

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

METODOLOGIA E INSTRUMENTAÇÃO PARA ENSAIOS DE SÉRIES
E ARRANJOS FOTOVOLTAICOS DE GRANDE PORTE

Fernando Schuck de Oliveira

Tese de Doutorado

Porto Alegre, Maio de 2020

METODOLOGIA E INSTRUMENTAÇÃO PARA ENSAIOS DE SÉRIES
E ARRANJOS FOTOVOLTAICOS DE GRANDE PORTE

por

Fernando Schuck de Oliveira

Mestre em Engenharia

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

Doutor em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Aprovada por:

Prof. Dr. Roberto Zilles IEE-USP

Prof. Dr. Fabiano Perin GasparinPPGE3M-UFRGS

Prof.^a Dra. Adriane Prisco Petry PROMEC-UFRGS

Prof. Dr. Fernando Marcelo Pereira
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 28 de Maio de 2020

You cannot hope to build a better world without improving the individuals. To that end, each of us must work for his own improvement and, at the same time, share a general responsibility for all humanity, our particular duty being to aid those to whom we think we can be most useful.

— Marie Curie

Para minha esposa, Eliane

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente ao meu orientador, Arno Krenzinger, pela confiança em meu trabalho e por todo o conhecimento que adquiri durante os anos de convivência no LABSOL.

Ao amigo César Prieb por todo seu apoio, providencial em alguns momentos, meu muito obrigado.

À minha esposa, Eliane, pelo apoio, paciência e compreensão durante todo o tempo em que estive dedicado ao doutorado.

Aos meus pais, Sedonia e Wilson (*in memoriam*), pelos valores ensinados.

Agradeço também ao pessoal do laboratório, em especial aos colegas José Eduardo e Aguiar, pela amizade.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico (CNPq) pela bolsa de estudos e pelo auxílio financeiro proveniente do projeto de pesquisa n° 408046/2023-9.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

À Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) pela cedência dos ensaios na usina fotovoltaica do Centro Administrativo Fernando Ferrari (CAFF).

RESUMO

Para a operação e manutenção de sistemas de geração de eletricidade que utilizam a tecnologia fotovoltaica, diversos testes elétricos e não elétricos devem ser conduzidos durante sua vida útil. Um dos ensaios relevantes é o que permite levantar a curva $I-V$ (corrente *versus* tensão) do gerador fotovoltaico, pois através da análise da sua curva característica é possível chegar a resultados que permitem avaliar o seu desempenho e qualidade além de permitir o diagnóstico de alguns defeitos previstos. Para a sua obtenção é necessário aplicar um equipamento específico que atenda os limites de tensão e corrente da amostra que está sendo testada. Assim, este trabalho descreve as etapas de desenvolvimento e construção de um equipamento traçador de curvas $I-V$ para aplicação em arranjos fotovoltaicos com tensões e correntes de até 1.200 V e 100 A, respectivamente. A proposta contempla o desenvolvimento do hardware e do software necessário para avaliação dos parâmetros elétricos possíveis de serem extraídos do ensaio de curva $I-V$. Também foi proposta uma metodologia com objetivo de orientar o diagnóstico de falhas através da forma da curva $I-V$. A calibração do instrumento permitiu avaliar que a incerteza elétrica na medida da tensão e da corrente foi inferior a 0,6% nas quatro escalas, considerando o pior caso. As medidas de temperatura de célula e irradiância solar apresentam incertezas absolutas de 0,6 °C e 35 W/m², respectivamente. Através dos ensaios realizados em um arranjo de 50 kW de uma usina fotovoltaica, foi possível avaliar o desempenho do equipamento, comprovando que apresenta as características necessárias para uso em sistemas fotovoltaicos de grande porte.

Palavras-chave: Energia solar; Traçador de curvas $I-V$; Carga capacitiva; Arranjos fotovoltaicos.

ABSTRACT

Several electrical and non-electrical tests must be conducted throughout the life cycle of a photovoltaic plant, either for the operation as well as the maintenance of electricity generation systems using this technology. One of the most significant test is the determination of the photovoltaic device I-V curve. From the analysis of the I-V curve the quality and performance of the photovoltaic generator can be evaluated and many defects can be detected and diagnosed. Therefore, an apparatus capable of withstanding the voltage and current limits of the specimen under test is required. This work proposes the steps of development and construction of an I-V curve tracer device for applications in photovoltaic systems with voltages up to 1,200 V and currents up to 100 A. This proposal contemplates the development of the hardware and software necessary to evaluate the electrical parameters that can be inferred from the I-V curve test. A methodology was also proposed in order to guide the diagnosis of failures from the analysis of the the I-V curve shape. The calibration of the instrument revealed that the electrical uncertainties in the measurement of voltage and current were less than 0.6% in the four scales, considering the worst case. The absolute uncertainty in the measurement of temperature was of 0.6 °C and in the irradiance was of 35 W/m². From the tests carried out in a 50 kW array of a PV plant it was possible to evaluate the performance of the equipment, demonstrating that it has the necessary characteristics for use in large PV systems.

Keywords: Solar energy; *I-V* curve tracer; Capacitive load; PV array.

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Justificativa.....	3
1.2 Objetivo Geral	4
1.3 Objetivos Específicos	4
1.4 Escopo da Tese	4
2 TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	6
2.1 Efeito Fotovoltaico	6
2.2 Gerador Fotovoltaico.....	7
2.2.1 Célula Solar Fotovoltaica.....	8
2.2.2 Módulo Fotovoltaico.....	9
2.2.3 Série de Módulos Fotovoltaicos.....	11
2.2.4 Arranjo Fotovoltaico	11
2.3 Circuito Equivalente.....	12
2.4 Curva Característica	13
2.4.1 Efeito da Irradiância sobre a Curva Característica.....	15
2.4.2 Efeito da Temperatura sobre a Curva Característica.....	17
2.4.3 Efeito das Resistências Série e Paralela	17
3 CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DE ARRANJOS FV	19
3.1 Uso de Carga Capacitiva na Caracterização de Geradores Fotovoltaicos.....	19
3.2 Norma Técnica Internacional IEC 61829.....	25
3.2.1 Instrumentação	26
3.2.1.1 Medida da Irradiância.....	26
3.2.1.2 Medida da Temperatura do Módulo.....	26
3.2.1.3 Medidas Elétricas – Corrente e Tensão.....	27
3.2.2 Procedimentos de Ensaio	27
3.2.2.1 Escolha das Condições Climáticas Adequadas para o Ensaio	27
3.2.2.2 Limpeza dos Módulos	27
3.2.2.3 Verificação de Sombreamentos.....	28
3.2.2.4 Verificação da Uniformidade da Irradiância	28

3.2.2.5	Montagem do Dispositivo de Referência	28
3.2.2.6	Preparação para a Medida da Temperatura do Arranjo Fotovoltaico	28
3.2.2.7	Conexão do Instrumento ao Arranjo Fotovoltaico	29
3.2.2.8	Registro dos Dados e das Condições de Medida.....	29
3.2.2.9	Registro das Características Espectrais	30
3.2.2.10	Seleção do Módulo Típico e Extremo.....	30
3.2.3	Análises	30
3.2.3.1	Correção da Medida da Irradiância para Desvios da Condição de Referência	30
3.2.3.2	Cálculo da Temperatura Média do Arranjo Fotovoltaico Sob Teste.....	31
3.2.3.3	Cálculo da Temperatura de Junção	31
3.2.3.4	Translação da Curva <i>I-V</i>	31
3.2.3.5	Correção para Perdas por Sujidade	31
3.2.4	Relatório.....	31
3.3	Norma Brasileira ABNT NBR 16274	32
3.3.1	Procedimento para as Medidas de V_{OC} e I_{SC}	32
3.3.2	Procedimento para a Medida da Potência do Arranjo Fotovoltaico	32
3.3.3	Identificação de Defeitos em Módulos/Arranjos Fotovoltaicos ou Problemas de Sombreamento.....	33
3.4	Diagnóstico de Falhas em Sistemas Fotovoltaicos Através da Curva <i>I-V</i>	33
4	METODOLOGIA PARA ENSAIOS DE SÉRIES E ARRANJOS FOTOVOLTAICOS.....	37
5	DESENVOLVIMENTO DO EQUIPAMENTO	43
5.1	Limitações do Equipamento Traçador de Curvas <i>I-V</i> Construído Previamente	43
5.2	Atualização do Equipamento Traçador de Curvas <i>I-V</i>	43
5.2.1	Circuitos	44
5.2.1.1	Circuito para Medir Tensão.....	46
5.2.1.2	Circuito para Medir Corrente	48
5.2.1.3	Circuito para Medir Irradiância Solar	49
5.2.1.4	Circuito para Medir Temperatura de Célula.....	50
5.2.1.5	Circuito de Proteção	50
5.2.1.6	Circuito de Polarização	51
5.2.1.7	Circuito de Acionamento dos IGBTs	52
5.2.1.8	Circuito Microcontrolado (circuito lógico programável).....	53

5.2.1.9	Circuito de Gerenciamento de Energia	56
5.2.2	Software de Operação e Controle	57
6	AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO EQUIPAMENTO.....	60
6.1	Avaliação Preliminar de Desempenho do Equipamento na Obtenção da Curva $I-V$	60
6.2	Calibração dos Canais de Medição de Corrente e Tensão	63
6.3	Incerteza da Potência Máxima Devido à Instrumentação	66
6.4	Calibração dos Canais de Medida de Temperatura e Irradiância	67
6.5	Avaliação de Desempenho do Equipamento em Medidas de Série e Arranjos Fotovoltaicos	68
6.6	Avaliação de Falhas Usando o Equipamento Desenvolvido	75
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
7.1	Sugestões para Continuidade da Pesquisa	82
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
	APÊNDICE A – Fotos do Equipamento.....	89
	APÊNDICE B – Modelo de Relatório.....	91
	APÊNDICE C – Incerteza na Determinação da Potência Máxima	92
C.1	Incerteza na Determinação de V_{OC}	92
C.2	Incerteza na Determinação de I_{SC}	93
C.3	Incerteza na Determinação da P_M	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Capacidade adicionada mundialmente pelas principais fonte de geração de eletricidade em 2018.....	2
Figura 1.2 – Evolução mundial da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos entre os anos 2000 e 2018.....	2
Figura 1.3 – Evolução das instalações fotovoltaicas com geração centralizada e distribuída no Brasil entre 2017 e 2019.....	3
Figura 2.1 – Representação esquemática de uma junção PN.....	7
Figura 2.2 – Hierarquia de geradores fotovoltaicos.....	8
Figura 2.3 – Resumo das tecnologias de fabricação de células solares.....	8
Figura 2.4 – Estrutura básica de uma célula solar de silício cristalino.....	9
Figura 2.5 – Esquema elétrico de ligação para as duas tecnologias de módulos de 60 células, sendo em (a) o módulo de 60 células completas e em (b) o de 120 meias células.....	10
Figura 2.6 – Estrutura típica de um módulo fotovoltaico de silício cristalino.....	11
Figura 2.7 – Exemplo de um arranjo fotovoltaico.....	12
Figura 2.8 – Modelo de um diodo.....	12
Figura 2.9 – Curva característica de um módulo fotovoltaico.....	14
Figura 2.10 – Curvas $I-V$ com e sem sombreamento para uma série fotovoltaica.....	15
Figura 2.11 – Resposta de V_{OC} e I_{SC} à variação da irradiância.....	16
Figura 2.12 – Curva $I-V$ de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de irradiância (a temperatura e o espectro solar são considerados constantes).....	16
Figura 2.13 – Curva $I-V$ de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de temperatura.....	17
Figura 2.14 – Efeito da resistência série na curva $I-V$ de um módulo.....	18
Figura 2.15 – Efeito da resistência paralela na curva $I-V$ de um módulo.....	18
Figura 3.1 – Diagrama do traçador de curvas $I-V$ desenvolvido pelo LeRC.....	21
Figura 3.2 – Diagrama de blocos do traçador de curvas desenvolvido por Warner e Cox (1982).....	21
Figura 3.3 – Carga capacitiva desenvolvida por Muñoz e Lorenzo.....	22
Figura 3.4 – Comportamento da corrente e da tensão no gerador fotovoltaico durante o transiente de carga do capacitor.....	23
Figura 3.5 – Diagramas para escolha da capacitância a partir dos valores de I_{SC} e V_{OC} , sendo	

em (a) para um tempo de aquisição de 100 ms e em (b) 20 ms.....	24
Figura 3.6 – Evolução da corrente e da tensão no gerador fotovoltaico durante o transiente de carga do capacitor quando os pontos são capturados com taxa de amostragem de 12,5 kHz..	25
Figura 3.7 – Padrões de defeitos detectáveis através da curva $I-V$, sendo (a) efeito semelhante à redução da irradiância solar, (b) redução da V_{OC} , (c) redução da I_{SC} , (d) aumento da R_S , (e) redução da R_P , (f) pontos de inflexão e (g) redução da R_P , aumento da R_S e redução da V_{OC} .	35
Figura 4.1 – Curvas interpoladas com 20 e 50 pontos obtidas a partir uma curva medida.	40
Figura 4.2 – Curvas $I-V$ de um módulo obtidas antes e após a exposição solar.....	41
Figura 4.3 – Curvas $I-V$ de um módulo obtidas antes e após a exposição solar e a obtida pelo software CREARRAY.....	42
Figura 5.1 – Diagrama de blocos do circuito principal.	45
Figura 5.2 – PCI do circuito principal.	45
Figura 5.3 – Foto do equipamento.....	46
Figura 5.4 – Diagrama de blocos do circuito para medir tensão.	47
Figura 5.5 – Sensor de corrente CSNF661.	48
Figura 5.6 – Diagrama de blocos do circuito para medir corrente.	49
Figura 5.7 – Diagrama de blocos do circuito para medir irradiância solar.	49
Figura 5.8 – Diagrama de blocos do circuito para medir temperatura de célula.	50
Figura 5.9 – Diagrama de blocos de um dos canais do circuito de proteção.....	51
Figura 5.10 – Diagrama esquemático do circuito de polarização.....	52
Figura 5.11 – Circuito de polarização.	52
Figura 5.12 – Diagrama de blocos do circuito de acionamento dos IGBTs.....	53
Figura 5.13 – PCI do circuito de acionamento dos IGBTs.....	53
Figura 5.14 – Fluxograma de funcionamento do equipamento ao levantar uma curva $I-V$	55
Figura 5.15 – Sequência de acionamento dos IGBTs.....	56
Figura 5.16 – Diagrama de blocos do circuito de gerenciamento de energia.....	57
Figura 5.17 - PCI do circuito de gerenciamento de energia.	57
Figura 5.18 – Tela de configurações do software.....	58
Figura 5.19 – Tela principal do software.....	59
Figura 5.20 – Tela de análises.	59
Figura 6.1 – Curvas obtida com o protótipo e os equipamentos comerciais PVE e EKO no ensaio 1.....	61
Figura 6.2 – Curvas obtida com o protótipo e os equipamentos comerciais PVE e EKO no ensaio 2.....	62

Figura 6.3 – Diagrama esquemático de um arranjo da usina.....	69
Figura 6.4 – Curva $I-V$ das 12 séries fotovoltaicas do arranjo ensaiado da usina fotovoltaica.....	71
Figura 6.5 – Curvas $I-V$ da série fotovoltaica 12 determinadas pelo protótipo e pelo equipamento PVE e levadas à condição padrão de teste.	73
Figura 6.6 – Curvas $I-V$ obtidas com a ligação em paralelo das séries fotovoltaicas que compõem o arranjo submetido ao teste.	74
Figura 6.7 – Comportamento de (a) I_{SC} , (b) I_{MP} e P_M , em um arranjo fotovoltaico, de acordo com o aumento do número de séries fotovoltaicas associadas.....	75
Figura 6.8 – Curvas sintetizadas pelo software CREARRAY para série fotovoltaica oito, sendo uma de referência e outra com um módulo completamente sombreado.	76
Figura 6.9 – Curvas sintetizadas pelo software CREARRAY para série fotovoltaica oito, sendo uma de referência e outra com um módulo completamente coberto e um módulo com uma célula com radiação bloqueada em 50% e outra em 20%.	76
Figura 6.10 – Curvas sintetizadas pelo software CREARRAY para série fotovoltaica oito, sendo uma de referência e outra com um módulo tendo o bloqueio de 70% da radiação em uma célula.....	77
Figura 6.11 – Curva de referência da série fotovoltaica oito e a medida com um módulo completamente coberto.....	77
Figura 6.12 – Curva de referência da série fotovoltaica oito e a medida com um módulo completamente coberto e um módulo com uma célula com radiação bloqueada em 50% e outra em 20%.....	78
Figura 6.13 - Curva de referência da série fotovoltaica oito e a medida com um módulo tendo o bloqueio de 70% da radiação em uma célula.	78
Figura 6.14 – Tela de análises do software do equipamento com a curva da Figura 6.12.	79
Figura 6.15 – Curvas $I-V$, com falhas, obtidas com (a) 50 pontos e (b) 100 pontos.	80
Figura A.1– Painel do equipamento.	89
Figura A.2 – Vista interna do equipamento.....	89
Figura A.3 – Compartimento interno, mostrando os circuitos.	90
Figura A.4 – Cabos e sensores.	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Comparação das dimensões físicas de dois traçadores de curvas $I-V$ de 10 kW, sendo um com carga resistiva e outro de capacitiva.....	20
Tabela 4.1 – RMSE e as diferenças calculadas para I_{SC} , V_{OC} e P_M , considerando o módulo antes e após a limpeza.	41
Tabela 4.2 – RMSE e as diferenças calculadas para I_{SC} , V_{OC} e P_M , considerando o módulo antes e após a limpeza e usando a curva gerada pelo CREARRAY com referência.	42
Tabela 5.1 – Relação entre o ganho do amplificador do circuito de tensão, a tensão do fundo de escala e a resolução do equipamento.	47
Tabela 5.2 – Relação entre o ganho do amplificador do circuito de corrente, o sensor utilizado, a corrente do fundo de escala e a resolução do equipamento.	48
Tabela 6.1 – Características elétricas nominais de um arranjo do sistema conectado à rede do LABSOL.....	60
Tabela 6.2 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial PVE no ensaio 1.....	61
Tabela 6.3 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial EKO no ensaio 1.	61
Tabela 6.4 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial PVE no ensaio 2.....	62
Tabela 6.5 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial EKO no ensaio 2.	62
Tabela 6.6 – Incertezas dos instrumentos comerciais nas escalas utilizadas nos ensaios 1 e 2.	63
Tabela 6.7 – Incerteza elétrica do canal de medição da tensão.	65
Tabela 6.8 – Incerteza elétrica do canal de medição da corrente.	66
Tabela 6.9 – Incerteza elétrica da na determinação da potência máxima.....	67
Tabela 6.10 – Valores das componentes de incerteza da instrumentação.	68
Tabela 6.11 – Parâmetros elétricos das 12 séries fotovoltaicas.....	72
Tabela 6.12 – Parâmetros elétricos de cada subarranjo obtido com a ligação em paralelo das série fotovoltaicas.	74
Tabela C.1 – Incertezas na determinação de V_{OC}	93
Tabela C.2 – Incertezas na determinação de I_{SC}	93
Tabela C.3 – Incertezas na determinação de P_M	94

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BSF	(<i>Back Surface Field</i>) Campo Retrodifusor
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Cobre Índio Gálio Selênio
CIS	Cobre Índio Selênio
CPV	(<i>Concentrator Photovoltaics</i>) Energia Solar FV com Concentração
DSSC	(<i>Dye Sensitized Solar Cell</i>) Células Solares Sensibilizadas por Corante
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
IDE	(<i>Integrated Development Environment</i>) Ambiente Integrado de Desenvolvimento
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IGBT	(<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>) Transistor Bipolar de Porta Isolada
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da UFRGS
LeRC	Lewis Research Center
LID	(<i>Light Induced Degradation</i>) Degradação Induzida pela Luz
NBR	Norma Brasileira
OPV	(<i>Organic Photovoltaic</i>) Célula Solar Orgânica
PCI	Placa de Circuito Impresso
PID	(<i>Potential Induced Degradation</i>) Degradação Induzida por Potencial
RAM	(<i>Random Access Memory</i>) Memória de Acesso Aleatório
RMSE	(<i>Root Mean Square Error</i>) Raiz Quadrada do Erro Quadrado Médio
SPE	Solar Power Europe
SPI	(<i>Serial Peripheral Interface</i>) Interface Periférica Serial
STC	(<i>Standard Test Conditions</i>) Condições Padrão de Teste
UCP	Unidade de Condicionamento de Potência
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área do gerador fotovoltaico	[m ²]
C	Capacitância do capacitor	[F]
C_I	Correção para corrente	[A]
C_V	Correção para a tensão	[V]
FF	Fator de forma	[-]
G	Irradiância Solar	[W/m ²]
I	Corrente gerada	[A]
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo	[A]
I_A	Corrente no arranjo	[A]
I_D	Corrente através do diodo	[A]
I_L	Corrente fotogerada	[A]
I_M	Corrente no módulo	[A]
I_{MP}	Corrente de máxima potência	[A]
I_{MRD}	Corrente de curto circuito da célula de referência	[A]
I_P	Corrente de fuga através da resistência paralela	[A]
I_{prot}	Corrente média do protótipo	[A]
I_{ref}	Corrente de referência	[A]
I_{SC}	Corrente de curto circuito	[A]
I_{SRO}	Corrente de curto circuito da célula de referência corrigida com a temperatura	[A]
J_{SC}	Densidade de corrente de uma célula solar na condição de curto circuito	[A/m ²]
k_B	Constante de Boltzmann	[J/K]
m	Fator de idealidade	[-]
N_C	Número de células conectadas em série em um módulo	[-]
N_M	Número de módulos conectados em série	[-]
N_P	Número de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo	[-]
N_S	Número de células conectadas em série	[-]
P_M	Potência máxima	[W]
$P_{M,ref}$	Potência máxima da curva de referência	[W]
$P_{med,i}$	I-ésima potência na curva medida	[W]
$P_{ref,i}$	I-ésima potência na curva de referência	[W]
q	Carga do elétron	[C]

r_I	Resolução da escala de corrente selecionada no protótipo	[-]
R_P	Resistência Paralela	[Ω]
R_S	Resistência Série	[Ω]
r_V	Resolução da escala de tensão selecionada no protótipo	[-]
T	Temperatura da célula	[K]
T_D	Temperatura da célula de referência	[K]
T_{RO}	Temperatura de calibração da célula de referência	[K]
t_S	Tempo de carga do capacitor	[s]
u_I	Incerteza combinada da medida da corrente pelo protótipo	[A]
U_I	Incerteza expandida do canal de medição da corrente	[A]
$U_{I, mult}$	Incerteza expandida da medida da tensão pelo multímetro	[V]
$u_{I, ref}$	Incerteza padrão da corrente	[A]
$u_{I, mult}$	Incerteza padrão da medida da tensão pelo multímetro	[V]
$u_{I, prot}$	Incerteza padrão da corrente média do protótipo	[A]
$u_{I, r, prot}$	Incerteza da resolução do canal de medição da corrente do protótipo	[A]
$u_{I, ref}$	Incerteza padrão da corrente de referência	[A]
$u_{I, res}$	Incerteza padrão do resistor padrão	[Ω]
$U_{I, res}$	Incerteza expandida do resistor padrão	[Ω]
u_V	Incerteza combinada da medida da tensão pelo protótipo	[V]
U_V	Incerteza expandida do canal de medição da tensão	[V]
$u_{V, prot}$	Incerteza padrão da tensão média do protótipo	[V]
$u_{V, r, prot}$	Incerteza da resolução do canal de medição da tensão do protótipo	[V]
$u_{V, ref}$	Incerteza padrão da tensão de referência	[V]
$U_{V, ref}$	Incerteza expandida da tensão de referência	[V]
V	Tensão na célula	[V]
V_A	Tensão no arranjo	[V]
V_M	Tensão no módulo	[V]
V_{MP}	Tensão de máxima potência	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	[V]
V_{prot}	Tensão média do protótipo	[V]
V_{ref}	Tensão de referência	[V]

Caracteres Gregos

α_R	Coeficiente da variação da corrente de curto circuito com a temperatura	[A/K]
δI	Incerteza elétrica da medida da corrente	[A]
δG	Incerteza da medida da irradiância	[W/m ²]
δG_{instr}	Incerteza da irradiância devido à instrumentação	[W/m ²]
δG_{sensor}	Incerteza da irradiância devido ao sensor	[W/m ²]
δP	Incerteza elétrica da medida da potência	[W]
δT	Incerteza na medida da temperatura	[°C]
δV	Incerteza elétrica da medida da tensão	[V]
η	Eficiência de conversão	[-]
$\nu_{I,eff}$	Graus de liberdade efetivos da incerteza da corrente medida pelo protótipo	[-]
$\nu_{I,mult}$	Graus de liberdade da incerteza do multímetro	[-]
$\nu_{I,prot}$	Graus de liberdade da incerteza do protótipo na medida da corrente	[-]
$\nu_{I,r,prot}$	Graus de liberdade da incerteza da resolução do protótipo na medida da corrente	[-]
$\nu_{I,res}$	Graus de liberdade da incerteza do resistor	[-]
$\nu_{V,eff}$	Graus de liberdade efetivos da incerteza da tensão medida pelo protótipo	[-]
$\nu_{V,prot}$	Graus de liberdade da incerteza do protótipo na medida da tensão	[-]
$\nu_{V,r,prot}$	Graus de liberdade da incerteza da resolução do protótipo na medida da tensão	[-]
$\nu_{V,ref}$	Graus de liberdade da incerteza da tensão de referência	[-]

1 INTRODUÇÃO

A tecnologia fotovoltaica pode ser empregada para formar sistemas de geração centralizada, distribuída ou isolada. Cada segmento apresenta diferentes aspectos socioeconômicos, atendendo a diferentes demandas do desenvolvimento social e do planejamento estratégico de um país. No que se refere a este último, é possível destacar a diversificação da matriz elétrica e a diminuição da penetração de fontes que usam combustíveis fósseis, tornando-a, também, uma alternativa para a redução da emissão de gases de efeito estufa produzidos por termelétricas, por exemplo.

Nos últimos anos houve grande crescimento na instalação de sistemas de geração de eletricidade a partir da conversão fotovoltaica no mundo. No ano de 2018, a China instalou 44,4 GW; a Índia, 10,8 GW e os Estados Unidos, 10,6 GW. Atualmente a China, com aproximadamente 176 GW acumulados, lidera o mercado fotovoltaico, sendo o país com maior potência instalada. Na sequência estão os Estados Unidos e o Japão com 62,2 GW e 56 GW, respectivamente. A capacidade global adicionada em 2018 superou 102 GW, e a total instalada no ano acumulou em 509,3 GW [IEA, 2019; SPE, 2019]. A Figura 1.1 mostra a potência adicionada em 2018 para as principais fontes de geração de eletricidade, permitindo observar que a maior contribuição é da geração solar. A evolução da capacidade instalada para geração fotovoltaica entre os anos 2000 e 2018 pode ser vista na Figura 1.2.

A previsão de crescimento mundial da potência instalada em sistemas fotovoltaicos, considerando um cenário menos conservador, é de superar a potência de 1,6 TW em 2023, permanecendo a China como líder no mercado [SPE, 2019]. Em termos da penetração desta fonte na matriz elétrica de um país, destaca-se Honduras com 14% da sua demanda de energia elétrica suprida por sistemas fotovoltaicos e também a Alemanha, Grécia, Itália e Chile, cuja penetração supera 7% [IEA, 2019].

O Brasil, em 2017, esteve entre os 10 países que mais instalaram sistemas fotovoltaicos no mundo [IEA, 2018]. Foi neste ano que ocorreu o maior incremento de potência, passando de pouco mais 23 MW [ANEEL, 2017a] para mais de 935 MW¹ [ANEEL, 2017b] em geração centralizada. Atualmente esta modalidade ultrapassa 2,7 GW de potência instalada, contribuindo com 1,6% na capacidade da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2020a) e a geração distribuída supera 2,4 GW [ANEEL, 2020b]. A Figura 1.3 mostra a evolução das

¹ Neste cálculo estão sendo consideradas a geração centralizada e os sistemas isolados com registro, excluindo-se sistemas de geração distribuída com até 1 MW que atendem a resolução normativa ANEEL 482/2012.

instalações fotovoltaicas em geração centralizada e distribuída no Brasil entre 2017 e 2019.

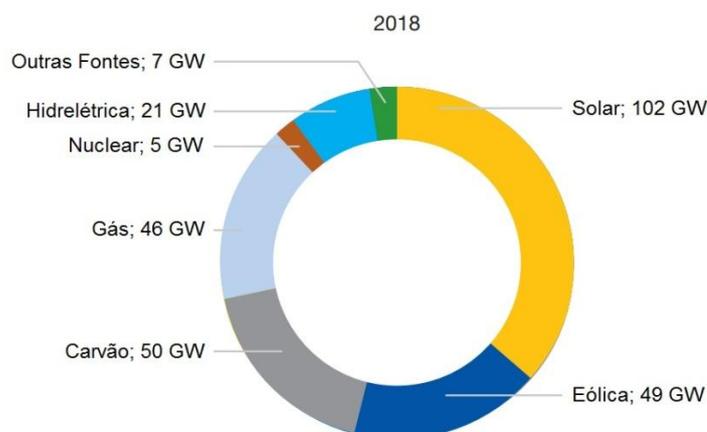


Figura 1.1 – Capacidade adicionada mundialmente pelas principais fonte de geração de eletricidade em 2018. [Adaptado de SPE, 2019].

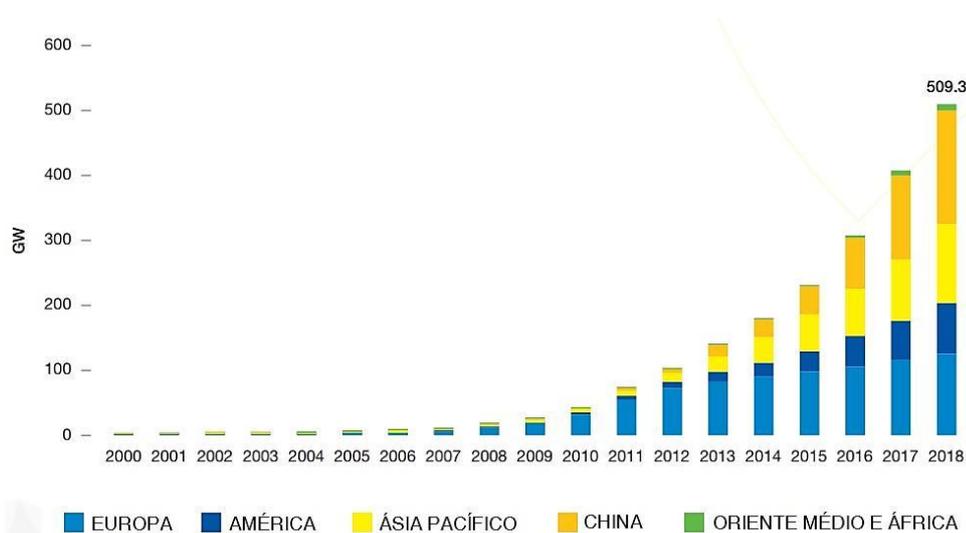


Figura 1.2 – Evolução mundial da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos entre os anos 2000 e 2018. [Adaptado de SPE, 2019].

Existem perspectivas de aumentar a penetração desta fonte no Brasil. De acordo com Plano Decenal de Expansão da Energia 2029, uma publicação da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), considerando o seu cenário de referência, a previsão é que seja incrementado, entre os anos de 2023 e 2029, 1 GW por ano, acumulando no final do período 10,6 GW em geração centralizada. Para geração distribuída, a estimativa é de atingir, até o ano de 2029, aproximadamente da 9,5 GW de potência instalada, considerando o cenário de referência que leva em conta a revisão da resolução normativa 482 [ANEEL, 2012] e do modelo tarifário para baixa tensão no país [EPE, 2020].

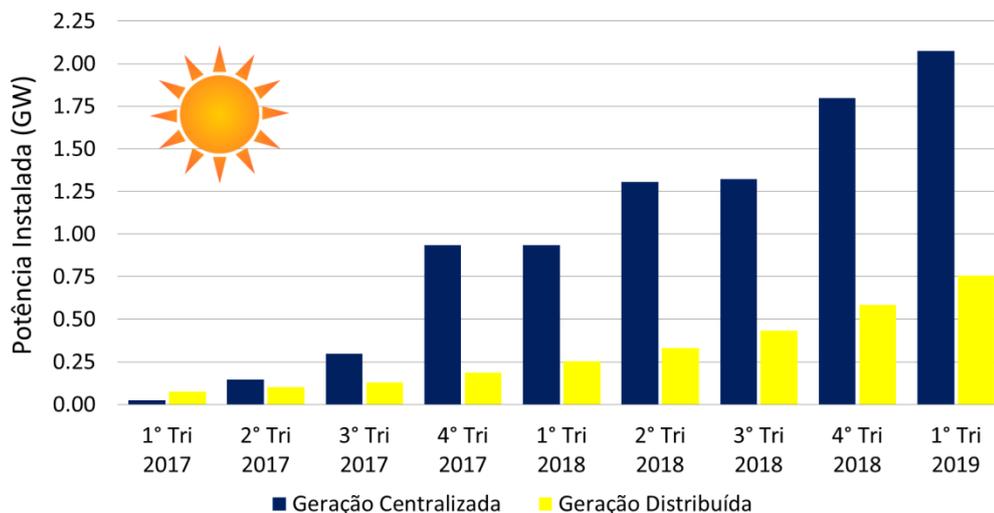


Figura 1.3 – Evolução das instalações fotovoltaicas com geração centralizada e distribuída no Brasil entre 2017 e 2019.

1.1 Justificativa

Com o aumento de usinas fotovoltaicas de maior porte no país, cresce também a necessidade de avaliações técnicas periódicas nestas instalações a fim de verificar se a operação está ocorrendo nos limites previstos pelo projeto. Portanto, exige-se um acompanhamento técnico e a utilização de metodologia e instrumentação adequada para o gerenciamento, operação e manutenção destes sistemas.

A curva característica $I-V$ de um gerador fotovoltaico, principal ferramenta de caracterização elétrica, permite avaliar sua qualidade e desempenho na conversão da energia solar em eletricidade. A capacidade de levantar esta curva é fundamental para verificação do índice de produtividade previsto no comissionamento de um projeto ou para diagnosticar problemas ou falhas durante a sua operação. É a partir de medições confiáveis que se tem uma visão mais correta sobre o funcionamento destes sistemas de geração.

Para a obtenção da curva $I-V$ é necessário empregar um equipamento denominado traçador de curvas, que deve possuir limites elétricos de medição compatíveis com os da amostra que será ensaiada. Em sistemas de geração fotovoltaica de grande porte é preferível uma instrumentação capaz de analisar de uma única vez todo o arranjo conectado a um inversor, reduzindo-se assim o tempo de desconexão destes sistemas durante os ensaios quando comparado a medidas de séries fotovoltaicas individuais. Os limites elétricos dos arranjos podem estar situados em correntes próximas a 100 A e tensões de 1.000 V, contudo poucas opções de equipamentos com esta faixa de medição estão disponíveis no mercado internacional e um equipamento com tecnologia nacional inexistente. Aliado a isso, embora

exista a norma técnica ABNT NBR 16274 que indica alguns elementos de interpretação das formas da curva $I-V$ no sentido de orientar a identificação de falhas nos componentes c.c., não há uma metodologia clara na identificação das possíveis falhas a que estão sujeitos estes sistemas.

1.2 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia com o objetivo de fomentar a capacidade de avaliação e diagnóstico de falhas a partir da curva $I-V$ de um gerador fotovoltaico. Além disso, desenvolver e construir um equipamento para traçar a curva característica $I-V$ de arranjos fotovoltaicos com limites de tensão em 1.200 V e corrente em 100 A, acompanhado de um software capaz de processar, avaliar e analisar os principais parâmetros elétricos destes dispositivos de geração e auxiliar na identificação de falhas.

1.3 Objetivos Específicos

1. Propor soluções voltadas ao desenvolvimento de uma metodologia de ensaio de arranjos fotovoltaicos de forma a complementar os procedimentos indicados pelas normas nacionais e internacionais e que permitam diagnosticar falhas nestes arranjos a partir da curva $I-V$.
2. Desenvolver e construir circuitos eletrônicos de medição e controle levando em consideração o isolamento entre as etapas de entrada e saída.
3. Desenvolver um software capaz de controlar o equipamento e processar e analisar os dados obtidos a partir da curva $I-V$ de um gerador fotovoltaico.
4. Avaliar o desempenho do equipamento desenvolvido através de ensaios em sistemas fotovoltaicos que apresentem limites elétricos próximos ao do equipamento.

1.4 Escopo da Tese

No Capítulo 1 foi apresentado o panorama atual da energia solar fotovoltaica no mundo e no Brasil e colocado o problema, mostrando a necessidade de um equipamento para obtenção da curva $I-V$ de sistemas fotovoltaicos de grande porte.

No Capítulo 2 são explorados os conceitos fundamentais da tecnologia solar fotovoltaica.

No Capítulo 3 é apresentada a revisão bibliográfica sobre a caracterização elétrica de

arranjos fotovoltaicos, onde é discutido o emprego de carga capacitiva na construção de traçadores de curva $I-V$, os procedimentos de ensaio das normas técnicas e o diagnóstico de falhas destes sistemas através curva $I-V$.

O Capítulo 4 propõe uma metodologia para ensaio de séries e arranjos fotovoltaicos com o objetivo de diagnosticar falhas.

O Capítulo 5 mostra os detalhes do desenvolvimento e a construção do equipamento proposto.

No Capítulo 6 é apresentada a aplicação do equipamento desenvolvido em uma usina fotovoltaica a fim de avaliar o seu desempenho.

No Capítulo 7 são apresentadas as considerações finais e a indicação para continuidade da pesquisa.

2 TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Os conceitos que fornecem suporte para o entendimento da tecnologia solar fotovoltaica são explorados resumidamente neste capítulo.

2.1 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico, observado primeiramente em 1839 por Henri Becquerel, é o fenômeno físico responsável pela conversão da energia radiante do Sol diretamente em energia elétrica. Este efeito ocorre, em geral, em dispositivos de estado sólido que têm por base uma junção PN produzida em um material semiconductor. Nesta junção se desenvolve uma diferença de potencial quando exposta à radiação solar. A este dispositivo semiconductor dá-se o nome de célula solar [Goetzberger e Hoffmann, 2005].

O silício é largamente utilizado na fabricação de células solares por ter resposta espectral capaz absorver larga faixa do espectro solar [Goetzberger e Hoffmann, 2005]. Esta é uma característica importante, pois permite o melhor aproveitamento do recurso energético disponibilizado pelo Sol.

Uma célula solar possui as mesmas características elétricas de um diodo, porém possui maiores dimensões e a junção PN fica exposta à luz. A junção PN é criada, no caso de dispositivos de silício cristalino, adicionando-se, controladamente, impurezas ao material base. Este processo recebe o nome de dopagem. O silício, por se tratar de um material tetravalente, ao receber átomos pentavalentes, estes se ligam à sua estrutura cristalina usando apenas quatro elétrons, ficando o quinto elétron livre para se mover através do cristal. Nesta região haverá muitos portadores móveis de carga negativa, assim recebendo o nome de região N. Por outro lado, quando o cristal de silício recebe átomos trivalentes, haverá a falta de um elétron para completar a ligação covalente entre os átomos. Este elétron ausente é interpretado como um buraco (ou lacuna) e tem a propriedade de se comportar como um portador de carga positiva. Além disso, também possui mobilidade para se mover livremente pela rede cristalina do material. Como existem mais buracos que elétrons livres, esta região é chamada de região P. Os elétrons e as lacunas na região N são chamados de portadores majoritários e minoritários, respectivamente. Na região P, os elétrons são os portadores minoritários e as lacunas, os majoritários [Krauter, 2006].

Na interface das duas regiões ocorre a migração de elétrons para a região P e de lacunas para a região N, estabelecendo desta forma um campo elétrico permanente na região

da junção até o limite em que sua ação iniba este processo de difusão de portadores de carga [Krauter, 2006; Merrigan, 1975]. Esta região recebe o nome de zona de depleção ou zona de carga espacial. A representação esquemática da junção PN está ilustrada na Figura 2.1.

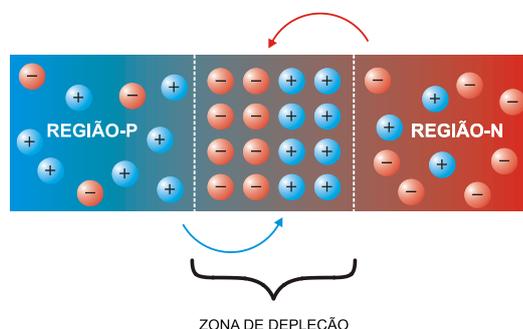


Figura 2.1 – Representação esquemática de uma junção PN.

Uma junção PN, na prática, é produzida tendo por base um cristal do tipo P e a este são introduzidas impurezas do tipo N através do processo de difusão térmica, por exemplo. De modo análogo, esta junção também pode ser obtida usando como base um cristal do tipo N [Merrigan, 1975]. Quando a base é um cristal do tipo P, a região N é mais fortemente dopada e recebe o nome de emissor [Luque e Hegedus, 2003].

O efeito fotovoltaico é observado em uma junção PN quando fótons com determinada energia atingem este dispositivo e produzem pares elétron-lacuna. Se estes pares forem produzidos na zona de depleção², o campo elétrico existente nesta região promove a aceleração de elétrons para a região N e de lacunas para a região P, resultando em uma diferença de potencial entre as regiões P e N [Krauter, 2006; Goetzberger e Hoffmann, 2005]. Se as duas regiões forem interconectadas por um condutor, uma corrente elétrica irá fluir com intensidade proporcional à radiação incidente.

2.2 Gerador Fotovoltaico

Gerador fotovoltaico, de acordo com a norma técnica ABNT NBR 10899, é o dispositivo que utiliza o efeito fotovoltaico para converter a radiação solar em eletricidade [ABNT, 2013]. Assim considera-se como gerador fotovoltaico uma célula fotovoltaica, um módulo fotovoltaico, uma série fotovoltaica ou um arranjo fotovoltaico.

Pode-se estabelecer uma hierarquia entre os geradores fotovoltaicos, colocando-se a célula fotovoltaica como o dispositivo mais básico e o arranjo fotovoltaico como o mais

² Pares elétron-lacuna fotogerados fora da zona de depleção também podem contribuir para o efeito fotovoltaico, desde que tenham tempo de vida suficiente para alcançarem a junção PN antes que ocorra recombinação.

complexo, conforme esquematiza a Figura 2.2.

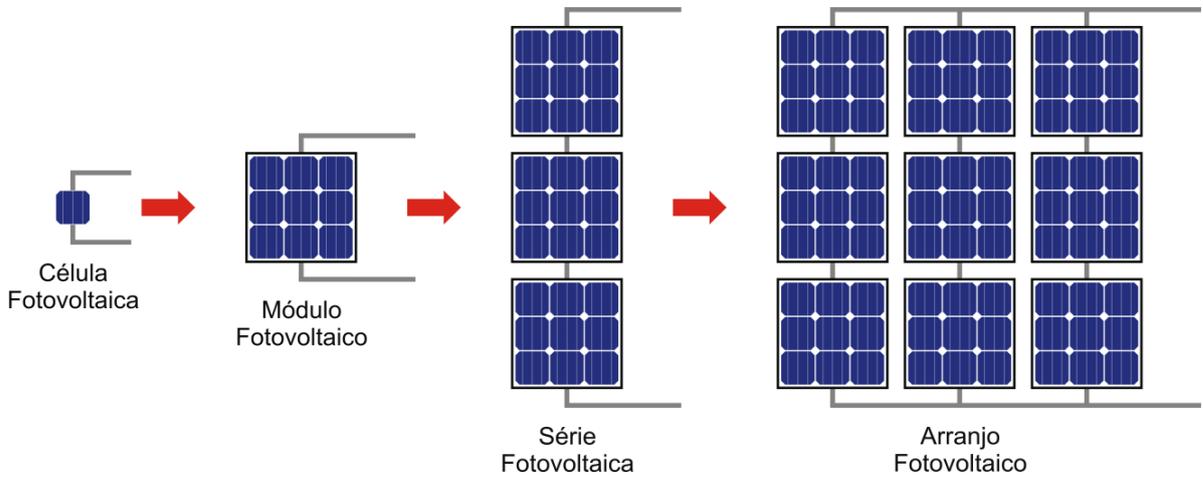


Figura 2.2 – Hierarquia de geradores fotovoltaicos.

2.2.1 Célula Solar Fotovoltaica

A célula solar fotovoltaica ou simplesmente célula solar é a unidade básica de conversão da energia solar em elétrica. Como explicado na seção 2.1, seu funcionamento está vinculado à existência de uma junção PN em um material semicondutor. Diversas tecnologias estão disponíveis para a fabricação de células solares, na Figura 2.3 é apresentado um resumo destas tecnologias.

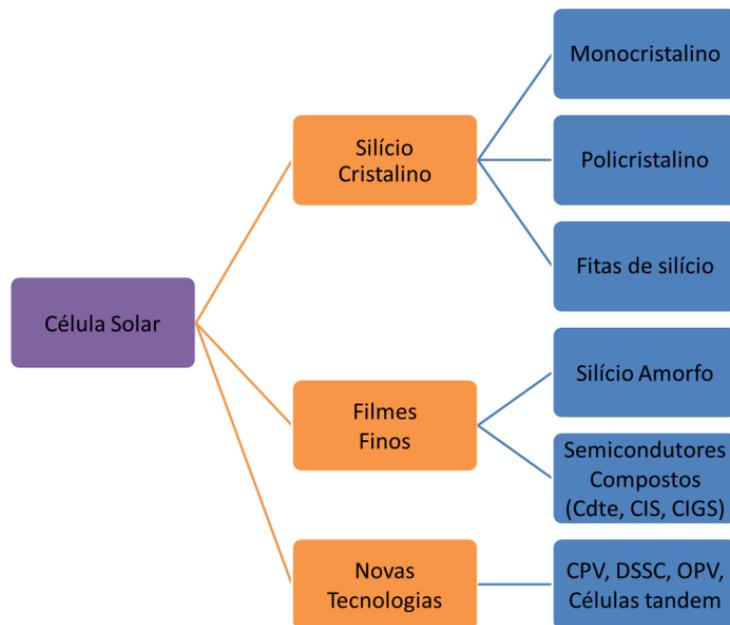


Figura 2.3 – Resumo das tecnologias de fabricação de células solares. [Adaptado de Mohanty et al., 2016].

A estrutura básica de uma típica célula solar, construída a partir de uma lâmina de silício, é apresentada na Figura 2.4.

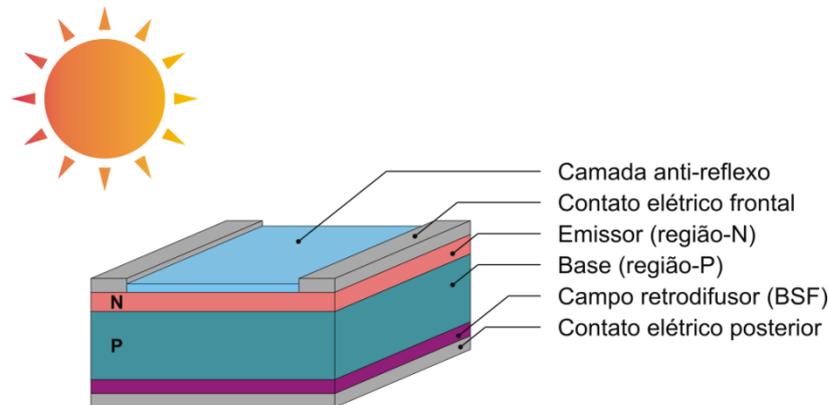


Figura 2.4 – Estrutura básica de uma célula solar de silício cristalino.

Na Figura 2.4 observa-se que o contato elétrico frontal é distribuído em forma de grade, permitindo a passagem da radiação. Na face posterior da célula, porém, este contato pode recobrir totalmente a superfície. Para minimizar as perdas por reflexão, a face frontal da célula possui uma texturização em forma de pirâmide invertida e recebe uma camada anti-reflexiva [Goetzberger e Hoffmann, 2005]. Na face posterior é formado um campo retrodifusor que tem como objetivo diminuir a recombinação nesta região [Crestani et al., 2017].

Atualmente, células solares de silício cristalino apresentam eficiência superior a 20%. A maior eficiência foi alcançada pela empresa Canadian Solar com uma célula de base tipo P que apresentou eficiência de 22,8%. Esta célula é considerada de grande área (246,7 cm²), possui dimensões 157 mm x 157 mm, tensão de circuito aberto igual a 0,69 V e corrente de curto circuito de 10,09 A ($J_{SC} = 40,9 \text{ mA/cm}^2$) [Green et al., 2020; Canadian Solar, 2019]

2.2.2 Módulo Fotovoltaico

Os valores típicos dos parâmetros elétricos de uma célula fotovoltaica não permitem sua aplicação individual na maioria dos sistemas de conversão da energia do Sol em energia elétrica, sendo a tensão o parâmetro menos compatível com os dispositivos elétricos disponíveis atualmente. Para estabelecer valores superiores de tensão e corrente, as células podem ser associadas, respectivamente, em série e em paralelo. Quando células são associadas em série, a tensão que se estabelece é a soma das tensões individuais de cada célula e a corrente é igual a corrente da célula que fornece o menor valor em uma dada condição. Por outro lado, na associação em paralelo é a corrente total que se torna igual à

soma das correntes individuais de cada célula.

A associação de células fotovoltaicas, arranjada em uma estrutura, recebe o nome de módulo fotovoltaico. Módulos construídos a partir de células de silício (policristalino ou monocristalino) empregam a associação em série de células. Atualmente os módulos mais utilizados usam 60 ou 72 células em série. Entretanto, encontram-se disponíveis no mercado módulos na configuração em meia-célula (*half-cell module*) que, efetivamente, resultam em módulos de 120 e 144 células, respectivamente, porém mantendo os mesmos parâmetros elétricos de um módulo com célula inteira (*full-cell module*) devido à conexão elétrica utilizada. A Figura 2.5 mostra o esquema elétrico de ligação para as duas tecnologias de módulos, sendo em (a) o módulo de 60 células completas e em (b) o de 120 meias células.

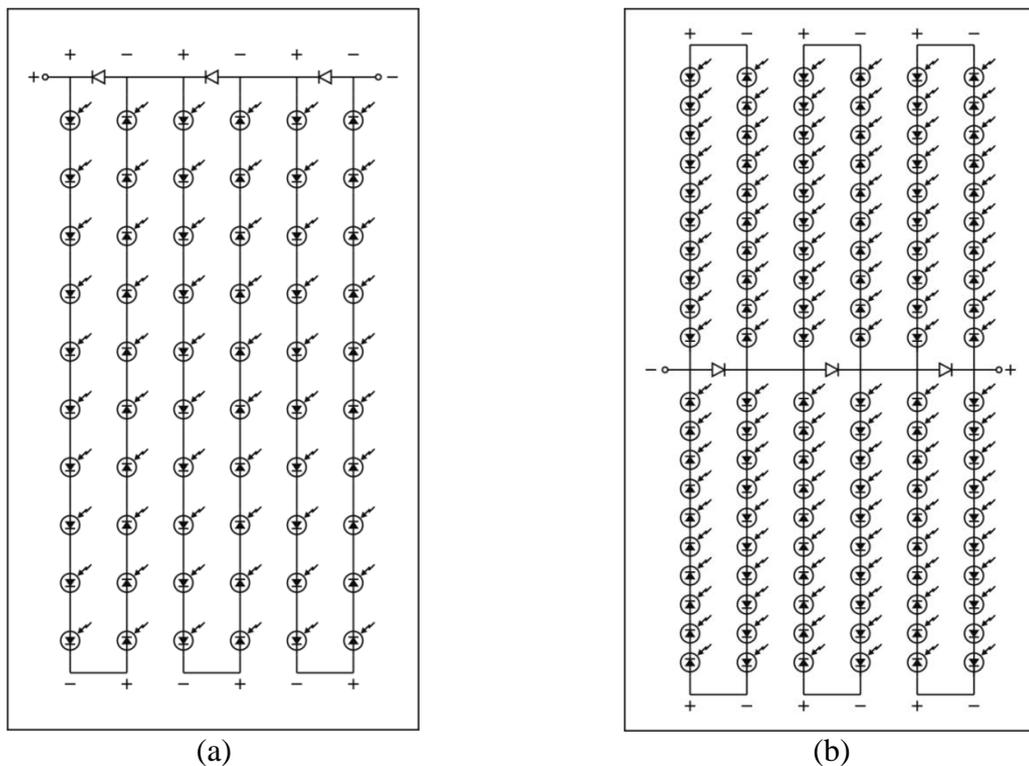


Figura 2.5 – Esquema elétrico de ligação para as duas tecnologias de módulos de 60 células, sendo em (a) o módulo de 60 células completas e em (b) o de 120 meias células.

Diversos componentes, além das células fotovoltaicas, constituem o módulo fotovoltaico. Estes componentes garantem sua durabilidade quando exposto às intempéries e submetido a esforços mecânicos, além de promoverem a isolamento elétrica entre as células e elementos externos. A estrutura típica de um módulo fotovoltaico é apresentada na Figura 2.6. Embora esta arquitetura seja bastante difundida e a mais usada na construção de módulos de silício cristalino, atualmente a construção em duplo vidro está se popularizando devido à inserção no mercado de módulos bifaciais.

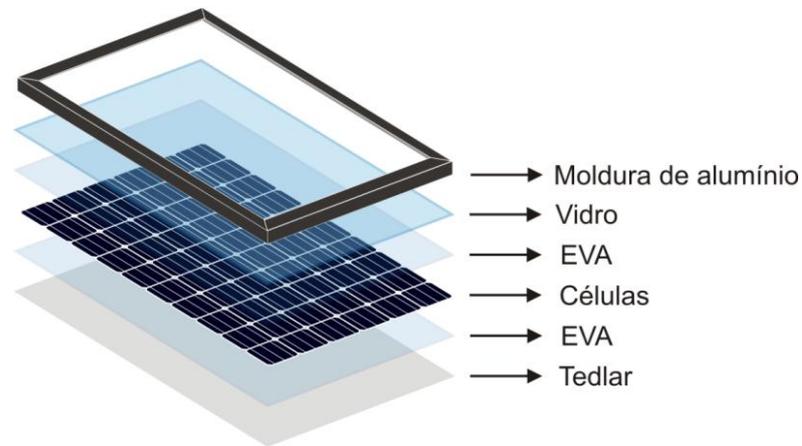


Figura 2.6 – Estrutura típica de um módulo fotovoltaico de silício cristalino.

Na parte posterior do módulo encontra-se a caixa de conexões elétricas, que também abriga os diodos de *bypass* destinados à proteção do módulo caso uma célula ou um conjunto de células sejam sombreadas ou apresentem algum defeito.

2.2.3 Série de Módulos Fotovoltaicos

A série fotovoltaica (*string*) é caracterizada pela associação em série de módulos fotovoltaicos com o objetivo de estabelecer um valor superior de tensão. Nesta associação a tensão que se estabelece é a soma das tensões individuais dos módulos que a compõem e a corrente resultante fica limitada ao valor estabelecido pelo módulo com o menor valor individual de corrente, pois há de se considerar a não identidade de células e, conseqüentemente, de módulos.

Em sistemas de geração distribuída com potências na ordem de 1,5 kW é comum o uso de apenas uma série fotovoltaica para estabelecer apenas o valor adequado de tensão de operação do sistema, pois a corrente necessária é a mesma do módulo.

2.2.4 Arranjo Fotovoltaico

O arranjo fotovoltaico corresponde à ligação em paralelo de séries fotovoltaicas. Através desta associação aumenta-se a capacidade de corrente com objetivo de estabelecer a potência do sistema de geração. Ao se efetuar este tipo de ligação deve-se proteger cada série fotovoltaica através de dispositivos de proteção (fusível ou diodo), evitando que uma série injete corrente em outra quando não há uniformidade de irradiância solar sobre o arranjo. Os dispositivos de proteção mais utilizados atualmente são os fusíveis. A Figura 2.7 mostra esquematicamente um arranjo fotovoltaico e a aplicação de fusíveis em cada série fotovoltaica.

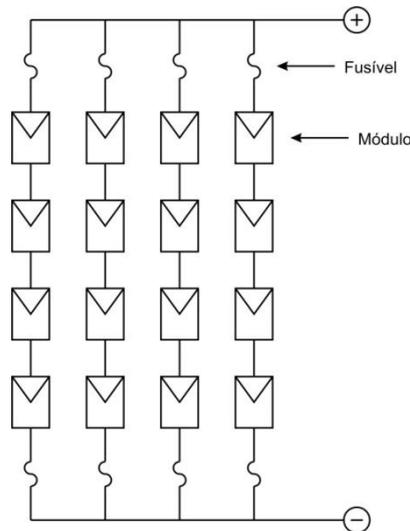


Figura 2.7 – Exemplo de um arranjo fotovoltaico.

2.3 Circuito Equivalente

Um gerador fotovoltaico (célula, módulo ou arranjo) é representado por um circuito equivalente denominado modelo exponencial de um diodo. O diagrama elétrico representativo está exposto na Figura 2.8.

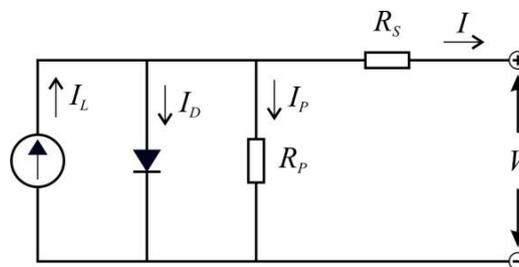


Figura 2.8 – Modelo de um diodo.

No circuito da Figura 2.8 a fonte de corrente representa a corrente gerada pela incidência da luz, sendo, então, I_L a corrente fotogerada. O diodo representa a junção PN e a corrente que por ele flui é identificada por I_D . As fugas de corrente I_p são representadas pela resistência paralela R_p , e R_s representa a resistência efetiva da célula.

Através das Leis de Kirchhoff é possível demonstrar que a corrente gerada I pela célula é obtida pela Equação 2.1.

$$I = I_L - I_D - I_p \quad (2.1)$$

Fazendo as substituições necessárias para I_D e I_P na Equação 2.1 chega-se a Equação 2.2, conhecida como modelo de um diodo [Lorenzo, 2006; Tian, et al., 2012].

$$I = I_L - I_O \left\{ \exp \left[\frac{q(V + IR_S)}{mk_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.2)$$

sendo q a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C), m o fator de idealidade do diodo, k_B a constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K), I_O a corrente de saturação reversa do diodo, V a tensão na célula e T a temperatura da célula.

Quando N_S células são conectadas em série para construir um módulo, por exemplo, a tensão V_M e a corrente I_M do módulo obedecem à Equação 2.3.

$$I_M = I_L - I_O \left\{ \exp \left[\frac{q(V_M + I_M N_S R_S)}{N_S m k_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V_M + I_M N_S R_S}{N_S R_P} \quad (2.3)$$

Quando se considera uma série fotovoltaica, o termo N_S corresponde ao produto de células associadas em série em cada módulo pelo número de módulos presentes na associação.

Quando N_P séries fotovoltaicas são conectadas em paralelo para formar um arranjo fotovoltaico, a relação matemática que descreve o comportamento da corrente I_A e a tensão V_A do arranjo é dada pela Equação 2.4.

$$I_A = N_P I_L - N_P I_O \left\{ \exp \left[\frac{q \left(V_A + I_A \frac{N_S}{N_P} R_S \right)}{N_S m k_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V_A + I_A \frac{N_S}{N_P} R_S}{\frac{N_S}{N_P} R_P} \quad (2.4)$$

Através do modelo de um diodo é possível, por exemplo, estimar a produção de uma usina fotovoltaica a ser implantada, ou monitorar uma usina em operação, permitindo o diagnóstico de falhas quando conhecidas as condições ambientais instantâneas.

2.4 Curva Característica

As características elétricas e o desempenho de um gerador fotovoltaico podem ser avaliados através da sua curva característica. A curva característica I - V , ou simplesmente curva I - V , é obtida experimentalmente quando o gerador é exposto à radiação solar e são medidos pares de corrente e tensão enquanto é polarizado nos pontos de operação. A partir

desta curva determinam-se a corrente de curto circuito I_{SC} , a tensão de circuito aberto V_{OC} , o ponto de máxima potência P_M e o fator de forma FF , para uma determinada condição de temperatura e irradiância G . Além disso, é possível estimar o valor das resistências série R_S e paralela R_P e também, quando se tem informações sobre a irradiância e as dimensões do gerador, a eficiência de conversão η . Para a caracterização de células ou módulos fotovoltaicos consideram-se as condições-padrão de ensaio (na sigla em inglês, STC – *Standard Test Conditions*).

A Figura 2.9 mostra a curva I - V de um módulo, na qual estão destacados I_{SC} , V_{OC} , e ainda a tensão V_{MP} e corrente I_{MP} que definem a potência máxima.

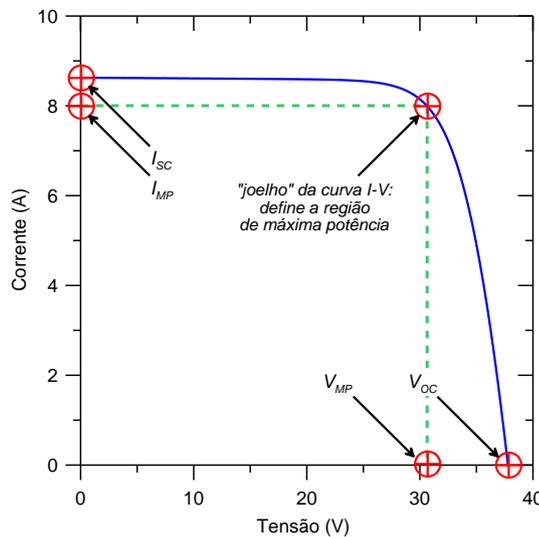


Figura 2.9 – Curva característica de um módulo fotovoltaico.

No gráfico da Figura 2.9 a máxima transferência de potência de um gerador fotovoltaico ocorre no “joelho” da curva, assim a máxima potência é dada pelo produto $V_{MP} \cdot I_{MP}$.

O fator de forma FF fornece a informação sobre o quanto a curva I - V se aproxima de uma curva de uma fonte de corrente ideal, sendo um indicativo da qualidade do gerador fotovoltaico. As resistências série e paralela exercem influências importantes no valor de FF . A Equação 2.5 permite calcular o FF .

$$FF = \frac{I_{MP} \times V_{MP}}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (2.5)$$

A eficiência de conversão η caracteriza o balanço energético de um gerador fotovoltaico, sendo definida pela razão entre a máxima potência elétrica fornecida pelo

gerador e a potência radiante que nele incide, conforme está expresso pela Equação 2.6

$$\eta = \frac{I_{MP} \times V_{MP}}{G \times A} \quad (2.6)$$

sendo A a área do gerador fotovoltaico.

Através do traçado da curva $I-V$ é possível fazer uma análise qualitativa que permite identificar possíveis defeitos que podem ocorrer nas células que compõem um módulo e/ou diodo de *bypass*. Em um sistema, como uma série fotovoltaica ou um arranjo fotovoltaico, a análise qualitativa pode identificar também bloqueios de radiação sobre um módulo ou em um conjunto de módulos. Estes defeitos são identificados quando a curva $I-V$ obtida apresenta discontinuidades na tendência esperada do seu traçado.

A Figura 2.10 mostra duas curvas sintetizadas com o software CREARRAY [Krenzinger et al., 2018], onde uma representa um sistema com cinco módulos de 245 W em série recebendo radiação uniforme e a outra, o mesmo sistema, porém sob efeito de radiação não-uniforme (simulando o efeito de sombreamento parcial sobre a série fotovoltaica).

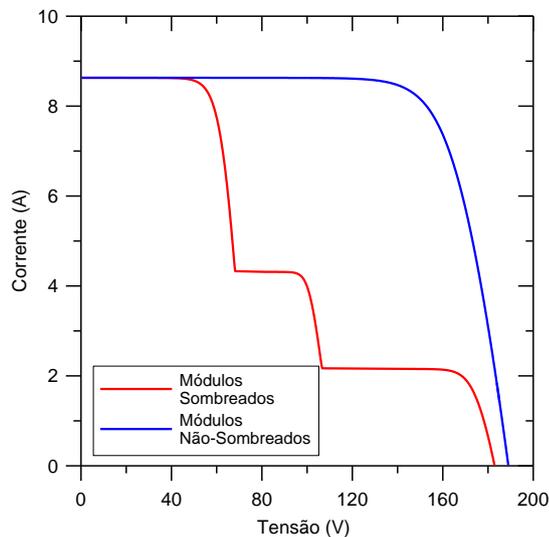


Figura 2.10 – Curvas $I-V$ com e sem sombreamento para uma série fotovoltaica.

No gráfico da Figura 2.10 observa-se que o efeito na curva, devido ao sombreamento, é a descontinuidade no seu traçado quando comparada com curva sem sombreamento.

2.4.1 Efeito da Irradiância solar sobre a Curva Característica

A variação da irradiância solar, considerando-se a temperatura e o espectro solar constantes, exerce importante influência nos parâmetros elétricos de um gerador fotovoltaico,

causando alterações tanto na corrente, como na tensão. A corrente de curto circuito tem uma resposta proporcional à variação da irradiância solar. A tensão de circuito aberto, por outro lado, responde de forma logarítmica a esta variação, conforme mostra a Figura 2.11 [Krauter, 2006].

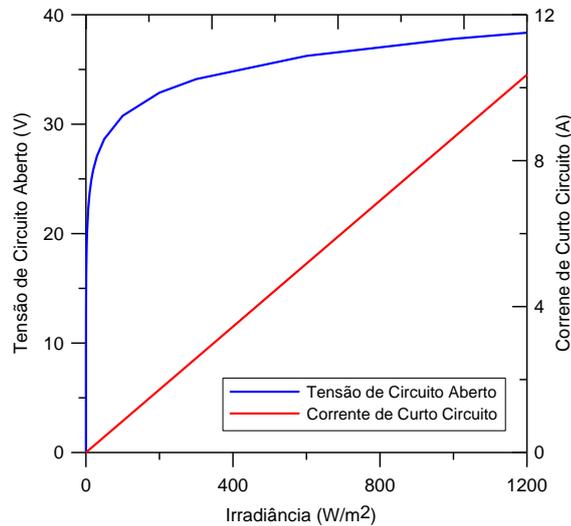


Figura 2.11 – Resposta de V_{OC} e I_{SC} à variação da irradiância solar.

A Figura 2.12 mostra a influência da variação da irradiância solar (temperatura e espectro solar constantes) na curva $I-V$ de um módulo, na qual fica evidente a consequência da variação deste parâmetro ambiental na potência entregue pelo dispositivo.

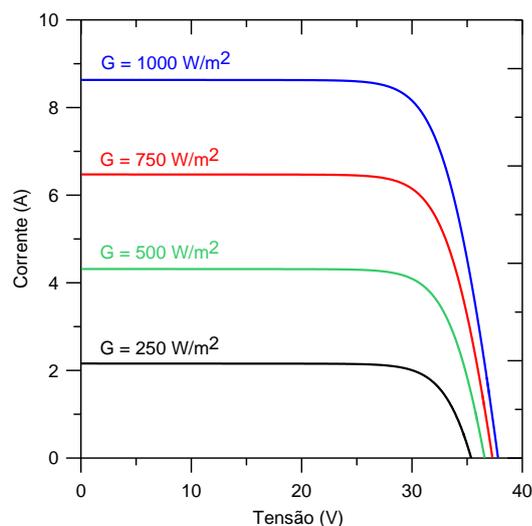


Figura 2.12 – Curva $I-V$ de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de irradiância solar (a temperatura e o espectro solar são considerados constantes).

2.4.2 Efeito da Temperatura sobre a Curva Característica

Assim como a irradiância solar, a temperatura provoca mudanças nos parâmetros elétricos de um gerador fotovoltaico. O aumento da temperatura, considerando a irradiância constante, provoca a diminuição da potência entregue pelo gerador, conforme apresenta a Figura 2.13, que mostra o efeito da temperatura na curva I - V de um módulo fotovoltaico. O aumento da temperatura provoca um incremento na corrente, porém este incremento é discreto quando comparado ao decréscimo da tensão ao longo da curva I - V .

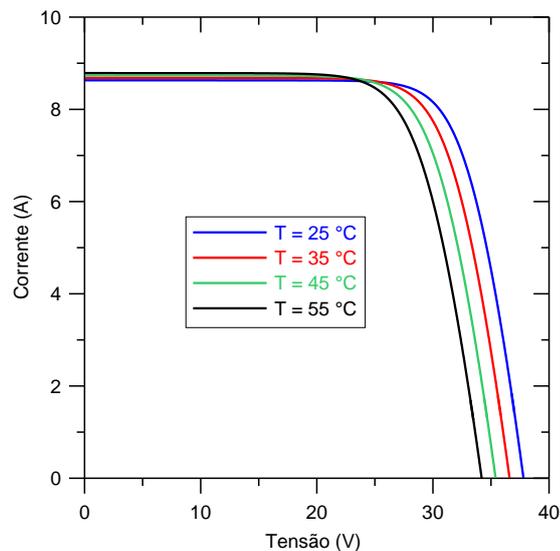


Figura 2.13 – Curva I - V de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de temperatura.

2.4.3 Efeito das Resistências Série e Paralela

No modelo de um diodo estão presentes duas resistências parasitas: resistência série R_S e resistência paralela R_P . Estas resistências afetam o fator forma da curva I - V , degradando-a e, conseqüentemente, diminuindo a potência entregue pelo dispositivo. Idealmente R_S deve tender a zero e R_P ao infinito.

A resistência série é um elemento presente no modelo que representa a limitação efetiva da corrente que poderia ser entregue a uma carga conectada em um gerador fotovoltaico [Piazza e Vitale, 2013]. Conforme mostra a Figura 2.14, a resistência série tem um efeito importante à direita da região de potência máxima.

Através de uma análise qualitativa é possível avaliar que mesmo a resistência série exercendo forte influência na região de tensão constante, a tensão de circuito aberto não é afetada, porém quando esta resistência cresce indefinidamente a corrente de curto circuito sofre seu efeito [Piazza e Vitale, 2013; Van Dyk e Meyer, 2004].

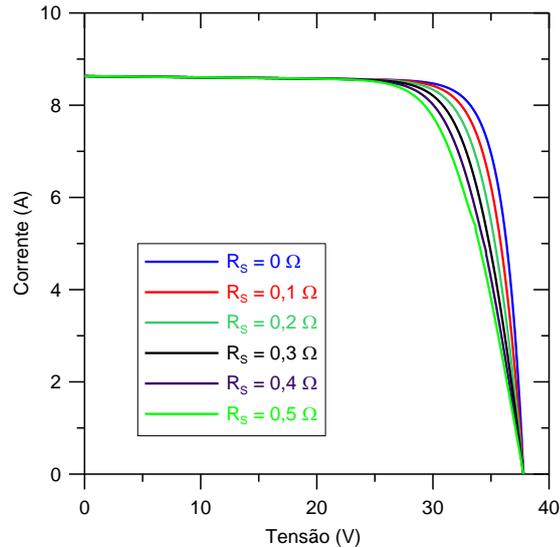


Figura 2.14 – Efeito da resistência série na curva I - V de um módulo.

A Figura 2.15 mostra a ação da resistência paralela sobre a curva I - V de um módulo fotovoltaico e nela observa-se que a região de corrente constante (à esquerda da região de máxima potência) sofre forte influência desta resistência, porém sem causar mudança na corrente de curto circuito.

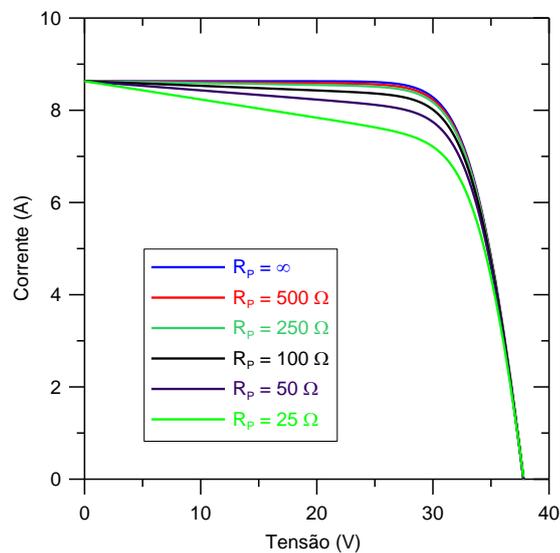


Figura 2.15 – Efeito da resistência paralela na curva I - V de um módulo.

A tensão de circuito aberto pode sofrer, tendo seu valor reduzido, com efeito da resistência paralela quando esta tende ao valor nulo [Van Dyk e Meyer, 2004].

3 CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DE ARRANJOS FV

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o emprego de carga capacitiva na construção de equipamentos para medir a curva $I-V$ de arranjos fotovoltaicos. Além disso, são apresentadas as normas que orientam sobre as características mínimas de qualidade destes equipamentos, sobre os procedimentos de ensaio e diagnóstico de falhas através da curva $I-V$.

3.1 Uso de Carga Capacitiva na Caracterização de Geradores Fotovoltaicos

A curva $I-V$, conforme mencionado na seção 2.4, é a ferramenta que permite avaliar qualidade e desempenho de um gerador fotovoltaico. Sendo obtida experimentalmente, torna-se necessário o uso de um equipamento com característica que torne possível sua obtenção. Basicamente para caracterização elétrica de um gerador fotovoltaico através de sua curva $I-V$, necessita-se minimamente de iluminação (natural ou artificial), um dispositivo de polarização, um sistema que meça corrente e tensão ao longo do traçado da curva e um sistema para medir temperatura e irradiância solar. O equipamento que incorpora todos estes elementos é chamado de Traçador de Curvas $I-V$.

Dentre os elementos que fazem parte de um equipamento destinado a medir a curva $I-V$ de um gerador fotovoltaico, o mais crítico diz respeito ao circuito de polarização. Este circuito é responsável por fazer a varredura dos pontos de operação do gerador fotovoltaico, geralmente desde I_{SC} até V_{OC} .

Diversas técnicas podem ser utilizadas para polarizar um gerador fotovoltaico. O trabalho de Durán et al., 2008 apresenta, através de uma revisão bibliográfica, as principais técnicas de polarização. No trabalho citado são destacadas seis técnicas aplicadas na caracterização de módulos:

- a) carga resistiva;
- b) carga capacitiva;
- c) carga eletrônica
- d) amplificador bipolar de potência
- e) fonte de quatro quadrantes
- f) conversor c.c./c.c.

A aplicação de uma técnica ou outra está condicionada principalmente pela potência

do gerador fotovoltaico que vai ser polarizado, visto que a energia convertida deve ser absorvida ou dissipada de alguma forma pelo circuito de polarização, como já mencionado. Embora, teoricamente, qualquer técnica possa ser aplicada para qualquer potência, do ponto de vista dos custos, da dimensão e do peso do equipamento, torna-se proibitivo a aplicação de algumas delas. O trabalho de Warner e Cox, 1982 mostra a comparação do volume e da massa entre uma carga resistiva e uma capacitiva usadas para levantar a curva $I-V$ de um gerador de 10 kW, estes dados são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Comparação das dimensões físicas de dois traçadores de curvas $I-V$ de 10 kW, sendo um com carga resistiva e outro de capacitiva. [Adaptado de Warner e Cox, 1982].

	Carga Resistiva	Carga Capacitiva
Massa (kg)	56,7	5,89
Volume (m ³)	0,12	0,014

Da mesma forma, na aplicação de uma fonte de quatro quadrantes, a sua potência deve ser, no mínimo, igual à potência do gerador fotovoltaico submetido ao teste. Considerando a fonte da marca Kepco modelo BOP 100-10MG de 1 kW, utilizada no traçador de curvas $I-V$ para módulos desenvolvido por Gasparin, 2009, é possível avaliar a inviabilidade de uso de tal equipamento nas aplicações em campo devido à sua dimensão e ao seu peso.

Como é possível ponderar, torna-se inviável a utilização da carga resistiva ou fonte de quatro quadrantes na construção de equipamentos para medir geradores fotovoltaicos com potência elevada, como é o caso de séries e arranjos fotovoltaicos, visto que estes sistemas encontram-se em campo e a utilização de um equipamento portátil (massa e volume reduzidos) é um requisito imperativo. Para as demais técnicas de polarização, excluindo-se a carga capacitiva, é possível fazer uma análise semelhante que certamente conduzirá à mesma conclusão de inviabilidade de construção de um equipamento portátil.

A técnica de polarização mais adequada para aplicação em arranjos fotovoltaicos é a que utiliza uma carga capacitiva devido à característica dos capacitores idealmente não dissiparem potência, permitindo construir equipamentos portáteis. O uso de carga capacitiva é recomendada pela comunidade internacional para levantar a curva característica de arranjos fotovoltaicos [Blaesser e Munro, 1995].

Em Cull e Forestieri, 1978 é apresentado um traçador de curvas utilizado em uma instalação fotovoltaica experimental de 10 kW do Departamento de Energia do Estados Unidos (LeRC – Lewis Research Center). A técnica de polarização utilizada no equipamento

é a carga capacitiva, conforme mostra a Figura 3.1.

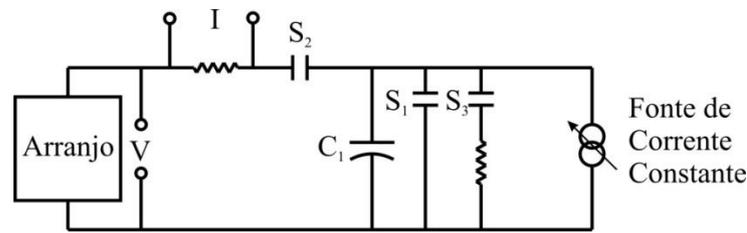


Figura 3.1 – Diagrama do traçador de curvas I - V desenvolvido pelo LeRC. [Adaptado de Cull e Forestieri, 1978].

Em Warner e Cox, 1982 é descrito um traçador de curvas portátil para geradores fotovoltaicos de até 10 kW que emprega carga capacitiva como método de polarização, assim como os conceitos básicos que regem a aplicação desta técnica na sua construção. A Figura 3.2 mostra o diagrama de blocos do traçador de curvas desenvolvido pelos autores.

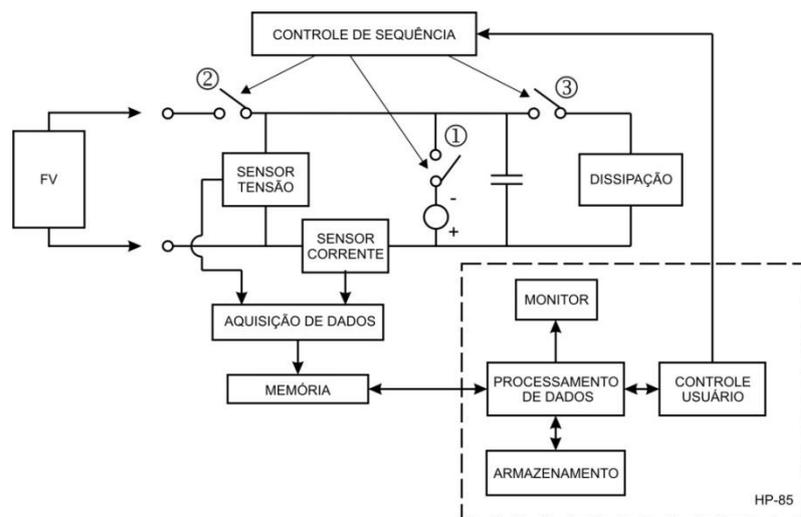


Figura 3.2 – Diagrama de blocos do traçador de curvas desenvolvido por Warner e Cox (1982). [Adaptado de Warner e Cox, 1982].

O funcionamento de um equipamento que utiliza carga capacitiva como técnica de polarização, tem por base o processo de carga do capacitor quando, descarregado, é acoplado ao gerador fotovoltaico. Durante este transiente são medidas tensão e corrente. Supondo um gerador fotovoltaico cujo fator de forma é unitário, este processo pode ser descrito pela Equação 3.1 [Warner e Cox, 1982].

$$V_{OC} = \frac{I_{SC}}{C} t_s \quad (3.1)$$

sendo C a capacitância do capacitor e t_s o tempo necessário para a carga do capacitor.

Destaca-se que o equipamento construído foi pensado para ser operado manualmente, exigindo, para sua utilização, conhecimento técnico acerca do circuito.

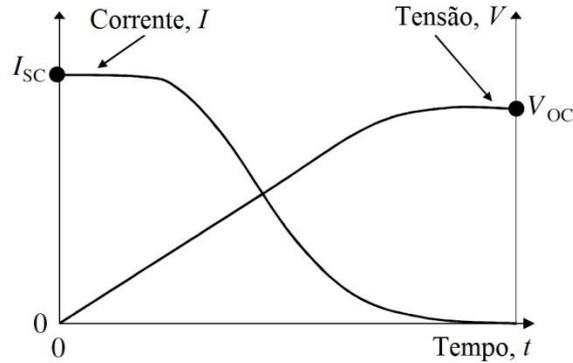


Figura 3.4 – Comportamento da corrente e da tensão no gerador fotovoltaico durante o transiente de carga do capacitor. [Adaptado de Muñoz e Lorenzo, 2006].

Moretón et al., 2013 apresentam os resultados da medida de um gerador fotovoltaico de 800 kW cujas características elétricas nominais são $I_{sc} = 1.350$ A e $V_{oc} = 851$ V. O instrumento utilizado é uma carga capacitiva similar à desenvolvida por Muñoz e Lorenzo, 2006.

O tempo de carga do capacitor é determinado pelas características elétricas instantâneas do gerador fotovoltaico que por ele está sendo polarizado, portanto o tempo de aquisição dos pares I - V deve ser compatível com este. A não compatibilidade conduz a resultados de baixa qualidade ou não utilizáveis. Por exemplo, quando o tempo de aquisição é menor que o tempo de carga do capacitor a consequência é uma curva I - V incompleta, isto é, o V_{oc} não é atingido (compreendendo que a medição dos pares I - V inicia-se em I_{sc} e termina em V_{oc} , condição inexorável do uso do capacitor). Portanto, determinar o tempo de aquisição é fundamental para que o levantamento da curva I - V produza resultados satisfatórios.

Ao considerar o gerador fotovoltaico como uma fonte de corrente ideal, isto é, considerá-lo como possuindo uma curva I - V de fator de forma unitário, o tempo de aquisição dado pela Equação 3.2 é menor que o necessário para completar a curva real, considerando um capacitor com capacitância fixa. De acordo Mahmoud, 2006 o valor mais adequado para este tempo pode ser calculado pela Equação 3.3.

$$t_s = 2C \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \quad (3.3)$$

Da mesma forma que em Mahmoud, 2006, analisando o transiente de carga do

capacitor quando acoplado a um gerador fotovoltaico, Spertino et al., 2015 encontraram um resultado analítico ligeiramente diferente para o cálculo do tempo de carga do capacitor, conforme mostra Equação 3.4. Este resultado foi avaliado experimentalmente para diferentes módulos fotovoltaicos e apresentou pequenas variações.

$$t_S \cong 1,82C \frac{V_{OC}}{I_{SC}} \quad (3.4)$$

A Figura 3.5 mostra diagramas para escolha da capacitância a partir dos valores de I_{SC} e V_{OC} , sendo em (a) para um tempo de aquisição de 100 ms e em (b) 20 ms.

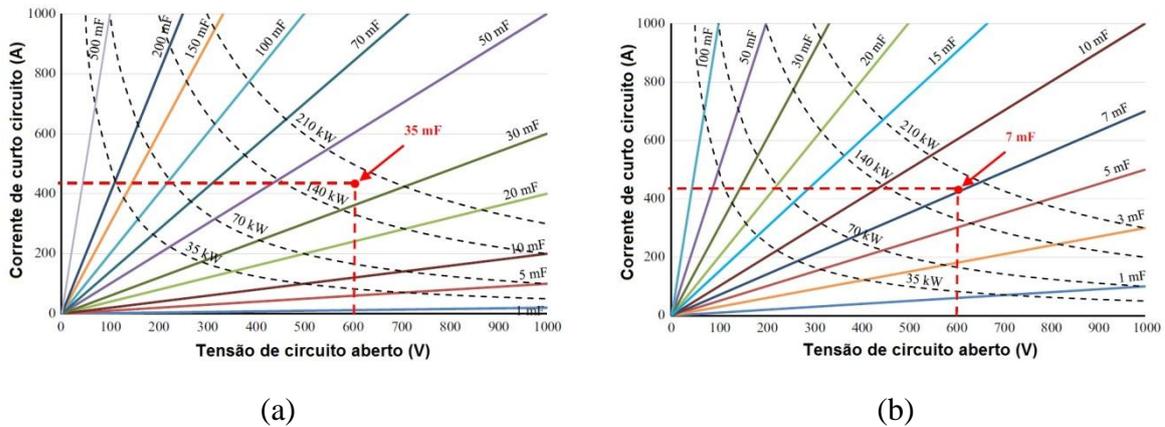


Figura 3.5 – Diagramas para escolha da capacitância a partir dos valores de I_{SC} e V_{OC} , sendo em (a) para um tempo de aquisição de 100 ms e em (b) 20 ms. [Adaptado de Spertino et al., 2015].

Durante a carga do capacitor usado para polarizar o gerador fotovoltaico, efeitos dinâmicos devidos a componentes parasitas deste gerador (capacitância e indutância) podem ser observados no instante inicial da curva $I-V$ (ou no início da carga no capacitor) como oscilações amortecidas com amplitude e frequência que dependem da capacitância do capacitor de polarização [Spertino et al., 2013; Spertino et al., 2015]. Estas oscilações podem provocar erro na determinação de I_{SC} , porém se elas forem extintas quando a tensão estiver próximo a 0 V ($v(t) < 0,1V_{OC}$), estes pontos podem ser desprezados e, assim, I_{SC} fica determinado por extrapolação. De acordo com Moretón et al., 2013 estas oscilações somente aparecem na curva $I-V$ quando elas são levantadas com alta taxa de amostragem, não usual (e inclusive desnecessária) em equipamentos traçadores de curva. A Figura 3.6 mostra a evolução da corrente e da tensão no gerador fotovoltaico durante o transiente de carga do capacitor quando os pontos são capturados com taxa de amostragem de 12,5 kHz.

De acordo com Blaesser e Zaaiman, 1991 o tempo varredura deve ser superior a 10 ms

para que as características registradas sejam quase-estáticas, evitando-se assim erros de medição devido a efeitos transientes. Blaesser e Munro, 1995 recomendam que o tempo de varredura deve estar entre 20 ms e 100 ms e o número de pontos (I - V) deve ser superior a 50.

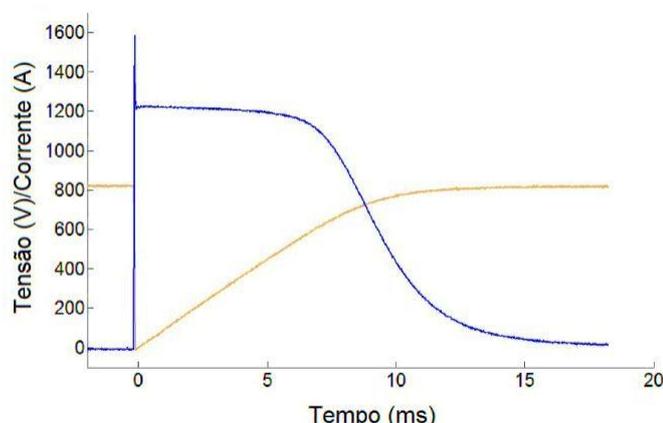


Figura 3.6 – Evolução da corrente e da tensão no gerador fotovoltaico durante o transiente de carga do capacitor quando os pontos são capturados com taxa de amostragem de 12,5 kHz. [Adaptado de Moretón et al., 2013].

3.2 Norma Técnica Internacional IEC 61829

A norma técnica que rege a medição das características elétricas de arranjos fotovoltaicos em campo é a editada pela *International Electrotechnical Commission*, IEC 61829 (*Photovoltaic (PV) array – On site measurement of current-voltage characteristics*).

De acordo com a norma, a medida da curva I - V em campo permite:

- Coletar dados para avaliação da potência;
- Verificar o desempenho da potência da instalação em relação ao especificado no projeto;
- Detectar possíveis degradações de módulos com relação a medições iniciais em campo;
- Detectar possíveis falhas ou baixo desempenho em módulos/arranjos.

A norma salienta que as medidas em campo são afetadas pelo diodo de *bypass*, cabos elétricos, perdas por descasamento dos módulos, sujeira, sombreamento, degradação devido ao envelhecimento e outros efeitos não controláveis, de modo que os resultados são diferentes dos que seriam encontrados a partir de cálculos considerando apenas dados de catálogo ou medições individuais dos módulos que compõem a instalação.

3.2.1 Instrumentação

Nesta seção são apresentadas as características mínimas da instrumentação necessária para o ensaio de arranjos fotovoltaicos.

3.2.1.1 Medida da Irradiância

Para medir a irradiância solar pode ser utilizado um piranômetro ou um dispositivo fotovoltaico de referência, que será chamado a partir de agora de dispositivo de referência.

Quando for utilizado um dispositivo de referência ele deve ser calibrado e encapsulado de acordo com a norma técnica IEC 60904-2 (*Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for reference solar devices*). Além disso, deve possuir as mesmas características espectrais dos módulos que compõem a instalação, caso contrário, a correção do descasamento espectral deve ser determinada conforme a norma técnica IEC 60904-7 (*Photovoltaic devices – Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices*). Para ser considerado espectralmente equivalente, o dispositivo de referência deve ser construído usando a mesma tecnologia de célula e o mesmo tipo de encapsulamento dos módulos do arranjo a ser testado.

A corrente de curto circuito do dispositivo de referência deve variar linearmente em toda faixa de irradiância solar em que for utilizada conforme definido na norma técnica IEC 60904-10 (*Photovoltaic devices – Part 10: Methods of linearity measurement*). A temperatura do dispositivo de referência deve ser medida com exatidão de 1 °C. Além disso, o dispositivo deve ser posicionado no mesmo plano dos módulos do arranjo sob teste, sendo permitido uma tolerância de 2°.

Um piranômetro adicional é necessário para verificar a uniformidade da irradiância solar no plano do arranjo fotovoltaico. Como este sensor é utilizado apenas para medidas relativas, a calibração não é necessária, porém seu sinal elétrico deve ser estável.

De acordo com a norma IEC 60904-2 um dispositivo de referência pode ser uma célula, um conjunto de células numa mesma estrutura (*multi-cell package*) ou um módulo.

3.2.1.2 Medida da Temperatura do Módulo

A temperatura do arranjo deve ser medida na parte posterior de um módulo fixando-se o sensor em uma região ativa no centro do mesmo e a 10 cm da caixa de junção. A exatidão do instrumento deve ser de 1 °C. Um termômetro óptico pode ser usado desde que tenha sido calibrado de acordo com emissividade do material da parte posterior do módulo de forma que o resultado da medida apresente exatidão de 1 °C. Um termômetro portátil de contato pode ser

usado somente se for verificado que a exatidão está dentro de 1 °C.

3.2.1.3 Medidas Elétricas – Corrente e Tensão

Para levantar a curva $I-V$ o instrumento deve ser capaz de varrer os pontos de operação do gerador fotovoltaico o suficientemente rápido para evitar mudanças na irradiância solar, mas com tempo adequado para garantir que efeitos transientes não provoquem erros na curva. Os canais de medição de tensão e corrente devem ser capazes de medir com exatidão de 1% de V_{OC} e I_{SC} , utilizando condutores independentes (técnica a quatro fios). Quando usados apenas dois condutores no processo de medição, o erro acrescido deve ser levado em conta na análise de incertezas. A norma IEC 61829 sugere que o instrumento seja capaz de polarizar o gerador fotovoltaico na tensão nula. A extrapolação pode ser usada para determinar este ponto, porém o instrumento deve ser capaz de polarizar em uma tensão inferior a 3% de V_{OC} .

3.2.2 Procedimentos de Ensaio

Nesta seção são descritos alguns aspectos importantes sobre os procedimentos de ensaio descritos na norma.

3.2.2.1 Escolha das Condições Climáticas Adequadas para o Ensaio

As medições de arranjos fotovoltaicos ocorrem, inexoravelmente, em condições em que é impossível ter controle sobre temperatura e irradiância solar, pois são medidas realizadas em condições ambientais presentes no instante do ensaio. Entretanto, segundo a norma IEC 61829, os ensaios devem ser realizados sob céu limpo (sem nuvens e sem neblina) e em condições de baixa velocidade de vento. As condições climáticas devem ser registradas observando-se, de forma periódica e qualitativa, quando e como estas condições mudam durante os ensaios. A norma ainda sugere o registro fotográfico do céu.

3.2.2.2 Limpeza dos Módulos

O procedimento de limpeza dos módulos depende do objetivo do teste que será realizado. Se o teste for para verificar possíveis diferenças entre medições realizadas em campo e as em laboratório (ou fornecida pelo fabricante), os módulos que compõem o arranjo devem ser limpos imediatamente antes da medição, ou, de forma alternativa, uma série fotovoltaica representativa deve ser testada imediatamente antes e imediatamente depois de uma limpeza completa. A partir da comparação das curvas $I-V$ medidas antes e após a limpeza, o nível de sujeira pode ser quantificado e usado na correção da medida de outras

séries em que não foi aplicada a limpeza. Por outro lado, se o ensaio tem por objetivo registrar o desempenho do arranjo sob condições de sujidade, a limpeza não é necessária, devendo apenas ser registradas estas condições.

3.2.2.3 Verificação de Sombreamentos

É necessário verificar se não há sombreamento da componente direta da irradiância solar no arranjo sob teste e que as condições ambientais atendam às exigências da norma técnica IEC 60904-1. Entretanto, quando se pretende extrapolar o resultado da medição para as condições padrão (STC), a irradiância solar total no plano deve ser no mínimo de 700 W/m^2 e a sua componente direta não deve incidir no plano do módulo com ângulo superior a $22,5^\circ$ em relação à sua normal (dentro de um cone com abertura total de 45°).

3.2.2.4 Verificação da Uniformidade da Irradiância

Com o uso de um piranômetro verifica-se a uniformidade da irradiância solar no plano dos módulos que integram o arranjo fotovoltaico. Este procedimento permite identificar o módulo no qual a radiação solar incidente melhor representa a que incide sobre o sistema (módulo típico).

3.2.2.5 Montagem do Dispositivo de Referência

A célula de referência deve ser posicionada o mais próximo possível do módulo identificado através do procedimento descrito na seção 3.2.2.4 e a sua montagem deve ser coplanar à orientação média dos módulos do sistema, admitindo-se uma tolerância de $\pm 2^\circ$.

3.2.2.6 Preparação para a Medida da Temperatura do Arranjo Fotovoltaico

Um ou mais módulos devem ser selecionados de maneira que suas temperaturas de operação representem a do sistema em teste. A escolha destes módulos deve ser realizada a partir da medição de amostras escolhidas conforme os critérios abaixo:

- a) No mínimo um módulo localizado no centro;
- b) No mínimo um módulo operando com menor temperatura por estar à montante do vento ou por estar em uma condição favorável para que ocorra melhor dissipação de calor por convecção.
- c) No mínimo um módulo operando com maior temperatura por estar à jusante do vento ou por estar em uma condição desfavorável para que ocorra razoável

arrefecimento por convecção.

A temperatura deve ser medida em cada módulo selecionado em, pelo menos, um ponto.

3.2.2.7 Conexão do Instrumento ao Arranjo Fotovoltaico

O local de conexão do equipamento traçador de curvas $I-V$ no arranjo que será testado, depende do objetivo do ensaio. Se o objetivo é detectar possíveis diferenças entre as medidas realizadas nos módulos em campo e em laboratório (ou a partir de dados de fábrica), o ponto de conexão do equipamento de teste deve ser o mais próximo possível dos módulos, minimizando-se o comprimento dos condutores e outros dispositivos de corrente contínua entre ambos. Além disso, o arranjo que será medido deve ser desconectado de qualquer carga.

A saída da caixa de conexões CC (*string box*) pode ser uma boa escolha para testar o arranjo e a entrada para as séries fotovoltaicas. Porém se o objetivo é verificar o desempenho do arranjo, o local de conexão sugerido está na entrada do inversor ou o mais perto possível dele.

3.2.2.8 Registro dos Dados e das Condições de Medida

Quando é usada uma carga capacitiva como método de polarização, permitindo uma rápida varredura dos pontos de operação do arranjo fotovoltaico (tempo de aquisição menor que 100 ms), é suficiente medir a irradiância solar imediatamente antes e depois da varredura. A temperatura também segue a mesma metodologia. Para que o teste seja válido, os dois registros não devem apresentar mudanças superiores a 5% para a irradiância solar e 1 °C para a temperatura de célula.

O registro dos dados deve ter a seguinte ordem:

- a) temperatura de célula, representativa do arranjo;
- b) irradiância solar;
- c) avaliação qualitativa da variação da irradiância solar, temperatura de célula e velocidade do vento, 15 minutos antes do teste;
- d) temperatura do sensor de irradiância solar;
- e) corrente e tensão ao longo da polarização do arranjo (curva $I-V$);
- f) temperatura de célula, representativa do arranjo;
- g) irradiância solar;
- h) temperatura do sensor de irradiância solar;

- i) uma imagem do céu mostrando as nuvens em relação à posição solar (opcional).

A norma IEC 61829 não informa a quantidade de pares I - V necessários para o traçado da curva, apenas recomenda que seja em número suficiente para que o resultado seja apresentado de forma suavizada.

3.2.2.9 Registro das Características Espectrais

A medição do espectro solar somente é necessária quando se utiliza um piranômetro ou um dispositivo de referência com características espectrais diferentes dos módulos que compõem o sistema que está sendo ensaiado. Quando é usado um dispositivo de referência, deve-se atestar o casamento espectral com os módulos e as medidas devem ser realizadas em dias de céu limpo.

3.2.2.10 Seleção do Módulo Típico e Extremo

Os módulos, ditos extremos, são aqueles que se encontram nas extremidades laterais das séries fotovoltaicas ou nas séries superiores ou inferiores dos arranjos fotovoltaicos. Os módulos centrais são aqueles que se encontram melhor centralizados nas direções vertical e horizontal de um arranjo fotovoltaico.

3.2.3 Análises

3.2.3.1 Correção da Medida da Irradiância para Desvios da Condição de Referência

Quando não é usado um piranômetro, a corrente de curto circuito fornecida pelo dispositivo fotovoltaico de referência (desde que tenha resposta espectral compatível com o arranjo sob teste) deve ser corrigida apenas com a temperatura de acordo com a Equação 3.5.

$$I_{SRO} = I_{MRD} + \alpha_R(T_{RO} - T_D) \quad (3.5)$$

sendo T_{RO} a temperatura em que foi obtido o valor da calibração, T_D a temperatura medida no dispositivo de referência no momento do ensaio, I_{SRO} a corrente de curto circuito corrigida com a temperatura, I_{MRD} é corrente de curto circuito medida no momento do ensaio e α_R é o coeficiente da variação da corrente com a temperatura do dispositivo de referência.

3.2.3.2 Cálculo da Temperatura Média do Arranjo Fotovoltaico Sob Teste

A temperatura média do arranjo é dada pela temperatura do módulo central (ou pela média das temperaturas, caso seja medida em vários pontos do módulo), conforme foi especificado na seção 3.2.2.6. A incerteza desta medida é dada pela diferença de temperatura entre os outros dois módulos.

3.2.3.3 Cálculo da Temperatura de Junção

A temperatura encontrada na seção 3.2.3.2 deve ser ajustada para determinar a temperatura de junção. Para isso assume-se que a diferença entre estas temperaturas é de 2 °C quando a irradiância solar é de 1000 W/m². Esta diferença muda linearmente com a irradiância.

3.2.3.4 Translação da Curva *I-V*

A correção da curva característica para condições de irradiância e temperatura diferentes das quais foi medida deve atender a norma técnica IEC 60891 (*Photovoltaic devices – procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*). Os valores de irradiância solar e temperatura que devem ser usados são os determinados nas seções 3.2.3.1 e 3.2.3.3, respectivamente. É importante ressaltar que a norma técnica IEC 60891 considera dispositivos lineares para aplicar os métodos propostos, portanto devem-se consultar os requisitos, dados pela norma IEC 60904-10, para considerar um dispositivo como linear. O valor da resistência série deve ser dado pelo fabricante ou determinado conforme o método proposto pela norma técnica IEC 60891.

3.2.3.5 Correção para Perdas por Sujidade

Se o objetivo da medição exigir, a tensão e a corrente devem ser corrigidas de acordo com os efeitos conhecidos e provocados pela sujeira nos módulos. A seção 3.2.2.2 indica uma forma de medir o nível de sujidade. Se o nível de sujidade for conhecido, os valores de corrente devem ser aumentados em uma quantidade equivalente à perda verificada.

A norma IEC 61829 aconselha corrigir as perdas ôhmicas quando forem usados cabos longos entre o gerador fotovoltaico e o equipamento de teste.

3.2.4 Relatório

O relatório do ensaio deve ser elaborado com as características de desempenho e os resultados do teste. Este relatório deve conter uma série de informações que somam um total

de 20 itens, entre os quais se destacam os resultados dos testes através de tabelas e gráficos, a estimativa das incertezas, a identificação do método de correção da curva para condições de temperatura e irradiância solar diferentes do momento da medida, etc.

3.3 Norma Brasileira ABNT NBR 16274

A norma técnica ABNT NBR 16274 não trata especificamente da caracterização de arranjos fotovoltaicos. Mesmo assim, dentre os diversos ensaios elétricos e não elétricos previstos, um deles refere-se à obtenção da curva $I-V$ de séries ou arranjos fotovoltaicos e está previsto como um dos ensaios de comissionamento de categoria 2.

De acordo com a norma ABNT NBR 16274, o ensaio de curva $I-V$ de um arranjo fotovoltaico pode fornecer as medidas de V_{OC} e I_{SC} , a potência do arranjo e a identificação de defeitos nos módulos e/ou arranjos fotovoltaicos ou problemas de sombreamento. Para cada propósito de medida, um procedimento deve ser adotado.

3.3.1 Procedimento para as Medidas de V_{OC} e I_{SC}

Quando a finalidade do ensaio é de apenas obter os valores de V_{OC} e I_{SC} não é exigido medir a irradiância solar ou a temperatura do gerador fotovoltaico sob teste. Para executar este ensaio, o gerador fotovoltaico deve ser isolado (desconectado de qualquer carga) e conectado ao dispositivo de ensaio de curva $I-V$ (traçador de curva $I-V$).

3.3.2 Procedimento para a Medida da Potência do Arranjo Fotovoltaico

Este ensaio deve ser conduzido em condições de irradiância solar de pelo menos 700 W/m^2 e com a componente direta incidindo perpendicularmente ao plano dos módulos sendo admitida a tolerância de $\pm 22,5^\circ$.

O procedimento a ser adotado é o seguinte:

- a) o gerador fotovoltaico sob teste deve ser isolado e conectado ao traçador de curva $I-V$;
- b) o traçador de curva $I-V$ deve ser programado com as características, o tipo e a quantidade de módulos em ensaio;
- c) o medidor de irradiância solar deve ser montado no mesmo plano dos módulos e sem interferência de sombras localizadas. Quando uma célula de referência for empregada, ela deve ser da mesma tecnologia das células dos módulos que compõem o gerador fotovoltaico;

- d) quando utilizado um sensor de temperatura, este deve ser fixado na parte posterior do módulo e no centro de uma das células. Quando as medições de temperatura são calculadas pelo traçador de curva $I-V$, deve-se verificar que as características do módulo são programadas corretamente no instrumento;
- e) antes de iniciar o ensaio, a irradiância solar deve ser medida para assegurar que esteja dentro dos limites e que sua incidência seja normal ao plano dos módulos.

Ao final do ensaio, a potência encontrada deve ser corrigida para as condições-padrão de ensaio e comparada com o valor nominal do sistema sob teste.

3.3.3 Identificação de Defeitos em Módulos/Arranjos Fotovoltaicos ou Problemas de Sombreamento

A identificação de defeitos ou avaliação de sombreamento é realizada pela análise da forma da curva. Os procedimentos adotados neste tipo de ensaio são os mesmos expostos na seção 3.3.2, podendo, porém, ser conduzidos sob níveis de irradiância mais baixos. A recomendação, entretanto, é que a irradiância solar seja superior a 300 W/m^2 . Não há exigência quanto ao ângulo de incidência.

Através da forma da curva $I-V$ é possível identificar defeitos como:

- a) células/módulos danificados(as);
- b) diodos de *bypass* curto circuitados;
- c) sombreamento localizado;
- d) descasamento de parâmetros (*mismatch*) entre módulos;
- e) a presença de resistência paralela excessiva no gerador fotovoltaico,
- f) resistência série excessiva.

O desvio da forma da curva $I-V$ experimental em relação à forma esperada deve ser estudado, pois pode sinalizar falhas significativas que não seriam detectáveis através de outro procedimento.

3.4 Diagnóstico de Falhas em Sistemas Fotovoltaicos Através da Curva $I-V$

Sistemas fotovoltaicos podem ser afetados por diferentes tipos de falhas que prejudicam o seu funcionamento. Podendo ser caracterizadas como temporárias ou permanentes, estas falhas podem perturbar componentes no lado c.c. e no lado c.a. Por

exemplo, no lado c.c., o efeito de sombreamento nos módulos pode ser caracterizado como uma falha temporária, visto que desaparece após determinado período de tempo (sombreamento que ocorre em determinados horários do dia devido a algum obstáculo) ou após a limpeza, quando o sombreamento é causado pela deposição de sujeira localizada como, por exemplo, folhas de árvores ou excremento de pássaros [Harrou et al., 2018]. As de caráter permanente estão relacionadas às desconexões elétricas, perdas na fiação e à degradação dos módulos por envelhecimento [Madeti e Singh, 2017b]. No lado c.a. os problemas estão relacionados ao inversor ou a desastres naturais repentinos (raios, tempestades, etc) [Sabbaghpur Arani e Hejazi, 2016].

Algumas falhas no lado c.c. podem ser identificadas a partir da curva característica, conforme demonstram Köntges et al., 2014. A Figura 3.7 mostra, em um gerador fotovoltaico, a comparação entre a curva característica de referência (padrão esperado) e a que se apresenta com algum modo de falha. Os padrões apresentados pelas curvas permitem interpretar alguns dos mais frequentes problemas encontrados em instalações fotovoltaicas [Chine et al., 2015].

A poeira (ou outro contaminante) depositada na superfície do vidro dos módulos provoca atenuação na transmissão da radiação incidente para célula, pois um percentual desta radiação é refletida ou absorvida [Ilse et al., 2018]. Esta atenuação, por sua vez, provoca na curva $I-V$ efeito semelhante à diminuição da irradiância solar (Seção 2.4.1), acarretando em uma redução na corrente e na tensão, conforme mostra o padrão apresentado pela Figura 3.7a [Kalogirou et al., 2013; Schill et al., 2015]. Outros efeitos que provocam alteração na intensidade da radiação que chega às células é o escurecimento do encapsulante (*browning* e *yellowing*) [Ndiaye et al., 2013] e a degradação da camada anti-reflexiva (Huang e Wang, 2018). A degradação induzida pela luz, ou LID (do inglês, *Light Induced Degradation*) é observada após a exposição dos módulos à luz [Weizer et al., 1979] e provoca efeito semelhante na curva característica, embora as causas sejam diferentes [Ishii e Masuda, 2017; Pingel et al., 2010a].

A diminuição na tensão de circuito aberto da curva $I-V$ (Figura 3.7b) sugere problemas no diodo de *bypass*, que pode estar em curto [Sabbaghpur Arani e Hejazi, 2016], invertido ou atuando devido à desconexão de células no módulo [Fonseca et al., 2020]. No caso exclusivo de associações de módulos (séries e arranjos fotovoltaicos) a causa pode estar relacionada a curto circuito nos módulos [Chine et al., 2015; Stellbogen, 2002] ou na ligação invertida de módulos [Chen et al., 2016; Chine et al., 2015; Sabbaghpur Arani e Hejazi, 2016; Stellbogen, 2002]. De outra forma, a redução na corrente, conforme mostra o padrão da Figura 3.7c, sugere a desconexão de módulos ou séries fotovoltaicas no arranjo [Madeti e Singh, 2017a;

Sabbaghpur Arani e Hejazi, 2016].

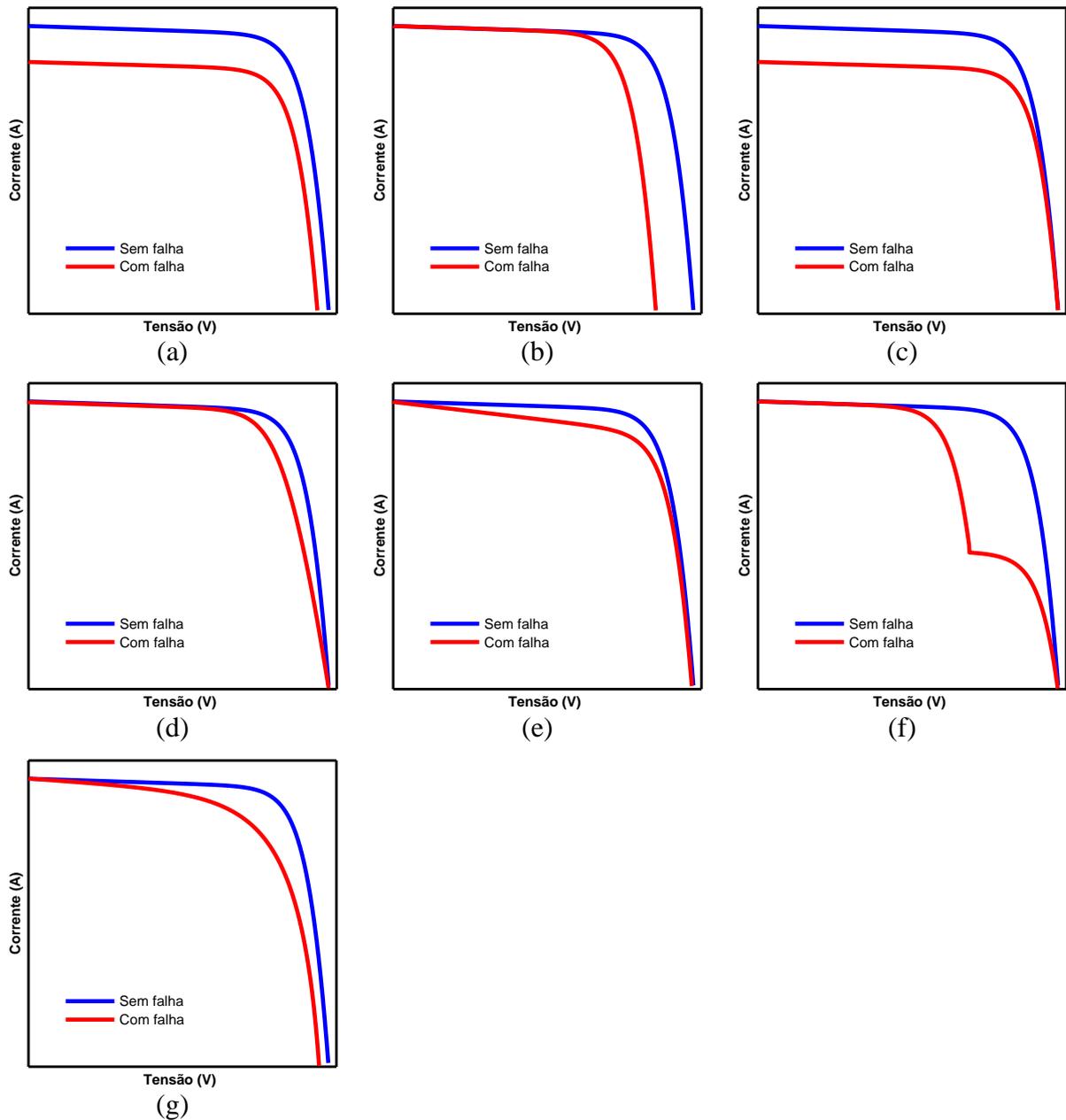


Figura 3.7 – Padrões de defeitos detectáveis através da curva I - V , sendo (a) efeito semelhante à redução da irradiância solar, (b) redução da V_{OC} , (c) redução da I_{SC} , (d) aumento da R_S , (e) redução da R_P , (f) pontos de inflexão e (g) redução da R_P , aumento da R_S e redução da V_{OC} .

A Figura 3.7d mostra o incremento na resistência série. Este efeito sobre a curva I - V pode indicar aumento na resistência dos cabos elétricos [Sabbaghpur Arani e Hejazi, 2016] ou a presença de resistência de contato nas conexões elétricas dos módulos [Fezzani et al., 2015]. Também pode indicar corrosão metálica entre as células dos módulos [Huang e Wang, 2018]. A diminuição na resistência paralela, conforme mostra a Figura 3.7e, deve-se ao aumento de

caminhos de alta condutividade através da junção PN ou nas bordas célula e está relacionada com algum modo de degradação [Huang e Wang, 2018; Köntges et al., 2014; Meyer e Van Dyk, 2004; Van Dyk e Meyer, 2004].

O descasamento elétrico entre células e módulos pode ser identificado pelo padrão da curva apresentada na Figura 3.7f. Este descasamento pode estar relacionado a sombreamentos localizados ou células quebradas, obrigando a atuação do diodo de *bypass* (Alonso-Garcia et al., 2006; Chen et al., 2016; Fezzani et al., 2015; Meyer e Van Dyk, 2004). No caso de sombreamentos em alguns módulos de um arranjo fotovoltaico, de acordo com sua extensão, a redução da potência é bastante importante.

A ação da degradação induzida por potencial, ou PID (do inglês, *Potential Induced Degradation*), provoca importante alteração na forma da curva *I-V* conforme mostra a Figura 3.7g. O PID afeta tanto a R_S quanto a R_P , sendo esta última mais severamente [Pingel et al., 2010b].

4 METODOLOGIA PARA ENSAIOS DE SÉRIES E ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

Ensaio de séries e arranjos fotovoltaicos iniciam-se primeiramente com as manobras de segurança, principalmente, aquelas que minimizem os riscos de choque elétrico. Dado o fato que as instalações fotovoltaicas devem ser concebidas em conformidade com a norma ABNT NBR 16690 [ABNT, 2019], é possível planejar os testes de maneira a garantir a segurança do operador e dos equipamentos de teste. Conforme indica a ABNT NBR 16274, ao realizar um ensaio de curva $I-V$ deve-se verificar que os limites de tensão e corrente do dispositivo de ensaio são adequados aos limites do sistema que será submetido ao teste, além disso, este ensaio deve ser conduzido com a série ou o arranjo fotovoltaico isolado de qualquer carga.

Muitas vezes, dado o limite de corrente de um arranjo ser superior ao do equipamento de teste, não é possível levantar a curva $I-V$ deste arranjo. Neste caso, é possível ensaiar uma parte do arranjo ao desconectar algumas séries fotovoltaicas, ou ensaiar cada uma das séries individualmente. Quando não existe dispositivo de manobra (seccionadora) individual nas séries fotovoltaicas, os fusíveis podem ser usados para este fim quando não há carga (corrente circulando), portanto é necessário avaliar, através de um alicate amperímetro acoplado ao cabo da série fotovoltaica, a presença de corrente elétrica em cada uma das séries antes da desconexão dos fusíveis. Além disso, deve-se consultar a documentação do sistema, pois esta expõe as características do sistema instalado (a documentação fornecida deve estar de acordo com a norma ABNT NBR 16274).

A determinação da curva $I-V$ é utilizada tanto nos ensaios de comissionamento como nos que avaliam o desempenho de sistemas fotovoltaicos. No caso do ensaio de comissionamento, é possível através da curva $I-V$ determinar V_{OC} e I_{SC} e também a potência nominal P_M para comparar com o valor nominal do arranjo fotovoltaico. Neste ensaio é importante que os módulos estejam limpos, pois este registro pode ser usado como referência em ensaios de avaliação de desempenho como, por exemplo, para identificar defeitos a partir dos desvios existentes entre as curvas medida e de referência (obtida durante o comissionamento). Contudo, conforme orienta a norma IEC 61829, é possível determinar um coeficiente de nível de sujeira. Este coeficiente é obtido a partir da comparação da medição de uma série fotovoltaica antes e após uma adequada limpeza e deve ser utilizado na correção da curva pelo sistema de teste. É importante destacar que a utilização do coeficiente de nível de

sujeira parte da hipótese que a sujeira se deposita de maneira uniforme sobre as séries fotovoltaicas que compõem o arranjo.

Recomenda-se que as séries fotovoltaicas que compõem os arranjos ou subarranjos que alimentam uma unidade de condicionamento de potência (UCP) como, por exemplo, o inversor, sejam individualmente medidas. Esta recomendação encontra amparo no fato de ser possível identificar defeitos com maior precisão em sistemas menos complexos, entretanto estas medidas são mais demoradas que aquelas que consideram o arranjo por completo.

Como já mencionado, é possível que o instrumento disponível para os ensaios não possua os limites elétricos adequados para ensaiar o arranjo. Neste caso, sugere-se que o arranjo seja dividido em dois ou mais subarranjos, conforme a necessidade, e que potência nominal do sistema seja dada pela soma das potências individuais de cada subarranjo.

No caso de utilização da curva $I-V$ para diagnóstico de falhas, o operador do equipamento deve ficar atento aos desvios que a curva medida apresenta em relação à de referência. Assim é necessário ter uma coleção de padrões, como os apresentados na Figura 3.7, para identificar os possíveis defeitos. A partir destes padrões é possível estabelecer estratégias de identificação de falhas. Assim, ao observar algum defeito na série ou no arranjo fotovoltaico apresentado através da curva $I-V$, deve-se procurar pelos defeitos relacionados que tenham menor complexidade na identificação ou que não exijam ensaios adicionais.

Ao observar um padrão como da Figura 3.7a em uma análise visual das curvas $I-V$ (medida e de referência), deve-se verificar primeiramente, através de inspeção visual, a presença de sujeira na parte frontal dos módulos, caso exista, deve-se proceder com a limpeza e com uma nova medida da curva $I-V$. Caso persista (mesmo com menor intensidade) é um indicativo que outros defeitos, relacionados à degradação, estão presentes como, por exemplo, escurecimento do encapsulante ou LID. Nestes casos, é importante determinar a taxa de perda de potência no período para comparar com as garantias do fabricante dos módulos.

Quando a análise visual das curvas $I-V$ revelar um padrão semelhante ao da Figura 3.7b é indicativo que alguns elementos da série fotovoltaica estão operando como carga. Exemplos de problemas que causam este efeito na curva são: (i) módulos com forte sombreamento, (ii) curto circuito entre módulos, (iii) módulos ligados com polaridade invertida e (iv) curto circuito em diodos de *bypass*. Para investigar o problema, considerando os itens (i), (ii) e (iii) da lista acima, faz-se uso da inspeção visual, verificando barreiras de radiação sobre os módulos e, no cabeamento, pontos de contato elétrico com a estrutura metálica ou conexão elétrica invertida de módulos. No caso do item (iv), sua identificação exige a medida da tensão individual nos módulos. Considerando um arranjo, caso não haja

diodos de bloqueio, é possível que os defeitos acima provoquem, em algum momento, a queima do fusível da série fotovoltaica, desta forma é esperado um padrão semelhante ao da Figura 3.7c, que também pode se apresentar quando há alguma outra forma de desconexão elétrica como, por exemplo, rompimento de algum cabo elétrico ou falha nos conectores MC4.

O efeito do incremento da resistência série na instalação, visualizado no padrão da Figura 3.7d, está relacionada com a resistência dos cabos elétricos ou com a resistência de contato nos conectores elétricos. Ao observar este efeito, deve-se verificar as conexões elétricas na interconexão entre os módulos e realizar uma nova medida para obter a curva $I-V$, persistindo o problema, caso seja possível, fazer a conexão do equipamento de teste mais próximo dos módulos e medir novamente. Se nenhuma das sugestões resultarem em melhoria significativa, é provável que exista algum problema nos módulos relacionado com algum modo de degradação que também podem contribuir para a diminuição na resistência paralelo, observado a partir do padrão da Figura 3.7e e neste caso deve-se verificar se a perda de potência está dentro daquilo que o fabricante dos módulos garante.

A presença de descasamento elétrico entre módulos, sombreamentos localizados e módulos danificados é visualizado, na curva $I-V$ medida, como descontinuidades em comparação à curva de referência como mostram as Figuras 2.10 e 3.7f. Quando este padrão de comparação estiver presente deve-se, por inspeção visual, identificar pontos de sombreamento parcial sobre os módulos, sendo importante destacar que quanto mais próximo da tensão nula se apresentar o degrau, maior é o número de módulos afetados. Se for possível eliminar estes pontos de sombreamento, sugere-se obter uma nova curva $I-V$ para avaliar a correção do problema. Caso persista, uma inspeção visual mais minuciosa deve ser conduzida a fim de identificar possíveis problemas dos módulos como, por exemplo, trincas nas células. Se nada for constatado é provável que o descasamento elétrico seja causado por problemas que não podem ser observáveis a olho nu. Outro defeito identificável pela forma da curva $I-V$ é ação do PID, conforme mostra o padrão da Figura 3.7g. Para tal caso não há um procedimento adicional que possa ser realizado sem a utilização de equipamento específico. Em geral, o PID é confirmado através de imagens de eletroluminescência.

O parâmetro de maior importância de um gerador fotovoltaico é a potência, portanto avaliar o desvio da potência máxima entre a curva de referência e a medida torna-se um bom método para sinalizar a presença de falhas nestes dispositivos. Outro parâmetro que pode ser aplicado na análise é a raiz quadrada do erro quadrático médio, ou RMSE (do inglês, *Root Mean Square Error*), que permite quantificar as diferenças globais entre a curva medida e a

de referência, podendo auxiliar na avaliação da possível melhora do desempenho do gerador fotovoltaico após a intervenção de manutenção como, por exemplo, a limpeza dos módulos. Considerando a potência, o RMSE em termos da porcentagem da potência máxima é definido pela Equação 4.1.

$$\text{RMSE} = \frac{100}{P_{M,ref}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{ref,i} - P_{med,i})^2}{n}} \quad (4.1)$$

sendo $P_{M,ref}$ a potência máxima da curva de referência, $P_{ref,i}$ a i-ésima potência na curva de referência e $P_{med,i}$ a i-ésima potência na curva medida.

Para comparar uma curva com a outra e calcular o RMSE, é necessário reconstruí-las de maneira que seus valores de tensão coincidam. Uma forma de obter isso é estabelecer valores percentuais da tensão de circuito aberto da curva de referência e por interpolação linear calcular os valores de corrente, tanto da curva de referência como da medida. O número de pontos das curvas obtidas matematicamente deve ser em quantidade suficiente para uma boa representação. A Figura 4.1 mostra as curvas interpoladas com 20 e 50 pontos, obtidas a partir de uma curva medida, onde é possível observar que um maior número de pontos na interpolação implica em uma melhor representação da curva.

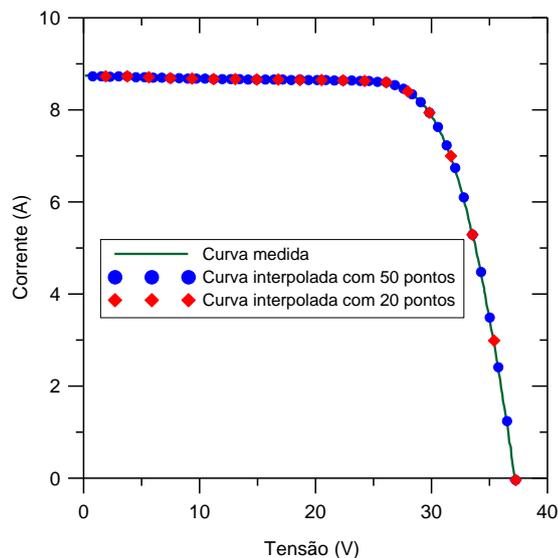


Figura 4.1 – Curvas interpoladas com 20 e 50 pontos obtidas a partir uma curva medida.

Como forma de visualizar a estratégia de utilizar o RMSE para avaliar a correção de problemas em um gerador fotovoltaico, utilizou-se um módulo que faz parte de um sistema fotovoltaico conectado à rede integrado ao prédio anexo do LABSOL. Este módulo teve sua

curva levantada no ano de 2014 antes de ser instalado no ano de 2016, portanto tem-se uma curva antes de ser exposto ao Sol. Este mesmo módulo teve sua curva obtida novamente após 3 anos de operação no sistema. Neste ensaio foram obtidas duas curvas: uma antes da limpeza e outra após. Estas curvas podem ser vistas na Figura 4.2.

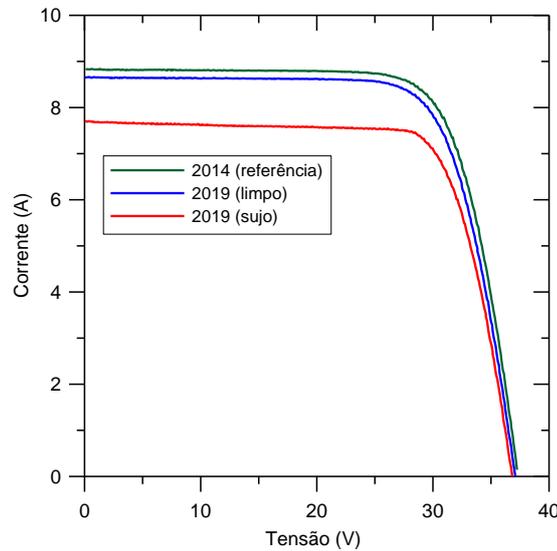


Figura 4.2 – Curvas I - V de um módulo obtidas antes e após a exposição solar.

A Tabela 4.1 mostra o RMSE e as diferenças calculadas para I_{SC} , V_{OC} e P_M , considerando o módulo antes e após a limpeza.

Tabela 4.1 – RMSE e as diferenças calculadas para I_{SC} , V_{OC} e P_M , considerando o módulo antes e após a limpeza.

Curva	Variação			RMSE (%)
	I_{SC} (%)	V_{OC} (%)	P_M (%)	
2019 (sujo)	-14,25	-1,42	-13,95	10,58
2019 (limpo)	-3,67	-0,86	-4,78	4,08

Observa-se, a partir da Tabela 4.1, que mesmo após a limpeza, as diferenças persistiram, indicando que elas não se devem somente à sujeira depositada. Outro aspecto de destaque é que as diferenças encontradas para P_M correspondem apenas a um ponto específico da curva e o RMSE leva em conta toda a curva.

Quando não se dispõe de uma curva de referência obtida por medição, é possível utilizar uma curva simulada do gerador fotovoltaico, embora as incertezas sejam maiores. Curvas simuladas podem ser obtidas através da solução do modelo de um diodo a partir de dados fornecidos pelos catálogos de módulos ou pontos específicos da curva (I_{SC} , V_{OC} , I_{MP} , V_{MP}) determinados experimentalmente. O software CREARRAY, desenvolvido pelo

LABSOL, permite obter curvas I - V desta forma. Uma descrição detalhada deste programa pode ser vista em Krenzinger et al., 2018.

A Figura 4.3 mostra as mesmas curvas da Figura 4.2 acompanhadas da curva gerada pelo CREARRAY.

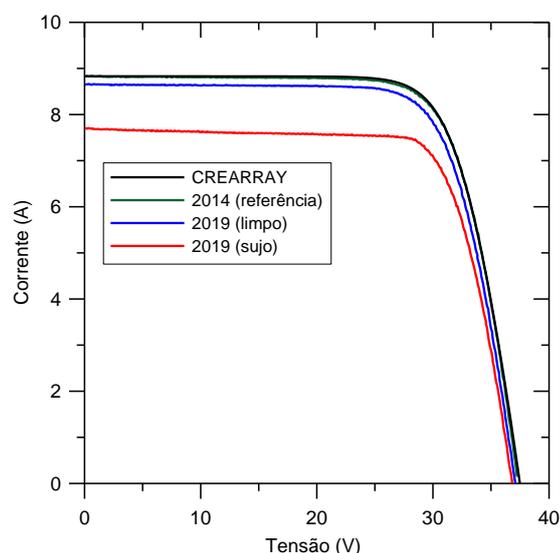


Figura 4.3 – Curvas I - V de um módulo obtidas antes e após a exposição solar e a obtida pelo software CREARRAY.

O RMSE da comparação da curva de referência com a gerada pelo CREARRAY é maior que 1%. Isso significa que a curva simulada não representa fielmente a curva de referência. Isso implica que os resultados apresentados na Tabela 4.1 serão diferentes quando esta curva for usada como referência, conforme mostra a Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – RMSE e as diferenças calculadas para I_{SC} , V_{OC} e P_M , considerando o módulo antes e após a limpeza e usando a curva gerada pelo CREARRAY como referência.

Curva	Variação			RMSE (%)
	I_{SC} (%)	V_{OC} (%)	P_M (%)	
2019 (sujo)	-12,80	-1,71	-12,88	10,05
2019 (limpo)	-2,04	-1,15	-3,59	3,74

Mesmo apresentando uma incerteza maior, ainda é interessante, para realizar a avaliação do RMSE, o uso de uma curva simulada como referência no lugar de uma medida quando a mesma não está disponível.

5 DESENVOLVIMENTO DO EQUIPAMENTO

Neste capítulo é descrita a construção e as características dos circuitos eletrônicos necessários para obter a curva $I-V$ de um arranjo fotovoltaico e que são utilizados no equipamento desenvolvido. Por ser um instrumento que, na sua concepção, emprega um dispositivo microcontrolado, também são apresentados aspectos importantes do código necessário para que este componente opere adequadamente e realize as funções com precisão. Além disso, é apresentado o software desenvolvido para operação deste instrumento.

5.1 Equipamento Traçador de Curvas $I-V$ Construído Previamente

O traçador de curvas $I-V$ desenvolvido e construído no trabalho de mestrado do autor (Oliveira, 2015), por ser um equipamento simples e de fácil implementação, apresentava algumas limitações e dificuldades de operação. A principal refere-se à necessidade de ajustar o número de pontos e o tempo de aquisição, de forma manual, para cada gerador fotovoltaico a ser ensaiado sob determinada condição de temperatura e irradiância solar, necessitando de novo ajuste ao mudarem estas condições. Outra dificuldade estava relacionada com a faixa de tensão e corrente, pois os limites eram ajustados através da troca física de componentes como, por exemplo, a troca dos resistores do divisor resistivo usado para atenuar a tensão do gerador fotovoltaico em teste para níveis suportáveis pelos outros componentes da instrumentação.

A impossibilidade de visualizar a curva $I-V$ imediatamente após a medida dos pares corrente-tensão também representava uma limitação importante, pois não permitia ao operador avaliar se a curva foi registrada corretamente, ou seja, não possuía um software para processar os dados e exibir os resultados. As limitações identificadas permitiram planejar mudanças a fim de contornar as dificuldades de operação daquele equipamento e conceber um novo mais robusto.

5.2 Atualização do Equipamento Traçador de Curvas $I-V$

O equipamento desenvolvido tem sua aplicação na caracterização e diagnóstico de sistemas fotovoltaicos de grande porte. Para sua integração foram desenvolvidos tanto o hardware como o software com o objetivo de torná-lo operacional, sem exigir do utilizador conhecimentos técnicos específicos sobre o circuito, como era no caso do instrumento desenvolvido anteriormente (Oliveira, 2015). Soluções que apresentaram bons resultados foram mantidas como, por exemplo, a utilização de um dispositivo microcontrolado para o

controle e a aquisição de dados e o método de polarização do gerador fotovoltaico, realizado através de uma carga capacitiva.

Considerando os limites elétricos em que o equipamento será submetido (1.200 V e 100 A), houve a preocupação em garantir a adequada isolação entres os componentes que atuarão diretamente nestes limites e os que estarão em efetivo contato com o operador a fim de garantir sua integridade física ao preservá-lo de possíveis choques elétricos. A garantia desta isolação é alcançada através do emprego de conversores c.c./c.c. isolados, amplificadores de isolação e optoacopladores, aplicados em regiões específicas do circuito. Além disso, o equipamento possui diversas escalas para tensão e corrente, selecionadas automaticamente de acordo com os valores presentes na sua entrada.

Para cada etapa foram testadas diversas soluções antes de determinar o circuito definitivo. Vários ensaios foram realizados em bancada utilizando matriz de contatos para avaliar o funcionamento dos mesmos. Após a definição, com auxílio de um software, foram elaborados os *layouts* de cada circuito e, uma vez concluídos, foram enviados para uma empresa especializada para confecção das placas de circuito impresso.

Os dados adquiridos são enviados para o computador no formato de valores separados por vírgulas (csv) com informações de tempo, tensão, corrente, irradiância solar e temperatura de célula, além da data e hora em que foi realizado o ensaio. Estes dados são processados pelo programa desenvolvido, o qual traça a curva *I-V* levantada e fornece os parâmetros elétricos importantes para a análise de desempenho do sistema ensaiado.

Para melhor compreensão do desenvolvimento e da construção do equipamento foram analisados, separadamente, o software e o hardware. Este último ainda foi analisado considerando individualmente cada circuito que o compõe.

5.2.1 Circuitos

A parte física do equipamento (hardware) é basicamente composta por circuitos eletrônicos com funções específicas e necessárias para que seja possível levantar a curva *I-V* de um gerador fotovoltaico. A Figura 5.1 mostra o diagrama de blocos do circuito principal e a Figura 5.2 a placa de circuito impresso (PCI). Todos os circuitos foram acomodados em uma mala específica para equipamentos que possui rodízios e alças que facilitam o transporte conforme mostra a foto da Figura 5.3. Dada a complexidade do circuito, cada parte apresentada na Figura 5.1 é analisada separadamente nas seções seguintes.

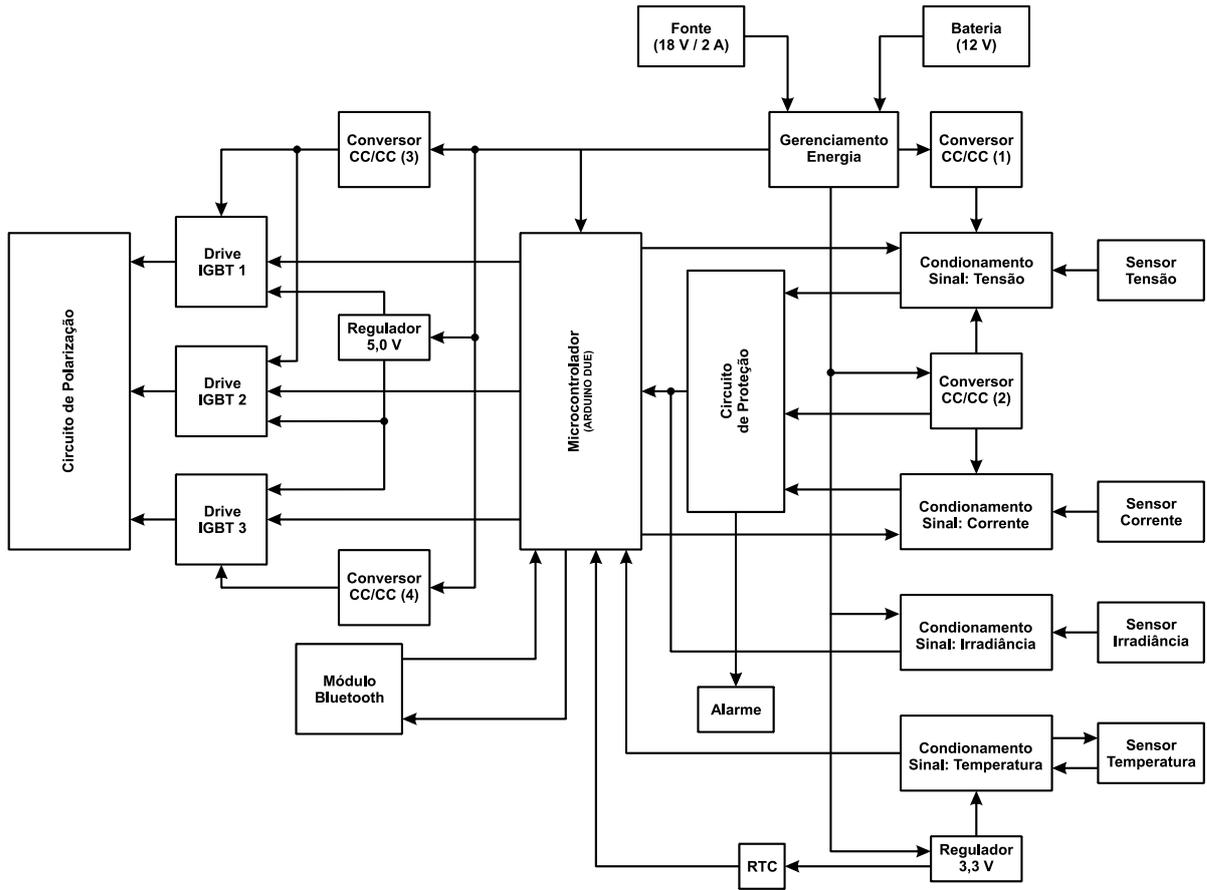


Figura 5.1 – Diagrama de blocos do circuito principal.

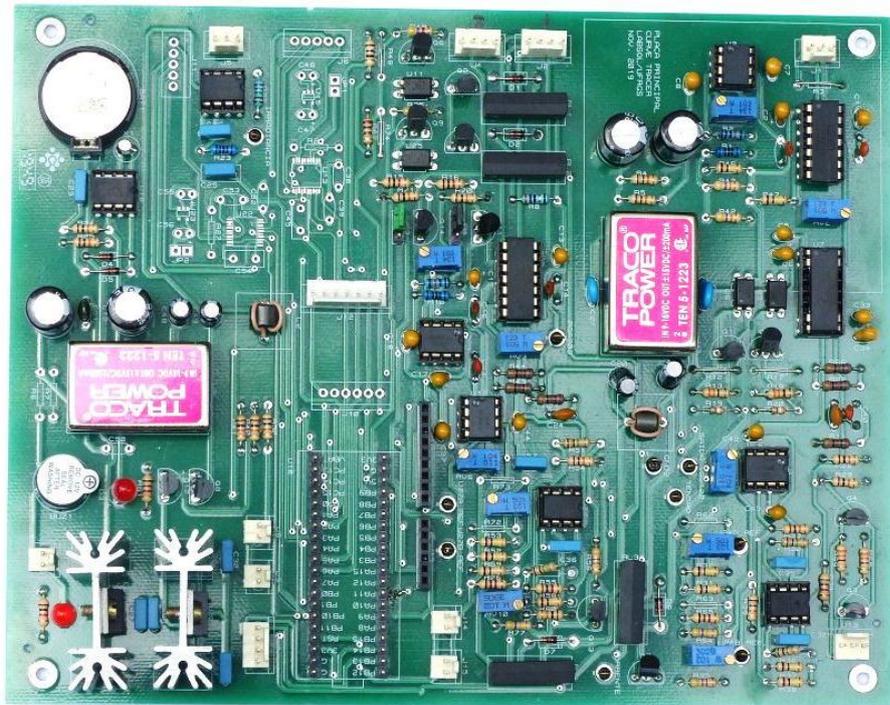


Figura 5.2 – PCI do circuito principal.



Figura 5.3 – Foto do equipamento.

5.2.1.1 Circuito para Medir Tensão

O circuito dedicado a medir tensão é responsável pela adequação do sinal analógico de entrada desta grandeza antes de ser convertido em um sinal digital. Este circuito é composto pelas etapas de atenuação, ajuste de ganho, isolamento e filtragem.

A etapa de atenuação, composta por um divisor resistivo, é necessária para adequar o limite de entrada, que foi estabelecido em 1.200 V, a valores admissíveis pelos componentes das etapas seguintes. Para obter menor incerteza e maior estabilidade na medida, foram utilizados resistores de filme metálico com tolerância de 0,1% e coeficiente térmico de 15 ppm/°C. Foram utilizados quatro resistores de 249 k Ω e um de 2,74 k Ω que estabelecem uma atenuação de aproximadamente 350 vezes, ou seja, a tensão na saída desse divisor será de 0,35% da tensão de entrada.

A tensão de 1.200 V é o fundo de escala do equipamento. Porém, ao medir tensões menores é necessário amplificar a saída do divisor resistivo para que este sinal fique próximo aos 3,3 V (fundo de escala do conversor analógico-digital do dispositivo microcontrolado). Para esta função foi empregado o amplificador de instrumentação com ganho digitalmente programado PGA203 [Texas Instruments, 1993]. Através deste amplificador foi possível estabelecer quatro limites para a tensão de entrada através dos ganhos disponíveis no componente, conforme mostra a Tabela 5.1. A resolução é diferente em cada escala devido à etapa de amplificação.

As escalas são selecionadas de forma automática de acordo com os valores na entrada do equipamento antes de iniciar a varredura dos pontos de operação do gerador fotovoltaico.

Outra etapa que faz parte desse circuito é a responsável pela isolamento entre as etapas de entrada e de saída. A sua importância reside em garantir a proteção dos circuitos posteriores contra possíveis falhas que permitiriam, por exemplo, a passagem da alta tensão da entrada e, conseqüentemente, garantir a segurança do operador e do equipamento. Esta isolamento é obtida através de um amplificador de isolamento de ganho unitário ISO122 que garante a isolamento de 1,5 kV entre a sua entrada e saída [Texas Instruments, 2015]. Este componente necessita de duas fontes de alimentação isoladas entre si para o seu correto funcionamento, para isso dois conversores c.c./c.c. foram empregados: um fornece alimentação para a parte do circuito que está em contato direto com o dispositivo sob teste (gerador fotovoltaico) e o outro para o restante do circuito. Além disso, estes conversores fornecem a também necessária tensão simétrica de 15 V (± 15 V) a partir da alimentação simples fornecida pela bateria de 12 V. Por fim, foi utilizado um filtro ativo de segunda ordem com topologia Sallen Key, cuja frequência de corte é de 15 MHz. A Figura 5.4 mostra o diagrama de blocos do circuito usado para medir a tensão do dispositivo sob teste.

Tabela 5.1 – Relação entre o ganho do amplificador do circuito de tensão, a tensão do fundo de escala e a resolução do equipamento.

Ganho do Amplificador	Fundo de escala tensão (V)	Resolução (V)
1	1200	0,29
2	600	0,15
4	300	0,07
8	150	0,04

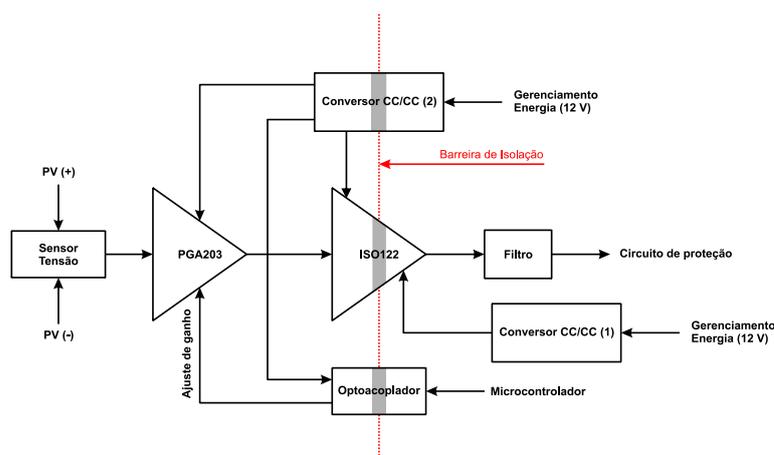


Figura 5.4 – Diagrama de blocos do circuito para medir tensão.

Devido à estrutura do circuito desenvolvido, a medida da tensão é realizada utilizando a técnica a quatro fios, eliminado o erro sistemático devido à queda de tensão nos cabos empregados na medição.

5.2.1.2 Circuito para Medir Corrente

O circuito para medir corrente utiliza o sensor de efeito hall CSNF661, fabricado pela HONEYWELL, cuja exatidão é de $\pm 0,5\%$ a 25 °C. Este sensor permite medir correntes nominais de até 100 A e fornece como sinal de medição uma corrente 1.000 vezes menor que pode ser convertida em tensão através de um resistor. Além disso, devido ao seu funcionamento estar baseado no efeito Hall, existe, segundo o fabricante, a garantia de isolamento galvânica de 3 kV entre o sinal de entrada e o de saída [HONEYWELL, 2006]. Desta forma, a etapa de isolamento que foi utilizada no circuito da tensão pode ser desprezada. A Figura 5.5 mostra o sensor utilizado.



Figura 5.5 – Sensor de corrente CSNF661.

Para melhorar a relação sinal-ruído na medida da corrente, foram empregados dois sensores, sendo que em um deles foram enroladas quatro voltas de fio no seu primário para alterar fundo escala de 100 A para 25 A. A seleção dos sensores é realizada de forma automática pelo microcontrolador de acordo com os limites de corrente estabelecidos na entrada do equipamento. Para isso, é realizado, de forma alternada, o chaveamento do sinal de saída de um dos sensores em um resistor de 30 Ω , que possui tolerância de 0,1% e coeficiente térmico de 15 ppm/°C. Este resistor é responsável por converter o sinal de corrente em tensão no limite de 3 V. Mesmo empregando dois sensores, que permitem duas escalas para corrente, utilizou-se outro amplificador PGA203 para assim estabelecer quatro escalas, conforme mostra a Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Relação entre o ganho do amplificador do circuito de corrente, o sensor utilizado, a corrente do fundo de escala e a resolução do equipamento.

Sensor	Ganho do Amplificador	Fundo de escala corrente (A)	Resolução (A)
1	1	100	0,027
1	2	50	0,013
2	1	25	0,007
2	2	12,5	0,003

O diagrama de blocos para o circuito utilizado para medir a corrente pode ser visto na Figura 5.6.

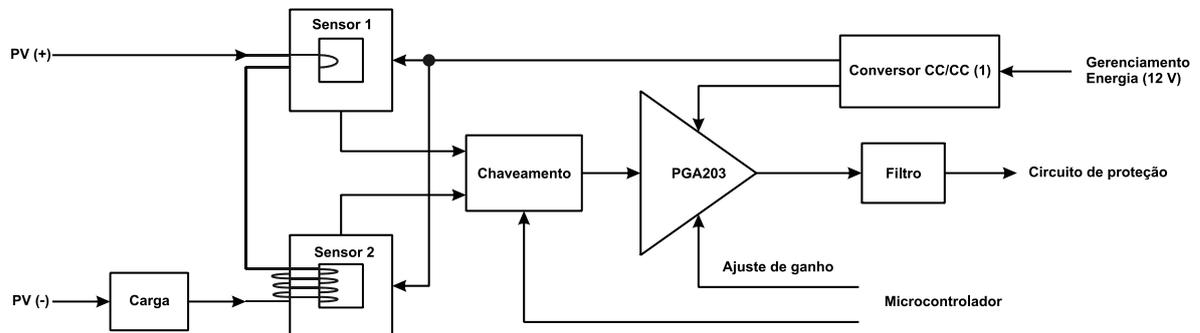


Figura 5.6 – Diagrama de blocos do circuito para medir corrente.

Neste circuito foi empregado um filtro idêntico ao utilizado no circuito para medir tensão.

5.2.1.3 Circuito para Medir Irradiância Solar

Para medir a irradiância solar é necessária uma célula fotovoltaica (ou um conjunto de células) calibrada e com a mesma resposta espectral dos módulos fotovoltaicos que compõem o sistema a ser ensaiado. Em geral, devido à utilização de células de pequenas dimensões, a sua corrente se limita a algumas dezenas de miliampères. Algumas células de referência são comercializadas com saída em tensão, assim fornecendo uma constante de calibração dada em tensão/irradiância.

A célula utilizada neste equipamento tem uma constante igual a $88,5 \text{ mV/kW}\cdot\text{m}^{-2}$. Por ser um sinal elétrico de nível baixo, bastante inferior ao fundo de escala do conversor analógico-digital, foi necessário amplificá-lo. Para este fim, utilizou-se o amplificador de instrumentação INA122, com ganho de aproximadamente 25 vezes [Texas Instruments, 1997]. A Figura 5.7 mostra o diagrama de blocos deste circuito.

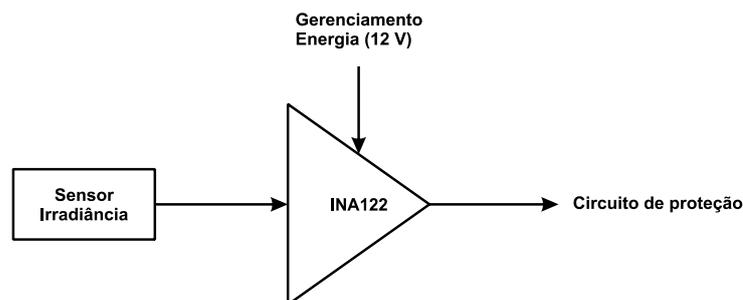


Figura 5.7 – Diagrama de blocos do circuito para medir irradiância solar.

A célula de referência ainda dispõe de um sensor de temperatura Pt1000 que pode ser utilizado para medir a sua temperatura de operação e o resultado pode ser usado em eventuais correções.

5.2.1.4 Circuito para Medir Temperatura de Célula

Este circuito utiliza um sensor Pt100 modelo CRZ classe A ligado a quatro fios e um circuito integrado dedicado MAX31865.

O circuito integrado MAX31865 permite medir a temperatura de célula do módulo ou arranjo fotovoltaico através de sensores Pt100 ou Pt1000, ligados tanto na configuração a três fios, quanto a quatro fios. Possui um conversor analógico-digital interno de 15 bits e transmite as informações para o microcontrolador através do protocolo SPI (*Serial Peripheral Interface* – Interface Periférica Serial) [Maxim Integrated, 2015]. A Figura 5.8 mostra o diagrama de blocos deste circuito.

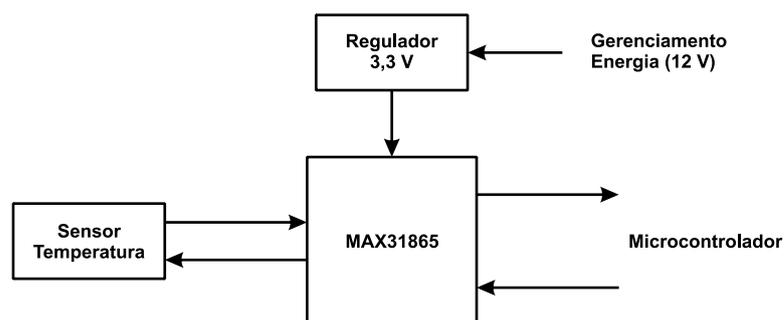


Figura 5.8 – Diagrama de blocos do circuito para medir temperatura de célula.

O sensor foi encapsulado para ficar protegido da umidade e de esforços mecânicos, utilizando resina epóxi e cobre, de acordo com Bühler et al., 2010.

5.2.1.5 Circuito de Proteção

O conversor analógico-digital do microcontrolador admite tensões positivas no limite de 3,3 V. Para garantir a segurança deste conversor, os sinais advindos dos circuitos de medida (tensão e corrente) passam por um circuito de proteção que os bloqueia quando a tensão supera este limite ou quando é negativa.

O circuito de proteção tem por base circuitos comparadores de tensão. Além disso, este circuito dispara um alarme quando ocorre alguma das falhas listadas acima. Na Figura 5.9 pode ser visto o diagrama de blocos para o circuito de proteção de um dos dois canais implantados.

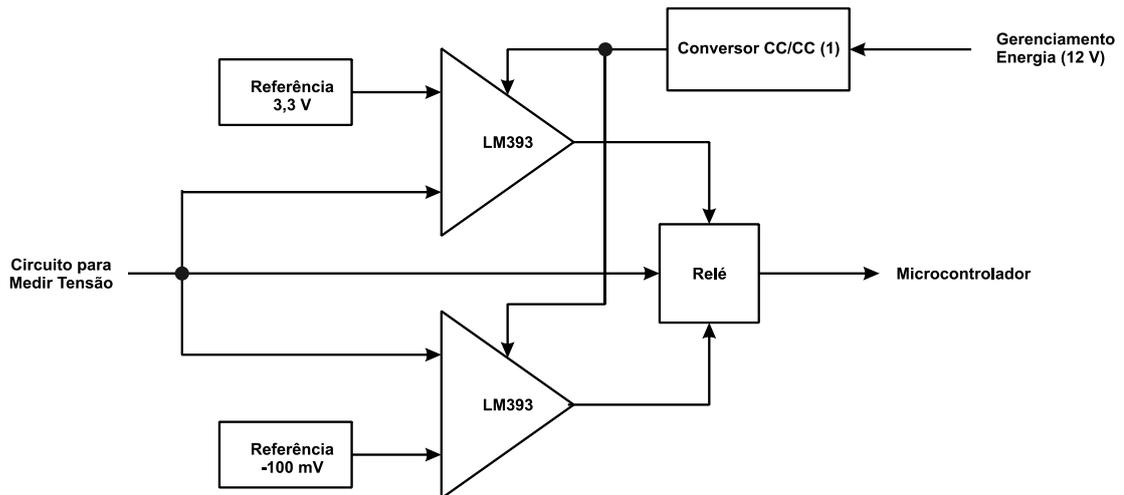


Figura 5.9 – Diagrama de blocos de um dos canais do circuito de proteção.

5.2.1.6 Circuito de Polarização

O circuito de polarização é responsável por polarizar o gerador fotovoltaico nos pontos de operação, permitindo assim, ao medir corrente e tensão em alguns destes pontos, levantar a curva característica deste gerador. Na sua construção foram empregados capacitores, resistores e transistores IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor* – Transistor Bipolar de Porta Isolada),

Para polarizar o gerador foi construída uma carga capacitiva com capacitância de 5 mF e tensão máxima de 1.350 V a partir da associação em série de três capacitores com capacitâncias individuais de 15 mF, com tensão máxima de 450 V. Para a operação desta carga foi construído um sistema de chaveamento com as seguintes funções:

- a) acoplar o gerador fotovoltaico à carga capacitiva;
- b) descarregar os capacitores após a aquisição dos pares tensão e corrente;
- c) provocar um curto-circuito no gerador fotovoltaico para preparar o sistema de aquisição.

A polarização do gerador fotovoltaico é promovida durante o período em que ocorre a carga dos capacitores. A Figura 5.10 mostra o diagrama esquemático do circuito de polarização e a Figura 5.11, o circuito montado.

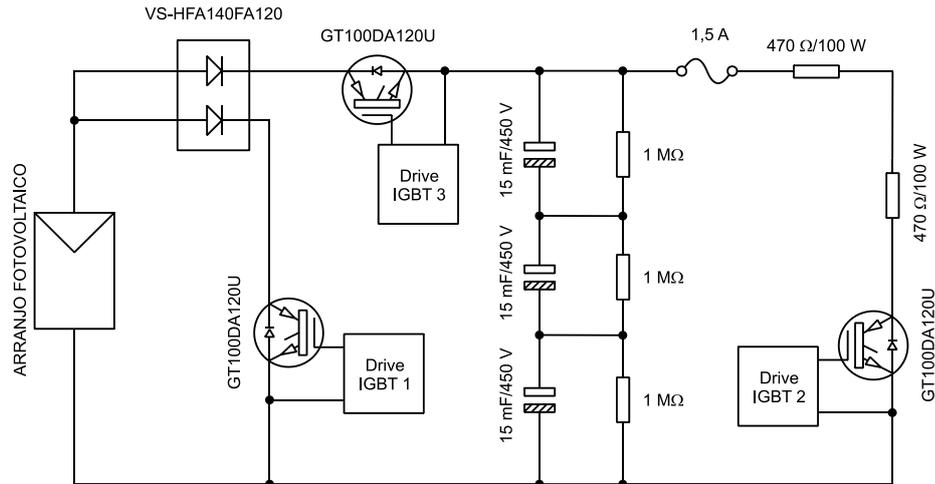


Figura 5.10 – Diagrama esquemático do circuito de polarização.



Figura 5.11 – Circuito de polarização.

Neste circuito foram empregados como elementos de chaveamento três transistores IGBT modelo GT100DA120U, cujas especificações nominais são: tensão de 1.200 V e corrente de 100 A [VISHAY, 2019]. A descarga dos capacitores ocorre através de dois resistores de 470 Ω de 100 W, ligados em série. Os diodos, que evitam danos ao circuito caso seja invertida a ligação do arranjo fotovoltaico, integram um módulo VS-HFA140FA120 que suporta os limites elétricos do equipamento.

5.2.1.7 Circuito de Acionamento dos IGBTs

O circuito de acionamento dos IGBTs, também chamado de *drive*, é responsável por

adequar o sinal de controle advindo do microcontrolador para o nível correto de tensão de acionamento dos transistores do circuito de polarização e, também, para isolar este último dos demais que compõem o equipamento.

Os principais componentes empregados na sua construção são os optoacopladores, com isolamento superior a 1,5 kV, e os conversores c.c./c.c. com isolamento de 1,5 kV. Foram necessários dois conversores c.c./c.c., pois, conforme mostra o circuito da Figura 5.10, o transistor IGBT 3 não possui um ponto comum com os transistores IGBTs 1 e 2, necessitando alimentação independente dos demais. A Figura 5.12 mostra, esquematicamente, este circuito através de blocos e a Figura 5.13 a mostra o circuito montado em uma placa.

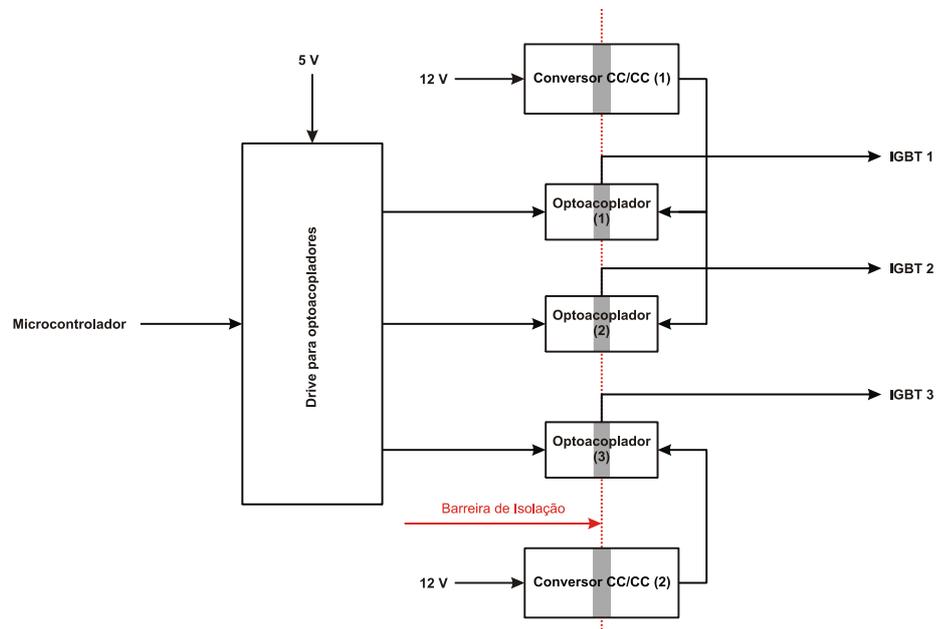


Figura 5.12 – Diagrama de blocos do circuito de acionamento dos IGBTs.

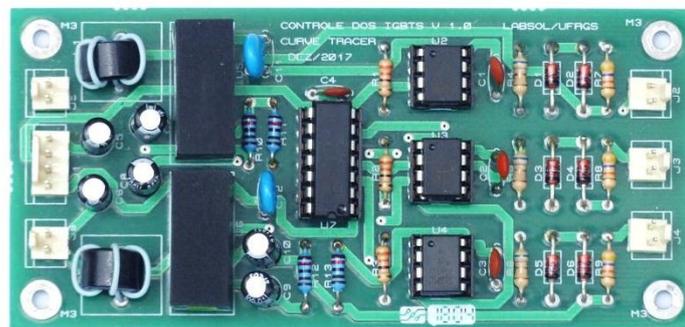


Figura 5.13 – PCI do circuito de acionamento dos IGBTs.

5.2.1.8 Circuito Microcontrolado (circuito lógico programável)

O controle do circuito de polarização, a aquisição de dados e a comunicação com

computador são realizados pelo circuito microcontrolado. Este circuito está baseado em uma placa ARDUINO que possui todos os periféricos necessários para que o microcontrolador que a integra funcione e permita a sua utilização em diversas aplicações.

Vários modelos de ARDUINO estão disponíveis no comércio especializado, porém neste projeto foi utilizado o modelo DUE por possuir um microcontrolador com as seguintes características [ARDUINO, 2018]:

- Conversor analógico-digital de 12 bits – permite maior resolução nos dados medidos e maior precisão;
- Memória RAM (do inglês, *Random Access Memory*) de 96 kbytes – permite armazenar internamente os dados medidos (*buffer*) antes de serem enviados ao computador, evitando-se atrasos na medida;
- Velocidade de 84 kHz (*clock speed*) – permite maior flexibilidade de programação e na definição da taxa de amostragem da conversão A/D.

A necessidade de gravar os dados adquiridos no próprio microcontrolador durante a varredura dos pontos de operação do gerador fotovoltaico assume uma importância fundamental no desenvolvimento do equipamento, pois somente assim é possível compatibilizar o tempo de carga dos capacitores com tempo de aquisição de dados.

Para o funcionamento da placa ARDUINO, assim como para qualquer dispositivo microcontrolado, é necessário escrever um código com as instruções necessárias para executar as funções propostas para uma aplicação, chamado de *firmware*. Este código é escrito em linguagem de programação C na interface de desenvolvimento de programas, ou IDE (do inglês, *Integrated Development Environment*) específica para ARDUINO e, depois de compilado, é transferido para a placa via conexão USB, onde ficará armazenado na memória *flash*³.

Neste projeto foi escrito um código para que a ARDUINO controlasse o circuito de polarização e fizesse a aquisição de dados. A Figura 5.14 mostra o fluxograma para este código, resumindo como a placa ARDUINO controla o circuito de polarização e faz a aquisição de dados para um ensaio.

³ Tipo particular de memória que não necessita de fonte de energia para preservar os dados nela gravados.

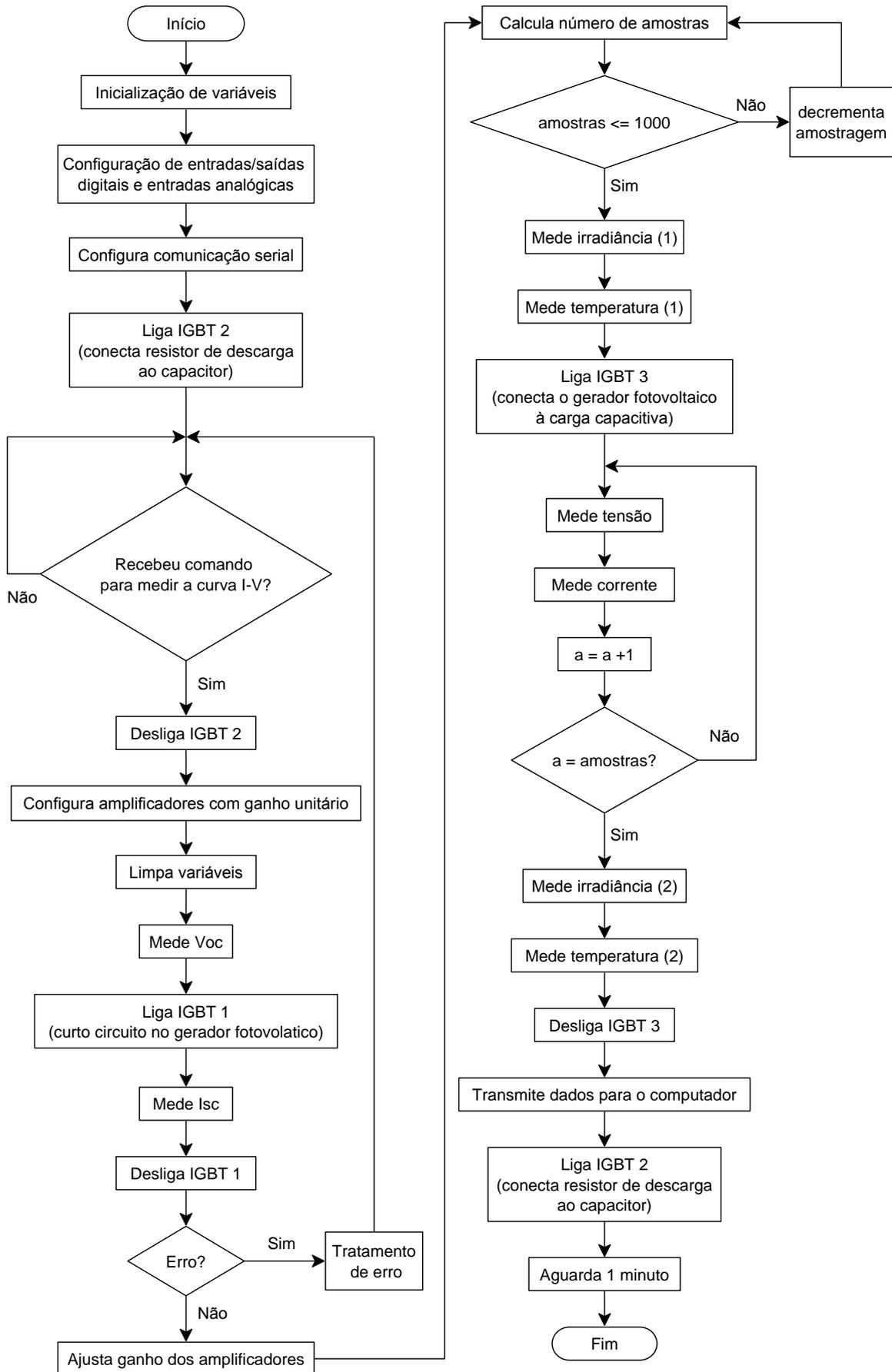


Figura 5.14 – Fluxograma de funcionamento do equipamento ao levantar uma curva *I-V*.

Para aquisição de dados foi necessário criar um algoritmo para o ajuste da taxa de amostragem e do número de amostras de acordo com o V_{OC} e o I_{SC} do gerador fotovoltaico sob teste. Estes parâmetros elétricos são influenciados fortemente pelas condições climáticas (irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento) e devem ser medidos antes de iniciar o ensaio. A partir desses dois parâmetros e da capacitância da associação de capacitores é possível calcular o tempo de carga dos capacitores. O desenvolvimento deste algoritmo foi fundamental para automatizar a operação do equipamento

O tempo de aquisição de dados deve ser compatível com o tempo de carga do capacitor. Este valor, em conjunto com a taxa de amostragem pré-definida, permite determinar o número de amostras (pares corrente-tensão). Caso este número seja maior que o previamente definido, a taxa de amostragem é decrementada e o número de amostras é recalculado. Este processo é repetido sucessivas vezes até que ocorra o ajuste. Os valores iniciais para a taxa de amostragem e para o número de amostras são, respectivamente, 5.000 amostras/s e 500 amostras. Após a polarização os capacitores ficam carregados, sendo necessário, para um novo ensaio, descarregá-los. A sequência de acionamento dos IGBTs, obtida com auxílio de um osciloscópio, pode ser vista no gráfico da Figura 5.15.

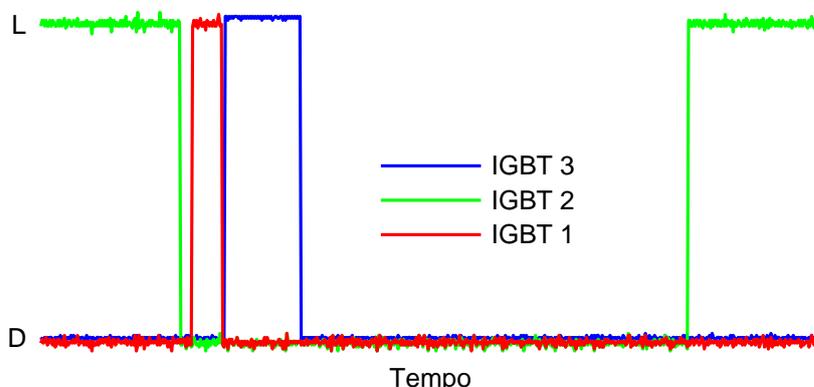


Figura 5.15 – Sequência de acionamento dos IGBTs.

5.2.1.9 Circuito de Gerenciamento de Energia

Devido à necessidade do equipamento ser portátil, a energia indispensável para o seu funcionamento é fornecida por uma bateria selada de chumbo-ácido com tensão nominal de 12 V e capacidade de 5 Ah. Para sua manutenção foi desenvolvido um circuito que gerencia o processo de carga e descarga. No processo de carga, este circuito fornece uma corrente constante de 500 mA até a bateria atingir a tensão de 14,4 V, quando ela é considerada carregada. Se a tensão diminuir para 12,4 V a corrente é fornecida novamente. Durante este

processo a energia para o circuito de gerenciamento e para o equipamento é provida por uma fonte de alimentação. Esta fonte deve possuir tensão de 18 V e corrente de, pelo menos, 2 A.

Quando o equipamento está operando com a energia fornecida pela bateria, o circuito de gerenciamento monitora a sua tensão e ao atingir 10,8 V a corrente é interrompida e somente é religada se a tensão aumentar para 12,6 V. A corrente exigida pelo equipamento é de, aproximadamente, 700 mA e nesta condição a autonomia é de, aproximadamente, 5 h. Se for necessário um tempo maior de operação, uma bateria externa pode ser acoplada ao sistema, inibindo completamente a operação da bateria interna. O diagrama de blocos deste circuito pode ser visto na Figura 5.16 e placa montada na Figura 5.17.

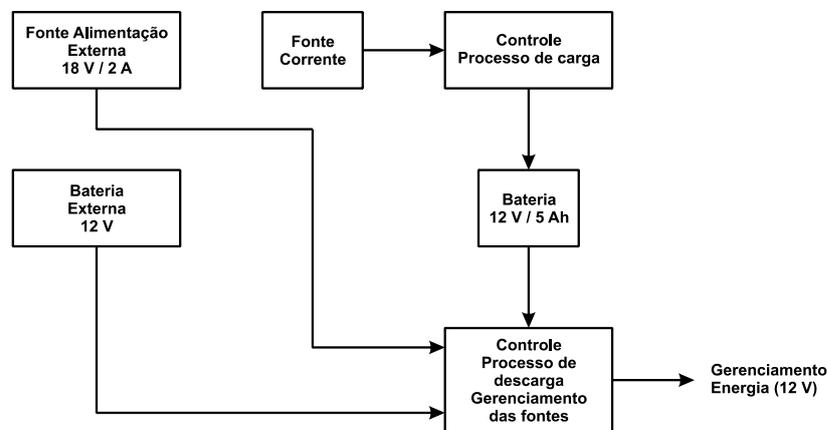


Figura 5.16 – Diagrama de blocos do circuito de gerenciamento de energia.



Figura 5.17 - PCI do circuito de gerenciamento de energia.

5.2.2 Software de Operação e Controle

Para operar o equipamento foi desenvolvida uma aplicação em Visual Basic que permite visualizar, processar e armazenar dados da curva obtida. Através deste software são realizadas todas as configurações que antecedem o ensaio como, por exemplo, o tipo de

módulo utilizado (número de células, coeficientes de variação da corrente e da tensão com a temperatura), o número de módulos em série, o número de séries fotovoltaicas que compõem o arranjo, a constante de calibração do sensor de irradiância, a habilitação da translação da curva para uma condição de referência, as condições de temperatura e irradiância para a curva trasladada, etc. A Figura 5.18 mostra a tela de configurações.

A corrente de curto circuito I_{SC} e a tensão de circuito aberto V_{OC} , do gerador fotovoltaico submetido ao ensaio, são calculadas aplicando-se uma regressão linear nos pares $I-V$ presentes na região dos respectivos parâmetros e, para a potência máxima P_M , uma regressão polinomial de quarta ordem. Os limites para estas regressões também podem ser definidos na tela de configurações.

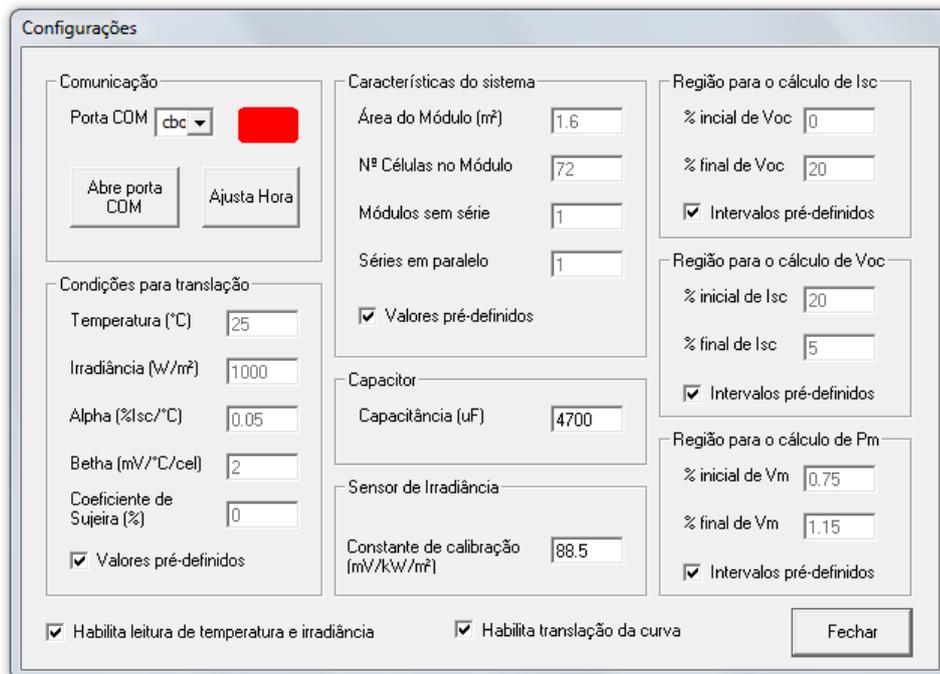


Figura 5.18 – Tela de configurações do software.

Na tela principal, exibida na Figura 5.19, é possível visualizar a curva obtida logo após o processamento de dados, bem como os parâmetros elétricos de interesse para avaliação do sistema (I_{SC} , V_{OC} , P_M , FF , etc.). Nesta tela são apresentados os valores na condição de medida e também os processados após a translação da curva. Os valores de R_p e R_s também são apresentados e são obtidos a partir do método desenvolvido por Phang et al., 1984. O método utilizado para trasladar a curva, para uma condição diferente da qual foi obtida, é o mesmo que foi descrito no trabalho de Bühler et al., 2014. Optou-se por este método por ser simples e mesmo assim apresentar resultados semelhantes ao proposto pela norma IEC 60891.

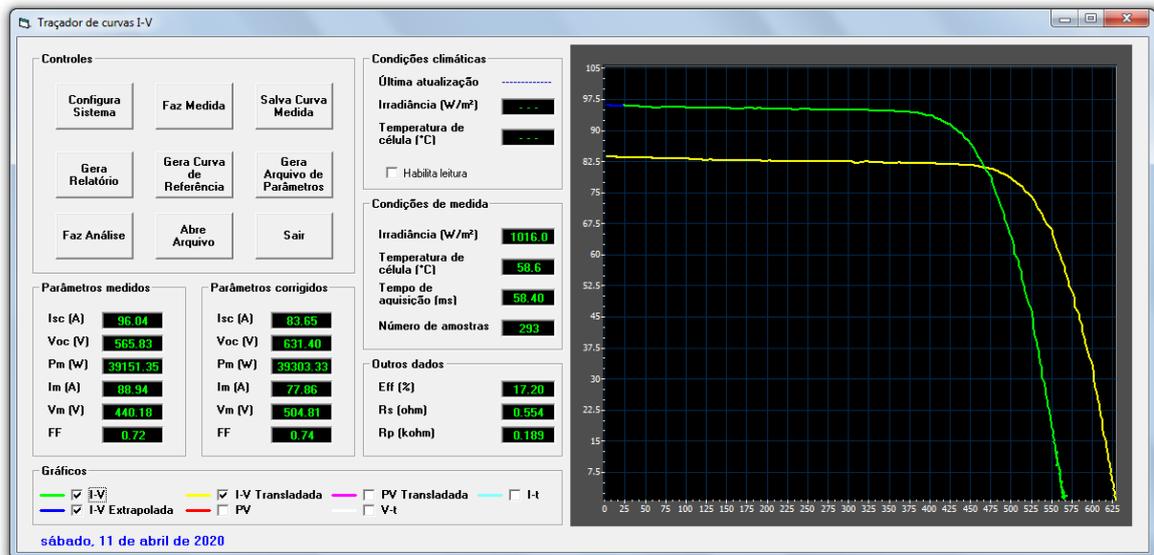


Figura 5.19 – Tela principal do software.

A partir do programa é possível gerar um relatório da curva I - V obtida no ensaio (um exemplo pode ser visto no Apêndice B) e gerar uma curva para ser utilizada como referência em ensaios futuros na identificação de falhas no gerador fotovoltaico. Esta curva é utilizada na ferramenta de análises do software que pode ser vista na Figura 5.20.

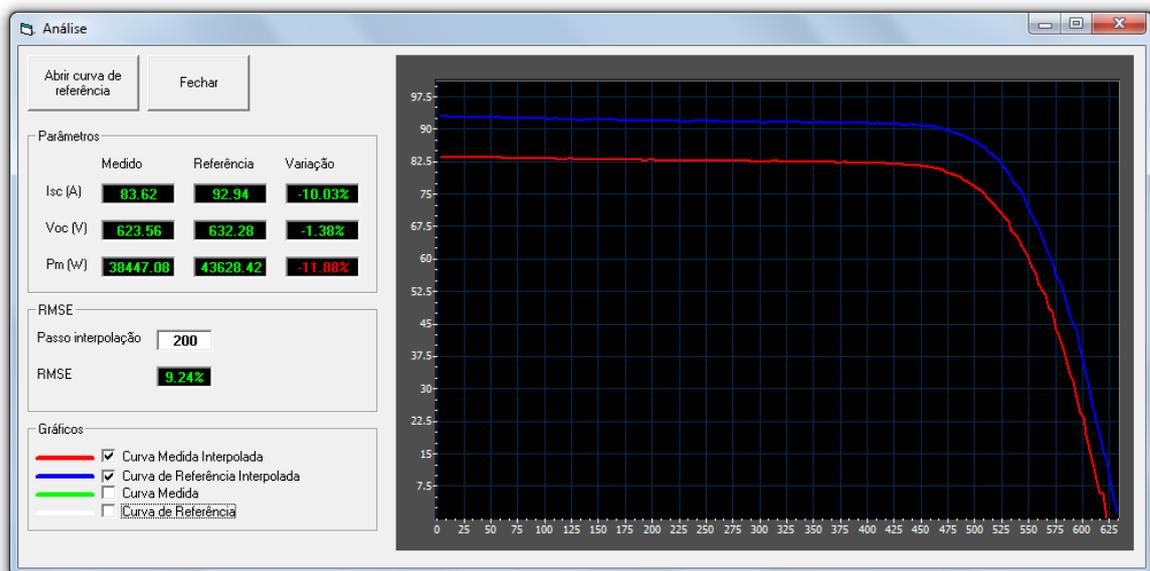


Figura 5.20 – Tela de análises.

A ferramenta de análise faz o cálculo do RMSE, conforme descrito no capítulo 4, e da variação de V_{OC} , I_{SC} e P_M . Além disso, possibilita visualizar as curvas de referência e medida, permitindo avaliar qualitativamente as diferenças entre elas.

6 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO EQUIPAMENTO

Neste capítulo são apresentados ensaios que permitem avaliar o desempenho do equipamento desenvolvido.

6.1 Avaliação Preliminar de Desempenho do Equipamento na Obtenção da Curva $I-V$

Em uma primeira abordagem de avaliação do desempenho do equipamento na medida da curva $I-V$ de geradores fotovoltaicos, foram realizadas medidas no sistema fotovoltaico conectado à rede disponível no LABSOL. Este ensaio foi realizado antes da calibração dos canais de medição e é importante para testar as funcionalidades do equipamento, como a capacidade de polarização do gerador fotovoltaico sob teste e a aquisição de dados, mesmo que os resultados apresentem maiores incertezas. A partir destes ensaios é possível definir estratégias de correção de problemas na operação do equipamento, caso eles surjam.

O sistema fotovoltaico ensaiado entrou em funcionamento no ano de 2004 e possui potência nominal de 4.800 W. Em sua configuração de operação, três arranjos alimentam três inversores. Estes arranjos são formados por duas séries fotovoltaicas de oito módulos, cujas características elétricas nominais estão apresentadas na Tabela 6.1. Este sistema ainda encontra-se em operação, porém, devido à degradação, sua potência teve redução de 9,5%, conforme indicou o trabalho de Fonseca et al., 2020.

Tabela 6.1 – Características elétricas nominais de um arranjo do sistema conectado à rede do LABSOL.

V_{OC}	I_{SC}	P_M
320 V	6,4 A	1.600 W

É possível mudar a configuração dos arranjos, pois, junto à caixa de conexões, existem tomadas que permitem associar cada série fotovoltaica de forma individual. Para o primeiro ensaio, denominado ensaio 1, foram associadas seis séries em paralelo. A curva $I-V$ deste arranjo foi levantada utilizando o protótipo e dois equipamentos comerciais. As curvas obtidas estão apresentadas na Figura 6.1.

A comparação dos parâmetros elétricos do arranjo obtidos a partir da curva $I-V$ usando o protótipo e o equipamento comercial PVE está apresentada na Tabela 6.2 e na, Tabela 6.3, usando o protótipo e o equipamento comercial EKO.

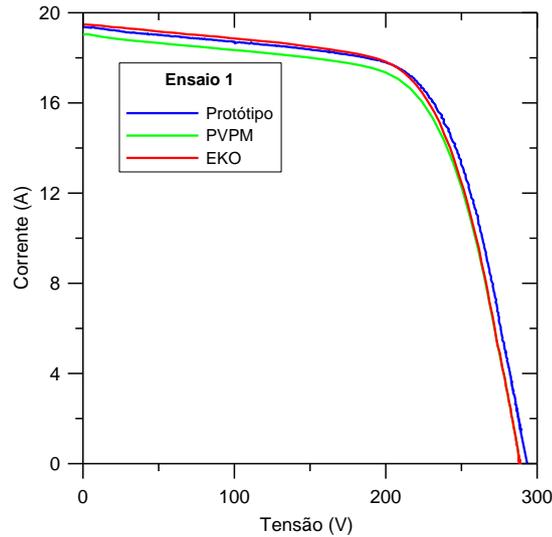


Figura 6.1 – Curvas obtida com o protótipo e os equipamentos comerciais PVE e EKO no ensaio 1.

Tabela 6.2 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial PVE no ensaio 1.

	Protótipo	PVE	Diferenças
V_{OC} (V)	293,5	288,8	+1,62%
I_{SC} (A)	19,37	19,04	+1,73%
V_{MP} (V)	223,3	219,8	+1,59%
I_{MP} (A)	16,74	16,39	+2,14%
P_M (W)	3.738,3	3.602,5	+3,77%
FF (%)	66	65	

Tabela 6.3 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial EKO no ensaio 1.

	Protótipo	EKO	Diferenças
V_{OC} (V)	293,5	288,7	+1,66%
I_{SC} (A)	19,37	19,48	-0,56%
V_{MP} (V)	223,3	219,2	+1,87%
I_{MP} (A)	16,74	16,87	-0,77%
P_M (W)	3.738,3	3.698,9	+1,06%
FF (%)	66	66	

Para o outro ensaio, ensaio 2, associaram-se em série dois arranjos formados, cada um deles, por duas séries fotovoltaicas de oito módulos com o objetivo de obter uma maior tensão de operação. É importante observar que nas duas configurações utilizadas nesses ensaios obtém-se a maior corrente e a maior tensão suportada para este sistema. As curvas I - V obtidas no ensaio 2 são apresentadas na Figura 6.2.

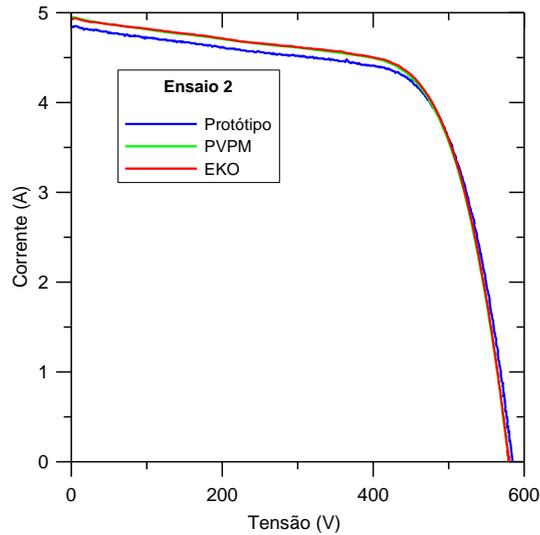


Figura 6.2 – Curvas obtida com o protótipo e os equipamentos comerciais PVE e EKO no ensaio 2.

Na Tabela 6.4 é apresentada a comparação dos parâmetros elétricos do arranjo obtidos a partir da curva $I-V$ usando o protótipo e o equipamento comercial PVE e na Tabela 6.5, usando o protótipo e o equipamento comercial EKO.

Tabela 6.4 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial PVE no ensaio 2.

	Protótipo	PVE	Diferenças
V_{OC} (V)	584,6	579,5	+0,88%
I_{SC} (A)	4,84	4,95	-2,22%
V_{MP} (V)	461,64	456,7	+1,08%
I_{MP} (A)	4,15	4,23	-1,89%
P_M (W)	1.915,1	1.931,6	-0,85%
FF (%)	68	67	

Tabela 6.5 – Comparação dos parâmetros elétricos obtidos com o protótipo e o equipamento comercial EKO no ensaio 2.

	Protótipo	EKO	Diferenças
V_{OC} (V)	584,6	580,0	+0,69%
I_{SC} (A)	4,84	4,92	-1,62%
V_{MP} (V)	461,6	456,9	+1,03%
I_{MP} (A)	4,15	4,25	-2,35%
P_M (W)	1.915,1	1943,0	-1,44%
FF (%)	68	68	

O instrumento desenvolvido apresenta desempenho satisfatório, pois os resultados de medição são comparáveis ao dos instrumentos comerciais. As diferenças são pouco

representativas devido às incertezas entre os instrumentos serem semelhantes, chegando, nos instrumentos comerciais, a $\pm 1\%$ do fundo de escala em que estão sendo realizadas as medidas, tanto no canal de corrente quanto no canal de tensão. A Tabela 6.6 mostra as incertezas dos instrumentos comerciais nas escalas utilizadas nos ensaios 1 e 2.

Tabela 6.6 – Incertezas dos instrumentos comerciais nas escalas utilizadas nos ensaios 1 e 2.

		Fundo de escala da tensão (V)	Incerteza da tensão (V)	Fundo de escala da corrente (A)	Incerteza da corrente (A)
Ensaio 1	PVPM	500	± 5	20	$\pm 0,2$
	EKO	600	± 6	30	$\pm 0,3$
Ensaio 2	PVPM	1000	± 10	10	$\pm 0,1$
	EKO	600	± 6	10	$\pm 0,1$

Estes ensaios demonstraram que o instrumento desenvolvido, realiza todas as funções programadas para obter a curva I - V , realizando o chaveamento adequado no circuito de polarização e o ajuste da taxa de amostragem e do número de pontos a serem adquiridos na etapa de aquisição de dados. Assim sendo, é necessário, apenas, proceder com a calibração dos canais de medição, a fim determinar as incertezas de medição.

6.2 Calibração dos Canais de Medição de Corrente e Tensão

Para calibrar os canais de medição de corrente e tensão do protótipo, recorreu-se à avaliação de incertezas do Tipo A. Este método utiliza ferramentas estatísticas para análise de incertezas [INMETRO, 2012].

Para calibrar o canal de tensão, utilizou-se duas fontes da marca REGATRON, modelo TopCon Quadro, conectadas em série para gerar as tensões necessárias. Para a leitura desta grandeza foi utilizado um multímetro digital de $6\frac{1}{2}$ dígitos da marca AGILENT, modelo 34411A. Esta leitura é considerada como a tensão de referência V_{ref} . A escala selecionada para a tensão foi a de 1.000 V e a incerteza elétrica associada à sua leitura é descrita, conforme dados do fabricante, pela Equação 6.1 [AGILENT, 2012].

$$U_{V,ref} = \pm (0,0040\% \text{ leitura} + 0,0006\% \text{ fundo de escala}) \quad (6.1)$$

O resultado da Equação 6.1 corresponde à incerteza expandida $U_{V,ref}$ em volts. Para calcular a incerteza padrão $u_{V,ref}$, considera-se uma distribuição normal com fator de abrangência $t = 2$. Este método de determinação de incerteza é classificado como do Tipo B.

A primeira etapa da calibração consiste em determinar a correção para tensão, a qual corresponde ao desvio sistemático que o protótipo faz da leitura correta. Este desvio pode ser constante ao longo de toda faixa de medição na escala selecionada ou seguir alguma tendência como, por exemplo, uma tendência linear. Para avaliar este parâmetro foram obtidas 50 amostras consecutivas de tensão com protótipo em 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80 e 95% de cada fundo de escala selecionado.

Foi observada uma tendência linear para os desvios nas quatro escalas do protótipo. Desta forma, foi obtida uma curva de ajuste para determinar a equação que descreve o comportamento desta tendência ao longo das faixas de medição em cada escala. Estas equações foram inseridas no *firmware* do dispositivo microcontrolado. Mesmo sendo corrigido no momento da medição, ainda é possível que ocorra algum desvio residual, pois as equações encontradas descrevem o seu comportamento médio.

A etapa seguinte consiste em determinar o erro para cada fundo de escala da tensão. Para isso, foram geradas três tensões e para cada leitura do multímetro calculou-se a $U_{V,ref}$ e $u_{V,ref}$. Estas tensões correspondem, aproximadamente, a 25%, 50% e 95% do fundo escala selecionado no canal de medição do protótipo. Assim calculou-se a média de 50 medidas consecutivas V_{prot} para cada faixa de tensão e a incerteza padrão da média $u_{V,prot}$. A incerteza padrão da resolução do protótipo $u_{V,r,prot}$ é a mesma para todas as faixas de tensão de entrada e deve ser calculada pela Equação 6.2. A distribuição de probabilidades considerada para a resolução é retangular, assumindo-se que os graus de liberdade são infinitos [Albertazzi, 2008].

$$u_{V,r,prot} = \pm \frac{r_V}{2\sqrt{3}} \quad (6.2)$$

sendo r_V a resolução da escala selecionada no protótipo de acordo com a Tabela 5.1.

A partir das incertezas encontradas para o padrão e o protótipo calcula-se a incerteza combinada u_V através da Equação 6.3.

$$u_V = \pm \sqrt{u_{V,ref}^2 + u_{V,r,prot}^2 + u_{V,prot}^2} \quad (6.3)$$

O número de graus de liberdade efetivos $\nu_{V,eff}$ é obtido pela equação de Welch-Satterthwaite que, para este caso, está expressa pela Equação 6.4 [INMETRO, 2012].

$$\frac{u_V^4}{\nu_{V,eff}} = \frac{u_{V,ref}^4}{\nu_{V,ref}} + \frac{u_{V,r,prot}^4}{\nu_{V,r,prot}} + \frac{u_{V,prot}^4}{\nu_{V,prot}} \quad (6.4)$$

sendo $\nu_{V,ref}$ os graus de liberdade da incerteza da tensão de referência, $\nu_{V,r,prot}$ os graus de liberdade da incerteza da resolução do protótipo na medida da tensão e $\nu_{V,prot}$ graus de liberdade da incerteza do protótipo na medida da tensão

Com o resultado do $\nu_{V,eff}$ encontra-se, em uma tabela, o coeficiente t de *student* correspondente para calcular a incerteza expandida do canal de medição da tensão U_V para um nível de significância de 95%. A incerteza elétrica para o canal de tensão é estabelecida para cada escala e considera a soma da incerteza expandida com a correção residual encontrada. Como os resultados são para três faixas de tensão, a incerteza elétrica é dada pela faixa que apresenta o valor mais alto na escala. A Tabela 6.7 mostra os resultados obtidos para incerteza elétrica de cada escala de tensão δV .

Tabela 6.7 – Incerteza elétrica do canal de medição da tensão.

Fundo de Escala (V)	Incerteza Elétrica (%FE)	Incerteza Elétrica (V)
150	0,028	0,042
300	0,051	0,153
600	0,082	0,492
1.200	0,534	6,408

A calibração do canal de medição da corrente seguiu o mesmo procedimento adotado para a tensão, entretanto as fontes foram configuradas em paralelo, permitindo obter uma corrente nominal de 64 A, e foi utilizado um resistor padrão, da marca YOKOGAWA modelo 2792A01, de valor nominal 0,001 Ω e precisão de 100 ppm, capaz de operar no limite de 50 A [YOKOGAWA, 2017]. Este resistor foi utilizado como referência, medindo-se a queda de tensão sobre ele com o multímetro na escala de 100 mV. A corrente de referência I_{ref} foi calculada através da Lei de Ohm. Como a corrente foi obtida de forma indireta, foi preciso calcular a incerteza associada à corrente devido às incertezas do resistor padrão e do multímetro. A incerteza expandida associada à medida da tensão pelo multímetro na escala selecionada $U_{I,mult}$ é dada pela Equação 6.5.

$$U_{I,mult} = \pm (0,0050\% \text{ leitura} + 0,0035\% \text{ fundo de escala}) \quad (6.5)$$

A incerteza padrão da corrente $u_{i,ref}$ é calculada pela equação geral para propagação de

incertezas, considerando as quantidades de entrada independentes, conforme descrito pela Equação 6.6 [Balbinot e Brusamarello, 2014].

$$u_{I, ref} = \sqrt{\left(\frac{\partial i}{\partial V} \cdot u_{I, mult}\right)^2 + \left(\frac{\partial i}{\partial R} \cdot u_{I, res}\right)^2} \quad (6.6)$$

sendo $u_{I, mult}$ e $u_{I, res}$ as incertezas padrão do multímetro e do resistor padrão, respectivamente.

Para encontrar a correção da corrente também foi determinada uma equação seguindo o mesmo procedimento utilizado no canal de tensão. Esta equação também foi inserida no *firmware* do microcontrolador. Além disso, na escala de 100 A, foi necessário enrolar uma volta no sensor de corrente para emular esta corrente a partir de 50 A. Os resultados obtidos para incerteza elétrica do canal de medição de corrente δI podem ser vistos na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Incerteza elétrica do canal de medição da corrente.

Fundo de Escala (A)	Incerteza Elétrica (%FE)	Incerteza Elétrica (A)
12,5	0,125	0,016
25	0,122	0,030
50	0,210	0,105
100	0,550	0,550

Considerando as incertezas encontradas, verifica-se que o instrumento desenvolvido supera em qualidade o que determina a norma IEC 61829, isto é, no pior caso, tanto no canal de tensão quanto de corrente, a incerteza é inferior a 1%.

6.3 Incerteza da Potência Máxima Devido à Instrumentação

A incerteza da potência devido à instrumentação dever ser calculada considerando as 16 combinações possíveis para as escalas de tensão e corrente, resultando, conseqüentemente, em 16 valores para incerteza. A potência máxima que um gerador fotovoltaico pode entregar é resultado do produto $V_{MP} \cdot I_{MP}$. Como estes valores dependem das características do gerador, se torna inviável determinar a incerteza da potência a partir destes parâmetros e apresentar uma estimativa geral para incerteza atribuída à instrumentação. Desta forma, para esta estimativa foram utilizados os valores de fundo de escala tanto da tensão como da corrente. Em última análise, estes valores corresponderiam a V_{OC} e I_{SC} em vez de V_{MP} e I_{MP} , respectivamente. Esta aproximação implica em considerar geradores fotovoltaicos com fator de forma unitário, portanto as incertezas obtidas são superestimadas, considerando que $V_{MP} \leq V_{OC}$ e $I_{MP} \leq I_{SC}$.

Para calcular a incerteza da potência deve-se aplicar a equação geral para propagação de incerteza, na forma de Equação 6.7.

$$\delta P = \sqrt{\left(\frac{\partial P}{\partial V} \cdot \delta V\right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial I} \cdot \delta I\right)^2} \quad (6.7)$$

sendo δP incerteza elétrica da potência.

A Tabela 6.9 mostra o resultado para incerteza elétrica da máxima potência de acordo com as escalas utilizadas na medida. No Apêndice C foram analisadas tanto as incertezas decorrentes da instrumentação como as associadas às medidas de temperatura de célula e irradiância solar.

Tabela 6.9 – Incerteza elétrica na determinação da potência máxima.

Corrente (A)	Tensão (V)			
	150	300	600	1.200
12,5	2 W	5 W	11 W	82 W
25	5 W	10 W	22 W	164 W
50	16 W	32 W	68 W	344 W
100	83 W	166 W	334 W	920 W

6.4 Calibração dos Canais de Medida de Temperatura e Irradiância

As incertezas de medição da temperatura de célula e da irradiância solar foram determinadas através dos dados fornecidos pelos fabricantes dos componentes envolvidos nestes canais de medição. Este tipo de avaliação de incerteza é considerado do tipo B [INMETRO, 2012].

No cálculo da incerteza da medida da temperatura de célula foi combinada a incerteza do sensor de temperatura com a do circuito de medição. A tolerância do sensor de temperatura, para a faixa de 100 °C, é de $\pm 0,35$ °C e do circuito de temperatura é de $\pm 0,5$ °C. Nesta análise de incerteza decidiu-se ignorar o fato de que o sensor pode não ter a mesma temperatura da junção da célula, conforme demonstraram Bühler et al., 2010. Assim, a incerteza da medida da temperatura δT é dada pela Equação 6.8.

$$\delta T = \sqrt{0,35^2 + 0,5^2} \therefore \delta T = 0,6 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (6.8)$$

O canal de medição da irradiância solar é composto pela célula de referência e pela

instrumentação que contempla o amplificador de instrumentação e o conversor AD do microcontrolador. A incerteza da célula de referência é fornecida pelo certificado de calibração, sendo igual a 3%. Considerando a condição de calibração, 88,5 mV em uma irradiância solar de 1000 W/m², o valor absoluto da incerteza é $\delta G_{sensor} = 30 \text{ W/m}^2$. Para o amplificador de instrumentação são consideradas três fontes de erro: erro de *offset*, erro de ganho e não linearidade do ganho. Para o conversor AD são considerados os erros de *offset*, de ganho e de referência de tensão, além da não linearidade integral e da não linearidade diferencial. Os valores destes parâmetros, considerando o fundo de escala de 3,3 V, estão organizados na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Valores das componentes de incerteza da instrumentação.

	<i>Offset</i>	Ganho	Não linearidade ganho	Não linearidade integral	Não linearidade diferencial	Erro referência de tensão
Amplificador	100 μV	9,9 mV	165 μV	N/A	N/A	N/A
Conversor AD	9,27 mV	18,53 mV	N/A	805,86 μV	402,93 μV	33 mV

Tendo em vista que o sinal da célula de referência é amplificado 25 vezes, naturalmente a constante de calibração também deve ser multiplicada por este valor. Desta forma, a constante assume o de valor 2,21 V para 1000 W/m². Considerando este valor, convertem-se os valores de tensão da Tabela 6.10 para valores de irradiância solar, permitindo, assim, calcular a incerteza da irradiância solar devido à instrumentação δG_{instr} conforme mostra a Equação 6.9.

$$\delta G_{instr} = \sqrt{0,05^2 + 4,19^2 + 4,48^2 + 8,38^2 + 0,07^2 + 0,36^2 + 0,16^2 + 14,93^2} \quad (6.9)$$

$$\therefore \delta G_{instr} = 18,19 \text{ W/m}^2$$

Para calcular a incerteza da medida da irradiância solar δG deve-se combinar a incerteza devido ao sensor e à instrumentação, conforme mostra a Equação 6.10.

$$\delta G = \sqrt{\delta G_{sensor}^2 + \delta G_{instr}^2} = \sqrt{30^2 + 18,19^2} \therefore \delta G = 35 \text{ W/m}^2 \quad (6.10)$$

6.5 Avaliação de Desempenho do Equipamento em Medidas de Série e Arranjos Fotovoltaicos

A proposta do equipamento desenvolvido é de avaliar instalações fotovoltaicas de

grande porte, dados os limites de tensão e corrente do mesmo: 1.200 V e 100 A, respectivamente. Desta forma, foram realizadas medidas em uma usina fotovoltaica, cuja potência nominal é de 550 kW, a fim de testar o seu desempenho. Esta usina é composta por dez arranjos, formados por 12 séries fotovoltaicas de 14 módulos cada, conforme pode ser visto no diagrama da Figura 6.3. Os módulos utilizados são da marca Canadian Solar, modelo CS6U-335P. Cada arranjo alimenta um inversor com potência nominal de saída de 50 kW.

Os módulos utilizados apresentam, nas condições-padrão de ensaio (STC), tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito iguais a 45,8 V e 9,54 A, respectivamente. Assim, a tensão de circuito aberto nominal de cada série e, conseqüentemente, do arranjo é de, aproximadamente, 640 V e a corrente de curto circuito é de 9,54 A. Como as séries são ligadas em paralelo, a corrente do arranjo fica estabelecida em, aproximadamente, 115 A.

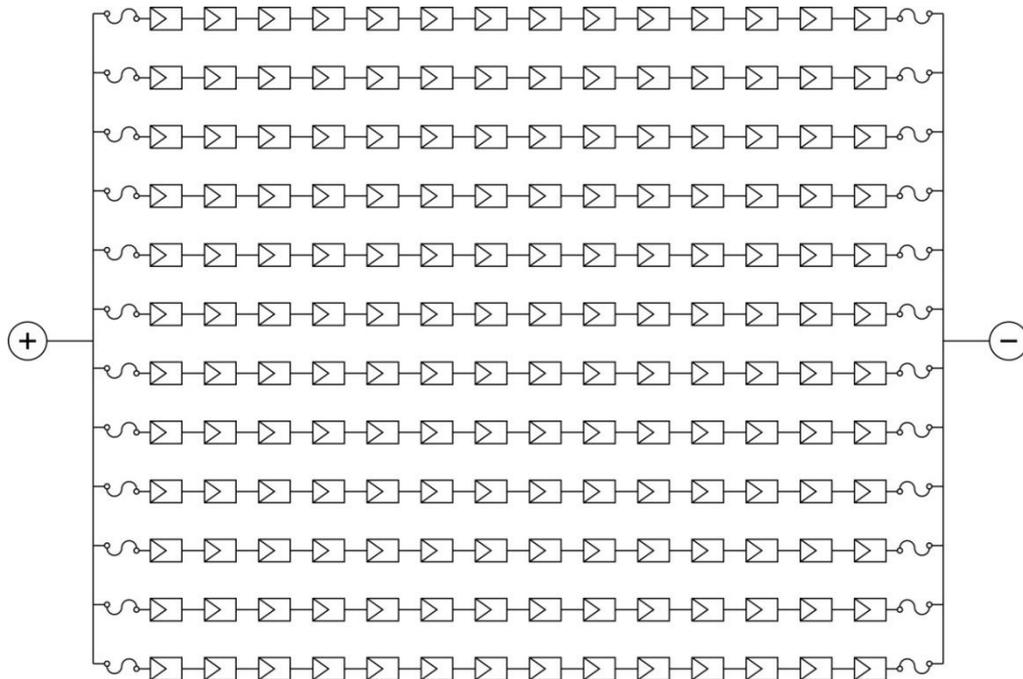
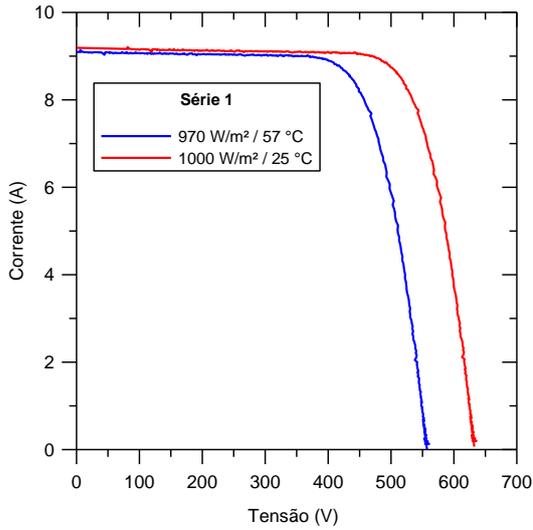
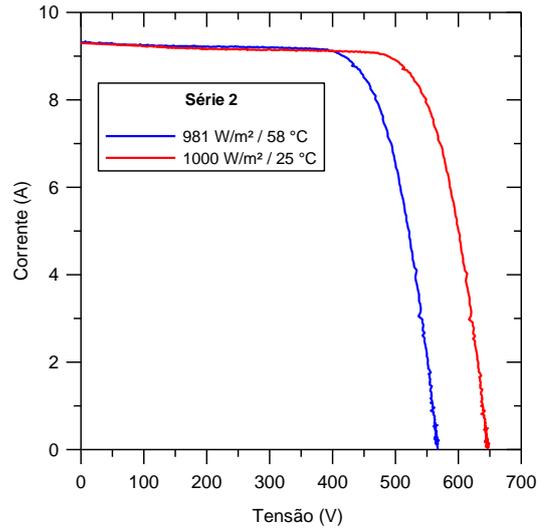
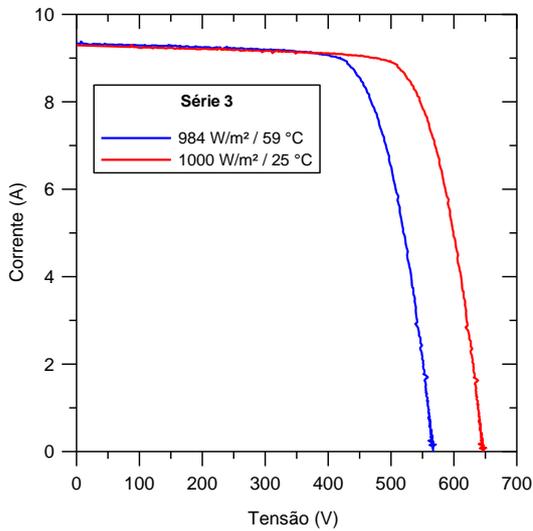
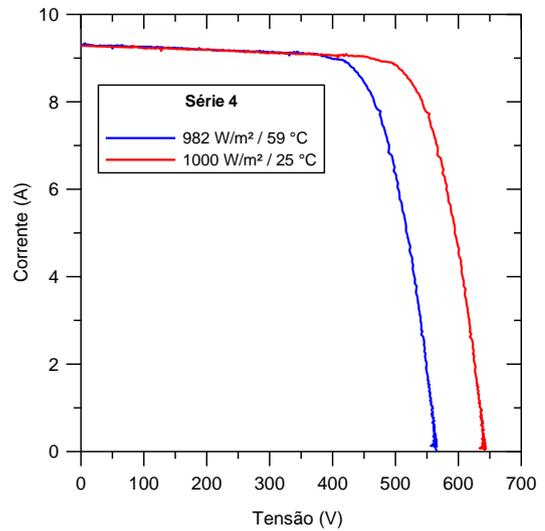
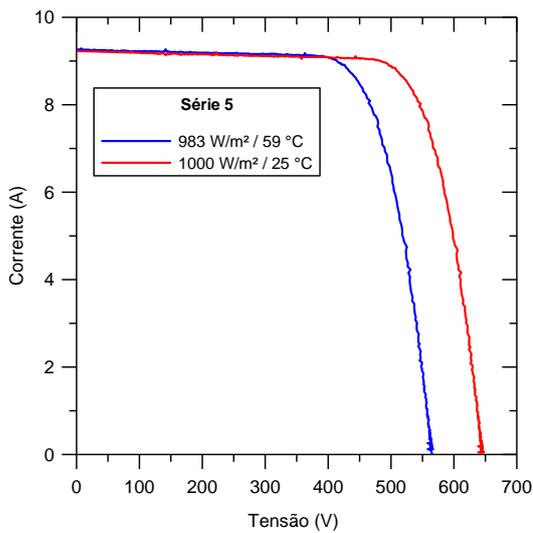
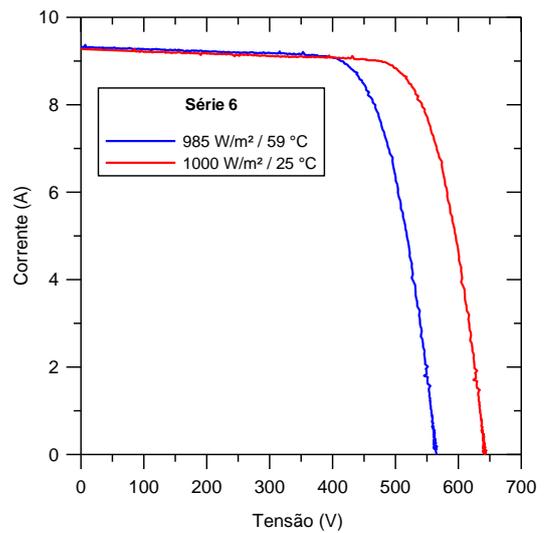


Figura 6.3 – Diagrama esquemático de um arranjo da usina.

Os ensaios foram realizados no dia 19 de fevereiro de 2020 e aplicados em um arranjo apenas. Primeiramente foram medidas cada série individualmente (estas séries foram identificadas de 1 a 12). Em um segundo ensaio, as séries foram ligadas, uma a uma, em paralelo até o limite de dez. Este limite é imposto, pois o equipamento possui a corrente de medida limitada em 100 A.

A Figura 6.4 mostra as curvas obtidas das doze séries com o protótipo, sendo que em cada gráfico são apresentadas as curvas nas condições de medida e nas condições-padrão de ensaio.

(a) Curva *I-V* da série fotovoltaica 1(b) Curva *I-V* da série fotovoltaica 2(c) Curva *I-V* da série fotovoltaica 3(d) Curva *I-V* da série fotovoltaica 4(e) Curva *I-V* da série fotovoltaica 5(f) Curva *I-V* da série fotovoltaica 6

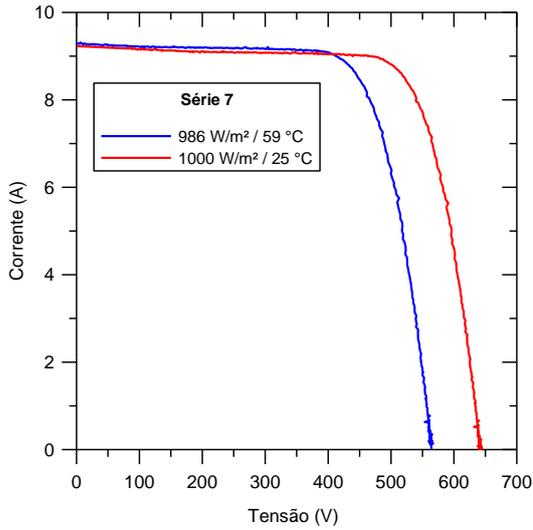
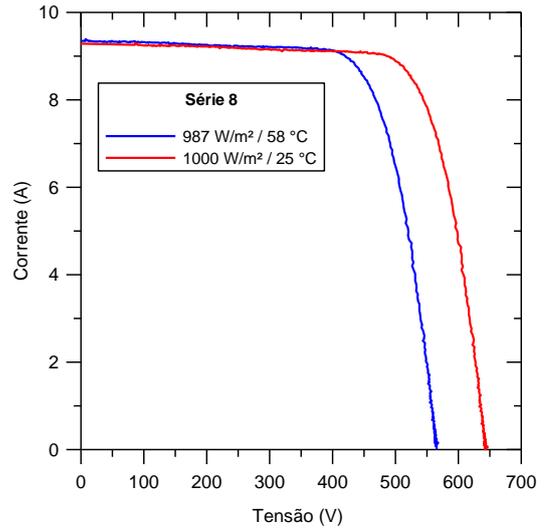
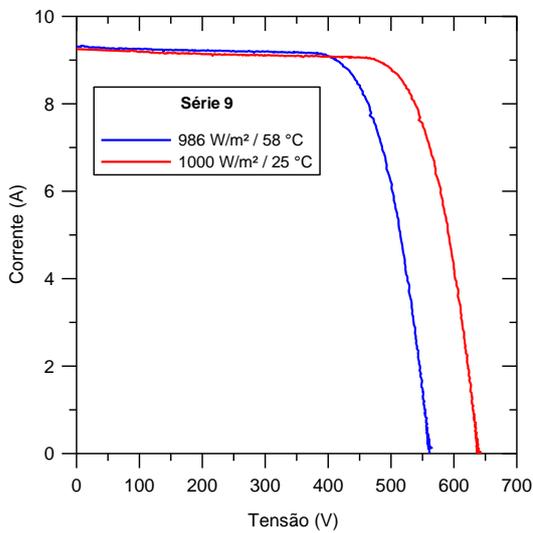
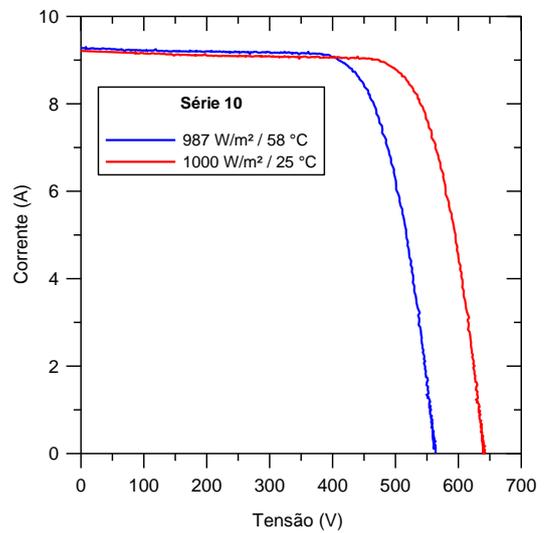
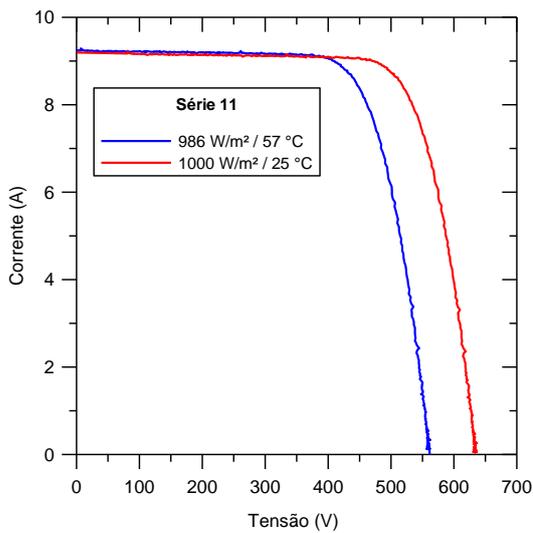
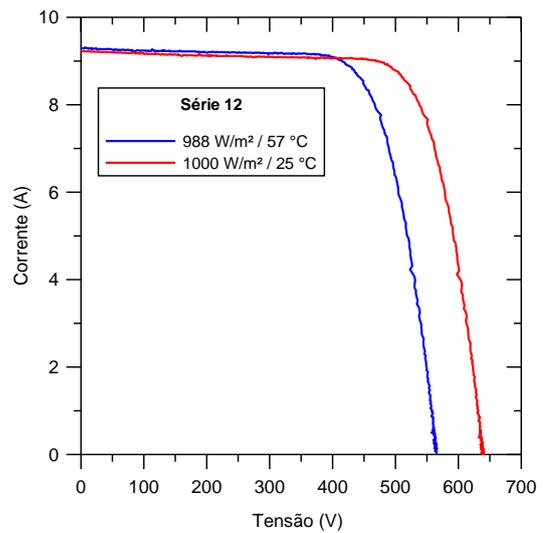
(g) Curva I - V da série fotovoltaica 7(h) Curva I - V da série fotovoltaica 8(i) Curva I - V da série fotovoltaica 9(j) Curva I - V da série fotovoltaica 10(k) Curva I - V da série fotovoltaica 11(l) Curva I - V da série fotovoltaica 12

Figura 6.4 – Curva I - V das 12 séries fotovoltaicas do arranjo ensaiado da usina fotovoltaica.

Os parâmetros elétricos extraídos das curvas da Figura 6.4 estão organizados na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Parâmetros elétricos das 12 séries fotovoltaicas.

Série	Condição	V_{OC} (V)	I_{SC} (A)	V_{MP} (V)	I_{MP} (A)	P_M (W)	FF (%)
1	970 W/m ² - 57 °C	557,2	9,10	437,8	8,48	3713	73
	STC	632,8	9,19	507,9	8,64	4387	75
2	981 W/m ² - 59 °C	567,3	9,32	445,9	8,62	3844	73
	STC	644,7	9,30	520,1	8,66	4503	75
3	984 W/m ² - 59 °C	567,0	9,33	445,0	8,64	3847	73
	STC	645,7	9,29	520,2	8,65	4499	75
4	982 W/m ² - 59 °C	566,2	9,30	444,5	8,58	3812	72
	STC	644,8	9,28	517,6	8,60	4450	74
5	983 W/m ² - 59 °C	565,5	9,26	443,7	8,62	3823	73
	STC	645,5	9,23	517,7	8,66	4485	75
6	985 W/m ² - 59 °C	565,4	9,32	443,2	8,61	3817	72
	STC	643,7	9,27	515,9	8,62	4448	74
7	986 W/m ² - 59 °C	564,5	9,29	441,9	8,64	3819	73
	STC	642,6	9,23	515,1	8,62	4437	75
8	987 W/m ² - 58 °C	565,4	9,35	444,2	8,66	3848	73
	STC	642,1	9,29	517,3	8,67	4485	75
9	986 W/m ² - 59 °C	561,6	9,31	438,4	8,65	3794	73
	STC	638,5	9,25	510,8	8,65	4417	75
10	987 W/m ² - 58 °C	563,7	9,28	441,7	8,61	3802	73
	STC	641,0	9,21	513,7	8,61	4424	75
11	986 W/m ² - 57 °C	561,7	9,25	439,4	8,61	3783	73
	STC	636,2	9,20	507,9	8,64	4386	75
12	988 W/m ² - 57 °C	565,4	9,29	443,0	8,63	3825	73
	STC	639,0	9,22	512,7	8,61	4416	75

Observa-se a partir da Tabela 6.11 que o valor de I_{SC} obtido pelo instrumento (nas STC) é cerca 2,5% menor que o valor nominal de 9,54 A, quando considerado o maior valor encontrado de 9,30 A ($9,30 \pm 0,02$ A). Atualmente os módulos de silício cristalino, fabricados com alto controle de qualidade, apresentam baixa dispersão dos parâmetros elétricos que os caracterizam, conforme demonstrou o trabalho de Gasparin et al., 2016. Além disso, uma amostra de 2,5% dos módulos, utilizados na usina, foi medida no LABSOL e permitiu constatar que existe pouca dispersão de parâmetros, demonstrando que os valores nominais são razoáveis para inferir que parte da diferença apresentada esteja relacionada com a camada

de sujeira depositada sobre os módulos. Esta hipótese é corroborada pelo histórico de instalação da usina, pois não há registro de limpeza da superfície dos módulos desde a sua entrega em outubro de 2019, e pela inspeção visual, realizada antes das medidas, que indicou a presença de sujeira.

Algumas curvas foram levantadas com o protótipo e com o equipamento comercial PVE. A Figura 6.5 mostra duas curvas da série fotovoltaica 12, sendo uma obtida com o protótipo e outra, com o PVE. Estas curvas foram levadas às condições-padrão de ensaio.

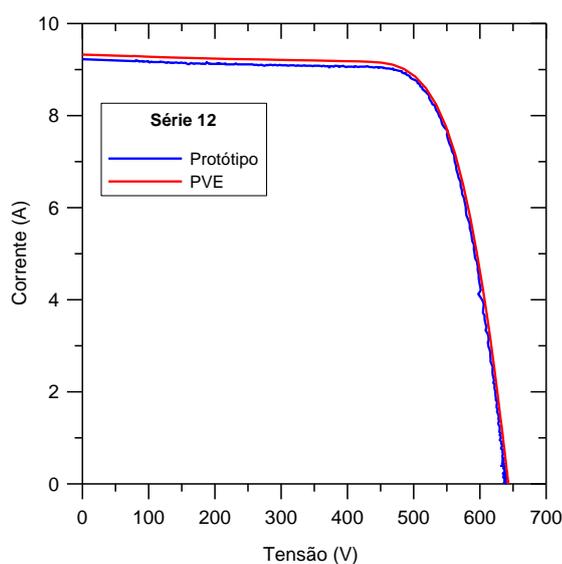


Figura 6.5 – Curvas I - V da série fotovoltaica 12 determinadas pelo protótipo e pelo equipamento PVE e levadas à condição padrão de teste.

A intenção do gráfico da Figura 6.5 não é de avaliar a qualidade do protótipo desenvolvido frente ao equipamento PVE, visto que as incertezas em ambos estão próximas, mas de demonstrar que seu desempenho, embora existam diferenças, é semelhante a um equipamento comercial.

Para o outro ensaio, apresenta-se o gráfico da Figura 6.6, o qual mostra as dez curvas I - V obtidas através da ligação em paralelo das séries que compõem o arranjo utilizado no estudo. Estas curvas foram corrigidas para as condições-padrão de teste e representam subarranjos formados a partir do arranjo composto por 12 séries fotovoltaicas. A Tabela 6.12 organiza os principais parâmetros obtidos das curvas I - V apresentadas na Figura 6.6.

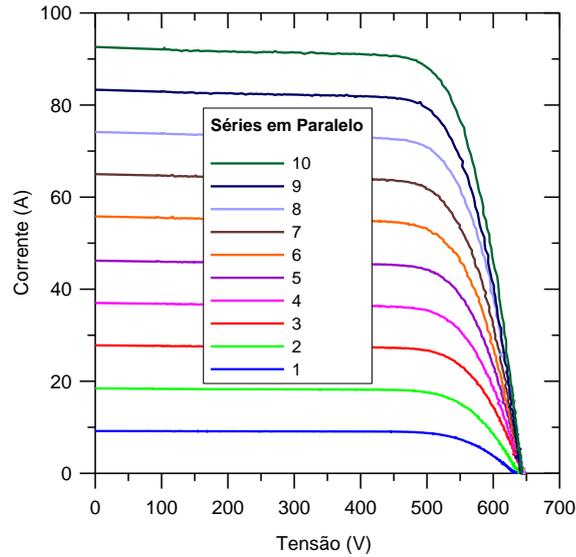


Figura 6.6 – Curvas I - V obtidas com a ligação em paralelo das séries fotovoltaicas que compõem o arranjo submetido ao teste.

Tabela 6.12 – Parâmetros elétricos de cada subarranjo obtido com a ligação em paralelo das série fotovoltaicas.

Séries em Paralelo	V_{OC} (V)	I_{SC} (A)	V_{MP} (V)	I_{MP} (A)	P_M (W)	FF (%)
1	632,8	9,2	507,9	8,6	4387	75
2	639,6	18,5	512,7	17,2	8840	75
3	644,3	27,8	517,2	26,0	13457	75
4	642,9	37,0	516,6	34,5	17821	75
5	644,1	46,2	516,3	43,2	22279	75
6	643,3	55,8	515,3	51,8	26665	74
7	643,2	65,0	512,9	60,6	31057	74
8	644,3	74,2	515,0	69,1	35600	74
9	642,7	83,3	512,5	77,7	39813	74
10	643,0	92,6	513,5	86,4	44393	74

Teoricamente, quando se formam arranjos fotovoltaicos a partir de séries fotovoltaicas com características elétricas semelhantes, espera-se que I_{SC} , I_{MP} e P_M aumentem seguindo uma tendência linear com a adição de séries ao arranjo fotovoltaico. A partir disso, é possível verificar se as medidas realizadas pelo instrumento estão próximas do esperado. Os gráficos da Figura 6.7 permitem fazer esta avaliação e demonstram a tendência esperada.

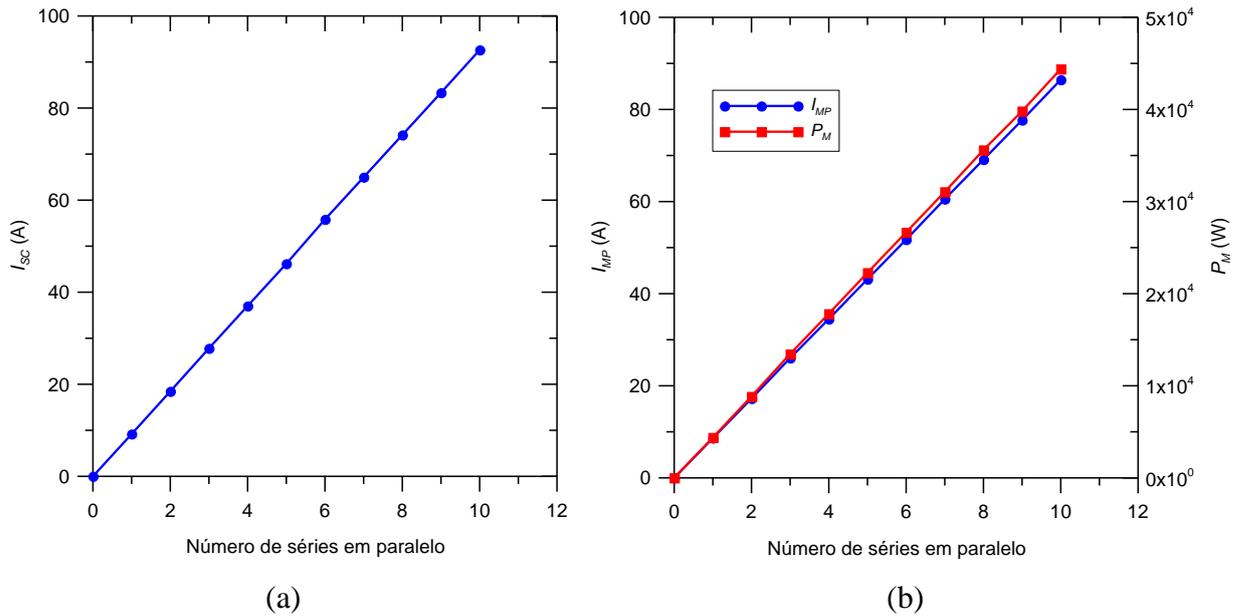


Figura 6.7 – Comportamento de (a) I_{SC} , (b) I_{MP} e P_M , em um arranjo fotovoltaico, de acordo com o aumento do número de séries fotovoltaicas associadas.

6.6 Avaliação de Falhas Usando o Equipamento Desenvolvido

O diodo de *bypass* é ativado quando ocorre alguma desuniformidade na radiação que chega às células ou quando algum dano está presente em uma ou mais células de um módulo. Em uma série fotovoltaica, este diodo também pode ser acionado quando módulos possuem características elétricas diferentes dos demais. Quando diodo de *bypass* está atuando, aparecem descontinuidades na curva I - V do gerador fotovoltaico, conforme discutido na seção 3.4.

Em geral, os módulos comercializados atualmente apresentam três diodos de *bypass*. Desta forma, o módulo pode ser pensado como um conjunto de três submódulos associados em série, onde cada um terá, idealmente, a tensão de circuito aberto e de máxima potência iguais a um terço das especificadas pelo fabricante e correntes, tanto de curto circuito quanto de máxima potência, permanecendo iguais às do módulo completo. A partir disso, é possível simular, no software CREARRAY, condições de sombreamento uniformes e não uniformes sobre um conjunto de módulos para prever o comportamento em uma instalação real, quando os mesmos sombreamentos são provocados.

Para analisar como se comportaria uma série fotovoltaica da usina quando fossem provocadas situações em que atuariam os diodos de *bypass* dos módulos, foram sintetizadas algumas curvas no software CREARRAY a partir dos parâmetros nominais dos módulos utilizados na instalação. Sendo assim, a Figura 6.8 mostra a curva I - V da série fotovoltaica oito sintetizada no CREARRAY quando um módulo é completamente coberto (impedindo a

transmissão da radiação solar) e também a curva $I-V$ prevista para uma operação normal (referência). A Figura 6.9 mostra, para mesma série fotovoltaica, a curva de referência e outra com um módulo completamente coberto e um módulo com duas células com radiação parcialmente bloqueada, sendo uma em 50% e outra em 20%. Já a Figura 6.10, apresenta a curva de referência e outra com um módulo tendo o bloqueio de 70% da radiação em uma célula.

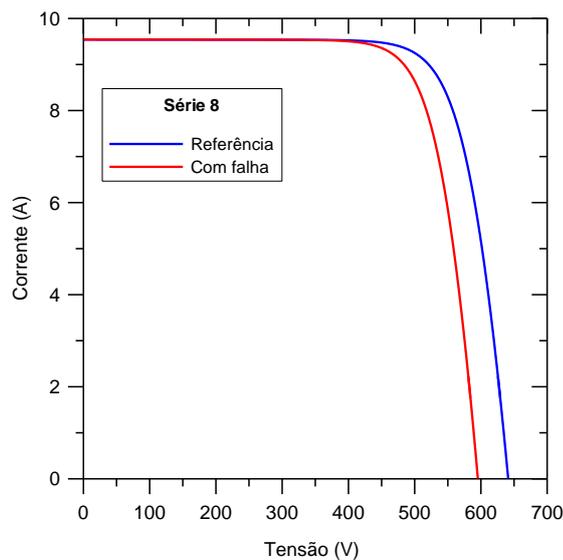


Figura 6.8 – Curvas sintetizadas pelo software CREARRAY para série fotovoltaica oito, sendo uma de referência e outra com um módulo completamente sombreado.

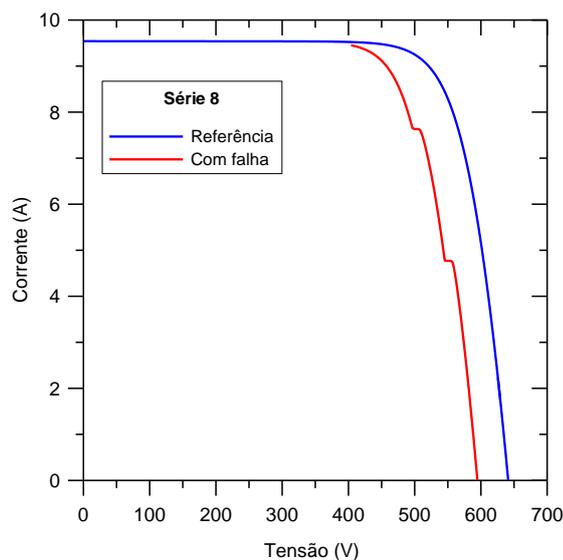


Figura 6.9 – Curvas sintetizadas pelo software CREARRAY para série fotovoltaica oito, sendo uma de referência e outra com um módulo completamente coberto e um módulo com uma célula com radiação bloqueada em 50% e outra em 20%.

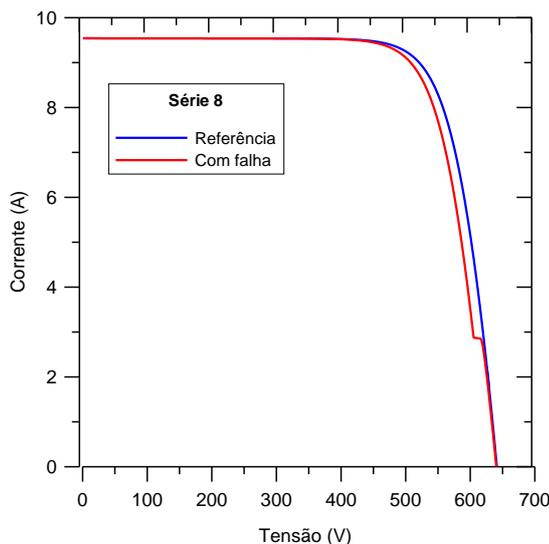


Figura 6.10 – Curvas sintetizadas pelo software CREARRAY para série fotovoltaica oito, sendo uma de referência e outra com um módulo tendo o bloqueio de 70% da radiação em uma célula.

Para avaliar o desempenho do instrumento construído na verificação das falhas previstas pelas simulações utilizando o software CREARRAY, foram provocadas falhas semelhantes na série fotovoltaica oito da usina. Para primeira análise, um módulo da série fotovoltaica foi coberto completamente. O gráfico da Figura 6.11 mostra a curva de referência e curva medida para esta série.

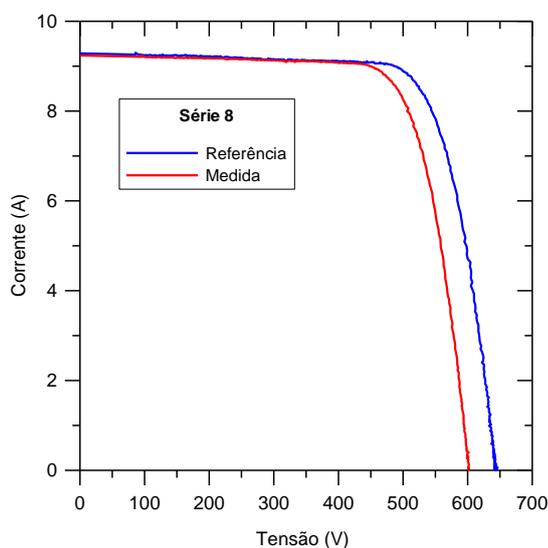


Figura 6.11 – Curva de referência da série fotovoltaica oito e a medida com um módulo completamente coberto.

Através da comparação das duas curvas da Figura 6.11 é possível verificar que o padrão apresentado sugere o bloqueio total da radiação em algum módulo, mas também

poderia ser gerado por outros problemas, como a ligação invertida de um módulo ou um curto circuito entre módulos. A variação de potência para esta falha foi de -6,9% e o RMSE foi de 22,8%. Observa-se que o comportamento da curva $I-V$ medida é semelhante ao previsto pela simulação, conforme mostra a Figura 6.8.

Provocando-se as mesmas situações de sombreamento não uniforme empregadas nas simulações, cujas curvas $I-V$ foram apresentadas nas Figuras 6.9 e 6.10 para a série fotovoltaica oito, obtém-se as curvas $I-V$ com o formato apresentado nas Figuras 6.12 e 6.13.

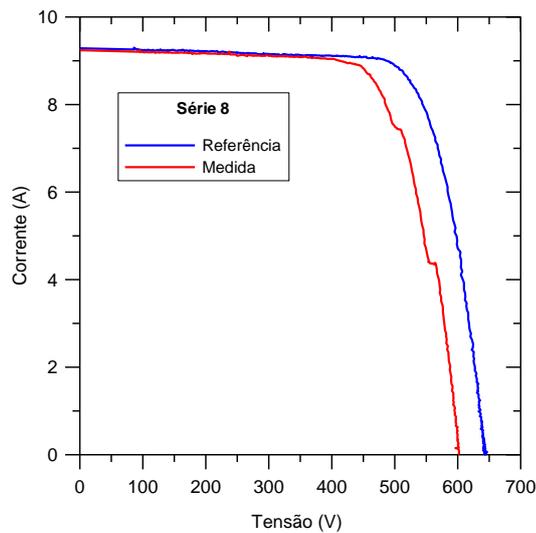


Figura 6.12 – Curva de referência da série fotovoltaica oito e a medida com um módulo completamente coberto e um módulo com uma célula com radiação bloqueada em 50% e outra em 20%.

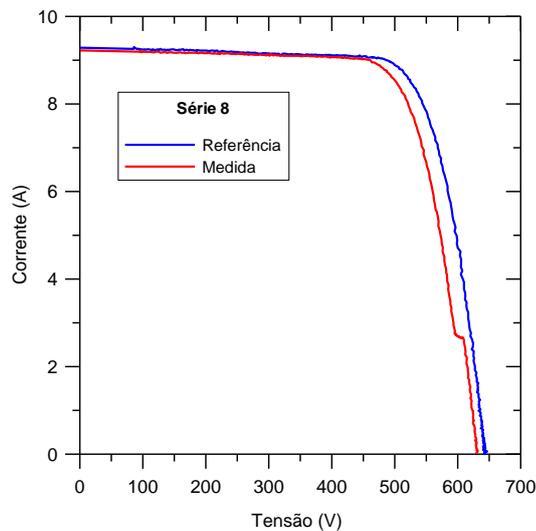


Figura 6.13 - Curva de referência da série fotovoltaica oito e a medida com um módulo tendo o bloqueio de 70% da radiação em uma célula.

Analisando estas falhas, obtém-se para curva medida da Figura 6.12 uma variação de -11,4% na potência e um RMSE de 24,4% e, para curva medida da Figura 6.13, a variação de potência foi de -4,7% e o RMSE 9,1%. Aqui também é possível observar que o comportamento das curvas medidas é bastante semelhante ao previsto pelas simulações. A Figura 6.14 mostra a tela de análises do software do equipamento com a curva da Figura 6.12.

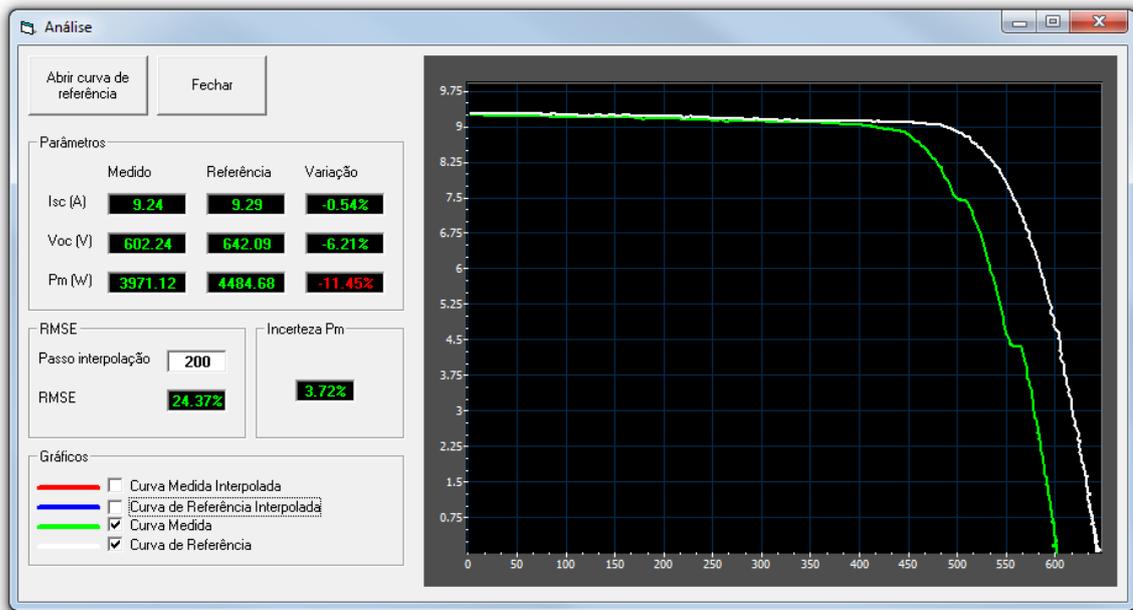


Figura 6.14 – Tela de análises do software do equipamento com a curva da Figura 6.12.

Estas falhas apenas são possíveis de visualização através da curva $I-V$, quando ela é obtida com número adequado de pontos. A Figura 6.15 mostra como seriam apresentadas as curvas das Figuras 6.12 (medida 1) e 6.13 (medida 2), obtidas com 500 pontos, com (a) 50 pontos e (b) 100 pontos, onde é possível observar uma menor resolução nas regiões onde ocorrem os degraus no traçado da curva.

O equipamento demonstrou ser capaz de fazer a aquisição adequada de dados de maneira a permitir a identificação de degraus na curva com boa resolução. Estas discontinuidades no traçado da curva $I-V$ são mais difíceis de serem identificadas quando o sistema apresenta maior número de módulos associados.

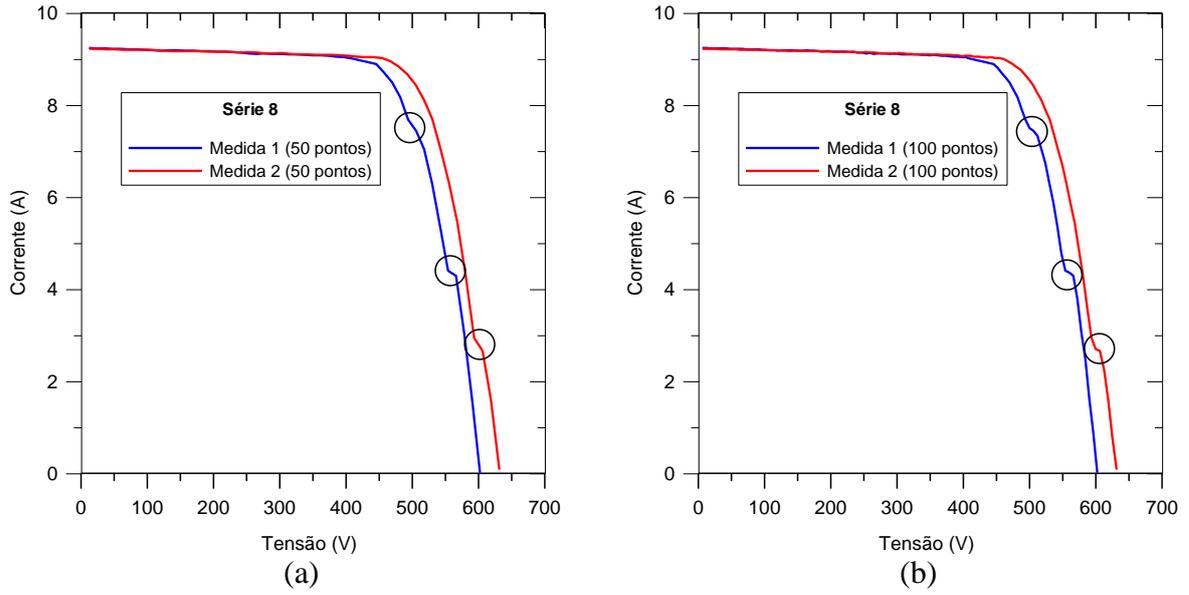


Figura 6.15 – Curvas *I-V*, com falhas, obtidas com (a) 50 pontos e (b) 100 pontos.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma metodologia para ensaios de geradores fotovoltaicos com enfoque na identificação de falhas nestes dispositivos através da curva *I-V*. Também foi descrito o desenvolvimento e a construção de um equipamento dedicado a medir a curva característica de séries e arranjos fotovoltaicos de grande porte. Além disso, um software foi desenvolvido para operar o equipamento e realizar análise dos dados obtidos a partir dos ensaios.

A construção do equipamento foi planejada de forma que todas as operações de medida fossem realizadas de maneira automatizada, assim oferecendo as potencialidades de um equipamento comercial de mesma finalidade. Os circuitos empregados na sua concepção foram descritos, apresentando-se detalhes dos componentes envolvidos na sua construção. A seleção destes componentes nas etapas de medição teve por critério a incerteza dos mesmos. Houve, também, a preocupação de estabelecer a isolação elétrica entre as etapas de entrada e saída dos circuitos, com o objetivo de aumentar a segurança do operador. Para isso, foram aplicados componentes que garantissem esta isolação, como amplificadores de isolação, sensores isolados, optoacopladores e conversores c.c./c.c. isolados.

Os circuitos para medir tensão e corrente, apresentam quatro escalas selecionadas automaticamente de acordo com os limites presentes na entrada do equipamento. A incerteza elétrica destes canais de medição, considerando o pior caso, foram inferiores a 0,6% do fundo de cada escala, atendendo aos limites impostos pelas normas técnicas. Para todas as faixas, a incerteza na medida da temperatura de célula ficou estabelecida em 0,6 °C e para irradiância solar, em 35 W/m².

A revisão da literatura permitiu elencar as principais falhas detectáveis através da curva *I-V* e proveu elementos para discutir uma metodologia de avaliação destas falhas através da comparação da curva medida em relação a uma de referência. Assim, é possibilitado ao operador do equipamento fazer o diagnóstico das falhas apresentadas no ensaio, comparando o padrão gráfico obtido com o de uma coleção que apresenta as possíveis falhas.

O software de operação apresenta uma interface intuitiva e permite, logo após o ensaio, a visualização da curva obtida e dos parâmetros elétricos dela extraídos. Ele permite gravar os dados para análises posteriores e gerar um relatório do ensaio. Ainda é possível realizar a comparação qualitativa e quantitativa da curva obtida com uma de referência.

Os ensaios realizados em um arranjo fotovoltaico de 50 kW de uma usina, permitiu

avaliar o desempenho do equipamento. Estes ensaios demonstraram que os resultados obtidos são satisfatórios e comparáveis ao de um equipamento comercial com características semelhantes. Em alguns ensaios foram produzidas, artificialmente, falhas em uma série fotovoltaica do arranjo e através das mesmas foi possível demonstrar a capacidade do equipamento apresentar as mudanças previstas na curva $I-V$.

Finalmente acredita-se estar apresentando o primeiro equipamento deste porte planejado e construído no Brasil. O protótipo desenvolvido estende a faixa de medições, geralmente limitada a 1.000 V de tensão máxima, para 1.200 V, ainda introduzindo elementos de segurança para o operador, com possibilidades de ir além na escala de tensões com algumas modificações. Apresenta-se como um equipamento construído com exatidão superior ao que se encontra no mercado internacional e ainda assim com custo significativamente inferior. Além disso, salienta-se que a interface homem máquina desenvolvida traz potencialidades para sua comercialização.

7.1 Sugestões para Continuidade da Pesquisa

Ao realizar o ensaio em uma usina específica, foi possível perceber que a escala de corrente do equipamento não permitia a medição de um arranjo completo. Neste caso, se os ensaios realizados tivessem o caráter de comissionamento desta instalação, seria necessário dividir este arranjo em partes que tivessem um limite de corrente suportável pela instrumentação. Também há que se considerar a existência de séries fotovoltaicas que operam com tensão superior ao limite do projeto deste equipamento, limitando sua aplicação. Além disso, percebeu-se que seria interessante a disponibilidade de ferramentas automáticas para o diagnóstico de falhas nos geradores fotovoltaicos, isolando ações subjetivas do usuário do equipamento de testes. Frente a isso, são dadas as seguintes sugestões para novos trabalhos:

- Ampliar os limites de tensão e corrente para abranger a medida de sistemas de maior porte;
- Implementar no software ferramentas de diagnóstico mais abrangentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGILENT. **Multímetros Digitais de 6½ Dígitos Agilent 34410A e 34411A: Guia do Usuário**. 5. ed. Santa Clara, 2012.

Albertazzi, A.; Sousa, A. **Fundamentos de Metrologia Científica e Industrial**. 1.ed. Barueri: Manole, 2008.

Alonso-Garcia, M.; Ruiz, J.; Chenlo, F. Experimental Study of Mismatch and Shading Effects in the – Characteristic of a Photovoltaic Module. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, p. 329-340, 2006.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n. 76, 19 abril 2012. Seção 1, p. 53. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>, Acesso em: 08-04-2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Gerenciais**: março 2017. Brasília. <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+1%C2%BA+trimestre+de+2017/798691d2-990b-3b36-1833-c3e8c9861c21>, 2017a, Acesso em: 19-10-2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Gerenciais**: dezembro 2017. Brasília. <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais++4%C2%BA+trimestre+2017/44ee3035-27e5-0398-e7e3-c612ec4dc994>, 2017b,. Acesso em: 19-10-2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA**. Brasília. <https://www.aneel.gov.br/siga>, 2020a, Acesso em: 07-04-2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**: unidades consumidoras com geração distribuída. Brasília. http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp, 2020b, Acesso em: 07-04-2020.

ARDUINO. **Arduino Due**. [S.l.]. <http://arduino.cc/en/Main/ArduinoBoardDue>, 2015, Acesso em: 19-10-2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 10899**: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 16274**: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 16690**: Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos – Requisitos de Projeto. Rio de Janeiro, 2019.

Balbinot, A.; Brusamarello, V.J. **Instrumentação e Fundamentos de Medidas**. 2.ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 2014. v.1.

Blaesser, G.; Munro, D. **Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants: Document C – Initial and Periodic Tests on PV Plants**. Luxembourg: ECSC-EC-EAEC, 1995.

Blaesser, G.; Zaaiman, W. **On-Site Power Measurements on Large PV Arrays**. X European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisboa, 1991.

Bühler, A. J., Gasparin, F. P., Krenzinger, A. Análise da Medida da Temperatura de Módulos Fotovoltaicos em Ensaios de Caracterização Elétrica. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 14, p. 04.09-04.16, 2010.

Bühler, A. J., Gasparin, F. P., Krenzinger, A. Post-processing Data of [Measured *I-V* Curves of Photovoltaic Devices. **Renewable Energy**, v. 68, p. 602-610, 2014.

Canadian Solar. **Canadian Solar Sets a 22.80% Conversion Efficiency World Record for P-Type Large Area Multi-Crystalline Silicon Solar Cell**. Ontário. <http://investors.canadiansolar.com/news-releases/news-release-details/canadian-solar-sets-2280-conversion-efficiency-world-record-p>, 2019, Acesso em: 15-05-2020.

Chen, Y. H.; Liang, R.; Tian, Y.; Wang, F. A novel fault diagnosis method of PV based-on power loss and *I-V* characteristics. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, v. 40, n. 1, p. 012022, 2016.

Chine, W.; Mellit, A.; Pavan, A. M.; Lughì, V.. **Fault Diagnosis in Photovoltaic Arrays**. International Conference On Clean Electrical Power (ICCEP), Taormina, 2015.

Crestani, T.; Zanesco, I.; Moehlecke, A. Influência da Passivação em Células Solares de Silício com Campo Retrodifusor Seletivo de Alumínio e Boro. **Tecnologia em Metalurgia, Materiais e Mineração**, v. 14, n. 3, p. 236-242, 2017.

Cull, R.C.; Forestieri, A.F. **The DOE/LeRC Photovoltaic Systems Test Facility**. XIII IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Washington, 1978.

Durán, E.; Piliouquine, M.; Sidrach-de-Cardona, M.; Galan, J; Andujar, J.M. **Different Methods to Obtain the *I-V* Curve of PV Modules: A Review**. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Rio de Janeiro, 2020.

Fezzani, A.; Mahammed, I. H.; Drid, S.; Chrifi-alaoui, L. **Modeling and Analysis of the Photovoltaic Array Faults**. 3rd International Conference on Control, Engineering & Information Technology (CEIT), Tlemcen, 2015.

Fonseca, J. E. F.; Oliveira, F.S.; Prieb, C.W.M.; Krenzinger, A. Degradation Analysis of a Photovoltaic Generator After Operating for 15 Years in Southern Brazil. **Solar Energy**, v. 196, p. 196-206, 2020.

Gasparin, F.P. **Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos**. Porto Alegre: Dissertação de Mestrado, 2009.

Gasparin, F. P.; Bühler, A. J.; Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A. Statistical Analysis of I-V Curve Parameters from Photovoltaic Modules. **Solar Energy**, v. 131, p. 30-38, 2016.

Goetzberger, A.; Hoffmann, V.U. **Photovoltaic Solar Energy Generation**. Berlin: Springer, 2005.

Green, M.A.; Dunlop, E.D.; Hohl-Ebinger, J.; Yoshita, M.; Kopidakis, N.; Ho-Baillie, A.W.Y.. Solar cell efficiency tables (Version 55). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 28, p. 03-15, 2020.

Harrou, F.; Sun, Y.; Taghezouit, B.; Saidi, A.; Hamlati, M. Reliable fault detection and diagnosis of photovoltaic systems based on statistical monitoring approaches. **Renewable Energy**, v. 116, p. 22-37, 2018.

HONEYWELL. **CSNF661 Data Sheet**. [S.l.]. <https://www.e-gizmo.net/oc/kits%20documents/CSNF661.pdf>, 2006, Acesso em: 19-10-2018.

Huang, C.; Wang, L. Simulation Study on the Degradation Process of Photovoltaic Modules. **Energy Conversion and Management**, v. 165, p. 236-243, 2018.

IEA-PVPS, International Energy Agency- Photovoltaic Power Systems Programme. **PVPS Report a Snapshot of Global PV Markets**. St. Ursen, 2018.

IEA-PVPS, International Energy Agency- Photovoltaic Power Systems Programme. **PVPS Report a Snapshot of Global PV Markets**. St. Ursen, 2019.

Ilse, K. K.; Figgis, B. W.; Werner, M.; Naumann, V.; Hagendorf, C.; Pöllmann, H.; Bagdahn, J. Comprehensive Analysis of Soiling and Cementation Processes on PV Modules in Qatar. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 186, p. 309–323, 2018.

INMETRO, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Avaliação de Dados de Medição: Guia para Expressão de Incerteza de Medição – GUM 2008**. Duque de Caxias: INMETRO/CICMA/SEPIN, 2012.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60891: Photovoltaic devices – procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics**. 1st ed. Geneva, 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60904-1: Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics**. 2nd ed. Geneva, 2006.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60904-10: Photovoltaic devices – Part 10: Methods of linearity measurement**. 2nd ed. Geneva, 2009.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60904-2: Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for reference solar devices**. 2nd ed. Geneva, 2007.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60904-7**: Photovoltaic devices – Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices. 3rd ed. Geneva, 2008.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61829**: Photovoltaic (PV) array – on-site measurements of current-voltage characteristics. 2nd ed. Geneva, 2015.

Ishii, T.; Masuda, A. Annual Degradation Rates of Recent Crystalline Silicon Photovoltaic Modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 25, p. 953–967, 2017.

Kalogirou, S. A.; Agathokleous, R.; Panayiotou, G. On-Site Pv Characterization and the Effect of Soiling on their Performance. **Energy**, v. 51, p. 439–446, 2013.

Köntges, M.; Kurtz, S.R.; Packard, C.; Jahn, U.; Berger, K.A.; Kato, K.; Friesen, T.; Liu, H.; Iseghem, M. V. **Review of Failures of Photovoltaic Modules**. [s.l.]: IEA PVPS, 2014.

Krauter, S.C.W. **Solar Electric Power Generation**. Berlin: Springer, 2006.

Krenzinger, A.; Peroza, J.; Chepp, E.D. **Programa para Análises de Associações de Dispositivos Fotovoltaicos**. XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 2018, Madrid. Libro de Actas del XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar. Madrid, Espanha: Asociación Española de Energía Solar, 2018. v. 1. p. 843-850.

Lorenzo, E. **Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos**. Mairena del Aljarafe: PROGENSA, 2006.

Luque, A; Hegedus, S.(Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Chichester: John Wiley & Sons, 2003.

Madeti, S.R.; Singh, S. N. A Comprehensive Study on Different Types of Faults and Detection Techniques for Solar Photovoltaic System. **Solar Energy**, v. 158, p. 161–185, 2017b.

Madeti, S.R.; Singh, S. N. Online Fault Detection and the Economic Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems. **Energy**, v. 134, p. 121–135, 2017a.

Mahmoud, M.M. Transient Analysis of a PV Power Generator Charging a Capacitor for Measurement of the I–V Characteristics. **Renewable Energy**, v. 31, p. 2198-2206, 2006.

Maxim Integrated. **MAX31865 RTD-To-Digital Converter Data Sheet**. San Jose. <https://datasheets.maximintegrated.com/en/ds/MAX31865.pdf>, 2015, Acesso em: 19-10-2018.

Merrigan, J.A. **Sunlight to Electricity**: Prospects for Solar Energy Conversion by Photovoltaics. [SI]: MIT Press, 1975.

Meyer, E. L.; Van Dyk, E. E. Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 53, n. 1, p. 83–92, 2004.

Mohanty, P.; Muneer, T.; Kolhe, M. (Ed.). **Solar Photovoltaic System Applications: A Guidebook for Off-Grid Electrification**. Cham: Springer, 2016.

Moretón, R.; Martinez, F.; Lorenzo, E., Muñoz, J.; Navarte, L. **An 800 kW PV Generator I-V Curve**. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2013.

Muñoz, J.; Lorenzo, E. Capacitive Load Based on IGBTs for On-Site Characterization of PV Arrays. **Solar Energy**, v. 80, p. 1489-1497, 2006.

Ndiaye, A.; Charki, A.; Kobi, A.; Kébé, C.M.F; Ndiaye, P.A; Sambou, V. Degradations of Silicon Photovoltaic Modules: A Literature Review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140–151, 2013.

Oliveira, F.S. **Desenvolvimento de Traçador de Curvas I-V Portátil para Arranjos Fotovoltaicos**. Porto Alegre: Dissertação de Mestrado, 2015.

Phang, J. C. H.; Chan, D. S. H.; Phillips, J. R. Accurate Analytical Method for the Extraction of Solar Cell Model Parameters. **Electronics Letters**, v. 20, p. 406–407, 1984.

Piazza, M.C.; Vitale, G. **Photovoltaic Sources: Modeling and Emulation**. Londres: Springer, 2013.

Pingel, S.; Koshnicharov, D.; Frank, O.; Geipel, T.; Zemen, Y.; Striner, B.; Berghold, J. **Initial Degradation of Industrial Silicon Solar Cells in Solar Panels**. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference And Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Valencia, 2010a.

Pingel, S.; Frank, O.; Winkler, M.; Daryan, S.; Geipel, T.; Hoehne, H.; Berghold, J. **Potential Induced Degradation of solar cells and panels**. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, 2010b.

Sabbaghpur Arani, M.; Hejazi, M. A. The Comprehensive Study of Electrical Faults in PV Arrays. **Journal of Electrical and Computer Engineering**, v. 2016, p. 1–10, 2016.

Schill, C.; Brachmann, S.; Koehl, M. Impact of soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules. **Solar Energy**, v. 112, p. 259–262, 2015.

SPE – Solar Power Europe. **Global Market Outlook for Solar Power / 2019 – 2023**. Bruxelas, 2019.

Spertino, F.; Ahmad, J.; Ciocia, A.; Leo, P.; Murtaza, A. F.; Chiaberge, M. Capacitor Charging Method for I–V Curve Tracer and MPPT in Photovoltaic Systems. **Solar Energy**, v. 119, p. 461-473, 2015.

Spertino, F.; Sumaili, J.; Andrei, H.; Chicco, G. PV Module Parameter Characterization From the Transient Charge of an External Capacitor. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 3, p. 1325-1333, 2013.

Stellbogen, D. **Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields**. Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Louisville, 1993.

Texas Instruments. **ISO122 Precision Lowest-Cost Isolation Amplifier Data Sheet**. Dallas. <http://www.ti.com/lit/ds/symlink/iso122.pdf>, 2015, Acesso em: 19-10-2018.

Texas Instruments. **PGA203 Digitally Controlled Programmable-Gain Instrumentation Amplifier Data Sheet**. Tucson. <http://www.ti.com/lit/ds/symlink/pga203.pdf>, 1993, Acesso em: 19-10-2018.

Texas Instruments. **Single Supply MicroPower Instrumentation Amplifier INA 122 Data Sheet**. Dallas. <http://www.ti.com/lit/ds/symlink/ina122.pdf>, 1997, Acesso em: 19-10-2018.

Tian, H.; Mancilla-David, F.; Ellis, K.; Muljadi, E.; Jenkins, P. A Cell-to-Module-to-Array Detailed Model for Photovoltaic Panels. **Solar Energy**, v. 86, p. 2695-2706, 2012.

Van Dyk, E. E.; Meyer, E. L. Analysis of the Effect of Parasitic Resistances on the Performance of Photovoltaic Modules. **Renewable Energy**, v. 29, p. 333-344, 2004.

VISHAY. **Insulated Gate Bipolar Transistor VS-GT100DA120UF Data Sheet**. Malvern. <http://www.vishay.com/docs/96079/vs-gt100da120uf.pdf>, 2019, Acesso em: 19-04-2019.

Warner, T. H.; Cox III, C.H. A High Power Current-Voltage Curve Tracer Employing a Capacitive Load. **Solar Cells**, v. 7, p. 175-181, 1982.

Warner, T. H.; Cox III, C.H. **I-V Curve Tracer Employing Parametric Sampling**. US Pat. 4.456.880, 26 jun. 1984. 12p.

Weizer, V. G.; Brandhorst, H. W.; Broder, J. D.; Hart, R. E.; Lamneck, J. H. Photon-Degradation Effects in Terrestrial Silicon Solar Cells. **Journal of Applied Physics**, v. 50, p. 4443-4449, 1979.

YOKOGAWA. **Standart Resistor Model 2792A: User's Manual**. 4th ed. Tóquio, 2017.

APÊNDICE A – Fotos do Equipamento



Figura A.1– Painel do equipamento.

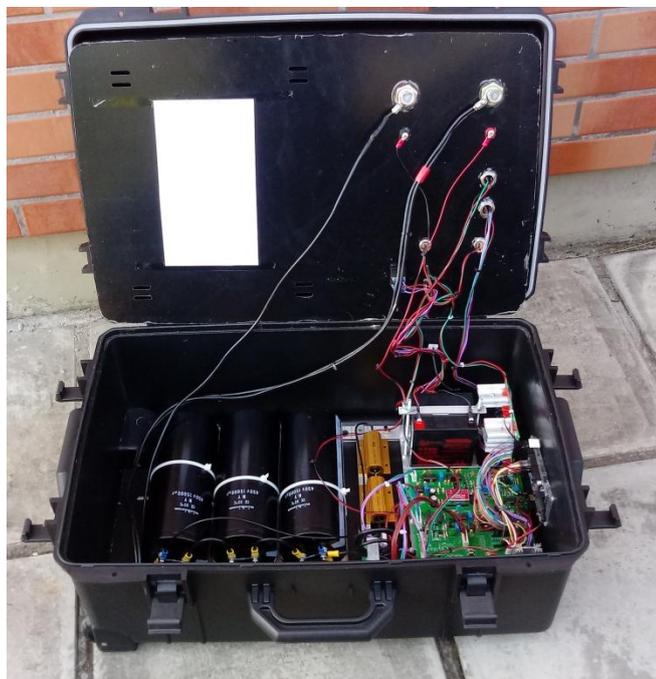


Figura A.2 – Vista interna do equipamento

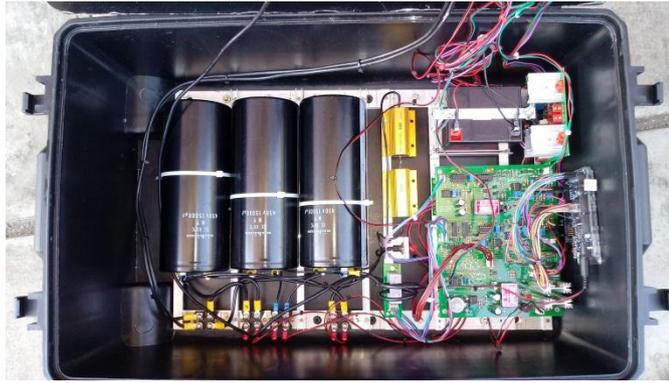


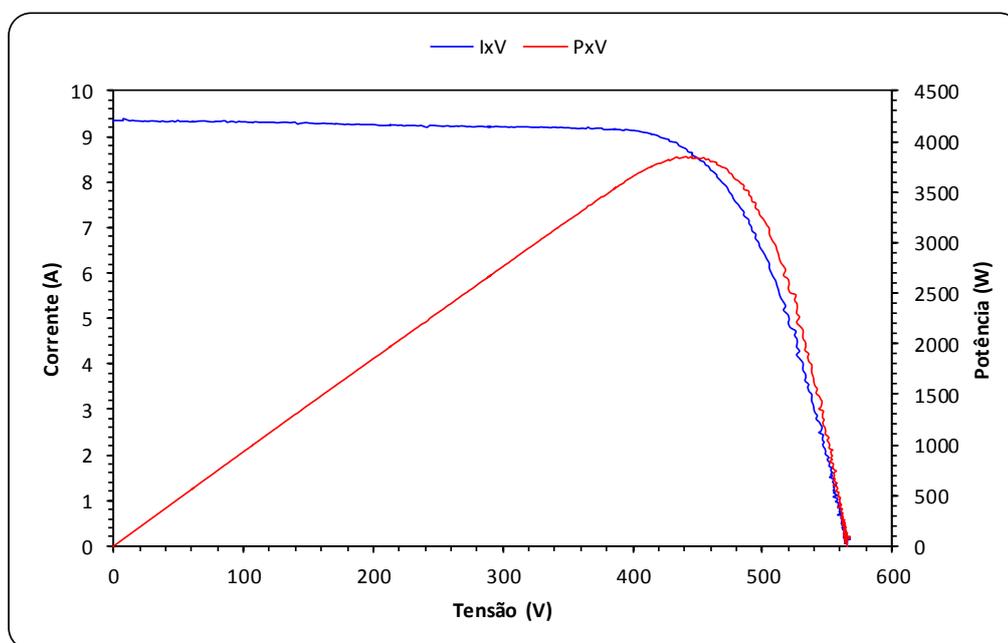
Figura A.3 – Compartimento interno, mostrando os circuitos.



Figura A.4 – Cabos e sensores.

APENDICE B – Modelo de Relatório

Relatório do Ensaio



Resultados

	Parâmetro	Medido	Corrigido
Número de amostras: 500	Voc (V)	565.45	642.09
Tempo de aquisição: 563.2 ms	Isc (A)	9.35	9.29
Varição da Irradiância: 0 W/m ²	Pm (W)	3848	4485
Varição da Temperatura: 0 °C	Vm (V)	444.22	517.33
Número de Células do Módulo: 72	Im (A)	8.66	8.67
Módulos em série: 14	Fator de Forma	0.73	0.75
Séries em paralelo: 1	Eficiência (%)	14.2	16.3
Área nominal: 27.44 m ²	Irradiância (W/m ²)	987	1000
	Temperatura (°C)	57.9	25.0

Informações Adicionais

Arquivo: C:\Users\Note\Documents\Relatorio\2020-02-19_11-10-10-2.xlsx

Operador: Fernando Schuck de Oliveira

Tecnologia dos Módulos: Silício policristalino

Local: Usina Fotovoltaica do CAFF / POA-RS

Data: 19/02/2020 11:10:10

Observações:

Ensaio da série fotovoltaica 6

Quantidade de módulos em série: 14 módulos

APÊNCICE C – Incerteza na Determinação da Potência Máxima

A incerteza na determinação da potência máxima leva em consideração os valores de V_{MP} e I_{MP} e suas incertezas associadas. Como estes parâmetros são específicos do gerador fotovoltaico e o objetivo é obter uma incerteza geral para a potência máxima, foram utilizados nos cálculos os valores do fundo de escala da tensão e da corrente. Estes valores correspondem aos de V_{OC} e I_{SC} , respectivamente, portanto as incertezas obtidas apresentam os valores máximos visto que, estes parâmetros oferecem, na obtenção da curva I - V , os maiores valores de tensão e corrente. Contribuem para incerteza destes parâmetros, além da incerteza elétrica, as incertezas na medida da temperatura de célula e da irradiância solar.

C.1 Incerteza na Determinação de V_{OC}

Os valores de incerteza elétrica na medida da tensão δV foram obtidos no processo de calibração do instrumento. A incerteza para V_{OC} devido à medida da irradiância solar $\delta V_{OC,G}$ é calculada conforme a Equação C.1

$$\delta V_{OC,G} = \frac{N_S m k_B T}{q} \ln \left(\frac{G + \delta G}{G} \right) \quad (C.1)$$

Para usar a equação (C.1) foi necessário considerar algumas aproximações: $T = 50 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura aproximada de operação de um módulo), $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e o número de células N_S calculado pelo quociente entre o V_{OC} e a tensão individual de célula, cujo valor é 0,6 V.

A incerteza relacionada à temperatura $\delta V_{OC,T}$ é calculada através da Equação C.2.

$$\delta V_{OC,T} = \beta \delta T \quad (C.2)$$

A incerteza na medida de V_{OC} considerando todas as fontes de incerteza δV_{OC} é calculada de acordo com a Equação C.3.

$$\delta V_{OC} = \sqrt{\delta V^2 + \delta V_{OC,G}^2 + \delta V_{OC,T}^2} \quad (C.3)$$

Os resultados obtidos estão organizados na Tabela C.1.

Tabela C.1 – Incertezas na determinação de V_{OC} .

FE (V)	δV (V)	$\delta V_{OC,G}$ (V)	$\delta V_{OC,T}$ (V)	δV_{OC} (V)
150	0,042	0,240	0,345	0,422
300	0,153	0,479	0,690	0,854
600	0,492	0,958	1,380	1,751
1.200	6,408	1,917	2,760	7,236

C.2 Incerteza na Determinação de I_{SC}

Como no caso da tensão, a incerteza elétrica da medida da corrente δI foi determinada no processo de calibração. A incerteza de I_{SC} devido à medida da irradiância solar $\delta I_{SC,G}$ é calculada através da Equação C.4 e a devido à temperatura $\delta I_{SC,T}$ pela Equação C.5.

$$\delta I_{SC,G} = \frac{I_{SC} \delta G}{G} \quad (C.4)$$

$$\delta I_{SC,T} = \alpha \delta T \quad (C.5)$$

A incerteza na medida de I_{SC} considerando todas as fontes de incerteza δI_{SC} é calculada de acordo com a Equação C.6.

$$\delta I_{SC} = \sqrt{\delta I^2 + \delta I_{SC,G}^2 + \delta I_{SC,T}^2} \quad (C.6)$$

Na Tabela C.2 estão organizados os dados obtidos.

Tabela C.2 – Incertezas na determinação de I_{SC}

FE (A)	δI (A)	$\delta I_{SC,G}$ (A)	$\delta I_{SC,T}$ (A)	δI_{SC} (A)
12,5	0,125	0,438	0,005	0,455
25	0,122	0,875	0,009	0,884
50	0,210	1,750	0,018	1,763
100	0,550	3,500	0,036	3,543

C.3 Incerteza na Determinação da P_M

A incerteza da potência máxima δP_M é calculada com auxílio da Equação C.7 e deve ser aplicada 16 vezes, pois a incerteza precisa ser determinada para todas as combinações de

tensão e corrente.

$$\delta P_M = \sqrt{\left(\frac{\partial P}{\partial V} \cdot \delta V_{OC}\right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial I} \cdot \delta I_{SC}\right)^2} \Leftrightarrow \delta P_M = \sqrt{(I_{SC} \cdot \delta V_{OC})^2 + (V_{OC} \cdot \delta I_{SC})^2} \quad (C.7)$$

Os resultados obtidos estão expressos na Tabela C.3

Tabela C.3 – Incertezas na determinação de P_M .

Corrente (A)	Tensão (V)			
	150	300	600	1.200
12,5	68 W	137 W	274 W	556 W
25	133 W	266 W	532 W	1.076 W
50	265 W	531 W	1.061 W	2.146 W
100	533 W	1.066 W	2.133 W	4.313 W

Para calcular a incerteza em termos da porcentagem da potência máxima, os valores da Tabela C.3 foram divididos pelo produto $V_{OC} \cdot I_{SC}$ correspondente. Os valores encontrados foram inferiores a 3,7%, sendo assim, este valor é considerado como a incerteza da máxima potência para o equipamento desenvolvido.