

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISE DE PARÂMETROS DE MÓDULOS BIFACIAIS EM DIFERENTES
IRRADIÂNCIAS E TEMPERATURAS

por

Indhirha Deckmann

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, março de 2024

ANÁLISE DE PARÂMETROS DE MÓDULOS BIFACIAIS EM DIFERENTES
IRRADIÂNCIAS E TEMPERATURAS

por

Indhirha Deckmann
Mestre em Engenharia

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia - ENE

Orientador: Prof. Dr. Andrés Armando Mendiburu Zevallos

Coorientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Aprovada por:

Prof. Dr. Rafael Haag, UERGS

Prof^a. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues, PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Paulo Smith Schneider, PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Felipe Roman Centeno
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 19, março de 2024

Dedico aos meus pais, minha irmã, meu cunhado e ao meu marido que me impulsionaram todos os dias com palavras de apoio, que se esforçaram muito para me ajudar a elaborar este trabalho, além de todo o suporte necessário, financeiro e emocional, para que eu pudesse realizar o meu sonho.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, primeiramente, a Deus e aos meus amigos espirituais pela vida e pelo acompanhamento durante minha caminhada, aos meus pais, Rita Benedita Pfeil Vaz e Ivanor Getúlio Maciel Deckmann além da minha querida irmã Iohanna Deckmann e meu cunhado Mauro Mozael Hirsch e meu marido Felipe de Oliveira pelo suporte durante a minha trajetória acadêmica além do apoio incondicional e que compreenderam os meus momentos de ausência e de estresse e a minha família. Às minhas amigas Cristiane Magalhães, Aline Farias de Oliveira que acreditaram no meu potencial e sabem como me esforcei para essa conquista. Agradeço a minha colega de Mestrado Julia Hartmann Mozetic, que não só me acompanhou e me apoiou, mas percorreu junto comigo o caminho do mestrado e esteve presente em todos os momentos, fossem de alegrias.

Agradeço aos meus Chefes Daiane Canabarro e Everton Strassburger Zeppenfed por todo o ensinamento e suporte que me proporcionaram, além da parceria, o que permitiu conciliar as duas jornadas.

Agradeço também ao pessoal do Labsol, professor Arno Krenzinger, César Wilhelm Massen Prieb pelos diversos conselhos e ajuda, aos IC's Ingrid Moraes e Thiago Ellwanger pela ajuda durante a confecção deste trabalho. Agradeço de modo especial ao Pós doutorando Fernando Schuck de Oliveira, que foi também um co-orientador, sempre me trazendo alento quando tudo parecia estar perdido. Além destes, agradeço ao Fabiano Perin Gasparin que aceitou trilhar essa caminhada de ser meu co-orientador, fazendo muito mais do que sua função de auxiliar, foi além disso, transformou está árdua trajetória em algo mais leve e prazerosa.

Agradeço ao meu orientador Andrés Armando Mendiburu Zevallos que fez muito mais do que me auxiliar na construção dessa pesquisa, foi a pessoa que me inspirou com a sua metodologia, a sua positividade além de sua enorme capacidade de me compreender e me corrigir quando necessário, o que conseguiu me estimular indiretamente nos momentos em que eu desanimava e fez com que eu acreditasse, cada vez mais na importância da realização desse trabalho. Por fim, agradeço aos professores Paulo Smith Schneider, Leticia Jenisch Rodrigues e Rafael Haag que aceitaram participar da minha banca, assim, contribuindo com os seus conhecimentos para a finalização do meu trabalho. Por fim agradeço à Universidade Federal do Rio Grande do Sul pela oportunidade de cursar o mestrado, além da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Conselho Nacional de

Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo suporte financeiro para a elaboração deste trabalho.

RESUMO

A energia solar fotovoltaica é uma das principais alternativas de geração de energia renovável no mundo, devido a várias vantagens que essa tecnologia oferece. Os módulos fotovoltaicos podem ser do tipo monofacial, que converte em eletricidade apenas a radiação solar que atinge a sua parte frontal, ou bifacial, que utiliza, para esta conversão, a energia solar que recebe em ambos os lados. Com o crescimento significativo desta energia, torna-se cada vez mais importante compreender os mecanismos de conversão dessa fonte de energia, sendo ela dependente da radiação solar, da posição geográfica, das condições climáticas, temperatura local entre outros fatores. A caracterização de módulos fotovoltaicos é um processo essencial na avaliação do desempenho elétrico dos dispositivos e está diretamente relacionado à potência máxima e eficiência que os módulos possuem. A caracterização se dá por meio das curvas corrente versus tensão (I-V) e potência versus tensão (P-V). Ainda é possível estudar o comportamento da variação da eficiência com a irradiância (η -G) e a variação do fator de forma com a irradiância (FF-G). Para os módulos bifaciais, existem dois fatores fundamentais neste processo, sendo eles o fator de bifacialidade e o ganho bifacial. Neste trabalho foram utilizados os métodos *indoor e outdoor* para se obter curvas I-V e P-V de quatro módulos fotovoltaicos. Para ensaios no simulador solar em diversas temperaturas foi confeccionada uma câmara termostática, a qual foi utilizada para obter as curvas características de módulos bifaciais, variando a irradiância e temperatura. As relações de eficiência versus irradiância e temperatura bem como o fator de forma versus irradiância e temperatura são bem representadas por modelos simples. Também foi verificada a linearidade da potência e da corrente de curto-circuito e a relação logarítmica da tensão de circuito aberto em função da irradiância. Ainda foram obtidos os fatores de bifacialidades para a potência máxima, a tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, permitindo obter uma caracterização mais abrangente destes módulos e os coeficientes térmicos tanto para os dois métodos. Os resultados encontrados ficaram dentro do esperado, apresentando coeficientes de correlação próximos à unidade. Este trabalho possibilitou o aperfeiçoamento e a difusão da metodologia para a comparação de medições dos coeficientes térmicos em simulador solar e iluminação natural, além de se ter melhor entendimento do módulo em diversas situações.

Palavras-chave: Módulos Fotovoltaicos Bifaciais; Câmara Termostática; Métodos indoor e outdoor.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is one of the main alternatives for generating renewable energy in the world, due to several advantages that this technology offers. Photovoltaic modules can be of the monofacial type, which converts only the solar radiation that reaches their front part into electricity, or bifacial, which uses, for this conversion, the solar energy that it receives on both sides. With the significant growth of this energy, it becomes increasingly important to understand the conversion mechanisms of this energy source, as it depends on solar radiation, geographic position, climatic conditions, local temperature, among other factors. The characterization of photovoltaic modules is an essential process in evaluating the electrical performance of devices and is directly related to the maximum power and efficiency that the modules have. The characterization takes place through current versus voltage (I-V) and power versus voltage (P-V) curves. It is still possible to study the behavior of efficiency variation with irradiance (η -G) and shape factor variation with irradiance (FF-G). For bifacial modules, there are two fundamental factors in this process, namely the bifaciality factor and the bifacial gain. In this work, indoor and outdoor methods were used to obtain I-V and P-V curves of four photovoltaic modules. For tests in the solar simulator at different temperatures, a thermostatic chamber was created, which was used to obtain the characteristic curves of bifacial modules, varying the irradiance and temperature. The relationships of efficiency versus irradiance and temperature as well as shape factor versus irradiance and temperature are well represented by simple models. The linearity of power and short circuit current and the logarithmic relationship of open circuit voltage as a function of irradiance were also verified. The bifacial factors for maximum power, open circuit voltage and short circuit current were also obtained, allowing a more comprehensive characterization of these modules and the thermal coefficients for both methods. The results found were as expected, presenting correlation coefficients close to unity. This work made it possible to improve and disseminate the methodology for comparing thermal coefficient measurements in solar simulators and natural lighting, in addition to having a better understanding of the module in different situations.

Keywords: Bifacial Photovoltaic Modules; Thermostatic Chamber; Indoor and outdoor methods.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Estado da arte.....	6
1.2	Objetivos.....	10
1.2.1	Objetivo Geral	10
1.2.2	Objetivos específicos	10
1.3	Organização do Trabalho.....	10
2	REVISÃO TEÓRICA	12
2.1	Efeito Fotovoltaico	12
2.2	Célula Fotovoltaica.....	13
2.3	Módulo Fotovoltaico	21
2.4	Tecnologias Fotovoltaicas	25
2.5	Tecnologia Bifacial.....	26
2.6	Influência da irradiância na curva I - V e P - V.....	30
2.7	Influência da temperatura na curva I - V e P - V.....	31
2.8	Normas para a caracterização de módulos bifaciais	32
2.9	Simuladores Solares	33
2.10	Coeficientes térmicos	34
3	METODOLOGIA	38
3.1	Método utilizando o Simulador solar (Método Indoor):	39
3.2	Simulador solar do LABSOL utilizado nos ensaios:.....	39
3.3	Confeção da câmara termostática:	40
3.4	Método utilizando a Iluminação natural (Método Outdoor):	48
4	RESULTADOS	51

4.1	Dados característicos da câmara termostática	51
4.2	Curvas I-V e P-V	55
4.3	Coeficientes de bifacialidade.....	644
4.4	Fator de forma e Eficiência em função da Irradiância e da Temperatura.....	66
4.5	Linearidade	73
4.6	Coeficientes térmicos	75
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	82
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	844
	APÊNDICE A	93
	APÊNDICE B	95
	APÊNDICE C	988
	APÊNDICE D	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Distribuição da Matriz Elétrica Brasileira [ABSOLAR, 2024].....	1
Figura 1.2 – Histórico dos preços de células de silício em dólares por watt (US\$/W) [adaptado de Diamandis, 2014]	3
Figura 1.3 - Célula bifacial no mercado mundial [Baseado em ITRPV, 2020]	4
Figura 2.1 - Efeito fotovoltaico na junção P-N da célula fotovoltaica típica de silício [CRESESB, 2008].....	13
Figura 2.2 - Processo de produção de células fotovoltaicas mono e policristalinas [Autor (a), 2023].....	14
Figura 2.3 - Estruturas das células fotovoltaicas de silício. A – Monocristalina. B – Policristalina. C- Amorfo [CRESESB, 2008]	16
Figura 2.4 - Disposição de uma célula fotovoltaica típica de silício [CRESESB, 2008].....	16
Figura 2.5 - Produção anual fotovoltaica por tecnologia [Baseado em Fraunhofer, 2023].....	17
Figura 2.6 - Porcentagem da produção anual por tecnologia [Baseado em Fraunhofer, 2023]	17
Figura 2.7 - Circuito elétrico equivalente de uma célula solar [Bühler, 2011]	18
Figura 2.8 - Circuito elétrico de célula bifacial [Bhang et al., 2019]	19
Figura 2.9 - Principais componentes de um módulo fotovoltaico [Zanescio et al, 2014]	22
Figura 2.10 - Curva característica I-V e P-V de uma célula fotovoltaica com destaque aos principais pontos [adaptado de Pinho e Galdino, 2014].....	23
Figura 2.11 - Diferentes materiais utilizados na construção de células fotovoltaicas em diferentes gerações [Coelho, 2008].....	26
Figura 2.12- Diferença estrutural entre módulos A) monofaciais e B) bifaciais [Adaptado de Kopecek e Libal, 2021]	27
Figura 2.13 - Captação da radiação solar por: A) módulos fotovoltaicos monofaciais e B) módulos fotovoltaicos bifaciais [Takata, 2019]	28
Figura 2.14- As conFigurações para instalações bifaciais. A) Módulo de inclinação fixa. B) ConFiguração horizontal. C) Geometria vertical. D) Curvas diárias em comparação com instalações monofaciais [Kopecek et al., 2018].....	29
Figura 2.15– A) Curva característica I-V; B) Curva caraterística P-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias mantendo a temperatura constante [Bühler, 2007; Bühler, 2011].....	31

Figura 2.16– Influência da temperatura na curva A) I - V e B) P-V com irradiância constante [Bühler, 2007; Bühler, 2011]	32
Figura 3.1– A) Lâmpada de flash de xenônio; B) Gabinete que abriga o banco de capacitores fornecedores de energia para o flash; C) Interior do túnel para simulador solar com revestimento de baixa refletividade [Autor (a), 2023]	40
Figura 3.2- Projeto da câmara termostática, A) face frontal; face traseira; C) câmara aberta demonstrando como será a parte interna [Autor (a), (2023)]	41
Figura 3.3- Placa aquecedora traseira inserida na câmara termostática, A) Sem pintura; B) Com pintura [Autor (a), 2023]	42
Figura 3.4- Equipamento de aquisição de dados Keysight 34980A, localizado sob a bancada de controle do simulador ao lado do controle eletrônico do simulador solar, cuja função é o monitoramento da temperatura em diferentes pontos do módulo [Autor (a), 2023]	43
Figura 3.5 - Instalação dos ventiladores ao longo dos perfis horizontais internos – A) Ventiladores superiores; B) Ventiladores superiores [Autor (a), 2023].....	44
Figura 3.6- Componentes da bancada de controle do simulador solar -A) Controle eletrônico do simulador solar e na parte superior está a unidade de aquisição de dados Agilent 34972 A; B) Quadro de comando do sistema de aquecimento (das resistências) da câmara termostática; C) Parte interna do quadro de comando do sistema de aquecimento [Autor (a), 2023]	45
Figura 3.7 - Câmara termostática – A) Face frontal; B) Face traseira; C) Parte interna [Autor (a), 2023]	46
Figura 3.8- Câmara inserida no simulador solar -A) Fechada; B) Aberta - (1) Placa para aquecimento traseiro. (2) Placa para aquecimento lateral. (3) Controladores de temperaturas. (4) Termo resistências (de 1 a 9 ao longo do módulo). (5) Perfis Verticais. (6) Perfis horizontais inferior e superior com ventiladores acoplados [Autor (a), 2023]	46
Figura 3.9 - Fluxograma do procedimento experimental, método <i>indoor</i> [Autor (a), 2024] ...	47
Figura 3.10– A) Módulo acomodado na estrutura – (1) cobertura posterior do módulo e (2) célula de referência; B) (1) gnômon e (2) cobertura frontal [Autor (a), 2023.] ..	48

Figura 3.11- Tela de configuração do traçador de curva I-V – A) configurações iniciais do sistema; B) configurações utilizadas para o cálculo de parâmetros elétricos dos módulo e as condições para a correção da curva obtida [Autor (a), 2023]	49
Figura 3.12- Medidas obtidas pelo traçador de curvas [Autor (a), 2023]	49
Figura 3.13 – Fluxograma do procedimento experimental, método <i>outdoor</i> [Autor (a), 2024]	50
Figura 4.1-Temperatura dos 9 pontos de monitoramento em cada uma das medidas das curvas I-V para a face frontal do módulo da JASOLAR. As temperaturas estão distribuídas nos quadros conforme modelo abaixo [Autor (a), 2023].....	52
Figura 4.2-Temperatura dos 9 pontos de monitoramento em cada uma das medidas das curvas I-V para a face traseira do módulo da JASOLAR. As temperaturas estão distribuídas nos quadros conforme modelo abaixo [Autor (a), 2023].....	53
Figura 4.3 - Imagem termográfica do módulo fotovoltaico com aproximadamente 30 minutos de estabilização a uma temperatura de A) ~35°C; B) ~45°C [Autor (a), 2023] .	54
Figura 4.4 - Imagem termográfica do módulo fotovoltaico com aproximadamente 30 minutos de estabilização a uma temperatura de A) ~55°C; B) ~65°C [Autor (a), 2023] .	54
Figura 4.5 - Curvas I-V obtidas pelo método <i>indoor</i> em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m ² para o módulo LR4-72HBD-450M, face frontal [Autor (a), 2023] .	56
Figura 4.6- Curvas I-V obtidas pelo método <i>indoor</i> em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m ² para o módulo LR4-72HBD-450M, face traseira [Autor (a), 2023] .	56
Figura 4.7- Curvas I-V para a face frontal obtidas pelo método <i>outdoor</i> em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m ² para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]	57
Figura 4.8-Curvas I-V obtidas pelo método <i>indoor</i> para a face frontal em diferentes irradiâncias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023].....	58
Figura 4.9 - Curvas I-V obtidas pelo método <i>indoor</i> para a face traseira em diferentes irradiâncias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]	59
Figura 4.10 - Curvas P-V obtidas pelo método <i>indoor</i> em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m ² para o módulo LR4-72HBD-450M, face frontal [Autor (a), 2023]	60

Figura 4.11 - Curvas P-V obtidas pelo método indoor em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m ² para o módulo LR4-72HBD-450M, face traseira [Autor (a), 2023]	61
Figura 4.12 - Curvas P-V para a face frontal obtidas pelo método outdoor em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m ² para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]	61
Figura 4.13 - Curvas P-V obtidas pelo método <i>indoor</i> para face frontal em diferentes irradiâncias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]	63
Figura 4.14 - Curvas P-V obtidas pelo método indoor em diferentes irradiâncias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M, A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023].....	63
Figura 4.15- Curvas Fator de bifacialidade para I _{sc} obtidas pelo método <i>indoor</i> para o módulo SF-M14/144450BF, A) em diferentes irradiâncias; B) em diferentes temperaturas [Autor (a), 2023]	65
Figura 4.16 - Curvas Fator de bifacialidade para V _{oc} obtidas pelo método <i>indoor</i> para o módulo SF-M14/144450BF, A) em diferentes irradiâncias; B) em diferentes temperaturas [Autor (a), 2023]	65
Figura 4.17 - Curvas Fator de bifacialidade para P _m obtidas pelo método <i>indoor</i> para o módulo SF-M14/144450BF – A) em diferentes irradiâncias; B) em diferentes temperatura [Autor (a), 2023]	66
Figura 4.18- Curvas Fator de forma em função da irradiância obtidas pelo método <i>indoor</i> em várias temperaturas para o módulo LR4-72HBD-450M – A) face frontal; B) Face traseira [Autor (a), 2023].....	67
Figura 4.19 - Fator de forma em função da temperatura obtidas pelo método <i>indoor</i> em várias irradiâncias para o módulo LR4- 72HBD-450M- A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]	68
Figura 4.20- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método <i>indoor</i> em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 25°C - A) na face frontal; b) na face traseira [Autor (a), 2023]	70

Figura 4.21- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método <i>indoor</i> em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 35°C- A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]	70
Figura 4.22- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método <i>indoor</i> em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 45°C – A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]	71
Figura 4.23- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método <i>indoor</i> em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 55°C – A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]	71
Figura 4.24 - Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método <i>indoor</i> em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 65°C – A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]	72
Figura 4.25- Curvas de eficiência em função da temperatura em diferentes irradiâncias obtidas pelo método <i>indoor</i> para o módulo SF-M16/144450BF – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023].....	72
Figura 4.26- Curvas de linearidade da corrente de curto-circuito (I_{sc}) em relação a irradiância em diferentes temperaturas obtidas pelo método <i>indoor</i> para o módulo SS-450-72MTF – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]	733
Figura 4.27 - Curvas de linearidade da máxima potência (P_m) em relação a irradiância em diferentes temperaturas obtidas pelo método <i>indoor</i> para o módulo SS-450-72MTF – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]	74
Figura 4.28- Curvas de linearidade da tensão de circuito aberto (V_{oc}) em relação a irradiância em diferentes temperaturas obtidas pelo método <i>indoor</i> para o módulo SS-450-72MT – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]	75
Figura 4.29 - Variação de I_{sc} com a temperatura do módulo JAM72D30-540/MB – A) método <i>indoor</i> ; B) método <i>outdoor</i> [Autor (a), 2023].....	77
Figura 4.30- Variação de V_{oc} com a temperatura do módulo JAM72D30-540/MB – A) método <i>indoor</i> ; B) método <i>outdoor</i> [Autor (a), 2023]	78
Figura 4.31 - Variação de P_m com a temperatura do módulo JAM72D30-540/MB – A) método <i>indoor</i> ; B) método <i>outdoor</i> [Autor (a), 2023]	78
Figura 4.32- Variação do coeficiente α com a irradiância [Autor (a), 2023]	79
Figura 4.33- Variação do coeficiente β com a irradiância [Autor (a), 2023]	79

Figura 4.34- Variação do coeficiente γ com a irradiância [Autor (a), 2023].....	80
Figura A.1- Projeto da câmara termostática desenvolvido no software Solidworks.....	93
Figura A.2 - Projeto do isolamento térmico da câmara termostática desenvolvido no software Solidworks.....	94
Figura B.1 - Projeto do quadro de comando desenvolvido pela equipe do LABSOL	95
Figura B.2 - Continuação do projeto do quadro de comando desenvolvido pela equipe do LABSOL	96
Figura B.3 - Parte final do projeto do quadro de comando desenvolvido pela equipe do LABSOL	97
Figura C.1 – Condução unidimensional das temperaturas em regime permanente [Incropera et al, 1998].....	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Características das células solares Monocristalina, Policristalina e Silício amorfo [Adaptado de Rathore et al., 2021; Suman, 2020]	15
Tabela 3.1 - Módulos utilizados na caracterização pelo método Indoor [Autor (a), 2023].....	38
Tabela 4.1 -Amplitudes da temperatura e desvios padrão dos módulos utilizados na caracterização pelo método Indoor a 1000W/m ² [Autor (a), 2023].....	51
Tabela 4.2- Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar e iluminação natural a 1000w/m ² - I-V [Autor (a), 2023].	55
Tabela 4.3 - Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar a 25 °C – I-V [Autor (a), 2023].	58
Tabela 4.4 - Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar e iluminação natural a 1000w/m ² - P-V [Autor (a), 2023].	59
Tabela 4.5 - Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar a 25 °C P-V [Autor (a), 2023].	62
Tabela 4.6 – Coeficientes de bifacialidade a 25°C do módulo SF-M14/144450BF [Autor (a), 2023].....	64
Tabela 4.7 – Coeficientes de bifacialidade a 1000 W/m ² do módulo SF-M14/144450BF [Autor (a), 2023]	64
Tabela 4.8 – Fator de forma em relação a irradiância e temperatura para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]	67
Tabela 4.9 - Equações para as relações de eficiência e irradiâncias em diferentes temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF [Autor (a), 2023]	69
Tabela 4.10 – Eficiência normalizada em relação a irradiância e eficiência em relação a temperatura para o módulo SF-M16/144450BF [Autor (a), 2023]	69
Tabela 4.11- Resultados dos parâmetros do módulo Fotovoltaico obtidos por meio do ensaio outdoor para cada temperatura [Autor (a), 2023].....	76
Tabela 4.12 – Resultados dos parâmetros do módulo Fotovoltaico obtidos por meio do ensaio indoor para cada temperatura [Autor (a), 2023].....	76
Tabela 4.13 - Resultados obtidos a 25°C e 1000W/m ² para o módulo JAM72D30-540/MB [Autor (a), 2023]	81
Tabela C.1 – Dados dos materiais utilizados.....	98

Tabela C.2 – Área e temperatura do isolamento térmico	98
Tabela C.3 – Troca de calor entre a superfície traseira e o ambiente – cálculo das resistências elétricas.....	99
Tabela C.4 – Cálculo para a variação de temperatura entre a superfície traseira e o ambiente externo	99
Tabela C.5 – Troca de calor entre cada lateral e o ambiente – cálculo das resistências elétricas	99
Tabela C.6 – Cálculo para a variação de temperatura entre a lateral e o ambiente externo ..	100
Tabela C.7 – Troca de calor entre a superfície superior ou inferior e o ambiente – cálculo das resistências elétricas	100
Tabela C.8 – Cálculo para a variação de temperatura entre a superfície superior ou inferior e o ambiente externo	100
Tabela C.9 – Troca de calor entre a face frontal (portas) e o ambiente – cálculo das resistências elétricas.....	100
Tabela C.10 – Cálculo para a variação de temperatura entre a face frontal e o ambiente externo	101

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AM	Massa de Ar
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BG	Ganho Bifacial
BSTC	<i>Standard Test Conditions Bifacial</i>
CPV	Célula Fotovoltaica para Concentração
CT	Coefficiente Térmico
DSC	Célula Sensibilizada por Corante
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
EVA	Acetato do Etil Vinila
FB	Fator de Bifacialidade
FF	Fator de Forma
GRG	Método Gradiente Reduzido Generalizado
GW	Gigawatt
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ITRPV	<i>International Technology Roadmap for Photovoltaic</i>
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
MW	Megawatt
OPV	Célula Orgânica
PVC	Cloreto de Vinila
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

A	Área do módulo fotovoltaico, metro quadrado
a-Si	Silício Amorfo
e	Carga elementar, Coulomb
G	Irradiância, Watt por metro quadrado
G'	Irradiância normalizada, adimensional
I_0	Corrente de saturação reversa, Ampére
I_D	Corrente do Diodo, Ampére
I_{fg}	Fotocorrente, Ampére
I_{mp}	Corrente na potência máxima, Ampére
I_P	Corrente da resistência paralela, Ampére
I_{sc}	Corrente de curto-circuito, Ampére
I_{scstc}	Corrente de curto-circuito em condições padrão, Ampére
k_B	Constante de Boltzmann, Joule por Kelvin
m-Si	Silício Monocristalino
n	Fator de idealidade do diodo, adimensional
N_s	Número de células em série, adimensional
P_m	Potência máxima, Watt
P_{out}	Potência entregue a uma carga, Watt
p-Si	Silício Policristalino
R	Resistência elétrica, ohm
R^2	Coeficiente de Correlação, adimensional
R_P	Resistência Paralela, ohm
R_s	Resistência Série, ohm
Si	Silício
T	Temperatura da Célula Fotovoltaica, graus celsius
T_1	Temperatura de translação, graus celsius
T_2	Temperatura de translação, graus celsius
T_c	Temperatura absoluta da junção, Kelvin

T_n	Temperatura de Normalização, 25 graus celsius
US\$	Dólares
V	Tensão, Volts
V_{mp}	Tensão na potência máxima, Volts
V_{oc}	Tensão de circuito aberto, Volts
Z	Parâmetro normalizado, adimensional
Z_1	Parâmetro transladado, adimensional
Z_2	Parâmetro transladado, adimensional

Símbolos gregos

	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura,
α	porcento por grau celsius
α_1	Coefficiente, adimensional
α_2	Coefficiente, adimensional
α_3	Coefficiente, adimensional
	Coefficiente de variação de tensão de circuito aberto com temperatura,
β	porcento por grau celsius
	Coefficiente de variação de Potência máxima com a temperatura, porcento por
γ	grau celsius
η	Eficiência, porcento
η'	Eficiência normalizada, adimensional
ρ	Resistividade, ohm por metro

1 INTRODUÇÃO

As fontes de energia renováveis estão cada vez mais inseridas na matriz energética global, devido em parte ao seu menor impacto ambiental. No Brasil, o mercado de energia solar fotovoltaica está crescendo em um ritmo acelerado e segundo a agência internacional de energias renováveis ao final do ano de 2023 o país atingiu pouco mais de 37 GW de potência acumulada, ficando entre os dez países com maior capacidade absoluta acumulada em sistemas fotovoltaicos [IRENA, 2024]. Já a capacidade instalada mundial de sistemas fotovoltaicos teve um aumento de quase 35% (1418 GW) no período entre 2022 e 2023 [IRENA, 2024]. Esse crescimento pode ser explicado por uma série de fatores, dentre eles o avanço da tecnologia neste setor e a redução dos preços dos equipamentos. A maior parte do território brasileiro está na região intertropical com potencial solar favorável ao aproveitamento da energia solar, sendo que a capacidade instalada desta fonte já atingiu 17% em termos de potência nominal na matriz elétrica brasileira, conforme apresentado na Figura 1.1.

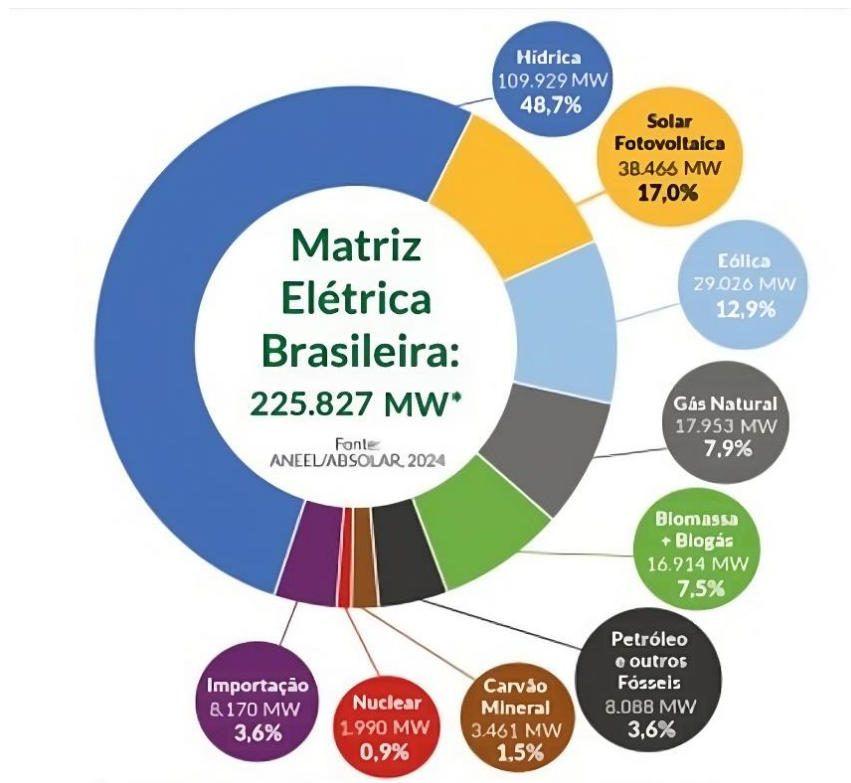


Figura 1.1 - Distribuição da Matriz Elétrica Brasileira [ABSOLAR, 2024]

O uso da conversão fotovoltaica de energia solar é um exemplo destacado de fonte renovável, por ser amplamente disponível em todo o mundo e o tamanho dos sistemas ter caráter modular, podendo ser empregados em: 1) geração distribuída, o que permite a instalação de geradores próximos às cargas, sem necessidade de grandes redes de transmissão, permitindo aos proprietários gerar sua própria energia e reduzir sua dependência de fontes de energia convencionais [Vera, 2009]. 2) usinas centralizadas, afastadas dos grandes centros urbanos de consumo, com potências variando de dezenas de watts até milhares de Megawatts. 3) sistemas desconectados da rede elétrica, também conhecidos como sistemas isolados, em que a energia é produzida e o excedente pode ser armazenado em baterias [Pereira, 2019].

Além disso, a energia solar tem o benefício adicional de ser uma fonte de energia limpa, silenciosa, não utilizar combustíveis fósseis e não emitir poluentes durante a operação [Souza et al., 2012]. Em resumo, a conversão fotovoltaica da energia solar é uma alternativa promissora por ser uma fonte de energia renovável, oferecendo várias vantagens, incluindo confiabilidade, geração descentralizada, segurança ambiental e, cada vez mais, competitividade econômica.

Isso justifica o grande investimento em sua implementação e desenvolvimento tecnológico verificado nas últimas duas décadas, bem como o crescente interesse nos países em desenvolvimento. A tendência é que a produção de energia a partir de sistemas fotovoltaicos continue a crescer nos próximos anos, graças ao declínio constante dos custos de produção e aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos [Dantas et al., 2018]. Além disso, o custo de instalação e manutenção de sistemas solares fotovoltaicos tem diminuído ao longo dos anos, tornando-se uma alternativa cada vez mais competitiva.

Os avanços da tecnologia empregada em toda a cadeia de produção dos equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos associado ao ganho de escala resultaram na diminuição dos preços de sistemas fotovoltaicos. Essa diminuição pode ser visualizada na Figura 1.2, em que preço do *watt* das células fotovoltaicas diminuiu de US\$ 79,67 (dólares) para US\$ 0,36 (dólares) num período de quase 40 anos [Diamandis, 2014].



Figura 1.2 – Histórico dos preços de células de silício em dólares por watt (US\$/W) [adaptado de Diamandis, 2014]

A eficiência dos módulos fotovoltaicos também é um fator importante a ser considerado na avaliação de sua qualidade, sendo a medida da capacidade do módulo de converter a energia solar incidente em eletricidade, sendo determinada pelos fabricantes mediante testes realizados em laboratório. Neste sentido, a eficiência é um parâmetro pré-definido, porém o desempenho do sistema irá depender de variáveis do local instalado. A eficiência é geralmente expressa como uma porcentagem. Os módulos fotovoltaicos modernos de silício cristalino têm eficiências que ultrapassam 20 ~ 21%, mas novos desenvolvimentos tecnológicos estão permitindo incrementos nestes valores sendo importante mencionar que a vida útil dos módulos fotovoltaicos é outro fator importante, sendo comumente considerado que os módulos têm uma vida útil de 25 a 30 anos. A eficiência é um parâmetro definido como sendo a razão entre a potência elétrica entregue a uma carga e a potência da radiação solar incidente, calculado, conforme a Equação 1.1.

$$\eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A \cdot G} = \frac{P_m}{A \cdot G} = \frac{P_{out}}{A \cdot G} \quad (1.1)$$

Sendo, I_{mp} a corrente na potência máxima, V_{mp} a tensão na potência máxima, P_m a máxima potência, P_{out} é a potência entregue a uma carga, A é a área do módulo fotovoltaico e por fim G é a Irradiância incidente no módulo fotovoltaico.

Nesta situação de crescimento do emprego da energia solar fotovoltaica, os módulos fotovoltaicos bifaciais (que convertem a radiação incidente tanto na parte frontal quanto na parte posterior), que apesar de terem surgido em meados dos anos sessenta [Mori, 1966], estão atualmente cada vez mais sendo usados em novas instalações, isto em grande parte à similaridade de custo com os módulos convencionais. Existe a previsão de serem mais comercializados que os módulos monofaciais nos próximos anos, podendo representar 30% de toda produção mundial até 2030, conforme Figura 1.3. O aumento na produção de energia seria hipoteticamente superior a 25% quando comparado com os módulos monofaciais, de acordo com pesquisas da *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)* de 2019 [Yusufoglu et al., 2015; Park et al., 2019].

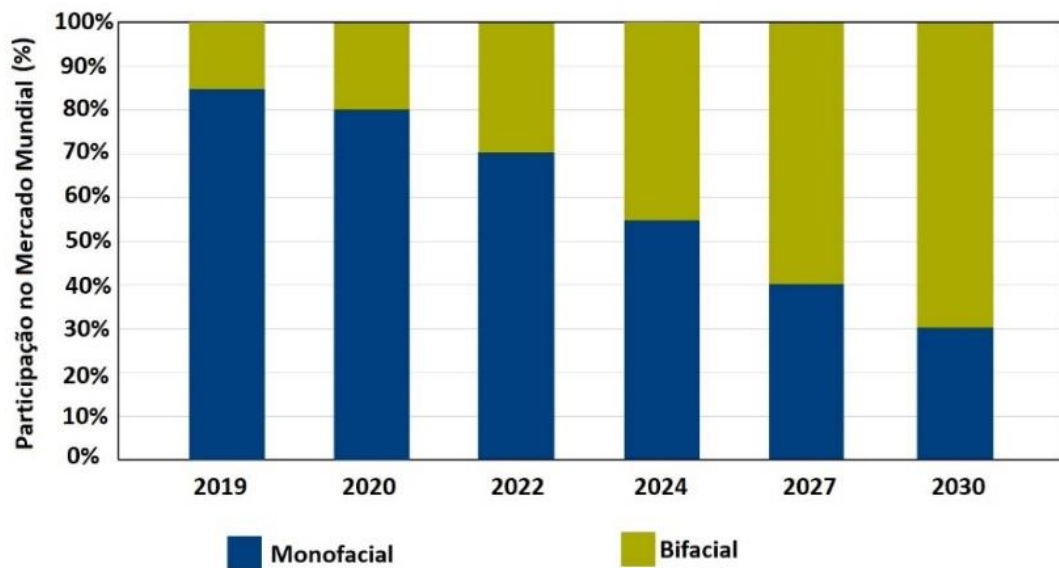


Figura 1.3 - Célula bifacial no mercado mundial [Baseado em ITRPV, 2020]

Os módulos bifaciais estão se tornando mais comuns no mercado da energia solar fotovoltaica. Melhorar o entendimento do seu funcionamento é necessário, pois propicia simulações do desempenho de maneira mais precisa. Além disto, a caracterização elétrica dos módulos bifaciais permite avanços no entendimento do seu funcionamento em campo. A

metodologia de medição dos parâmetros elétricos e dos coeficientes térmicos contribui para a análise do seu desempenho quando forem instalados e podendo melhorar a previsão da energia produzida ao longo do tempo, garantido o melhor custo-benefício.

Com este crescimento cada vez mais significativo da energia solar fotovoltaica no cenário mundial e nacional, torna-se cada vez mais importante compreender essa fonte de energia e suas aplicações. Além disso, é importante entender as diferentes tecnologias disponíveis no mercado, pois cada uma delas apresenta características e desempenhos específicos, além de diferentes níveis de eficiência e custo [Peroza, 2015].

Esse aumento da comercialização dos módulos bifaciais, propiciou que cada vez mais pesquisas fossem feitas a fim de propagar o entendimento em relação ao comportamento desses painéis em diversos cenários de operação determinando quais fatores influenciam o desempenho do módulo. Tendo em vista a sua importância, a caracterização de módulos fotovoltaicos é um processo essencial na avaliação do desempenho elétrico dos dispositivos, estando diretamente relacionado à potência máxima e à eficiência de conversão, que afetam, por consequência, a viabilidade econômica e a atratividade dos investimentos futuros em relação a uma aplicação específica.

A caracterização elétrica dos dispositivos fotovoltaicos pode ser realizada com simulador solar, também conhecido pelo termo em inglês método *indoor* ou com a radiação solar natural, conhecida como método *outdoor*. No método *indoor*, consiste em utilizar uma fonte artificial de luz (simulador solar) para determinar a curva I-V (corrente – tensão) em condições controladas. Para a determinação dessas curvas I-V em várias temperaturas, pode ser empregada uma câmara de aquecimento a fim de se regular a temperatura até o valor requerido.

Já o método *outdoor*, os módulos fotovoltaicos devem ser acomodados em um suporte para exposição solar com uma cobertura para bloquear a incidência da radiação antes do início das medições experimentais. O módulo fotovoltaico deve ter uma temperatura próxima a 25 °C antes de iniciar o ensaio. Em seguida, a cobertura do módulo é retirada, expondo-o à radiação solar. A radiação solar promove o aquecimento do módulo fotovoltaico, dificultando medições em condições padrão de teste. Este método é mais difícil o controle das variáveis, sendo um desafio a sua reprodução, já que a não uniformidade não deve exceder 10%, além da medição de irradiação em ambos os lados com aparelhos de resposta espectral, bem como a minimização do sombreamento do aparato de medição

Tendo em vista as dificuldades dos métodos *indoor* e *outdoor*, em 2019, foi implementada pela Comissão Internacional Eletrotécnica (IEC) a especificação técnica TS 60904-1-2 [IEC, 2009] voltada aos métodos de caracterização *indoor* e *outdoor* dos módulos bifaciais, a fim de se ter uma padronização nos métodos ensaiados.

1.1 Estado da arte

Gasparin et al., 2022, avaliaram de modo experimental, em um simulador solar utilizando uma câmara termostática, a variação dos coeficientes térmicos com a irradiância (G) em módulos fotovoltaicos de silício cristalino. No experimento diversas curvas I-V foram medidas, no intervalo da irradiância de 100 a 1000 W/m^2 em incrementos de 100 W/m^2 e temperatura do módulo variando de 25 a 65 $^{\circ}\text{C}$ em incrementos de 10 $^{\circ}\text{C}$. Uma matriz de 50 curvas I-V foi obtida para cada módulo fotovoltaico e os coeficientes foram calculados através de parâmetros extraídos das curvas I-V para diferentes valores de G . O coeficiente térmico da corrente de curto-circuito (I_{sc}) demonstrou ser praticamente constante com G em quase todos os módulos avaliados, enquanto o coeficiente para a potência máxima (P_m) aumenta para valores de irradiância mais baixos para a maioria dos módulos testados. O principal resultado apresentado é uma nova função logarítmica que se ajustou aos dados experimentais e demonstrou um aumento bem definido no módulo para o coeficiente térmico de V_{oc} em baixos valores de irradiância. A Equação proposta para descrever esse comportamento é uma novidade para melhorar a modelagem de dispositivos fotovoltaicos

Lopez-Garcia et al., 2022, analisaram as vantagens, desvantagens, adequação e viabilidade experimental de diferentes métodos de caracterização de módulos bifaciais de silício através de uma fonte artificial de luz (simulador solar), proposta na norma técnica IEC 60904-1-2 publicada em 2019. Além disso, o experimento buscou comparar o desempenho elétrico obtido pelos três métodos propostos na norma, sendo eles: iluminação unilateral, dupla face e iluminação natural. Para isso foi realizado experimentos para cada um dos métodos, no primeiro experimento foi utilizada a medição independente de ambos os lados no STC, utilizando um simulador solar de fonte única, cobrindo o lado não iluminado do módulo com um material não reflexivo. O segundo experimento consistiu em utilizar a iluminação simultânea de ambos os lados do dispositivo bifacial, para isso poderia ser utilizado um simulador solar de fonte dupla, espelhos inclinados ou também pode ser usado um sensor fotoelétrico retrorrefletor polarizado acoplado a um refletor difuso. E por fim o terceiro

experimento utilizou medições exteriores de dupla face. Os experimentos obtiveram boa concordância com variação abaixo de 0,80, dentro do limite da incerteza. Os desvios no P_m ficaram abaixo de 0,90% para os diferentes métodos de caracterização, exceto para o método de fonte dupla com refletor traseiro que apresentou um desvio de 2,59%, tendo como influência a irradiação traseira.

Liang et al., 2018, tiveram o propósito de rever a atividade pré-normativa que deu origem ao projeto da norma IEC 60904-1-2, cuja publicação foi em 2018 e buscaram uma nova norma no que diz respeito à medição interior com simulador de fonte única. Para este trabalho foram utilizados dois simuladores, um da empresa Pasan e outro da empresa Halm. Foram montados dois ambientes de testes, que diferenciaram nas posições dos equipamentos utilizados e a inserção ou não do papel preto atrás do módulo, a fim de evitar a interferência da irradiância refletida da face traseira. Comparando ambos os ambientes, os autores confirmaram que o ambiente sem o material antirreflexivo apresentou uma reflexão difusiva geral mais alta do que no outro ambiente. Os autores reafirmaram que até a publicação do trabalho, a norma IEC 60904-2 não mencionava módulos bifaciais e é amplamente assumido que a responsividade espectral deveria ser medida em ambos os lados dos módulos bifaciais.

Singh et al., 2014, apresentaram um método para caracterizar módulos fotovoltaicos bifaciais utilizando iluminação simultânea frontal e traseira, utilizando um simulador solar. O método proposto utiliza medições de corrente-tensão internas monofaciais padrão no STC, ou seja, em apenas um dos lados nas partes frontal e traseira do módulo bifacial, enquanto cobre o outro lado com uma tampa preta não refletiva. Para definir o desempenho sob iluminação bifacial, novos parâmetros bifaciais, tais como corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, fator de preenchimento e eficiência foram calculados utilizando um modelo de um diodo do módulo fotovoltaico. Foi assumido a resposta de corrente linear dos módulos fotovoltaicos para diferentes iluminações, o método simulou numericamente o desempenho dos módulos fotovoltaicos bifaciais para várias combinações de irradiâncias laterais frontais e traseiras. O método é útil para prever o comportamento do módulo fotovoltaico bifacial sob iluminação bifacial, sem realmente medir o módulo nessas condições. Usando um módulo fotovoltaico bifacial baseado em wafer de silício, foi demonstrado experimentalmente que o método pode prever o desempenho com variação de 1% com medições reais. Os resultados mostrados confirmam a eficácia do método proposto para prever o desempenho do módulo em vários níveis de intensidade na parte frontal e traseira, para iluminação unilateral.

Lopez-Garcia et al., 2019, propuseram a descrição do teste de desempenho interno de módulos bifaciais c-Si sob diferentes configurações de montagem, utilizando um simulador solar. Foram propostos quatro tipos de montagens, sendo elas: iluminação unilateral, Rack aberto, Estrutura com defletores e por fim conjunto de 3 módulos no mesmo plano. Para cada método de montagem, um painel traseiro reflexivo branco de diversas dimensões foi colocado a várias distâncias atrás do módulo como uma abordagem potencial para um método de caracterização de iluminação de dupla face. O desempenho elétrico também foi estudado com um método de iluminação unilateral com painel traseiro preto. As medições de irradiância traseira e não uniformidade também foram acrescentadas ao estudo bem como a validação das medições de desempenho por meio do método de iluminação unilateral. A irradiância traseira adicional permite um incremento na máxima potência de até 20% sob certas condições. No entanto, a não uniformidade da irradiância traseira necessita ser melhorada, a fim de cumprir os requisitos atuais da norma.

Razongles et al., 2016, analisaram três métodos diferentes para medições de desempenho de módulos bifaciais. O primeiro método consistiu em medir ambos os lados de forma independente com um simulador solar padrão e a construção de uma Equação para extrapolar a contribuição da iluminação traseira para o valor da potência frontal. O segundo método consistiu em iluminar ambos os lados simultaneamente com uma configuração específica de caracterização de iluminação dupla que verifica os resultados da primeira abordagem, podendo ser feito por meio de um simulador solar duplo ou utilizar espelhos inclinados. E por fim, o terceiro método comparou o comportamento interno e externo dos módulos. Os resultados apresentados pelos autores mostraram como os diferentes métodos de medidas foram complementares para a confecção das Condições de Teste Padrão e ferramentas de simulação outdoor para módulos bifaciais.

Deline et al., 2017, avaliaram por meio de medidas e simulações, diversos cenários de implantação de módulos bifaciais. A proposta para um padrão internacional estava sendo desenvolvida, o que motivou os autores a comparar medições de campo de módulos bifaciais sob iluminação natural com métodos de teste internos propostos, onde a irradiância é aplicada apenas a um lado de cada vez. O método interno tem múltiplas vantagens, incluindo irradiância controlada e repetível e ambiente térmico, além de permitir o uso de equipamento convencional de teste de flash unilateral. Os resultados da comparação foram promissores, demonstrando que os métodos internos e externos concordam entre 1% e 2% para múltiplas condições de

irradiação traseira e construção de módulos bifaciais. Uma comparação com a teoria do diodo único também mostra boa concordância com medições internas, dentro de 1% a 2% para potência e outros parâmetros da curva corrente-tensão.

Lopez-Garcia et al., 2016, propuseram a caracterização interna de módulos fotovoltaicos c-Si bifaciais sob diversos níveis de irradiância usando diferentes métodos, como um simulador de flash de varredura única, o chamado método multi-flash (MF) e um simulador solar em estado estacionário para a medição precisa dos parâmetros do módulo. O efeito de diferentes revestimentos de superfície traseira, desde madeira pintada de preto fosco até cartão branco brilhante e as diferenças entre os métodos de caracterização também foram estudados. Foi demonstrado que para os módulos bifaciais de alta eficiência e alta capacidade, a potência de saída é subestimada em cerca de 3,9% e, em alguns casos, está fora da faixa de tolerância dada pelo fabricante, quando são medidos usando uma varredura de 10 ms em um simulador de flash comumente usados. O uso de métodos alternativos, como estado estacionário e multi-flash, leva a uma determinação mais precisa das curvas I-V. Foi encontrada uma ligeira diferença entre os métodos de estado estacionário e multi-flash devido a uma mudança do V_{oc} para valores mais baixos como consequência do aquecimento do módulo no simulador de luz contínua. Cerca de 3% maior P_m da frente, em comparação com a traseira, foi obtido principalmente devido a uma mudança no I_{sc} (que se correlaciona com uma bifacialidade medida acima de 97%). Foi encontrado um ganho de P_m e I_{sc} na faixa de 2,2 a 2,5% para a tampa traseira branca em comparação com a tampa traseira preta.

Conforme revisado na bibliografia, recentemente os estudos relacionados à caracterização de módulos fotovoltaicos bifaciais estão mais direcionados à comparação de métodos de caracterização por meio de iluminação natural e artificial, para verificação de proximidade dos resultados, assim avaliar as tecnologias já existentes de forma mais objetiva, cujo objetivo é análise de novas tecnologias para melhorar a eficiência de módulos fotovoltaicos bifaciais. Para módulos bifaciais, a maioria dos artigos encontrados utilizam o método de iluminação independente que consiste em iluminar os dois lados do módulo, de forma não simultânea, principalmente pela maior simplicidade na caracterização.

Dado as lacunas ainda existente na literatura acerca dos parâmetros dos módulos bifaciais, principalmente a variação dos coeficientes térmicos e de bifacialidade em relação a irradiância e a temperatura, observa-se uma vasta variedade de assuntos pertinentes e passíveis de pesquisa na área. O objetivo principal deste trabalho é realizar a análise da variação dos

parâmetros à medida que se tem a variação da irradiância e da temperatura em dois métodos de caracterização de módulos fotovoltaicos, sendo os métodos utilizando o simulador solar e iluminação natural.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é empregar e desenvolver metodologias de caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos bifaciais, incluindo a determinação de coeficientes térmicos com simulador solar.

1.2.2 Objetivos específicos

- Desenvolvimento da câmara termostática para testes em módulos fotovoltaicos;
- Caracterização experimental das curvas I-V (corrente *versus* tensão) e P-V (potência *versus* tensão), eficiência, coeficiente de bifacialidade, linearidade dos módulos em diferentes irradiâncias solares;
- Caracterização experimental das curvas I-V (corrente *versus* tensão) e P-V (potência *versus* tensão), eficiência, coeficiente de bifacialidade, coeficientes térmicos dos módulos em diferentes temperaturas;

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho foi dividido em 5 seções. No primeiro capítulo é apresentada a introdução, contextualizando o leitor. O segundo capítulo aborda a fundamentação teórica, onde são apresentados os principais conceitos e fundamentos necessários para o desenvolvimento deste trabalho. Este capítulo inicia com uma revisão sobre o conceito do efeito fotovoltaico bem como as células e módulos fotovoltaicos. Além disso, também é apresentado tecnologias dos módulos, normas, simuladores, condição padrão definida na norma, além das influências da temperatura e irradiâncias nas curvas I-V. Este capítulo é finalizado com uma breve explicação sobre os coeficientes térmicos.

No terceiro capítulo está apresentada a metodologia utilizada neste trabalho, iniciando com o processo de construção da câmara termostática e o processo de medição das curvas I-V em diferentes irradiâncias e temperaturas. Também são apresentados neste capítulo os parâmetros analisados durante o processo de caracterização dos módulos fotovoltaicos bifaciais. No quarto capítulo estão apresentados os resultados obtidos ao longo dos ensaios, bem como a discussão referente a eles. No último capítulo deste trabalho são apresentadas as principais conclusões obtidas, além de sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO TEÓRICA

Para a fundamentação teórica deste trabalho, é importante ter conhecimento sobre vários fatores relacionados ao efeito fotovoltaico, assim como os sistemas de caracterização de curva I-V dos módulos. O capítulo aborda o funcionamento das células fotovoltaicas as principais tecnologias e testes de qualidade de dispositivos fotovoltaicos.

2.1 Efeito Fotovoltaico

Um dos componentes importantes presentes na célula fotovoltaica é a junção retificadora do tipo P-N. Ao juntar um material semicondutor do tipo N (região com excesso de elétrons livres) com o material tipo P (região com excesso de lacunas), os elétrons em excesso na banda de condução difundem-se para o lado P, deixando íons positivos no lado N. As lacunas difundem-se para o lado oposto, deixando íons negativos no lado P, resultando em um campo elétrico na junção e na formação de uma região de depleção ou de recombinação (região sem portadores de carga).

Quando a célula solar é exposta à radiação solar, os fótons cuja energia é superior ao *gap* (energia necessária para a excitação dos elétrons), são absorvidos e produzem pares elétron-coluna no material semicondutor. Caso essa geração ocorra na região onde o campo elétrico difere de zero, ou se os portadores se difundirem até a região do campo elétrico da junção, as cargas serão aceleradas. Este deslocamento dessas cargas resulta em uma diferença de potencial sendo este fenômeno denominado Efeito Fotovoltaico. Se os dois terminais da célula do silício forem conectados a uma carga, tem-se a circulação de elétrons e como consequência a dissipação de energia. Este processo configura a base do funcionamento das células fotovoltaicas [Bühler, 2011]. De modo mais ilustrativo, pode-se ver o efeito fotovoltaico na junção P-N, na Figura 2.1.

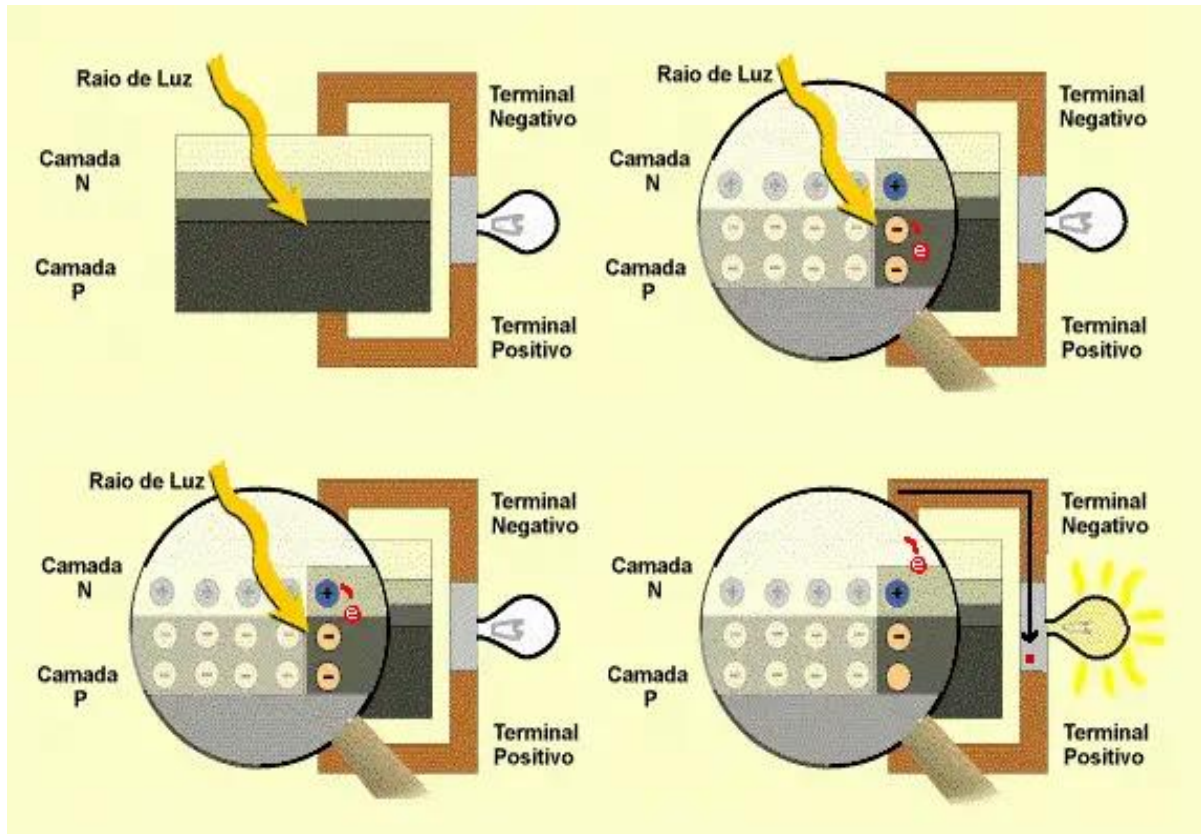


Figura 2.1 - Efeito fotovoltaico na junção P-N da célula fotovoltaica típica de silício
[CRESESB, 2008]

2.2 Célula Fotovoltaica

As células fotovoltaicas são dispositivos conversores da energia proveniente do Sol em energia elétrica, funcionando com base no efeito fotovoltaico. Para o melhor entendimento do processo de conversão que a célula realiza é necessário entender também, o processo de produção, que pode ser visualizado de modo simplificado na Figura 2.2. Com esta Figura é possível entender que o material utilizado para a produção das células fotovoltaicas é o silício, obtido por meio da extração do quartzito. Após, ocorrem os processos de conversão, purificação química e dopagem que resultam em células de silício policristalino e monocristalino.

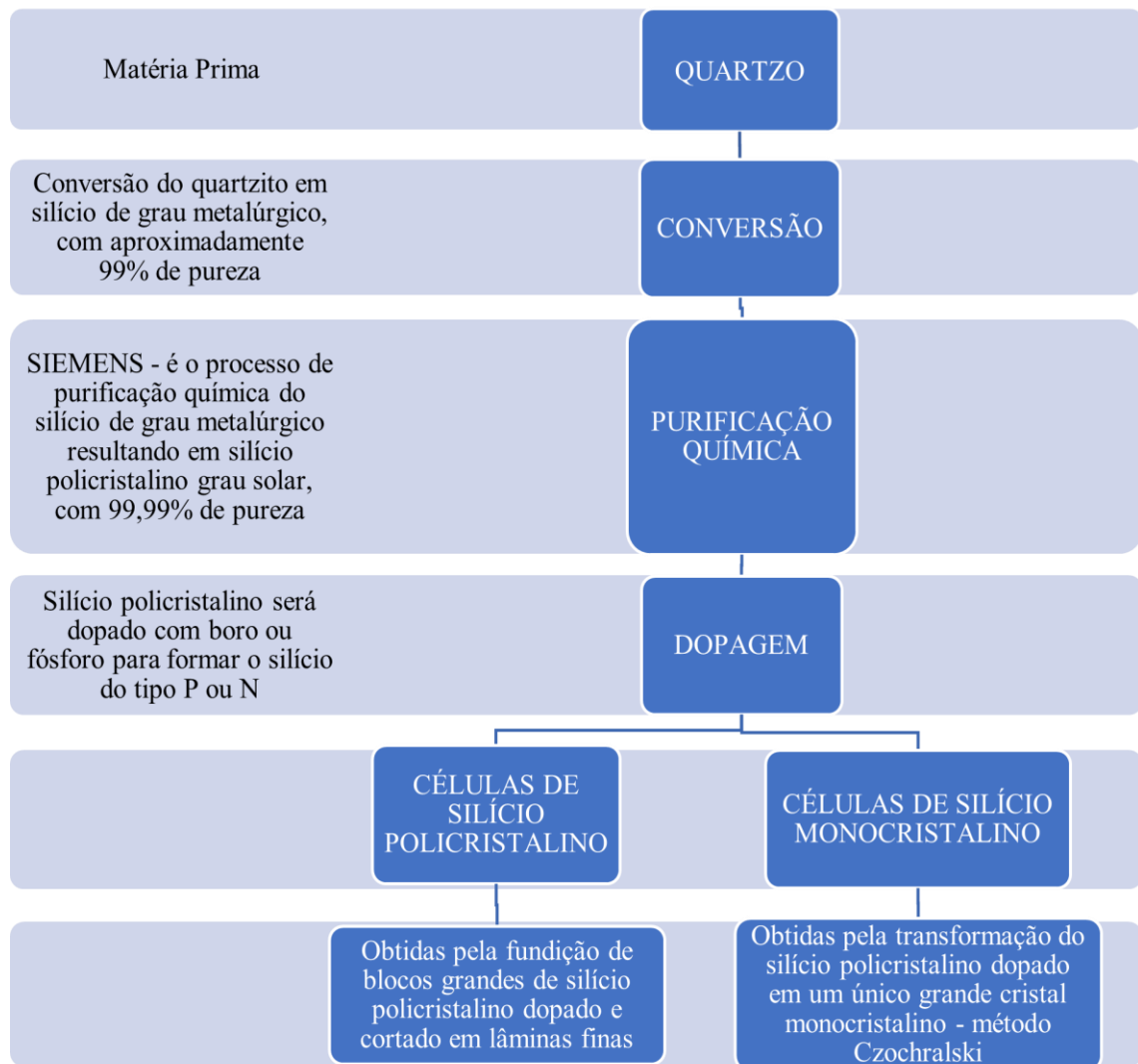


Figura 2.2 - Processo de produção de células fotovoltaicas mono e policristalinas [Autor (a), 2023]

Na fabricação das células fotovoltaicas, a escolha do material da malha metálica de contato é um fator importante para garantir a sua eficiência e durabilidade. Os metais mais comumente utilizados são o alumínio e a prata, devido às suas boas propriedades elétricas e resistência à corrosão. A combinação desses dois metais também é uma opção para aumentar a eficiência do contato.

Existem diferentes tipos de células fotovoltaicas, sendo as mais comercializadas as compostas por silício (Si), podendo ser monocristalina (m-Si), policristalina (p-Si) e silício amorfo (a-Si), conforme visto na Tabela 2.1 e na Figura 2.3 [CRESESB, 2008]:

Tabela 2.1 - Características das células solares Monocristalina, Policristalina e Silício amorfo
 [Adaptado de Rathore et al., 2021; Suman, 2020]

Células	η	Característica	Vantagens/Desvantagens
m – Si	15-24%	<ul style="list-style-type: none"> • Precisa de menos volume para produzir a mesma quantidade de energia. • Silício mais caro. 	<p><u>Vantagens:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • É a mais comercializada atualmente por ter um processo de fabricação básico, mesmo sendo a tecnologia de células solares mais antiga. <p><u>Desvantagens:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Preço elevado.
p-Si	10-18%	<ul style="list-style-type: none"> • Os processos de fabricação e de pureza são semelhantes aos da célula monocristalina, mas o rigor de controle é menor. • Precisa de menos volume para produzir a mesma quantidade de energia. • Silício mais barato quando comparado com o silício monocristalino. 	<p><u>Vantagens:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • É a célula mais barata dentre as comercializadas atualmente, devido ao seu processo de fabricação ser menos rigoroso. <p><u>Desvantagens:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Possui eficiência menor quando comparada a célula monocristalina, devido à presença de contornos de grão.
a-Si	5-12%	<ul style="list-style-type: none"> • Esta célula tem um grau de desordem. • Oferece diversos designs, sendo flexíveis, leves e duráveis. • Silício mais barato. 	<p><u>Vantagens:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • As propriedades elétricas e o seu processo de fabricação são relativamente simples e baratos, além de absorver a radiação solar na faixa do visível. <p><u>Desvantagens:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Possuem baixa eficiência, pelo fato de os átomos nesta estrutura não apresentarem “vizinhos”, neste caso não se forma ligação atômica resultando em ligações incompletas que são potenciais lugares para os elétrons se recombinarem e dessa forma não contribuindo para a corrente fotogerada. • Se degradam com maior facilidade.

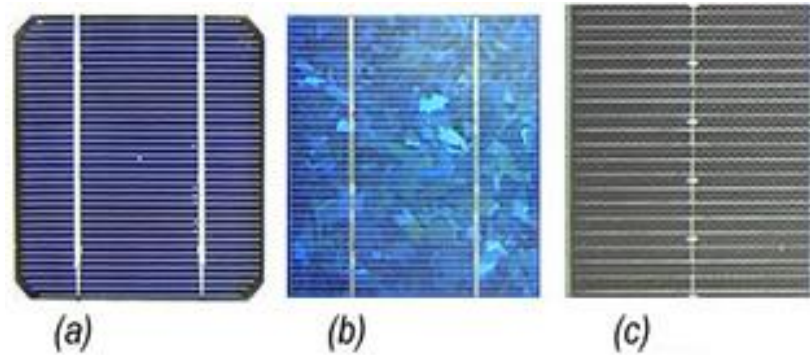


Figura 2.3 - Estruturas das células fotovoltaicas de silício. A – Monocristalina. B – Policristalina. C- Amorfo [CRESESB, 2008]

Na Figura 2.4, é possível visualizar a estrutura de uma célula fotovoltaica de silício cristalino. Esta estrutura é composta por pastilhas de silício do tipo P e N. A principal parte da célula é a região de união destes dois materiais, conhecida como junção P-N. A parte superior da estrutura (contato frontal) é transparente para que a irradiação incidente atinja a junção P-N. Já o contato de base é composto pelo eletrodo positivo e pelo eletrodo negativo.

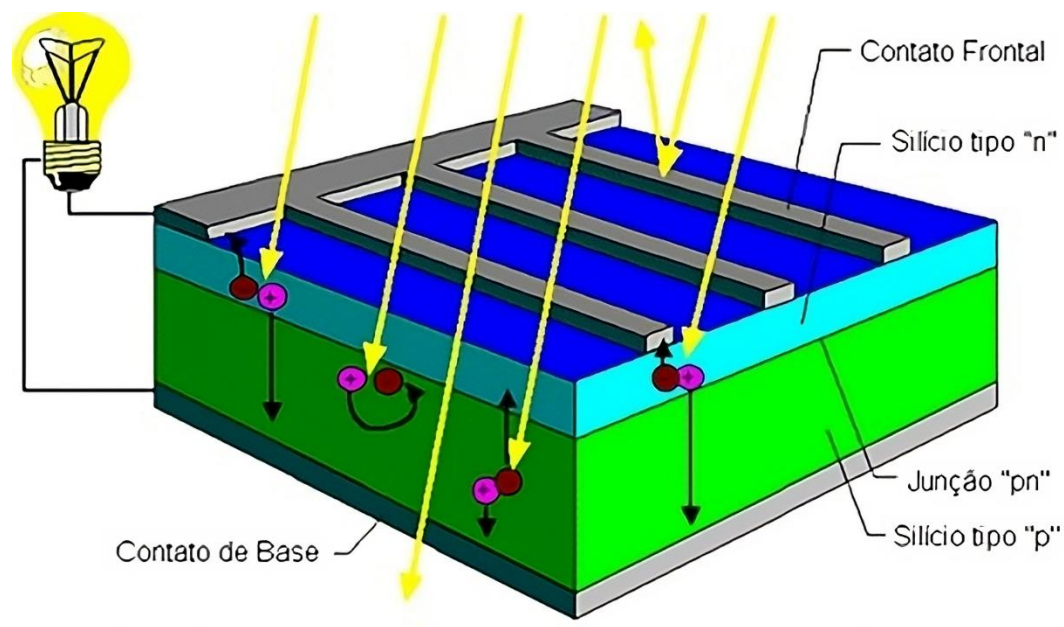


Figura 2.4 - Disposição de uma célula fotovoltaica típica de silício [CRESESB, 2008]

No mercado fotovoltaico, apesar do crescimento na produção de células de filmes finos e multicamadas, o silício ainda representa mais de 80% de toda a tecnologia produzida anualmente, conforme Figura 2.5. Já na Figura 2.6 é possível visualizar, o quanto cada tecnologia contribuiu para a produção anual de 2021, tendo como a tecnologia de silício monocristalino alcançado a marca de 160 GWp.

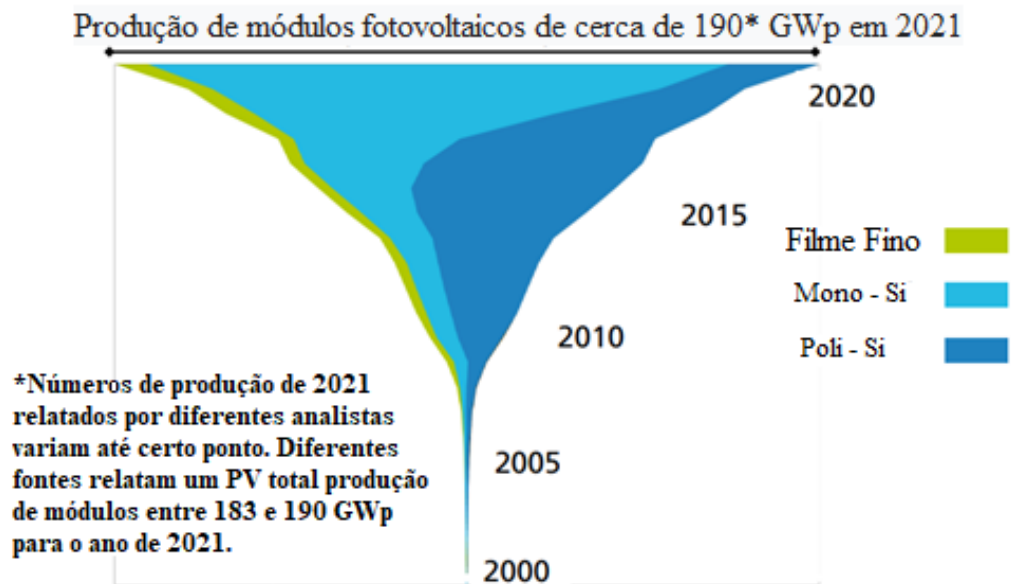


Figura 2.5 - Produção anual fotovoltaica por tecnologia [Baseado em Fraunhofer, 2023]

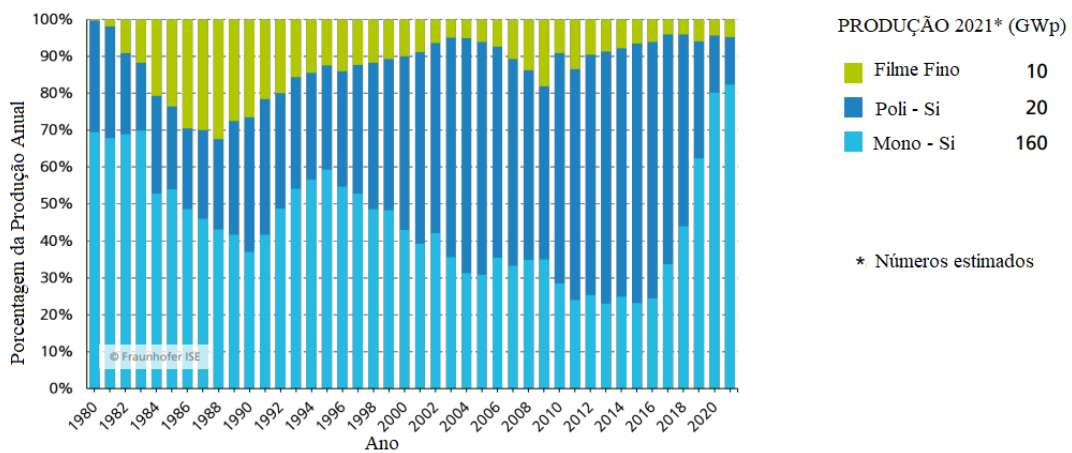


Figura 2.6 - Porcentagem da produção anual por tecnologia [Baseado em Fraunhofer, 2023]

É importante notar que a cada tipo de célula possui vantagens e desvantagens além de características específicas, como eficiência, custo, durabilidade e resistência a diferentes

condições ambientais, e que essas características devem ser consideradas ao se escolher uma tecnologia para uma aplicação específica.

As células fotovoltaicas podem ser descritas e estudadas de maneira eficiente por um modelo baseado em elementos de um circuito elétrico equivalente no intuito de facilitar a compreensão e o seu uso. Na Figura 2.7 pode ser visualizado o modelo clássico de um diodo modificado para células solares, sendo o modelo mais simples para representar uma célula solar real. A fonte de corrente corresponde à fotocorrente (I_{fg}) gerada pela célula devido ao efeito fotovoltaico. Quando a luz incide na célula, independe da tensão da célula, há perdas ópticas que limitam a corrente fotogerada e conseqüentemente a de curto-circuito também. Estas perdas consistem na reflexão de fótons pela superfície da célula ou que não foram absorvidos pelo material. O diodo ideal representa a junção P-N, sendo a parte principal da célula solar. A corrente que flui através deste diodo é chamada de corrente de diodo (I_D). As células reais são modeladas a partir da célula ideal com a adição de duas resistências parasitas [Acevedo, 2018]:

- Contatos ôhmicos e a resistência presentes no material de silício provocam perdas e uma queda de tensão, representada por uma resistência série (R_s);
- A corrente de fuga que flui pelas bordas da célula ou em caminhos alternativos, é representada por uma resistência em paralelo.

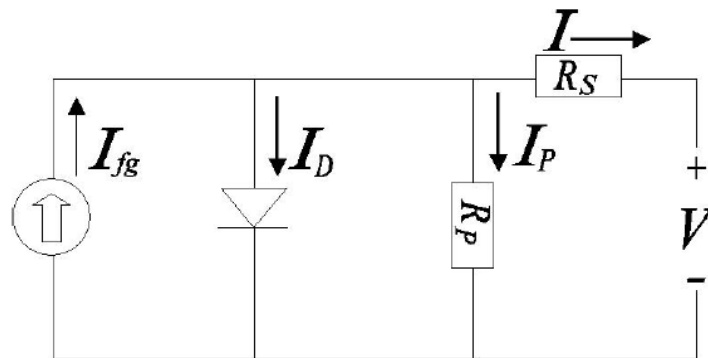


Figura 2.7 - Circuito elétrico equivalente de uma célula solar [Bühler, 2011]

Já a modelagem de uma célula solar bifacial foi realizada por Bhang et al., 2019 que incorporou a quantidade de irradiância traseira, visto que tanto a irradiação traseira quanto a frontal contribuem para a geração de energia elétrica em um sistema solar fotovoltaico bifacial. Este modelo de circuito elétrico equivalente pode ser caracterizado pela conexão *back-to-back*

de duas células solares fotovoltaicas monofaciais . O modelo de circuito equivalente de uma célula solar fotovoltaica bifacial é apresentado na Figura 2.8.

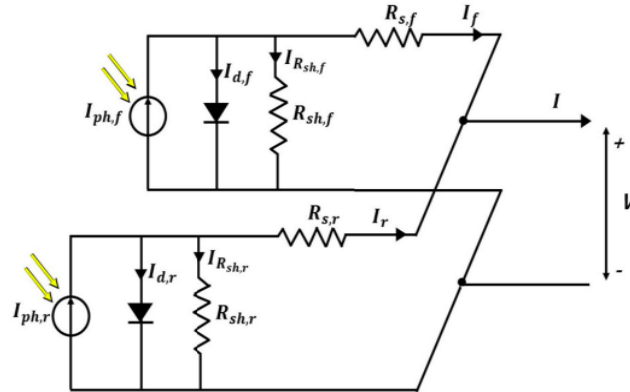


Figura 2.8 - Circuito elétrico de célula bifacial [Bhang et al., 2019]

Shockley, 1950 propôs uma Equação para determinar a corrente do diodo, que pode ser utilizada para expressar as características da curva I-V de uma célula fotovoltaica ideal, conforme a Equação 2.1. Também conhecida como Equação de um diodo para célula ideal, sendo válida apenas para a representação de uma célula, quando se tratar de um módulo fotovoltaico ideal é utilizada a Equação 2.2. Acrescentando um elemento resistivo em série ao diodo, R_s , ao modelo do diodo ideal, o número de parâmetros aumenta para quatro, conforme a Equação 2.3. Tal modelo é conhecido como modelo de quatro parâmetros. Para obter o modelo de um diodo de cinco parâmetros para módulos fotovoltaicos, é necessário acrescentar um elemento resistivo, sendo uma resistência em paralelo, R_p , conforme Equação 2.4.

$$I_D = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e V}{n k_B T_c} \right] - 1 \right\} \quad (2.1)$$

$$I_D = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e V}{N_s n k_B T_c} \right] - 1 \right\} \quad (2.2)$$

$$I_D = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e (V + I R_s)}{N_s n k_B T_c} \right] - 1 \right\} \quad (2.3)$$

$$I_D = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e (V + IR_S)}{N_s n k_B T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{(V + IR_S)}{R_P} \quad (2.4)$$

onde, I_D é a corrente em uma junção P-N, que flui através do diodo, I_{fg} é a fotocorrente gerada pela célula, I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo sem iluminação, semelhantemente a corrente em uma junção, esta corrente está diretamente relacionada à recombinação de lacunas e elétrons e, portanto, inversamente relacionado à qualidade do material e ainda aumenta à medida que a temperatura aumenta. V é a tensão nos terminais da célula, e é a carga elementar sendo dada em Coulomb como $1,602 \times 10^{-19}C$, o n é o fator de idealidade do diodo variando de 1-2. Além desses, tem ainda o termo k_B sendo a constante de Boltzmann, definida como $1,38066 \cdot 10^{-23} \frac{J}{K}$, T_c a temperatura absoluta da junção da célula dada em kelvin, N_s é o número de células associadas em série.

A resistência em série (R_S) e a resistência em paralelo (R_P) de uma célula fotovoltaica reúnem em um componente resistivo vários fatores que originam perdas de potência. A resistência em série, por exemplo, é um parâmetro que engloba as perdas no contato superior da célula, resistência do material da célula, resistência do contato da grade condutora na face anterior da célula e resistência ao longo do barramento e dos dedos ou linhas (fingers) de contato da parte anterior da célula. Por sua vez a resistência em paralelo origina em fugas de corrente pelas bordas das células, em pequenos curto-circuitos ou qualquer outro caminho alternativo para a corrente fotogerada, por isso em uma célula real, é ideal que o valor de R_S seja o menor possível, próximo a zero, pois seu aumento gera uma redução na potência do módulo fotovoltaico, já o valor da resistência em paralelo deve ser o mais elevado possível (Kipper *et al*, 2018b). Ao ter a situação não ideal, como a redução no R_P causa uma queda no V_{OC} , e o aumento no R_S causa uma queda na I_{SC} , isso resulta na queda da potência máxima do sistema e do fator de forma.

O fator de forma é indicativo da qualidade das propriedades elétricas do módulo, sendo definido conforme a Equação 2.5. Quanto maior o valor de FF mais retangular é a curva e, portanto, melhores serão as características elétricas do dispositivo. Os módulos de silício atualmente atingem valores entre 0,75 e 0,8. Este fator diminui à medida que a temperatura da célula aumenta.

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} = \frac{P_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.5)$$

Sendo, I_{mp} a corrente na potência máxima, V_{mp} a tensão na potência máxima, P_m a máxima potência, I_{sc} a corrente de curto-circuito e V_{oc} a tensão de circuito aberto.

Quando se trata da variação da resistências em série e em paralelo de módulos fotovoltaicos com a irradiância e a temperatura, não se tem uma unanimidade, tem autores que propuseram considerar a variação de R_P inversamente proporcional com a irradiância e R_S como constante, como foi o caso de De Soto et al., 2006. Ao contrário do proposto por De Soto et al., 2006, Cerna et al., 2012 verificaram que R_S aumenta ligeiramente com a temperatura, além de reduzir de modo mais acentuado com o aumento da irradiância. Sua dependência da irradiância causa uma pequena variação na dependência da eficiência do módulo fotovoltaico com a irradiância. Valores muito baixos de R_P não são favoráveis para o desempenho do módulo fotovoltaico, ao favorecerem o aparecimento de pontos quentes (*hot spots*) nas células sombreadas, reduzindo a eficiência com a diminuição da irradiação incidente. Em situações de baixa irradiância, mesmo com valores de R_P um pouco mais elevados, o impacto desta resistência ainda é muito prejudicial [Kipper et al., 2018b].

Estes dois parâmetros normalmente não são fornecidos pelos fabricantes nas fichas de dados dos módulos fotovoltaicos (*datasheets*). Porém, é possível por meios matemáticos encontrar esses dados nas condições de teste padrão STC, ou extraí-los diretamente de curvas I-V medidas em STC. Como os módulos dificilmente irão operar em condições padrão, é necessário calculá-los em todas as condições de operação. Para considerar os valores de R_S e R_P em toda a faixa de operação podem ser usadas relações matemáticas para descrever a relação de dependência das resistências tanto com a irradiância como com a temperatura.

2.3 Módulo Fotovoltaico

O agrupamento de células fotovoltaicas dá origem ao módulo fotovoltaico. Este módulo é encapsulado com uma camada de vidro temperado (cobertura) ou outro material transparente, para proteger as células contra as intempéries, especialmente contra a umidade, além de permitir a passagem da radiação solar. Esse encapsulamento é uma parte importante da construção de

painéis solares, ao garantir que as células funcionem de forma eficiente e duradoura ao longo do tempo. O material mais utilizado nesse propósito é o vidro temperado com baixo teor de ferro, além de ter baixo custo, ser robusto, possuir alta transparência, ser impermeável à água e gases e ser fácil a sua limpeza.

Além do vidro, o módulo é composto por um material encapsulante, utilizado para aderir às células fotovoltaicas. O material deve ser estável a variações de temperatura e exposição à radiação ultravioleta, além de ser transparente e possuir baixa resistência térmica. Geralmente se utiliza o acetato do etil vinila, mais conhecido como EVA, que envolve as células sendo aquecido até o ponto de fusão.

Também é utilizado um material denominado *Tedlar*, para dar a rigidez dielétrica, garantindo o isolamento elétrico. E por fim tem-se a estrutura de alumínio e caixa de conexão. A estrutura é para dar resistência mecânica, enquanto a caixa é onde se encontram os terminais e conectores, para as ligações. Na Figura 2.9, podem ser vistos estes componentes principais do módulo fotovoltaico.

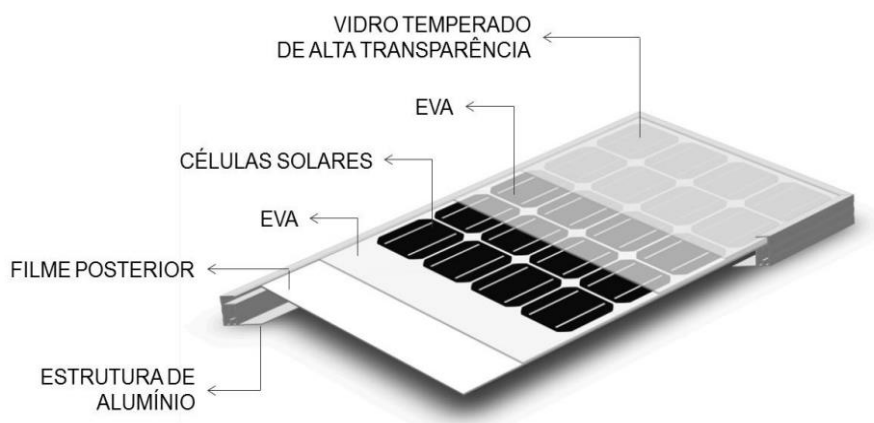


Figura 2.9 - Principais componentes de um módulo fotovoltaico [Zanesco et al, 2014]

A caracterização elétrica dos módulos é fundamental para avaliar sua qualidade e desempenho. Isso se dá por meio da determinação experimental das curvas I-V e P-V de uma célula fotovoltaica, como exemplificado na Figura 2.10. A partir das curvas I-V é possível determinar, por exemplo, o comportamento da eficiência em função da irradiância solar (η -G) e o comportamento do Fator de Forma em função da irradiância (FF-G).

A determinação experimental da curva I-V é feita sob um conjunto de condições específicas, conhecidas como condições padrão de teste (Irradiância incidente: 1000 W/m^2 ; espectro padrão da irradiância incidente (massa de ar): AM 1,5 e Temperatura da célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$), definidas por normas internacionais para garantir a precisão e confiabilidade dos resultados. Além da caracterização elétrica dos módulos, a caracterização térmica e mecânica, também são essenciais para avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico completo [Souza et al., 2012].

De modo simplificado, a curva característica de uma célula fotovoltaica que compõe o módulo pode ser entendida como a curva de um diodo no escuro e sua soma algébrica com a corrente fotogerada. Como esta corrente é negativa, a curva I-V permaneceria no quarto quadrante do sistema de coordenadas, no entanto, por convenção essa curva foi rebatida para o primeiro quadrante, como se tanto a corrente quanto a tensão fossem positivas.

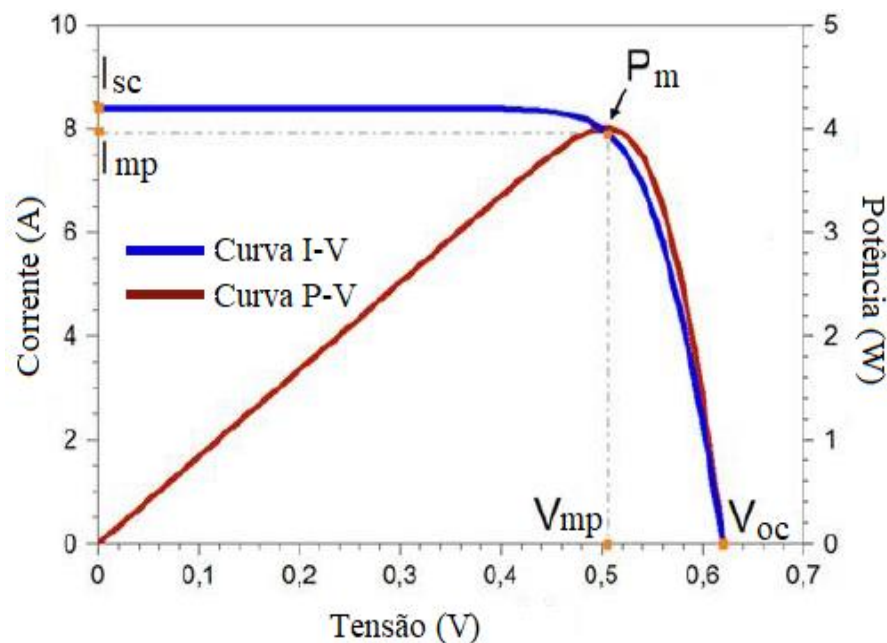


Figura 2.10 - Curva característica I-V e P-V de uma célula fotovoltaica com destaque aos principais pontos [adaptado de Pinho e Galdino, 2014]

Observando a Figura 2.10 notam-se alguns pontos destacados. O primeiro deles é a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Esta é a corrente que o módulo fornece à medida que seus terminais são interligados por um conector cuja resistência elétrica ideal é nula, isto é, esta corrente é equivalente a uma tensão igual a zero. O segundo ponto destacado é a tensão de circuito aberto (V_{oc}) este fator é a tensão equivalente a uma corrente elétrica igual a zero. Em

ambos os casos, no circuito aberto ou curto-circuito, a potência (tensão vezes corrente) é 0. Entre o circuito aberto e o curto-circuito, a potência de saída é maior que 0.

Ainda se tem o ponto de máxima potência (P_m) esta é a potência máxima (ponto no qual a derivada é nula) que o módulo consegue fornecer em determinada condição de irradiância e temperatura, neste caso obtida quando o módulo está polarizado na tensão de máxima potência. Neste ponto de máxima potência se tem a corrente de máxima potência (I_{mp}) e a tensão de máxima potência (V_{mp}). Neste ponto ainda, é necessário um circuito que polarize o arranjo constantemente, a fim de aproveitar a maior energia disponível para conversão.

Para realizar uma análise abrangente do desempenho de um módulo fotovoltaico, além da curva característica, existem outros dados a serem considerados. Por exemplo, é importante avaliar como os parâmetros variam com a temperatura, como a eficiência do módulo é afetada pela composição espectral, como o módulo se degrada com a exposição prolongada ao sol, as características mecânicas e elétricas do módulo, entre outros. A curva característica é uma das principais evidências da qualidade do módulo, mas é importante considerar todos esses outros aspectos para uma avaliação completa.

Além disso, é necessário considerar outros fatores externos que podem afetar o desempenho do módulo, como a inclinação e orientação do painel, a presença de sombras, a qualidade da instalação e manutenção do módulo, entre outros. Esses fatores podem ter um impacto significativo no desempenho do módulo e devem ser considerados ao avaliar o desempenho. Para avaliar precisamente o desempenho do módulo, é importante realizar testes em condições controladas e comparar os resultados com os dados de desempenho fornecidos pelo fabricante.

Os módulos fotovoltaicos são projetados para durar vários anos e é importante considerar a degradação ao longo do tempo, que pode afetar sua eficiência e produção de energia. Deve-se determinar o desempenho em diferentes períodos para avaliar a degradação e garantir que o módulo esteja operando de maneira eficiente. Em resumo, a curva característica é uma parte essencial da avaliação do desempenho de um módulo fotovoltaico, mas deve-se considerar todos os outros dados e fatores para uma análise completa e precisa.

A medição da curva característica de um módulo fotovoltaico é um processo fundamental para avaliar sua eficiência e desempenho. Ele envolve a utilização de uma fonte de tensão, aplicada no módulo, produzindo uma variação de tensão, desde seu ponto de curto-

circuito até seu ponto de circuito aberto. Para realizar essa medição, é necessário um sistema de aquisição de dados para medir simultaneamente os parâmetros de irradiância, tensão e corrente do módulo durante a varredura. O tempo utilizado para realizar essa varredura é o tempo de medição da curva característica. Ao analisar esses dados, é possível identificar e ajustar as configurações do sistema para maximizar o desempenho, além dos possíveis problemas no módulo fotovoltaico, como desgaste ou danos mecânicos, bem como sombreamento e sujeira do sistema instalado.

2.4 Tecnologias Fotovoltaicas

Existem vários tipos de materiais que podem ser utilizados para fabricar células fotovoltaicas, conforme Figura 2.11, cada um com suas próprias características e níveis de eficiência. A tecnologia utilizada para produzir cada célula também pode variar, afetando a sua capacidade de ser integrada em diferentes aplicações. Atualmente, existem três gerações diferentes de tecnologias fotovoltaicas, cada uma delas com suas próprias vantagens e características. A primeira geração é baseada em silício cristalino, a segunda geração é baseada em filme fino e a terceira geração é baseada em materiais avançados, como grafeno, perovskita e carbono. Cada geração tem sua própria eficiência, custo e possibilidade de integração [Santos, 2013].

A primeira geração consiste em células baseadas em lâminas de silício e de grande superfície, possui duas cadeias produtivas sendo elas o silício monocristalino e o silício multicristalino, que juntas representam 95% do mercado produtivo. Estas células fotovoltaicas foram as primeiras tecnologias a serem desenvolvidas e são as mais utilizadas na produção de energia solar atualmente, devido a sua estabilidade e eficiência comprovada, que varia de 21 até 27% aproximadamente [Lameirinhas et al., 2022].

As de segunda geração são baseadas em filmes finos, surgiram como uma opção em relação ao uso de silício, o qual é um material caro e requer altas temperaturas para sua produção, além de necessitar de altos graus de pureza. Essa geração de células, conhecida como filmes finos, possui a vantagem de utilizarem menos material e da possibilidade de deposição em diferentes substratos, permitindo maior facilidade, por exemplo, na sua integração em

fachadas de edifícios, sua eficiência varia de 22 até 23% aproximadamente [Lameirinhas et al., 2022].

Já as células fotovoltaicas de terceira geração correspondem a tecnologias emergentes e têm o potencial de serem produzidas a custos ainda menores, mas, em geral, continuam em fase de pesquisa e desenvolvimento. Esta geração é dividida em três categorias principais: células fotovoltaicas multijunção, células fotovoltaicas para concentração (CPV), células sensibilizadas por corante (DSC) e células orgânicas ou poliméricas (OPV). Esta geração possui eficiências variando de 18 até 45% aproximadamente [Lameirinhas et al., 2022].

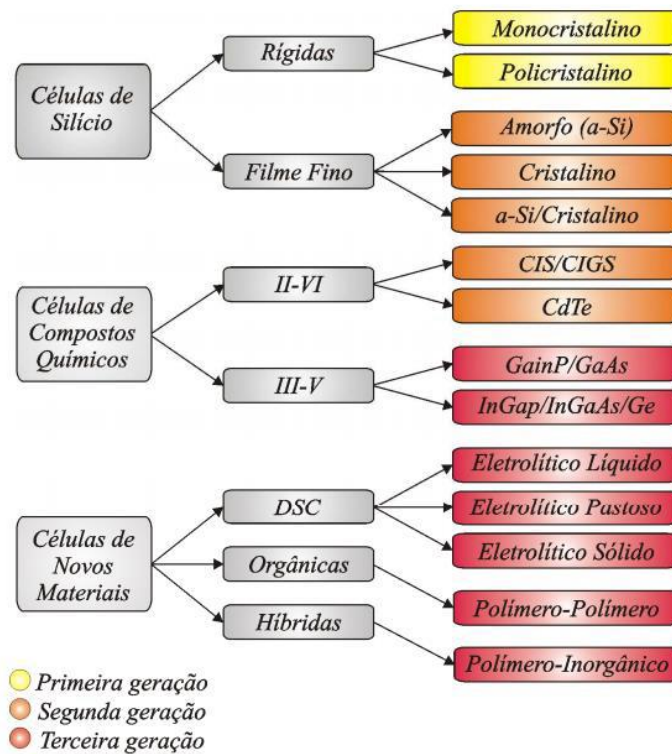


Figura 2.11 - Diferentes materiais utilizados na construção de células fotovoltaicas em diferentes gerações [Coelho, 2008]

2.5 Tecnologia Bifacial

Os módulos fotovoltaicos podem ser do tipo monofacial, que convertem em eletricidade somente a radiação solar que recebe na parte frontal, sendo os mais difundidos. E podem ser do tipo bifacial, que na atualidade vem ganhando mais mercado, já que pode converter em eletricidade a radiação solar recebida na parte frontal quanto a energia solar refletida pelo solo e incidente na parte posterior. A radiação solar refletida pelo solo é essencial para o incremento

esperado na produção de energia obtida pela exposição da parte traseira [Chen et al., 2021; Soria et al., 2015; Ko et al., 2021; Kim et al., 2021; Muehleisen et al., 2021].

Na face frontal do módulo, a radiação incidente é a global (somatório da radiação direta, difusa e albedo). Já na face traseira, a fonte incidente é majoritariamente da radiação refletida, também denominado albedo, em que os raios solares refletidos pelo solo incidem na parte traseira do módulo de uma forma típica não uniforme. As diferenças entre ambos os módulos podem ser visualizadas na Figura 2.12 sendo em A o módulo monofacial e em B o módulo bifacial.

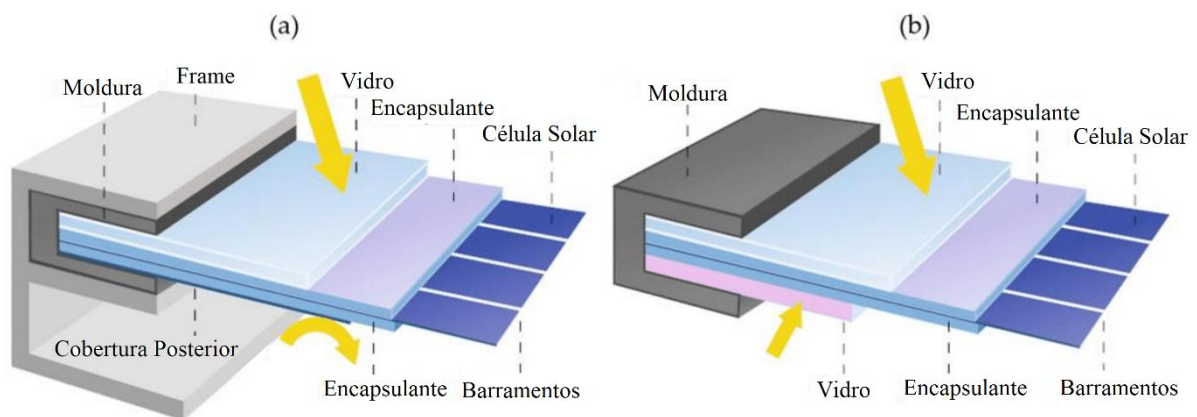


Figura 2.12- Diferença estrutural entre módulos A) monofaciais e B) bifaciais [Adaptado de Kopecek e Libal, 2021]

O albedo é uma medida da refletividade da superfície. Além do albedo, outros fatores que podem influenciar diretamente na conversão de energia são o ângulo de inclinação, altura de instalação dos módulos, quantidade e posição dos módulos, pois dependendo de como serão instalados, podem possuir mais ou menos sombra no solo. Além destes fatores ainda pode influenciar o aumento energético, a radiação difusa e a refletida pelo solo [Monteiro, 2018]. Os módulos bifaciais possuem áreas ativas de exposição das células fotovoltaicas nas duas faces, o que permite aumentar o desempenho do sistema ao incrementar a conversão de energia [Silva, 2022]. A captação da radiação se diferencia entre eles conforme exemplificado na Figura 2.13.

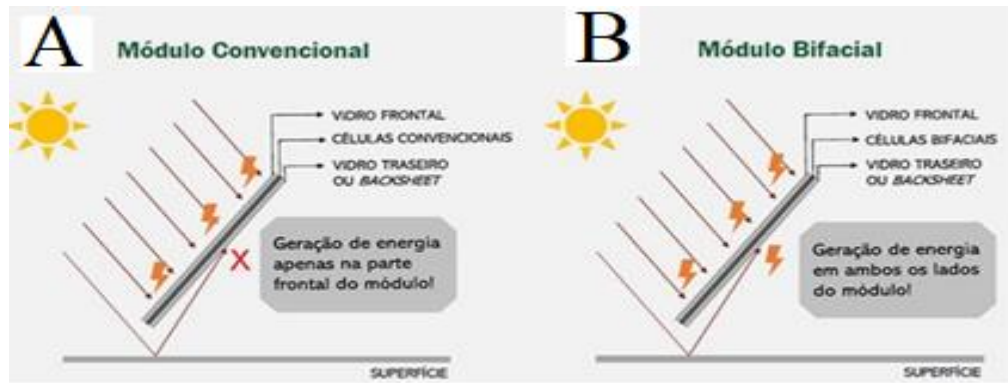


Figura 2.13 - Captação da radiação solar por: A) módulos fotovoltaicos monofaciais e B) módulos fotovoltaicos bifaciais [Takata, 2019]

O módulo observado na Figura 2.13 B oferece uma maior flexibilidade de uso devido a sua confecção, por poderem ser instalados de maneira diferente dos módulos tradicionais. Por exemplo, eles podem ser instalados com um ângulo mais inclinado, o que permite aproveitar melhor a energia solar refletida pelo solo e, assim, aumentar o desempenho do sistema [Machado, 2021]. Eles também podem ser instalados em estruturas transparentes como vidros, onde a luz passa através das células, permitindo a instalação em edifícios e estruturas arquitetônicas inovadoras. Estes módulos podem ainda ser combinados com sistemas de seguimento solar que acompanham a trajetória do sol ao longo do dia, maximizando a captação de energia.

O desempenho dos módulos bifaciais depende das condições de operação do sistema e do tipo de superfície onde está colocado, como por exemplo, distância do módulo em relação ao solo, inclinação dos módulos e grau de refletividade da superfície. A temperatura e irradiância também interferem no desempenho dos módulos fotovoltaicos podendo aumentar ou diminuir a produção de energia. Dependendo da posição em que o módulo é instalado, pode-se ter um aumento de até 30% na incidência de irradiação diária na placa em relação ao módulo monofacial na mesma posição, conforme Figura 2.14.

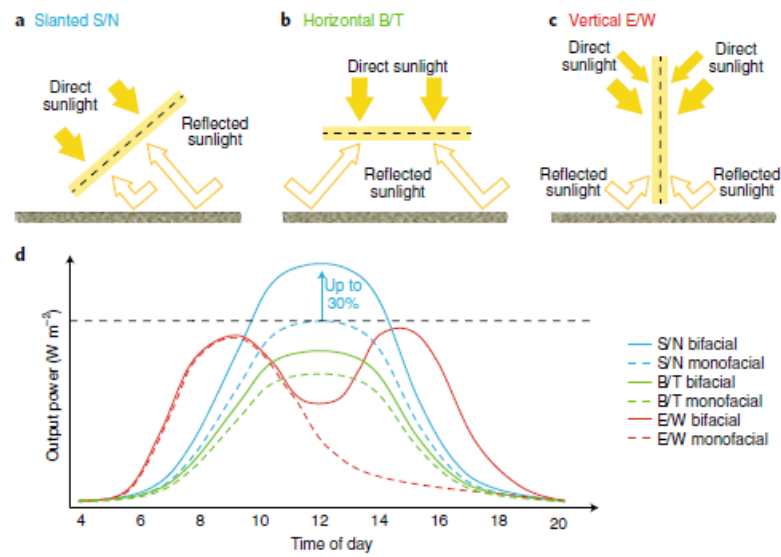


Figura 2.14- As configurações para instalações bifaciais. A) Módulo de inclinação fixa. B) Configuração horizontal. C) Geometria vertical. D) Curvas diárias em comparação com instalações monofaciais [Kopecek et al., 2018]

Para os módulos bifaciais, existem dois fatores adicionais neste processo de caracterização, sendo eles os fatores de bifacialidade e o ganho bifacial. O fator de bifacialidade (F_b), é uma razão entre as características traseiras e frontais do módulo, definidos comumente para a máxima potência, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito [Ruiz, 2022; Machado, 2021], conforme as Equações 2.6, 2.7 e 2.8, podendo ser expresso em porcentagem. Se esse fator fosse 80%, por exemplo, significa que a potência gerada pela face traseira é equivalente a 80% da potência gerada pela face frontal.

$$F_b (P_{m\acute{a}x}) = \frac{P_{m\acute{a}x}_{face\ traseira}}{P_{m\acute{a}x}_{face\ frontal}} \cdot 100\% \quad (2.6)$$

$$F_b (V_{oc}) = \frac{V_{oc\ face\ traseira}}{V_{oc\ face\ frontal}} \cdot 100\% \quad (2.7)$$

$$F_b (I_{sc}) = \frac{I_{sc\ face\ traseira}}{I_{sc\ face\ frontal}} \cdot 100\% \quad (2.8)$$

Onde P_m é a potência máxima da face do módulo, V_{oc} é a tensão de circuito aberto e I_{sc} é a corrente de curto-circuito.

O segundo parâmetro é o ganho bifacial, que determina o desempenho entre módulos bifaciais e monofaciais através de sua produção de energia. Sendo a quantidade adicional de energia gerada pelas células a partir da radiação incidente na face traseira de um módulo fotovoltaico bifacial em comparação com um módulo fotovoltaico de uma face só. Ele é calculado como a diferença entre a potência gerada pelo módulo bifacial e a potência gerada pelo módulo de uma face só, ambos com as mesmas células solares [Ruiz, 2022].

O ganho bifacial é um parâmetro que não pode ser obtido somente por meio das características do dispositivo bifacial. Visto que está diretamente atrelado às condições do ambiente e de instalação, sendo preciso considerar o efeito de sombreamento, pois se uma parte da face frontal estiver sombreada, a eficiência da face traseira também será afetada [Machado, 2021].

2.6 Influência da irradiância na curva I - V e P - V

Em geral, a corrente gerada pela célula fotovoltaica é proporcional à quantidade de radiação solar que ela recebe, chamada de irradiância. Por outro lado, a corrente do diodo, não é afetada pela variação de irradiância. A relação entre tensão e corrente em uma célula fotovoltaica é caracterizada por uma variação logarítmica da tensão com a irradiância, devido ao comportamento exponencial das células [Gasparin, 2009]. Isso pode ser observado através das curvas características I-V e P-V, que mostram como a corrente, potência e a tensão variam com a irradiância. A Figura 2.15 A e B ilustra por meio das curvas I-V e P-V, determinadas com diferentes irradiâncias, efeitos como a alteração da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto.

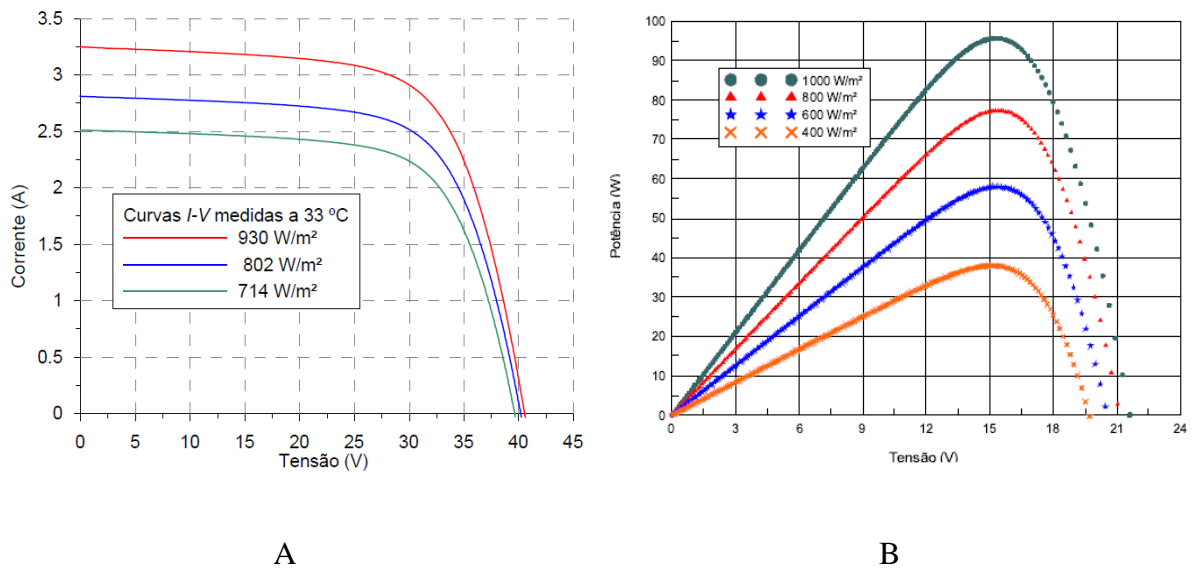


Figura 2.15– A) Curva característica I-V; B) Curva característica P-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias mantendo a temperatura constante [Bühler, 2007; Bühler, 2011].

Quando a irradiância aumenta, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) aumenta e a tensão de circuito aberto (V_{oc}) sofre um aumento logarítmico com a irradiância resultando em um aumento na potência máxima (P_m). Portanto, é importante considerar as condições de irradiância ao avaliar o desempenho de um módulo fotovoltaico, pois essa variável afeta diretamente a curva I-V e tem uma relação com a eficiência do módulo, que não é necessariamente constante com a irradiância, ocorrendo normalmente uma redução em baixas irradiâncias.

2.7 Influência da temperatura na curva I - V e P - V

As variações na irradiância solar incidente e na temperatura ambiente afetam diretamente a temperatura de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos fotovoltaicos. Isso pode ser observado através da Figura 2.16 A e B que representa as curvas características I-V e P-V, mostrando como a corrente, potência e a tensão variam com a temperatura da célula. O aumento da temperatura provoca três alterações:

- Afeta a relação da corrente com a tensão, já que nesse caso com o aumento da temperatura, V_{oc} diminui e I_{sc} aumenta.

- Desloca a curva I-V para a esquerda e a curva P-V para baixo, conforme Figura 2.16, causando a diminuição da eficiência do módulo.

- Redução na largura da banda proibida (*band gap*) do elemento, neste caso menor energia será necessária para a produção de pares elétron – lacuna, já que os elétrons terão maior energia térmica.

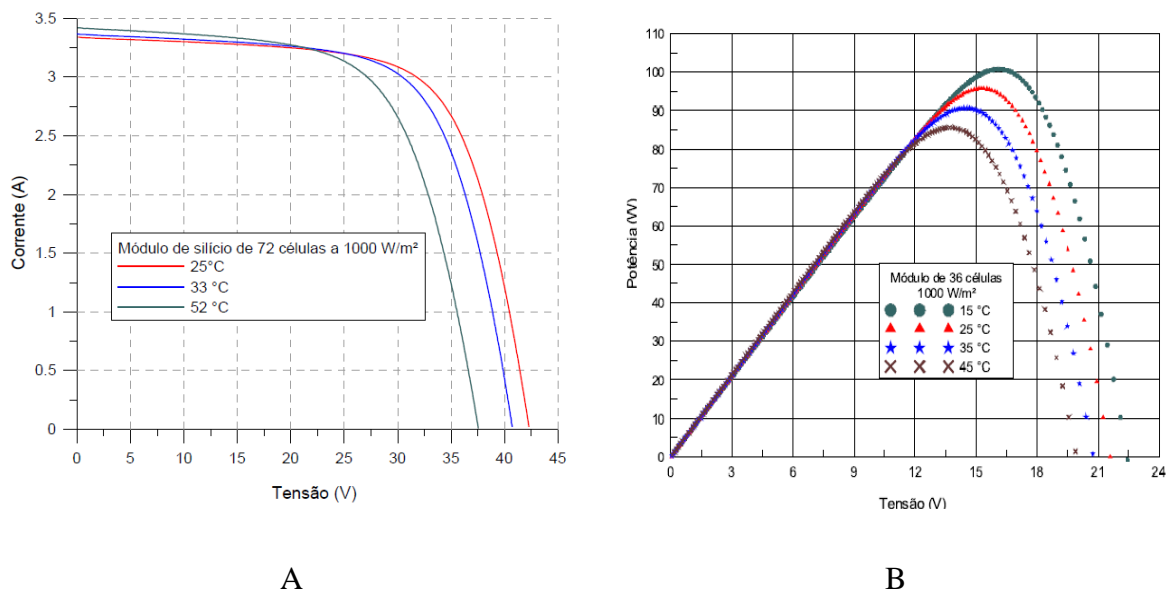


Figura 2.16– Influência da temperatura na curva A) I - V e B) P-V com irradiância constante [Bühler, 2007; Bühler, 2011]

2.8 Normas para a caracterização de módulos bifaciais

Existem várias normas internacionais que se aplicam à caracterização de módulos fotovoltaicos bifaciais. Algumas das principais incluem:

- IEC 60904-3: Esta norma da *International Electrotechnical Commission* (IEC) especifica os procedimentos de ensaio para medir as características elétricas de módulos solares fotovoltaicos monofaciais e bifaciais. Inclui procedimentos para medir a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, e a potência do módulo [IEC, 2009].

- IEC 62716: Essa norma da IEC especifica os procedimentos para medir e avaliar o desempenho do módulo bifacial, incluindo como medir a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, e a potência do módulo [IEC, 2013].
- ASTM E2848-13: Essa norma do *American Society for Testing and Materials* (ASTM) especifica os procedimentos para medir o desempenho de módulos solares fotovoltaicos bifaciais. Inclui procedimentos para medir a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, e a potência do módulo [ASTM, 2013].
- IEC 61215 Ed.2: Essa norma da IEC especifica os requisitos de teste e classificação para módulos solares fotovoltaicos de silício monocristalino e policristalino. Ela também pode ser aplicada para módulos solares fotovoltaicos bifaciais [IEC, 2016].

Essas normas fornecem diretrizes para garantir que os módulos fotovoltaicos bifaciais sejam testados e avaliados de maneira consistente, permitindo que os fabricantes e usuários os comparem e selecionem com base em suas características de desempenho. No Brasil, a portaria INMETRO 004/2011 é uma norma que estabelece os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos de energia fotovoltaica. Ela fornece diretrizes para o uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) para garantir a eficiência energética e um adequado nível de segurança nos módulos fotovoltaicos.

As condições padrão de teste para módulos fotovoltaicos são definidas pelo *International Electrotechnical Commission* (IEC) e incluem a irradiância solar, o espectro e a temperatura do módulo fotovoltaico. A irradiância solar é medida em watts por metro quadrado (W/m^2) e o valor padronizado é $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ para testes de laboratório. A temperatura do módulo é estabelecida em $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Estes parâmetros são utilizados para avaliar a eficiência elétrica e a potência nominal do módulo fotovoltaico, fornecendo uma base para a comparação entre diferentes módulos e tecnologias.

2.9 Simuladores Solares

A obtenção da curva característica de um módulo fotovoltaico deve ser feita através da exposição do módulo à radiação solar natural ou simulada. Com a radiação solar natural, é fundamental escolher dias de céu limpo e tomar medidas para aproximar as condições de

medição à condição padrão, principalmente na questão da temperatura do módulo fotovoltaico. Para evitar a dependência das condições climáticas e para possibilitar a realização de ensaios com maior frequência, já que nem sempre se tem a condição padrão, são utilizados os simuladores solares, os quais são sistemas de iluminação artificial específicos para ensaios de módulos fotovoltaicos. Esses simuladores permitem reproduzir as condições de radiação solar natural e fornecer resultados precisos para a avaliação do desempenho do módulo.

Além disso, o uso de simuladores solares permite realizar ensaios em condições controladas e padronizadas, o que é essencial para a comparação de diferentes módulos fotovoltaicos ou para acompanhar o desempenho de um módulo ao longo do tempo, fazendo medidas em condições controladas semelhantes. Os simuladores solares também oferecem a possibilidade de realizar ensaios sob diferentes condições de iluminação, radiação, com variações de intensidade e ângulo de incidência, o que é difícil de reproduzir com a radiação solar natural. Em resumo, a realização de ensaios com simuladores solares é uma ferramenta valiosa para avaliar o desempenho de módulos fotovoltaicos em diferentes locais e condições climáticas, tanto para pesquisas e desenvolvimento quanto para testes de qualidade.

2.10 Coeficientes térmicos

Dentre os fatores que influenciam o desempenho dos módulos fotovoltaicos, os coeficientes térmicos têm um papel importante, visto que a potência dos módulos fotovoltaicos tende a diminuir com o aumento da temperatura, e, por consequência, a eficiência também. Este decréscimo na eficiência do módulo, em virtude desse aumento na temperatura, é um fenômeno conhecido e deve ser considerado nas análises de desempenho dos módulos tanto em simulação computacional quanto nas medições em campo dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, esses coeficientes térmicos têm importância para a correção das curvas em diversas condições de operação [Gasparin, 2020], e estão diretamente relacionados com a variação da potência de um módulo em função da sua temperatura.

O processo de determinação dos coeficientes térmicos consiste na medição da curva característica I-V do módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas (segundo a norma IEC 60891 o usual é a variação da temperatura de 25 a 65 °C) que representem as condições de operação em campo. Os fabricantes dos módulos apresentam na ficha de dados (*datasheet*)

apenas os coeficientes para a irradiância padrão de 1000 W/m² e espectro padrão de AM 1,5. Os coeficientes térmicos são determinados de maneira genérica a partir da Equação 2.9, em que a variação do parâmetro em análise, neste caso um parâmetro genérico Z , é normalizado pelo valor do parâmetro em uma temperatura padrão [Emery et al., 1996].

$$CT \left(\frac{1}{^{\circ}\text{C}} \right) = \frac{1}{Z(T_n)} \frac{\partial Z}{\partial T} \quad (2.9)$$

Em que, o termo CT é definido como coeficiente térmico do parâmetro de interesse Z , T é a temperatura da célula fotovoltaica e por fim T_n é a temperatura de normalização (25 °C), sendo considerado temperatura padrão para ensaios em dispositivos fotovoltaicos. Quando o coeficiente térmico é determinado para o parâmetro Z e normalizado para a temperatura T_n , o parâmetro em questão Z_1 pode ser trasladado de uma temperatura T_1 , para o valor Z_2 em outra temperatura como T_2 , utilizando a Equação 2.10.

$$Z_2 = Z_1 + \frac{CT \cdot Z_1 \cdot (T_2 - T_1)}{1 - CT \cdot (T_n - T_1)} \quad (2.10)$$

O coeficiente de variação da corrente de curto-circuito (I_{sc}) com a temperatura (T) é denominado α . O aumento da temperatura leva a um aumento da corrente, em virtude da banda proibida (*band gap*) de energia dos dispositivos fotovoltaicos diminuir em temperaturas elevadas e o coeficiente de absorção banda a banda também aumentar. O cálculo para obter este coeficiente é determinado na Equação 2.11.

$$\alpha = \frac{1}{I_{sc}(T_n)} \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (2.11)$$

O coeficiente de variação da tensão de circuito aberto (V_{oc}), em função da temperatura, definido como β é calculado utilizando a Equação 2.12. A redução de V_{oc} com o aumento da temperatura resulta na alteração da curva I-V característica do módulo fotovoltaico, causando redução da potência entregue pelo dispositivo.

$$\beta = \frac{1}{V_{oc}(T_n)} \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (2.12)$$

A avaliação do comportamento da tensão de circuito aberto em função da irradiância pode ser realizada a partir do modelo de 1 diodo de uma célula ideal (Equação 2.1). Avaliando esta equação na condição de circuito aberto, isto é, quando I for 0 e V for V_{oc} , resultará na Equação 2.13 em que V_{OC} dependerá explicitamente do logaritmo de I_{fg} . Como a corrente fotogerada pela luz (I_{fg}) é proporcional à irradiância solar, então V_{OC} depende de forma logarítmica da irradiância [Gasparin et al., 2022].

$$V_{oc} = \frac{nK_B T_C}{e} \ln \left(\frac{I_{fg}}{I_o} + 1 \right) \quad (2.13)$$

A Equação 2.13 pode ser simplificada, considerando 1 como a irradiância solar normalizada G^* para 1000 W/m^2 , resultando na Equação 2.14, em que essa expressão é para uma célula solar ideal relacionando a tensão de circuito aberto e irradiância, demonstrando a dependência logarítmica da tensão pela irradiância.

$$V_{oc}(G^*) = V_{OC_STC} + \frac{nK_B T_C}{e} \ln G^* \quad (2.14)$$

Onde $V_{oc}(G^*)$ é a tensão de circuito aberto em G^* e V_{oc_STC} é o V_{oc} em STC.

Tanto o coeficiente α quanto o β , são indispensáveis na translação dos pontos de uma curva cuja temperatura difere da condição padrão descrita na IEC 60891 (2021) onde também é descrito o procedimento para a determinação experimental destes coeficientes.

Por fim, o coeficiente de variação da máxima potência (P_m) com a temperatura é definido como γ . podendo ser determinado utilizando a Equação 2.15.

$$\gamma = \frac{1}{P_m(T_n)} \frac{\partial P_m}{\partial T} \quad (2.15)$$

Foi demonstrado por Kipper et al.,2018a por meio de medidas experimentais, que o coeficiente térmico β apresenta caráter logarítmico em função da irradiância, cujo valor eleva-

se com o aumento da irradiância, indicando que a sensibilidade à temperatura é maior em baixas irradiâncias. Neste caso, se V_{OC} sofrer redução à medida que a temperatura aumenta, isso implica na alteração da curva I-V característica do módulo fotovoltaico, resultando na redução da potência entregue pelo dispositivo ao ter aumento da temperatura de operação [Kipper et al., 2022]. A análise de tais parâmetros contribui para o estudo do comportamento do módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas.

O processo de obtenção dos CT pode ser realizado através dos métodos utilizando o simulador solar (*indoor*) ou através da iluminação natural (*outdoor*).

No método *outdoor*, os módulos fotovoltaicos devem ser acomodados em um suporte para exposição solar com uma cobertura para bloquear a incidência da radiação antes do início das medidas. O módulo fotovoltaico deve ter uma temperatura próxima a 25 °C antes de iniciar o ensaio. Em seguida, a cobertura do módulo é retirada, expondo-o à radiação solar. Neste processo, a radiação solar promove o aquecimento do módulo fotovoltaico, dificultando as medições em condições padrão de teste, mas é conveniente para a determinação dos coeficientes térmicos [Gasparin e Krenzinger, 2015].

Já o método *indoor*, consiste em utilizar uma fonte artificial de luz (simulador solar), para determinar a curva I-V em condições controladas. Para a determinação dessas curvas em várias temperaturas, pode ser empregado uma câmara de aquecimento a fim de se regular a temperatura até o valor requerido. Este método tem a desvantagem na demora no tempo de estabilização da temperatura do módulo, sendo a variação da temperatura de 5 em 5 °C normalmente utilizada.

3 METODOLOGIA

O trabalho consiste em obter e analisar curvas I-V, P-V, η' -G', FF-G, η -T, FF-T, I_{sc} -G, V_{oc} -G, P_m -G, I_{sc} -T, V_{oc} -T, P_m -T, α -G, β -G e γ -G de quatro módulos bifaciais de diferentes marcas, conforme a Tabela 3.1. Variando a irradiância e temperatura, tanto para a face frontal, quanto para a face traseira, a fim de se obter os coeficientes térmicos. Além das relações de eficiência em função da irradiância e temperatura, também são estudadas as relações de linearidade da corrente de curto – circuito e da potência com a irradiância e a relação da tensão de circuito aberto com o logaritmo natural da irradiância.

Tabela 3.1 - Módulos utilizados na caracterização pelo método Indoor [Autor (a), 2023]

Módulo	SF-M16/144450BF	SS-450-72MTF	LR4-72HBD-450M	JAM72D30-540/MB
Marca	SHINEFAR 450W	SUNOVA 450W	LONGI 450W	JASOLAR – 540W
Peso (kg)	24	24	27,5	31,8
Medidas (mm)	2094x1038x35	2094x1038x35	2094x1038x35	2278x1134x35
Células	144	144	144	144
P_m (W)	450	450	450	540
V_{oc} (V)	50,00	49,31	49,60	49,60
V_{mp} (V)	41,40	42,12	41,40	41,64
I_{sc} (A)	11,47	11,35	11,58	13,86
I_{mp} (A)	10,87	10,69	10,87	12,97
η (%)	20,70	20,70	20,70	20,90
α - %/°C	+0,06	+0,05	+0,050	+0,045
β - %/°C	-0,30	-0,31	-0,265	-0,275
γ - %/°C	-0,37	-0,35	-0,340	-0,350

Para a determinação dos coeficientes térmicos dos módulos fotovoltaicos foram utilizados os métodos *indoor* e *outdoor* sendo necessário extrair os parâmetros I_{sc} , V_{oc} e P_m das curvas I-V medidas em diferentes temperaturas. Após, são obtidos os gráficos destes parâmetros em função da temperatura e uma linha de regressão linear é utilizada para obter os coeficientes de variação para cada um dos parâmetros. A variação de cada parâmetro é normalizada conforme Equação 2.9 em função valor do parâmetro obtido pela reta de regressão a 25 °C e assim, pode se avaliar o valor relativo do coeficiente térmico, isto é, em variação percentual do parâmetro por unidade de variação de temperatura.

3.1 Método utilizando o Simulador solar (Método *Indoor*):

Para os ensaios, foi utilizado como referência a norma IEC TS 60904-1-2 definida pela IEC em 2019 para módulos bifaciais. Até o ano de 2019 a norma previa métodos de referência para um módulo monofacial [Deline et al., 2017]. Nas caracterizações, foi utilizado o método de medição independente de ambos os lados em STC, correspondendo a uma irradiância de 1000 W/m^2 com espectro padrão AM 1,5 e temperatura do módulo em 25°C .

Neste método é utilizado uma fonte de luz artificial, ou seja, um simulador solar com níveis de irradiância ajustáveis e com menos de 5% de não uniformidade, cobrindo o lado não iluminado do módulo por um material não reflexivo.

As medições e a visualização dos resultados de ensaios realizados no simulador solar são controladas por um microcomputador, que está conectado a uma carga eletrônica que polariza o módulo e faz a medida da curva I-V, além de controlar todas as funções do simulador. Com a utilização do *software* PASAN SPROD Tester – STC V.291 (PASAN, 2024) de operação do simulador é possível ajustar os parâmetros para o teste de cada módulo específico. Os parâmetros inseridos no simulador são os dados nominais de V_{oc} , I_{sc} , P_m do próprio módulo fornecidos pelo fabricante. Os arquivos de dados fornecidos pelo programa do simulador solar são tratados utilizando o *software* Microsoft Excel (Versão 2403).

3.2 Simulador solar do LABSOL utilizado nos ensaios:

O simulador do LABSOL - Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS é o modelo *SunSim 3c*, da empresa suíça *Pasan*, com um túnel óptico de $6,5 \text{ m} \times 2,5 \text{ m} \times 2,5 \text{ m}$, e possui um *flash* de 10 ms, cuja energia é proveniente de um banco de capacitores abrigados em um gabinete aos fundos do simulador, conforme a Figura 3.1 A, B e C.

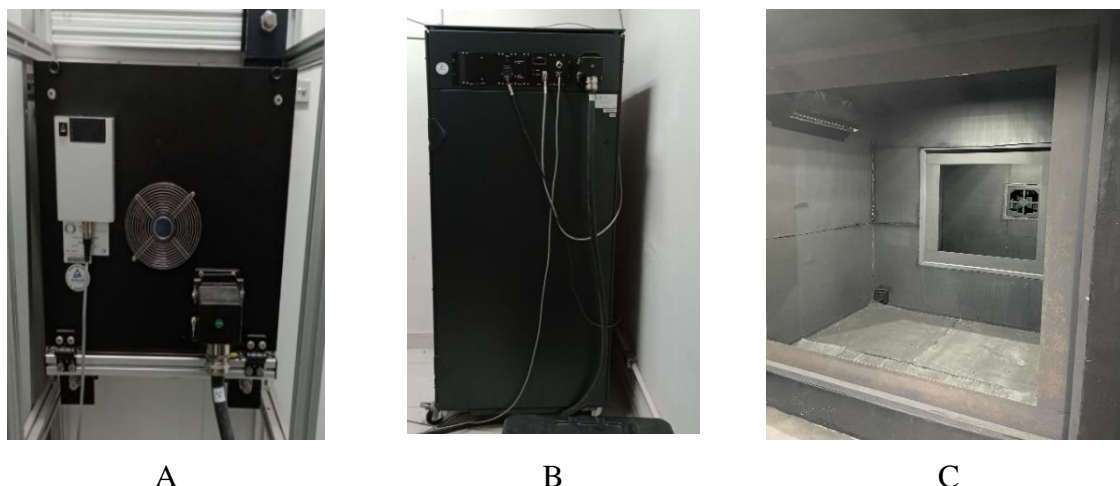


Figura 3.1– A) Lâmpada de flash de xenônio; B) Gabinete que abriga o banco de capacitores fornecedores de energia para o flash; C) Interior do túnel para simulador solar com revestimento de baixa refletividade [Autor (a), 2023]

A técnica usada pelo simulador envolve a utilização de uma fonte que produz a varredura de tensão no módulo, desde seu ponto de curto-circuito até seu ponto de circuito aberto, além do sistema de aquisição de dados cujas medidas são simultâneas de irradiância, tensão e corrente. Além disso, o equipamento tem uma precisão elétrica de aproximadamente 0,2% e a colimação da luz é menor que 15° .

As características desse equipamento são consideradas superiores às de um simulador solar classe A, tornando o equipamento adequado para a coleta dos dados para a realização do estudo [Kipper et al., 2018a, 2018b]. No túnel do simulador, revestido por um material de baixa refletividade para evitar reflexões da radiação, fica o suporte para a fixação do módulo a uma distância específica da lâmpada de *flash* de xenônio. No laboratório há dispositivos de ar-condicionado utilizados para controlar e manter a temperatura constante em 25°C durante os testes, e dessa forma, garantir que as medições sejam realizadas nas condições padrão de teste.

3.3 Confeção da câmara termostática:

Para a medição de curvas I-V em diferentes temperaturas foi necessário o projeto e a confecção de uma nova câmara termostática, já que a disponível e em operação no LABSOL necessitava de renovação. O projeto contempla a substituição parcial do equipamento, sendo

que a parte do painel de controle será mantida por atender aos requisitos necessários para a operação.

O primeiro passo foi a realização do projeto no *software Solidworks*, conforme pode ser visualizado na Figura 3.2 A, B e C (projeto completo se encontra disponível no Apêndice A). Este projeto consiste em uma caixa de dimensões 2410 mm x 1450 mm x 168 mm de chapa metálica de 1 mm de espessura. Também foi utilizado uma placa de policarbonato de 6 mm para a confecção do sistema de aquecimento. Entre a placa aquecedora e a parede traseira da câmara foi instalado um isolamento térmico de lã de rocha de 6 mm para minimizar a perda de calor para o ambiente.

A parte externa da câmara é revestida com espuma elastomérica adesiva, também conhecida como isolante k-flex. O tamanho da câmara confeccionada é para comportar o maior módulo bifacial disponibilizado no laboratório. Dentro dessa estrutura foi acondicionado um suporte de alumínio para a fixação do módulo em formato paisagem que consiste em 2 perfis de alumínio com trilhos móveis de 30 mm x 30 mm para fixação do módulo e possibilidade de ajuste vertical dos perfis.

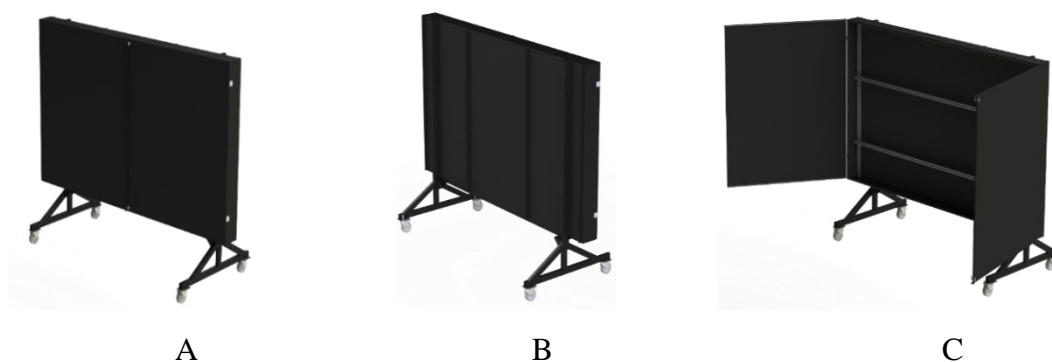


Figura 3.2- Projeto da câmara termostática, A) face frontal; face traseira; C) câmara aberta demonstrando como será a parte interna [Autor (a), (2023)]

Após a confecção da estrutura da câmara termostática, conforme a Figura 3.2, foi inserida no interior da câmara o isolamento térmico e o sistema de aquecimento traseiro e lateral. O sistema de aquecimento traseiro é constituído por uma resistência de fio com isolamento de silicone da marca *Pan Electric* cuja resistividade (ρ) é de 3,33 Ω .m (ohm.metro), com limite de temperatura de 200 °C e máxima dissipação permitida de 25 W/m.

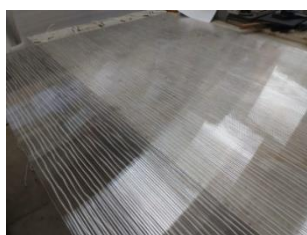
Esta resistência foi introduzida nas canaletas de modo alternadamente da placa de policarbonato alveolar com dimensões de 2390 mm x 1430 mm, formando uma placa de

aquecimento. A placa de aquecimento traseiro é composta por 7 blocos resistivos de aproximadamente 17 cm de altura, obtidos por 14 voltas do fio ao longo da placa de policarbonato.

Cada bloco ficou com resistência (R) de $111,8 \Omega$ e o comprimento utilizado foi de aproximadamente 35 metros e, portanto, foram utilizados aproximadamente 245 metros de fio para toda a placa aquecedora. Os blocos resistivos têm potência aproximada de 432 W quando alimentados em 220 V, e a potência dissipada por 1 metro é de 12,34 W, dentro dos limites de dissipação do fio. A potência total do aquecedor é de aproximadamente 3000 W.

O sistema de aquecimento lateral é constituído por uma resistência de fio com isolamento de silicone da marca *Pan Electric* capaz de atingir uma temperatura de 200 °C, introduzida em canaletas alternadas de uma placa de policarbonato alveolar com dimensões de 130 mm x 1430 mm. Formam duas placas de aquecimento sendo uma esquerda e outra direita, que totalizam aproximadamente 375 W cada quando alimentados em 220 V, cuja resistividade (ρ) é de $8,6 \Omega \cdot m$ (ohm.metro), resistência (R) 129Ω (ohm) e a potência dissipada em 1 metro é de 25 W, estando no limite da máxima permitida pelo fio que é de 25 W.

Cada placa de aquecimento é composta por um único bloco resistivo, sendo obtido por 10 voltas do fio ao longo da placa de policarbonato totalizando um comprimento aproximado de 14,3 metros de resistência por placa. As placas laterais e traseira foram pintadas na cor preta, a fim de reduzir a reflexão do flash sobre o módulo, conforme a Figura 3.3 A e B.



A



B

Figura 3.3- Placa aquecedora traseira inserida na câmara termostática, A) Sem pintura; B) Com pintura [Autor (a), 2023]

Para um controle eficiente do aquecimento na direção vertical, melhorando assim a uniformidade de temperatura, a placa de aquecimento foi dividida em 3 zonas de aquecimento com controle de temperatura independente para cada zona. A zona inferior é composta por 3

blocos de resistência, equivalendo a 1296 W. Para o controle desta zona, um controlador PID modelo N1030 é utilizado com um sensor Pt100 identificado como #11, fixado com fita metálica na parte inferior do módulo fotovoltaico.

A zona central é composta por 2 blocos de resistências, com aproximadamente 864 W, e para o controle desta zona, outro controlador e sensor Pt100 identificado como #22 é fixado na parte central do módulo fotovoltaico. A zona superior é composta pelos dois blocos restantes, também possuindo 864 W, e um terceiro controlador com Pt100 identificado como #33 é usado no controle de temperatura desta zona fixado na parte superior do módulo fotovoltaico.

Além dos circuitos de controle de temperatura conforme mencionado anteriormente, em cada ensaio são instalados na face traseira do módulo 9 termorresistências Pt100 – CRZ - 2005 Classe A para o monitoramento da temperatura do módulo que são conectadas a 4 fios na unidade de aquisição de dados modelo Keysight 34980A comandado pelo software Benchlink 34980 A, conforme a Figura 3.4.

Segundo a norma internacional IEC 60891 (2009), para a determinação dos coeficientes térmicos necessita-se a instalação de 4 sensores de temperatura na parte posterior do módulo. Neste trabalho foram utilizados 9 ao invés de 4, a fim de monitorar a temperatura em 9 locais do módulo fotovoltaico em qualquer momento do ensaio, e possibilitar a obtenção da média de temperaturas. Os sensores de temperatura são fixados da seguinte maneira: três na zona superior, três na zona central e três na inferior. Os valores de temperatura são registrados a cada 10s e depois exportados para uma planilha eletrônica.



Figura 3.4- Equipamento de aquisição de dados Keysight 34980A, localizado sob a bancada de controle do simulador ao lado do controle eletrônico do simulador solar, cuja função é o monitoramento da temperatura em diferentes pontos do módulo [Autor (a), 2023]

Após a confecção da placa de aquecimento, foi montado um sistema para uniformizar a temperatura do módulo, neste caso foram instalados 14 ventiladores de 8 cm x 8 cm nos perfis horizontais da parte inferior da câmara. O modelo utilizado é da marca Akasa DFS802512H DC – BRUSHLESS FAN tensão 12 VDC e potência de 2,4 W cada. Já no perfil horizontal superior foram instalados 20 ventiladores de 6 cm x 6 cm da marca BERFLO do modelo AG06012HB257603 DC – BRUSHLESS tensão 12V e potência de 2,8 W cada, conforme a Figura 3.5 A e B.

Este conjunto de ventiladores promove convecção forçada e a uniformização da temperatura por meio do movimento ascendente do ar pela parte posterior do módulo fotovoltaico e descendente pela parte frontal do módulo fotovoltaico. Para a alimentação dos ventiladores é utilizada uma fonte de alimentação chaveada de 12V/20 A.



A



B

Figura 3.5 - Instalação dos ventiladores ao longo dos perfis horizontais internos – A) Ventiladores inferiores; B) Ventiladores superiores [Autor (a), 2023]

O acionamento dos ventiladores é realizado por meio de botoeiras pulsantes na parte frontal do quadro de comando, onde foi montado um circuito de auto retenção com relés automotivos. O controle dos relés é realizado por três controladores da marca *Novus* N1030 que acionam relés de estado sólido do modelo SSR-4825 25 A/480 VCA.

O quadro de comando utilizado para a instalação dos três controladores de temperatura, dos relés de estado sólido que permitem o acionamento de cargas até o limite de 25 A., além do sistema de alimentação dos ventiladores foi instalado na bancada de controle do simulador solar para fácil acesso aos comandos, conforme a Figura 3.6 A e B (Projeto completo realizado pela equipe do LABSOL está no Apêndice B). O quadro de comando está descrito em Gasparin et al., 2020.

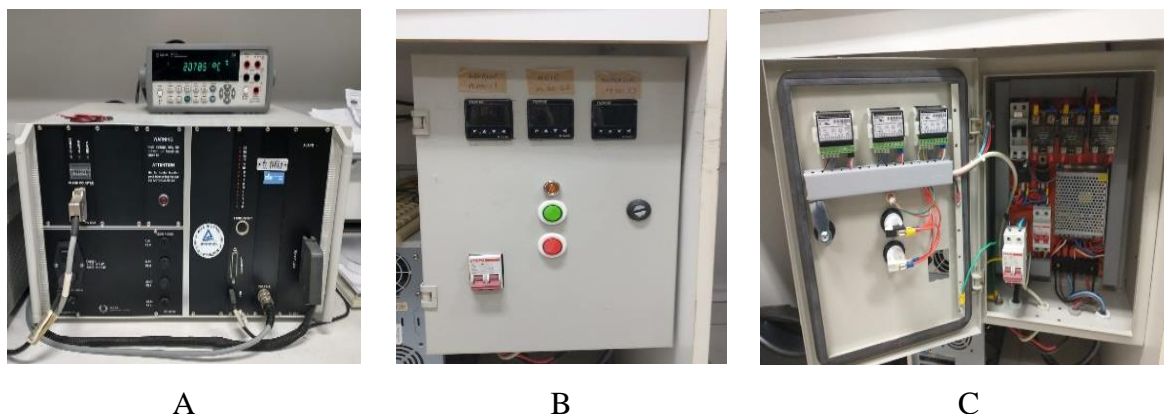


Figura 3.6- Componentes da bancada de controle do simulador solar -A) Controle eletrônico do simulador solar e na parte superior está a unidade de aquisição de dados Agilent 34972 A; B) Quadro de comando do sistema de aquecimento (das resistências) da câmara termostática; C) Parte interna do quadro de comando do sistema de aquecimento [Autor (a), 2023]

A fiação da parte interna da câmara é conduzida para a parte externa e traseira da câmara para conectores elétricos que permitem a conexão da câmara com os cabos provenientes do painel de comando. Visualizando a câmara de frente, na parte inferior direita há a passagem dos fios das resistências elétricas de aquecimento, na parte inferior esquerda há a passagem dos cabos de ligação do módulo fotovoltaico com a carga eletrônica do simulador solar e os cabos de alimentação dos ventiladores. Na parte superior esquerda há a saída dos cabos dos sensores de temperatura Pt100 para o controle e monitoramento da temperatura.

O revestimento externo da câmara termostática e interno das portas para isolamento térmico e, ao mesmo tempo, para baixa refletividade é feito com a espuma elastomérica adesiva de baixa refletividade na cor preta (o cálculo para obter a espessura para cada isolante térmico se encontra no Apêndice C), cujo objetivo é reduzir as perdas de calor para o ambiente.

A parte interna das portas foi lixada com uma lixa grão 50 para minimizar a reflexão da radiação emitida pela lâmpada de xenônio, conforme testes feitos previamente em Hincapie et al., 2014, que constatou que ao lixar a espuma reduziu a refletividade do material. Por fim, a câmara passou por acabamentos e pintura na cor preta específica para alumínio, a fim de reduzir a reflexão do alumínio. Finalizando o processo de pintura e acabamento, a câmara termostática ficou concluída para os ensaios, conforme a Figura 3.7.

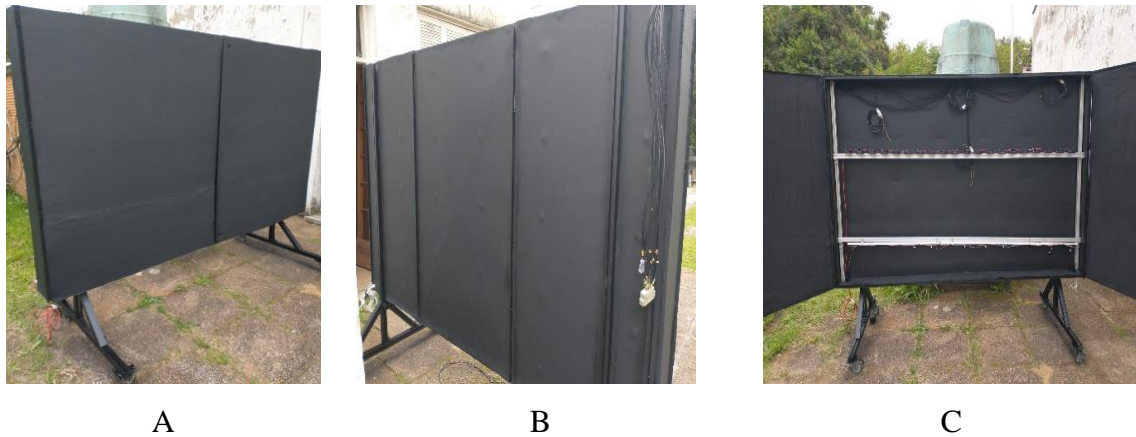


Figura 3.7 - Câmara termostática – A) Face frontal; B) Face traseira; C) Parte interna
[Autor (a), 2023]

Ao final do processo de confecção, a câmara é inserida no simulador solar, conforme a Figura 3.8 A e B. O módulo fotovoltaico é acomodado e fixado nos perfis horizontais, por fim as portas são fechadas e o sistema de aquecimento é ligado.

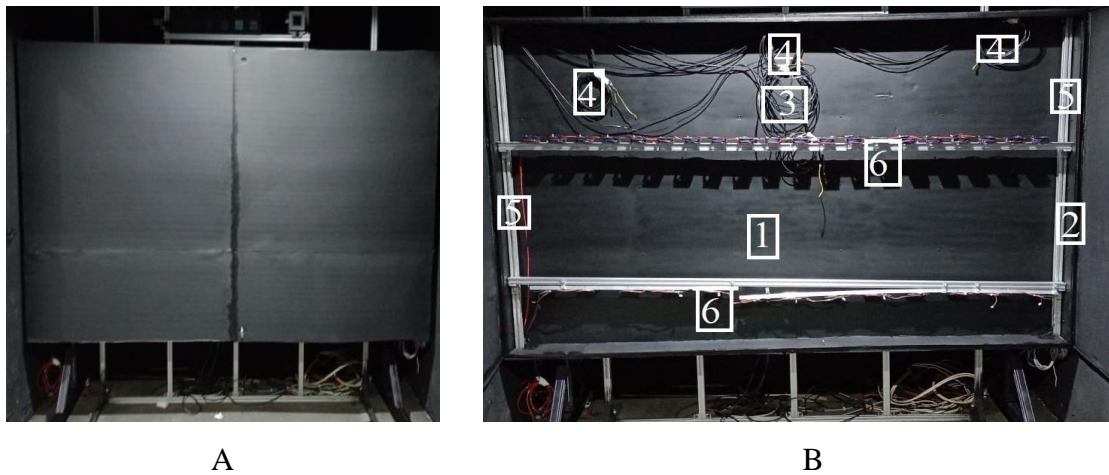


Figura 3.8- Câmara inserida no simulador solar -A) Fechada; B) Aberta - (1) Placa para aquecimento traseiro. (2) Placa para aquecimento lateral. (3) Controladores de temperaturas. (4) Termo resistências (de 1 a 9 ao longo do módulo). (5) Perfis Verticais. (6) Perfis horizontais inferior e superior com ventiladores acoplados [Autor (a), 2023]

Ao ser estabilizada a temperatura interna, a câmara é momentaneamente aberta para expor o módulo à radiação do simulador para que se faça a medida da curva I-V, após a medida, a câmara é fechada ao menor tempo possível de modo a minimizar a perda de calor para o túnel

do simulador. Em cada ensaio repete-se este procedimento para os diversos valores de temperatura (25 a 65 °C) e irradiância (100 a 1000 W/m²). Esta variação na irradiância é obtida por meio de máscaras inseridas junto às lâmpadas do simulador que bloqueiam parte da radiação, em conjunto com o controle eletrônico.

Para as irradiâncias de 1000, 1100, 900 e 800 W/m² não são utilizadas as máscaras para o bloqueio da radiação, para as irradiâncias de 700 e 600 W/m² a máscara utilizada é a de 0,7 e as demais irradiâncias possuem as suas respectivas máscaras. Após, ocorre a variação na temperatura entre 25 e 65 °C, com incrementos de 5 °C a cada nova medida, o que fornecem medidas suficientes para a obtenção dos coeficientes térmicos para cada irradiância. Como resultado, tem-se uma matriz de 10 irradiâncias e 9 temperaturas por face do módulo, totalizando 180 curvas I-V para cada um destes.

O método estabelece que a temperatura do módulo deve ser uniforme em toda sua extensão, de modo que as incertezas das medidas sejam reduzidas. A variação da temperatura do módulo fotovoltaico no método *indoor* é geralmente mais lenta, já que o tempo para a temperatura do módulo estabilizar depende da potência utilizada no aquecimento. Uma das vantagens desse método é a realização dos ensaios de maneira independente de condições climáticas. As fases do método *indoor* estão demonstradas no fluxograma da Figura 3.9.

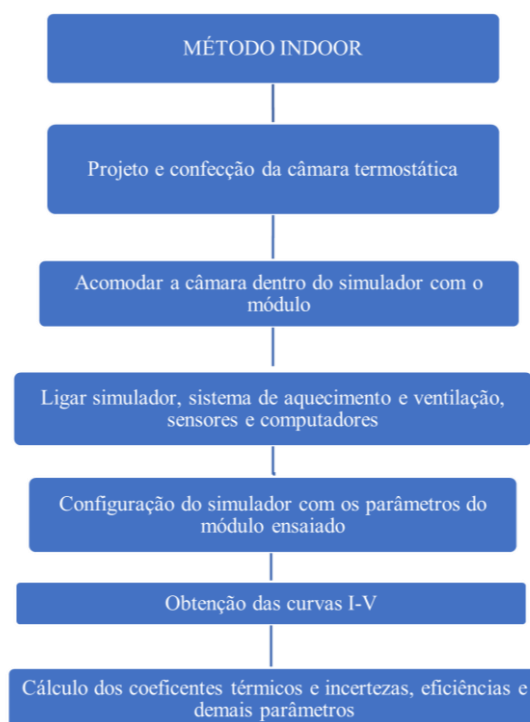


Figura 3.9 - Fluxograma do procedimento experimental, método *indoor* [Autor (a), 2024]

3.4 Método utilizando a Iluminação natural (Método Outdoor):

Inicialmente, o módulo fotovoltaico é acomodado em uma estrutura metálica, com a face posterior coberta usando como material o acetato de vinila (EVA), cujo objetivo é eliminar o máximo de incidência solar refletida pelo solo. Ainda neste módulo, foi fixada em sua moldura uma célula de referência do modelo SOZ-03 para medida da irradiância solar. Antes do ensaio, o módulo fotovoltaico é coberto por uma placa de cloreto de vinila (PVC) com revestimento de alumínio na parte posterior para bloquear a radiação antes do ensaio e minimizar o aquecimento do módulo fotovoltaico. Por fim, é ajustada a inclinação e o azimute da estrutura metálica de modo a ter incidência normal da radiação solar, cuja verificação é feita utilizando o equipamento gnômon, conforme mostra a Figura 3.10 A e B.



Figura 3.10– A) Módulo acomodado na estrutura – (1) cobertura posterior do módulo e (2) célula de referência; B) (1) gnômon e (2) cobertura frontal [Autor (a), 2023.]

Para a medida das curvas I-V é realizada a configuração do traçador de curvas *outdoor* por meio do software *Tracer* (desenvolvido pela equipe do LABSOL) para a aquisição dos dados. Resumidamente, o traçador de curvas é composto de cinco multímetros Agilent 34411A, cada um medindo um parâmetro, sendo eles: tensão, corrente, temperatura do módulo, irradiância e temperatura da célula e uma carga capacitiva para realizar a polarização do módulo fotovoltaico.

Neste software são configurados os parâmetros da medida e constantes da célula de referência e dos resistores utilizados para medir a corrente elétrica (*shunt*), conforme ilustrado na Figura 3.11 A e B. Outro parâmetro que deve ser configurado é a pré-carga do capacitor, sendo uma tensão negativa utilizada para compensar a queda de tensão nos cabos do sistema de medição que conectam o equipamento ao módulo.

O traçador de curvas mede irradiância (G), temperatura (T), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente (I_{mp}) e tensão (V_{mp}) de máxima potência e, por fim, a potência máxima do módulo e o fator de forma, conforme mostra a Figura 3.12. Após a finalização das medições é obtida uma planilha eletrônica com os dados de cada ensaio realizado.

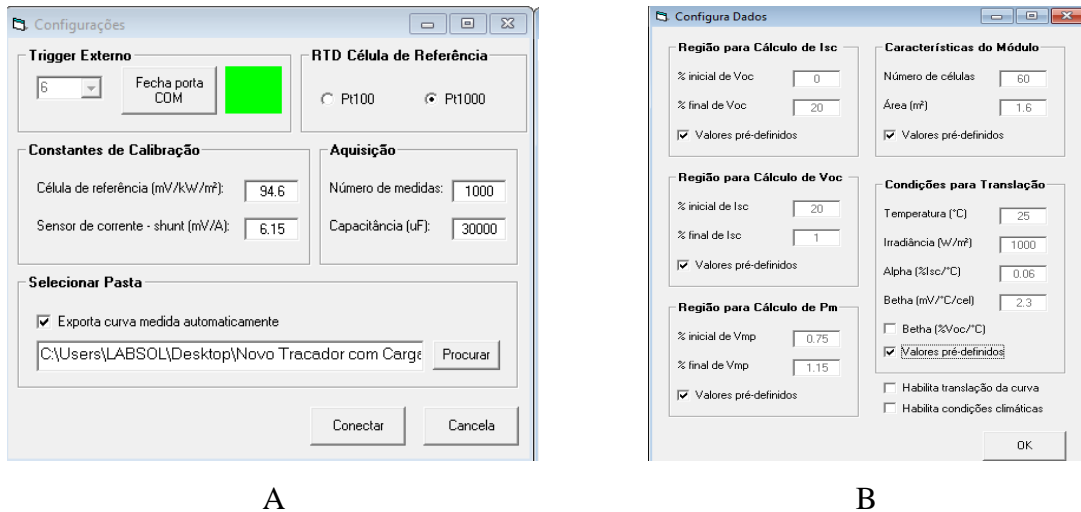


Figura 3.11- Tela de configuração do traçador de curva I-V – A) configurações iniciais do sistema; B) configurações utilizadas para o cálculo de parâmetros elétricos dos módulo e as condições para a correção da curva obtida [Autor (a), 2023]

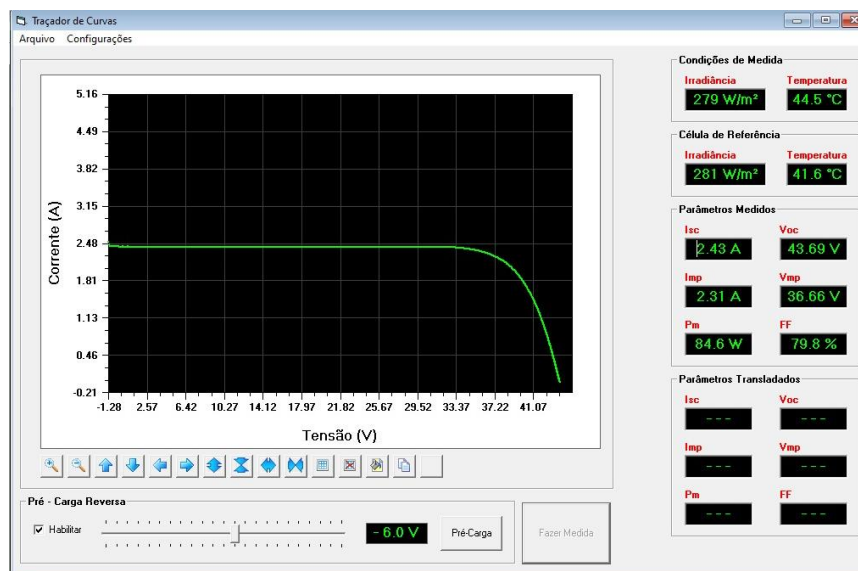


Figura 3.12- Medidas obtidas pelo traçador de curvas [Autor (a), 2023]

Após a aquisição dos dados, é necessário corrigir a curva obtida para a irradiância de 1000 W/m², mantendo a temperatura medida. Essa correção é feita mediante uma planilha eletrônica

utilizando o método de translação desenvolvida pela equipe do LABSOL com base na norma IEC 60891. Para utilizar a planilha é feita a inserção dos dados de corrente e tensão medidos, os CT do módulo (α , β e γ) fornecidos pelo fabricante a 25°C e 1000 W/m², além da irradiância e temperatura medidas. A partir deste método, novos valores para corrente e tensão são calculados para uma irradiância de 1000 W/m².

Os coeficientes térmicos são determinados medindo os parâmetros extraídos da curva I-V já corrigida pela irradiância em diferentes temperaturas. Os dados de V_{oc} , I_{sc} e P_m são plotados em função da temperatura e uma linha de regressão linear é utilizada para obter os coeficientes para estes parâmetros. A variação de cada parâmetro é normalizada conforme Eq. 2.9 em função do valor do parâmetro obtido pela reta de regressão a 1000 Wm² e 25 °C e assim, pode se obter o CT para cada parâmetro.

O cálculo de incertezas na determinação dos coeficientes térmicos para o módulo LR4-72HBD-450M foi determinado a partir do erro padrão expandido do coeficiente angular da reta de regressão obtida por mínimos quadrados. A reta de melhor ajuste é utilizada para calcular o CT e o erro padrão determina a distância média no qual os valores medidos diferem da reta de regressão [Taylor, 2012]. O erro padrão é expandido utilizando o coeficiente *t Student* para o número de medidas. As fases do método *outdoor* podem ser visualizadas no fluxograma da Figura 3.13.

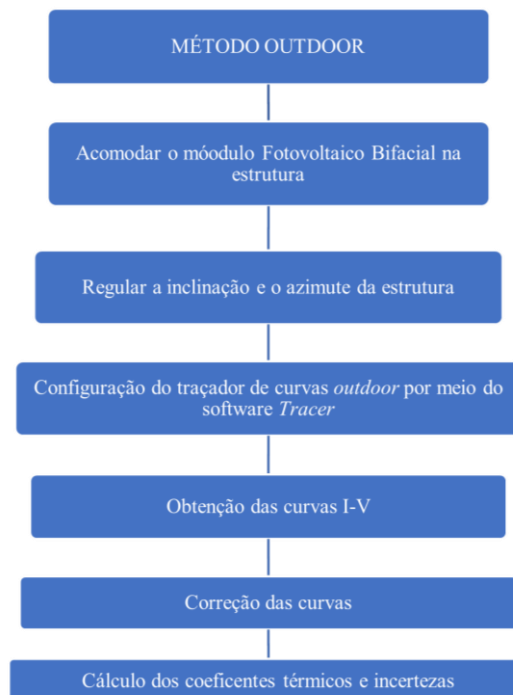


Figura 3.13 – Fluxograma do procedimento experimental, método *outdoor* [Autor (a), 2024]

4 RESULTADOS

Este capítulo está dividido entre a apresentação dos dados característicos da câmara termostática, curvas I-V e P-V, coeficiente de bifacialidade, linearidade dos parâmetros, curvas de eficiência e fator de forma em função da irradiância e temperatura, e por fim a análise comparativa dos coeficientes térmicos dos módulos bifaciais.

4.1 Dados característicos da câmara termostática

A construção da câmara com os materiais e métodos apresentados atendeu as expectativas em relação ao controle da temperatura do módulo fotovoltaico durante os ensaios. Os dados dos ensaios para as amplitudes máximas, sendo a maior amplitude para aquela irradiância, amplitude mínima, sendo a menor para aquela irradiância (amplitude é calculada como sendo a diferença entre a maior temperatura medida e a menor temperatura medida dentre os nove sensores), amplitude média é a média das nove amplitudes da irradiância e o desvio padrão, podem ser visualizados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1¹ - Amplitudes da temperatura e desvios padrão dos módulos utilizados na caracterização pelo método Indoor a 1000W/m² [Autor (a), 2023]

Módulos	1	2	3	4	5	6	7	8
Amplitude Máxima [°C]	2,1	2,0	5,6	3,6	2,8	2,8	3,2	2,6
Amplitude Média [°C]	1,0	0,9	2,0	1,0	1,3	0,9	1,6	1,1
Amplitude mínima [°C]	0,4	0,3	0,4	0,3	0,6	0,4	0,3	0,4
Desvio Padrão das amplitudes [°C]	0,4	0,3	1,3	0,5	0,5	0,4	0,7	0,5
2x o Desvio padrão das amplitudes [°C]	0,7	0,7	2,7	1,0	0,9	0,8	1,4	0,9

¹ 1 – Módulo JASOLAR face frontal; 2 - Módulo JASOLAR face traseira; 3 - Módulo LONGI face frontal; 4 - Módulo LONGI face traseira; 5- Módulo SHINEFAR face frontal; 6- Módulo SHINEFAR face traseira; 7 - Módulo SUNOVA face frontal; 8- Módulo SUNOVA face traseira.

Das 8 faces dos módulos ensaiadas (4 módulos frente e verso), apenas uma obteve a amplitude máxima acima dos $\pm 2^\circ\text{C}$ (4°C) que a norma estipula como sendo satisfatório. Isto se deve ao fato de ter sido a primeira face ensaiada, em que não se tinha a prática necessária para o ensaio utilizando o simulador solar. Para um ensaio padrão, esta não uniformidade não prejudica os ensaios de coeficientes térmicos, uma vez que a média das temperaturas nos nove pontos de monitoramento compensa estes efeitos.

Já as últimas faces ensaiadas foram do módulo da marca JASOLAR, em que os resultados obtidos foram melhores às primeiras faces, tendo para a face frontal amplitude máxima $2,1^\circ\text{C}$ e para a face traseira $2,0^\circ\text{C}$, estando na faixa que a norma estipula como recomendável. Neste caso, para a parte frontal, tem se que das 90 medidas realizadas, 95% das amplitudes ficaram entre $0,30^\circ\text{C}$ e $1,70^\circ\text{C}$.

Os valores de temperatura dos 9 locais de monitoramento estão apresentados nas Figuras 4.1 e 4.2, bem como a média e a amplitude de temperaturas do módulo em cada medida da curva I-V, para a irradiância de 1000 W/m^2 para as faces frontal e traseira. Ainda na Figura 4.1, os valores de temperatura foram organizados de maneira a representar a posição do sensor no módulo fotovoltaico visto de frente. Uma escala de cores foi adicionada para facilitar a identificação dos gradientes de temperatura. Os demais módulos fotovoltaicos obtiveram o mesmo comportamento apresentado na ilustração.

Figura 4.1-Temperatura dos 9 pontos de monitoramento em cada uma das medidas das curvas I-V para a face frontal do módulo da JASOLAR. As temperaturas estão distribuídas nos quadros conforme modelo abaixo [Autor (a), 2023]

T1	T4	T7
T2	T5	T8
T3	T6	T9

1000 W/m ² 25°C Amplitude: 0,5 °C Média: 25,2 °C		
24,9	25,2	25,5
25,0	25,1	25,2
25,2	25,0	25,0

1000 W/m ² 30°C Amplitude: 0,8 °C Média: 30,3 °C		
30,0	30,4	30,7
30,5	30,4	30,7
30,0	29,9	30,4

1000 W/m ² 35°C Amplitude: 0,8 °C Média: 35,2 °C		
35,4	35,3	35,6
35,2	35,2	35,1
35,1	34,8	35,1

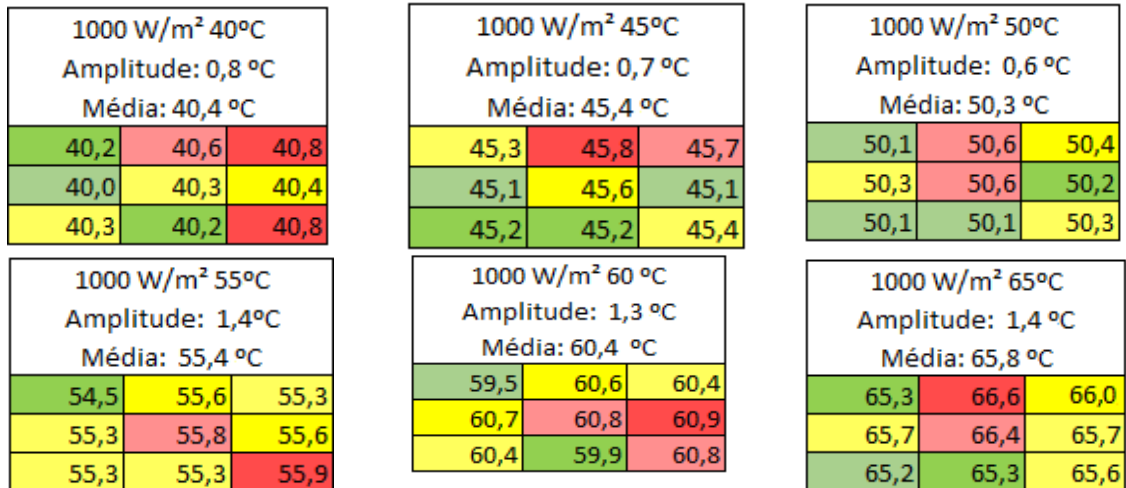
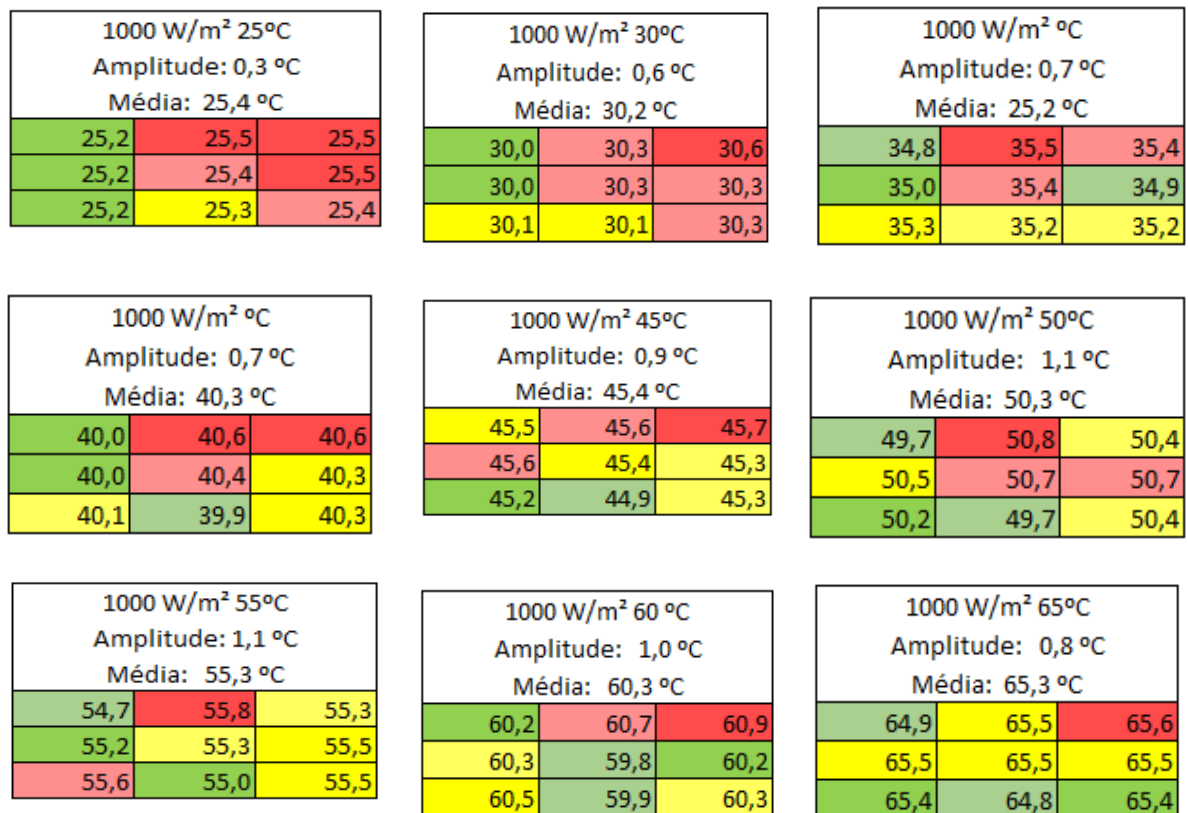


Figura 4.2-Temperatura dos 9 pontos de monitoramento em cada uma das medidas das curvas I-V para a face traseira do módulo da JASOLAR. As temperaturas estão distribuídas nos quadros conforme modelo abaixo [Autor (a), 2023].

T1	T4	T7
T2	T5	T8
T3	T6	T9



Tanto na Figura 4.1, quanto na 4.2 percebe-se que a variação da temperatura dentro da câmara termostática está dentro da variação de 4 °C estabelecida pela norma internacional.

As Figuras 4.3 A e B e 4.4 A e B mostram as imagens termográficas obtidas com uma câmera da marca Hikmicro modelo M30. O módulo fotovoltaico está em diferentes temperaturas, e a imagem foi tomada imediatamente após a abertura das portas da câmara termostática, indicando a uniformidade de temperatura após um tempo de estabilização de aproximadamente 30 minutos.

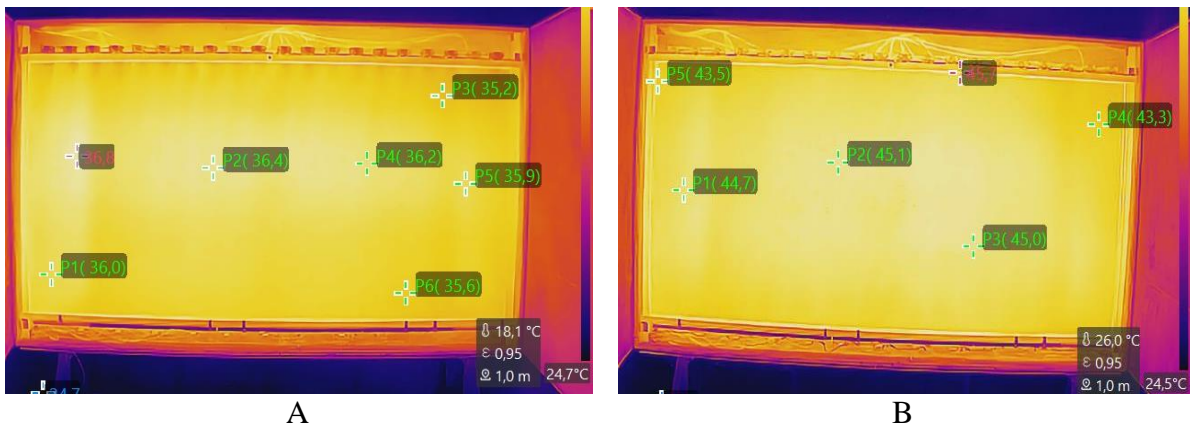


Figura 4.3 - Imagem termográfica do módulo fotovoltaico com aproximadamente 30 minutos de estabilização a uma temperatura de A) ~35°C; B) ~45°C [Autor (a), 2023]

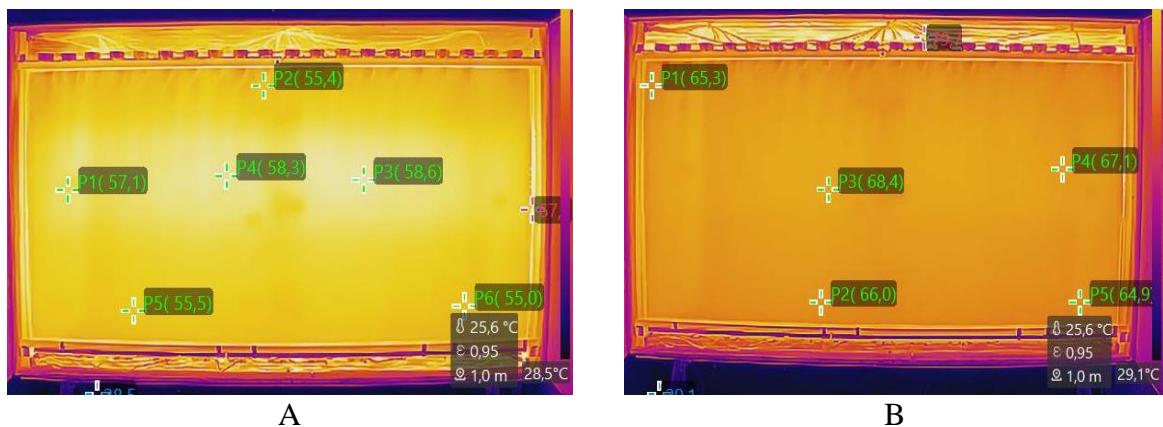


Figura 4.4 - Imagem termográfica do módulo fotovoltaico com aproximadamente 30 minutos de estabilização a uma temperatura de A) ~55°C; B) ~65°C [Autor (a), 2023]

As Figuras 4.3 e 4.4 corroboram as Figuras 4.1 e 4.2, já que a variação da temperatura foi pequena, satisfazendo as expectativas.

4.2 Curvas I-V e P-V

As curvas I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos para cada irradiância foram determinadas para cada temperatura, é dizer 9 vezes, partindo com a temperatura próxima a 25 °C e aquecendo o módulo até estabilização da câmara nas temperaturas desejadas. O tempo de estabilização entre cada temperatura foi entre 20 e 40 minutos aproximadamente. A fim de ilustração foram confeccionadas curvas I-V para a face frontal para ambos os métodos e para a face traseira apenas para o método *indoor*. Para estas curvas obtidas, foi utilizado o módulo da marca LOGI modelo LR4-72HBD-450M. A Tabela 4.2 apresenta os valores obtidos de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico utilizado nos dois experimentos para as diversas temperaturas a 1000 W/m², utilizada para a confecção das curvas I-V.

Tabela 4.2- Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar e iluminação natural a 1000w/m² - I-V [Autor (a), 2023].

<i>Outdoor</i>			<i>Indoor</i>					
Face frontal			Face frontal			Face traseira		
T(°C)	V _{oc} -V	I _{sc} - A	T (°C)	V _{oc} -V	I _{sc} - A	T (°C)	V _{oc} -V	I _{sc} - A
23,3	50,3	11,44	25,20	49,49	11,54	25,21	48,81	8,15
25,1	49,67	11,46	30,43	48,76	11,57	30,52	48,10	8,16
30,4	48,97	11,50	35,20	48,19	11,63	35,23	47,52	8,18
35,1	48,38	11,53	41,23	47,44	11,63	40,61	46,84	8,20
40,1	47,73	11,56	45,17	46,87	11,67	45,22	46,17	8,22
45,3	47,07	11,58	49,94	46,12	11,70	50,73	45,51	8,24
50,0	46,50	11,62	54,93	45,57	11,73	55,06	44,84	8,26
55,0	45,96	11,64	60,05	44,88	11,75	59,94	44,07	8,28
60,0	45,37	11,67	65,34	44,22	11,79	64,92	43,50	8,30
63,0	45,06	11,69	-	-	-	-	-	-

Utilizando a Tabela 4.2 foram confeccionadas as Figuras 4.5, 4.6 e 4.7. Nas Figuras 4.5 e 4.6 é possível visualizar as curvas I-V para a face frontal e traseira para o método *indoor*. E na Figura 4.7 é possível visualizar as curvas para a face frontal utilizando o método *outdoor*, mantendo a irradiância em 1000W/m² e variando a temperatura, a fim de demonstrar a influência da temperatura sobre a curva I-V dos módulos fotovoltaicos. Para a obtenção destas curvas, foi utilizado o método de translação já descrito anteriormente.

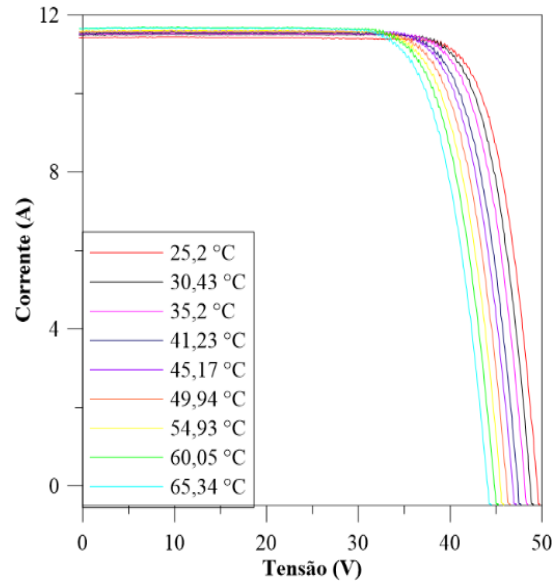


Figura 4.5 - Curvas I-V obtidas pelo método *indoor* em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m^2 para o módulo LR4-72HBD-450M, face frontal [Autor (a), 2023]

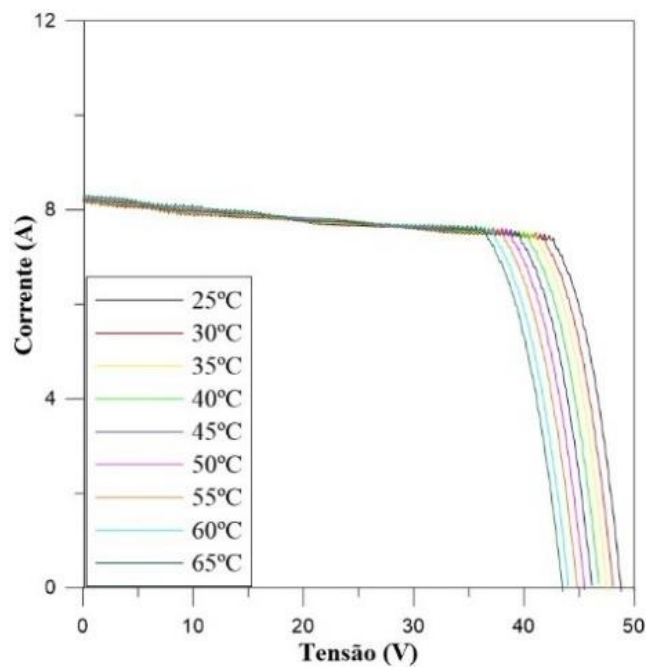


Figura 4.6- Curvas I-V obtidas pelo método *indoor* em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m^2 para o módulo LR4-72HBD-450M, face traseira [Autor (a), 2023]

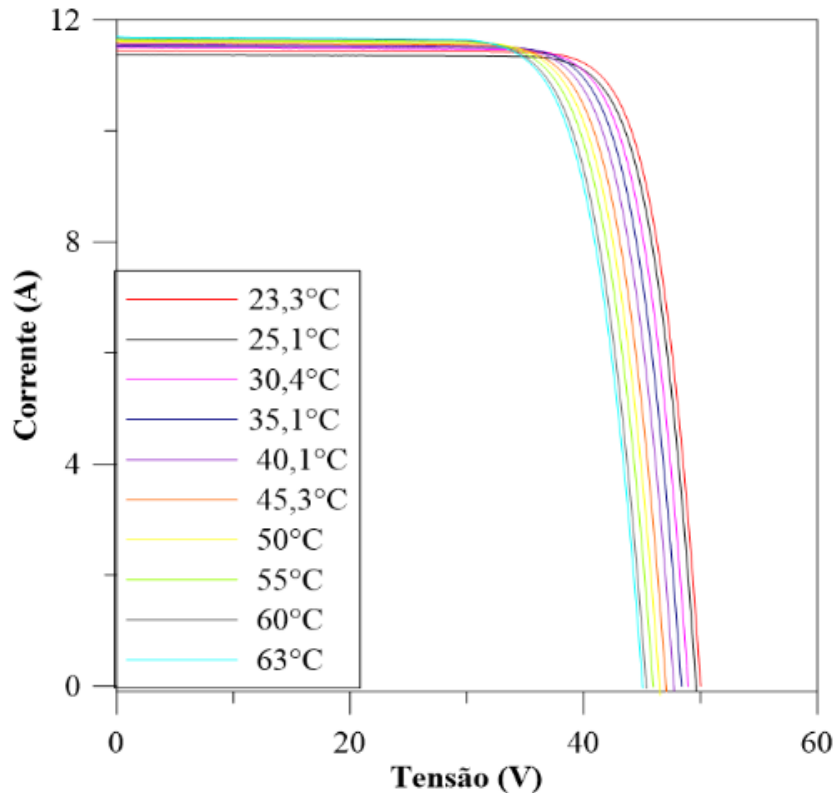


Figura 4.7- Curvas I-V para a face frontal obtidas pelo método *outdoor* em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m^2 para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]

Para as demais irradiâncias o comportamento característico se manteve, bem como para os demais módulos fotovoltaicos. Isso reforça a existência de um padrão entre os módulos analisados.

No hemisfério sul nos meses de dezembro a março tem-se o solstício de verão em que não se tem muitos dias de céu limpo, já que as altas temperaturas retiram a umidade do ambiente de modo rápido resultando na formação de nuvens. Diante disso, somente as faces frontais dos módulos fotovoltaicos bifaciais foram caracterizadas utilizando o método de iluminação natural (*outdoor*).

As curvas I-V, também foram obtidas, mantendo a temperatura constante e variando a irradiância a fim de demonstrar a influência da irradiância sobre a curva dos módulos fotovoltaicos, conforme a Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar a 25 °C – I-V
[Autor (a), 2023].

G (W/m ²)	<i>Indoor</i>			
	Face frontal		Face traseira	
	V _{oc} -V	I _{sc} - A	V _{oc} -V	I _{sc} - A
100	44,83	1,17	44,16	0,81
200	46,23	2,31	45,57	1,62
300	47,08	3,46	46,41	2,42
400	47,65	4,62	46,99	3,25
500	48,12	5,75	47,42	4,05
600	48,48	6,93	47,81	4,89
700	48,79	8,08	48,13	5,71
800	49,05	9,21	48,40	6,51
900	49,31	10,37	48,63	7,33
1000	49,49	11,54	48,81	8,15

Neste caso, o comportamento característico é modificado, conforme as Figuras 4.8 e 4.9 em que foi mantida a temperatura 25°C e variada a irradiância em ambas as faces utilizando o método *indoor*, utilizando a Tabela 4.3. Para o método *outdoor*, não foram representadas as curvas com esta variação devido à dificuldade de estabilização das variáveis durante os ensaios. Para estas curvas obtidas foi utilizado o módulo LR4-72HBD-450M da marca LONGI.

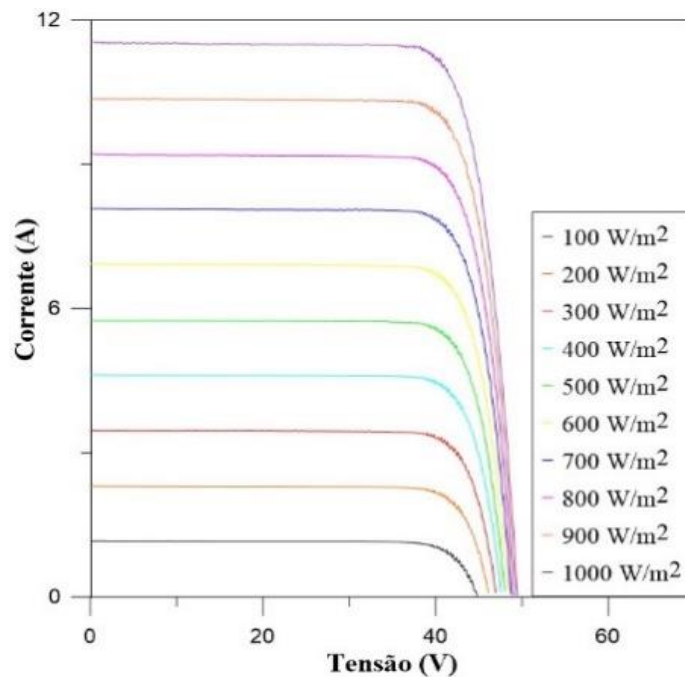


Figura 4.8-Curvas I-V obtidas pelo método *indoor* para a face frontal em diferentes irradiâncias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]

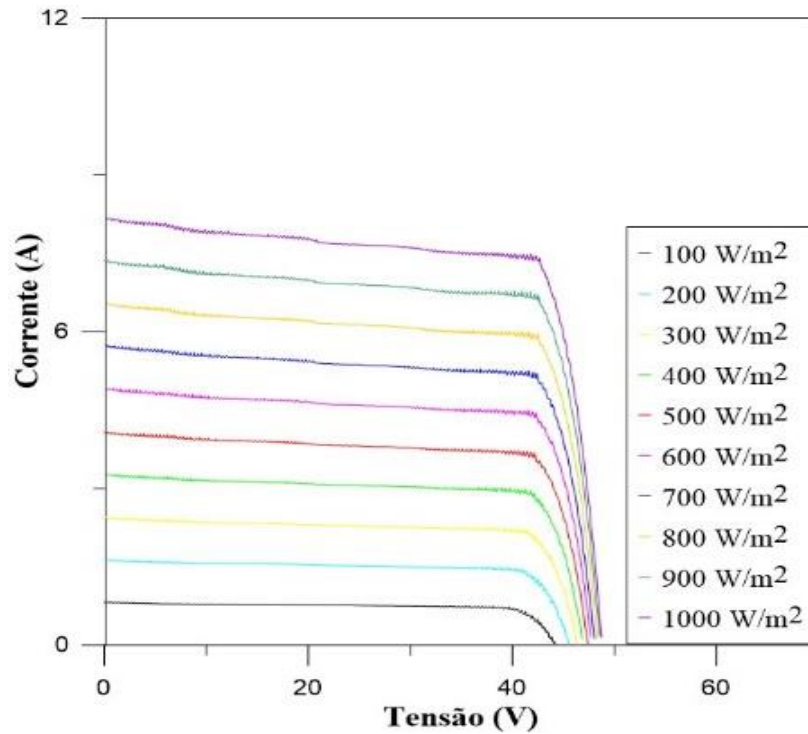


Figura 4.9 - Curvas I-V obtidas pelo método *indoor* para a face traseira em diferentes irradiancias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]

Para as demais temperaturas e módulos, o comportamento se manteve. Ainda foram obtidas curvas P-V, a partir da Tabela 4.4, utilizando o mesmo módulo, demonstrando a relação entre potência e tensão, conforme as Figuras 4.10, 4.11 e 4.12.

Tabela 4.4 - Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar e iluminação natural a 1000w/m² - P-V [Autor (a), 2023].

<i>Outdoor</i>			<i>Indoor</i>					
Face frontal			Face frontal			Face traseira		
T(°C)	V _{oc} -V	P _m - W	T (°C)	V _{oc} -V	P _m - W	T (°C)	V _{oc} -V	P _m - W
23,3	50,3	457,97	25,20	49,49	452,27	25,21	48,81	310,57
25,1	49,67	453,95	30,43	48,76	444,28	30,52	48,10	305,46
30,4	48,97	445,86	35,20	48,19	437,94	35,23	47,52	301,53
35,1	48,38	439,15	41,23	47,44	427,87	40,61	46,84	296,21
40,1	47,73	431,36	45,17	46,87	421,63	45,22	46,17	291,47
45,3	47,07	423,37	49,94	46,12	412,80	50,73	45,51	286,52
50,0	46,50	417,15	54,93	45,57	406,70	55,06	44,84	281,56
55,0	45,96	410,54	60,05	44,88	397,67	59,94	44,07	276,06
60,0	45,37	403,72	65,34	44,22	390,74	64,92	43,50	271,25
63,0	45,06	400,28	-	-	-	-	-	-

Nas figuras 4.10 e 4.11 é possível visualizar as curvas P-V para a face frontal e traseira para o método indoor. Já na figura 4.12 é possível visualizar as curvas para a face frontal utilizando o método outdoor, mantendo a irradiância a 1000 W/m^2 , variando apenas a temperatura, a fim de demonstrar a influência da temperatura sobre a curva P-V dos módulos fotovoltaicos.

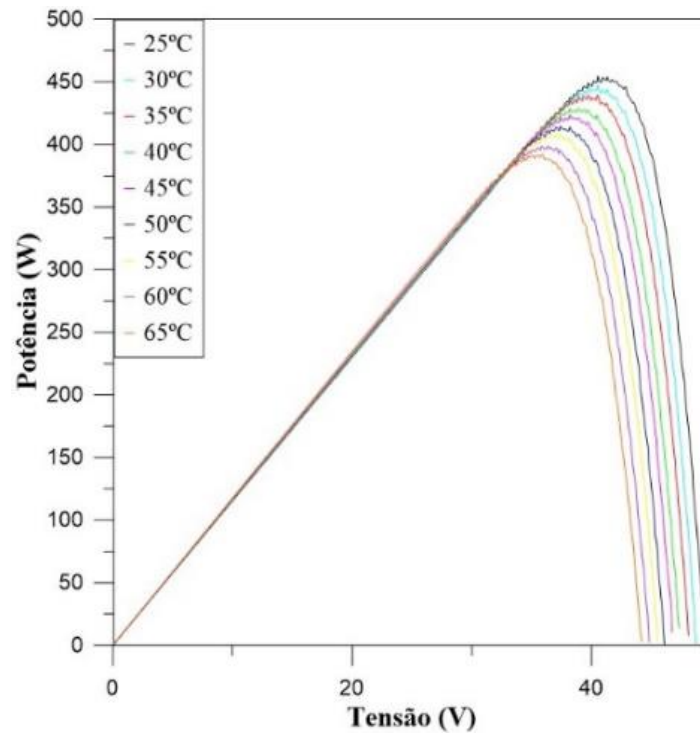


Figura 4.10 - Curvas P-V obtidas pelo método *indoor* em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m^2 para o módulo LR4-72HBD-450M, face frontal [Autor (a), 2023]

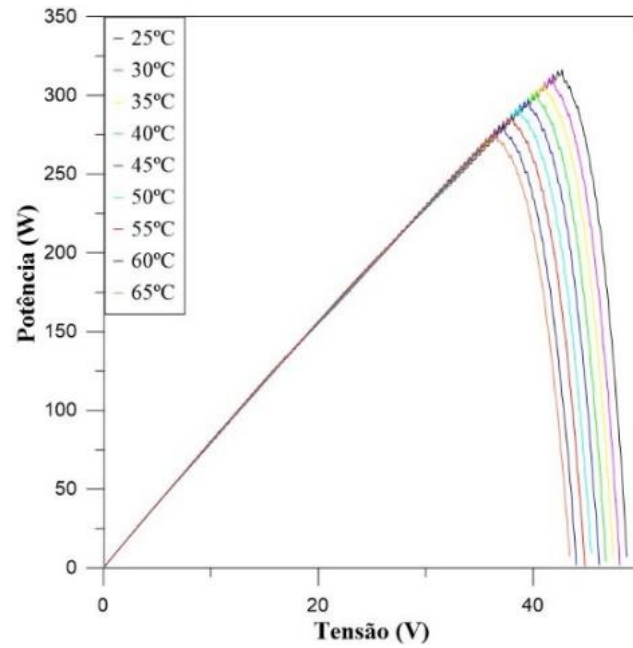


Figura 4.11 - Curvas P-V obtidas pelo método indoor em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m^2 para o módulo LR4-72HBD-450M, face traseira [Autor (a), 2023]

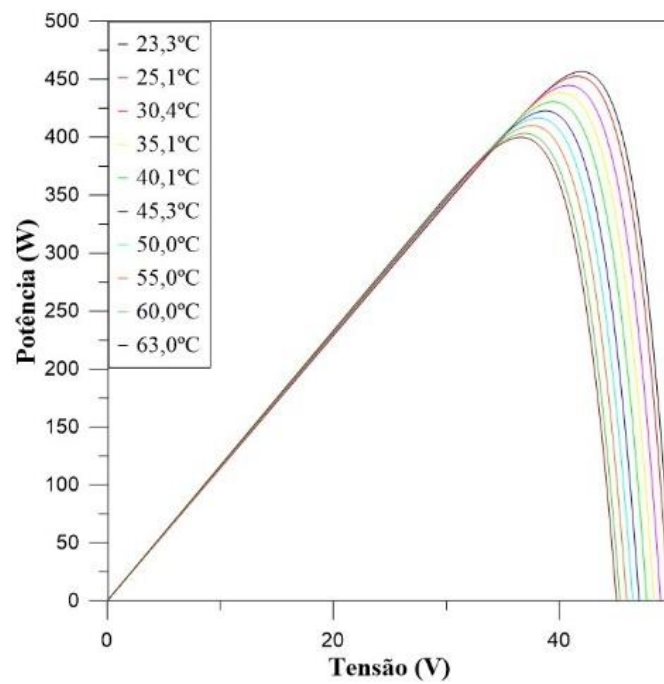


Figura 4.12 - Curvas P-V para a face frontal obtidas pelo método outdoor em diferentes temperaturas e irradiância de 1000 W/m^2 para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]

Do mesmo modo que as curvas I-V, as curvas P-V, também podem ser obtidas, mantendo a temperatura constante, e variando a irradiância a fim de demonstrar a influência da irradiância sobre a curva P-V dos módulos fotovoltaicos, conforme a Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Caracterização do módulo LR4-72HBD-450M no simulador solar a 25 °C P-V
[Autor (a), 2023].

<i>Indoor</i>				
G (W/m ²)	Face frontal		Face traseira	
	V _{oc} -V	P _m -W	V _{oc} -V	P _m -W
100	44,83	42,78	44,16	28,06
200	46,23	87,39	45,57	58,14
300	47,08	133,35	46,41	88,96
400	47,65	179,39	46,99	120,88
500	48,12	224,54	47,42	151,72
600	48,48	270,86	47,81	184,04
700	48,79	316,90	48,13	215,84
800	49,05	361,10	48,40	247,69
900	49,31	407,24	48,63	279,48
1000	49,49	452,27	48,81	310,57

Durante a caracterização do módulo LR4-72HBD-450M, cuja potência nominal é de 450 W, foram medidas as potências máximas nas diferentes irradiâncias, conforme Tabela 4.5. Na irradiância de 1000 W/m² espera-se que a potência seja próxima à nominal fornecida no datasheet do módulo. Na face frontal a potência medida foi superior em aproximadamente 0,50% ao valor nominal, enquanto na face traseira o valor medido representa 69% do valor nominal.

Neste caso, o comportamento se mantém as curvas anteriores, modificando o comportamento característico, conforme as Figuras 4.13 e 4.14, em que foi mantida a temperatura de 25°C e variada a irradiância em ambas as faces utilizando o método *indoor*. Para o método *outdoor*, não foram confeccionadas as curvas com esta variação devido à dificuldade de estabilização das variáveis durante os ensaios.

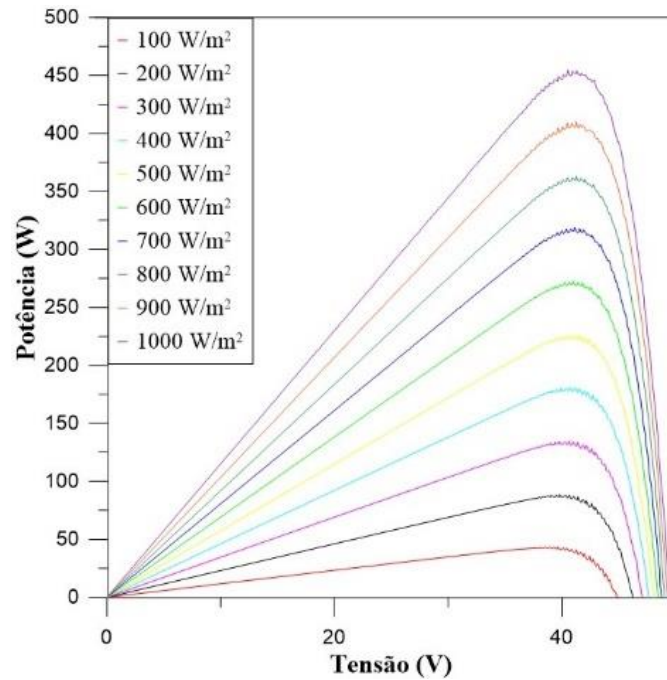


Figura 4.13 - Curvas P-V obtidas pelo método *indoor* para face frontal em diferentes irradiâncias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]

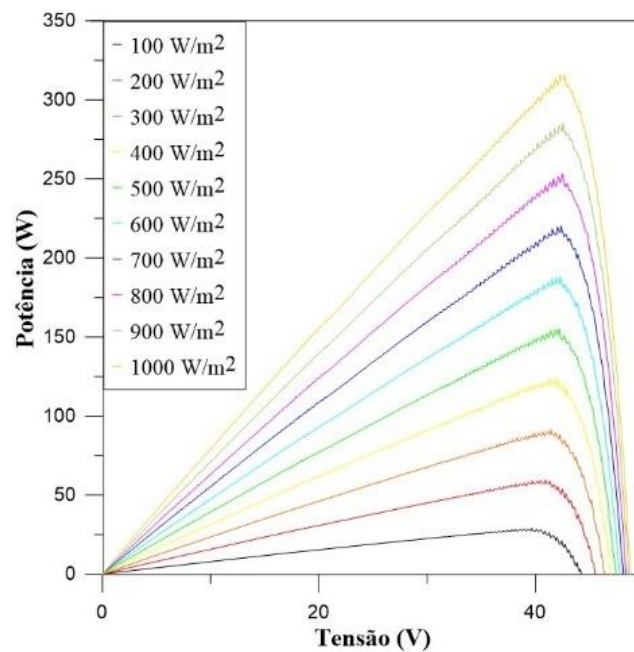


Figura 4.14 - Curvas P-V obtidas pelo método *indoor* em diferentes irradiâncias mantendo a temperatura a 25°C para o módulo LR4-72HBD-450M, A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]

Estes gráficos representam o comportamento esperado do módulo para diversas condições de irradiância e temperatura, sendo seus dados utilizados na determinação do comportamento da eficiência em função da irradiância e temperatura. Este é um comportamento importante na operação dos módulos fotovoltaicos, visto que há normalmente uma ligeira redução da eficiência em baixas irradiâncias.

A face frontal e traseira, apresentaram uma diferença quanto ao comportamento, sendo essa diferença esperada, visto que a parte traseira do módulo possui obstáculos à passagem de radiação. Na face traseira percebe-se que a corrente é menor e a curva I-V possui deformações. Semelhantemente às demais curvas, o comportamento apresentado nas Figuras 4.13 e 4.14, também foi percebido nos demais módulos ensaiados.

4.3 Coeficientes de bifacialidade

Para o módulo da marca Shinefar, modelo SF-M14/144450BF, ainda foram obtidos os coeficientes de bifacialidade em relação a irradiância incidente no módulo. Os resultados são apresentados nas Tabelas 4.6 e 4.7.

Tabela 4.6 – Coeficientes de bifacialidade a 25°C do módulo SF-M14/144450BF [Autor (a), 2023]

Irradiância (W/m ²)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
P_m	0,577	0,582	0,582	0,587	0,591	0,594	0,595	0,599	0,600	0,602
Fb V_{oc}	0,977	0,979	0,979	0,980	0,980	0,981	0,980	0,981	0,982	0,982
I_{sc}	0,645	0,645	0,643	0,644	0,645	0,645	0,644	0,646	0,646	0,645

Tabela 4.7 – Coeficientes de bifacialidade a 1000 W/m² do módulo SF-M14/144450BF [Autor (a), 2023]

Temperatura (°C)	25	30	35	40	45	50	55	60	65
P_m	0,602	0,604	0,605	0,606	0,609	0,609	0,610	0,612	0,613
Fb V_{oc}	0,982	0,984	0,982	0,981	0,982	0,980	0,980	0,981	0,979
I_{sc}	0,645	0,645	0,644	0,644	0,645	0,644	0,645	0,645	0,645

Esse coeficiente representa a relação entre os parâmetros da face traseira em relação a face frontal. Nas Figuras 4.15, 4.16 e 4.17, obtidas por meio das Tabelas 4.6 e 4.7 estão apresentadas as curvas do fator de bifacialidade (I_{sc} , V_{oc} e P_m), respectivamente, em relação a irradiância incidente sobre o módulo e em diferentes temperaturas.

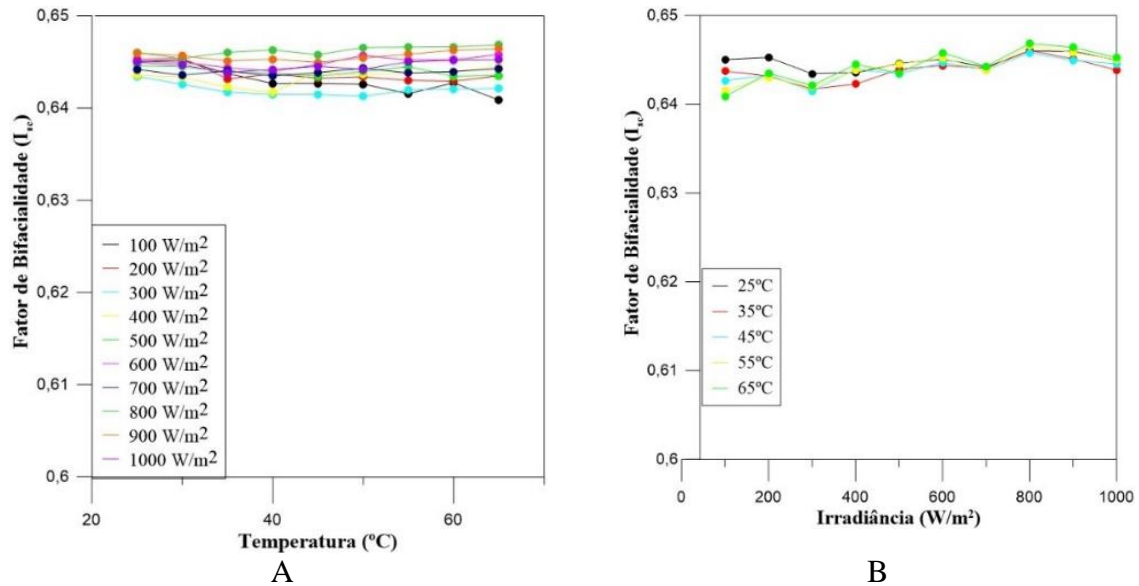


Figura 4.15- Curvas Fator de bifacialidade para I_{sc} obtidas pelo método *indoor* para o módulo SF-M14/144450BF, A) em diferentes irradiâncias; B) em diferentes temperaturas [Autor (a), 2023]

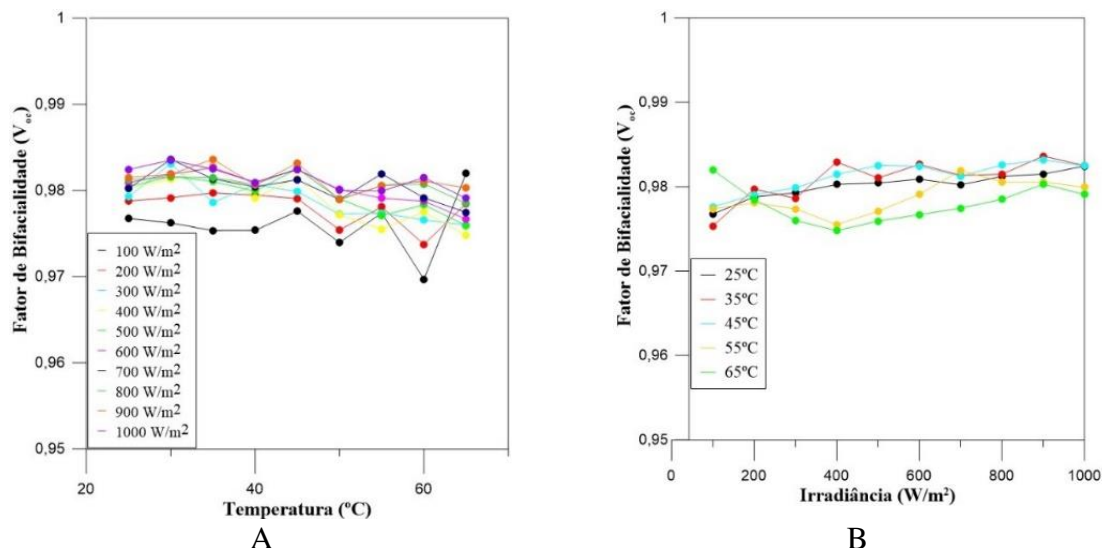


Figura 4.16 - Curvas Fator de bifacialidade para V_{oc} obtidas pelo método *indoor* para o módulo SF-M14/144450BF, A) em diferentes irradiâncias; B) em diferentes temperaturas [Autor (a), 2023]

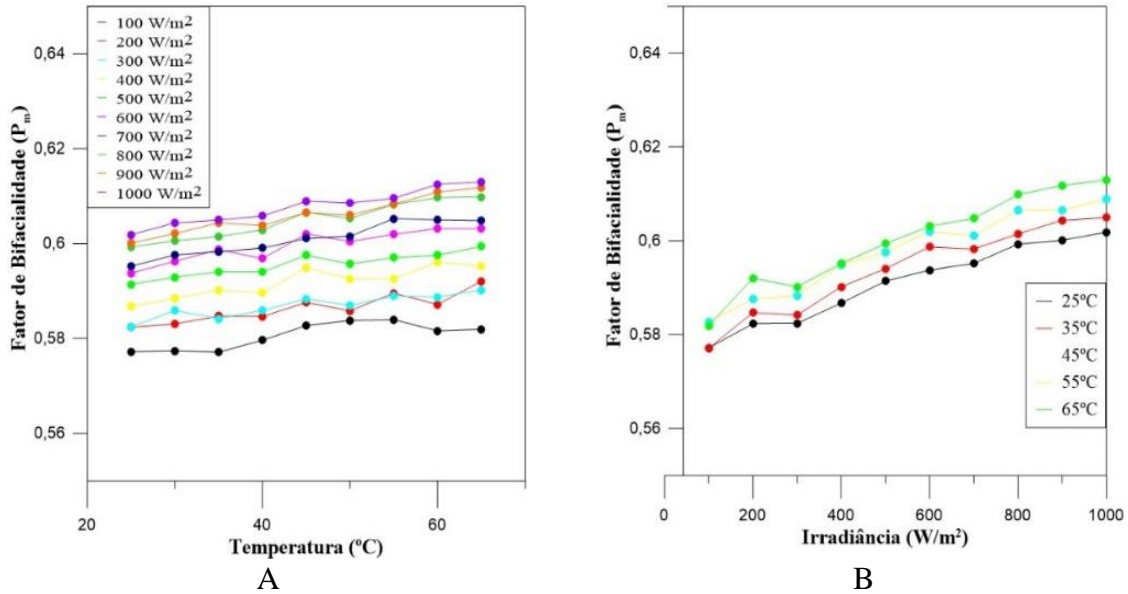


Figura 4.17 - Curvas Fator de bifacialidade para P_m obtidas pelo método *indoor* para o módulo SF-M14/144450BF – A) em diferentes irradiâncias; B) em diferentes temperatura [Autor (a), 2023]

Verifica-se através das Figuras apresentadas anteriormente que o fator de bifacialidade da corrente de curto-circuito tende a permanecer constante com o aumento da irradiância e temperatura. Já o fator de bifacialidade da máxima potência tende a aumentar com o aumento da irradiância e temperatura. Enquanto o fator de bifacialidade da tensão de circuito aberto, não se observou nenhum comportamento característico. Tais comportamentos foram observados também para os demais módulos ensaiados.

4.4 Fator de forma e Eficiência em função da Irradiância e da Temperatura

Outras relações analisadas para os módulos ensaiados pelo método *indoor* são o comportamento do fator de forma e da eficiência em relação a irradiância e temperatura. Para o módulo fotovoltaico bifacial da marca LONGI modelo LR4-72HBD-450M, os resultados obtidos por meio da Equação 2.15 foram compilados na Tabela 4.8 e utilizados na obtenção dos gráficos do fator de forma *versus* irradiância e *versus* temperatura, tanto para a face frontal, quanto para a face traseira.

Tabela 4.8 – Fator de forma em relação a irradiância e temperatura para o módulo LR4-72HBD-450M [Autor (a), 2023]

G (W/m ²) –	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
25 °C										
Frente	0,815	0,818	0,819	0,815	0,812	0,807	0,804	0,800	0,797	0,792
Verso	0,783	0,790	0,791	0,793	0,790	0,788	0,786	0,787	0,784	0,781
T °C – 1000	25	30	35	40	45	50	55	60	65	-
W/m ²										
Frente	0,792	0,788	0,782	0,775	0,771	0,765	0,761	0,754	0,749	
Verso	0,871	0,778	0,776	0,771	0,768	0,764	0,760	0,756	0,751	

Na Figura 4.18 está demonstrada a relação do fator de forma em função da irradiância para ambas as faces em diferentes temperaturas.

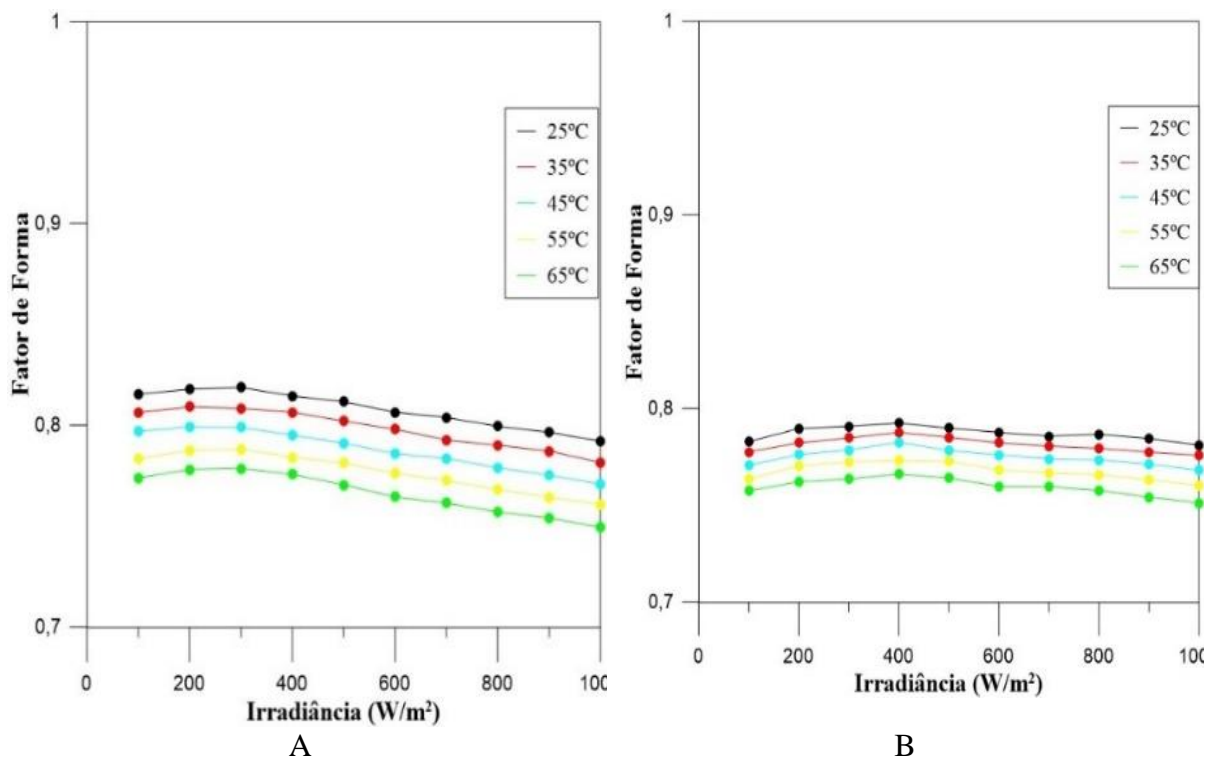


Figura 4.18- Curvas Fator de forma em função da irradiância obtidas pelo método *indoor* em várias temperaturas para o módulo LR4-72HBD-450M – A) face frontal; B) Face traseira [Autor (a), 2023]

O valor do fator de forma tende a diminuir com o aumento da irradiância e da temperatura, já que a variação deste fator é inversamente proporcional à irradiância. Embora para a face frontal nas irradiâncias 200 e 300 W/m² e na face traseira nas irradiâncias 200, 300 e 400 W/m² o fator de forma teve um leve aumento, mesmo em diferentes temperaturas. Este comportamento pode ser corroborado através da Figura 4.19, em que se obteve a relação do fator de forma em relação à temperatura em diferentes irradiâncias.

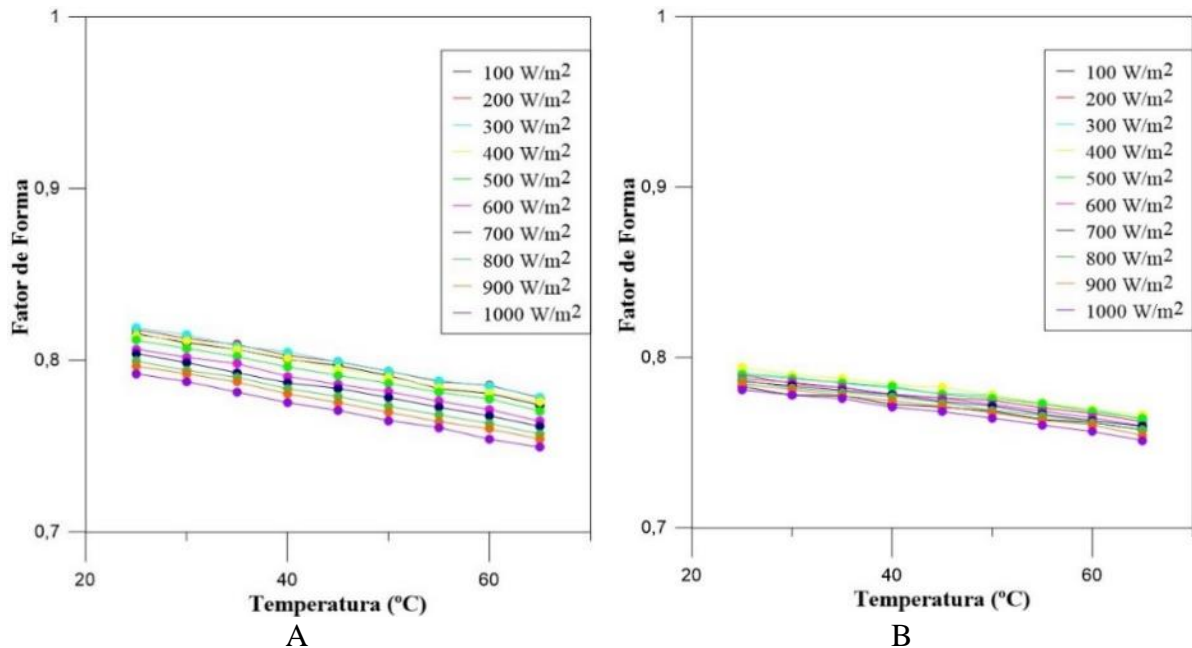


Figura 4.19 - Fator de forma em função da temperatura obtidas pelo método *indoor* em várias irradiâncias para o módulo LR4- 72HBD-450M- A) face frontal; B) face traseira

[Autor (a), 2023]

O mesmo comportamento foi observado nos demais módulos analisados. Devido a desvios em relação ao comportamento linear entre a máxima potência e irradiância, decorrente dentre outros fatores dos efeitos das resistências série e paralelo, autores adicionaram coeficientes para adaptar a eficiência em função da irradiância nas modelagens [Ruschel, 2019]. Para obter o gráfico da eficiência *versus* irradiância, foi realizada a normalização tanto da eficiência como da irradiância através da modelagem de três termos apresentada por Williams, 2003, conforme a Equação 2.16. A fim de se obter uma relação da variação da eficiência com a irradiância, que pode ser aplicada em qualquer modelo de módulo fotovoltaico.

$$\eta'(G') = a_1 + a_2 G' + a_3 \cdot \ln G' \quad (2.16)$$

Sendo a_1 , a_2 e a_3 coeficientes e G' é a irradiância normalizada por 1000, isto é, $G'=1$ para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e η' é a eficiência normalizada. O cálculo do η' é realizado através da divisão das eficiências obtidas anteriormente para cada curva pela eficiência da obtida com irradiância de 1000 W/m^2 .

Utilizando o método do Gradiente Reduzido Generalizado não linear (GRG não linear) do *Solver* disponível no software *Excel* foram obtidos os coeficientes da Equação 2.16 para o módulo da marca Shinefar, resultando na Tabela 4.9. Nesta Tabela estão contidas os coeficientes obtidos para as faces frontal e traseira para diferentes temperaturas e na Tabela 4.10 estão as eficiências calculadas para ambas as faces utilizando a Equação 1.1.

Tabela 4.9 - Equações para as relações de eficiência e irradiâncias em diferentes temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF [Autor (a), 2023]

T (°C)	25	35	45	55	65
Face Frontal	$\alpha_1 = 1,0704$	$\alpha_1 = 1,0683$	$\alpha_1 = 1,0737$	$\alpha_1 = 1,0719$	$\alpha_1 = 1,0687$
	$\alpha_2 = -0,0709$	$\alpha_2 = -0,0692$	$\alpha_2 = -0,0738$	$\alpha_2 = -0,0724$	$\alpha_2 = -0,0680$
	$\alpha_3 = 0,0634$	$\alpha_3 = 0,0618$	$\alpha_3 = 0,0645$	$\alpha_3 = 0,0620$	$\alpha_3 = 0,0610$
Face traseira	$\alpha_1 = 1,0335$	$\alpha_1 = 1,0390$	$\alpha_1 = 1,0407$	$\alpha_1 = 1,0302$	$\alpha_1 = 1,0086$
	$\alpha_2 = -0,0324$	$\alpha_2 = -0,0380$	$\alpha_2 = -0,0395$	$\alpha_2 = -0,0271$	$\alpha_2 = -0,0049$
	$\alpha_3 = 0,0656$	$\alpha_3 = 0,0689$	$\alpha_3 = 0,0692$	$\alpha_3 = 0,0628$	$\alpha_3 = 0,0530$

Tabela 4.10 – Eficiência normalizada em relação a irradiância e eficiência em relação a temperatura para o módulo SF-M16/144450BF [Autor (a), 2023]

G (W/m ²) –	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
25 °C										
Frente	0,918	0,952	0,973	0,986	0,989	0,996	0,999	0,998	1,000	1,000
Verso	0,880	0,922	0,942	0,961	0,972	0,983	0,988	0,993	0,997	1,000
T °C – 1000	25	30	35	40	45	50	55	60	65	-
W/m ²										
Frente	0,202	0,198	0,195	0,191	0,188	0,184	0,181	0,177	0,173	-
Verso	0,121	0,119	0,118	0,116	0,114	0,112	0,110	0,108	0,106	

À medida que a irradiância aumenta, a eficiência tende a aumentar, no entanto esse comportamento é inverso quando a temperatura tende a aumentar. Esse comportamento pode ser visualizado nas Figuras 4.20 a 4.24, obtidas a partir das Tabelas 4.9 e 4.10.

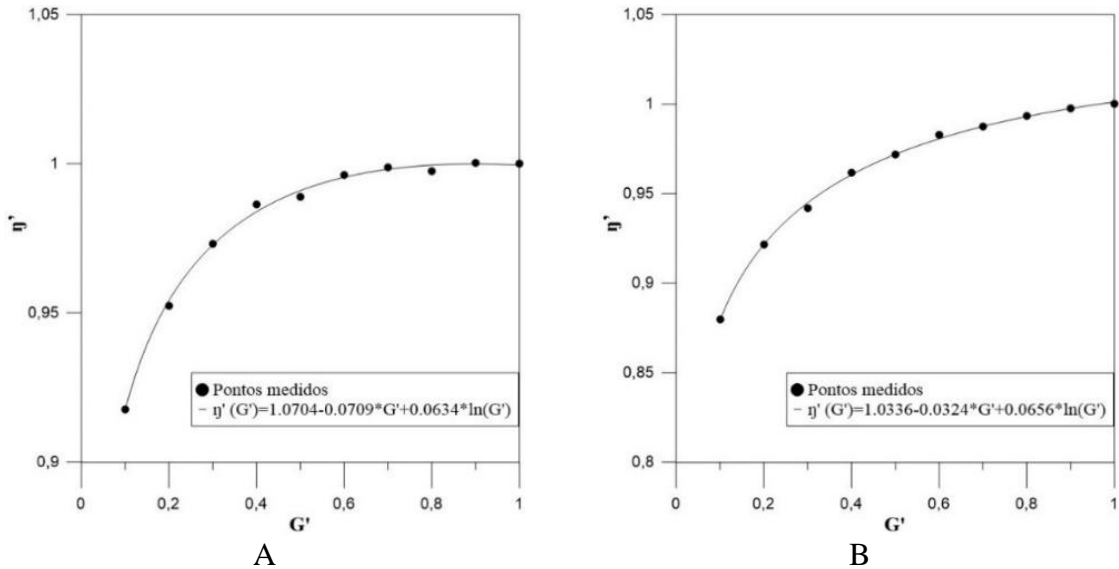


Figura 4.20- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método *indoor* em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 25°C - A) na face frontal; b) na face traseira [Autor (a), 2023]

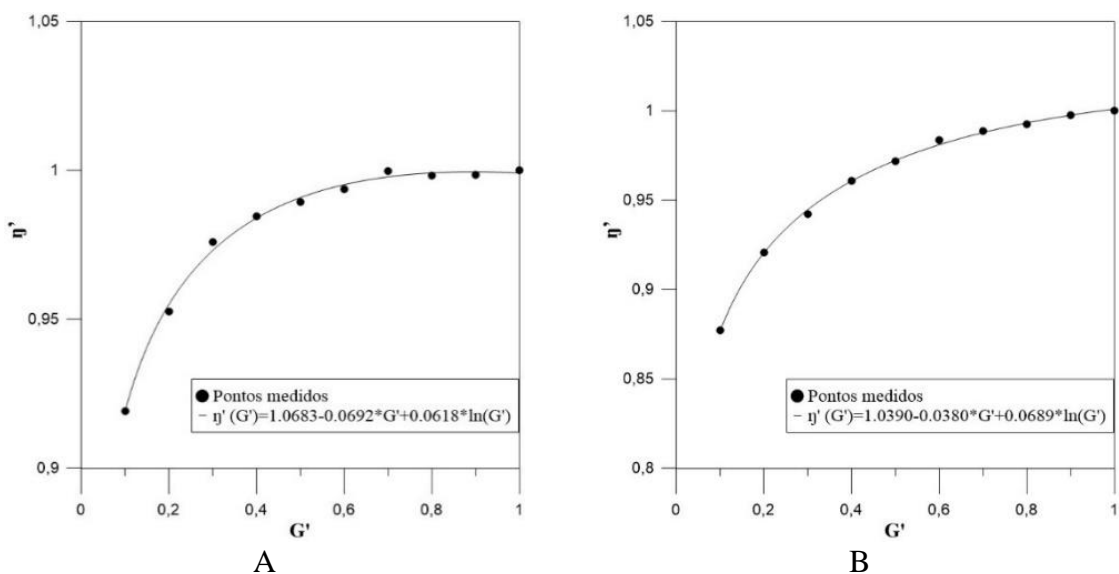
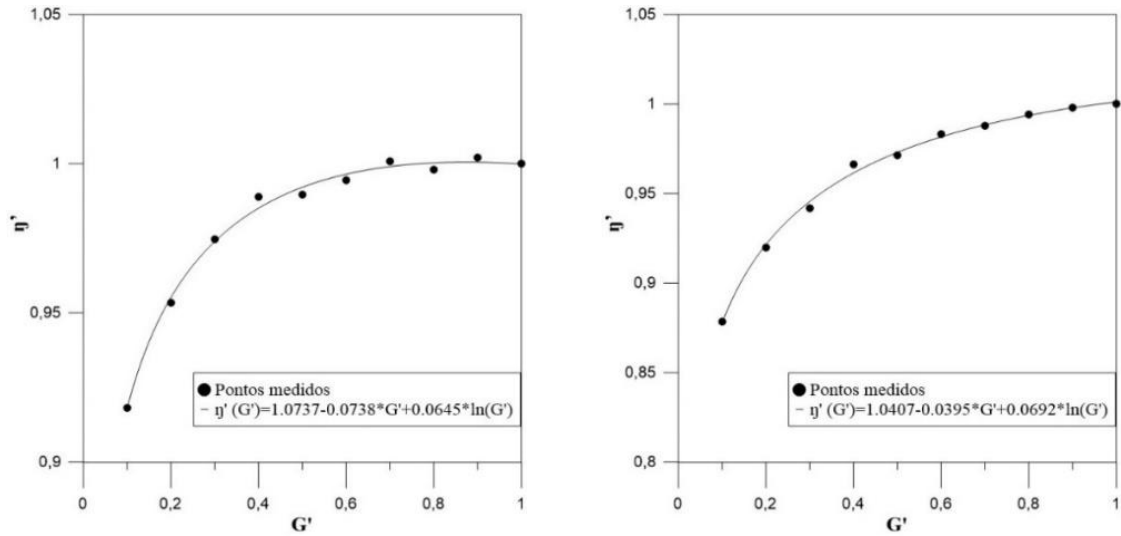


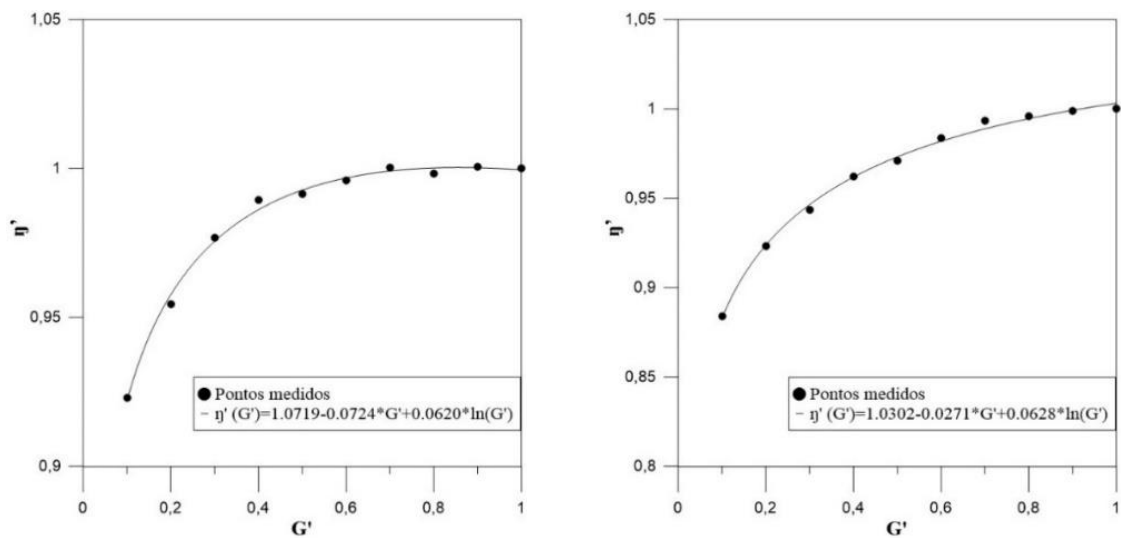
Figura 4.21- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método *indoor* em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 35°C- A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]



A

B

Figura 4.22- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método *indoor* em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 45°C – A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]



A

B

Figura 4.23- Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método *indoor* em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 55°C – A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]

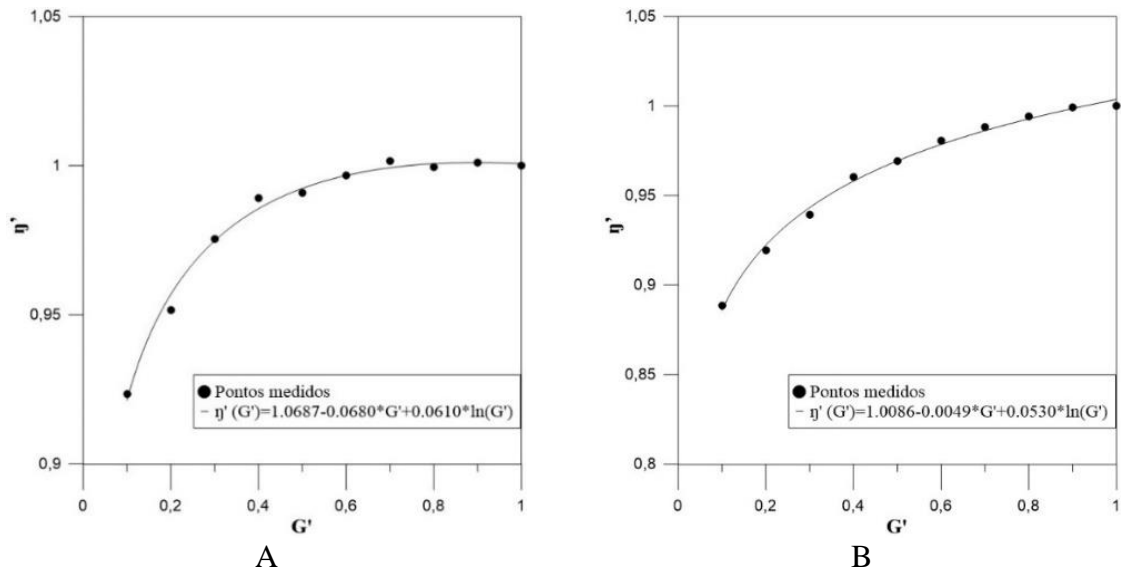


Figura 4.24 - Curva de eficiência em função da irradiância obtida pelo método *indoor* em várias temperaturas para o módulo SF-M16/144450BF, a 65°C – A) na face frontal; B) na face traseira [Autor (a), 2023]

O comportamento apresentado pelas Figuras anteriores e pela Tabela 4.10 se confirma na Figura 4.25.

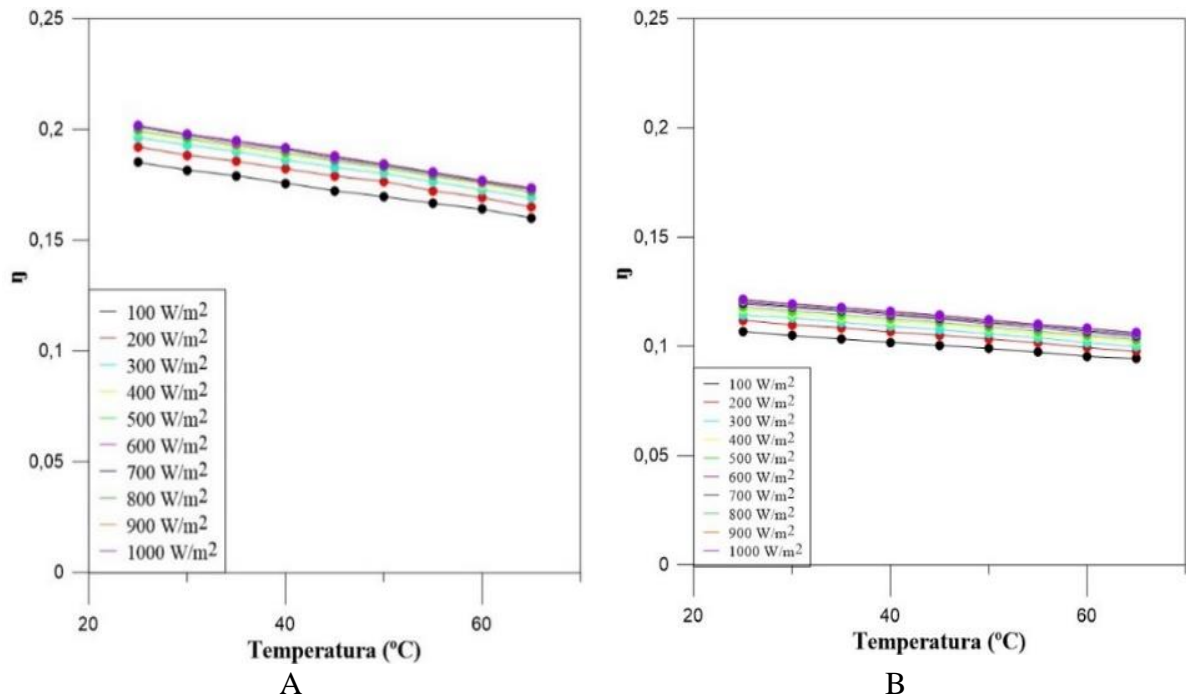


Figura 4.25- Curvas de eficiência em função da temperatura em diferentes irradiâncias obtidas pelo método *indoor* para o módulo SF-M16/144450BF – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]

A partir dos gráficos vistos da Figura 4.20 até a Figura 4.25, percebe-se que tanto a temperatura quando a irradiância tem influência sobre a eficiência do módulo e como consequência sobre a produção de energia deste módulo. Contudo, caso fosse necessário identificar um desses parâmetros como o mais influente na eficiência do módulo, poder-se-ia afirmar que a irradiância desempenha esse papel de maneira preponderante.

Tanto o comportamento da eficiência em relação a irradiância quanto em relação à temperatura foram identificados nos demais módulos ensaiados, demonstrando um comportamento padrão desta tecnologia.

4.5 Linearidade

Além dos resultados já mencionados, ainda foram analisadas a linearidade de I_{sc} e P_m em relação à irradiância, para o módulo bifacial SS-450-72MTF da marca SUNOVA tanto para a face frontal quanto para a face traseira, conforme as Figuras 4.26, 4.27 e 4.28, respectivamente.

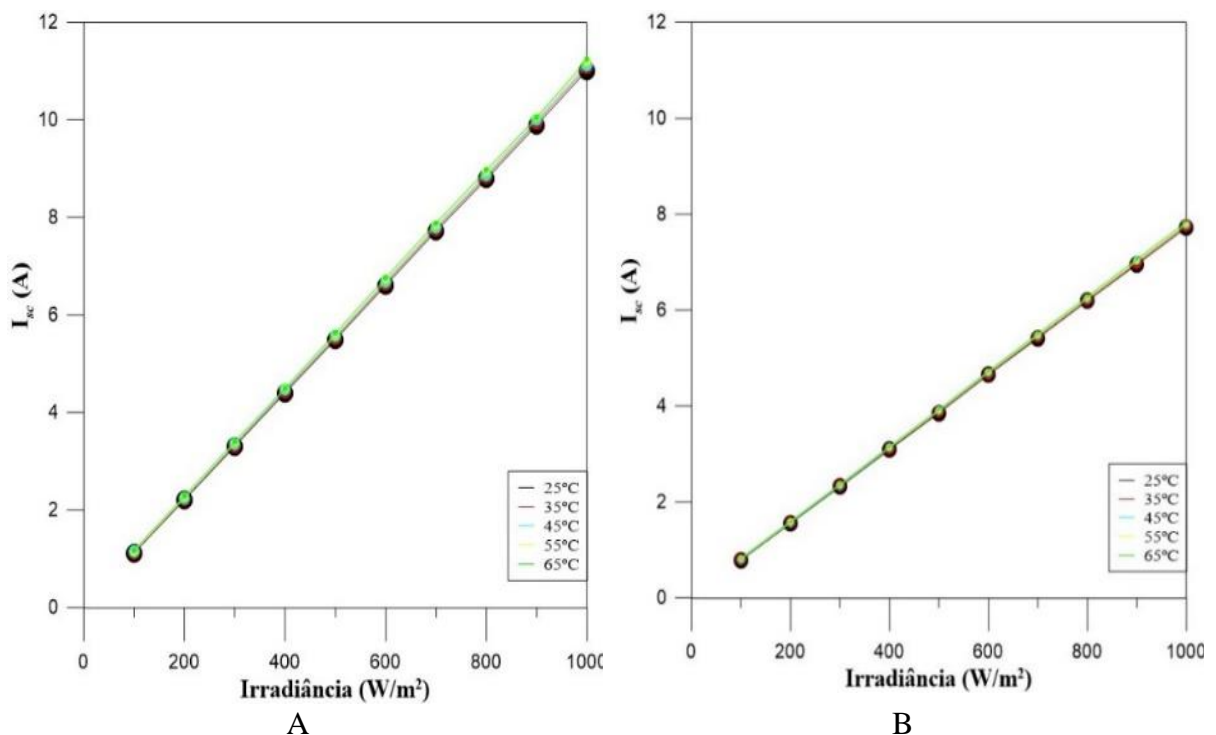


Figura 4.26- Curvas de linearidade da corrente de curto-circuito (I_{sc}) em relação a irradiância em diferentes temperaturas obtidas pelo método *indoor* para o módulo SS-450-72MTF – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]

Pode ser observado nas Figuras acima que a corrente de curto-circuito apresenta uma relação linear com a irradiância incidente no módulo. Esse comportamento ocorre, pois, a corrente de curto-circuito é proporcional à quantidade de fótons absorvidos, podendo ser exemplificado através da Equação 2.17 para temperatura constante.

$$I_{SC} = I_{SC_{stc}} \times \frac{G}{1000} \quad (2.17)$$

Sendo I_{SC} a corrente de curto-circuito medido, $I_{SC_{stc}}$ a corrente de curto-circuito em condições padrão (25°C, 1000W/ m² e AM 1,5) e G a irradiância medida.

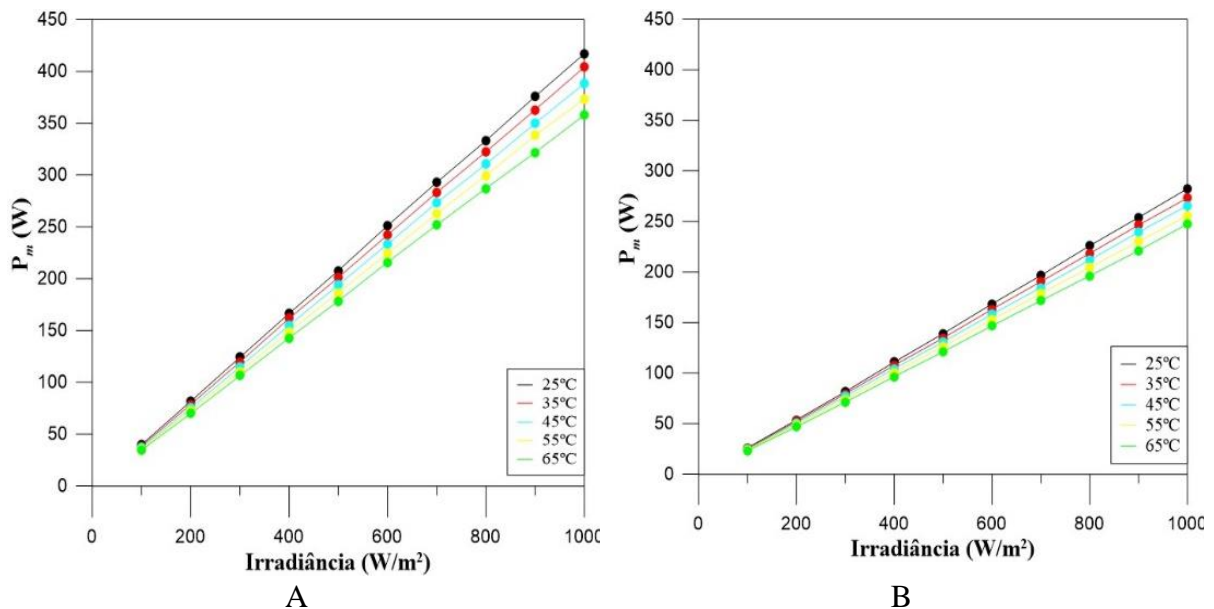


Figura 4.27 - Curvas de linearidade da máxima potência (P_m) em relação a irradiância em diferentes temperaturas obtidas pelo método *indoor* para o módulo SS-450-72MTF – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]

Observa-se na Figura 4.27 o comportamento da potência máxima em relação à irradiância incidente, que aparenta ser linear, embora quando a potência é normalizada é possível verificar a redução da eficiência com a irradiância conforme apresentado anteriormente. Também foi analisada a relação da tensão de circuito aberto em função do logaritmo natural da irradiância, para o mesmo módulo bifacial, conforme a Figura 4.28.

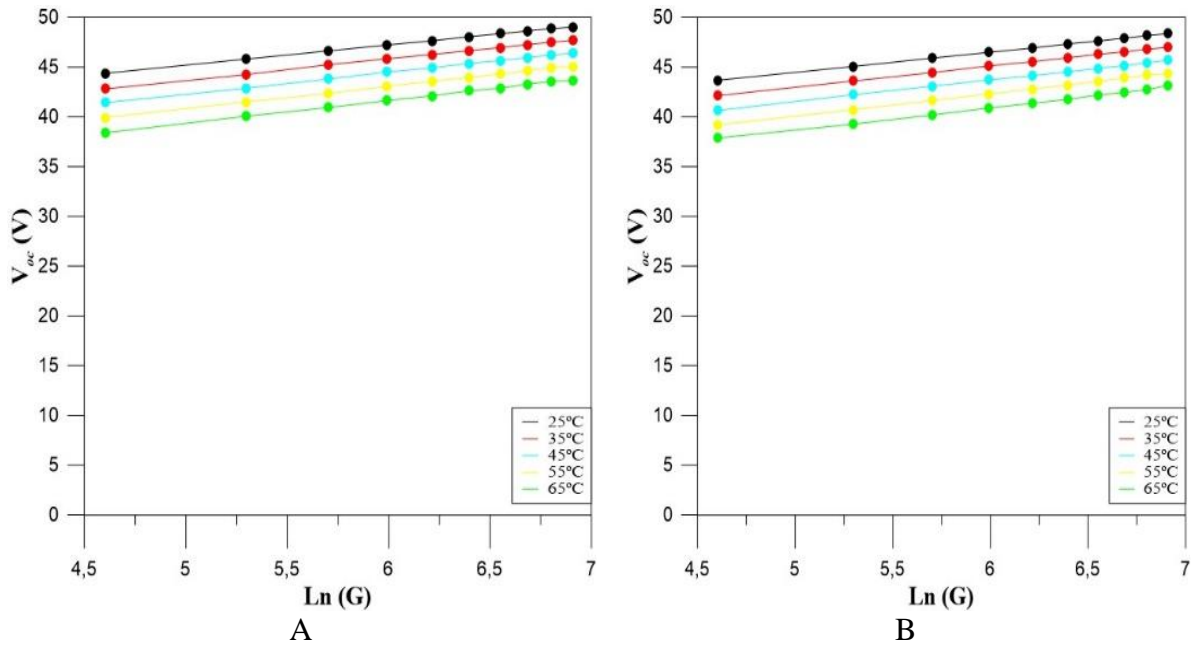


Figura 4.28- Curvas de linearidade da tensão de circuito aberto (V_{oc}) em relação a irradiância em diferentes temperaturas obtidas pelo método *indoor* para o módulo SS-450-72MT – A) face frontal; B) face traseira [Autor (a), 2023]

Já a linearização da tensão de circuito aberto (V_{oc}) com o logaritmo natural da irradiância na Figura 4.28 é esperado tendo em vista a Equação 2.18, que relaciona V_{oc} com a corrente fotogerada.

$$V_{oc} = \frac{k \cdot T_c}{e} \cdot \ln\left(\frac{I_{fg}}{I_o} + 1\right) \quad (2.18)$$

Sendo, V_{oc} a tensão de circuito aberto, k é a constante de Boltzmann sendo seu valor $1,38066 \times 10^{-23} \frac{J}{K}$, T_c é a temperatura absoluta da junção, e é a carga elementar sendo $1,602 \times 10^{-19} C$, I_{fg} é a corrente elétrica fotogerada e por fim, I_o é a corrente de saturação reversa.

4.6 Coeficientes térmicos

Para a obtenção dos CT para o módulo bifacial JAM72D30-540/MB da marca JASOLAR foram realizados nove ensaios a 1000 W/m^2 partindo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e aquecendo o

módulo até estabilização nas temperaturas desejadas, sendo que o tempo de estabilização entre cada temperatura foi, em média, 30 minutos. Os resultados obtidos nos ensaios *outdoor* e *indoor* estão apresentados nas Tabelas 4.11 e 4.12 respectivamente.

Tabela 4.11- Resultados dos parâmetros do módulo Fotovoltaico obtidos por meio do ensaio outdoor para cada temperatura [Autor (a), 2023]

T (°C)	I_{sc}	V_{oc}	FF	I_{mp}	V_{mp}	P_m
23,1	13,588	49,977	0,801	12,982	41,921	544,230
25,3	13,604	49,605	0,798	12,969	41,512	538,360
30,2	13,639	48,980	0,793	12,979	40,816	529,770
35,3	13,646	48,350	0,789	12,967	40,126	520,320
40,1	13,698	47,760	0,783	12,980	39,470	512,307
45,1	13,733	47,102	0,777	12,979	38,747	502,873
50,1	13,753	46,503	0,772	12,966	38,094	493,921
55,0	13,793	45,823	0,767	12,972	37,352	484,527
60,0	13,832	45,168	0,761	12,978	36,633	475,434
61,9	13,855	44,789	0,757	12,968	36,233	469,879

Tabela 4.12 – Resultados dos parâmetros do módulo Fotovoltaico obtidos por meio do ensaio indoor para cada temperatura [Autor (a), 2023]

T (°C)	I_{sc}	V_{oc}	FF	I_{mp}	V_{mp}	P_m
25,2	13,685	49,498	0,791	13,063	41,003	535,624
30,3	13,759	48,820	0,786	13,114	40,259	527,945
35,2	13,829	48,223	0,781	13,152	39,588	520,642
40,4	13,877	47,520	0,774	13,170	38,780	510,721
45,4	13,916	46,881	0,770	13,182	38,099	502,240
50,3	13,953	46,211	0,765	13,185	37,390	492,991
55,4	13,986	45,514	0,758	13,172	36,629	482,487
60,4	14,020	44,788	0,751	13,173	35,819	471,832
65,8	14,038	44,078	0,746	12,158	35,061	461,340

Para o ensaio, em que o simulador foi utilizado (*indoor*), a temperatura utilizada no cálculo dos CT foi a média dos nove sensores de temperatura, obtidas por meio do programa do instrumento utilizado no monitoramento da temperatura da câmara termostática. A irradiância neste ensaio é sempre de 1000 W/m^2 . Já para o ensaio utilizando a radiação natural, as curvas obtidas foram corrigidas para a irradiância de 1000 W/m^2 .

Para ilustrar os resultados para ambos os métodos, a Figura 4.29 apresenta a variação da corrente de curto-circuito (I_{sc}) com a temperatura. Essa variação de I_{sc} com a temperatura é utilizada para determinar o coeficiente α . Neste caso, elevado coeficiente de correlação (R^2) obtido demonstra a boa concordância das medidas realizadas com o comportamento linear deste coeficiente.

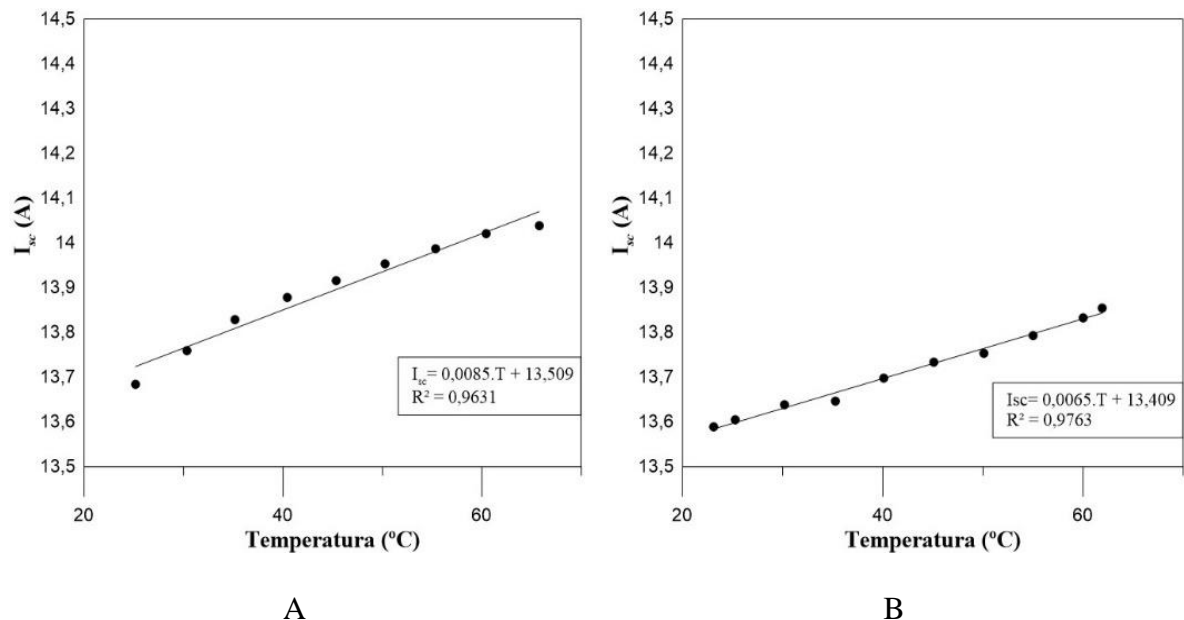


Figura 4.29 - Variação de I_{sc} com a temperatura do módulo JAM72D30-540/MB – A) método *indoor*; B) método *outdoor* [Autor (a), 2023]

A Figura 4.30 apresenta a variação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) com a temperatura. A variação de V_{oc} com a temperatura é utilizada para determinar o coeficiente β . Semelhantemente ao coeficiente térmico anterior, o comportamento linear do coeficiente e uma correlação foram obtidos.

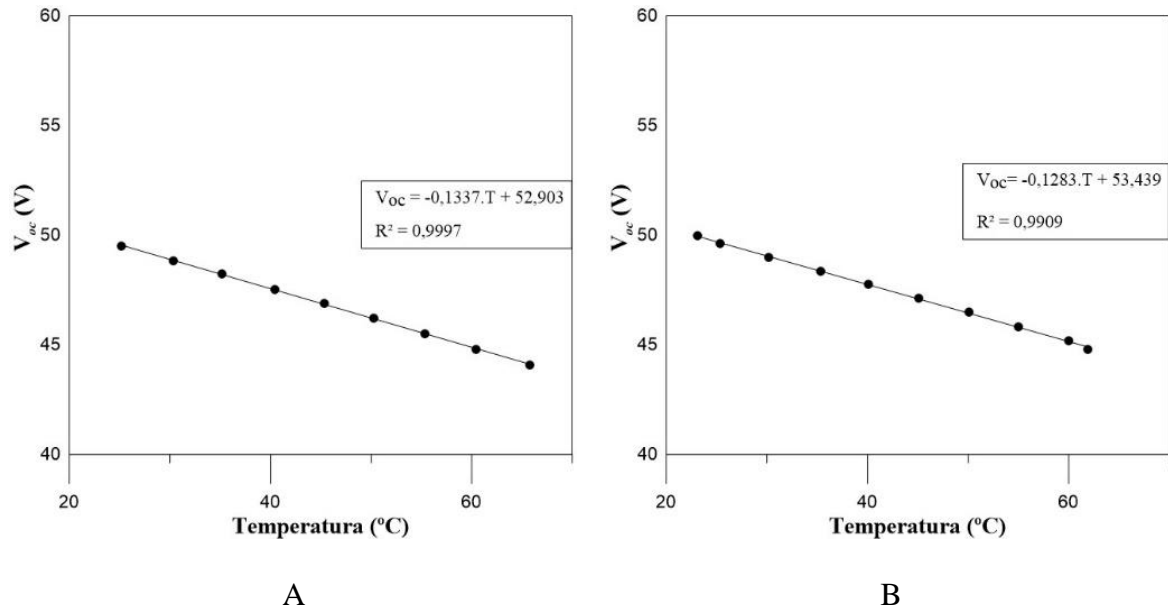


Figura 4.30- Variação de V_{oc} com a temperatura do módulo JAM72D30-540/MB – A) método *indoor*; B) método *outdoor* [Autor (a), 2023]

Na Figura 4.31 apresenta a variação da máxima potência (P_m) em função das temperaturas para ambos os métodos. A variação de P_m com a temperatura é utilizada para determinar o coeficiente γ . O comportamento linear do coeficiente e a excelente correlação foram verificados.

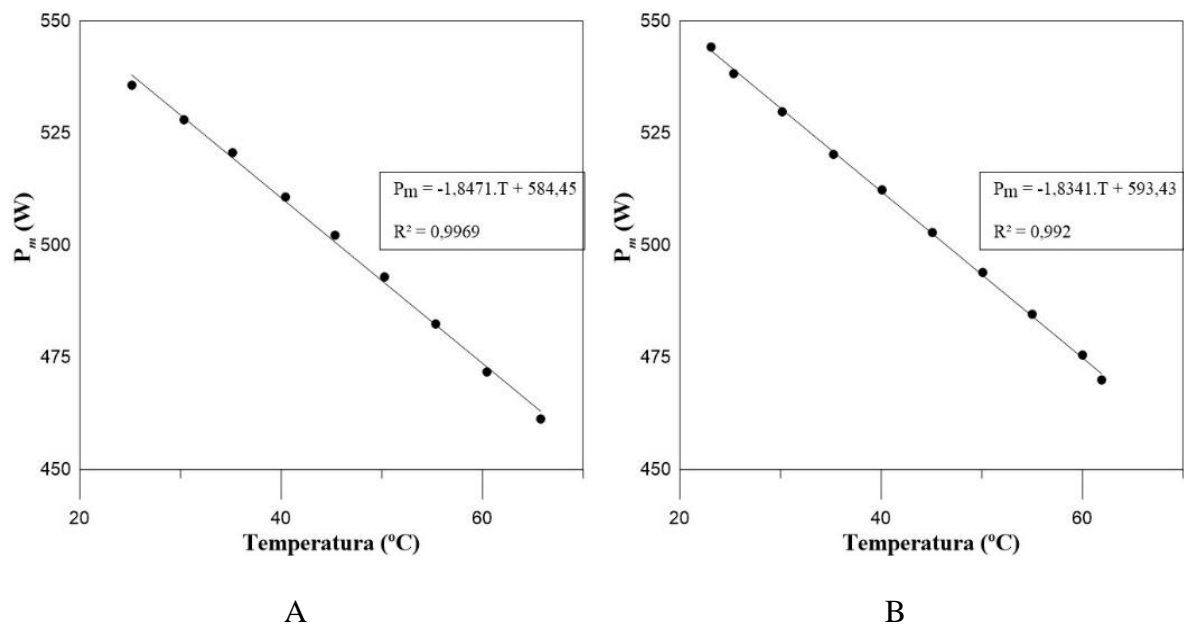


Figura 4.31 - Variação de P_m com a temperatura do módulo JAM72D30-540/MB – A) método *indoor*; B) método *outdoor* [Autor (a), 2023]

Outra relação que se pode obter durante a caracterização do módulo fotovoltaico, é a variação dos coeficientes térmicos em função da irradiância. Já que, em geral, os fabricantes informam, para seus módulos, os coeficientes que representam a variação dos três principais parâmetros com a temperatura a 1000 W/m^2 e 25°C , ou seja, a STC e em condições diferentes da operação em campo. Para isso foi calculado o coeficiente térmico para cada irradiância, a fim de se avaliar seu comportamento, conforme as Figuras 4.32, 4.33 e 4.34.

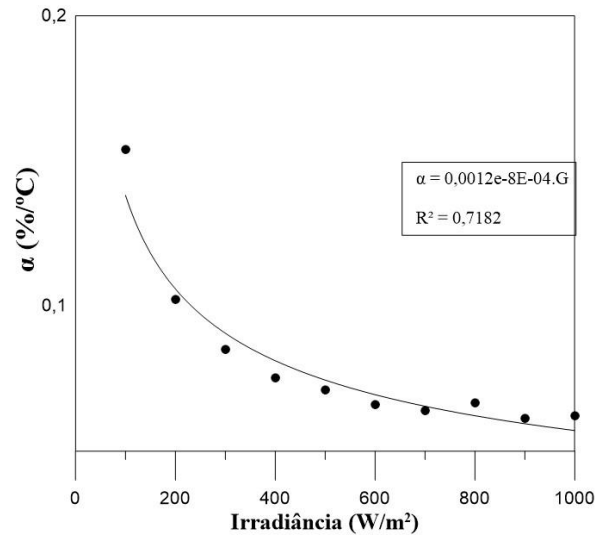


Figura 4.32- Variação do coeficiente α com a irradiância [Autor (a), 2023]

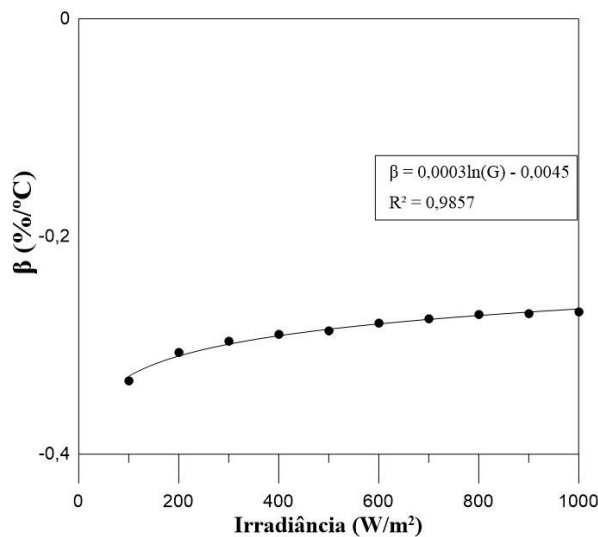


Figura 4.33- Variação do coeficiente β com a irradiância [Autor (a), 2023]

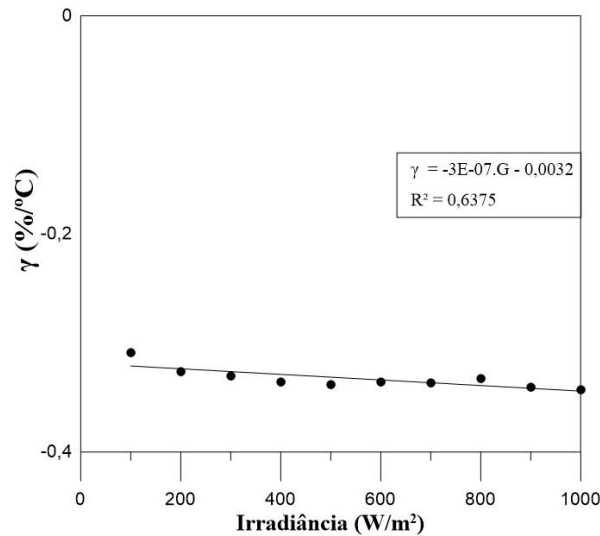


Figura 4.34- Variação do coeficiente γ com a irradiância [Autor (a), 2023]

A Figura 4.32 mostra que o coeficiente α tem uma tendência de diminuir à medida que a irradiância aumenta. Já na Figura 4.33, o coeficiente β apresenta uma tendência clara, com coeficiente de correlação próximo à unidade da linha de tendência obtida, percebe-se que esse coeficiente apresenta caráter logarítmico, com o módulo do valor do coeficiente aumentando em baixas irradiâncias, indicando que a sensibilidade à temperatura é maior em baixas irradiâncias. Enquanto o γ tende a ser constante ou até mesmo ter uma leve diminuição com o aumento da irradiância, tendo os demais módulos testados um comportamento muito próximo com relação a esse parâmetro, indicando algum comportamento padrão para esta tecnologia.

Diferenças eventuais nos valores dos coeficientes térmicos entre as medidas *indoor e outdoor* são possíveis, sendo que as curvas I-V obtidas por meio da radiação natural foram corrigidas para 1000 W/m². Para o módulo analisado, foram obtidos os coeficientes térmicos e compilados na Tabela 4.13, em que constam os coeficientes térmicos calculados, além dos dados de I_{sc} , V_{oc} e P_m para ambos os métodos, onde a incerteza indicada foi calculada utilizando o erro padrão expandindo para 95% (valores do coeficiente *t student* utilizados: 2,262 e 2,306), do coeficiente angular da reta de regressão. Os valores fornecidos pelo fabricante estão indicados para referência do valor nominal. As incertezas foram calculadas utilizando a metodologia demonstrada em Gasparin, 2009, disponível no APÊNDICE D.

Tabela 4.13 - Resultados obtidos a 25°C e 1000W/m² para o módulo JAM72D30-540/MB
[Autor (a), 2023]

	Dados nominais (A)	Ensaio <i>Indoor</i> (B)	Ensaio <i>Outdoor</i> (C)	Diferença A e B	Diferença A e C	Diferença B e C
I_{sc} (A)	13,860	13,685 ±2,2%	13,604 ± 2,3%	1,28%	1,88%	0,60%
V_{oc} (V)	49,60	49,49 ±0,55%	49,60 ± 0,53%	0,22%	0,22%	0,00%
P_m (W)	540,0	535,6 ± 2,4%	538,4 ± 2,5%	0,82%	0,30%	0,52%
α (%/°C)	0,045	0,062 ±0,011	0,049 ±0,004	0,015%	0,004%	0,011%
β (%/°C)	-0,275	-0,270 ±0,004	-0,262 ±0,006	0,005%	0,013%	0,008%
γ (%/°C)	-0,350	-0,343 ±0,017	-0,344 ±0,008	0,007%	0,006%	0,001%

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O principal propósito deste estudo foi conduzir uma análise dos parâmetros de quatro módulos bifaciais, cada um de uma marca e potência distintas. A necessidade dessa investigação surgiu em resposta ao crescente uso de módulos bifaciais, dada as lacunas na literatura sobre o impacto da temperatura e da irradiância nesses módulos e, conseqüentemente, em sua produção energética. Esse interesse se insere em um contexto no qual há uma ênfase na maximização da geração de energia em espaços reduzidos.

Neste contexto, diversas pesquisas na área de energia solar estão sendo realizadas para obter as repostas para o questionamento deste trabalho e constatar como os parâmetros destes módulos se comportam em condições de operação. Pensando nestes questionamentos, este trabalho propõe uma análise comparativa sobre o comportamento dos parâmetros dos módulos bifaciais, utilizando os métodos *indoor* e *outdoor*, visando obter respostas para os questionamentos que até o presente momento ainda não foram encontrados na literatura.

Para isso, foi confeccionado uma câmara termostática para aquecimento dos módulos fotovoltaicos a partir de uma já existente no Laboratório de Energia Solar da UFRGS. Propiciando um equipamento de melhor qualidade e com maiores dimensões, melhorando a infraestrutura essencial para ensaios de módulos fotovoltaicos com o simulador solar.

Apenas no primeiro ensaio, a uniformidade de temperatura na câmara não ficou no limite de $\pm 2^{\circ}\text{C}$ preconizada pela norma internacional IEC 60891, já que a face frontal do módulo da fabricante LONGI apresentou uma amplitude máxima de 5,6, o que com o aperfeiçoamento da metodologia de ensaio se mostrou satisfatório em todos os casos.

Foi utilizado o simulador solar do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, para a caracterização elétrica de quatro módulos fotovoltaicos bifaciais de diferentes marcas para diversas irradiâncias solares e temperaturas. Ainda foram feitos ensaios com estes mesmos quatro módulos utilizando o método de iluminação natural, variando apenas as temperaturas.

Com estes ensaios, buscou-se a caracterização dos módulos fotovoltaicos e, para isso, foram obtidas curvas I-V e P-V para diferentes irradiâncias e temperaturas para o método *indoor*. As curvas foram utilizadas para obter as relações de eficiência e fator de forma em função da irradiância que ajudam a interpretar o comportamento dos módulos em diferentes condições de operação. Através dos gráficos de potência, corrente e tensão, foram verificadas as linearidades da potência e da corrente de curto – circuito em função da irradiância, e a

relação logarítmica da tensão de circuito aberto em função da irradiância. Os coeficientes de correlação ficaram próximos à unidade.

Ainda foram obtidos os fatores de bifacialidade, bem como o cálculo dos coeficientes térmicos. Os resultados dos ensaios de coeficientes térmicos em simulador solar têm as variáveis mais controladas, ficando próximo dos valores fornecidos pelo fabricante. No ambiente externo, as medidas não são realizadas exatamente na mesma irradiância e, portanto, é necessária a correção da curva para a irradiância de 1000 W/m^2 , causando maior dispersão dos pontos. Entretanto, em ambos os métodos os coeficientes térmicos obtidos são próximos às medidas fornecidas pelo fabricante, além do fato das retas de regressão obtidas por meio dos dois métodos realizados possuírem coeficiente de determinação R^2 maiores que 0,96 em praticamente todos os casos, tornando os resultados satisfatórios.

A incerteza na medida do coeficiente α é menor para o método outdoor quando comparado com indoor, ao passo que para os coeficientes β a incerteza outdoor é levemente superior. Para o coeficiente γ a incerteza do método *indoor* é duas vezes a incerteza calculada do método *outdoor*. Os dados fornecidos pelo fabricante para os parâmetros da corrente, tensão e potência estão dentro do intervalo de incertezas obtidos, tornando os resultados deste trabalho satisfatórios, ao passo que os dados dos coeficientes térmicos γ e α estão dentro do intervalo de incertezas obtidos, porém os dados fornecidos para o β ficaram próximos, mas não dentro do intervalo calculado.

O trabalho apresentado possibilitou o aperfeiçoamento e a difusão da metodologia para a comparação de medições dos coeficientes térmicos em simulador solar e iluminação natural. Além da linearização dos parâmetros, influência do ambiente no desempenho, e o comportamentos dos coeficientes de bifacialidade e térmico, tendo o melhor entendimento do módulo em qualquer situação em campo, procedimentos essenciais na caracterização dos dispositivos fotovoltaicos. Este trabalho ainda permitiu uma melhora nos modelos de desempenhos dos módulos bifaciais.

Em pesquisas futuras, para a melhor caracterização dos módulos, é importante verificar o comportamento dos coeficientes térmicos com a irradiância para estes módulos bifaciais e aprofundar o cálculo de incertezas de maneira mais detalhada. O descarte da primeira ou da última medida altera ligeiramente o valor do CT e uma análise da pertinência deste descarte no cálculo da reta de regressão pode ser um aperfeiçoamento futuro na metodologia, a fim de confirmar ou generalizar os comportamentos por meio de modelos abrangentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acevedo, M. I. D. A. **Solar module characterization via visual inspection in the field, I-V curve and thermal-image analysis [en línea]**. Santiago, Chile: Universidad de Chile - Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2018.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar. **Participação da solar na matriz elétrica sobe de 11,6% para 17% em um ano**. Acesso em 01-04-2024.

ASTM International, **ASTM E2848-13. Standard Test Method for Reporting Photovoltaic Non-Concentrator System Performance**, 2013.

Bhang, B. G., Lee, W., Kim, G. G., Choi, J. H., Park, S. Y. et al. **Power Performance of bifacial c-Si PV Modules with Different Shading Ratios**. IEEE Journal of Photovoltaics. Vol. 9. Ed.5. p. 1413–1420, 2019.

Bühler, A. J. **Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação**. 89 f. Dissertação de mestrado - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

Bühler, A. J. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 195 f. Tese de doutorado - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

Cerna, L., Benda, V., Machacek, Z. **A note on irradiance dependence of photovoltaic cell and module parameters**. IEEE, 28th International Conference on Microelectronics Proceedings, 2012.

Chen, M., Zhang, W., Xie, L., He, B., Wang, W., et al. **Improvement of the electricity performance of bifacial PV module applied on the building envelope**. Energy and Buildings. Vol. 238, 2021.

Corporação Microsoft. Microsoft Excel [software de computador]. Redmond, WA: Microsoft, Versão 2403.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321. 2008.

Coelho, R. F. **Estudo dos conversores Buck e Boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos**. 176 f. Dissertação de mestrado - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal De Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

Dantas, S. D., Pompermayer, F. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.; Brasília: Rio de Janeiro, 2018.

De Soto, W., Klein, S.A., Beckman, W.A. **Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance**. Solar Energy. Vol. 80, p.78-88, 2006.

Deline, C. P., Macalpine, S., Marion, B. et al. **Assessment of Bifacial Photovoltaic Module Power Rating Methodologies—Inside and Out**. IEEE journal of photovoltaics. Vol. 7, p. 575 – 580, 2017.

Diamandis, P. **Solar energy revolution: a massive opportunity**. New York: Forbes. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/peterdiamandis/2014/09/02/solarenergy-revolution-a-massive-opportunity/#56994e866c90>>, 2014.

Emery, K., Burdick, Y., Caiyem, D., Dunlavy, H., et al. **Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems**. 25 th PVSC, May 13-17, Washington, D.C, 1996.

Fraunhofer Ise. **Photovoltaics report**. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html>, 2023. Acesso em: 16-09-2023.

Pinho, J.T., Galdino, M.A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL—CRESESB. Rio de Janeiro, 2014.

Gasparin, F. P. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 71 f. Dissertação de mestrado - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

Gasparin, F.P., Krenzinger, A. **Comparação entre coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos determinados com simulador solar e com iluminação natural**. Revista Brasileira de Energia Solar, vol 6, n. 2, p. 102 -111, 2015.

Gasparin, F. P., Kipper, F. D., Krenzinger, A. **Câmara Termostática para a determinação de coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos com simulador solar**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 2020.

Gasparin, F. P., Kipper, F.D., Oliveira, F. S., Kreninger, A. **Assessment on the variation of temperature coefficients of photovoltaic modules with solar irradiance**. Solar Energy. Vol. 244. P. 126 – 133, 2022.

Groot, K. M., Aken, B.B.V. **Near-field partial shading on rear side of bifacial modules**. Energy Procedia. Vol. 124, p. 532-539, 2017.

Herrmann, W., Schwiger, M., Bonilla, J. **Performance characteristics of bifacial PV modules and power labeling**. 4th Bifi PV Workshop, Konstanz, Germany, 2017.

Hincapie, C. O., Piccoli Junior, L. A., Gasparin, F. P., Krenzinger, A. **Estudo e montagem de túnel para simulador solar**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.

IEC 60904-3. **International Standard IEC 60904-3 - Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data**. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, 2009.

IEC 62716. **International Standard IEC 62716 - Photovoltaic (PV) modules – Ammonia corrosion testing**. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, 2013.

IEC 61215-2. **International Standard IEC 61215-2 - Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures**. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, 2016.

IEC 60891. **International Standard IEC 60891 - Procedures for temperature and irradiance correction to measure I-V characteristics**. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, 2021.

Incropera, F. P., Dewitt, D. P. **Fundamentos de Transferência de Calor e Massa**. LTC Editora, 1998.

ITRPV - **International Technology Roadmap for Photovoltaic 2019 results**. Ed. 11^a. 2020.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Renewable capacity statistics**. Disponível em: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2024.pdf?rev=50a4c39fd14c4274b246cd51150a0aa1. Acesso em: 30-03-2024.

Janssen, G. J. M, Tool, K. C. J, Kossen, E. J., Van Aken, B. B., Carr, A.J. et al. **Aspects of bifacial cell efficiency**. Energy Procedia. vol. 124, p. 76-83, 2017.

Kim, C., Jeong, M.S., Ko, J., Ko, M.G., Kang, M.G. et al. **Inhomogeneous rear reflector induced hot-spot risk and power loss in building-integrated bifacial c-Si photovoltaic modules**. Renewable Energy. vol. 163, p. 825–835, 2021.

Kipper, F. D., Gasparin, F. P., Kreninger, A. **Análise da variação dos coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos com a irradiância.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018a.

Kipper, F. D., Gasparin, F. P., Ruschel, C.S., Kreninger, A. **Ensaio de módulos fotovoltaicos para análise da variação da resistência em série e em paralelo com a temperatura.** Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. vol. 22, p. 1-13, 2018b.

Kipper, F. D., Gasparin, F. P. **Efeito da estabilização por LIGHT SOAKING e determinação dos coeficientes térmicos para diversas irradiâncias de um módulo fotovoltaico CIGS.** IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis, 2022.

Ko, M.G., Lee, G., Kim, C., Lee, Y., Ko J. et al. **Dielectric/metal/dielectric selective reflector for improved energy efficiency of building integrated bifacial c-Si photovoltaic modules.** Current Applied Physics. vol. 21, p. 101–106, 2021.

Kopecek, R., Libal, J. **Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics.** Nat Energy. vol.3, p. 443–446, 2018.

Kopecek, R., Libal, J. **Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities and Challenges.** Energies. Vol. 14, ed. 8, Alemanha, 2021.

Koutsourakis, G., Rauer, M., Schmid, A., Bellenda, G., Betts, T. R. et al. **Results of the Bifacial PV Cells and PV Modules Power Measurement Round Robin Activity of the PV-Enerate Project.** 37^o European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2020

LABSOL. Instalações. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>>., 2015. Acesso em: 23-12-2022.

Lameirinhas, R.A.M., Torres, J.P.N., Cunha, J.P.M. **A Photovoltaic Technology Review: History, Fundamentals and Applications.** Energias. Vol. 15, ed.15, 2022.

Liang, T. S., Poh, D., Pravettoni, M. **Challenges in the pre-normative characterization of bifacial photovoltaic modules.** Energy Procedia. vol. 150, p. 66-73, 2018.

Lopez – Garcia, J., Ozkalay, E., Kenny, R.P., Pinero-Prieto, L., Shaw, D. et al. **Implementation of the IEC TS 60904-1-2 Measurement Methods for Bifacial Silicon PV Devices.** IEEE journal of photovoltaics. vol. 12, p. 787 – 797, 2022.

Lopez-Garcia, J., Casado, A., Sample, T. **Electrical performance of bifacial silicon PV modules under different indoor mounting configurations affecting the rear reflected irradiance.** Solar Energy. vol. 177, p. 471 – 482, 2019.

Lopez – Garcia, J., Haile, B., Pavanello, D., Poza, A. **Characterization of n-type bifacial silicon PV modules.** 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2016.

Machado, R. **Projeto e implantação de usina solar fotovoltaica com módulos de tecnologia bifacial.** 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso da graduação - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade do Ceará, Fortaleza, 2021.

Moehlecke, A., Febras, F., Zanesco, I. **Electrical performance analysis of PV modules with bifacial silicon solar cells and white diffuse reflector.** Solar Energy, vol. 96, p. 253-262, 2013.

Monteiro, F. T. **Otimização e Simulação de uma Usina Fotovoltaica com Módulos Bifaciais.** 50 f. Trabalho de Conclusão de Curso de graduação - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

Mori, H. **Patente de dispositivo de geração bifacial (US3278811),** Japão, 1966.

Muehleisen, W., Loeschig, J., Feichtner, M., Burgers, A.R., Bende, E.E., et al. **Energy yield measurement of an elevated PV system on a white flat roof and a performance comparison of monofacial and bifacial modules.** Renewable Energy, vol. 170, p. 613–619, 2021.

Park, H., Chang, S., Park, S., Kim, W.K. **Outdoor Performance Test of Bifacial n-Type Silicon Photovoltaic Modules**. Sustainability, vol. 11, 2019.

PASAN Ltda. PASAN SPROD Tester - STC V2.9.1 [Software de análise de dados]. São Paulo: PASAN Ltda, 20XX.

Pereira, N. X. **Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: Geração distribuída Vs Geração Centralizada**. 86 f. Dissertação de mestrado – Programa de Pós-Graduação em Ciências Ambientais, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Sorocaba, 2019.

Peroza, J. **Caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos de distintas tecnologias a partir de ensaios com simulador solar e iluminação natural**. 97 f. Trabalho de conclusão de curso de graduação – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2015.

Ranzongles, G., Sicot, L., Joanny, M., Gerritsen, E., Lefilastre, P., et al. **Bifacial Photovoltaic Modules: Measurement Challenges**. Energy Procedia, vol. 92, p.188-198, 2016.

Rathore, N., Lal Panwar, N., Yettou, F., Gama, A. **A comprehensive review of different types of solar photovoltaic cells and their applications**. International Journal of Ambient Energy, vol. 42, p. 1200-1217, 2021.

Ruiz, P. G. **Instalación fotovoltaica bifacial para autoconsumo doméstico**. 81 f. Trabalho de conclusão de curso de graduação – Universidade de Cantabria, 2022.

Ruschel, C. S., KRENZINGER, A. **Variação da eficiência de módulos fotovoltaicos com a irradiância**. Revista Brasileira de Energia Solar. vol. 8. p. 73-80, 2017.

Ruschel, C. S. **Análise e proposta de aprimoramento do modelo de um diodo para módulos fotovoltaicos**. 112 f. Tese de doutorado - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

Ruschel, C. S., Gasparin, F.P., Krenzinger, A. **Experimental analysis of the single diode model parameters dependence on irradiance and temperature.** *Solar Energy*, vol. 217, p. 134-144, 2021.

Santos, I. P. **Desenvolvimento de ferramentas de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura.** 278 f. Tese de doutorado - Programa Pós-graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

Shockley, W. **Electrons and holes in semiconductors.** Van Nostrand, Estados Unidos da América, Nova Iorque, 1950.

Silva, C.C. **Dimensionamento de usina solar fotovoltaica em Iguaba Grande para a Universidade Federal Fluminense.** 90 f. Trabalho de conclusão de curso de graduação – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2022.

Singh, J. P., Aberle, A. G., Walsh, T. M. **Electrical characterization method for bifacial photovoltaic modules.** *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 127, p. 136-142, 2014.

Soria, B., Gerritsen, E., Lefillastre, P., Broquin, J. E. **A study of the annual performance of bifacial photovoltaic modules in the case of vertical facade integration.** *Energy Science e Engineering*, vol. 4, p. 52 – 68, 2016.

Souza, R. B., Prieb, C.W.M., Krenzinger, A. **Análise de simuladores Solares para ensaios de módulos fotovoltaicos.** IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo, 2012.

Suman, Sharma, P., Goyal P. **Evolution of PV technology from conventional to nano-materials.** *Materials Today: Proceeding*, vol. 28, p. 1593–1597, 2020.

Takata, M. **Tecnologias de módulos e células fotovoltaicas.** Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, 2019.

Taylor, J. R. **Introdução à análise de erros: o estudo de incertezas em medições físicas**; tradução Waldir Leite Roque – 2. Ed – Porto Alegre. Bookmann, 2012.

Vera, L. H. **Análise do impacto do comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos**. 269 f. Tese de doutorado - Programa Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

Yusufoglu, U. A., Pletzer, T.M., Koduvelikulathu, L.J., Comparotto, C., Kopecek, R. et al. **Analysis of the annual performance of bifacial modules and optimization methods**. IEEE J. Photovolt, vol. 5, p. 320–328, 2015.

Zanesco, I., Garcia, S. B., Moehlecke, A., Valdivia, H. B., Lima, N. W. **Análise da degradação de módulos fotovoltaicos fabricados com diferentes células solares**. Revista Brasileira de Energia Solar, vol. 5, p. 101 – 108, 2014.

Zhang, Y., Meng, Y. F., Liu, Z. **Experimental Investigation of the Shading and Mismatch Effects on the Performance of Bifacial Photovoltaic Modules**. IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 10, p. 296-305, 2019.

APÊNDICE A

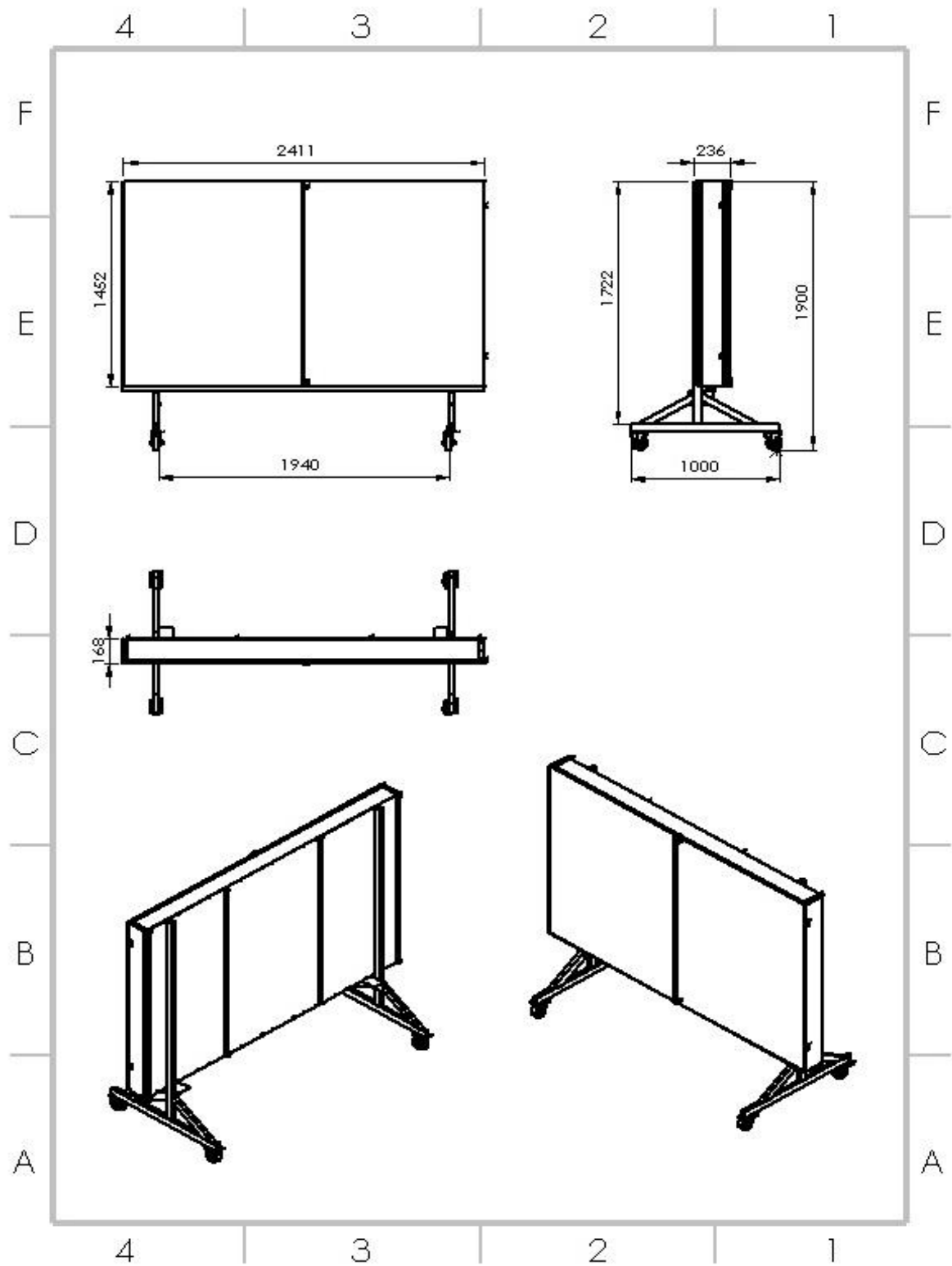


Figura A.1- Projeto da câmara termostática desenvolvido no software Solidworks

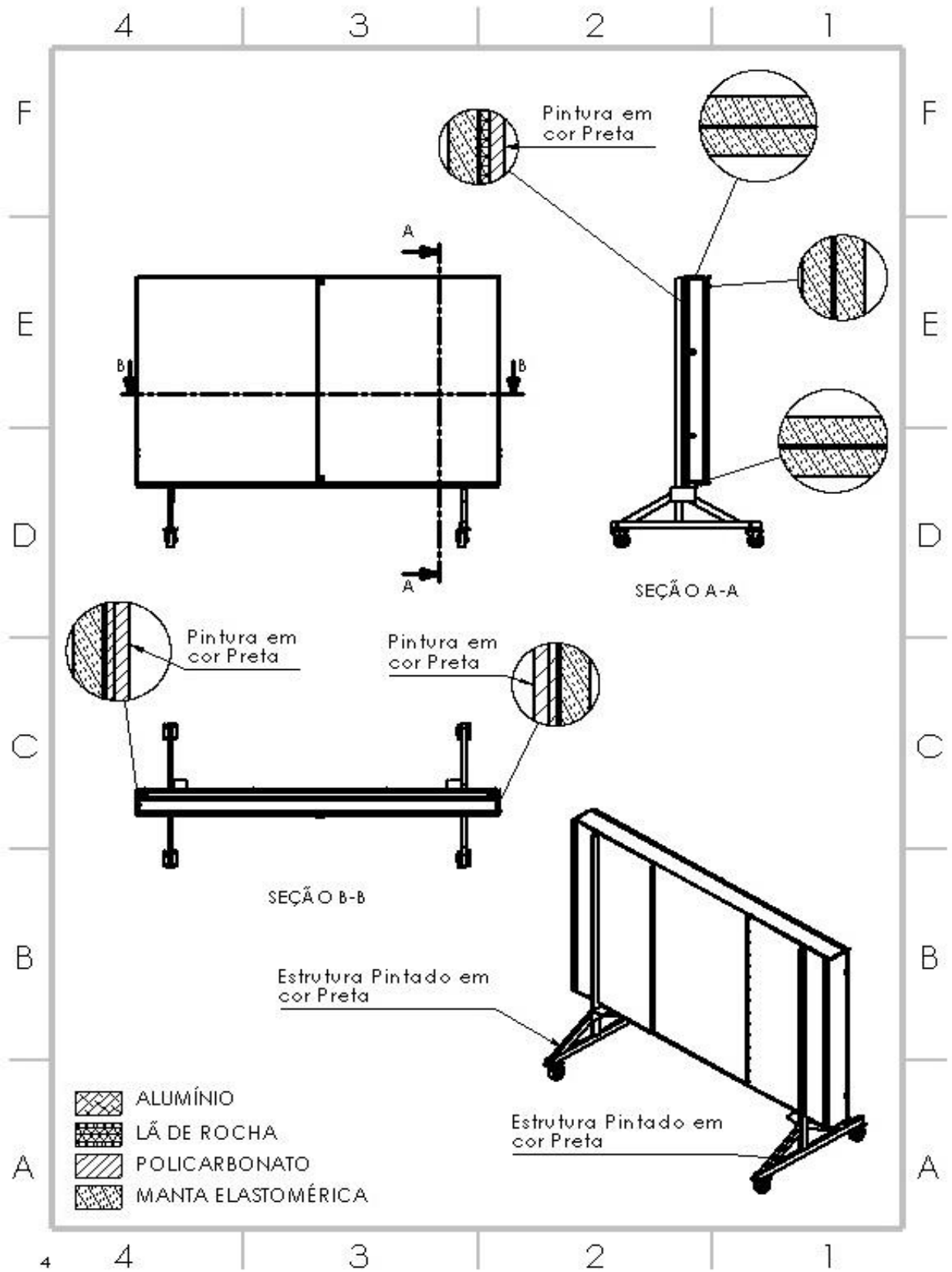


Figura A.2 - Projeto do isolamento térmico da câmara termostática desenvolvido no software Solidworks

APÊNDICE B

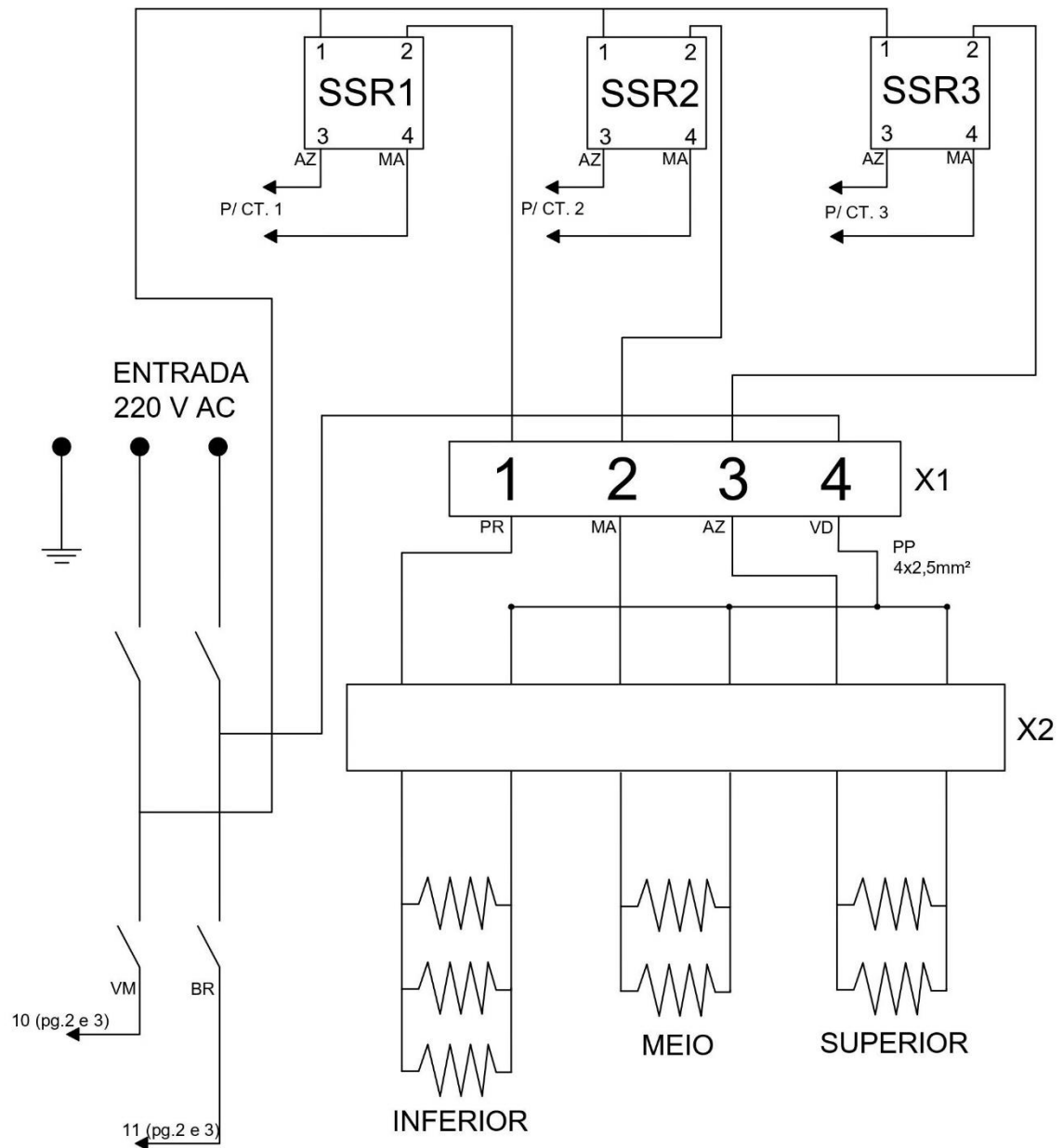


Figura B.1 - Projeto do quadro de comando desenvolvido pela equipe do LABSOL

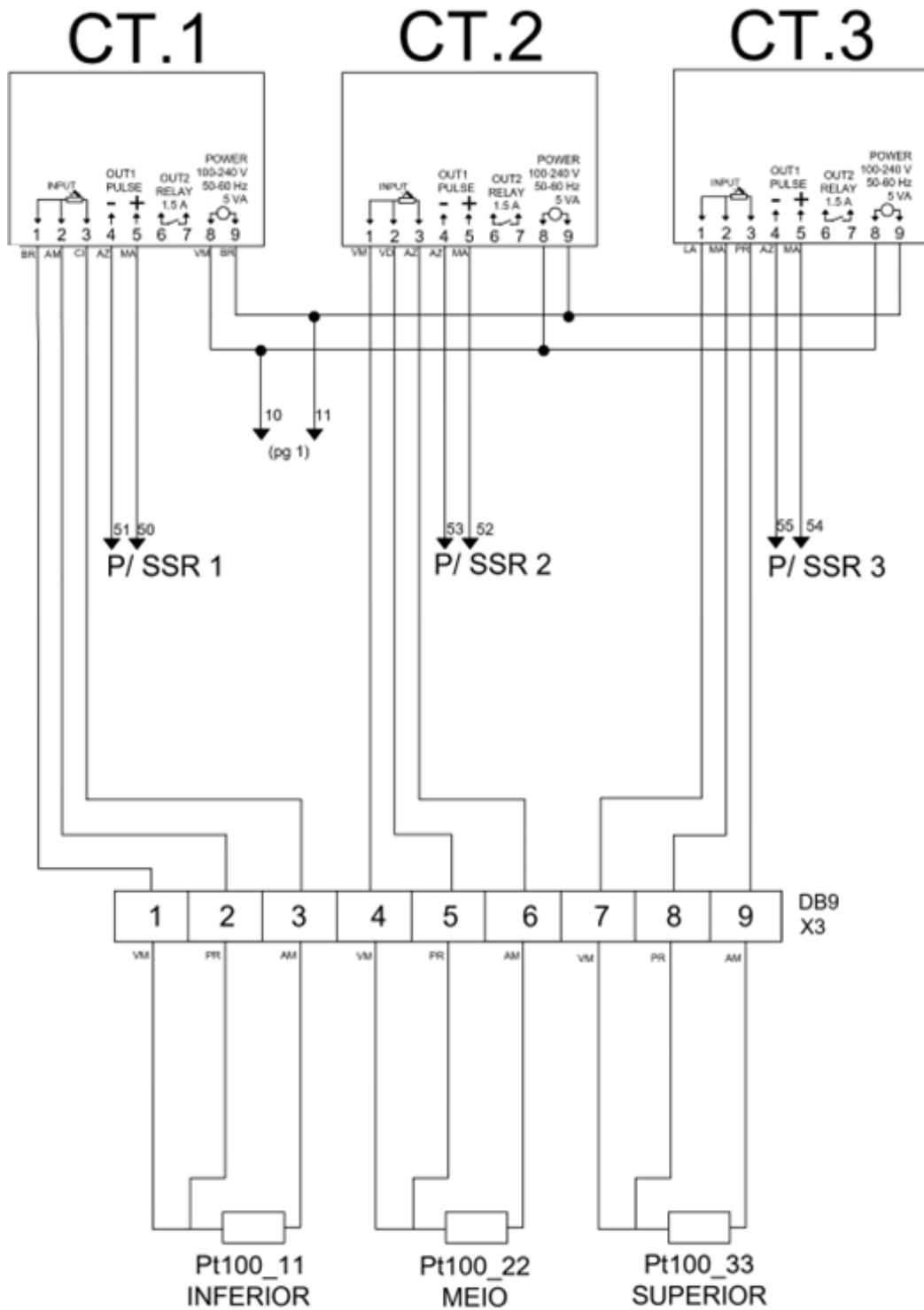


Figura B.2 - Continuação do projeto do quadro de comando desenvolvido pela equipe do LABSOL

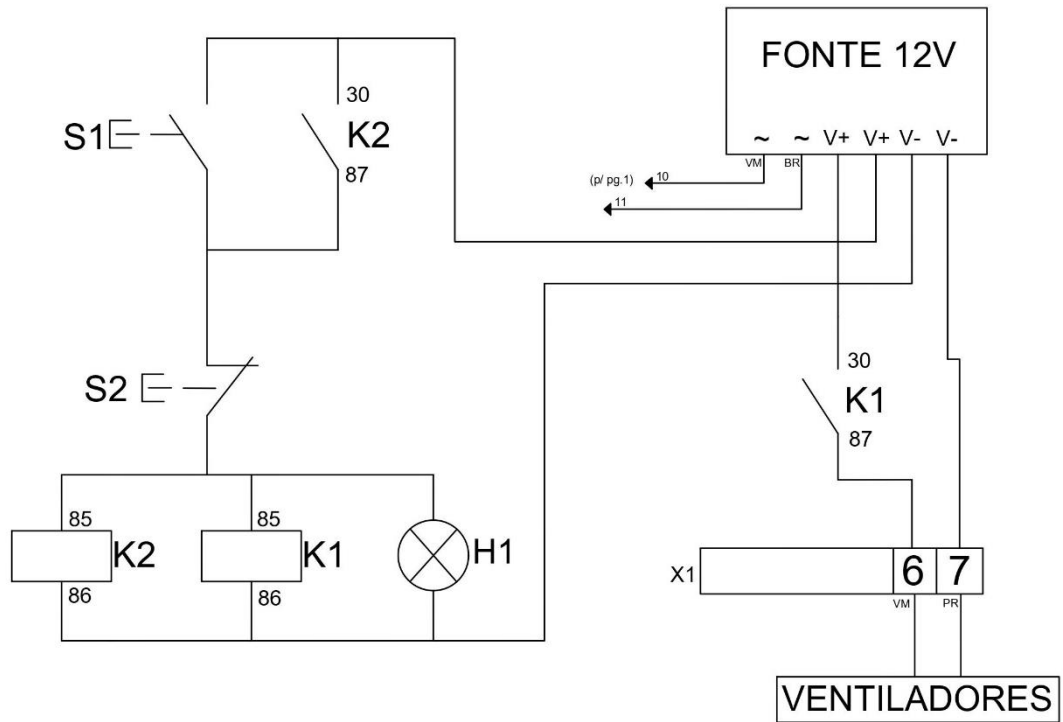


Figura B.3 - Parte final do projeto do quadro de comando desenvolvido pela equipe do LABSOL

APÊNDICE C

Cálculo para dimensionar o isolamento térmico da câmara termostática.

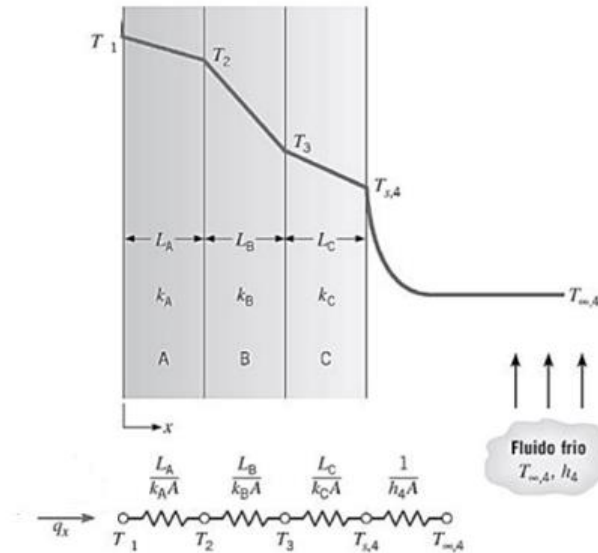


Figura C.1 – Condução unidimensional das temperaturas em regime permanente [Incropera et al, 1998]

Tabela C. 1 – Dados dos materiais utilizados

Materiais	Coeficiente de condutividade térmica (k) – W/m.K	Espessura (L) - m	Espessura (L)- mm
Policarbonato	0,21	0,006	6
Lã de rocha	0,033	0,006	6
Alumínio	204	0,001	1
K-flex	0,037	0,01	10
Coeficiente convectivo de transferência de calor (h) -			
	W/m²K		Convecção natural
Ar frio	5		

Tabela C. 2 – Área e temperatura do isolamento térmico

	Lateral	3,49	m²		
Área	Superior/Inferior	0,46	m²		
	Traseira	0,218	m²		
	T _i *	65	°C	338,2	K
Temperatura	T _f **	25	°C	298,2	K

* Temperatura máxima dentro da câmara termostática.

** Temperatura ambiente.

Tabela C.3 – Troca de calor entre a superfície traseira e o ambiente - cálculo das resistências elétricas

Policarbonato	R ₁	$\frac{L_1}{k_1 \cdot A_t} = \frac{0,006}{0,21 \times 3,49} = 0,008 \frac{W}{K}$
Lã de rocha	R ₂	$\frac{L_2}{k_2 \cdot A_t} = \frac{0,006}{0,033 \times 3,49} = 0,052 \frac{W}{K}$
Alumínio	R ₃	$\frac{L_3}{k_3 \cdot A_t} = \frac{0,001}{204 \times 3,49} = 1,404 \cdot 10^{-6} \frac{W}{K}$
K-flex	R ₄	$\frac{L_4}{k_4 \cdot A_t} = \frac{0,01}{0,037 \times 3,49} = 0,077 \frac{W}{K}$
Ar frio	R ₅	$\frac{1}{h \cdot A_t} = \frac{1}{5 \times 3,49} = 0,057 \frac{W}{K}$

$$Q = \frac{T_1 - T_f}{R_1 R_2 R_3 R_4 R_5} = \frac{338,15 - 298,15}{0,008 + 0,052 + 1,404 \cdot 10^{-6} + 0,077 + 0,057} = 205,093W$$

Tabela C. 4 – Cálculo para a variação de temperatura entre a superfície traseira e o ambiente

T ₁ (Ar interno – Policarbonato)	338,15 K	65°C
T ₂ (Policarbonato – Lã de rocha)	$T_2 = T_1 - \frac{Q \cdot L_1}{k_1 \cdot A_t} = 336,471 K$	63,321°C
T ₃ (Lã de rocha – Alumínio)	$T_3 = T_2 - \frac{Q \cdot L_2}{k_2 \cdot A_t} = 325,786 K$	52,6362°C
T ₄ (Alumínio – K-flex)	$T_4 = T_3 - \frac{Q \cdot L_3}{k_3 \cdot A_t} = 325,7859 K$	52,6359°C
T ₅ (K-flex – Ar externo)	$T_5 = T_4 - \frac{Q \cdot L_4}{k_4 \cdot A_t} = 309,9032 K$	36,7532°C
T _f (Temperatura ambiente)	298 K	25°C

Tabela C. 5 – Troca de calor entre cada lateral e o ambiente – Cálculo das resistências elétricas

Policarbonato	R ₁	$\frac{L_1}{k_1 \cdot A_t} = \frac{2 * 0,006}{0,21 \times 0,22} = 0,2621 \frac{W}{K}$
Alumínio	R ₂	$\frac{L_3}{k_3 \cdot A_t} = \frac{0,001}{204 \times 0,22} = 2,2486 \cdot 10^{-5} \frac{W}{K}$
K-flex	R ₃	$\frac{L_4}{k_4 \cdot A_t} = \frac{0,01}{0,037 \times 0,22} = 1,2397 \frac{W}{K}$
Ar frio	R ₄	$\frac{1}{h \cdot A_t} = \frac{1}{5 \times 0,22} = 0,9174 \frac{W}{K}$

$$Q = \frac{T_1 - T_f}{R_1 R_2 R_3 R_4 R_5} = \frac{338,15 - 298,15}{0,2621 + 2,2486 \cdot 10^{-5} + 1,2397 + 0,9174} = 16,53W$$

Tabela C. 6 – Cálculo para a variação de temperatura entre a lateral e o ambiente

T ₁ (Ar interno – Policarbonato)		338,15 K	65°C
T ₂ (Policarbonato – Alumínio)	$T_2 = T_1 - \frac{Q \cdot L_1}{k_1 \cdot A_t} = 333,8162 K$		60,6662°C
T ₃ (Alumínio – K-flex)	$T_3 = T_2 - \frac{Q \cdot L_2}{k_2 \cdot A_t} = 333,8158 K$		60,6658°C
T ₄ (K-flex – Ar externo)	$T_4 = T_3 - \frac{Q \cdot L_3}{k_3 \cdot A_t} = 313,3182 K$		40,1682°C
T _f (Temperatura ambiente)		298 K	25°C

Tabela C. 7 – Troca de calor entre a superfície superior ou inferior e o ambiente – Cálculo das resistências elétricas

Alumínio	R ₁	$\frac{L_1}{k_1 \cdot A_t} = \frac{0,001}{204 \times 0,46} = 1,0656 \cdot 10^{-5} \frac{W}{K}$
K-flex	R ₂	$\frac{L_4}{k_4 \cdot A_t} = \frac{2 \cdot 0,01}{0,037 \times 0,46} = 1,1750 \frac{W}{K}$
Ar frio	R ₃	$\frac{1}{h \cdot A_t} = \frac{1}{5 \times 0,46} = 0,4347 \frac{W}{K}$

$$Q = \frac{T_1 - T_f}{R_1 R_2 R_3 R_4 R_5} = \frac{338,15 - 298,15}{1,0656 \cdot 10^{-5} + 1,1750 + 0,4347} = 21,36W$$

Tabela C. 8 – Cálculo da variação de temperatura entre a superfície superior ou inferior e o ambiente

T ₁ (Ar interno – K-flex)		338,15 K	65°C
T ₂ (K-flex – Alumínio)	$T_2 = T_1 - \frac{Q \cdot L_1}{k_1 \cdot A_t} = 325,5956 K$		52,4456°C
T ₃ (Alumínio – K-flex)	$T_3 = T_2 - \frac{Q \cdot L_2}{k_2 \cdot A_t} = 325,5954 K$		52,4454°C
T ₄ (K-flex – Ar externo)	$T_4 = T_3 - \frac{Q \cdot L_3}{k_3 \cdot A_t} = 313,0411 K$		39,8911°C
T _f (Temperatura ambiente)		298 K	25°C

Tabela C. 9 – Troca de calor entre face frontal (portas) e o ambiente – Cálculo das resistências elétricas

Alumínio	R ₁	$\frac{L_1}{k_1 \cdot A_t} = \frac{0,001}{204 \times 0,46} = 1,0656 \cdot 10^{-5} \frac{W}{K}$
K-flex	R ₂	$\frac{L_4}{k_4 \cdot A_t} = \frac{2 \cdot 0,01}{0,037 \times 0,46} = 1,1750 \frac{W}{K}$
Ar frio	R ₃	$\frac{1}{h \cdot A_t} = \frac{1}{5 \times 0,46} = 0,4347 \frac{W}{K}$

$$Q = \frac{T_1 - T_f}{R_1 R_2 R_3 R_4 R_5} = \frac{338,15 - 298,15}{1,0656 \cdot 10^{-5} + 1,1750 + 0,4347} = 21,36W$$

Tabela C. 10 – Cálculo da variação de temperatura entre a face frontal e o ambiente

T_1 (Ar interno – K-flex)	338,15 K	65°C
T_2 (K-flex – Alumínio)	$T_2 = T_1 - \frac{Q \cdot L_1}{k_1 \cdot A_t} = 336,4952 \text{ K}$	63,3452°C
T_3 (Alumínio – K-flex)	$T_3 = T_2 - \frac{Q \cdot L_2}{k_2 \cdot A_t} = 336,4951 \text{ K}$	63,3451°C
T_4 (K-flex – Ar externo)	$T_4 = T_3 - \frac{Q \cdot L_3}{k_3 \cdot A_t} = 334,8405 \text{ K}$	61,6905°C
T_f (Temperatura ambiente)	298 K	25°C

APÊNDICE D

Cálculo das incertezas dos coeficientes térmicos e parâmetros para os métodos *indoor* e *outdoor*.

Os cálculos de incerteza apresentados nesta seção referem-se ao módulo JAM72D30-540/MB da marca JASOLAR, tendo os resultados apresentados na tabela 4.13.

Cálculo da Corrente de curto-circuito para o método *indoor*:

- A primeira parcela é a contribuição da incerteza elétrica, sendo considerada apenas o resistor schunt, visto que a incerteza do multímetro é relativamente baixa, sendo desprezível.

$$I_e = I_{sc} * 0,20\% = 13,68454 * 0,20\% = 0,2737$$

- A segunda parcela é referente a incerteza da irradiância.

$$I_I = I_{sc} * 2,20\% = 13,68454 * 2,2\% = 0,30106$$

- A última parcela é a contribuição da incerteza que a temperatura exerce sobre o sistema. Foi considerado o delta T como sendo 0,26, de acordo com cálculos realizado em Gasparin, 2009.

$$I_T = I_{sc} * \alpha (\%) * \Delta T = 13,68454 * \left(\frac{0,062}{100 * 2} \right) * 0,26 = 0,00441$$

Utilizando as três parcelas acima, obtém-se a incerteza do parâmetro da corrente de curto-circuito.

$$\Delta_{I_{sc}} = \sqrt{(0,2737)^2 + (0,30106)^2 + (0,00441)^2} = 0,302 = \frac{0,302}{13,68454} = 2,209\%$$

Cálculo da Tensão de circuito aberto para o método *indoor*:

- A primeira parcela é a contribuição da incerteza do multímetro, neste caso a incerteza será expressa em duas partes, uma associada ao valor de leitura e outra ao valor da escala utilizada. Para o multímetro utilizado, 34410A será utilizado os valores de referência 0,0040 (%) + 0,0006 (%).

$$I_e = \frac{0,0040}{100} * V_{oc} * \frac{0,0006}{100} * 100 = 0,00004 * 49,498 * 0,000006 * 100 = 0,00258$$

- A segunda parcela é referente a incerteza da irradiância.

$$I_l = \frac{m \cdot k_B \cdot T}{e} \ln \frac{G}{G_1} = \frac{72.1,38 * 10^{-23} \cdot 298}{1,6 * 10^{-19}} \ln \frac{1000 \pm 22}{G_1} = 0,0402$$

- A última parcela é a contribuição da incerteza que a temperatura exerce sobre o sistema. Foi considerado o delta T como sendo 2 °C tendo em vista a diferença entre o que o sensor capta e a temperatura real da célula.

$$I_T = V_{oc} * \beta (\%) * \Delta T = 49,498 * \left(\frac{0,27}{100}\right) * 2 = 0,2672$$

Utilizando as três parcelas acima, obtém-se a incerteza do parâmetro da tensão de circuito aberto.

$$\Delta_{V_{oc}} = \sqrt{(0,00258)^2 + (0,0402)^2 + (0,2672)^2} = 0,270 = \frac{0,270}{49,498} = 0,546\%$$

Cálculo da máxima Potência para o método *indoor*:

- A primeira parcela é a contribuição da incerteza da corrente de curto-circuito e da tensão da máxima potência.

$$I_{ISC} = 0,302 * V_{mp} = 0,302 * 41,003 = 12,3966$$

- A segunda parcela é a contribuição da incerteza da tensão de circuito aberto e da corrente da máxima potência.

$$I_{Voc} = 0,270 * I_{mp} = 0,270 * 13,063 = 3,5312$$

Utilizando as duas parcelas acima, obtém-se a incerteza do parâmetro da máxima potência.

$$\Delta_{pm} = \sqrt{(12,3966)^2 + (3,5312)^2} = 12,890 = \frac{12,890}{535,624} = 2,406\%$$

Cálculo da Corrente de curto-circuito para o método *outdoor*:

- A primeira parcela é a contribuição da incerteza elétrica, sendo considerada apenas o resistor schunt, visto que a incerteza do multímetro é relativamente baixa, sendo desprezível.

$$I_e = I_{sc} * 0,50\% = 13,604 * 0,50\% = 0,06802$$

- A segunda parcela é referente a incerteza da irradiância.

$$I_I = I_{sc} * 2,20\% = 13,604 * 2,2\% = 0,299288$$

- A última parcela é a contribuição da incerteza que a temperatura exerce sobre o sistema. Foi considerado o delta T como sendo 0,26, de acordo com cálculos realizado em Gasparin, 2009.

$$I_T = I_{sc} * \alpha (\%) * \Delta T = 13,604 * \left(\frac{0,049}{100 * 2} \right) * 0,26 = 0,003466$$

Utilizando as três parcelas acima, obtém-se a incerteza do parâmetro da corrente de curto-circuito.

$$\Delta_{Isc} = \sqrt{(0,06802)^2 + (0,299288)^2 + (0,003466)^2} = 0,307 = \frac{0,307}{13,604} = 2,256\%$$

Cálculo da Tensão de circuito aberto para o método *outdoor*:

- A primeira parcela é a contribuição da incerteza do multímetro, neste caso a incerteza será expressa em duas partes, uma associada ao valor de leitura e outra ao valor da escala utilizada. Para o multímetro utilizado, 34410A será utilizado os valores de referência 0,0040 (%) + 0,0006 (%).

$$I_e = \frac{0,0040}{100} * V_{oc} * \frac{0,0006}{100} * 100 = 0,00004 * 49,60 * 0,000006 * 100 = 0,002584$$

- A segunda parcela é referente a incerteza da irradiância.

$$I_l = \frac{m \cdot k_B \cdot T}{e} \ln \frac{G}{G_1} = \frac{72.1,38 * 10^{-23} \cdot 298}{1,6 * 10^{-19}} \ln \frac{1000 \pm 22}{G_1} = 0,0402$$

- A última parcela é a contribuição da incerteza que a temperatura exerce sobre o sistema. Foi considerado o delta T como sendo 2 °C tendo em vista a diferença entre o que o sensor capta e a temperatura real da célula.

$$I_T = V_{oc} * \beta (\%) * \Delta T = 49,6793 * \left(\frac{0,262}{100} \right) * 2 = 0,2599$$

Utilizando as três parcelas acima, obtém-se a incerteza do parâmetro da tensão de circuito aberto.

$$\Delta V_{oc} = \sqrt{(0,002584)^2 + (0,0402)^2 + (0,2599)^2} = 0,263 = \frac{0,263}{49,6793} = 0,529\%$$

Cálculo da máxima Potência para o método *outdoor*:

- A primeira parcela é a contribuição da incerteza da corrente de curto-circuito e da tensão da máxima potência.

$$I_{ISC} = 0,307 * V_{mp} = 0,307 * 41,5119 = 12,7416$$

- A segunda parcela é a contribuição da incerteza da tensão de circuito aberto e da corrente da máxima potência.

$$I_{Voc} = 0,263 * I_{mp} = 0,263 * 12,9688 = 3,4110$$

Utilizando as duas parcelas acima, obtém-se a incerteza do parâmetro da máxima potência.

$$\Delta_{Pm} = \sqrt{(12,7416)^2 + (3,4110)^2} = 13,190 = \frac{13,190}{548,7782} = 2,450\%$$

Cálculo dos coeficientes térmicos para o método *indoor*:

A incerteza dos coeficientes térmicos foi calculada utilizando o erro padrão expandindo para 95% (valores do coeficiente *t student* utilizados: 2,262 e 2,306), do coeficiente angular da reta de regressão e normalizado pela corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e a máxima potência a 25°C.

$$I_{\alpha} = ERRO\ PADR\tilde{A}O * 2,306 = 0,00063 * 2,306 = 0,001454 = \frac{0,001454}{13,722} = 0,011\%$$

$$I_{\beta} = ERRO\ PADR\tilde{A}O * 2,306 = 0,00091 * 2,306 = 0,002099 = \frac{0,002099}{49,56} = 0,004\%$$

$$I_{\gamma} = ERRO\ PADR\tilde{A}O * 2,306 = 0,0390 * 2,306 = 0,0900 = \frac{0,0900}{538,273} = 0,017\%$$

Cálculo dos coeficientes térmicos para o método *outdoor*:

A incerteza dos coeficientes térmicos foi calculada utilizando o erro padrão expandindo para 95% (valores do coeficiente *t student* utilizados: 2,262 e 2,306), do coeficiente angular da reta de regressão e normalizado pela corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e a máxima potência a 25°C.

$$I_{\alpha} = ERRO \text{ PADRÃO} * 2,262 = 0,0002272 = 0,0005141 = \frac{0,0005141}{13,596} = 0,004\%$$

$$I_{\beta} = ERRO \text{ PADRÃO} * 2,262 = 0,001319 * 2,262 = 0,002984 = \frac{0,002984}{49,695} = 0,006\%$$

$$I_{\gamma} = ERRO \text{ PADRÃO} * 2,262 = 0,019355 * 2,262 = 0,04378 = \frac{0,04378}{539,869} = 0,008\%$$