



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Alberto Besen Borges

**LEVANTAMENTO EXPERIMENTAL DO GRADIENTE TÉRMICO DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS COM FOCO NA APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE
RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA BASEADO NA MEDIÇÃO
DE TEMPERATURA**

Florianópolis
2020

Alberto Besen Borges

**LEVANTAMENTO EXPERIMENTAL DO GRADIENTE TÉRMICO DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS COM FOCO NA APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE
RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA BASEADO NA MEDIÇÃO
DE TEMPERATURA**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) submetido ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.

Florianópolis
2020

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

Borges, Alberto

LEVANTAMENTO EXPERIMENTAL DO GRADIENTE TÉRMICO DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS COM FOCO NA APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA BASEADO NA MEDIÇÃO DE TEMPERATURA / Alberto Borges ; orientador, Roberto Francisco Coelho, 2020.

105 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Método de rastreamento do ponto de máxima potência baseado na medição de temperatura. 3. Gradiente térmico em módulos fotovoltaicos. I. Coelho, Roberto Francisco. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Alberto Besen Borges

**LEVANTAMENTO EXPERIMENTAL DO GRADIENTE TÉRMICO DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS COM FOCO NA APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE
RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA BASEADO NA MEDIÇÃO
DE TEMPERATURA**

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora.

Florianópolis, 20 de novembro de 2020



Documento assinado digitalmente
Jean Vianei Leite
Data: 09/12/2020 22:26:56-0300
CPF: 003.474.909-80

Prof. Jean Vian Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Roberto Francisco Coelho
Data: 09/12/2020 22:04:07-0300
CPF: 038.034.249-92

Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Denizar Cruz Martins
Data: 09/12/2020 13:29:30-0300
CPF: 224.016.609-68

Prof. Denizar Cruz Martins, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Lenon Schmitz
Data: 08/12/2020 20:17:35-0300
CPF: 075.982.279-42

Eng. Eletric. Lenon Schmitz, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina

Walbermark M. dos Santos

Prof. Walbermark Marques dos Santos, Dr.

Avaliador

Universidade Federal do Espírito Santo

Ao meu pai, cuja inspiração para me tornar uma boa pessoa, um bom cidadão e um grande homem sempre esteve presente.

À minha querida mãe, que não mediu esforço para me apoiar e proporcionar que eu chegasse até essa etapa de minha vida.

À minha irmã, pelas conversas e trocas de experiência que me mostraram que minhas dificuldades não eram só minhas.

À Beatriz, que me deu apoio emocional sempre que possível e que me ajudou a ver que eu podia ajudar os alunos da graduação através do centro acadêmico e de minhas experiências.

À Patotinha, cujas pausas para o cafezinho tanto para rir quanto para tirar dúvidas da matéria me ajudaram a alcançar esse sonho.

AGRADECIMENTOS

Meu sincero agradecimento à população brasileira, que possibilitou meus estudos na UFSC, uma instituição de ensino gratuita e de excelência.

Agradeço à meu pai, minha mãe e minha irmã, por sempre terem torcido por mim e me dado apoio durante toda a minha caminhada pela graduação.

Agradeço à minha namorada, Beatriz Garcez, por ter sido muito paciente em minhas ausências e ter me dado ânimo a continuar neste e em vários momentos durante a graduação.

Agradeço à todos do Instituto de Eletrônica de Potência (INEP), pelo trabalho duro e sério, pelo comprometimento e dedicação à educação, pesquisa e desenvolvimento e pela infraestrutura disponibilizada para a elaboração deste trabalho.

Um agradecimento especial ao meu professor e orientador Dr. Roberto Francisco Coelho, pela paciência, exímia didática e conhecimento na área e por ter me guiado neste trabalho com suas opiniões, referências e conhecimentos compartilhados.

Agradeço à equipe técnica e ao corpo docente do curso de graduação em engenharia elétrica e eletrônica e à direção do centro tecnológico pelas oportunidades dadas e pelos ensinamentos passados.

Agradeço à todos os amigos e amigas que fiz durante a graduação, sem vocês chegar até aqui teria sido muito mais difícil. Espero tê-los como amigos e amigas durante toda minha jornada como ser humano.

Por fim, agradeço à todos que de maneira direta ou indireta me ajudaram a percorrer este caminho.

*“Os cientistas descobrem o mundo que existe;
Os engenheiros criam o mundo que nunca existiu”
(Theodore Von Karman, 1881-1963)*

RESUMO

O presente trabalho de conclusão de curso tem como finalidade projetar, confeccionar e ensaiar um sistema de medição de temperatura de módulos fotovoltaicos com intuito de determinar o gradiente térmico em suas células. O arranjo para mensuração da temperatura é composto por uma placa de circuito impresso capaz de suportar a conexão de até 72 sensores termossensíveis, que indicam a temperatura da célula fotovoltaica a qual estão fixados. O processamento dos dados provenientes dos sensores é realizado por nove microcontroladores STM32F103C8T6, que podem armazenar as informações coletadas, assim como o horário das coletas, em uma memória micro-*Secure Digital* (SD) externa. Para obtenção do gradiente térmico do módulo são efetuados o total de quatro ensaios ao ar livre, considerando o emprego de um módulo fotovoltaico KC200GT com inclinações de 45° e paralela ao solo, e orientação voltada ao norte geográfico. Para comprovar a precisão e a confiabilidade dos dados provenientes do sistema de aquisição desenvolvido, utiliza-se como referência o sistema de medição comercial *Profitest-PV*®. Os resultados obtidos revelam que o módulo fotovoltaico ensaiado apresenta gradiente térmico com variações que ultrapassam 10 °C e distribuição térmica mais elevada nas células da parte esquerda do módulo. Revelam também que a probabilidade de que seja selecionada aleatoriamente uma célula cuja temperatura excede a média em até um desvio padrão, é de 68,26%. Apesar das variações mencionadas, a conclusão é de que o máximo desvio da potência rastreada pelo algoritmo de rastreamento baseado na medição de temperatura, em relação à potência máxima, é de 1%, e acontece quando a célula selecionada para que se realize a medição de temperatura, se localiza na região mais quente ou mais fria do módulo.

Palavras-chave: Módulo fotovoltaico; Rastreamento do ponto de máxima potência; Gradiente térmico; STM32F103C8T6.

ABSTRACT

The purpose of this Undergraduate thesis is to design, manufacture and test a temperature measurement system for photovoltaic modules in order to determine the thermal gradient in its cells. The temperature measurement arrangement consists of a printed circuit board capable of supporting the connection of up to 72 thermosensitive sensors, which indicate the temperature of the photovoltaic cell to which they are attached. The data processing from the sensors is carried out by nine STM32F103C8T6 microcontrollers, which can store the information collected, as well as the time of collection, in an external micro-Secure Digital (SD) memory. To obtain the thermal gradient of the module, a total of four outdoor tests are carried out, considering the use of a KC200GT photovoltaic module with slopes of 45° and parallel to the ground, and orientation facing the geographic north. To prove the accuracy and reliability of the data from the developed acquisition system, the commercial measurement system *Profitest-PV*® is used as a reference. The results obtained reveal that the tested photovoltaic module has a thermal gradient with variations that exceed 10 °C and a higher thermal distribution in the cells on the left side of the module. They also reveal that the probability that a cell whose temperature exceeds the average by up to one standard deviation is randomly selected is 68.26%. Despite the mentioned variations, the conclusion is that the maximum deviation of the power tracked by the tracking algorithm based on the temperature measurement, in relation to the maximum power, is 1%, and it happens when the cell selected to perform the measurement of temperature is located in the hottest or coldest region of the module.

Keywords: Photovoltaic module; Maximum power point tracking; Temperature gradient; STM32F103C8T6.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Representação do efeito fotoelétrico	22
Figura 2.2 – Estrutura cristalina do silício: (a) Estrutura cristalina do silício intrínseco; (b) Estrutura cristalina do silício dopado com elemento pentavalente (fósforo); (c) Estrutura cristalina do silício dopado com elemento trivalente (boro).	23
Figura 2.3 – Camada de depleção da junção pn	24
Figura 2.4 – Célula, Módulo e Arranjo fotovoltaico	25
Figura 2.5 – Camadas do módulo fotovoltaico	26
Figura 2.6 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica	26
Figura 2.7 – Curva característica da célula fotovoltaica	27
Figura 2.8 – Circuito elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico	27
Figura 2.9 – Componentes da irradiância solar	28
Figura 2.10 – Trajetória percorrida pela radiação solar	30
Figura 2.11 – Esquemático para ilustração do coeficiente AM	30
Figura 2.12 – Curvas característica do módulo KC200GT: (a) Influência da irradiância; (b) Influência da temperatura.	32
Figura 2.13 – Soma anual da irradiação solar total	33
Figura 2.14 – Média anual da temperatura global	33
Figura 2.15 – Curva I-V característica de um módulo fotovoltaico	35
Figura 2.16 – Curva I-V em condições de teste diferentes das do STC	35
Figura 3.1 – Curvas de carga e geração fotovoltaica	37
Figura 3.2 – Fluxograma do método da Razão Cíclica Fixa	38
Figura 3.3 – Fluxograma do método da Tensão de Circuito Aberto	39
Figura 3.4 – Fluxograma do método da Corrente de Curto Circuito	40
Figura 3.5 – Fluxograma do método P&O	42
Figura 3.6 – Comparação entre passos ΔD : (a) e (c) ΔD maior ; (b) e (d) ΔD menor.	43
Figura 3.7 – Divergência do método P&O devido a alteração atmosférica	44
Figura 3.8 – Curva de potência e derivada da potência em relação à tensão foto-gerada	45
Figura 3.9 – Fluxograma do método da Condutância Incremental	46
Figura 3.10 – Fluxograma do método do Gradiente de Temperatura	47
Figura 3.11 – Curva P-V: (a) Temperatura constante; (b) Irradiância constante	47
Figura 3.12 – Relação entre tensão de máxima potência e temperatura	48
Figura 3.13 – Fluxograma do método baseado na medição da temperatura	49
Figura 5.1 – Termistor NTC com cabo	52
Figura 5.2 – Termistores fixados na parte posterior do módulo	53
Figura 5.3 – Divisor Resistivo	54

Figura 5.4 – Microcontrolador STM32F103C8T6	55
Figura 5.5 – Barramento protocolo I2C	56
Figura 5.6 – Temporizador de tempo real	56
Figura 5.7 – Leitor/gravador de cartão SD	57
Figura 5.8 – Divisor Resistivo para calibração de medição	58
Figura 5.9 – Esquemático da placa base	60
Figura 5.10 – Face superior da placa base em 3D	60
Figura 5.11 – Face inferior da placa base em 3D	61
Figura 5.12 – Placa base Top	61
Figura 5.13 – Placa base Bottom	62
Figura 5.14 – Placa base top com microcontroladores, RTC e leitor/gravador de cartão micro-SD	62
Figura 5.15 – <i>Profitest-PV</i>	63
Figura 5.16 – <i>PV-Analysator</i>	64
Figura 5.17 – Instrumentos de medição do <i>Profitest-PV</i> [®] : (a) Piranômetro ; (b) Ter- mopar.	64
Figura 6.1 – <i>Setup</i> do experimento	65
Figura 6.2 – Visão posterior do módulo com termistores fixados	66
Figura 6.3 – Placa em funcionamento	67
Figura 6.4 – Ensaio ao ar livre: (a) Inclinação de 45° ; (b) Inclinação paralela ao solo.	67
Figura 7.1 – Curvas de temperatura do ensaio dia 9 de março	68
Figura 7.2 – Erro percentual entre medidas do ensaio dia 9 de março	69
Figura 7.3 – Gradiente de temperatura: (a) Ensaio dia 9 de março ; (b) Ensaio dia 10 de março.	70
Figura 7.4 – Gradiente de temperatura: (a) Ensaio dia 13 de março ; (b) Ensaio dia 15 de março.	71
Figura 7.5 – Tensão de cada célula a partir da medição de temperatura: (a) Ensaio 9/03 ; (b) Ensaio 10/03 ; (c) Ensaio 13/03 ; (d) Ensaio 15/03.	72
Figura 7.6 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 9 de março.	74
Figura 7.7 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 10 de março.	74
Figura 7.8 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 13 de março.	74
Figura 7.9 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 15 de março.	75
Figura 7.10 – Curva P-V com pontos de tensão causados por leve variação tempe- ratura.	76
Figura A.1 – Esquemático da placa base	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Inclinação em diferentes latitudes.	31
Tabela 2 – Orientação em diferentes latitudes.	31
Tabela 3 – Valores no STC e valores ensaiados do módulo KC200GT a 904 W/m ² e 59,8°C.	36
Tabela 4 – Comparação entre valores simulados	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADC	<i>Analog Digital Converter</i>
AM	<i>Air Mass</i>
CNC	<i>Computer Numeric Control</i>
I2C	<i>Inter-Integrated Circuit</i>
IDE	<i>Integrated Development Environment</i>
INEP	Instituto de Eletrônica de Potência
LED	<i>Light-Emitting Diode</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NTC	<i>Negative Temperature Coefficient</i>
PCB	<i>Printed Circuit Board</i>
PTC	<i>Positive Temperature Coefficient</i>
PV	<i>Photovoltaic Module</i>
RTC	<i>Real Time Clock</i>
SCL	<i>Serial Clock</i>
SD	<i>Secure Digital</i>
SDA	<i>Serial Data</i>
SMD	<i>Surface Mount Device</i>
SPI	<i>Serial Peripheral Interface</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius
ΔD	Perturbação na razão cíclica
W/m^2	Watts por Metro Quadrado
W	Watts
E_{Max}	Energia máxima do elétron expelido
ν	Frequência de vibração
h	Constante de Planck
Φ	Função trabalho do metal
p	Portador de carga positiva
n	Portador de carga negativa
pn	Junção entre portadores de carga de um semiconductor
\vec{E}	Campo elétrico
V_{pn}	Diferença de potencial elétrico na junção pn
E_G	Gap Energy
eV	Elétron-volt
s	Segundos
Hz	Hertz
V	Volts
$I_{PV_{célula}}$	Corrente gerada pela emissão de luz na célula fotovoltaica
$I_{D_{célula}}$	Corrente aplicada no diodo modelo da célula fotovoltaica
$D_{célula}$	Modelo de diodo de junção pn da célula fotovoltaica
$V_{D_{célula}}$	Tensão aplicada no diodo modelo da célula fotovoltaica
$R_{p_{célula}}$	Resistência paralela da célula fotovoltaica
$I_{R_{p_{célula}}}$	Corrente aplicada na resistência paralela da célula fotovoltaica
$R_{s_{célula}}$	Resistência série da célula fotovoltaica
$I_{célula}$	Corrente de saída da célula fotovoltaica
$V_{célula}$	Tensão de saída da célula fotovoltaica
$I_{PV_{módulo}}$	Corrente gerada pela emissão de luz no módulo fotovoltaico
$I_{D_{módulo}}$	Corrente aplicada no diodo modelo do módulo fotovoltaico
$D_{módulo}$	Modelo de diodo de junção pn do módulo fotovoltaico
$V_{D_{módulo}}$	Tensão aplicada no diodo modelo do módulo fotovoltaico
$R_{p_{módulo}}$	Resistência paralela do modulo fotovoltaico
$I_{R_{p_{módulo}}}$	Corrente aplicada na resistência paralela do módulo fotovoltaico
$R_{s_{módulo}}$	Resistência série do módulo fotovoltaico
$I_{módulo}$	Corrente de saída do módulo fotovoltaico
$V_{módulo}$	Tensão de saída do módulo fotovoltaico
G	Irradiância solar
T	Temperatura no ponto de operação

G^{STC}	Irradiância solar no STC
P_S	potência irradiada na superfície de um módulo fotovoltaico
$Area$	Área da superfície de um módulo fotovoltaico
T^{STC}	Temperatura no STC
L_0	Menor distância percorrida pela irradiação solar
L	Distância percorrida pela irradiação solar
θ	Ângulo zenital
V_{ca}	Tensão elétrica de circuito aberto
η_{mod}	Eficiência elétrica de um módulo fotovoltaico
P_{pv}	Potência elétrica fotogerada
η^{STC}	Eficiência elétrica de um módulo fotovoltaico no STC
P_{mp}	Máxima potência elétrica
γ	Coeficiente de irradiação solar
I_{cc}^{STC}	Corrente elétrica de curto circuito no STC
V_{ca}^{STC}	Tensão elétrica de circuito aberto no STC
V_{MP}^{STC}	Tensão elétrica de máxima potência no STC
I_{MP}^{STC}	Corrente elétrica de máxima potência no STC
P_{MP}^{STC}	Potência elétrica de máxima potência no STC
I_{cc}	Corrente elétrica de curto circuito
I_{mp}	Corrente elétrica de máxima potência
V_{mp}	Tensão elétrica de máxima potência
I_{pv}	Corrente elétrica fotogerada
V_{pv}	Tensão elétrica fotogerada
$V_{pv}(n)$	Tensão elétrica fotogerada no ponto de operação
$I_{pv}(n)$	Corrente elétrica fotogerada no ponto de operação
$P_{pv}(n)$	Potência elétrica fotogerada no ponto de operação
$P_{pv}(n-1)$	Potência elétrica fotogerada no ponto de operação anterior
$D(n)$	Razão cíclica no ponto de operação
$D(n-1)$	Razão cíclica no ponto de operação anterior
t_{RP}	Tempo para alcançar o regime permanente
ΔV_{PV}	Variação da tensão fotogerada
n_{step}	Número de passos
f_{MPPT}	Frequência do rastreamento do ponto de máxima potência
P	Potência elétrica
I	Corrente elétrica
V_{MP}^1	Tensão de máxima potência da curva 1
V_{MP}^3	Tensão de máxima potência da curva 3
T_1	Temperatura da curva 1
T_3	Temperatura da curva 3

$\mu_{V_{mp}}$	Coeficiente angular da reta entre tensão elétrica de máxima potência e temperatura
V_{MP}^2	Tensão de máxima potência da curva 2
T_2	Temperatura da curva 2
$V_{MP}(n)$	Tensão elétrica de máxima potência no ponto de operação
K_D	Constante de definição do passo da variação da razão cíclica
$V/^\circ\text{C}$	Volts por graus célcios
R_t	Resistência elétrica do termistor
R_f	Resistência elétrica auxiliar
V_{ADC}	Tensão na porta do conversor analógico-digital
Ω	Ohm
T_t	Temperatura do termistor
β	Parâmetro Beta
T_{ref}	Temperatura de referência
R_{ref}	Resistência elétrica na temperatura de referência
R	Resistência elétrica
A	Amperes
R_A	Resistor <i>pull-up</i>
R_c	Resistência elétrica para calibração
Med_{ref}	Medição de referência
V_t	Tensão no termistor
cm	Centímetros
F	Farad
σ	Desvio Padrão
ΔV_{mp}	Variação da tensão de máxima potência
$V_{pv}(T_{mx})$	Tensão elétrica fotogerada na temperatura máxima medida
$V_{pv}(T_{min})$	Tensão elétrica fotogerada na temperatura mínima medida
ΔP_{pv}	Variação da potência fotogerada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	OBJETIVOS	19
1.1.1	Objetivo Geral	20
1.1.2	Objetivos Específicos	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	O EFEITO FOTOELÉTRICO	21
2.2	O EFEITO FOTOVOLTAICO	22
2.2.1	Material semicondutor	22
2.2.2	Fotogeração	24
2.3	CÉLULA, MÓDULO E ARRANJO	25
2.3.1	Circuito elétrico equivalente	26
2.4	CONDIÇÃO PADRÃO DE TESTE	27
2.5	FATORES INFLUENCIADORES NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	28
2.5.1	Irradiância Solar	28
2.5.2	Temperatura	29
2.5.3	Massa de Ar	29
2.5.4	Orientação e Inclinação	30
2.5.5	Características Elétricas	31
2.5.5.1	Corrente elétrica	32
2.5.5.2	Tensão elétrica	32
2.5.5.3	Eficiência	33
2.5.5.4	Curva I-V	34
3	ALGORITMOS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA	37
3.1	MÉTODO DA RAZÃO CÍCLICA FIXA	37
3.2	MÉTODO DA TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO	38
3.3	MÉTODO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO	39
3.4	MÉTODO PERTURBA E OBSERVA (P&O)	41
3.5	MÉTODO DA CONDUTÂNCIA INCREMENTAL	44
3.6	MÉTODO DO GRADIENTE DE TEMPERATURA	45
3.7	MÉTODO BASEADO NA MEDIÇÃO DA TEMPERATURA	45
4	METODOLOGIA	50
4.1	SISTEMAS DE MEDIÇÃO	50
4.2	COLETA DE DADOS	51
4.3	ANÁLISE DE DADOS	51
5	SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS DE TEMPERATURA	52
5.1	DISPOSITIVOS	52

5.1.1	Termistor	52
5.1.2	Microcontrolador	55
5.1.3	Comunicação I2C	55
5.1.4	Temporizador de tempo real (RTC)	56
5.1.5	Cartão SD	56
5.2	PROGRAMAÇÃO	57
5.2.1	Transmissão dos dados medidos	57
5.2.2	Calibração	58
5.3	PROJETO DA PLACA CONFECCIONADA	59
5.3.1	Projeto	59
5.3.1.1	Esquemático	59
5.3.1.2	Roteamento	59
5.3.2	Manufatura	61
5.4	VALIDAÇÃO	62
5.4.1	<i>PROFITEST-PV</i>	62
6	ENSAIOS EXPERIMENTAIS	65
6.0.1	<i>Setup experimental</i>	65
7	RESULTADOS E DISCUSSÕES	68
7.1	ANÁLISE DE DESEMPENHO DE MEDIÇÃO	68
7.2	COMPARAÇÃO ENTRE ENSAIOS	69
7.2.1	Inclinação de 45° com o solo	69
7.2.2	Inclinação paralela ao solo	70
7.3	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	71
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
	REFERÊNCIAS	80
	APÊNDICE A – ESQUEMÁTICO DA PLACA BASE	85
	APÊNDICE B – CÓDIGO DE PROGRAMAÇÃO DO MICROCON- TROLADOR MESTRE	86
	APÊNDICE C – CÓDIGO DE PROGRAMAÇÃO DO MICROCON- TROLADOR ESCRAVO	92
	ANEXO A – DATASHEET MÓDULO FOTOVOLTAICO KC200GT	95
	ANEXO B – DATASHEET DO INSTRUMENTO DE MEDIÇÃO <i>PROFITEST-PV</i>	97

1 INTRODUÇÃO

Os avanços da eletrônica de potência aliados ao surgimento de microprocessadores com elevada capacidade de processamento, ao desenvolvimento de protocolos de comunicação em alta velocidade e à busca pela diversificação dos meios de geração, tem proporcionado a disseminação de fontes renováveis na matriz elétrica mundial, com ênfase aos sistemas fotovoltaicos. Apesar do crescimento exponencial da potência instalada no Brasil na última década, passando de 7 MW em 2012 para 4,9 GW em 2020 [1], módulos fotovoltaicos são caracterizados por apresentar comportamento não linear e baixo rendimento de fotoconversão ($< 25\%$ para módulos de silício [2]).

Um dos métodos mais utilizados para maximizar a potência de um módulo fotovoltaico, do inglês: *Photovoltaic Module* (PV), consiste em fazê-lo operar em seu ponto de máxima potência, do inglês: *Maximum Power Point* (MPP), e para isso é necessário o emprego de um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência, do inglês: *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). O MPPT necessita de dados referentes à tensão e à corrente fotogeradas, à temperatura e à irradiação solar em que o módulo está submetido e que variam ao transcorrer do dia e do ano.

Para realizar a medição da temperatura do módulo, a literatura [3] tem apontado para o uso de somente um sensor de temperatura posicionado de forma adjacente a este, o qual não necessariamente representa a temperatura em toda sua superfície, podendo existir pontos mais quentes ou mais frios.

Ao levar em consideração a utilização de métodos de rastreamento baseados na temperatura [4], se for utilizada a informação referente à temperatura no ponto mais frio ou do ponto mais quente, o algoritmo de MPPT tende a se tornar menos eficiente. Diante do exposto, este projeto de conclusão de curso propõe um estudo do gradiente de temperatura no módulo, obtido por meio de alocação de sensores termossensíveis que possibilitam obter a temperatura na superfície de cada uma de suas células. As informações de temperatura são enviadas a microcontroladores programados em linguagem C, gerando um mapa de temperaturas que possibilitará uma tomada de decisão consciente sobre a utilização ou não da temperatura máxima ou mínima da superfície durante a execução do rastreamento do MPPT.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral e os objetivos específicos do presente trabalho são descritos a seguir.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desse trabalho de conclusão de curso consiste em projetar um sistema de medição de temperatura de módulos fotovoltaicos para melhoramento do rastreamento de máxima potência baseado na medição da temperatura.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Confeccionar uma placa de circuito impresso para servir como placa base de microcontroladores, de um temporizador de tempo real e de um leitor de cartão de memória *flash* do tipo SD;
- Projetar um sistema de medição de dados de temperatura por meio da placa confeccionada e de sensores termossensíveis fixados na superfície posterior de cada célula que compõem um módulo fotovoltaico;
- Realizar ensaios para medições de temperatura em tempo real a fim de obter informações quanto ao gradiente de temperatura com o sistema projetado e com um sistema comercial;
- Analisar os dados obtidos experimentalmente pelo sistema projetado comparando-os com os dados obtidos pelo sistema comercial;
- Avaliar os dados obtidos experimentalmente discutindo se é necessária a medição de temperatura em mais de um ponto do módulo durante a execução do algoritmo de rastreamento baseado na medição de temperatura.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O efeito fotovoltaico consiste na conversão da energia proveniente da radiação solar, por meio de dispositivos semicondutores, em energia elétrica útil.

O atual capítulo busca oferecer um entendimento sobre as características do efeito fotovoltaico como suas limitações e fatores influenciadores.

2.1 O EFEITO FOTOELÉTRICO

O efeito fotoelétrico foi descrito pela primeira vez por Alexandre Edmond Becquerel. Segundo [5], ao mergulhar uma peça metálica em um fluido com eletrólitos e expor a solução à luz ultravioleta, Becquerel verificou o surgimento de uma reduzida diferença de potencial elétrico, mas não foi capaz de explicar a causa desse fenômeno.

Posteriormente em 1887, o cientista alemão Heinrich Hertz descreveu que enquanto fazia um experimento investigando a natureza eletromagnética da luz, observou que ao gerar uma faísca em uma superfície metálica, uma outra faísca era observada em uma superfície metálica secundária. Conforme [6], para verificar melhor o efeito, Hertz cobriu o experimento para diminuir a luminosidade e percebeu que a faísca secundária diminuía de intensidade independentemente do material da proteção. Hertz então determinou que a luz poderia gerar faíscas, principalmente se o material fosse incidido por luz ultravioleta.

Apenas em 1905 Albert Einstein propôs que a luz possui uma estrutura discreta denominada de *quanta*, dando início a física quântica moderna. Segundo [7], o objetivo de Einstein era unificar a descrição física da natureza da luz e explicar fenômenos como o efeito fotoelétrico.

"De acordo com o pressuposto a ser considerado aqui, a energia de um raio de luz que se espalha a partir de uma fonte pontual não é distribuída continuamente no espaço, porém consiste de um número finito de *quanta*, que estão localizadas em pontos no espaço, as quais se movem sem se dividir e as quais somente podem ser produzidas e absorvidas em unidades completas"[8, tradução nossa].¹

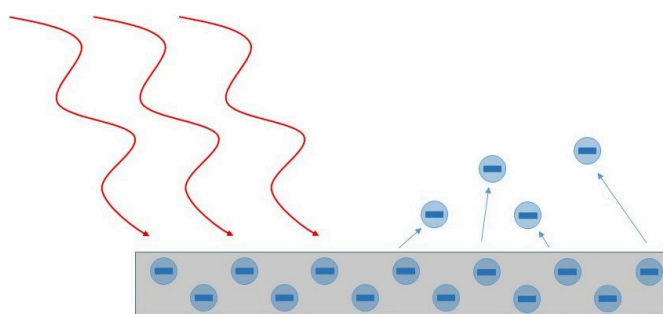
Conforme [8], a energia máxima (E_{Max}) do elétron expelido durante o efeito fotoelétrico é proporcional ao produto entre a frequência do *fóton* (ν) e a constante de Planck (h) subtraído da função trabalho do metal (Φ), que representa a energia mínima necessária para que o elétron consiga escapar da superfície metálica, conforme (2.1).

¹ "In accordance with the assumption to be considered here, the energy of a light ray spreading out from a point source is not continuously distributed over an increasing space but consists of a finite number of energy quanta which are localized at points in space, which move without dividing, and which can only be produced and absorbed as complete units."

$$E_{Max} = h\nu - \Phi \quad (2.1)$$

É importante destacar que o efeito fotoelétrico, ilustrado pela Figura 2.1, não gera uma diferença de potencial. O elétron emitido não possui um sentido de condução elétrica ao ser expelido pelo material metálico, pois não há um coletor elétrico para formar uma corrente elétrica, então o elétron expelido se recombina com o material metálico.

Figura 2.1 – Representação do efeito fotoelétrico



Fonte – Próprio autor

Uma observação importante em (2.1) é que a equação não leva em consideração a intensidade da radiação luminosa emitida no material e sim a frequência da radiação: quanto maior a frequência, maior a energia e mais elétrons são emitidos.

2.2 O EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico respalda-se nos princípios do efeito fotoelétrico, mas diferentemente de utilizar uma placa metálica, usa-se um material semicondutor dopado e coletores elétricos para meio de condução dos elétrons emitidos.

2.2.1 Material semicondutor

Materiais semicondutores são aqueles que possuem tanto a capacidade de conduzir corrente elétrica como de bloqueá-la, ou seja, possuem uma capacidade de condução elétrica inferior à de um condutor metálico, mas também possui capacidade de condução elétrica superior à de um elemento isolante. Comumente são constituídos por germânio ou silício, possuindo uma estrutura molecular cristalina cúbica [9].

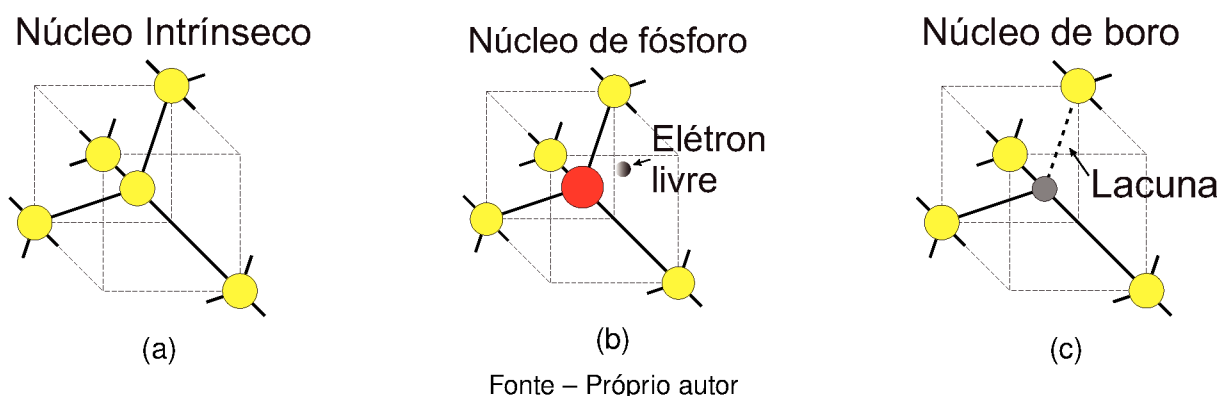
Há dois grupos principais de matérias primas utilizadas para a construção de materiais fotossensíveis: a tecnologia que utiliza o silício cristalino e a tecnologia de filmes finos [10]. Este trabalho irá se basear na tecnologia que utiliza o silício cristalino, pois cerca de 94% da produção mundial de módulos se baseia nessa matéria prima.

É chamado um semicondutor intrínseco aquele que não possui impurezas, ou seja, puro. São consideradas impurezas aqueles elementos que se diferenciam da

composição química do material principal. No semiconductor intrínseco o número de elétrons é numericamente igual ao de lacunas, pois eles são gerados aos pares devido à agitação térmica para temperaturas acima de zero Kelvin [11].

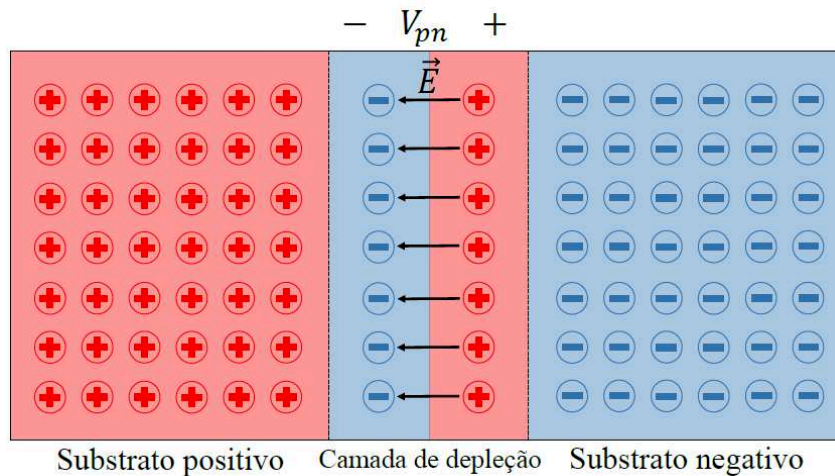
Ao adicionar impurezas, o semiconductor é denominado como dopado ou extrínseco. Segundo [12], ao adicionar elementos trivalentes (usualmente Boro) e pentavalentes (normalmente Fósforo) obtém-se um substrato com falta de elétrons (excesso de lacunas) e excesso de elétrons, respectivamente. A Figura 2.2 ilustra o esquemático de uma estrutura cristalina de silício puro (Figura 2.2a), dopado com fósforo (Figura 2.2b) e dopado com boro (Figura 2.2a). Quando há falta de elétrons o substrato é denominado substrato tipo p (positivo) e se há excesso de elétrons é denominado tipo n (negativo).

Figura 2.2 – Estrutura cristalina do silício: (a) Estrutura cristalina do silício intrínseco; (b) Estrutura cristalina do silício dopado com elemento pentavalente (fósforo); (c) Estrutura cristalina do silício dopado com elemento trivalente (boro).



Ao juntar o substrato p com o substrato n obtém-se uma junção pn e, devido à recombinação entre elétrons e lacunas na área de contato dos substratos, ocorre o surgimento de uma camada de depleção, ilustrado pela Figura 2.3. Deste modo, há um acúmulo de cargas positivas (lacunas) no lado n e cargas negativas (elétrons) no lado p, dando origem a um campo elétrico (\vec{E}) e resultando em uma diferença de potencial (V_{pn}), que age como uma barreira à difusão das lacunas para o lado n e dos elétrons para o lado p. Quanto maior a difusão dos portadores de carga na camada de depleção, maior o campo elétrico (\vec{E}) e maior a diferença de potencial (V_{pn}). Após entrar em equilíbrio, só haverá passagem de elétrons para o substrato positivo caso recebam energia de meio externo, pois necessitam vencer o campo elétrico (\vec{E}). No caso da fotogeração, a energia externa é provida pelos fótons. [4]

Figura 2.3 – Camada de depleção da junção pn



Fonte – Próprio autor

2.2.2 Fotogeração

Como visto em (2.1), o elétron para ser expelido necessita de uma energia mínima que é dependente da frequência (ν) da radiação emitida. Segundo [13], a energia mínima do fóton para ocorrer o efeito fotovoltaico deverá ser maior que a função trabalho (Φ), que no caso é a energia necessária para que um elétron do silício deixe a banda de valência e passe à de condução, chamada banda proibida, do inglês: *Gap Energy* (E_G).

$$\Phi < E_{Max} = h\nu \quad (2.2)$$

Isolando a variável ν em (2.2) obtém-se (2.3), permitindo determinar a frequência de corte mínima para ocorrer a fotogeração.

$$\nu > \frac{E_G}{h} \quad (2.3)$$

Sabendo que para o silício a energia de banda proibida vale 1,12 eV e a constante de Planck vale $4,1356 \times 10^{-15}$ eV.s, obtém-se:

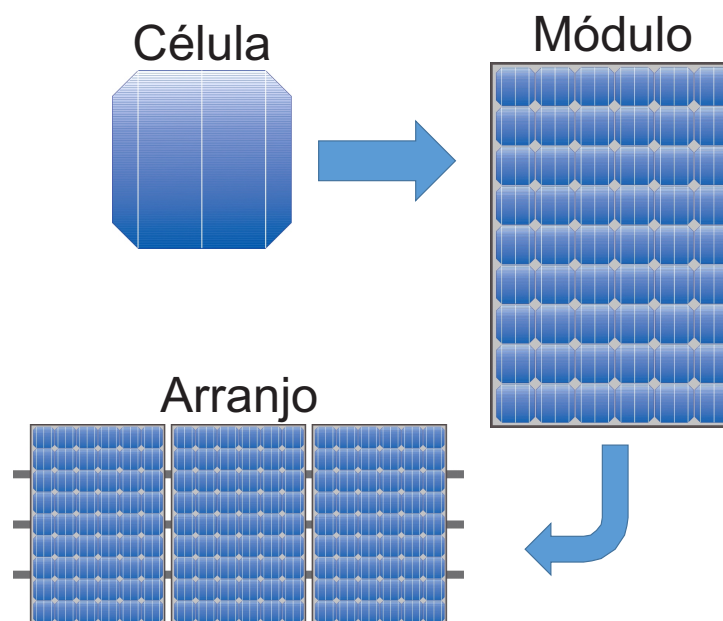
$$\nu > \frac{1,12}{4,138 \times 10^{-15}} \frac{[\text{eV}]}{[\text{eV.s}]} = 270,66 \text{ THz} \quad (2.4)$$

A partir de (2.4) percebe-se que qualquer onda eletromagnética com frequência superior à 270,66 THz, emitida à um semiconductor de silício com dopagem pn, irá fornecer energia suficiente para que os elétrons do silício dopado saltem à camada de condução e possam ser utilizados para efetuar trabalho, caracterizando o efeito fotovoltaico.

2.3 CÉLULA, MÓDULO E ARRANJO

O dispositivo capaz de transformar a energia contida na radiação solar em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico, é chamado de célula fotovoltaica. O conjunto de células é chamado de módulo fotovoltaico, e o conjunto de módulos é chamado de arranjo, como mostra a Figura 2.4.

Figura 2.4 – Célula, Módulo e Arranjo fotovoltaico

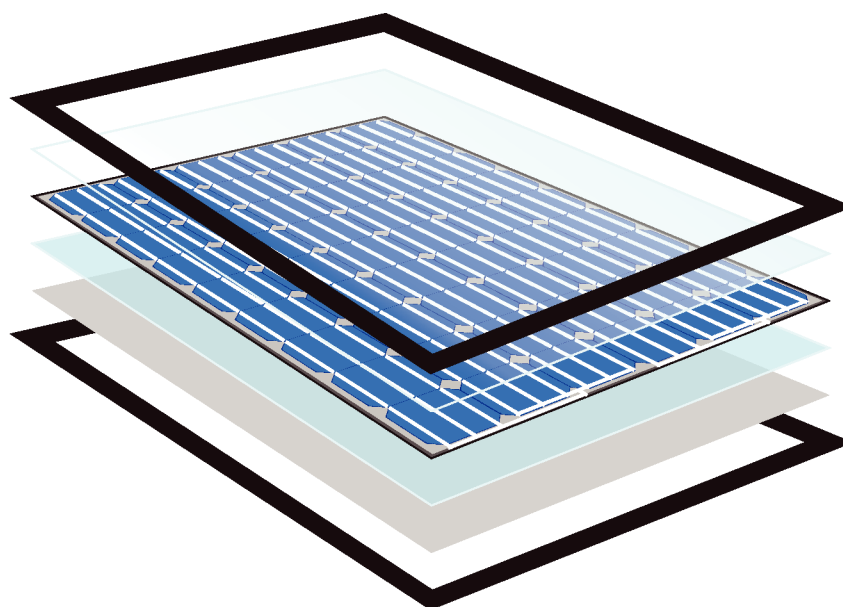


Fonte – Próprio autor

Como a tensão produzida por uma célula fotovoltaica é da ordem de 0,6 V e sua potência estabelece-se entre 1 W e 3 W, é necessário conectar eletricamente várias células para elevar a tensão e a corrente gerada pelo conjunto. Geralmente 36, 54, 60 ou 72 células são eletricamente conectadas para formar um módulo.

Conforme ilustrado pela Figura 2.5, o módulo fotovoltaico é constituído de várias camadas. A união das células para formar o módulo é feita por meio de condutores elétricos para possibilitar a condução da corrente elétrica, fibras para prover resistência física, vidros anti-reflexivos, adesivos transparentes e vidros para proteção [4].

Figura 2.5 – Camadas do módulo fotovoltaico

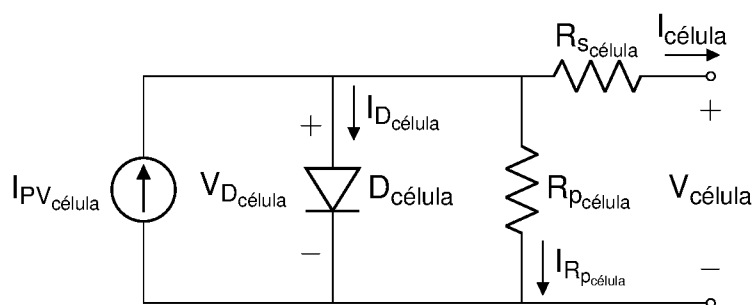


Fonte – Próprio autor

2.3.1 Circuito elétrico equivalente

A célula fotovoltaica pode ser modelada fisicamente como uma junção pn que é capaz de gerar corrente elétrica ao ser exposta à luz do Sol [4]. O circuito equivalente típico de uma célula fotovoltaica é apresentado pela Figura 2.6.

Figura 2.6 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica



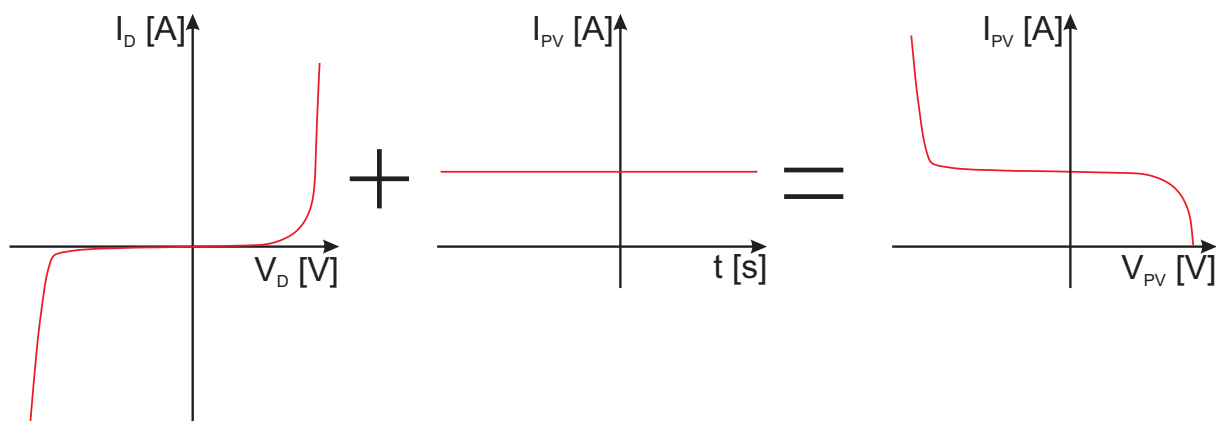
Fonte – Próprio autor

A corrente contínua gerada pela exposição à radiação solar é representada pela fonte de corrente contínua $I_{PV\text{ célula}}$, a junção pn do silício dopado é modelada como o diodo $D_{\text{ célula}}$ e as perdas intrínsecas da célula fotovoltaica são modeladas como resistores, sendo as perdas provenientes dos contatos metálicos representadas pela resistência série $R_{s\text{ célula}}$ e as perdas internas representadas pela resistência paralela $R_{p\text{ célula}}$.

Pelo fato de a célula ser modelada por uma fonte de corrente constante, um diodo e resistores, pode-se extrapolar uma curva característica da célula fotovoltaica

pela soma da curva da fonte de corrente e da curva característica do diodo, conforme a Figura 2.7.

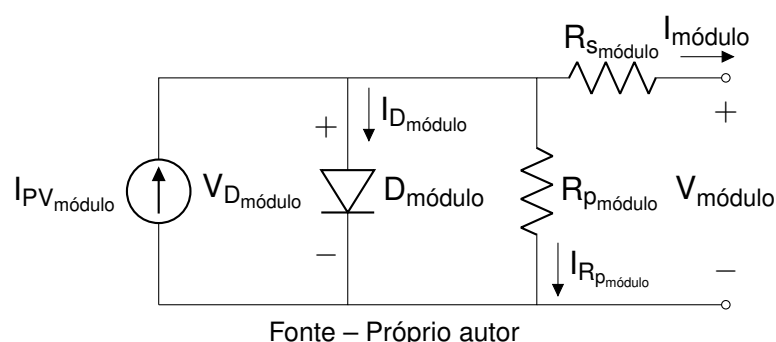
Figura 2.7 – Curva característica da célula fotovoltaica



Fonte – Próprio autor

Conforme mostrado na Seção 2.3, um módulo fotovoltaico é o conjunto de células conectadas eletricamente em série e/ou paralelo com a finalidade de aumentar a potência de saída do módulo [12]. O circuito elétrico equivalente é igual ao da célula fotovoltaica, como ilustrado pela Figura 2.8.

Figura 2.8 – Circuito elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico



Fonte – Próprio autor

Conforme pode ser visto, o modelo elétrico do módulo fotovoltaico, por conter um diodo de junção pn, é fortemente dependente da temperatura. Além disso, conforme previamente mencionado, a corrente produzida pela fonte de corrente deste modelo é fortemente dependente da irradiância. Por esse motivo, as condições climáticas tanto influenciam a geração fotovoltaica.

2.4 CONDIÇÃO PADRÃO DE TESTE

Para poder padronizar os dados em placa e em folhas de dados (do inglês: *datasheet*) dos dispositivos fotovoltaicos, desenvolveu-se um padrão de testes chamado condição padrão de teste, do inglês: *Standard Test Conditions* (STC), a fim de

facilitar a comparação entre dispositivos. O STC é definido por normas internacionais (IEC 60904-3) e normas nacionais (NBR 16690) entre outras, que definem padrões de testes como irradiância solar (G) igual a 1000 W/m^2 , temperatura (T) igual a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e coeficiente de massa de ar, do inglês: *Air Mass* (AM), como 1,5.

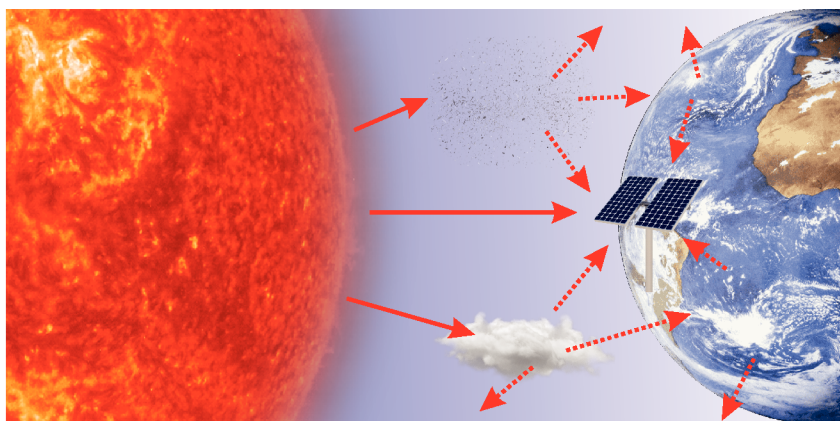
2.5 FATORES INFLUENCIADORES NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A geração fotovoltaica depende de fatores climáticos tais como irradiância e temperatura e fatores de translação em relação ao Sol. Neste capítulo serão feitas breves explicações sobre cada fator e sua contribuição à fotogeração.

2.5.1 Irradiância Solar

A irradiância solar, ilustrada pela Figura 2.9, é a energia irradiada do Sol até a Terra em forma de ondas eletromagnéticas. De acordo com [14], a irradiância média no topo da atmosfera terrestre é de 1366 W/m^2 . Desta, o total de radiação solar que o planeta Terra recebe em sua superfície é somente cerca de $G^{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$, valor adotado pelo STC, devido à fatores como altitude, longitude e nebulosidade [15].

Figura 2.9 – Componentes da irradiância solar



Fonte – Próprio autor

A irradiância solar na superfície terrestre possui três principais componentes, a irradiância solar direta, a difusa e a de albedo. A irradiância solar direta é aquela que incide sob a superfície terrestre sem sofrer qualquer tipo de reflexão ou de desvio. A irradiância solar difusa chega à superfície terrestre por reflexões com as nuvens e/ou corpos suspensos no ar. A irradiância solar de albedo consiste em ondas refletidas por corpos presentes na superfície terrestre que podem ou retornar ao espaço ou incidir sobre outros corpos na Terra.

Conforme [16], a potência irradiada na superfície de um módulo fotovoltaico pode ser calculado através da Equação (2.5).

$$P_S = Area \cdot G \quad (2.5)$$

2.5.2 Temperatura

A temperatura é uma grandeza que mede o grau de agitação das moléculas de um corpo, expressa em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$). Na superfície terrestre ela não é constante, então, assim como a irradiância solar, foi adotado um valor no STC de temperatura $T^{STC} = 25^{\circ}\text{C}$.

A temperatura tem grande influência na potência fotogerada. Com o aumento da temperatura, o grau de agitação das moléculas aumenta, causando dois efeitos: o aumento do choque entre as moléculas, gerando uma corrente ligeiramente superior em comparação com correntes geradas a uma mesma irradiância, e o aumento da energia interna do material, efeito que fornece mais energia aos elétrons livres, diminuindo a camada de depleção e conseqüentemente diminuindo a tensão fotogerada (V_{pn}) [4].

2.5.3 Massa de Ar

O coeficiente AM corresponde à espessura da camada de ar que a radiação solar deve percorrer para chegar à superfície terrestre, normalizada em relação ao menor caminho possível. Esse coeficiente tem significativa importância na fotogeração pois varia amplamente com as estações do ano, sendo o solstício de verão o dia em que apresenta menor magnitude.

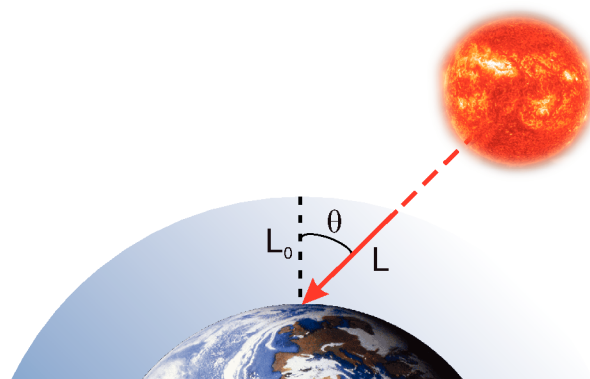
A partir da Figura 2.10 nota-se que o menor percurso a ser percorrido pela radiação solar é dado por L_0 e a distância percorrida é dada por L . Apesar de a espessura da atmosfera da Terra não ser constante, adotando-se a hipótese canônica de uma atmosfera esférica e simétrica [17], o cálculo do coeficiente AM dá-se conforme (2.6), ou seja, quando maior o índice AM, maior a camada de ar no caminho da radiação solar.

$$AM = \frac{L}{L_0} \quad (2.6)$$

A literatura [12] adota uma expressão aproximada para o cálculo do coeficiente dependendo somente de θ , que é o ângulo zenital (medido entre o eixo perpendicular à superfície terrestre e a irradiação solar), expressado conforme (2.7).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (2.7)$$

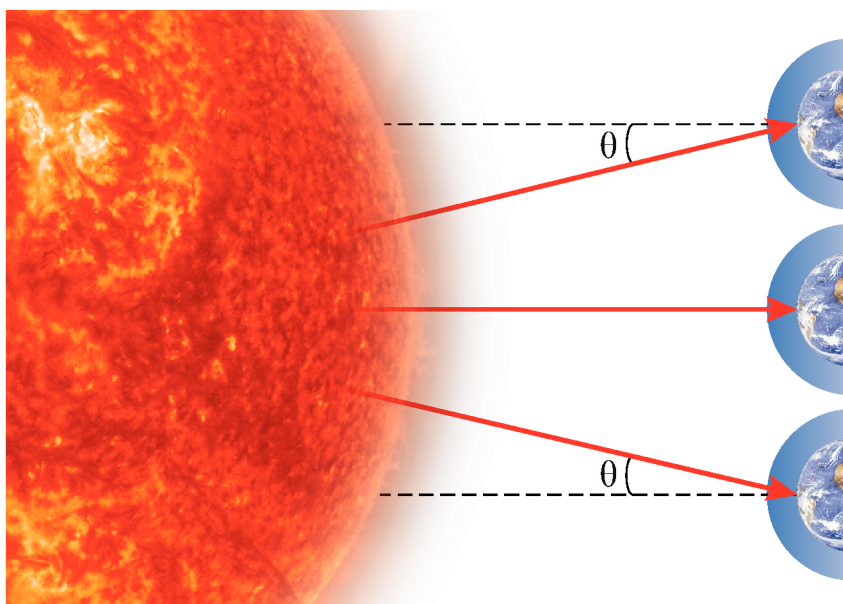
Figura 2.10 – Trajetória percorrida pela radiação solar



Fonte – Próprio autor

A Figura 2.11 ilustra a alteração do ângulo zenital de acordo com a dinâmica da inclinação do eixo da Terra conforme o movimento de translação do planeta.

Figura 2.11 – Esquemático para ilustração do coeficiente AM



Fonte – Próprio autor

2.5.4 Orientação e Inclinação

Para melhor aproveitamento da radiação solar, deve-se buscar posicionar o dispositivo fotogerador de forma adequada. Tal posicionamento é relativo à posição geográfica em que este se encontra, devido ao movimento de rotação da Terra, buscando obter um ângulo de 90° com o Sol [18].

O dispositivo fotogerador deve estar com a superfície voltada para o norte geográfico se este encontra-se no sul geográfico, e se estiver no norte geográfico deve

estar com a superfície voltada para o sul geográfico [19].

Segundo [19], para maximizar o aproveitamento da radiação solar deve-se também buscar uma angulação ideal. Esta angulação deve ser igual à latitude onde o dispositivo se encontra, podendo haver uma variação de 10° a 15° negativa em relação à latitude para buscar um melhoramento na performance do dispositivo durante os meses de inverno em zonas temperadas.

A Tabela 1 traz um resumo das inclinações do módulo em relação ao solo e a Tabela 2 das orientações ideais deste.

Tabela 1 – Inclinação em diferentes latitudes.

Latitude	Inclinação
0° → 15°	15°
15° → 25°	Igual à latitude
25° → 30°	Latitude + 5°
30° → 35°	Latitude + 10°
35° → 40°	Latitude + 15°
40° → 90°	Latitude + 20°

Fonte – Próprio autor.

Tabela 2 – Orientação em diferentes latitudes.

	Orientação
Hemisfério Sul	Voltado ao norte geográfico
Hemisfério Norte	Voltado ao sul geográfico
Linha do Equador	Voltado ao norte ou ao sul geográfico

Fonte – Próprio autor.

Nota-se que a inclinação do módulo localizado próximo à linha do Equador não é paralela ao solo, como seria natural intuir. Esta inclinação deve-se ao fato que uma inclinação paralela ao solo causaria acúmulo de partículas depositadas pela chuva e pelo vento sobre o módulo, reduzindo sua capacidade de geração. Portanto, deve-se inclinar o módulo em 15° para promover uma limpeza passiva por meio da chuva.

2.5.5 Características Elétricas

Como visto nas Seções 2.5.1 e 2.5.2, o efeito fotovoltaico é altamente dependente de condições climáticas. Essa dependência causa mudanças nos valores de tensão e corrente de saída em relação aos fornecidos no *datasheet* do componente fotogerador.

2.5.5.1 Corrente elétrica

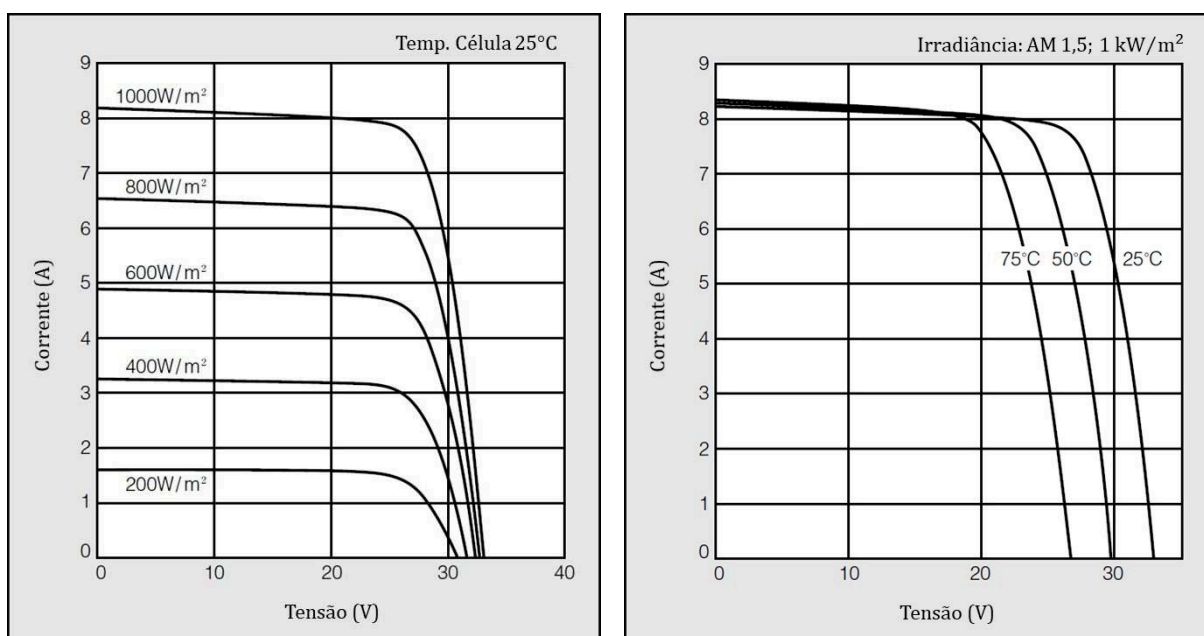
A irradiância solar é diretamente atrelada à capacidade do dispositivo fotovoltaico de fornecer corrente elétrica devido à quantidade de fótons que penetram o material por segundo, conforme mostra a Figura 2.12a. Para cada valor de irradiância o módulo apresenta uma capacidade de fornecer uma corrente elétrica distinta. Há de se destacar que a tensão de circuito aberto (V_{ca}) mantém-se praticamente constante durante as variações de irradiância [4].

2.5.5.2 Tensão elétrica

Variações de temperatura causam variações de tensão, pois, como explanado na Seção 2.5.2, o aumento da energia cinética das moléculas do silício aumenta a energia dos elétrons livres, diminuindo a camada de depleção e conseqüentemente diminuindo a tensão V_{pn} .

Variações de 1 °C equivalem em média a 2,2 mV na tensão de saída do módulo, ou seja, altas temperaturas agem de modo negativo à performance do módulo [20], como verifica-se na Figura 2.12b onde, para a mesma irradiância, temperaturas elevadas diminuem a tensão fotogerada.

Figura 2.12 – Curvas característica do módulo KC200GT: (a) Influência da irradiância; (b) Influência da temperatura.



(a)

(b)

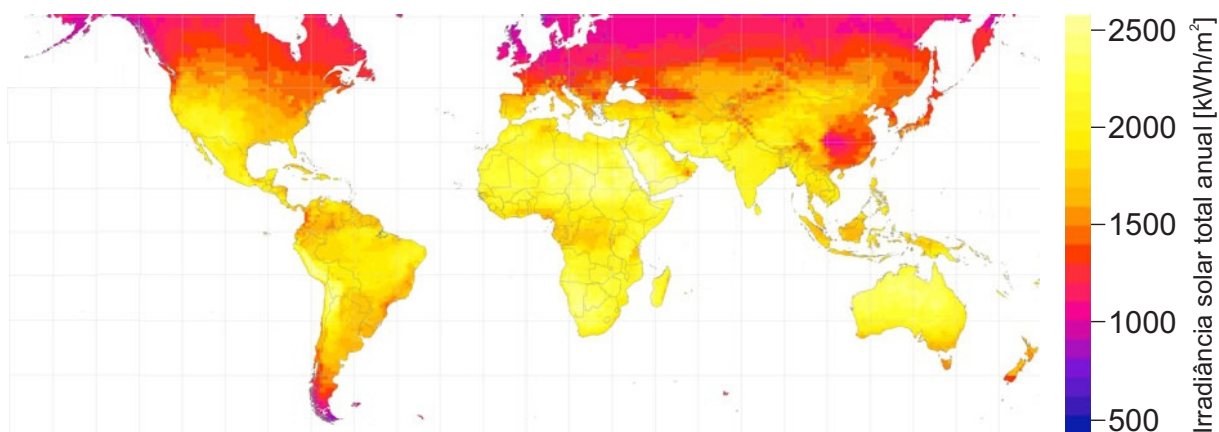
Fonte – Adaptado do *datasheet* do módulo KC200GT

2.5.5.3 Eficiência

O estudo da eficiência de um módulo fotovoltaico é muito bem documentado e equacionado devido à grande atenção dada pela comunidade acadêmica. Sabe-se que apesar de muitos fatores influenciarem a eficiência, tais como a radiação solar, velocidade do vento e composição química do módulo, a temperatura possui um papel chave na determinação da eficiência de um módulo fotovoltaico [21].

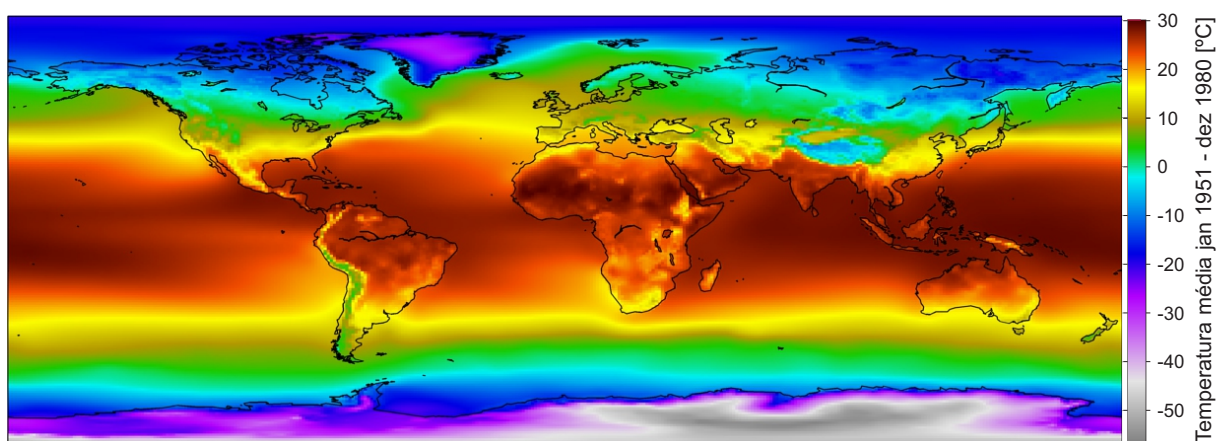
A radiação solar incidente na Terra não é homogênea, possuindo uma magnitude maior ao longo do ano em baixas latitudes, ilustrada pela Figura 2.13. Em contrapartida, a eficiência do módulo decresce com a aproximação à linha do Equador, pois a temperatura ambiente é mais elevada em relação às regiões temperadas, conforme mostra a Figura 2.14. Contudo, regiões com alta altitude possuem um desempenho melhor devido às baixas temperaturas [21].

Figura 2.13 – Soma anual da irradiação solar total



Fonte – Adaptado de <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/empiricalevidence.php> (Acesso em 20/05/2020)

Figura 2.14 – Média anual da temperatura global



Fonte – Adaptado de <http://berkeleyearth.org/land-and-ocean-data/#section-0-7> (Acesso em 20/05/2020)

A eficiência de módulos fotovoltaicos de silício, com uma única junção, tipicamente varia entre 6% e 20%, sendo que o restante da energia é convertida em calor que aquece o módulo, diminuindo sua eficiência. Há meios para resfriar o módulo em operação, fazendo-o trocar calor com um fluido [21]. Em essência, quanto maior for a temperatura do módulo, menor será a sua eficiência.

Segundo [12], pode-se calcular a eficiência de um módulo fotovoltaico (η_{mod}) por meio da razão entre a potência fotogerada (P_{pv}) e a potência irradiada em sua superfície (P_S), conforme (2.8).

$$\eta_{\text{mod}} = \frac{P_{pv}}{P_S} \quad (2.8)$$

Portanto, por meio de (2.9) pode-se calcular a eficiência de um módulo fotovoltaico operando no STC utilizando o valor de potência máxima no STC fornecido em *datasheet*.

$$\eta^{\text{STC}} = \frac{P_{mp}}{\text{Area} \cdot G^{\text{STC}}} \quad (2.9)$$

De acordo com [16], (2.10) define uma aproximação da eficiência de um módulo fotovoltaico, dependendo de sua eficiência no STC (η^{STC}), da temperatura e da irradiância de operação (T e G) e do coeficiente térmico da potência (γ), que comumente é informado em *datasheet*.

$$\eta_{\text{mod}} \cong \eta^{\text{STC}} \cdot \left[1 - \gamma \cdot (T - T^{\text{STC}}) \right] \quad (2.10)$$

Ao adicionar a contribuição da irradiância em (2.10) obtém-se (2.11), que define uma aproximação da eficiência de um módulo fotovoltaico com seu rendimento normalizado em relação ao rendimento no STC.

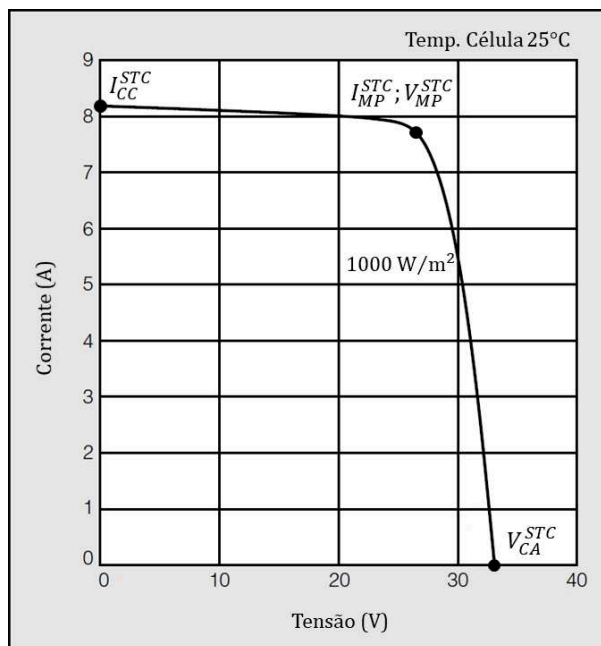
$$\eta_{\text{mod}}(G, T) \cong \eta^{\text{STC}} \cdot \frac{G}{G^{\text{STC}}} \cdot \left[1 - \gamma \cdot (T - T^{\text{STC}}) \right] \quad (2.11)$$

2.5.5.4 Curva I-V

A curva I-V, ilustrada pela Figura 2.15, é normalmente fornecida em *datasheets* onde é traçada uma curva de corrente elétrica por tensão elétrica, característica do módulo. A curva em questão é a parte positiva do eixo das abscissas da curva 2.7, pois a parte negativa do eixo resulta em uma tensão negativa, indesejada para a fotogeração.

Pela curva I-V pode-se obter dados de referência importantes obtidos no STC, como a corrente de curto-circuito no STC (I_{cc}^{STC}), tensão de circuito aberto no STC (V_{ca}^{STC}), tensão de máxima potência no STC (V_{MP}^{STC}) e corrente de máxima potência no

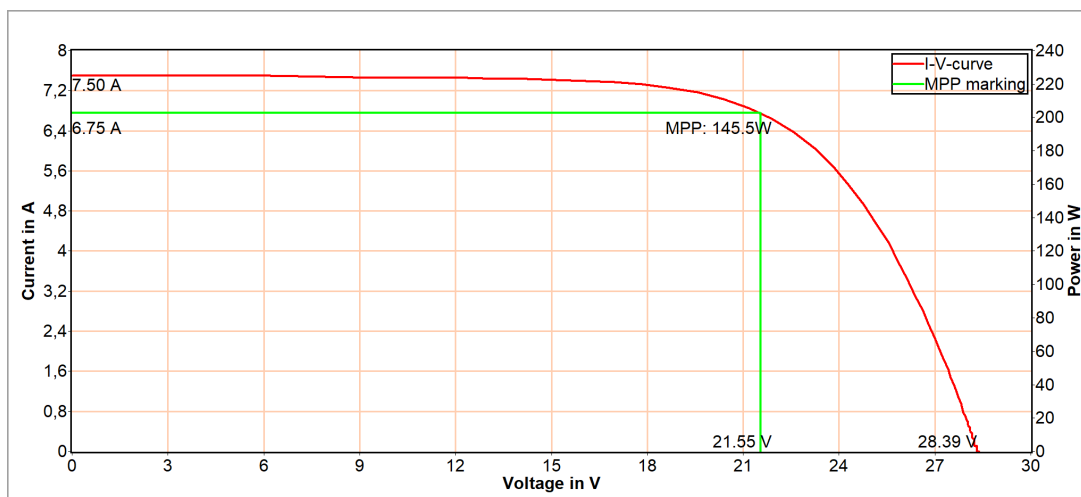
Figura 2.15 – Curva I-V característica de um módulo fotovoltaico



Fonte – Adaptado do *datasheet* do módulo KC200GT

STC (I_{MP}^{STC}). O MPP é definido por V_{MP}^{STC} e I_{MP}^{STC} que caracterizam a máxima potência de saída do módulo no STC (P_{MP}^{STC}).

Figura 2.16 – Curva I-V em condições de teste diferentes das do STC



Fonte – Próprio autor

Ao ensaiar um módulo dificilmente se obterá os dados do STC exatos. A Figura 2.16 ilustra uma curva I-V do módulo KC200GT da KYOCERA ensaiado em campo em Florianópolis-SC, no dia 13 de março de 2020 às 13:00 (GMT - 03:00), com irradiância solar de 904 W/m^2 e temperatura de superfície igual a $59,8^\circ\text{C}$.

Comparando os valores obtidos experimentalmente com os valores no STC, mostrados na Tabela 3, observa-se que os mesmos não são iguais, pois as condições

de teste no STC são difíceis de se obter em campo, servindo somente como base para cálculos e comparações.

Tabela 3 – Valores no STC e valores ensaiados do módulo KC200GT a 904 W/m² e 59,8 °C.

	I_{cc}	V_{ca}	I_{mp}	V_{mp}	P_{mp}
Referência	8,21 A	32,9 V	7,61 A	26,3 V	200 W
Ensaiado	7,50 A	28,39 V	6,75 A	24,55 V	145,5 W

Fonte – Próprio autor.

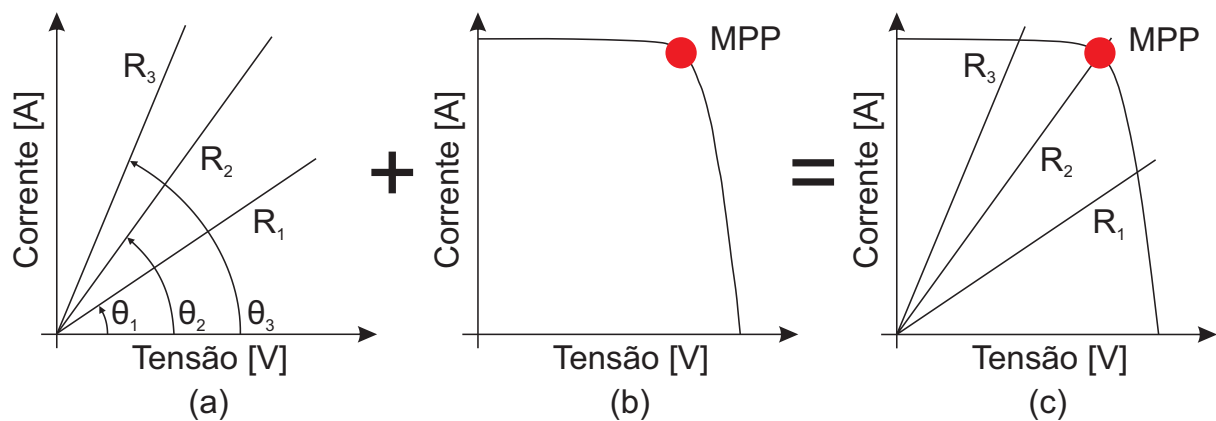
Conforme visto, as variáveis climáticas têm forte impacto na fotogeração. Isso faz com que o ponto de máxima potência varie constantemente ao longo de um dia de operação. Assim, para maximizar a geração fotovoltaica, é necessário rastreá-lo dinamicamente, fazendo-se uso dos algoritmos rastreadores do ponto de máxima potência (MPPT), a serem estudados no próximo capítulo.

3 ALGORITMOS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Como apresentado no Capítulo 1, a eficiência máxima do módulo de silício cristalino é 25%, sendo que para chegar perto desse valor deve-se buscar a operação no ponto de máxima potência.

O ponto de máxima potência é obtido controlando-se a curva de carga do gerador fotovoltaico para que intercepte o ponto da curva I-V, onde o produto entre a corrente fotogerada (I_{pv}) e a tensão fotogerada (V_{pv}) é máximo [22], conforme ilustrado pela Figura 3.1. Existem diversos métodos para rastrear o ponto de máxima potência, de modo que, nessa Seção são apresentados brevemente alguns dos métodos mais utilizados.

Figura 3.1 – Curvas de carga e geração fotovoltaica



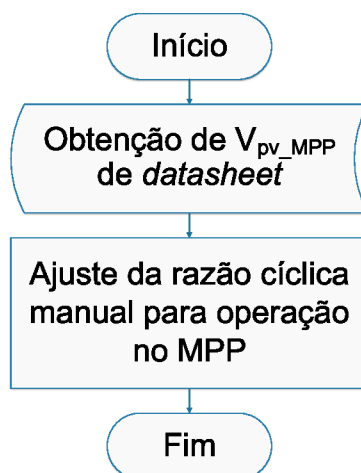
Fonte – Próprio autor

3.1 MÉTODO DA RAZÃO CÍCLICA FIXA

Segundo [4], este método é considerado um dos mais simples. Ele se fundamenta em um pré-ajuste da razão cíclica do conversor, fazendo com que a curva de carga intercepte a curva de geração no MPP nas condições de operação especificadas no *datasheet*. O fluxograma do método é apresentado pela Figura 3.2.

Esta técnica não possui uma malha de realimentação, opera em malha aberta e, portanto, é susceptível a fatores externos como mudanças climáticas e degradações da célula fotovoltaica.

Figura 3.2 – Fluxograma do método da Razão Cíclica Fixa



Fonte – Próprio autor

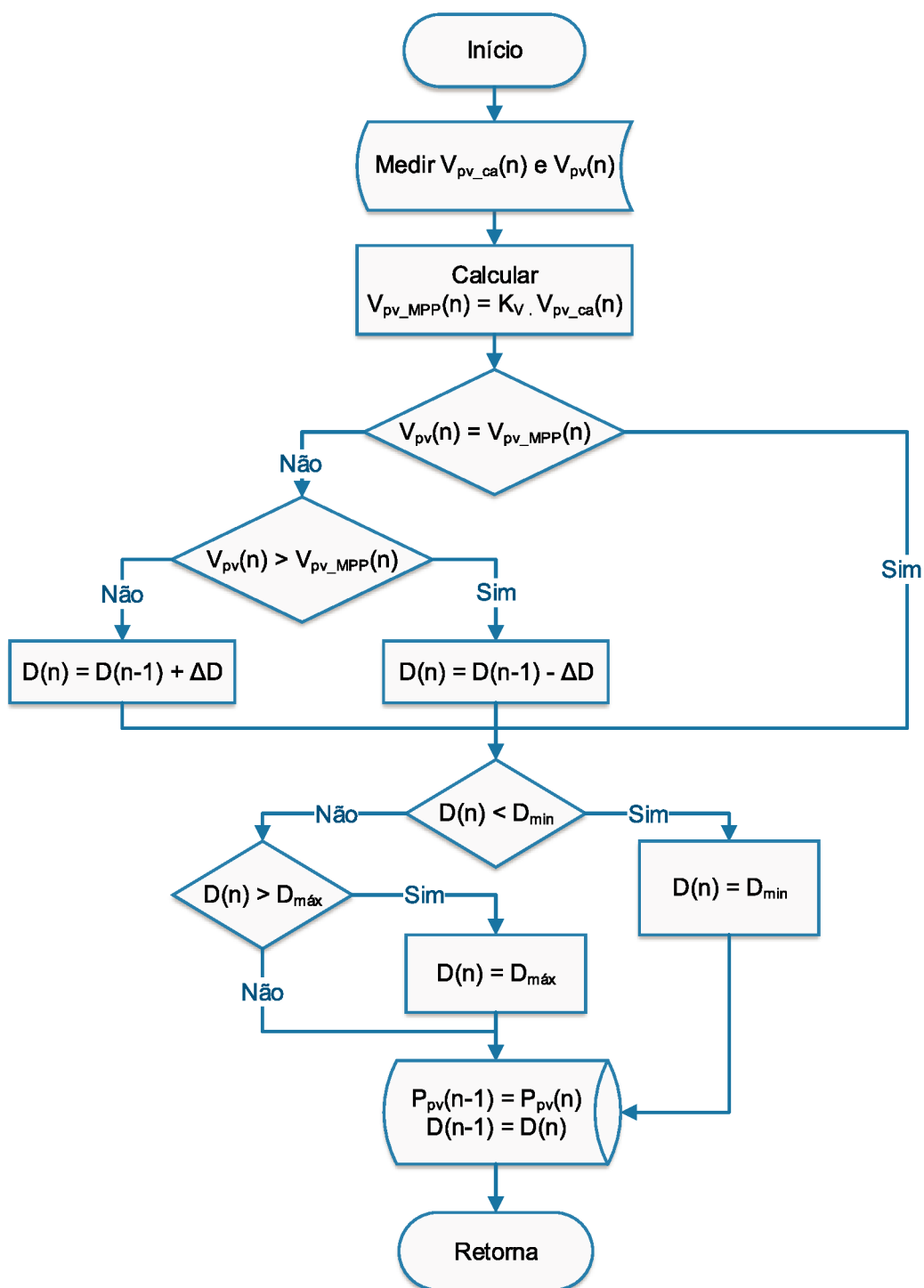
3.2 MÉTODO DA TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO

Segundo [4], a tensão de máxima potência equivale a uma porcentagem da tensão de circuito aberto, geralmente entre 65% e 80%, mantendo-se linear para uma grande faixa de radiação e temperatura. Portanto, medindo a tensão de circuito aberto pode-se estimar a tensão de máxima potência para o ponto de operação, conforme apresentado na Figura 3.3.

Conforme [22], a leitura da tensão de circuito aberto deve ser medida periodicamente, usualmente a cada 15 ms. Essa necessidade causa perdas de potência (pois quando o circuito estiver aberto não haverá circulação de corrente e consequentemente a potência transferida para a carga será nula). Além disso, dependendo da configuração do conversor há a necessidade de utilizar um seccionador para abrir o circuito, aumentando a complexidade e custo do projeto.

Segundo [4], há um complicador adicional quando não há a possibilidade de utilizar o interruptor do próprio conversor para fazer a interrupção da corrente fotogerada (circuito aberto), pois será necessária a adição de um interruptor adicional.

Figura 3.3 – Fluxograma do método da Tensão de Circuito Aberto



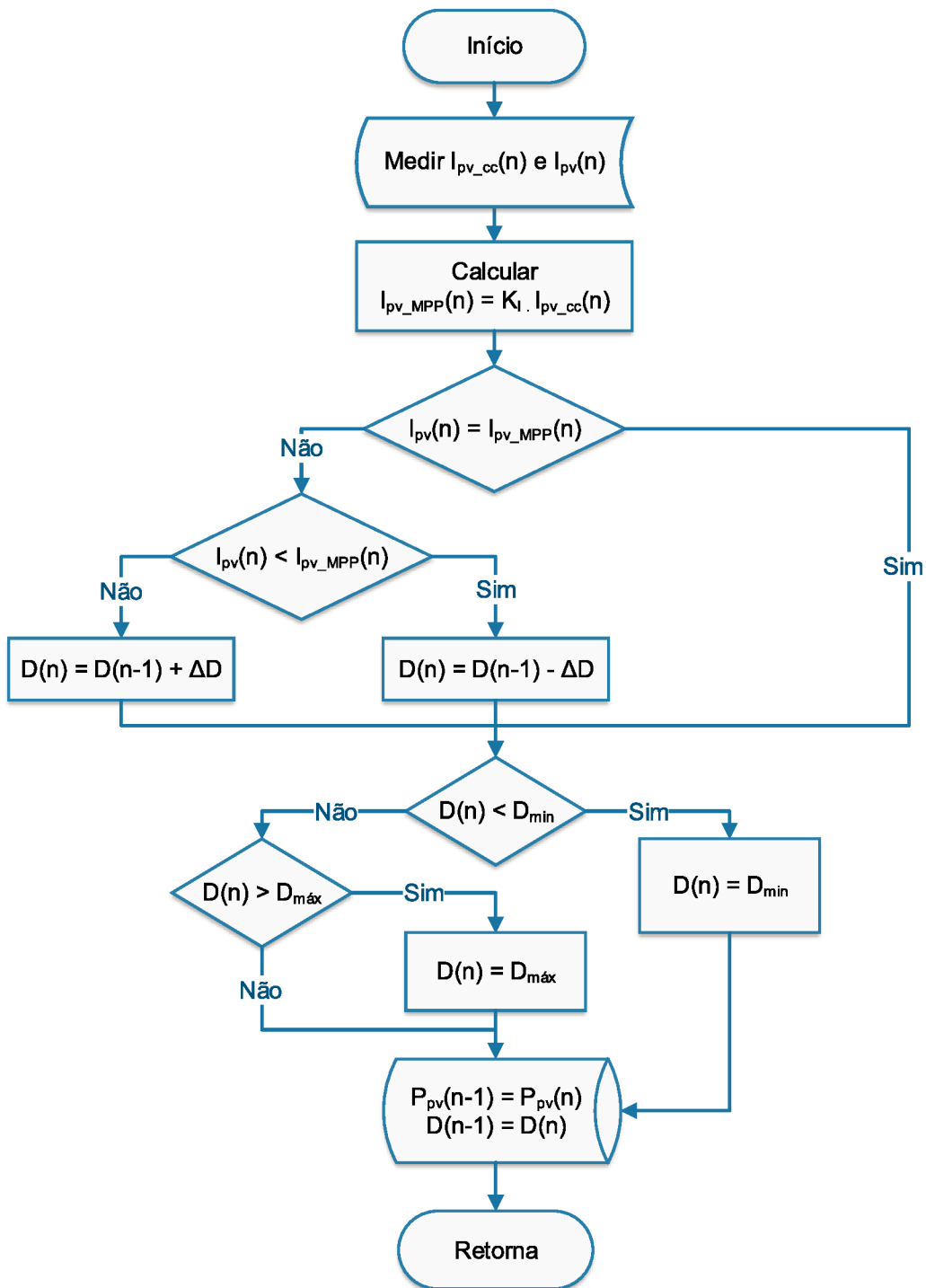
Fonte – Próprio autor

3.3 MÉTODO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO

De maneira dual ao método apresentando na Seção 3.2, a corrente de máxima potência equivale a uma porcentagem da corrente de curto-circuito, entre 78% e 92%,

segundo [22]. O fluxograma do método da corrente de curto circuito é mostrado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Fluxograma do método da Corrente de Curto Circuito



Fonte – Próprio autor

Como afirma [4], para medir a corrente de curto circuito é necessário o projeto de um interruptor em paralelo ao módulo, diminuindo a eficiência do conversor, pois no momento de medição a tensão na carga será nula e a potência, por consequência, também será.

3.4 MÉTODO PERTURBA E OBSERVA (P&O)

O método P&O é baseado na técnica de busca local *Hill Climbing*, que consiste em iterativamente efetuar perturbações no sistema e observar a resposta para determinar a próxima perturbação, na qual a potência deve aumentar [22].

O método funciona seguindo o fluxograma ilustrado na Figura 3.5. Inicia-se medindo o valor da tensão $V_{pv}(n)$ e da corrente $I_{pv}(n)$ para poder calcular a potência do módulo no ponto de operação $P_{pv}(n)$. Após, compara-se a potência no ponto de operação com a potência medida anteriormente $P_{pv}(n-1)$ e compara-se a razão cíclica no ponto de operação $D(n)$ com a razão cíclica do ponto de operação anterior $D(n-1)$. Dependendo do resultado, efetua-se uma perturbação ΔD positiva, negativa ou nula na razão cíclica do conversor. Os valores são atualizados no banco de dados e o algoritmo é reinicializado.

Este método apresenta uma complexidade maior quando comparado com os métodos apresentados nas Seções 3.1, 3.2 e 3.3. Determinar o tamanho da perturbação ΔD exige optar pela velocidade da resposta dinâmica do método ou por reduzida oscilação em regime permanente, nunca ambas [12].

A Figura 3.6 partes (a) e (c) ilustram a diferença entre uma perturbação grande e uma pequena respectivamente. Nota-se que com um ΔD maior são necessários menos passos para chegar no ponto de máxima potência, enquanto que com passos menores são necessárias mais iterações.

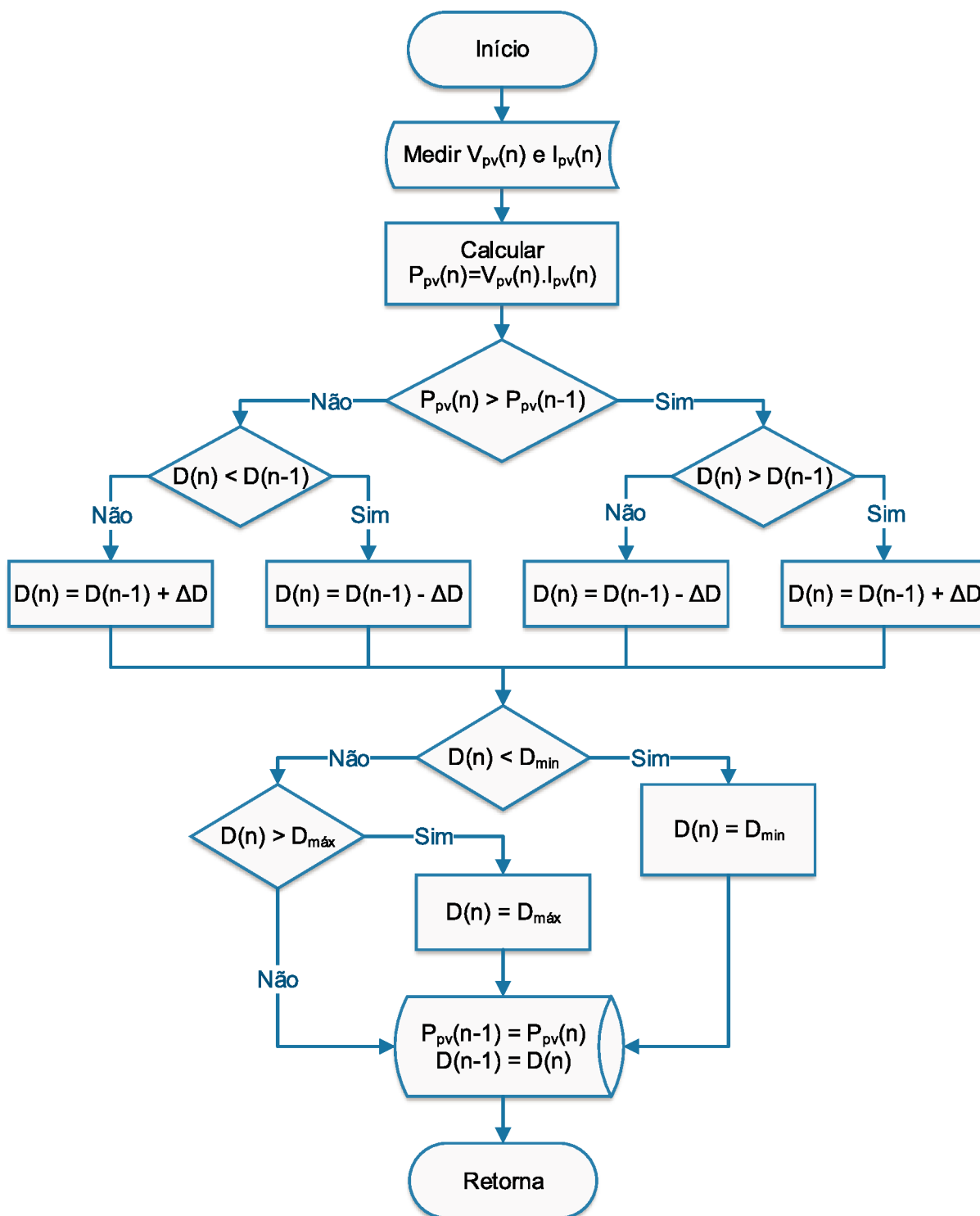
Ainda, ao verificar a Figura 3.6, partes (b) e (d), verifica-se que com um ΔD elevado, o tempo para alcançar o regime permanente t_{RP} é reduzido, porém a ondulação da tensão em torno do ponto de máxima potência ΔV_{PV} é elevada, sendo que com um ΔD reduzido o efeito é o oposto.

O cálculo do tempo para alcançar o regime permanente é possível por meio de (3.1), em que n_{step} é o número de passos necessários para se alcançar o ponto de máxima potência e f_{MPPT} representa a frequência do MPPT.

$$t_{RP} = \frac{n_{step}}{f_{MPPT}} \quad (3.1)$$

Segundo [12], não é possível aumentar indefinidamente a frequência do MPPT, pois esta frequência está atrelada à dinâmica do capacitor de barramento na entrada do conversor CC-CC, cuja tensão deve ter alcançado o regime permanente antes que se possa efetuar uma nova perturbação na razão cíclica. De acordo com [23], um típico

Figura 3.5 – Fluxograma do método P&O

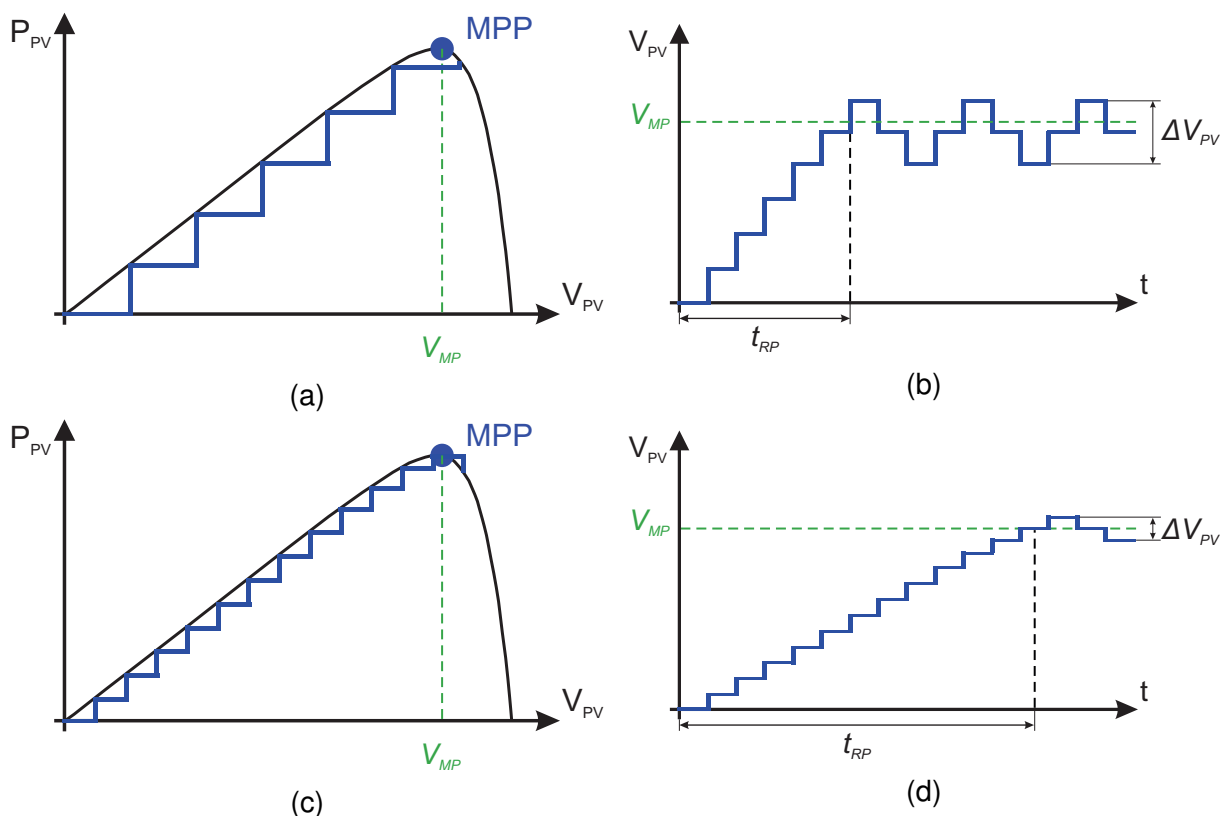


Fonte – Próprio autor

valor de ΔD é em torno de 0,35% do valor de V_{ca} . Uma maneira de solucionar esse conflito é utilizar um valor de ΔD variável, que diminua na medida em que o ponto de operação se aproxima do ponto de máxima potência [24].

O método P&O apresenta um complicador quando submetido a variações rápi-

Figura 3.6 – Comparação entre passos ΔD : (a) e (c) ΔD maior ; (b) e (d) ΔD menor.



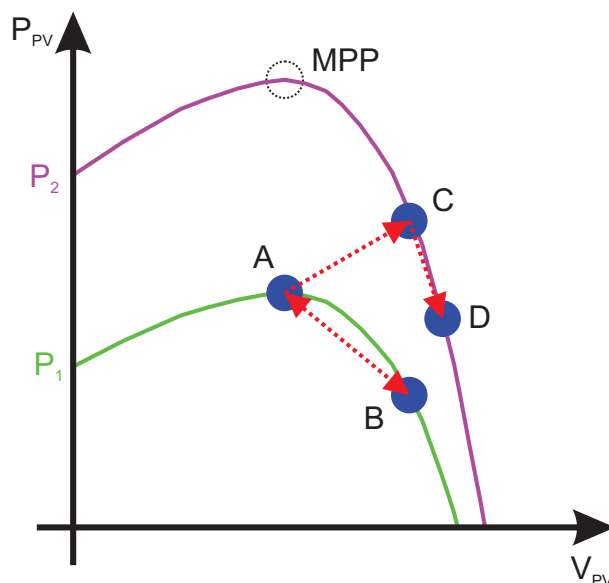
Fonte – Próprio autor

das de radiação ou outras condições climáticas [22]. Como a variação da temperatura na superfície do módulo possui uma inércia térmica, o rastreamento do ponto de máxima potência consegue atuar satisfatoriamente. Por outro lado, a radiação solar pode variar abruptamente em um curto intervalo de tempo, fazendo com que o rastreamento seja prejudicado [12].

A Figura 3.7 ilustra a condição citada anteriormente, em que o módulo opera inicialmente com uma curva de potência P_1 no ponto A. Se não houver alteração atmosférica significativa, na próxima iteração o MPPT irá perturbar o sistema fazendo com que o conversor opere no ponto B. Na iteração seguinte tal mudança será desfeita, pois haverá uma queda na potência e a operação retorna ao ponto A.

Se houver uma mudança de radiação dentro de um período de amostragem, fazendo com que a curva de potência mude de P_1 para P_2 , o MPPT irá fazer com que o conversor opere no ponto C da curva P_2 (e não no ponto B da curva P_1). Nesse cenário, o algoritmo entenderá que o aumento de potência é causado pela perturbação aplicada na razão cíclica, e não pela mudança das condições climáticas e repetirá a ação anterior, fazendo com que o ponto de operação se desloque no sentido do ponto D. Essa condição poderá continuar enquanto houver alteração na radiação, mantendo o conversor fora do ponto de máxima potência.

Figura 3.7 – Divergência do método P&O devido a alteração atmosférica



Fonte – Próprio autor

Segundo [24], há como evitar tal problema. Para tanto, aplica-se uma modificação no método de comparação, utilizando-se três pontos, ou seja, ao invés de comparar o ponto atual somente com o anterior, compara-se também com o valor de potência de duas iterações anteriores.

3.5 MÉTODO DA CONDUTÂNCIA INCREMENTAL

Segundo [22], o método da condutância incremental foi proposto para rastreamento do ponto de máxima potência com rápidas mudanças atmosféricas e tem sua aplicação similar ao método P&O apresentado na Seção 3.4.

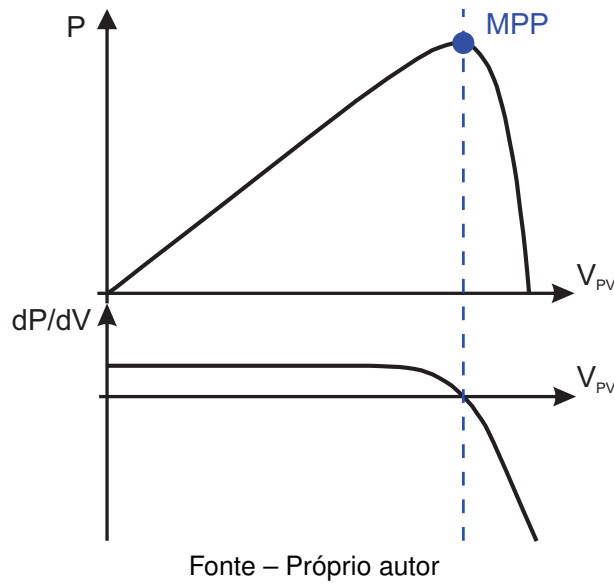
Como observado na Figura 3.8, no ponto de máxima potência a derivada em relação à tensão é zero ($\frac{dP}{dV} = 0$), portanto o objetivo do algoritmo é manter este ponto de operação. Quando ($\frac{dP}{dV} > 0$) deve-se aumentar a tensão e quando ($\frac{dP}{dV} < 0$) deve-se diminuir a tensão [4].

Conforme [22], a curva da derivada da potência em relação à tensão é obtida por meio de (3.2) e (3.3), sendo que a última revela a origem do nome desta técnica, já que a condutância elétrica é o inverso da resistência elétrica.

$$P = V \cdot I \quad (3.2)$$

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = V \cdot \frac{dI}{dV} + I \quad (3.3)$$

Figura 3.8 – Curva de potência e derivada da potência em relação à tensão fotogerada



Buscando o ponto de máxima potência, a derivada $\left(\frac{dP}{dV}\right)$ deve ser igual a zero.

$$\frac{dP}{dV} = 0 \Rightarrow -\frac{I}{V} = \frac{dI}{dV} \quad (3.4)$$

O fluxograma do método é apresentado na Figura 3.9. Nota-se que $\left(\frac{I}{V}\right)$ representa a condutância e $\left(\frac{dI}{dV}\right)$ representa a condutância incremental.

3.6 MÉTODO DO GRADIENTE DE TEMPERATURA

Como visto na Seção 2.5.5.2, a tensão fotogerada está atrelada à temperatura da superfície do módulo fotovoltaico. Sabendo que a tensão de circuito aberto (V_{ca}) é linearmente relacionada à temperatura, pode-se equacionar uma função (3.5) para obter a tensão de circuito aberto no ponto de operação [4].

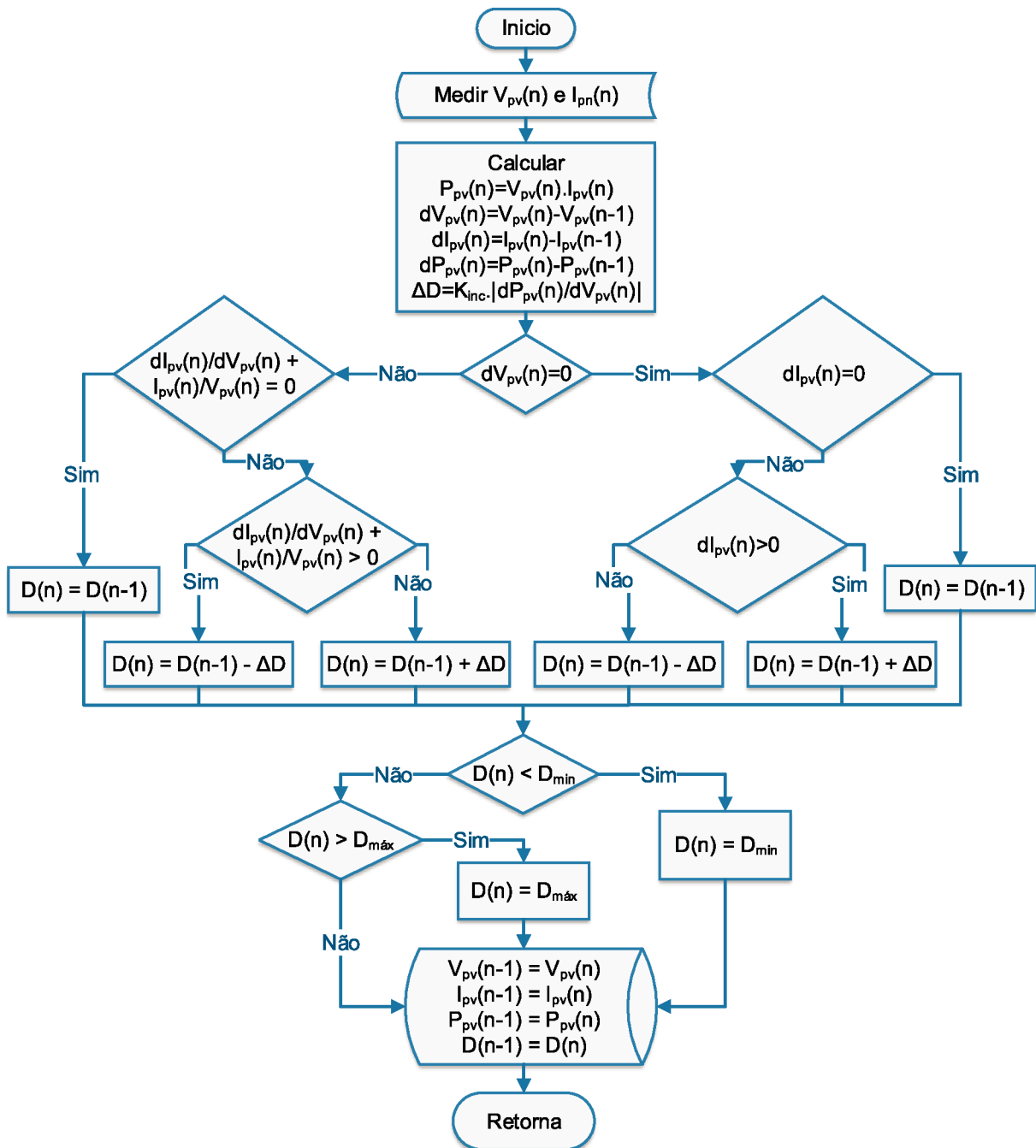
$$V_{ca} = V_{ca}^{STC} + \frac{dV_{ca}}{dT} \cdot (T - T^{STC}) \quad (3.5)$$

De posse do valor da tensão de circuito aberto, é utilizado o método da tensão de circuito aberto apresentado na Seção 3.2 para obter o ponto de máxima potência, conforme fluxograma ilustrado na Figura 3.10.

3.7 MÉTODO BASEADO NA MEDIÇÃO DA TEMPERATURA

O método da condutância incremental apresentado na Seção 3.5 possibilita o rastreamento do ponto de máxima potência de forma rápida e eficaz mesmo com bruscas mudanças atmosféricas, mas seu algoritmo é complexo. Já o método da razão

Figura 3.9 – Fluxograma do método da Condutância Incremental

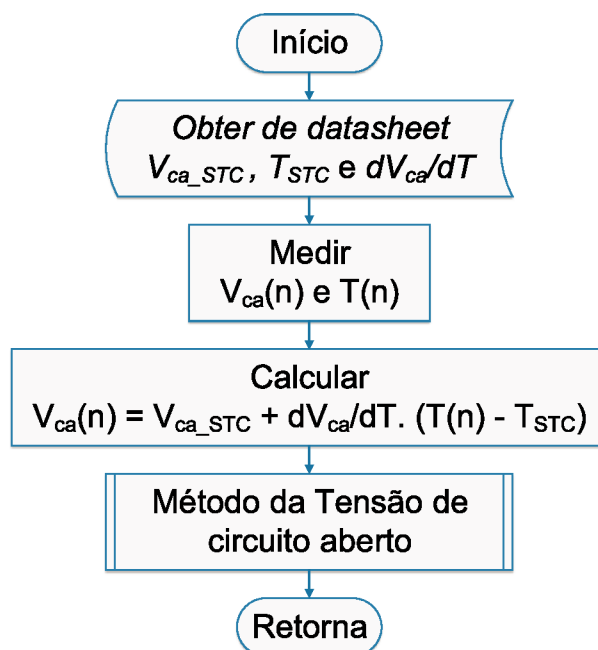


Fonte – Próprio autor

cíclica constante apresentado na Seção 3.1 possui um algoritmo simples, contudo não possui um rastreamento eficaz. O método baseado na medição da temperatura é uma unificação da simplicidade do método da razão cíclica constante e da precisão e velocidade do método da condutância incremental [25].

Como visto na Seção 2.5.5.1, a corrente elétrica fotogerada é altamente atrelada à irradiância solar, portando a potência fotogerada também será. Como pode-se observar na Figura 3.11a, apesar da variação da radiação solar, a tensão de máxima

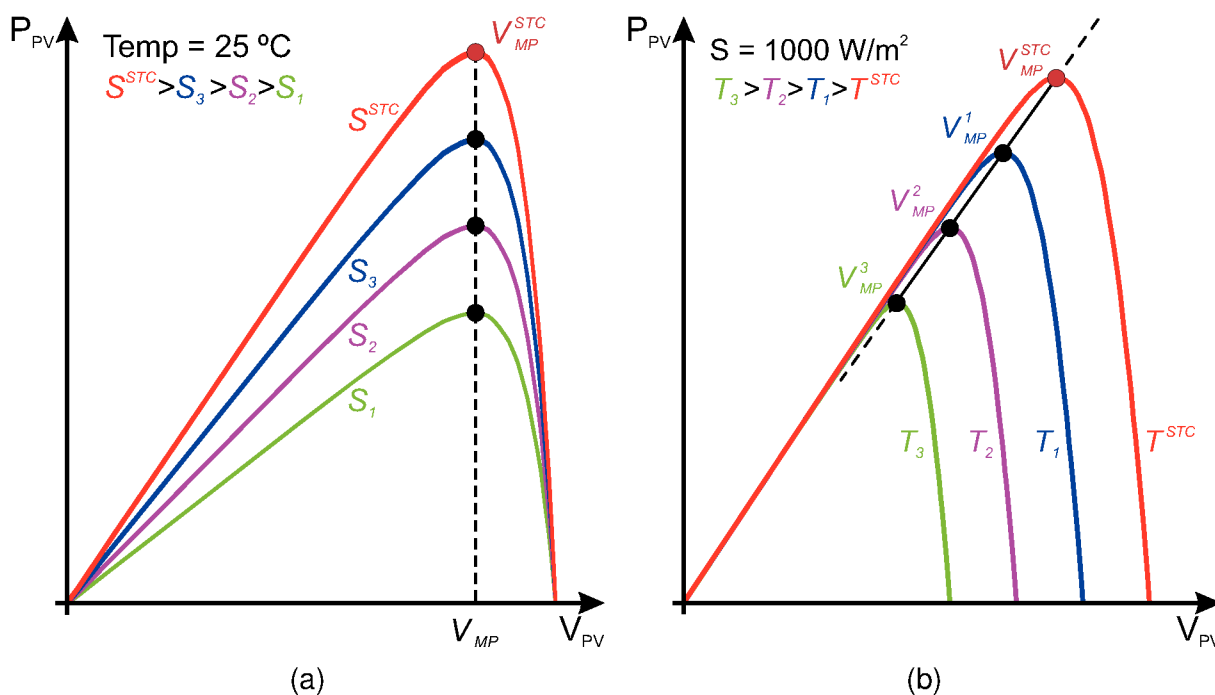
Figura 3.10 – Fluxograma do método do Gradiente de Temperatura



Fonte – Próprio autor

potência se mantém inalterada, sob temperatura constante e desprezando leves desvios. Portanto, grampeando a tensão pode-se garantir a operação do módulo no ponto de máxima potência para qualquer valor de irradiância.

Figura 3.11 – Curva P-V: (a) Temperatura constante; (b) Irradiância constante



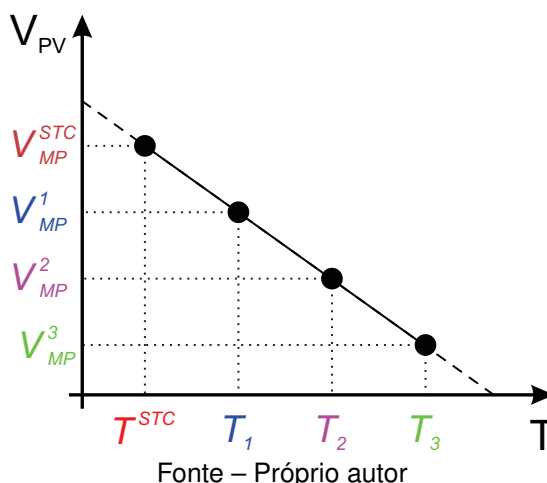
Fonte – Próprio autor

Por outro lado, mesmo que a temperatura varie de forma lenta, ela por essência

é uma variável dinâmica. Conforme visto na Seção 2.5.5.2, a tensão fotogerada sofre alteração à variação da temperatura, como ilustra a Figura 3.11b

Não obstante, pela Figura 3.11b nota-se que a tensão de máxima potência possui uma relação linear entre a temperatura. Associando-se os valores de máxima potência do módulo com a sua temperatura de superfície, obtém-se a Figura 3.12. Calculando a equação da reta obtida, chega-se à (3.6).

Figura 3.12 – Relação entre tensão de máxima potência e temperatura



$$V(T) \cong V_{MP}^1 + \frac{V_{MP}^1 - V_{MP}^3}{T_1 - T_3} \cdot (T - T_1) \quad (3.6)$$

Ao rearranjar os termos de (3.6) obtém-se (3.7), que tem como variáveis somente a temperatura no ponto de operação T e parâmetros de *datasheet*.

$$V_{mp}(T) \cong V_{MP}^{STC} + \mu_{V_{mp}} \cdot (T - T^{STC}) \quad (3.7)$$

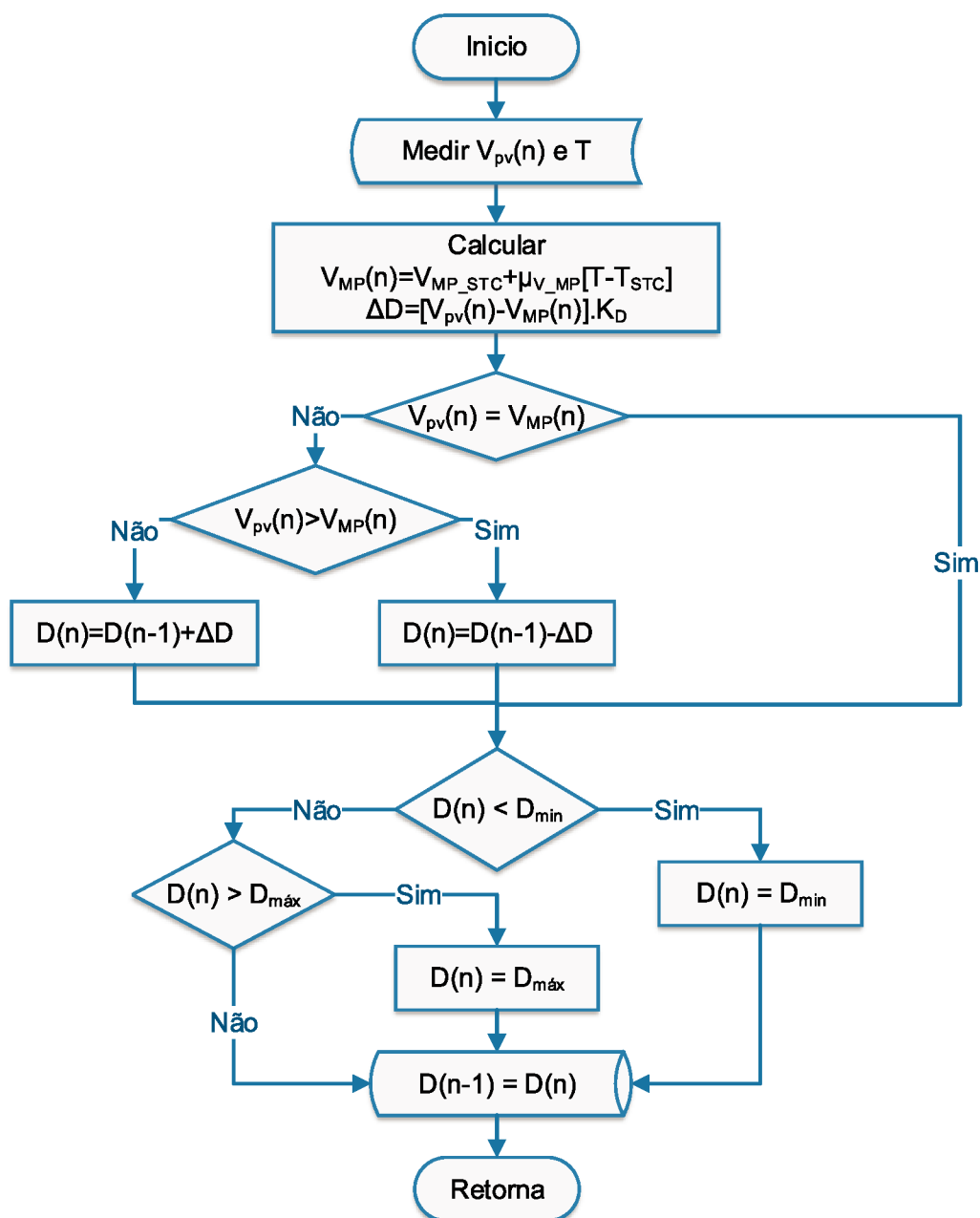
Segundo [4], o coeficiente angular da reta $\mu_{V_{mp}}$ é disponibilizado comumente em *datasheet*, porém pode-se facilmente calculá-lo a partir de (3.6), obtendo-se (3.8), que depende somente de medições de temperatura e de tensão.

$$\mu_{V_{mp}} \cong \frac{V_{MP}^1 - V_{MP}^2}{T_1 - T_2} \quad (3.8)$$

Como anteriormente citado, o fluxograma do método baseado na medição da temperatura tem como principal vantagem a simplicidade, evidenciada pela Figura 3.13.

O algoritmo inicia com a medição da temperatura T e da tensão fotogerada $V_{pv}(n)$ no ponto de operação do módulo. Após, calcula a tensão de máxima potência $V_{MP}(n)$ e determina a perturbação que será aplicada na razão cíclica ΔD com base na diferença entre a tensão fotogerada e a tensão de máxima potência calculada. Multiplica-se então ΔD por um coeficiente K_D , determinando o passo da variação da

Figura 3.13 – Fluxograma do método baseado na medição da temperatura



Fonte – Próprio autor

razão cíclica [26]. Desse modo, é definida a resposta dinâmica e a resposta em regime permanente do rastreamento.

Em seguida é avaliado se o conversor ainda está operando no MPP. Se não está, é determinada a nova razão cíclica com base se $V_{MP}(n)$ é maior ou menor que $V_{pv}(n)$ para fazer com que o conversor opere no MPP.

Sabendo que, para o módulo KC200GT, $V_{MP}^{STC} \cong 26,3$ V; $\mu_{V_{mp}} \cong -0,14$ V/°C e $T^{STC} = 25$ °C (*datasheet* disponível no Anexo A) torna-se simples conseguir a tensão de máxima potência no ponto de operação dependendo somente da medição da temperatura do módulo.

4 METODOLOGIA

O propósito deste trabalho de conclusão de curso consiste na exploração da hipótese de que há um gradiente de temperatura de magnitude desprezível de um módulo fotovoltaico fazendo que o MPPT, baseado na medição de temperatura, consiga rastrear o ponto de máxima potência independentemente ao erro de medição de temperatura do módulo causado pelo gradiente.

A abordagem metodológica utilizada baseia-se na aquisição de dados de temperatura de um módulo fotovoltaico modelo KC200GT, coletados experimentalmente de forma simultânea por um sistema de medição confeccionado e outro sistema comercial.

4.1 SISTEMAS DE MEDIÇÃO

Movido pela necessidade de medir a temperatura de cada célula do módulo separadamente, fez-se necessária a confecção de um sistema de medição capaz de desempenhar tal tarefa. Tal sistema deve ser capaz também de processar os dados coletados e guardá-los para posterior análise.

Para tal, é necessária a escolha de um dispositivo termossensível analógico capaz de obter a informação da temperatura na superfície do local onde tal dispositivo está fixado dentro da faixa de temperatura desejada. O dispositivo selecionado para tal tarefa foi o semicondutor termossensível chamado termistor, que altera sua resistividade dependendo de sua temperatura. O termistor selecionado para este projeto foi o NTC 3950, que possui uma faixa de operação de - 40°C a 300°C e possui uma tolerância de variação de resistência de apenas $\pm 1\%$.

De posse dos dados de temperatura, é preciso coletar tais dados de temperatura e salvá-los. Para isso, foram utilizados microcontroladores do modelo STM32F103C8T6 que possuem conversores analógico digital, do inglês: *Analog Digital Converter* (ADC), capazes de converter os sinais analógicos em dados discretos. Com os dados discretizados e organizados pelos microcontroladores junto com o horário das medições, proveniente de um relógio de tempo real, do inglês: *Real Time Clock* (RTC), faz-se a gravação de tais dados por meio de um gravador de cartão SD.

Com intuito de ter um sistema compacto, projetou-se uma placa em circuito impresso, do inglês: *Printed Circuit Board* (PCB). Seu desenvolvimento deu-se no ambiente de trabalho do software *Altium*[®] 18.1.7, onde projetou-se um esquemático que especifica o número de conectores necessários para os sensores de temperatura, quantos microcontroladores são usados e os valores dos componentes discretos. Em seguida efetuou-se o roteamento da placa de circuito impresso tendo atenção especial às trilhas de sinal para evitar ruídos. Com o projeto da placa completo, enviou-o à equipe técnica do Instituto de Eletrônica de Potência (INEP) para impressão. Após, os conectores e componentes discretos foram brasados na placa, os demais dispositivos

foram conectados e foi elaborada a programação dos microcontroladores por meio da linguagem de programação C.

Para corroborar com os dados obtidos através do sistema de medição confeccionado, optou-se por utilizar um sistema comercial já consolidado no mercado. O sistema utilizado foi o instrumento de ensaio *Profitest-PV*[®] desenvolvido pela *Gossen Metrawatt*[®] que possibilita medições de temperatura, irradiância, tensão e corrente elétrica de um módulo fotovoltaico por meio do *software PV-Analysator*[®].

4.2 COLETA DE DADOS

A pesquisa de campo estabeleceu-se por meio da exposição do módulo fotovoltaico ao Sol entre os dias 9 e 15 de março de 2020, sempre das 11:00 às 15:00, na cidade de Florianópolis - SC, totalizando 4 ensaios. O horário dos ensaios foi determinado buscando obter uma alta irradiância, característica de horários próximo ao meio dia, e temperaturas homogêneas entre ensaios. Todos os ensaios foram feitos em dias ensolarados, quentes e com baixa umidade.

O módulo foi exposto à irradiação solar, com orientação ao norte geográfico e com inclinação de aproximadamente 45° em relação ao solo. Também foram feitos testes com a mesma orientação, mas com uma inclinação de 180° em relação ao solo para comparações com os testes a 45° de inclinação.

Após, foram fixados os sensores termossensíveis do sistema de medição confeccionado na parte posterior de cada célula do módulo e os dispositivos necessários para a medição pelo sistema comercial foram instalados, iniciando a coleta dos dados buscando variações entre medições. Devido à inércia térmica das células, a coleta de dados referentes a temperatura não precisa ser realizada com períodos de amostragem reduzidos, desse modo optou-se por intervalos de 1 minuto entre leituras.

4.3 ANÁLISE DE DADOS

A análise dos dados deu-se por meio de planilhas computacionais no ambiente do *MS Excel*. Os dados coletados pelo sistema de medição confeccionado foram comparados com os dados obtidos pelo *Profitest-PV*[®], buscando identificar possíveis deslocamentos temporais devido a erros do RTC e possíveis erros de calibração do sistema de medição confeccionado.

Com os dados refinados, foram feitas análise estatísticas em busca de responder o objeto geral deste trabalho de conclusão de curso.

5 SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS DE TEMPERATURA

Movido pela motivação de obter o gradiente de temperatura de um módulo fotovoltaico, um sistema de medição de dados de temperatura foi projetado. Neste capítulo serão apresentados os dispositivos presentes no sistema, a programação dos microcontroladores e o processo de manufatura da placa base em circuito impresso.

5.1 DISPOSITIVOS

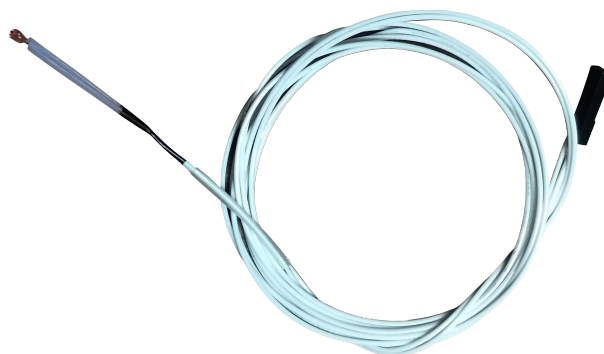
São necessários alguns dispositivos conectados à placa base para formar o sistema de aquisição de dados de temperatura. São necessários sensores, microcontroladores, um relógio de tempo real e um leitor/gravador de cartão SD.

5.1.1 Termistor

Termistores são dispositivos semicondutores sensíveis à temperatura, existindo os que apresentam coeficiente térmico negativo, do inglês: *Negative Temperature Coefficient* (NTC), cuja resistência elétrica diminui com o aumento da temperatura e os com coeficiente térmico positivo, do inglês: *Positive Temperature Coefficient* (PTC), cuja resistência elétrica aumenta com o aumento da temperatura.

O termistor selecionado para este projeto é o NTC 3950, ilustrado pela Figura 5.1. Tal escolha deve-se ao fato que o NTC 3950 tem uma faixa de operação de - 40 °C a 300 °C e possui uma tolerância de variação de resistência de apenas $\pm 1\%$

Figura 5.1 – Termistor NTC com cabo

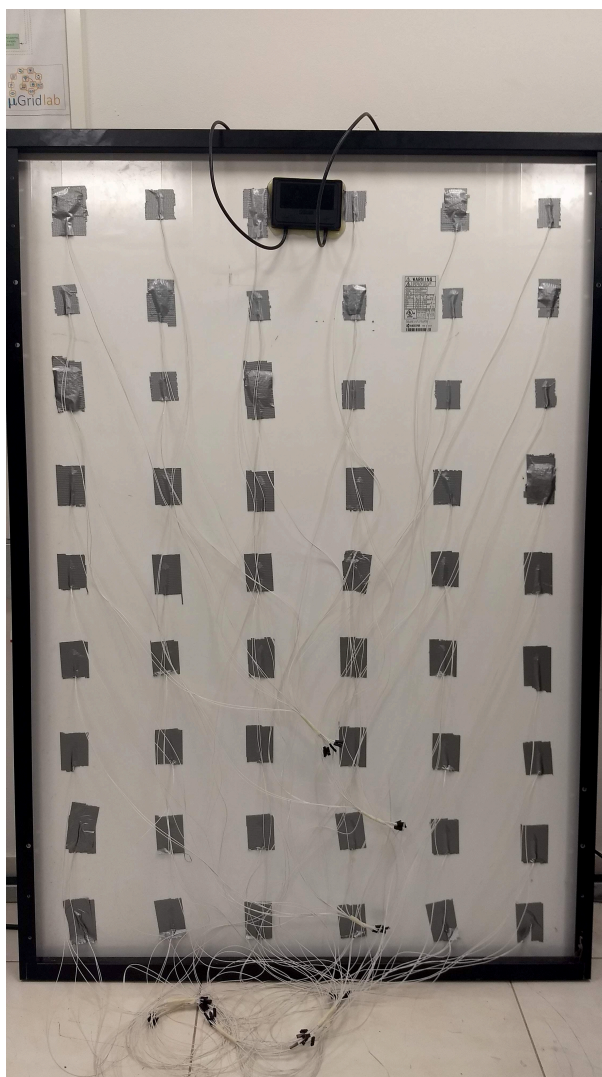


Fonte – Próprio autor

A leitura da temperatura do módulo dá-se com a fixação de termistores na parte posterior do módulo, pois a fixação na parte exposta ao sol prejudicaria o efeito fotovoltaico (diminuindo a irradiância). A Figura 5.2 mostra os termistores fixados na parte posterior do módulo KC200GT.

Com a possibilidade de modelar o termistor como uma resistência variável, pode-se projetar um divisor resistivo para mensurar a queda de tensão nele, podendo-

Figura 5.2 – Termistores fixados na parte posterior do módulo



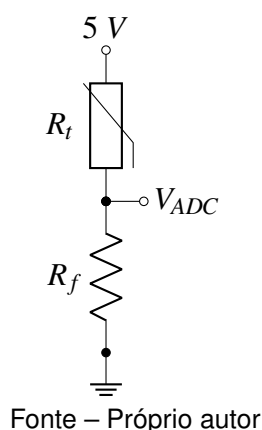
Fonte – Próprio autor

se calcular o valor da sua resistência e assim definir a temperatura na superfície das células. A Figura 5.3 ilustra o divisor resistivo onde R_t representa a resistência do termistor e R_f a resistência auxiliar necessária.

Como a porta do conversor analógico-digital do microcontrolador utilizado tem uma tolerância de tensão máxima de 3,3 V, a ser explicado na Seção 5.1.2, deve-se projetar um divisor resistivo na qual a tensão medida no nó central, na temperatura de medição máxima desejada (80 °C), chegue a 3,3 V. Assim, utiliza-se (5.1) para calcular o resistor auxiliar necessário. Ensaio realizado com módulos expostos ao Sol do meio dia, durante o verão, em Florianópolis, demonstram que a temperatura alcançou o patamar de 65 °C. A escolha de 80 °C considera uma margem de segurança.

$$R_f = \frac{R_t \cdot V_{ADC}}{5 - V_{ADC}} \quad (5.1)$$

Figura 5.3 – Divisor Resistivo



Resolvendo a Equação (5.1) para $V_{ADC} = 3,3 \text{ V}$ e $R_t = 12,54 \text{ k}\Omega$ (resistência do NTC 3950 à 80°C), encontra-se $R_f = 24,34 \text{ k}\Omega$. Devido ao fato de R_f calculado não ser um valor comercial, utilizou-se um resistor de $20 \text{ k}\Omega$ neste trabalho, em razão da disponibilidade no acervo do INEP e por que optando por um resistor de valor inferior ao calculado, obtém-se uma margem de segurança maior para a tensão V_{ADC} . Por exemplo, considerando $R_f = 20 \text{ k}\Omega$ estima-se $3,07 \text{ V}$ em V_{ADC} , possibilitando uma medição de temperaturas ainda maiores que 80°C .

Os termistores possuem uma característica não-linear da resistência com a variação da temperatura, portanto é necessária uma equação de linearização para determinar a temperatura de operação do termistor a partir do valor de sua resistência elétrica. A equação de Steinhart-Hart (5.2) é amplamente utilizada para o cálculo da temperatura dos termistores [27].

$$\frac{1}{T_t} = a + b \cdot \ln(R_t) + c \cdot \ln^3(R_t) \quad (5.2)$$

Os valores de a , b e c equivalem a parâmetros de cada termistor, T_t é a temperatura de operação do dispositivo em Kelvin e R_t é a resistência na temperatura de operação. A literatura [27] aponta que o valor de c pode ser desprezado, pois possui um valor muito pequeno, resultando em uma equação mais simplificada (5.3) que fornece a temperatura de operação do termistor, onde β é fornecido em *datasheet*, T_{ref} é a temperatura de referência e R_{ref} é a resistência na temperatura de referência.

$$\frac{1}{T} = \frac{1}{T_{ref}} + \frac{1}{\beta} \cdot \ln\left(\frac{R}{R_{ref}}\right) \quad (5.3)$$

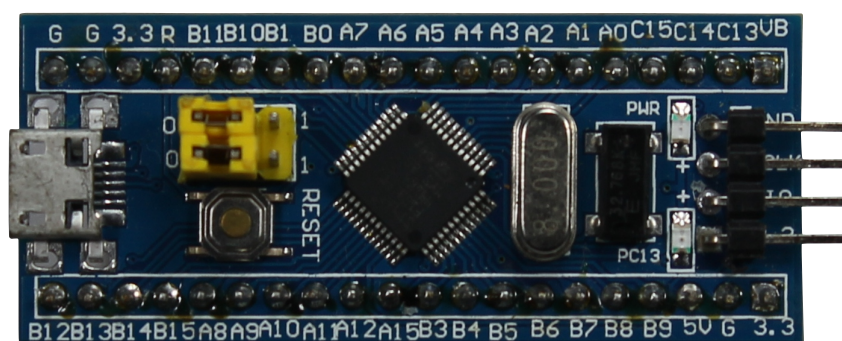
Para o termistor escolhido neste trabalho de conclusão de curso, $\beta = 3950 \pm 1\%$, $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$ e $R_{ref} = 100 \text{ k}\Omega \pm 1\%$.

5.1.2 Microcontrolador

O STM32F103C8T6, ilustrado pela Figura 5.4, é um microcontrolador com núcleo ARM Cortex-M3, alimentado assimetricamente com 5 V, possui um consumo de até 36 mA, uma frequência máxima de *clock* de 72 MHz, memória *flash* de 64 *kilobytes*, comunicação serial e I2C entre outras funções [28].

Um conversor analógico digital é um hardware com capacidade de discretizar um sinal analógico (contínuo) em seqüências de bits (discreto) para posterior utilização por um sistema digital. O STM32F103C8T6 possui 10 portas ADC com faixa de tensão de leitura de 0 V a 3,3 V integrados em seu chip, evitando assim a necessidade da utilização de conversores ADC periféricos no projeto, necessitando de 8 microcontroladores da família do STM32F1 operando em conjunto para efetuar a leitura dos termistores fixados ao módulo.

Figura 5.4 – Microcontrolador STM32F103C8T6



Fonte – Próprio autor

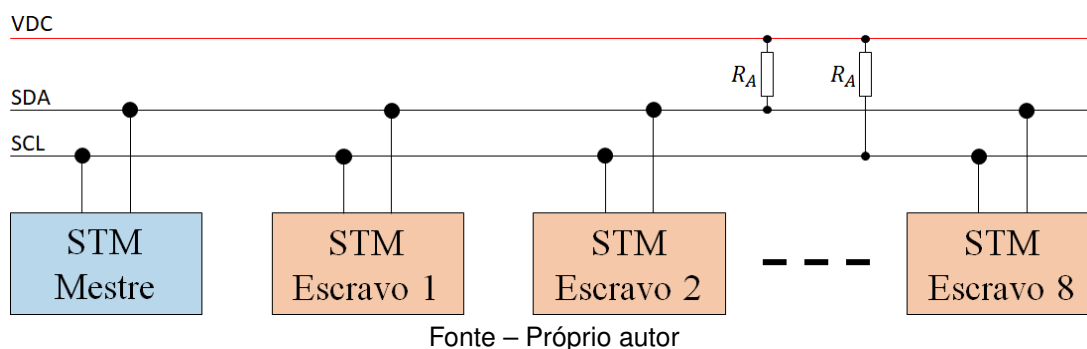
5.1.3 Comunicação I2C

O protocolo de comunicação, do inglês: *Inter-Integrated Circuit* (I2C) ou (I²C), inventado pela *Philips* na década de 1990, utiliza dois barramentos de comunicação, do inglês: *Serial Data* (SDA) e *Serial Clock* (SCL) e um barramento de alimentação, conforme ilustrado pela Figura 5.5. O barramento SDA é responsável pela transmissão dos dados, enquanto o barramento SCL é responsável pelo *clock* e o barramento de alimentação é alimentado tipicamente com 3,3 V ou 5 V, conectados por meio de resistores *pull-up* (R_A) aos barramentos de comunicação [29].

O protocolo I2C possui dois tipos de dispositivos conectados, o mestre e o escravo. O dispositivo mestre é o responsável por coordenar os dispositivos escravos solicitando destas informações, diferenciando-as por endereços de rede hexadecimais de 7 bits definidos via software.

No presente trabalho de conclusão de curso optou-se pelo protocolo I2C pois houve a necessidade de utilizar 8 microcontroladores da família do STM32F1 para medição das informações de temperatura, diminuindo assim a quantidade de barramentos

Figura 5.5 – Barramento protocolo I2C



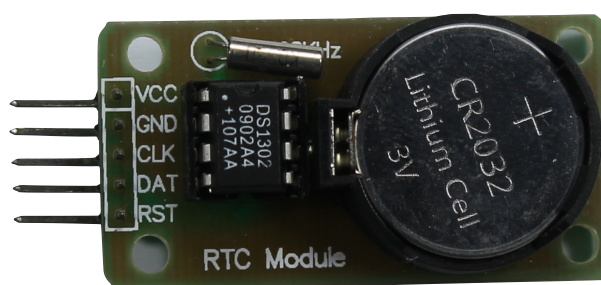
Fonte – Próprio autor

de comunicação na placa base em comparação com o protocolo de comunicação, do inglês: *Serial Peripheral Interface* (SPI), que utiliza dois barramentos por microcontrolador [30]. Optou-se por utilizar um barramento de alimentação de 5V e resistores de *pull-up* de 3,3 k Ω .

5.1.4 Temporizador de tempo real (RTC)

Para manter o controle da hora nas medições dos dados de temperatura, fez-se necessário a utilização de um temporizador de tempo real, do inglês: *Real Time Clock* (RTC) ilustrado pela Figura 5.6. O RTC é um dispositivo que possui um relógio integrado, mantendo controle da hora e do calendário com baixo consumo de energia. Ele se comunica com o microcontrolador mestre por meio do protocolo SPI, informando a hora e a data da coleta das informações de temperatura.

Figura 5.6 – Temporizador de tempo real

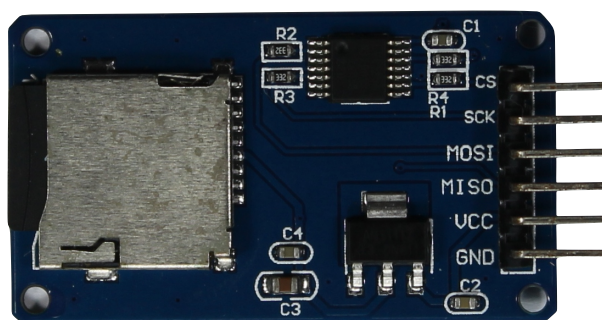


Fonte – Próprio autor

5.1.5 Cartão SD

Com a motivação de não ser necessária a presença de um computador coletando as informações das medições de temperatura, utilizou-se um leitor/gravador de cartão micro-SD, apresentado pela Figura 5.7, que se comunica com o microcontrolador mestre via comunicação SPI.

Figura 5.7 – Leitor/gravador de cartão SD



Fonte – Próprio autor

Um cartão de memória micro-SD, desenvolvido pela *SD Association*, é um cartão de memória não volátil, que mantém as informações mesmo sem alimentação elétrica, amplamente utilizado em dispositivos eletrônicos como aparelhos celulares, câmeras digitais, impressoras, GPS, entre outros.

5.2 PROGRAMAÇÃO

Os microcontroladores da família STM32F1 podem ser programados com linguagem de programação C utilizando o ambiente de desenvolvimento integrado, do inglês: *Integrated Development Environment* (IDE), do *Arduino*[®]. Esta característica facilita a programação, pois há uma grande gama de bibliotecas de código aberto disponíveis para serem utilizadas.

O código do microcontrolador mestre, apresentado no Apêndice B, possui a função de solicitar os dados de temperatura dos microcontroladores escravos pelo protocolo I2C, juntar estes dados em uma *string* com o horário da medição, proveniente do RTC, e gravá-los no cartão micro-SD com um intervalo de 1 minuto entre medições.

Os microcontroladores escravos possuem a tarefa de obter os dados de temperatura de cada um dos termistores conectados a este e enviá-los ao microcontrolador mestre ao serem solicitados via protocolo I2C. O código de programação dos dispositivos escravos é apresentado no Apêndice C.

5.2.1 Transmissão dos dados medidos

A biblioteca utilizada para a comunicação pelo protocolo I2C possui limitações como a impossibilidade de enviar dados com casas decimais e um limite de transmissão de 8 bits. Para possibilitar a transmissão de dados de temperatura com maior exatidão, os dados são multiplicados por uma constante e ao serem recebidos pelo microcontrolador mestre são divididos pela mesma constante. Para determiná-la levou-se em consideração a temperatura máxima desejada (80 °C) e o limite de transmissão.

Como 8 bits equivalem à 256 decimais, o valor máximo transmitido deverá ser igual ou menor a 255, pois o zero é transmitido. Assim, utilizando (5.4) pode-se calcular a constante necessária para a transmissão.

$$\text{Constante} = \frac{\text{Valor máximo}}{\text{Temperatura máxima}} = \frac{255}{80} = 3,1875 \quad (5.4)$$

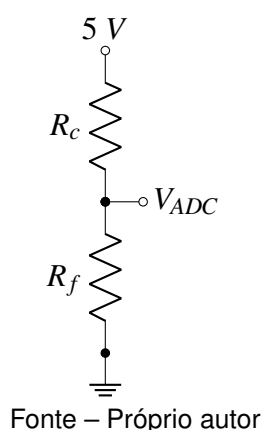
Arredondando o resultado obtido em (5.4), torna-se possível a transmissão de dados de temperatura com casas decimais. Por exemplo, se a temperatura medida equivaler a 68,36°C, este dado será multiplicado pela constante arredondada resultando em 205,08. Então o resultado será transmitido pelo microcontrolador escravo via protocolo I2C sem a casa decimal, ou seja, 205. O dado recebido pelo microcontrolador mestre será dividido pela constante arredondada, resultando em 68,33°C que é um valor aproximado ao medido originalmente.

5.2.2 Calibração

Em busca de uma melhor precisão dos dados obtidos através de uma medição, é necessário calibrar o dispositivo que irá efetua-la. Tradicionalmente, efetua-se uma leitura, através do ADC, do pino de alimentação do microcontrolador (3,3 V), resultando em uma medição de 4095. Porém, tal medição está atrelada a erros de regulação da própria alimentação do microcontrolador.

Para evitar tal erro de medição, programou-se o microcontrolador de forma com que a cada rotina de medição mede-se uma porta do ADC que não está conectada a nenhum termistor e sim ao resistor R_c de 27 k Ω , conforme ilustrado pela Figura 5.8.

Figura 5.8 – Divisor Resistivo para calibração de medição



Utilizando (5.5), a tensão medida nesta porta do ADC será de 2,128 V, equivalente a aproximadamente 2640 proveniente do ADC.

$$V_{ADC} = \frac{5 \cdot R_f}{R_f + R_c} \quad (5.5)$$

Desta forma, através de (5.6) calcula-se a tensão nas portas do ADC conectadas aos termistores, onde Med_{ref} é o valor obtido pelo ADC na medição da tensão exercida no resistor de 27 k Ω .

$$V_t = \frac{2,128 \cdot V_{ADC}}{Med_{ref}} \quad (5.6)$$

5.3 PROJETO DA PLACA CONFECIONADA

Para a conexão elétrica entre os dispositivos, fez-se necessário o projeto de uma placa em circuito impresso, contendo trilhas de alimentação, de comunicação e conectores.

5.3.1 Projeto

O projeto consiste em uma placa compacta, 22,1 cm de comprimento e 12,4 cm de largura, onde pode-se conectar todos os microcontroladores, o RTC, o leitor de cartão micro-SD e todos os termistores.

5.3.1.1 Esquemático

Apresentado no Apêndice A, o esquemático da placa base foi projetado no ambiente do software *Altium*[®] 18.1.7. Utilizou-se um conector para cada conexão de termistor, estes conectados a um resistor auxiliar para possibilitar a medição da queda de tensão no termistor, conforme explicado na Seção 5.1.1.

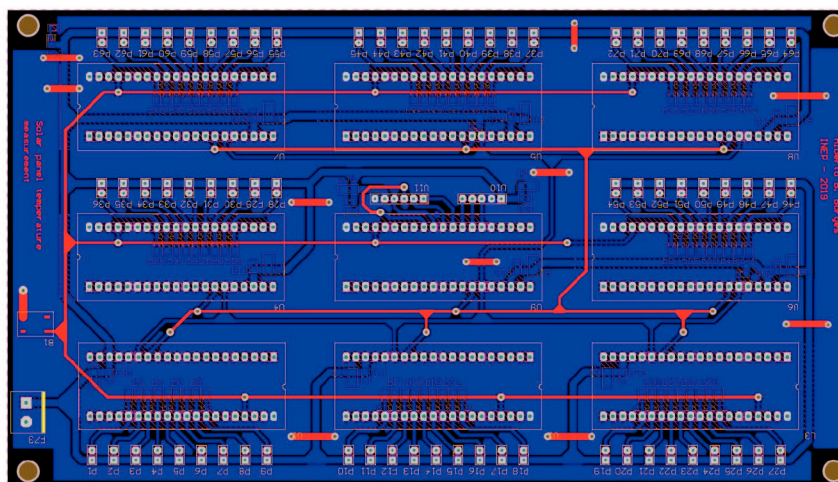
O esquemático prevê capacitores de desacoplamento de 10 nF e 100 nF para cada microcontrolador, um botão de *reset* geral conectado aos pinos de *reset* de cada microcontrolador para todos começarem a operar juntos, conectores *header* de 5 e 6 pinos para o RTC e o leitor/gravador de cartão micro-SD, respectivamente, dois resistores de *pull-up* para a comunicação I2C e um diodo emissor de luz, do inglês: *Light-Emitting Diode* (LED) para aviso luminoso de alimentação elétrica.

5.3.1.2 Roteamento

Ilustrado pela Figura 5.9, o projeto da placa prevê duas faces impressas. Na face superior (vermelha) encontram-se os conectores dos termistores, dos microcontroladores, do RTC, do leitor/gravador de cartão micro-SD e da alimentação elétrica e o botão de *reset* geral. A face inferior (azul) encontram-se os resistores auxiliares para a medição da temperatura, os resistores *pull-up* da comunicação I2C, o LED e os capacitores de desacoplamento. Buscou-se utilizar componentes de montagem superficial, do inglês: *Surface Mount Device* (SMD) para otimizar o espaço da placa.

Após o roteamento (posicionamento dos componentes na placa e desenho das trilhas) foram posicionados modelos 3D de todos os componentes para verificar o

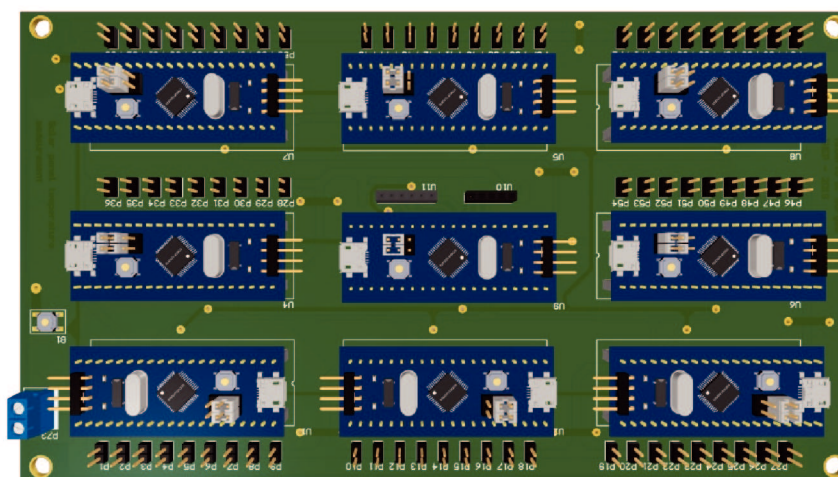
Figura 5.9 – Esquemático da placa base



Fonte – Próprio autor

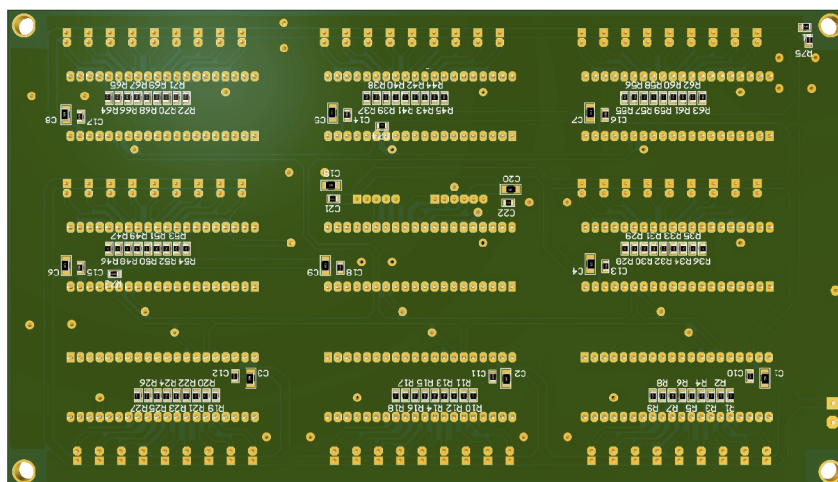
espaçamento entre os componentes e evitar choques mecânicos entre eles. A placa roteada com os modelos 3D no ambiente do *software* é ilustrada pelas Figuras 5.10 e 5.11

Figura 5.10 – Face superior da placa base em 3D



Fonte – Próprio autor

Figura 5.11 – Face inferior da placa base em 3D

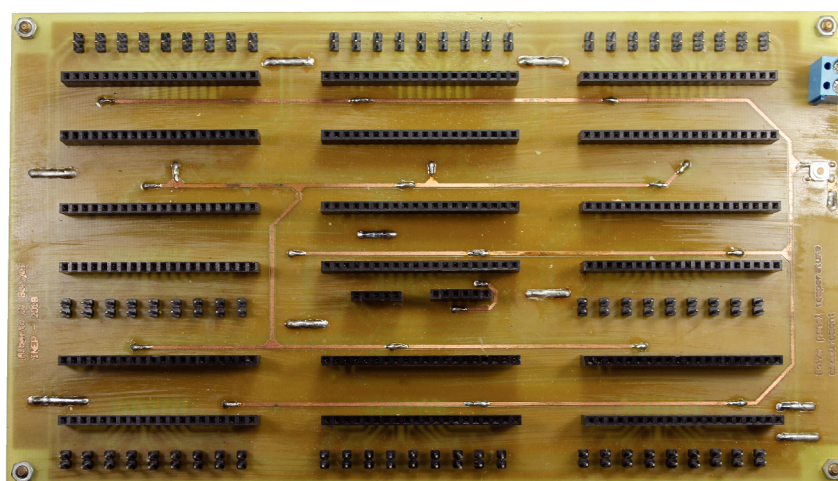


Fonte – Próprio autor

5.3.2 Manufatura

Após o projeto da placa em circuito impresso, teve início a etapa de manufatura desta. A usinagem da placa de circuito impresso efetuou-se pelo técnico do INEP, Dr. Antonio Luiz Schalata Pacheco, mediante técnica de fresagem de uma placa de fenolite lisa com uma fresadora, do inglês: *Computer Numeric Control* (CNC). Após a fresagem, os componentes eletrônicos foram brasados na placa. O resultado é ilustrada pelas Figuras 5.12 e 5.13.

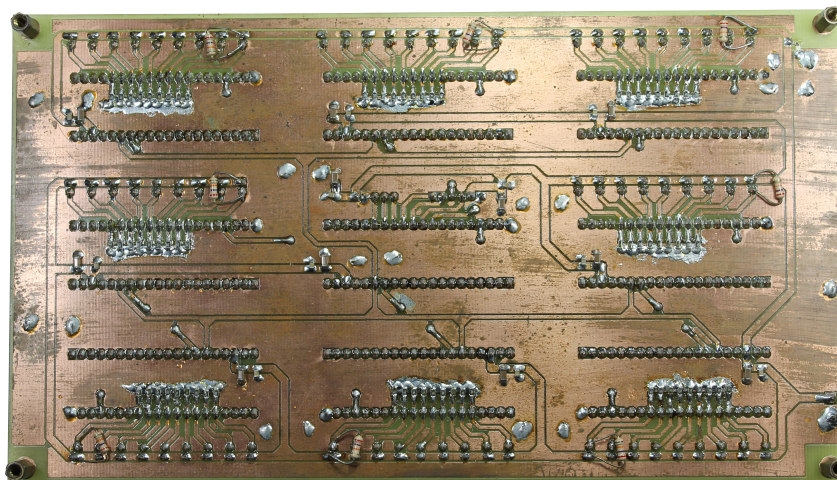
Figura 5.12 – Placa base Top



Fonte – Próprio autor

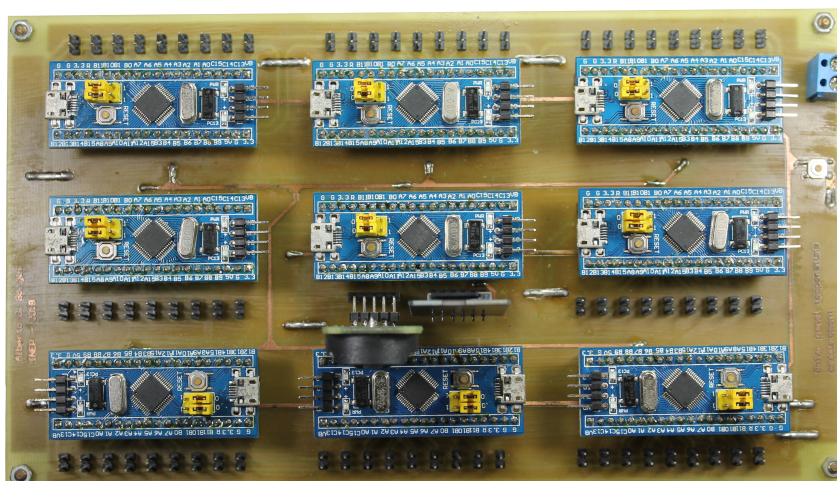
Com os componentes devidamente brasados, os microcontroladores, o RTC e o leitor/gravador de cartão micro-SD puderam ser conectados à placa base, conforme mostrado pela Figura 5.14.

Figura 5.13 – Placa base Bottom



Fonte – Próprio autor

Figura 5.14 – Placa base top com microcontroladores, RTC e leitor/gravador de cartão micro-SD



Fonte – Próprio autor

5.4 VALIDAÇÃO

A fim de validar os dados obtidos pelo sistema de medição confeccionado, escolheu-se um instrumento de medição comercial para comparar os dados e resolver eventuais erros de medição por parte do sistema confeccionado.

5.4.1 PROFITEST-PV[®]

O *Profitest-PV[®]* é um instrumento de medição desenvolvido pela *Gossen Metrawatt[®]* que permite medir as curvas I-V características de cada módulo fotovoltaico em tempo real, ilustrado pela Figura 5.15.

O instrumento é capaz de retornar, além da curva I-V, valores de temperatura,

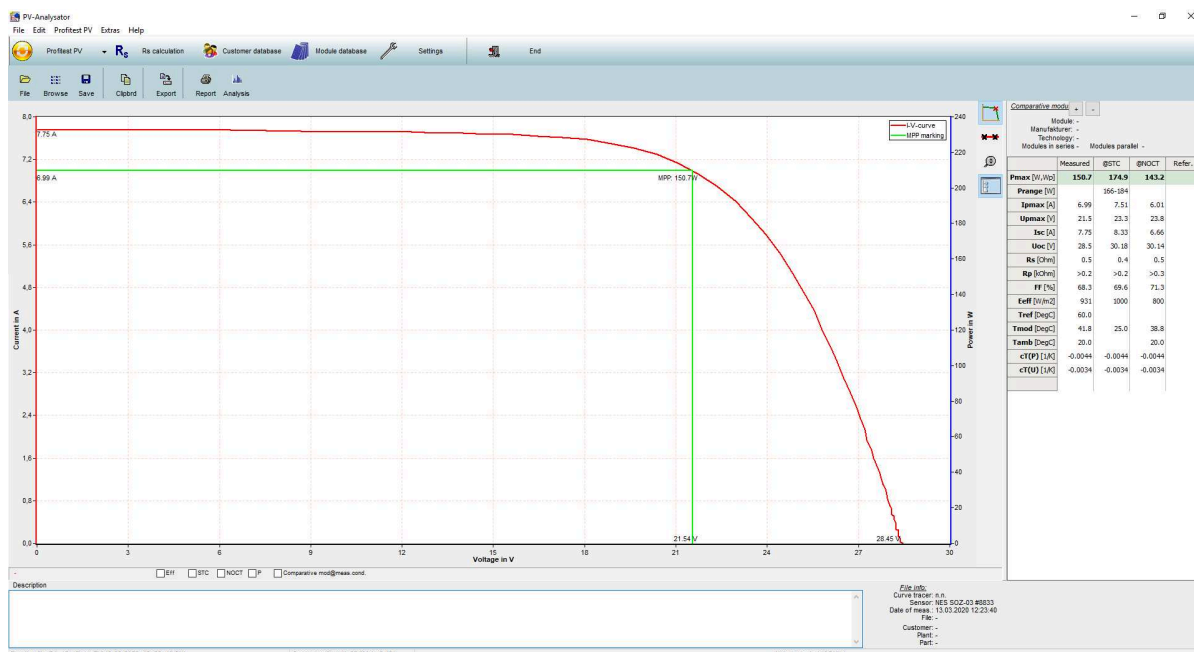
Figura 5.15 – Profitest-PV



Fonte – Próprio autor

potência, tensão, corrente e resistências internas através de conexão USB com um computador ou gravar as informações na sua memória interna, possibilitando guardar as informações para uso posterior. A empresa desenvolvedora do dispositivo disponibiliza um *software* chamado *PV-Analysator*[®] para fazer a obtenção dos dados, como mostra a Figura 5.16.

Figura 5.16 – PV-Analysator



Fonte – Próprio autor

Para tais medições, o *Profitest-PV*[®] dispõe de uma entrada para um piranômetro (instrumento capaz de medir irradiância solar) ilustrado pela Figura 5.17a, outra para um termopar (instrumento capaz de medir temperatura) mostrado na Figura 5.17b e conexão elétrica com os terminais do módulo.

Figura 5.17 – Instrumentos de medição do *Profitest-PV*[®]: (a) Piranômetro ; (b) Termopar.



(a)



(b)

Fonte – Adaptado do *datasheet* do módulo KC200GT

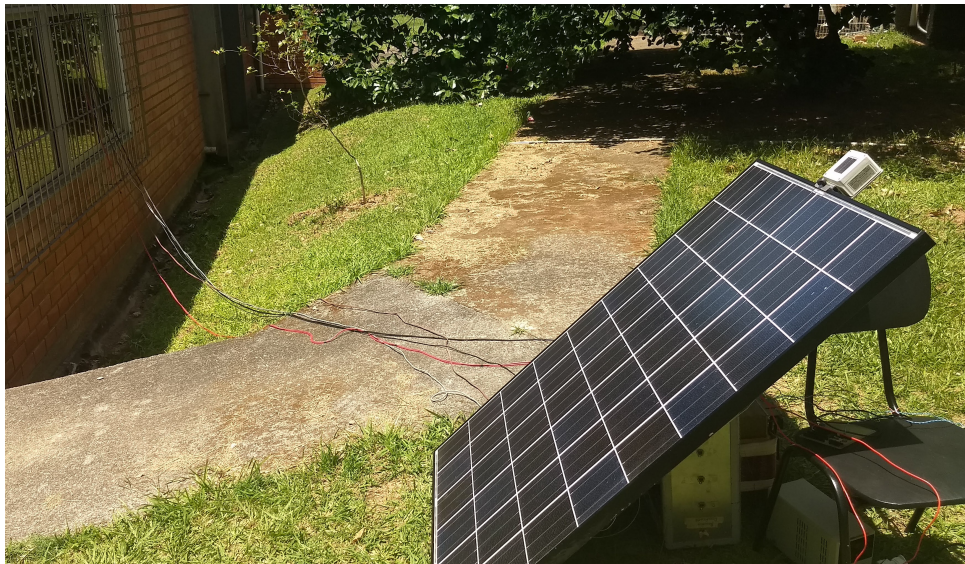
6 ENSAIOS EXPERIMENTAIS

Com desejo de obter o gradiente de temperatura de um módulo fotovoltaico, faz-se necessário o ensaio deste. Coloca-se o módulo ao ar livre em contato com a irradiação solar e efetua-se a leitura dos dados de temperatura de cada célula para posteriormente obter resultados.

6.0.1 *Setup* experimental

As informações de temperatura do módulo foram obtidas simultaneamente com o *Profitest-PV*[®] e com o sistema proposto neste trabalho, como ilustrado pela Figura 6.1.

Figura 6.1 – *Setup* do experimento



Fonte – Próprio autor

Para a medição pelo *Profitest-PV*[®] é necessário fixar o piranômetro no módulo, fazendo com que ambos recebam a mesma irradiação, posicionar o termopar de modo a obter a temperatura na superfície e conectar o dispositivo eletricamente ao módulo para poder medir a tensão e corrente fotogerada. Desta forma, conectando os periféricos ao *Profitest-PV*[®] é possível obter a curva I-V do módulo no ponto de operação junto com a informação de sua temperatura e irradiância. Na Figura 6.1 nota-se o piranômetro e o módulo no primeiro plano da imagem e os cabos ligando o módulo ao dispositivo de medição no segundo plano da imagem. Importante salientar que a medição de temperatura feita pelo *Profitest-PV*[®] não leva em consideração a temperatura em diferentes pontos do módulo.

A medição pela placa projetada neste trabalho é feita mediante conexão dos termistores, fixados na parte posterior de cada célula conforme ilustrado pela Figura

6.2, com a placa desenvolvida. Deste modo torna-se possível obter a informação de temperatura de cada célula separadamente.

Figura 6.2 – Visão posterior do módulo com termistores fixados

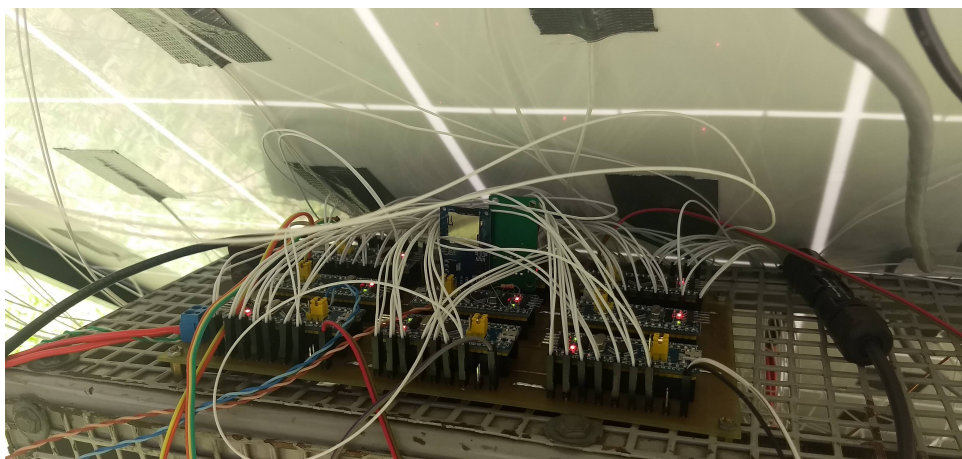


Fonte – Próprio autor

O funcionamento do sistema necessita a presença de uma fonte de tensão contínua assimétrica de 5 V para alimentar a placa e possibilitar a leitura dos termistores, sendo este o único impedimento de funcionamento do sistema projetado sem conexão com a rede elétrica. A Figura 6.3 ilustra a placa conectada aos termistores em funcionamento.

Os ensaios foram feitos com duas inclinações do módulo distintas, com 45° em relação ao solo, para obter as parcelas direta, indireta e de albedo da irradiância solar,

Figura 6.3 – Placa em funcionamento



Fonte – Próprio autor

e com 180° em relação ao solo, para obter majoritariamente a parcela da irradiação direta, conforme ilustrado pela Figura 6.4.

Figura 6.4 – Ensaio ao ar livre: (a) Inclinação de 45° ; (b) Inclinação paralela ao solo.

(a)



(b)

Fonte – Próprio autor

7 RESULTADOS E DISCUSSÕES

De posse dos dados experimentais obtidos através do *Profitest-PV*[®] e da placa projetada, efetuou-se o trabalho de análise dos dados por meio de planilhas computacionais.

Tendo em vista a validação dos dados obtidos pelo sistema de medição projetado e a futura verificação da hipótese levantada neste trabalho, foram feitas comparações entre os dados coletados em dias distintos, buscando verificar possíveis dados anômalos resultantes de fatores externos aos ensaios.

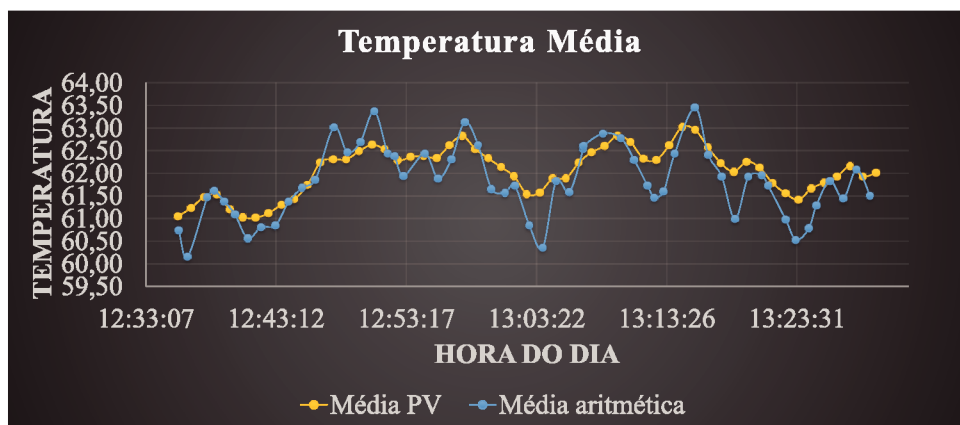
Conforme apresentado na Seção 4.2, foram feitos 4 ensaios ao total utilizando o módulo fotovoltaico KC200GT, das 11:00 às 15:00 com intervalo entre medidas de 1 minuto, ou seja, foram obtidas 240 amostras por ensaio e 1200 amostras ao total.

7.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO DE MEDIÇÃO

Para verificar se os dados obtidos pela placa projetada não destoam dos valores reais, foram elaborados gráficos comparativos entre os dados dos dois sistemas de medição utilizados.

Plotando um gráfico de dispersão dos pontos obtidos pelo *Profitest-PV*[®], em relação ao tempo, e a média aritmética dos pontos obtidos pela placa projetada, em relação ao tempo, do ensaio do dia 9 de março de 2020, com inclinação de 45° em relação ao solo e orientação para o norte, obtém-se a Figura 7.1.

Figura 7.1 – Curvas de temperatura do ensaio dia 9 de março



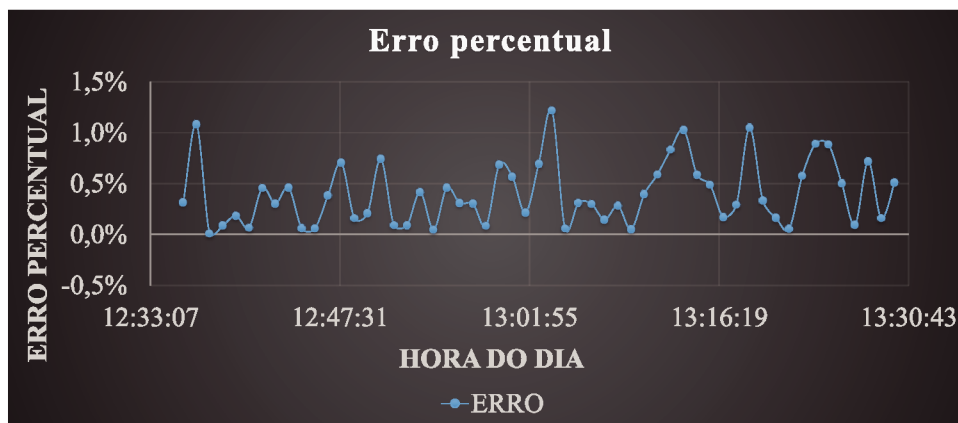
Fonte – Próprio autor

Nota-se na Figura 7.1 que ambas curvas se assemelham tanto em magnitude quanto em inclinação. A curva dos dados obtidos pelo *Profitest-PV*[®] é mais suave comparada a curva dos dados obtidos pela placa projetada, portanto os dados do *Profitest-PV*[®] tendem a ter uma variação mais suave de magnitude. Contudo, nota-se

que ambas as curvas possuem inclinações e magnitudes semelhantes, apontando variações de temperatura no mesmo instante de tempo.

Calculando o erro percentual dos dados obtidos por ambos sistemas de medição, obtém-se a Figura 7.2. Como apresentado, o erro entre medições possui uma magnitude baixa, portanto, os dados obtidos pela placa projetada tendem a ser confiáveis.

Figura 7.2 – Erro percentual entre medidas do ensaio dia 9 de março



Fonte – Próprio autor

7.2 COMPARAÇÃO ENTRE ENSAIOS

Com o intuito de visualizar o gradiente de temperatura, empregou-se uma técnica de formatação condicional no editor de planilhas *Microsoft Office Excel* para criar um mapa de cores, onde a cor exibe a temperatura de cada célula variando de verde ao vermelho com o aumento da temperatura.

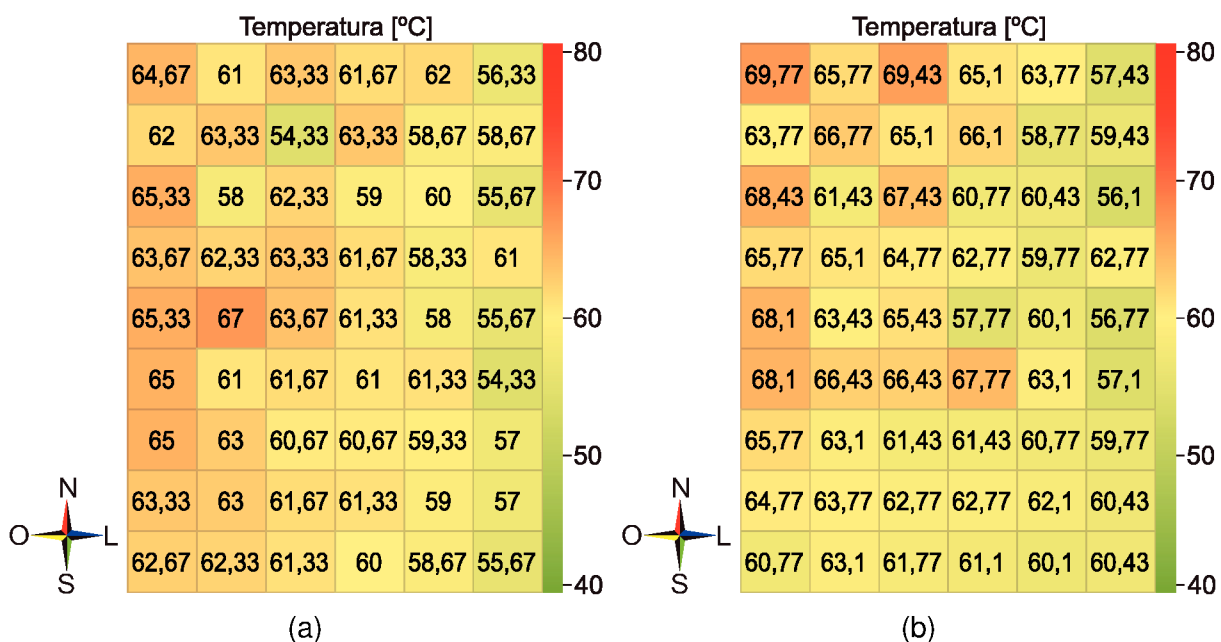
Para viabilizar uma apresentação dos dados com comparação fidedigna entre ensaios, os dados foram categorizados pela inclinação do módulo, buscando selecionar dados com irradiância e hora de coleta similares.

7.2.1 Inclinação de 45° com o solo

Os ensaios feitos nos dias 9 e 10 de março foram executados com uma inclinação de 45° em relação ao solo e com orientação voltada ao norte.

A Figura 7.3 apresenta o mapa de cores de um instante de tempo dos dois ensaios, sendo que a Figura 7.3a ilustra o ensaio do dia 9/03 as 13:23 com 903,34 W/m² e a Figura 7.3b o ensaio do dia 10/03 as 12:58 com 903,30 W/m². Ambas as figuras apresentam a visão posterior do módulo.

Figura 7.3 – Gradiente de temperatura: (a) Ensaio dia 9 de março ; (b) Ensaio dia 10 de março.



Fonte – Próprio autor

A análise visual da Figura 7.3 indica uma distribuição térmica irregular das células fotovoltaicas, com uma região aquecida no quadrante esquerdo do módulo na Figura 7.3a e no quadrante superior esquerdo na Figura 7.3b.

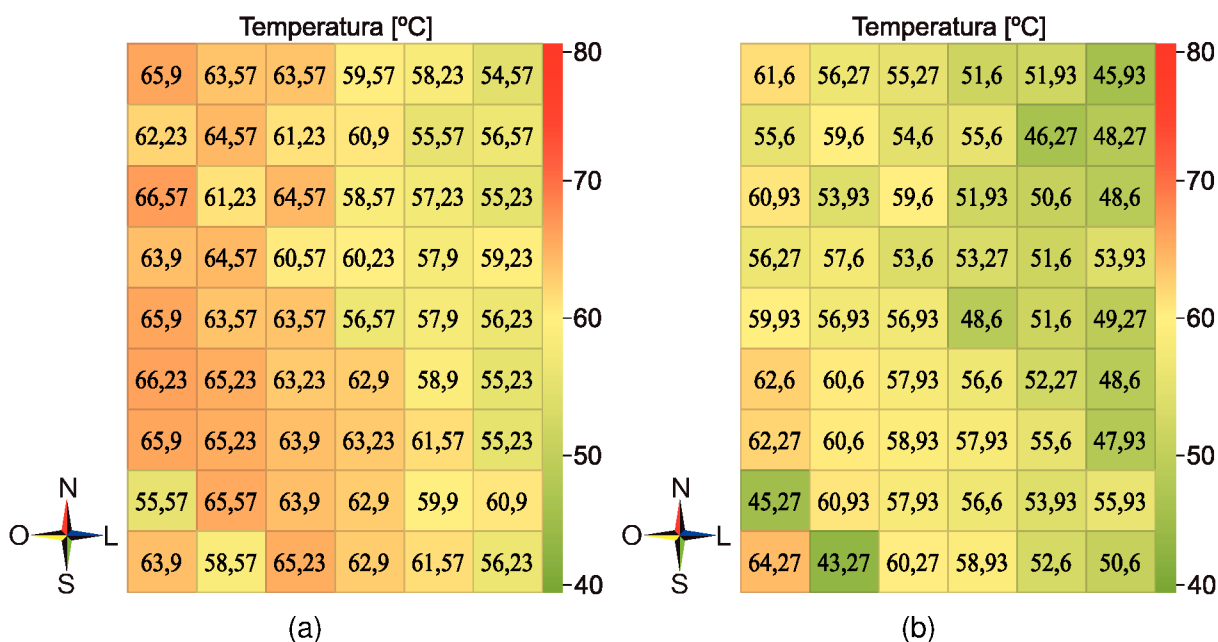
Apesar de a medição apontar que existem extremos de temperaturas bem distintos, 54,33 °C de mínimo e 67,00 °C de máximo no ensaio do dia 9/03, e 56,10 °C de mínimo e 69,77 °C de máximo no dia 10/03, o desvio padrão de cada ensaio é de 2,95 °C e 3,38 °C, respectivamente.

7.2.2 Inclinação paralela ao solo

Os ensaios feitos nos dias 13 e 15 de março foram executados com uma inclinação paralela ao solo, suspensos do chão e com orientação voltada ao norte. A Figura 7.4 apresenta o mapa de cores de um instante de tempo dos dois ensaios, sendo que a parte a Figura 7.4a ilustra o ensaio do dia 13/03 as 13:05 com 903,84 W/m² e a Figura 7.4b o ensaio do dia 15/03 as 13:00 com 903,76 W/m². Ambas as figuras apresentam a visão posterior do módulo.

Indo ao encontro do ensaio com inclinação de 45° com o solo, o ensaio com o módulo disposto paralelamente ao solo também apresenta uma distribuição térmica heterogênea. Pela Figura 7.4 é possível notar uma região quente na parte esquerda do módulo.

Figura 7.4 – Gradiente de temperatura: (a) Ensaio dia 13 de março ; (b) Ensaio dia 15 de março.



Fonte – Próprio autor

Pode-se perceber que a temperatura média do ensaio do dia 15 de março é menor do que a do dia 13 de março. Isso se deve ao fato de que havia vento no dia 15 de março de 2020 e, portanto, a troca de calor por convecção era maior neste dia, resfriando o módulo.

A temperatura máxima medida no ensaio do dia 13 de março foi 66,57 °C, já a mínima foi 54,57 °C. Já no dia 15 de março houve uma variação térmica maior na superfície do módulo, 64,27 °C de máxima e 43,27 °C de mínima. Igual ao ensaio dos dias 9 e 10 de março, o desvio padrão dos ensaios de 13 e 15 de março são 3,57 °C e 4,96 °C respectivamente.

7.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A análise visual das Figuras 7.3 e 7.4 expõem uma distribuição térmica irregular das células fotovoltaicas do módulo. Pelo fato de todos os ensaios apresentados disporem de tal arranjo, há indicação que estes dados não estão atrelados a condições climáticas.

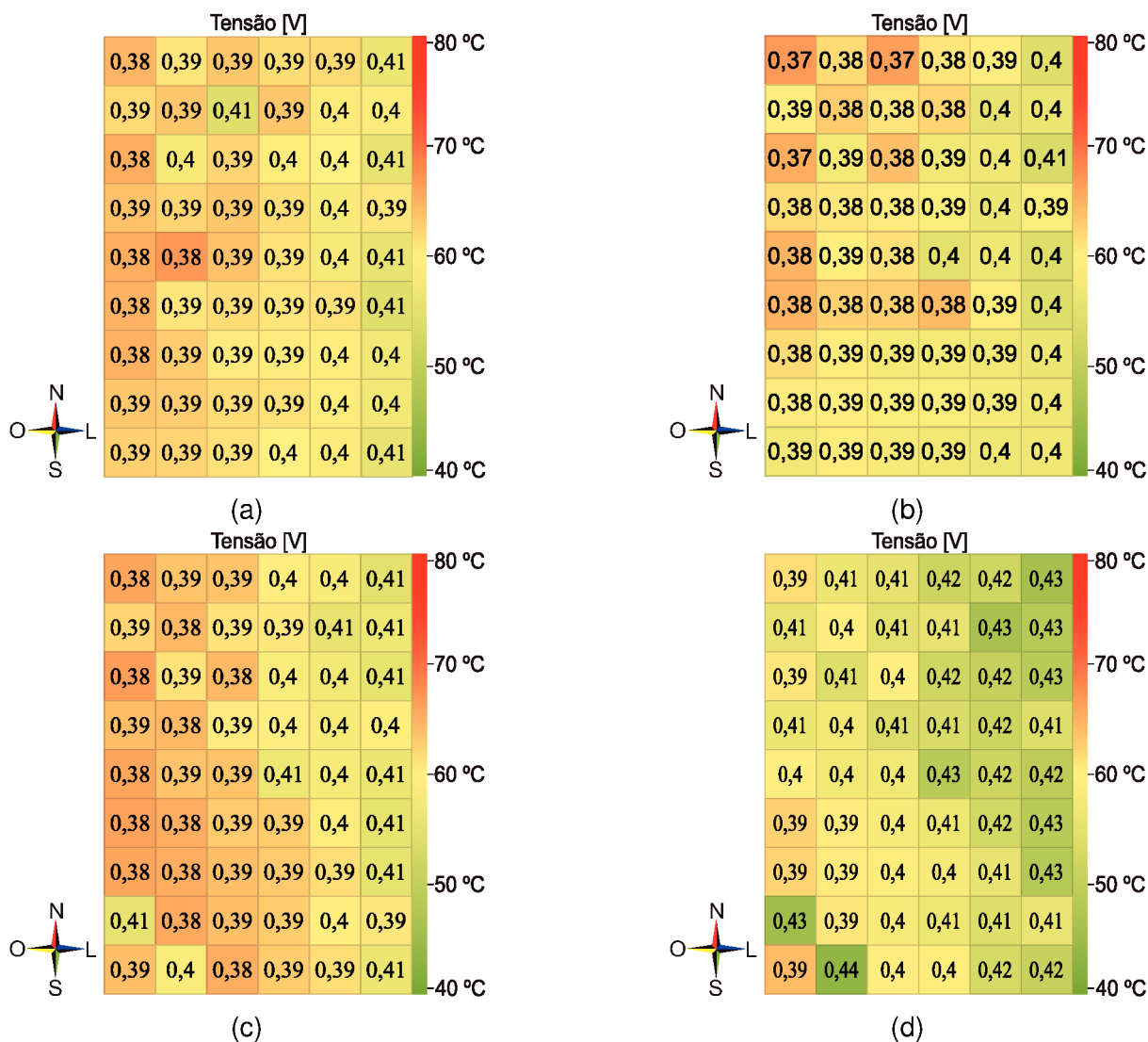
Recorrendo à Equação (3.7), pode-se estimar a tensão gerada por cada célula a partir de sua temperatura, dividindo o resultado pela quantidade de células presente no módulo, sabendo que para o módulo KC200GT: $\mu_{V_{mp}} = -0,14 \text{ V/}^\circ\text{C}$, $V_{MP}^{STC} = 26,3 \text{ V}$ e que este possui 54 células. Por exemplo, é possível estimar a tensão gerada por uma única célula do módulo ensaiado dia 13 de março utilizando o dado de temperatura

desta célula (63,57 °C), obtendo (7.1).

$$V_{mp}(63,57) \cong \frac{26,3 + (-0,14) \cdot (63,57 - 25)}{54} = 0,39 \text{ V} \quad (7.1)$$

Desta forma, calcularam-se as tensões geradas por cada célula separadamente nos ensaios efetuados e nos instantes de tempo já definidos, obtendo a Figura 7.5.

Figura 7.5 – Tensão de cada célula a partir da medição de temperatura: (a) Ensaio 9/03 ; (b) Ensaio 10/03 ; (c) Ensaio 13/03 ; (d) Ensaio 15/03.



Fonte – Próprio autor

Nota-se a partir das Figuras 7.5, 7.3 e 7.4 que, apesar de o gradiente de temperatura mostre uma grande variação de temperatura das células do módulo, não há uma grande variação de tensão fotogerada pelas células. Por exemplo, ao calcular a tensão gerada por duas células a 50 °C e a 60 °C, utilizando (3.7), obtêm-se 22,8 V e 21,4 V, respectivamente. Portanto, mesmo medindo-se a temperatura de uma célula cujo valor seja maior ou menor do que o valor médio, não haverá grande variação no valor de tensão de máxima potência calculado.

Tomando como exemplo o ensaio efetuado dia 9 de março, pode-se obter a temperatura média do módulo somando as temperaturas de todas as células no mesmo instante de tempo, obtendo 60,87 °C. Por sua vez, ao calcular a média entre a temperatura máxima obtida, 65,33 °C, e a mínima, 54,33 °C, no mesmo instante de tempo, determina-se o valor de 59,83 °C, valor próximo ao da temperatura média real do módulo. Ao calcular a tensão fotogerada por um módulo operando a 59,83 °C chega-se a 21,42 V, que basicamente coincide com a soma das tensões fotogeradas por cada célula, 21,28 V.

Portanto, verifica-se que, à priori, bastaria medir a temperatura das células submetidas à maior e à menor temperatura para calcular o valor médio a ser utilizado para levar o módulo a operar no ponto de máxima potência. Porém, não há como saber quais células estarão operando com a maior ou menor temperatura, pois a distribuição térmica não é constante, como observado nos ensaios efetuados. Portanto, torna-se inviável a obtenção da temperatura média do módulo por meio do cálculo entre a máxima e mínima temperatura. Similarmente, pode-se também considerar ser inviável a medição da temperatura de cada célula do módulo, devido à complexidade e ao custo do sistema. Então, deve-se levar em consideração efetuar a medição da temperatura em somente um ponto do módulo.

De posse das informações obtidas dos ensaios, efetuou-se um estudo estatístico para avaliar a probabilidade de obter a informação de temperatura referente à temperatura média do módulo a de apenas uma célula. Para tal, calculou-se a distribuição normal das medidas, obtendo uma curva gaussiana para cada ensaio.

A Figura 7.6 ilustra a curva gaussiana obtida no ensaio do dia 09 enquanto a Figura 7.7 ilustra a curva gaussiana do ensaio do dia 10 de março. Nas figuras, a parte da curva em laranja simboliza a região onde se encontram as medidas com até um desvio padrão (1σ), a região cinza representam as medidas com até dois desvios padrão (2σ) e a região azulada representa medidas com mais de dois desvios padrão.

Igualmente, as Figuras 7.8 e 7.9 apresentam as curvas gaussianas dos ensaios do dia 13 e 15 de março, respectivamente, onde as regiões coloridas representam os mesmos desvios padrão das Figuras 7.6 e 7.7.

Figura 7.6 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 9 de março.

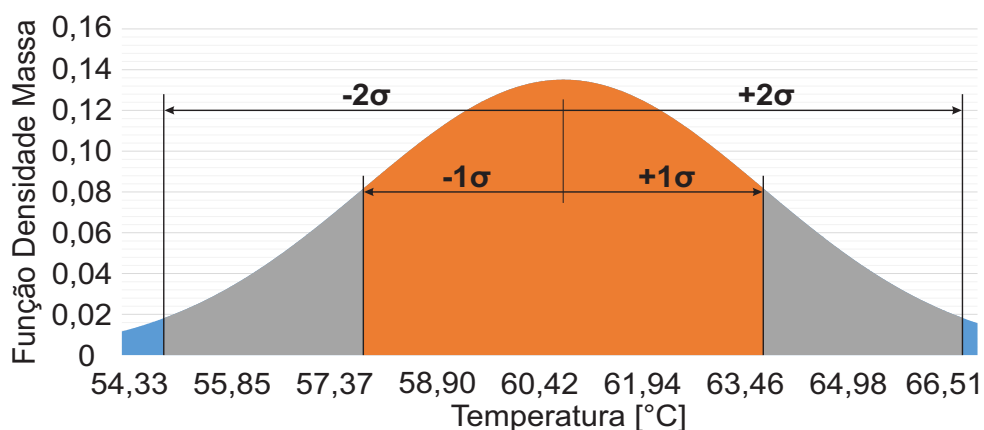


Figura 7.7 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 10 de março.

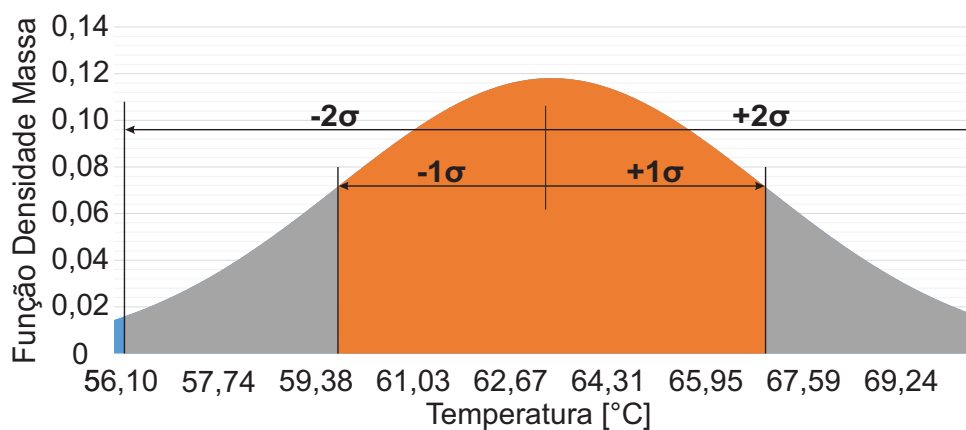
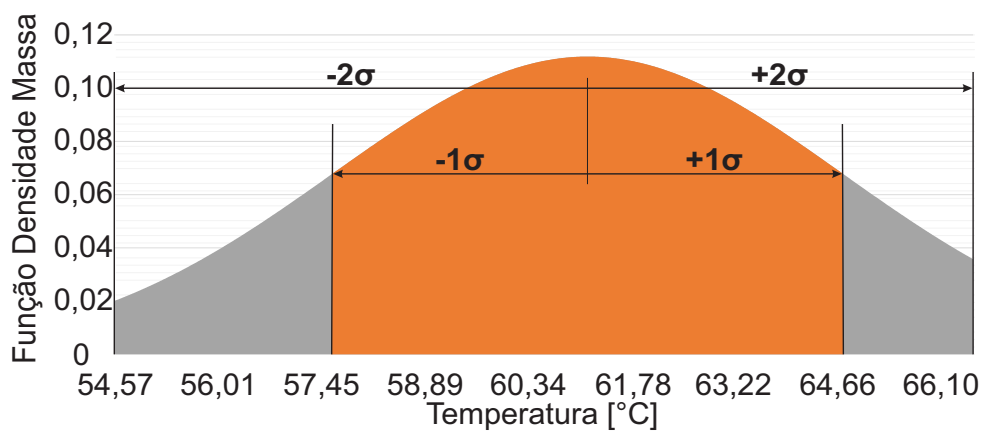
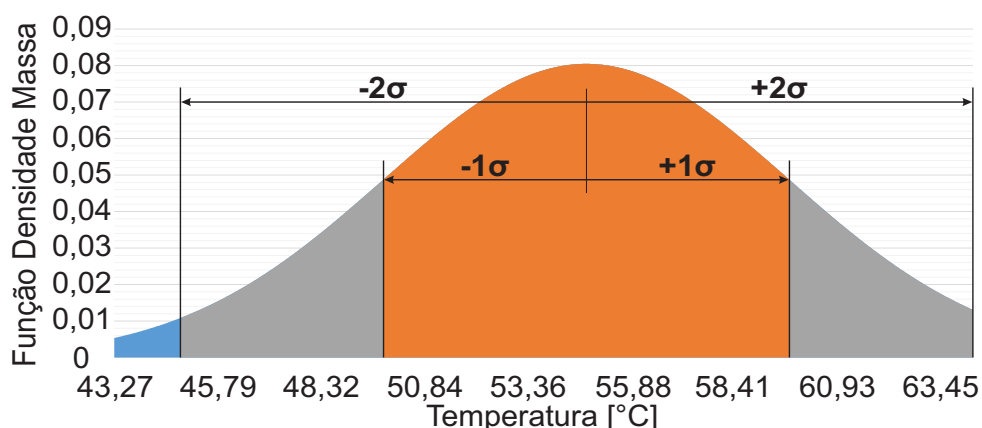


Figura 7.8 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 13 de março.



Constata-se que nas Figuras 7.6, 7.7, 7.8 e 7.9 grande parte das medidas de temperatura estão contidas a um desvio padrão (1σ) do valor médio. Portanto, a

Figura 7.9 – Curva gaussiana das medidas de temperatura em 15 de março.



Fonte – Próprio autor

probabilidade de medir a temperatura do módulo, em um ponto aleatório na superfície do mesmo, e obter um erro de até 1σ é de 68,26 %. Já a probabilidade de medir em um ponto cuja temperatura varia em até 2σ é de 95,44 %. É possível notar que pontos com mais de 2σ são escassos e não são presentes em todos os ensaios, portanto eles serão tratados como *outliers*.

Conforme as alegações obtidas, há uma probabilidade considerável de se obter a temperatura do módulo medindo-a em uma célula aleatória, porém a probabilidade de medir tal temperatura na célula com maior ou menor temperatura não pode ser descartada e, portanto, faz-se necessário calcular o erro máximo possível em tal medição e calcular as perdas causadas pelo mal posicionamento do sensor térmico.

Para isso, recorre-se à Equação (3.7) para estimar a tensão imposta nos terminais do módulo no eventual posicionamento do sensor de temperatura no ponto mais quente ou no ponto mais frio.

Utilizando os valores obtidos pelo ensaio do dia 9 de março, faz-se uso de (7.2) para estimar a tensão gerada por um módulo cuja temperatura média equivale à temperatura máxima medida no ensaio (65,33 °C) e utiliza-se (7.3) para aferir a tensão gerada por um módulo com temperatura média igual à mínima temperatura medida no ensaio, 54,33 °C.

$$V_{mp}(65,33) \cong 26,3 + (-0,14) \cdot (65,33 - 25) \cong 20,63 \text{ V} \quad (7.2)$$

$$V_{mp}(54,33) \cong 26,3 + (-0,14) \cdot (54,33 - 25) \cong 22,19 \text{ V} \quad (7.3)$$

Sabendo que o módulo ensaiado no dia 9 de março, no instante de tempo estudado, estava submetido a uma tensão de 21,28 V nos seus terminais, torna-se possível calcular a variação de tensão entre o valor esperado (21,28 V) e os valores

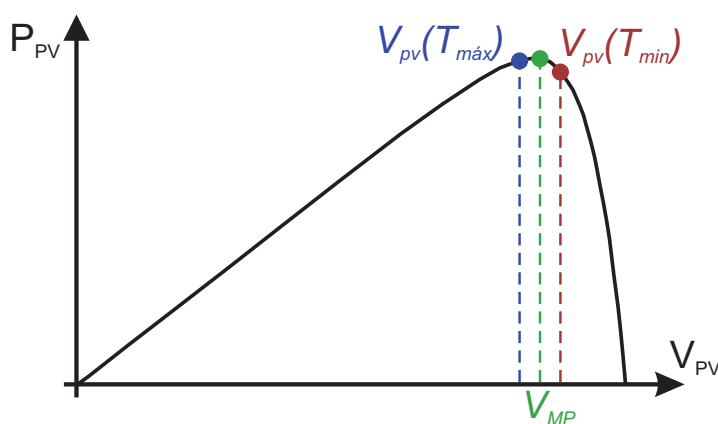
obtidos por (7.2) e (7.2). As variações obtidas são apresentadas por (7.4) e (7.5).

$$\Delta V_{mp}(65,33) = |20,63 - 21,28| = 0,65 \text{ V} \tag{7.4}$$

$$\Delta V_{mp}(54,33) = |22,19 - 21,28| = 0,91 \text{ V} \tag{7.5}$$

Devido ao fato de que a região da tensão de máxima potência (V_{mp}) na curva P-V possui um comportamento com inclinação pouco acentuada, pequenas variações de tensão não causam grandes variações de potência, conforme ilustrado pela Figura 7.10.

Figura 7.10 – Curva P-V com pontos de tensão causados por leve variação temperatura.



Fonte – Próprio autor

Para demonstrar tal alegação, realizou-se uma simulação computacional, utilizando o software PSIM versão 9.0, inserindo no software os dados de *datasheet* do módulo KC200GT para obter a curva P-V simulada deste. Deste modo, constatou-se que ao variar a tensão de operação do módulo em 0,91 V em relação à tensão de máxima potência, há uma leve alteração da potência de saída do módulo, indo ao encontro das constatações feitas. A Tabela 4 apresenta os valores obtidos via simulação computacional.

Tabela 4 – Comparação entre valores simulados

	$V_{pv}(T_{mx})$	V_{mp}	$V_{pv}(T_{min})$
Potência	155,00 W	156,30 W	154,73 W
Tensão	20,13 V	21,04 V	21,95 V
ΔP_{pv}	1,30 W	0 W	1,56 W
ΔV_{PV}	0,90 V	0 V	0,91 V
ΔP_{pv} [%]	0,83 %	0 %	1,00 %

Fonte – Próprio autor.

Portanto, para o módulo fotovoltaico KC200GT ensaiado nas condições estabelecidas pelos testes, o posicionamento do sensor de temperatura nos pontos mais quentes ou mais frios do módulo não registra grande impacto na potência fotogerada, pois uma variação de 0,83% ou 1,00% representa uma parcela pequena da potência total, podendo ser considerada dentro de uma faixa aceitável no que concerne o rendimento do método de rastreamento.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante dos resultados obtidos por meio dos ensaios experimentais em campo, com condições de temperatura e irradiação reais, conclui-se que a temperatura de superfície do módulo fotovoltaico ensaiado não se distribuiu homogênea, haja vista a identificação de células com maior e outras com menor temperatura. Embora tais ensaios não tenham sido repetidos inúmeras vezes, considerando diferentes tipos de clima e de solo, por exemplo, ou utilizando módulos fotovoltaicos de modelos distintos, conclui-se que para o módulo ensaiado as células mais quentes, via de regra, se localizaram na parte esquerda do módulo. As possíveis causas dessa distribuição não uniforme de temperatura extrapolam o escopo deste trabalho, mas possíveis hipóteses são diferenças paramétrica entre as células, maior opacidade do vidro que cobre o módulo (devido ao envelhecimento em um dos lados), ou mesmo inclinação irregular do módulo durante os ensaios.

Independentemente dos fatores que causam o gradiente térmico, tendo em vista suas ocorrências, buscou-se quantificar a influência deste gradiente no método de rastreamento do ponto de máxima potência baseado na mediação de temperatura. Para tanto, aplicou-se os dados de menor e maior temperatura obtidos experimentalmente nas equações do MPPT baseado na medição da temperatura, constatando que as variações de temperatura presentes no gradiente do módulo ensaiado não representam grande impacto na tensão fotogerada, causando variações entre 0,65 V e 0,91 V. Devido ao comportamento da curva P-V característica, estas variações têm pequena influência na potência fotogerada. Para corroborar com as alegações feitas, utilizou-se ferramentas computacionais para simular o módulo em análise (nas condições de teste pré-determinadas) e constatou-se que as pequenas variações de tensão obtidas causam de fato pequenas variações na potência fotogerada.

Para futuros trabalhos, sugere-se o projeto de um filtro que possa diminuir a variação dos dados obtidos pelo sistema projetado, buscando uma maior confiabilidade dos dados obtidos. Propõe-se também a elaboração de um sistema de medição de temperatura que utilize menos sensores, com foco na otimização destes, diminuindo tanto o tamanho da placa de circuito impresso quanto o custo do sistema, o que possibilitaria maior facilidade de uso do sistema para novos estudos sobre o gradiente térmico do módulo fotovoltaico.

Conclui-se que para o melhor aproveitamento da potência fotogerada do módulo ensaiado, basta a utilização de apenas um sensor termossensível para calcular o ponto de máxima potência do módulo através do método de rastreamento baseado na medição de temperatura, se forem tolerados variações de 1,00% da potência fotogerada. O melhor ponto de medição da temperatura não foi investigado.

Por fim, o sistema de medição projetado mostrou-se ser uma ferramenta útil

para determinar o gradiente de temperatura da superfície de um módulo fotovoltaico, com facilidade de obtenção, visualização e manipulação dos dados, com baixo custo computacional e energético.

REFERÊNCIAS

- [1] *Dados do Mercado de Energia Solar no Brasil*, Portal Solar. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html> (acesso em 01/04/2020).
- [2] C. A. Carvalho e J. L. S. Lima, *Análises dos princípios físicos responsáveis pela redução do desempenho de células fotovoltaicas*, Monografia (Bacharelado em Ciência e Tecnologia), UFERSA (Universidade Federal Rural do semi-árido), Mossoró, RN, Brasil, 2018. Disponível em: <http://repositorio.ufersa.edu.br/handle/prefix/4339> (acesso em 01/04/2020).
- [3] R. F. Coelho, F. M. Concer e D. C. Martins, “A MPPT approach based on temperature measurements applied in PV systems”, *In: 2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2010*, 2010, pp. 1–6.
- [4] D. C. Martins, R. F. Coelho e W. M. dos Santos, “TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: REVISÃO E NOVAS PROPOSTAS”, *Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência*, pp. 1–109, 2011.
- [5] A. E. Becquerel, “Mémoire sur les effets électriques produits sous l’influence des rayons solaires. (Francês) [Dissertação sobre efeitos elétricos produzido sob a influência da luz solar]”, *Comptes rendus des séances de l’Académie des sciences*, n. 9, pp. 561–567, 1839.
- [6] H. Hertz, “Ueber einen Einfluss des ultravioletten Lichtes auf die elektrische Entladung. (Alemão) [Sobre a influência da luz ultravioleta na descarga elétrica]”, *Annalen der Physik*, v. 267, n. 8, pp. 983–1000, 1887.
- [7] I. C. Moreira, *1905: Um Ano Miraculoso*, 1. A Física na Escola, 2005, vol. 6, pp. 4–10. Disponível em: <http://www1.fisica.org.br/fne/phocadownload/Vol06-Num1/1905-ildeu1.pdf> (acesso em 23/03/2020).
- [8] A. Einstein, “Über einen die Erzeugung und Verwandlung des Lichtes betreffenden heuristischen Gesichtspunkt. (Alemão) [Sobre um ponto de vista heurístico relativo à produção e transformação da luz]”, *Annalen der Physik*, v. 322, n. 6, pp. 132–148, 1905.
- [9] *Conceito de Semicondutor*, Que Conceito. Disponível em: <https://queconceito.com.br/semicondutor> (acesso em 20/04/2020).
- [10] *Apostila do curso de energia solar foto voltaica: Fundamentos e Aplicações*, Eleksolar Innovations, 2019, pp. 1–44. Disponível em: https://issuu.com/eleksolar/docs/apostila_solar (acesso em 27/03/2020).

- [11] F. B. Matos e J. R. Camacho, “SIMULAÇÃO DA INFLUÊNCIA DOS DIFERENTES TIPOS DE DOPANTES NO COMPORTAMENTO DA HOMOJUNÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS BASEADAS EM SILÍCIO.”, *Revista Eletrônica de Potência*, v. 13, n. 4, pp. 225–230, 2008. DOI: <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2008.4.225230>. (acesso em 27/03/2020).
- [12] R. F. Coelho, “ESTUDO DOS CONVERSORES BUCK E BOOST APLICADOS AO RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS”, Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2008. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/91051> (acesso em 27/03/2020).
- [13] C. R. Coutinho, “O EFEITO DO SOMBREAMENTO E DIODOS DE BYPASS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS”, Mestrado em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo, 2016. Disponível em: http://portais4.ufes.br/posgrad/teses/tese_10006_Carlos%5C%20Roberto%5C%20Coutinho.pdf (acesso em 28/03/2020).
- [14] “Standard Solar Constant and Zero Air Mass Solar Spectral Irradiance Tables. (Inglês) [Tabelas solares padrão de irradiação espectral solar constante com massa de ar zero]”, n. E490-00a, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1520/E0490-00AR19>.
- [15] R. F. Coelho, “CONCEPÇÃO, ANÁLISE E IMPLEMENTAÇÃO DE UMA MICRORREDE INTERLIGADA À REDE ELÉTRICA PARA ALIMENTAÇÃO ININTERRUPTA DE CARGAS CC A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS”, Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/107127> (acesso em 24/03/2020).
- [16] F. Schiro, A. Benato, A. Stoppato e N. Destro, “Improving photovoltaics efficiency by water cooling: Modelling and experimental approach”, *Energy*, v. 137, pp. 798–810, 2017, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.164>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217306941>.
- [17] Í. Rapp-Arrarás e J. M. Domingo-Santos, “Functional forms for approximating the relative optical air mass”, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 116, n. D24, 2011. DOI: 10.1029/2011JD016706. eprint: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1029/2011JD016706>. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1029/2011JD016706> (acesso em 29/04/2020).
- [18] M. Khalid, A. K. Janjua e H. Abdullah Khalid, “Effect of PV Panel Orientation on Batteries in a Solar Generation System”, In: *2018 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, 2018, pp. 1–5.

- [19] D. Benda, X. Chu, S. Sun, T. Q. S. Quek e A. Buckley, "PV Cell Orientation Angle Optimization for a Solar Energy Harvesting Base Station", *In: GLOBECOM 2017 - 2017 IEEE Global Communications Conference*, 2017, pp. 1–6.
- [20] P. Arjyadhara, S. M. Ali e J. Chitralekha, "Analysis of Solar PV cell Performance with Changing Irradiance and Temperature", *International Journal Of Engineering And Computer Science*, v. 2, n. 1, pp. 214–220, 2013, ISSN: 2319–7242.
- [21] S. Dubey, J. N. Sarvaiya e B. Seshadri, "Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review", *Energy Procedia*, v. 33, pp. 311–321, 2013, PV Asia Pacific Conference 2012, ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213000829>.
- [22] H. Abu-Rub, M. Malinowski e K. Al-Haddad, "Photovoltaic Energy Conversion Systems", *In: Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications*. 2014, pp. 160–198.
- [23] R. Koad e A. Zobaa, "Comparative Study of Five Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Systems", *International Journal on Energy Conversion (IRECON)*, v. 2, n. 1, 2014, doi:10.15866/irecon.v2i1.1437, ISSN: 2533-2910. Disponível em: <https://www.praiseworthyprize.org/jsm/index.php?journal=irecon&page=article&op=view&path%5B%5D=14767> (acesso em 19/05/2020).
- [24] T. Esum e P. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 22, pp. 439–449, jul. de 2007. DOI: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [25] R. F. Coelho e D. C. Martins, "An Optimized Maximum Power Point Tracking Method Based on PV Surface Temperature Measurement", *In: Sustainable Energy*, A. Gebremedhin, ed., Rijeka: IntechOpen, 2012, cap. 4. DOI: 10.5772/51167. Disponível em: <https://doi.org/10.5772/51167>.
- [26] K. Swaraj, A. Mohapatra e S. S. Sahoo, "Combining PV MPPT algorithm based on temperature measurement with a PV cooling system", *In: 2016 International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPES)*, 2016, pp. 482–489.
- [27] *Termistor*, LUSOSAT. Disponível em: <http://lusosat.org/hardware/termistor.pdf> (acesso em 29/04/2020).
- [28] *STM32 - Microcontrolador ARM Baseado em Cortex-M3 de 32 Bits - ST (COM015)*, Instituto Newton C. Braga. Disponível em: <https://www.>

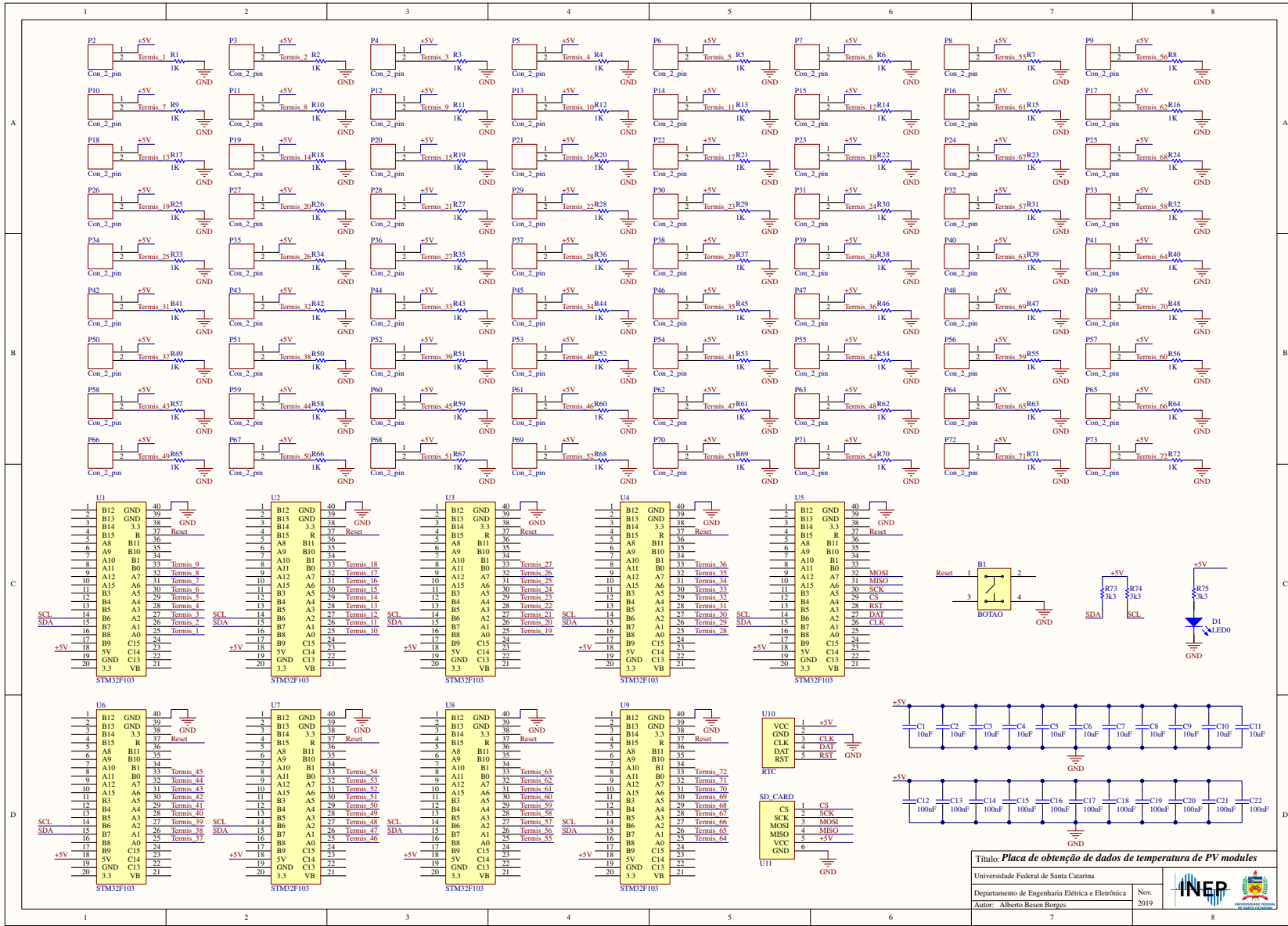
newtoncbraga.com.br/index.php/novos-componentes/3134-com0151 (acesso em 14/04/2020).

- [29] *PROTOCOLO I2C*, UNIFASF - Universidade Federal do Vale do São Francisco. Disponível em: <http://www.univasf.edu.br/~romulo.camara/novo/wp-content/uploads/2013/11/Barramento-e-Protocolo-I2C.pdf> (acesso em 28/04/2020).
- [30] H. S. Mendonça, *SPI e I2C*, FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Disponível em: <https://paginas.fe.up.pt/~hsm/docencia/comp/spi-e-i2c/> (acesso em 28/04/2020).

Apêndices

APÊNDICE A – ESQUEMÁTICO DA PLACA BASE

Figura A.1 – Esquemático da placa base



Título: *Placa de obtenção de dados de temperatura de PV modules*

Universidade Federal de Santa Catarina
 Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica
 Autor: Alberto Besen Borges

Nov. 2019

APÊNDICE B – CÓDIGO DE PROGRAMAÇÃO DO MICROCONTROLADOR MESTRE

```

1 //Autor: Alberto Besen Borges
2 //Codigo para recebimento de dados de temperatura via comunicacao i2C e
   gravacao em cartao SD
3
4 #include <STM32ADC.h>
5 #include <virtuabotixRTC.h>
6 #include <math.h>
7 #include <SPI.h>
8 #include <SD.h>
9 #include <Wire_slave.h>
10 // *****//
11 File myFile;
12 virtuabotixRTC myRTC(1, 2, 3);
13 // *****//
14 const int QuantosPinos = 7;
15 int dataPoints[QuantosPinos];
16 int atraso = 60000;
17 char Arquivo[15];
18 char Hora[15];
19 float dados_4[7];
20 float dados_5[7];
21 float dados_6[7];
22 float dados_7[7];
23 float dados_8[7];
24 float dados_9[7];
25 float dados_10[7];
26 float dados_11[7];
27 // *****//
28 void setup() {
29     delay(3000);
30     Serial.begin(9600);
31     while (!Serial){}
32     pinMode(LED_BUILTIN, OUTPUT);
33     digitalWrite(LED_BUILTIN, HIGH);
34     //myRTC.setDS1302Time(00, 02, 17, 7, 21, 12, 2019); \\Somente usar para
       arrumar o relógio
35     if (!SD.begin(4)){
36         while (!SD.begin(4)){
37             digitalWrite(LED_BUILTIN, !digitalRead(LED_BUILTIN));
38             delay(100);
39         }
40     }
41     myRTC.updateTime();
42     sprintf(Hora, "%u:%u:%u", myRTC.hours, myRTC.minutes, myRTC.seconds );

```

```
43     sprintf(Arquivo, "%d/%d/%d.csv", myRTC.dayofmonth, myRTC.month, myRTC.year
44         );
45     Wire.begin();           // join i2c bus (address optional for master)
46     digitalWrite(LED_BUILTIN, LOW);
47     }
48     // *****//
49 void loop() {
50     tempo();
51     receber_4();
52     receber_5();
53     receber_6();
54     receber_7();
55     receber_8();
56     receber_9();
57     receber_10();
58     receber_11();
59     salvar();
60     delay(atraso);
61     }
62     // *****//
63 void receber_4() {
64     int j = 0;
65     Wire.requestFrom(4, 7);
66     while(Wire.available()) {
67         int c = Wire.read();
68         dados_4[j] = (c/3.0);
69         j++;
70         media += c;
71     }
72     // *****//
73 void receber_5() {
74     int j = 0;
75     Wire.requestFrom(5, 7);
76     while(Wire.available()) {
77         int c = Wire.read();
78         dados_5[j] = (c/3.0);
79         j++;
80         media += c;
81     }
82     // *****//
83 void receber_6() {
84     int j = 0;
85     Wire.requestFrom(6, 7);
86     while(Wire.available()) {
87         int c = Wire.read();
```

```
89     dados_6[j] = (c/3.0);
90     j++;
91     media += c;
92     }
93 }
94 // *****//
95 void receber_7(){
96     int j = 0;
97     Wire.requestFrom(7,7);
98     while(Wire.available()){
99         int c = Wire.read();
100        dados_7[j] = (c/3.0);
101        j++;
102        media += c;
103    }
104 }
105 // *****//
106 void receber_8(){
107     int j = 0;
108     Wire.requestFrom(8,7);
109     while(Wire.available()){
110         int c = Wire.read();
111         dados_8[j] = (c/3.0);
112         j++;
113         media += c;
114     }
115 }
116 // *****//
117 void receber_9(){
118     int j = 0;
119     Wire.requestFrom(9,7);
120     while(Wire.available()){
121         int c = Wire.read();
122         dados_9[j] = (c/3.0);
123         j++;
124         media += c;
125     }
126 }
127 // *****//
128 void receber_10(){
129     int j = 0;
130     Wire.requestFrom(10,7);
131     while(Wire.available()){
132         int c = Wire.read();
133         dados_10[j] = (c/3.0);
134         j++;
135         media += c;
```

```
136     }
137   }
138   // *****//
139   void receber_11() {
140     int j = 0;
141     Wire.requestFrom(11,5);
142     while(Wire.available()){
143       int c = Wire.read();
144       dados_11[j] = (c/3.0);
145       j++;
146       media += c;
147     }
148   }
149   // *****//
150   void tempo() {
151     myRTC.updateTime();
152     sprintf(Hora, "%u:%u:%u",myRTC.hours ,myRTC.minutes ,myRTC.seconds);
153   }
154   // *****//
155   void salvar() {
156     myRTC.updateTime();
157     sprintf(Arquivo, "%u/%u/%u.csv",myRTC.dayofmonth ,myRTC.month ,myRTC.year);
158     myFile = SD.open(Arquivo, FILE_WRITE);
159     if (myFile) {
160       sprintf(Hora, "%u:%u:%u",myRTC.hours ,myRTC.minutes ,myRTC.seconds);
161       myFile.println(" ");
162       myFile.println(" ");
163       myFile.print(Hora);
164       myFile.print(",1,");
165       for(int i = 0; i < 7; i++){
166         myFile.print(dados_4[i]);
167         myFile.print(",");
168       }
169       // *****//
170       myFile.println(" ");
171       myFile.print(",2,");
172       for(int i = 0; i < 7; i++){
173         myFile.print(dados_5[i]);
174         myFile.print(",");
175       }
176       // *****//
177       myFile.println(" ");
178       myFile.print(",3,");
179       for(int i = 0; i < 7; i++){
180         myFile.print(dados_6[i]);
181         myFile.print(",");
182       }

```



```
183 // *****//
184     myFile.println(" ");
185     myFile.print(",4,");
186     for(int i = 0; i < 7; i++){
187         myFile.print(dados_7[i]);
188         myFile.print(",");
189     }
190 // *****//
191     myFile.println(" ");
192     myFile.print(",5,");
193     for(int i = 0; i < 7; i++){
194         myFile.print(dados_8[i]);
195         myFile.print(",");
196     }
197 // *****//
198     myFile.println(" ");
199     myFile.print(",6,");
200     for(int i = 0; i < 7; i++){
201         myFile.print(dados_9[i]);
202         myFile.print(",");
203     }
204 // *****//
205     myFile.println(" ");
206     myFile.print(",7,");
207     for(int i = 0; i < 7; i++){
208         myFile.print(dados_10[i]);
209         myFile.print(",");
210     }
211 // *****//
212     myFile.println(" ");
213     myFile.print(",8,");
214     for(int i = 0; i < 7; i++){
215         myFile.print(dados_11[i]);
216         myFile.print(",");
217     }
218     myFile.println(" ");
219     myFile.close();
220 }
221 else{
222     while (!SD.begin(4)){
223         digitalWrite(LED_BUILTIN, !digitalRead(LED_BUILTIN));
224         delay(500);
225     }
226     digitalWrite(LED_BUILTIN, LOW);
227 }
228 myFile = SD.open(Arquivo);
229 if (myFile){
```

```
230     myFile.close();
231     }
232     else{
233         while (!SD.begin(4)){
234             digitalWrite(LED_BUILTIN, !digitalRead(LED_BUILTIN));
235             delay(500);
236         }
237         digitalWrite(LED_BUILTIN, LOW);
238     }
239 }
```

APÊNDICE C – CÓDIGO DE PROGRAMAÇÃO DO MICROCONTROLADOR ESCRAVO

```

1 //Autor: Alberto Besen Borges
2 //Codigo para leitura e transmissao de dados de temperatura via comunicacao
  i2C
3
4 #include <STM32ADC.h>
5 #include <math.h>
6 #include <Wire_slave.h>
7 // *****//
8 unsigned int j;
9 unsigned int i;
10 const int QuantosPinos = 7;
11 int dadosLidos[QuantosPinos];
12 int pino = 0;
13 int tempo = 0;
14 int contagem = 200;
15 float ValorLido = 0;
16 float valorTensao = 0.1;
17 float valorResistencia = 0.1;
18 float valorTemperatura = 0.1;
19 float x = 0.0;
20 float y = 0.0;
21 float media = 0.0;
22 float Ref = 0.0;
23 float ResistenciaAxiliar = 20000.0;
24 // *****//
25 void setup() {
26     pinMode(PA0, INPUT_ANALOG);
27     pinMode(PA1, INPUT_ANALOG);
28     pinMode(PA2, INPUT_ANALOG);
29     pinMode(PA3, INPUT_ANALOG);
30     pinMode(PA4, INPUT_ANALOG);
31     pinMode(PA5, INPUT_ANALOG);
32     pinMode(PA6, INPUT_ANALOG);
33     pinMode(PA7, INPUT_ANALOG);
34     pinMode(PB0, INPUT_ANALOG);
35     Serial.begin(9600);
36     pinMode(LED_BUILTIN, OUTPUT);
37     digitalWrite(LED_BUILTIN, LOW);
38     y = (1/298.15);
39     Wire.begin(11);
40     Wire.onRequest(chamadai2C);
41 }
42 // *****//
43 void loop() {

```

```
44     for (j = 0; j < QuantosPinos; j++) {
45         dadosLidos[j] = medir(j);
46     }
47     tempo = 0;
48     while (tempo < 300){
49         tempo++;
50         delay(10);
51     }
52 }
53 // *****//
54 float medir(int pino){
55     media = 0.0;
56     for (i = 0; i < contagem; i++) {
57         Ref = analogRead(PB0);
58         ValorLido = analogRead(pino);
59         valorTensao=(2.128*ValorLido)/Ref;
60         valorResistencia=(ResistenciaAxiliar*(5-valorTensao))/valorTensao;
61         x = log(valorResistencia/100000.0);
62         x /= 3950.0;
63         x += y;
64         x =((1.0/x) - 273.15);
65         media += x;
66     }
67     x = media/contagem;
68     x *= 3.0;
69     return x;
70 }
71 // *****//
72 void chamadai2C() {
73     for (j = 0; j < QuantosPinos; j++) {
74         Wire.write(dadosLidos[j]);
75     }
76 }
```

Anexos

ANEXO A – DATASHEET MÓDULO FOTOVOLTAICO KC200GT



THE NEW VALUE FRONTIER



KC200GT

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE



HIGHLIGHTS OF KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities produce a highly efficient multicrystal photovoltaic module. The conversion efficiency of the Kyocera solar cell is over 16%. These cells are encapsulated between a tempered glass cover and a pottant with back sheet to provide efficient protection from the severest environmental conditions. The entire laminate is installed in an anodized aluminum frame to provide structural strength and ease of installation. Equipped with plug-in connectors.



APPLICATIONS

KC200GT is ideal for grid tie system applications.

- Residential roof top systems
- Large commercial grid tie systems
- Water Pumping systems
- High Voltage stand alone systems
- etc.

QUALIFICATIONS

- **MODULE** : UL1703 certified
- **FACTORY** : ISO9001 and ISO 14001

QUALITY ASSURANCE

Kyocera multicrystal photovoltaic modules have passed the following tests.

- Thermal cycling test
- Thermal shock test
- Thermal / Freezing and high humidity cycling test
- Electrical isolation test
- Hail impact test
- Mechanical, wind and twist loading test
- Salt mist test
- Light and water-exposure test
- Field exposure test

LIMITED WARRANTY

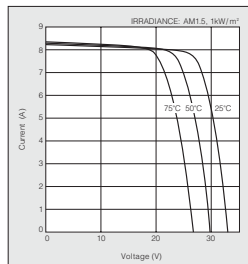
※ 1 year limited warranty on material and workmanship

※ 20 years limited warranty on power output: For detail, please refer to "category IV" in Warranty issued by Kyocera

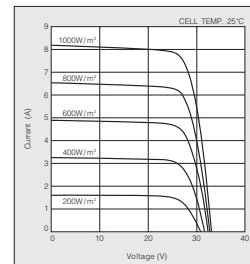
(Long term output warranty shall warrant if PV Module(s) exhibits power output of less than 90% of the original minimum rated power specified at the time of sale within 10 years and less than 80% within 20 years after the date of sale to the Customer. The power output values shall be those measured under Kyocera's standard measurement conditions. Regarding the warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera)

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC200GT at various cell temperatures



Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC200GT at various irradiance levels

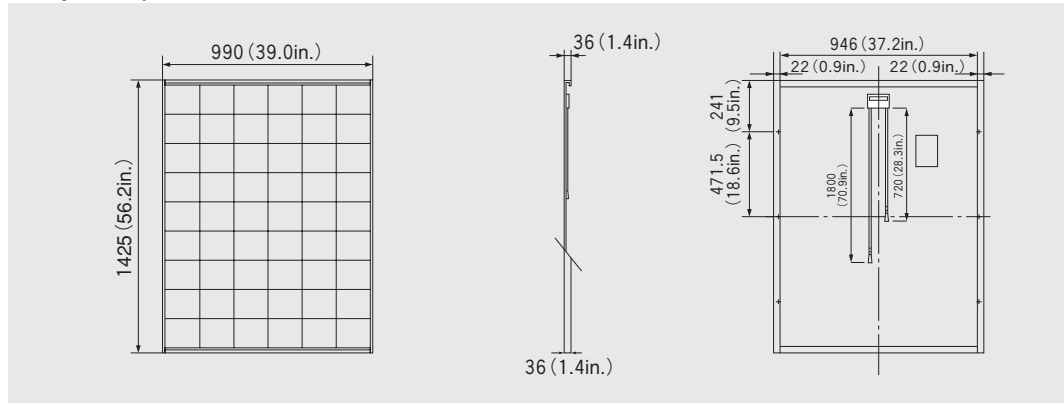


SPECIFICATIONS

KC200GT

Physical Specifications

Unit : mm (in.)



Specifications

Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (Pmax)	200W (+10%/ -5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.3V
Maximum Power Current (Impp)	7.61A
Open Circuit Voltage (Voc)	32.9V
Short Circuit Current (Isc)	8.21A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	-1.23×10 ⁻¹ V/°C
Temperature Coefficient of Isc	3.18×10 ⁻³ A/°C

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25°C

Electrical Performance at 800W/m ² , NOCT, AM1.5	
Maximum Power (Pmax)	142W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	23.2V
Maximum Power Current (Impp)	6.13A
Open Circuit Voltage (Voc)	29.9V
Short Circuit Current (Isc)	6.62A

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 47°C

Cells	
Number per Module	54

Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1425mm(56.2in)×990mm(39.0in)×36mm(1.4in)
Weight	18.5kg(40.7lbs.)
Cable	(+)720mm(28.3in), (-)1800mm(70.9in)

Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	113.6mm(4.5in)×76mm(3.0in)×9mm(0.4in)
IP Code	IP65

Reduction of Efficiency under Low Irradiance	
Reduction	7.8%

Reduction of efficiency from an irradiance of 1000W/m² to 200W/m² (module temperature 25°C)

Please contact our office for further information



KYOCERA Corporation

KYOCERA Corporation Headquarters

CORPORATE SOLAR ENERGY DIVISION
6 Takeda Tobadono-cho
Fushimi-ku, Kyoto
612-8501, Japan
TEL:(81)75-604-3476 FAX:(81)75-604-3475
http://www.kyocera.com

KYOCERA Solar, Inc.

7812 East Acoma Drive
Scottsdale, AZ 85250, USA
TEL:(1)480-948-8003 or (800)223-9580 FAX:(1)480-483-6431
http://www.kyocerasolar.com

KYOCERA Solar do Brasil Ltda.

Av. Guignard 661, Loja A
22790-200, Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, Brazil
TEL:(55)21-2437-8525 FAX:(55)21-2437-2338
http://www.kyocerasolar.com.br

KYOCERA Solar Pty Ltd.

Level 3, 6-10 Talavera Road, North Ryde
N.S.W. 2113, Australia
TEL:(61)2-9870-3948 FAX:(61)2-9888-9588
http://www.kyocerasolar.com.au/

KYOCERA Fineceramics GmbH

Fritz Muller strasse 107, D-73730 Esslingen, Germany
TEL:(49)711-93934-917 FAX:(49)711-93934-950
http://www.kyocerasolar.de/

KYOCERA Asia Pacific Pte. Ltd.

298 Tiong Bahru Road, #13-03/05
Central Plaza, Singapore 168730
TEL:(65)6271-0500 FAX:(65)6271-0600

KYOCERA Asia Pacific Ltd.

Room 801-802, Tower 1 South Seas Centre, 75 Mody Road,
Tsimshatsui East, Kowloon, Hong Kong
TEL:(852)2-7237183 FAX:(852)2-7244501

KYOCERA Asia Pacific Ltd. Taipei Office

10 Fl., No.66, Nanking West Road, Taipei, Taiwan
TEL:(886)2-2555-3609 FAX:(886)2-2559-4131

KYOCERA(Tianjin) Sales & Trading Corporation

19F, Tower C HeQiao Building 8A GuangHua Rd.,
Chao Yang District, Beijing 100026, China
TEL:(86)10-6583-2270 FAX:(86)10-6583-2250

ANEXO B – DATASHEET DO INSTRUMENTO DE MEDIÇÃO PROFITEST-PV



PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

3-349-632-03
6/3.16

- Generator voltage up to 1000 V DC, current up to 20 A DC
- Measurement of short-circuit current ISC, open circuit voltage UOC, instantaneous peak power of a solar cell Pmax, internal series resistance RS, and internal parallel resistance RP
- Automatic conversion of momentary measured values to STC
- Patented calculation process for evaluating PV generators without knowledge of the manufacturer's specifications.
- Patented calculation process for determining the generator's internal series resistance based solely on a measured characteristic I-U curve.
- Separate measurement of temperatures at the irradiation sensor and the back of the module for increased measuring accuracy.
- High level of intrinsic safety thanks to included load disconnecter (1000 V/32 A DC) for all-pole disconnection of the measuring instrument from the PV generator
- Calibrated irradiation sensor per IEC/EN 60904-2 with integrated Pt1000 temperature sensor
- Integrated customer database with bidirectional data exchange
- Integrated module database with bidirectional data exchange
- Software for graphic visualization, evaluation and report generation with integrated database



Applications

The PROFITEST PV allows for the measurement of characteristic I-U curves, as well as individual photovoltaic modules and strings. With the help of a patented process, the instrument is capable of ascertaining peak power, internal series resistance and internal parallel resistance directly on-site **"with only one measurement and without entering module data"**, which are then indicated at a high-resolution color graphic touch-screen which is suitable for use in sunlight. Troubleshooting in PV systems, as well as documentation of system quality, are executed quickly and economically during initial start-up and subsequent testing without a long learning curve. This simple yet decisive test assures safety for the customer and eliminates consequential costs for the installer. Measured peak power can, for example, also be used in order to determine peak ratio. Beyond this, acquired characteristic curves make it possible to draw further conclusions regarding the electrical characteristics of the measured module or string. And thus the instrument is also suitable for R&D.

Features

- Internal data memory for up to several thousand measurements
- Acquired characteristic I-U curve is highly accurate thanks to steady measurement at the capacitive load
- Displayed (calculated) values: peak power P_{PK} , internal series resistance R_S , internal parallel resistance R_P , instantaneous values: U_{pmax} , I_{pmax} , P_{max} , U_{OC} , I_{SC} , FF , T_{mod} , T_{ref} , E_{TRMS}

- Power and temperature measurement via four-conductor cable for error-free results
- Sensors for irradiation and temperature are integrated by means of analog technology with a rugged data transmission line. As a result, irradiation can always be measured in real-time, and irradiation fluctuations are reliably detected within the millisecond range. As a rule, measurement data cannot be transmitted continuously with solutions based on radio transmission, and thus only a snapshot is provided. However, irradiation typically changes by up to several hundred W/m^2 even in the millisecond range.
- Continuous display of momentary irradiation and temperature provides information regarding measuring conditions.
- Universal input allows for use with commercially available irradiation reference sensors, assuring trouble-free on-site use of adapted sensors and sensor replacement.
- Operation of the PROFITEST PV via a PC with direct import of results (e.g. for continuous measurement)
- External power pack with broad-range input for charging the batteries, and for continuous operation of the measuring instrument
- Open interfaces allow for operation of the instrument in special applications as well
- High level of intrinsic safety thanks to included load disconnecter (1000 V / 32 A DC)

PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

Regulations and standard in accordance with which the test instrument is manufactured and tested:

IEC 61010-1/EN 61010-1/ VDE 0411-1	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use – General requirements
EN 60529 VDE 0470, part 1	Test instruments and test procedures Degrees of protection provided by enclosures (IP code)
DIN EN 61326-1 VDE 0843-20-1	Electrical equipment for measurement, control and laboratory use – EMC requirements – Part 1: General requirements

Regulations and Standards for Use of the Test Instrument

IEC 62446 VDE 0126-23	Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection
--------------------------	--

Characteristic Values

Standard Measuring Ranges			
Voltage [V]	Current [A]	Temperature	Irradiation
25, 100, 500, 1000	2, 5, 10, 20	-40 to +100 °C with Pt1000	0 to 1300 W/m ² (standard sensor)

The measuring ranges can be combined with each other. The measuring instrument automatically selects the ideal measuring range.

Computer Unit

Miniature industrial PC, real-time clock, no moving mechanical parts such as hard disks, fans etc.

A-D sampling rate: max. 100 kHz, resolution: 12 bit

Measuring accuracy for characteristic I-U curve better than 1%, peak power $\pm 5\%$

Data from several thousand measurements are automatically saved at the device permanently (flash memory)

Measuring Unit

Sampling rate	Max. 100 kHz,
Resolution	0.01 to 0.25 V, 0.005 to 0.001 A (depending on selected measuring range)
Measuring accuracy	Better than 1% (as from 10 W)

Ascertainment of Peak Power

Tolerance	$\pm 5\%$
Reproducibility	$\pm 2\%$

Measurement duration for separate measurement of individual modules: > 20 ms (approx. 100 pairs of measured values), and thus the capacitive characteristics of the device under test have no influence on measurement.

- 4-conductor measurement cable to the generator prevents systematic voltage measuring errors

- Irradiation reference sensor (Phox) with integrated Pt1000 temperature sensor
- Supplementary measurement of temperature at the back of the module is possible (a second Pt100 input is provided)
- Commercially available reference sensors such as the ISET-Sensor[®] can be connected via interference-free cable connection
- Connection is only permissible to direct voltage sources with current limiting (e.g. photovoltaic generators)

Sensor Connection Pin Allocations

Temperature (external): 4 pin female chassis socket, Lumberg KFV40

Pin 1: current source + (~1 mA)

Pin 2: Pt100 +

Pin 3: Pt100 -

Pin 4: current source - (~1 mA)

Irradiance: 8 pin female chassis socket, Lumberg KFV81 (plug: SV81)

Pin 1: irradiance +

Pin 2: Pt1000 (reference) +

Pin 3: irradiance -

Pin 4: current source + (~1 mA)

Pin 5: current source - (~1 mA)

Pin 6: unused (do not connect)

Pin 7: unused (do not connect)

Pin 8: Pt1000 (reference) -

Ambient Conditions

Accuracy	0 to + 40 °C
Operation	0 to + 40 °C
Storage	-10 to + 85 °C (without batteries)
Relative humidity	
Operation	10 to 90% (non-condensing), no condensation allowed
Storage	5 to 95% no condensation allowed

Power Supply

Rechargeable batteries	Li-Ion-Accumulator, 11.25 V, 8850 mAh, 99.6 Wh (continuous operation: approx. 8 hr.)
Power consumption	Approx. 40 W
External power pack	In: 90 to 263 V AC, 47 to 63 Hz, 40 W, Out: 16 V DC

- UL approval
- Integrated charge controller for protection against overcharging and excessively depleting the batteries
- Charge level indication by means of LED on the housing (status display on the PROFITEST PV)

PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

Display



Display Color LCD with LED backlight
Resolution 480 x 272 pixels
Suitable for use in sunlight

Operation

- Menu driven via touch-screen directly at the instrument
- Operation and evaluation alternatively with Windows software
- Connection to PC: USB, standard B socket
- USB cable: standard USB 2.0 cable

Mechanical Design

Protection IP20
Dimensions W x H x D: 480 mm x 315 mm x 226 mm
Weight Approx. 9,5 kg

Interfaces

The PROFITEST PV is equipped with the following inputs and outputs (except for the jacks for the external power pack, all interfaces are located on the front panel, and are labeled):

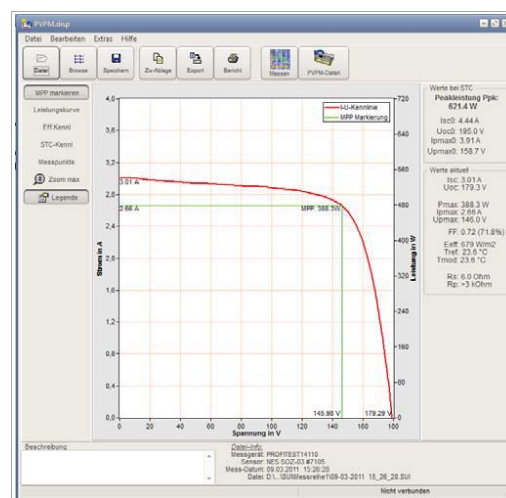
Interface	Function
Mains	External power pack: connection via jack plugs, 5.5 x 2.1 mm
Temperature	Connection for temperature sensor <ul style="list-style-type: none"> • Instruments with 2 temperature measuring inputs: external Pt100 for acquiring temperature at the back of the module • Other instruments: external Pt100 or Pt1000 (depending on variant) for measuring temperature at the back of the reference cell
Irradiation	Connection for irradiation reference sensor (Phox) <ul style="list-style-type: none"> • The Pt100/Pt1000 reference sensor and the measured irradiation value are combined into a single 8-pin plug.
4-wire measurement	Measurement input (voltage measurement)
Current input	Power input (for current measurement)
PC	Connection via USB cable

PC Software Features

PV Analyzer

Software for visualization, evaluation and documentation of measured characteristic curve values with database

- Measured characteristic curve values are read in from the PROFITEST PV
- Graphic representation of the characteristic I-U curve
 - With calculated MPP – maximum power point (Pmax)
 - In comparison with the characteristic power curve
 - In comparison with the TRMS curve
 - In comparison with the STC curve
 - Characteristic I-U curve with display of measuring points
- Representation of measured and calculated values under STC
- Overview of characteristic I-U curves for a given test series in browser window
- Export of measured values or results (e.g. XLS file)
- Generation of test reports (e.g. PDF file)
- Online measurement – graphic representation of the characteristic curve and measured values (also suitable for continuous measurement)
- Online access to the database and file management at the PROFITEST PV
- Compatible with MS Windows® Vista, 7, 8



PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

Included Accessories

Irradiation Reference Sensor (Z360C)

Calibrated monocrystalline irradiation sensor, integrated Pt1000 temperature sensor, with mounting and 10 m connector cable



Mounting of Irradiation Reference Sensor on a PV-Modul



External Pt100 Temperature Sensor, 10 m Long (Z360D)



External Safety Disconnecter (Z360B)

External load disconnecter (1000 V / 25 A) for all-pole disconnection of the measuring instrument from the PV generator



4-Conductor Measurement Cable, 10 m Long (Z360A)

For connecting the load disconnecter and the PV generator



External Power Pack, 16 V DC, 2.5 A (Z360G)

For supplying power to the PROFITEST PV



PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

PROFITEST PV Case System

For the test instrument



For accessories



Optional Accessories

Trolley for PROFITEST PV Case System (Z502V)

can only be used in combination with the accessory case (TOOLS)

Carrying handle retracted



Carrying handle extended



PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

Extension cable for Pt100 (Z360E)



Extension cable for Referenz-Sensor (Z360F)



PV Adapter Set MC3-MC4 (Z360K)



PV Adapter Set SUNCLIX-MC4 (Z360H)



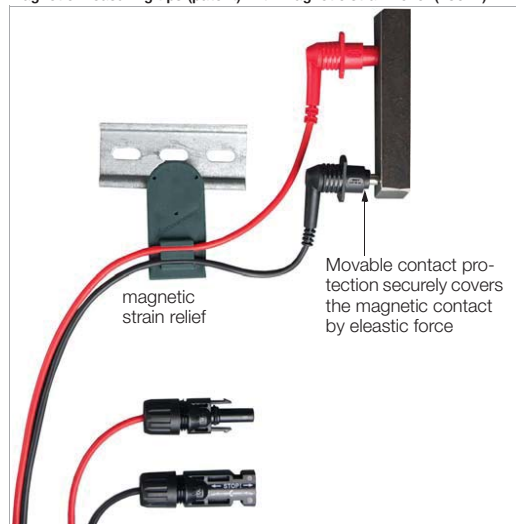
PV Adapter Set TYCO-MC4 (Z360J)



PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

Magnetic measuring tips (patent) with magnetic strain relief (Z502Y)



Order Information

Description	Type	Article Number
Peak power measuring instrument and curve tracer for PV modules and strings (measurement at capacitive load) including accessories	PROFITEST PV	M360A ¹
Trolley for case system	Trolley	Z502V
4-wire-Power-Measurement-Cable (Set) for PROFITEST PV, 2 x 10 m	4-wire-Measurement-Cable 10 m	Z360A
4-wire-Power-Measurement-Cable (Set) for PROFITEST PV, 2 x 25 m	4-wire-Measurement-Cable 25 m	Z360L
External Safety Disconnecter (4-pin) 1.000 V DC / 32 A DC, SANTON X-TYPE in housing IP65, Multi Contact MC – Safety lab plugs / -sockets 4 mm	External Safety Disconnecter	Z360B
Irradiation Reference Sensor with integrated Pt100 temperature sensor, 10 m	Irradiation Reference Sensor	Z360C
Surface probe for temperature Pt100, stainless steel housing, IP54, temperature range –30 °C until +150 °C, Accuracy class DIN 1/3 B, 4-conductor measurement cable, 10 m	PV-Surface probe Pt100	Z360D
Extension cable for external surface probe Pt100, 10 m for PROFITEST PV	Extension cable for Pt100	Z360E
Extension cable for Reference sensor with integrated temperature sensor Pt 1000, 10 m for PROFITEST PV	Extension cable for Reference sensor	Z360F
Charger for Profitest PV, wide range input 90-264 V AC, output 16 V DC (Mascot)	Charger for PROFITEST PV	Z360G
Solar connection cable, length 300 mm, diameter 4 mm ²	PV Adapter Set MC3-MC4	Z360K
Solar connection cable, length 300 mm, diameter 4 mm ²	PV Adapter Set SUNCLIX-MC4	Z360H
Solar connection cable, length 300 mm, diameter 4 mm ²	PV Adapter Set TYCO-MC4	Z360J
2 magnetic measuring tips with contact protection – Set with magnetic holder 5,5 mm in diameter insulated with MC4 plug (for Photovoltaic Tester), CAT III 1.000 V / 4 A, temperature between –10 °C and 60 °C, under standard conditions and flat-head screws holding force 1.200 g vertical to contact area	Set 2 – Magnetic Measuring Tips	Z502Y

¹ Factory calibration certificate optionally available

PROFITEST | PV

Peak Power Measuring Instrument and Curve Tracer for PV Modules and Strings (Measurement at Capacitive Load)

Edited in Germany • Subject to change without notice • PDF version available on the Internet

 **GOSSEN METRAWATT**
GMC-I Messtechnik GmbH
Südwestpark 15
90449 Nürnberg • Germany

Phone: +49 911 8602-111
Fax: +49 911 8602-777
e-mail info@gossenmetrawatt.com
www.gossenmetrawatt.com