contudo, à medida que a irradiância cresce, esses defeitos tendem a saturar, permitindo que mais portadores contribuam para a corrente elétrica, resultando em um aumento mais acentuado em I_{ph} [74–76]. Por outro lado, a CdTe exibiu a menor variação na fotocorrente com o aumento da irradiância. Este comportamento pode ser atribuído ao uso de camadas

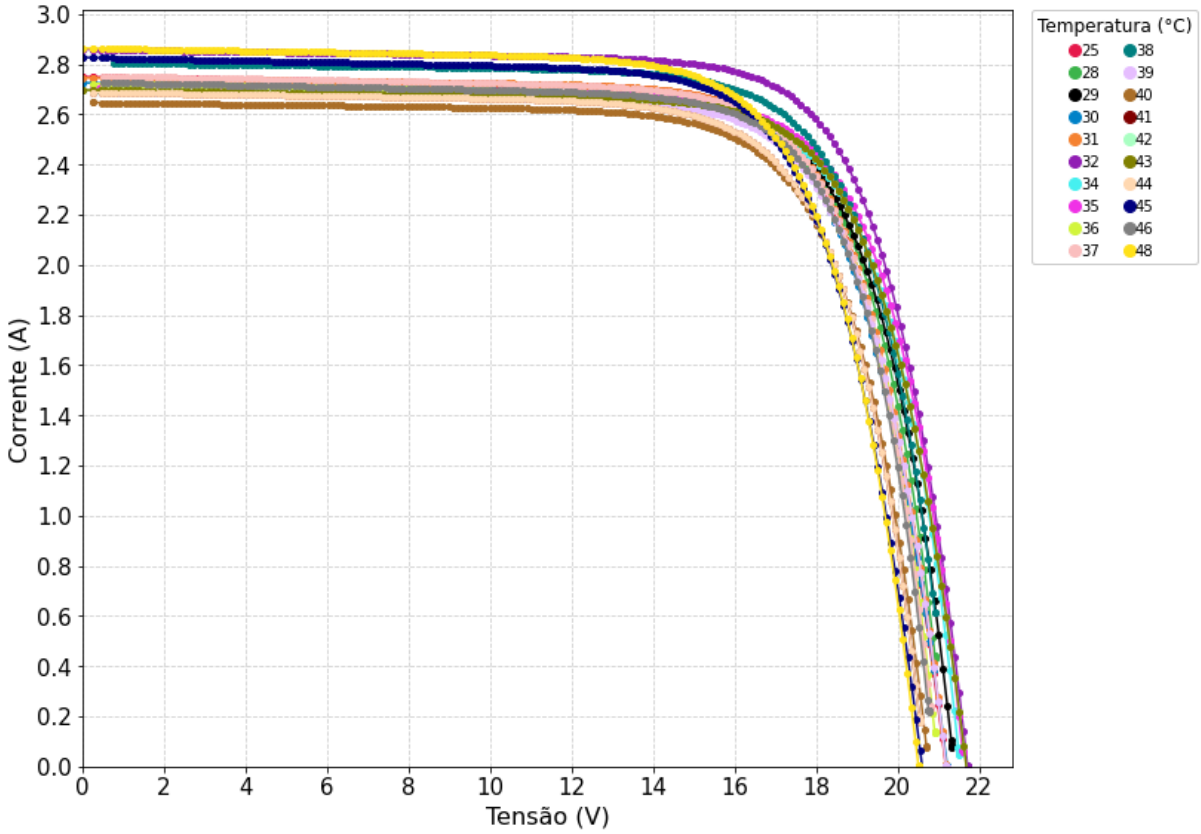


Figura 52 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia mSi, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2.

absorvedoras mais finas, que limitam a geração de portadores sob altas intensidades de luz, bem como possíveis limitações na coleta eficiente de carga [77]. Além disso, a alta velocidade de recombinação superficial em CdTe, que pode exceder 10^5 cm/s, constitui um fator crítico para o desempenho desses módulos solares [78, 79].

Comparando as tecnologias em relação ao comportamento da fotocorrente em função da irradiância, todas as tecnologias mostraram uma resposta linear positiva de I_{ph} com o aumento da irradiância. No entanto, a mSi demonstrou a maior sensibilidade, com a taxa de crescimento mais acentuada de I_{ph} devido à saturação de defeitos característicos de sua estrutura desordenada. A HIT e a CIGS mostraram comportamentos similares, com aumentos significativos de corrente devido à melhor geração de portadores fotogerados em altas irradiâncias. Finalmente, a CdTe exibiu a menor taxa de variação de fotocorrente, um comportamento associado a camadas absorvedoras mais finas e maior velocidade de recombinação de portadores na superfície, o que limita os benefícios do aumento da irradiância. Estes resultados destacam as diferenças intrínsecas entre as tecnologias em relação à sua eficiência na coleta de portadores sob condições de iluminação variáveis.

A corrente de saturação reversa (I_0), mostrado na Figura 61, exibiu uma dependência linear da temperatura [57]. Dentre as tecnologias avaliadas, a mSi apresentou a

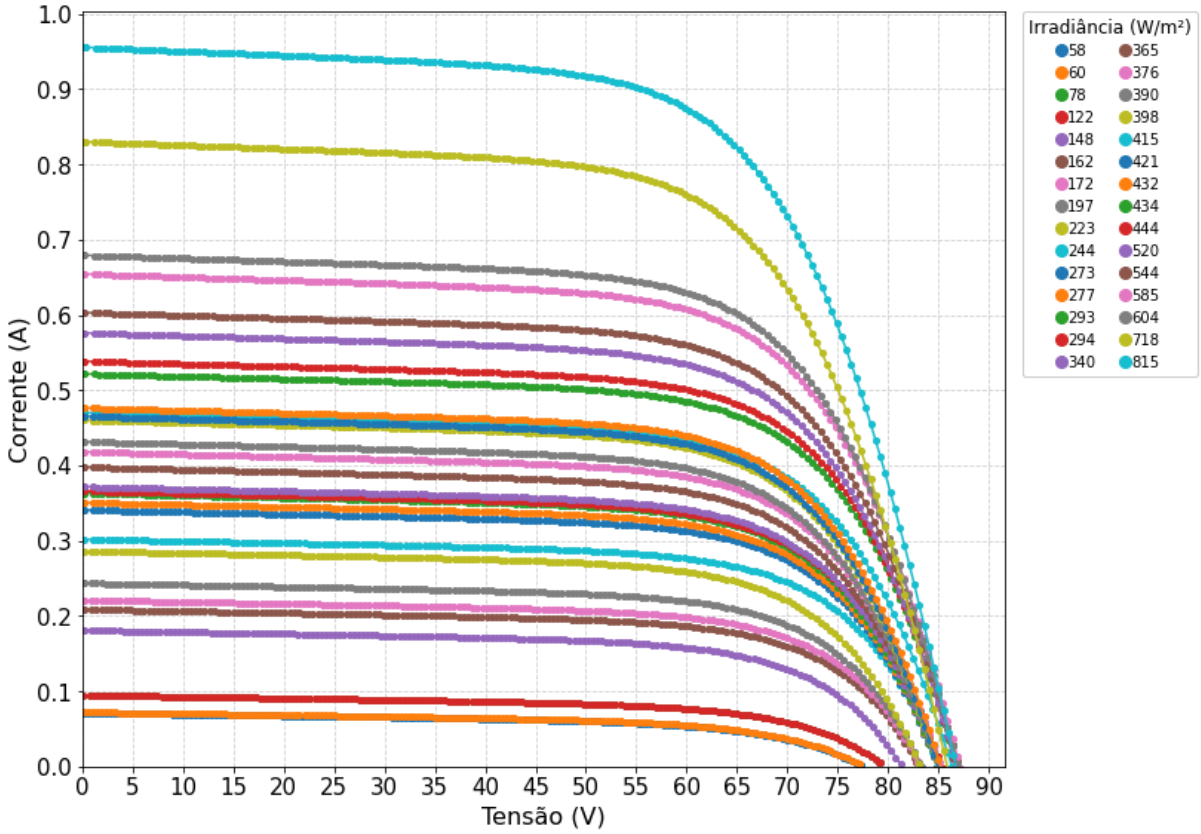


Figura 53 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CdTe, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C.

maior sensibilidade a variações de temperatura, com uma inclinação média de $2,1 \times 10^{-9}$ A/°C. Este comportamento é atribuído aos contornos de grão que atuam como centros de recombinação, aumentando a recombinação de portadores minoritários e, consequentemente, elevando o valor de I_0 [80]. Este aumento impacta diretamente a tensão de circuito aberto (V_{oc}) [27], resultando na diminuição da eficiência da célula solar à medida que a temperatura aumenta [81].

Os módulos solares de CIGS e CdTe exibiram melhor estabilidade térmica, pois sua eficiência se degrada menos com o aumento da temperatura [82]. Isso se reflete na menor variação de I_0 em função da temperatura em comparação com os módulos de mSi. Tal comportamento deve-se aos coeficientes de temperatura mais baixos dessas tecnologias [82–84], à menor perda de V_{oc}, às taxas de recombinação de portadores mais baixas e às estruturas de dispositivos que facilitam uma melhor dissipação de calor. Esses fatores tornam as tecnologias CIGS e CdTe mais adequadas para operação em ambientes de alta temperatura do que suas contrapartes de silício cristalino.

A tecnologia HIT, que combina silício cristalino com finas camadas de silício amorfo, proporciona melhor passivação de superfície e redução da recombinação de portadores. Isso resulta em um desempenho térmico superior devido ao seu menor coeficiente de

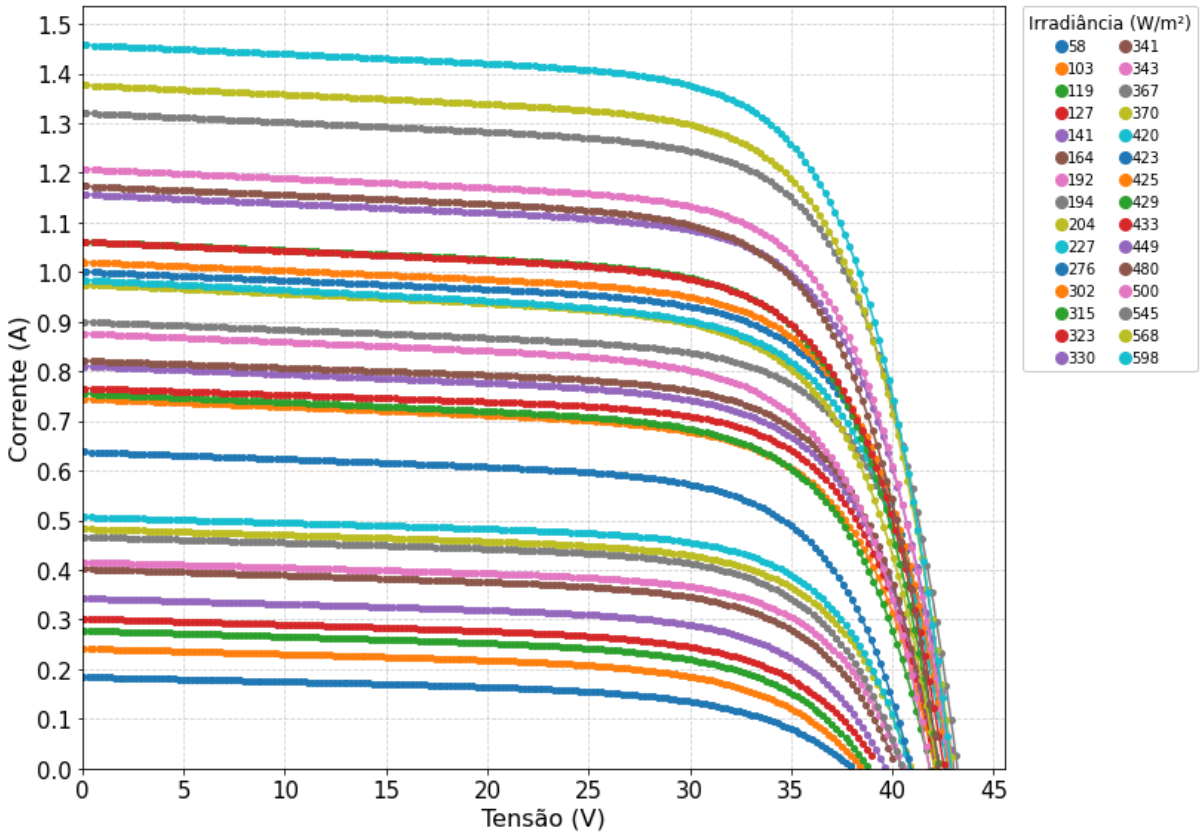


Figura 54 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia CIGS, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C.

temperatura [85]. Consequentemente, esta tecnologia apresentou a menor sensibilidade da corrente de saturação reversa (I_0) ao aumento de temperatura [86]. No entanto, I_0 ainda aumenta com a temperatura, levando a uma redução na V_{oc} e a uma queda correspondente na eficiência da célula.

Analisando o comportamento da corrente de saturação reversa (I_0) em função da temperatura nas quatro tecnologias, é evidente que o mSi é o mais sensível termicamente, exibindo a maior taxa de aumento em I_0. Em contraste, as tecnologias CIGS e CdTe demonstraram um aumento mais moderado, indicando melhor desempenho térmico e maior tolerância a temperaturas elevadas. Finalmente, as tecnologias HIT mostraram a menor sensibilidade ao aquecimento, devido à sua eficiente passivação de superfície e menor coeficiente de temperatura. Esses resultados destacam que, embora todas as tecnologias sejam afetadas pelo aumento da temperatura, as arquiteturas baseadas em heterojunção e filmes finos oferecem vantagens significativas para aplicações sob condições térmicas elevadas.

Em relação à variação da irradiância, exibido na Figura 62, I_0 permaneceu praticamente inalterado para as tecnologias mSi, CIGS, CdTe e HIT. Entre elas, a mSi foi a mais influenciada por mudanças na irradiância embora muito menos do que pela temperatura

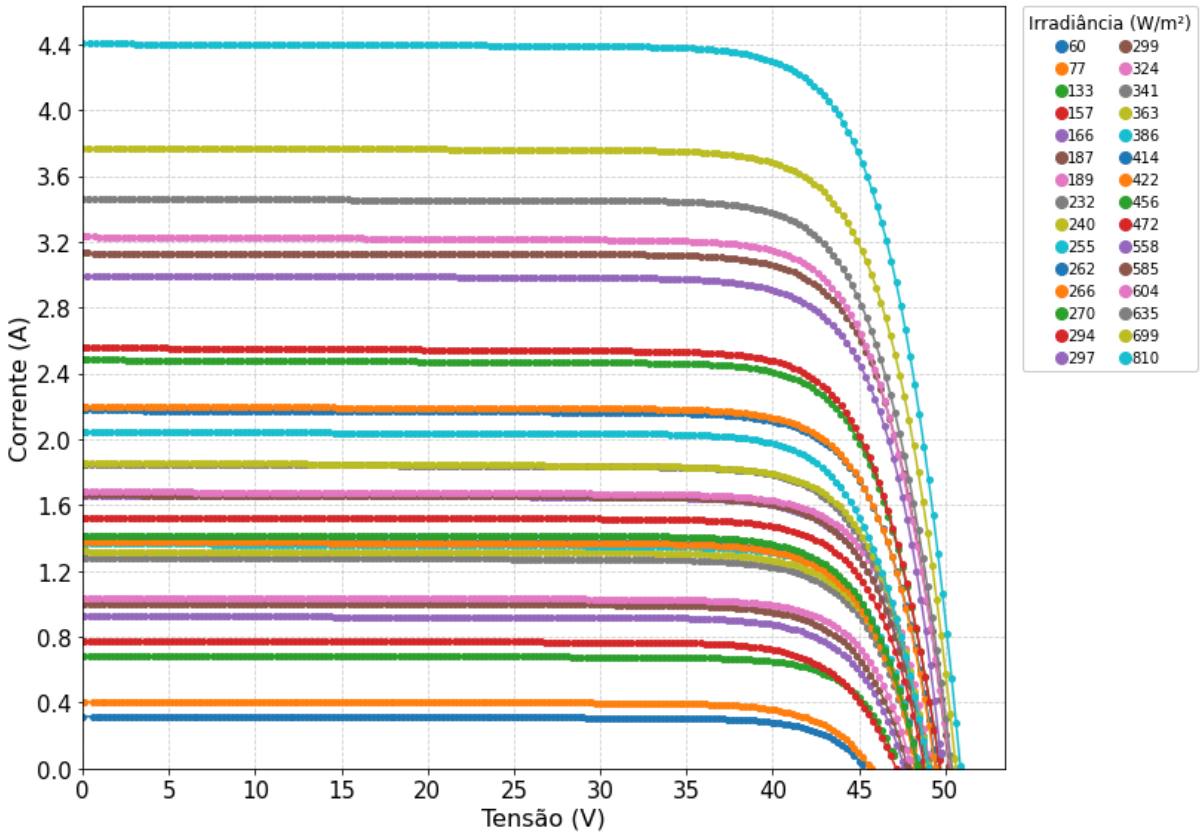


Figura 55 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia HIT, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C.

com uma inclinação média de $1,9 \times 10^{-10}\,\mathrm{A \cdot m^2/W}$ [27]. A irradiância afeta principalmente a corrente fotogerada (I_{ph}) e, indiretamente, a tensão de circuito aberto V_{oc}. No entanto, a corrente de saturação reversa I_0 está associada a mecanismos intrínsecos de recombinação e à qualidade da junção, fatores que não são significativamente impactados pela luz incidente [87–89].

Uma comparação entre as quatro tecnologias revela que a corrente de saturação (I_0) permanece virtualmente constante em função da irradiância. O mSi mostrou a menor sensibilidade à variação de irradiância, confirmando sua robustez sob níveis de iluminação variáveis. As tecnologias HIT, CdTe e CIGS também demonstraram valores de I_0 estáveis, com apenas ligeiras flutuações dentro da faixa experimental. Isso confirma que, para esses dispositivos, a irradiância desempenha um papel secundário no comportamento da corrente de saturação, reforçando a dominância dos mecanismos intrínsecos de recombinação na determinação desse parâmetro.

O fator de idealidade (n), representado na Figura 63, exibiu um comportamento similar para todas as tecnologias analisadas, diminuindo linearmente com o aumento da temperatura, com uma inclinação média de $-3,5 \times 10^{-3}\,\mathrm{°C^{-1}}$ para o mSi. Este resultado é consistente com estudos anteriores [23, 24, 27, 63, 90, 91].

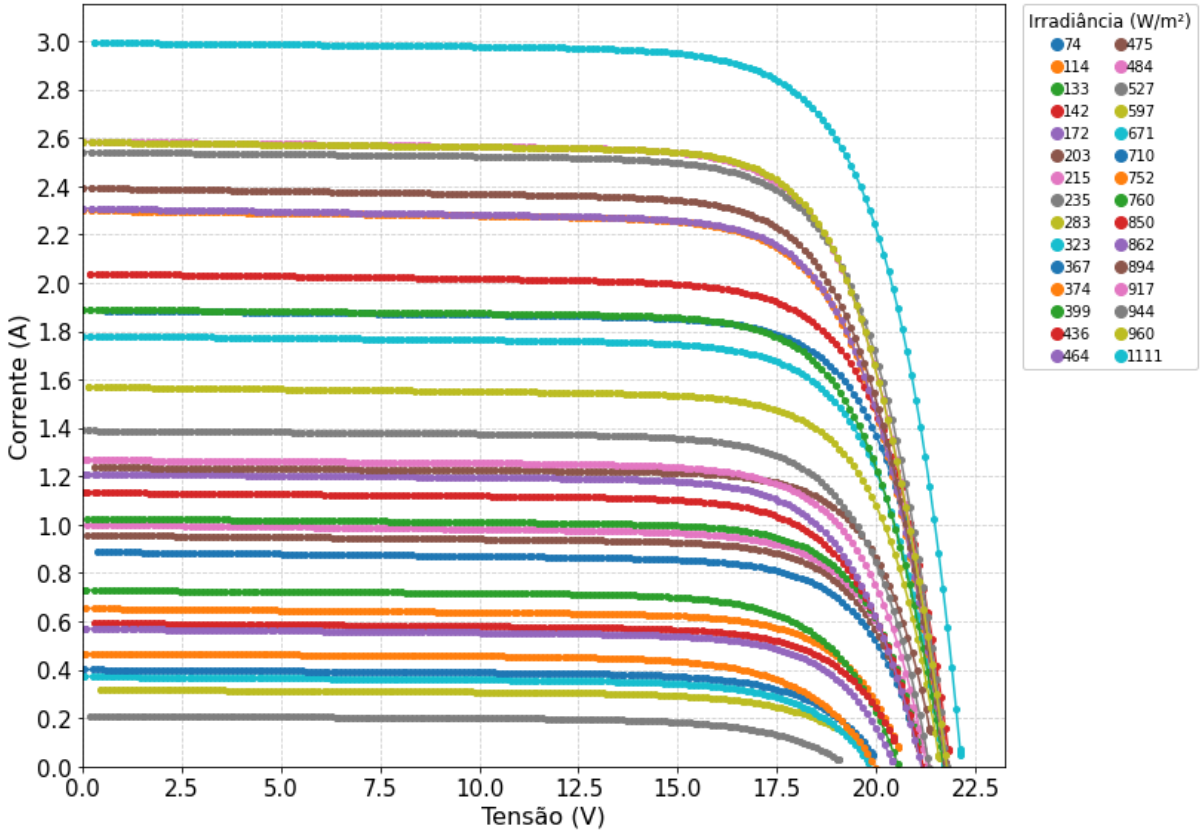


Figura 56 – Curvas I-V experimentais (pontos) e curvas estimadas (linhas) para a tecnologia mSi, correspondentes à cinco medições obtidas para cada condição de irradiância sob temperatura fixa de 25 °C.

Para a tecnologia mSi, a ligeira redução observada pode ser atribuída à diminuição da recombinação de superfície [56] e à redução da resistência da camada ativa com o aumento da temperatura [27,92]. No caso do CdTe, essa diminuição no fator de idealidade é atribuída a um aumento na corrente de difusão devido a efeitos termiônicos [93].

Na tecnologia CIGS, tal comportamento está associado a mudanças no transporte de portadores de carga e nos mecanismos de recombinação [72, 94, 95]. No módulo HIT, a presença de uma alta densidade de estados localizados dentro do band gap promove a recombinação por meio de defeitos de nível profundo, resultando em uma redução do fator de idealidade [86, 96].

Quando comparamos as quatro tecnologias, todas exibiram uma tendência linear de diminuição do fator de idealidade com o aumento da temperatura. No entanto, a magnitude dos valores de n e a intensidade dessa variação diferem entre elas. A tecnologia CdTe apresentou os maiores valores absolutos de n em toda a faixa de temperatura, indicando uma maior influência de mecanismos de difusão termiônica na resposta elétrica.

A tecnologia HIT apresentou valores de n intermediários, com uma redução mais pronunciada com a temperatura, consistente com a alta densidade de defeitos de nível profundo que favorecem a recombinação não radiativa. A tecnologia CIGS apresentou

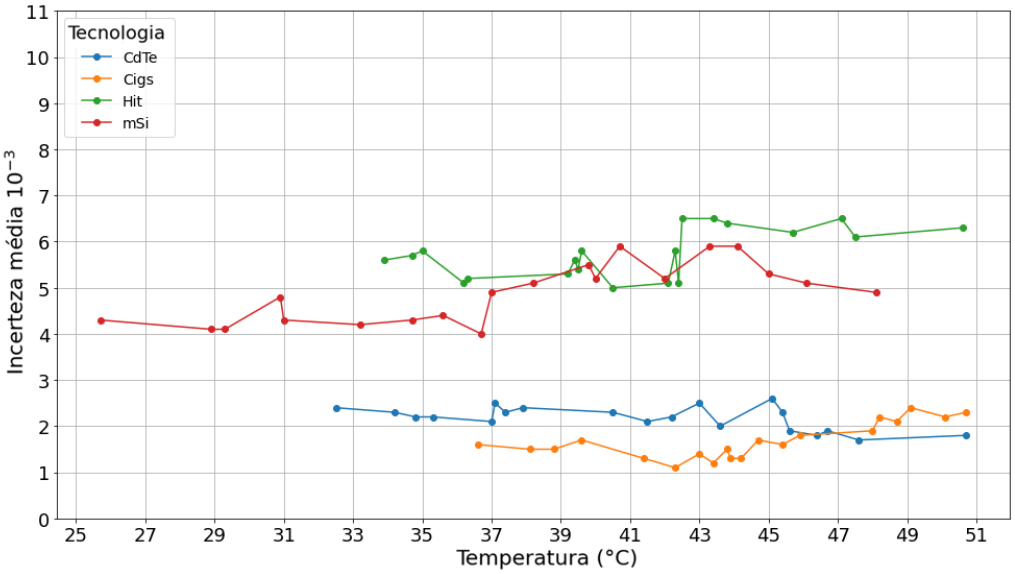


Figura 57 – Incerteza média das tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi, variando a temperatura entre 30 e 55 °C, sob irradiância fixa de 1000 W/m^2.

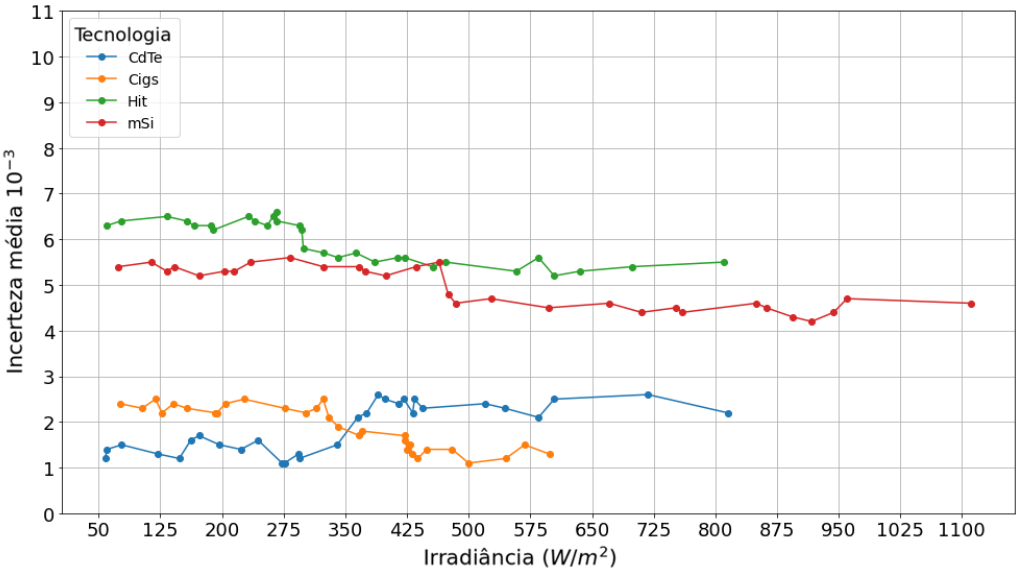


Figura 58 – Incerteza média das tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi, variando a irradiância entre 50 e 1150 W/m^2, sob temperatura fixa de 25 °C.

valores de n semelhantes aos da HIT, mas com uma variação térmica ligeiramente menor, refletindo mudanças nos mecanismos de transporte e recombinação de portadores.

A tecnologia mSi (silício multicristalino) destacou-se por exibir os menores valores de n e a menor sensibilidade à temperatura, indicando um desempenho mais estável, possivelmente relacionado à sua menor densidade de estados de recombinação de superfície e maior qualidade cristalina. Estes resultados indicam que, enquanto todas as tecnologias experimentam a degradação do fator de idealidade com o aumento da temperatura, o CdTe e a HIT são mais sensíveis termicamente, enquanto o mSi demonstra maior robustez.

O fator de idealidade (n), apresentado na Figura 64, exibiu um comportamento

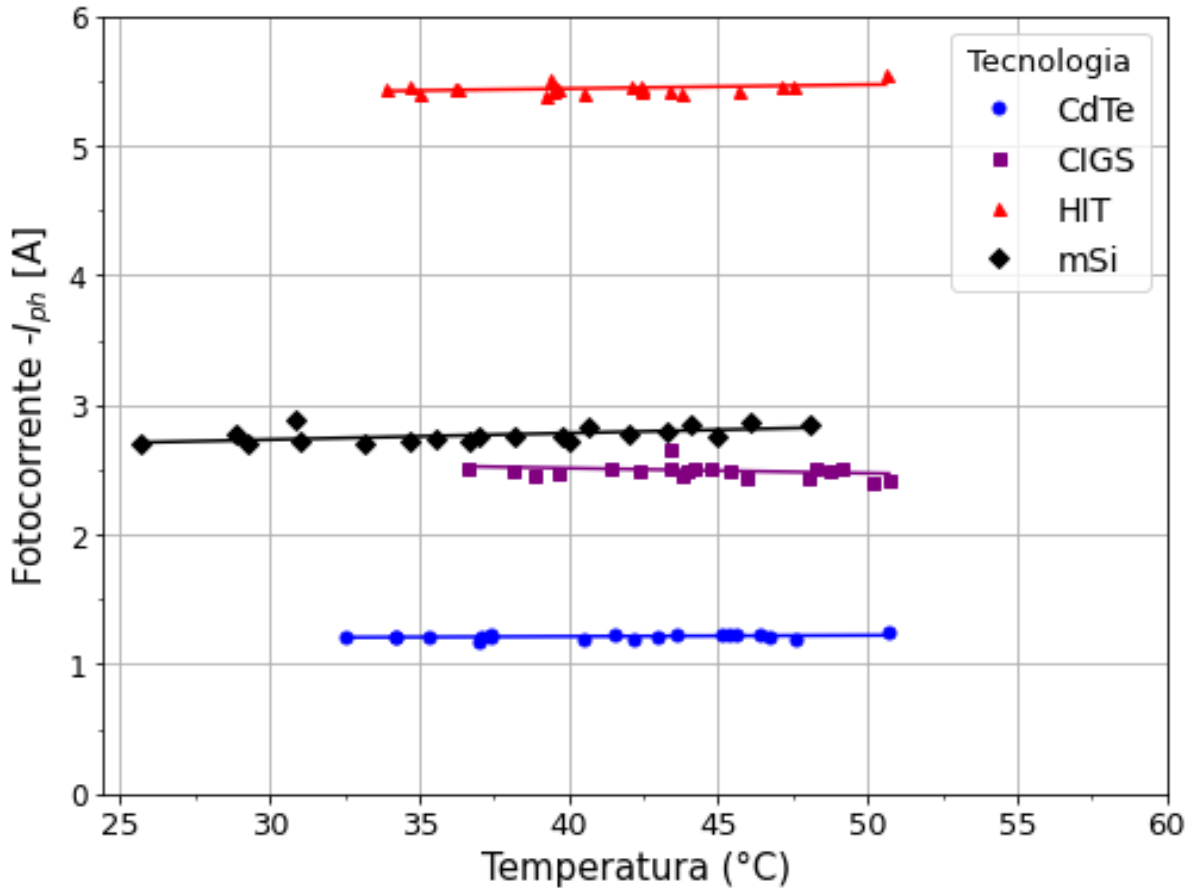


Figura 59 – Variação de I_{ph} com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se uma tendência linear, com inclinações médias de $1,5 \times 10^{-3}$ A/°C para CdTe, $-2,1 \times 10^{-3}$ A/°C para CIGS, $5,81 \times 10^{-3}$ A/°C para HIT, e $8,1 \times 10^{-3}$ A/°C para mSi.

similar em todas as tecnologias analisadas, diminuindo aproximadamente linearmente com o aumento da irradiância, como também observado por [27]. Este comportamento é atribuído ao aumento da densidade de portadores fotogerados sob condições de alta irradiância, o que leva à saturação dos centros de aprisionamento. Como consequência, a recombinação na região de carga espacial começa a dominar sobre outros mecanismos (como a recombinação assistida por armadilhas). Isso é comum em tecnologias como CdTe, CIGS e HIT, onde defeitos e interfaces desempenham um papel importante sob condições de baixa irradiância, mas têm menor influência quando a injeção de portadores é alta, resultando em uma redução nos valores de n [88, 97–99]. Para a tecnologia mSi, por exemplo, foi observada uma inclinação média de $-2,1 \times 10^{-4}$ m^2/W.

Comparando as quatro tecnologias (mSi, CdTe, CIGS e HIT), todas seguem a tendência de redução do fator de idealidade (n) com o aumento da irradiância, confirmando o fenômeno de saturação de centros de aprisionamento em altas densidades de portadores. No entanto, a intensidade e o perfil dessa variação diferem significativamente entre as tecnologias. O CdTe exibe os maiores valores absolutos de n e a diminuição mais pronunciada

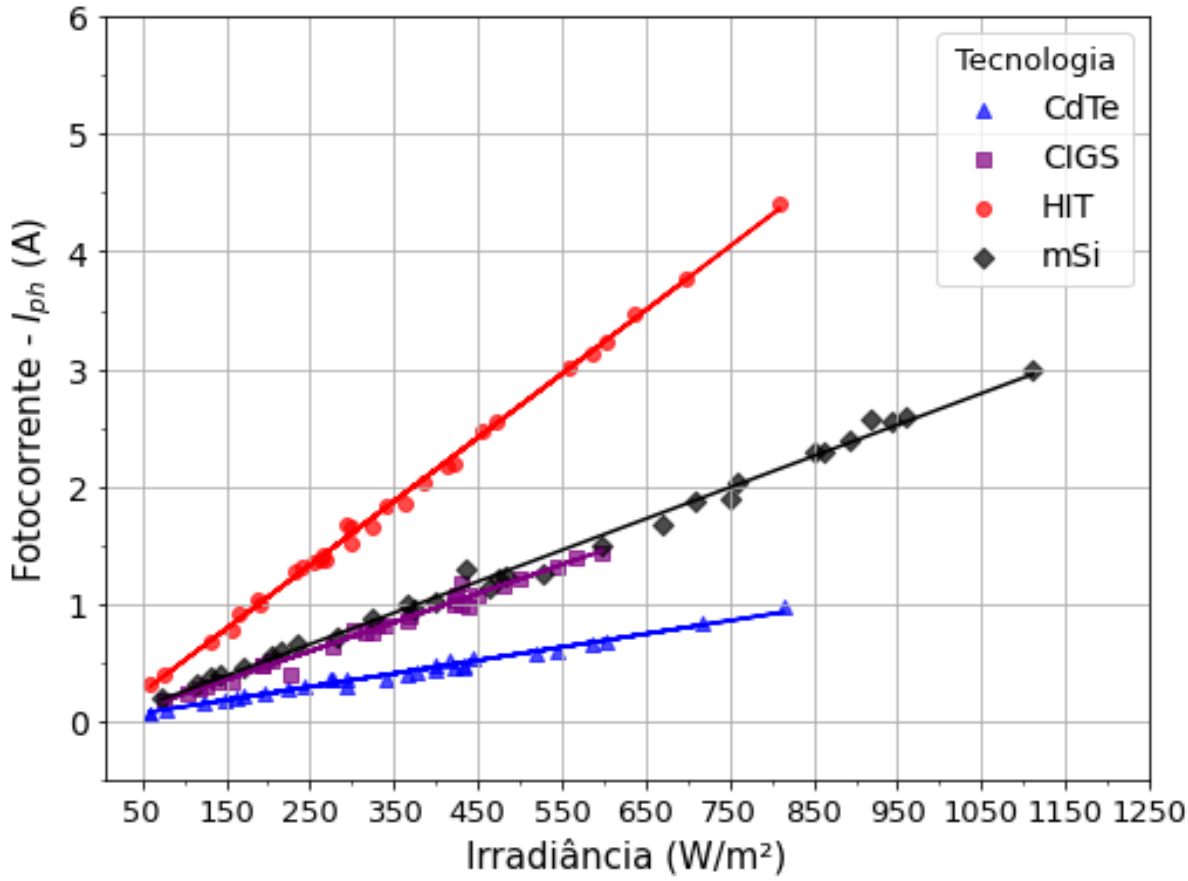


Figura 60 – Variação de I_{ph} com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se uma tendência linear, com inclinações médias de $2,4 \times 10^{-2}\,\mathrm{A \cdot m^2/W}$ para CdTe, $3,6 \times 10^{-2}\,\mathrm{A \cdot m^2/W}$ para CIGS, $1,1 \times 10^{-1}\,\mathrm{A \cdot m^2/W}$ para HIT, e $7,6 \times 10^{-2}\,\mathrm{A \cdot m^2/W}$ para mSi.

com a irradiância, indicando uma presença significativa de mecanismos de recombinação não ideais, como defeitos de nível profundo. As tecnologias CIGS e HIT mostram valores de n próximos do ideal, com pequenas variações negativas, refletindo uma recombinação dominada por processos quase ideais. A tecnologia mSi apresenta os menores valores absolutos de n, permanecendo quase constante em toda a faixa de irradiância, o que sugere alta qualidade do material e a predominância de recombinação por tunelamento ou radiativa, mesmo em baixas intensidades de luz. Essas diferenças destacam a influência da estrutura eletrônica e da qualidade do material no comportamento do fator de idealidade em resposta à variação da irradiância.

A resistência em série (R_s), representado na Figura 65, exibiu uma redução linear com o aumento da temperatura para a tecnologia mSi, com uma inclinação média de $-2,4 \times 10^{-2}\,\Omega\,°\mathrm{C}^{-1}$, um comportamento também relatado em [22, 27, 30, 90, 100]. A diminuição observada em R_s está associada às perdas ôhmicas no dispositivo, que incluem as resistências de contato nas superfícies frontal e traseira, a resistência de volume e a resistência intrínseca da camada ativa [101], fatores que facilitam o fluxo de corrente sob

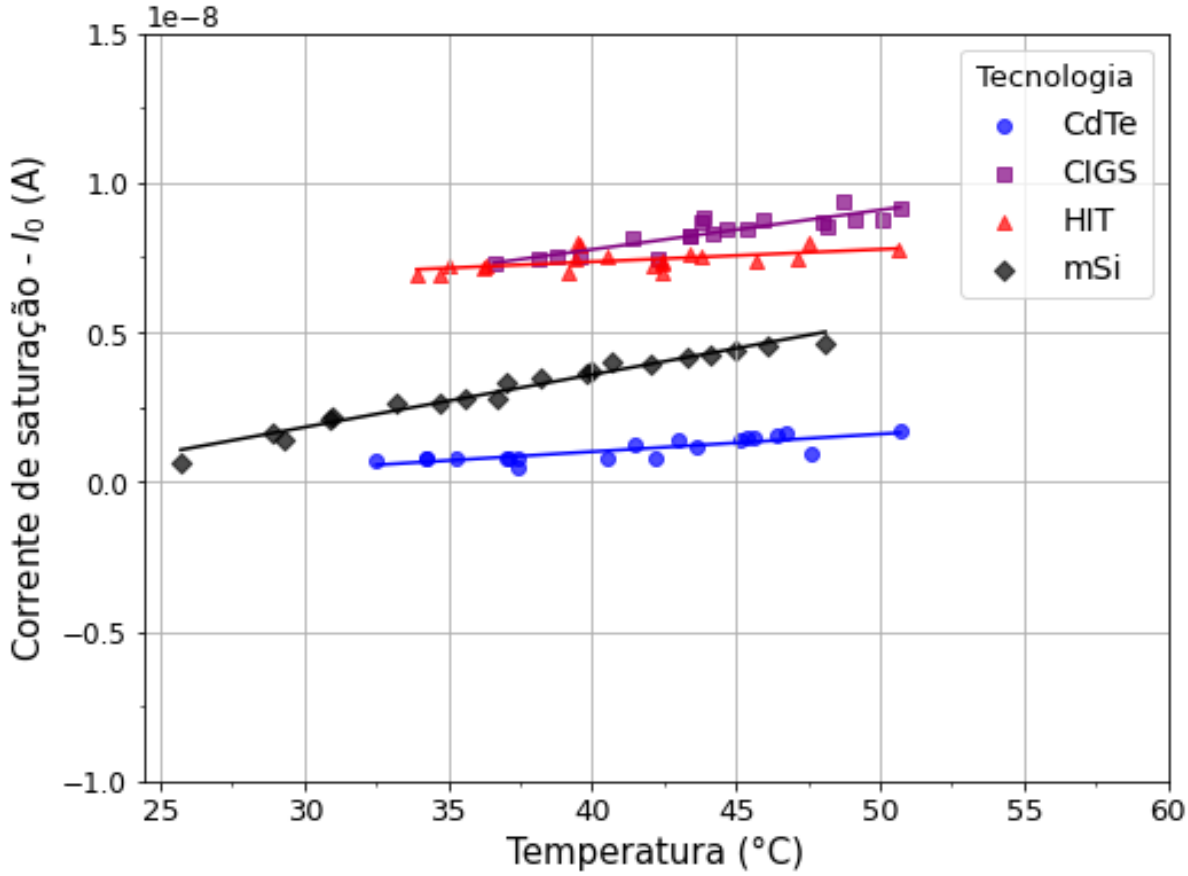


Figura 61 – Variação de I_0 com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se um comportamento exponencial crescente, com taxas médias de $3,7 \times 10^{-8}$ A/°C para CdTe, $2,6 \times 10^{-8}$ A/°C para CIGS, $1,9 \times 10^{-10}$ A/°C para HIT, e $1,5 \times 10^{-9}$ A/°C para mSi.

polarização direta [92].

Da mesma forma, a tecnologia CdTe também apresentou um comportamento de diminuição exponencial de R_s com o aumento da temperatura, um resultado também encontrado em [93], atribuído à redução da resistência do volume do CdTe e nas interfaces metálicas. O aumento da temperatura contribui para a geração de portadores livres e facilita a condução através de barreiras de potencial nas interfaces [93].

Para a tecnologia CIGS, foi observado um aumento em R_s com a variação da temperatura. À medida que a temperatura aumenta, a mobilidade dos portadores de carga tende a diminuir devido a interações mais fortes entre os portadores de carga (elétrons e buracos) e as vibrações da rede, o que pode aumentar ligeiramente a resistividade dos materiais condutores da célula [72, 102, 103].

A tecnologia (HIT), exibe uma tendência de aumento e quase linear de R_s com a variação da temperatura [104]. Ele não possui uma estrutura cristalina ordenada e, em vez disso, apresenta numerosos estados localizados e defeitos dentro do band gap. Com o

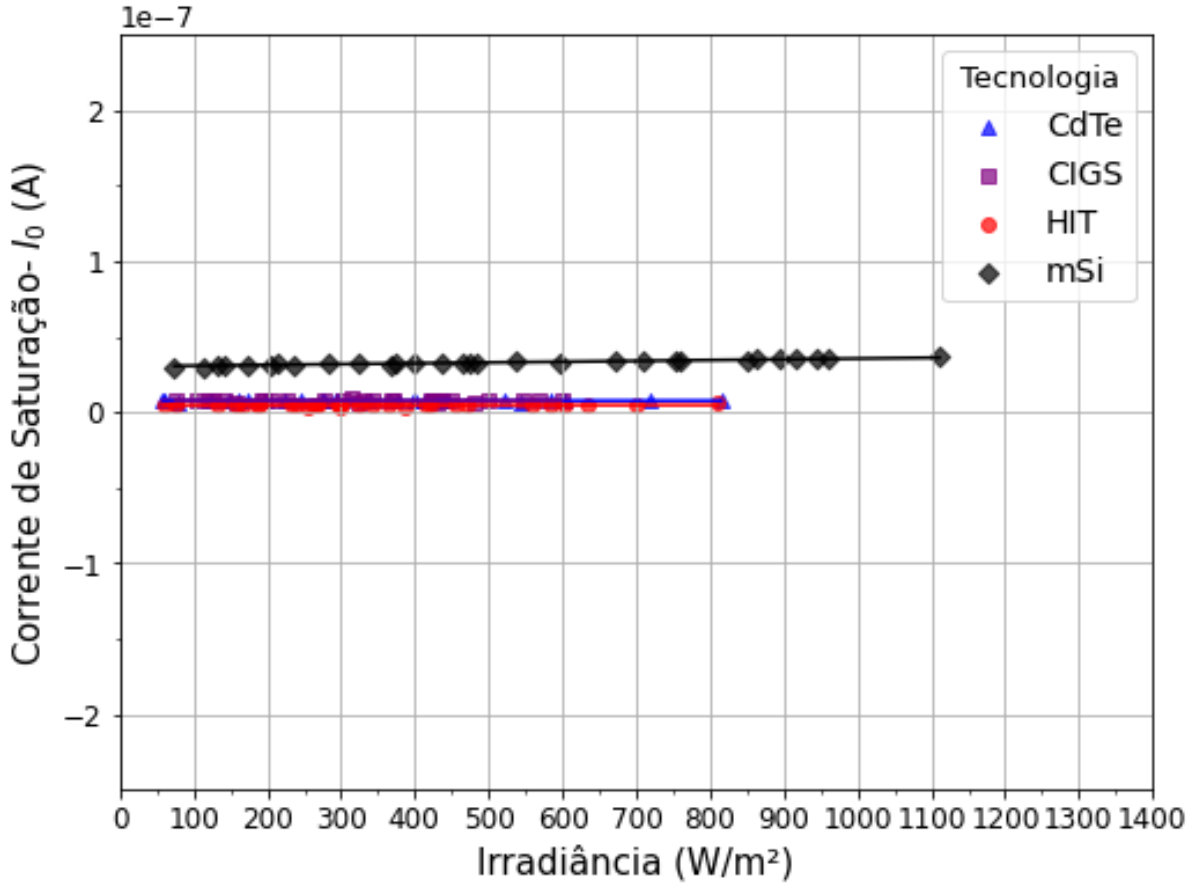


Figura 62 – Variação de I_0 com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. Observa-se uma tendência aproximadamente constante em relação à irradiância.

aumento da temperatura, mais portadores de carga podem ser ativados termicamente para esses estados localizados (também chamados de armadilhas), o que prejudica o transporte de corrente eficiente. Este efeito resulta em um aumento da resistividade do material e, consequentemente, em uma maior resistência em série na célula [105].

A resistência em série (R_s), exibido na Figura 66, para a tecnologia mSi mostrou um aumento aproximadamente linear com a irradiância, com uma variação média de $6,4 \times 10^{-2}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$, um resultado também observado em [27, 60]. Um dos principais efeitos do aumento da irradiância é o aquecimento da célula solar. À medida que mais fótons atingem o dispositivo, a temperatura do semicondutor sobe. Como R_s é altamente dependente da temperatura da célula, esse aumento pode levar a uma redução nas perdas resistivas, justificando a diminuição observada em R_s em níveis de irradiância mais baixos [27, 60, 106].

Para a tecnologia CdTe, a resistência em série (R_s) exibe uma tendência de diminuição com o aumento da irradiância. Este comportamento segue uma relação exponencial [107]. Em baixos níveis de irradiância, R_s é maior, pois as perdas resistivas se tornam mais pronunciadas quando a corrente gerada é reduzida [108]. Com o aumento da

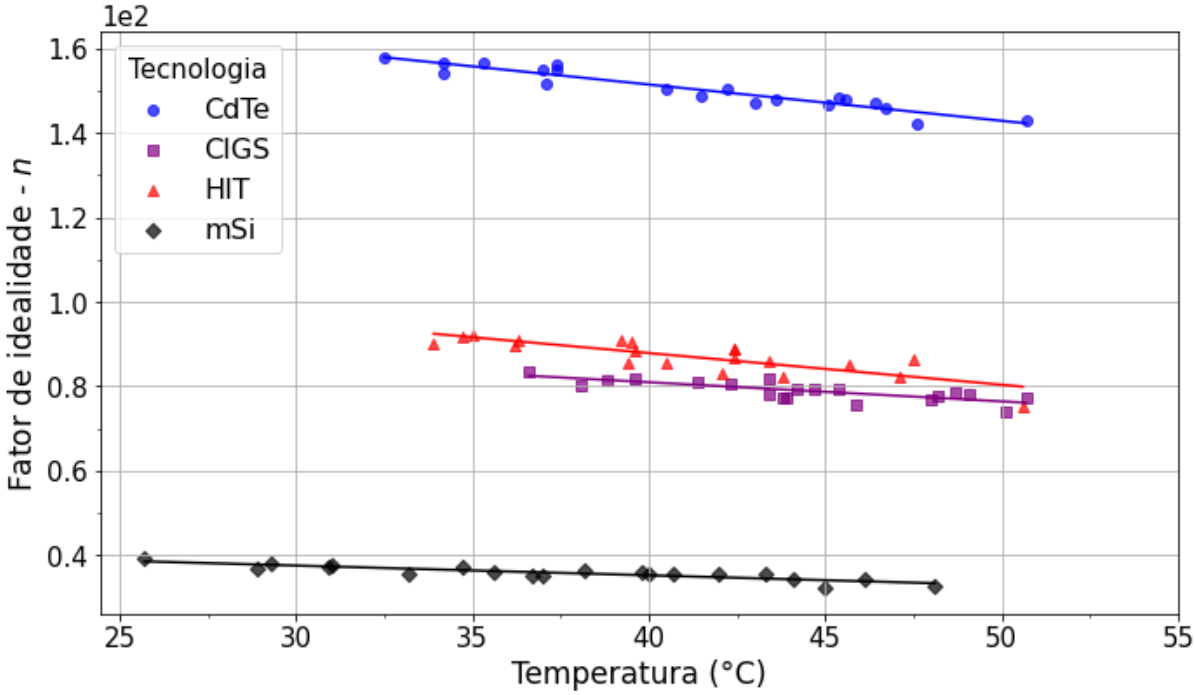


Figura 63 – Variação do fator de idealidade n com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, para as tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi. O comportamento observado é quase constante, com pequenas variações em torno de valores médios de 1,6 (CdTe); 1,5 (CIGS), 1,3 (HIT) e 1,2 (mSi).

irradiância, o crescimento correspondente na geração de corrente pode levar a uma diminuição em R_s, especialmente em modelos de extração de parâmetros sensíveis à variação da corrente [88, 107].

A tecnologia CIGS exibe um comportamento similar ao CdTe em relação à variação de R_s com a irradiância [98]. Sob condições de baixa irradiância, a corrente gerada é limitada, tornando os efeitos das resistências parasitas mais perceptíveis [98]. À medida que a irradiância aumenta, a corrente sobe, mudando o ponto de operação do dispositivo e melhorando a condutividade das camadas ativas, especialmente as camadas de transporte de carga. Essa melhoria contribui para a aparente redução em R_s observada em modelos ajustados [109, 110].

A tecnologia baseada em silício amorfo, aqui representada pelo módulo de Heterojunção com Camada Intrínseca Fina (HIT), mostra um comportamento de R_s quase constante com a variação da irradiância [85, 111]. Este comportamento está relacionado à estrutura otimizada do dispositivo, com camadas finas e condutores bem projetados, permitindo que o aumento da corrente flua com perdas resistivas mínimas [112].

Comparando as quatro tecnologias, observa-se que o mSi exibe um aumento linear em R_s com a irradiância, provavelmente influenciado pela elevação térmica da célula. Por outro lado, CdTe e CIGS mostram uma diminuição em R_s, atribuída ao aumento da geração de corrente e à melhoria da condutividade dos materiais ativos, especialmente

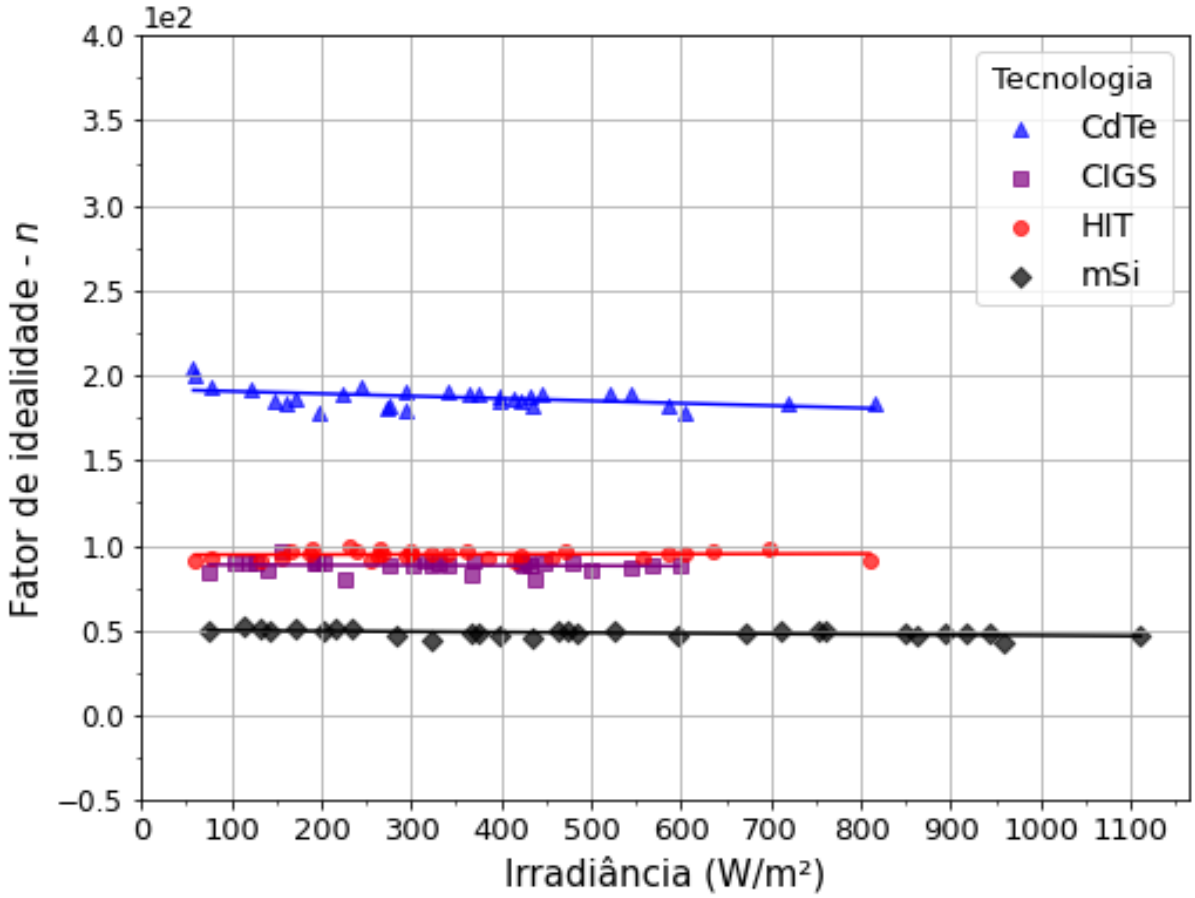


Figura 64 – Variação do fator de idealidade n com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. Observa-se uma leve diminuição de n para as tecnologias CdTe e CIGS, e praticamente nenhum efeito para HIT e mSi.

sob alta irradiância. A tecnologia HIT se destaca por sua estabilidade em R_s, um reflexo do designer eficiente da célula. Esta comparação destaca que tecnologias com camadas otimizadas e melhor controle sobre as perdas resistivas, como a HIT, tendem a ser menos sensíveis à variação da irradiância, enquanto tecnologias como CdTe e CIGS mostram uma dependência mais forte das condições operacionais.

A resistência de derivação (R_{sh}), apresentado na Figura 67, exibiu uma diminuição linear para todas as tecnologias investigadas neste estudo em função da variação de temperatura. Para o silício multicristalino (mSi), foi observada uma variação média de $-7,1\,\Omega\,°\mathrm{C}^{-1}$, consistente com os resultados relatados em [24, 27, 63, 90, 100]. Esta redução no mSi pode ser explicada por uma combinação de efeitos de tunelamento e aprisionamento/liberação de portadores através de estados de defeito presentes na região de carga espacial do dispositivo [27]. Esses estados de defeito atuam como centros de recombinação ou armadilhas dependendo das variações transversais relacionadas à captura de elétrons e buracos pelos defeitos [24]. Portanto, para garantir um desempenho otimizado e maior geração de energia, a temperatura dos módulos fotovoltaicos deve ser mantida o mais baixa possível.

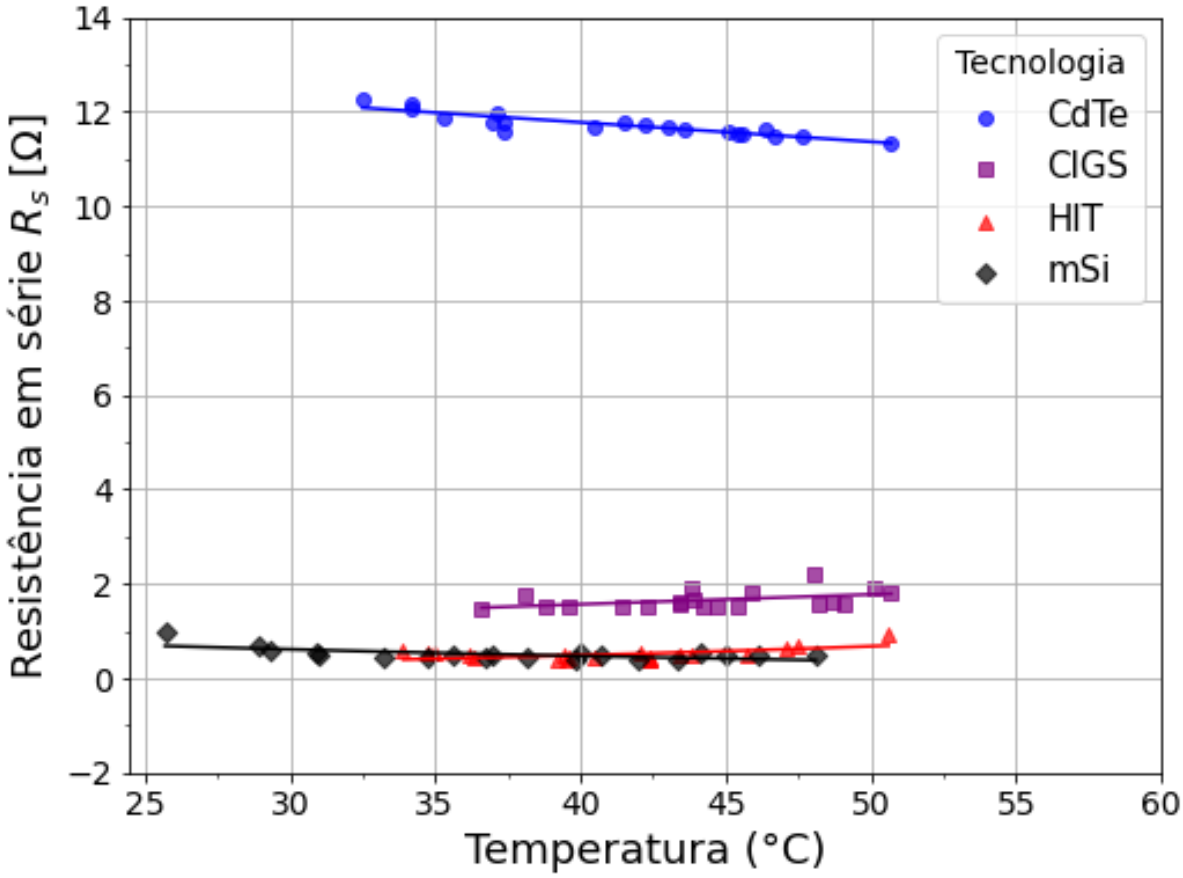


Figura 65 – Variação de R_s com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. Observa-se um leve aumento em todas as tecnologias, com valores médios de 0,7 Ω (CdTe), 0,5 Ω (CIGS), 0,2 Ω (HIT) e 0,3 Ω (mSi).

Para as tecnologias CdTe, CIGS e HIT, este comportamento surge devido a defeitos e imperfeições nas bordas e interfaces que atuam como caminhos de fuga para a corrente [91, 103, 113]. À medida que a temperatura aumenta, a condutividade elétrica nesses caminhos também aumenta devido à maior mobilidade dos portadores. Em outras palavras, com o aumento da temperatura, mais desses caminhos de fuga se tornam eletricamente ativos, possibilitando maior recombinação e condução por essas rotas, o que contribui para a diminuição da R_{sh} [86, 114–118].

Para o mSi, uma redução na R_{sh}, exibido na Figura 68, é observada com o aumento da irradiância, com uma variação média de $-21,5\,\Omega\,\text{m}^2/\text{W}$. Este efeito resulta da saturação de armadilhas eletricamente ativas localizadas em defeitos, que tendem a capturar portadores fotogerados. À medida que a intensidade da luz aumenta, essas armadilhas saturam, resultando em uma redução da corrente de fuga e, consequentemente, da R_{sh} [61, 62].

Para a tecnologia CIGS, o comportamento da R_{sh} é semelhante ao do mSi, com a resistência diminuindo à medida que a irradiância aumenta. A geração adicional de pares elétron-buraco em altos níveis de irradiância facilita a condução de corrente por caminhos

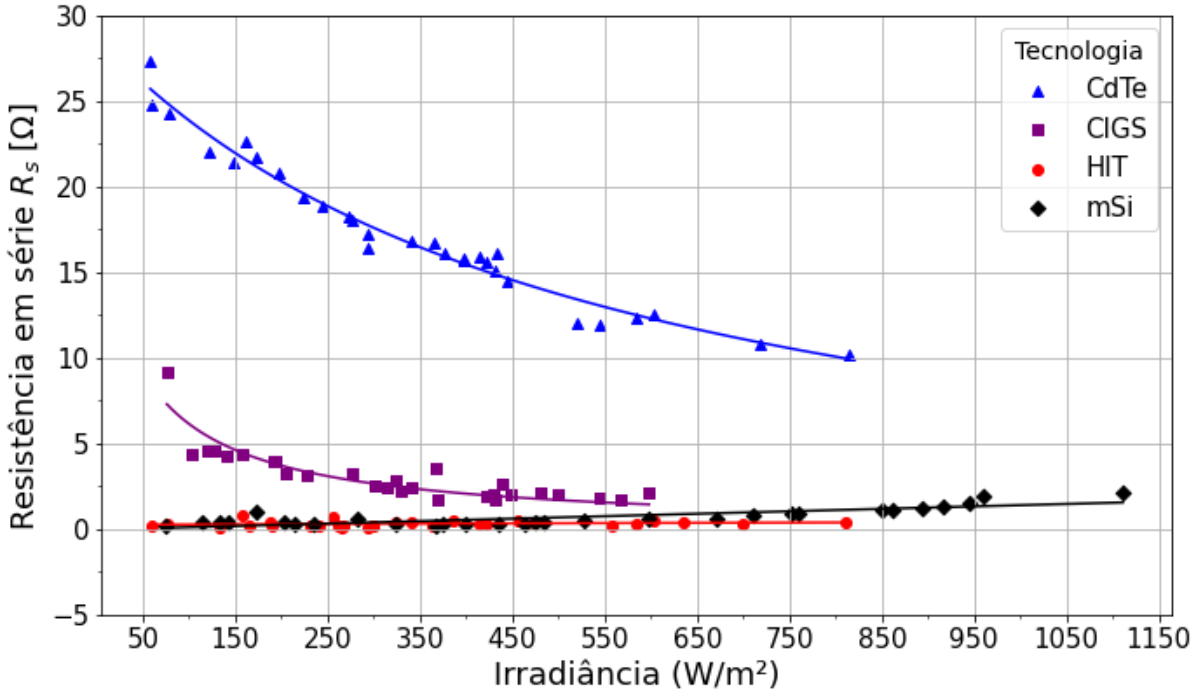


Figura 66 – Variação de R_s com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. Nota-se uma redução de R_s à medida que a irradiância aumenta, mais pronunciada para CdTe e CIGS.

alternativos (*shunt*), como defeitos nas bordas ou dentro do volume da célula. Esses defeitos, muitas vezes latentes, tornam-se mais ativos sob maior iluminação, reduzindo a resistência de derivação. Este efeito é bem documentado, pois a corrente escapa através de vias defeituosas, diminuindo ainda mais a R_{sh} [95, 119, 120].

O comportamento da R_{sh} no CdTe segue um padrão similar, enfatizando defeitos ou correntes parasitas no material. Uma irradiância mais alta resulta em maior geração de corrente, o que torna as falhas estruturais ou defeitos nas camadas da célula mais significativos. Esses defeitos fornecem caminhos de condução alternativos, diminuindo a resistência equivalente e, consequentemente, a R_{sh} [88, 108, 121].

No caso das células HIT, apesar de sua estrutura de alta qualidade, a fina camada intrínseca permanece suscetível a defeitos que afetam a resistência de derivação sob alta irradiância. Esses defeitos, mesmo em materiais de alta qualidade, podem atuar como caminhos preferenciais de fuga de corrente, reduzindo a R_{sh}. O aumento da irradiância acelera a saturação dessas regiões de defeito, diminuindo a resistência de derivação de forma similar às outras tecnologias [122, 123].

Para as quatro tecnologias analisadas, a R_{sh} diminui com o aumento da irradiância devido à maior geração de portadores fotogerados, que intensifica a atividade de defeitos e caminhos de condução alternativos. A principal diferença entre elas reside na natureza e localização dos defeitos, sendo mais pronunciada em materiais com maior concentração

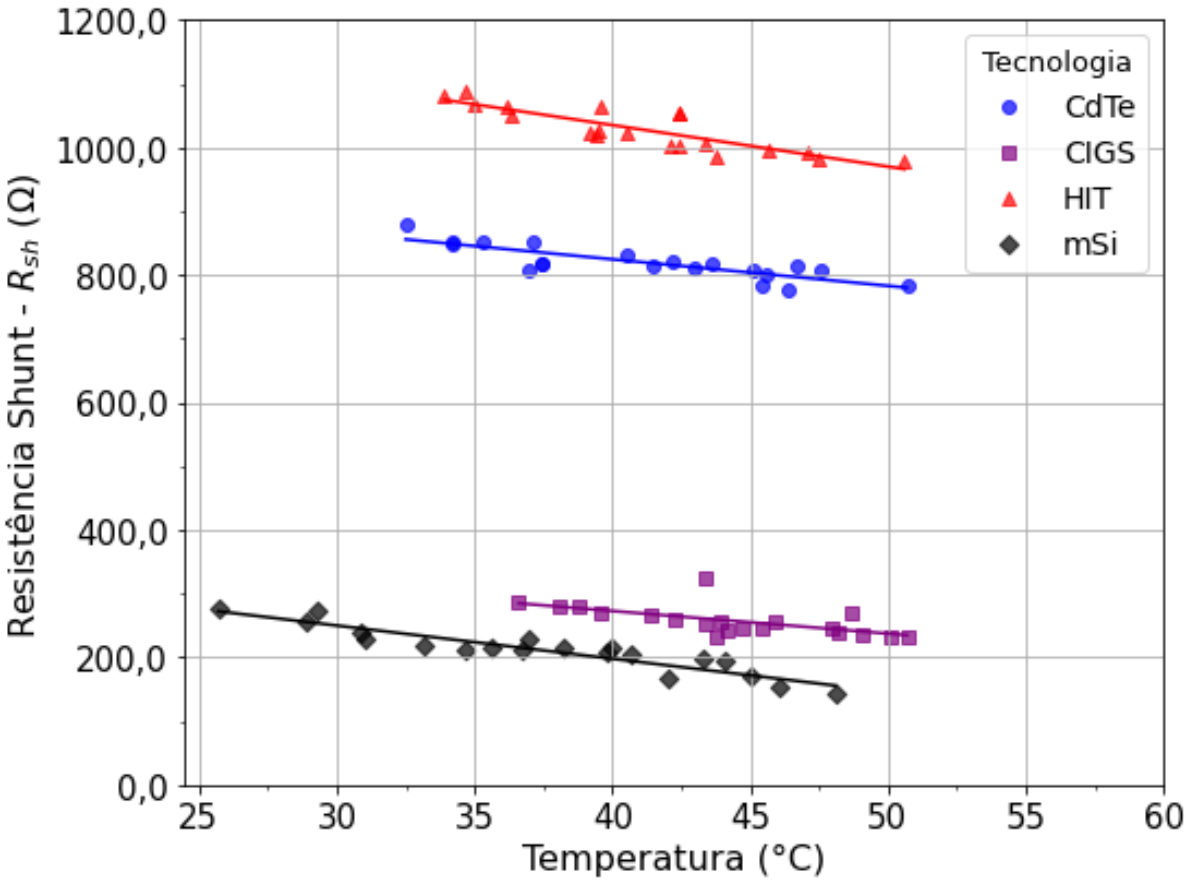


Figura 67 – Variação de R_{sh} com a temperatura sob irradiância fixa de 1000 W/m^2. Observa-se uma redução de R_{sh} em todas as tecnologias, com valores médios de 500 Ω (CdTe), 600 Ω (CIGS), 1000 Ω (HIT) e 800 Ω (mSi).

de defeitos, como CdTe e CIGS. Nas tecnologias HIT, a qualidade superior do material mitiga, mas não elimina, esse efeito.

As Figuras 69, 70, 71 e 72 mostram os valores de Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE) obtidos para a faixa de temperatura entre 25 e 55°C, sob uma irradiância fixa de 1000 W/m^2, comparando os parâmetros extraídos e estimados.

As Figuras 73, 74, 75 e 76 mostram os valores de MAPE obtidos para a variação da irradiância entre 50 e 1150 W/m^2, sob uma temperatura fixa de 25 °C, comparando os parâmetros extraídos e estimados.

As Figuras 77, 78, 79 e 80 apresentam os valores de incerteza média obtidos para a variação da temperatura entre 25 e 55°C, sob irradiância fixa de 1000 W/m^2, comparando os parâmetros extraídos e estimados.

As Figuras 81, 82, 83 e 84 mostram os valores de incerteza média obtidos para a variação da irradiância entre 50 e 1150 W/m^2, sob uma temperatura fixa de 25 °C, comparando os parâmetros extraídos e estimados.

Para fornecer uma referência quantitativa das tecnologias fotovoltaicas em estudo,

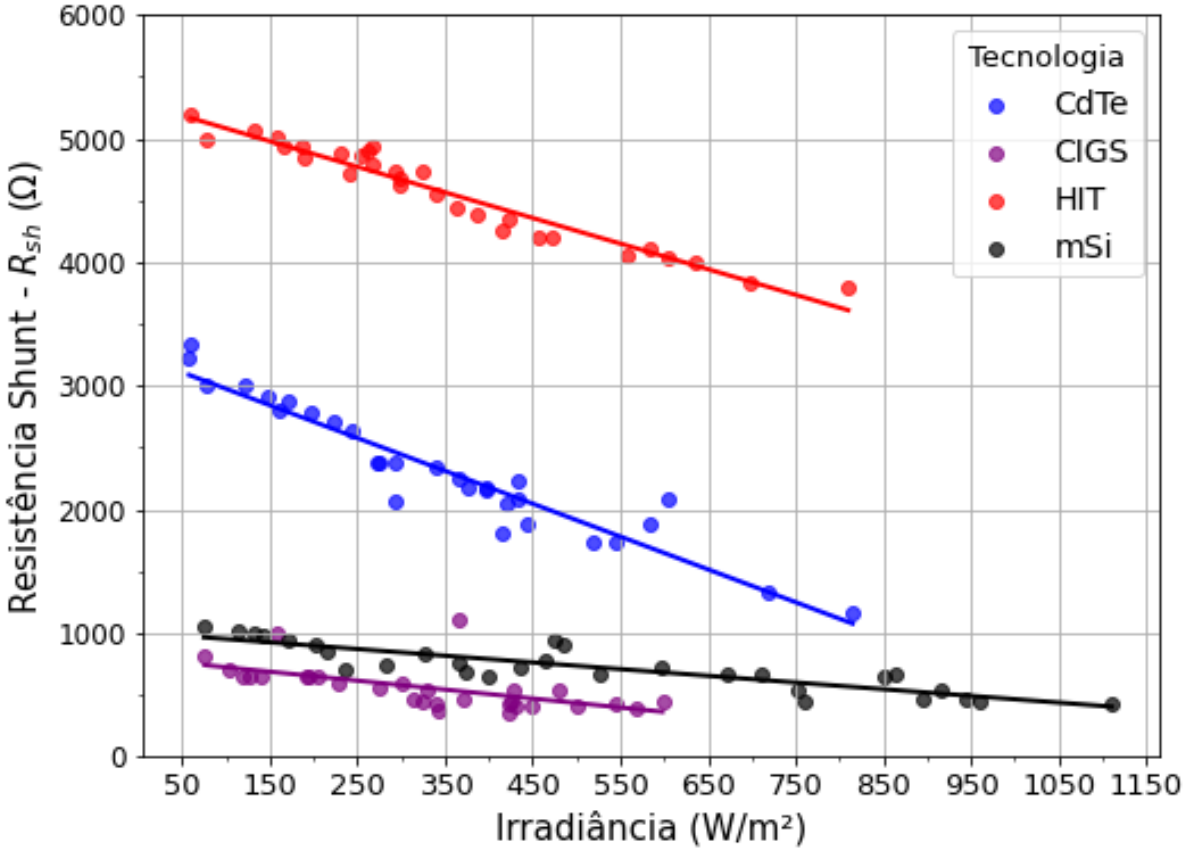


Figura 68 – Variação de R_{sh} com a irradiância sob temperatura fixa de 25 °C. Nota-se que R_{sh} diminui com o aumento da irradiância, efeito mais acentuado em CdTe e CIGS.

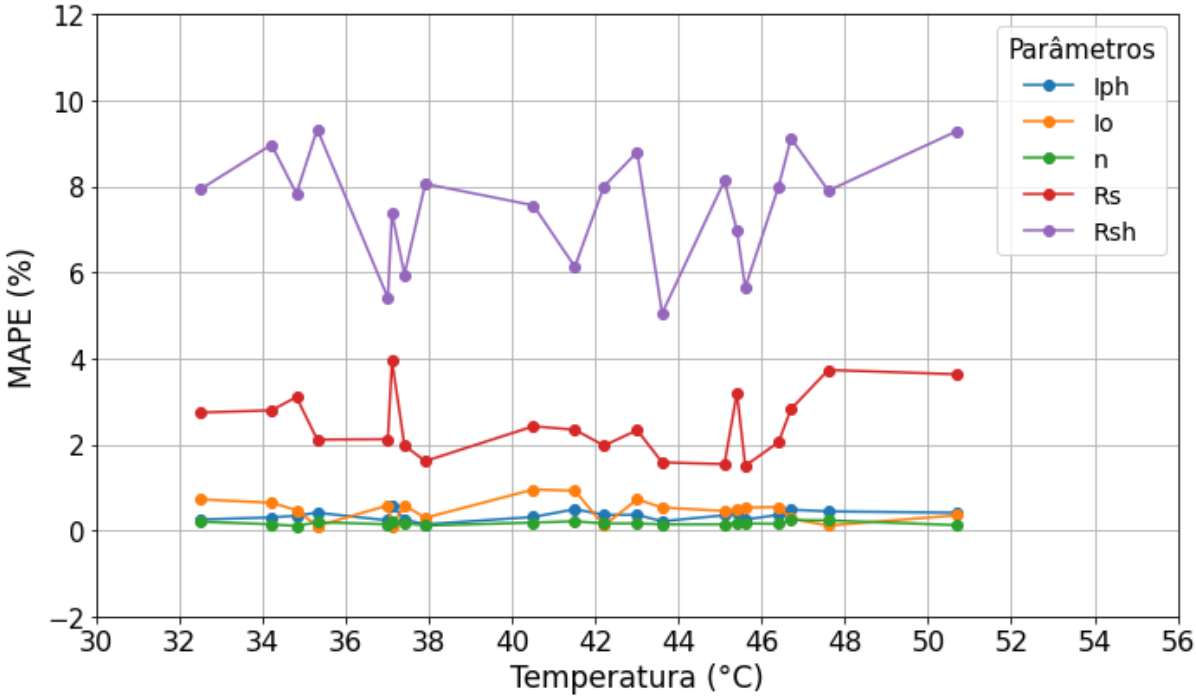


Figura 69 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe.

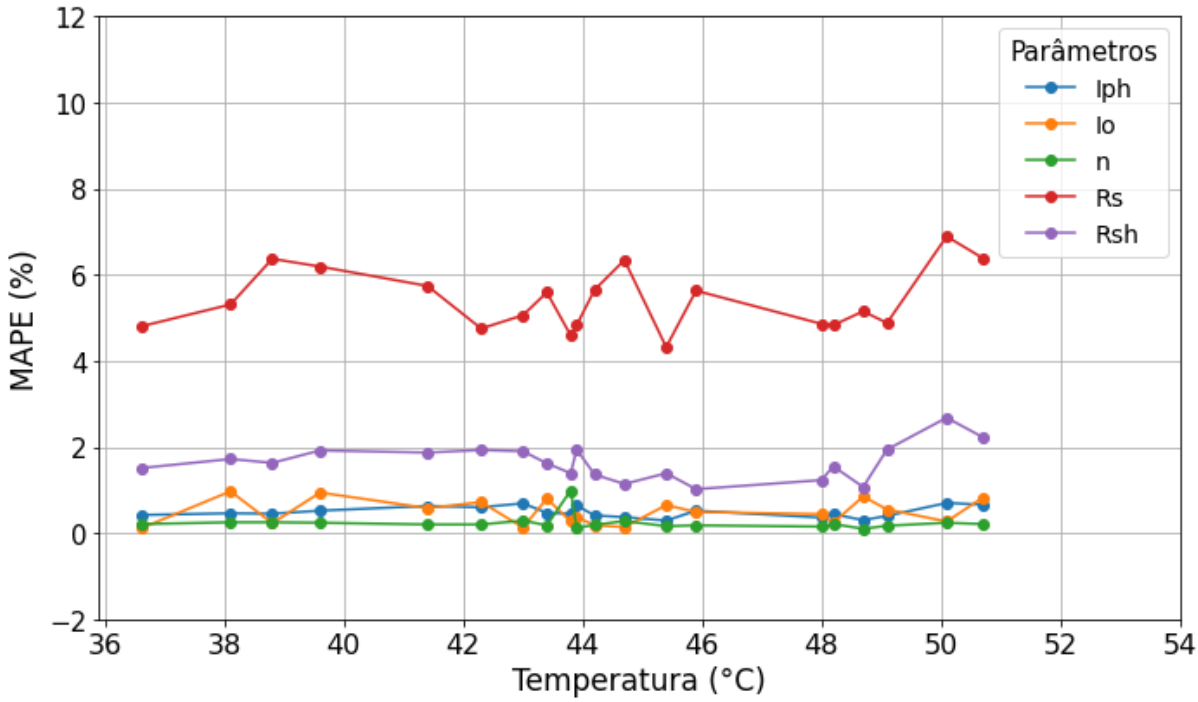


Figura 70 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS.

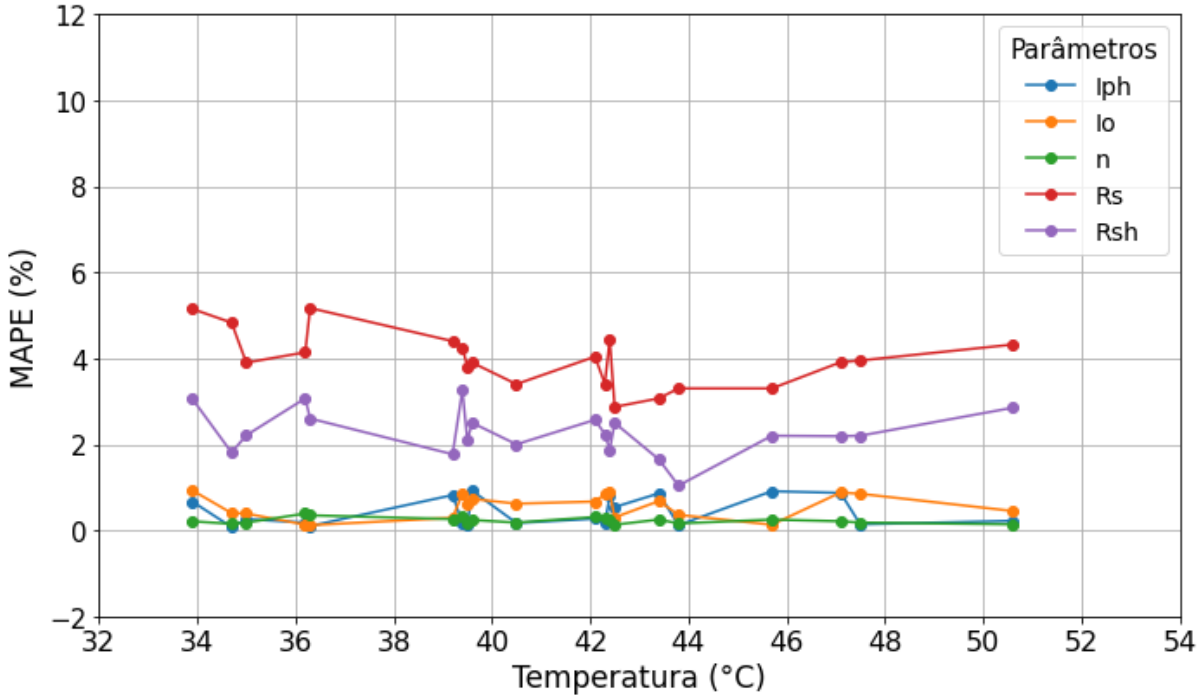


Figura 71 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT.

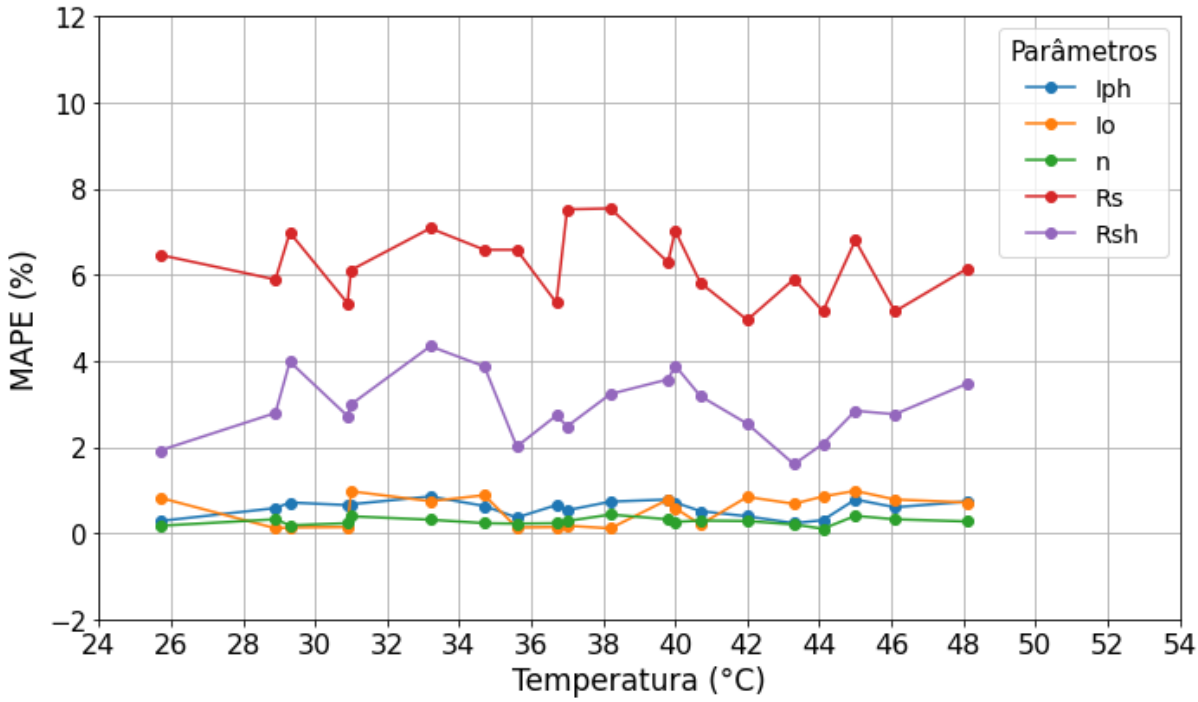


Figura 72 – Valores de MAPE em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi.

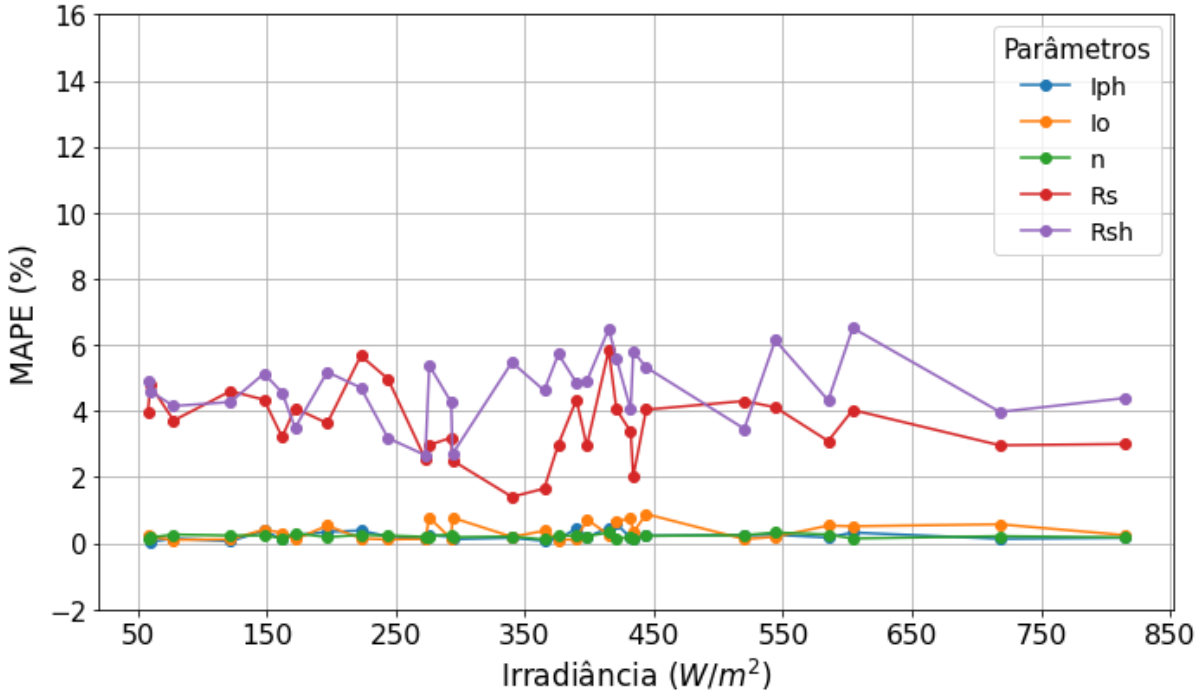


Figura 73 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe.

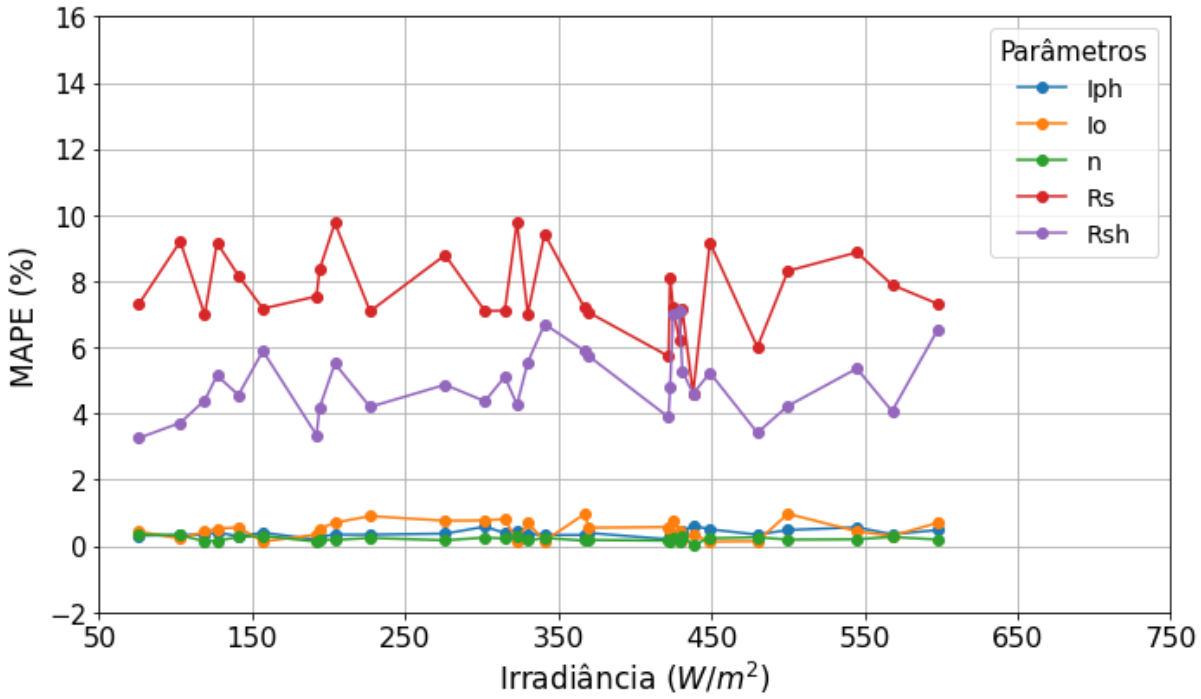


Figura 74 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS.

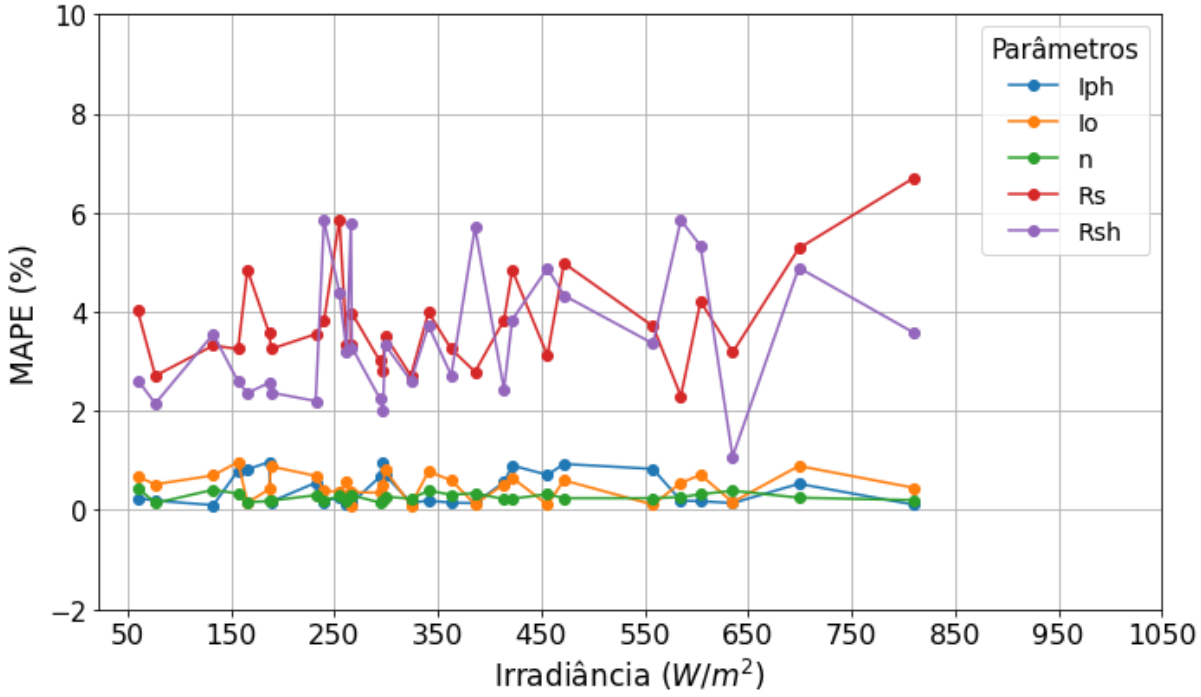


Figura 75 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT.

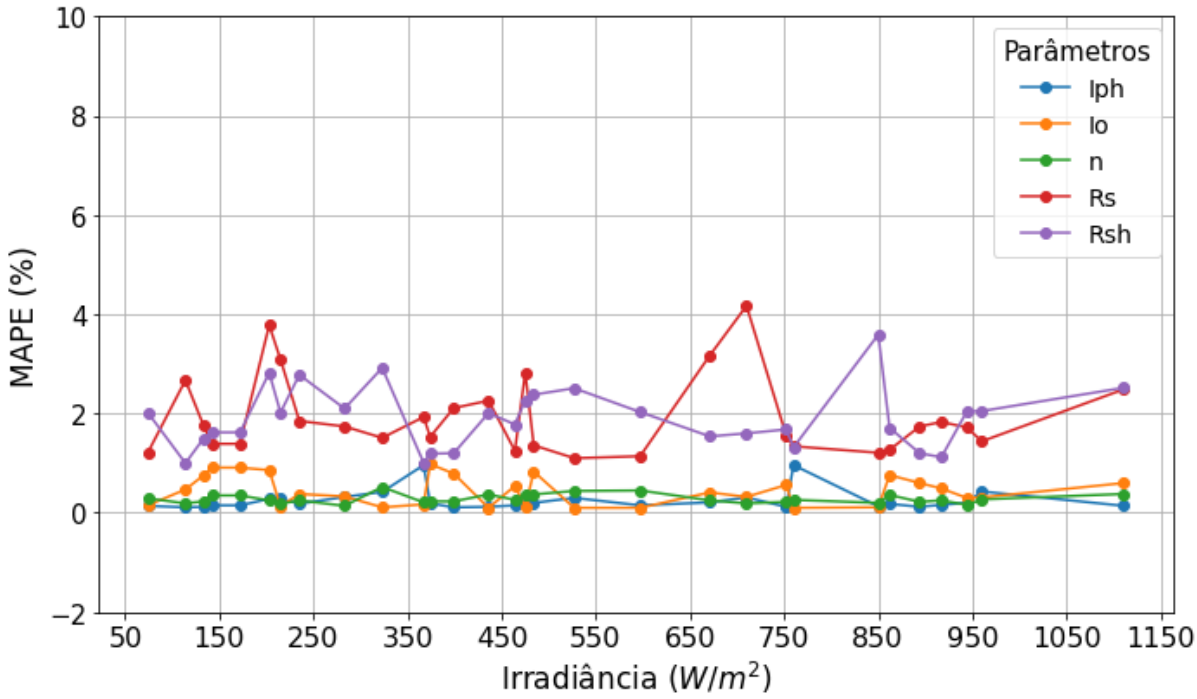


Figura 76 – Valores de MAPE em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi.

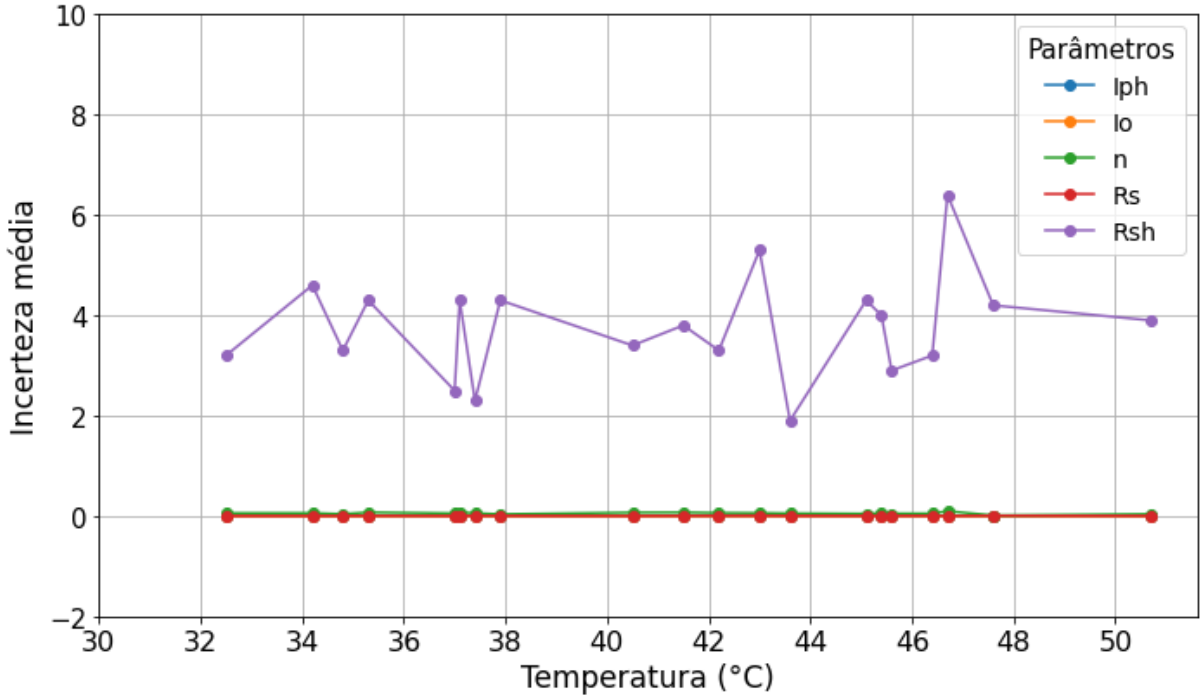


Figura 77 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe.

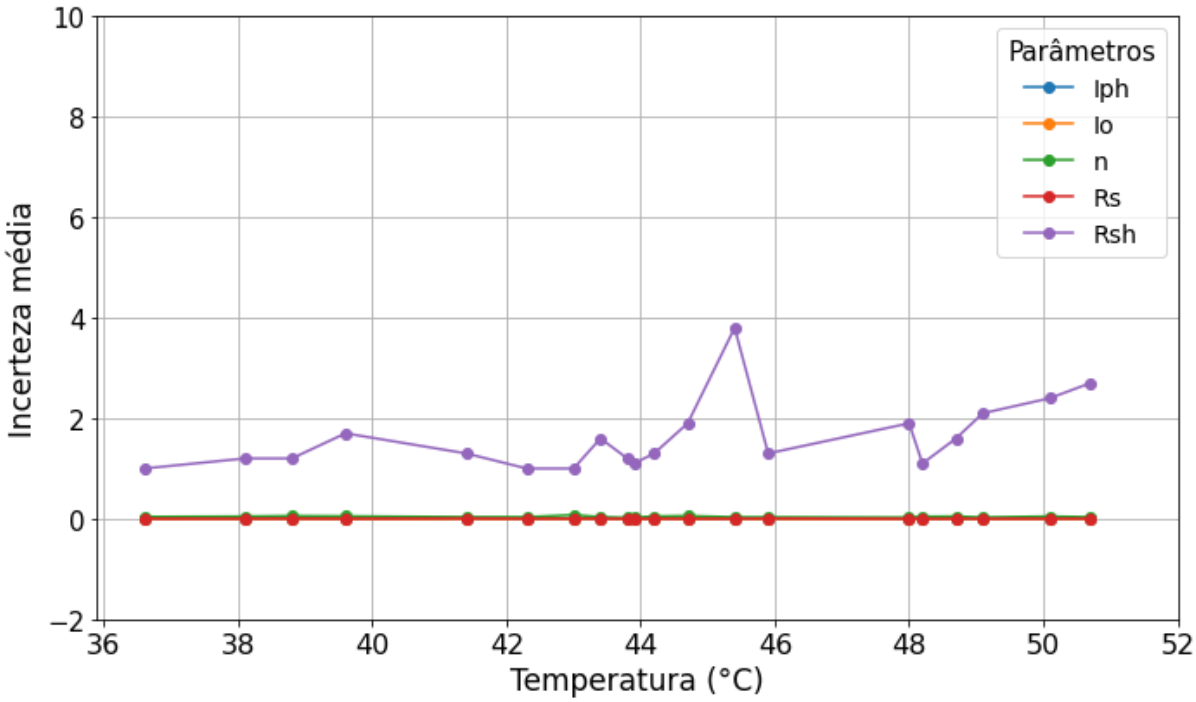


Figura 78 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS.

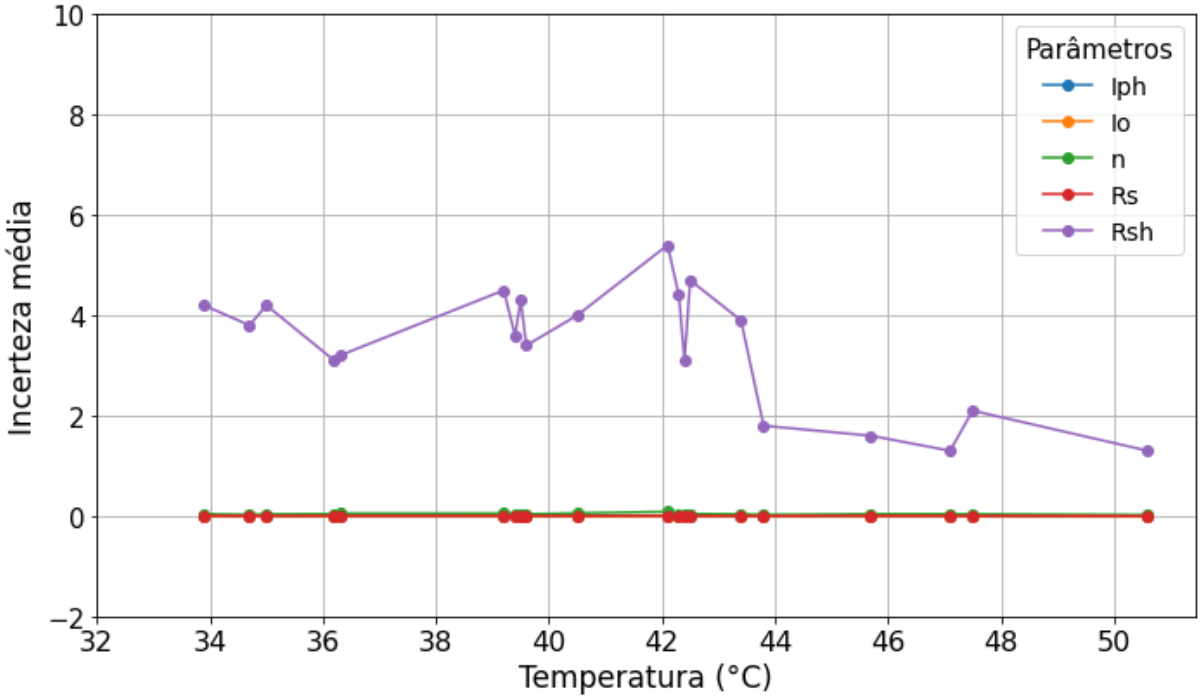


Figura 79 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT.

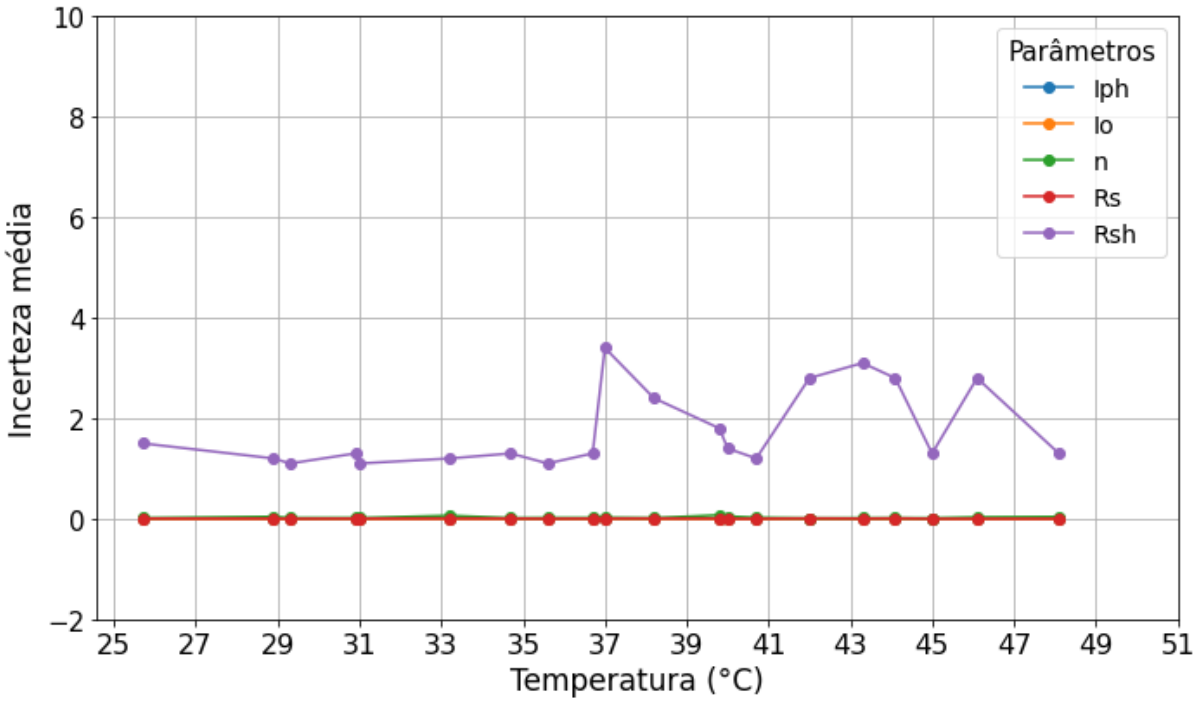


Figura 80 – Valores de incerteza média em função da temperatura, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi.

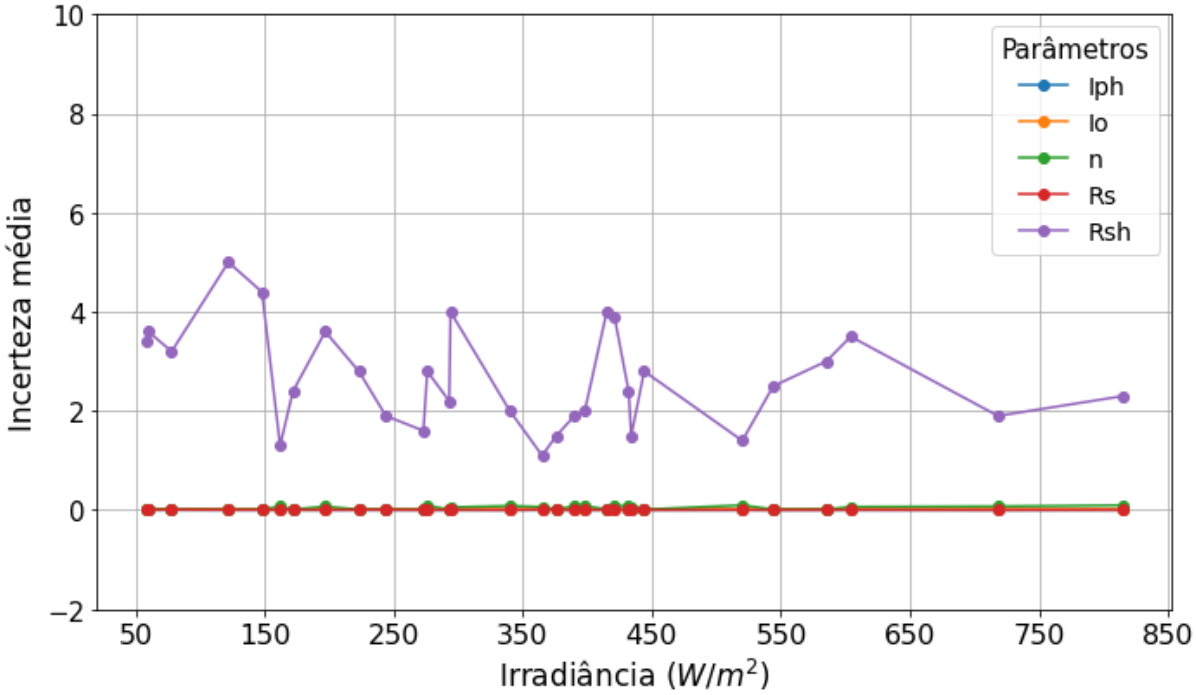


Figura 81 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CdTe.

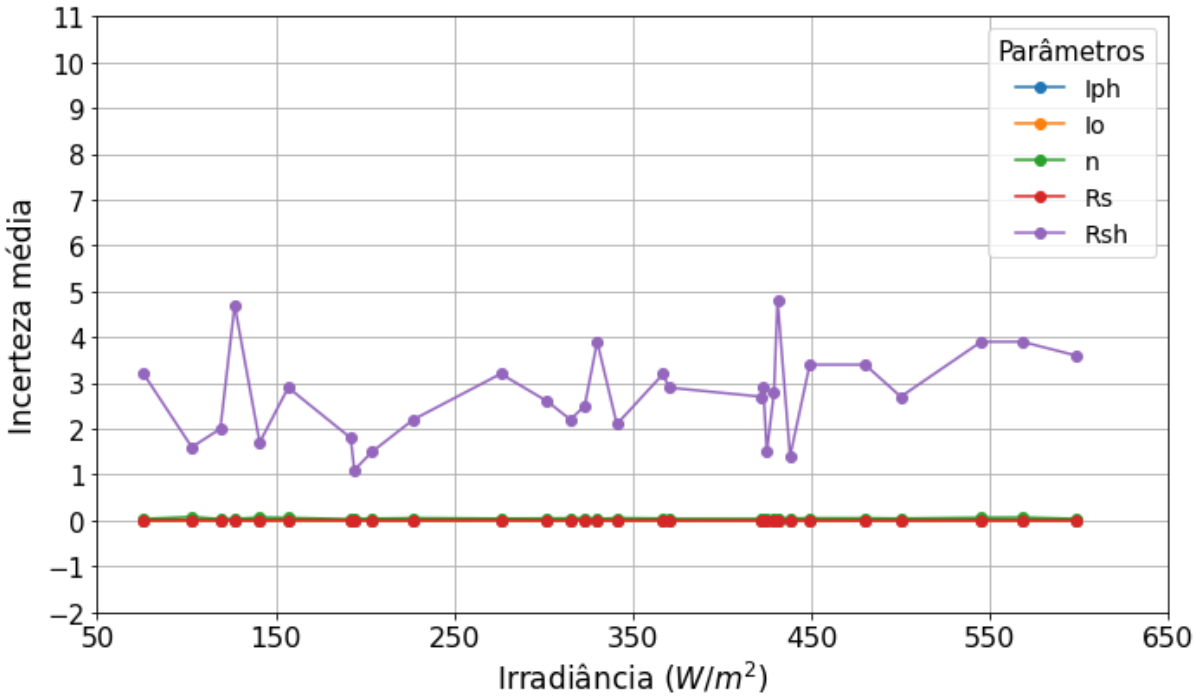


Figura 82 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para CIGS.

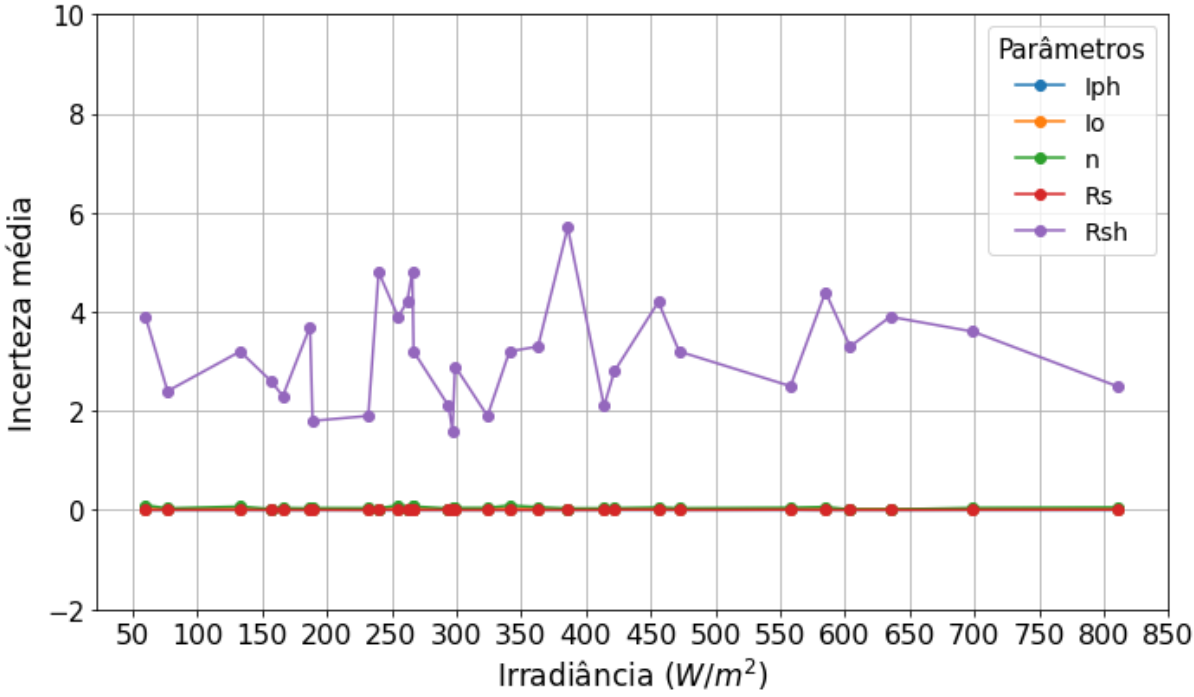


Figura 83 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para HIT.

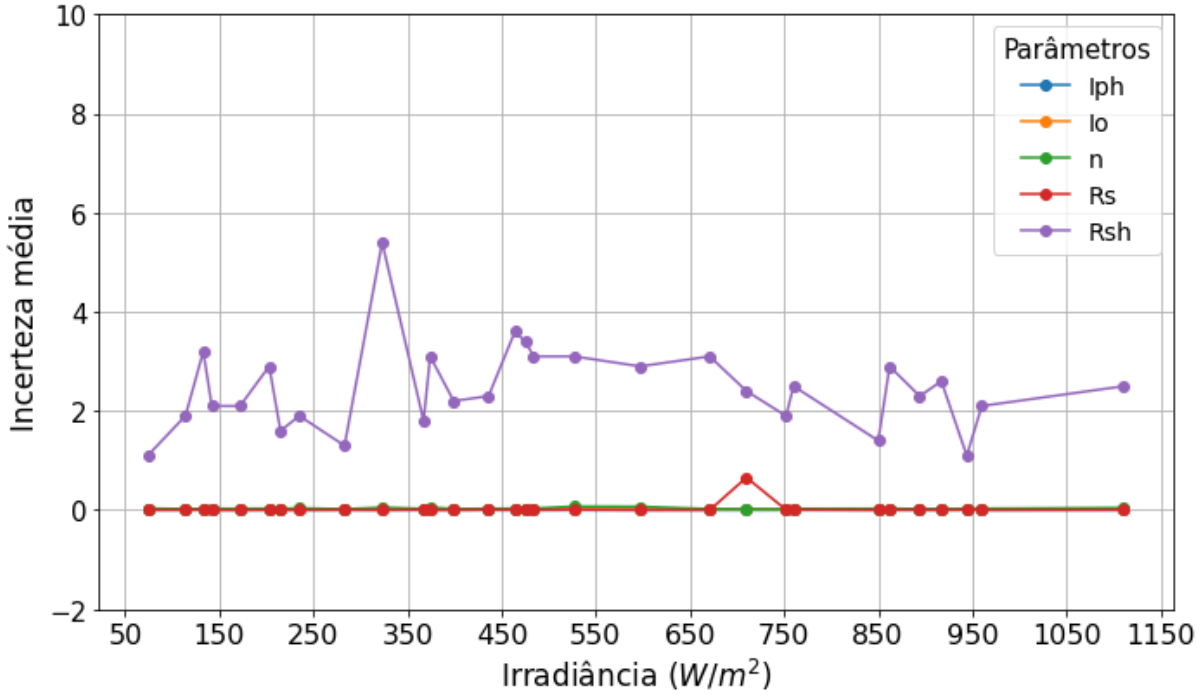


Figura 84 – Valores de incerteza média em função da irradiância, comparando parâmetros extraídos e estimados para mSi.

as Tabelas 15, 16, 17 e 18 resumem os coeficientes de temperatura e irradiância obtidos para os parâmetros do modelo de diodo único extraído (I_{ph}, I_0, n, R_s e R_{sh}). Os valores relatados representam a resposta linear de cada parâmetro em relação às variações de temperatura e irradiância, juntamente com as faixas de operação aplicáveis.

Esta matriz paramétrica abrangente permite uma comparação direta entre os módulos CdTe, CIGS, HIT e mSi, destacando a estabilidade relativa do HIT em relação à temperatura, a maior sensibilidade à irradiância do CdTe, e o comportamento intermediário do CIGS e do mSi. Ao condensar os coeficientes de regressão em uma única tabela, os resultados não apenas facilitam a avaliação comparativa, mas também fornecem um conjunto de dados reproduzível que pode ser diretamente aplicado em simulações de sistemas fotovoltaicos e estudos de confiabilidade.

A análise do Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE) para os parâmetros elétricos do modelo de diodo único revela diferenças significativas na sensibilidade das tecnologias CdTe, CIGS, HIT e mSi a variações de temperatura e irradiância.

Sob condições de variação térmica, o CdTe exibe maior instabilidade nos parâmetros de resistência, com altos valores de MAPE para R_s (até 3,94%) e R_{sh} (até 9,33%), indicando uma forte dependência das resistências série e de derivação em relação à temperatura. O parâmetro I_o também mostra variações consideráveis (MAPE de até 0,95%), refletindo a sensibilidade da corrente de saturação às mudanças de temperatura. A tecnologia CIGS apresenta valores de MAPE mais baixos para I_o (até 0,97%) e n (até 0,29%),

mas exibe um erro maior em R_{sh} (até 6,89%), sugerindo que a resistência de derivação é o parâmetro mais impactado pelo aumento da temperatura. As tecnologias HIT e mSi exibem valores de MAPE elevados para R_s (até 6,41% e 9,81%, respectivamente), com o mSi também mostrando maior variação em n (até 0,45%) e I_o (até 0,98%), o que pode estar relacionado à complexidade estrutural da heterojunção.

Sob condições de variação de irradiância, CdTe e CIGS exibem os valores de MAPE mais altos para R_{sh} (até 9,59% e 9,27%, respectivamente), indicando que a resistência de derivação é fortemente influenciada pela intensidade da luz. No caso do CIGS, I_o também mostra variação significativa (MAPE de até 0,97%). A tecnologia HIT apresenta maior erro em I_{ph} (até 0,97%) e R_s (até 9,98%), enquanto o mSi mostra um MAPE elevado para n (até 0,45%) e R_s (até 9,81%), destacando a sensibilidade das tecnologias baseadas em silício às flutuações de irradiância.

Os resultados da análise de MAPE demonstram que cada tecnologia fotovoltaica responde de forma diferente às variações ambientais. Enquanto CdTe e CIGS mostram maior sensibilidade na resistência de derivação sob mudanças de irradiância, HIT e mSi são mais afetados na resistência série e nos parâmetros da junção devido a flutuações de temperatura. Esses comportamentos ressaltam a importância da caracterização individualizada dos parâmetros elétricos para uma modelagem precisa do desempenho de módulos fotovoltaicos sob condições reais de operação.

4.4 Método de convergência preciso e rápido para estimativa da variação de R_s e R_{sh} com base em dois pontos extraídos da célula solar

Para análises baseadas em correção, ajustar a curva I-V é uma etapa indispensável para tornar comparáveis as curvas medidas sob diferentes condições ambientais. Além disso, a resistência em série R_s e a resistência shunt R_{sh} são características comumente extraídas para diagnóstico de falhas e para analisar o modo de degradação de redes fotovoltaicas [124].

Um aumento na resistência em série afetará o fator de preenchimento da célula fotovoltaica. No entanto, a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito não são afetadas pela variação na resistência em série [13], como mencionado anteriormente.

A resistência shunt R_{sh} da célula solar fotovoltaica origina-se de defeitos de fabricação, especialmente nas bordas da célula, que fornecem um caminho alternativo para o fluxo da corrente, diminuindo a potência entregue. Além disso, defeitos, como partículas metálicas na superfície celular, rachaduras e buracos, reduzem a corrente que flui através da junção. Idealmente, a resistência shunt deve ser o mais alta possível [15]. Observou-se

que uma diminuição na resistência shunt reduz significativamente o fator de preenchimento.

4.4.1 Convergência da medida de dois pontos a uma curva I-V

A equação do modelo de diodo único modificado mostra o circuito equivalente do modelo de cinco parâmetros. A forma "geral"da equação 2.4, vista anteriormente, é:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nKT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

onde I é a corrente (A), V é a tensão (V) nos terminais da célula solar, q, K, T e I_0 são a carga elementar, a constante de Boltzmann, a temperatura e a corrente de saturação do diodo mencionados anteriormente, I_{ph} é a fotocorrente (A), n é o fator de idealidade do diodo, R_s e R_{sh} são a resistência em série e a resistência shunt, respectivamente.

Utilizando os parâmetros I_{ph}, I_0, R_s, R_{sh} e n extraídos a uma irradiância de 1000 W/m^2, a uma temperatura de 25°C da amostra, cuja caracterização foi realizada na pesquisa, e as constantes q, K, T já mencionadas, e a equação 2.4, o modelo de diodo único modificado foi utilizado para obter o gráfico da curva I-V, como podemos observar na Figura 85.

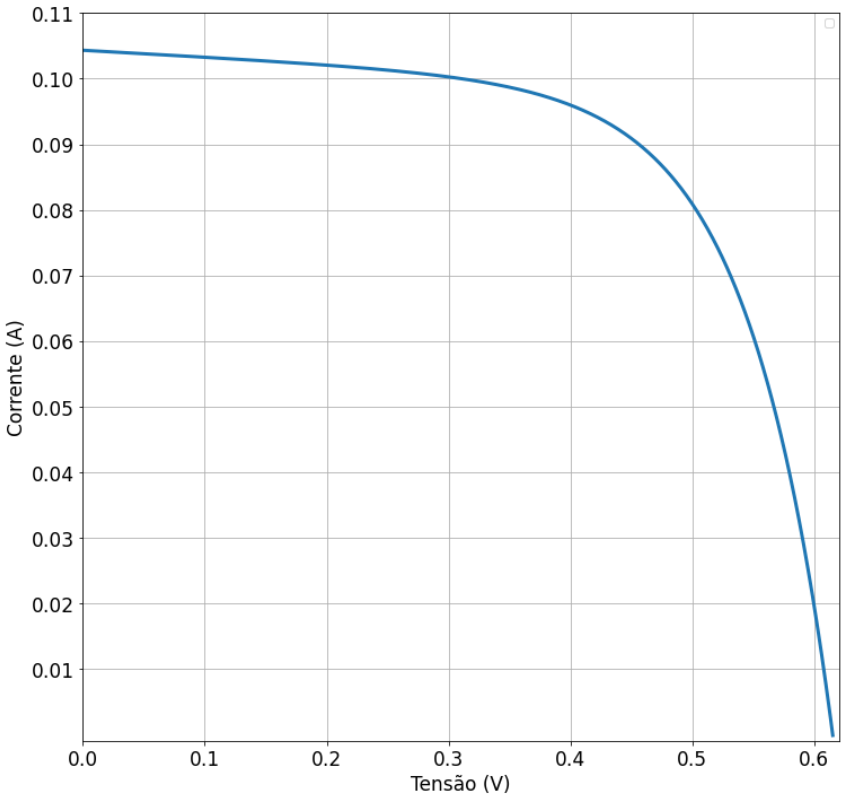


Figura 85 – Curva I-V obtida com os 5 parâmetros extraídos da amostra para irradiância de 1000 W/m^2 á 25° C

Em seguida, foram selecionadas duas medições de corrente-tensão aleatórias da tabela de dados (0,26 V; 0,08466 A) e (0,39 V; 0,08467 A) de uma das 10 curvas correspondentes a uma irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C, com o intuito de simular dados coletados simultaneamente da célula solar, visando garantir resultados coerentes.

Para simular uma curva I-V sob diferentes condições a partir da curva previamente obtida, as correntes das duas medições selecionadas foram ajustadas para os valores (0,26 V; 0,101 A) e (0,39 V; 0,097 A) , simulando uma variação na eficiência da célula solar. Posteriormente, esses dois pontos ajustados foram plotados no mesmo gráfico da curva I-V, conforme ilustrado na Figura 86.

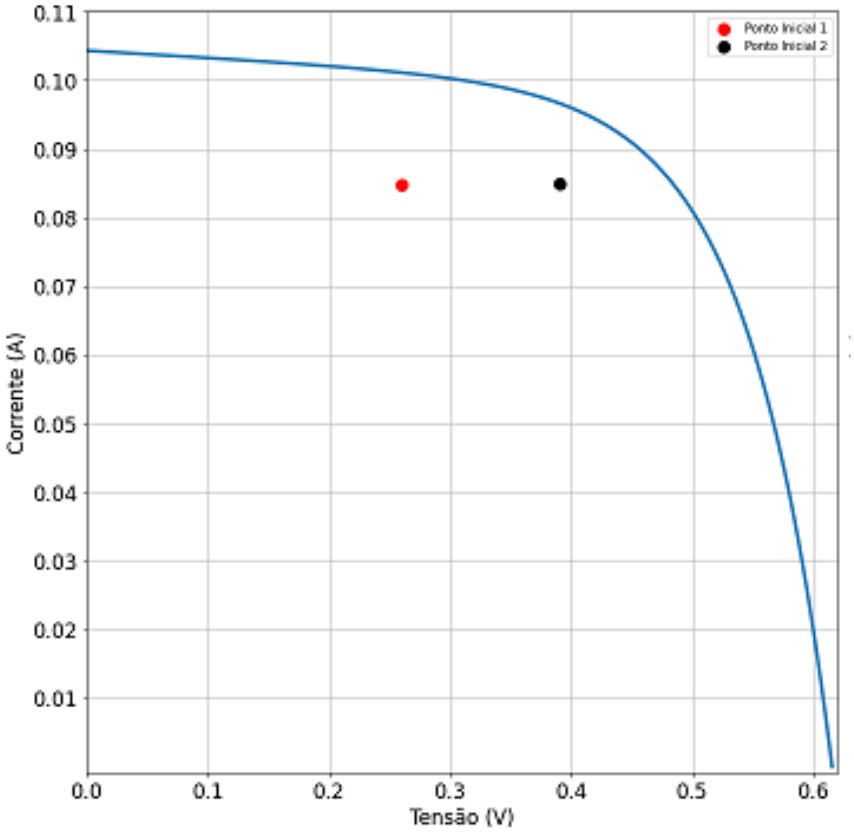


Figura 86 – Curva I-V com os dois pontos iniciais selecionados plotados

Para realizar a convergência dos dois pontos obtidos aleatoriamente para a curva I-V da célula solar, utilizou-se a equação 2.4. Como a curva I-V obtida e os pontos escolhidos aleatoriamente pertencem à mesma célula solar, podemos utilizar os cinco parâmetros extraídos durante a caracterização elétrica para ajustar os pontos à curva I-V. Para isso, substituímos os parâmetros e as tensões dos pontos iniciais, 0,26 V e 0,39 V, na equação 2.4, obtendo assim as correntes dos novos pontos ajustados, que são 0,101 A e 0,097 A, respectivamente. Dessa forma, os novos pontos (0,26 V; 0,101 A) e (0,39 V; 0,097 A) foram ajustados na curva I-V, conforme ilustrado na Figura 87.

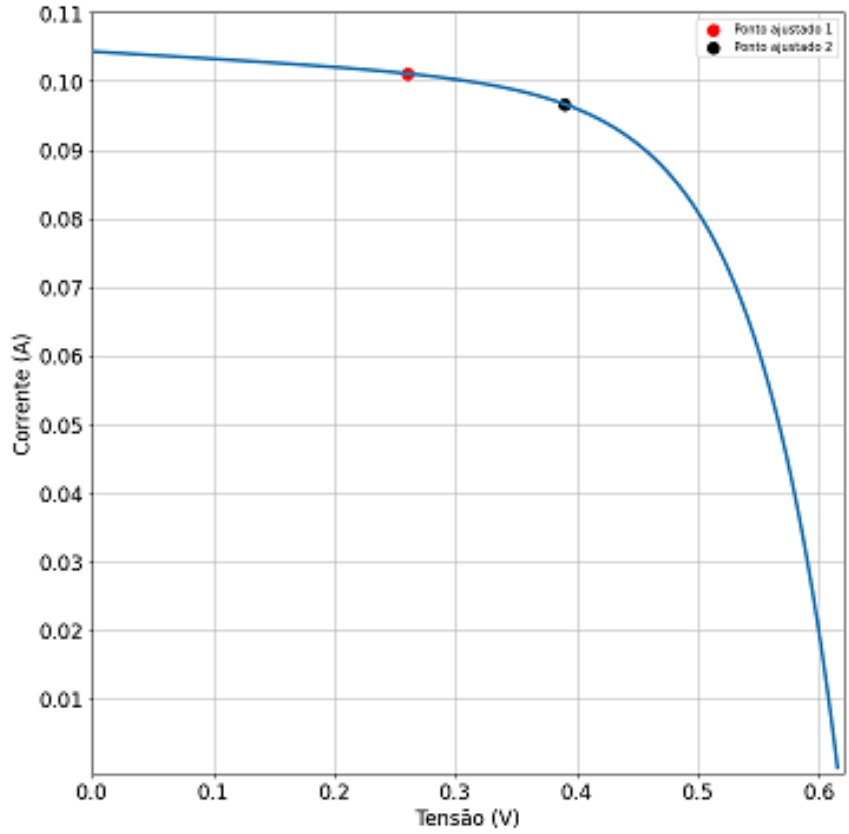


Figura 87 – Curva I-V com os dois pontos iniciais ajustados

Desse forma, obtemos a convergência de dois pontos a uma curva I-V de maneiras simples e prática.

4.4.2 Cálculo da corrente de curto-circuito da curva I-V que passa pelo dois pontos

Para determinar os valores dos parâmetros resistência em série R_s e da resistência shunt R_{sh} da curva I-V que passa pelos pontos iniciais, vamos utilizar a corrente de curto-circuito da mesma curva. Como I_{sc} não é conhecido, devemos efetuar o cálculo.

Para calcular a corrente de curto-circuito I_{sc} de uma célula solar usando duas medidas de corrente e tensão, é necessário compreender como esses pontos se relacionam com as características da célula solar. A corrente de curto-circuito é a corrente que a célula solar gera quando a tensão é zero (ou seja, quando os terminais da célula estão em curto-circuito).

Utilizando dois pares de medições de corrente e tensão,(V_1, I_1) e (V_2, I_2),obtém-se o valor da corrente de curto-circuito ao assumir que a característica corrente–tensão (I-V) da célula solar pode ser aproximada por um comportamento linear no intervalo compreendido entre os pontos experimentais considerados. Essa aproximação permite a extrapolação da curva I-V até a condição de tensão nula, fornecendo uma estimativa adequada da corrente

de curto-circuito a partir de dados experimentais limitados, mantendo coerência com a formulação empregada em modelos simplificados de dispositivos fotovoltaicos.

Calculando a I_{sc}:

1. Obtenha as duas medições de corrente e tensão:

$$(V_1, I_1) \quad \text{e} \quad (V_2, I_2)$$

2. Calcule a inclinação da linha que passa pelos dois pontos:

$$m = \frac{I_2 - I_1}{V_2 - V_1}$$

3. Use a equação da reta ($I = mV + b$) para encontrar o ponto de curto-circuito:

   A equação da reta em termos de corrente e tensão é:

$$I = mV + b \tag{4.2}$$

   Para encontrar b, substitua um dos pontos na equação:

$$I_1 = mV_1 + b \tag{4.3}$$

$$b = I_1 - mV_1$$

4. Calcule a I_{sc}, que é a corrente quando a tensão é zero ($V = 0$):

$$I_{sc} = m \cdot 0 + b$$

$$I_{sc} = b$$

Como conhecemos os dois pontos $(0,26\,\text{V}; 0,084662770\,\text{A})$ e $(0,36\,\text{V}, 0,084666850\,\text{A})$, encontramos a inclinação m da reta igual á $0,002\ \frac{\text{A}}{\text{V}}$.

Ao substituir os pontos e a inclinação da reta na equação 4.2, obtém-se um sistema de duas equações com duas incógnitas. Resolvendo o sistema, encontramos I_{sc}=$0,08414$ A. Para verificar a adequação do método de obtenção da corrente de curto-circuito, calculamos I_{sc} para 10 pares de pontos corrente-tensão e determinamos as incertezas médias em relação à variação da corrente de curto-circuito e o MAPE, mostrados na Tabela 19.

Tabela 19 – Incertezas médias com relação a variação da corrente de curto-circuito e MAPE para o ajuste linear

Parâmetro (A)	**Incerteza Média ($\times 10^{-4}$ (A))**	**MAPE ($\times 10^{-1}$ %)**
I_{sc}	2,82	7,52

Observa-se que o cálculo de I_{sc} por este método produz um MAPE muito baixo, indicando resultados de alta qualidade, como mostrado na Tabela 5.

4.4.3 Determinação da variação R_s e R_{sh} com base em dois pontos extraídos da célula solar

Para determinar os valores de R_s e R_{sh} da curva I-V, onde estão localizados os dois pontos de corrente e tensão, deve-se resolver um sistema de duas equações em função de R_s e R_{sh}. Esse sistema é composto pelas equações resultantes da manipulação da Equação 2.4, da Equação 1 e da Equação 2, como podemos observar.
Equação 1:

$$I - I_{ph} + I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] + \frac{V + IR_s}{R_{sh}} = 0 \tag{4.4}$$

Equação 2:

$$V - \left(\frac{nkT}{q} \right) \ln \left(\left| - \left(\frac{I_{sc} - I_{ph} + \frac{V+IR_s}{R_{sh}}}{I_0} + 1 \right) \right| \right) + IR_s = 0 \tag{4.5}$$

Conhecendo os valores de corrente e tensão de dois pontos distintos, obtidos durante a caracterização elétrica da célula solar, e apropriando-se do valor da corrente de curto-circuito calculado anteriormente, os parâmetros I_0, n e I_{ph} pertencentes à curva I-V, além das constantes k, q e T (constante de Boltzmann, carga elementar e temperatura, respectivamente), valores mencionados anteriormente, pode-se determinar os valores de R_s e R_{sh}.

Para realizar o cálculo de R_s e R_{sh}, utilizou-se um algoritmo escrito em Python e o método de Newton-Raphson. Este método aplica repetidamente uma fórmula a partir de um valor inicial, sendo conhecido como método das aproximações sucessivas. Em outras palavras, para uma função cuja raiz se deseja encontrar, escolhe-se um valor inicial com base em uma análise da função e, em seguida, aplica-se uma fórmula específica repetidamente a esse valor, gerando uma sequência de pontos que convergirá para uma raiz aproximada da função [44].

Após o efetivo cálculo, encontramos os valores iguais a $0,091\ \Omega$ e $24,9\ \Omega$ para R_s e R_{sh}, respectivamente. Como os valores iniciais para R_s e R_{sh}, extraídos da curva I-V, são iguais a $0,0006\ \Omega$ e $97,4\ \Omega$, logo, temos uma variação de $0,09\ \Omega$ para a resistência série e de $-72,5\ \Omega$ para a resistência shunt.

A determinação precisa das resistências série (R_s) e paralela (R_{sh}) em células solares é de fundamental importância para a análise e otimização de sua eficiência. Essas resistências são parâmetros críticos que afetam diretamente o desempenho das células solares e, consequentemente, a eficiência com que convertem luz solar em energia elétrica.

A análise da variação dessas resistências ao longo do tempo ou sob diferentes condições de operação fornece informações valiosas sobre a integridade e o desempenho das células solares. Desvios significativos nos valores de R_s e R_{sh} podem indicar problemas

de fabricação, degradação dos materiais ou falhas nos contatos elétricos, possibilitando intervenções preventivas e correções.

Portanto, a habilidade de medir e interpretar as variações de R_s e R_{sh} é essencial não apenas para avaliar a eficiência atual das células solares, mas também para prever seu desempenho futuro e longevidade. Esta análise permite otimizar o processo de fabricação, melhorar o design das células solares e implementar estratégias de manutenção mais eficazes, contribuindo para o avanço contínuo da tecnologia solar e a expansão de sua aplicação como fonte de energia limpa e sustentável.

Tabela 15 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos CdTe e CIGS sob variação de irradiância.

Parâmetros elétricos do modelo											
	CdTe						CIGS				
	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)		I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
(W/m^2)						(W/m^2)					
58	0,0721	7,51	203,88	27,27	3229,73	**76**	0,1912	8,07	89,40	9,2	808,77
60	0,0737	6,58	200,0	24,79	3338,54	**103**	0,2489	7,61	89,11	4,41	696,68
78	0,0982	7,58	192,87	24,27	3000,0	**119**	0,2854	8,27	89,13	4,58	640,63
122	0,1609	7,66	191,91	21,98	3000,0	**127**	0,3095	8,13	89,93	4,61	644,25
148	0,1846	8,07	184,43	21,42	2913,67	**141**	0,35	7,85	85,46	4,30	656,63
162	0,2131	8,47	184,0	22,67	2805,13	**157**	0,3497	7,20	96,29	4,38	1008,02
172	0,2449	7,48	186,93	21,82	2870,20	**192**	0,4731	8,33	89,46	3,99	644,83
197	0,2479	7,91	189,71	20,74	2789,98	**194**	0,4884	7,82	90,27	3,95	651,05
223	0,2901	7,46	189,05	19,36	2718,37	**204**	0,5127	8,01	89,83	3,28	655,31
244	0,3064	7,51	192,57	17,08	2628,13	**227**	0,4106	7,89	80,38	3,17	592,99
273	0,3556	7,52	180,60	18,24	2370,99	**276**	0,6433	8,08	88,78	3,23	511,45
276	0,3454	7,74	180,55	18,87	2372,25	**302**	0,7737	7,24	87,87	2,57	586,80
293	0,3681	7,57	179,72	16,43	2386,67	**315**	0,7540	9,90	90,48	2,45	466,14
294	0,3767	7,95	189,84	16,40	2369,68	**323**	0,7646	7,20	87,85	2,82	447,67
340	0,3711	7,75	190,83	16,81	2336,83	**330**	0,8290	8,06	90,13	2,20	531,82
365	0,4030	8,65	189,33	16,73	1620,45	**341**	0,8222	7,71	88,83	2,38	435,18
376	0,4239	7,81	188,83	16,06	2185,37	**367**	0,8557	8,56	82,94	3,56	1106,73
390	0,4371	7,39	184,70	15,27	2158,54	**370**	0,9087	7,85	91,17	1,70	847,97
398	0,4816	7,51	187,96	15,72	2177,29	**422**	0,9971	8,15	90,47	1,92	356,64
415	0,5300	7,31	186,87	15,74	1815,29	**423**	1,0307	8,08	90,37	1,88	433,44
421	0,4666	7,95	187,31	15,63	2080,37	**425**	1,0711	7,54	89,07	1,95	442,72
432	0,4711	8,43	187,28	15,04	2077,98	**429**	1,0000	8,46	90,53	2,01	544,01
434	0,4744	8,40	182,69	15,04	2228,86	**431**	1,1845	6,76	88,63	1,76	412,79
444	0,5458	7,87	189,69	13,67	1886,43	**438**	0,9905	7,32	79,59	2,61	371,03
520	0,5844	7,89	188,76	12,00	1782,45	**449**	1,0718	7,43	89,59	1,98	418,75
544	0,6116	7,13	188,90	14,20	1789,42	**480**	1,1658	7,20	90,10	2,15	444,15
585	0,6636	7,89	182,46	13,49	1628,17	**500**	1,2183	7,93	85,69	2,02	417,35
604	0,6891	7,74	187,38	13,23	1572,03	**545**	1,3280	7,87	87,28	1,83	435,50
718	0,8428	7,43	183,29	10,82	1331,07	**568**	1,3890	7,53	87,82	1,73	396,46
815	0,9712	7,43	183,61	10,18	1157,45	**598**	1,4704	8,33	88,06	1,70	428,89
Coeficiente de Irradiância (% W/m^2)	$1{,}1\times10^{-3}$	$-1{,}6\times10^{-11}$	$-1{,}3\times10^{-2}$	$-2{,}1\times10^{-2}$	-2,8	**Coeficiente de Irradiância (% W/m^2)**	$2{,}5\times10^{-3}$	$-4{,}4\times10^{-13}$	$-1{,}3\times10^{-3}$	$-8{,}1\times10^{-3}$	$-7{,}2\times10^{-1}$

Tabela 16 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos HIT e mSi sob variação de irradiância.

Parâmetros elétricos do modelo											
	HIT						**mSi**				
	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)		I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-8}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
(W/m^2)						(W/m^2)					
60	0,3150	5,66	91,15	0,19	5185,48	**74**	0,2121	3,02	49,74	0,22	1053,58
77	0,4057	4,67	92,80	0,29	4998,48	**114**	0,3197	3,02	52,49	0,37	1010,91
133	0,6856	4,35	91,67	0,10	5060,57	**133**	0,3733	3,11	51,08	0,36	1007,40
157	0,7730	4,98	92,39	0,76	5006,41	**142**	0,4029	3,15	50,02	0,35	980,10
166	0,9295	5,19	97,06	0,15	4933,80	**172**	0,4699	3,17	50,50	0,96	942,83
187	1,0389	5,10	95,17	0,41	4928,51	**203**	0,5696	3,15	50,01	0,36	900,70
189	1,0013	5,63	97,45	0,21	4836,51	**215**	0,5939	3,19	51,25	0,25	860,52
232	1,2782	5,06	98,86	0,19	4874,46	**235**	0,6530	3,16	50,66	0,32	713,04
240	0,3185	5,27	96,28	0,18	4721,18	**283**	0,7305	3,22	47,20	0,59	734,00
255	1,3640	2,85	91,68	0,67	4857,96	**323**	0,8883	3,23	44,61	0,24	833,85
262	1,3836	4,42	94,28	0,22	4895,34	**367**	1,0007	3,15	47,99	0,21	755,03
266	1,4178	4,59	97,81	0,13	4797,60	**374**	0,9528	3,21	48,65	0,25	683,86
267	1,3761	4,47	95,22	0,20	4927,69	**399**	1,0267	3,25	47,18	0,28	641,48
294	1,6814	5,61	93,71	0,11	4733,34	**436**	1,2899	3,27	45,08	0,30	731,94
297	1,5245	4,62	95,84	0,19	4628,51	**464**	1,1332	3,30	49,63	0,32	782,98
299	1,6580	3,98	96,17	0,21	4680,47	**475**	1,2099	3,32	49,90	0,42	952,52
324	1,6635	4,87	95,67	0,38	4732,60	**484**	1,2381	3,30	47,70	0,43	900,77
341	1,8464	4,62	95,89	0,42	4547,19	**527**	1,2656	3,35	50,28	0,46	661,02
363	0,8532	4,49	96,43	0,18	4436,36	**597**	1,4891	3,20	47,34	0,58	719,46
386	1,0424	3,98	92,58	0,48	4392,40	**671**	1,6735	3,40	48,09	0,62	658,64
414	2,1764	4,46	91,24	0,33	4248,89	**710**	1,8806	3,38	49,57	0,79	665,27
422	2,1949	4,80	93,36	0,30	4345,45	**752**	1,8876	3,42	49,99	0,88	542,51
456	2,4780	4,83	93,16	0,44	4207,52	**760**	2,0399	3,36	50,30	0,93	447,29
472	2,5530	4,66	97,04	0,39	4193,53	**850**	2,2986	3,33	48,13	1,06	640,30
558	3,0038	4,66	92,59	0,21	4052,15	**862**	2,3019	3,54	46,40	1,15	668,24
585	3,1301	4,42	94,70	0,31	4099,39	**894**	2,3861	3,53	48,82	1,25	458,61
604	3,2321	4,46	95,79	0,53	4038,41	**917**	2,5833	3,52	47,77	1,35	547,74
635	3,4754	5,25	96,53	0,37	4005,61	**944**	2,5456	3,54	47,84	1,54	459,38
699	3,7681	4,60	98,57	0,29	3826,25	**960**	2,5884	3,60	42,63	1,87	440,37
810	4,4050	5,92	91,42	0,36	3799,65	**1111**	2,9857	3,65	47,55	2,09	430,42
Coeficiente de Irradiância (% W/m^2)	$5{,}4\times10^{-3}$	$7{,}8\times10^{-14}$	$8{,}8\times10^{-4}$	$1{,}7\times10^{-4}$	-2,1	**Coeficiente de Irradiância (% W/m^2)**	$2{,}7\times10^{-3}$	$5{,}2\times10^{-12}$	$3{,}2\times10^{-3}$	$1{,}4\times10^{-3}$	$-5{,}4\times10^{-1}$

Tabela 17 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos CdTe e CIGS sob variação de temperatura.

Parâmetros elétricos do modelo											
CdTe						**CIGS**					
	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-10}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)		I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
(°C)						(°C)					
32,5	1,2101	7,16	157,89	12,28	878,36	**36,6**	2,5189	7,27	83,50	1,48	286,56
34,2	1,2092	8,01	156,80	11,91	834,58	**38,1**	2,5009	7,55	79,99	1,76	278,64
34,8	1,2177	8,10	156,31	11,83	857,12	**38,8**	2,4630	7,55	81,55	1,52	281,35
35,3	1,2148	7,61	156,76	11,85	850,61	**39,6**	2,4852	7,51	81,86	1,51	268,82
37,0	1,2166	8,21	154,92	11,64	807,67	**41,4**	2,5080	8,16	81,09	1,51	266,77
37,1	1,2170	8,10	155,80	11,98	847,13	**42,3**	2,4973	7,45	80,77	1,53	258,30
37,4	1,2115	7,55	154,84	11,67	816,03	**43,0**	2,5133	8,26	78,23	1,55	816,33
37,9	1,2218	7,55	156,04	11,67	816,13	**43,4**	2,6649	8,26	81,83	1,64	324,85
40,5	1,1901	7,73	150,58	12,09	830,89	**43,8**	2,4625	8,69	77,34	1,67	231,64
41,5	1,2311	1,25	148,95	11,79	815,62	**43,9**	2,5010	8,82	77,32	1,91	254,76
42,2	1,1943	7,8	150,31	11,89	819,48	**44,2**	2,5120	8,32	79,42	1,52	241,81
43,0	1,2047	1,38	147,23	11,69	816,33	**44,7**	2,5183	8,46	79,45	1,50	246,15
43,6	1,2256	1,20	148,09	11,62	816,13	**45,4**	2,5007	8,48	79,32	1,53	245,96
45,1	1,2240	1,44	146,70	11,30	807,68	**45,9**	2,4366	8,75	75,59	1,82	255,03
45,4	1,2366	1,47	148,54	11,67	784,85	**48,0**	2,4461	8,67	76,69	2,23	245,86
45,6	1,2224	1,46	147,75	11,79	803,03	**48,2**	2,5086	8,56	77,77	1,56	238,43
46,4	1,2280	1,52	147,76	11,68	775,67	**48,7**	2,5034	9,35	78,35	1,64	268,34
46,7	1,2073	9,71	142,29	12,16	815,13	**49,1**	2,5107	8,77	78,14	1,55	235,62
46,7	1,2255	1,63	145,92	11,47	877,81	**50,1**	2,4031	8,79	74,07	1,92	233,11
50,7	1,2385	7,92	142,75	11,73	781,80	**50,7**	2,4312	9,15	77,39	1,81	231,34
Coeficiente de Temperatura (% °C)	$9{,}9\times10^{-4}$	$3{,}9\times10^{-11}$	$-9{,}1\times10^{-1}$	$-1{,}8\times10^{-2}$	-3,1	**Coeficiente de Temperatura (% °C)**	$-3{,}9\times10^{-3}$	$1{,}3\times10^{-10}$	$-4{,}5\times10^{-1}$	$2{,}1\times10^{-2}$	-3,5

Tabela 18 – Matriz de resposta paramétrica dos parâmetros extraídos do modelo de diodo único para módulos fotovoltaicos HIT e mSi sob variação de temperatura.

Parâmetros elétricos do modelo											
HIT						**mSi**					
	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)		I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
(°C)						(°C)					
33,9	5,4328	7,43	90,02	0,57	1080,11	**25,7**	2,7008	6,49	39,27	0,97	276,45
34,7	5,4563	6,95	91,61	0,55	1087,07	**28,9**	2,7696	1,67	36,80	0,67	255,14
35,0	5,3976	7,20	92,31	0,56	1068,10	**29,3**	2,7079	1,42	38,02	0,57	271,94
36,2	5,4489	7,14	89,72	0,51	1062,76	**30,9**	2,8796	2,11	37,00	0,52	237,29
36,3	5,4485	7,21	91,11	0,45	1051,35	**31,0**	2,7228	2,17	37,47	0,50	228,07
39,2	5,3804	7,02	90,96	0,37	1022,07	**33,2**	2,7039	2,61	35,68	0,46	219,21
39,4	5,5104	7,46	85,51	0,49	1021,07	**34,7**	2,7181	2,63	36,99	0,44	210,81
39,5	5,4171	7,97	90,68	0,40	1025,38	**35,6**	2,7392	2,75	36,08	0,51	214,06
39,6	5,4344	7,89	88,29	0,45	1064,44	**36,7**	2,7141	2,82	35,04	0,46	211,10
40,5	5,4123	7,56	85,70	0,43	1022,51	**37,0**	2,7580	3,33	35,04	0,49	227,89
42,1	5,4654	7,20	83,22	0,52	1002,64	**38,2**	2,7637	3,51	36,29	0,46	216,30
42,3	5,4339	7,02	86,60	0,39	1002,80	**39,8**	2,7479	3,66	36,12	0,40	208,98
42,4	5,4556	7,36	88,86	0,42	1053,53	**40,0**	2,7249	3,69	35,72	0,55	213,35
42,5	5,4228	7,33	88,99	0,39	1053,56	**40,7**	2,8297	3,98	35,38	0,48	204,61
43,4	5,4228	7,64	85,93	0,50	1007,32	**42,0**	2,7768	3,97	35,72	0,37	165,40
43,8	5,4115	7,53	82,23	0,50	984,65	**43,3**	2,7889	4,13	35,38	0,38	196,67
45,7	5,4280	7,41	85,13	0,48	997,14	**44,1**	2,8433	4,24	34,48	0,54	192,99
47,1	5,4513	7,47	82,18	0,65	992,49	**45,0**	2,7616	4,42	32,39	0,48	168,81
47,5	5,4534	7,98	86,36	0,69	981,90	**46,1**	2,8745	4,51	34,12	0,50	152,79
50,6	5,5477	7,76	75,23	0,93	979,02	**48,1**	2,8551	4,65	32,52	0,51	142,44
Coeficiente de Temperatura (% °C)	$3{,}0\times10^{-3}$	$4{,}2\times10^{-11}$	$-7{,}4\times10^{-1}$	$1{,}3\times10^{-2}$	-6,5	**Coeficiente de Temperatura (% °C)**	$5{,}1\times10^{-3}$	$1{,}8\times10^{-10}$	$-2{,}3\times10^{-1}$	$-1{,}1\times10^{-2}$	-5,2

5 Conclusões

Neste trabalho, investigou-se a dependência dos parâmetros do modelo de diodo único em função da temperatura e da irradiância para quatro tecnologias fotovoltaicas distintas: células de telureto de cádmio (CdTe), cobre-índio-gálio-seleneto (CIGS), heterojunção com camada intrínseca fina (HIT) e silício multicristalino (mSi). Para a extração dos parâmetros, empregou-se o algoritmo de otimização SADE, que demonstrou ajuste preciso aos dados experimentais, com RMSE ideal variando entre $1,1 \times 10^{-3}$ e $6,5 \times 10^{-3}$, garantindo a confiabilidade dos resultados.

Os resultados da análise dos coeficientes de temperatura dos parâmetros elétricos evidenciam diferenças significativas no comportamento térmico das distintas tecnologias fotovoltaicas, refletindo suas propriedades físicas e os mecanismos de transporte e recombinação de portadores. A corrente fotogerada (I_{ph}) apresenta coeficientes positivos ou levemente negativos, indicando um aumento moderado da corrente com a temperatura, mais pronunciado em CdTe e mSi e menos significativo em CIGS.

A corrente de saturação (I_0) exibe forte dependência térmica em todas as tecnologias, contribuindo para a redução da tensão de circuito aberto, com maior sensibilidade observada em CIGS e mSi. O fator de idealidade n diminui com o aumento da temperatura, sendo a tecnologia HIT a mais afetada, o que indica alterações mais intensas nos mecanismos de recombinação.

Entre os parâmetros resistivos, a resistência série (R_s) tende a diminuir em CdTe e mSi, enquanto aumenta em CIGS e HIT, sugerindo maior impacto de perdas ôhmicas nessas tecnologias. A resistência shunt (R_{sh}) reduz-se com a temperatura em todos os casos, indicando a intensificação de perdas paralelas, especialmente em HIT. Esses resultados ressaltam a importância de considerar a dependência térmica específica de cada tecnologia para uma modelagem e previsão de desempenho mais realistas em condições de operação.

Os coeficientes de irradiância evidenciam diferenças claras no comportamento elétrico entre as tecnologias fotovoltaicas. A corrente fotogerada (I_{ph}) apresenta maior sensibilidade à irradiância no módulo HIT, refletindo sua elevada eficiência quântica e baixa recombinação, enquanto o CdTe exibe a menor resposta. A corrente de saturação (I_0) mostra variações reduzidas, sendo mais estável no HIT e mais sensível em CdTe e CIGS, associadas à maior densidade de defeitos. O fator de idealidade (n) diminui com a irradiância em CdTe e CIGS, indicando redução de mecanismos não ideais, enquanto permanece praticamente constante no HIT. As resistências série (R_s) e shunt (R_{sh}) tendem a diminuir com o aumento da irradiância, com variações mais acentuadas em mSi e CIGS, ao

passo que o HIT apresenta maior estabilidade, coerente com sua estrutura heterojunção e menor influência de caminhos de fuga.

Assim, a metodologia proposta, baseada na extração precisa de parâmetros via SADE, mostra-se adequada para capturar essas dependências e fornece uma base consistente para modelagem e previsão mais realistas do desempenho de módulos e matrizes fotovoltaicas sob condições climáticas reais. A principal contribuição deste trabalho é a criação de uma matriz de resposta paramétrica abrangente para essas tecnologias, que permite correlacionar os coeficientes de temperatura e irradiância de cada um dos cinco parâmetros do modelo SDM.

Portanto, a metodologia proposta, fundamentada na extração precisa dos parâmetros via algoritmo SADE, revela-se adequada para capturar essas dependências térmicas e de irradiância, fornecendo uma base sólida para modelagem e previsão mais realistas do desempenho de módulos e matrizes fotovoltaicas sob condições climáticas reais. A criação de uma matriz paramétrica abrangente de resposta para essas tecnologias, que estabelece correlações quantitativas entre os coeficientes de temperatura e irradiância dos cinco parâmetros do modelo de diodo único (SDM), contribuirá para o aprimoramento de modelos de simulação voltados à melhoria da eficiência de módulos fotovoltaicos.

Apêndices

6 Artigos publicados

electronics

MDPI

Article

Recurrent Neural Networks (LSTM and GRU) in the Prediction of Current–Voltage Characteristics Curves of Polycrystalline Solar Cells

Rodrigo R. Chaves *, Adhimar F. Oliveira, Rero M. Rubinger and Alessandro J. Silva

Institute of Physics and Chemistry, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá 37500-903, Minas Gerais, Brazil; adhimarflavio@unifei.edu.br (A.F.O.); rero@unifei.edu.br (R.M.R.); d2021103952@unifei.edu.br (A.J.S.)
* Correspondence: rodrigo.chaves@unifei.edu.br

Abstract

The current–voltage (I-V) characteristic provides essential performance parameters of a solar cell, influenced by temperature and solar radiation. The efficiency of a solar cell is sensitive to variations in these conditions. This study electrically characterized a polycrystalline silicon solar cell in a solar simulator chamber at temperatures of 25–55 °C and irradiance levels of 600–1000 W/m². The acquired data were used to train and evaluate neural network models to predict the I-V characteristics of a polycrystalline silicon solar cell. Two recurrent neural network architectures were tested: LSTM and the GRU model. The performance of the model was assessed using MAE, RMSE, and R^2. The GRU model achieved the results, with MAE = 2.813×10^{-3} , RMSE = 5.790×10^{-3}, and R^2 = 0.9844, similar to LSTM (MAE = 2.6613×10^{-3}, RMSE = 5.858×10^{-3}, R^2 = 0.9840). These findings highlight the GRU network as the most efficient approach for modeling solar cell behavior under varying environmental conditions.

Keywords: solar cell; LSTM; GRU; modeling curve current–voltage; polycrystalline silicon

check for updates

Academic Editor: Maciej Ławryńczuk

Received: 20 July 2025
Revised: 20 August 2025
Accepted: 20 August 2025
Published: 22 August 2025

Citation: Chaves, R.R.; Oliveira, A.F.; Rubinger, R.M.; Silva, A.J. Recurrent Neural Networks (LSTM and GRU) in the Prediction of Current–Voltage Characteristics Curves of Polycrystalline Solar Cells. *Electronics* **2025**, *14*, 3342. https://doi.org/10.3390/electronics14173342

Copyright: © 2025 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction

Renewable energy is an alternative to traditional power plants [1–5]. In recent times, more specifically in the last century, renewable power has earned recognition over conventional power production [6]. One of the main advantages of solar photovoltaic power plants is their distributed generation [7]. In addition to solar photovoltaic energy generation [2,3,8], there are some other ways of harvesting solar energy, such as solar thermal energy generation, solar thermal water collection, and photocatalysis activated by sunlight, among others [7,9].

The I-V characteristic is required in experiments for the characterization of solar cells [10,11]. This curve allows easy access to various performance parameters, such as fill factor and maximum power point, among others [10,11]. The I-V characteristics must be carefully and accurately measured since it is crucial to be able to distinguish cells correctly in terms of their efficiency [10]. For assessing the I-V parameters precisely, it is necessary to measure different conditions. The main and more relevant conditions are the associated irradiance and temperature [12].

The I-V characteristic of a solar cell represents the electrical response of the device under illumination. It illustrates how the output current varies with the applied voltage and is essential for understanding the cell's performance. At one end of the curve (short-circuit

condition), the voltage is zero and the current reaches its maximum value, defined as the short-circuit current (I_{SC}). At the other end (open-circuit condition), the current is zero and the voltage reaches its maximum value, known as the open-circuit voltage (V_{OC}) [13].

The shape of the I-V curve is governed by fundamental physical mechanisms, including the photogenerated current, diode ideality, and the internal resistances of the device (series and shunt) [10,11]. From this curve, key performance parameters can be extracted, such as the fill factor (FF), the maximum power point (P_{MPP}), and the overall energy conversion efficiency [14]. These parameters are highly sensitive to environmental conditions such as temperature and irradiance, making the I-V curve an indispensable tool for characterizing the real-world behavior of photovoltaic devices [15].

The I_{SC} is the current delivered when the voltage across the terminals is zero, and it is directly influenced by the incident irradiance. The V_{OC} is the voltage when no current flows through the external circuit ($I = 0$), and it depends primarily on the material properties and temperature of the cell.

The P_{MPP} corresponds to the point on the I-V curve where the product of current and voltage is maximized, representing the operating condition at which the solar cell delivers its highest power output [2,14].

The FF is a dimensionless figure of merit that indicates the "squareness" of the I-V curve. It is defined as the ratio between the actual maximum power and the theoretical power, which would be obtained if the device operated simultaneously at V_{OC} and I_{SC} [13]. The FF is calculated as:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \tag{1}$$

A higher FF indicates lower internal losses and better overall device quality. Together, I_{SC}, V_{OC}, P_{MPP}, and FF are fundamental parameters for evaluating the efficiency and performance of photovoltaic technologies.

In general, the solar panel manufacturing industry uses specific test conditions, namely standard test conditions (STCs), which correspond to an irradiance of 1000 W/m² and cell temperature of 25 °C [15]. However, corresponding to optimal ratings does not allow us to infer how a cell will perform under varying environmental conditions, as there may be many factors that interfere with the irradiance and temperature conditions [16]. For instance, Figure 1 illustrates the dependence of power on temperature at constant illumination.

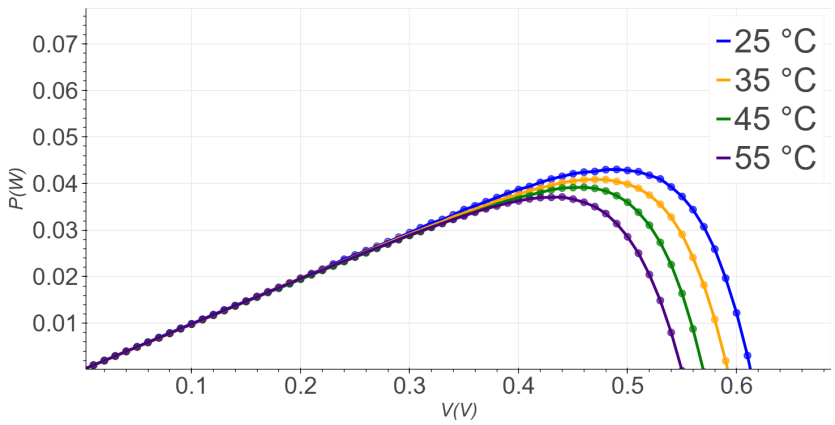


Figure 1. P-V characteristic curves at constant illumination of 1000 W/m² for a temperature range from 25 °C to 55 °C with step 10 °C.

The power–voltage (P-V) curve is calculated using the I-V curve; therefore, each point of the I-V curve (these being a pair of voltage and current values) is used in Equation (2) to

find the power, where the variable V is the voltage and I is the current. The result is shown in Figure 1.

$$P = V \cdot I \tag{2}$$

To infer the impact on solar cell performance and to obtain reliable parameters that define its I-V model, it is necessary to apply a method for generating this curve in different scenarios of temperature and irradiance [16,17]. There are some available mathematical models in the literature that can describe this curve [18,19]. The main challenge of these models is the existence of transcendent variables, such as in the single diode model represented by Equation (3), that make it difficult to determine its parameters. The parameters, I_{ph}, I_0, Rs, R_{sh} and n, associated with the cell construction or operating condition, demand intense computational resources due to the equation for the single diode model being transcendental and nonlinear [17,18,20,21].

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \tag{3}$$

In this equation, I stands for the current (A) between solar cell terminals, I_{ph} for the photocurrent (A), I_0 for the diode reverse saturation current (A), q is a constant, the elementary charge, V stands for the voltage through the solar cell terminals, R_s for the series resistance, R_{sh} for the shunt resistance, n for the diode ideality factor, k is the Boltzmann constant, and T is the absolute temperature.

There are three main steps for obtaining these parameters: selection of appropriate equivalent models, mathematical model formulation, and accurate extraction of parameter values from the models [9].

The main environmental conditions that affect solar cell behavior are temperature and illumination. For this reason, there is a need to estimate the solar cell parameters of the single diode model for each temperature and illumination value associated with the respective I-V characteristic curve [22,23]. Due to issues related to accuracy and computational cost, there are many methods for modeling the I-V characteristic curve, and numerous studies have been conducted with the objective of developing new methods of modeling this curve [23,24]. For instance, most approaches consider artificial networks, genetic algorithms, neuro-fuzzy inference systems, and particle swarm optimization [24,25]. Table 1 presents the typical trends of single-diode parameters with temperature and irradiance.

Table 1. Typical trends of single-diode parameters with temperature and irradiance.

Parameter	Temperature Effect	Irradiance Effect
I_{ph}	slight positive (∼+0.05–0.09%/°C)	linear increase
I_0	strong exponential increase	negligible
n	minor increase	negligible
R_s	moderate increase	slight increase
R_{sh}	decreases	weakly decreases

These trends are consistent with both theory and measurement. The I_{ph} increases nearly linearly with irradiance and slightly with temperature, due to temperature-induced increases in thermal carrier generation [26]. The I_0 has an exponential dependence on temperature stemming from the diode equation energy gap relation [27]. Parasitic resistances also vary: R_s increases with temperature (higher resistivity) and marginally with irradiance, while R_{sh} decreases under higher thermal loading, indicative of leakage pathways [28]. The n shows minimal irradiance dependence but may increase slightly with temperature, reflecting changes in recombination mechanisms [26].

The issue of optimization was developed in the 1940s with the Simplex method was developed. This method was first developed with the objective of solving problem-type linear optimization [29]. In the late 1980s, neural networks became the main method used in machine learning and artificial intelligence [30]. The first generation of neural networks was based on two types called the multilayer perceptron and self-organizing maps. The multilayer perceptron was built with several "nodes" or "artificial neurons". An illustration of an artificial neural network used in the multilayer perceptron is shown in Figure 2. The multilayer perceptron combines several of these neurons to solve problems (a combination of several neurons is called a network) [30]. These networks learn through a process called backpropagation, in which they adjust their own parameters based on the mistakes they make, improving with each attempt. The second type, self-organizing maps, are networks capable of learning on their own to identify patterns and organize information without receiving direct instructions about what is right or wrong.

Artificial neural networks (ANNs) are computational models inspired by the structure of the human brain capable of solving complex problems involving nonlinear relationships [31]. In the context of solar cells, ANNs have been successfully applied to predict electrical behavior based on environmental variables.

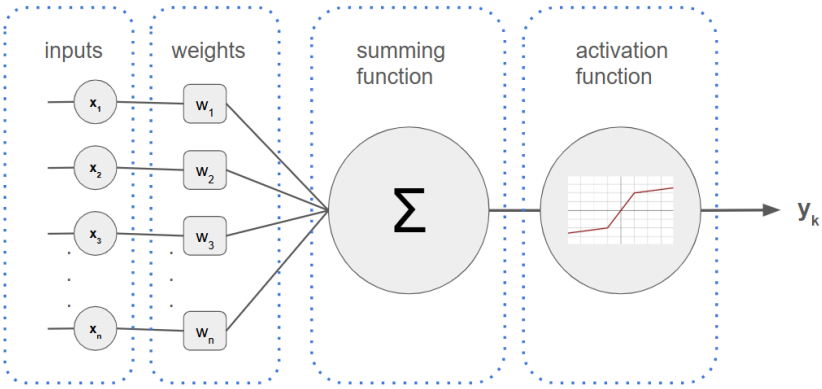


Figure 2. Illustration of a simple artificial neuron, also known as a perceptron. Data are input into the artificial neuron and the input values are multiplied by weights (these values are numbers belonging to real numbers). Then the results are added together and the activation function is applied (this function is responsible for adding nonlinearities to the neuron).

A particular class of these models, known as recurrent neural networks (RNNs), is especially suited for sequential data, such as time series or characteristic curves that vary with boundary conditions like voltage, temperature, and irradiance. RNNs differ from traditional ANNs by incorporating feedback loops, allowing the network to retain information from previous steps. These networks are used in difficult tasks such as recognition, machine translation, image captioning, and modeling I-V curves under varying environmental conditions [31]. In RNNs, the information flow is a little different from that of ANNs, as can be seen in Figure 3. In this case, the weights are characterized by h_{t-1} and X_t. The h_{t-1} is a weight which will be multiplied by the output from the previous neuron. With this, each RNN neuron is connected to the next one [30,32]. As with ANNs, there is an activation function to add non-linearity, as can be seen in Figure 3. In training, the weights are adjusted using an algorithm called Backpropagation Through Time (BPTT), which is responsible for calculating the output error and adjusting the weights, taking into account all previous steps in the sequence.

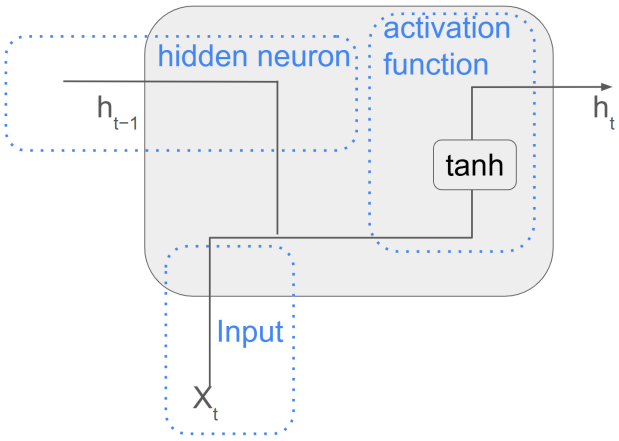


Figure 3. Illustration of an RNN with data flow among neurons.

There is a problem in simple RNNs known as the vanishing gradient problem. This problem is a challenge for RNNs when they try to learn from very long sequences of data. During training, RNNs try to adjust the error using BPTT. However, when the data sequence is very large, the adjustment needed to be made to the sequence at the earliest step ends up becoming smaller and smaller. These weights end up decreasing so much that they practically disappear. As a result, the network can no longer learn or remember information that occurred early in the sequence, which impairs its ability to capture long-term relationships [32–34]. The long short-term memory (LSTM) is an alternative type of RNN that is more popular due to its architecture. This method solves a problem that exists in simple RNN [32–34]. The LSTM has a structure that can be classified as 'gates'; these gates are responsible for having the memory of this neuron [34]. The neurons of an LSTM have a layout as three types of self-connected gates; these gates are responsible for allowing the reading, writing, and removal of information in memory [32]. The architecture of the LSTM is illustrated in Figure 4, which illustrates the complex calculations existing in a cell LSTM with the three gates represented. One way to understand these three gates is that they work as filters. The forget gate is responsible for deciding which data should be erased from memory (this behavior is developed by the use of the activation function and mathematical calculation), the input gate decides what should be stored in memory, and the output gate decides what from memory should be used. Like the simple RNN, this cell inputs previous data, but in this case, the LSTM has two states, one called the cell state (the weight value is C_{t-1} in Figure 4) and a hidden state (the weight values is h_{t-1} in Figure 4) and the current data period (with weight denominated X_t). The LSTMs have hidden weights associated with the gates, so there are multiple weights to adjust in each LSTM cell. The LSTMs also use BPTT to adjust weights during training.

LSTM is very accurate, but it has a high computational cost. There are several weights to be adjusted, and one way to improve LSTM was the development of the Gated Recurrent Unit (GRU), which can be considered a variant of the LSTM proposed by Chung in 2014 [35]. The difference between LSTM and GRU is how their gates monitor information flow; the GRU has two gates called reset and update [35–37]. The update gate decides how much of the memory should be maintained and how much of the new information should be used; it is like saying "this is still important, let us keep remembering it". The second gate is the reset gate; it decides how much of the old memory should be kept and how much new information should be used—it is like saying "that does not matter anymore, let us start from scratch here" [36]. Figure 5 is illustrated the GRU, and it is possible to see that GRUs have another difference between LSTM and GRU—the GRU has only cell state

represented by h_{t-1} and data of current period (X_t) with Tanh playing the role of activation function [36].

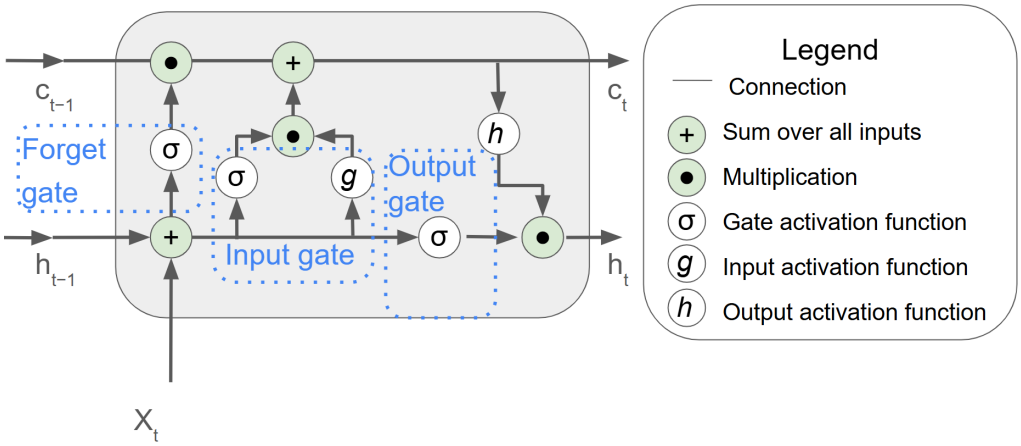


Figure 4. Illustration of the architecture of an LSTM cell.

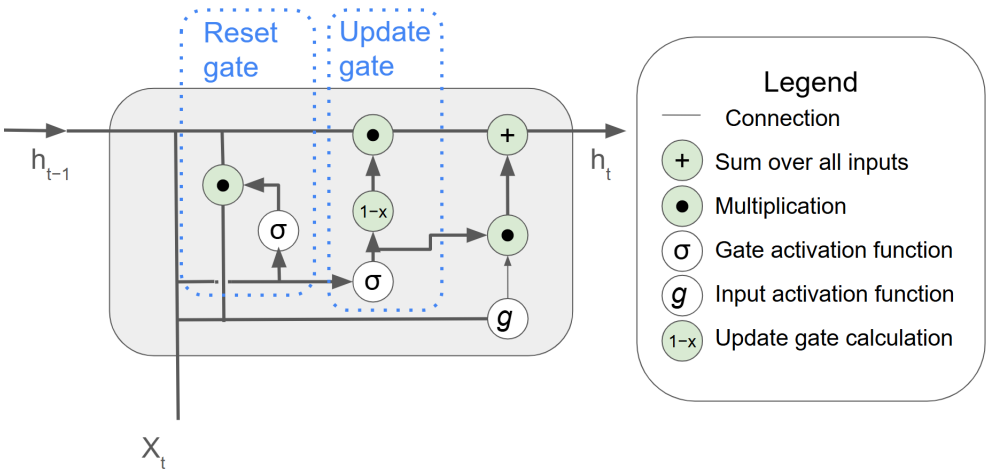


Figure 5. The structure of a GRU cell.

There are numerous options for activation functions, such as Sigmoid, Tanh, ReLU, Linear, and others. In general, these functions were responsible for introducing nonlinearity in the neural network. These functions work with input values by transforming them, for example, ReLU transforms them to zero if the input value is negative, the sigmoid transforms the input value to the range zero to one, the Tanh transforms the input value to the range negative one to one, and other transformations take place.

In this work, LSTM and GRU architectures with a bidirectional method were employed to predict the output current of a polycrystalline silicon solar cell based on input voltage, temperature, and irradiance, ultimately modeling the full I-V characteristic. These architectures were selected due to their proven robustness in handling nonlinear experimental data and multi-variable dependencies.

2. Materials and Methods

This section describes the materials, equipment, software, and methods used to achieve the objectives of this study. Figure 6 presents a flowchart summarizing the main experimental and analytical steps, detailed below.

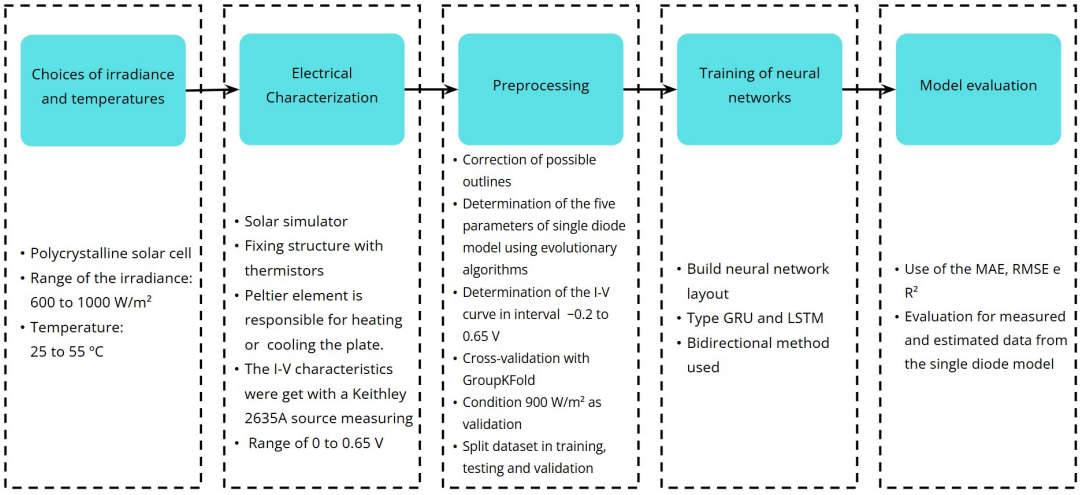


Figure 6. Flowchart of work steps.

2.1. Obtaining Datasets

The datasets were considered for different scenarios of the temperatures (°C) and irradiance (W/m^2). These scenarios chosen were temperature: 25 to 55 °C with a step of 5 °C and irradiance of 600 to 1000 W/m^2 with a step of 100 W/m^2 (the data are available in the Appendix A). One commercial polycrystalline silicon solar cell was used for this work.

The choice of irradiance values between 600 and 1000 W/m^2 was intended to simulate environments with partially cloudy skies, mornings, or late afternoons, which are the typical environmental conditions to which photovoltaic panels are exposed. The choice of temperature range was made so that data could be obtained to teach the models how the I-V curve would behave with temperature variation without irradiance variation. This strategy aims to provide data in different scenarios to the model, thus improving performance.

2.2. Experimental Procedure

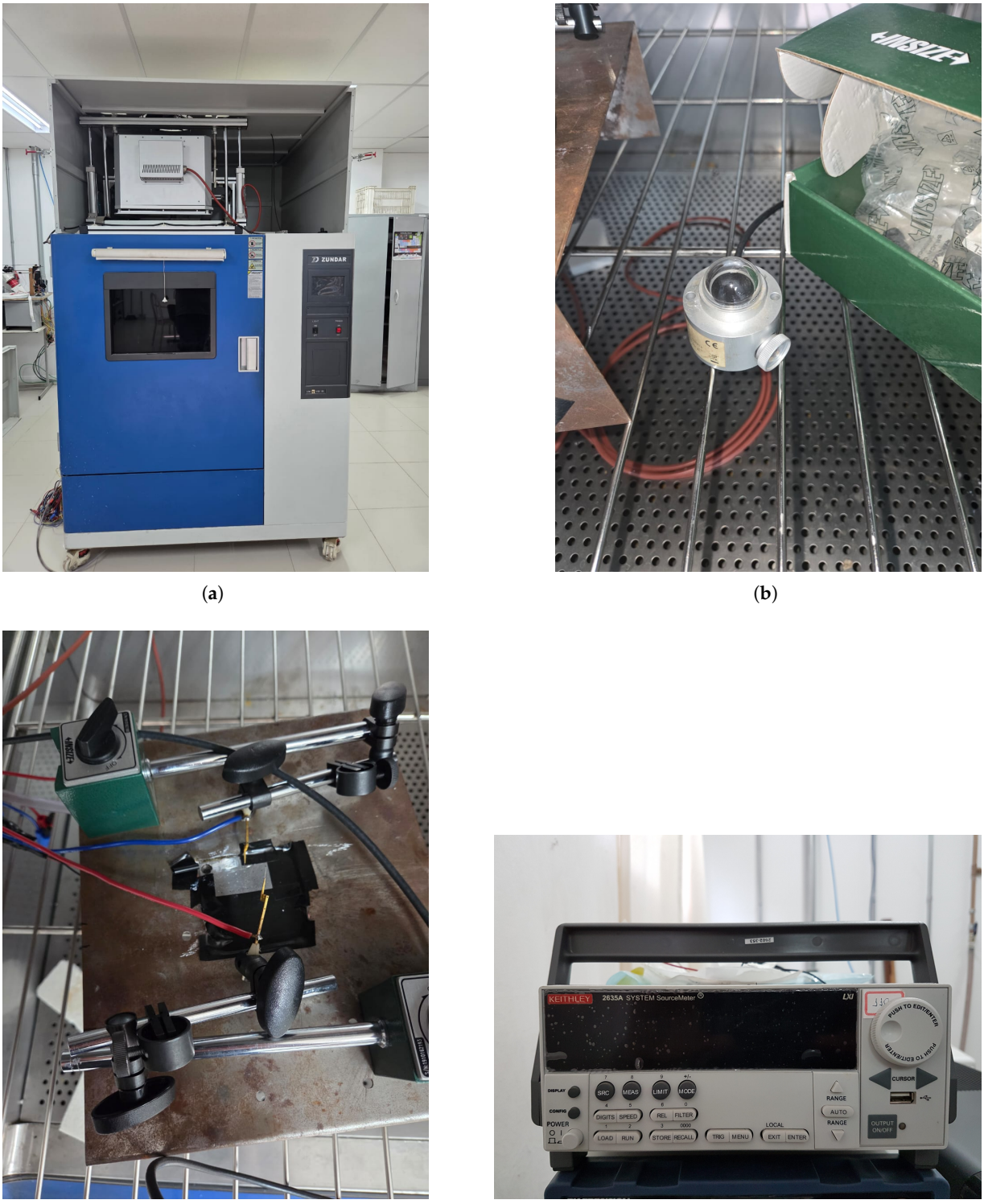
The measurements of the I-V characteristics of the chosen polycrystalline solar cell (the parameter values provided by the manufacturer can be found in Table 2) considered the temperature and irradiance conditions mentioned in Section 2.1. For each pair of illumination and temperature conditions, the measurements were repeated ten times in order to reduce the occurrence of measurement errors.

Table 2. Parameter of the polycrystalline solar cell.

Parameter	Value
Power (W)	0.045
Maximum Power Point Current (A)	0.087
Maximum Power Point Voltage (V)	0.52
Short-circuit current (A)	0.104
Voltage Open Circuit (V)	0.62
Efficiency (%)	17.57%
Dimension (mm)	50 × 19

To generate stable and precise irradiance during the I-V acquisition, a solar simulator of the company Zundar, (located in Shanghai, China), model ZTHSO61L, was used (Figure 7a). This simulator has a 2500 W xenon lamp controlled by a power source that allows varying the radiation by controlling the output power. The determination of the correct irradiance level was determined by using a calibrated pyranometer Kipp & Zonen CM4 (The company

is location in Sterling, VA, USA) with a resolution of 7 µV/Wm² and represented in Figure 7b.



(**a**) (**b**)

(**c**) (**d**)

Figure 7. Equipment used to characterize photovoltaic cells. In (**a**) is a Zundar solar simulator, model ZTHSO61L, with a 2500 W xenon lamp. In (**b**) is a Kipp & Zonen CM4 pyranometer; this was used to measure solar irradiance and ensure characterization conditions were correct. In (**c**) is the solar cell holder, used to position the cell precisely during testing. In (**d**) is a Keithley multimeter, model 2635A, used to measure the I-V characteristics curve of the photovoltaic cell.

The solar cell was positioned inside the solar simulator using a setup that fixed the solar cell tightly using an aluminum plate with a series of small holes and connected to a vacuum pump (Figure 7c). This plate houses two negative temperature coefficient (NTC) thermistors (an accuracy of 0.3 °C) (from company Ketotek localized in Xiamen, China), one inside and another on the upper surface very close to the solar cell. The aluminum plate is placed on top of a Peltier element TEC1-12715 from company Javino localized in Hong Kong, China, which is responsible for heating or cooling the plate. The electrical contacts were carried with two tungsten contact probes pressed over the painted cell interdigitated electrodes.

Finally, the I-V characteristics were measured with a Keithley 2635A from company Tektronix localized in Beaverton, OR, USA (Figure 7d) Source Measuring Unit (SMU) considering a range of 0 to 0.65 V with a step of 0.01 V. The accuracy of the SMU is ±(0.03% + 1.5 mA) up to 1 A, and the voltage has accuracy ±(0.02% + 350 µV) up to 2 V.

2.3. Error Metrics

The performance of the models was evaluated using mean absolute error (MAE), root mean square error (RMSE), and the coefficient of determination (R^2). These error measurement equations are widely used to evaluate regressions.

MAE calculates the average of the absolute differences between the measured and estimated values, represented by Equation (4). In the equation, the N is the number of samples, y_i is the observed value for each sample, and $\hat{y}_i$ is the value predicted by the model for each sample

$$\mathrm{MAE} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}|y_i - \hat{y}_i| \tag{4}$$

RMSE is similar to MAE, but it penalizes larger errors more significantly. Therefore, a high RMSE value indicates that there are points in the real data that the regression was unable to predict, as it squares the difference before taking the average, represented by Equation (5), where N is number of samples, y_i is observed value for each sample, and $\hat{y}_i$ is the value predicted by the model for each sample

$$\mathrm{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(y_i - \hat{y}_i)^2} \tag{5}$$

R^2 is a metric that indicates how well your model fits the data. A value of 1.0 (100%) indicates a perfect fit, making it more suitable for comparing models, represented by Equation (6). The variables, N is the number of samples, y_i is the observed value for each sample, $\hat{y}_i$ is the value predicted by the model for each sample, and $\overline{y}$ is the average of the measured sample values.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N}(y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^{N}(y_i - \overline{y})^2} \tag{6}$$

2.4. Data Preprocessing

After collecting the experimental data, a preprocessing step was carried out to ensure data quality and consistency. Since each I-V curve was measured ten times under identical temperature and irradiance conditions, potential outliers were identified and corrected. A statistical approach based on the interquartile range (IQR) was used, replacing outlier values with the mean of the valid measurements for each condition.

To improve the neural network's performance, it was chosen to derive the I-V curves from the measured data using evolutionary algorithms to solve Equation (3). This allowed us to obtain the negative voltage values observed in the first quadrant of the curve, since

negative voltage values generate a very small reverse saturation current compared to the forward current. Therefore, the equipment required to measure reverse current could not be the same as that required to measure forward current, which must be capable of measuring at much higher currents. This is different from the currents observed in signal diodes. Measuring with different devices poses enormous challenges due to small systematic errors due as the calibration of high-current instruments interferes with the accuracy of the two quadrants for +V and −V.

Therefore, solving Equation (3) was the way to access the negative voltage data. Thus, the I-V curve was determined for each temperature and irradiance condition in the range from −0.2 to 0.64 V. With the I-V curve determined by Equation (3), these data were used to train the neural networks.

To evaluate the predictive performance of the neural network models, a cross-validation strategy was employed, with special consideration given to the structure of the dataset. A GroupKFold—a method present in Scikit-Learn version 1.5.1—validation approach was adopted because each set of measurements corresponds to a distinct environmental condition. This ensures that all data from a given condition are used exclusively for training or testing in each fold, preventing data leakage between training and test sets.

Additionally, one specific irradiance (900 W/m²) was reserved as an external validation set. This dataset was not used during model training and served to assess the models' ability to generalize to unseen experimental conditions.

The dataset was split into training and testing using GroupShuffleSplit (this technique—a method present in Scikit-Learn version: 1.5.1—split the dataset randomly between training and testing, but respecting the groups) with a ratio of 10% for testing. With this, the datasets had a total of 15,000, 1800, and 4200 rows, respectively, for training, testing, and validation.

The neural networks were implemented in the Python language (version: 3.12.7) with the Pandas (version: 2.2.2) and Numpy (version: 1.26.4) libraries to analyze and manipulate the data, Scikit-Learn (version: 1.5.1) for data preprocessing, and TensorFlow (version: 2.16.2) to build the neural networks.

2.5. Modeling GRU and LSTM

The neural network architecture is represented in Figure 8; it is of the fully connected type (all neurons are interconnected) and the input values are the electrical voltage, irradiance, and temperature. Since the objective is to find the current value, this architecture does regression work for the I-V characteristic curve. In the hidden layer, there are differences between the types of artificial neural networks, and their representation is shown in Table 3. Another method employed was the use of bidirectional in the LSTM and GRU layout (this method is characterized by the processing of data in both directions, that is, for each neuron of the RNN, there is an equal one, but which processes the data in the opposite direction. Both results of the neurons are combined to generate a more accurate output). Each model is represented in Table 3; the model based on GRU and LSTM has four layers in the hidden layer. The number of neurons in each layer is represented in Table 3, as well as the type of neuron. "Dropout" is a layer responsible for redefining part of the weight so that there are not overfitting problems (the rate value represented by the percentage of the previous layer would be reset randomly).

Each model used the same configuration for training, with the loss function being a mean squared error (MSE) and the optimizer being Adam (the Adam optimizer is used to adjust weights to the neural network during training; it combines the best property between adaptive gradient descent and momentum and it was proposed by Kingma and Be [38]). The library TensorFlow was used to build the neural networks. The batch size used was 10, meaning that the weights of the neurons will be updated every 10 samples.

Another point is the total number of parameters (weights) in each model; the GRU model has 6973, and the LSTM is 8635.

The choice to use the Swish function was made due to its characteristics. The Swish function is smooth and continuous throughout its domain, which helps to keep the gradients during training. Compared to the ReLU function (which has a discontinuity at zero), the Swish function allows negative values to pass smoothly, which can be useful to preserve information. In general, the Swish function tends to present better results when compared to ReLU. However, it has a higher computational cost, but since in this study the network does not have a very large number of parameters, it was possible to use it during the cross-validation test, and it was possible to observe an improvement in the results when compared to ReLU. Therefore, the Swish function was chosen instead of ReLU for training.

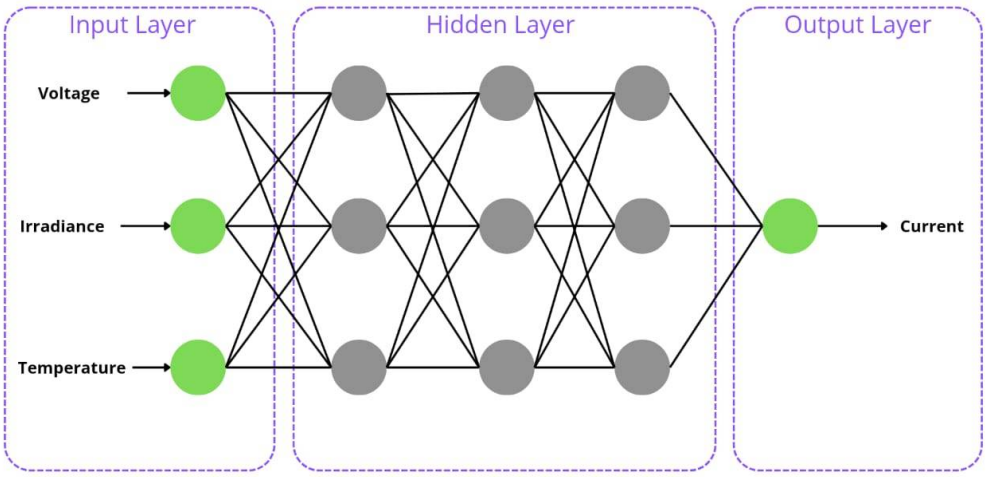


Figure 8. Illustration of the neural network architecture. The architecture is divided into three parts: input, hidden layer, and output. At the input, the values of voltage, radiation, and temperature are provided to the network. In the hidden layer, there are several artificial neurons represented by the gray circles. Since the architecture of this network is of the fully connected type, all neurons are interconnected (represented by the black lines). At the end, the network estimates the value of the current.

Table 3. Neural network architecture. GRU(Bidirectional) and GRU_1(Bidirectional) represent the use of GRU cells in a given neural network layer with with the bidirectional method; ANN and ANN_1 represented the use of ANN cells in a given neural network layer; LSTM(Bidirectional) and LSTM_1(Bidirectional) represent the use of LSTM cells in a given neural network layer with the bidirectional method.

GRU Model Architecture	LSTM Model Architecture	Number of the Neurons	Activation Function
Input	Input	-	-
GRU(Bidirectional)	LSTM(Bidirectional)	24	Tanh
ANN	ANN	24	Swish [39]
Dropout	Dropout	Rate: 0.1	-
GRU_1(Bidirectional)	LSTM_1(Bidirectional)	9	Tanh
ANN_1	ANN_1	1	Linear

3. Results

With the architecture assembled and the data corrected, it was possible to train the neural networks. Before training, the GRU and LSTM models with the bidirectional method were evaluated using cross-validation with the GroupKFold method. This method is used when data are grouped by some common feature, for example, multiple measurements for the same feature (which is the case in this study). Thus, GroupKFold divides the dataset into subsets (folds), where in each iteration, one fold is used for training and one is reserved

for testing. The process is repeated for all folds, ensuring that each fold is used exactly once as a test set.

This study was used in five folds, because the choice of five folds in GroupKFold is a strategic decision that balances validation quality, computational efficiency, and respect for the data structure. With a training set containing 16,800 samples, this division allows each fold to contain, on average, about 3360 samples, which is enough to ensure statistical diversity in each division.

During cross-validation, the models' predicted data were compared with real data using the MAE, RMSE, and R^2 metrics. The average results obtained with GroupKFold are presented in Table 4.

Table 4. The average error metrics for the models in cross-validation.

Model	MAE $\times 10^{-3}$	RMSE $\times 10^{-3}$	R^2
GRU	1.629	3.072	0.9926
LSTM	1.564	3.060	0.9923

Analysis of the error metrics revealed that both approaches were able to describe the real data, as the MAE and RMSE values were low. In addition, the R^2 was very close to one, indicating that almost all the variability in the data was handled by the models. These metrics can thus be used for model training.

Another point is the computational cost; the GRU model had a training time of 7 min and 22 s, and the LSTM model had a training time of 8 min and 15 s. The callback strategy was used for the optimizer at training time (two callbacks were used, and both functions are native to TensorFlow. ReduceLROnPlateau has the function of reducing the learning rate when the models are at local minima, and the EarlyStopping function has a function to stop training if the model does not have a better error metric).

The time to calculate the parameters by the evolutionary algorithm for all conditions analyzed (considering that they were measured ten times for each condition) was 97 min and 55 s.

Table 5 shows the averages of the error metrics of the validation set, and as shown in Figure 9, the models lead to a set of parameters with a reasonable prediction for a scenario of 900 W/m² in the range 25 to 55 °C. For Figure 9, as the measurements were made ten times for the I-V curve, the plotted curve is an average of these measurements for use as model validation, and two temperatures are also plotted, 25 and 45 °C; the other temperatures can be evaluated using Table 6, which shows the RMSE of all temperatures.

Using the measurement data, the RMSE, MAE, and R^2 metrics were calculated. The values are represented in Table 7. The RMSE and MAE values were low, and R^2 was close to one.

Table 5. The mean error metrics for the models with data estimated from Equation (3), solved by the evolutionary algorithm. The GRU model was the best model, with fewer associated errors.

Model	MAE $\times 10^{-3}$	RMSE $\times 10^{-3}$	R^2
GRU	1.456	3.051	0.9936
LSTM	1.311	3.343	0.9923

The results for the GRU model can be observed in the graph of Figure 9. The curve obtained with the model is in green. The prediction is very close to the average experimental data (in blue) and to the I-V curve predicted by the evolutionary algorithm (in orange). Table 6 shows metrics for validation data; the values MAE, RMSE, and R^2 confirm that the model managed to get very close to the evolutionary algorithm. It can be observed that all

models presented greater errors at temperatures of 45 and 50 °C. Consequently, the graph for the 45 °C temperature is presented in Figure 9b; it is possible to observe that the error is in the short-circuit region (negative current).

Table 6. The RMSE for the models. At temperatures of 45 and 50 °C, the models showed the worst performance.

Temperature	RMSE Between GRU Model and Evolutionary Algorithms $\times 10^{-3}$	RMSE Between GRU Model and Measured Data $\times 10^{-3}$	RMSE Between LSTM Model and Evolutionary Algorithms $\times 10^{-3}$	RMSE Between LSTM Model and Measured Data $\times 10^{-3}$
25	0.879	0.936	1.083	1.586
30	2.009	3.326	1.406	2.652
35	2.059	2.565	1.994	2.938
40	1.869	2.611	1.954	2.258
45	4.395	5.814	5.197	6.878
50	9.081	11.849	9.251	11.930
55	3.021	3.585	2.005	2.240

In the LSTM model, there was behavior very close to real data, and the data are estimated by an evolutionary algorithm. The LSTM model in comparison to the GRU model was similar. The values of the MAE, RMSE, and R^2 shown in Table 5 models are very close, for example, the average MAE in the validation data was 1.311×10^{-3} and GRU was 1.456×10^{-3} A, a small difference. R^2 was very close to one for both models (in Table 5). Comparing each temperature in Table 6, in some scenarios, the GRU model was better, and LSTM was better in others. In the forecast graph, at temperatures of 25 and 45 °C (Figure 9), these small differences become clearer.

Table 7. The average error metrics for the models with measured data. The GRU model was the best model, with fewer associated errors.

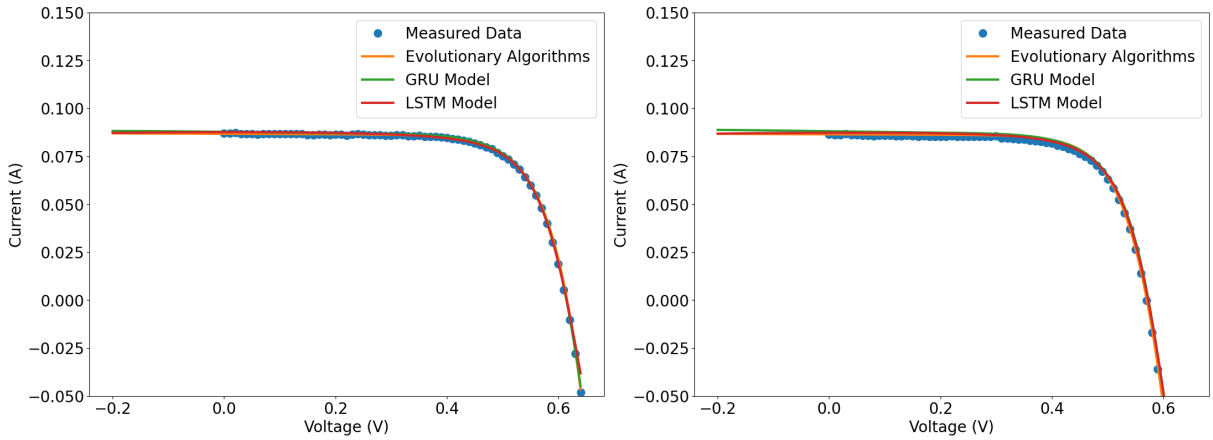
Model	MAE $\times 10^{-3}$	RMSE $\times 10^{-3}$	R^2
GRU	2.813	5.790	0.9844
LSTM	2.613	5.858	0.9840

The validation leads to low error metric values, indicating that the proposed architecture is capable of fitting and predicting experimental data. Tables 5 and 7 show that the GRU model shows the best results with the validation data. Regarding measurements with fewer data points, the test data, and the metrics measured (Table 8), the best model was LSTM_GRU.

Another simulation that was carried out used only irradiance data equal to 600 and 1000 W/m² with a temperature between 25 and 55 °C. This was carried out to verify whether the architecture model will be able to describe experimental data, with a smaller amount of data for training. There is a total of 8400 data points, consisting of voltage, temperature, and irradiance. Remembering that ten measurements were taken for each temperature, these data were used for the new training. The first training was with 15,000 data points, so neural networks tend to perform better with large data sets. Thus, this procedure is a test on how reducing the data size influences the accuracy of the models. The other data (irradiance between 700, 800, and 900 W/m²) were used to test, and the error metrics (MAE, RMSE, and R^2) are shown in Table 8.

Table 8. Metrics of the models with test data with fewer data points.

Model	MAE $\times 10^{-3}$	RMSE $\times 10^{-3}$	R^2
GRU	7.594	16.077	0.9848
LSTM	8.465	17.344	0.9823



(**a**) (**b**)

Figure 9. Forecasts for the models and data measured at 900 W/m². The forecasted data are in orange and green, while the measured data are in blue. In (**a**) is the plot for the 900 W/m² and 25 °C, where the predicted data is very close to the measured data, and there are small differences between the models. In (**b**) is the plot for the 900 W/m², and the 45 °C scenario is shown.

The training time was longer in the second training; the GRU model took 7 min and 51 s, and the LSTM took 8 min and 50 s.

As expected, the model metrics got worse results, although R^2 values kept close to one. This is indicative of that model being able to describe the observed data. In Figure 10, some results for the test data are presented. The GRU model tends to improve its accuracy with an increase in temperature and irradiance.

The results demonstrate that both models—GRU and LSTM—were capable of accurately predicting the I-V characteristics of the solar cell under varying temperature and irradiance conditions. The GRU model exhibited the best overall performance, achieving the lowest error metrics while maintaining the shortest training time. Although the LSTM models produced similar results, their slightly higher computational cost and marginal improvements in accuracy suggest that GRU is the most efficient choice for this application. Additionally, when trained with a reduced dataset, all models experienced a small increase in error.

Comparing the results with the complete data and those with the reduced data, it can be seen that with the reduced data, the model had greater difficulty learning the behavior of the real data. This difficulty is associated with the complexity of the behavior of the I-V curve. Therefore, it is possible to conclude that the diversity and density of the input data—especially in relation to irradiance and temperature—are essential for the neural network to be able to accurately capture the variations in the current.

The physical consistency of the models' I-V curves was assessed by extracting five key parameters from the single diode model (Equation (3)) for three scenarios: (a) a representative experimental measurement, (b) the reference condition at 900 W/m² and 25 °C, and (c) the model neural-predicted I-V curves under the same conditions. These parameters were obtained by fitting Equation (3) to both experimental and predicted curves using evolutionary algorithms. The extracted values are shown in Table 9 and compared across the three scenarios. Comparing the five parameters, the curve predicted by the GRU model had its results very close to the averaged data. Additionally, the parameters FF, V_{OC}, and P_{MPP} were extracted from the I-V curve predicted by the GRU model, and the results are presented in Figure 11. A decreasing trend in Figure 11a FF can be observed as temperature increases. This behavior is fully consistent with the behavior of photovoltaic devices. V_{OC} exhibits a linear behavior (Figure 11b), decreasing with increasing temperature, a well-

established phenomenon in semiconductor physics and essential for solar cell performance. As expected, P_{MPP} also demonstrates a clear decrease with increasing temperature.

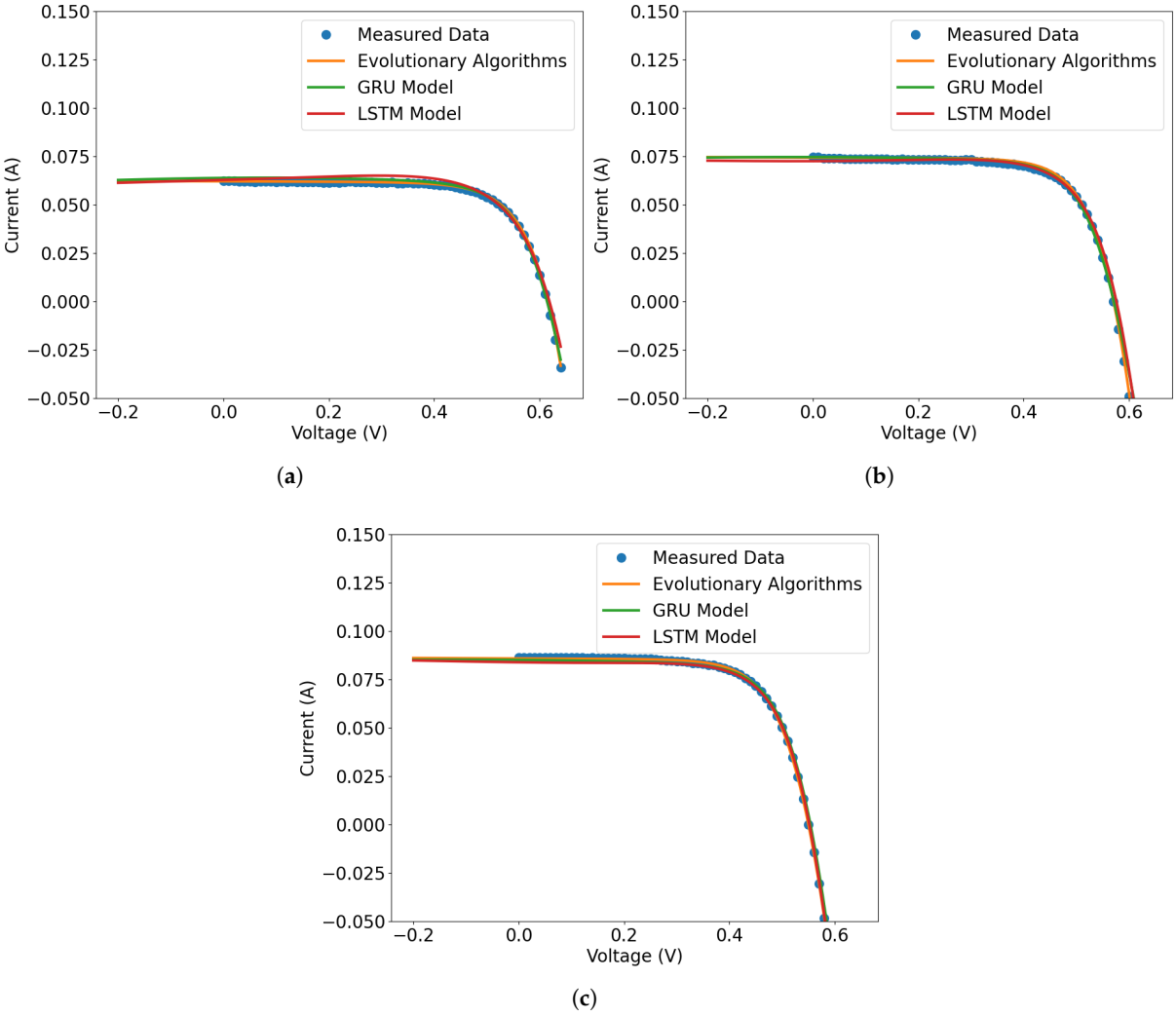


Figure 10. The forecasts made from the models for weaker datasets and measured data for 700, 800, and 900 W/m² at temperatures of 25, 45, and 55 °C. The predicted data in orange and green are the predictions for GRU and LSTM, respectively. Measured data are in blue. In (**a**), the plot is presented for the predictions of the 700 W/m² scenario at 25 °C. The GRU model presented predicted data very close to the measured data, and the behavior of the prediction curve is very close to the measured data. The graph for 800 W/m² at 45 °C and 900 W/m² at 55 °C scenarios are shown in (**b**,**c**), respectively. In these scenarios, the GRU model performed best, although all models produced forecast data very close to the measured data.

The values obtained for the n and R_S differ from those commonly reported in the literature for crystalline silicon solar cells, which typically present n in the range of 1.2–1.5 and R_S between 0.1 and 0.5 Ω [40,41]. In the present study, the n values were slightly higher (up to 2.03), while R_S was lower (0.04–0.09 Ω). This discrepancy can be attributed to factors such as the specific test conditions adopted (900 W/m² and 25 °C), the possible aging of the module used, and the particularities of the parameter extraction method, which combines measured data with a GRU-type recurrent neural network-based model. Furthermore, parameter extraction from I-V curves at irradiances below the standard condition (STC) can lead to adjustments in the n and R_S to compensate for variations in the photoelectric behavior of the cell. Similar results, with n greater than 2 and R_S less than 0.1 Ω, were

also reported in studies that apply optimization methodologies or neural networks [42–44], reinforcing the plausibility of the values obtained in this work.

Table 9. Five main parameters obtained by traditional methods 900 W/m² and 25 °C.

Parameters	Data Types	Measured Data	GRU Model
I_{ph}	0.09 A	0.087 A	0.087 A
I_0	1.01×10^{-5} A	6.18×10^{-7} A	4.40×10^{-7} A
n	1.64	2.03	1.949
R_s	0.04 Ω	0.04 Ω	0.09 Ω
R_{sh}	1270 Ω	919 Ω	903 Ω

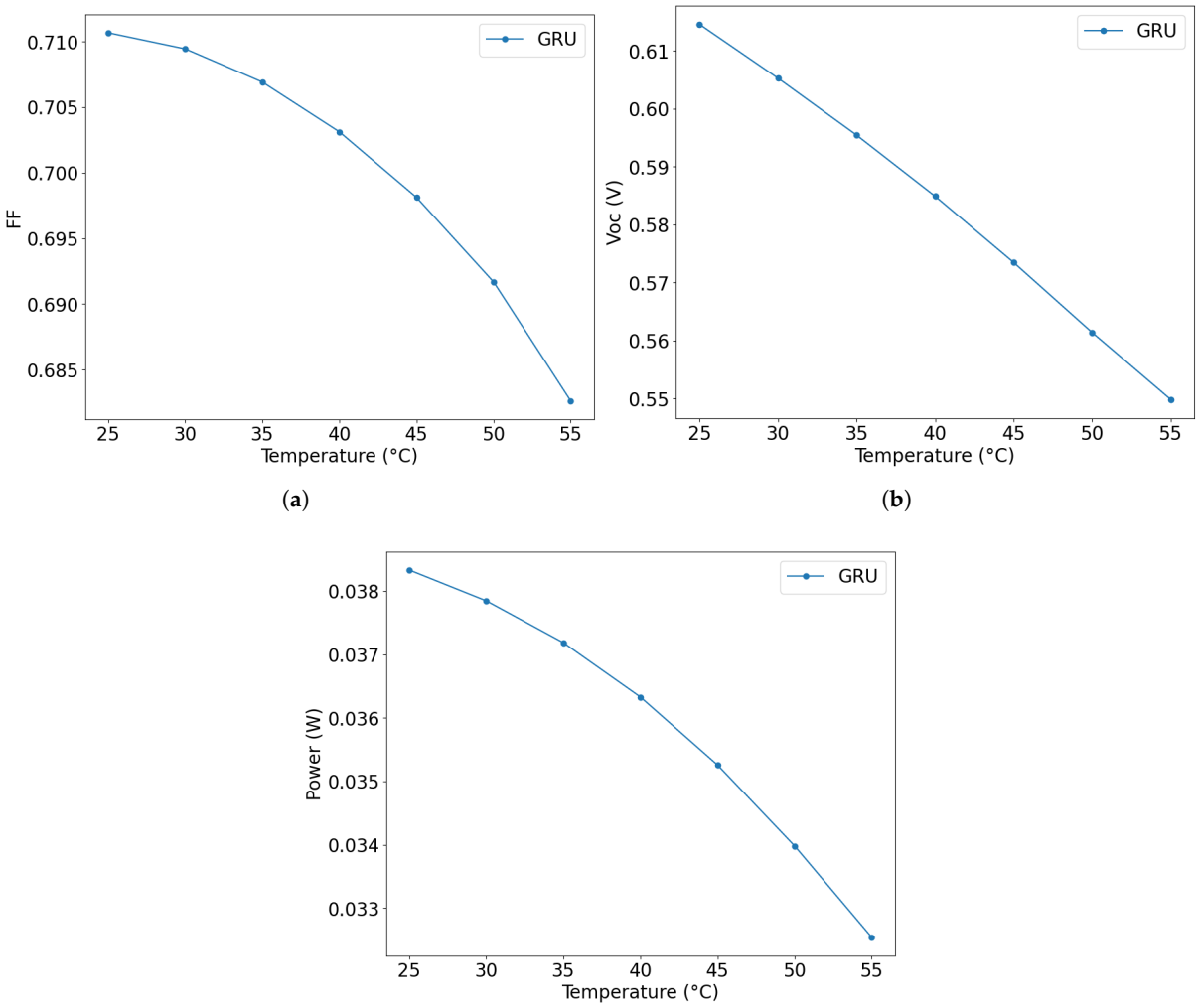


Figure 11. Graph of solar cell performance properties for 900 W/m² irradiance. In (**a**) is the variation in *FF* with temperature, as predicted by the GRU model. Note the decrease in *FF* with increasing temperature, in agreement with the expected physical behavior. In (**b**) is V_{OC} behavior as a function of temperature, obtained by the GRU model. The reduction in Voc with increasing temperature is consistent with solar cell physics. In (**c**) is P_{MPP} predicted by the GRU model as a function of temperature. The reduction in maximum power with increasing temperature is a physically expected result and reproduced by the model.

The GRU model (trained with complete data, as this presented the best results) was chosen to predict other scenarios and evaluate the behavior of solar energy cells. After predicting the I-V curve, the maximum power at a given temperature and irradiance was calculated using Equation (2); the results are shown in Figure 12. At each irradiance value,

the temperature values were varied, and the I-V curve was estimated. From the I-V curve, the maximum power value was determined, and the values are plotted on the graph.

The model learned the behavior of the I-V curve, allowing the simulation of unmeasured scenarios and the estimation of the maximum power delivered by the solar cell in these scenarios. Another characteristic that can be evaluated is the behavior of the solar cell with temperature variation. In the GRU solar cell model, increasing the irradiance will only be beneficial if the temperature of the solar cell is controlled, since the behavior of the power is closely related to temperature and irradiance, where increasing the irradiance increases the power, but increasing the temperature reduces the power. This behavior is according with observed in the literature [45,46].

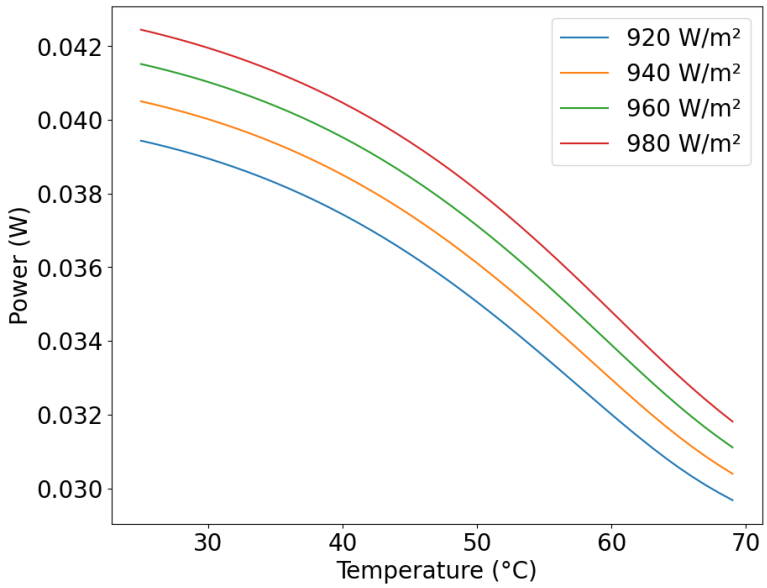


Figure 12. Power forecast for other scenarios irradiance (W/m^2) and of temperature range from 25 °C to 70 °C with step 1 °C.

4. Discussion

This study investigated a new method for predicting the I-V curve for a polycrystalline silicon solar cell. The proposed strategy uses recurrent neural networks (LSTM and GRU) as the bidirectional method for estimating the current value, with inputs of irradiance, temperature, and voltage. In this sense, the models performed well, given that the error measurement results (RMSE and MAE) were considered low in the validation data. Table 10 shows a comparison of the most commonly used methods for regression of the I-V curve. Compared to other methods, the present study had the best metric in RMSE, where the value for the GRU-based model had the lowest associated error value.

Table 10. Comparison between different regression methods of the I-V characteristic curve.

Method	RMSE	R^2
Random Forests-Based [47]	0.0091–0.2172	–
Regression Artificial Neural Network [48]	0.0130–0.0730	–
Mathematical model (Matlab/Simulink) [49]	0.1000–0.2600	0.9938–0.9625
Modified Taylor model [50]	0.0065–0.0156	–
Evolutionary algorithms [51]	0.0620–0.0720	0.9890–0.9992
Proposed method	0.0058–0.0173	0.9823–0.9848

4.1. Processing Time

A crucial point in using RNN is the processing time. Compared to the time to determine the I-V curves by solving Equation (3) using the evolutionary algorithm method, RNNs are more efficient. This study evaluated 350 I-V curves under different temperature and irradiance scenarios (five different irradiance and seven temperatures, with data collection performed ten times for each), with processing time exceeding 97 min. The time for training was 7 to 9 min (using the strategy to stop, the model does not improve accuracy), and after training, RNNs can predict these I-V curves in milliseconds.

There is another major advantage: considering the time required to obtain experimental data (characterization), trained models can estimate I-V curves simply by modifying the input variables, i.e., modifying the irradiance, temperature, and voltage values. Characterization requires more processing time and subsequent analysis.

4.2. Physical Properties

The efficiency and performance of solar cells are directly influenced by irradiance and temperature, as extensively documented in the literature [23]. Irradiance plays a crucial role, as it determines the amount of light energy converted into electricity. As illustrated in Figure 12, an increase in light intensity results in an increase in the cell's output power.

In contrast, cell temperature has an inversely proportional effect on efficiency, being one of the main limiting factors. The negative impact of temperature is most visible in the V_{OC} behavior, which decreases almost linearly with increasing temperature, as shown in Figure 11b. This voltage drop is attributed to the exponential increase in the reverse saturation current of the cell's diode [52].

Therefore, a solar cell's overall performance is the result of a complex balance between these two opposing effects. The ideal scenario for achieving maximum efficiency and power would be a combination of high irradiance and low temperature, such as that found on cold, sunny winter days, where the high current generated by light is not compromised by a heat-induced voltage drop.

5. Conclusions

The I-V characteristic curve of silicon solar cells provides access to various performance parameters, some of which are sensitive to temperature and illumination changes. While mathematical models may describe this curve well, the presence of transcendental variables makes their determination challenging. Neural networks offer an alternative approach to address this issue, which was the focus of this study.

To train these models, the I-V characteristic curves of polycrystalline silicon solar cells under different temperatures and lighting conditions were measured. Among the available neural network architectures, LSTM and GRU were selected. Model performance was evaluated using error metrics, with the GRU model achieving the best results: MAE = 2.813×10^{-3}, RMSE = 5.790×10^{-3}, and R^2 = 0.9844. The other models had similar performance, with only minor variations in error metrics.

In terms of computational cost, the GRU model had the shortest training time with the full dataset, completing in 7 min and 22 s. When training with a reduced dataset, error metrics increased slightly, but the models still described the measured data well, as shown in Figure 10. In this case, the LSTM model had the lowest computational cost, with a training time of 8 min and 15 s. The use of recurrent neural networks with bidirectional for modeling the I-V characteristic curve proved to be a robust approach, leading to low error metrics. While differences in accuracy were observed between models, they were minimal. Training with a reduced dataset led to higher errors but maintained good fitting quality while reducing the computational cost. Overall, LSTM and GRU models are reliable

approaches for modeling I-V curves. However, the GRU model demonstrated the best balance between accuracy and computational efficiency.

The GRU model was used to predict other scenarios, and the results were as expected for solar cells, another indication of the good performance of the model. With the predictions, it was possible to evaluate the performance of the solar cell, and the power of the solar cell is closely related to the temperature since the increase in the temperature of the surface of the solar cell reduces the power.

Evaluating the performance of the GRU and LSTM-based models, the accuracy was comparable to that of regression using the evolutionary algorithm of Equation (3). The I-V curves predicted by the artificial neural network models showed a notable overlap with those obtained by regression, as illustrated in Figures 9 and 10. However, the gain in computational time is a notable point. Training the GRU/LSTM models was completed in approximately 8 min, while determining the parameters of Equation (3) and estimating the curves for the scenarios studied took approximately 97 min. This time difference represents a substantial improvement in process efficiency.

In neural network training, one of the biggest challenges is finding the balance between learning enough from the data and not learning too much. This balance directly influences the model's ability to generalize to new data. A recurrent neural network model that has overfitted during training over-adjusts the network's weights to the training data, capturing not only the real patterns but also the noise and outliers. This causes the model to perform excellently on the data it has already seen, but to fail when dealing with new data. During this study, dropout techniques (during training, some neurons are chosen to be turned off randomly) and early stopping (stopping training when an improvement does not occur) were used as a way to mitigate the risk of overfitting. The presented results demonstrate high robustness. However, since the database is limited, the risk of generalization still persists.

The study was developed using experimental data from polycrystalline solar cells, and for this type of material, the model's accuracy can be considered good. However, as the I-V characteristic curves of other photovoltaic materials (thin-film and perovskite) were not present, the model's behavior with these materials cannot be determined. It is believed that with a dataset with several types of solar cells, it would be possible to develop a model capable of predicting the current for the I-V curve from the temperature, irradiance, and voltage data. If generalizability is confirmed, application to photovoltaic equipment would be possible.

Based on the study's findings and limitations, a natural next step is to expand the model's capabilities to be more broadly applicable. A promising avenue for future research involves training the model on a more diverse dataset that includes thin-film and perovskite solar cells. This would allow for a comprehensive evaluation of the model's performance across different photovoltaic technologies, moving beyond the current focus on polycrystalline cells.

Author Contributions: Conceptualization, R.R.C. and A.F.O.; methodology, R.R.C. and A.J.S.; software, R.R.C.; validation, R.M.R., A.F.O. and R.R.C.; formal analysis, R.M.R., A.F.O. and A.J.S.; investigation, A.J.S. and R.R.C.; resources, A.J.S.; data curation, A.J.S.; writing—original draft preparation, R.R.C.; writing—review and editing, R.M.R. and A.F.O.; visualization, R.R.C.; supervision, A.F.O.; project administration, R.M.R.; funding acquisition, R.M.R. and A.F.O. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research received no external funding.

Acknowledgments: The authors would like to thank the Fundação de Amparo à pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) and Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) for financial support.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflicts of interest.

Appendix A

Full information can be found here: https://github.com/rrchaves/Phd_Rodrigo.git/, accessed on 20 August 2025.

References

1. Ivanova, V.; Rozhentsova, N.; Dautov, R. The analysis of the technical condition of power plants when using renewable energy sources in the territory of the Russian Federation. In Proceedings of the 2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russia, 17–19 March 2022; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2022; pp. 1–5. [CrossRef]
2. Zhang, X.; Ding, T.; Mu, C.; Han, O.; Huang, Y.; Shahidehpour, M. Dual Stochastic Dual Dynamic Programming for Multi-Stage Economic Dispatch With Renewable Energy and Thermal Energy Storage. *IEEE Trans. Power Syst.* **2024**, *39*, 3725–3737. [CrossRef]
3. Kumar, R.; Saha, R.; Simic, V.; Dev, N.; Kumar, R.; Banga, H.K.; Bacanin, N.; Singh, S. Rooftop solar potential in micro, small, and medium size enterprises: An insight into renewable energy tapping by decision-making approach. *Sol. Energy* **2024**, *276*, 112692. [CrossRef]
4. Ahmed, M.M.R.; Mirsaeidi, S.; Koondhar, M.A.; Karami, N.; Tag-Eldin, E.M.; Ghamry, N.A.; El-Sehiemy, R.A.; Alaas, Z.M.; Mahariq, I.; Sharaf, A.M. Mitigating Uncertainty Problems of Renewable Energy Resources Through Efficient Integration of Hybrid Solar PV/Wind Systems Into Power Networks. *IEEE Access* **2024**, *12*, 30311–30328. [CrossRef]
5. Liu, X.; Su, H.; Huang, Z.; Lin, P.; Yin, T.; Sheng, X.; Chen, Y. Biomass-based phase change material gels demonstrating solar-thermal conversion and thermal energy storage for thermoelectric power generation and personal thermal management. *Sol. Energy* **2022**, *239*, 307–318. [CrossRef]
6. Mathivanan, V.; Ramabadran, R.; Nagappan, B.; Devarajan, Y. Assessment of photovoltaic powered flywheel energy storage system for power generation and conditioning. *Sol. Energy* **2023**, *264*, 112045. [CrossRef]
7. Shen, S.; Yuan, Y. The economics of renewable energy portfolio management in solar based microgrids: A comparative study of smart strategies in the market. *Sol. Energy* **2023**, *262*, 111864. [CrossRef]
8. Patil, M.; Sidramappa, A.; Shetty, S.K.; Hebbale, A.M. Experimental study of solar PV/T panel to increase the energy conversion efficiency by air cooling. *Mater. Today Proc.* **2023**, *92*, 309–313. [CrossRef]
9. Lin, P.; Cheng, S.; Yeh, W.; Chen, Z.; Wu, L. Parameters extraction of solar cell models using a modified simplified swarm optimization algorithm. *Sol. Energy* **2017**, *144*, 594–603. [CrossRef]
10. Hevisov, D.; Sporleder, K.; Turek, M. I-V-curve analysis using evolutionary algorithms: Hysteresis compensation in fast sun simulator measurements of HJT cells. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **2022**, *238*, 111628. [CrossRef]
11. Corrêa, H.P.; Vieira, F.H.T. Explicit three-piece quadratic model for accurate analytic representation of S-shaped solar cell current–voltage characteristics. *Sol. Energy* **2023**, *258*, 143–147. [CrossRef]
12. Piliougine, M.; Elizondo, D.; Mora-López, L.; Sidrach-De-Cardona, M. Photovoltaic module simulation by neural networks using solar spectral distribution. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* **2013**, *21*, 1222–1235. [CrossRef]
13. Green, M. *Solar Cells: Operating Principles, Technology, and System Applications*; Prentice-Hall: Englewood Cliffs, NJ, USA, 1982.
14. Messenger, R.A.; Abtahi, A. *Photovoltaic Systems Engineering*; CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2018. [CrossRef]
15. Campanelli, M.B.; Osterwald, C.R. Effective irradiance ratios to improve I-V curve measurements and diode modeling over a range of temperature and spectral and total irradiance. *IEEE J. Photovolt.* **2016**, *6*, 48–55. [CrossRef]
16. Romero, H.F.M.; Hernández-Callejo, L.; Ángel González Rebollo, M.; Cardeñoso-Payo, V.; Gómez, V.A.; Aragonés, J.I.M.; Moyo, R.T. Optimized estimator of the output power of PV cells using EL images and I-V curves. *Sol. Energy* **2023**, *265*, 112089. [CrossRef]
17. Duran, E.; Piliougine, M.; Sidrach-De-Cardona, M.; Galan, J.; Andujar, J.M. Different methods to obtain the I-V curve of PV modules: A review. In Proceedings of the Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, CA, USA, 11–16 May 2008. [CrossRef]
18. Fébba, D.; Bortoni, E.; Oliveira, A.; Rubinger, R. The effects of noises on metaheuristic algorithms applied to the PV parameter extraction problem. *Sol. Energy* **2020**, *201*, 420–436. [CrossRef]
19. Ismail, H.A.; Diab, A.A. An efficient, fast, and robust algorithm for single diode model parameters estimation of photovoltaic solar cells. *IET Renew. Power Gener.* **2024**, *18*, 863–874. [CrossRef]

20. Deotti, L.M.P.; da Silva, I.C. A survey on the parameter extraction problem of the photovoltaic single diode model from a current–voltage curve. *Sol. Energy* **2023**, *263*, 111930. [CrossRef]
21. Abdulrazzaq, A.K.; Bognár, G.; Plesz, B. Enhanced single-diode model parameter extraction method for photovoltaic cells and modules based on integrating genetic algorithm, particle swarm optimization, and comparative objective functions. *J. Comput. Electron.* **2025**, *24*, 44. [CrossRef]
22. Seapan, M.; Hishikawa, Y.; Yoshita, M.; Okajima, K. Temperature and irradiance dependences of the current and voltage at maximum power of crystalline silicon PV devices. *Sol. Energy* **2020**, *204*, 459–465. [CrossRef]
23. Marion, B. A method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor conditions. *Prog. Photovoltaics: Res. Appl.* **2002**, *10*, 205–214. [CrossRef]
24. Liu, Y.; Ding, K.; Zhang, J.; Lin, Y.; Yang, Z.; Chen, X.; Li, Y.; Chen, X. Intelligent fault diagnosis of photovoltaic array based on variable predictive models and I-V curves. *Sol. Energy* **2022**, *237*, 340–351. [CrossRef]
25. Mellit, A.; Sağlam, S.; Kalogirou, S.A. Artificial neural network-based model for estimating the produced power ofaphotovoltaic module. *Renew. Energy* **2013**, *60*, 71–78. [CrossRef]
26. Zhou, Y.; Chen, Z.; Jing, J.; Ma, L.; Feng, C.; Hou, J.; Xu, L.; Sun, M. Study on the mechanism of mismatched changes in photopotential and photocurrent at different temperatures and their impact on the photoinduced cathodic protection performance of ZnO. *J. Alloys Compd.* **2025**, *1010*, 177319. [CrossRef]
27. Giebink, N.C.; Wiederrecht, G.P.; Wasielewski, M.R.; Forrest, S.R. Ideal diode equation for organic heterojunctions. I. Derivation and application. *Phys. Rev. B—Condensed Matter Mater. Phys.* **2010**, *82*, 155305. [CrossRef]
28. Barbato, M.; Meneghini, M.; Cester, A.; Mura, G.; Zanoni, E.; Meneghesso, G. Influence of shunt resistance on the performance of an illuminated string of solar cells: Theory, simulation, and experimental analysis. *IEEE Trans. Device Mater. Reliab.* **2014**, *14*, 942–950. [CrossRef]
29. Wang, J; Chankong, V. Recurrent Neural Networks For Linear Programming: Analysis And Design Principles. *Comput. Oper. Res.* **1992**, *19*, 297–311. [CrossRef]
30. Sarker, I.H. Deep Learning: A Comprehensive Overview on Techniques, Taxonomy, Applications and Research Directions. *SN Comput. Sci.* **2021**, *2*, 420. [CrossRef] [PubMed]
31. Rajagukguk, R.A.; Ramadhan, R.A.; Lee, H.J. A review on deep learning models for forecasting time series data of solar irradiance and photovoltaic power. *Energies* **2020**, *13*, 6623. [CrossRef]
32. Srivastava, S.; Lessmann, S. A comparative study of LSTM neural networks in forecasting day-ahead global horizontal irradiance with satellite data. *Sol. Energy* **2018**, *162*, 232–247. [CrossRef]
33. Hochreiter, S.; Schmidhuber, J. Long Short-Term Memory. *Neural Comput.* **1997**, *9*, 1735–1780. [CrossRef]
34. Raman, R.; Kumar, V.; Pillai, B.G.; Rabadiya, D.; Divekar, R.; Vachharajani, H. Forecasting Bitcoin Value with Hybrid LSTM-GRU Neural Networks. In Proceedings of the 2nd IEEE International Conference on Data Science and Information System, ICDSIS 2024, Hassan, India, 17–18 May 2024; Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.: Piscataway, NJ, USA, 2024. [CrossRef]
35. Chung, J.; Gulcehre, C.; Cho, K.; Bengio, Y. Empirical Evaluation of Gated Recurrent Neural Networks on Sequence Modeling. *arXiv* **2014**, arXiv:1412.3555. [CrossRef]
36. Song, H.; Liu, X.; Song, M. Comparative study of data-driven and model-driven approaches in prediction of nuclear power plants operating parameters. *Appl. Energy* **2023**, *341*, 121077. [CrossRef]
37. Han, S.; Meng, Z.; Zhang, X.; Yan, Y. Hybrid deep recurrent neural networks for noise reduction of mems-imu with static and dynamic conditions. *Micromachines* **2021**, *12*, 214. [CrossRef] [PubMed]
38. Kingma, D.P.; Ba, J. Adam: A Method for Stochastic Optimization. *arXiv* **2014**, arXiv:1412.6980. [CrossRef]
39. Ramachandran, P.; Zoph, B.; Le, Q.V. Searching for Activation Functions. *arXiv* **2017**, arXiv:1710.05941. [CrossRef]
40. Sharma, A.; Sharma, A.; Averbukh, M.; Jately, V.; Azzopardi, B. An effective method for parameter estimation of a solar cell. *Electronics* **2021**, *10*, 312. [CrossRef]
41. Ćalasan, M.; Vujošević, S.; Krunić, G. Towards enhanced photovoltaic Modeling: New single diode Model variants with nonlinear ideality factor dependence. *Eng. Sci. Technol. Int. J.* **2025**, *65*, 102037. [CrossRef]
42. Sabadus, A.; Paulescu, M. On the nature of the one-diode solar cell model parameters. *Energies* **2021**, *14*, 3974. [CrossRef]
43. Almansuri, M.A.K.; Yusupov, Z.; Rahebi, J.; Ghadami, R. Parameter Estimation of PV Solar Cells and Modules Using Deep Learning-Based White Shark Optimizer Algorithm. *Symmetry* **2025**, *17*, 533. [CrossRef]
44. Cárdenas-Bravo, C.; Barraza, R.; Sánchez-Squella, A.; Valdivia-Lefort, P.; Castillo-Burns, F. Estimation of single-diode photovoltaic model using the differential evolution algorithm with adaptive boundaries. *Energies* **2021**, *14*, 3925. [CrossRef]
45. Amelia, A.R.; Irwan, Y.M.; Leow, W.Z.; Irwanto, M.; Safwati, I.; Zhafarina, M. Investigation of the effect temperature on photovoltaic (PV) panel output performance. *Int. J. Adv. Sci. Eng. Inf. Technol.* **2016**, *6*, 682–688. [CrossRef]
46. Al–bashir, A.; Al-Dweri, M.; Al–ghandoor, A.; Hammad, B.; Al–kouz, W. Analysis of effects of solar irradiance, cell temperature and wind speed on photovoltaic systems performance. *Int. J. Energy Econ. Policy* **2020**, *10*, 353–359. [CrossRef]

47. Ibrahim, I.A.; Hossain, M.J.; Duck, B.C. An Optimized Offline Random Forests-Based Model for Ultra-Short-Term Prediction of PV Characteristics. *IEEE Trans. Ind. Inform.* **2020**, *16*, 202–214. [CrossRef]
48. Khatib, T.; Ghareeb, A.; Tamimi, M.; Jaber, M.; Jaradat, S. A new offline method for extracting I-V characteristic curve for photovoltaic modules using artificial neural networks. *Sol. Energy* **2018**, *173*, 462–469. [CrossRef]
49. Jenkal, S.; Kourchi, M.; Yousfi, D.; Benlarabi, A.; Elhafyani, M.L.; Ajaamoum, M.; Oubella, M. Development of a photovoltaic characteristics generator based on mathematical models for four PV panel technologies. *Int. J. Electr. Comput. Eng. (IJECE)* **2020**, *10*, 6101. [CrossRef]
50. Lun, S.-x.; Du, C.-j.; Guo, T.-t.; Wang, S.; Sang, J.-s.; Li, J.-p. A new explicit I-V model of a solar cell based on Taylor's series expansion. *Sol. Energy* **2013**, *94*, 221–232. [CrossRef]
51. Muhsen, D.H.; Ghazali, A.B.; Khatib, T.; Abed, I.A. A comparative study of evolutionary algorithms and adapting control parameters for estimating the parameters of a single-diode photovoltaic module's model. *Renew. Energy* **2016**, *96*, 377–389. [CrossRef]
52. Ghani, F.; Rosengarten, G.; Duke, M.; Carson, J.K. On the influence of temperature on crystalline silicon solar cell characterisation parameters. *Sol. Energy* **2015**, *112*, 437–445. [CrossRef]

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

Journal of Renewable and Sustainable Energy

RESEARCH ARTICLE | SEPTEMBER 19 2025

Parametric evaluation of CdTe, CIGS, HIT, and mSi solar modules as a function of temperature and irradiance variation

Alessandro J. da Silva ; Adimar F. Oliveira ; Rero M. Rubinger

Check for updates

J. Renewable Sustainable Energy 17, 053503 (2025)
https://doi.org/10.1063/5.0289606

View Online
Export Citation

21 October 2025 20:53:43

AIP Publishing
Special Topics Open for Submissions
Learn More

AIP Publishing

Journal of Renewable and Sustainable Energy ARTICLE pubs.aip.org/aip/rse

Parametric evaluation of CdTe, CIGS, HIT, and mSi solar modules as a function of temperature and irradiance variation

Cite as: J. Renewable Sustainable Energy **17**, 053503 (2025); doi: 10.1063/5.0289606
Submitted: 8 July 2025 · Accepted: 5 September 2025 ·
Published Online: 19 September 2025

View Online Export Citation CrossMark

Alessandro J. da Silva,[1,a)] Adimar F. Oliveira,[1] and Rero M. Rubinger[2]

AFFILIATIONS

[1]Institute of Physics and Chemistry, Federal University of Itajubá, Itajubá, Minas Gerais 37500-903, Brazil
[2]Institute of Pure and Applied Sciences, Federal University of Itajubá, Itabira, Minas Gerais 35903-087, Brazil

[a)]Author to whom correspondence should be addressed: mat.ajsilva.aj@gmail.com

ABSTRACT

Photovoltaic (PV) module performance is strongly influenced by temperature and irradiance, and the general trends of efficiency reduction with increasing temperature and enhancement with higher irradiance are well established in the literature. In this work, we focus not on reconfirming these known qualitative behaviors, but on providing a high-accuracy quantitative characterization of cadmium telluride, copper indium gallium selenide, heterojunction with intrinsic thin layer, and monocrystalline silicon modules by means of the Self-Adaptive Differential Evolution algorithm applied to National Renewable Energy Laboratory current–voltage (I–V) datasets. The novelty of our contribution lies in extracting precise temperature and irradiance coefficients for the main single-diode model parameters (I_{ph}, I_0, n, R_s, R_{sh}), thus enabling reliable modeling and comparison of the four technologies under varying operating conditions. The results are summarized in a comprehensive parametric response matrix table, which provides benchmark coefficients for use in PV system modeling, performance prediction, and technology evaluation. These findings enhance the accuracy of PV simulations and provide a practical reference for researchers and engineers working on the design and optimization of photovoltaic systems.

Published under an exclusive license by AIP Publishing. https://doi.org/10.1063/5.0289606

21 October 2025 20:53:43

I. INTRODUCTION

The global deployment of photovoltaic (PV) technologies has increased rapidly over the past decades, driven by the need for sustainable energy generation and the declining costs of solar modules.[1,2] PV module performance is highly dependent on operating conditions, particularly temperature and irradiance, which strongly influence power output and efficiency. Previous studies have consistently demonstrated that higher cell temperatures generally reduce module efficiency, whereas increased irradiance improves energy yield.[3,4] These trends are now well established and represent a consensus in the PV research community.

Recent studies have focused on performance prediction models and thermal behavior of PV systems, highlighting the continued importance of accurate modeling under varying environmental conditions.[5,6]

However, despite the existence of many works addressing the temperature and irradiance dependence of PV modules, most studies provide only qualitative confirmations or rely on manufacturer data with limited accuracy. For design and modeling purpose, a quantitative and reliable parameterization of PV technologies is still required. In particular, detailed coefficients describing the variation of single-diode model (SDM) parameters with operating conditions remain scarce in the literature.

In this study, we apply the Self-Adaptive Differential Evolution (SADE) algorithm to extract model parameters of four representative PV technologies—CdTe, CIGS, HIT, and mSi—from high-quality I–V curve datasets provided by the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The SADE algorithm ensures accurate and robust parameter extraction across a wide range of temperature and irradiance conditions.

The main contribution of this work is not to reconfirm known qualitative behaviors, but to provide a precise quantitative characterization of these four PV technologies. Specifically, we present a comprehensive parametric response matrix table, reporting the temperature and irradiance coefficients of the key single-diode parameters (I_{ph}, I_0, n, R_s, R_{sh}). This benchmark dataset supports accurate PV system modeling, performance prediction, and comparative technology assessment, thus offering practical value to researchers and engineers in the renewable energy field.

Published under an exclusive license by AIP Publishing

A. Single-diode model and parameter extraction

The single-diode model (SDM) is one of the most widely adopted approaches for representing the electrical behavior of photovoltaic devices. Figure 1 illustrates the equivalent circuit of the SDM, which consists of a current source in parallel with a diode, a shunt resistance, and a series resistance. The governing equation is given by

$$I = I_{ph} - I_0\left(\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_t}\right) - 1\right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}. \quad (1)$$

In this work, the electrical parameters of CdTe, CIGS, HIT, and mSi modules were extracted using the single-diode model (SDM) combined with the SADE algorithm. The rationale for this choice is presented in Sec. III.

II. THE RELEVANCE OF USING DATASET DATA FROM SOLAR MODULES

In Ref. 7, real measurements from 105 polycrystalline silicon modules were used. These data enable a deeper understanding of manufacturing tolerances, allow accurate modeling of mismatch effects between modules, and help assess whether techniques such as additional sorting have a significant impact. Without this information, simulations and diagnostics become inaccurate, compromising the efficiency of photovoltaic systems.

According to Sun *et al.*,[8] the millions of photovoltaic modules deployed in the field can serve as a global testbed, enabling the interpretation of routinely collected maximum power point (MPP) time-series data to assess the time-dependent "health" of solar modules.

Li *et al.*[9] emphasize the importance of using real operational data (string voltage and current) combined with environmental variables (irradiance and temperature) to accurately and continuously determine I–V curve parameters and evaluate degradation in photovoltaic systems.

Aly *et al.*[10] investigate the use of real-world I–V curve data to improve parameter extraction for the single-diode model. The adoption of empirical data enables continuous monitoring of electrical behavior and the detection of potential degradation by analyzing variations in key parameters, including the series resistance (R_S), shunt resistance (R_{sh}), and reverse saturation current (I_o).

Londoño *et al.*[11] collected ten months of outdoor operational data—including current–voltage (I–V) curves, irradiance, ambient temperature, and surface temperature—in Medellín, Colombia, for three distinct photovoltaic technologies (HIT, m-Si, and CIGS). Their study demonstrates that field-acquired I–V curves, measured with properly calibrated equipment, are critically important for (i) obtaining representative performance measurements under real-world conditions, (ii) calibrating and validating simulation models, and (iii) reliably assessing degradation and efficiency across solar technologies.

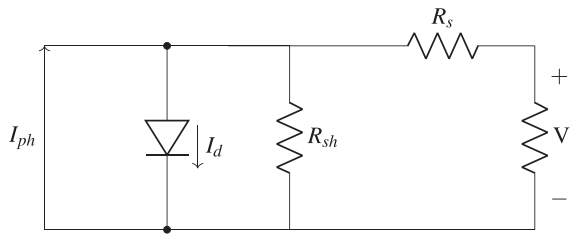


FIG. 1. Modified single-diode model.

Tracy *et al.*[12] highlight how datasets enable quantitative inputs for refining molecular degradation models, validating these models with robust laboratory and field data, and ultimately improving the predictive characterization of solar cell and photovoltaic module durability.

According to Meena *et al.*,[13] comprehensive datasets allow precise characterization of failure progression under controlled conditions. Large-scale datasets—such as CWRU (Case Western Reserve University) or ELPV (Electroluminescence Photovoltaic Dataset)—which include thousands of electroluminescence (EL) images paired with I–V curves, facilitate the training of machine learning and deep learning models for automated classification of structurally critical defects.

Julein *et al.*[14] emphasize the role of datasets in characterizing failure modes and degradation in photovoltaic modules, particularly in polyethylene terephthalate (PET) films. Their work focuses on (i) quantifying interfacial and cohesive degradation processes, (ii) understanding specific molecular mechanisms (UV-induced, hydrolysis, oxidation) (iii) comparing material formulations to design more durable alternatives, and (iv) predicting lifetime performance to guide module improvements.

Given the above, it becomes evident that the use of data from experimental datasets plays a fundamental role in the precise and comprehensive characterization of photovoltaic cells and modules. These data not only enable the reliable extraction of essential electrical parameters but also allow for the identification and quantification of non-idealities. Furthermore, experimental datasets facilitate the development and validation of predictive models and artificial intelligence algorithms aimed at the diagnosis and monitoring of photovoltaic module integrity, contributing to more accurate, generalizable, and reproducible analyses.

III. METHODOLOGY

A. Single-diode model

In this study, SDM was selected for the parameter extraction of CdTe, CIGS, HIT, and mSi photovoltaic modules. The SDM offers an appropriate balance between computational efficiency and physical accuracy, making it one of the most widely used models in photovoltaic research and industry applications.[15,16]

Although more complex approaches such as the two-diode model can capture additional recombination effects, they also introduce higher computational costs and possible parameter redundancy, which can hinder convergence in optimization algorithms. Considering that the primary objective of this work is to provide a reliable quantitative characterization of the influence of temperature and irradiance on key electrical parameters, the SDM was deemed the most suitable framework.

Moreover, the technologies under investigation (CdTe, CIGS, HIT, and mSi) have been extensively validated using the single-diode model under varying environmental conditions.[17,18] This ensures consistency with the current body of literature while enabling accurate and reproducible parameter estimation. The adoption of the SDM, combined with the Self-Adaptive Differential Evolution (SADE) algorithm, guarantees both robustness and high fidelity in modeling the current–voltage (I–V) characteristics.

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

B. Data used

The data used in this research were collected in the city of Cocoa, Florida, United States, and are publicly available through the *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). To ensure consistency and accuracy of the measurements, standardized and properly calibrated equipment was employed.

The information is organized in CSV (Comma-Separated Values) files, facilitating both statistical analysis and import into various data processing software. Each file contains the following parameters: date and time of measurement, solar irradiance (W/m^2), back-surface temperature of the module (°C), and the corresponding I–V curves of the photovoltaic modules.

The study adopted a reference temperature of 25 °C to evaluate performance under 30 distinct irradiance levels, ranging from 50 to 1150 W/m^2. Additionally, a fixed irradiance of 1000 W/m^2 was used to analyze 20 different thermal conditions within the range of 25–55 °C.

For each experimental condition, five representative current–voltage (I–V) curves were selected, covering both irradiance and temperature points. This selection was made from a total dataset of 38 000 available I–V curves for each analyzed technology, ensuring statistically robust sampling. The study includes four distinct photovoltaic technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi.

C. Parameter extraction

The parameter estimation for the single-diode photovoltaic cell model is formulated as an optimization problem. The objective function typically used for this purpose is the normalized root mean square error (RMSE),[19] defined by

$$\mathrm{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N} (I_{i,\exp} - I_{i,\mathrm{est}})^2}{N}}, \tag{2}$$

where $I_{i,\exp}$ is the experimentally measured current of the photovoltaic cell, $I_{i,\mathrm{est}}$ is the estimated current, and N is the number of data points in the I–V curve. The estimated current $I_{i,\mathrm{est}}$ is given by

$$I_{i,\mathrm{est}} = I_{ph} - I_0\left[\exp\left(\frac{q(V_{i,\exp} + I_{i,\exp}R_s)}{nkT}\right) - 1\right] - \frac{V_{i,\exp} + I_{i,\exp}R_s}{R_{sh}}, \tag{3}$$

where q is the elementary charge, K is the Boltzmann constant, and T is the temperature in Kelvin. The optimization aims to minimize the RMSE by adjusting the parameters $(I_{ph}, I_0, n, R_s, R_{sh})$.

To prevent the optimization process from converging to local minima, an improved Self-Adaptive Differential Evolution (SADE) approach was implemented. The improvements include:

- A modified penalty function to ensure parameter constraints are strictly enforced.
- A population control mechanism that enhances diversity by perturbing parameters in a controlled manner.
- A visual monitoring system where the algorithm plots the intermediate fitting results during execution.

To avoid physically inconsistent values, constraints are applied to the parameter search space. The ranges for each parameter are based on the observed short-circuit current and typical values found in the literature. These intervals are presented in Table I.

The optimization process is carried out using the Self-Adaptive Differential Evolution (SADE) algorithm, a metaheuristic method derived from Differential Evolution (DE) Storn.[20,21] SADE is designed to automatically adjust its control parameters, enhancing both convergence efficiency and optimization robustness.

The SADE algorithm follows the main steps outlined below:

Initialization: The initial population is randomly generated within predefined parameter bounds (Table I), as described by Eq. (4). Each individual in the population represents a candidate solution to the optimization problem. The population size is typically set to 200, and the number of parameters to be optimized is 5, corresponding to I_{ph}, I_0, n, R_s, and R_{sh}.

$$P_{i,j}^{G=1} = P_L^{G=1} + R_{i,j}(0,1)\left(P_U^{G=1} - P_L^{G=1}\right), \tag{4}$$

where $R_{i,j}(0,1)$ is a uniformly distributed random number between 0 and 1, and P_L, P_U are the lower and upper bounds of the parameters, respectively.

Mutation: A donor vector is created for each individual in the population using

$$D_i^G = P_i^G + F\left(P_{\mathrm{best}}^G - P_i^G\right) + F\left(P_{r1}^G - P_{r2}^G\right), \tag{5}$$

where P_{best}^G is the best-performing individual, and P_{r1}^G, P_{r2}^G are two randomly selected individuals. The scaling factor F is dynamically adjusted according to

$$F_i^{G+1} = \begin{cases} F_l + R_1 \cdot F_u, & \text{if } R_2 < \tau_1, \\ F_i^G, & \text{otherwise.} \end{cases} \tag{6}$$

Crossover: The donor vector D_i^G is combined with the current individual P_i^G to create a trial vector T_i^G:

$$T_{i,j}^G = \begin{cases} D_{i,j}, \text{ if } R(0,1)j \le CR & \text{or } j = jR, \\ P_{i,j}^G, & \text{otherwise.} \end{cases} \tag{7}$$

The crossover rate CR is adjusted dynamically by

$$CR_i^{G+1} = \begin{cases} R_3, & \text{if } R_4 < \tau_2, \\ CR_i^G, & \text{otherwise.} \end{cases} \tag{8}$$

Selection: The trial vector T_i^G is evaluated using the RMSE. If T_i^G yields a lower RMSE than P_i^G, it replaces P_i^G.

Graphical monitoring: Every 50 generations, the best-fitting I–V curve is plotted against the experimental data.

TABLE I. Search interval for each parameter.

Irradiance defined from 50 to 900 W/m^2					
Temperature defined from 30 to 55 °C					
	I_{ph} (A)	I_{o}(A)	n	R_{s}(Ω)	R_{sh}(Ω)
Minimum	0	0	1	0.1	0
Maximum	6.0	0.1	300.0	50.0	6000.0

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

Termination: The optimization repeats until convergence or a maximum number of generations is reached. The algorithm is executed 10 times to assess robustness.

To determine the minimum RMSE value for each I–V curve, mutation and recombination values were tested within the range of 0–1, in increments of 0.1, resulting in 50 distinct optimization routines per curve. Given that five I–V curves were obtained for each temperature and lighting condition, and four different technologies were analyzed, the total number of optimization runs reached 50 000. The entire process is summarized in Fig. 2.

D. Model analysis

To evaluate the results of both linear and nonlinear parameter fitting, which involve parameters with vastly different scales, an appropriate error metric will be employed: the mean absolute percentage error (MAPE). This metric is scale-independent and offers a straightforward interpretation,[22,23] being defined by

$$\mathrm{MAPE}(\%) = \frac{100}{N}\sum_{i=1}^{N}\left|\frac{P_{i,\,\mathrm{exp}} - P_{i,\mathrm{est}}}{P_{i,\,\mathrm{exp}}}\right|. \tag{9}$$

MAPE is expressed as a percentage, which facilitates a more intuitive interpretation.

IV. RESULTS AND DISCUSSION

After completing the 50 000 optimization routines, the optimal RMSE values ranged from a minimum of 1.1×10^{-3} to a maximum of 6.5×10^{-3}. Figure 3 illustrates the fitting between the experimental data and the estimated values obtained through the SADE optimization for 20 different temperature levels under an irradiance of 1000 W/m^2. Figure 4, in turn, presents the fittings for 30 different irradiance levels at a fixed temperature of 25 °C.

Figure 5 presents the average uncertainty values obtained for the temperature range between 30 °C and 55 °C, under a fixed irradiance of 1000 W/m^2, comparing the extracted and estimated points.

Figure 6 shows the average uncertainty values obtained for the irradiance variation between 50 and 1150 W/m^2, under a fixed temperature of 25 °C, comparing the extracted and estimated parameters.

A. Dependence of single-diode model parameters on temperature and irradiance

Figures 7–11 illustrate the behavior of all parameters for a fixed irradiance of 1000 W/m^2, with temperature varying from 25 to 55 °C, and for a fixed temperature of 25 °C, with irradiance varying from 50 to 1150 W/m^2.

Also presented are the average uncertainties and the MAPE for each technology investigated in this work, calculated using the formula $\frac{\sigma}{\sqrt{N}}$, where σ is the standard deviation and $N = 50$ is the number of parameters extracted at each temperature and irradiance condition.

Figure 7 presents the behavior of the photogeneration current parameter (I_{ph}), which exhibits a linear response to changes in temperature [Fig. 7(a)] and irradiance [Fig. 7(b)]. The average slopes for each technology are also detailed within the figure's captions.

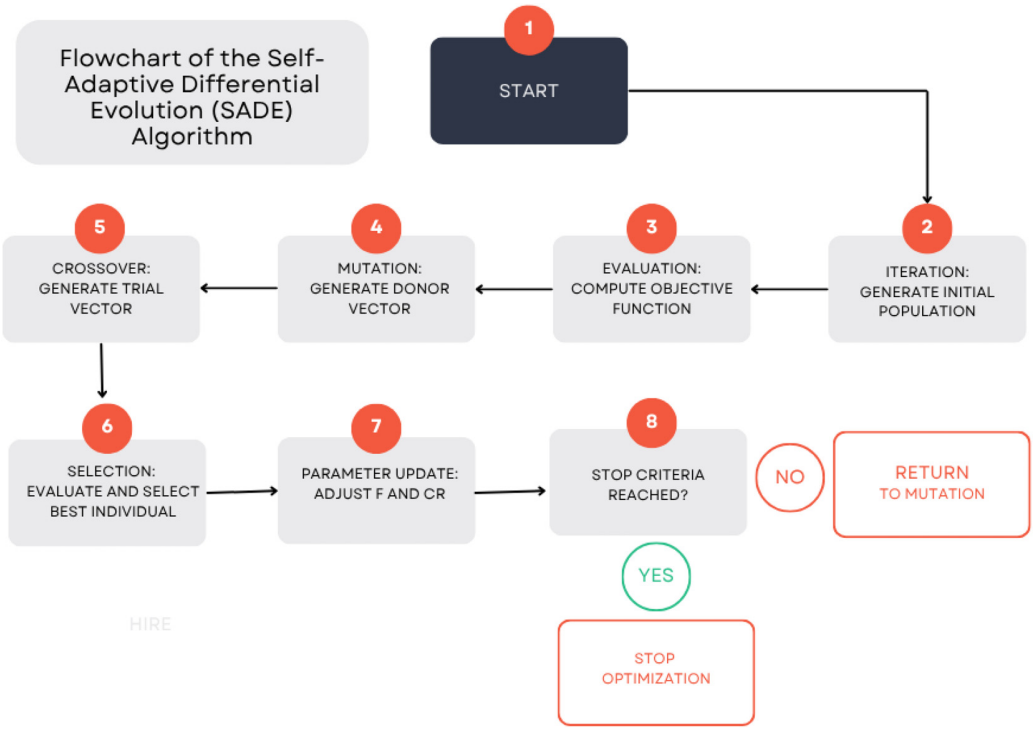
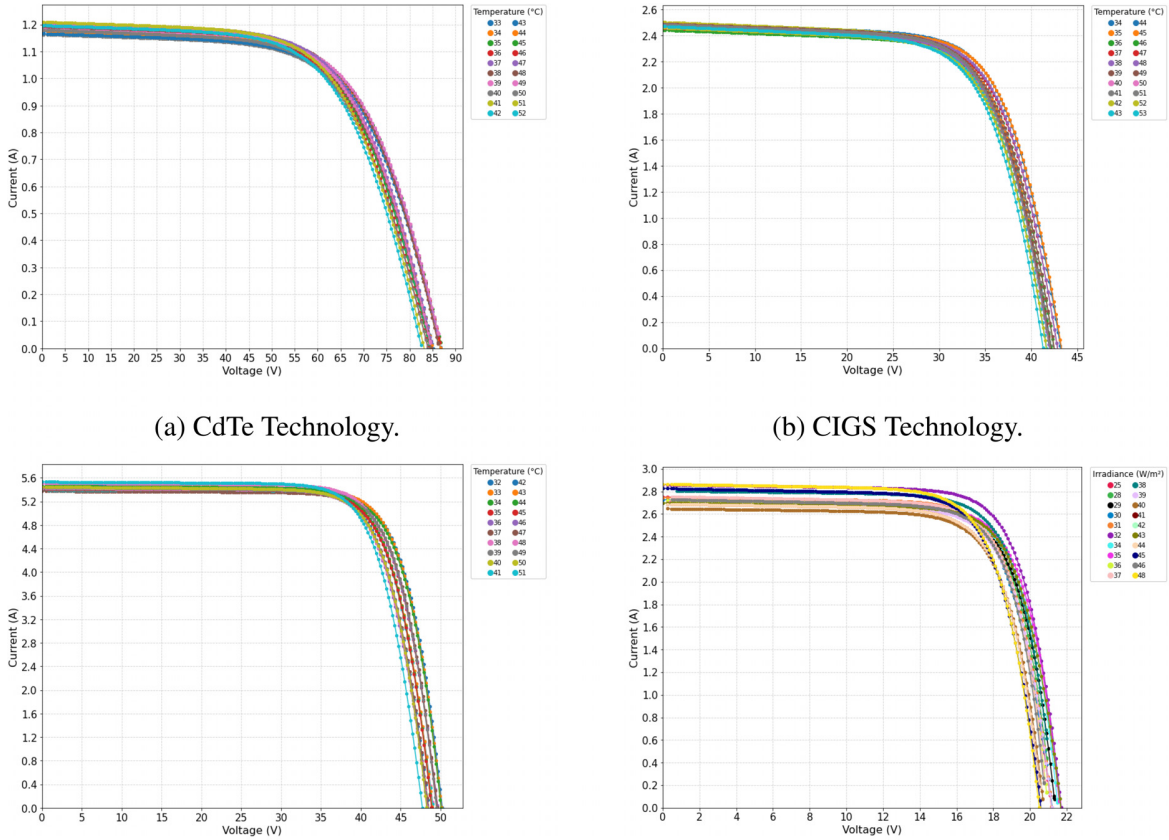


FIG. 2. Flowchart summarizing the SADE algorithm steps, including dynamic parameter adjustment and real-time monitoring.

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



(a) CdTe Technology.

(b) CIGS Technology.

(c) HIT Technology.

(d) mSi Technology.

FIG. 3. Experimental I–V curves (dots) and estimated curves (lines) for (a) CdTe, (b) CIGS, (c) HIT, and (d) mSi technologies, corresponding to the first of five sequential measurements obtained for each temperature condition under a fixed irradiance of 1000 W/m^2.

The photocurrent (I_{ph}) exhibited a slight linear increase with rising temperature for the CdTe, HIT, and mSi technologies, consistent with findings reported in.[24–29] This behavior is attributed to the increase in photogenerated carrier density at higher temperatures due to bandgap narrowing, a characteristic phenomenon in semiconductor materials. There is also an increase in internal carrier recombination rates,[30–34] resulting in only a slight variation of I_{ph} with temperature. For the CIGS technology, a mild linear decreasing trend was observed, similar to results in Ref. 35. This negative trend is attributed to thermally induced defect formation, which adversely affects photocurrent generation.[36]

Comparing the results across the four technologies, CdTe, HIT, and mSi exhibit a slightly increasing photocurrent with temperature, indicating good thermal stability of these materials in terms of current generation under illumination. Among them, HIT technology shows the highest absolute values of I_{ph}, consistent with its high photovoltaic performance. In contrast, CIGS technology exhibits an opposite trend with a slight decrease in photocurrent as temperature rises, highlighting a higher thermal sensitivity in CIGS devices and suggesting that temperature-related defects negatively impact their efficiency under hotter operating conditions.

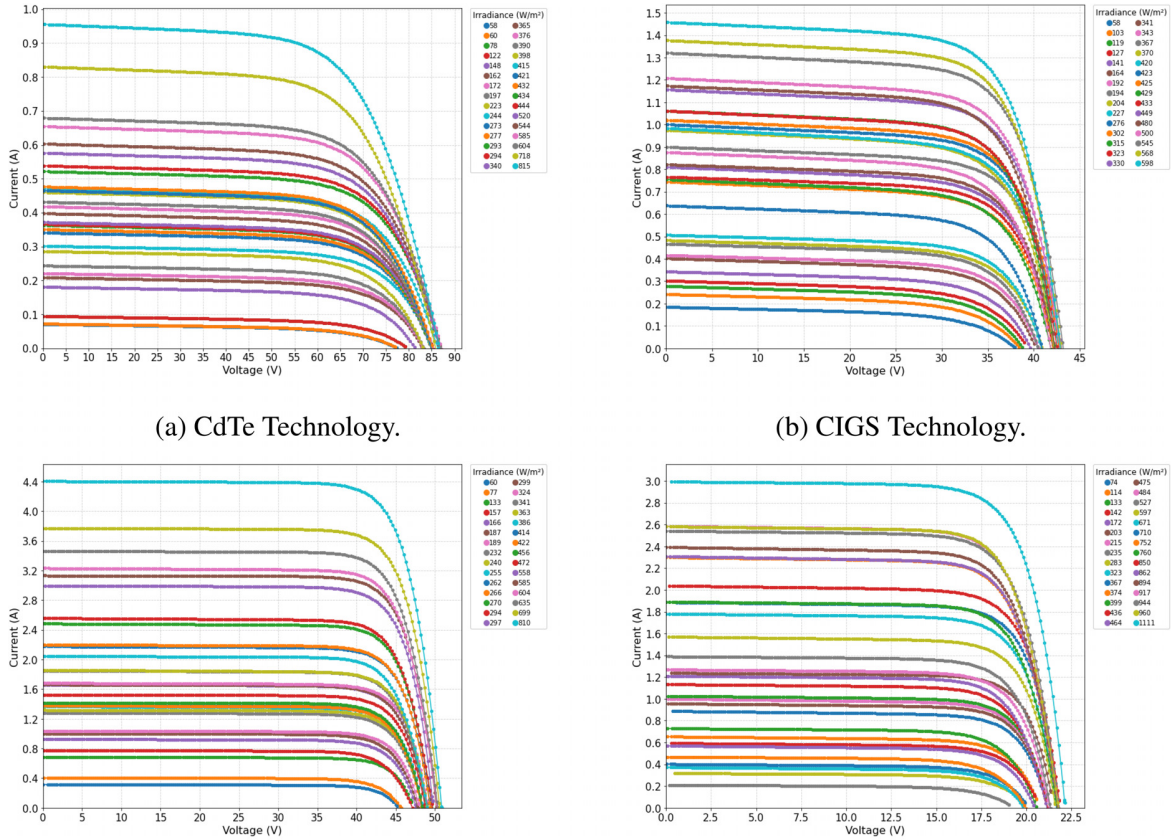
Regarding the variation of photocurrent (I_{ph}) with irradiance, it was the parameter most sensitive to irradiance changes, exhibiting a linear increase for all technologies studied, a behavior also reported in Refs. 24, 25, 29, 37, and 38. For the HIT, CIGS technologies, this trend arises because higher irradiance levels correspond to a greater number of photons incident on the cell surface, increasing electron–hole pair generation and consequently raising I_{ph} values.

mSi showed the greatest sensitivity to irradiance increase. Its disordered structure, rich in defects, initially traps charge carriers; however, as irradiance grows, these defects tend to saturate, allowing more carriers to contribute to the electric current, resulting in a steeper increase in I_{ph}.[38–40] On the other hand, CdTe exhibited the smallest variation in photocurrent with increasing irradiance. This behavior may be attributed to the use of thinner absorber layers, which limit carrier generation under high light intensities, as well as possible limitations in efficient charge collection.[41] Moreover, the high surface recombination velocity in CdTe, which can exceed 10^5 cm/s, constitutes a critical factor for the performance of these solar modules.[42,43]

Comparing the technologies regarding photocurrent behavior as a function of irradiance, all technologies showed a positive

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



(a) CdTe Technology.

(b) CIGS Technology.

(c) HIT Technology.

(d) mSi Tecnology.

FIG. 4. Experimental I–V curves (dots) and estimated curves (lines) for (a) CdTe, (b) CIGS, (c) HIT, and (d) mSi technologies, corresponding to the first of five sequential measurements obtained for each irradiance condition under a fixed temperature of 25 °C.

linear response of I_{ph} with increasing irradiance. However, mSi demonstrated the highest sensitivity, with the steepest growth rate of I_{ph} due to the saturation of defects characteristic of its disordered structure. HIT and CIGS showed similar behaviors, with significant current increases due to enhanced photogenerated carrier generation at high irradiances. Finally, CdTe exhibited the lowest photocurrent variation rate, a behavior associated with thinner absorber layers and higher carrier recombination

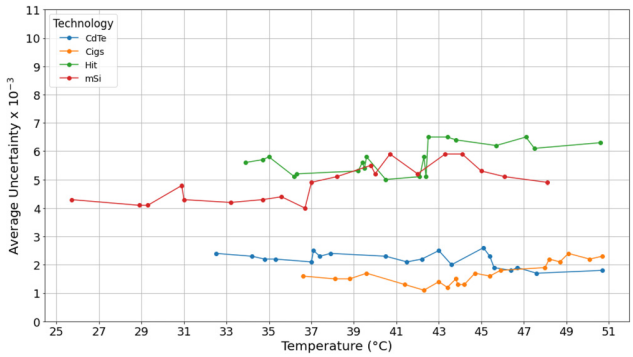


FIG. 5. Average uncertainty of the CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies, varying the temperature between 30 °C and 55 °C, under a fixed irradiance of 1000 W/m^2.

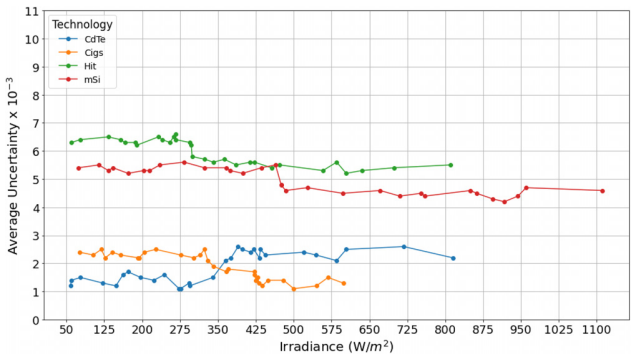
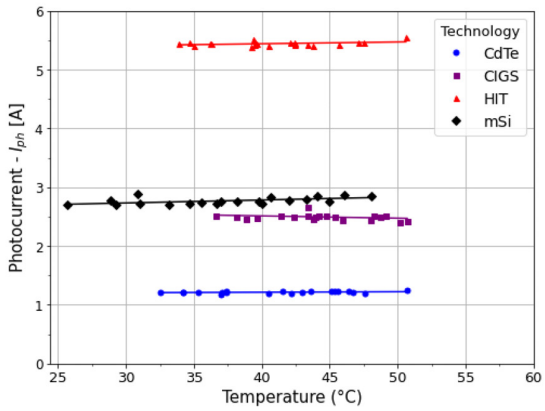


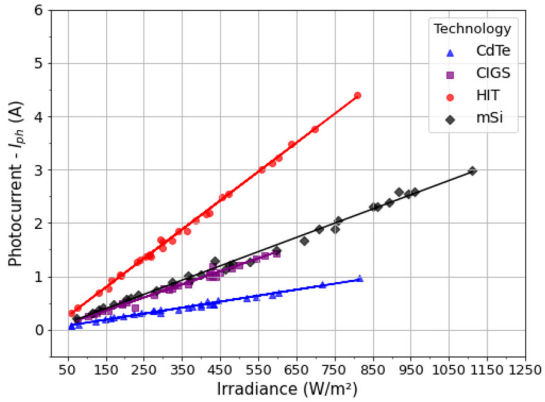
FIG. 6. Average uncertainty of the CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies, varying the irradiance between 50 and 1150 W/m^2, under a fixed temperature of 25 °C.

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



(a) Variation of I_{ph} with temperature at a fixed irradiance of 1000 W/m^2, for CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies. A linear trend is observed, with average slopes of 1.5×10^{-3} A/°C for CdTe, -2.1×10^{-3} A/°C for CIGS, 5.81×10^{-3} A/°C for HIT, and 8.1×10^{-3} A/°C for mSi.



(b) Variation of I_{ph} with irradiance at a fixed temperature of 25 °C, for CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies. A linear trend is observed, with average slopes of 2.4×10^{-2} A · m^2/W for CdTe, 3.6×10^{-2} A · m^2/W for CIGS, 1.1×10^{-1} A · m^2/W for HIT, and 7.6×10^{-2} A · m^2/W for mSi.

FIG. 7. Variation of the parameter I_{ph} as a function of temperature (25–55 °C) (a) and irradiance (50–1150 W/m^2) (b) for the CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies.

velocity at the surface, which limits the benefits of increased irradiance. These results highlight intrinsic differences among the technologies regarding their efficiency in carrier collection under varying illumination conditions.

Figure 8 presents the parametric analysis of the reverse saturation current (I_0). As depicted, the parameter exhibits a strong linear dependence on temperature [Fig. 8(a)], while its variation with irradiance is negligible [Fig. 8(b)], remaining nearly constant across all technologies.

The reverse saturation current (I_0) exhibited a linear dependence on temperature.[44] Among the evaluated technologies, mSi showed the greatest sensitivity to temperature variations, with an average slope of 2.1×10^{-9} A/°C. This behavior is attributed to grain boundaries acting as recombination centers, which increase the recombination of minority carriers and consequently raise the I_0 value.[45] This increase directly impacts the open-circuit voltage (V_{oc}),[46] resulting in decreased solar cell efficiency as temperature rises.[47]

CIGS and CdTe solar modules exhibited better thermal stability, as their efficiency degrades less with increasing temperature.[48] This is reflected in the lower variation of I_0 as a function of temperature compared to mSi modules. Such behavior is due to the lower temperature coefficients of these technologies,[48–50] the reduced V_{oc} loss, lower carrier recombination rates, and device structures that facilitate better heat dissipation. These factors make CIGS and CdTe technologies more suitable for operation in high-temperature environments than their crystalline silicon counterparts.

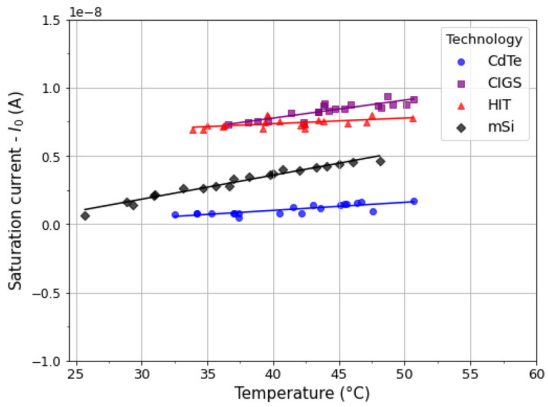
HIT technology, which combines crystalline silicon with thin layers of amorphous silicon, provides improved surface passivation and reduced carrier recombination. This results in superior thermal performance due to their lower temperature coefficient.[51] Consequently, this technology showed the lowest sensitivity of reverse saturation current (I_0) to temperature increase.[52] Nevertheless, I_0 still increases with temperature, leading to a reduction in V_{oc} and a corresponding drop in cell efficiency.

Analyzing the behavior of reverse saturation current (I_0) as a function of temperature across the four technologies, it is evident that mSi is the most thermally sensitive, exhibiting the highest rate of increase in I_0. In contrast, CIGS and CdTe technologies demonstrated a more moderate increase, indicating better thermal performance and higher tolerance to elevated temperatures. Finally, HIT technologies showed the least sensitivity to heating, owing to their efficient surface passivation and lower temperature coefficient. These results highlight that while all technologies are affected by rising temperatures, heterojunction and thin-film-based architectures offer significant advantages for applications under elevated thermal conditions.

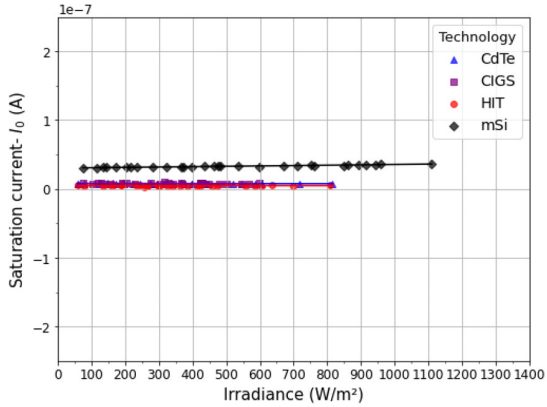
Regarding irradiance variation, I_0 remained largely unaffected for the mSi, CIGS, CdTe, and HIT technologies. Among them, mSi was the most influenced by changes in irradiance—albeit much less than by temperature—with an average slope of 1.9×10^{-10}Am^2/W FEBBA2018628. Irradiance mainly affects the photogenerated current I_{ph} and, indirectly, the open-circuit voltage V_{oc}. However, the reverse saturation current I_0 is associated with intrinsic recombination

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



(a) Variation of I_0 as a function of temperature at an irradiance of 1000 W/m^2 for different technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi. A linear trend is observed, with an average slope of 5.3×10^{-10} A/°C for CdTe, 9.9×10^{-10} A/°C for CIGS, 4.6×10^{-11} A/°C for HIT, and 2.1×10^{-9} A/°C for mSi.



(b) Variation of I_0 with irradiance at a fixed temperature of 25°C for different technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi. The values remain nearly constant, with average slopes of $3.6 \times 10^{-11}\,\mathrm{A\,m^2/W}$ for CdTe, $4.2 \times 10^{-11}\,\mathrm{A\,m^2/W}$ for CIGS, $6.5 \times 10^{-11}\,\mathrm{A\,m^2/W}$ for HIT, and $1.9 \times 10^{-10}\,\mathrm{A\,m^2/W}$ for mSi.

FIG. 8. The behavior of the I_0 parameter as a function of temperature, within the range of 25–55 °C (a), while its variation with irradiance, ranging from 50 to 1150 W/m^2 (b) for the different technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi.

mechanisms and junction quality, factors that are not significantly impacted by incident light.[53–55]

A comparison across the four technologies reveals that the saturation current (I_0) remains virtually constant as a function of irradiance. mSi showed the lowest sensitivity to irradiance variation, confirming its robustness under changing illumination levels. HIT, CdTe, and CIGS technologies also demonstrated stable I_0 values, with only slight fluctuations within the experimental range. This confirms that, for these devices, irradiance plays a secondary role in the behavior of the saturation current, reinforcing the dominance of intrinsic recombination mechanisms in determining this parameter.

Figure 9 illustrates the parametric response of the diode ideality factor, n. As shown in Fig. 9(a), the value of n demonstrates a clear linear decrease with temperature for all technologies. Conversely, as depicted in Fig. 9(b), the parameter shows a negligible variation with irradiance, remaining almost constant across the investigated range.

The ideality factor (n) exhibited a similar behavior for all technologies analyzed, decreasing linearly with increasing temperature, with an average slope of $-3.5 \times 10^{-3}\,^{\circ}\,\mathrm{C}^{-1}$ for mSi. This result is consistent with previous studies.[25,26,37,46,56,57]

For the mSi technology, the slight reduction observed may be attributed to decreased surface recombination[58] and a reduction in the active layer resistance with increasing temperature.[46,59] In the case of CdTe, this decrease in ideality factor is attributed to an increase in diffusion current due to thermionic effects.[60]

In CIGS technology, such behavior is associated with changes in charge carrier transport and recombination mechanisms.[35,61,62] In HIT cells, the presence of a high density of localized states within the bandgap promotes recombination through deep-level defects, resulting in a reduction of the ideality factor.[52,63]

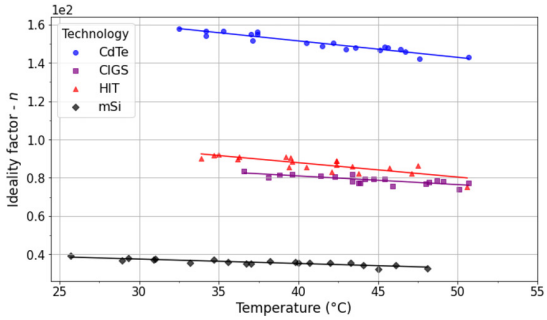
When comparing the four technologies, all exhibited a linear trend of decreasing ideality factor with increasing temperature. However, the magnitude of n values and the intensity of this variation differ among them. CdTe technology showed the highest absolute n values throughout the temperature range, indicating a greater influence of thermionic diffusion mechanisms on the electrical response.

HIT technology presented intermediate n values, with a more pronounced reduction with temperature, consistent with the high density of deep-level defects that favor non-radiative recombination. In CIGS technology, n values showed similar to those of HIT, but with slightly less thermal variation, reflecting changes in carrier transport and recombination mechanisms.

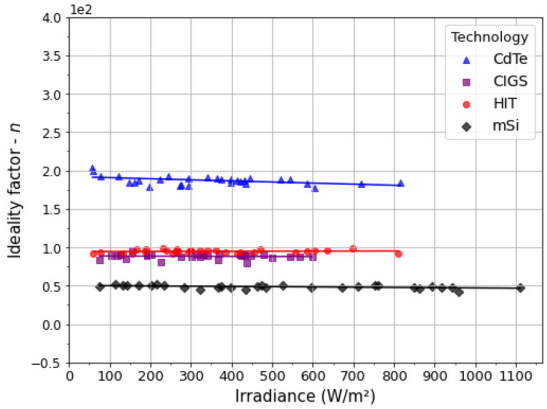
The mSi (multicrystalline silicon) technology stood out for exhibiting the lowest n values and the least sensitivity to temperature, indicating more stable performance, possibly related to its lower surface recombination state density and higher crystalline

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



(a) Variation of n with temperature at an irradiance of 1000 W/m^2 for different technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi. A decreasing linear trend is observed, with an average slope of -7.9×10^{-1} °C^{-1} for CdTe, -4.9×10^{-3} °C^{-1} for CIGS, -7.8×10^{-1} °C^{-1} for HIT, and -3.5×10^{-3} °C^{-1} for mSi.



(b) Variation of n with irradiance at a temperature of 25°C for different technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi. The behavior remained nearly constant, with an average slope of -7.1×10^{-2} m^2/W for CdTe, -9.7×10^{-4} m^2/W for CIGS, -2.2×10^{-4} m^2/W for HIT, and -2.1×10^{-4} m^2/W for mSi.

FIG. 9. Behavior of the n parameter as a function of temperature in the range of 25–55 °C (a) and as a function of irradiance in the range of 50–1150 W/m^2 (b) for CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies.

quality. These results indicate that, while all technologies experience degradation of the ideality factor with increasing temperature, CdTe and HIT are more thermally sensitive, whereas mSi demonstrates greater robustness.

The ideality factor (n) exhibited similar behavior across all technologies analyzed, decreasing approximately linearly with increasing irradiance, as also observed by Fébba *et al.*[46] This behavior is attributed to the increase in photogenerated carrier density under high irradiance conditions, which leads to trap center saturation. As a consequence, recombination in the space-charge region begins to dominate over other mechanisms (such as trap-assisted recombination). This is common in technologies like CdTe, CIGS, and HIT, where defects and interfaces play an important role under low irradiance conditions but have less influence when carrier injection is high, resulting in a reduction in the values of n.[54,64–66]

For the mSi technology, for instance, an average slope of -2.1×10^{-4} m^2/W was observed.

Comparing the four technologies (mSi, CdTe, CIGS, and HIT), all follow the trend of reduced ideality factor (n) with increasing irradiance, confirming the trap center saturation phenomenon at high carrier densities. However, the intensity and profile of this variation differ significantly among the technologies. CdTe exhibits the highest absolute n values and the most pronounced decrease with irradiance, indicating a significant presence of non-ideal recombination mechanisms such as deep-level defects. CIGS and HIT technologies show near-ideal n values, with small negative variations, reflecting recombination dominated by nearly ideal processes. mSi technology displays the lowest absolute n values, remaining nearly constant across the entire irradiance range, suggesting high material quality and the predominance of tunneling or radiative recombination even at low light intensities. These differences highlight the influence of electronic structure and material quality on the behavior of the ideality factor in response to irradiance variation.

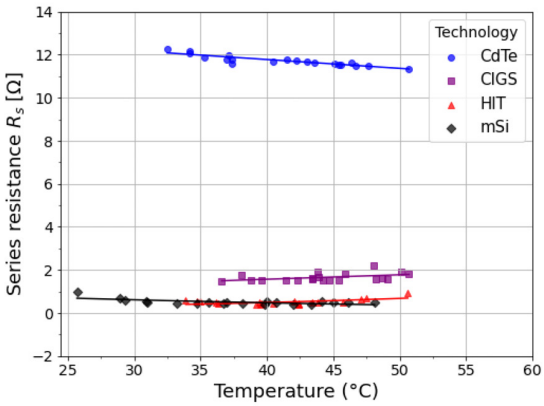
The parametric response of the series resistance (R_s) is shown in Fig. 10. As depicted in Fig. 10(a), R_s exhibits a linear variation with temperature. Figure 10(b) highlights a key difference between the technologies: the R_s variation with irradiance is linear for mSi and HIT but follows an exponential trend for CdTe and CIGS technologies.

The series resistance (R_s) exhibited a linear reduction with increasing temperature for the mSi technology, with an average slope of -2.4×10^{-2} Ω °C^{-1}, a behavior also reported in Refs. 24, 46, 56, 67, and 68. R_s is associated with Ohmic losses in the device, comprising contact resistances at the front and rear surfaces, bulk resistance, and intrinsic resistance of the active layer.[69] The observed decrease can be attributed to the reduction in contact resistance and the increased electrical conductivity of the active layer,[56] factors that facilitate current flow under forward bias.[59]

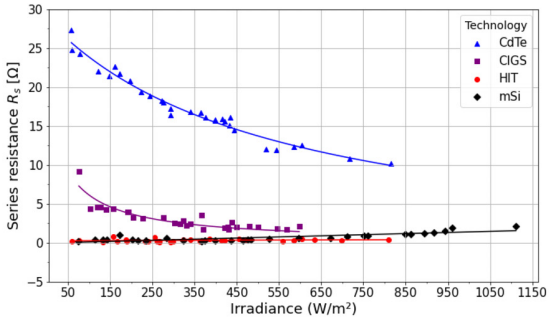
Similarly, the CdTe technology also presented an exponentially decreasing behavior of R_s with rising temperature, a result also found in Ref. 60, attributed to the reduction in bulk CdTe resistance and at

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



(a) Variation of R_s with temperature at an irradiance of 1000 W/m^2, for CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies. A linear trend is observed, with an average slope of $-4.9 \times 10^{-2}\,\Omega\,°\mathrm{C}^{-1}$ for CdTe, $1.7 \times 10^{-2}\,\Omega\,°\mathrm{C}^{-1}$ for CIGS, $1.8 \times 10^{-2}\,\Omega\,°\mathrm{C}^{-1}$ for HIT, and $-2.4 \times 10^{-2}\,\Omega\,°\mathrm{C}^{-1}$ for mSi.



(b) Variation of R_s with irradiance at a temperature of 25°C, for CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies. A linear trend is observed for mSi and HIT, and an exponential trend for CdTe and CIGS, with average slopes of $-5.9 \times 10^{-1}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$ for CdTe, $-2.5 \times 10^{-1}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$ for CIGS, $5.8 \times 10^{-3}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$ for HIT, and $6.4 \times 10^{-2}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$ for mSi.

FIG. 10. Variation of the R_s parameter as a function of temperature, in the range of 25–55 °C (a), and irradiance, in the range of 50–1150 W/m^2 (b), for different technologies (CdTe, CIGS, HIT, and mSi).

the metal interfaces. The temperature increase contributes to the generation of free carriers and facilitates conduction through potential barriers at the interfaces.[60]

For the CIGS technology, an increase in R_s was observed with temperature variation. As the temperature increases, the mobility of charge carriers tends to decrease due to stronger interactions between charge carriers (electrons and holes) and lattice vibrations, which can slightly increase the resistivity of the cell's conductive materials.[35,70,71]

Amorphous silicon (HIT) exhibits an increasing and nearly linear trend of R_s with temperature variation.[72] Unlike crystalline silicon,[73,74] it lacks an ordered crystalline structure and instead presents numerous localized states and defects within the bandgap. With increasing temperature, more charge carriers can be thermally activated into these localized states (also called traps), which impairs efficient current transport. This effect results in increased material resistivity and, consequently, higher series resistance in the cell.[75]

The series resistance (R_s) for mSi technology showed an approximately linear increase with irradiance, with an average variation of $6.4 \times 10^{-2}\,\Omega\,\mathrm{m}^2/\mathrm{W}$, a result also observed in Refs. 46 and 76. One of the main effects of increasing irradiance is the heating of the solar cell. As more photons strike the device, the temperature of the semiconductor rises. Since R_s is highly dependent on the cell temperature, this increase can lead to reduced resistive losses, justifying the observed decrease in R_s at lower irradiance levels.[46,76,77]

For the CdTe technology, the series resistance (R_s) exhibits a decreasing trend with increasing irradiance. This behavior follows an exponential relationship.[78] At low irradiance levels, R_s is higher, as resistive losses become more pronounced when the generated current is reduced. With increasing irradiance, the corresponding growth in current generation can lead to a decrease in R_s, especially in parameter extraction models sensitive to current variation.[54,78]

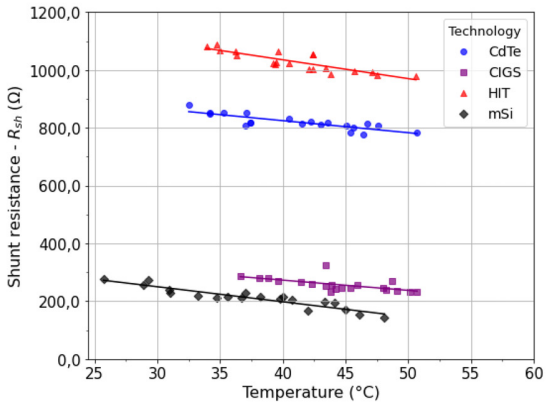
The CIGS technology exhibits a behavior similar to CdTe regarding the variation of R_s with irradiance.[65] Under low irradiance conditions, the generated current is limited, making the effects of parasitic resistances more noticeable.[65] As irradiance increases, the current rises, shifting the device's operating point and improving the conductivity of the active layers, especially the charge transport layers. This improvement contributes to the apparent reduction in R_s observed in fitted models.[79,80]

The amorphous silicon-based technology, represented here by the Heterojunction with Intrinsic Thin layer (HIT) cell, shows an almost constant R_s behavior with irradiance variation.[51,81] This behavior is related to the optimized device structure, with thin layers and well-designed conductors, allowing the increased current to flow with minimal resistive losses.[82]

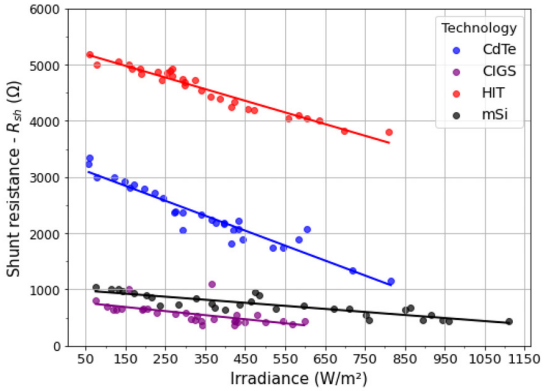
Comparing the four technologies, it is observed that mSi exhibits a linear increase in R_s with irradiance, likely influenced by thermal elevation of the cell. On the other hand, CdTe and CIGS show a decrease

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



(a) Variation of R_{sh} with respect to temperature at an irradiance of 1000 W/m^2 for different technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi. A linear trend is observed, with an average slope of $-5.1\,\Omega\,°C^{-1}$ for CdTe, $-2.9\,\Omega\,°C^{-1}$ for CIGS, $-5.3\,\Omega\,°C^{-1}$ for HIT, and $-7.1\,\Omega\,°C^{-1}$ for mSi.



(b) Variation of R_{sh} with respect to irradiance at a temperature of 25°C for different technologies: CdTe, CIGS, HIT, and mSi. A decreasing trend is observed, with an average slope of $-71.4\,\Omega\,m^2/W$ for CdTe, $-12.7\,\Omega\,m^2/W$ for CIGS, $-47.7\,\Omega\,m^2/W$ for HIT, and $-21.5\,\Omega\,m^2/W$ for mSi.

FIG. 11. Variation of the parameter R_{sh} as a function of temperature in the range of 25–55 °C (a), and as a function of irradiance in the range of 50–1150 W/m^2 (b), for the technologies CdTe, CIGS, HIT, and mSi.

in R_s, attributed to increased current generation and improved conductivity of the active materials, especially under high irradiance. The HIT technology stands out for its stability in R_s, a reflection of the cell's efficient design. This comparison highlights that technologies with optimized layers and better control over resistive losses, such as HIT, tend to be less sensitive to irradiance variation, while technologies like CdTe and CIGS show stronger dependence on operational conditions.

Figure 11 presents the parametric analysis of the shunt resistance (R_{sh}). As depicted, this parameter exhibits a consistent decreasing linear trend as a function of temperature [Fig. 11(a)]. Furthermore, Fig. 11(b) shows that R_{sh} also decreases as irradiance increases across all investigated technologies.

Regarding the shunt resistance (R_{sh}), a linear decrease was observed for all technologies investigated in this study as a function of temperature variation. For polycrystalline silicon (sMi), an average variation of $-7.1\,\Omega\,°C^{-1}$ was observed, consistent with results reported in Refs. 26, 37, 46, 56, and 68. This reduction in sMi can be explained by a combination of tunneling effects and carrier trapping-detrapping through defect states present in the device's space-charge region.[46] These defect states act as recombination centers or traps depending on transverse variations related to the capture of electrons and holes by the defects.[37] Therefore, to ensure optimized performance and higher energy generation, the temperature of photovoltaic modules should be maintained as low as possible.

For CdTe, CIGS, and HIT technologies, this behavior arises due to defects and imperfections at edges and interfaces that act as leakage paths for current.[57,71,83] As the temperature increases, the electrical conductivity in these paths also increases due to enhanced carrier mobility. In other words, with rising temperature, more of these leakage paths become electrically active, enabling greater recombination and conduction through these routes, which contributes to the decrease in R_{sh}.[52,84–88]

For mSi, a significant reduction in R_{sh} is observed with increasing irradiance, with an average variation of $-21.5\,\Omega\,m^2/W$. This effect results from the saturation of electrically active traps located at defects, which tend to capture photogenerated carriers. As the light intensity increases, these traps saturate, resulting in a reduction of leakage current and consequently R_{sh}.[89,90]

For the CIGS technology, the behavior of R_{sh} is similar to that of mSi, with resistance decreasing as irradiance increases. The additional generation of electron–hole pairs at high irradiance levels facilitates current conduction through alternative (shunt) paths such as defects at the edges or within the cell volume. These often latent defects become more active under higher illumination, reducing the shunt resistance. This effect is well documented, as current escapes through defective pathways, further lowering R_{sh}.[62,91,92]

The R_{sh} behavior in CdTe follows a similar pattern, emphasizing defects or parasitic currents in the material. Higher irradiance results

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

in increased current generation, which makes structural flaws or defects in the cell layers more significant. These defects provide alternative conduction pathways, decreasing the equivalent resistance and, consequently, R_{sh}.[54,93]

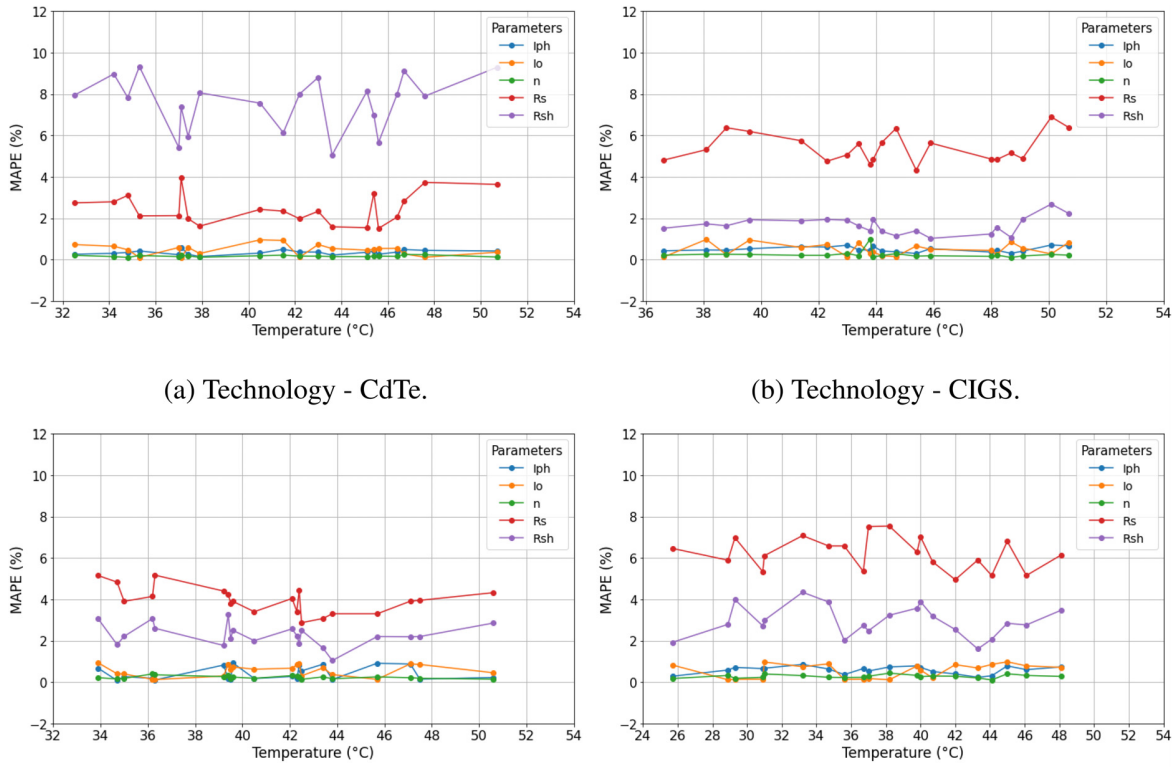
In the case of HIT cells, despite their high-quality structure, the thin intrinsic layer remains susceptible to defects that affect the shunt resistance under high irradiance. These defects, even in high-quality materials, can act as preferential current leakage paths, reducing R_{sh}. The increase in irradiance accelerates the saturation of these defect regions, decreasing the shunt resistance similarly to the other technologies.[94,95]

For the four analyzed technologies, R_{sh} decreases with increasing irradiance due to the increased generation of photogenerated carriers, which intensifies the activity of defects and alternative conduction paths. The main difference among them lies in the nature and location of the defects, being more pronounced in materials with higher defect concentrations, such as CdTe and CIGS. In HIT technologies, the superior material quality mitigates, but does not eliminate, this effect.

The accuracy of the parameter estimation is evaluated by the mean absolute percentage error (MAPE), with the results for each technology shown in Fig. 12. The analysis, conducted as a function of temperature under a fixed irradiance of 1000 W/m^2, demonstrates that the estimated parameters for the CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies [Figs. 12(a)–12(d), respectively] maintain a low and consistent error rate. This indicates a high degree of confidence in the model's ability to accurately predict the behavior of the solar modules as a function of temperature.

Figure 13 presents the MAPE values for the estimated parameters as a function of irradiance, at a fixed temperature of 25 °C. The data for each technology—CdTe [Fig. 13(a)], CIGS [Fig. 13(b)], HIT [Fig. 13(c)], and mSi [Fig. 13(d)]—show that the model consistently achieves low error rates, particularly as irradiance increases. This confirms the robustness of the methodology in accurately predicting the behavior of the modules under varying light conditions.

Figure 14 presents the mean uncertainty values for the extracted and estimated parameters as a function of temperature, under a fixed irradiance of 1000 W/m^2. The data, segmented by technology—CdTe [Fig. 14(a)], CIGS [Fig. 14(b)], HIT [Fig. 14(c)], and mSi [Fig. 14(d)]—demonstrate that the uncertainties for all parameters remain within low and consistent orders of magnitude. For instance, the uncertainty for the photogeneration current, I_{ph}, is on the order of 10^{-4}, while the reverse saturation current, I_o, shows an uncertainty of 10^{-11}. The diode ideality factor, n, and series resistance, R_s, have uncertainties of 10^{-2} and 10^{-3}, respectively. These low values across all technologies and parameters indicate the high reliability and stability of the extraction method.



(a) Technology - CdTe.

(b) Technology - CIGS.

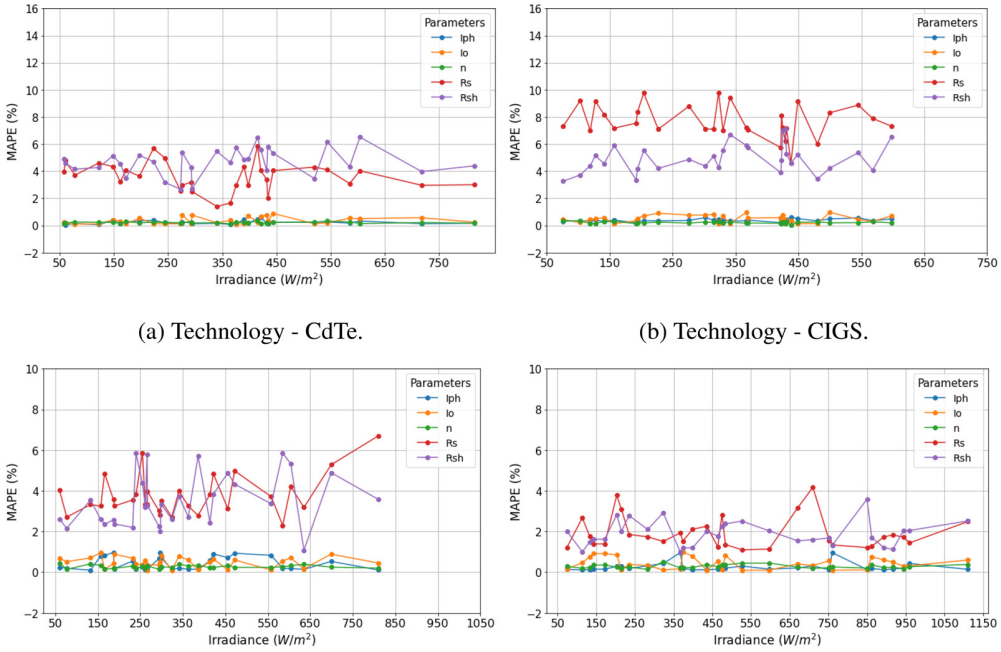
(c) Technology - HIT.

(d) Technology - mSi.

FIG. 12. MAPE values as a function of temperature, comparing extracted and estimated parameters for CdTe (a), CIGS (b), HIT (c), and mSi (d).

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing



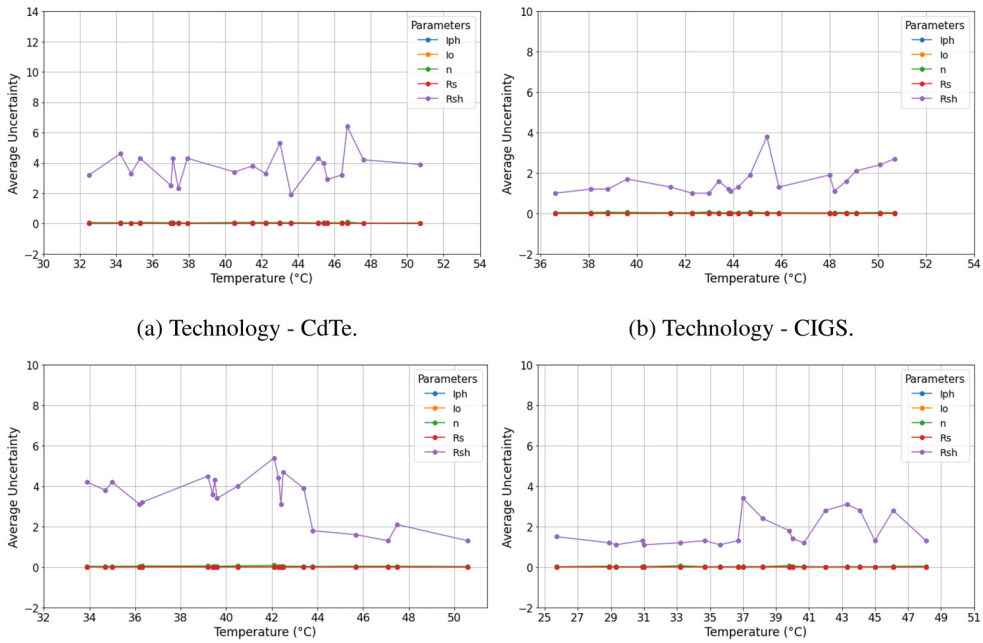
(a) Technology - CdTe.

(b) Technology - CIGS.

(c) Technology - HIT.

(d) Technology - mSi.

FIG. 13. MAPE values as a function of irradiance, comparing extracted and estimated parameters for CdTe (a), CIGS (b), HIT (c), and mSi (d).



(a) Technology - CdTe.

(b) Technology - CIGS.

(c) Technology - HIT.

(d) Technology - mSi.

FIG. 14. Mean uncertainty values as a function of temperature, comparing extracted and estimated parameters for CdTe (a), CIGS (b), HIT (c), and mSi (d).Order of magnitude: I_{ph} (10^{-4}), I_o (10^{-11}), n (10^{-2}), and R_s(10^{-3}).

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

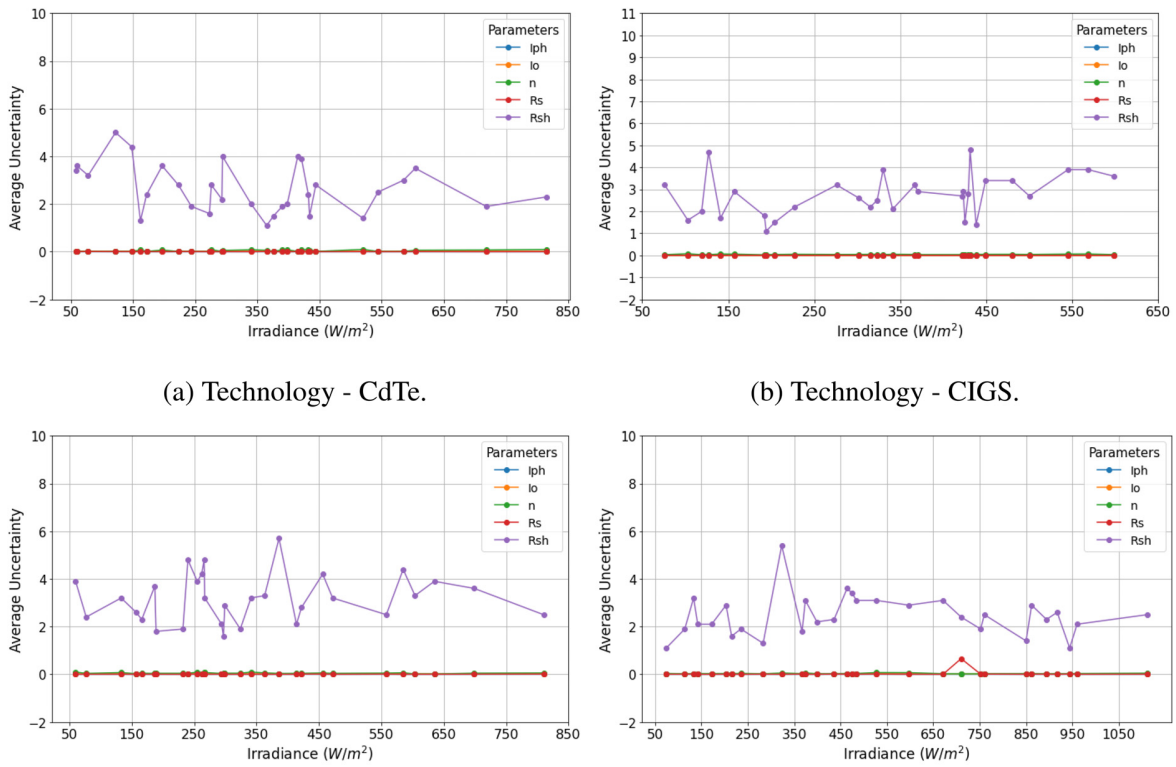
Figure 15 displays the mean uncertainty values for the extracted and estimated parameters as a function of irradiance, at a fixed temperature of 25 °C. The data for each technology—CdTe [Fig. 15(a)], CIGS [Fig. 15(b)], HIT [Fig. 15(c)], and mSi [Fig. 15(d)]—demonstrate that the uncertainties for all parameters remain consistently low across the tested irradiance range. Specifically, the uncertainty for the photogeneration current, I_{ph}, is of the order of 10^{-4}, while the reverse saturation current, I_o, has an uncertainty of 10^{-10}. The diode ideality factor, n, and series resistance, R_s, show uncertainties of 10^{-2} and 10^{-3}, respectively. These results underscore the high reliability and stability of the extraction method, confirming that the model performs robustly across different lighting conditions.

To provide a quantitative benchmark of the photovoltaic technologies under study, Tables II–V summarize the temperature and irradiance coefficients obtained for the extracted single-diode model parameters (I_{ph}, I_0, n, R_s, and R_{sh}). The reported values represent the linear response of each parameter with respect to temperature and irradiance variations, along with the applicable ranges of operation.

This comprehensive parametric matrix allows a direct comparison among CdTe, CIGS, HIT, and mSi modules, highlighting the relative stability of HIT with respect to temperature, the stronger irradiance sensitivity of CdTe, and the intermediate behavior of CIGS and mSi. By condensing the regression coefficients into a single table, the results not only facilitate benchmarking but also provide a reproducible dataset that can be directly applied in PV system simulations and reliability studies.

The analysis of the mean absolute percentage error (MAPE) for the electrical parameters of the single-diode model reveals significant differences in the sensitivity of CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies to variations in temperature and irradiance.

Under conditions of thermal variation, CdTe exhibits greater instability in resistance parameters, with high MAPE values for R_s (up to 3.94%) and R_{sh} (up to 9.33%), indicating a strong dependence of series and shunt resistances on temperature. The parameter I_o also shows considerable variations (MAPE up to 0.95%), reflecting the sensitivity of the saturation current to temperature changes. CIGS technology presents lower MAPE values for I_o (up to 0.97%) and n (up to 0.29%), but exhibits a higher error in R_{sh} (up to 6.89%), suggesting that shunt resistance is the parameter most impacted by increasing temperature. HIT and mSi technologies exhibit elevated MAPE values for R_s (up to 6.41% and 9.81%, respectively), with mSi also showing greater variation in n (up to 0.45%) and I_o (up to 0.98%), which may be related to the structural complexity of the heterojunction.



(a) Technology - CdTe.

(b) Technology - CIGS.

(c) Technology - HIT.

(d) Technology - mSi.

FIG. 15. Mean uncertainty values as a function of irradiance, comparing extracted and estimated parameters for CdTe (a), CIGS (b), HIT (c), and mSi (d). Order of magnitude: I_{ph} (10^{-4}), I_o (10^{-10}), n (10^{-2}), and R_s(10^{-3}).

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

21 October 2025 20:53:43

TABLE II. Parametric response matrix of the extracted single-diode model parameters for CdTe and CIGS photovoltaic modules under varying irradiance.

Electrical parameters of the model											
CdTe						CIGS					
(W/m^2)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	(W/m^2)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
58	0.0721	7.51	203.88	27.27	3229.73	76	0.1912	8.07	89.40	9.2	808.77
60	0.0737	6.58	200.0	24.79	3338.54	103	0.2489	7.61	89.11	4.41	696.68
78	0.0982	7.58	192.87	24.27	3000.0	119	0.2854	8.27	89.13	4.58	640.63
122	0.1609	7.66	191.91	21.98	3000.0	127	0.3095	8.13	89.93	4.61	644.25
148	0.1846	8.07	184.43	21.42	2913.67	141	0.35	7.85	85.46	4.30	656.63
162	0.2131	8.47	184.0	22.67	2805.13	157	0.3497	7.20	96.29	4.38	1008.02
172	0.2449	7.48	186.93	21.82	2870.20	192	0.4731	8.33	89.46	3.99	644.83
197	0.2479	7.91	189.71	20.74	2789.98	194	0.4884	7.82	90.27	3.95	651.05
223	0.2901	7.46	189.05	19.36	2718.37	204	0.5127	8.01	89.83	3.28	655.31
244	0.3064	7.51	192.57	17.08	2628.13	227	0.4106	7.89	80.38	3.17	592.99
273	0.3556	7.52	180.60	18.24	2370.99	276	0.6433	8.08	88.78	3.23	511.45
276	0.3454	7.74	180.55	18.87	2372.25	302	0.7737	7.24	87.87	2.57	586.80
293	0.3681	7.57	179.72	16.43	2386.67	315	0.7540	9.90	90.48	2.45	466.14
294	0.3767	7.95	189.84	16.40	2369.68	323	0.7646	7.20	87.85	2.82	447.67
340	0.3711	7.75	190.83	16.81	2336.83	330	0.8290	8.06	90.13	2.20	531.82
365	0.4030	8.65	189.33	16.73	1.62	341	0.8222	7.71	88.83	2.38	435.18
376	0.4239	7.81	188.83	16.06	2185.37	367	0.8557	8.56	82.94	3.56	1106.73
390	0.4371	7.39	184.70	15.27	2158.54	370	0.9087	7.85	91.17	1.70	8472.97
398	0.4816	7.51	187.96	15.72	2177.29	422	0.9971	8.15	90.47	1.92	356.64
415	0.5300	7.31	186.87	15.74	1815.29	423	1.0307	8.08	90.37	1.88	433.44
421	0.4666	7.95	187.31	15.63	2080.37	425	1.0711	7.54	89.07	1.95	442.72
432	0.4711	8.43	187.28	15.04	2077.98	429	1.0000	8.46	90.53	2.01	544.01
434	0.4744	8.40	182.69	15.04	2228.86	431	1.1845	6.76	88.63	1.76	412.79
444	0.5458	7.87	189.69	13.67	1886.43	438	0.9905	7.32	79.59	2.61	371.03
520	0.5844	7.89	188.76	12.00	1782.45	449	1.0718	7.43	89.59	1.98	418.75
544	0.6116	7.13	188.90	14.20	1789.42	480	1.1658	7.20	90.10	2.15	444.15
585	0.6636	7.89	182.46	13.49	1628.17	500	1.2183	7.93	85.69	2.02	417.35
604	0.6891	7.74	187.38	13.23	1572.03	545	1.3280	7.87	87.28	1.83	435.50
718	0.8428	7.43	183.29	10.82	1331.07	568	1.3890	7.53	87.82	1.73	396.46
815	0.9712	7.43	183.61	10.18	1157.45	598	1.4704	8.33	88.06	1.70	428.89
Irradiance coefficient (% W/m^2)	1.1×10^{-3}	-1.6×10^{-11}	-1.3×10^{-2}	-2.1×10^{-2}	-2.8	Irradiance coefficient (% W/m^2)	2.5×10^{-3}	-4.4×10^{-13}	-1.3×10^{-3}	-8.1×10^{-3}	-7.2×10^{-1}

Published under an exclusive license by AIP Publishing

21 October 2025 20:53:43

TABLE III. Parametric response matrix of the extracted single-diode model parameters for HIT and mSi photovoltaic modules under varying irradiance.

Electrical parameters of the model											
HIT						mSi					
(W/m^2)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	(W/m^2)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-8}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
60	0.3150	5.66	91.15	0.19	5185.48	74	0.2121	3.02	49.74	0.22	1053.58
77	0.4057	4.67	92.80	0.29	4998.48	114	0.3197	3.02	52.49	0.37	1010.91
133	0.6856	4.35	91.67	0.10	5060.57	133	0.3733	3.11	51.08	0.36	1007.40
157	0.7730	4.98	92.39	0.76	5006.41	142	0.4029	3.15	50.02	0.35	980.10
166	0.9295	5.19	97.06	0.15	4933.80	172	0.4699	3.17	50.50	0.96	942.83
187	1.0389	5.10	95.17	0.41	4928.51	203	0.5696	3.15	50.01	0.36	900.70
189	1.0013	5.63	97.45	0.21	4836.51	215	0.5939	3.19	51.25	0.25	860.52
232	1.2782	5.06	98.86	0.19	4874.46	235	0.6530	3.16	50.66	0.32	713.04
240	0.3185	5.27	96.28	0.18	4721.18	283	0.7305	3.22	47.20	0.59	734.00
255	1.3640	2.85	91.68	0.67	4857.96	323	0.8883	3.23	44.61	0.24	833.85
262	1.3836	4.42	94.28	0.22	4895.34	367	1.0007	3.15	47.99	0.21	755.03
266	1.4178	4.59	97.81	0.13	4797.60	374	0.9528	3.21	48.65	0.25	683.86
267	1.3761	4.47	95.22	0.20	4927.69	399	1.0267	3.25	47.18	0.28	641.48
294	1.6814	5.61	93.71	0.11	4733.34	436	1.2899	3.27	45.08	0.30	731.94
297	1.5245	4.62	95.84	0.19	4628.51	464	1.1332	3.30	49.63	0.32	782.98
299	1.6580	3.98	96.17	0.21	4680.47	475	1.2099	3.32	49.90	0.42	952.52
324	1.6635	4.87	95.67	0.38	4732.60	484	1.2381	3.30	47.70	0.43	900.77
341	1.8464	4.62	95.89	0.42	4547.19	527	1.2656	3.35	50.28	0.46	661.02
363	0.8532	4.49	96.43	0.18	4436.36	597	1.4891	3.20	47.34	0.58	719.46
386	1.0424	3.98	92.58	0.48	4392.40	671	1.6735	3.40	48.09	0.62	658.64
414	2.1764	4.46	91.24	0.33	4248.89	710	1.8806	3.38	49.57	0.79	665.27
422	2.1949	4.80	93.36	0.30	4345.45	752	1.8876	3.42	49.99	0.88	542.51
456	2.4780	4.83	93.16	0.44	4207.52	760	2.0399	3.36	50.30	0.93	447.29
472	2.5530	4.66	97.04	0.39	4193.53	850	2.2986	3.33	48.13	1.06	640.30
558	3.0038	4.66	92.59	0.21	4052.15	862	2.3019	3.54	46.40	1.15	668.24
585	3.1301	4.42	94.70	0.31	4099.39	894	2.3861	3.53	48.82	1.25	458.61
604	3.2321	4.46	95.79	0.53	4038.41	917	2.5833	3.52	47.77	1.35	547.74
635	3.4754	5.25	96.53	0.37	4005.61	944	2.5456	3.54	47.84	1.54	459.38
699	3.7681	4.60	98.57	0.29	3826.25	960	2.5884	3.60	42.63	1.87	440.37
810	4.4050	5.92	91.42	0.36	3799.65	1111	2.9857	3.65	47.55	2.09	430.42
Irradiance coefficient (% W/m^2)	5.4×10^{-3}	7.8×10^{-14}	8.8×10^{-4}	1.7×10^{-4}	−2.1	Irradiance coefficient (% W/m^2)	2.7×10^{-3}	5.2×10^{-12}	3.2×10^{-3}	1.4×10^{-3}	-5.4×10^{-1}

Published under an exclusive license by AIP Publishing

21 October 2025 20:53:43

TABLE IV. Parametric response matrix of the extracted single-diode model parameters for CdTe and CIGS photovoltaic modules under varying temperature.

Electrical parameters of the model											
CdTe						CIGS					
(°C)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-10}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	(°C)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
32.5	1.2101	7.16	157.89	12.28	878.36	36.6	2.5189	7.27	83.50	1.48	286.56
34.2	1.2092	8.01	156.80	11.91	834.58	38.1	2.5009	7.55	79.99	1.76	278.64
34.8	1.2177	8.10	156.31	11.83	857.12	38.8	2.4630	7.55	81.55	1.52	281.35
35.3	1.2148	7.61	156.76	11.85	850.61	39.6	2.4852	7.51	81.86	1.51	268.82
37.0	1.2166	8.21	154.92	11.64	807.67	41.4	2.5080	8.16	81.09	1.51	266.77
37.1	1.2170	8.10	155.80	11.98	847.13	42.3	2.4973	7.45	80.77	1.53	258.30
37.4	1.2115	7.55	154.84	11.67	816.03	43.0	2.5133	8.26	78.23	1.55	816.33
37.9	1.2218	7.55	156.04	11.67	816.13	43.4	2.6649	8.26	81.83	1.64	324.85
40.5	1.1901	7.73	150.58	12.09	830.89	43.8	2.4625	8.69	77.34	1.67	231.64
41.5	1.2311	1.25	148.95	11.79	815.62	43.9	2.5010	8.82	77.32	1.91	254.76
42.2	1.1943	7.8	150.31	11.89	819.48	44.2	2.5120	8.32	79.42	1.52	241.81
43.0	1.2047	1.38	147.23	11.69	816.33	44.7	2.5183	8.46	79.45	1.50	246.15
43.6	1.2256	1.20	148.09	11.62	816.13	45.4	2.5007	8.48	79.32	1.53	245.96
45.1	1.2240	1.44	146.70	11.30	807.68	45.9	2.4366	8.75	75.59	1.82	255.03
45.4	1.2366	1.47	148.54	11.67	784.85	48.0	2.4461	8.67	76.69	2.23	245.86
45.6	1.2224	1.46	147.75	11.79	803.03	48.2	2.5086	8.56	77.77	1.56	238.43
46.4	1.2280	1.52	147.76	11.68	775.67	48.7	2.5034	9.35	78.35	1.64	268.34
46.7	1.2073	9.71	142.29	12.16	815.13	49.1	2.5107	8.77	78.14	1.55	235.62
46.7	1.2255	1.63	145.92	11.47	877.81	50.1	2.4031	8.79	74.07	1.92	233.11
50.7	1.2385	7.92	142.75	11.73	781.80	50.7	2.4312	9.15	77.39	1.81	231.34
Temperature coefficient (% °C)	9.9×10^{-4}	3.9×10^{-11}	-9.1×10^{-1}	-1.8×10^{-2}	−3.1	Temperature coefficient (% °C)	-3.9×10^{-3}	1.3×10^{-10}	-4.5×10^{-1}	2.1×10^{-2}	−3.5

Published under an exclusive license by AIP Publishing

21 October 2025 20:53:43

TABLE V. Parametric response matrix of the extracted single-diode model parameters for HIT and mSi photovoltaic modules under varying temperature.

Electrical parameters of the model											
HIT						mSi					
(°C)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	(°C)	I_{ph} (A)	$I_0 \times 10^{-9}$ (A)	n	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
33.9	5.4328	7.43	90.02	0.57	1080.11	25.7	2.7008	6.49	39.27	0.97	276.45
34.7	5.4563	6.95	91.61	0.55	1087.07	28.9	2.7696	1.67	36.80	0.67	255.14
35.0	5.3976	7.20	92.31	0.56	1068.10	29.3	2.7079	1.42	38.02	0.57	271.94
36.2	5.4489	7.14	89.72	0.51	1062.76	30.9	2.8796	2.11	37.00	0.52	237.29
36.3	5.4485	7.21	91.11	0.45	1051.35	31.0	2.7228	2.17	37.47	0.50	228.07
39.2	5.3804	7.02	90.96	0.37	1022.07	33.2	2.7039	2.61	35.68	0.46	219.21
39.4	5.5104	7.46	85.51	0.49	1021.07	34.7	2.7181	2.63	36.99	0.44	210.81
39.5	5.4171	7.97	90.68	0.40	1025.38	35.6	2.7392	2.75	36.08	0.51	214.06
39.6	5.4344	7.89	88.29	0.45	1064.44	36.7	2.7141	2.82	35.04	0.46	211.10
40.5	5.4123	7.56	85.70	0.43	1022.51	37.0	2.7580	3.33	35.04	0.49	227.89
42.1	5.4654	7.20	83.22	0.52	1002.64	38.2	2.7637	3.51	36.29	0.46	216.30
42.3	5.4339	7.02	86.60	0.39	1002.80	39.8	2.7479	3.66	36.12	0.40	208.98
42.4	5.4556	7.36	88.86	0.42	1053.53	40.0	2.7249	3.69	35.72	0.55	213.35
42.5	5.4228	7.33	88.99	0.39	1053.56	40.7	2.8297	3.98	35.38	0.48	204.61
43.4	5.4228	7.64	85.93	0.50	1007.32	42.0	2.7768	3.97	35.72	0.37	165.40
43.8	5.4115	7.53	82.23	0.50	984.65	43.3	2.7889	4.13	35.38	0.38	196.67
45.7	5.4280	7.41	85.13	0.48	997.14	44.1	2.8433	4.24	34.48	0.54	192.99
47.1	5.4513	7.47	82.18	0.65	992.49	45.0	2.7616	4.42	32.39	0.48	168.81
47.5	5.4534	7.98	86.36	0.69	981.90	46.1	2.8745	4.51	34.12	0.50	152.79
50.6	5.5477	7.76	75.23	0.93	979.02	48.1	2.8551	4.65	32.52	0.51	142.44
Temperature coefficient (% °C)	3.0×10^{-3}	4.2×10^{-11}	-7.4×10^{-1}	1.3×10^{-2}	−6.5	Temperature coefficient (% °C)	5.1×10^{-3}	1.8×10^{-10}	-2.3×10^{-1}	-1.1×10^{-2}	−5.2

Published under an exclusive license by AIP Publishing

Under irradiance variation conditions, CdTe and CIGS exhibit the highest MAPE values for R_{sh} (up to 9.59% and 9.27%, respectively), indicating that shunt resistance is strongly influenced by light intensity. In the case of CIGS, I_o also shows significant variation (MAPE up to 0.97%). HIT technology exhibits higher errors in I_{ph} (up to 0.97%) and R_s (up to 9.98%), whereas mSi shows elevated MAPE for n (up to 0.45%) and R_s (up to 9.81%), highlighting the sensitivity of silicon-based technologies to irradiance fluctuations.

The MAPE analysis results demonstrate that each photovoltaic technology responds differently to environmental variations. While CdTe and CIGS show greater sensitivity in shunt resistance under changes in irradiance, HIT and mSi are more affected in series resistance and junction parameters due to temperature fluctuations. These behaviors underscore the importance of individualized characterization of electrical parameters for accurate modeling of photovoltaic module performance under real operating conditions.

The analysis of the mean absolute percentage error (MAPE) for the electrical parameters of the single-diode model highlights significant differences in the sensitivity of CdTe, CIGS, HIT, and mSi technologies to variations in temperature and irradiance.

Under thermal variation conditions, CdTe exhibits greater instability in resistance parameters, with high MAPE values for R_s (up to 3.94%) and R_{sh} (up to 9.33%), indicating a strong dependence of the series and shunt resistances on temperature. The parameter I_o also shows considerable variation (MAPE up to 0.95%), reflecting the temperature sensitivity of the saturation current. CIGS technology demonstrates lower MAPE values for I_o (up to 0.97%) and n (up to 0.29%) but exhibits higher error in R_{sh} (up to 6.89%), suggesting the shunt resistance is the parameter most affected by temperature increases. HIT and mSi technologies show high MAPE in R_s (up to 6.41% and 9.81%, respectively), with mSi also displaying greater variation in n (up to 0.45%) and I_o (up to 0.98%), which may be attributed to the structural complexity of the heterojunction.

Under irradiance variation conditions, CdTe and CIGS exhibit the highest MAPE values in R_{sh} (up to 9.59% and 9.27%, respectively), indicating that shunt resistance is strongly influenced by light intensity. For CIGS, I_o also shows significant variation (MAPE up to 0.97%). HIT technology presents greater error in I_{ph} (up to 0.97%) and R_s (up to 9.98%), while mSi shows high MAPE for n (up to 0.45%) and R_s (up to 9.81%), highlighting the sensitivity of silicon-based technologies to irradiance fluctuations.

In summary, the MAPE analysis demonstrates that each photovoltaic technology responds differently to environmental variations. While CdTe and CIGS show greater sensitivity in shunt resistance under irradiance changes, HIT and mSi are more affected in series resistance and junction parameters due to temperature. These behaviors emphasize the importance of individualized characterization of electrical parameters for accurate modeling of photovoltaic module performance under real operating conditions.

V. CONCLUSIONS

This study conducted a systematic analysis of the influence of temperature and solar irradiance on electrical parameters characteristic of four photovoltaic technologies—CdTe, CIGS, HIT, and mSi—using a single-diode model. To fit the I–V curves and extract the parameters (I_{ph}, I_0, n, R_s, and R_{sh}), the Self-Adaptive Differential Evolution (SADE) metaheuristic technique was applied, which provided lower absolute relative errors and reduced variance between simulated and experimental I–V curves, offering reliable results for all configurations of the single-diode model. The obtained results confirmed some findings previously reported in the literature.

The results showed that the photocurrent (I_{ph}) increased linearly with irradiance across all technologies, exhibiting a positive variation with temperature in CdTe, HIT, and mSi, while in CIGS it presented a decreasing trend. The reverse saturation current (I_0) was strongly dependent on temperature, with the highest thermal sensitivity observed in mSi technology, and it remained practically unchanged with respect to irradiance. The ideality factor (n) decreased linearly with increasing temperature and irradiance, reflecting a reduction in non-ideal recombination mechanisms.

The series resistance (R_s) showed variations depending on the technology: it decreased with temperature in CdTe and mSi, while it increased in HIT and CIGS; regarding irradiance, its behavior varied between linear and exponential trends depending on the material. The shunt resistance (R_{sh}) systematically decreased with the increase in both variables, indicating greater activation of leakage pathways under extreme conditions.

It is concluded that the HIT and CIGS technologies exhibit greater thermal stability, whereas polycrystalline silicon is more vulnerable to irradiance variations. The results obtained contribute to the improvement of simulation models and the development of more efficient photovoltaic devices under real operating conditions.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank the Minas Gerais Research Support Foundation (FAPEMIG), the National Council for Scientific and Technological Development (CNPq), and the Coordination for the Improvement of Higher Education Personnel (CAPES) for their financial support.

AUTHOR DECLARATIONS

Conflict of Interest

The authors have no conflicts to disclose.

Author Contributions

Alessandro J. da Silva: Data curation (equal); Investigation (equal); Methodology (equal); Software (equal); Validation (equal); Visualization (equal); Writing – original draft (equal). **Adhimar F. Oliveira:** Methodology (equal); Software (equal); Visualization (equal). **Rero M. Rubinger:** Supervision (equal); Visualization (equal).

DATA AVAILABILITY

The data that support the findings of this study are available from the corresponding author upon reasonable request.

REFERENCES

[1]International Energy Agency, "World energy outlook 2023" (2023). https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.
[2]REN21 Secretariat, "Renewables 2024 global status report" (2024) https://www.ren21.net/reports/global-status-report/.
[3]E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations," Renewable Energy **34**, 23–29 (2009).
[4]D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, "Photovoltaic array performance model," Tech. Rep. SAND2004-3535 (2004).

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

[5]C. O. Dongmo, N. A. Arreyndip, E. Tendong, D. Afungchui, M. Daoudi, and J. Ebobenow, "Assessing the performance of a monocrystalline solar panel under different tropical climatic conditions in Cameroon using artificial neural network," J. Renewable Sustainable Energy **16**, 053701 (2024).

[6]D. Wang, P. Yan, C. Yao, B. Xiao, W. Zhao, and R. Zhu, "A lightweight joint metric detection approach on yolo for hot spots in photovoltaic modules," J. Renewable Sustainable Energy **16**, 053503 (2024).

[7]F. P. Gasparin, A. J. Bühler, G. A. Rampinelli, and A. Krenzinger, "Statistical analysis of I–V curve parameters from photovoltaic modules," Sol. Energy **131**, 30–38 (2016).

[8]X. Sun, R. V. K. Chavali, and M. A. Alam, "Real-time monitoring and diagnosis of photovoltaic system degradation only using maximum power point—The SUNS-VMP method," Prog. Photovoltaics Res. Appl. **27**, 55–66 (2019).

[9]B. Li, T. Karin, B. E. Meyers, X. Chen, D. C. Jordan, C. W. Hansen, B. H. King, M. G. Deceglie, and A. Jain, "Determining circuit model parameters from operation data for PV system degradation analysis: PVPRO," Sol. Energy **254**, 168–181 (2023).

[10]S. P. Aly, K. Chapaneri, J. J. John, G. Mathiak, and M. A. Alarm, "Retrofitting the translation equations of the one-diode model for photovoltaic modules," in *2023 Middle East and North Africa Solar Conference (MENA-SC)* (IEEE, 2023), pp. 1–4.

[11]C. Londoño, J. Cano, F. Jaramillo, J. Valencia, and E. Velilla, "Outdoor and synthetic performance data for PV devices concerning the weather conditions and capacitor values of IV tracer," Data Brief **47**, 109007 (2023).

[12]J. Tracy, D. R. D'hooge, N. Bosco, C. Delgado, and R. Dauskardt, "Evaluating and predicting molecular mechanisms of adhesive degradation during field and accelerated aging of photovoltaic modules," Prog. Photovoltaics Res. Appl. **26**, 981–993 (2018).

[13]R. Meena, A. Pareek, and R. Gupta, "A comprehensive review on interfacial delamination in photovoltaic modules," Renewable Sustainable Energy Rev. **189**, 113944 (2024).

[14]S. E. Julien, J. H. Kim, Y. Lyu, D. C. Miller, X. Gu, and K.-T. Wan, "Cohesive and adhesive degradation in PET-based photovoltaic backsheets subjected to ultraviolet accelerated weathering," Sol. Energy **224**, 637–649 (2021).

[15]S. Shongwe and M. Hanif, "Comparative analysis of different single-diode photovoltaic modeling methods," IEEE J. Photovoltaics **5**, 938–946 (2015).

[16]R. S. Crandall and J. V. Li, "Effect of band mismatch on minority carrier transport in heterojunction solar cells," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **129**, 13–16 (2014).

[17]D. C. Lim, W. H. Shim, K.-D. Kim, H. O. Seo, J.-H. Lim, Y. Jeong, Y. D. Kim, and K. H. Lee, "Spontaneous formation of nanoripples on the surface of ZnO thin films as hole-blocking layer of inverted organic solar cells," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **95**, 3036–3040 (2011).

[18]I. Hayat, T. Chatterjee, H. Liu, Y. T. Peet, and L. P. Chamorro, "Exploring wind farms with alternating two- and three-bladed wind turbines," Renewable Energy **138**, 764–774 (2019).

[19]B. Yang, J. Wang, X. Zhang, T. Yu, W. Yao, H. Shu, F. Zeng, and L. Sun, "Comprehensive overview of meta-heuristic algorithm applications on PV cell parameter identification," Energy Convers. Manage. **208**, 112595 (2020).

[20]P. K. Storn and R. Evolução, "Diferencial—uma heurística simples e eficiente para otimização global em espaços contínuos," J. Global Optim. **11**, 341–359 (1997).

[21]M. Pant, H. Zaheer, L. Garcia-Hernandez, A. Abraham *et al.*, "Differential evolution: A review of more than two decades of research," Eng. Appl. Artif. Intell. **90**, 103479 (2020).

[22]S. Kim and H. Kim, "A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts," Int. J. Forecasting **32**, 669–679 (2016).

[23]D. Fébba, E. Bortoni, A. Oliveira, and R. Rubinger, "The effects of noises on metaheuristic algorithms applied to the PV parameter extraction problem," Sol. Energy **201**, 420–436 (2020).

[24]C. S. Ruschel, F. P. Gasparin, and A. Krenzinger, "Experimental analysis of the single diode model parameters dependence on irradiance and temperature," Sol. Energy **217**, 134–144 (2021).

[25]H. El Achouby, M. Zaimi, A. Ibral, and E. Assaid, "New analytical approach for modelling effects of temperature and irradiance on physical parameters of photovoltaic solar module," Energy Convers. Manage. **177**, 258–271 (2018).

[26]F. Ghani, G. Rosengarten, M. Duke, and J. Carson, "On the influence of temperature on crystalline silicon solar cell characterisation parameters," Sol. Energy **112**, 437–445 (2015).

[27]M. A. Green, *Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversion* (Springer, Berlin, Heidelberg, 2003).

[28]C. Sun, Y. Zou, C. Qin, B. Zhang, and X. Wu, "Temperature effect of photovoltaic cells: A review," Adv. Compos. Hybrid Mater. **5**, 2675–2699 (2022).

[29]M. Louzazni, A. Khouya, A. Crăciunescu, K. Amechnoue, and M. Mussetta, "Modelling and parameters extraction of flexible amorphous silicon solar cell a-Si:H," Appl. Sol. Energy **56**, 1–12 (2020).

[30]Y. Y. M. O. K. Seapan and M. Hishikawa, *Dependências de temperatura e irradiância da corrente e tensão na potência máxima de dispositivos fotovoltaicos de silício cristalino* (IEEE, 2020).

[31]R. Saive, "Captura de luz em células solares finas de silício: Uma revisão sobre fundamentos e tecnologias," Progress Photovoltaics Res. Appl. **29**, 1125–1137 (2021).

[32]K. Narasimman, V. Gopalan, A. Bakthavatsalam, P. Elumalai, M. I. Shajahan, and J. J. Michael, "Modelling and real time performance evaluation of a 5 MW grid-connected solar photovoltaic plant using different artificial neural networks," Energy Convers. Manage. **279**, 116767 (2023).

[33]K. C. Rathod, V. R. More, J. S. Kshirsagar, S. R. Sonwane, K. R. Sanadi, P. D. Kamble, G. S. Kamble, S. V. Mahamuni, M. L. Gaur, and Y.-C. Ling, "Effect of temperature on photovoltaic solar cell cadmium telluride thin film," AMPC. **13**, 1–15 (2023).

[34]B. Hamadani, J. Roller, P. Kounavis, N. Zhitenev, and D. Gundlach, "Modulated photocurrent spectroscopy of CdTe/CdS solar cells—Equivalent circuit analysis," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **116**, 126–134 (2013).

[35]M. Theelen, A. Liakopoulou, V. Hans, F. Daume, H. Steijvers, N. Barreau, Z. Vroon, and M. Zeman, "Determination of the temperature dependency of the electrical parameters of CIGS solar cells," J. Renewable Sustainable Energy **9**, 021205 (2017).

[36]I. Khatri, T.-Y. Lin, T. Yashiro, and M. Sugiyama, "Temperature-dependent current–voltage and admittance spectroscopy analysis on cesium-treated Cu $(In_{1-x}, Ga_x)Se_2$ solar cell before and after heat-light soaking and subsequent heat-soaking treatments," Prog. Photovoltaics Res. Appl. **28**, 1158–1166 (2020).

[37]E. Cuce, P. M. Cuce, and T. Bali, "An experimental analysis of illumination intensity and temperature dependency of photovoltaic cell parameters," Appl. Energy **111**, 374–382 (2013).

[38]M. Bronzoni, L. Colace, A. De Iacovo, A. Laudani, G. M. Lozito, V. Lucaferri, M. Radicioni, and S. Rampino, "Equivalent circuit model for Cu (In, Ga)Se_2 solar cells operating at different temperatures and irradiance," Electronics **7**, 324 (2018).

[39]L. K. Wagner and J. C. Grossman, "Microscopic description of light induced defects in amorphous silicon solar cells," Phys. Rev. Lett. **101**, 265501 (2008).

[40]A. Scuto, C. Gerardi, A. Battaglia, and S. Lombardo, "Effect of illumination and electric field intensity on the efficiency improvement of amorphous silicon tandem solar cells," J. Vacuum Sci. Technol. B **35**, 01A106 (2017).

[41]S. R. Kavanagh, A. Walsh, and D. O. Scanlon, "Rapid recombination by cadmium vacancies in CdTe," ACS Energy Lett. **6**, 1392–1398 (2021).

[42]D. Kuciauskas, A. Kanevce, P. Dippo, S. Seyedmohammadi, and R. Malik, "Minority-carrier lifetime and surface recombination velocity in single-crystal CdTe," IEEE J. Photovoltaics **5**, 366–371 (2015).

[43]J.-H. Yang, W.-J. Yin, J.-S. Park, J. Ma, and S.-H. Wei, "Review on first-principles study of defect properties of CdTe as a solar cell absorber," Semicond. Sci. Technol. **31**, 083002 (2016).

[44]Y. Zhang, P. Hao, H. Lu, J. Ma, and M. Yang, "Modelling and estimating performance for PV module under varying operating conditions independent of reference condition," Appl. Energy **310**, 118527 (2022).

[45]D. Abou-Ras and M. Maiberg, "Recombination velocities at grain boundaries in solar-cell absorbers—Revisited," arXiv:2503.08810 (2025).

[46]D. Fébba, R. Rubinger, A. Oliveira, and E. Bortoni, "Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters," Sol. Energy **174**, 628–639 (2018).

[47]A. Ouédraogo, B. Zouma, E. Ouédraogo, L. Guissou, and D. J. Bathiébo, "Individual efficiencies of a polycrystalline silicon PV cell versus temperature," Results Opt. **4**, 100101 (2021).

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

[48]A. Virtuani, D. Pavanello, G. Friesen *et al.*, "Overview of temperature coefficients of different thin film photovoltaic technologies," in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion* (EU-PVSEC Valencia, 2010), Vol. 3, p. 83.
[49]M. Barragán Sánchez-Lanuza, I. Lillo-Bravo, S. Moreno-Tejera, J. Sancho Rodríguez, and J.-M. Delgado-Sanchez, "Experimental CIGS technology performance under low concentration photovoltaic conditions," J. Cleaner Prod. **446**, 141384 (2024).
[50]D. P. B. Dhass and A. D. Patel, "Estimativa de perdas de potência em células solares fotovoltaicas de junção única de arsenieto de gálio," Rev. Int. Termofluidos **17**, 100303 (2023).
[51]A. Sachenko, Y. V. Kryuchenko, V. Kostylyov, A. Bobyl, E. Terukov, S. Abolmasov, A. Abramov, D. Andronikov, M. Shvarts, I. Sokolovskyi *et al.*, "Photoconversion in the hit solar cells: Theory vs experiment," arXiv:1510.06007 (2015).
[52]D. Carlson, G. Lin, and G. Ganguly, "Temperature dependence of amorphous silicon solar cell PV parameters," in *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (IEEE, 2000), pp. 707–712.
[53]J. Cattin, L.-L. Senaud, J. Haschke, B. Paviet-Salomon, M. Despeisse, C. Ballif, and M. Boccard, "Influence of light soaking on silicon heterojunction solar cells with various architectures," IEEE J. Photovoltaics **11**, 575–583 (2021).
[54]X. Xu, W. Gu, X. Wang, W. Zhu, L. Zhang, and Z. Zhang, "Influences of low intensity on diode parameters of CdTe solar cells," Materials **13**, 2194 (2020).
[55]N. Anani and H. Ibrahim, "Adjusting the single-diode model parameters of a photovoltaic module with irradiance and temperature," Energies **13**, 3226 (2020).
[56]F. Khan, S.-H. Baek, and J. H. Kim, "Wide range temperature dependence of analytical photovoltaic cell parameters for silicon solar cells under high illumination conditions," Appl. Energy **183**, 715–724 (2016).
[57]J. Avila-Avendano, M. Quevedo-Lopez, and C. Young, "Electrical characterization of the temperature dependence in CdTe/CdS heterojunctions deposited in-situ by pulsed laser deposition," Appl. Phys. Lett. **112**, 093501 (2018).
[58]D. Crain, S. Rock, J. Garland, and D. Roy, "Comparison of d.c. and a.c. electro-analytical methods for measuring diode ideality factors and series resistances of silicon solar cells," Curr. Appl. Phys. **13**, 2087–2097 (2013).
[59]S. Saravanan and N. R. Babu, "Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system—A review," Renewable Sustainable Energy Rev. **57**, 192–204 (2016).
[60]M. Pattabi, S. Krishnan, Ganesh, and X. Mathew, "Effect of temperature and electron irradiation on the I–V characteristics of Au/CdTe Schottky diodes," Sol. Energy **81**, 111–116 (2007).
[61]H. T. Kim, C. D. Kim, M. J. Kim, and Y.-S. Sohn, "Ac analysis of temperature effects on conversion efficiency of $CuInGaSe_2$ solar cells," Electron. Lett. **51**, 86–88 (2015).
[62]X. Sun, T. Silverman, R. Garris, C. Deline, and M. A. Alam, "An illumination- and temperature-dependent analytical model for copper indium gallium diselenide (CIGS) solar cells," IEEE J. Photovoltaics **6**, 1298–1307 (2016).
[63]O. Dupré, R. Vaillon, and M. A. Green, "Thermal behavior of photovoltaic devices," Phys. Eng. **10**, 978–973 (2017).
[64]Z. Hameiri, K. McIntosh, and G. Xu, "Evaluation of recombination processes using the local ideality factor of carrier lifetime measurements," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **117**, 251–258 (2013).
[65]S. J. Heise, T. Taskesen, A. K. Ndoukoue Chintouo, and J. Ohland, "Which parameters determine the low-light behaviour of CIGSSe-based thin-film solar cells?," Front. Energy Res. **10**, 906093 (2022).
[66]J. Haschke, D. Amkreutz, L. Korte, F. Ruske, and B. Rech, "Towards wafer quality crystalline silicon thin-film solar cells on glass," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **128**, 190–197 (2014).
[67]Priyanka, M. Lal, and S. Singh, "A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **91**, 137–142 (2007).
[68]S. Seme, B. Štumberger, M. Hadžiselimović, and K. Sredenšek, "Solar photovoltaic tracking systems for electricity generation: A review," Energies **13**, 4224 (2020).
[69]C. Yu, S. Xu, J. Yao, and S. Han, "Recent advances in and new perspectives on crystalline silicon solar cells with carrier-selective passivation contacts," Crystals **8**, 430 (2018).
[70]A. Abo El Soud, H. Zayed, and L. Soliman, "Transport properties of $CuInS_2$, $CuInSe_2$ and $CuInTe_2$ thin films," Thin Solid Films **229**, 232–236 (1993).
[71]A. Parisi, L. Curcio, V. Rocca, S. Stivala, A. C. Cino, A. C. Busacca, G. Cipriani, D. La Cascia, V. Di Dio, R. Miceli *et al.*, "Thin film CIGS solar cells, photovoltaic modules, and the problems of modeling," Int. J. Photoenergy **2013**, 1.
[72]T. Chargui and F. Lmai, "Analyzing temperature-dependent electrical properties of amorphous silicon solar cells: Experimental and simulation approach," J. Mater. Sci: Mater. Electron. **35**, 254 (2024).
[73]L. A. Rosset, D. A. Drabold, and V. L. Deringer, "Signatures of paracrystallinity in amorphous silicon," arXiv:2407.16681 (2024).
[74]F. Peverini, S. Aziz, A. Bashiri, M. Bizzarri, M. Boscardin, L. Calcagnile, C. Calcatelli, D. Calvo, S. Caponi, M. Caprai *et al.*, "Mobility gaps of hydrogenated amorphous silicon related to hydrogen concentration and its influence on electrical performance," Nanomaterials **14**, 1551 (2024).
[75]M. Taguchi, E. Maruyama, and M. Tanaka, "Temperature dependence of amorphous/crystalline silicon heterojunction solar cells," Jpn. J. Appl. Phys. **47**, 814 (2008).
[76]L. H. I. Lim, Z. Ye, J. Ye, D. Yang, and H. Du, "A linear method to extract diode model parameters of solar panels from a single I–V curve," Renewable Energy **76**, 135–142 (2015).
[77]F. Shaik, S. S. Lingala, and P. Veeraboina, "Effect of various parameters on the performance of solar PV power plant: A review and the experimental study," Sustainable Energy Res. **10**, 6 (2023).
[78]K. Shen, Q. Li, D. Wang, R. Yang, Y. Deng, M.-J. Jeng, and D. Wang, "CdTe solar cell performance under low-intensity light irradiance," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **144**, 472–480 (2016).
[79]A. E. Delahoy and A. M. Payne, "Determination of the internal series resistance of CIS and CIGS photovoltaic cell structures," in *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (IEEE, 1996), pp. 841–844.
[80]Y. Jia, Y. Wang, X. Hu, G. Weng, J. Tian, X. Luo, S. Chen, Z. Zhu, and H. Akiyama, "Electroluminescence imaging of laser induced defect formation in Cu (In, Ga)Se_2 solar cell," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **230**, 111160 (2021).
[81]R. Champory, F. Mandorlo, C. Seassal, and A. Fave, "Influence of patterning the TCO layer on the series resistance of thin film hit solar cells," EPJ Photovoltaics **8**, 80101 (2017).
[82]A. Ghoneim, K. Kandil, A. Al-Hasan, M. Altouq, A. Al-Asaad, L. Alshamari, and A. Shamsaldein, "Analysis of performance parameters of amorphous photovoltaic modules under different environmental conditions," Energy Sci. Technol. **1**, 43–50 (2011).
[83]O. Almora, L. Vaillant-Roca, and A. Bosio, "Electrical characterizations of CdTe/CdS poly-crystalline thin film solar cells," Revista Cubana de Física **31**, 66–70 (2014), see https://air.unipr.it/handle/11381/2838588.
[84]A. A. A. Al-Khazzar, "Behavior of four solar PV modules with temperature variation," Int. J. Renewable Energy Res **6**, 1091–1099 (2016).
[85]A. Parisi, L. Curcio, V. Rocca, S. Stivala, A. C. Cino, A. C. Busacca, G. Cipriani, D. La Cascia, V. Di Dio, and R. Miceli, "Photovoltaic module characteristics from CIGS solar cell modelling," in *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)* (IEEE, 2013), pp. 1139–1144.
[86]P. Mwenda, W. Njoroge, S. Mirenga, D. Kinyua *et al.*, "Advances in the CIGS thin films for photovoltaic applications," Smart Grid Renewable Energy **13**, 75–87 (2022).
[87]P. Otero, J. Rodriguez, M. Vetter, J. Andreu, E. Comesaña, and A. Garcia-Loureiro, "Simulation of the temperature dependence of a-Si:H solar cell current-voltage characteristics," in *Proceedings of the 8th Spanish Conference on Electron Devices, CDE'2011* (IEEE, 2011), pp. 1–4.
[88]M. Fortes, E. Comesana, J. Rodriguez, P. Otero, and A. Garcia-Loureiro, "Impact of series and shunt resistances in amorphous silicon thin film solar cells," Sol. Energy **100**, 114–123 (2014).
[89]F. Khan, S. Singh, and M. Husain, "Effect of illumination intensity on cell parameters of a silicon solar cell," Sol. Energy Mater. Sol. Cells **94**, 1473–1476 (2010).
[90]J. P. Torres, H. I. Veiga, P. M. dos-Santos, R. A. Marques Lameirinhas, V. P. Correia, and V. Bernardo, "Modelagem do efeito de defeitos e rachaduras no desempenho de células solares usando o modelo discreto d1mxp," Relatórios científicos **13**, 12490 (2023).

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

[91]K.-S. Lee, Y.-D. Chung, N.-M. Park, D.-H. Cho, K.-H. Kim, J.-H. Kim, S.-J. Kim, Y.-H. Kim, and S.-K. Noh, "Analysis of the current-voltage curves of a Cu (In, Ga)Se_2 thin-film solar cell measured at different irradiation conditions," J. Opt. Soc. Korea **14**, 321–325 (2010).
[92]C. Casu, M. Buffolo, A. Caria, C. De Santi, N. Trivellin, A. Cester, S. Rampino, M. Bronzoni, M. Mazzer, G. Meneghesso *et al.*, "Effect of high monochromatic radiation on the electrical performance of CIGS solar cell," IEEE J. Photovoltaics **15**, 73 (2025).
[93]C. H. Swartz, S. R. Rab, S. Paul, M. F. Van Hest, B. Dou, J. M. Luther, G. F. Pach, C. R. Grice, D. Li, S. S. Bista *et al.*, "Measurement of band offsets and shunt resistance in CdTe solar cells through temperature and intensity dependence of open circuit voltage and photoluminescence," Sol. Energy **189**, 389–397 (2019).
[94]A. Al Tarabsheh and M. Akmal, "Calculation of the shunt resistance across the absorber layer of hydrogenated amorphous silicon photovoltaic cells," in *2019 6th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE)* (IEEE, 2019), pp. 12–16.
[95]M. Zoungrana, I. Zerbo, M. Savadogo, S. Tiedrebeogo, B. Soro, and D. J. Bathiebo, "Effect of light intensity on the performance of silicon solar cell," Global J. Pure Appl. Sci. **23**, 123–129 (2017).

21 October 2025 20:53:43

Published under an exclusive license by AIP Publishing

Referências

1 PERONE, G. e. a. Energy conversion and management: A review. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 248, p. 114777, 2021. 23

2 RASHEED, M. et al. Parameters estimation of photovoltaic model using nonlinear algorithms. In: IOP PUBLISHING. *Journal of Physics: Conference Series*. [S.l.], 2021. v. 1795, n. 1, p. 012058. 23, 67

3 YADIR, S. et al. Evolution of the physical parameters of photovoltaic generators as a function of temperature and irradiance: New method of prediction based on the manufacturer's datasheet. *Energy conversion and management*, Elsevier, v. 203, p. 112141, 2020. 23

4 RUSCHEL, C. S.; GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Experimental analysis of the single diode model parameters dependence on irradiance and temperature. *Solar Energy*, Elsevier, v. 231, p. 306–318, 2022. 23

5 KHAN, F.; BAEK, S.-H.; KIM, J. H. Wide range temperature dependence of analytical photovoltaic cell parameters for silicon solar cells under high illumination conditions. *Applied Energy*, Elsevier, v. 183, p. 715–724, 2016. 23

6 SEAPAN, M. et al. Temperature and irradiance dependences of the current and voltage at maximum power of crystalline silicon pv devices. *Solar Energy*, Elsevier, v. 204, p. 459–465, 2020. 23, 69

7 CORTéS, B.; Tapia Sánchez, R.; FLORES, J. J. Characterization of a polycrystalline photovoltaic cell using artificial neural networks. *Solar Energy*, v. 196, p. 157–167, 2020. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19312265>. 25

8 NELSON, J. A. *The physics of solar cells.* [S.l.]: World Scientific Publishing Company, 2003. 25, 26, 27

9 CUCE, E.; CUCE, P. M.; BALI, T. An experimental analysis of illumination intensity and temperature dependency of photovoltaic cell parameters. *Applied Energy*, v. 111, p. 374 – 382, 2013. ISSN 0306-2619. 25

10 SHOCKLEY, W. *The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors*. [S.l.]: The Bell System Technical Journal, v. 28, n. 3, p. 435 – 489, 1949. 26

11 WANG, L.-X.; CHEN, Y.-G. Full spectrum efficient solar absorption through coupling light to multiple parts of a ti strip. *Results in Physics*, v. 54, p. 107081, 2023. ISSN 2211-3797. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211379723008744>. 28

12 GHOLAMI, A. et al. A single-diode model for photovoltaic panels in variable environmental conditions: Investigating dust impacts with experimental evaluation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 47, p. 101392, 2021. ISSN 2213-1388. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138821004021>. 28

13 ABERLE, A.; WENHAM, S.; GREEN, M. A new method for accurate measurements of the lumped series resistance of solar cells. In: *Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1993 (Cat. No.93CH3283-9)*. [S.l.: s.n.], 1993. p. 133–139. 29, 109

14 SHARMA, R. *Parameter Extraction for Photovoltaic Device Performance Analysis Characterization*. 2017. 29

15 GHANI, F. et al. On the influence of temperature on crystalline silicon solar cell characterisation parameters. *Solar Energy*, v. 112, p. 437–445, 2015. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14006094>. 29, 33, 35, 109

16 COTFAS, D.; COTFAS, P.; KAPLANIS, S. Methods to determine the dc parameters of solar cells: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 28, p. 588–596, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005571>. 32

17 PILLAI, D. S.; RAJASEKAR, N. Metaheuristic algorithms for pv parameter identification: A comprehensive review with an application to threshold setting for fault detection in pv systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 3503–3525, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314818>. 32

18 JORDEHI, A. R. Parameter estimation of solar photovoltaic (pv) cells: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 61, p. 354–371, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116300016>. 33

19 BüHLER, A. J.; Perin Gasparin, F.; KRENZINGER, A. Post-processing data of measured i–v curves of photovoltaic devices. *Renewable Energy*, v. 68, p. 602–610, 2014. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114001396>. 33

20 ISHAQUE, K. et al. Parameter extraction of solar photovoltaic modules using penalty-based differential evolution. *Applied Energy*, v. 99, p. 297–308, 2012. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912003650>. 33

21 LIN, P. et al. Parameters extraction of solar cell models using a modified simplified swarm optimization algorithm. *Solar Energy*, v. 144, p. 594–603, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1730083X>. 33

22 RUSCHEL, C. S.; GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Experimental analysis of the single diode model parameters dependence on irradiance and temperature. *Solar Energy*, v. 217, p. 134–144, 2021. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X21000931>. 33, 34, 74, 83, 84, 92

23 El Achouby, H. et al. New analytical approach for modelling effects of temperature and irradiance on physical parameters of photovoltaic solar module. *Energy Conversion and Management*, v. 177, p. 258–271, 2018. ISSN 0196-8904. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418310586>. 33, 34, 74, 76, 83, 84, 88

24 CUCE, E.; CUCE, P. M.; BALI, T. An experimental analysis of illumination intensity and temperature dependency of photovoltaic cell parameters. *Applied Energy*, v. 111, p. 374–382, 2013. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913004261>. 33, 34, 69, 74, 75, 84, 88, 96

25 RUSCHEL, C. S. et al. Assessment of pv modules shunt resistance dependence on solar irradiance. *Solar Energy*, v. 133, p. 35–43, 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16002449>. 33, 34

26 SINGH, P. et al. Temperature dependence of i–v characteristics and performance parameters of silicon solar cell. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 92, n. 12, p. 1611–1616, 2008. ISSN 0927-0248. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024808002419>. 33, 35

27 FéBBA, D. et al. Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters. *Solar Energy*, v. 174, p. 628–639, 2018. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X18309435>. 33, 35, 44, 50, 86, 88, 89, 91, 92, 94, 96

28 KHAN, F.; BAEK, S.-H.; KIM, J. H. Wide range temperature dependence of analytical photovoltaic cell parameters for silicon solar cells under high illumination conditions. *Applied Energy*, v. 183, p. 715–724, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916313228>. 33, 35

29 CHEGAAR, M. et al. Effect of illumination intensity on solar cells parameters. *Energy Procedia*, v. 36, p. 722–729, 2013. ISSN 1876-6102. TerraGreen 13 International Conference 2013 - Advancements in Renewable Energy and Clean Environment. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213011703>. 33, 35

30 PRIYANKA; LAL, M.; SINGH, S. A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 91, n. 2, p. 137–142, 2007. ISSN 0927-0248. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024806003400>. 33, 34, 92

31 IBRAHIM, H.; ANANI, N. Evaluation of analytical methods for parameter extraction of pv modules. *Energy Procedia*, v. 134, p. 69–78, 2017. ISSN 1876-6102. Sustainability in Energy and Buildings 2017: Proceedings of the Ninth KES International Conference, Chania, Greece, 5-7 July 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217347355>. 36

32 SABRY M.; GHITAS, A. E. Influence of temperature on methods for determining silicon solar cell series resistance. *Journal of Solar Energy Engineering*, 2017. 36

33 RHOUMA, M. B. et al. A simple method for extracting the parameters of the pv cell single-diode model. *Renewable Energy*, v. 113, p. 885 – 894, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117305694>. 36

34 SUNDARAM, S.; KRISHNAN, K. S.; SURESHKUMAR, M. Perovskite solar cells: A review. *Mater Today: Proc.*, Elsevier, v. 5, n. 1, p. 2502–2507, 2018. 36, 37

35 LI, C.; AL. et. Review on the development of solar cells. *Int. J. Photoenergy*, v. 2020, p. 1–15, 2020. 36, 37

36 SATTERFIELD, J.; AL. et. Photovoltaic generations and technological advancements. *J. Energy Res. Technol.*, v. 142, n. 7, p. 070801, 2020. 36, 38

37 STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *Journal of Global Optimization*, Springer Science and Business Media LLC, v. 11, n. 4, p. 341–359, 1997. Disponível em: <https://doi.org/10.1023/a:1008202821328>. 38

38 RAMLI, M. A.; BOUCHEKARA, H.; ALGHAMDI, A. S. Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm. *Renewable Energy*, Elsevier BV, v. 121, p. 400–411, jun. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.058>. 38

39 BEIRAMI, H.; SHABESTARI, A. Z.; ZERAFAT, M. M. Optimal PID plus fuzzy controller design for a PEM fuel cell air feed system using the self-adaptive differential evolution algorithm. *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier BV, v. 40, n. 30, p. 9422–9434, ago. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.05.114>. 38

40 SUN, C.-H. et al. Comparison of dynamic differential evolution and self-adaptive dynamic differential evolution for buried metallic cylinder. *Research in Nondestructive Evaluation*, Informa UK Limited, v. 24, n. 1, p. 35–50, jan. 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/09349847.2012.699607>. 38

41 NANDI, S.; REDDY, M. J. Comparative performance evaluation of self-adaptive differential evolution with GA, SCE and DE algorithms for the automatic calibration of a computationally intensive distributed hydrological model. *H2Open Journal*, IWA Publishing, v. 3, n. 1, p. 306–327, jan. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.2166/h2oj.2020.030>. 38

42 RIBEIRO, L. H. et al. Investigation of electronic transport in inas/gaas samples. a study using the metaheuristic self-adaptive differential evolution method. *Physica B: Condensed Matter*, v. 621, p. 413293, 2021. ISSN 0921-4526. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921452621004658>. 38

43 PANT, M. et al. Differential evolution: A review of more than two decades of research. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, Elsevier, v. 90, p. 103479, 2020. 38

44 AMARAL, C.; SOUZA, M.; CATALAN, T. Um estudo do método de newton-raphson. *Revista eletrônica matemática e estatística em foco*, p. 42, 2015. 39, 114

45 LI, B. et al. Evaluation and improvement of iec 60891 correction methods for i-v curves of defective photovoltaic panels. *Solar Energy*, v. 216, p. 225–237, 2021. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X2100013X>. 40, 41

46 DING, K. et al. A simplified model for photovoltaic modules based on improved translation equations. *Solar Energy*, v. 101, p. 40–52, 2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13005331>. 41

47 CARRERO, C. et al. Accurate and fast convergence method for parameter estimation of pv generators based on three main points of the i–v curve. *Renewable Energy*, v. 36,

n. 11, p. 2972–2977, 2011. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111001698>. 41

48 HAOUARI-MERBAH, M. et al. Extraction and analysis of solar cell parameters from the illuminated current–voltage curve. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 87, n. 1, p. 225–233, 2005. ISSN 0927-0248. International Conference on Physics, Chemistry and Engineering. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024804003411>. 41

49 KIM, S.; KIM, H. A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts. *International Journal of Forecasting*, v. 32, n. 3, p. 669–679, 2016. ISSN 0169-2070. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169207016000121>. 55

50 DUPRé, O.; VAILLON, R.; GREEN, M. Physics of the temperature coefficients of solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 140, p. 92–100, 2015. ISSN 0927-0248. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024815001403>. 62

51 HERRANDO, M. et al. A review of solar hybrid photovoltaic-thermal (pv-t) collectors and systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, Elsevier, v. 97, p. 101072, 2023. 62

52 TAŞER, A.; KOYUNBABA, B. K.; KAZANASMAZ, T. Thermal, daylight, and energy potential of building-integrated photovoltaic (bipv) systems: A comprehensive review of effects and developments. *Solar Energy*, Elsevier, v. 251, p. 171–196, 2023. 62

53 BENSALEM, S.; CHEGAAR, M.; HERGUTH, A. Band gap dependence with temperature of semiconductors from solar cells electrical parameters. *Current Applied Physics*, Elsevier, v. 17, n. 1, p. 55–59, 2017. 64

54 BERTHOD, C. et al. On the variability of the temperature coefficients of mc-si solar cells with irradiance. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 92, p. 2–9, 2016. 64

55 BLUDAU, W.; ONTON, A.; HEINKE, W. Temperature dependence of the band gap of silicon. *Journal of Applied Physics*, American Institute of Physics, v. 45, n. 4, p. 1846–1848, 1974. 64

56 CRAIN, D. et al. Comparison of d.c. and a.c. electro-analytical methods for measuring diode ideality factors and series resistances of silicon solar cells. *Current Applied Physics*, v. 13, n. 9, p. 2087–2097, 2013. ISSN 1567-1739. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1567173913003350>. 66, 89

57 ZHANG, Y. et al. Modelling and estimating performance for pv module under varying operating conditions independent of reference condition. *Applied Energy*, Elsevier, v. 310, p. 118527, 2022. 67, 85

58 RUSCHEL, C. S.; GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Experimental analysis of the single diode model parameters dependence on irradiance and temperature. *Solar Energy*, Elsevier, v. 217, p. 134–144, 2021. 69

59 CHEGAAR, M. et al. Effect of illumination intensity on solar cells parameters. *Energy Procedia*, v. 36, p. 722–729, 2013. ISSN 1876-6102. TerraGreen 13 International Conference 2013 - Advancements in Renewable Energy and Clean Environment. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213011703>. 74

60 LIM, L. H. I. et al. A linear method to extract diode model parameters of solar panels from a single i–v curve. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 76, p. 135–142, 2015. 77, 78, 94

61 KHAN, F.; SINGH, S.; HUSAIN, M. Effect of illumination intensity on cell parameters of a silicon solar cell. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 94, n. 9, p. 1473–1476, 2010. ISSN 0927-0248. PVSEC 18. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024810001455>. 78, 97

62 LAMEIRINHAS RICARDO A E P. CORREIA V. BERNARDO, C. e. N. T. J. P. e. V. H. I. e. M. d. S. P. M. Modelagem do efeito de defeitos e rachaduras no desempenho de células solares usando o modelo discreto d1mxp. *Relatórios científicos*, Nature Publishing Group Reino Unido Londres, v. 13, n. 1, p. 12490, 2023. 78, 97

63 GHANI, F. et al. On the influence of temperature on crystalline silicon solar cell characterisation parameters. *Solar Energy*, v. 112, p. 437–445, 2015. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14006094>. 83, 88, 96

64 GREEN, M. A. *Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversion*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2003. ISBN 978-3-540-00551-1. 83

65 SUN, C. et al. Temperature effect of photovoltaic cells: a review. *Advanced Composites and Hybrid Materials*, Springer, v. 5, n. 4, p. 2675–2699, 2022. 83

66 LOUZAZNI, M. et al. Modelling and parameters extraction of flexible amorphous silicon solar cell a-si: H. *Applied Solar Energy*, Springer, v. 56, p. 1–12, 2020. 83, 84

67 SEAPAN MANIT E HISHIKAWA, Y. e. Y. M. e. O. K. *Dependências de temperatura e irradiância da corrente e tensão na potência máxima de dispositivos fotovoltaicos de silício cristalino*. [S.l.]: Elsevier, 2020. 459465 p. 83

68 SAIVE, R. *Captura de luz em células solares finas de silício: uma revisão sobre fundamentos e tecnologias*. [S.l.]: Biblioteca Online Wiley, 2021. 11251137 p. 83

69 NARASIMMAN, K. et al. Modelling and real time performance evaluation of a 5 mw grid-connected solar photovoltaic plant using different artificial neural networks. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 279, p. 116767, 2023. 83

70 RATHOD, K. C. et al. Effect of temperature on photovoltaic solar cell cadmium telluride thin film. *Advances in Materials Physics and Chemistry*, Scientific Research Publishing, v. 13, n. 1, p. 1–15, 2023. 83

71 HAMADANI, B. et al. Modulated photocurrent spectroscopy of cdte/cds solar cells—equivalent circuit analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 116, p. 126–134, 2013. ISSN 0927-0248. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813001761>. 83

72 THEELEN, M. et al. Determination of the temperature dependency of the electrical parameters of cigs solar cells. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, AIP Publishing, v. 9, n. 2, 2017. 83, 89, 93

73 KHATRI, I. et al. Temperature-dependent current–voltage and admittance spectroscopy analysis on cesium-treated cu (in1- x, gax) se2 solar cell before and after heat-light soaking and subsequent heat-soaking treatments. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Wiley Online Library, v. 28, n. 11, p. 1158–1166, 2020. 83

74 BRONZONI, M. et al. Equivalent circuit model for cu (in, ga) se2 solar cells operating at different temperatures and irradiance. *Electronics*, MDPI, v. 7, n. 11, p. 324, 2018. 84

75 WAGNER, L. K.; GROSSMAN, J. C. Microscopic description of light induced defects in amorphous silicon solar cells. *Physical review letters*, APS, v. 101, n. 26, p. 265501, 2008. 84

76 SCUTO, A. et al. Effect of illumination and electric field intensity on the efficiency improvement of amorphous silicon tandem solar cells. *Journal of Vacuum Science & Technology B*, AIP Publishing, v. 35, n. 1, 2017. 84

77 KAVANAGH, S. R.; WALSH, A.; SCANLON, D. O. Rapid recombination by cadmium vacancies in cdte. *ACS energy letters*, ACS Publications, v. 6, n. 4, p. 1392–1398, 2021. 85

78 KUCIAUSKAS, D. et al. Minority-carrier lifetime and surface recombination velocity in single-crystal cdte. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 5, n. 1, p. 366–371, 2014. 85

79 YANG, J.-H. et al. Review on first-principles study of defect properties of cdte as a solar cell absorber. *Semiconductor Science and Technology*, IOP Publishing, v. 31, n. 8, p. 083002, 2016. 85

80 ABOU-RAS, D.; MAIBERG, M. Recombination velocities at grain boundaries in solar-cell absorbers–revisited. *arXiv preprint arXiv:2503.08810*, 2025. 86

81 OUéDRAOGO, A. et al. Individual efficiencies of a polycrystalline silicon pv cell versus temperature. *Results in Optics*, v. 4, p. 100101, 2021. ISSN 2666-9501. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666950121000493>. 86

82 VIRTUANI, A. et al. Overview of temperature coefficients of different thin film photovoltaic technologies. In: EU-PVSEC VALENCIA, SPAIN. *25th European photovoltaic solar energy conference and exhibition/5th World conference on photovoltaic energy conversion*. [S.l.], 2010. v. 3, p. 83. 86

83 Barragán Sánchez-Lanuza, M. et al. Experimental cigs technology performance under low concentration photovoltaic conditions. *Journal of Cleaner Production*, v. 446, p. 141384, 2024. ISSN 0959-6526. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965262400831X>. 86

84 DHASS AD E PATEL, D. e. P. B. Estimativa de perdas de potência em células solares fotovoltaicas de junção única de arsenieto de gálio. *Revista Internacional de Termofluidos*, Elsevier, v. 17, p. 100303, 2023. 86

85 SACHENKO, A. et al. Photoconversion in the hit solar cells: Theory vs experiment. *arXiv preprint arXiv:1510.06007*, 2015. 87, 95

86 CARLSON, D.; LIN, G.; GANGULY, G. Temperature dependence of amorphous silicon solar cell pv parameters. In: IEEE. *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-2000 (Cat. No. 00CH37036)*. [S.l.], 2000. p. 707–712. 87, 89, 97

87 CATTIN, J. et al. Influence of light soaking on silicon heterojunction solar cells with various architectures. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 11, n. 3, p. 575–583, 2021. 88

88 XU, X. et al. Influences of low intensity on diode parameters of cdte solar cells. *Materials*, MDPI, v. 13, n. 9, p. 2194, 2020. 88, 91, 95, 98

89 ANANI, N.; IBRAHIM, H. Adjusting the single-diode model parameters of a photovoltaic module with irradiance and temperature. *Energies*, MDPI, v. 13, n. 12, p. 3226, 2020. 88

90 KHAN, F.; BAEK, S.-H.; KIM, J. H. Wide range temperature dependence of analytical photovoltaic cell parameters for silicon solar cells under high illumination conditions. *Applied Energy*, v. 183, p. 715–724, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916313228>. 88, 92, 96

91 AVILA-AVENDANO, J.; QUEVEDO-LOPEZ, M.; YOUNG, C. Electrical characterization of the temperature dependence in cdte/cds heterojunctions deposited in-situ by pulsed laser deposition. *Applied Physics Letters*, AIP Publishing, v. 112, n. 9, 2018. 88, 97

92 SARAVANAN, S.; BABU, N. R. Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system–a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 57, p. 192–204, 2016. 89, 93

93 PATTABI, M. et al. Effect of temperature and electron irradiation on the i–v characteristics of au/cdte schottky diodes. *Solar Energy*, v. 81, n. 1, p. 111–116, 2007. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X06001745>. 89, 93

94 KIM, H. T. et al. Ac analysis of temperature effects on conversion efficiency of cuingase2 solar cells. *Electronics Letters*, Wiley Online Library, v. 51, n. 1, p. 86–88, 2015. 89

95 SUN, X. et al. An illumination-and temperature-dependent analytical model for copper indium gallium diselenide (cigs) solar cells. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 6, n. 5, p. 1298–1307, 2016. 89, 98

96 DUPRÉ, O.; VAILLON, R.; GREEN, M. A. Thermal behavior of photovoltaic devices. *Physics and engineering*, Springer, v. 10, p. 978–3, 2017. 89

97 HAMEIRI, Z.; MCINTOSH, K.; XU, G. Evaluation of recombination processes using the local ideality factor of carrier lifetime measurements. *Solar energy materials and solar cells*, Elsevier, v. 117, p. 251–258, 2013. 91

98 HEISE, S. J. et al. Which parameters determine the low-light behaviour of cigsse-based thin-film solar cells? *Frontiers in Energy Research*, Frontiers Media SA, v. 10, p. 906093, 2022. 91, 95

99 HASCHKE, J. et al. Towards wafer quality crystalline silicon thin-film solar cells on glass. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Elsevier, v. 128, p. 190–197, 2014. 91

100 SEME, S. et al. Solar photovoltaic tracking systems for electricity generation: A review. *Energies*, MDPI, v. 13, n. 16, p. 4224, 2020. 92, 96

101 YU, C. et al. Recent advances in and new perspectives on crystalline silicon solar cells with carrier-selective passivation contacts. *Crystals*, MDPI, v. 8, n. 11, p. 430, 2018. 92

102 Abo El Soud, A.; ZAYED, H.; SOLIMAN, L. Transport properties of cuins2, cuinse2 and cuinte2 thin films. *Thin Solid Films*, v. 229, n. 2, p. 232–236, 1993. ISSN 0040-6090. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0040609093903705>. 93

103 PARISI, A. et al. Thin film cigs solar cells, photovoltaic modules, and the problems of modeling. *International Journal of Photoenergy*, Wiley Online Library, v. 2013, n. 1, p. 817424, 2013. 93, 97

104 CHARGUI, T.; LMAI, F. Analyzing temperature-dependent electrical properties of amorphous silicon solar cells: experimental and simulation approach. *Journal of Materials Science: Materials in Electronics*, Springer, v. 35, n. 3, p. 254, 2024. 93

105 TAGUCHI, M.; MARUYAMA, E.; TANAKA, M. Temperature dependence of amorphous/crystalline silicon heterojunction solar cells. *Japanese Journal of Applied Physics*, IOP Publishing, v. 47, n. 2R, p. 814, 2008. 94

106 SHAIK, F.; LINGALA, S. S.; VEERABOINA, P. Effect of various parameters on the performance of solar pv power plant: a review and the experimental study. *Sustainable Energy Research*, Springer, v. 10, n. 1, p. 6, 2023. 94

107 SHEN, K. et al. Cdte solar cell performance under low-intensity light irradiance. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 144, p. 472–480, 2016. ISSN 0927-0248. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024815004766>. 94, 95

108 SHEN, K. et al. Cdte solar cell performance under low-intensity light irradiance. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Elsevier, v. 144, p. 472–480, 2016. 94, 98

109 DELAHOY, A. E.; PAYNE, A. M. Determination of the internal series resistance of cis and cigs photovoltaic cell structures. In: IEEE. *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1996*. [S.l.], 1996. p. 841–844. 95

110 JIA, Y. et al. Electroluminescence imaging of laser induced defect formation in cu (in, ga) se2 solar cell. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Elsevier, v. 230, p. 111160, 2021. 95

111 CHAMPORY, R. et al. Influence of patterning the tco layer on the series resistance of thin film hit solar cells. *EPJ Photovoltaics*, EDP Sciences, v. 8, p. 80101, 2017. 95

112 GHONEIM, A. et al. Analysis of performance parameters of amorphous photovoltaic modules under different environmental conditions. *Energy Science and Technology*, v. 1, n. 1, p. 43–50, 2011. 95

113 ALMORA, O.; VAILLANT-ROCA, L.; BOSIO, A. Electrical characterizations of cdte/cds poly-crystalline thin film solar cells. *Revista Cubana de Física*, v. 31, n. 2, p. 66–70, 2014. 97

114 AL-KHAZZAR, A. A. A. Behavior of four solar pv modules with temperature variation. *Int. J. Renew. Energy Res*, v. 6, n. 3, p. 1091–1099, 2016. 97

115 PARISI, A. et al. Photovoltaic module characteristics from cigs solar cell modelling. In: IEEE. *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. [S.l.], 2013. p. 1139–1144. 97

116 MWENDA, P. et al. advances in the cigs thin films for photovoltaic applications. Scientific Research Publishing, 2022. 97

117 OTERO, P. et al. Simulation of the temperature dependence of a-si: H solar cell current-voltage characteristics. In: IEEE. *Proceedings of the 8th Spanish Conference on Electron Devices, CDE'2011*. [S.l.], 2011. p. 1–4. 97

118 FORTES, M. et al. Impact of series and shunt resistances in amorphous silicon thin film solar cells. *Solar Energy*, Elsevier, v. 100, p. 114–123, 2014. 97

119 LEE, K.-S. et al. Analysis of the current-voltage curves of a cu (in, ga) se_2 thin-film solar cell measured at different irradiation conditions. *Journal of the Optical Society of Korea*, OSA, v. 14, n. 4, p. 321–325, 2010. 98

120 CASU, C. et al. Effect of high monochromatic radiation on the electrical performance of cigs solar cell. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, 2024. 98

121 SWARTZ, C. H. et al. Measurement of band offsets and shunt resistance in cdte solar cells through temperature and intensity dependence of open circuit voltage and photoluminescence. *Solar Energy*, Elsevier, v. 189, p. 389–397, 2019. 98

122 TARABSHEH, A. A.; AKMAL, M. Calculation of the shunt resistance across the absorber layer of hydrogenated amorphous silicon photovoltaic cells. In: IEEE. *2019 6th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE)*. [S.l.], 2019. p. 12–16. 98

123 ZOUNGRANA, M. et al. Effect of light intensity on the performance of silicon solar cell. *Global journal of pure and applied sciences*, v. 23, n. 1, p. 123–129, 2017. 98

124 SILVA, A. M. et al. The study and application of evaluation methods for photovoltaic modules under real operational conditions, in a region of the brazilian southeast. *Renewable Energy*, v. 138, p. 1189–1204, 2019. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119301429>. 109