



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CAMPUS ARARANGUÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

André Possamai Rosso

**Desenvolvimento de células e módulos de referência para medição da radiação solar**

ARARANGUÁ

2019

André Possamai Rosso

**Desenvolvimento de células e módulos de referência para medição da radiação solar**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Araranguá

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Rosso, André Possamai

Desenvolvimento de células e módulos de referência para  
medição da radiação solar / André Possamai Rosso ;  
orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2019.

134 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em  
Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2019.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Energia solar  
fotovoltaica. 3. Radiação solar. 4. Módulo fotovoltaico. 5.  
Célula fotovoltaica. I. Arns Rampinelli, Giuliano . II.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós  
Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

André Possamai Rosso

**Desenvolvimento de células e módulos de referência para medição da radiação solar**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Alexandre José Bühler, Dr.

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, IFRS - Campus Farroupilha

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC – Campus Araranguá

Prof. Roderval Marcelino, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC – Campus Araranguá

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade – PPGES.

---

Prof. Dr. Ricardo Alexandre Reinaldo De Moraes

Coordenador do Programa

---

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Orientador

Araranguá, 05 de julho de 2019.

Esse trabalho é dedicado aos meus  
familiares e amigos

## AGRADECIMENTOS

Essa dedicação vai para todos aqueles que de alguma forma contribuíram para eu estar aqui.

Agradeço a Deus, por todos os momentos que eu vivenciei até aqui, por me dar forças nos momentos mais difíceis que presenciei, por colocar pessoas incríveis em minha vida e que de alguma forma me ajudaram a chegar até aqui.

À minha família, pelo exemplo de força, confiança, sabedoria e persistência na caminhada. Aos meus pais, Amilto e Dilma, minha irmã Karoline, meus cunhados Alencar, Fernanda e Lazaro, meus sogros Hélio e Regina e meus sobrinhos João Victor, Hannah, Luiz Felipe e Marina.

Em especial, a minha namorada Juliana, por toda paciência e apoio em todos os momentos e por compartilhar comigo todas as minhas conquistas.

Ao meu amigo e orientador Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli, por me receber sempre de portas abertas, pelo incentivo na busca do conhecimento, pelas brigas e abraços e por todos os momentos em que vivemos juntos.

Aos meus amigos do LPA e NTEEL por toda amizade, parceria e ajuda.

Ao Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher, Prof. Dr. Roderval Marcelino e Prof. Dr. Alexandre José Bühler pela disposição em participar da banca examinadora, colaborando com o presente trabalho.

Ao Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da UFRGS, pelo espaço físico e equipamentos fornecidos.

Ao Prof. Dr. Arno Krenzinger e Me. Fernando Schuck de Oliveira, pelos ensinamentos, ajuda e apoio na execução do trabalho.

A Universidade Federal de Santa Catarina, pelo espaço físico fornecido.

Aos funcionários da UFSC, pela disponibilidade e gentileza prestada.

Ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade e à Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina (FAPESC) pelo apoio financeiro.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da UFSC.

“As coisas que já imaginei que seriam as minhas maiores conquistas foram só os primeiros passos rumo a um futuro que começo, meramente, a vislumbrar.”

Jace Beleren.

## RESUMO

A radiação solar é uma inesgotável fonte energética e pode ser aproveitada em sistemas de conversão de energia térmica e elétrica. Existem muitas maneiras de obter dados de irradiância e uma delas é a medição com células e módulos de referência. As vantagens desses dispositivos são o reduzido custo de construção e operação e a resposta espectral idêntica à do módulo fotovoltaico quando as células são da mesma tecnologia. A calibração de células e módulos de referência para medição de radiação solar pode ser realizada em ambiente *indoor* ou em ambiente *outdoor*. Os procedimentos e métodos de calibração podem ser realizados mediante medições em simulador solar ou sob iluminação natural. Esta dissertação apresenta as etapas de construção, os ensaios elétricos e termográficos e a validação dos protótipos de células e módulos de referência para medição da irradiância solar desenvolvidos no Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Os protótipos são desenvolvidos a partir do processo de laminação para o encapsulamento das células fotovoltaicas. Em ensaios *indoor* com simulador solar foram obtidas as curvas I-V, correlações de fator de forma e de corrente de curto-circuito para as células e módulos de referência. Os protótipos apresentaram fator de forma próximos de 70 %. A calibração *outdoor* foi realizada para as células de referência utilizando uma célula padrão (calibrada) e um piranômetro termoelétrico (calibrado). Foram realizados os registros de distribuição de temperatura pela técnica de termografia nas quatro células (m-Si) dos módulos de referência. Para as células de referência foram realizados os registros apenas em circuito aberto. A validação dos dispositivos se dá através de medições da irradiância e de comparações das medidas através de um piranômetro fotovoltaico de referência, localizado na estação meteorológica da Planta Piloto Bioclimática na Universidade Federal de Santa Catarina. As medidas foram efetuadas em dia ensolarado, com horário próximo ao meio dia. Uma análise de repetibilidade no processo construtivo dos protótipos e na medição do simulador solar foi realizada. Para cada protótipo foram realizadas seis medidas da curva I-V para determinar a repetibilidade, obtendo a média ( $\bar{x}$ ), o desvio padrão ( $S$ ) e o erro padrão ( $EP$ ) com níveis de confiança de 90 %, 95 % e 98 %. A validação das medições das células de referência foram realizadas para os três métodos de calibração, *indoor* (simulador solar) e *outdoor* (piranômetro termoelétrico e célula padrão). Para os módulos de referência a validação foi realizada apenas pelo método *indoor*.

**Palavra-chave:** Radiação solar. Célula e módulo de referência. Curvas I-V. Calibração *indoor* e *outdoor*.



## ABSTRACT

Solar radiation is an inexhaustible energy source and can be harnessed in both thermal and electrical energy conversion systems. There are many ways to obtain irradiance data and one of them is the measurement with cells and reference modules. The advantages of these devices are the low cost of construction and operation and the same spectral response as the photovoltaic module. The calibration of cells and reference modules for measuring solar radiation can be performed indoor or outdoor. Calibration procedures and methods can be performed by means of solar simulator measurements or under natural light. This dissertation presents the construction steps, the electrical and thermographic tests and the validation of the cell prototypes and reference modules for measuring solar irradiance developed at the Applied Research Laboratory (LPA) of the Federal University of Santa Catarina (UFSC). The prototypes are developed from the lamination process for the encapsulation of the photovoltaic cells. In indoor tests with solar simulator the I-V curves, fill factor and short circuit current correlations were obtained for the reference cells and modules. The prototypes showed a fill factor close to 70%. The outdoor calibration was performed for the reference cells using a standard cell (calibrated) and a thermoelectric pyranometer (calibrated). The temperature distribution records were performed using the thermography technique in the four cells (m-Si) of the reference modules. For the reference cells, the records were only open-circuited. The validation of the devices is done through irradiance measurements and comparisons of the measurements through a reference photovoltaic pyranometer located at the meteorological station of the Bioclimatic Pilot Plant at the Federal University of Santa Catarina. Measurements were made on a sunny day, with time close to noon. A repeatability analysis in the prototype construction process and the solar simulator measurement was performed. For each prototype, six measurements of the I-V curve were performed to determine the repeatability, obtaining the mean ( $\bar{x}$ ), the standard deviation ( $S$ ) and the standard error ( $SP$ ) with confidence levels of 90%, 95%, and 98%. The validation of reference cell measurements was performed for the three calibration methods, indoor (solar simulator) and outdoor (thermoelectric pyranometer and standard cell). For the reference modules the validation was performed only by the indoor method.

**Keywords:** Solar radiation. Cell and reference module. I-V curves. Indoor and outdoor calibration.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Movimento da Terra em relação ao Sol ao longo do ano e as estações do ano.....	24
Figura 2 -	Componentes da radiação solar.....	26
Figura 3 -	Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.....	27
Figura 4 -	Espectro eletromagnético da irradiância no topo da atmosfera, da irradiância ao incidir perpendicularmente sobre uma superfície inclinada (37°) ao nível do mar e voltada para a linha do Equador; da irradiância após atravessar uma massa de ar de 1,5.....	28
Figura 5 -	Layout dos módulos de referência sobre a área da usina fotovoltaica e foto do módulo de referência montado no topo de um dos rastreadores.....	29
Figura 6 -	Perfil de irradiância para (a) dia claro e (b) Parcialmente nublado.	30
Figura 7 -	Mapa brasileiro do total diário da irradiação solar global horizontal em média anual.....	31
Figura 8 -	Junções termopares em série.....	33
Figura 9 -	Junções isoladas em uma placa de latão.....	33
Figura 10 -	Célula fotovoltaica com uma resistência.....	34
Figura 11 -	Desenho esquemático de um pireliômetro.....	35
Figura 12 -	Sistema de um pireliômetro.....	36
Figura 13 -	Piranômetro termoeletrico com dois hemisférios de cristal.....	37
Figura 14 -	Piranômetro Fotovoltaico.....	38
Figura 15 -	Comparação entre as curvas de respostas do piranômetro de fotodiodo de silício (linha contínua verde) e do piranômetro de termopilha (linha contínua vermelha) .....	38
Figura 16 -	Estrutura e funcionamento de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.....	40
Figura 17 -	Células de m-Si.....	41
Figura 18 -	Células de mc-Si.....	42
Figura 19 -	Componentes de um módulo fotovoltaico.....	43
Figura 20 -	Curvas I-V de um protótipo de módulo fotovoltaico de 16 células de m-Si.....	46
Figura 21 -	Curvas P-V de um protótipo de módulo fotovoltaico de 16 células de m-Si.....	46
Figura 22 -	Distribuição de temperatura em um módulo que apresenta uma célula defeituosa e outra célula sombreada.....	48
Figura 23a -	Módulo fotovoltaico em condição de circuito aberto.....	49
Figura 23b -	Módulo fotovoltaico em condição de curto circuito.....	49
Figura 24 -	Componentes dos protótipos.....	53
Figura 25 -	Conexão em série da string de células fotovoltaica.....	54
Figura 26 -	Estrutura da célula de referência.....	55
Figura 27 -	Posição do módulo fotovoltaico na laminadora.....	56
Figura 28 -	Laminadora de módulos fotovoltaicos <i>Astro</i> .....	57
Figura 29 -	Distribuição da temperatura e pressão para o módulo de referência (PROT 1) no período de laminação.....	58
Figura 30 -	Distribuição da temperatura e pressão para a célula de referência (PROT 4) no período de laminação.....	58

Figura 31 -	Protótipos de células de referência, m-Si, PROT 4 (a), PROT 5 (b) e PROT 6 (c).....	60
Figura 32 -	Protótipos de células de referência, mc-Si, PROT 7 (a), PROT 8 (b) e PROT 9 (c).....	60
Figura 33 -	Protótipos de módulos de referência, Prot 1 (a), Prot 2 (b) e Prot 3 (c)..	60
Figura 34 -	Curva característica I-V e curva de potência P-V de um módulo m-Si (36 células) com 130 W de potência e 12 V de tensão nominal.....	61
Figura 35 -	Diagrama esquemático de um simulador solar.....	63
Figura 36 -	Exemplos de simuladores solares.....	63
Figura 37 -	Vista interna do simulador com a célula e módulo de referência na caracterização elétrica indoor.....	64
Figura 38 -	Calibração outdoor das células de referência.....	66
Figura 39 -	Câmera termográfica.....	67
Figura 40 -	Protótipos na estrutura de medição.....	67
Figura 41 -	Curva I-V do módulo de referência.....	68
Figura 42 -	Resistor shunt.....	69
Figura 43 -	Esquema elétrico do circuito amplificador de instrumentação.....	71
Figura 44 -	Curvas I-V em diferentes irradiâncias para os PROT 1, PROT 2 e PROT 3.....	72
Figura 45 -	Variação de FF com o aumento da irradiância dos módulos de referência.....	73
Figura 46 -	Variação da $I_{SC}$ com o aumento da irradiância dos módulos de referência.....	73
Figura 47 -	Curvas I-V dos módulos de referência, $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , $T_{célula} = 25 \text{ °C}$ e AM1,5.....	74
Figura 48 -	Curvas I-V das células de referência de m-Si, $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , $T_{célula} = 25 \text{ °C}$ e AM1,5.....	75
Figura 49 -	Curvas I-V das células de referência de mc-Si, $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , $T_{célula} = 25 \text{ °C}$ e AM1,5.....	75
Figura 50 -	Curva de calibração outdoor do PROT 4 com a célula de referência padrão.....	76
Figura 51 -	Curva de calibração outdoor do PROT 4 com o piranômetro.....	77
Figura 52 -	Curva de calibração do resistor <i>shunt</i> do PROT 4.....	78
Figura 53 -	Termografia do PROT 1 em condição de curto circuito.....	79
Figura 54 -	Termografia do PROT 2 em condição de curto circuito.....	79
Figura 55 -	Termografia do PROT 3 em condição de curto circuito.....	79
Figura 56 -	Termografia do PROT 1 em condição de circuito aberto.....	80
Figura 57 -	Termografia do PROT 2 em condição de circuito aberto.....	80
Figura 58 -	Termografia do PROT 3 em condição de circuito aberto.....	80
Figura 59 -	Termografia do PROT 4 (a), PROT 5 (b), PROT 6 (c), PROT 7 (d), PROT 8 (e) e PROT 9 (f) em condição de circuito aberto.....	81
Figura 60 -	Correlação da $G_{m,i}$ do PROT 1 em relação ao $G_{REF}$ .....	86
Figura 61 -	Correlação da $G_{m,i}$ do PROT 2 em relação ao $G_{REF}$ .....	86
Figura 62 -	Correlação da $G_{m,i}$ do PROT 3 em relação ao $G_{REF}$ .....	87
Figura 63 -	Correlação das $G_{m,i}$ com a $G_{REF}$ para os protótipos de célula.....	88
Figura 64 -	Desvios quadráticos das $G_{m,i}$ das células em relação ao $G_{REF}$ .....	89
Figura 65 -	Correlação das $G_{m,o}$ com a $G_{REF}$ para os protótipos de célula.....	90
Figura 66 -	Desvios quadráticos das $G_{m,o}$ das células em relação ao $G_{REF}$ .....	91
Figura 67 -	Correlação das $G_{m,o}$ com a $G_{REF}$ para os protótipos de célula.....	92
Figura 68 -	Desvios quadráticos das $G_{m,o}$ das células em relação ao $G_{REF}$ .....	93

Figura 69 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através da célula de referência comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 200 e 400 W/m <sup>2</sup> .....	94
Figura 70 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através da célula de referência comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 400 e 600 W/m <sup>2</sup> .....	95
Figura 71 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através da célula de referência comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 600 e 800 W/m <sup>2</sup> .....	96
Figura 72 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através da célula de referência comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 800 e 1000 W/m <sup>2</sup> .....	96
Figura 73 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através da célula de referência comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 1000 e 1200 W/m <sup>2</sup> .....	97
Figura 74 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através do piranômetro termoeletrico comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 200 e 400 W/m <sup>2</sup> .....	99
Figura 75 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através do piranômetro termoeletrico comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 400 e 600 W/m <sup>2</sup> .....	99
Figura 76 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através do piranômetro termoeletrico comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 600 e 800 W/m <sup>2</sup> .....	100
Figura 77 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através do piranômetro termoeletrico comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 800 e 1000 W/m <sup>2</sup> .....	100
Figura 78 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>outdoor</i> através do piranômetro termoeletrico comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 1000 e 1200 W/m <sup>2</sup> .....	101
Figura 79 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 200 e 400 W/m <sup>2</sup> .....	103
Figura 80 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 400 e 600 W/m <sup>2</sup> .....	104
Figura 81 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 600 e 800 W/m <sup>2</sup> .....	104
Figura 82 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 800 e 1000 W/m <sup>2</sup> .....	105
Figura 83 -	Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 1000 e 1200 W/m <sup>2</sup> .....	105
Figura 84 -	Desvios pontuais das medidas dos módulos calibrados pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 200 e 400 W/m <sup>2</sup> .....	107

Figura 85 -	Desvios pontuais das medidas dos módulos calibrados pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 400 e 600 W/m <sup>2</sup> .....	108
Figura 86 -	Desvios pontuais das medidas dos módulos calibrados pelo método <i>indoor</i> através do simulador solar e comparado com o piranômetro de referência em irradiâncias entre 600 e 800 W/m <sup>2</sup> .....	108
Figura 87 -	Correlação da $G_{ARD}$ do PROT 6 em relação ao $G_{REF}$ .....	110
Figura 88 -	Caneta de fluxo nos terminais das células fotovoltaicas.....	120
Figura 89 -	Soldagem dos condutores nos terminais das células.....	120
Figura 90 -	Ligação do condutor na célula (a), ligação em série das células com vista superior (terminais negativos) (b) e vista inferior (terminais positivos) (c).....	120
Figura 91 -	Células de referência do simulador solar do LABSOL.....	121
Figura 92 -	Células na estrutura metálica para a calibração outdoor das células de referência.....	122
Figura 93 -	Calibração outdoor das células de referência.....	122
Figura 94 -	Conexão dos condutores dos terminais positivo e negativo do resistor <i>shunt</i> com o equipamento de leitura.....	122
Figura 95 -	Ligação em série dos resistores <i>shunt</i> com o resistor <i>shunt</i> padrão.....	123
Figura 96 -	Sensor de temperatura integrado no PROT 6.....	123
Figura 97 -	Curva de calibração outdoor do PROT 5 com a célula de referência.....	124
Figura 98 -	Curva de calibração outdoor do PROT 6 com a célula de referência.....	124
Figura 99 -	Curva de calibração outdoor do PROT 7 com a célula de referência.....	125
Figura 100 -	Curva de calibração outdoor do PROT 8 com a célula de referência.....	125
Figura 101 -	Curva de calibração outdoor do PROT 9 com a célula de referência.....	126
Figura 102 -	Curva de calibração outdoor do PROT 6 com o piranômetro termoelétrico.....	127
Figura 103 -	Curva de calibração outdoor do PROT 7 com o piranômetro termoelétrico.....	127
Figura 104 -	Curva de calibração outdoor do PROT 8 com o piranômetro termoelétrico.....	128
Figura 105 -	Curva de calibração outdoor do PROT 9 com o piranômetro termoelétrico.....	128
Figura 106 -	Curva de calibração do resistor <i>shunt</i> do PROT 5.....	129
Figura 107 -	Curva de calibração do resistor <i>shunt</i> do PROT 6.....	129
Figura 108 -	Curva de calibração do resistor <i>shunt</i> do PROT 7.....	130
Figura 109 -	Curva de calibração do resistor <i>shunt</i> do PROT 8.....	130
Figura 110 -	Curva de calibração do resistor <i>shunt</i> do PROT 9.....	131

## LISTA DE TABELA

Tabela 1 -	Estrutura dos protótipos de referência.....	59
Tabela 2 -	Precisão do multímetro ET-2082D em diferentes faixas de escala para medição da tensão DC.....	69
Tabela 3 -	Precisão do multímetro MDR-400 em diferentes faixas de escala para medição da corrente DC.....	70
Tabela 4 -	Médias, desvios padrão e erros padrão das $I_{SC}$ para as seis medidas dos módulos de referência.....	82
Tabela 5 -	Médias, desvios padrão e erros padrão das $I_{SC}$ para as seis medidas das células de referência.....	82
Tabela 6 -	Médias, desvios padrão e erros padrão (90, 95 e 98%) das $I_{SC}$ para os módulos e das duas tecnologias de células de referência.....	83
Tabela 7 -	Médias, desvios padrão e erros padrão dos FF das seis medições para cada módulo.....	83
Tabela 8 -	Médias, desvios padrão e erros padrão dos FF das seis medições para cada célula.....	84
Tabela 9 -	Médias, desvios padrão e erros padrão dos FF das diferentes tecnologias das células.....	84
Tabela 10 -	Desvios médio quadrático das células de referência em diferentes faixas de irradiâncias com a calibração através da célula de referência.....	97
Tabela 11 -	Médias do desvio médio quadrático de cada protótipo calibrado com a célula de referência e comparando as tecnologias das células de referência nas cinco faixas de irradiância.....	98
Tabela 12 -	Desvios médios quadrático das células de referência em diferentes irradiâncias com a calibração através do piranômetro termoeletrico.....	102
Tabela 13 -	Médias do desvio médio quadrático de cada tecnologia de células calibradas com o piranômetro termoeletrico nos cinco intervalos de irradiâncias.....	102
Tabela 14 -	Desvios médio quadrático das células de referência em diferentes irradiâncias com a calibração através do simulador solar.....	106
Tabela 15 -	Médias do desvio médio quadrático de cada protótipo calibrado com o simulador solar e comparando as tecnologias das células de referência nas cinco faixas de irradiância.....	106
Tabela 16 -	Desvios médio quadrático dos módulos de referência em diferentes irradiâncias com a calibração através do simulador solar.....	109

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Área do módulo fotovoltaico .....	[m <sup>2</sup> ]
AM	Massa de ar .....	[-]
EVA	Acetato de etil vinila .....	[-]
FF	Fator de forma .....	[-]
G	Irradiância global incidente no plano.....	[W/m <sup>2</sup> ]
I <sub>MP</sub>	Corrente de máxima potência .....	[A]
I <sub>SC</sub>	Corrente de curto-circuito .....	[A]
c-Si	Silício cristalino .....	[-]
m-Si	Célula de silício mono-cristalino .....	[-]
mc-Si	Célula de silício multi-cristalino .....	[-]
η	Eficiência do módulo fotovoltaico .....	[-]
N <sub>C</sub>	Número de células .....	[-]
P <sub>M</sub>	Potência máxima do módulo fotovoltaico .....	[W]
P <sub>MP</sub>	Ponto de máxima potência .....	[W]
PROT	Protótipo de módulo e célula de referência .....	[-]
R <sub>P</sub>	Resistência paralelo .....	[Ω]
R <sub>S</sub>	Resistência série .....	[Ω]
V <sub>MP</sub>	Tensão de máxima potência .....	[V]
V <sub>OC</sub>	Tensão de circuito aberto .....	[V]
I <sub>L</sub>	Corrente fotogerada.....	[A]
I <sub>D</sub>	Corrente de diodo.....	[A]
G <sub>M</sub>	Irradiância medida.....	[W/m <sup>2</sup> ]
G <sub>m,o</sub>	Irradiância medida pelo método de calibração <i>outdoor</i> .....	[W/m <sup>2</sup> ]
G <sub>m,i</sub>	Irradiância medida pelo método de calibração <i>indoor</i> .....	[W/m <sup>2</sup> ]
G <sub>REF</sub>	Irradiância medida no piranômetro fotovoltaico da estação meteorológica.....	[W/m <sup>2</sup> ]
G <sub>ARD</sub>	Irradiância medida pelo PROT 6 com a constante de calibração <i>indoor</i> através da plataforma Arduino.....	[W/m <sup>2</sup> ]
STC	Condições de teste padrão.....	[-]
S	Desvio padrão.....	[%]
E <sub>P</sub>	Erro padrão.....	[%]
$\bar{x}$	Média.....	[-]

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>19</b>
1.1	HIPÓTESES.....	20
1.2	OBJETIVOS.....	21
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral.....</b>	<b>21</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos.....</b>	<b>21</b>
1.3	JUSTIFICATIVA.....	21
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	23
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>24</b>
2.1	RADIAÇÃO SOLAR.....	24
<b>2.1.1</b>	<b>A constante solar.....</b>	<b>24</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Radiação solar na superfície terrestre.....</b>	<b>25</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Distribuição da irradiação solar média diária no Brasil.....</b>	<b>30</b>
2.2	SENSORES DE RADIAÇÃO.....	31
<b>2.2.1</b>	<b>Sensores calorimétricos.....</b>	<b>32</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Sensores termomecânicos.....</b>	<b>32</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Sensores termoeletricos.....</b>	<b>32</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Sensores fotoeletricos.....</b>	<b>33</b>
2.3	INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR.....	34
<b>2.3.1</b>	<b>Pireliômetros.....</b>	<b>35</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Piranômetros.....</b>	<b>36</b>
2.4	CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO CRISTALINO (c-Si).....	39
<b>2.4.1</b>	<b>Células de m-Si.....</b>	<b>41</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Células de mc-Si.....</b>	<b>41</b>
2.5	MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	42
<b>2.5.1</b>	<b>Curva característica I-V.....</b>	<b>43</b>
<b>2.5.2</b>	<b>Influência da irradiância nas curvas I-V e P-V.....</b>	<b>46</b>
<b>2.5.3</b>	<b>Termografia.....</b>	<b>47</b>
2.6	CÉLULAS E MÓDULOS DE REFERÊNCIA.....	49
2.7	CALIBRAÇÃO E VALIDAÇÃO.....	50
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>52</b>
3.1	MATERIAIS E EQUIPAMENTOS.....	52
3.2	DESENVOLVIMENTO DOS PROTÓTIPOS DE REFERÊNCIA.....	53



3.2.1	Construção dos protótipos.....	53
3.2.2	Etapa de laminação.....	55
3.2.3	Protótipos de células e módulos de referência.....	59
3.3	CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA.....	60
3.3.1	Caracterização a partir de simulador solar ( <i>indoor</i> ).....	60
3.3.2	Caracterização a partir de sol natural para as células de referência ( <i>outdoor</i> ).....	65
3.4	CARACTERIZAÇÃO TÉRMICA.....	66
3.4.1	Termografia.....	66
3.5	VALIDAÇÃO DAS MEDIDAS.....	67
3.6	INCERTEZA DAS MEDIDAS.....	69
3.7	AQUISIÇÃO DE DADOS ATRAVÉS DA PLATAFORMA ARDUINO.....	70
4	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	<b>72</b>
4.1	Caracterização <i>indoor</i> dos módulos e células de referência.....	72
4.2	Caracterização <i>outdoor</i> das células de referência.....	76
4.2.1	<b>Caracterização utilizando a célula de referência padrão calibrada.....</b>	<b>76</b>
4.2.2	<b>Caracterização utilizando o piranômetro.....</b>	<b>76</b>
4.3	Caracterização do resistor <i>shunt</i> .....	77
4.4	Caracterização termográfica dos protótipos.....	78
4.5	Análise de repetibilidade do processo construtivo dos protótipos.....	81
4.6	Validação das medidas de $G_M$ através das células e módulos de referência.....	85
4.6.1	<b>Validação pelo método <i>indoor</i>.....</b>	<b>85</b>
4.6.2	<b>Validação pelo método <i>outdoor</i>.....</b>	<b>89</b>
4.7	Aquisição de dados através da plataforma Arduino.....	109
5	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>111</b>
5.1	PUBLICAÇÕES.....	113
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>114</b>
	<b>APÊNDICE A - Construção dos protótipos.....</b>	<b>120</b>
	<b>APÊNDICE B - Imagens internas do simulador solar.....</b>	<b>121</b>
	<b>APÊNDICE C - Imagens da calibração <i>outdoor</i> das células de referência e da calibração dos resistores <i>shunts</i>.....</b>	<b>122</b>
	<b>APÊNDICE D - Gráficos dos protótipos na caracterização <i>outdoor</i> através da célula de referência padrão (calibrada).....</b>	<b>124</b>

<b>APÊNDICE E - Gráficos dos protótipos na caracterização outdoor através do piranômetro termoelétrico.....</b>	<b>127</b>
<b>APÊNDICE F - Gráficos dos protótipos na caracterização do resistor <i>shunt</i>.....</b>	<b>129</b>
<b>APÊNDICE G - Algoritmo da programação do arduíno.....</b>	<b>132</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A conversão de energia solar em energia elétrica é possível através de um fenômeno físico chamado efeito fotovoltaico. A célula fotovoltaica é o dispositivo de maior importância na conversão direta de energia solar em energia elétrica. O uso das células fotovoltaicas para geração de eletricidade surgiu na década de 50, quando foram lançados os primeiros satélites supridos por energia solar fotovoltaica. Apenas em 1956, iniciou-se a produção industrial de células e módulos fotovoltaicos. (PINHO e GALDINO, 2014, KALOGIROU, 2014 e LORENZO, 2006).

Em junho de 2019 o Brasil alcançou um número de 79.582 sistemas de geração distribuída a partir da energia solar. Esses sistemas estão instalados ao longo de todos os estados brasileiros. A capacidade total instalada desses sistemas alcança uma potência de 836.480,54 kW (ANEEL, 2019; IDEAL, 2019). O valor de potência alcançada em junho de 2019 é aproximadamente o dobro do valor quando comparado a junho de 2018 (ANEEL, 2019).

Os sistemas de geração fotovoltaica centralizados “usinas” alcançaram um número de 2.473 sistemas instalados no Brasil. A capacidade total instalada desses sistemas alcança uma potência de 2.106.220 kW (ANEEL, 2019).

A partir do conhecimento do perfil/comportamento da irradiância solar, pode-se viabilizar a instalação de sistemas fotovoltaicos em uma determinada região, garantindo o máximo aproveitamento do recurso ao longo de todo o ano, onde as variações da intensidade da radiação solar sofrem significativas alterações (LORENZO, 2006; PINHO e GALDINO, 2014; PEREIRA et al, 2017).

Desta forma, a informação sobre o recurso solar é a variável de maior importância no desenvolvimento de um projeto de sistema de aproveitamento da energia solar. Para que se torne viável financeiramente um projeto fotovoltaico, em média, a radiação solar exigida é de no mínimo 3 a 4 kWh/(m<sup>2</sup>.dia) (LORENZO, 2006; PINHO e GALDINO, 2014; PEREIRA et al, 2017, BABAR et al, 2019). A medição precisa da radiação solar é de essencial importância, tanto para melhorar a tecnologia dos módulos fotovoltaicos como para prever o desempenho em operação (KEOGH e BLAKERS, 2004).

Em alguns pontos da superfície terrestre a medição da irradiância solar permite o desenvolvimento de modelos empíricos que possibilitam a predição da energia solar disponível em muitos outros lugares que não dispõem destas medidas (MACAGNAN, 2010).

A medição da irradiância em um único ponto na usina fotovoltaica, pode acarretar valores não compatíveis com os valores de geração de toda a usina fotovoltaica. Na geração

fotovoltaica centralizada a dispersão espacial das condições de operações da usina pode afetar a representatividade dos valores medidos em um único ponto da planta, portanto, podendo haver mudanças nos resultados de desempenho de toda a geração (GARCIA et al, 2014). A variação da irradiância solar que ocorre nas usinas fotovoltaicas de geração centralizada pode causar flutuações na energia gerada dessas usinas (MARCOS, 2011).

Os instrumentos para medição da radiação solar comercialmente disponíveis são conhecidos como: piranômetro e pireliômetro, o primeiro é usado para medições de radiação solar global (direta + difusa) que é a radiação de importância para os dispositivos fotovoltaicos. O segundo é usado para medidas da componente direta da radiação solar (LORENZO, 2006; PINHO e GALDINO, 2014; BHARADWAJ e JOHN, 2014; DUFFIE e BECKMAN, 2006).

Os piranômetros mais utilizados são os do tipo fotodiodo e o termoeletrico. Os piranômetros do tipo fotodiodo são compostos por uma célula fotovoltaica de pequenas dimensões. As vantagens dos piranômetros fotovoltaicos são o seu baixo custo, resposta espectral idêntica à de um módulo fotovoltaico convencional de célula de c-Si e o tempo de resposta praticamente instantâneo (ordem de 10 $\mu$ s) e linear com a irradiância (PINHO e GALDINO, 2014; BHARADWAJ e JOHN, 2014; GUIMARÃES et al, 2013, PEREIRA et al, 2017, DUFFIE e BECKMAN, 2006).

Analisando a importância da medição precisa da radiação solar, a presente dissertação tem como finalidade, apresentar as etapas de desenvolvimento de protótipos de células e módulos de referência de baixo custo e utiliza-los para a medição da radiação solar global (difusa + direta). As caracterizações elétricas dos protótipos foram realizadas na Universidade Federal do Rio Grande do Sul pelo método *indoor* e pelo método *outdoor*. As células e os módulos de referência foram calibrados pelo método *indoor*. Para o método *outdoor* foi utilizado um piranômetro termoeletrico calibrado e uma célula de referência calibrada para a caracterização das células de referência. As medições da irradiância através dos protótipos de referência foram realizadas na Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá.

## 1.1 HIPÓTESES

1. Células e módulos de referência de baixo custo podem ser desenvolvidos, calibrados e validados para medição de radiação solar em campo.
2. Distintos métodos de calibração de células e módulos de referência implicam em diferenças na medição de radiação solar, mas que podem ser desconsideradas para estimativas em campo.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

Desenvolver protótipos de células e módulos de referência de baixo custo, caracterizar eletricamente os protótipos a partir de distintos métodos e validar os dispositivos para medição da radiação solar em campo.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Construir protótipos de módulos e células de referência com uma boa qualidade no Laboratório de Pesquisa Aplicada – LPA da Universidade Federal de Santa Catarina;
- Analisar a repetibilidade e qualidade no processo construtivo das células e módulos de referência;
- Caracterizar eletricamente os protótipos de módulos e células de referência através de simulador solar (*indoor*);
- Analisar a repetibilidade do simulador solar na caracterização *indoor* das células e módulos de referência;
- Caracterizar eletricamente os protótipos de células de referência ao sol real (*outdoor*);
- Medir a radiação solar através de  $V_{OC}$  (tensão de circuito aberto) com as células de referência e por  $I_{SC}$  (corrente de curto-circuito) com os módulos de referência;
- Validar os protótipos de células e módulos de referência;
- Desenvolver um sistema automático de aquisição de dados utilizando a plataforma Arduino.

## 1.3 JUSTIFICATIVA

A energia solar fotovoltaica é uma área de estudo fundamental para a transição energética que está ocorrendo atualmente no mundo. Na energia solar fotovoltaica os sistemas

que participam dessa transição são de geração distribuída e as usinas fotovoltaicas (centralizadas). (BREYER et al, 2017).

O Brasil é um dos melhores países do mundo em recurso solar para a geração de energia solar fotovoltaica. Quando o recurso solar do Brasil é comparado com alguns países da Europa que possuem a energia solar fotovoltaica como seus principais recursos energéticos, o Brasil possui valores de irradiâncias maiores ao longo do ano. A disponibilidade da irradiação solar é de grande potencial em todo território brasileiro (PINHO e GALDINO, 2014; PEREIRA et al, 2017).

A partir do crescimento da energia solar fotovoltaica na matriz energética, deverá aumentar significativamente a importância das informações meteorológicas e climáticas em razão de seu forte impacto no planejamento e operação dos sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica. A disponibilidade e a variabilidade do recurso energético solar estão intrinsecamente associadas às condições de tempo e clima da região (PEREIRA et al, 2017).

A avaliação do recurso e potencial solar em uma região envolve basicamente três componentes: a distribuição espacial, sua variabilidade temporal e as incertezas associadas às duas primeiras componentes. As três componentes são essenciais para elaboração de cenários de aplicação e para estudos preliminares de viabilidade de aproveitamento do recurso solar (PEREIRA et al, 2017).

O valor da irradiação solar incidente em um plano orientado na direção do Equador e com uma inclinação igual a latitude local permite calcular a energia elétrica que pode ser convertida por um sistema fotovoltaico fixo instalado nessas condições (LORENZO, 2006; PINHO e GALDINO, 2014).

A medição da radiação solar *in situ* é importante para o desenvolvimento de projetos que visam a captação e a conversão da energia solar em outros tipos de energia. Entretanto, na maioria dos locais faltam medições precisas do recurso solar, devido ao alto custo do equipamento de medição da radiação solar (MARION, 2017).

Marion e Smith (2017) utilizaram módulos fotovoltaicos como módulos de referência para fornecer dados de irradiância. Esses módulos estavam no nível do mar e foram utilizados em cinco sistemas fotovoltaicos distintos. Os sistemas fotovoltaicos eram adaptados com diferentes orientações e inclinação/azimute.

Martínez-Moreno, Lorenzo e Moretón (2012) relataram a experiência do Instituto de Energia Solar da UPM de Madri entre o ano de 2006 a 2010 na caracterização em campo de plantas fotovoltaicas de grande porte instaladas na Espanha.

Marcos et al (2011) analisaram a variação da irradiância solar ao longo de um ano em seis plantas fotovoltaicas na Espanha e investigaram a dependência da flutuação de potência nas plantas fotovoltaicas. A potência total das usinas fotovoltaicas é de 18 MWp.

McCormick e Suehrcke (2018) investigaram o efeito da descontinuidade da radiação solar no desempenho de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias. Foi desenvolvido um modelo que permite simular o fluxo de energia elétrica do sistema fotovoltaico através dos valores de irradiância com intervalo de tempo de minuto a minuto.

Diante do exposto, evidencia-se a importância de realizar medições precisas da radiação solar em campo, a fim de estudar a variação da radiação solar ao longo de um determinado tempo e a sua dispersão espacial.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos, lista de referências bibliográficas e sete apêndices.

O capítulo 1 faz uma contextualização do tema de forma a emergir as hipóteses da pesquisa e seus objetivos, além de apresentar a justificativa do trabalho.

O capítulo 2 é dedicado a revisão bibliográfica sobre os conhecimentos necessários para o desenvolvimento da pesquisa.

O capítulo 3 trata dos materiais, equipamentos e métodos utilizados para o desenvolvimento dos protótipos. O mesmo capítulo apresenta a metodologia dos métodos de caracterização elétrica e térmica dos protótipos, validação e incertezas das medidas de irradiância e a aquisição de dados através da plataforma Arduino.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos no trabalho. Este capítulo está dividido pelos métodos de caracterização dos protótipos e em seguida pela análise estatística de repetibilidade no processo construtivo e repetibilidade nas medidas das curvas IV no simulador solar. Por último, o capítulo trata da validação das medições pelos distintos métodos de calibração e a aquisição de dados através da plataforma Arduino.

O capítulo 5 relata as considerações finais, baseada na construção, calibração e validação dos protótipos de células e módulos de referência.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

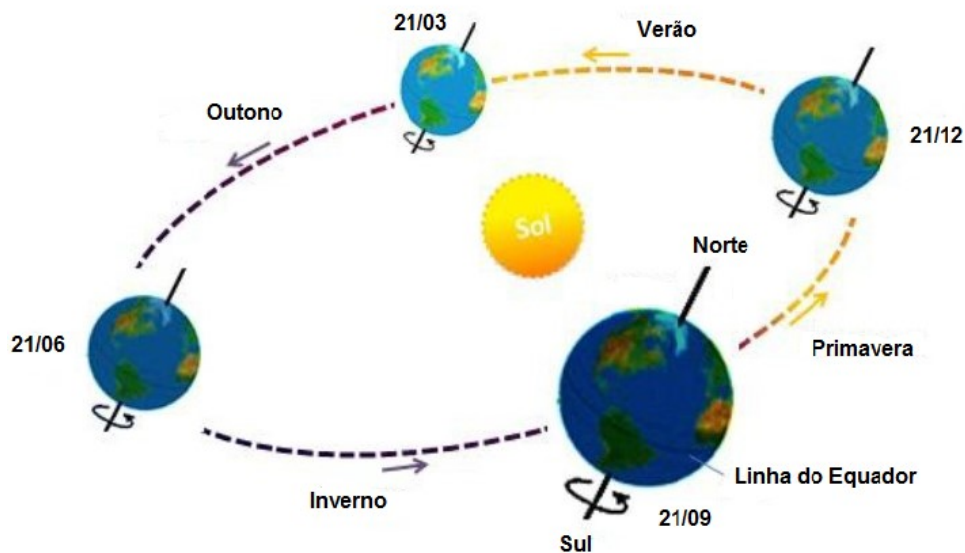
A seguir serão abordados os conceitos relevantes para a fundamentação do presente trabalho.

### 2.1 RADIAÇÃO SOLAR

#### 2.1.1 A constante solar

Conforme é observado na Figura 1, devido à excentricidade da órbita terrestre, a distância entre o Sol e a Terra varia conforme a Terra executa o movimento de translação. A radiação emitida pelo Sol resulta em uma intensidade quase fixa de radiação solar fora da atmosfera da Terra (radiação extraterrestre). A constante solar  $G_{SC}$  é a energia do Sol por unidade de tempo recebida em uma área unitária do espaço livre, perpendicular à direção de propagação da radiação na distância média Terra – Sol fora da atmosfera (DUFFIE, 2006).

Figura 1 - Movimento da Terra em relação ao Sol ao longo do ano e as estações do ano.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Antes do surgimento de foguetes e naves espaciais a constante solar era estimada no solo, a partir de medições após a radiação solar ser inserida na atmosfera, com uma parte absorvida e outra parte espalhada por componentes da atmosfera (DUFFIE, 2006).



As primeiras extrapolações das medidas terrestres foram realizadas no topo das montanhas. A partir do uso das aeronaves foram realizadas medições da radiação direta, antes de penetrar na atmosfera terrestre e foram executadas com uma variedade de instrumentos com nove programas experimentais e resultando em um valor de  $G = 1353 \text{ Wm}^{-2}$ , com um erro de  $E = \pm 1,5 \%$ . Esse valor padrão foi aceito pela NASA em 1971 (DUFFIE, 2006).

Frohlich (1977) reavaliou os dados em que se baseou a determinar o valor em  $1353 \text{ Wm}^{-2}$  comparando os instrumentos com radiômetros absolutos. Os dados dos satélites *Nimbus* e *Marine* também foram incluídos nas análises e a partir de 1978, Frohlich recomendava usar como valor da constante solar de  $1373 \text{ Wm}^{-2}$ , com um erro de 1 a 2 % (DUFFIE, 2006).

O valor recomendado pela Organização Meteorológica Mundial foi obtido do valor médio de oito medidas da constante solar, realizadas entre 1969 e 1980. Este valor é:  $G = 1367 \text{ Wm}^{-2}$  ou  $G = 4921 \text{ kJm}^{-2}\text{h}^{-1}$  com um desvio padrão de  $1,7 \text{ Wm}^{-2}$ . (DUFFIE, 2006; MACAGNAN, 2010).

A irradiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre é denominada irradiação extraterrestre. Deste total, cerca de 46% é refletido ou absorvido pela atmosfera. As moléculas de ozônio, dióxido de carbono, vapor de água e oxigênio absorvem radiação em alguns comprimentos de ondas específicos. Na superfície terrestre a radiação absorvida é de 47 % e a refletida de 7%. (LORENZO, 2006; PINHO e GALDINO, 2014).

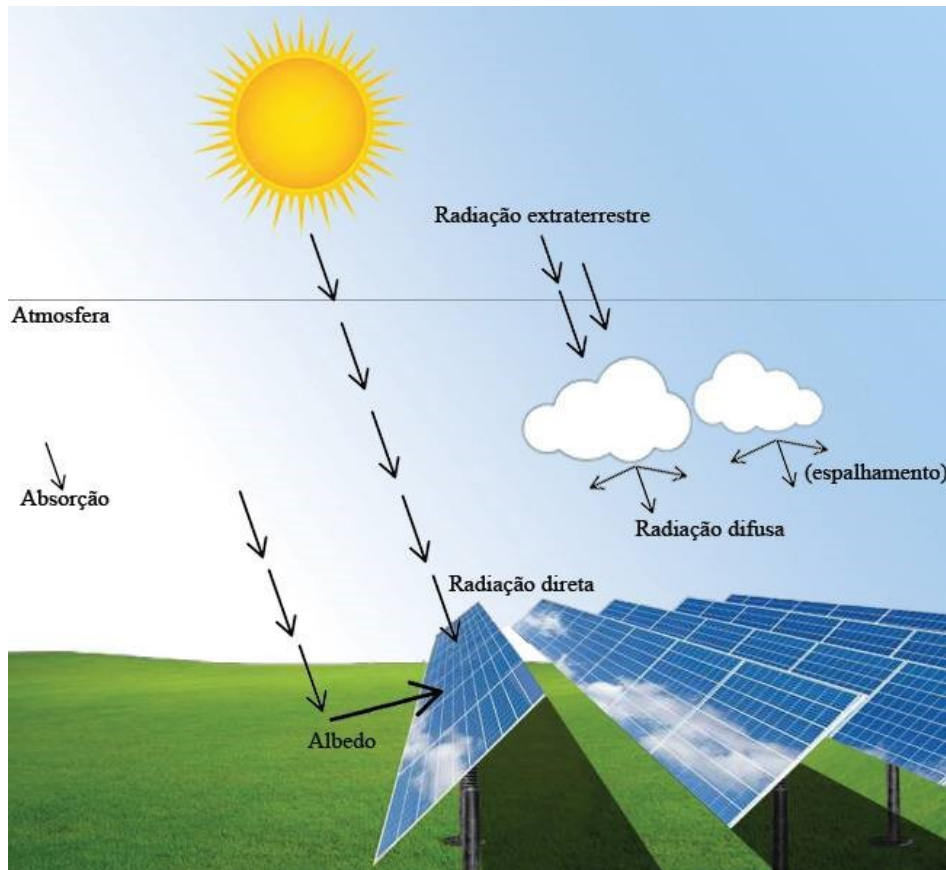
No momento em que a radiação solar atravessa toda a espessura da atmosfera, ela se divide em componentes direta e difusa (LORENZO 2006; PINHO e GALDINO, 2014; MACAGNAN, 2010).

### **2.1.2 Radiação solar na superfície terrestre**

A radiação solar incidente sobre uma superfície receptora é constituída por uma componente direta e por uma componente difusa (Figura 2). A componente direta é aquela que atravessa diretamente a atmosfera terrestre sem sofrer espalhamento e produz sombras nítidas, enquanto a componente difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento ao entrar na atmosfera terrestre (LORENZO 2006; PINHO e GALDINO, 2014; MACAGNAN, 2010). Em um dia de céu totalmente claro, 20% da radiação solar que atinge a superfície são da componente difusa. Em um dia totalmente nublado, 100% são da componente difusa. Se a superfície estiver inclinada em relação ao solo, uma terceira componente é notada na Figura 2, que é a componente refletida pelo entorno da superfície

(vegetação, solo, obstáculos, etc), o coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de Albedo (LORENZO 2006; PINHO e GALDINO, 2014; MACAGNAN, 2010).

Figura 2 - Componentes da radiação solar.

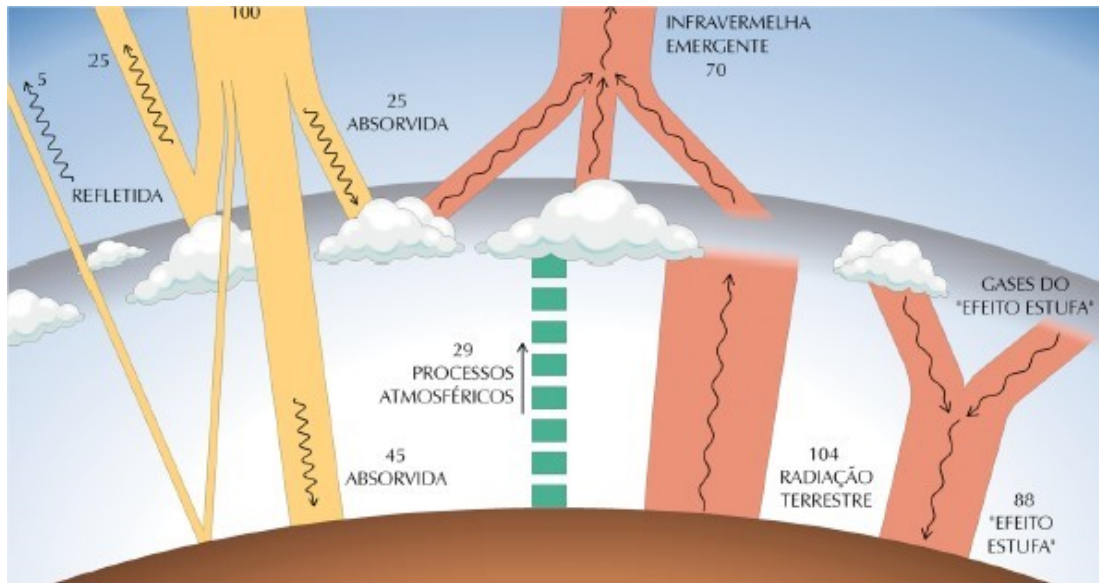


Fonte: do Autor.

Análises realizadas periodicamente a partir do espaço permitiram resultados mais qualitativos dos fluxos de energia sobre a Terra. A Figura 3 apresenta de forma simplificada os principais processos radioativos que acontecem na atmosfera terrestre. Os processos físicos de espalhamento da radiação solar que são produzidos pelas moléculas de gases atmosféricos e através das partículas em suspensão. Os processos físicos de absorção ocorrem com moléculas de ozônio ( $O_3$ ), vapor de água, oxigênio ( $O_2$ ) e dióxido de carbono ( $CO_2$ ) (PEREIRA *et al*, 2017).

Na maioria das vezes, esses processos físicos, atenuam a irradiância solar fazendo com que a irradiância que chega na superfície da Terra, atinja seu valor máximo de aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  no meio dia solar (momento do dia em que o Sol está em uma posição mais elevada e assim a radiação solar percorre uma espessura menor da atmosfera) em condições de céu claro.

Figura 3 - Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.



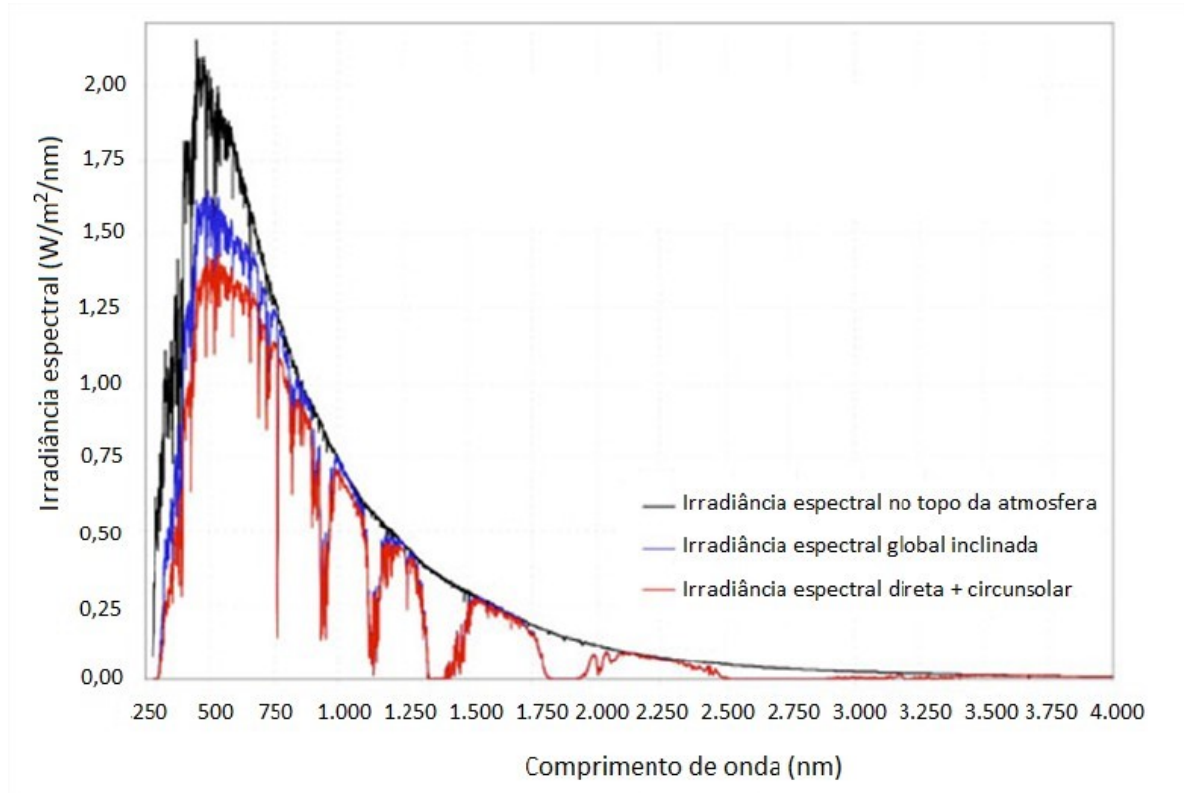
Fonte: Pereira et al (2017).

Valores de até  $1400 \text{ W/m}^2$  por curtos períodos do tempo podem ser observados em condições de nebulosidade parcial como consequência do espalhamento por bordas de nuvens, ou por efeito lente caudado pela geometria Sol/Nuvens/Terra. Durante um determinado período em um dia, a diferença de irradiação não é causada apenas pelo movimento das nuvens, mas também pelo efeito lente, podendo elevar drasticamente o valor da irradiância (DGS, 2008; CHIGUERU, 2017).

Zomer, 2017, presenciou em algumas pesquisas no território brasileiro valores de irradiância global horizontal de até  $1822 \text{ W/m}^2$ . Almeida et al, 2014, presenciaram na cidade de São Paulo, irradiâncias de até  $1590 \text{ W/m}^2$ . Esses processos de absorção e os espalhamentos alteram o espectro eletromagnético da radiação solar ao longo de seu percurso pela atmosfera terrestre (HAAG, R. e KRENZINGER, A., 2010).

A Figura 4 apresenta as perdas do fluxo de potência entre o espectro da irradiância incidente no topo da atmosfera com relação a irradiância global inclinada (nível do mar) e a irradiância direta após atravessar uma massa de ar de 1,5. A Figura 4 apresenta o espectro padrão que é gerado utilizando SMARTS2.

Figura 4 - Espectro eletromagnético da irradiância no topo da atmosfera, da irradiância ao incidir perpendicularmente sobre uma superfície inclinada ( $37^\circ$ ) ao nível do mar e voltada para a linha do Equador; da irradiância após atravessar uma massa de ar de 1,5.

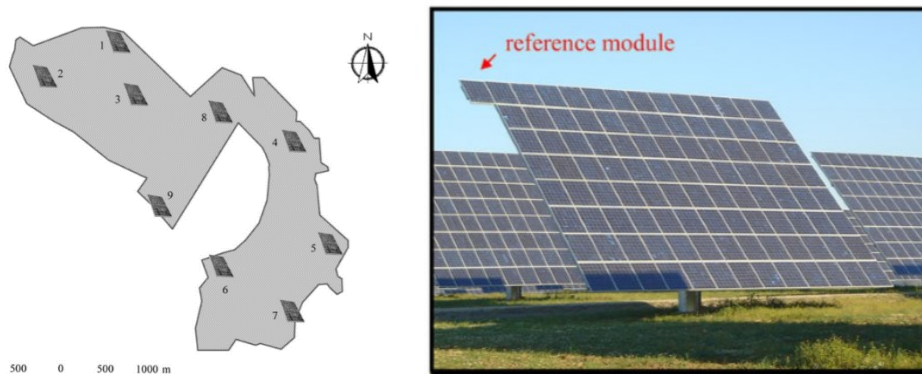


Fonte: NREL (2018).

O percentual de perda do fluxo de potência entre o espectro da irradiância incidente no topo da atmosfera e o espectro da irradiância global que alcança uma superfície inclinada, é de aproximadamente 27%, resultando em aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  incidente sobre essa superfície. Este nível de irradiância é considerado como valor padrão para a especificação da potência nominal de uma célula ou de um módulo fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014).

Nas usinas fotovoltaicas esses efeitos ocorrem em nuvens estáticas sombreando apenas uma zona dentro do campo fotovoltaico. Garcia et al, 2015 observaram a radiação solar no período de um ano para duas plantas fotovoltaicas localizadas em Amareleja, Portugal. O parque fotovoltaico conta com 2520 rastreadores solares de azimute espalhados por uma área de 250 hectares, a usina tem uma potência de 45,6 MWp. Nove módulos calibrados espalhados por toda a área de superfície da planta (Figura 5) são usados para medir a radiação no plano do rastreador e a temperatura dos módulos.

Figura 5 - Layout dos módulos de referência sobre a área da usina fotovoltaica e foto do módulo de referência montado no topo de um dos rastreadores.

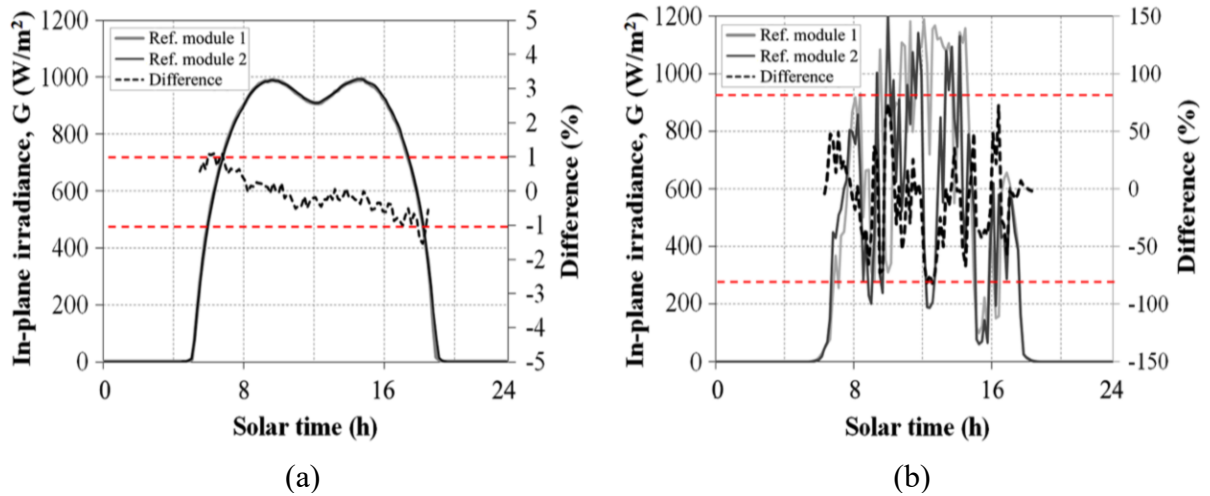


Fonte: Garcia et al (2015).

Esses módulos de referência são idênticos aos incorporados nos geradores fotovoltaicos e são montados no topo dos rastreadores para garantir que eles não sejam afetados pela eventual sombra projetada pelos rastreadores adjacentes. O terreno, onde o sistema fotovoltaico está instalado, é razoavelmente plano. Em um estudo de caso, uma usina fotovoltaica contém nove pontos de medição com distâncias de 466 m a 2716 m, e a outra com dois pontos a 30 m de distância. A análise se concentrou nas consequências energéticas a longo prazo, em termos de incerteza na determinação dos índices de desempenho energético (GARCIA et al, 2015).

As medições foram registradas em intervalos de 10 min. Através das medidas foi observado altas diferenças de irradiância transitória. Um resultado particularmente notável é que os desvios diários de irradiação solar entre os pontos separados de 400 m são significativamente maiores do que se supõe-se. A Figura 6 mostra o comportamento da irradiância de rastreamento de eixo vertical medida com dois módulos calibrados separados por 750m. A linha pontilhada representa a diferença em medições em % do máximo de radiofrequência medida: (a) dia claro, (b) dia parcialmente nublado (GARCIA et al, 2015).

Figura 6 - Perfil de irradiância para (a) dia claro e (b) Parcialmente nublado.



Fonte: Garcia et al (2015).

Observando a Figura 6 percebe-se dois máximos no perfil de irradiância para o dia claro, esse comportamento é típico para uma superfície inclinada de rastreamento de eixo vertical, durante os meses de verão. Nos dias parcialmente nublados percebe-se uma diferença de irradiância entre os dois módulos de referência que estão a 750 m de distância (GARCIA et al, 2015).

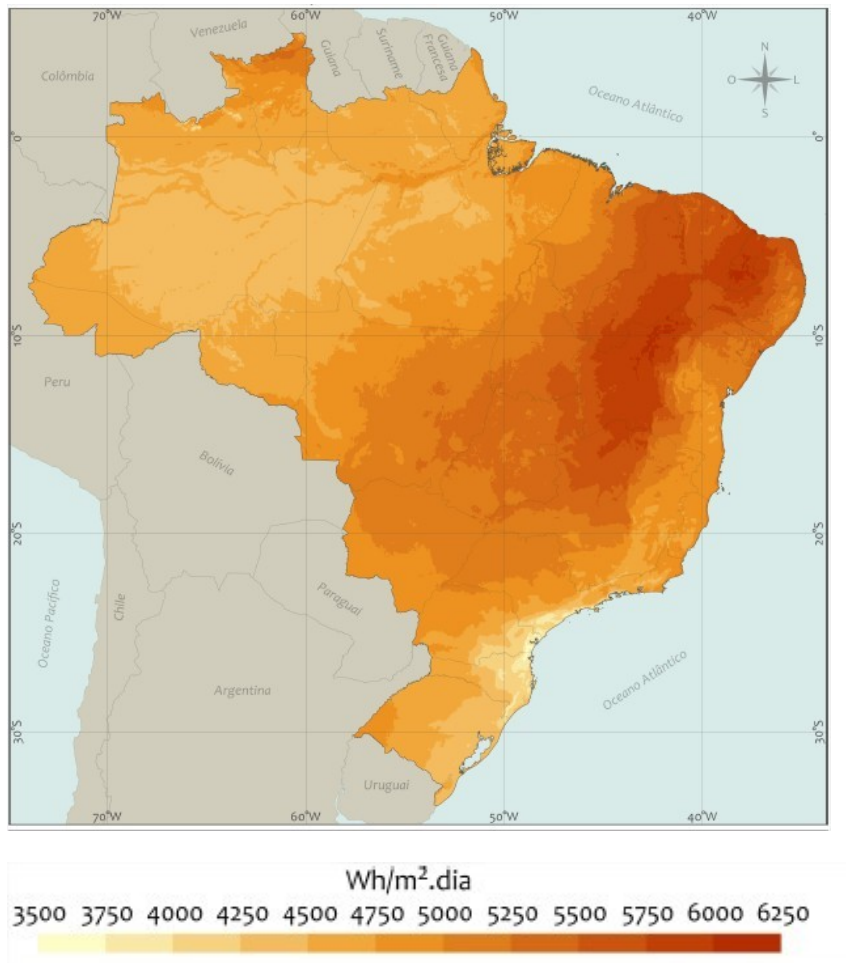
Essas diferenças ocorrem devido ao efeito lente que acontece em determinadas nuvens. Em dia claro a diferença de percentual de irradiância é menor que em dias nublados. Os valores diários de irradiação exercem uma influência considerável nas práticas de engenharia fotovoltaica. Por exemplo, a condição das usinas fotovoltaicas são frequentemente analisadas em termos de razões diárias de energia / irradiação (GARCIA et al, 2015).

### 2.1.3 Distribuição da irradiação solar média diária no Brasil

O valor da irradiação solar incidente em um plano orientado na direção do Equador e com uma inclinação igual à latitude local, permite calcular a energia elétrica que pode ser convertida por um sistema fotovoltaico fixo instalado. A Figura 7 apresenta a irradiação média diária anual no Brasil em um plano horizontal. Pode-se perceber que o potencial disponível no Brasil é atraente e viável para a instalação de sistemas fotovoltaicos (PINHO e GALDINO, 2014; PEREIRA et al, 2017).



Figura 7 – Mapa brasileiro do total diário da irradiação solar global horizontal em média anual.



Fonte: Pereira et al (2017).

Observando a Figura 7 percebe-se que os valores mais baixos de irradiâncias médias ocorrem no estado de Santa Catarina, próximo a cidade de Joinville. Nas regiões próximas a Joinville a irradiância atinge médias diárias de 3,5 – 3,7 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Existem diferentes tipos de sensores que são usados nos equipamentos de leitura da irradiância solar.

## 2.2 SENSORES DE RADIAÇÃO

Existem alguns modelos de instrumentos usados para medição da radiação solar, os sensores destes instrumentos podem ser classificados como: calorimétricos, termomecânicos, termoelétricos e fotoelétricos (MACAGNAN, 2010).

### 2.2.1 Sensores calorimétricos

Nos instrumentos calorimétricos, a energia radiante incide em um metal com condutividade alta que está coberto por uma tinta negra de alta absorvância. Esta energia radiante é convertida em calor que pode ser medido. Uma maneira de medir o calor é capturando o mesmo com um fluido em circulação e a variação de entalpia deste fluido pode ser medida, esta variação de entalpia é a indicação do fluxo solar incidente. Uma segunda maneira é com o calor originando uma variação de entalpia no metal absorvedor (sensor), e novamente realizando a medição dessa variação de entalpia. Um terceiro método de medição é através da diferença de temperatura através de um transdutor mantida constante por meio de aquecimento adicional requerido entre a face exposta e a sombreada. Assim, o fluxo de radiação é proporcional à diferença do aquecimento elétrico nas duas faces (MACAGNAN, 2010).

### 2.2.2 Sensores termomecânicos

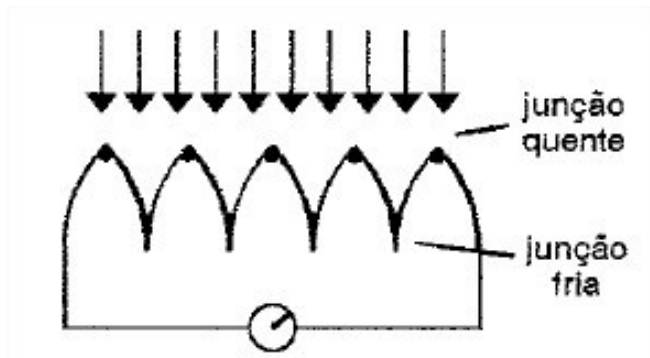
Estes sensores atuam pelo princípio termomecânico, onde o fluxo de energia é medido através da curvatura de uma lâmina bimetalica. Neste sistema, duas lâminas metálicas com distintas propriedades de dilatação térmica são rigidamente mantidas unidas. Uma extremidade desta união de lâminas está fixa enquanto a outra é livre. Uma lâmina está recoberta com uma tinta preta de alta absorvância e a outra recoberta com uma tinta branca de alta refletância. A lâmina preta é exposta a radiação solar e a outra é mantida na sombra. Estas duas lâminas estão isoladas uma da outra para impedir o fluxo de calor entre elas. Devido à diferença de temperatura entre elas e aos diferentes coeficientes de dilatação, estas lâminas se curvam. Esta distorção é transmitida ótica ou mecanicamente à um indicador (MACAGNAN, 2010).

### 2.2.3 Sensores termoelétricos

Os sensores termoelétricos consistem em dois fios metálicos diferentes com suas extremidades conectadas. Quando estas duas extremidades se encontram a temperaturas diferentes (uma exposta à radiação solar e a outra sombreada) acontece a geração de uma força eletromotriz (*fem*). A *fem* gerada é proporcional à diferença de temperatura e depende do tipo de material de cada fio. Como a *fem* de um único par é muito baixa, se conectam, um grande número de junções termopares em série, tal como se mostra na Figura 8, este arranjo é chamado de termopilha (MACAGNAN, 2010).



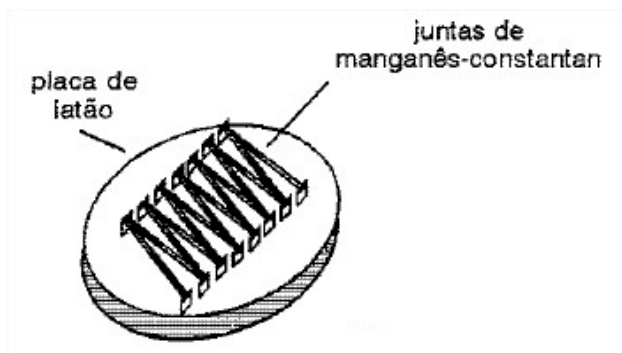
Figura 8 - Junções termopares em série.



Fonte: Macagnan (2010).

Nestas termopilhas, as juntas quentes são pintadas de preto e as juntas frias de branco. Para manter condições estáveis é necessário que as junções frias estejam à temperatura constante. Isto foi obtido fazendo-se com que as junções frias estejam unidas termicamente, mas eletricamente isoladas em uma placa de latão como pode ser observada na Figura 9.

Figura 9 - Junções isoladas em uma placa de latão.



Fonte: Macagnan (2010).

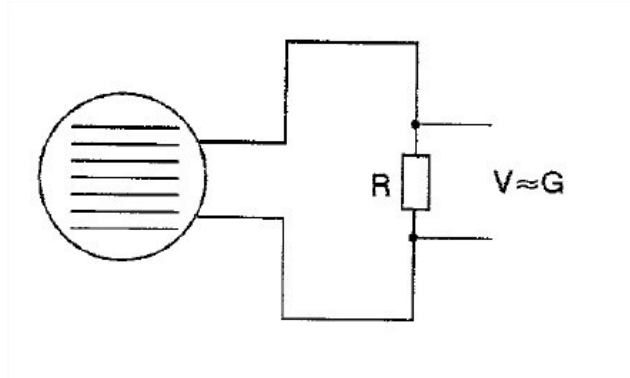
A inércia térmica desta placa absorve as variações de temperatura de curto período provocadas pelas correntes de ar. Este tipo de dispositivo é chamado *termopilha de Moll*. Utiliza termopares de manganês-constantan conectados a pinos de cobre. Estes pinos estão em contato térmico com a placa de latão, mas isolados eletricamente (MACAGNAN, 2010).

#### 2.2.4 Sensores fotoelétricos

Estes sensores convertem parte da radiação solar incidente diretamente em eletricidade, a qual é proporcional à intensidade da radiação. Geralmente, o sensor utilizado é

do tipo fotovoltaico, sendo o mais comum à célula de silício ou fotodiodos, operados em curto circuito como pode ser observado na Figura 10.

Figura 10 - Célula fotovoltaica com uma resistência.



Fonte: Macagnan (2010).

Uma célula de silício responde quase que instantaneamente a qualquer variação da radiação solar com uma resposta de aproximadamente 10  $\mu$ s. A linearidade entre corrente e radiação incidente,  $G$ , é alcançada dimensionando-se a resistência suficientemente pequena, tal que a queda de tensão através da resistência esteja abaixo da tensão de circuito aberto, de aproximadamente 0,6 V. Além disso, não apresenta sensibilidade a inclinação e tem um fator de resposta bastante alto, não necessitando amplificação do sinal de saída (MACAGNAN, 2010).

Os sensores fotoelétricos possuem a característica de serem mais baratos quando comparado com os outros tipos de sensores. Os piranômetros fotovoltaicos possuem um custo inferior quando comparado com um piranômetro termoeletrico.

### 2.3 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR

A medição da radiação solar é muito importante para o desenvolvimento de projetos que visam à captação e a conversão da energia solar em outros tipos de energia. Com o conhecimento dessas medidas, pode-se viabilizar a instalação de sistemas fotovoltaicos em uma determinada região, garantindo o máximo aproveitamento do recurso ao longo de todo o ano, onde as variações da intensidade da radiação solar sofrem significativas alterações. Desta forma, a informação sobre o recurso solar é a variável de maior importância no desenvolvimento de um projeto de sistema de aproveitamento da energia solar, sendo necessária a obtenção de dados de medição para:

- Identificação e seleção da localização mais adequada para instalação do sistema fotovoltaico;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Cálculo da produção de energia anual, mensal ou diária;
- Estabelecimento de estratégias operacionais e dimensionamento do sistema de armazenamento (para sistemas isolados).

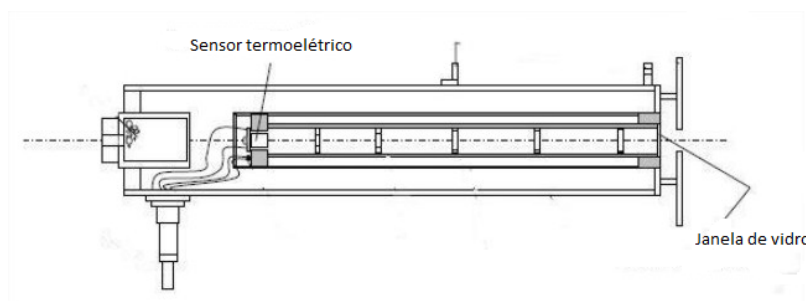
Com a medição dos dados solares se obtêm experimentalmente o valor instantâneo do fluxo energético solar (irradiância,  $W/m^2$ ) ou o integrado ao longo do tempo (irradiação  $Wh/m^2.dia$ ) (PINHO e GALDINO, 2014).

Existem dois instrumentos mais utilizados para a medição da irradiação solar: o pireliômetro e o piranômetro, o pireliômetro é usado para medições da irradiação direta e o piranômetro para irradiação global (direta + difusa).

### 2.3.1 Pireliômetros

Os pireliômetros são instrumentos utilizados para medir a irradiância direta com uma incidência normal à superfície. A componente difusa da radiação solar é bloqueada instalando-se o sensor termoeletrico dentro de um tubo de colimação, com parede escura e apontado diretamente ao Sol, como pode ser apresentado na Figura 11 (PINHO e GALDINO, 2014; MACAGNAN, 2010).

Figura 11 - Desenho esquemático de um pireliômetro.



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

O sistema de medição da irradiância direta com o uso do pireliômetro pode ser realizado com o rastreamento solar de 1 ou 2 eixos. Este aparelho consiste de um sensor

localizado em uma extremidade de um tubo telescópico e o lado oposto consiste com uma abertura, como pode ser observado na Figura 12, (PINHO e GALDINO, 2014; MACAGNAN, 2010).

Figura 12 - Sistema de um pireliômetro.



Fonte: Macagnan (2010).

Os pireliômetros são instrumentos utilizados para medição em sistemas de concentradores solar, nesses sistemas somente a componente direta da radiação é utilizada para conversão da energia solar. A medição da irradiância para sistema fotovoltaico onde a energia solar global é diretamente transformada em energia elétrica o instrumento mais utilizado é o piranômetro.

### 2.3.2 Piranômetros

Existem dois tipos principais de piranômetros: piranômetro termoelétrico e piranômetro fotovoltaico. Ao contrário do pireliômetro, nos piranômetros os sensores são elementos planos (PINHO e GALDINO, 2014; MACAGNAN, 2010).

Os piranômetros termoelétricos consistem em um receptor pintado de preto conectado à junção quente de uma termopilha, que por sua vez está montada em um casco isolado. O sensor de termopilha é construída com múltiplos termopares em série, com a junção quente enegrecida faceando o sol e a junção fria na parte inferior.

O sensor está acoplado com um ou dois hemisférios de cristal em sua volta. A principal finalidade dos hemisférios de cristal é evitar efeitos transientes causados por resfriamentos

convectivos do sensor e excluir radiação de onda larga do céu e da terra. No caso quando se usa dois hemisférios, as trocas de radiação no infravermelho acontecem entre o hemisfério externo e (+ frio) e o interno (+ quente), minimizando dessa maneira a troca direta no infravermelho entre o hemisfério externo e o sensor quente (MACAGNAN, 2010).

Nos piranômetros termoeletrônicos, seu tempo de resposta é de aproximadamente menos de 60 segundos com resposta espectral entre 290 nm a 3000 nm (ZEQIANG et al, 2013). A Figura 13 representa o piranômetro com dois hemisférios do LABSOL utilizado na caracterização outdoor das células de referência.

Figura 13 - Piranômetro termoeletrico com dois hemisférios de cristal.



Fonte: do autor.

Os piranômetros do tipo fotovoltaico (Figura 14) estão sendo cada vez mais utilizados para a medição da irradiação solar e são compostos por uma célula fotovoltaica de pequenas dimensões. À vantagem dos piranômetros fotovoltaicos são o seu baixo custo comparado com um sensor de termopilha e não precisa realizar a correção espectral já que o sensor é uma célula fotovoltaica de c-Si com uma faixa espectral entre 400 a 1100 nm, semelhante ao módulo fotovoltaico (ZEQIANG et al, 2013). A desvantagem do piranômetro fotovoltaico é que suas medidas possuem uma menor precisão, quando comparado com um piranômetro termoeletrico (PINHO e GALDINO, 2014; MACAGNAN, 2010).

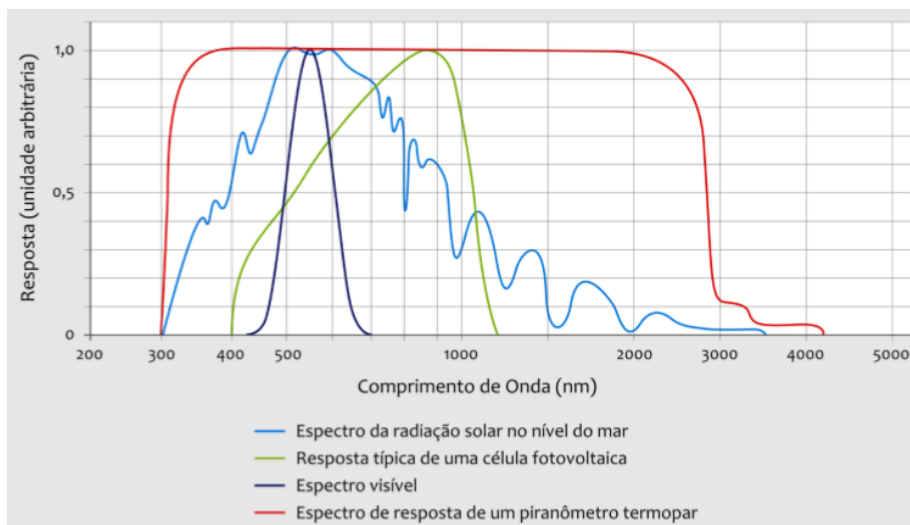
Figura 14 - Piranômetro Fotovoltaico.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A principal origem da menor precisão deste tipo de piranômetro é a sua resposta espectral (Figura 15) que está limitada entre 400 a 1100 nm. Os piranômetros fotovoltaicos que utilizam células de c-Si trazem incertezas que podem chegar a 5 % em relação ao piranômetro termoeletrônico que responde até 2500 nm. Uma vantagem do sensor fotovoltaico é que a célula de c-Si possui o tempo de resposta praticamente instantâneo e linear com a irradiância (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 15 - Comparação entre as curvas de respostas do piranômetro de fotodiodo de silício (linha contínua verde) e do piranômetro de termopilha (linha contínua vermelha).



Fonte: Pereira (2017).

## 2.4 CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO CRISTALINO (c-Si)

Através do fenômeno físico denominado de efeito fotovoltaico, a célula fotovoltaica é um dispositivo que converte energia da radiação solar em energia elétrica. As células fotovoltaicas podem ser divididas devido à estrutura de ligação dos átomos envolvidos na composição da célula. Sendo assim a estrutura atômica pode ser dividida como cristalina ou amorfa. A estrutura cristalina pode ser: monocristalina, multicristalina ou microcristalina. (LORENZO, 2006; BÜHLER, 2011).

Em uma célula fotovoltaica de silício cristalino é formada uma junção entre os dois tipos de materiais P e N, chamada de junção PN. A região N é formada adicionando átomos com cinco elétrons na camada de valência na estrutura cristalina do silício, como por exemplo, o fósforo (P). Nesta região aumenta o número de elétrons na região cristalina do silício devido ao elétron livre do fósforo. A região P é formada através da dopagem com um elemento químico que possui três elétrons na camada de valência, por exemplo, o boro (B). Através desse tipo de dopagem na região P acontece um aumento da concentração de lacunas do que de elétrons. Com a junção dessas duas regiões possuindo uma concentração de lacunas-elétrons diferentes entre as duas regiões, acontecem à migração dos elétrons da região N para a região P na região de interface, acabando no momento que o campo elétrico formado na junção interrompa o processo de migração. Nesse campo elétrico acontece a separação dos pares elétrons lacuna que são produzidos quando a energia dos fótons for absorvida no momento que a célula está sob iluminação (GASPARIN, 2009; PINHO e GALDINO, 2014; LORENZO, 2006).

As etapas que acontecem em uma célula fotovoltaica para a conversão da energia luminosa em energia elétrica podem ser resumidas da seguinte maneira:

1: Os fótons incidentes na célula que possuem uma energia maior que o *gap*, são absorvidos pelo material semicondutor e geram pares de elétrons e lacunas, atuando como portadores de corrente.

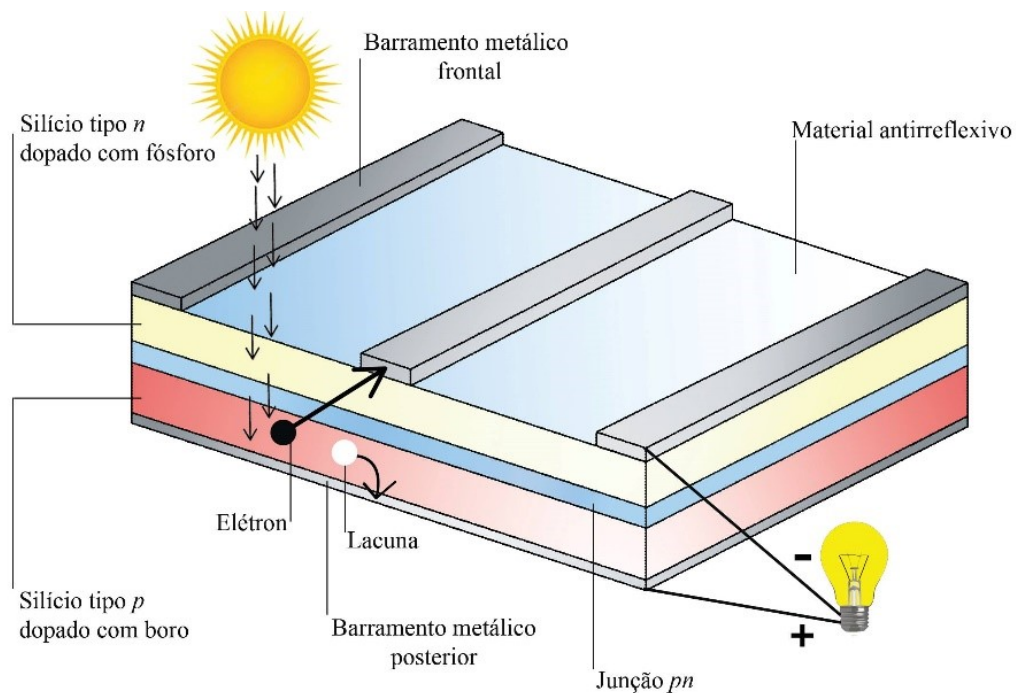
2: Os pares de elétron-lacuna são separados antes da recombinação, pelo campo elétrico formado na região de depleção da junção PN. Essa separação causa a formação de uma diferença de potencial entre os terminais da célula e corrente elétrica em uma carga que estiver conectada a célula.

3: Com a presença da diferença de potencial nos terminais da célula, são produzidos fenômenos de injeção e recombinação de pares elétron-lacuna, que na célula atuam como perdas de recombinação e são dependentes da mencionada tensão.

A corrente obtida em uma célula fotovoltaica é o resultado de duas correntes internas que se opõem. A corrente fotogerada  $I_L$ , devida à geração de portadores pela incidência da luz e a corrente de diodo  $I_D$ , devida a recombinação de portadores, e que produz a tensão externa para poder entregar a energia a carga.

A corrente elétrica produzida na célula fotovoltaica é capturada através de uma grade de contato da célula. As células possuem um barramento metálico para a condução da corrente elétrica e a conexão com outras células. Uma área descoberta entre os barramentos metálico é de extrema importância para que permite a entrada de luz no material semicondutor. Essa face iluminada da célula é revestida com uma capa de material antirreflexo para aumentar o percentual de energia absorvida pela célula. A Figura 16 apresenta a estrutura típica de uma célula fotovoltaica de silício.

Figura 16 - Estrutura e funcionamento de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.



Fonte: do Autor.

Nos últimos 65 anos diversas tecnologias na fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas. Atualmente, as células fotovoltaicas de silício cristalino estão dominando o mercado mundial, mais de 90 % de todas as células solares produzidas em todo o mundo são feitas de silício cristalino. (PINHO e GALDINO, 2014).

As células de silício cristalino apresentam uma maior eficiência quando comparada com as células de segunda geração (células de filmes finos) e terceira geração (células

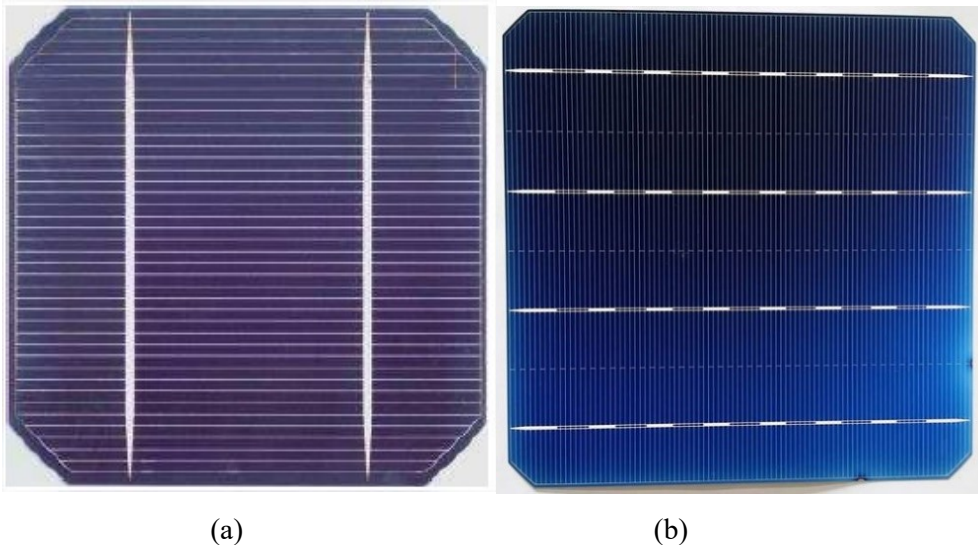


orgânicas). Hoje uma célula de uma junção de mc-Si possui eficiências aproximadas em 22,9%. As células m-Si possuem eficiências maiores de 26,7 % (NREL, 2018; GREEN, 2018).

#### 2.4.1 Células de m-Si

As células de m-Si (Figura 17) são obtidas a partir de cortes de barras cilíndricas de silício. Estes cortes possuem um formato de lâminas (300  $\mu\text{m}$  de espessura) e são produzidas em fornos especiais pelo “processo Czochralski”. Segundo este processo o silício com alto grau de pureza, superior a 99,9999 %, é fundido com uma pequena quantidade de dopante, normalmente o boro. Existem perdas de até 50 % na produção das células de silício cristalino. Essas perdas deixam o dispositivo com um preço mais elevado e vão do processo de usinagem, serrilhamento para a obtenção dos *wafers* até a obtenção da célula fotovoltaica (BÜHLER, 2011).

Figura 17 - Células de m-Si.



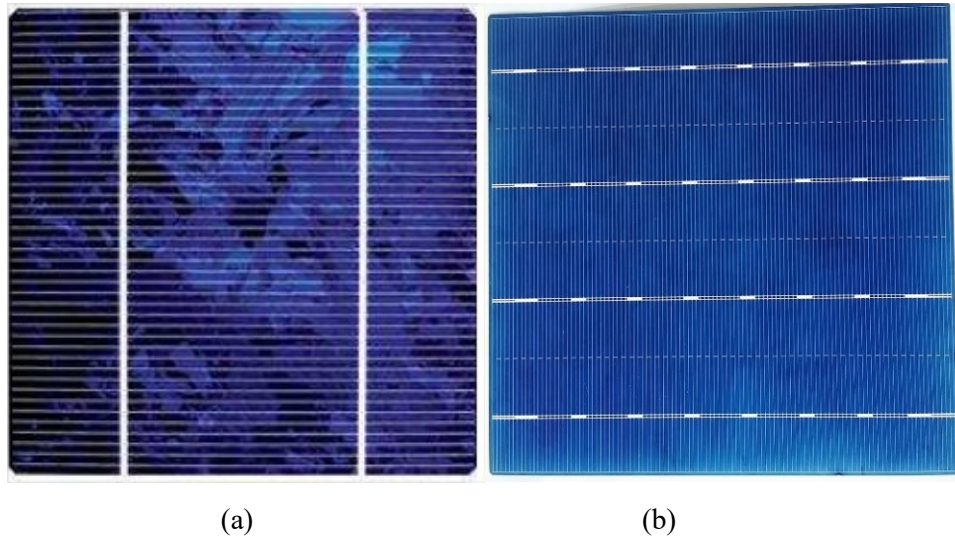
Fonte: (a) Bühler (2011) e (b) do Autor.

#### 2.4.2 Células de mc-Si

As células de silício multicristalino (Figura 18) são produzidas por um processo de fusão de porções de silício puro em moldes especiais, que passam por um período lento de resfriamento até se solidificarem-se. Após a solidificação, os átomos de silício não se arranjam em um único cristal e formam uma estrutura cristalina com superfícies de separação entre os

cristais. Hoje, a eficiência das células comerciais de mc-Si estão muito próximas das células de m-Si, na ordem de 20% (BÜHLER, 2011).

Figura 18 - Células de mc-Si.



Fonte: (a) Bühler (2011) e (b) do Autor.

Através de um conjunto de células fotovoltaicas ligadas em série se obtém os módulos fotovoltaicos. A ligação em série das células fotovoltaicas nos módulos vem da necessidade de se obter um aumento do valor de tensão (V). Como a corrente elétrica (A) produzida na junção PN de uma célula fotovoltaica já é relativamente alta, na ordem de 6 a 10 A e a tensão da célula é baixa entre 0,3 V a 0,6 V, o aumento de tensão se faz por necessário para que o módulo fotovoltaico atinja uma potência nominal satisfatória.

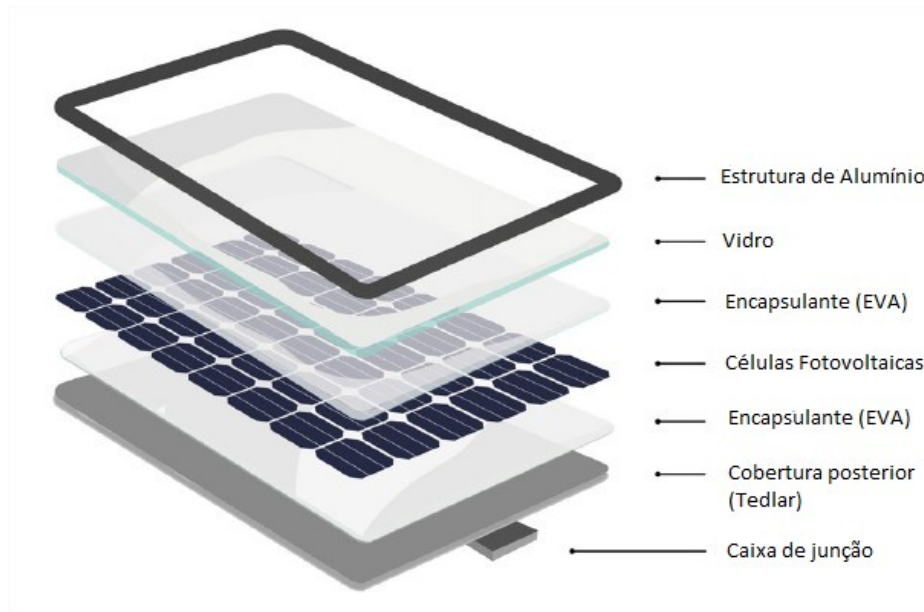
## 2.5 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Em um sistema fotovoltaico, os módulos são os componentes que convertem energia solar em energia elétrica, por meio do efeito físico chamado de efeito fotovoltaico, que acontece nas células solares. Sendo assim, os módulos fotovoltaicos são os dispositivos que apresentam maior confiabilidade ao sistema. Para que um sistema fotovoltaico produza energia com a confiabilidade necessária, o projeto, a instalação e a manutenção devem ser otimizados (ZANESCO, 2014; MARTINS et al, 2018).

A estrutura de um módulo fotovoltaico convencional apresentado na Figura 19, é formada pelos seguintes componentes: material base, um arranjo de células fotovoltaicas ligadas em série, material encapsulante (EVA), vidro para proteção mecânica, e uma borda de

alumínio para realizar a junção entre esses materiais, garantindo proteção e isolamento contra intempéries (LORENZO, 2006; PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 19 – Componentes de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Aryan et al (2018).

Atualmente, o controle de qualidade das instalações fotovoltaicas mais frequentemente depende do padrão de condições de teste, controle de amostras de módulos fotovoltaicos individuais, realizada em laboratórios especializados antes de sua instalação no campo. Isso permite garantir a potência inicial entregue da fábrica de módulos fotovoltaicos, mas não exclui a ocorrência de fenômenos indesejáveis, como degradação, pontos quentes, polarização e assim por diante que também faz parte das realidades de campo (MARTÍNEZ-MORENO et al, 2012). A principal caracterização elétrica de um módulo fotovoltaico é a curva característica I- V.

### 2.5.1 Curva característica I-V

Um dos ensaios mais completos para analisar, estimar e qualificar uma célula, módulo ou sistemas fotovoltaicos é através do traçado de sua curva característica de corrente por tensão (I-V). Em vista disso, muitos sistemas de instrumentação foram desenvolvidos para tal finalidade, sendo que os laboratórios ou departamentos de pesquisa possui uma instrumentação melhor que se adequa à realização dos ensaios (GASPARIN, 2009).

A curva característica de uma célula ou de qualquer dispositivo fotovoltaico, um módulo ou uma associação de módulos (*array*) é a representação matemática do comportamento da corrente elétrica em função da tensão. A determinação dessa curva é imprescindível na caracterização de módulos fotovoltaicos (BÜHLER, 2011).

As características nominais na curva I-V das células ou módulos fotovoltaicos são determinadas em condições de teste padrão (STC), compreendendo irradiância solar de  $1000\text{W/m}^2$ , temperatura da célula fotovoltaica de  $25\text{ }^\circ\text{C}$  e distribuição espectral de radiação AM 1,5, padronizada pela IEC 60904-3 (2016), (GASPARIN et al, 2016).

O levantamento da curva característica I-V dos módulos fotovoltaicos está cada vez mais comum em ambientes internos (*indoor*), do que em ambientes externos (*outdoor*). Os simuladores solares oferecem independência em relação as condições meteorológicas do dia medido. Essa vantagem é muito atrativa para os fabricantes de módulos realizarem seus testes de inspeção em qualquer condição meteorológica (CARRILLO et al, 2017).

Outra vantagem dos simuladores solares é de poder estar localizado estrategicamente em locais onde o tempo permanece muito nublado durante o ano, ou de lugares com muita poluição. Esses locais são difíceis para conseguir realizar a curva característica I-V em campo, devido a necessidade da medição ser em dias de céu aberto (sem nuvens) (CARRILLO et al, 2017).

Existem equipamentos eletrônicos para a medição da corrente e tensão e a obtenção da curva I-V em arranjos fotovoltaicos maiores. Essas medições acontecem diretamente no campo fotovoltaico, usinas ou sistemas já instalados.

Oliveira, 2015 desenvolveu um traçador de curvas I-V portátil utilizando uma carga capacitiva sendo o método de polarização do gerador fotovoltaico. Este dispositivo serve para a aplicação em arranjos fotovoltaicos medidos em campo (*outdoor*), realizando o levantamento da curva I-V de todo o arranjo polarizado.

Piliougine et al, 2011 descreveram um sistema experimental desenvolvido no laboratório fotovoltaico na Universidade de Malaga na Espanha. O sistema media a curva I-V dos módulos fotovoltaicos sob condições externas. A medição era realizada de forma automatizada, empregando instrumentos comerciais controlados por um computador. Alguns módulos foram selecionados sequencialmente por meio de um conjunto de relés e foram polarizados por uma fonte de alimentação de quatro quadrantes, enquanto um gerador de funções sincroniza dois multímetros para obter valores de tensão e corrente.

Através da curva I-V se obtém informações sobre o desempenho elétrico do gerador ou de uma célula fotovoltaica (BÜHLER, 2011; LORENZO, 2006). Os parâmetros elétricos são:

- Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) [A]: corrente que o dispositivo fotovoltaico fornece quando seus terminais são interligados por um conector com resistência elétrica idealmente nula, ou seja, é a corrente equivalente a uma tensão igual a zero.

- Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) [V]: tensão que surge nos terminais de um dispositivo fotovoltaico quando entre estes terminais existe uma resistência elétrica idealmente infinita, ou seja, é a tensão equivalente a uma corrente elétrica igual a zero.

- Ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) [W]: é a máxima potência que o dispositivo fotovoltaico é capaz de fornecer sob uma determinada condição de irradiância e temperatura.

- Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ) [A]: é a corrente que o dispositivo fornece no ponto de máxima potência.

- Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ) [V]: é a tensão que surge nos terminais do dispositivo no ponto de máxima potência.

- Fator de forma (FF): é um indicativo importante da qualidade das propriedades elétricas do módulo. Quanto maior o valor de FF mais retangular é a curva I-V e, portanto, melhores serão as características elétricas do dispositivo. A Equação 2.1 define o valor de fator de forma.

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2.1)$$

- Eficiência ( $\eta$ ): para determinar qual a eficiência de um módulo fotovoltaico é necessária saber a irradiância que incide sobre a superfície do mesmo e qual a potência que o módulo é capaz de fornecer para esta energia a uma dada temperatura. Matematicamente a definição de eficiência é dada pela Equação 2.2.

$$\eta = \frac{P_M}{A \cdot G} \quad (2.2)$$

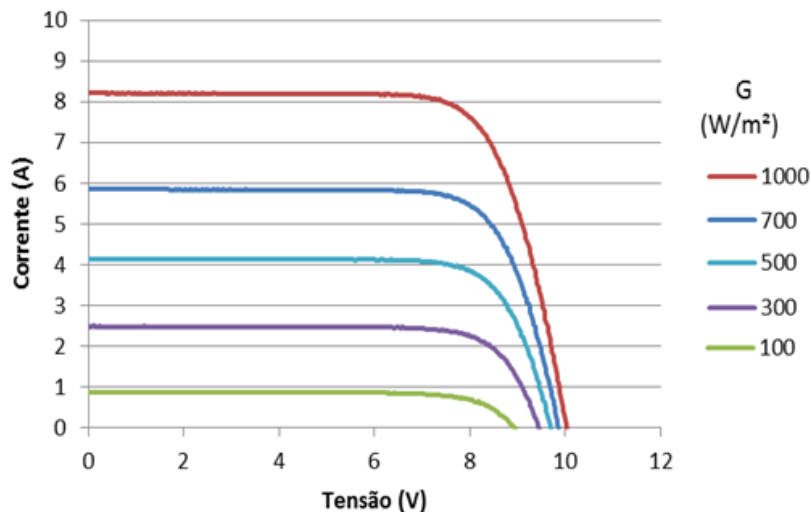
onde  $\eta$  é a eficiência do módulo,  $P_M$  [W] é a máxima potência que o módulo é capaz de fornecer para uma dada condição de temperatura e irradiância,  $A$  é a área do módulo e  $G$  é a irradiância global incidente no plano do dispositivo.

## 2.5.2 Influência da irradiância nas curvas I-V e P-V

A corrente elétrica gerada a partir da irradiância incidente na junção PN é linearmente proporcional à intensidade dela, uma vez que um maior número de fótons incidentes (com energia adequada ao gap), maior o número de pares e lacunas gerados. Sabendo que a relação entre corrente e tensão é dada por uma função exponencial a tensão sofre um aumento logarítmico com o aumento da irradiância (BÜHLER, 2011; CAAMANÕ-MARTÍN et al, 2002).

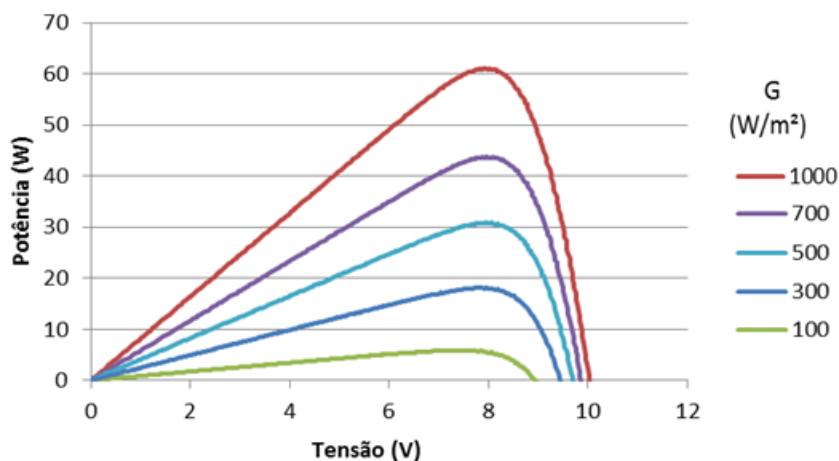
A Figura 20 apresenta curvas I-V geradas matematicamente para um protótipo de módulo fotovoltaico de 16 células a 25 °C de temperatura para diferentes valores de irradiância. O resultado da variação da irradiância na curva de potência esta apresentada na Figura 21.

Figura 20 - Curvas I-V de um protótipo de módulo fotovoltaico de 16 células de m-Si.



Fonte: do Autor.

Figura 21 - Curvas P-V de um protótipo de módulo fotovoltaico de 16 células de m-Si.



Fonte: do Autor.

Analisando a Figura 20, observa-se que a  $I_{SC}$  aumenta linearmente com o aumento da irradiância. A Figura 21 demonstra um aumento linear do  $P_{MP}$  com a irradiância.

Existem outras técnicas realizadas para a caracterização de módulos ou de sistemas fotovoltaicos maiores. Uma técnica bastante utilizada para o descobrimento de pontos quentes nos módulos na geração centralizada é a termografia.

### 2.5.3 Termografia

Em sistemas fotovoltaicos com mais de um módulo, tem-se um problema de perdas por associação, denominado *mismatch loss*. Esse efeito pode acarretar a diminuição da potência total do sistema quando comparado com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido as diferenças de características elétricas de cada módulo. Uma célula que estiver danificada ou sombreada pode aparentar como carga para as demais células ocasionando uma dissipação de potência sobre ela e, assim, ocasionando um aumento de temperatura nessa célula podendo causar danos a ela. Esse fenômeno é conhecido como *hot-spot* (pontos quentes) (RAMPINELLI, 2007).

A técnica de termografia registra o campo de temperaturas de um local focalizado pela câmera termográfica, através da energia radiante infravermelha emitida pelos objetos do campo de visão da câmera. Essa técnica é bastante utilizada no comissionamento de usinas fotovoltaicas e sistemas de menor potência para detectar pontos quentes nos módulos ou até em uma *string* de módulos. Através das imagens desses pontos quentes se detecta o tipo de falha indo ao local na usina ou no sistema de menor potência (RAMPINELLI, 2007).

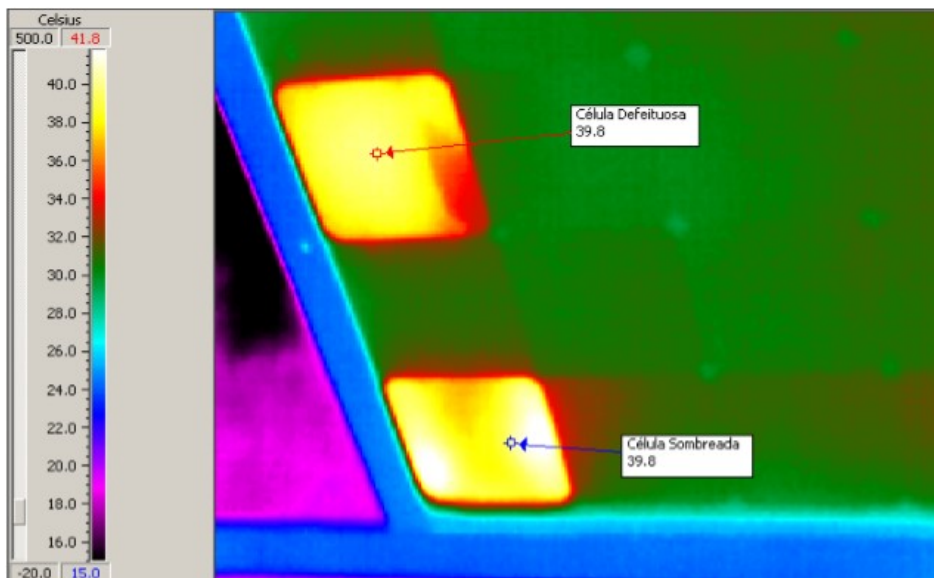
O plano focal da câmera termográfica é formado por um grande número de sensores de radiação, que detectam de forma diferencial a irradiância incidente neste plano. Esta radiação constitui uma imagem que reproduz o campo de radiação infravermelha emergente dos objetos presentes no campo de visão do equipamento. A imagem é projetada através de lentes transparentes à radiação infravermelha na banda de interesse de forma análoga aos sistemas óticos utilizados em câmeras fotográficas (KRENZINGER, 2006).

Algumas falhas de módulos fotovoltaicos podem passar despercebidas por algum avaliador e dificilmente são diagnosticadas. O principal fator é que observando os módulos em campo, percebe-se que eles são praticamente iguais quando avaliados a olho nu. As usinas de geração fotovoltaica necessitam de comissionamentos para detectar essas possíveis falhas nos módulos fotovoltaicos, podendo acarretar falhas nas *strings* ou em todo o painel. Qualquer

defeito em um módulo fotovoltaico, faz com o que ocorre uma rápida degradação deste módulo afetando a vida útil do mesmo (HAQUE, 2018).

Rampinelli, 2007 realizou ensaios termográficos em módulos fotovoltaicos conectados à rede na Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Foi observado a distribuição do campo de temperaturas de um módulo fotovoltaico (Figura 22), com uma célula defeituosa (com uma rachadura) apresentando uma temperatura na ordem de 40 °C e uma célula sombreada que também apresentou uma temperatura de aproximadamente, 40 °C enquanto as demais células apresentaram temperaturas na ordem de 30 °C . Foi observado que uma célula sombreada apresenta uma condição equivalente a uma célula defeituosa.

Figura 22 - Distribuição de temperatura em um módulo que apresenta uma célula defeituosa e outra célula sombreada.



Fonte: Rampinelli (2007).

Também foi observado que quando o módulo se encontra em circuito aberto o seu campo de temperatura é uniforme, conforme apresentado na Figura 23a. A Figura 23b demonstra que em condição de curto circuito o campo de temperatura não é mais uniforme e a energia solar convertida em energia elétrica das células acaba sendo dissipada em algumas poucas células resultando uma região do módulo mais quente (RAMPINELLI, 2007).



Figura 23a Módulo fotovoltaico em condição de circuito aberto.

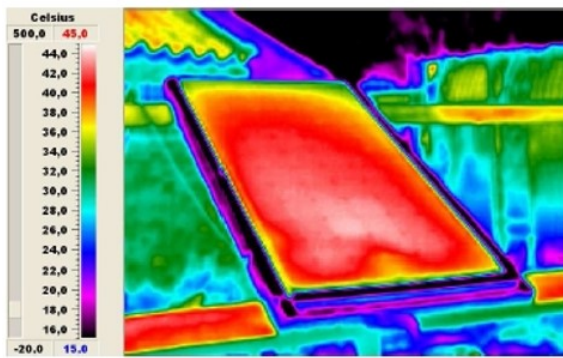
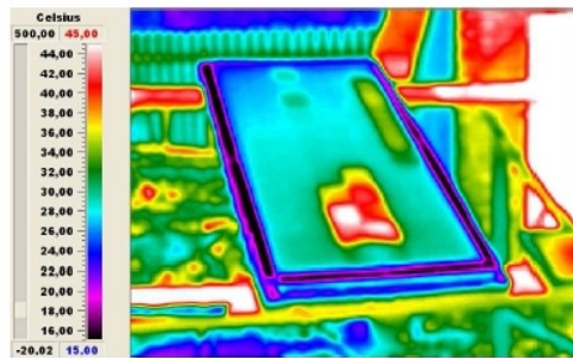


Figura 23b Módulo fotovoltaico em condição de curto circuito.



Fonte: Rampinelli (2007).

## 2.6 CÉLULAS E MÓDULOS DE REFERÊNCIA

Em plantas fotovoltaicas de grande porte a dispersão espacial das condições operacionais da planta podem afetar a representatividade dos valores medidos de um único ponto e, portanto, os resultados do desempenho. Essas variações dos valores de irradiação provavelmente não são apenas causadas pelo movimento das nuvens, mas também por outros fenômenos da nuvem, como por exemplo, o sombreamento de apenas uma zona limitada dentro do campo fotovoltaico (GARCÍA et al, 2014).

Os simuladores solares apresentam não idealidade. Quando for usada uma célula de referência calibrada com precisão semelhante às células de um módulo fotovoltaico de teste, os erros devido a não idealidade serão largamente cancelados. Esta é a base sobre a qual a grande maioria das medições de células de rotina é realizada. A alternativa, na ausência de uma célula de referência correspondente, é corrigir as não idealidades. Esta é a abordagem adotada pelos laboratórios de padrões. Os erros de incompatibilidade espectral são os mais difíceis de eliminar, eles são corrigidos pela técnica de correção de incompatibilidade espectral. Assim, é requerida uma medição precisa da irradiância espectral da fonte de luz, e as respostas espectrais das células do módulo de teste e de referência (KEOGH e BLAKERS, 2004).

Um requisito para caracterização de uma matriz energética fotovoltaica são as medições de condição de operação da irradiância no plano e temperatura. Procurando por uma repetitividade espectral, respostas angulares e térmicas, os respectivos sensores devem se comportar como os módulos da matriz fotovoltaica, sendo melhor realizado usando módulos de referência. Esses dispositivos geralmente não estão comercialmente disponíveis, de modo que eles devem ser especificamente preparados sendo estabilizados e calibrados. Os requisitos

de calibração são dados nos padrões internacionais IEC-61215 (2005) e IEC-61646 (2008), (MARTÍNEZ-MORENO et al, 2012).

Uma vantagem de usar um módulo fotovoltaico de referência em usinas fotovoltaicas é que a leitura da irradiância realizada através desse módulo é a irradiância real que chega para os outros módulos fotovoltaicos da usina.

Martínez-Moreno et al, 2012 utilizaram um módulo de referência como sensor exclusivo de radiação solar e temperatura da célula. Adicionaram uma caixa de conexão ao módulo que inclui uma resistência de derivação e sua fiação, conhecido como resistor *shunt* (MARTÍNEZ-MORENO et al, 2012).

A corrente elétrica formada através da irradiância incidida no módulo atravessa o resistor *shunt*. No resistor *shunt* haverá uma queda de tensão e com esse valor pode-se estimar a corrente correspondente da irradiância no momento da medição. O resistor *shunt* deve estar calibrado e com a constante de calibração conhecida.

## 2.7 CALIBRAÇÃO E VALIDAÇÃO

A calibração de piranômetros, células ou módulos de referência para medição de radiação solar pode ser realizada em ambiente indoor ou em ambiente outdoor. Os procedimentos e métodos de calibração podem ser realizados mediante medições em simulador solar ou sob iluminação natural. Como a correção de correspondência depende tanto do espectro de calibração quanto da resposta espectral da célula, não há um único método de calibração com a melhor incerteza para todas as tecnologias de células solares (BÜCHER, 1997).

A calibração desses dispositivos consiste em determinar o seu Fator de Calibração e sua dependência com relação às condições ambientais (GUIMARÃES, 2009).

Existem duas possibilidades de sistemas para calibração de piranômetros que são através dos métodos *outdoor* e *indoor*. No método *outdoor*, o Sol é a fonte de radiação e os instrumentos de referência podem ser: um pirheliômetro e um piranômetro sombreado, um pirheliômetro e o próprio piranômetro sob calibração sombreado, ou apenas um piranômetro, desde que todos ou cada um deles tenha rastreabilidade à Referência Radiométrica Mundial. O pirheliômetro mede radiação direta e o piranômetro, quando sombreado, mede a radiação difusa. A soma das duas componentes resulta na radiação global de interesse. As normas ISO 9846:1993, ISO 9847:1992 e ASTM E82410 descrevem cada uma destas metodologias em detalhes (GUIMARÃES et al, 2013).

No método *indoor*, a calibração é realizada no laboratório utilizando uma fonte artificial de radiação (bancada óptica, esfera integradora, lâmpada, etc.) e, como instrumento de referência, pirheliômetros e/ou piranômetros. Alguns tipos de sistema são descritos sucintamente na norma ISO 9847:1992, embora este método seja descrito em normas, utilizados em indústrias de sensores de radiação e com dispositivos disponíveis no mercado para esta finalidade, ela é pouco utilizada devido principalmente às dificuldades técnicas de realizar tal calibração e pela falta de confiança de seus usuários nos sistemas atualmente disponíveis (GUIMARÃES et al, 2013).

Os sistemas de calibração utilizando o método *outdoor* são mais utilizados tendo em vista o baixo custo e a facilidade de realizá-lo. Este método é utilizado no Brasil pelo Laboratório de Instrumentação Meteorológica/Centro de Previsão de tempo e estudos climáticos/Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. A calibração e validação dos protótipos desenvolvidos nesse trabalho foram realizadas no Laboratório de Energia Solar – LABSOL, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção faz referência aos materiais e métodos utilizados no desenvolvimento de protótipos de células e módulos de referência para medição da radiação solar em campo.

As células e módulos de referência foram desenvolvidos em um processo semiprofissional, fazendo uso de equipamentos e componentes disponíveis no Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA) do Centro de Ciências Tecnológicas e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

#### 3.1 MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

Os materiais utilizados no desenvolvimento dos protótipos de células e módulos de referência estão relacionados a seguir:

- Célula fotovoltaica monocristalina m-Si e mc-Si: 4,74 W, 0,5 V,  $i = 9,48$  A,  $\eta = 19,4$
- Acetato de etil vinila - EVA;
- Vidro;
- Estação de solda por indução;
- Caneta de fluxo;
- Caixa de junção com os conectores PV-JB/WL-V00CC;
- Fita de estanho 1,8 mm e 5 mm;
- Tedlar;
- Alumínio;
- Tesoura;
- Estilete;
- Laminadora *Astro*;
- Arduíno Uno U3;
- Câmera termográfica Flir TG165;
- Piranômetro fotovoltaico da planta piloto;
- Piranômetro termoelétrico EPPLEY do LABSOL;
- Célula de Referência SOZ-03 do LABSOL;
- Multímetro *Minipa* ET-2082D;
- Multímetro *MultiMeter* MDR-400;
- Agilent Technologies 34980A – *datalogger* Multifunction Switch/Measure Unit;

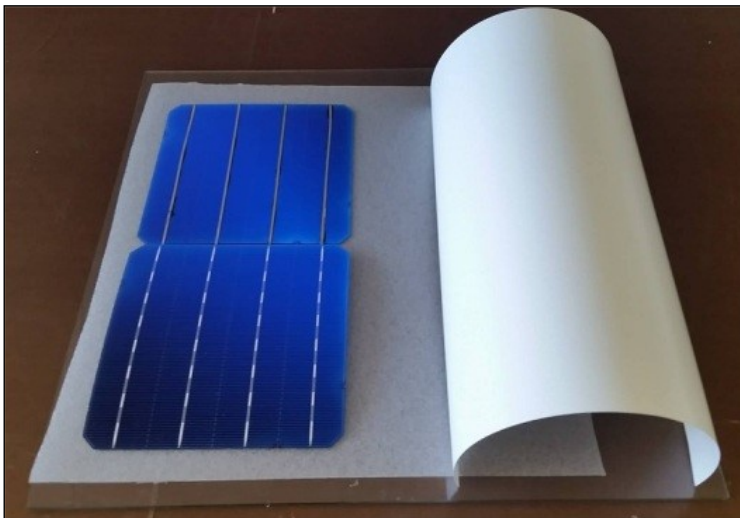
- Resistor *shunt* padrão do LABSOL;
- Simulador Solar Pasan SunSim 3c.

## 3.2 DESENVOLVIMENTO DOS PROTÓTIPOS DE REFERÊNCIA

### 3.2.1 Construção dos protótipos

Para a obtenção dos protótipos (Figura 24) foram utilizados o polímero *Tedlar* como material base, o polímero EVA para o encapsulamento das células fotovoltaicas e o vidro como material de cobertura. Para a construção dos protótipos foram utilizadas quatro células de m-Si para os módulos de referência e uma célula de m-Si e mc-Si para as células de referência.

Figura 24 – Componentes dos protótipos.



Fonte: do Autor.

Para o desenvolvimento dos protótipos, primeiramente é usado uma caneta de fluxo nos terminais da célula. Posteriormente para o processo de metalização da célula foi integrado uma fita de alumínio estanhada (1,8 mm) nas células utilizando uma estação de solda por indução. Em seguida, foi realizada a conexão em série das células para a obtenção dos módulos como pode ser observado na Figura 25. Alguns cortes de *tedlar* foram utilizados para isolar as ligações das células.

Figura 25 – Conexão em série da *string* de células fotovoltaicas.



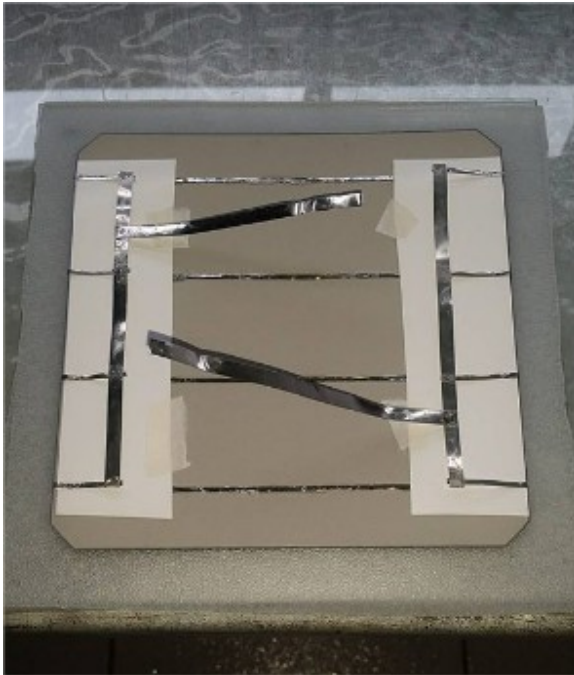
Fonte: do Autor.

As quatro células foram conectadas uma na outra pelo terminal positivo (cátodo) ao terminal negativo (ânodo), obtendo-se a tensão e corrente total conforme a Eq. (3.1). Após a conclusão da ligação da *string* de células, o conjunto foi integrado entre duas camadas de EVA. Uma camada de EVA foi inserida na superfície superior e a outra na superfície inferior das células. Posteriormente, foram inseridos o vidro e o *Tedlar*.

$$\begin{aligned} V &= V_1 + V_2 + \dots + V_n \\ I &= I_1 = I_2 = \dots = I_n \end{aligned} \quad (3.1)$$

O método realizado para metalização das células fotovoltaicas na construção das células de referência é o mesmo método utilizado na construção dos módulos de referência. A metalização ocorreu em apenas 1 célula fotovoltaica de m-Si e mc-Si como pode ser observado na Figura 26. Após a metalização uma camada de EVA foi inserida na superfície superior e inferior da célula.

Figura 26 – Estrutura da célula de referência.



Fonte: do Autor.

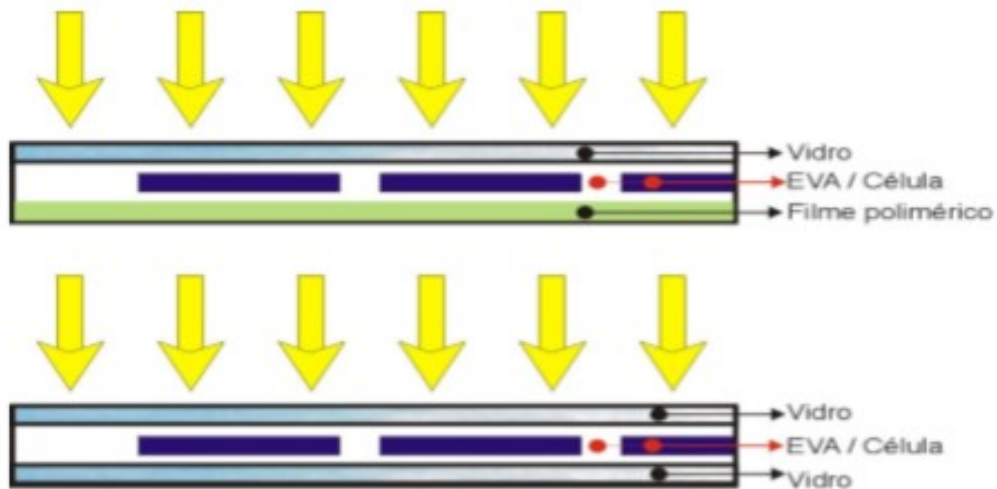
Os protótipos desenvolvidos passaram pelo processo de laminação para o encapsulamento das células fotovoltaicas.

### 3.2.2 Etapa de laminação

O encapsulante mais utilizado na produção de módulos fotovoltaicos é o EVA, fornecendo acoplamento óptico entre célula e os outros componentes. O encapsulamento fornece isolamento elétrico e físico para as células fotovoltaicas. Os módulos são montados conforme a Figura 27 com camadas de vidro/EVA/célula/EVA/Tedlar® ou vidro/EVA/célula/EVA/vidro (SANTOS, 2008).

Após a montagem dos componentes, o módulo é inserido em uma laminadora. O processo se inicia com o fechamento da câmara e um pré-aquecimento até a temperatura de 70 °C. O primeiro ciclo da laminação o EVA se encontra na forma de gel, e então, se inicia o vácuo na parte interior da câmara. No segundo ciclo, a temperatura chega a 90 °C e a parte superior do vácuo se desliga, fazendo com que a membrana de silicone pressione o módulo. No terceiro e último ciclo a temperatura sobe aproximadamente à 150 °C para a realização da fundição e cura do EVA. Depois da cura, o sistema é refrigerado com água até atingir uma temperatura de aproximadamente 75 °C, após esse processo, é conectada o vácuo na parte superior da câmara para soltar a membrana de silicone do módulo fotovoltaico (SANTOS, 2008).

Figura 27 – Posição do módulo fotovoltaico na laminadora.



Fonte: Santos (2008).

As vantagens do uso do EVA para a produção de módulos fotovoltaicos são:

- Constante dielétrica elevada;
- Baixo coeficiente de absorção de água e vapores úmidos;
- Boa adesão com diferentes materiais;
- Baixo custo;
- Elevada transmitância óptica.

A construção e o processo de laminação dos protótipos de células e módulos de referência foram realizados no Laboratório de Pesquisa Aplicada – LPA na Universidade Federal de Santa Catarina. Para o processo de laminação dos protótipos foi utilizado uma laminadora da marca *Astro* conforme apresentada na Figura 28.



Figura 28 – Laminadora de módulos fotovoltaicos *Astro*.



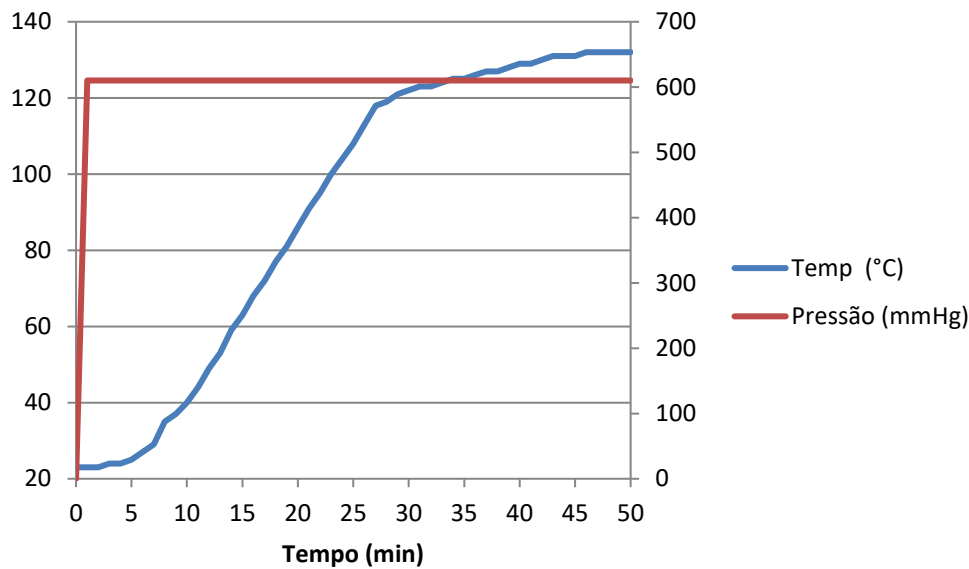
Fonte: do Autor.

No processo de laminação são alcançadas temperaturas entre 120 °C e 150 °C, quando o EVA se torna líquido e as eventuais bolhas de ar geradas são eliminadas (Pinho e Galdino, 2014). No processo de laminação dos protótipos, a pressão é reduzida entre 600 mmHg e 610 mmHg e a temperatura atingiu até 132 °C.

A Figura 29 apresenta a distribuição de temperatura e pressão ao longo do processo de laminação para o módulo de referência (PROT 1). A mesma distribuição para a célula de referência (PROT 4) está apresentada na Figura 30.

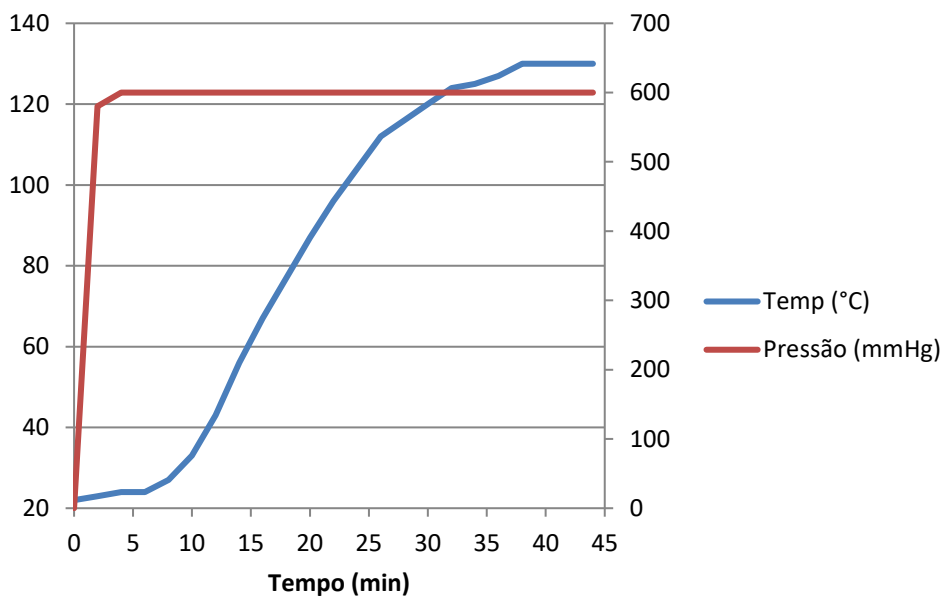
Observando a Figura 29 e 30, percebe-se que o perfil de temperatura ao longo do tempo é linear em praticamente todo o processo de laminação. A pressão em curto tempo se torna constante com valor de 610 mmHg, até o término da laminação. Observa-se, que o tempo total de laminação da célula de referência foi de aproximadamente 44 minutos, enquanto para o módulo de referência foi de 50 minutos. Esse tempo maior para o módulo é devido ao seu tamanho. O módulo possui uma área maior de contato na laminadora e assim levando um tempo maior para o aquecimento.

Figura 29 – Distribuição da temperatura e pressão para o módulo de referência (PROT 1) no período de laminação.



Fonte: do Autor.

Figura 30 – Distribuição da temperatura e pressão para a célula de referência (PROT 4) no período de laminação.



Fonte: do Autor.

Alguns eventuais defeitos que podem aparecer na fabricação de módulos fotovoltaicos têm que ser levados em conta. Módulos fotovoltaicos com as bordas das células fotovoltaica em contato é um defeito de fabricação consideravelmente inaceitável, indicando uma péssima qualidade do dispositivo, podendo resulta em modificação imprevisível da curva característica

I-V. Outros defeitos que podem aparecer são de células quebradas ou rachadas, que indicam que o dispositivo é de muito baixa qualidade, justificando, portanto, a sua reprovação. As células com problemas de metalização é um defeito inaceitável, reduzindo a eficiência das células, por aumentar a resistência em série, limitando assim, o desempenho do módulo (PINHO e GALDINO, 2014; NDIAYE et al, 2013; GALDINO, 2014).

### 3.2.3 Protótipos de células e módulos de referência

A estrutura de encapsulamento e tecnologias das células fotovoltaicas dos protótipos estão apresentadas na Tabela 3.1. As células de referência foram construídas usando diferentes tecnologias de silício cristalino. As tecnologias das células utilizada na construção foram de m-Si e mc-Si.

Tabela 1 – Estrutura dos protótipos de referência.

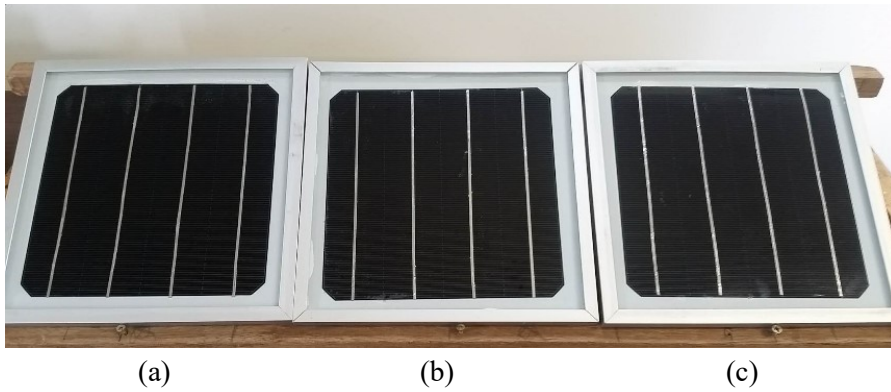
PROTÓTIPOS	ESTRUTURA	CÉLULA FV	N <sub>c</sub>
PROT 1	Vidro/EVA/Tedlar	m-Si	4
PROT 2	Vidro/EVA/Tedlar	m-Si	4
PROT 3	Vidro/EVA/Tedlar	m-Si	4
PROT 4	Vidro/EVA/Tedlar	m-Si	1
PROT 5	Vidro/EVA/Tedlar	m-Si	1
PROT 6	Vidro/EVA/Tedlar	m-Si	1
PROT 7	Vidro/EVA/Tedlar	mc-Si	1
PROT 8	Vidro/EVA/Tedlar	mc-Si	1
PROT 9	Vidro/EVA/Tedlar	mc-Si	1

Fonte: do Autor.

Após a conclusão do processo de laminação, os protótipos de células e módulos de referência desenvolvidos, não apresentaram nenhum eventual defeito apresentado acima.

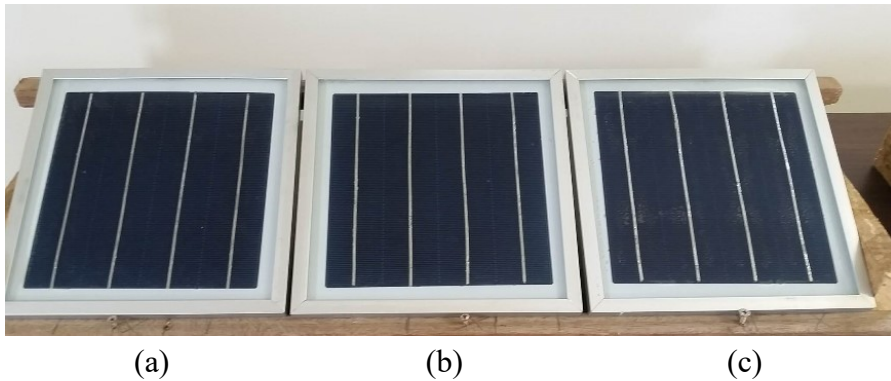
Através do método de inspeção visual os protótipos foram avaliados. Os protótipos não apresentaram nenhuma formação de bolhas no EVA após o processo de laminação, conforme pode ser observado nas Figuras 31, 32 e 33.

Figura 31 – Protótipos de células de referência, m-Si, PROT 4 (a), PROT 5 (b) e PROT 6 (c).



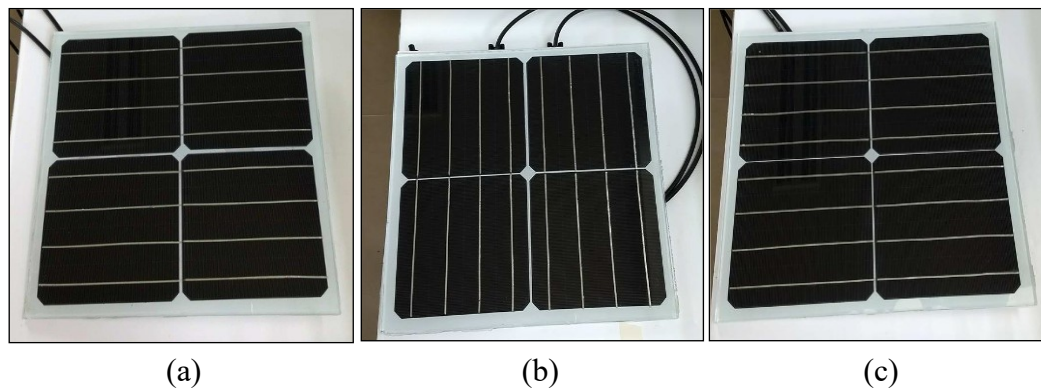
Fonte: do Autor.

Figura 32 – Protótipos de células de referência, mc-Si, PROT 7 (a), PROT 8 (b) e PROT 9 (c).



Fonte: do Autor.

Figura 33 – Protótipos de módulos de referência, Prot 1 (a), Prot 2 (b) e Prot 3 (c).



Fonte: do Autor.

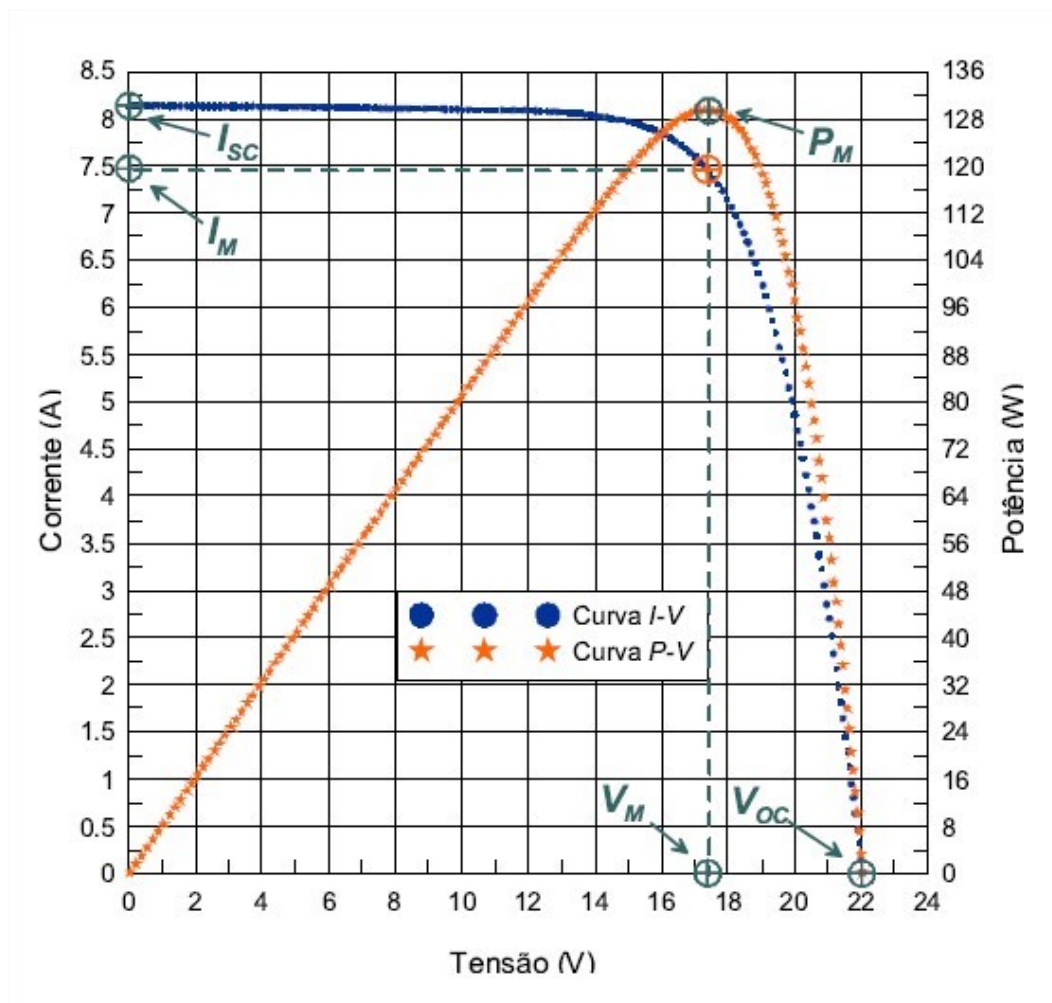
### 3.3 CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA

#### 3.3.1 Caracterização a partir de simulador solar (*indoor*)

O módulo fotovoltaico é submetido às condições padrões de ensaio, uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa em relação aos terminais do módulo, até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo com a corrente ficando negativa.

Durante esta varredura são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o traçado de uma curva característica (PINHO E GALDINO, 2014). A Figura 34 representa a curva característica  $I-V$  para um módulo fotovoltaico de 36 células em série, bem como a curva de potência *versus* tensão para este mesmo módulo.

Figura 34 – Curva característica I-V e curva de potência P-V de um módulo m-Si (36 células) com 130 W de potência e 12 V de tensão nominal.



Fonte: Bühler (2011).

Ao avaliar o desempenho de um módulo ou de um sistema fotovoltaico é extremamente importante que as medições sejam efetuadas em condições operacionais do módulo ou do sistema fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014; GARCIA, 2015).

O desempenho de células e módulos fotovoltaicos normalmente é associado às condições de teste padrão (*Standart Test Conditions –STC*), ou seja, nível de irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  ou também conhecido como 1 sol, distribuição espectral correspondente a AM1,5

e temperatura de célula de 25°C. Estas condições de irradiância representam as condições de operação de um dia de céu claro, entretanto, a temperatura em operação frequentemente resulta em temperaturas próximas a 50 °C. A diferença entre essas temperaturas proporciona também uma diferença entre a potência entregue pelo módulo fotovoltaico e a potência nominal, devido à queda de tensão (MACÊDO, 2006).

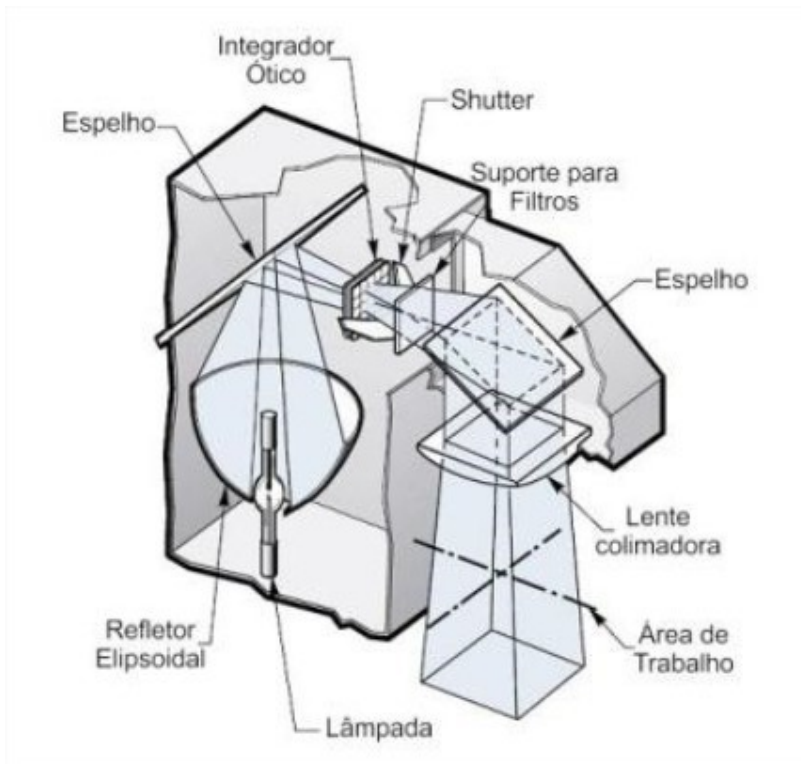
A caracterização de módulos fotovoltaicos em simuladores solares (*indoor*) vem se tornando mais comum do que a caracterização *outdoor*. Uma vantagem do uso de simuladores solares é que o equipamento é independente do clima e do tempo meteorológico, podendo realizar simulações a qualquer momento do dia. Para as empresas produtoras de módulos fotovoltaicos os simuladores solares são muito importantes para a certificação do produto (CARRILO et al, 2017).

A caracterização dos módulos fotovoltaicos foi realizada através de um simulador solar. A simulação consiste em verificar os aspectos técnicos e parâmetros das curvas I-V incluindo a variação de irradiância. Os testes foram realizados no laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

O simulador solar é um equipamento que conta com lâmpadas especiais para emular as propriedades da radiação solar durante o ensaio da determinação da curva característica de dispositivos fotovoltaicos. A corrente e tensão do módulo que está sendo testado, além da irradiância e da temperatura da célula são medidos e registrados através de um aparelho eletrônico específico (DALMAGRO e KRENZINGER, 2013).

Os simuladores solares são dispositivos que produzem em certas condições uma irradiância similar à radiação solar com o objetivo de realizar pesquisas e testes em laboratório de dispositivos fotovoltaicos (células e módulos fotovoltaicos), coletores térmicos solares e outros equipamentos. Um simulador solar consiste basicamente em três componentes principais: (a) Iluminador e fonte de alimentação associada; (b) sistema óptico e filtros para colimar e causar o espectro, (c) controles para operação e ajuste de irradiância, apresentados na Figura 35 (GUIMARÃES et al, 2013).

Figura 35 – Diagrama esquemático de um simulador solar.



Fonte: Guimarães et al (2013).

A Figura 36 apresenta os três tipos básicos de simuladores solares que são diferenciados de acordo com a tecnologia utilizada para a geração de luz.

Figura 36 – Exemplos de simuladores solares.



Fonte: Dalmagro e Krenzinger (2013).

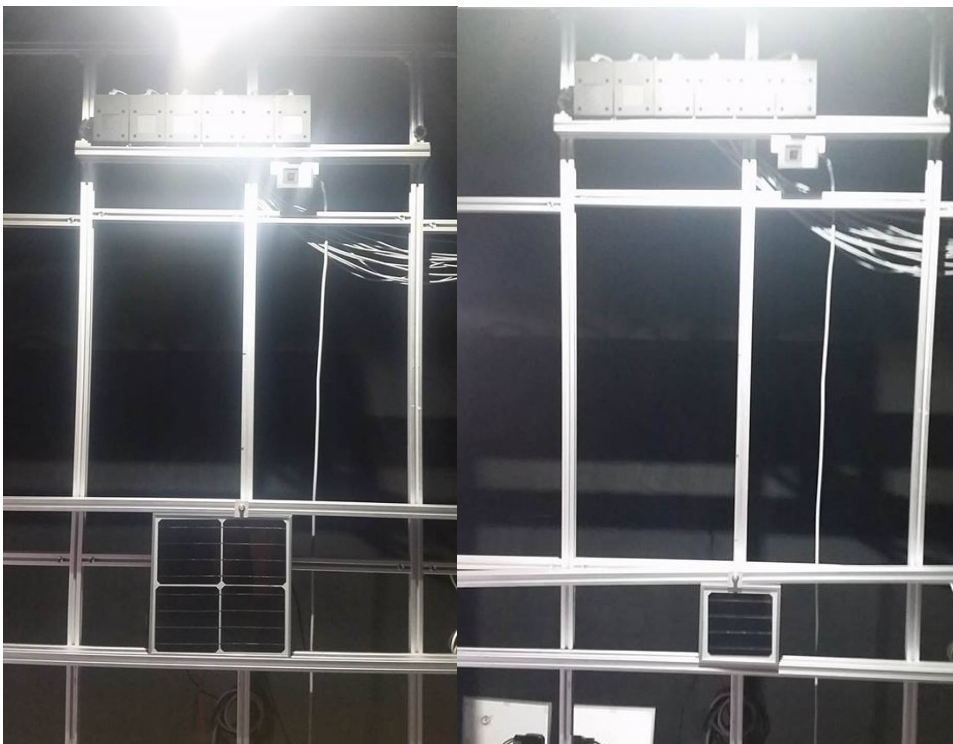


No simulador solar o sistema de medição é composto por uma carga eletrônica e um conjunto de conversores analógico/digital que realizam a aquisição de variáveis. Os conversores recebem os sinais analógicos dos canais de entrada e transferem para o computador os respectivos valores digitais desses canais. Quando o flash é disparado a carga eletrônica faz a varredura de tensão e o sistema de aquisição mede simultaneamente os valores de corrente, tensão, irradiância e temperatura, podendo determinar a curva I-V de módulos fotovoltaicos e seu ponto de máxima potência (MOCELIN, 2014).

As medições dos resultados de ensaios realizados no simulador solar são controladas por um microcomputador conectado à carga eletrônica. Por meio do software de operação do simulador é possível transferir a curva característica medida para as condições padrão de teste (MOCELIN, 2014).

O túnel do simulador é composto de paredes escuras de material com baixa refletância nos comprimentos de onda de interesse. Nesta câmara fica o suporte para o encaixe dos módulos, onde se encontra a célula de referência e o módulo sob teste, a uma distância específica da lâmpada de xenônio geradora do flash (Figura 37).

Figura 37 – Vista interna do simulador com a célula e módulo de referência na caracterização elétrica *indoor*.



Fonte: do Autor.



Na Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS foram realizados os ensaios de caracterização elétrica dos protótipos de referência no simulador solar (*indoor*), tendo como intuito a análise das características elétricas destes protótipos. A curva característica IV foi obtida para cada protótipo. O principal parâmetro elétrico avaliado dos protótipos foram a  $I_{SC}$  e o FF, devido o valor de irradiância ter uma correlação com a  $I_{SC}$ . Para certificar que os protótipos foram construídos com uma boa qualidade e sem defeitos, foram avaliados os FF.

### 3.3.2 Caracterização a partir de sol natural para as células de referência (*outdoor*)

De acordo com a IS/ISO 9847:1992, o piranômetro de referência para a calibração em ambiente externo (*outdoor*) precisa ser de uma classe superior que o piranômetro que está sendo calibrado e deve possuir uma alta estabilidade a longo prazo, de acordo com a ISO 9060. Dentro de 12 meses antes da calibração de outros piranômetros, o piranômetro de referência precisa ser recalibrado por comparação com um pireliômetro.

Em condições de céu limpo e com os piranômetros na posição horizontal a calibração é realizada com leituras instantâneas de tensão em ambos os instrumentos, por no mínimo de 15 a 20 minutos, contendo cada uma com 21 ou mais leituras instantâneas. Essas medições são realizadas durante um período de 2 a 3 dias ou até obter um número razoável dos dados. A calibração se realiza no início da manhã, passando pelo meio dia solar e terminando durante a tarde, garantindo que os dados coletados pertençam a um período que garante que o ângulo solar de elevação exceda  $20^\circ$ .

A calibração das células de referências (*outdoor*) foi realizada na Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS. As seis células de referência, um piranômetro termoeletrico calibrado ( $8,28 \times 10^{-6} \text{ V}/(\text{W}/\text{m}^2)$ ) e uma célula de referência padrão (calibrada) com uma constante de calibração de ( $88,5 \text{ mV}/(\text{kW}/\text{m}^2)$ ) foram anexadas em uma plataforma com orientação horizontal e exposta ao sol (sem nuvens), conforme a Figura 38.

Todos os dispositivos foram conectados no cartucho do *datalogger* Multifunction 34980A, da marca *Agilent Technologies*. A unidade *Agilent 34980A* é um dispositivo utilizado para aquisição de dados que permite visualizar as leituras através da tela de um computador. Os dados de tensão de cada dispositivo foram medidos diretamente em um tempo de 3 horas, com passo de um minuto. Um sensor de temperatura foi anexado no *Tedlar* do PROT 6 com intuito de registrar as medidas de temperatura da célula.

O PROT 5 não foi calibrado no mesmo dia dos demais protótipos e quando calibrado foi apenas com a célula de referência.

Figura –38 - Calibração outdoor das células de referência.



Fonte: do Autor.

Em um período de 3 horas de medição foram registrados valores de tensão com diferentes valores de irradiância dos protótipos, célula de referência e piranômetro termoelétrico. Com os dados de tensão medidos do piranômetro e da célula de referência chega-se na radiação solar através da constante de calibração dos dispositivos. Com esses valores de irradiâncias se constrói o gráfico com a tensão medida de cada protótipo. Realizando uma regressão linear chega-se a uma constante de calibração para cada protótipo. O valor da irradiância medida pelos protótipos vai ser a tensão medida dividida pela constante de calibração do protótipo.

### 3.4 CARACTERIZAÇÃO TÉRMICA

#### 3.4.1 Termografia

As imagens de termografia foram registradas no campus Araranguá da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. As imagens obtidas foram das células de referência em circuito aberto e dos módulos de referência nas condições de curto-circuito e circuito aberto. A câmera utilizada está apresentada na Figura 39, da marca *Flir* TG165 com resolução de 176 (W) x 220 (H) pixels, faixa de medição da temperatura infravermelho de  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $380\text{ }^{\circ}\text{C}$ , campo de visão de  $45\text{ }^{\circ}$  x  $38,6\text{ }^{\circ}$ , resolução infravermelho 80 x 60 pixels, sensibilidade térmica  $< 150\text{ mK}$ , foco fixo e precisão de  $\pm 1,5\%$  ou  $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Figura –39 - Câmera termográfica.



Fonte: do Autor.

### 3.5 VALIDAÇÃO DAS MEDIDAS

As medidas foram realizadas na Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, campus Araranguá. As células e módulos de referência foram anexados em uma estrutura de ferro (Figura 40) na posição horizontal ao plano da terra. Essa posição horizontal evita que a componente albedo da radiação solar entre em contato com a superfície da célula fotovoltaica, evitando um aumento de concentração de irradiância.

Figura 40 - Protótipos na estrutura de medição.

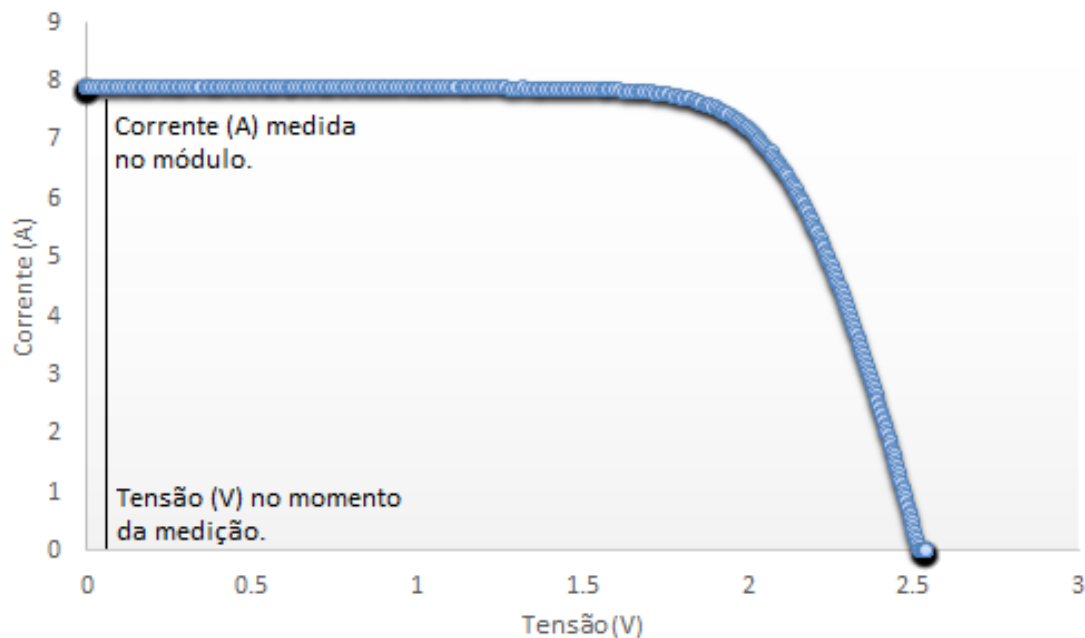


Fonte: do Autor.

A corrente ( $I_{SC}$ ) foi o parâmetro elétrico medido nos módulos de referência (Figura 41). Para as células de referência foi medido a queda de tensão no resistor *shunt* com resistência de  $0,00375 \Omega$  (Figura 42), após a corrente elétrica passar pelo resistor. Após as medidas desses parâmetros foram calculadas as irradiâncias e comparado com o piranômetro fotovoltaico da estação meteorológica, da planta piloto bioclimática.

Os módulos de referência estão conectados com a caixa de junção, foi assumido que a corrente elétrica medida quando o módulo está em curto circuito com os terminais do multímetro, seja a corrente  $I_{SC}$  em tensão zero da curva característica I-V naquelas condições em campo (Figura 41).

Figura –41 - Curva IV do módulo de referência.



Fonte: do Autor.

Conforme apresentado na Figura 41, pode-se observar que existe uma tensão no momento da medição da corrente elétrica. Essa tensão existente no momento da medição é uma tensão próxima de zero. Devido essa tensão ser pequena, foi assumido que a corrente medida nos terminais do módulo é a  $I_{SC}$ .

Figura 42 - Resistor *shunt* anexado na célula de referência.



Fonte: do Autor.

### 3.6 INCERTEZA DAS MEDIDAS

A unidade *Minipa* ET-2082D é um dispositivo chamado multímetro digital utilizado para aquisição de dados para medições manuais. A medida da irradiância é obtida a partir da diferença de potencial no resistor *shunt* correspondente da célula de referência medida com esse equipamento. A Tabela 2 apresenta algumas especificações referentes a exatidão do instrumento.

Tabela 2 – Precisão do multímetro ET-2082D em diferentes faixas de escala para medição da tensão DC.

Faixa	Resolução	Precisão
200 mV	0,1 mV	
2 V	1 mV	$\pm (0,5 \% + 3D)$
20 V	0,01 V	
200 V	0,1 V	
1000 V	1 V	$\pm (0,8 \% + 10D)$

Fonte: Manual de instruções do fabricante *Minipa* ET-2082D.

As medidas de tensão no resistor *shunt* das células de referência foram realizadas em uma faixa de 200 mV com uma resolução de 0,1 mV e uma precisão de  $\pm (0,5 \% + 3D)$ .

A unidade *MultiMeter* MDR-400 também é um multímetro digital utilizado para aquisição de dados para medições manuais. A medida da irradiância foi obtida a partir da corrente elétrica medida no momento que a irradiância incide no módulo de referência. Nos módulos de referência não foram inseridos resistores *shunts*. Uma caixa de junção foi anexada

ao módulo e ligada nos terminais positivo e negativo. As medidas da  $I_{SC}$  eram realizadas com o multímetro MDR-400 diretamente nos terminais do conector do módulo de referência. A Tabela 3 apresenta algumas especificações referentes a exatidão do instrumento.

Tabela 3 – Precisão do multímetro MDR-400 em diferentes faixas de escala para medição da corrente DC.

Faixa	Resolução	Precisão
400 mA	0,1 mA	
4000 mA	1 mA	$\pm (1,5 \% \pm 3D)$
40 mA	10 mA	
400 mA	100 mA	
20 A	10 mA	$\pm (2,5 \% \pm 5D)$

Fonte: Manual de instruções do fabricante *MultiMeter* MDR-400.

As medidas de  $I_{SC}$  nos terminais dos módulos de referência foram realizadas em uma faixa de 20 A com uma resolução de 10 mA e uma precisão de  $\pm (2,5 \% \pm 5D)$ .

As medições da  $G_{REF}$  foram através de uma célula de referência fotovoltaica instalada na estação meteorológica da planta piloto bioclimática. Os dados de irradiância eram acompanhados pelo *datalogger*. A faixa de medição desta variável vai de 0 a 1800 W/m<sup>2</sup>, com precisão de  $\pm 5\%$  da escala total ou fundo de escala.

### 3.7 AQUISIÇÃO DE DADOS ATRAVÉS DA PLATAFORMA ARDUINO

O processo de coleta de dados da célula de referência foi automatizado. Foi implementado um sistema de *Data Logger* (Registrador de Dados) de baixo custo através da plataforma Arduino modelo Uno R3. A função desse sistema é de converter os baixos níveis de tensão de até 50 mV sobre o resistor *Shunt* para valores de até 4,5 V, ler os sinais e gravá-los em um cartão de memória para posterior análise dos dados. Para isso, o sistema foi composto por três blocos principais, sendo eles: acondicionamento de sinais, leitor de dados e gravador de dados.

O circuito de acondicionamento de sinais apresentado na Figura 43 foi implementado através do amplificador de instrumentação modelo *INA122P* da *Texas Instruments*, seguido de um filtro passa-baixas do tipo RC de primeira ordem com frequência de corte de 330 Hz. Esse circuito foi montado conforme esquema proposto na página 9 do *Datasheet* do fabricante e





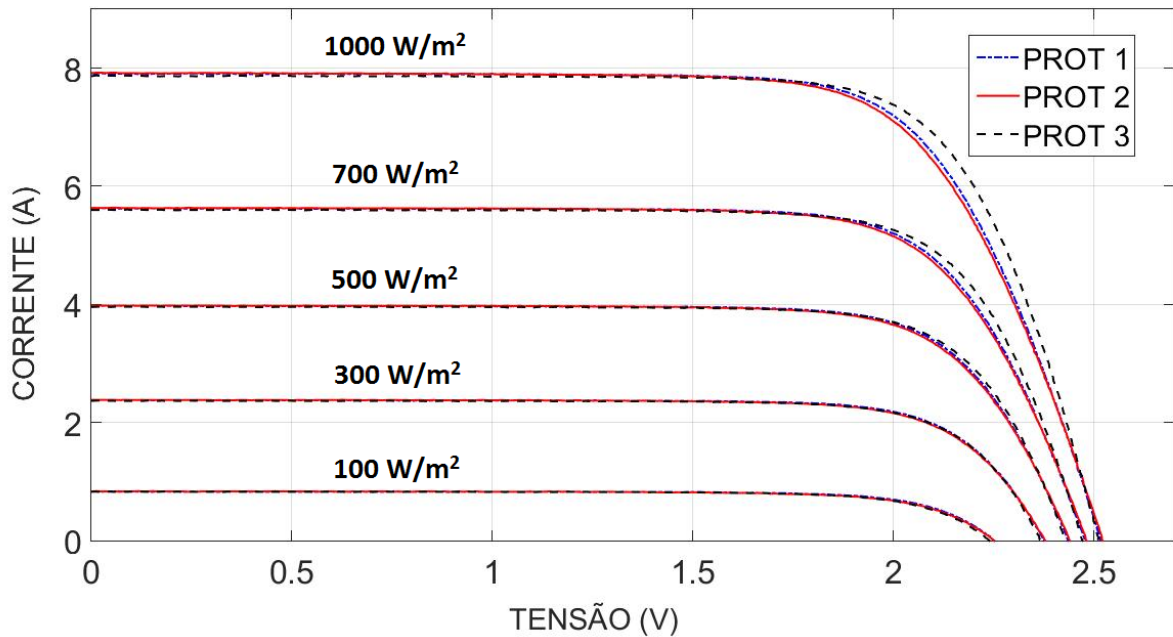
## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção apresenta os resultados obtidos a partir do método apresentado, bem como discussões relevantes acerca dos mesmos.

### 4.1 Caracterização *indoor* dos módulos e células de referência

Para os protótipos de módulos de referência foram obtidas curvas I-V em diferentes irradiâncias, afim, de observar o comportamento de FF com a variação da irradiância. A Figura 44 apresenta as curvas I-V em diferentes irradiâncias para os três módulos.

Figura 44 - Curvas I-V em diferentes irradiâncias para os PROT 1, PROT 2 e PROT 3.

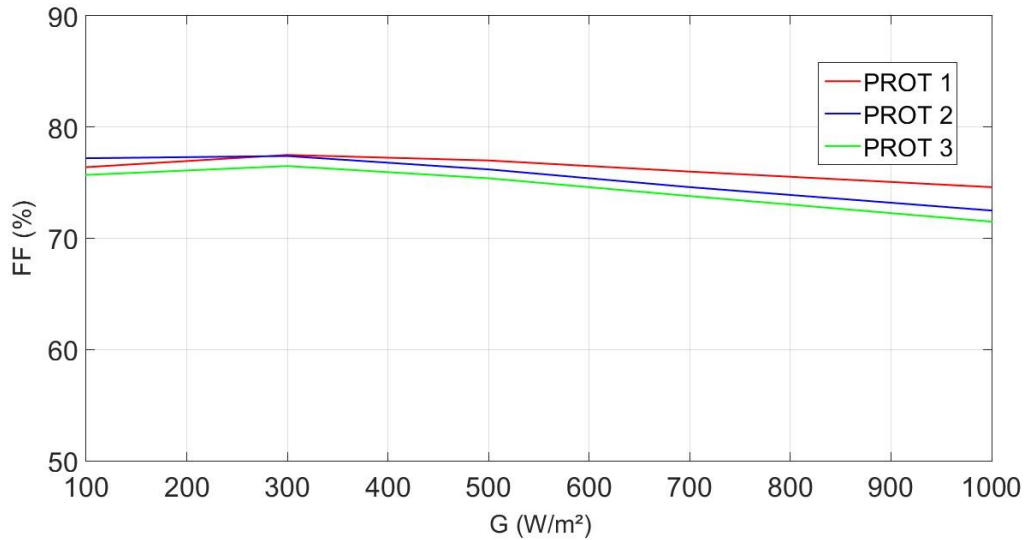


Fonte: do Autor.

Observando as Figuras 44 e 45 nota-se o comportamento do FF dos protótipos desenvolvidos em função da irradiância. A redução do fator de forma com o aumento da irradiância é causada devido à resistência série dos protótipos desenvolvidos. Um fator importante a ser observado é que o FF dos módulos de referência se mantiveram acima de 70 % em todas as irradiâncias medidas, confirmando que os protótipos foram construídos com uma boa qualidade.



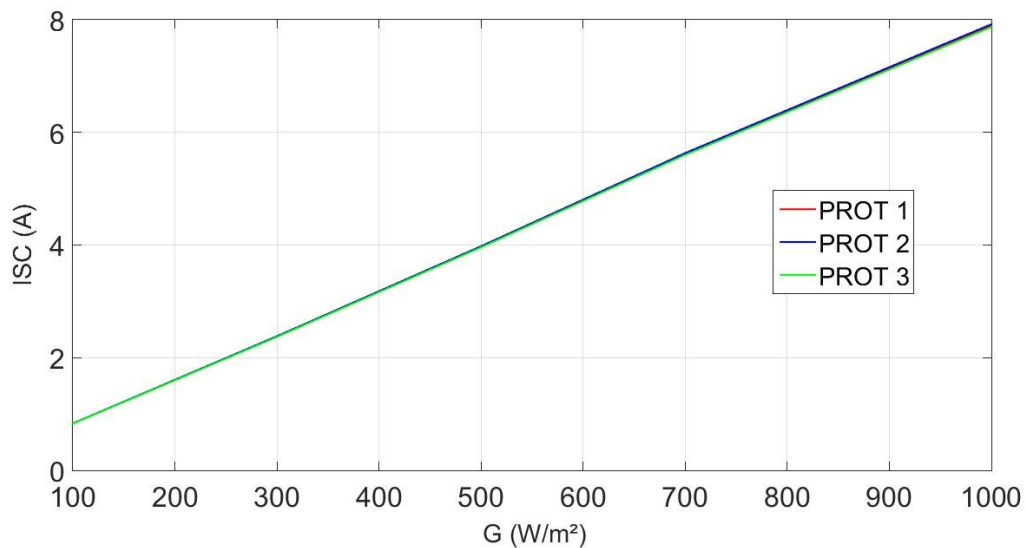
Figura 45 - Variação de FF com o aumento da irradiância dos módulos de referência.



Fonte: do Autor.

Outros parâmetros elétricos foram analisados em relação ao aumento da irradiância. A Figura 46 mostra a linearidade da  $I_{SC}$  em relação ao aumento da irradiância para os módulos de referência. Através dessa correlação linear da  $I_{SC}$  com a irradiância consegue-se determinar a irradiância no momento que está medindo a  $I_{SC}$  em um dia ensolarado. Nos dias parcialmente nublados a variação da irradiância acontece em um curto intervalo de tempo e o valor da  $I_{SC}$  irá variar na mesma proporção. As  $I_{SC}$  para os protótipos de módulos de referência foram de aproximadamente 7,9 A na condição padrão de 1000 W/m²,  $T = 25^{\circ}\text{C}$  e  $AM = 1,5$ .

Figura 46 - Variação da  $I_{SC}$  com o aumento da irradiância dos módulos de referência.

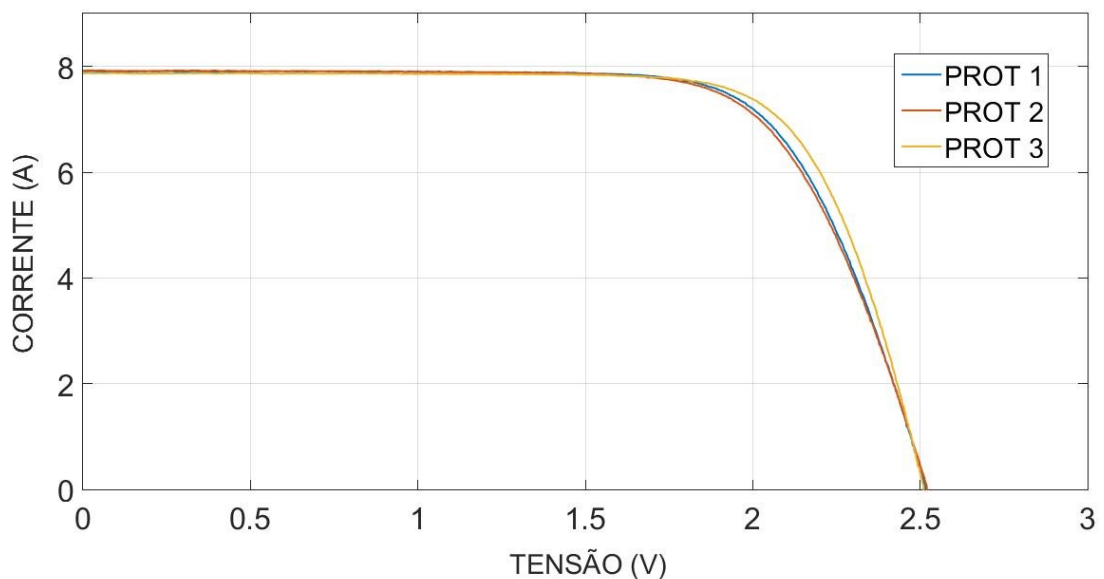


Fonte: do Autor.

As curvas características I-V dos protótipos foram obtidas através de um simulador solar (*indoor*) em condição padrão, com irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e AM 1,5. Os testes foram realizados no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). As curvas I-V em condição padrão dos protótipos são apresentadas nas Figuras 47, 48 e 49.

Observando a Figura 47 percebe-se que as curvas IV dos módulos de referência são coincidentes. Essa proximidade das curvas demonstra uma repetibilidade no processo construtivo dos três módulos de referência. O valor da  $V_{OC}$  dos módulos está próximo de  $2,5 \text{ V}$  devido cada célula fotovoltaica possuir uma tensão de aproximadamente  $0,6 \text{ V}$ . A  $I_{SC}$  gerada em cada célula na condição padrão é de aproximadamente  $7,8 \text{ A}$ . Outro fator importante para analisar na curva IV é o FF, parâmetro que está acima dos  $70 \%$ .

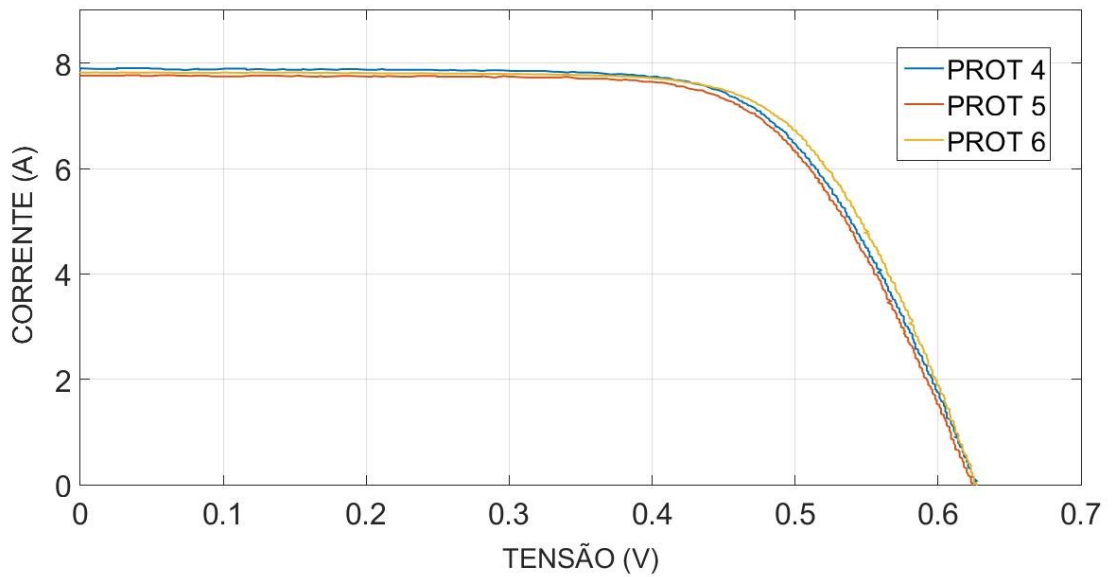
Figura 47 - Curvas I-V dos módulos de referência,  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{célula} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  e AM1,5.



Fonte: do Autor.

As curvas IV para os protótipos de células de referência (Figura 47 e 48) não apresentam uma forma tão retangular quando comparado com os protótipos de módulos de referência. O FF para as células de referência são menores que para os módulos de referência e estão na ordem de  $68 \%$ . As  $V_{OC}$  para as células foram aproximadamente  $0,62 \text{ V}$  com as duas tecnologias de c-Si.

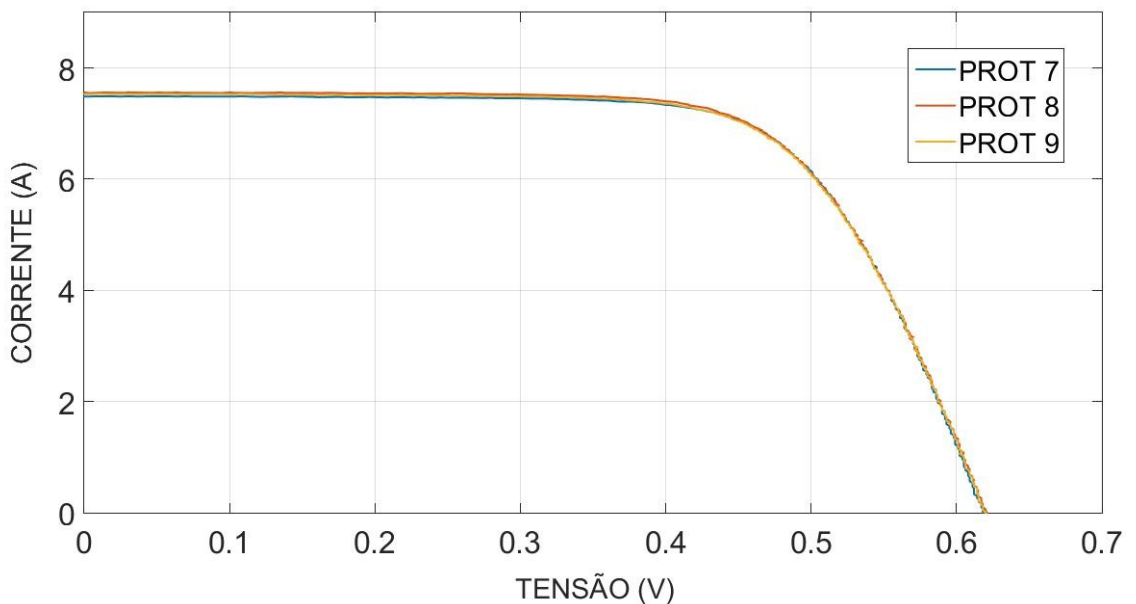
Figura 48 - Curvas I-V das células de referência de m-Si,  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{\text{célula}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  e AM1,5.



Fonte: do Autor.

A  $I_{SC}$  gerada pelas células de mc-Si é menor que a corrente gerada pelas células de m-Si devido a tecnologia das células e essa diferença é notável na curva I-V. A  $I_{SC}$  nas células de m-Si é aproximadamente de 7,8 A enquanto a  $I_{SC}$  para as células de mc-Si é aproximadamente de 7,5 A.

Figura 49 - Curvas I-V das células de referência de mc-Si,  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{\text{célula}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  e AM1,5.



Fonte: do Autor.

## 4.2 Caracterização *outdoor* das células de referência

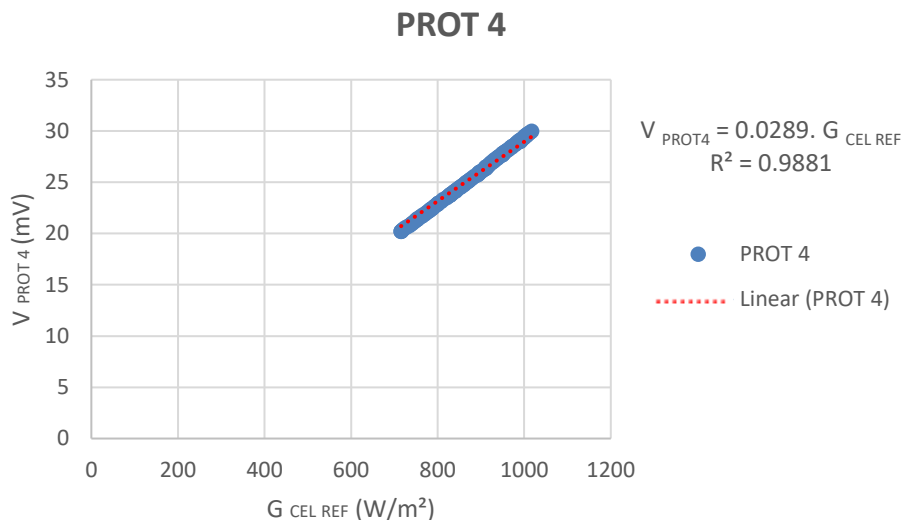
A caracterização *outdoor* dos protótipos de células de referência foram divididas em calibração através de uma célula de referência padrão (calibrada) e calibração através de um piranômetro termoelétrico.

### 4.2.1 Caracterização utilizando à célula de referência padrão (calibrada)

As medidas de tensão dos PROT 4, PROT 6, PROT 7, PROT 8 e PROT 9 foram realizadas no mesmo dia. Os valores de tensão para o PROT 5 foram coletados em um dia diferente dos outros protótipos.

A curva de calibração e a constante de calibração do PROT 4 em relação a célula de referência calibrada, está apresentada na Figura 50. Analisando à Figura 50, observa-se que a equação da reta para o PROT 4 é de  $V_{\text{PROT 4}} = 0,0289 \cdot G_{\text{CEL REF}}$ , ou seja 28,9 mV/1000 (W/m<sup>2</sup>). Os gráficos dos outros protótipos de células de referência se encontram no APÊNDICE D.

Figura 50 - Curva de calibração *outdoor* do PROT 4 com a célula de referência padrão.

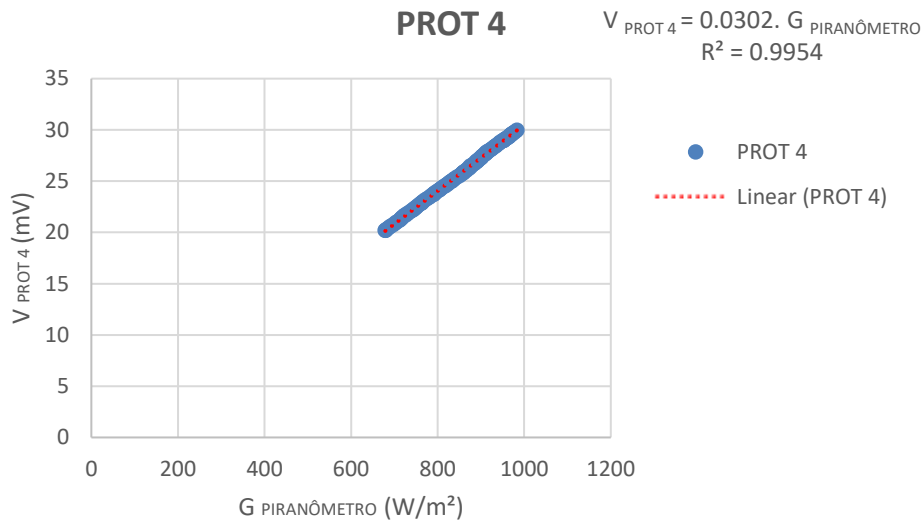


Fonte: do Autor.

### 4.2.2 Caracterização utilizando o piranômetro termoelétrico

A curva de calibração e a constante de calibração do PROT 4 em relação ao piranômetro termoelétrico calibrado, está apresentada na Figura 51. Analisando à Figura 51, observa-se que a equação da reta para o PROT 4 é de  $V_{\text{PROT 4}} = 0,0302 \cdot G_{\text{PIRANÔMETRO}}$ , ou seja 30,2 mV/1000 (W/m<sup>2</sup>). Os gráficos dos outros protótipos se encontram no APÊNDICE E.

Figura 51 - Curva de calibração outdoor do PROT 4 com o piranômetro termoeelétrico.



Fonte: do Autor.

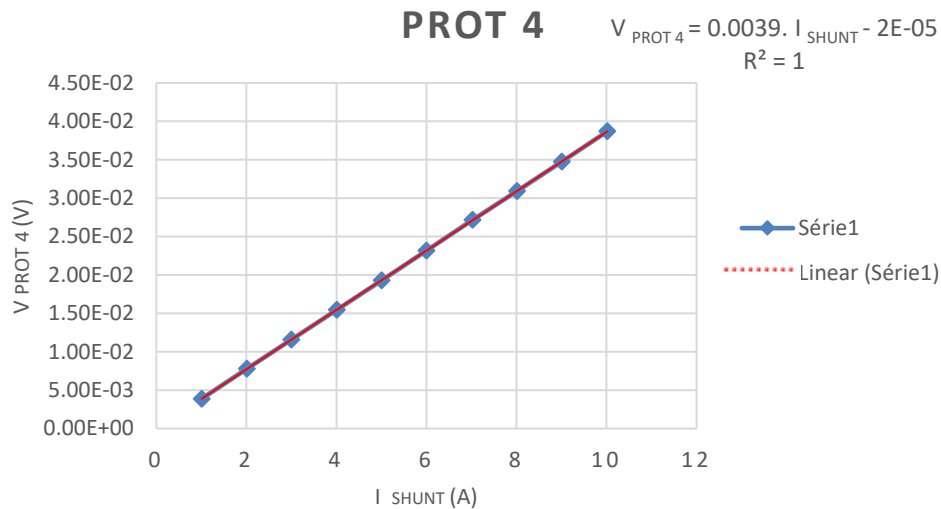
### 4.3 Calibração do resistor *shunt*

Na calibração dos resistores *shunts*, as células de referência junto aos resistores foram conectadas em série uma com a outra, conforme apresentado no Anexo 1. A primeira célula é conectada com o resistor *shunt* padrão que é ligado na fonte de corrente e no multímetro. Na última célula o resistor *shunt* é ligado na fonte de corrente. A escolha dos valores de tensão aplicada foi decorrente aos valores de corrente desejável que variaram de 1,008 a 10,021 A, com passo de 1 A. Nos dias ensolarados a corrente elétrica na célula fotovoltaica dificilmente atingi um valor de 10 A. Para cada passo foi medido a queda de tensão nos resistores *shunts* de cada protótipo.

Como a resistência do resistor *shunt* padrão é conhecida de  $R = 0,01 \Omega$ , foi determinada a corrente elétrica em todos os protótipos para cada passo aplicado. A tensão (mV) nos resistores *shunts* de cada protótipo foi medida para cada valor de corrente aplicado. Com os valores de tensão e corrente se determina o valor de resistência de cada resistor *shunt*.

A constante de calibração do *shunt* para cada protótipo foi determinada através da Figura 52. Os gráficos dos outros protótipos se encontram no APÊNDICE F.

Figura 52 - Curva de calibração do resistor *shunt* do PROT 4.



Fonte: do Autor.

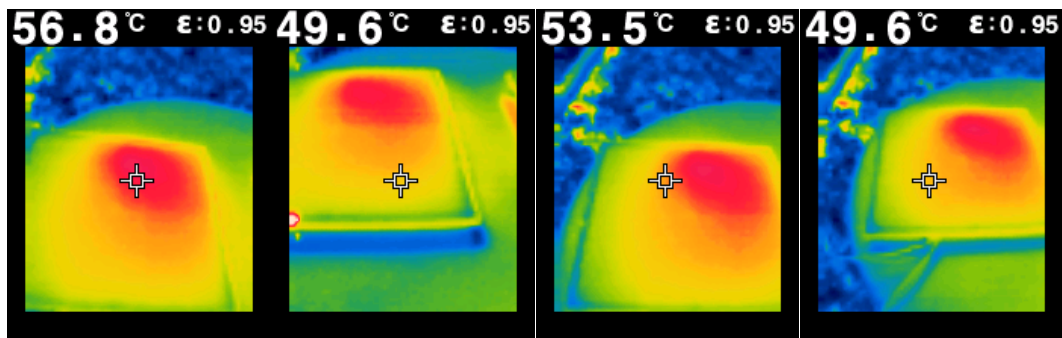
#### 4.4 Caracterização termográfica dos protótipos

Foram realizados os registros de distribuição de temperatura das quatro células (m-Si) nos módulos de referência PROT 1, PROT 2 e PROT 3. As medidas foram efetuadas em dia ensolarado, com horário próximo ao meio dia e nas condições de curto circuito (Figura 53, 54 e 55) e circuito aberto (Figura 56, 57 e 58). Os protótipos foram posicionados no plano horizontal no momento das medições. Nas imagens a cor azulada não faz parte dos protótipos e sim do ambiente em torno deles.

Na condição de curto circuito percebe-se pelas Figuras 53 e 55 que os PROT 1 e PROT 3 possuem uma célula com temperatura superior quando comparando com as demais células do módulo. No PROT 1 essa célula se encontra na parte superior à direita do módulo, atingindo uma temperatura de 56,8 °C, enquanto as demais estavam com uma temperatura próxima a 50 °C. Para o PROT 3 a célula mais quente se encontrou na parte superior a esquerda, atingindo temperatura de 59,1 °C, enquanto as demais próximas a temperatura de 50 °C.

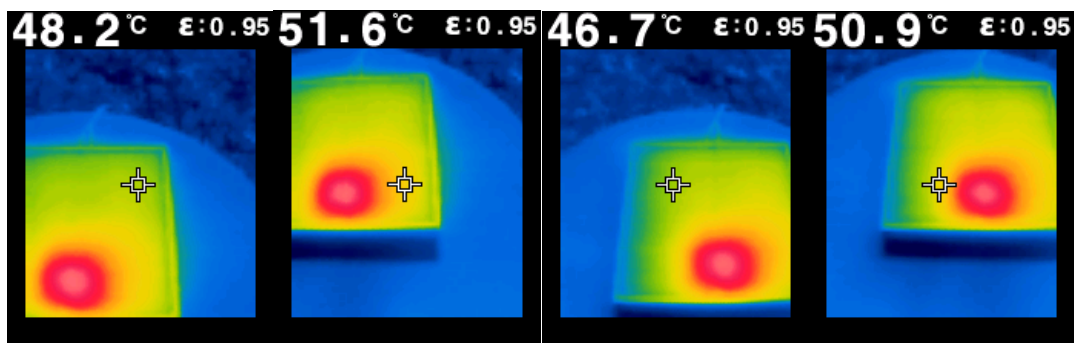
O PROT 2, devido ao fato de não estar circulando corrente elétrica pelo módulo, na condição de curto circuito apresentou um gradiente de temperatura menor. O local mais quente que o PROT 2 apresentou foi nas células próximas a caixa de junção. Observando a Figura 54, as temperaturas maiores são nas células próximas a caixa de junção, chegando a temperaturas próximas de 50 °C.

Figura 53 - Termografia do PROT 1 em condição de curto circuito.



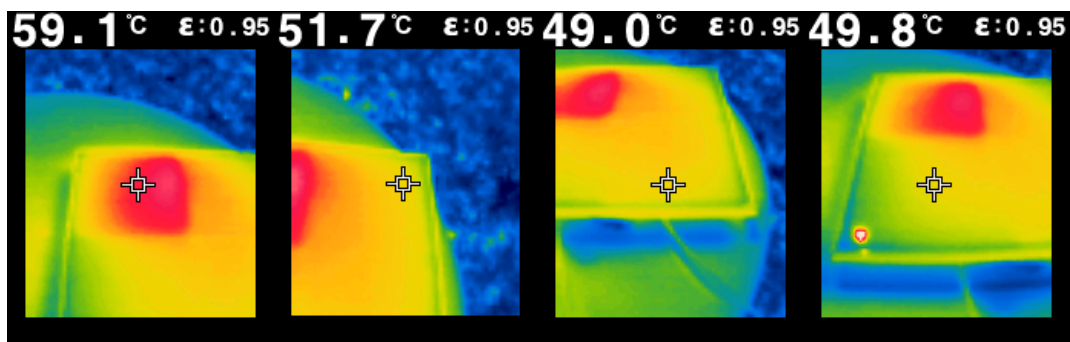
Fonte: do Autor.

Figura 54 - Termografia do PROT 2 em condição de curto circuito.



Fonte: do Autor.

Figura 55 - Termografia do PROT 3 em condição de curto circuito.

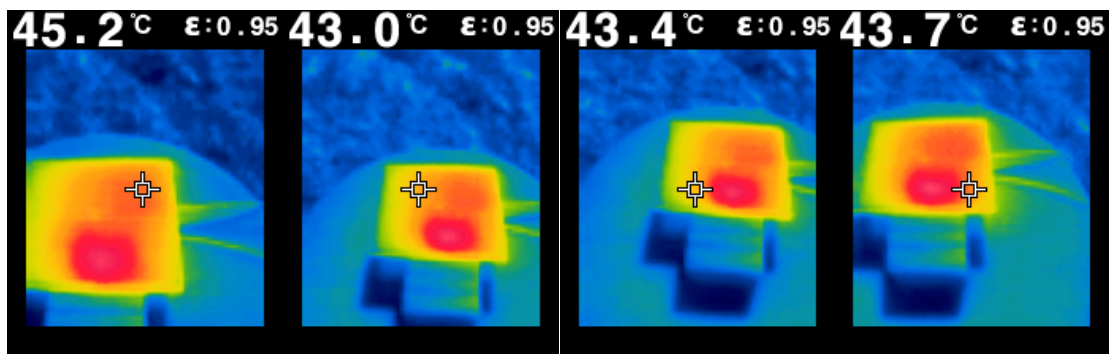


Fonte: do Autor.

Nas condições de circuito aberto a energia solar é transformada em energia térmica. Essa energia na forma de calor é dissipada por toda a área do módulo fotovoltaico. A imagem do módulo nessas condições se torna mais avermelhada e uniforme em torno de toda a área do módulo.

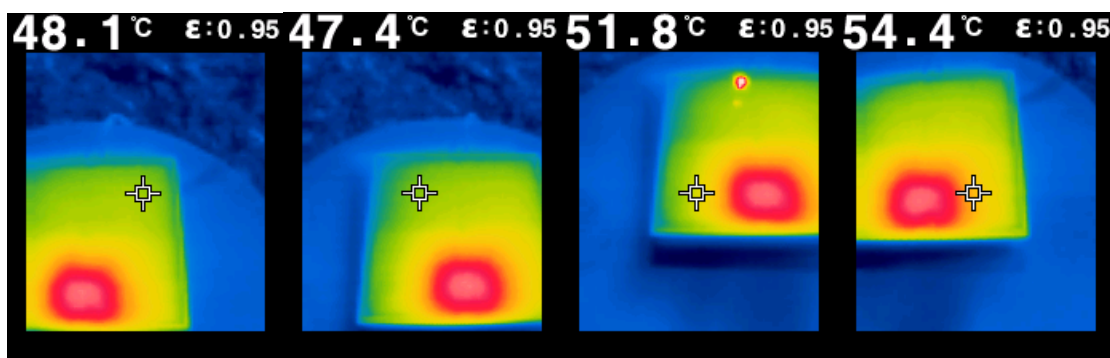
Observando as Figura 56 e Figura 58 nota-se que as temperaturas das células estão praticamente na mesma faixa, aproximadamente 44 °C (PROT 1) e de 48 °C (PROT 3), devido ao efeito de distribuição do aumento de temperatura por toda a área do módulo.

Figura 56 - Termografia do PROT 1 em condição de circuito aberto.



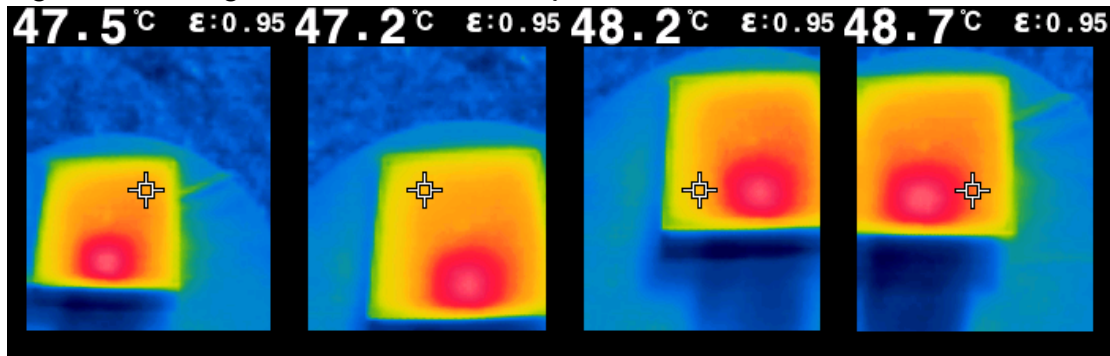
Fonte: do Autor.

Figura 57 - Termografia do PROT 2 em condição de circuito aberto.



Fonte: do Autor.

Figura 58 - Termografia do PROT 3 em condição de circuito aberto.



Fonte: do Autor.

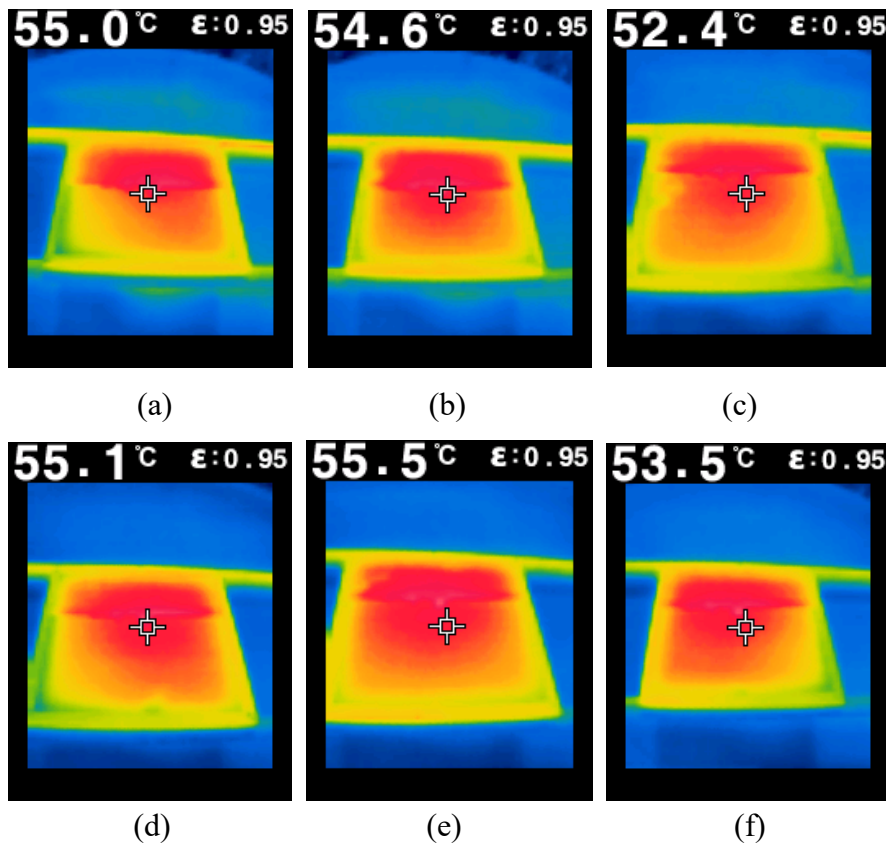
Observa-se que na condição de circuito aberto para o PROT 2 (Figura 57) as temperaturas de célula continuaram muito próximas das temperaturas na condição de curto circuito. As imagens do PROT 2 revelaram que o dano causado no módulo pode ser em alguma célula do módulo, em alguma ligação das células ou na caixa de junção.

Para os protótipos das células de referência (Figura 59) também foram realizadas as imagens termográficas na condição de circuito aberto. Observando as imagens percebe-se que



na maioria das células as temperaturas estão aproximadamente em 55 °C. A distribuição da temperatura mais elevada está por toda a célula devido a imagem ser registrada em circuito aberto.

Figura 59 - Termografia do PROT 4 (a), PROT 5 (b), PROT 6 (c), PROT 7 (d), PROT 8 (e) e PROT 9 (f) em condição de circuito aberto.



Fonte: do Autor.

#### 4.5 Análise de repetibilidade do processo construtivo dos protótipos

Para cada protótipo foram realizadas seis medidas da curva I-V para determinar a repetibilidade. A partir desta amostra, é possível avaliar também a repetibilidade de medição do simulador solar e por consequência, aferir o processo de caracterização dos protótipos.

Sabendo que a irradiância solar pode ser estimada a partir de uma correlação direta com a medida de  $I_{SC}$  do protótipo. Após o processo de calibração do dispositivo e através das amostras de  $I_{SC}$  das seis medidas da curva I-V, foi obtida a média ( $\bar{x}$ ), o desvio padrão ( $S$ ) e o erro padrão ( $E_p$ ) com níveis de confiança de 90 %, 95% e 98 %.

As Tabela 4 e Tabela 5 apresentam os valores dos parâmetros estatísticos para as seis medidas de cada protótipo de módulo e célula de referência.

Tabela 4 - Médias, desvios padrão e erros padrão das  $I_{SC}$  para as seis medidas dos módulos de referência.

$I_{SC}$ (1000 W/m <sup>2</sup> )			
	<b>PROT 1</b>	<b>PROT 2</b>	<b>PROT 3</b>
$\bar{x}$	7,8873	7,8586	7,8372
$S$	0,0014	0,0008	0,0006
$E_P$ (90%)	0,0012	0,0007	0,0005
$E_P$ (95%)	0,0015	0,0008	0,0006
$E_P$ (98%)	0,0020	0,0011	0,0008

Fonte: do Autor.

Tabela 5 - Médias, desvios padrão e erros padrão das  $I_{SC}$  para as seis medidas das células de referência.

$I_{SC}$ (1000 W/m <sup>2</sup> )						
	<b>PROT 4</b>	<b>PROT 5</b>	<b>PROT 6</b>	<b>PROT 7</b>	<b>PROT 8</b>	<b>PROT 9</b>
$\bar{x}$	7,8913	7,7717	7,8262	7,4960	7,5706	7,5366
$S$	0,0039	0,0040	0,0073	0,0035	0,0047	0,0029
$E_P$ (90%)	0,0032	0,0033	0,0070	0,0029	0,0038	0,0028
$E_P$ (95%)	0,0041	0,0042	0,0091	0,0036	0,0049	0,0036
$E_P$ (98%)	0,0053	0,0055	0,0122	0,0048	0,0064	0,0049

Fonte: do Autor.

Analisando as Tabela 4 e Tabela 5 percebe-se que os valores de  $S$  são pequenos para a  $I_{SC}$ , na ordem de 0,0076 % e 0,0177 % para os módulos e de 0,0385 % a 0,0933 % para as células. Para os módulos de referência os  $E_P$  com nível de confiança de 90 % estão entre 0,0076 % e 0,0152 %. Utilizando um nível de confiança de 95 % os  $E_P$  variam entre 0,0076 % e 0,0190 %, e para um nível de confiança de 98 % variam entre 0,0102 % e 0,0253 %.

Com as células de referência os  $E_P$  com nível de confiança de 90 % estão entre 0,0371 % e 0,0894 %. Utilizando um nível de confiança de 95 % os  $E_P$  variam de 0,0387 % a 0,1163 %, e para um nível de confiança de 98 % variam entre 0,0640 % e 0,1560 %. Estes baixos valores de  $E_P$  mostra uma confiabilidade alta nas medições do simulador solar.

Uma nova média das três  $I_{SC}$  para os módulos e das três  $I_{SC}$  para cada tecnologia das células foi determinada. Foram calculados também novos  $S$  e  $E_P$  com níveis de confiança de 90 %, 95% e 98 % para os módulos e as células de cada tecnologia. Através desses resultados

observa-se uma repetibilidade no processo de construção dos protótipos. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Médias, desvios padrão e erros padrão (90, 95 e 98 %) das  $I_{SC}$  para os módulos e das duas tecnologias de células de referência.

	$I_{SC}$ (1000 W/m <sup>2</sup> )		
	Módulos	Células m-Si	Células mc-Si
$\bar{x}$	7,8610	7,8297	7,5344
$S$	0.0251	0,0600	0,0373
$Ep$ (90%)	0,0423	0,1009	0,0629
$Ep$ (95%)	0,0624	0,1487	0,0928
$Ep$ (98%)	0,1010	0,2408	0,1501

Fonte: do Autor.

Analisando a Tabela 6 pode-se identificar que o  $S$  da média da  $I_{SC}$  para os módulos são de 0,3192 % e para as células é de 0,7663 % (m-Si) e 0,4950 % (mc-Si). Esses valores de  $S$  são relativamente pequenos e mostra uma boa repetibilidade na construção dos protótipos.

Os  $Ep$  com os mesmos níveis de confiabilidade foram determinados, chegando em valores de 0,5381 % a 1,2848 % para os módulos, 1,2887 % a 3,0754 % para as células de m-Si e de 0,8348 % a 1,9922 % para as células de mc-Si.

Foi realizado a mesma análise da  $I_{SC}$  para o FF. Foram calculados novamente a  $\bar{x}$ ,  $S$  e  $Ep$  com níveis de confiança de 90 %, 95% e 98 % para cada protótipo. A Tabela 7 e Tabela 8 apresentam os parâmetros estatísticos relacionado aos FF das seis medidas.

Tabela 7 - Médias, desvios padrão e erros padrão dos FF das seis medições para cada módulo.

	FF		
	PROT 1	PROT 2	PROT 3
$\bar{x}$	72,5	61,3	71,9
$S$	0,1033	0,0816	0,1033
$Ep$ (90%)	0,0849	0,0696	0,0849
$Ep$ (95%)	0,1084	0,0857	0,1084
$Ep$ (98%)	0,1419	0,1121	0,1419

Fonte: do Autor.

Tabela 8 - Médias, desvios padrão e erros padrão dos FF das seis medições para cada célula.

	FF					
	PROT 4	PROT 5	PROT 6	PROT 7	PROT 8	PROT 9
$\bar{x}$	68,00	68,60	69,92	69,62	68,27	68,34
$S$	0,0894	0,2607	0,2588	0,7859	0,0816	0,1949
$E_P$ (90%)	0,0736	0,2145	0,2467	0,6465	0,0671	0,1858
$E_P$ (95%)	0,0939	0,2737	0,3213	0,8249	0,0857	0,2420
$E_P$ (98%)	0,1228	0,3582	0,4337	1,0796	0,1121	0,3266

Fonte: do Autor.

Observando a Tabela 7 e 8 percebe-se que os valores de  $S$  são novamente pequenos, na ordem de 0,0816% a 0,7859 %. Os  $E_P$  com nível de confiança de 90 % estão entre 0,0671 e 0,6465 %. Para um nível de confiança de 95 % os  $E_P$  variam de 0,0857 % a 0,8249 %, bem para um nível de confiança de 98 % variam entre 0,1121 % e 1,0796 %.

Estes valores de  $E_P$  mostram uma confiabilidade alta no processo construtivo das células de referência, mantendo um FF próximo quando comparado um protótipo com outro. Através das três  $\bar{x}$  dos FF de cada tecnologia das células de referência foi calculado uma nova  $\bar{x}$ ,  $S$  e  $E_P$  com níveis de confiança de 90 %, 95% e 98 % para cada tecnologia e os resultados estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Médias, desvios padrão e erros padrão dos FF das diferentes tecnologias das células.

	FF	
	m-Si	mc-Si
$\bar{x}$	68,84	68,74
$S$	0,982	0,760
$E_P$ (90%)	1,655	1,281
$E_P$ (95%)	2,439	1,888
$E_P$ (98%)	3,948	3,056

Fonte: do Autor.

A média foi de 68,84 % para mono-Si e 68,74 % para mc-Si. O desvio padrão médio foi de 0,982 % para m-Si e 0,760 % para mc-Si. Pode-se observar novamente que o valor do

desvio padrão é relativamente pequeno entre as duas tecnologias. O desenvolvimento das células de referência independente da tecnologia do c-Si foi eficaz e repetitivo. Os protótipos também mostraram qualidade no processo construtivo, com valores de FF próximos de 70 %.

Após a caracterização e análise estatística do processo construtivo dos protótipos foi realizada a validação das medidas de irradiâncias ( $G_M$ ).

#### 4.6 Validação das medidas de $G_M$ através das células e módulos de referência

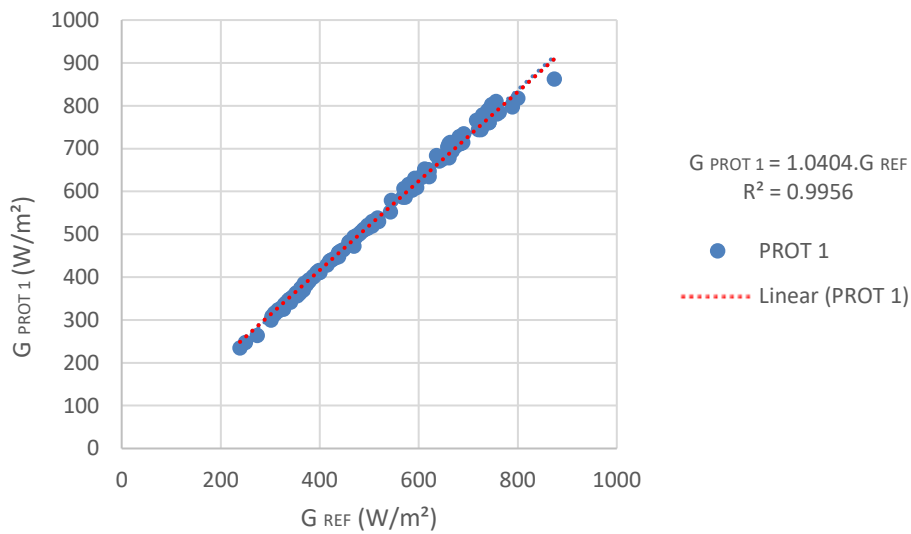
As medidas das irradiâncias  $G_M$  com os protótipos foram realizadas na Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá. Os protótipos permaneceram na posição horizontal durante as medidas, devido a comparação com o piranômetro fotovoltaico da estação meteorológica, da planta piloto bioclimática, que também se encontra na posição horizontal. Para a medição da irradiância a posição horizontal tem vantagem em relação as outras inclinações, bem como de evitar uma interferência do componente albedo.

As medidas da  $G_M$  foram coletadas em dias ensolarados, de céu claro. O dia característico ensolarado é o dia de sol sem nenhuma nuvem. A validação das medidas foi realizada através do método de calibração *indoor* com as células e módulos, e pelo método *outdoor* com as células.

##### 4.6.1 Validação pelo método *indoor*

As Figuras 60, 61, 62 e 63 apresentam uma correlação das medidas de irradiância ( $G_{m,i}$ ) dos protótipos calibrados pelo simulador solar (*indoor*) em relação a  $G_{REF}$  do piranômetro fotovoltaico da estação. Observando a Figura 60, a relação da medida da  $G_{m,i}$  do PROT 1 está próxima ao  $G_{REF}$ . O valor de  $R^2 = 0,9956$  está próximo de um, isso indica que a  $G_{m,i}$  do PROT 1 está próxima com a  $G_{REF}$  no momento da medição.

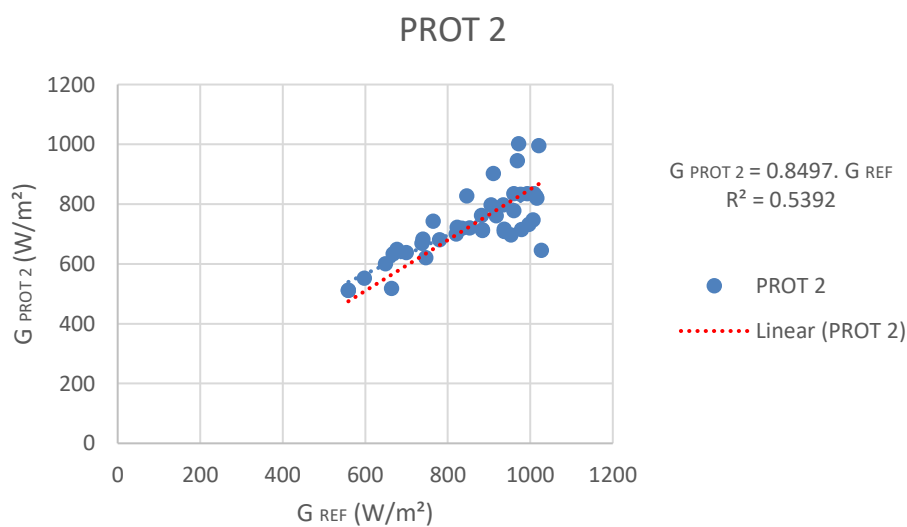
Figura 60 - Correlação da  $G_{m,i}$  do PROT 1 em relação ao  $G_{REF}$ .



Fonte: do Autor.

Para o PROT 2 foram observadas grandes oscilações nas medidas da  $I_{sc}$ . A  $I_{sc}$  do PROT 2 nos dias de medições atingia valores próximos de 5 A e se estagnava nessa faixa de corrente. Observando a Figura 61, percebe-se uma alta dispersão das  $G_{m,i}$  do PROT 2 em relação a  $G_{REF}$ .

Figura 61 - Correlação da  $G_{m,i}$  do PROT 2 em relação ao  $G_{REF}$ .

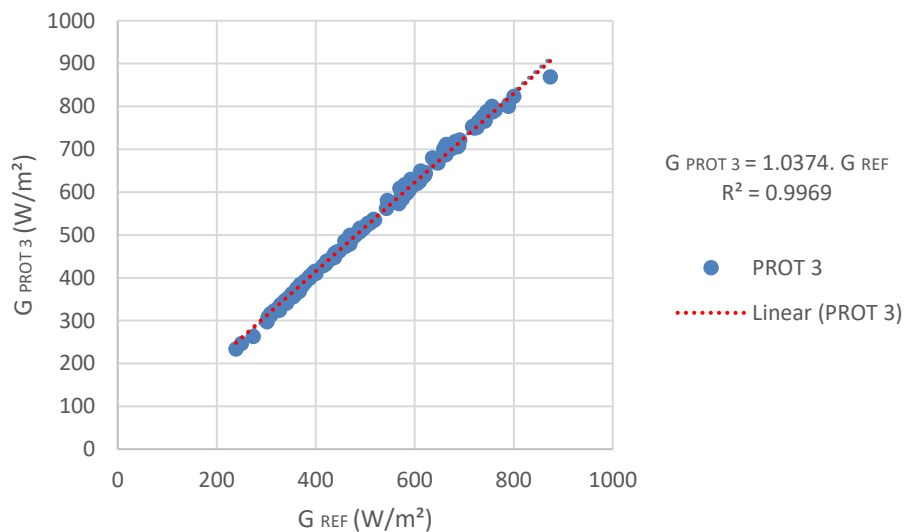


Fonte: do Autor.

Devido a dispersão nas medidas do PROT 2 em relação a  $G_{REF}$ , atingindo valor de  $R^2 = 0,5392$  se obteve um aumento de incertezas nas medidas. Foi realizado uma nova curva IV no simulador solar com o PROT 2 e a curva se mostrou alterada. Não foi dada continuidade nas medidas de irradiância com o PROT 2.

Analisando a Figura 62 observa-se que as medidas do PROT 3 estão próximas em relação ao  $G_{REF}$ . O valor de  $R^2 = 0,9969$ .

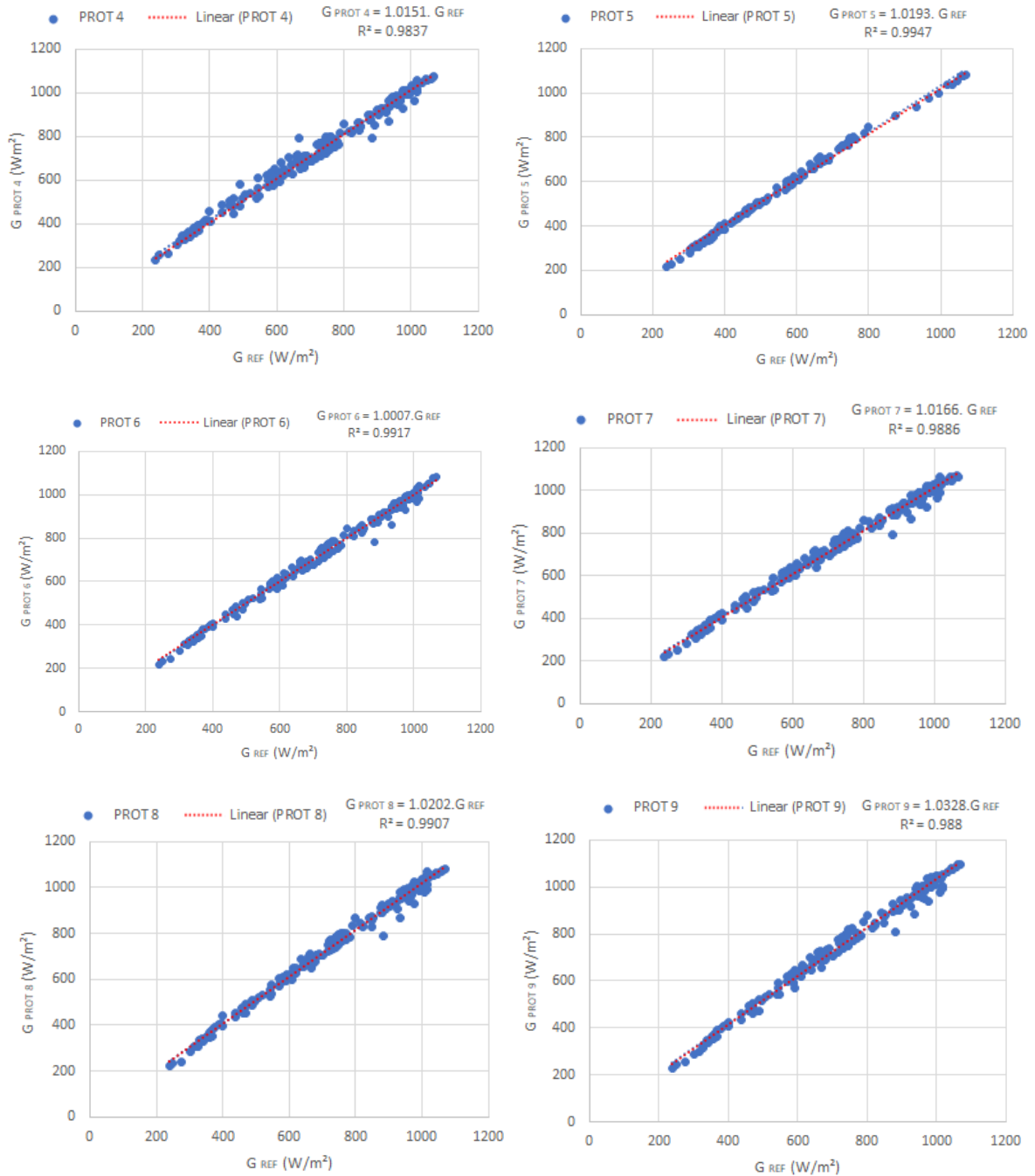
Figura 62 - Correlação da  $G_{m,i}$  do PROT 3 em relação ao  $G_{REF}$ .



Fonte: do Autor.

Para as células de referência os valores de  $R^2$  também permaneceram próximos de um com os protótipos calibrados pelo simulador solar (*indoor*). A Figura 63 mostra a correlação das  $G_{m,i}$  das células de referência em relação ao  $G_{REF}$ .

Figura 63 - Correlação das  $G_{m,i}$  com a  $G_{REF}$  para os protótipos de célula.



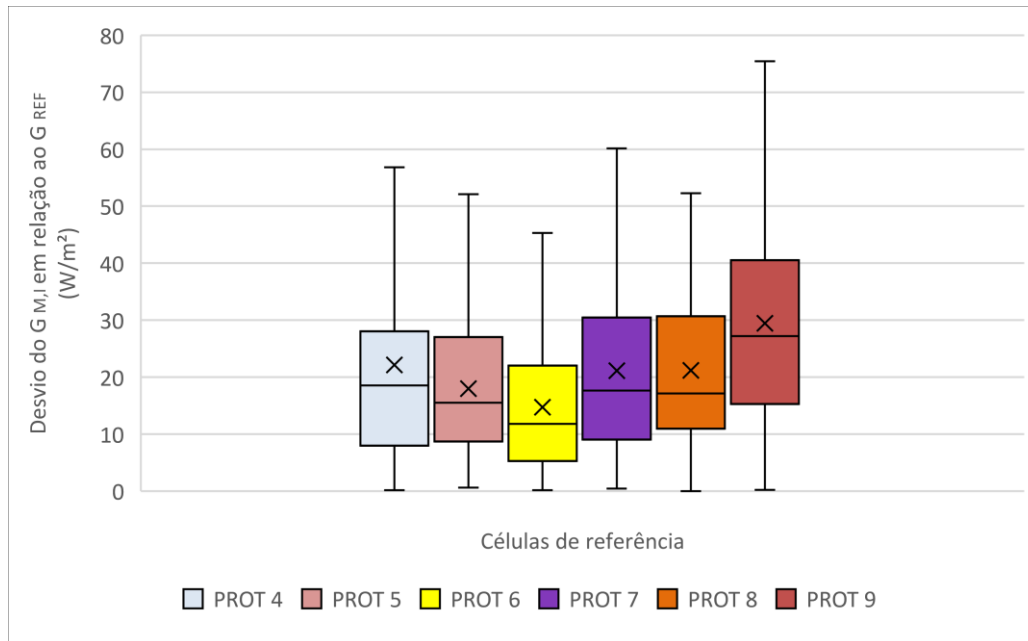
Fonte: do Autor.

Os desvios quadráticos das medidas de  $G_{m,i}$  das células em relação ao  $G_{REF}$  para uma faixa de irradiância de 200 até 1200  $W/m^2$  estão apresentados na Figura 64.



O PROT 6 apresentou um menor desvio em relação a referência, quando comparado com os outros protótipos, atingindo amplitudes mínimas e máximas de 0,14 W/m<sup>2</sup> e 45,28 W/m<sup>2</sup>. O PROT 9 apresentou os maiores desvios chegando a amplitudes máximas de 70,41 W/m<sup>2</sup> e mínimas de 0,22 W/m<sup>2</sup>.

Figura 64 – Desvios quadráticos das  $G_{m,i}$  das células em relação ao  $G_{REF}$ .



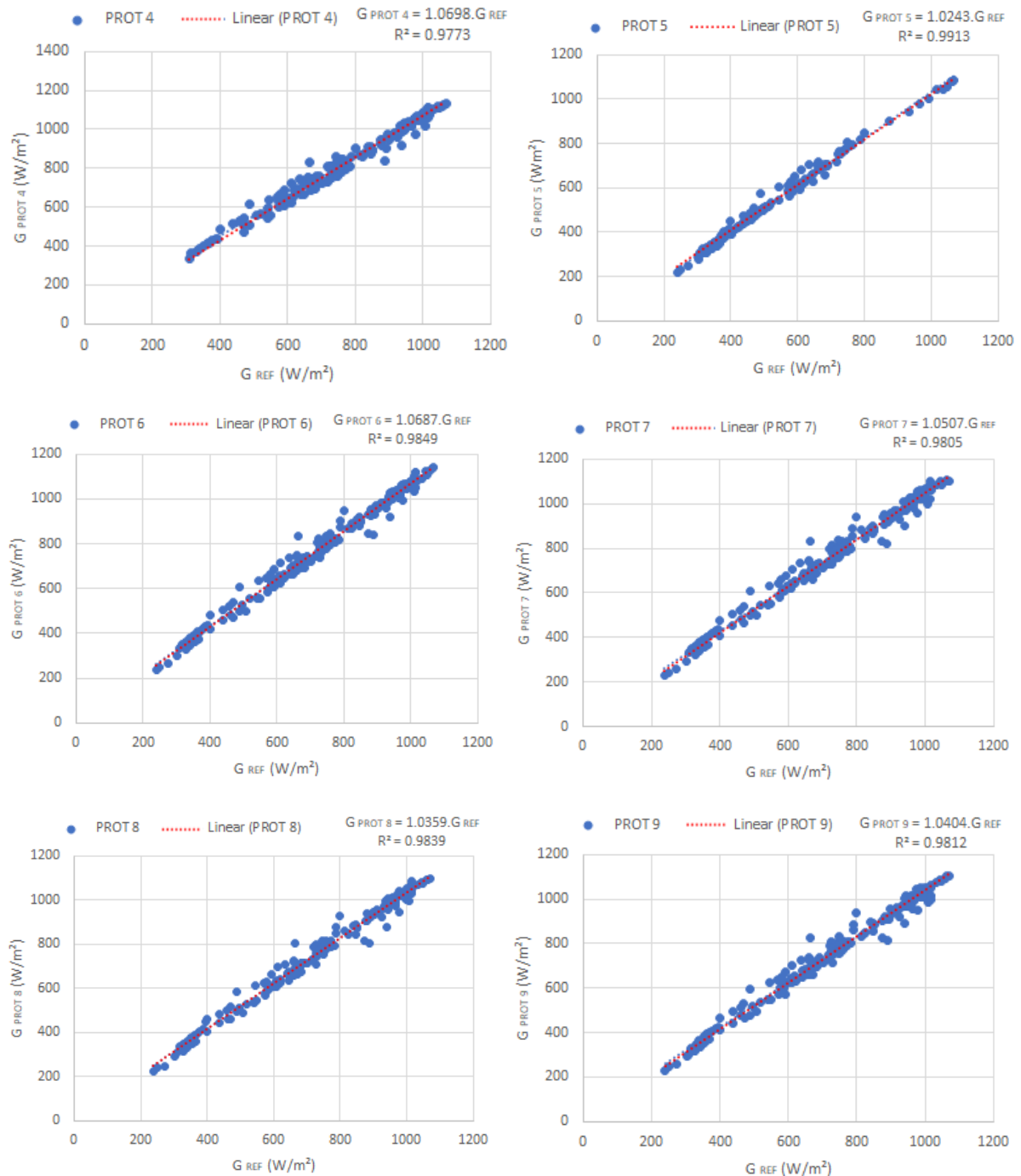
Fonte: do Autor.

Analisando a Figura 64, observa-se que os protótipos com células de m-Si apresentaram um menor desvio quando comparado com os protótipos de mc-Si, como já esperado, devido a célula do piranômetro fotovoltaico da estação meteorológica também ser de m-Si. A maioria dos protótipos obtiveram desvios de aproximadamente 10 W/m<sup>2</sup> a 30 W/m<sup>2</sup>. Esses desvios quadráticos obtidos são relativamente pequenos e podem ser desprezados em uma análise em campo.

#### 4.6.2 Validação pelo método *outdoor*

Nas células de referência também foram analisadas as correlações da irradiância medida ( $G_{m,o}$ ) com a  $G_{REF}$  pelo método de calibração *outdoor*. A Figura 65 mostra a correlação das  $G_{m,o}$  das células de referência em relação ao  $G_{REF}$  com as células de referência calibradas através da célula de referência padrão. A Figura 65 apresenta um  $R^2$  próximo de 1, mostrando que as medidas da  $G_{m,o}$  das células estão próximos da  $G_{REF}$ .

Figura 65 - Correlação das  $G_{m,o}$  com a  $G_{REF}$  para os protótipos de célula.

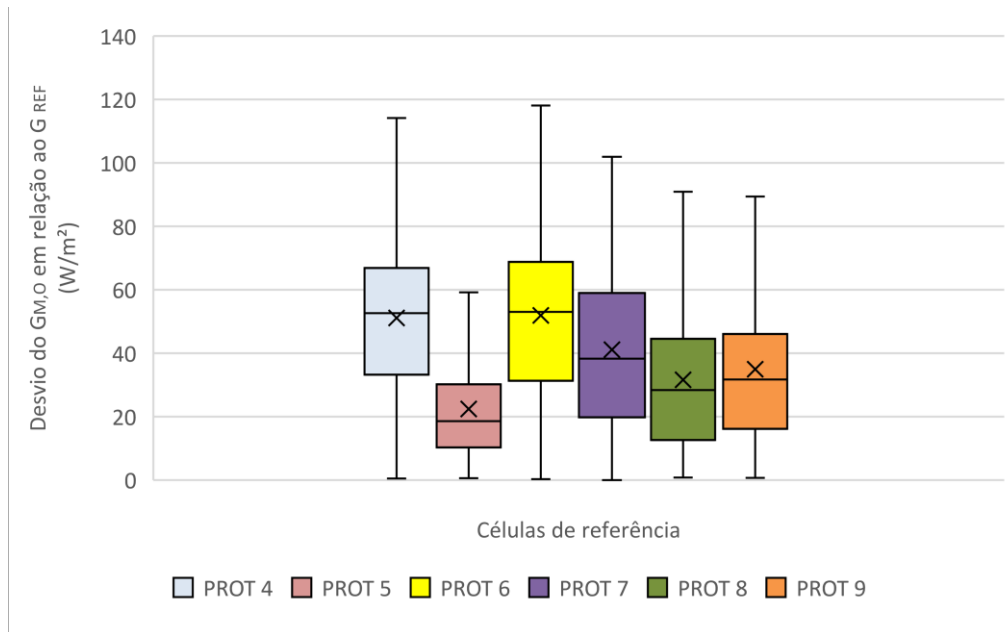


Fonte: do Autor.

Os desvios quadráticos das medidas de  $G_{m,o}$  das células de referência em relação ao  $G_{REF}$  para uma faixa de irradiância de 200 até 1200 W/m<sup>2</sup> estão apresentados na Figura 66. O PROT 5 foi a célula que apresentou menor desvio absoluto da  $G_{m,o}$  em relação à  $G_{REF}$  quando

comparado com as demais, alcançando amplitudes mínimas de  $0,52 \text{ W/m}^2$  e máximas de  $59,12 \text{ W/m}^2$ . O PROT 6 apresentou um desvio maior que os demais com amplitudes mínimas de  $0,24 \text{ W/m}^2$  e máximas de  $118,02 \text{ W/m}^2$ .

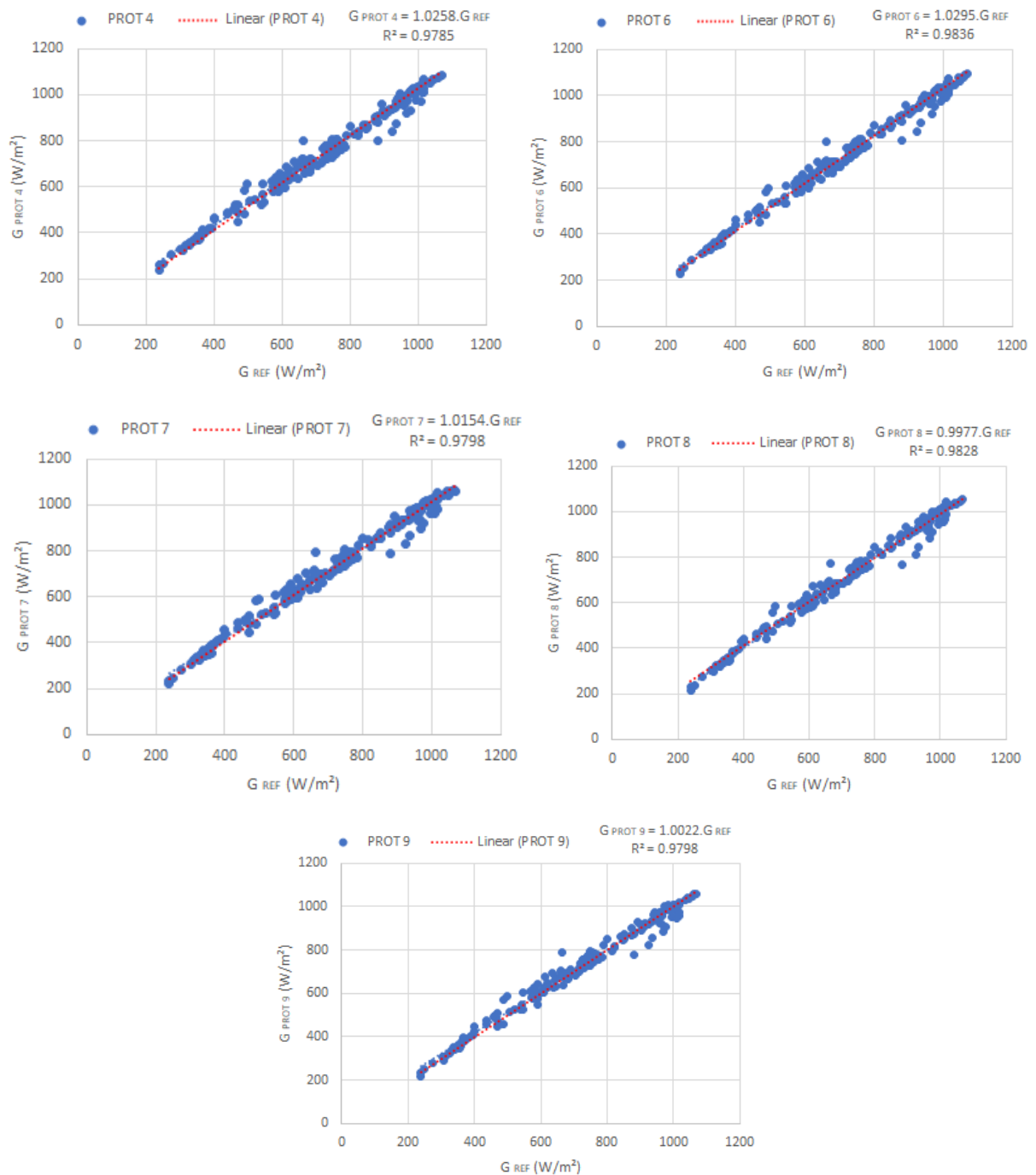
Figura 66 - Desvios quadráticos das  $G_{m,o}$  das células em relação ao  $G_{REF}$ .



Fonte: do Autor.

A Figura 67 mostra a correlação das  $G_{m,o}$  das células calibradas pelo piranômetro termoeletrico com o  $G_{REF}$ . Os  $R^2$  dos gráficos da Figura 67 são menores quando comparado com os da Figura 65. As medidas de  $G_{m,o}$  com as células calibradas pela célula de referência se aproximam mais das  $G_{REF}$ , devido ao fato do piranômetro fotovoltaico da estação também ser de célula fotovoltaica de m-Si.

Figura 67 - Correlação das  $G_{m,o}$  com a  $G_{REF}$  para os protótipos de célula.

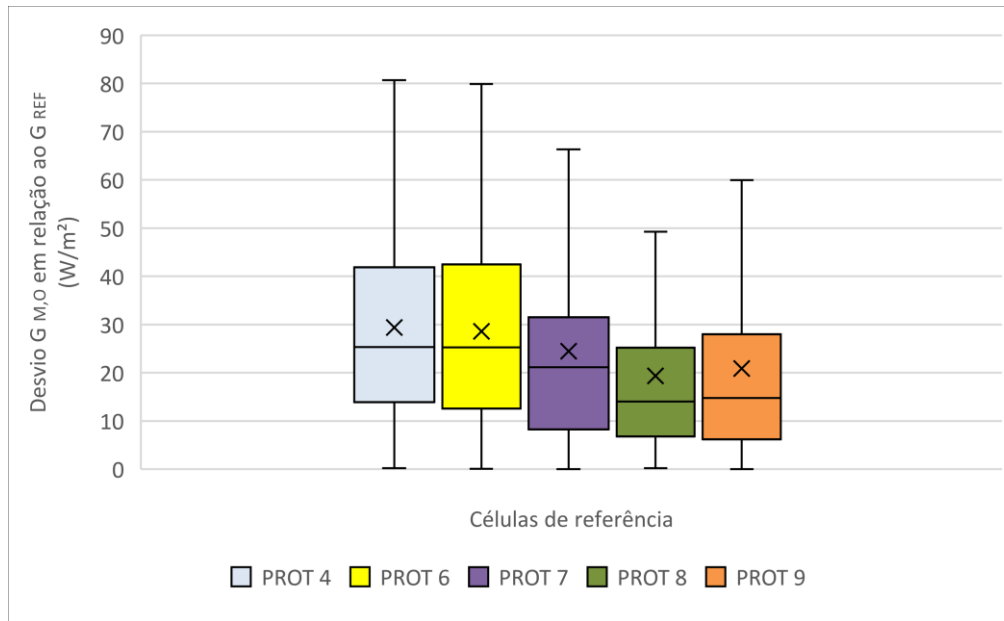


Fonte: do Autor.

A Figura 68 apresenta os desvios quadráticos dos protótipos calibrados com o piranômetro termoeletrico em relação ao  $G_{REF}$ . Os protótipos de mc-Si apresentaram desvios menores quando comparado com os de m-Si. O PROT 8 foi a célula que apresentou menor desvio absoluto da  $G_{m,o}$  em relação à  $G_{REF}$  quando comparado com as demais, alcançando

amplitudes mínimas de  $0,18 \text{ W/m}^2$  e máximas de  $49,23 \text{ W/m}^2$ . O PROT 6 apresentou um desvio maior que os demais com amplitudes mínimas de  $0,05 \text{ W/m}^2$  e máximas de  $79,88 \text{ W/m}^2$ .

Figura 68 - Desvios quadráticos das  $G_{m,o}$  das células em relação ao  $G_{REF}$ .



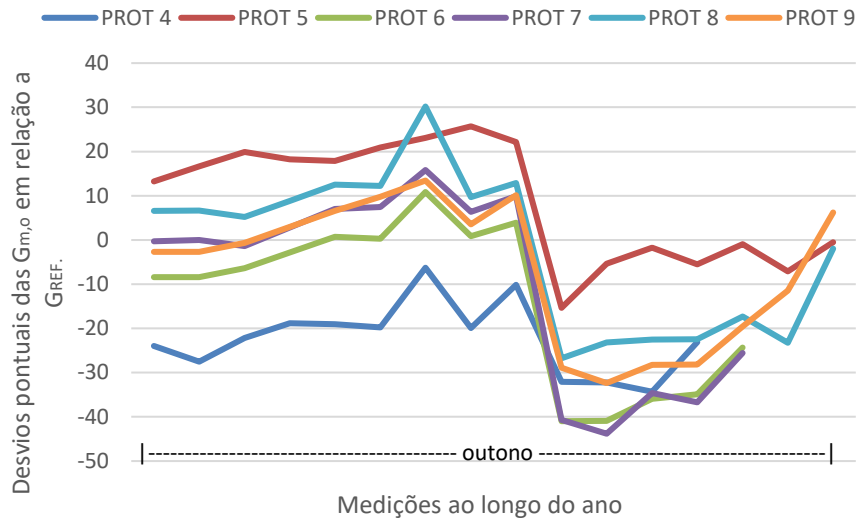
Fonte: do autor.

Analisando os desvios quadráticos das medidas da irradiância com as células de referência calibrada pelos três métodos de calibração, percebe-se que quando comparados os métodos de calibração os desvios quadráticos são diferentes para cada protótipo. Para medições em campo essas diferenças podem ser desprezadas e podendo assim, utilizar os três métodos de calibração para a célula de referência apresentados nesse trabalho.

As medidas foram realizadas entre irradiâncias de 200 até  $1200 \text{ W/m}^2$  ao longo de duas estações do ano, outono e verão. Essa faixa de irradiância medida foi dividida em cinco grupos variando de  $200 \text{ W/m}^2$  para cada grupo. Analisando o percentual em cada faixa se verifica realmente o quanto o desvio significa.

A Figura 69 apresenta os desvios pontuais de cada medida de irradiância ao longo dos dias que foram realizados as medições em uma faixa de 200 até  $400 \text{ W/m}^2$ . Como as medidas foram realizadas em torno das 10h até as 15h, foi possível alcançar medições nessa faixa de irradiância na estação do outono.

Figura 69 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através da célula de referência comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 200 e 400 W/m<sup>2</sup>.



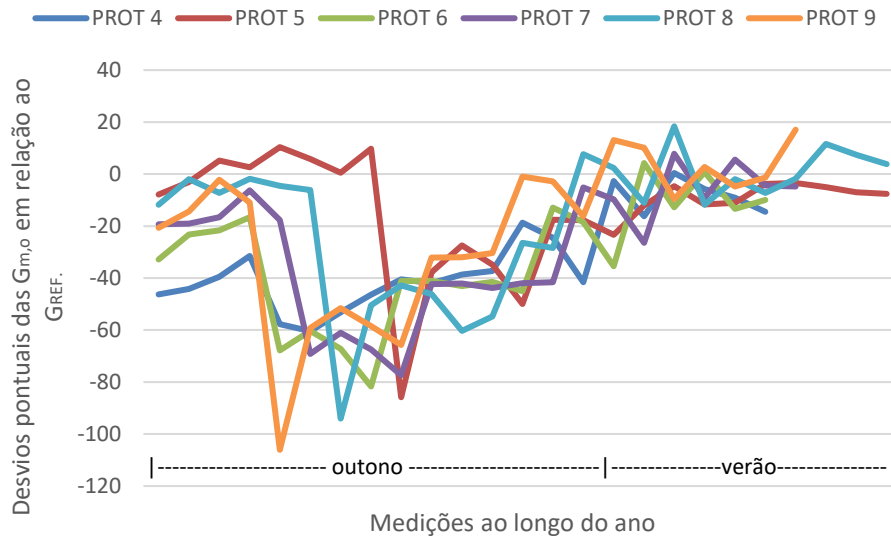
Fonte: do Autor.

Observando a Figura 69 percebe-se uma variação grande entre os desvios de um protótipo em relação ao outro. Os desvios das medidas realizadas no verão são mais agrupados quando comparado com o outono (Figura 70). Essa dispersão maior no outono é explicada pelo fato do ângulo de incidência ser maior nesse período em comparação com o verão, afetando em um espalhamento maior da irradiância ao penetrar no vidro da célula ou do módulo de referência.

Esse fenômeno acontece devido aos desvios ópticos da irradiância ao atravessar o vidro de maneira não perpendicular, e através das leis dos cossenos a reflexão é maior. O piranômetro fotovoltaico da estação utilizado para as medidas da  $G_{REF}$  não possui vidro, minimizando o espalhamento que acontece através do vidro.

Observando a Figura 70 percebe-se que no verão além dos desvios estarem mais agrupados também estão mais próximos de zero. Os desvios mais próximos de zero significam que a  $G_{m,o}$  no momento da medição estava mais próxima da  $G_{REF}$ . Na época do outono os desvios estão mais dispersos devido ao ângulo de incidência do sol ser maior e possuir um maior espalhamento da radiação através do vidro do protótipo quando comparado com o verão.

Figura 70 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através da célula de referência comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 400 e 600 W/m<sup>2</sup>.

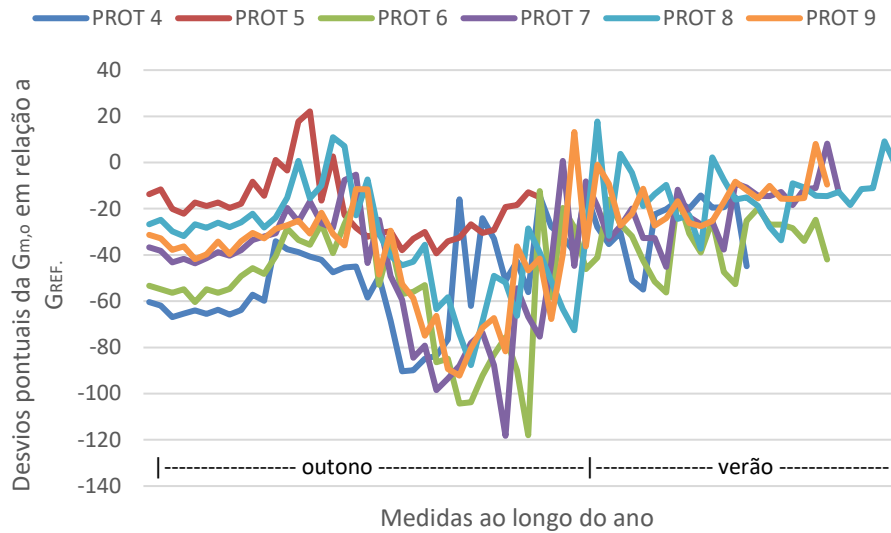


Fonte: do Autor.

No outono os raios do sol penetram no módulo fotovoltaico com um ângulo de incidência maior que no verão, sendo assim, os raios penetram um caminho mais longo no vidro até que alcance a célula se dispersando e refletindo com maior facilidade. Quando os raios solares incidem de maneira mais perpendicular no módulo fotovoltaico tem-se uma concentração energética maior de irradiância introduzida na célula fotovoltaica.

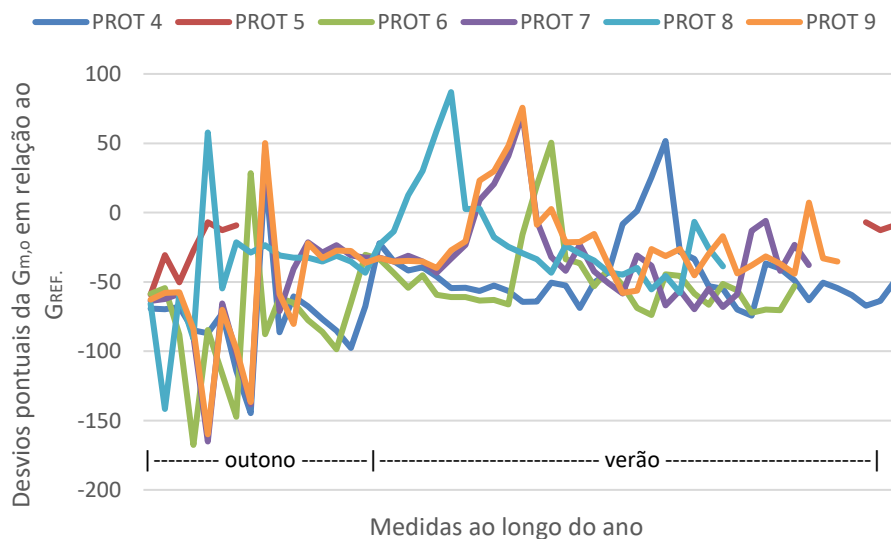
As figuras 71 e 72 apresentam os desvios mais agrupados e menores na estação do verão, quando comparado com a referência. Como já comentado, no verão a irradiância se aproxima de maneira mais frontal em relação ao dispositivo e diminuindo as perdas ópticas da irradiância por reflexão.

Figura 71 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através da célula de referência comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 600 e 800 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

Figura 72 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através da célula de referência comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 800 e 1000 W/m<sup>2</sup>.



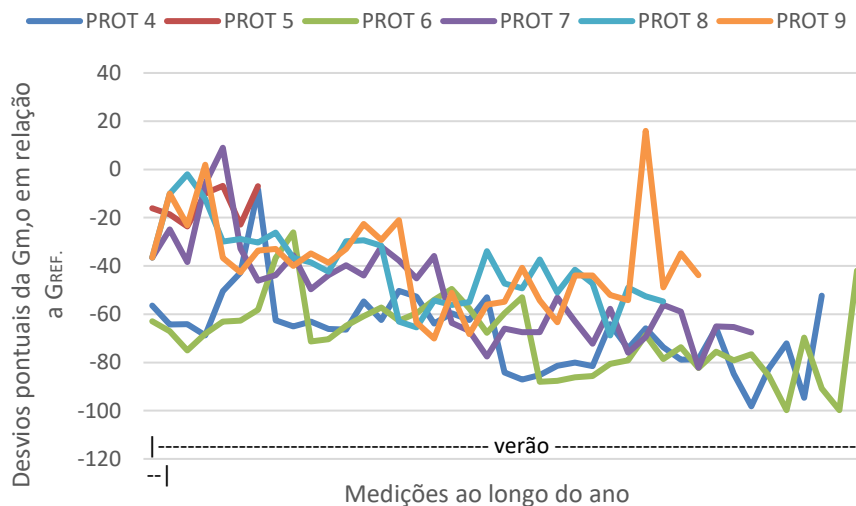
Fonte: do Autor.

Observando a Figura 73 nota-se que as células de m-Si possuem um número maior de desvios nessa faixa de irradiância quando comparado com a mc-Si, com exceção do PROT 5



que as medidas foram praticamente realizadas no outono. Esse maior número de desvios é devido as células de m-Si produzirem uma maior corrente elétrica em relação a de mc-Si e com isso possuírem uma quantidade maior de desvios nessas faixas de irradiâncias altas.

Figura 73 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através da célula de referência comparado com o piranômetro fotovoltaico da planta piloto em irradiâncias entre 1000 e 1200 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

Para análise, foi determinado o desvio médio quadrático para cada protótipo de célula de referência nas diferentes faixas de irradiâncias. A tabela 10 apresenta o desvio médio quadrático de cada protótipo de célula de referência em relação a cada faixa de irradiância.

Tabela 10 - Desvios médio quadrático das células de referência em diferentes faixas de irradiâncias com a calibração através da célula de referência.

<b>Irradiância</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 4</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 5</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 6</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 7</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 8</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 9</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>
200-400	6,1082	7.4095	14.0821	14.0621	7.4587	9.1241
400-600	15,6339	13,1721	18,5926	20,4984	18,9039	21,0151
600-800	17,8365	7,9623	18,5477	20,3498	15,1497	16,5291
800-1000	17,2584	16,0152	18,9954	21,8750	17,6101	20,5699
1000-1200	11,7943	6,0730	12,2609	15,5389	12,8151	12,7183

Fonte: do Autor.

A Tabela 10 demonstra que em maiores irradiâncias o desvio médio dos protótipos em relação a referência é menor. Se analisar o desvio médio do PROT 4 de 6,1082 W/m<sup>2</sup> para irradiâncias de 200 até 400 W/m<sup>2</sup> é na ordem de 3,054 % para 200 W/m<sup>2</sup> e de 1,527 % para 400 W/m<sup>2</sup>. Analisando para irradiâncias maiores como de 1000 até 1200 W/m<sup>2</sup> o desvio médio quadrático de 11,7943 é de 1,1794 % para 1000 W/m<sup>2</sup> e de 0,9828 % para 1200 W/m<sup>2</sup>.

Os desvios menores na faixa de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e 1200 W/m<sup>2</sup> são devidos a diminuição dos desvios ópticos da irradiância penetrando no vidro do protótipo.

Através da Tabela 10 foi realizado uma nova média para cada tecnologia de m-Si e mc-Si das células de referência, a fim de se observar qual a tecnologia apresenta uma média de desvios menores comparados com a G<sub>REF</sub> (Tabela 11).

Tabela 11 - Médias do desvio médio quadrático de cada protótipo calibrado com a célula de referência e comparando as tecnologias das células de referência nas cinco faixas de irradiância.

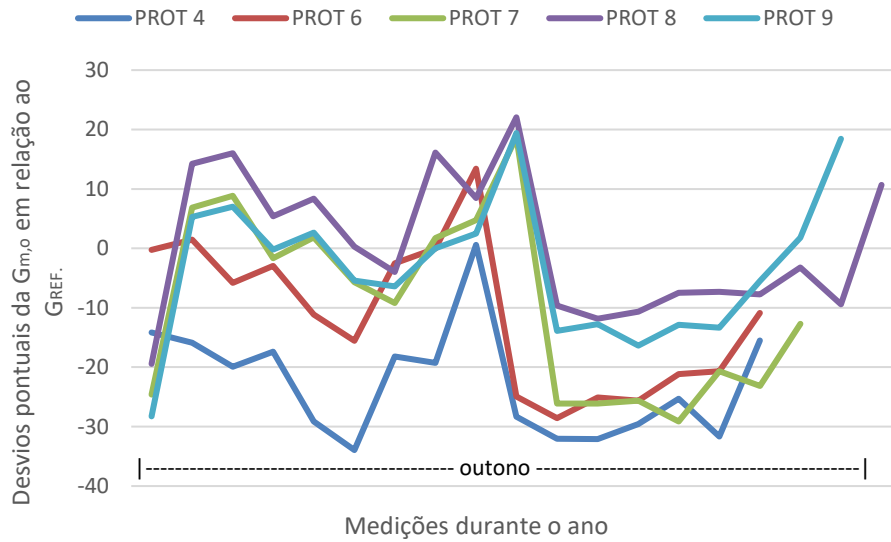
<b>Faixas de Irradiâncias</b>	<b><math>\bar{x}</math>, m-Si</b>	<b><math>\bar{x}</math>, mc-Si</b>
200-400 (W/m <sup>2</sup> )	9,7075	10,2150
400-600 (W/m <sup>2</sup> )	15,7995	20,1392
600-800 (W/m <sup>2</sup> )	14,7822	17,3429
800-1000 (W/m <sup>2</sup> )	17,4230	20,0183
1000-1200 (W/m <sup>2</sup> )	10,0428	13,6908

Fonte: do Autor.

Observando a Tabela 11, as células de m-Si apresentaram em média um desvio menor quando comparado com as células de mc-Si. Analisando por esse ponto as células de m-Si apresentaram uma confiabilidade maior para a medição da irradiância quando calibradas com uma célula de referência padrão que também possui uma célula de m-Si.

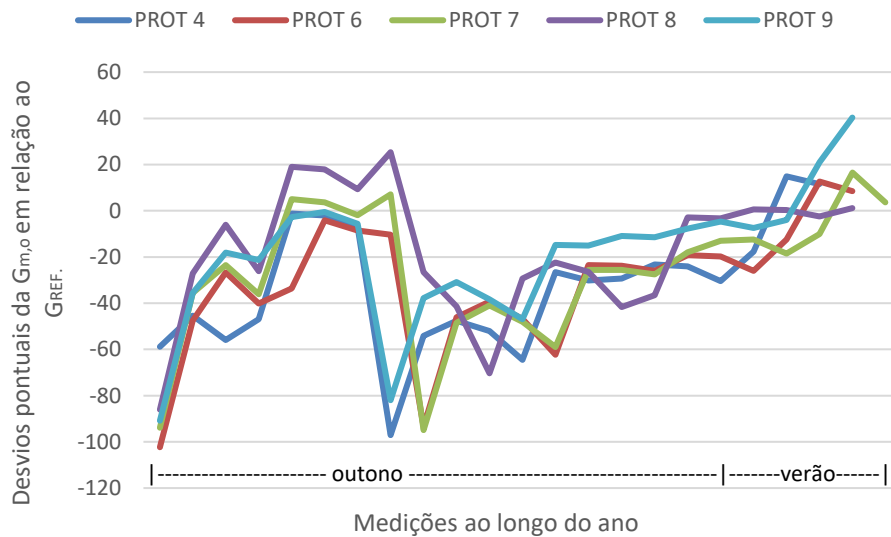
As Figuras 74, 75, 76, 77 e 78 apresentam os desvios pontuais com as células de referência calibradas através do piranômetro termoelétrico.

Figura 74 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através do piranômetro termoeletrico comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 200 e 400 W/m<sup>2</sup>.



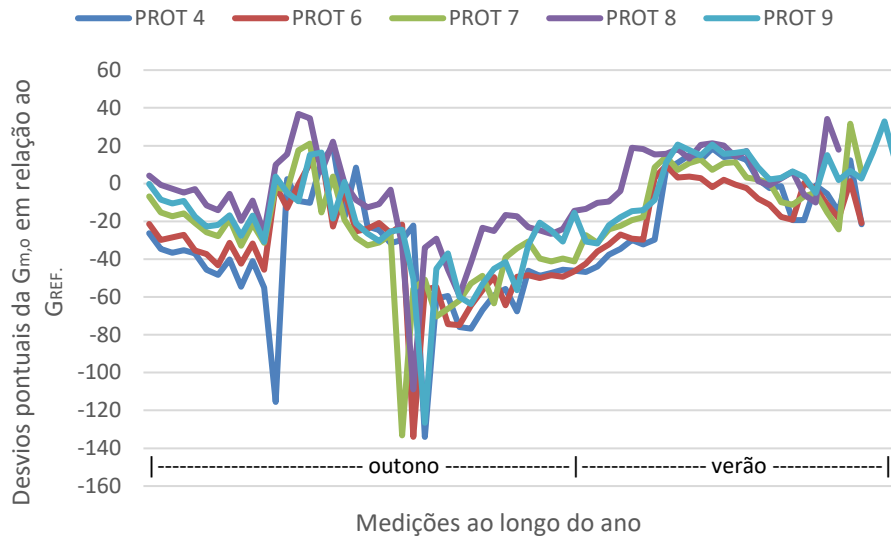
Fonte: do Autor.

Figura 75 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através do piranômetro termoeletrico comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 400 e 600 W/m<sup>2</sup>.



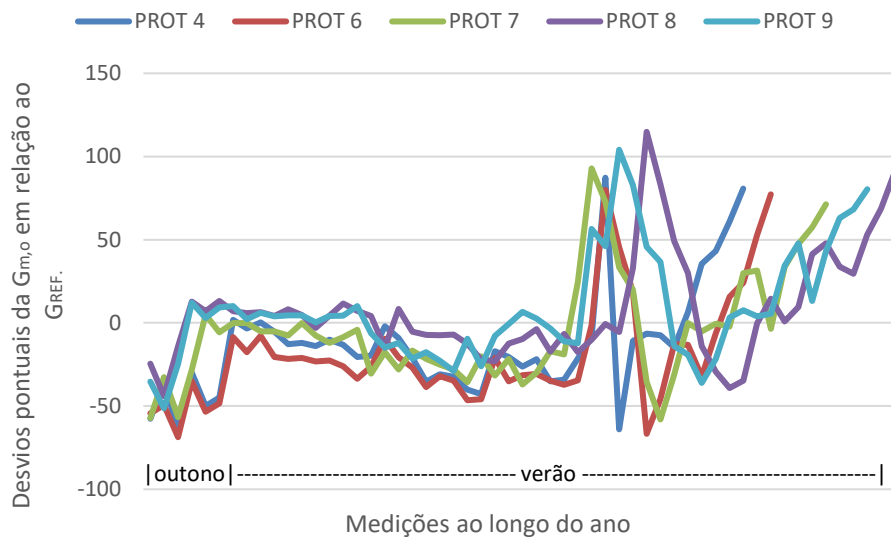
Fonte: do Autor.

Figura 76 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através do piranômetro termoeletrico comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 600 e 800 W/m<sup>2</sup>.



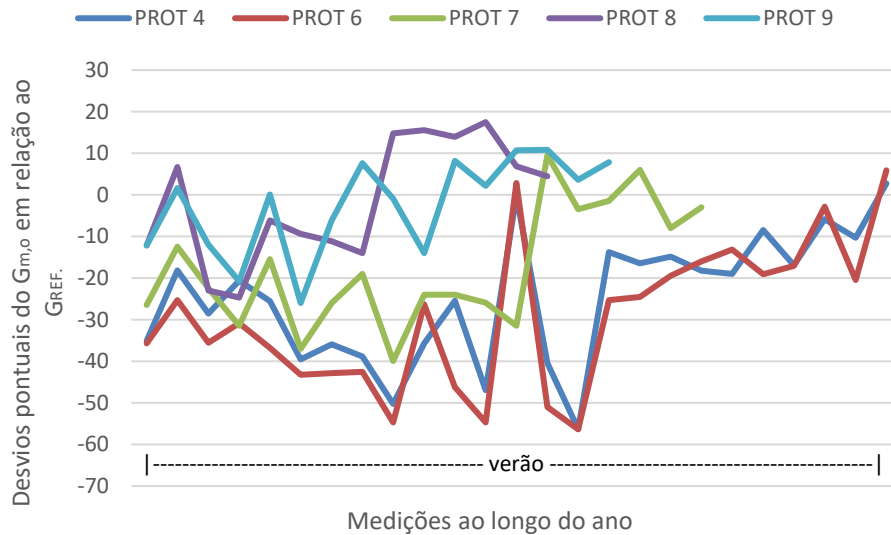
Fonte: do Autor.

Figura 77 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através do piranômetro termoeletrico comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 800 e 1000 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

Figura 78 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *outdoor* através do piranômetro termoeletrico comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 1000 e 1200 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

Analisando a Figura 74 percebe-se novamente uma variação grande entre os desvios de um protótipo em relação ao outro. Para o método de calibração *outdoor* através do piranômetro termoeletrico os desvios das medidas realizadas no verão são menores quando comparado com o outono.

A tabela 12 apresenta o desvio médio quadrático de cada protótipo de célula de referência em relação a cada faixa de irradiância. Pode-se observar na Tabela 12 que o PROT 8 é o protótipo que apresenta um desvio médio menor na maioria dos intervalos de irradiâncias analisados. Somente no intervalo de 800 até 1000 W/m<sup>2</sup> o PROT 8 obteve o desvio médio maior comparado com alguns protótipos. O PROT 9 vem na sequência de menores desvios comparado com os outros protótipos.

Tabela 12 - Desvios médios quadrático das células de referência em diferentes irradiâncias com a calibração através do piranômetro termoeletrico (fonte: do Autor).

<b>Irradiância</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 4</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 6</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 7</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 8</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 9</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>
200-400	7,5745	8,7508	9,1418	4,2141	6,5388
400-600	19,5414	19,2386	19,5039	15,9738	18,4949
600-800	19,5607	18,4204	15,6247	10,8446	13,2509
800-1000	17,3364	14,2866	16,3364	17,4732	18,7000
1000-1200	12,7171	13,6912	10,0578	4,7554	5,3950

Fonte: do Autor.

Analisando o desvio médio do PROT 4 de 7,5745 W/m<sup>2</sup> para irradiâncias de 200 até 400 W/m<sup>2</sup> é na ordem de 3,78 % para 200 W/m<sup>2</sup> e de 1,89 % para 400 W/m<sup>2</sup>. Analisando para irradiâncias maiores como de 1000 até 1200 W/m<sup>2</sup> com o desvio médio quadrático de 12,7171 W/m<sup>2</sup> é de 1,27 % para 1000 W/m<sup>2</sup> e de 1,06 % para 1200 W/m<sup>2</sup>.

Novamente foi realizado uma nova média para cada tecnologia de m-Si e mc-Si das células de referência calibradas pelo piranômetro termoeletrico, a fim de se observar qual a tecnologia de células apresenta uma média de desvios menores comparados com a G<sub>REF</sub> (Tabela 13). Conforme a Tabela 13, as células de referências de mc-Si calibradas pelo piranômetro termoeletrico obtiveram desvios menores.

Tabela 13 - Médias do desvio médio quadrático de cada tecnologia de células calibradas com o piranômetro termoeletrico nos cinco intervalos de irradiâncias.

<b>Faixas de Irradiâncias</b>	<b><math>\bar{x}</math>, m-Si</b>	<b><math>\bar{x}</math>, mc-Si</b>
200-400 (W/m <sup>2</sup> )	8,1627	6,6316
400-600 (W/m <sup>2</sup> )	19,3901	17,9910
600-800 (W/m <sup>2</sup> )	18,9906	13,2401
800-1000 (W/m <sup>2</sup> )	15,8115	17,5033
1000-1200 (W/m <sup>2</sup> )	13,2042	6,7361

Fonte: do Autor.

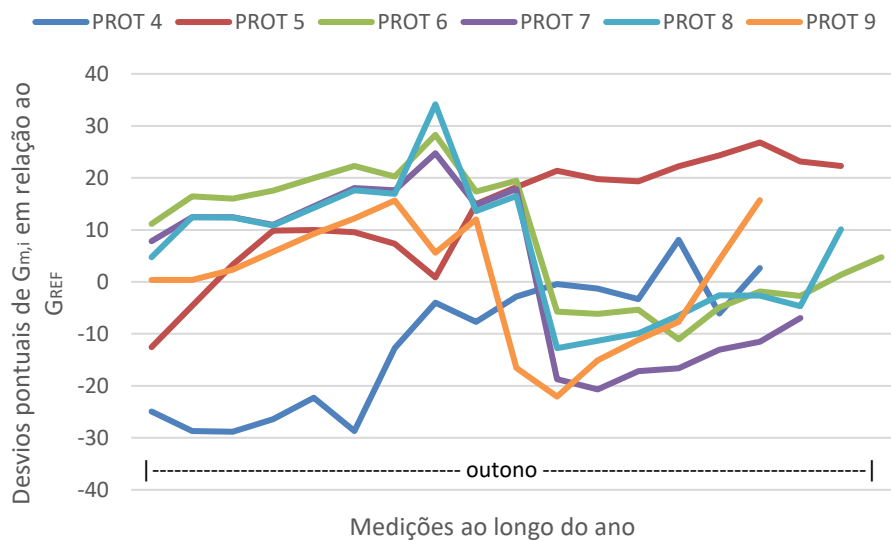
Observando a Tabela 13, as células de mc-Si apresentaram em média um desvio menor quando comparado com as células de m-Si. Somente em intervalo de irradiância entre 800-1000 W/m<sup>2</sup> o mc-Si obteve um desvio absoluto maior. Analisando por esse ponto as células de mc-Si

apresentaram uma confiabilidade maior para a medição da irradiância quando calibradas com um piranômetro termoeletrico.

Em percentual as faixas maiores de irradiância possuem desvios menores quando comparado com as baixas irradiâncias. Através da calibração pelo piranômetro termoeletrico as células de mc-Si apresentaram uma confiabilidade maior para a medição da irradiância quando comparado com a de m-Si.

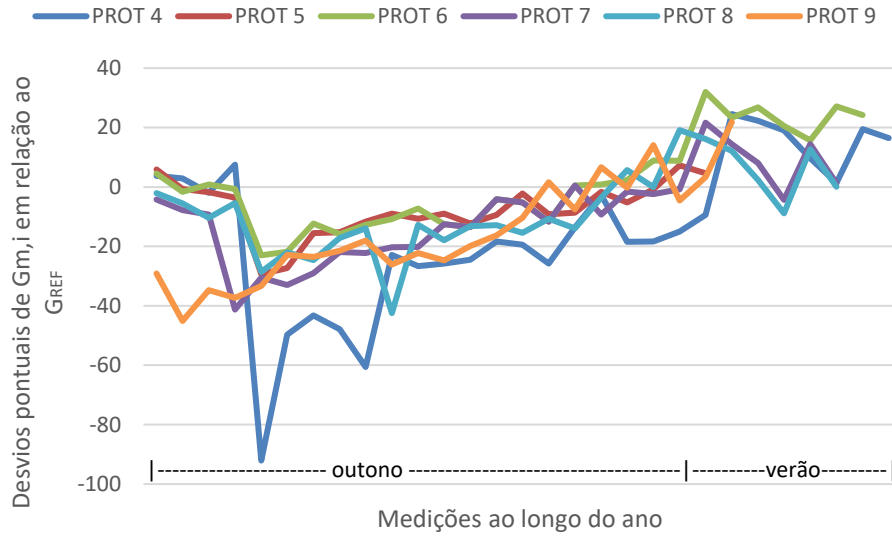
Os desvios pontuais com as células de referência calibradas através do simulador solar nas cinco faixas de irradiâncias também foram analisados. As Figuras 79, 80, 81, 82 e 83 apresentam os desvios pontuais com as células de referência calibradas através do simulador solar.

Figura 79 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 200 e 400 W/m<sup>2</sup>.



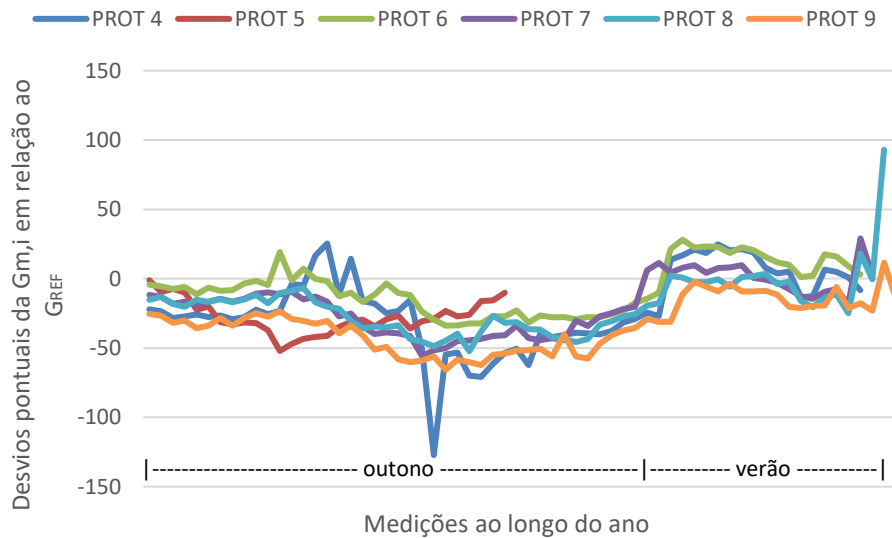
Fonte: do Autor.

Figura 80 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 400 e 600 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

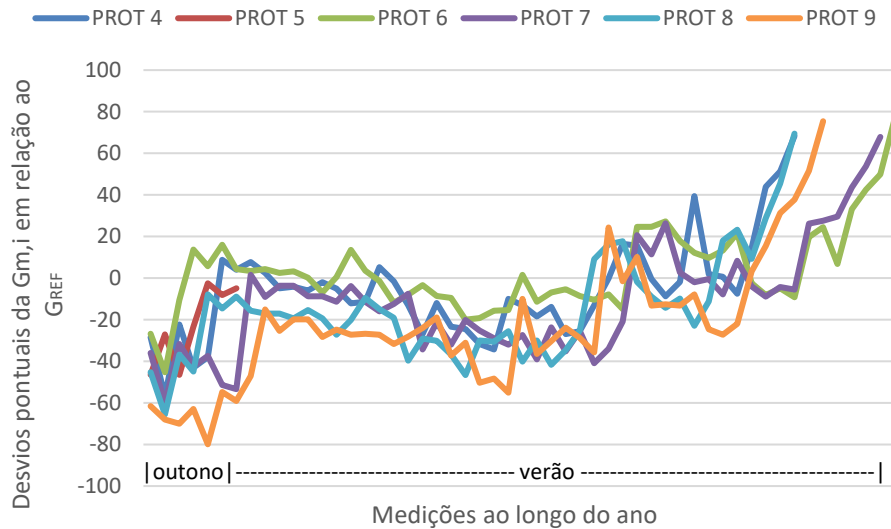
Figura 81 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 600 e 800 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

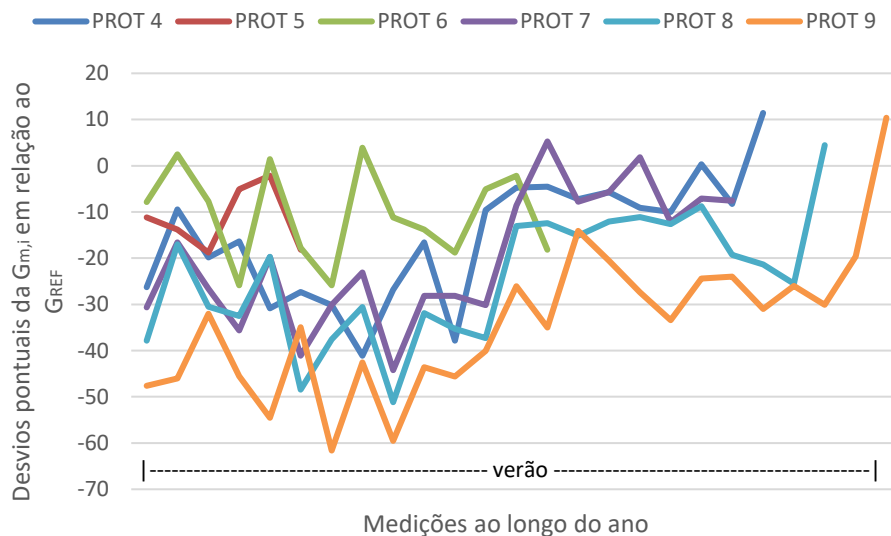


Figura 82 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 800 e 1000 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

Figura 83 - Desvios pontuais das medidas de cada célula calibradas pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 1000 e 1200 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

As células de referências calibradas através do simulador solar também apresentaram desvios pontuais menores em irradiâncias maiores. No verão além desses desvios serem

menores quando comparado com o outono, permaneceram mais agrupados quando comparado um protótipo com o outro.

A Tabela 14 apresenta o desvio médio quadrático de cada protótipo de célula de referência em relação a cada faixa de irradiância.

Tabela 14 - Desvios médio quadrático das células de referência em diferentes irradiâncias com a calibração através do simulador solar.

<b>Irradiância</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 4</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 5</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 6</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 7</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 8</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 9</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>
200-400	10,1883	6,9158	7,0951	3,6465	4,8564	5,3002
400-600	13,2514	5,3226	7,6319	8,8956	6,6008	9,6382
600-800	14,7534	9,3858	8,9464	13,3384	13,6494	14,4815
800-1000	13,0319	15,0020	9,8047	14,0068	11,8178	15,5058
1000-1200	10,0563	5,3861	7,2585	11,2690	11,1382	10,9146

Fonte: do Autor.

Analisando o desvio médio do PROT 4 de 10,1883 W/m<sup>2</sup> para irradiâncias de 200 até 400 W/m<sup>2</sup> é na ordem de 5,09 % para 200 W/m<sup>2</sup> e de 2,54 % para 400 W/m<sup>2</sup>. Analisando para irradiâncias maiores como de 1000 até 1200 W/m<sup>2</sup> com o desvio quadrático de 10,0563 W/m<sup>2</sup> é de 1,01 % para 1000 W/m<sup>2</sup> e de 0,84 % para 1200 W/m<sup>2</sup>.

Novamente foi realizado uma nova média para cada tecnologia de m-Si e mc-Si das células de referência calibradas pelo simulador solar, a fim de se observar qual a tecnologia de células apresenta uma média de desvios menores comparados com a G<sub>REF</sub> (Tabela 15).

Tabela 15- Médias do desvio médio quadrático de cada protótipo calibrado com o simulador solar e comparando as tecnologias das células de referência nas cinco faixas de irradiância.

<b>Faixas de Irradiâncias</b>	<b><math>\bar{x}</math>, m-Si</b>	<b><math>\bar{x}</math>, mc-Si</b>
200-400 (W/m <sup>2</sup> )	8,0664	4,6010
400-600 (W/m <sup>2</sup> )	8,7353	8,3782
600-800 (W/m <sup>2</sup> )	11,0285	13,8231
800-1000 (W/m <sup>2</sup> )	12,6129	13,7768
1000-1200 (W/m <sup>2</sup> )	7,5670	11,1073

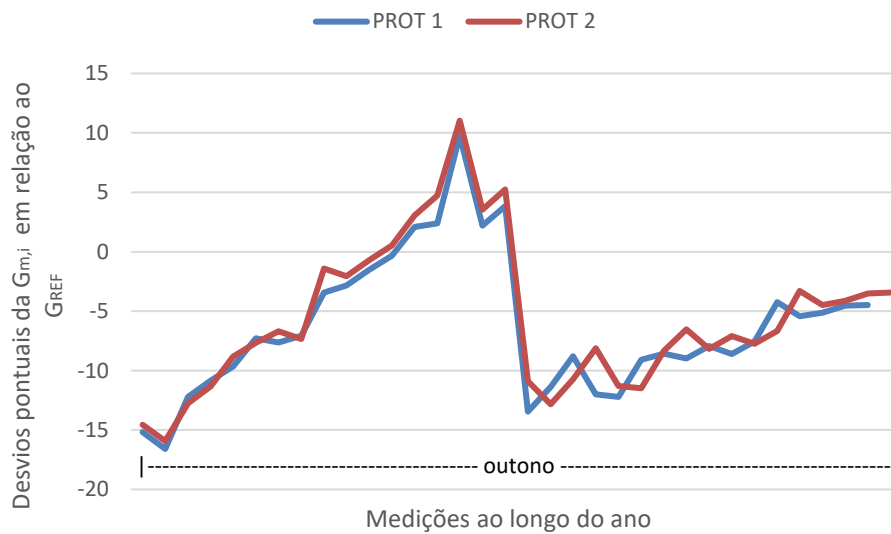
Fonte: do Autor.

Conforme a Tabela 15, as células de referências de mc-Si calibradas pelo simulador solar obtiveram médias dos desvios quadráticos menores para irradiâncias de 200 W/m<sup>2</sup> até 600 W/m<sup>2</sup>. Em irradiâncias maiores as células de referência de m-Si apresentaram desvios menores.

Para os módulos de referência (PROT 1 e PROT 3) as medições foram todas realizadas na estação do outono. Analisando as Figuras 84, 85 e 86 percebe-se que os desvios sempre apontam para o lado negativo, devido a  $G_{m,i}$  medida no módulo estar sempre maior que a  $G_{REF}$ .

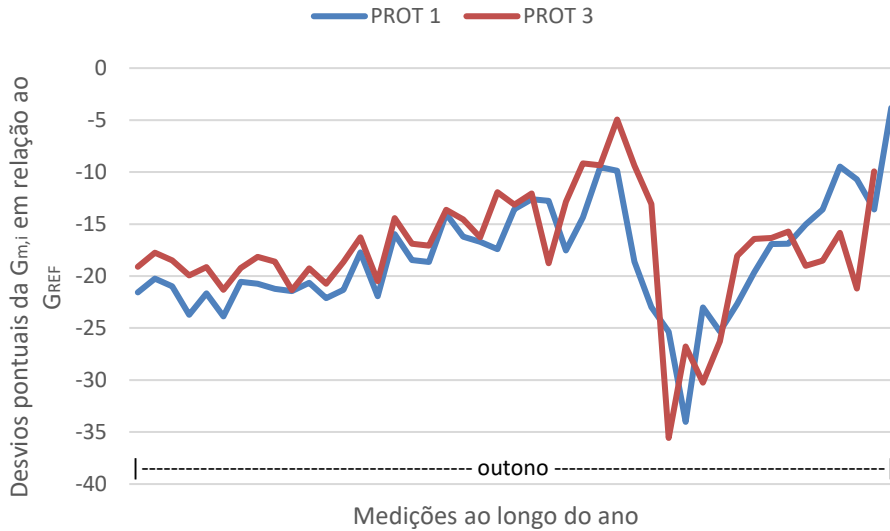
As faixas de irradiâncias medidas pelos módulos de referência foram entre 200 W/m<sup>2</sup> até 800 W/m<sup>2</sup> devido as medidas serem realizadas somente no outono. As Figuras 84, 85 e 86 apresentam os desvios pontuais com os módulos de referência calibrados através do simulador solar.

Figura 84 - Desvios pontuais das medidas dos módulos calibrados pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 200 e 400 W/m<sup>2</sup>.



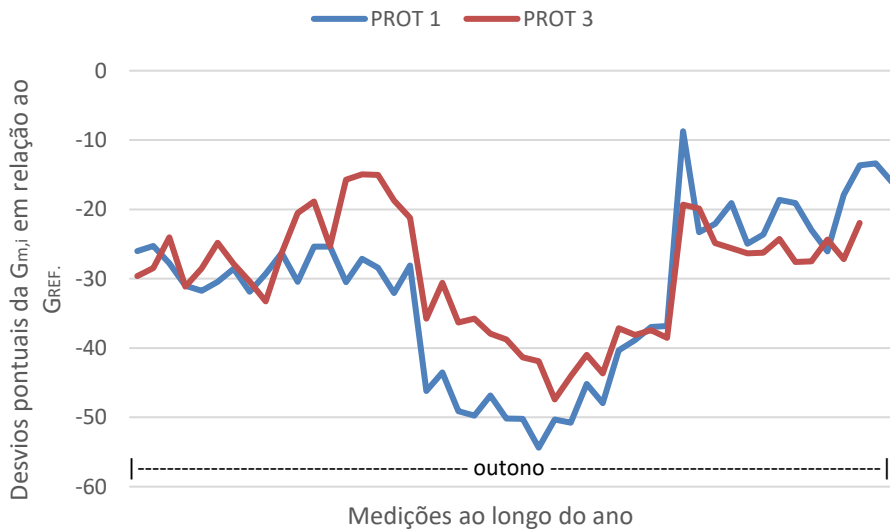
Fonte: do Autor.

Figura 85 - Desvios pontuais das medidas dos módulos calibrados pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 400 e 600 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

Figura 86 - Desvios pontuais das medidas dos módulos calibrados pelo método *indoor* através do simulador solar e comparado com a célula de referência da planta piloto em irradiâncias entre 600 e 800 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: do Autor.

A Tabela 16 apresenta o desvio médio quadrático dos PROT 1 e PROT 3 em relação as três faixas de irradiância. Se analisar o desvio médio do PROT 1 de 3,7710 W/m<sup>2</sup> para irradiâncias de 200 até 400 W/m<sup>2</sup> é na ordem de 1,88 % para 200 W/m<sup>2</sup> e de 0,94 % para 400

W/m<sup>2</sup>. Analisando para irradiâncias maiores como de 600 W/m<sup>2</sup> até 800 W/m<sup>2</sup> com o desvio quadrático de 9,6006 é de 1,60 % para 600 W/m<sup>2</sup> e de 1,20 % para 600 W/m<sup>2</sup>.

Tabela 16 - Desvios médio quadrático dos módulos de referência em diferentes irradiâncias com a calibração através do simulador solar.

<b>Irradiância</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 1</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PROT 3</b> <b>(W/m<sup>2</sup>)</b>
200-400	3,3710	3,2913
400-600	4,1718	3,9221
600-800	9,6006	6,9904

Fonte: do Autor.

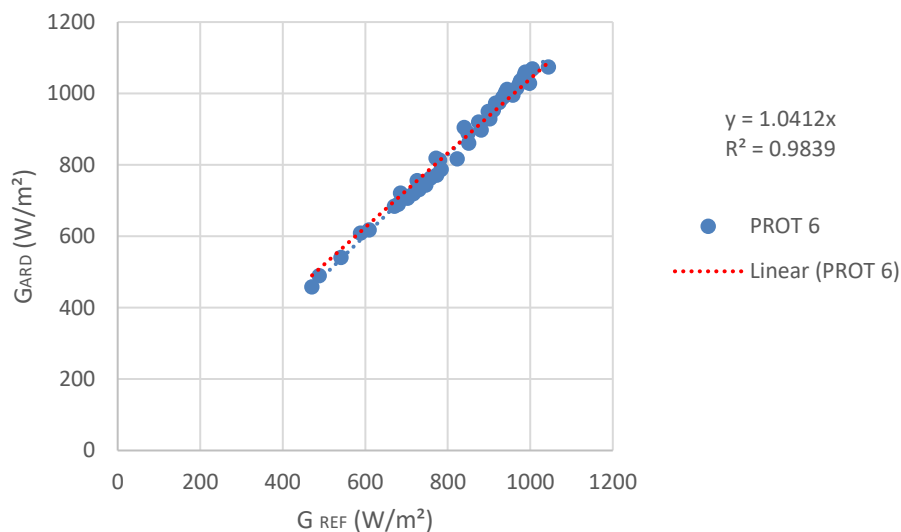
A tabela 16 apresenta que em maiores irradiâncias o desvio médio dos protótipos em relação a referência é menor, mesmo para os módulos de referência.

Para medições em campo esses desvios são relativamente baixos. A diferença nos desvios entre o tipo de calibração para as células de referência é relativamente pequena e podendo-se concluir que os três métodos de calibração realizados para as células de referência foram eficazes na caracterização dos protótipos.

#### 4.7 Aquisição de dados através da plataforma Arduino

Os dados de irradiância pela plataforma Arduino foram coletados através do PROT 6. No código de programação do Arduino a constante de calibração da célula de referência foi a constante pelo método *indoor*.

A Figura 87 apresenta uma correlação das medidas de irradiância pelo arduino ( $G_{ARD}$ ) em relação a  $G_{REF}$  do piranômetro fotovoltaico da estação. Observando a Figura 87, a relação da medida da  $G_{ARD}$  através do PROT 6 está próxima ao  $G_{REF}$ . O valor de  $R^2 = 0,9839$  está próximo de um, isso indica que a  $G_{ARD}$  está próxima com a  $G_{REF}$  no momento da medição.

Figura 87 - Correlação da  $G_{ARD}$  do PROT 6 em relação ao  $G_{REF}$ .

Fonte: do Autor.

O método de construção das células e módulos de referência de baixo custo se mostrou um método eficaz. O processo de laminação ajudou a obter protótipos sem defeitos e com um bom encapsulamento das células. A calibração através dos três métodos utilizados atingiu resultados satisfatórios.

Os três métodos de calibração das células de referência implicaram em diferentes resultados de irradiância quando comparado um método com o outro. Essas diferenças podem ser desconsideradas para estimativas da radiação solar em campo.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho realizou a construção, caracterização e validação de protótipos de células e módulos de referência para medição da radiação solar. Algumas técnicas e métodos em escala de laboratório foram utilizadas para construção, caracterização e validação desses protótipos.

O método de construção dos protótipos de referência se mostrou eficaz devido aos valores de FF obtidos. Após a etapa de laminação os protótipos não apresentaram nenhuma formação de bolhas, evitando assim, um aceleração na degradação por delaminação dos protótipos.

Os ensaios elétricos pelo método *indoor* para as células e módulos de referência foram realizados em simulador solar. Os FF para as células de referência foram menores que para os módulos de referência e são aproximadamente de 68 %. A  $I_{SC}$  gerada pelas células de mc-Si é menor que a corrente gerada pelas células de m-Si, como já esperado, devido a tecnologia das células.

Os ensaios elétricos pelo método *indoor* dos módulos de referência também foram realizados em simulador solar se mostraram eficientes. As curvas I-V e as correlações de FF e  $I_{SC}$  em função da irradiância atingiram valores satisfatórios e esperados levando em consideração o método de construção dos protótipos. Os valores de FF se mantiveram acima dos 70 % em todas as faixas de irradiâncias analisadas.

Os desvios padrões e os erros padrões nos três níveis de confiança se mostraram relativamente baixos. O  $S$  variou de 0,0029 a 0,0073 para as células de referência e de 0,0005 a 0,0012 para os módulos de referência e de. Os  $E_P$  variaram de 0,0028 a 0,0122 para as células de referência e de 0,0005 a 0,0020 para os módulos de referência. Esses valores mostraram uma repetibilidade no processo construtivo dos protótipos e da medição da curva I-V no simulador solar.

Os dois métodos de calibração *outdoor* se mostraram eficientes, os desvios quadráticos dos protótipos em relação a referência foram satisfatórios com os métodos de calibração aplicado.

As células de referência de m-Si apresentaram uma média dos desvios quadráticos menores em relação as células de referência de mc-Si quando calibradas com a célula padrão (calibrada). Quando calibradas com o piranômetro termoelétrico as células de referência de mc-Si obtiveram média dos desvios quadráticos menores quando comparada com a célula de referência de m-Si.

Em faixas maiores de irradiância os desvios quadráticos dos protótipos são menores em relação ao piranômetro fotovoltaico da estação meteorológica. O PROT 4 atingiu um percentual de desvios de 3,05 % em irradiância de 200 W/m<sup>2</sup> e de 1,18 % em irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>. Esses desvios menores em irradiâncias altas são esperados, devido a diminuição dos desvios ópticos da irradiância quando penetrada na cobertura de vidro do protótipo e devido ao ângulo de incidência da irradiância ser menor.

O método de teste térmico por conformidade através da termografia se mostrou eficiente. As imagens adquiridas mostraram uma alta nitidez. As distribuições das temperaturas das células dos protótipos atingiram valores esperados.

No verão o ângulo de altura solar é maior quando comparado com o ângulo de altura solar no outono. No verão, os desvios quadráticos tiveram um percentual menor quando comparado com o outono, devido as diferenças nos ângulos de incidência nas duas estações.

Na medição em campo da irradiância os desvios comparados entre os métodos de calibração são pequenos e irrelevantes. Analisando o PROT 4 em irradiâncias de 1000 W/m<sup>2</sup> apresentou um desvio de 1,18 % em relação ao piranômetro termoelétrico da estação meteorológica, quando calibrado pela célula de referência padrão. A partir da mesma irradiância o PROT 4 apresentou desvio de 1,27 % em relação ao piranômetro termoelétrico da estação meteorológica, quando calibrado pelo piranômetro termoelétrico. Quando calibrado com o simulador solar o PROT 4 apresentou um desvio de 1,01 % em relação ao piranômetro termoelétrico da estação meteorológica da planta piloto. Os três métodos de calibração apresentaram desvios próximos quando comparado um com o outro.



## 5.1 PUBLICAÇÕES

Rosso, A. P.; Rampinelli, G. A. Análise de módulos fotovoltaicos a partir de ensaios elétricos e térmicos para identificação de conformidade. In: 9<sup>th</sup> International conference on materials and processes for renewable energies, 2019.

Rosso, A. P.; Rampinelli, G. A. Desenvolvimento e Caracterização Indoor de Células de Referência para Medição da Radiação Solar.. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 6, p. 07.51-07.60, 2018.

Rosso, A. P.; Rampinelli, G. A. Desenvolvimento e Caracterização Indoor de Células de Referência para Medição da Radiação Solar.. In: XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente, 2018, Córdoba. *Acta de la XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente*, 2018. v. 6. p. 07.51-07.60.

Rosso, A. P.; Ludke, M. C.; Rampinelli, G. A.; Marcelino, R. Gruber, V. Desenvolvimento e ensaios de módulos fotovoltaicos integrados em revestimentos cerâmicos, In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado-RS, 2018.

Rosso, A. P.; Ludke, M. C.; Rampinelli, G. A.; Marcelino, R. Desenvolvimento de protótipos de módulos de referência para medição de radiação solar, In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado-RS, 2018.

Crotti, P.; Rosso, A. P.; Rampinelli, G. A. Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Autônomo para Alimentação da Iluminação Externa de uma Planta Piloto Bioclimática. In: 7<sup>o</sup> Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense., 2018, Araranguá. 7<sup>o</sup> SICT-SUL, 2018.

Rosso, A. P.; Rampinelli, G. A.; Marcelino, R. Gruber, V. Caracterização elétrica de protótipos de módulos fotovoltaicos integrados em revestimentos cerâmicos, In: 6<sup>o</sup> Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense (SICT-Sul), Criciúma-SC, 2017.

## REFERÊNCIAS

Almeida, M. P.; Zilles, R.; Lorenzo, E. Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil, **Solar Energy**, v. 110, pp. 168-173, 2014.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Banco de Informações de Geração (BIG), 2019. <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>, Acesso em: 26 jun. 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Geração Distribuída, 2019. <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Modalidade.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp)> , Acesso em: 04 jun. 2019.

ASTM International, “Standard Test Method for Transfer of Calibration from Reference to Field Radiometers”, ASTM E 824-10, 2010.

Aryan, V; Font-Brucart, M; Maga, D. A comparative life cycle assessment of end-of-life treatment pathways for photovoltaic backsheets, **Progress in Photovoltaics**, v. 26, pp. 443-459, 2018.

Babar, B.; Graversen, R.; Boström, T. Solar radiation estimation at high latitudes: Assessment of the CMSAF databases, ASR and ERA5. **Solar Energy**, v. 182, pp. 397-411, 2019.

Bharadwaj, P.; John, V. Design, Fabrication and Evaluation of Solar Irradiation Meter, **IEEE International Conference on Power Electronics, drives and energy systems systems (Pedes)**, 2014.

Breyer, C.; Bogdanov, D.; Aghahosseini, A.; Gulagi, A.; Child, M.; Oyewo, A. S.; Farfan, J.; Sadovskaia, K.; Vainikka, P. Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector. **Progress in Photovoltaics**, v. 26, pp. 505-523, 2017.

Bücher, K. Calibration of solar cells for Space Applications, **Progress in Photovoltaics** v. 5, pp. 91-107, 1997.

Bühler, A. J. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**, Tese de Doutorado, UFRGS, Porto Alegre, 2011.

Caamaño-Martín, E.; Lorenzo, E.; Lastres, C. Crystalline Silicon Photovoltaic Modules: Characterization in the Field of Rural Electrification. **Progress in Photovoltaics**, v. 10, pp. 481-493, 2002.

Carrillo, J. M.; Martínez-Moreno, F.; Lorenzo, C.; Lorenzo, E. Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules, **Solar Energy**, v. 155, pp. 880-892, 2017.

Chiguera, T.; Leal, S. S.; **Enhancement of UV Radiation by Cloud Effect in NE of Brazil**. International Journal of Photoenergy, Hindaw, 2017, 9p.

Dalmagro, P. S. e Krenzinger, A. **Análise de Simuladores Solares para Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**, In: salãoufrgs, sic - XXV salão de iniciação científica da ufrgs, Porto Alegre, 2013.

DGS – Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. **Planning & Installing Photovoltaic Systems – A guide for installers, architects and engineers**. Earthscan, UK, 2008. ISBN 978-1-84407-442-6.

Duffie J. A. e Beckman W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**, 3ª edição, pp. 926. Wiley Interscience, New York, 2006.

Galdino, M. A.; Silva, P. C. Subsídios para identificação visual de problemas em células e módulos fotovoltaicos, **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, pp. 159-170, 2014.

García, M.; Marroyo, L.; Lorenzo, E.; Marcos, J.; Pérez, M. Solar irradiation and PV module temperature dispersion at a large-scale PV plant. **Progress in Photovoltaics**, v. 23, pp. 1381-1389, 2015.

Gasparin, F. P. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**, Dissertação de Mestrado, UFRGS, Porto Alegre, 2009.

Gasparin, F. P.; Bühler, A. J.; Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A. Statistical Analysis of *I-V* curve parameters from photovoltaic modules, **Solar Energy**, v. 131, pp. 30-38, 2016.

Green, M. A. *et al.* Solar cell efficiency tables (version 52). **Progress in Photovoltaics**, v. 26, pp. 427-436, 2018.

Guimarães, P. L. O.; Santana, A. A. **Calibração de sensores de radiação solar no laboratório de metrologia ambiental do Inpe**, V Congresso Brasileiro de Metrologia, Salvador-BA, 9 a 13 de novembro de 2009.

Guimarães, P. L.O. *et al.* Avaliação Metrológica de um sistema de calibração *indoor* para piranômetros baseado em um simulador solar, **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 4, pp. 17-24, 2013.

Haag, R.; Krenzinger, A.; Stoffel, T. Análise Preliminar do “offset” térmico em piranômetros sob diferentes condições atmosféricas, III Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belém, 21 a 24 de setembro, 2010.

Haque, A.; Bharath, K.; Khan, M.; Khan, I.; Jaffery, Z. Fault Diagnosis of Photovoltaic Modules, **Energy Science & Engineering**, pp. 1-23, 2018.

IEC Standard-61215. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval. International Electrotechnical Commission, 2005.

IEC Standard-61646. Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval. International Electrotechnical Commission, 2008.

Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, IDEAL, 2019. <<http://americadosol.org/>>, Acesso em: 03 jun. 2019.

International Organization for Standardization, “Solar energy - Calibration of a pyranometer using pyr heliometer”, ISO 9846, 1993.

International Organization for Standardization, “Solar energy - Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer”, ISO 9847, 1992.

Kalogirou, S. A. **Solar Energy Engineering Processes and Systems**. 2 ed., Academic Press is an imprint of Elsevier, 2014.

Krenzinger, A. Aplicações da Termografia na análise térmica de sistemas de conversão de energia solar. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente** v. 10, 2006.

Keogh, W. M.; Blakers, A. W. Accurate Measurement, Using Natural Sunlight, of Silicon Solar Cells, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 12, pp, 1-19, 2004.

Lorenzo, E. **Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos, Electricidad Solar Fotovoltaica**, V. II, Españã, 2006.

Macagnan, M. H. **Introdução a Radiação Solar. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica**, Unisinos, São Leopoldo, 2010.

Macêdo, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2006.

Marcos, J.; Marroyo, L.; Lorenzo, E.; Alvira, D.; Izco, E. Power output fluctuations in large scale PV plants: one year observations with one second resolution and a derived analytic model, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 19, pp. 218-227, 2011.

Marcos, J.; Marroyo, L.; Lorenzo, E.; Garcia, M. Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, pp. 226-237, 2011.

Marion, B.; Smith, B. Photovoltaic system derived data for determining the solar resource and for modeling the performance of other photovoltaic systems, **Solar Energy**, v. 147, pp. 349-357, 2017.

Martínez-Moreno, F.; Lorenzo, E.; Muñoz, J.; Moretón, R. On the testing of large PV arrays, ResearchGate, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 1102, 2012.

Martins, A. C.; Chapuis, V.; Meillaud-Sculati, F.; Virtuani, A.; Ballif, C. Light and durable: Composite structures for building-integrated photovoltaic modules, **Progress in Photovoltaics: Research**, 2018.

McCormick, P.G.; Suehrcke, H. The effect of intermittent solar radiation on the performance of PV systems, **Solar Energy**, v. 171, pp. 667-674, 2018.

Mocelin, A. R. **Qualificação profissional e capacitação laboratorial em sistemas fotovoltaicos**, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2014.

National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2018.

<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>, Acesso em: 13 dez. 2018.

Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C. M. F., Ndiaye, P. A., Sambou, V., 2013. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review, **Solar Energy**, v. 96, pp. 140–151, 2013.

Oliveira, F. S. **Desenvolvimento de um traçador de curvas I-V portátil para arranjos fotovoltaicos**. 2015.74 f. Dissertação de mestrado – Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. J. L.; Rüther, R.; Abreu, S. L.; Tiepolo, G. M.; Pereira, S. V.; Souza, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, 2ª edição, pp. 88. São José dos Campos.

Piliouguine, M.; Carretero, J.; Mora-López, L.; Sidrach-de-Cardona, M. Experimental system for current-voltage curve measurement of photovoltaic modules under outdoor conditions, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 19, pp. 591-602, 2011.

Pinho, J. T., Galdino, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

Rampinelli, G. A. **Análise da distribuição de tensões elétricas em uma associação de módulos de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. 2007. 254 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

Santos, S. L. R. J. **Análise de materiais e técnicas de encapsulamento de módulos fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado. PUCRS, 2008.

Zanescio, I. *et al.* Análise da degradação de módulos fotovoltaicos fabricados com diferentes células solares, **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, pp. 101-108, 2014.

Zejiang, B.; Wenhua, L.; Yizhuo, S.; Xiaolei, H.; Wei, C. **Research on Performance Test Method of Silicon Pyranometer**. 11<sup>a</sup> IEEE International Conference on Electronic Measurement & Instruments, 2013.

Zomer, C.; Rüther, R. Simplified method for shading-loss analysis in BIPV systems. Part 2: Application in case studies. **Energy and Buildings**, v. 141, p. in press-83-95, 2017.

## APÊNDICE A – Construção dos protótipos

Figura 88 – Caneta de fluxo nos terminais das células fotovoltaicas.



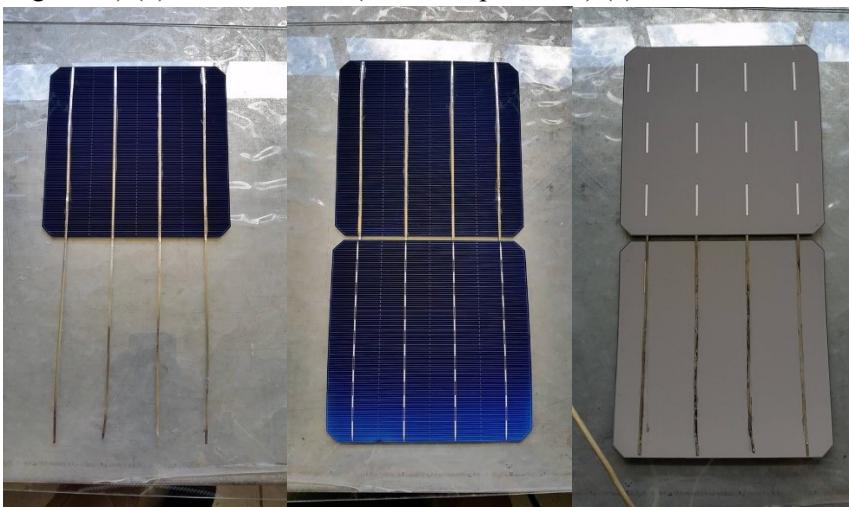
Fonte: do Autor.

Figura 89 - Soldagem dos condutores nos terminais das células.



Fonte: do Autor.

Figura 90 – Ligação do condutor na célula (a), ligação em série das células com vista superior (terminais negativos) (b) e vista inferior (terminais positivos) (c).



(a)

(b)

(c)

Fonte: do Autor.



## APÊNDICE B – Imagens internas do simulador solar

Figura 91 - Células de referência do simulador solar do LABSOL.



Fonte: do Autor.

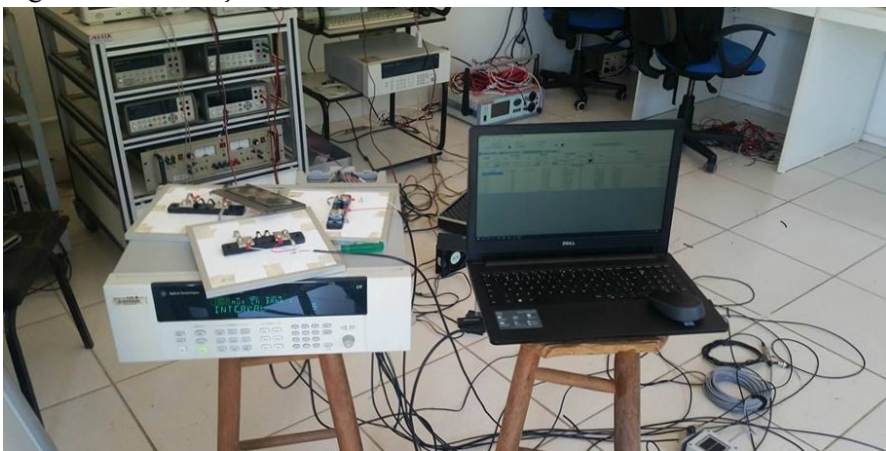
## APÊNDICE C – Imagens da calibração *outdoor* das células de referência e da calibração dos resistores *shunts*

Figura 92 – Células na estrutura metálica para a calibração *outdoor* das células de referência.



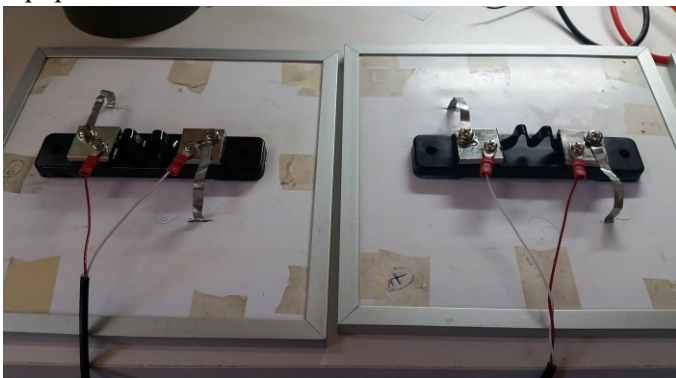
Fonte: do Autor.

Figura 93 -Calibração *outdoor* das células de referência.



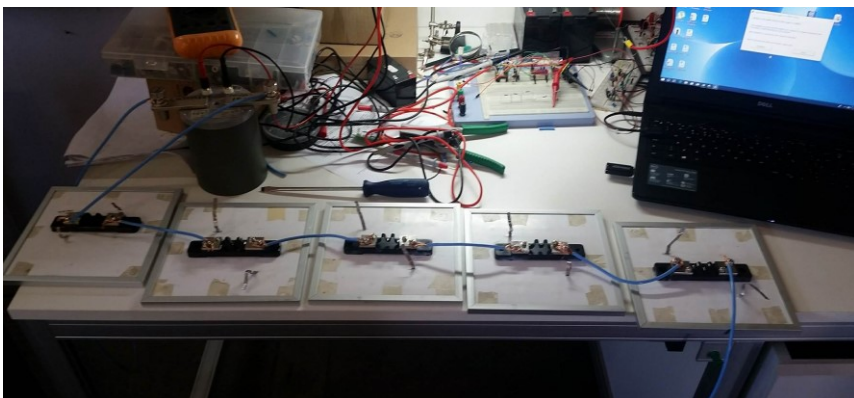
Fonte: do Autor.

Figura 94 - Conexão dos condutores dos terminais positivo e negativo do resistor *shunt* com o equipamento de leitura.



Fonte: do Autor.

Figura 95 - Ligação em série dos resistores shunt com o resistor shunt padrão.



Fonte: do Autor.

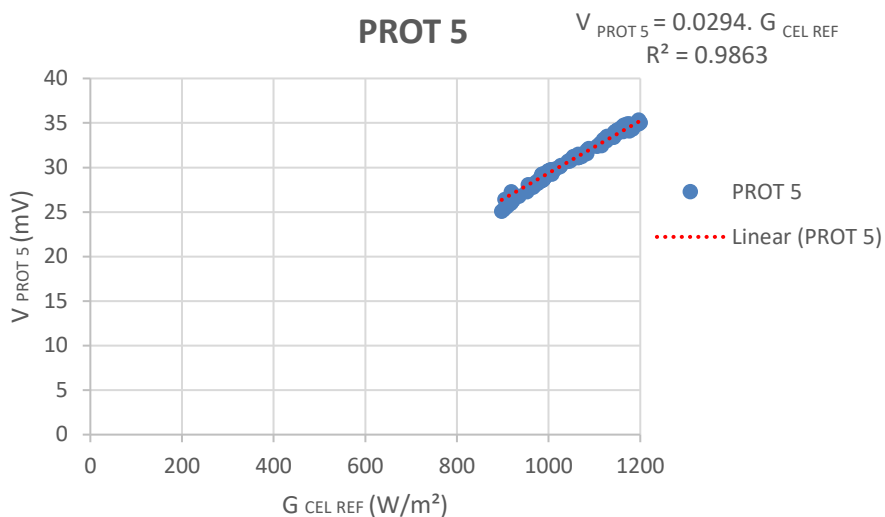
Figura 96 - Sensor de temperatura integrado no PROT 6.



Fonte: do Autor.

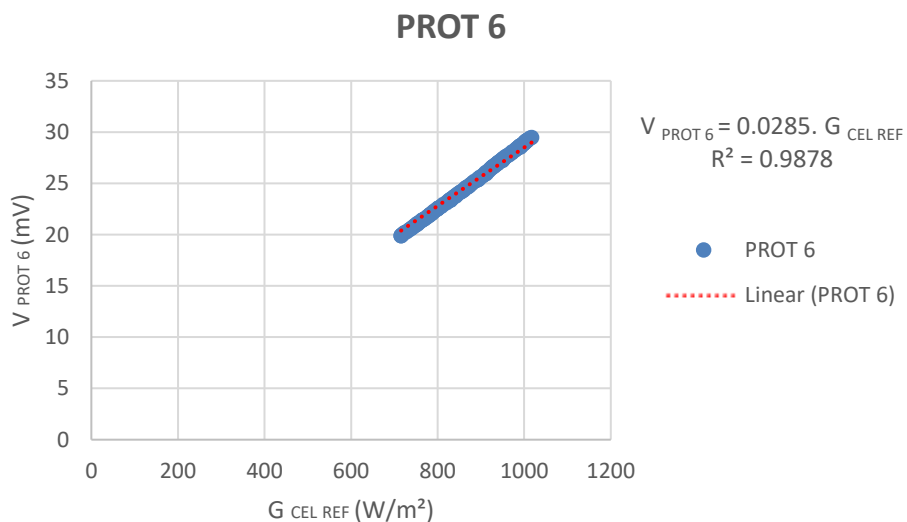
## APÊNDICE D – Gráficos dos protótipos na caracterização outdoor através da célula de referência padrão

Figura 97 - Curva de calibração outdoor do PROT 5 com a célula de referência.



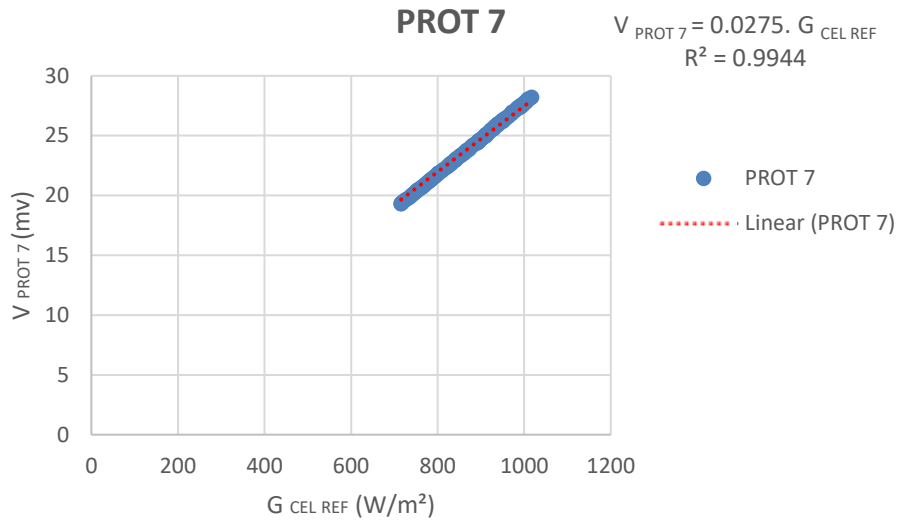
Fonte: do Autor.

Figura 98 - Curva de calibração outdoor do PROT 6 com a célula de referência.



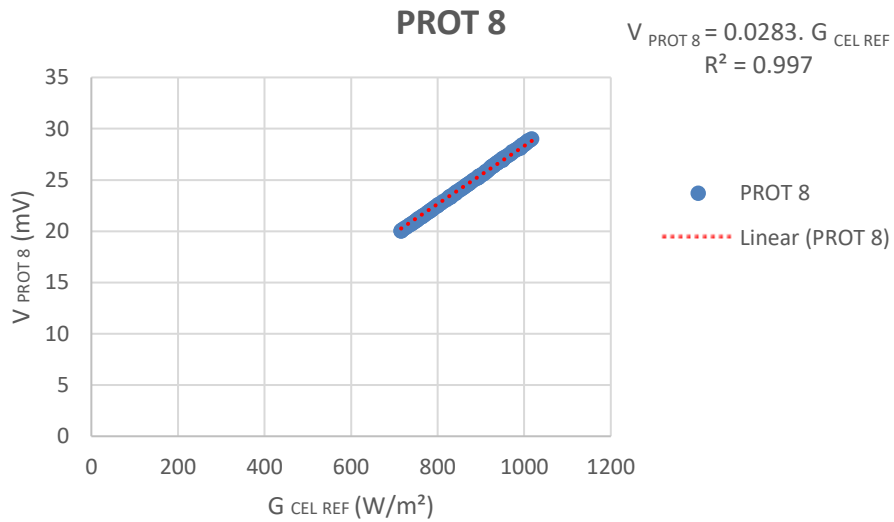
Fonte: do Autor.

Figura 99 - Curva de calibração outdoor do PROT 7 com a célula de referência.



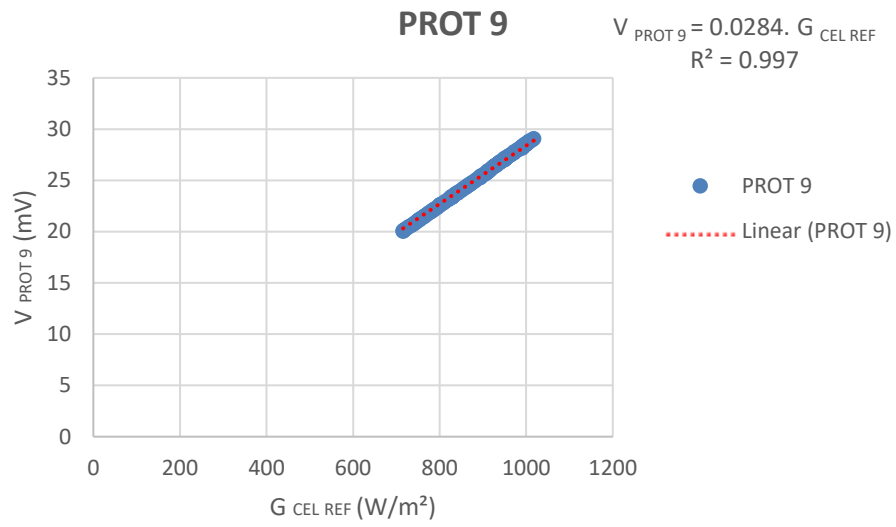
Fonte: do Autor.

Figura 100 - Curva de calibração outdoor do PROT 8 com a célula de referência.



Fonte: do Autor.

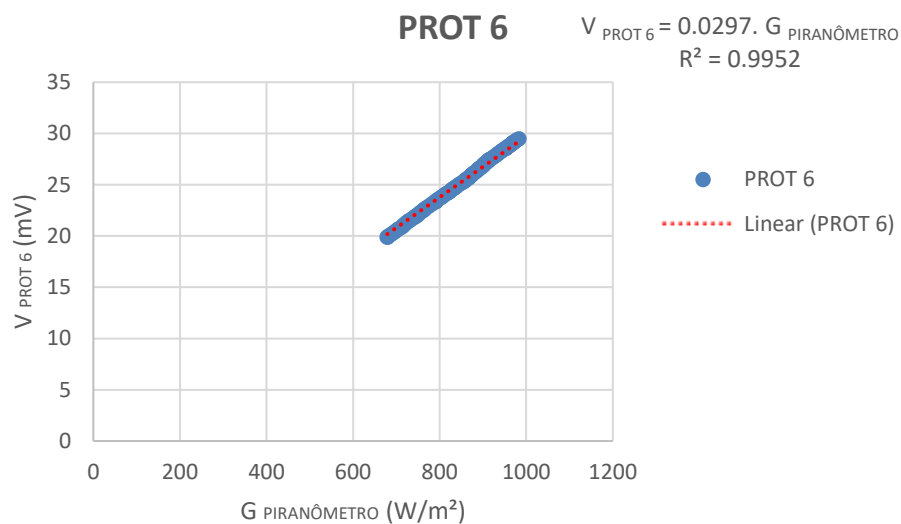
Figura 101 - Curva de calibração outdoor do PROT 9 com a célula de referência.



Fonte: do Autor.

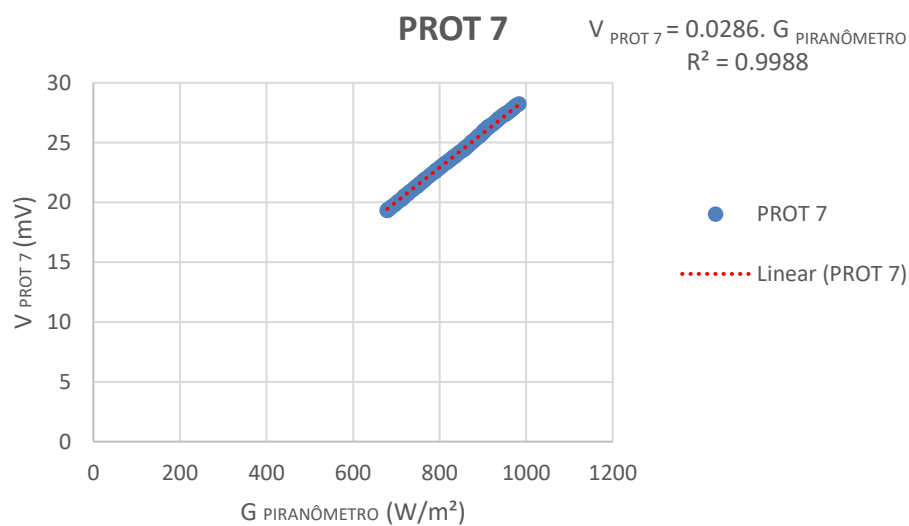
## APÊNDICE E – Gráficos dos protótipos na caracterização outdoor através do piranômetro termoeletrico

Figura 102 - Curva de calibração outdoor do PROT 6 com o piranômetro termoeletrico.



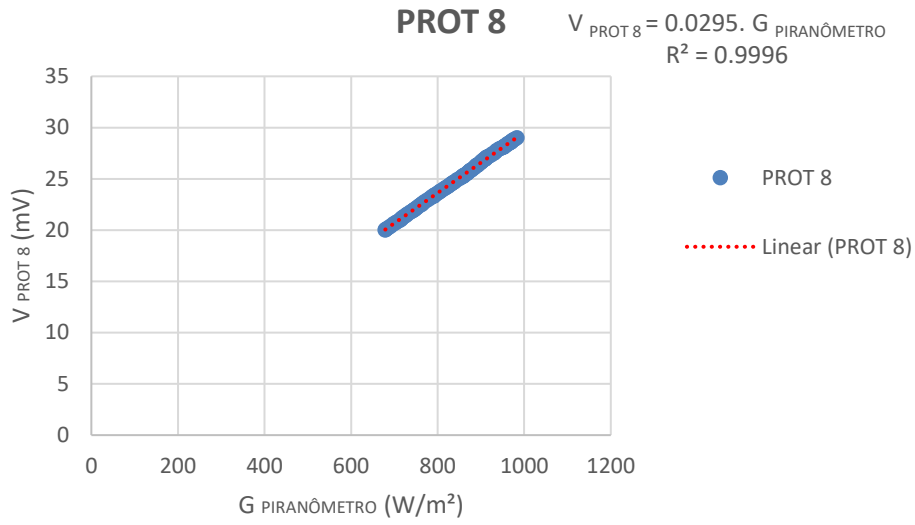
Fonte: do Autor.

Figura 103 - Curva de calibração outdoor do PROT 7 com o piranômetro termoeletrico.



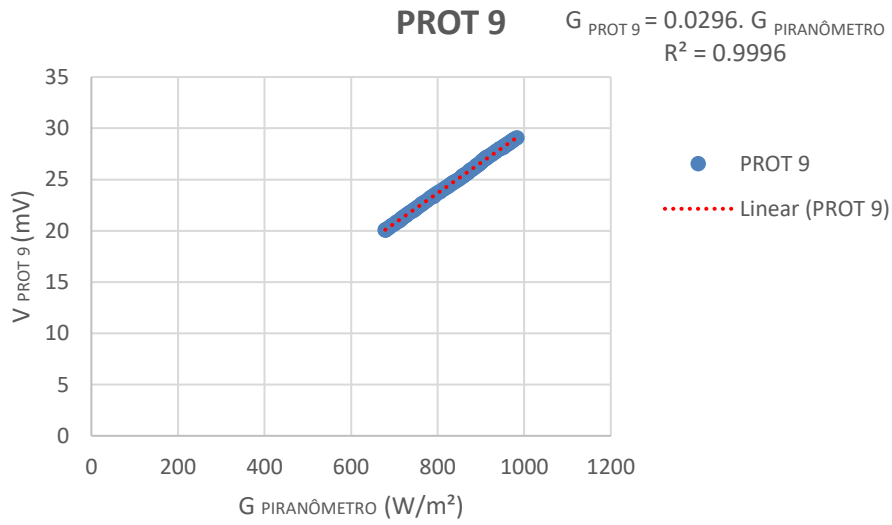
Fonte: do Autor.

Figura 104 - Curva de calibração outdoor do PROT 8 com o piranômetro termoeletrico.



Fonte: do Autor.

Figura 105 - Curva de calibração outdoor do PROT 9 com o piranômetro termoeletrico.

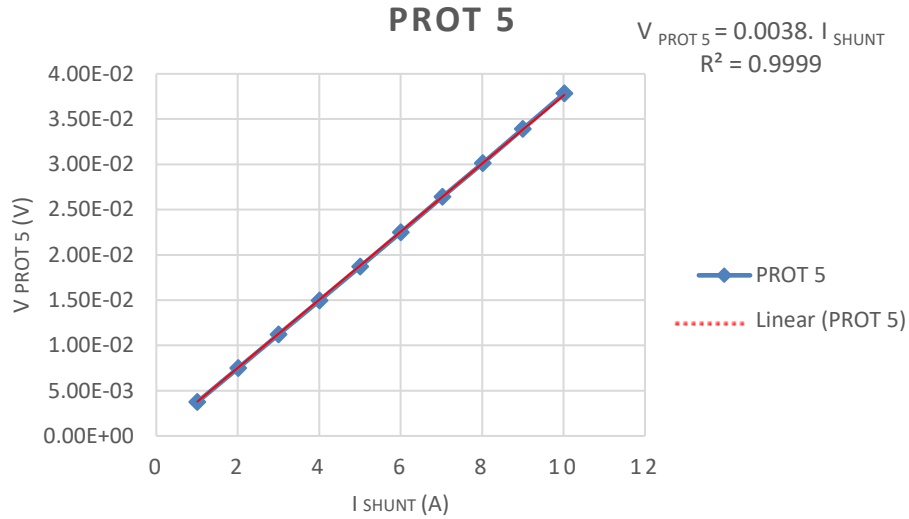


Fonte: do Autor.



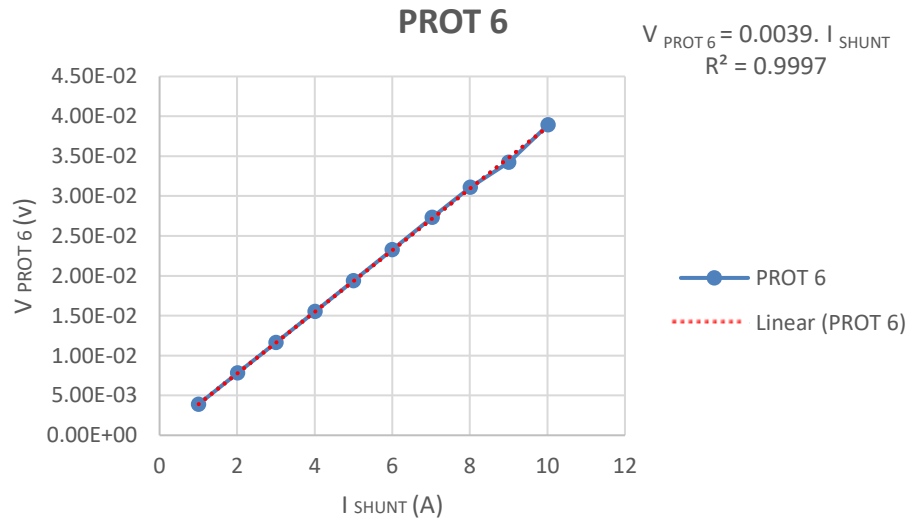
## APÊNDICE F – Gráficos dos protótipos na caracterização do resistor *shunt*

Figura 106 - Curva de calibração do resistor *shunt* do PROT 5.



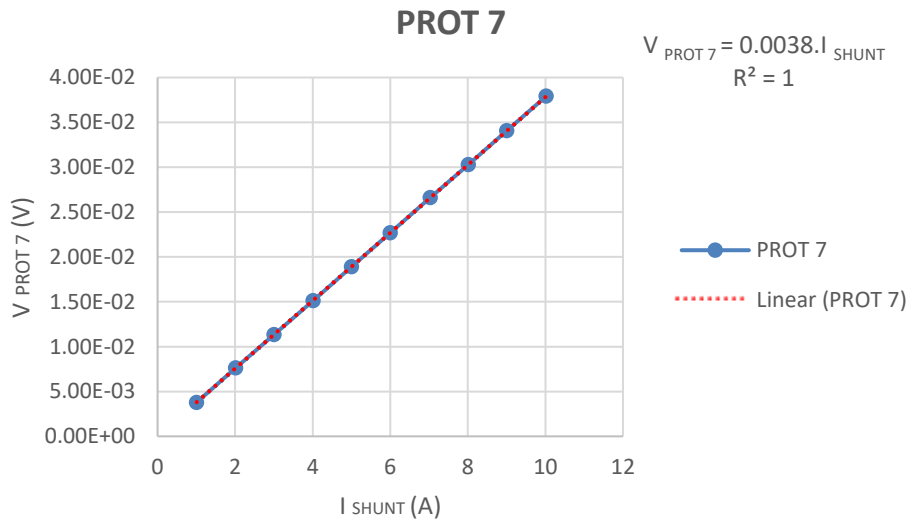
Fonte: do Autor.

Figura 107 - Curva de calibração do resistor *shunt* do PROT 6.



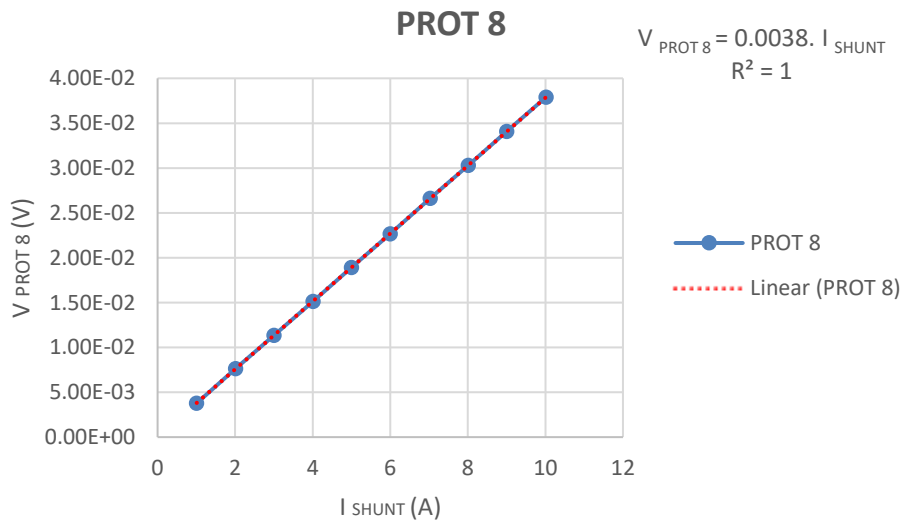
Fonte: do Autor.

Figura 108 - Curva de calibração do resistor *shunt* do PROT 7.

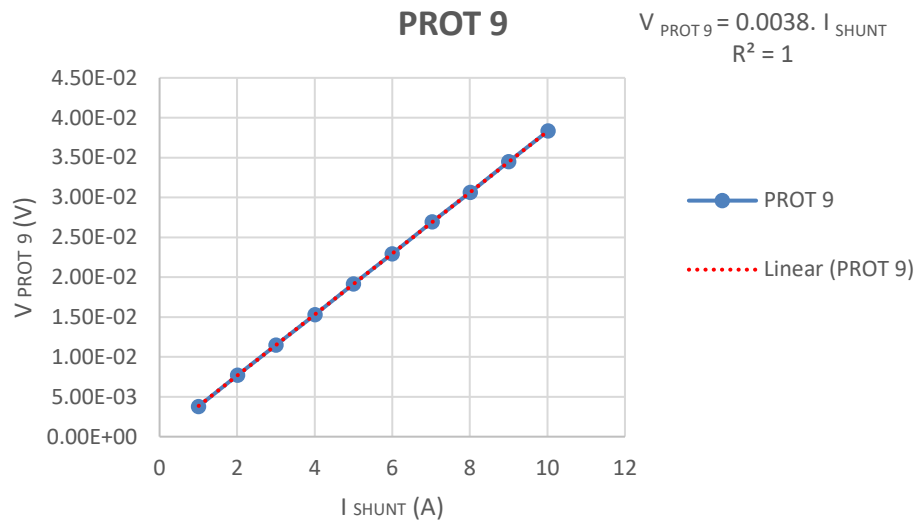


Fonte: do Autor.

Figura 109 - Curva de calibração do resistor *shunt* do PROT 8.



Fonte: do Autor.

Figura 110 - Curva de calibração do resistor *shunt* do PROT 9.

Fonte: do Autor.

## APÊNDICE G – Algoritmo da programação do arduíno

Algoritmo:

```
#include <SPI.h>
#include <SD.h>

// --- Constantes Auxiliares ---
#define  num  64      //número de iterações da média móvel

//
=====

// --- Protótipo das Funções ---
long moving_average(int sig);

//
=====

// --- Variáveis Globais ---
int values[num];      //vetor com num posições, armazena os valores para cálculo da média
móvel

int adc_noise1;      //armazena a leitura sem filtro da entrada analógica
int adc_noise2;      //armazena a leitura filtrada da entrada analógica
int cont = 1;
float n = 0;
int in = A0;
int flag = 0;
int val = 0;
const int chipSelect = 4;
float ganho = 98;
float tensao = 0;
```

```
float shunt = 0.00375;
float corrente = 0;
float radiancia = 0;

void setup()
{
  Serial.begin(9600);
  delay(100);

  Serial.print("Initializing SD card...");
  // see if the card is present and can be initialized:
  if (!SD.begin(chipSelect)) {
    Serial.println("Card failed, or not present");
    // don't do anything more:
    return;
  }
  Serial.println("card initialized.");
}

void loop()
{
  adc_noise1 = analogRead(in);
  adc_noise2 = moving_average(adc_noise1);

  tensao = (adc_noise2*(5.0/1023.0))/ganho;
  radiancia = (tensao/0.0285)*1000;

  cont++;

  if(cont % 600 == 0){
    n++;
    File dataFile = SD.open("datalog.txt", FILE_WRITE);
    // if the file is available, write to it:
    if (dataFile) {
      dataFile.print(n);
```

```

    dataFile.print("\t");
    dataFile.print(tensao,5);
    dataFile.print("\t");
    dataFile.println(radiancia);
    dataFile.close();
}
// if the file isn't open, pop up an error:
else {
    Serial.println("error opening datalog.txt");
}
cont = 1;
}
delay(100);
}
// --- Desenvolvimento das Funções ---
long moving_average(int sig)
{
    int i;          //variável auxiliar para iterações
    long acc = 0;   //acumulador

    //Desloca o vetor completamente eliminando o valor mais antigo
    for(i = num; i > 0; i--) values[i] = values[i-1];

    values[0] = sig;    //carrega o sinal no primeiro elemento do vetor

    // long sum = 0;     //Variável para somatório

    for(i = 0; i < num; i++) acc += values[i];

    return acc / num;   //Retorna a média móvel
} //end moving_average

```