



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ESTUDO DO EFEITO DA COMPOSIÇÃO SOLAR NO DESEMPENHO DE MÓDULOS FV CARACTERIZADOS EM CONDIÇÕES REAIS DE OPERAÇÃO

PEDRO RODRIGUES SILVA

Orientadora: Patrícia Romeiro da Silva Jota

Coorientadora: Ana Paula Batista

BELO HORIZONTE
2018

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
BELO HORIZONTE
2018

PEDRO RODRIGUES SILVA

**ESTUDO DO EFEITO DA COMPOSIÇÃO SOLAR NO
DESEMPENHO DE MÓDULOS FV
CARACTERIZADOS EM CONDIÇÕES REAIS DE
OPERAÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos

Linha de pesquisa: Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência

Orientadora: Patrícia Romeiro da Silva Jota

Coorientadora: Ana Paula Batista



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL REI
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



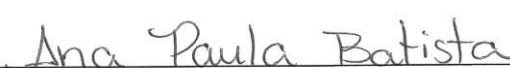
Pedro Rodrigues Silva

“Estudo do Efeito da Composição Solar no Desempenho de Módulos FV Caracterizados em Condições Reais de Operação”

Dissertação nº 152 apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Associação Ampla entre a Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais em 20 de Dezembro de 2017 como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, aprovada pela Banca Examinadora constituída pelos professores:



Prof.ª. Dr.ª. Patrícia Romeiro da Silva Jota (Orientadora)
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais



Prof.ª. Dr.ª. Ana Paula Batista (Coorientadora)
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais



Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira
Universidade Federal de Viçosa



Prof. Dr. Maury Meirelles Gouvêa Júnior
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

S586e Silva, Pedro Rodrigues
Estudo do efeito da composição solar no desempenho de módulos FV caracterizados em condições reais de operação. / Pedro Rodrigues Silva. -- Belo Horizonte, 2018.
xv, 79 f. : il.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica em associação ampla com a Universidade Federal de São João Del Rei, 2017.

Orientadora: Prof^a Dr^a Patrícia Romeiro da Silva Jota

Coorientadora: Prof^a Dr^a Ana Paula Batista

Bibliografia

1.Sistemas de Energia Elétrica. 2.Sistemas de Energia Fotovoltaica. 3. Energia Solar. I. Jota, Patrícia Romeiro da Silva. II. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. III. Título

CDD 621.31915

Agradecimentos

Agradeço a DEUS por me conceder saúde, sabedoria paciência durante a realização deste trabalho.

Aos meus pais, Bernardo e Cleonice e a minha irmã, Cristina, pelo apoio em todos os momentos necessários e por sempre acreditar e incentivar o meu trabalho.

À minha esposa, Rafaela, pelo seu amor incondicional e por sempre acreditar em mim e que, mesmo durante os momentos mais difíceis, nunca deixou de me apoiar.

Ao meu filho, Gabriel, que trouxe mais luz a minha vida!

Aos amigos do CPEI pela companhia, apoio e pelos conhecimentos compartilhados. Em especial ao Luiz Felipe e ao Wesley Bruno pela ajuda no desenvolvimento do *hardware*.

Ao Lucélio e ao Hernani pelas contribuições no desenvolvimento do caracterizador e do *software* utilizado.

As minhas orientadoras, as professoras Dr^a Patrícia Romeiro da Silva Jota e Dr^a Ana Paula Batista, pelo conhecimento compartilhado, pela paciência, pela dedicação, pelo apoio e pelas inestimáveis contribuições feitas para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores e servidores do programa de pós graduação em Engenharia Elétrica do CEFET-MG.

A todos que, de certo modo, contribuíram para esta conquista, meus sinceros agradecimentos.

Resumo

A caracterização de sistemas fotovoltaicos é um tema emergente que tem atraído a atenção de muitos pesquisadores, uma vez que a geração fotovoltaica está em expansão em todo mundo. A caracterização dos sistemas fotovoltaicos em condições reais de operação nas usinas de geração fotovoltaica ainda é um desafio. Os altos custos dos sistemas de caracterização e a dificuldade de medição do grande número de variáveis envolvidas no processo são fatores que dificultam a caracterização *in loco*. Em geral, os painéis fotovoltaicos são caracterizados pelos fabricantes a partir de ensaios realizados em laboratório nas condições padrões de testes (STC - Standard Test Conditions). Essas condições padrões são definidas para uma temperatura de $25^{\circ}C$, radiação de $1000W/m^2$ e massa de ar (AM) 1,5G estabelecidas pela norma IEC-60904-3:2016. Contudo, essas condições dificilmente são encontradas em condições reais de funcionamento dos painéis fotovoltaicos, pois os mesmos estão sujeitos a diversos tipos de interferências, por exemplo: sombreamentos, reflexão e variações de temperatura. Nesse sentido, o desenvolvimento de metodologias e sistemas de baixo custo que possibilitem a caracterização e análise dos painéis fotovoltaicos em ambientes externos se torna de grande relevância. Neste trabalho desenvolveu-se um sistema de medição e caracterização de painéis fotovoltaicos com o uso de sensores de baixo custo. Diversos experimentos foram realizados utilizando um painel fotovoltaico de 80W, em diferentes dias e horários do ano para prover uma base de dados para análise. A partir dos dados coletados de variáveis elétricas e ambientais relevantes, foi possível obter as curvas características experimentais do painel em diferentes condições operacionais. Além dos dados experimentais, foram utilizadas simulações computacionais para obtenção das curvas características baseadas no modelo de dois diodos. As curvas características reais e simuladas foram comparadas nas análises. Pôde-se constatar que para algumas faixas de radiação incidente e temperatura o modelo prevê uma geração de energia menor que a medida em campo. Essa previsão menor de energia pelo modelo utilizado pode afetar o projeto dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que, esses sistemas utilizam uma quantidade elevada de módulos fotovoltaicos. Apresenta-se análises relacionadas ao impacto da massa de ar na distribuição da radiação para as faixas do espectro solar avaliadas (UV, visível e global) além da influência da temperatura. Os resultados obtidos podem ser utilizados para a obtenção de modelos mais precisos e demonstram a importância de se realizar a caracterização dos módulos em condições reais de operação.

Palavras chave: Módulo fotovoltaico. Curvas características. Espectro solar

Abstract

The photovoltaic systems characterization is an emerging issue that has attracted the attention of many researchers recently, since photovoltaic generation is expanding worldwide. The characterization of photovoltaic systems under real operating conditions is still a challenge. The high costs of the characterization systems and the difficulty of measuring the several variables involved in the process make it difficult to characterize them on site. In general, photovoltaic panels are characterized by manufacturers by laboratory tests under Standard Test Conditions (STC). These Standard Test Conditions are determined for a temperature of 25°C , irradiance of $1000\text{W}/\text{m}^2$ and air mass (AM) of $1.5G$ established by IEC-60904-3:2016. However, these conditions are hardly to found under real working conditions of photovoltaic panels because they are subject to various types of interference, for example: shading, reflection and temperature variations. Hence, the development of low-cost methodologies and systems that allow the characterization and analysis of panels in real operating conditions becomes of great relevance. In this work a measurement and characterization system were developed using of low-cost sensors. Several experiments were carried out, using a photovoltaic panel of 80W , on different days and hours to provide a database for analysis. From the collected data of relevant electrical and environmental variables, it was possible to obtain the experimental characteristic curves of the panel under different operating conditions. In addition to the experimental data, computational simulations were made to obtain the characteristic curves based on the two-diode model. The experimental and simulated characteristic curves were compared in the analyzes. It could be observed that for some ranges of incident irradiance and temperature the model predicts a lower power generation than the obtained-on field. It is presented analyzes related to the impact of the air mass on the distribution of the irradiance for the bands of the evaluated solar spectrum (UV, visible and global) besides the influence of temperature. The results obtained can be used to yield more accurate models and demonstrate the importance of performing the characterization of the modules under real operating conditions.

Keywords: Photovoltaic module. Characteristic curves. Solar spectrum

Lista de Figuras

Figura 1 – Célula fotovoltaica.	4
Figura 2 – Modelo elétrico das células fotovoltaicas.	5
Figura 3 – Fluxograma utilizado para a obtenção dos parâmetros do modelo de dois diodos.	7
Figura 4 – (a) Curva IV de um painel fotovoltaico e (b) curva PV.	9
Figura 5 – Definição do fator de forma.	10
Figura 6 – Regiões de operação de um painel fotovoltaico.	10
Figura 7 – Curvas para diferentes valores de radiação (a) curva IV (b) curva PV.	11
Figura 8 – Curvas para diferentes valores de temperatura (a) curva IV (b) curva PV.	11
Figura 9 – Influência da variação dos parâmetros nas curvas IV (a) variação de R_s e (b) variação de R_p	12
Figura 10 – Circuito utilizado para a obtenção da curva IV utilizando o método resistivo.	13
Figura 11 – Circuito utilizado para a obtenção da curva IV utilizando o método capacitivo.	13
Figura 12 – Circuito proposto por Muñoz e Lorenzo (2006).	14
Figura 13 – Circuito utilizado para a obtenção da curva IV utilizando uma carga eletrônica.	15
Figura 14 – Curva característica do transistor MosFet (azul). Curva característica de um painel fotovoltaico (vermelho).	15
Figura 15 – Modos de operação de uma fonte de quatro quadrantes.	16
Figura 16 – Circuito utilizada para a obtenção das curvas IV utilizando um conversor cc-cc.	17
Figura 17 – Espectro solar.	19
Figura 18 – Movimento de translação da Terra ao longo do ano.	19
Figura 19 – Carta solar para a cidade de Belo Horizonte.	20
Figura 20 – Definição do ângulo de incidência para o cálculo da massa de ar.	21
Figura 21 – Espectro solar para diferentes condições da massa de ar.	22
Figura 22 – Fluxograma da metodologia utilizada	34
Figura 23 – Circuito de potência utilizado no caracterizador.	38
Figura 24 – Circuito utilizado para a medição de tensão.	40
Figura 25 – Curvas obtidas com diferentes valores de resistência para a medição de corrente (a) curva IV e (b) curva PV.	41
Figura 26 – Circuito utilizado para a medição de corrente.	42
Figura 27 – Resposta espectral dos fotodiodos utilizados.	42
Figura 28 – (a) Montagem do fotodiodo S1223 utilizado para a medição da radiação global e (b) circuito de condicionamento do sinal.	42
Figura 29 – Montagem do sistema para a medição da radiação global. (a) Fotografia da configuração utilizada para a calibração e (b) curva de calibração	44
Figura 30 – Comparação dos dados do fotodiodo com a estação meteorológica.	45

Figura 31 – Fluxograma de operação do <i>software</i> utilizado.	46
Figura 32 – Diagrama de comunicação do <i>software</i> utilizado.	46
Figura 33 – Interface gráfica do Labview® para a visualização das variáveis.	48
Figura 34 – Cabeçalho de um arquivo de dados.	49
Figura 35 – Massa de ar em função da hora solar.	51
Figura 36 – Radiação UV: (a) em função da massa de ar e (b) em função da hora solar.	51
Figura 37 – Radiação visível: (a) em função da massa de ar e (b) em função da hora solar.	52
Figura 38 – Radiação global: (a) em função da massa de ar e (b) em função da hora solar.	53
Figura 39 – Radiação global em função da radiação UV.	54
Figura 40 – Radiação global em função da radiação visível.	54
Figura 41 – Composição do espectro solar em termos percentuais: (a) radiação ultravioleta (b) radiação visível.	55
Figura 42 – Temperatura do módulo medida em função da temperatura da placa.	56
Figura 43 – Tensão de circuito aberto em função da temperatura do módulo.	56
Figura 44 – Potência máxima medida em função da radiação global e temperatura do módulo.	57
Figura 45 – (a) Corrente de curto-circuito em função da radiação global e (b) escala ampliada.	58
Figura 46 – Corrente de curto-circuito em função da radiação ultravioleta.	59
Figura 47 – Corrente de curto-circuito em função da temperatura do módulo.	60
Figura 48 – Tensão de circuito aberto em função da: (a) temperatura do módulo e (b) radiação global.	60
Figura 49 – Tensão no ponto de máxima potência em função da: (a) temperatura do módulo, (b) radiação global e (c) tensão de circuito aberto.	61
Figura 50 – Corrente no ponto de máxima potência em função da: (a) tensão no ponto de máxima potência e (b) corrente de curto-circuito.	63
Figura 51 – Potência máxima medida e potência simulada em função da radiação global.	63
Figura 52 – Potência máxima medida em função da potência máxima simulada a partir do modelo de dois diodos.	64
Figura 53 – Potência máxima em função da: (a) radiação visível e (b) da radiação UV.	65
Figura 54 – Comparação entre as curvas medidas com diferentes porcentagens para a radiação UV (a) curvas IV e (b) curvas PV.	65
Figura 55 – Eficiência do módulo em função da radiação global incidente sob o mesmo.	66
Figura 56 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto- circuito medidas em torno de 2A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.	67
Figura 57 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto- circuito medidas em torno de 3A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.	68
Figura 58 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto- circuito medidas em torno de 4A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.	68

Figura 59 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto-circuito medidas em torno de 5A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.	69
--	----

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Parâmetros do painel fotovoltaico Kyocera KC-80-01.	35
Tabela 2 – Parâmetros do circuito elétrico.	38
Tabela 3 – Dados da regressão linear obtidos para a calibração dos sensores.	43
Tabela 4 – Coeficientes de correlação para os valores experimentais.	69

Lista de Abreviaturas e Siglas

a-Si	Silício amorfo
AM	<i>Air mass</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BAPV	<i>Building-applied photovoltaic systems</i>
BIPV	<i>Building-integrated photovoltaic systems</i>
cc	Corrente contínua
CdTe	<i>Cadmium telluride</i>
CEFET-MG	Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais
CIGS	<i>Copper Indium Gallium Selenide</i>
CPEI	Centro de Pesquisa em Energia Inteligente
CPV	<i>Concentrator photovoltaics</i>
csv	<i>Comma-separated values</i>
c-Si	Silício policristalino
FF	<i>Fill factor</i>
FV	Fotovoltaico
HIT	<i>Heterojunction with Intrinsic Thin-layer</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IV	Corrente versus tensão
Labview	<i>Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench</i>
LED	<i>Light Emitting Diode</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
mono-Si	Silício monocristalino

MosFet	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PV	Potência versus tensão
PVUSA	<i>Photovoltaics for Utility Scale Applications</i>
ROC	<i>Real Operating conditions</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UV	Ultravioleta

Lista de Símbolos

a	Fator de idealidade do diodo
A	Área do módulo fotovoltaico
β	Fator de calibração
C	Capacitância
δ	Declinação solar
E	Equação do tempo
E_g	Gap de energia
G	Radiação global
G_{UV}	Radiação ultravioleta
$G_{Visivel}$	Radiação visível
k	Constante de Boltzmann
k_i	Coefficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito
k_v	Coefficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto
I	Corrente de saída da célula fotovoltaica
I_0	Corrente de saturação reversa
I_{cc}	Corrente de curto-circuito
I_{mpp}	Corrente no ponto de máxima potência
I_{ph}	Corrente gerada pela incidência de luz
n	Dia juliano
N_s	Número de células conectadas em série
η	Eficiência do módulo fotovoltaico
θ_z	Ângulo zenital
P_{max}	Potência máxima

$P_{maxcalc}$	Potência máxima calculada
P_{maxref}	Potência máxima de referência
τ	Constante de tempo
r^2	Coeficiente de determinação
R_s	Resistência série
R_p	Resistência paralela
T	Temperatura da célula fotovoltaica
tol	Tolerância
V_{gs}	Tensão entre a porta e a fonte de um transistor de efeito de campo
V_{PV}	Tensão do módulo fotovoltaico sob teste
V_{mpp}	Tensão no ponto de máxima potência
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
V_{sensor}	Tensão de saída do sensor
V_t	Tensão térmica
ω	Ângulo horário

Sumário

1 – Introdução	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Organização da dissertação	3
2 – Revisão bibliográfica	4
2.1 Modelo elétrico da célula fotovoltaica	4
2.1.1 Modelo de um diodo	5
2.1.2 Modelo de dois diodos	6
2.2 Painéis fotovoltaicos	8
2.2.1 Curvas características	9
2.3 Métodos de obtenção das curvas IV	12
2.3.1 Resistência variável	13
2.3.2 Carga capacitiva	13
2.3.3 Carga eletrônica	15
2.3.4 Fonte de quatro quadrantes	16
2.3.5 Conversor cc-cc	17
2.4 O recurso solar	18
2.5 O estado da arte	22
2.6 Considerações finais	32
3 – Metodologia	34
4 – Descrição do sistema	37
4.1 Descrição do <i>hardware</i>	37
4.1.1 Descrição do circuito de potência	37
4.1.2 Descrição dos circuitos de medição	39
4.1.2.1 Medição de tensão	39
4.1.2.2 Medição de corrente	39
4.1.2.3 Medição de temperatura	40
4.1.2.4 Medição de radiação	40
4.1.2.5 Calibração dos sensores	43
4.1.3 Descrição do <i>software</i>	45
4.2 Considerações finais	49
5 – Resultados	50
5.1 Análise da influência da massa de ar na radiação UV, visível e global	50

5.2	Análise das componentes espectrais da radiação nas faixas UV, visível e global	53
5.3	Análise da influência da temperatura	55
5.4	Análise dos dados reais e simulados a partir do modelo de dois diodos	58
5.5	Comparação entre as curvas IV e PV simuladas e experimentais	66
5.6	Considerações finais	69
6	– Conclusão	71
6.1	Trabalhos futuros	72
	Referências	73

1 Introdução

A busca por novas formas de geração de energia elétrica, principalmente, a partir de fontes renováveis têm sido cada vez maiores devido aos impactos ambientais causados pelos combustíveis fósseis além da crescente demanda de energia que está diretamente relacionada ao crescimento econômico de um país. Nesse contexto, a utilização de fontes de energia renováveis, sobretudo com sistemas fotovoltaicos, tem se mostrado uma alternativa atrativa, principalmente, devido ao recurso solar abundante, além dos benefícios da geração distribuída trazido pelos sistemas fotovoltaicos. Tendo em vista a crescente demanda energética, a expansão da utilização de energias renováveis se tornou um tema prioritário em políticas governamentais de países desenvolvidos e alguns países em desenvolvimento. A geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos apresentou um crescimento elevado a partir dos anos 2000. Sendo que, entre 2010 e 2016 a taxa de crescimento foi de 40%. No fim de 2016 as instalações fotovoltaicas atingiram uma potência total mundial de $320GW_p$ (FRAUNHOFER, 2017).

Por ser um país com geração de energia elétrica advinda, principalmente, de usinas hidrelétricas e, portanto, renováveis. Os investimentos em outros tipos de fontes renováveis, como exemplo, solar e eólica, no Brasil, ocorreram de forma mais lenta em comparação com outros países. No entanto, após a resolução normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), posteriormente alterada pela resolução 687/2015 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, as instalações de sistemas fotovoltaicos tiveram um aumento expressivo desde 2014. Atualmente o Brasil possui $80,9MW_p$ de potência instalada de geração fotovoltaica, dos quais, $56,9MW$ são de geração distribuída (BRASIL, 2017).

A análise da viabilidade de implantação dos sistemas fotovoltaicos requer uma avaliação sistêmica das condições de operação dos mesmos, do posicionamento dos painéis e da localidade da instalação. É sabido que as usinas fotovoltaicas, em geral, devem ser instaladas em locais com alta incidência de irradiação solar e orientados de acordo com a latitude do local de aplicação. Porém, é necessário realizar estudos específicos, de acordo com o local de instalação, para maximizar a geração de energia atendendo assim as especificações da carga.

Contudo, os painéis fotovoltaicos, em geral, são caracterizados em laboratório a partir de ensaios realizados em condições padrões de testes STC (*Standard Test Conditions*) definidos pela norma IEC-60904-3:2016, que diferem das condições reais de operação dos mesmos (IEC, 2016). Neste contexto, a caracterização de sistemas fotovoltaicos em ambientes externos tornou-se um tema emergente que tem atraído a atenção de muitos pesquisadores recentemente. Porém, os altos custos dos sistemas de caracterização e a dificuldade de medição do grande número de variáveis envolvidas no processo são fatores que dificultam a caracterização *in loco* e tem

motivado a busca pelo desenvolvimento de sistemas de baixo custo.

A caracterização dos módulos *in loco* pode ser utilizada a fim de avaliar o desempenho dos módulos fotovoltaicos e quantificar a influência das variáveis ambientais na geração de energia elétrica a partir dos mesmos. A caracterização é importante para prover uma estimativa correta do potencial de geração, o que influencia diretamente na tomada de decisões sobre os investimentos em usinas de geração fotovoltaicas, e também para o desenvolvimento de novas tecnologias na área. A utilização de modelos para a previsão de geração é uma alternativa interessante, mas, para o desenvolvimento de bons modelos é necessária uma base de dados experimentais consistente para identificação e validação dos modelos para localidade em estudo. Vale ressaltar que os modelos têm uma aplicabilidade restrita ao local, no qual, foram feitas as medições experimentais.

A realização desse trabalho justifica-se devido à especificidade das variáveis medidas. Destaca-se as faixas do espectro solar, uma vez que, as mesmas são de difícil obtenção.

1.1 Objetivos

O presente trabalho teve como objetivo principal:

- Analisar o efeito da composição solar no desempenho de módulos fotovoltaicos caracterizados em condições reais de operação.

Para atingir este objetivo, outros objetivos secundários foram necessários:

- Desenvolver um sistema de baixo custo para a caracterização de sistemas fotovoltaicos em condições reais de operação;
- O sistema deve ser capaz de monitorar as variáveis: tensão e a corrente do painel, as temperaturas ambiente e do painel, a radiação global e suas componentes espectrais UV e visível;
- Armazenar os dados coletados em arquivo digital para permitir o processamento e análises;
- Levantar experimentalmente as curvas características IV (corrente-tensão) e PV (potência-tensão) de um painel fotovoltaico comercial em campo;
- Avaliar o ponto de operação do módulo em torno da potência máxima para determinadas condições de operação;
- Analisar a influência da temperatura e da composição do espectro solar da localidade em estudo no desempenho de módulos fotovoltaicos;
- Comparar os dados experimentais com dados simulados baseado no modelo de dois diodos para representação do painel fotovoltaico;
- Avaliar a representatividade do modelo para as condições reais de operação.

1.2 Organização da dissertação

A dissertação está organizada em 6 capítulos, dispostos conforme a descrição a seguir.

No capítulo 1, é feita uma introdução do assunto, descrição dos objetivos e a organização da mesma.

O capítulo 2 apresenta uma revisão conceitual dos modelos utilizados para representação das células fotovoltaicas, dos painéis fotovoltaicos, dos métodos de obtenção das curvas IV e sobre o recurso solar. Também foi apresentado o estado da arte das pesquisas referentes a utilização de módulos fotovoltaicos para a geração de energia elétrica com o foco em estudos relacionados a caracterização dos painéis e representação dos mesmos a partir de modelos.

No capítulo 3, é descrita a metodologia utilizada para o projeto e a execução dos sistemas desenvolvidos e para a realização dos ensaios.

A descrição do hardware e do software do sistema desenvolvido para a caracterização dos módulos fotovoltaicos é apresentada no capítulo 4.

Uma discussão acerca dos resultados obtidos bem como a análise dos mesmos é apresentada no capítulo 5.

Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões a respeito do trabalho realizado e as propostas de continuidade para trabalhos futuros.

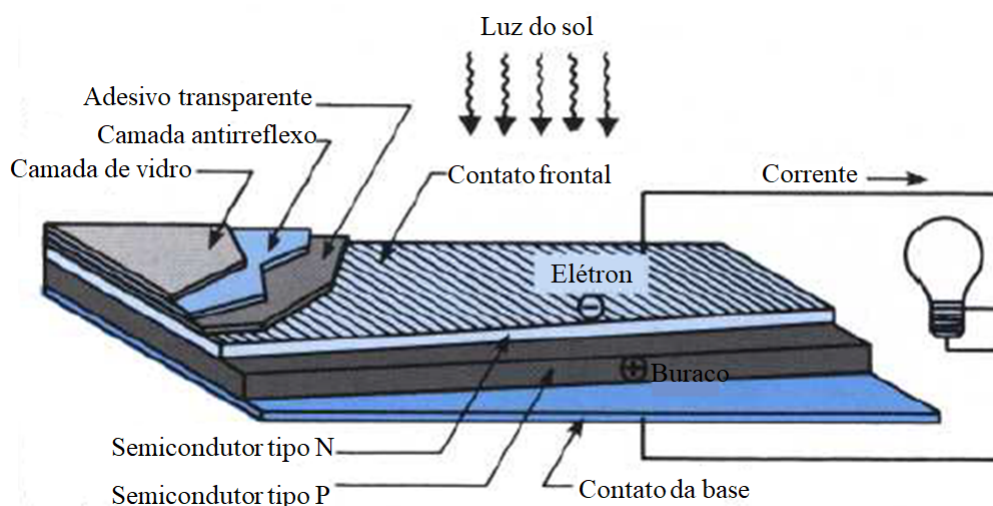
2 Revisão bibliográfica

O objetivo deste capítulo é prover um melhor entendimento das metodologias existentes sobre a caracterização de sistemas fotovoltaicos, destaca-se: os métodos de análise de desempenho dos painéis; as principais tecnologias utilizadas para a geração de energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos; aspectos sobre a modelagem utilizada para a representação das células fotovoltaicas e os métodos para a obtenção das curvas IV dos painéis. Este capítulo também apresenta um estudo de algumas contribuições relevantes publicadas na literatura e discute algumas aplicações.

2.1 Modelo elétrico da célula fotovoltaica

As células fotovoltaicas são os componentes fundamentais dos painéis fotovoltaicos utilizados para a geração de energia elétrica. Basicamente, as células fotovoltaicas são compostas por uma junção PN feita de forma a potencializar o efeito fotovoltaico e, conseqüentemente, utilizar a luz do sol para a geração de energia (VILLALVA et al., 2009). As mesmas possuem uma estrutura típica formada pela junção PN, contatos elétricos, adesivo transparente, camada antirreflexo e uma camada de vidro, como mostrado na figura 1.

Figura 1 – Célula fotovoltaica.



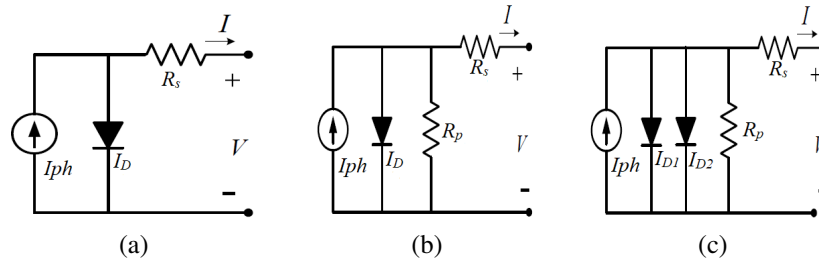
Fonte: Cook et al. (1995) adaptado pelo autor.

A modelagem da célula fotovoltaica tem sido abordada na literatura em geral considerando os modelos de um diodo e de dois diodos. Geralmente, a modelagem das células fotovoltaicas é feita a partir do comportamento físico das junções PN que compõem a mesma. Sah

et al. (1957) descreve o comportamento físico das junções PN. São detalhados os efeitos de recombinação que ocorrem nesse tipo junção e podem elevar as perdas nas células fotovoltaicas.

A figura 2 apresenta três diferentes modelos elétricos usados para uma célula fotovoltaica, a saber: (a) modelo de um diodo simplificado, (b) modelo de um diodo e (c) modelo de dois diodos.

Figura 2 – Modelo elétrico das células fotovoltaicas.



Fonte: Krismadinata et al. (2013).

O modelo de um diodo (figura 2b) representa a característica IV das células de forma satisfatória, porém não leva em consideração as perdas provocadas pelas recombinações que ocorrem na camada de depleção. O modelo de dois diodos (figura 2c) por sua vez possibilita a representação das perdas devido as recombinações e, conseqüentemente, representa as células fotovoltaicas com uma precisão mais elevada (ISHAQUE et al., 2011).

As equações que relacionam a corrente de saída das células fotovoltaicas com a radiação incidente sob as mesmas podem ser obtidas a partir dos modelos utilizados para a representação das mesmas e são descritas nas subseções 2.1.1 e 2.1.2 .

2.1.1 Modelo de um diodo

Para o modelo de um diodo, a corrente de saída da célula (I), pode ser calculada a partir da equação (1) (ISHAQUE et al., 2011).

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V + IR_s}{aV_t}} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (1)$$

Sendo I a corrente de saída da célula, I_{ph} a corrente gerada pela incidência de luz, I_0 a corrente de saturação reversa, a o fator de idealidade do diodo, V_t a tensão térmica da célula fotovoltaica, R_s a resistência série e R_p a resistência paralela.

A tensão térmica da célula V_t , pode ser calculada utilizando a equação (2).

$$V_t = \frac{N_s k T}{q} \quad (2)$$

Sendo N_s o número de células conectadas em série, q a carga do elétron ($1,602176 \times 10^{-19} C$), k a constante de Boltzmann ($1,380650 \times 10^{-23} J/K$) e T a temperatura da junção PN em Kelvin.

A corrente de saturação reversa I_0 varia com a temperatura de acordo com equação (3) (VILLALVA et al., 2009).

$$I_0 = I_{0r} \left[\frac{T}{T_r} \right]^3 e^{\left[\frac{qE_g}{ak} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (3)$$

Sendo T_r a temperatura de referência da célula, I_{0r} a corrente de saturação reversa na temperatura T_r e E_g o *gap* de energia do material utilizado na construção da célula.

A corrente I_{ph} depende de dois fatores, temperatura e radiação, e pode ser calculada pela equação (4) (YU et al., 2004).

$$I_{ph} = (I_{cc} + k_i(T - T_r)) \frac{G}{1000} \quad (4)$$

Sendo I_{cc} a corrente de curto-circuito da célula para temperatura e radiação de referência, k_i o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito e G a radiação global em W/m^2 .

A corrente de saturação reversa (I_0) pode ser obtida a partir da equação (5) (VILLALVA et al., 2009).

$$I_0 = \frac{I_{cc} + k_i \Delta T}{e^{\frac{V_{oc} + k_v \Delta T}{a V_t}} - 1} \quad (5)$$

Sendo k_v o coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto da célula.

Os parâmetros resistivos (R_s e R_p) podem ser obtidos a partir de um método iterativo utilizando as curvas IV nominais da célula como referência. Assim, os parâmetros são obtidos de forma a garantir que os pontos de máxima potência (I_{mpp}, V_{mpp}), corrente de curto-circuito (I_{cc}) e tensão de circuito aberto (V_{oc}) coincidam com os valores nominais das células.

2.1.2 Modelo de dois diodos

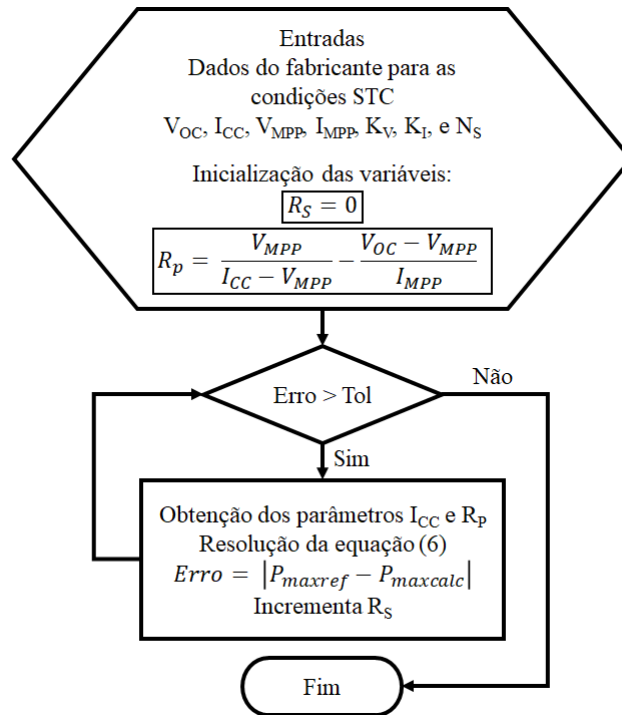
No modelo de dois diodos, a corrente de saída da célula pode ser calculada a partir da equação (6) (ISHAQUE et al., 2011).

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(e^{\frac{V + IR_s}{a_1 V_{t1}}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V + IR_s}{a_2 V_{t2}}} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (6)$$

Sendo I_{01} e I_{01} as correntes de saturação reversa dos diodos D_1 e D_2 , respectivamente, V_{t1} e V_{t2} as tensões térmicas dos respectivos diodos e a_1 e a_2 os fatores de idealidade dos respectivos diodos.

As correntes de saturação reversa (I_{01} e I_{02}) podem ser obtidas a partir da equação (5). De forma análoga ao modelo de um diodo, os demais parâmetros podem ser obtidos utilizando um

Figura 3 – Fluxograma utilizado para a obtenção dos parâmetros do modelo de dois diodos.



Fonte: [Ishaque et al. \(2011\)](#) adaptado pelo autor.

método iterativo. Como exemplo, a figura 3 mostra o fluxograma do método iterativo proposto por [Ishaque et al. \(2011\)](#) para a obtenção dos parâmetros.

A utilização de modelos para a representação das células fotovoltaicas é de suma importância para o estudo das mesmas. Pois, a partir dos modelos podem ser analisados o comportamento das células sob diversas condições de radiação e temperatura.

Os principais modelos utilizados são mostrados na figura 2. O modelo de um diodo simplificado (figura 2a) pode ser utilizado para a representação das células sob pequenas variações de temperatura, uma vez que, o mesmo não possui nenhum parâmetro para representar o coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto.

O modelo de um diodo mostrado na figura 2b adiciona a resistência paralela para representar o coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto. Dessa forma, o modelo pode ser utilizado para avaliar os impactos da variação de temperatura sob as células fotovoltaicas. Porém, o mesmo não representa as recombinações ocorridas nas junções PN que compõem as células fotovoltaicas.

Visando a representação das recombinações ocorridas nas junções PN, pode ser utilizado o modelo de dois diodos mostrado na figura 2c. Esse modelo é o que representa as células fotovoltaicas de forma mais precisa. A partir do mesmo podem ser avaliados os efeitos provocados pelas variações de radiação e temperatura sob as células.

A adaptação desses modelos tem sido analisada por pesquisadores visando o aprimoramento

ramento dos mesmos para a representação das células sob determinadas condições de operação (ALQAHTANI et al., 2012; CRISTALDI et al., 2012; PAVAN et al., 2017).

Além disso, podem ser desenvolvidos, a partir de dados experimentais, modelos mais aprimorados para o estudo de outros fatores que podem interferir no funcionamento das células em condições reais de operação, como exemplo o modelo proposto por Pierro et al. (2015) descrito na seção 2.5.

2.2 Painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são compostos por várias células agrupadas. Os painéis fotovoltaicos tradicionais, normalmente, possuem entre trinta e sessenta células fotovoltaicas dispostas de modo a gerar uma tensão de saída e corrente de curto-circuito em níveis adequados para a geração de energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014). Geralmente as células fotovoltaicas possuem tensão de circuito aberto baixa, da ordem de $0,7V$ para as células de silício. Para elevar os níveis de tensão, as células são dispostas em um conjunto série. Esses conjuntos dispostos em série são colocados em paralelo para elevar a corrente de curto-circuito e formar um painel fotovoltaico.

Os painéis fotovoltaicos comerciais, em geral são ensaiados em condições STC para obtenção dos parâmetros nominais disponibilizados pelos fabricantes. Pode-se destacar os seguintes parâmetros:

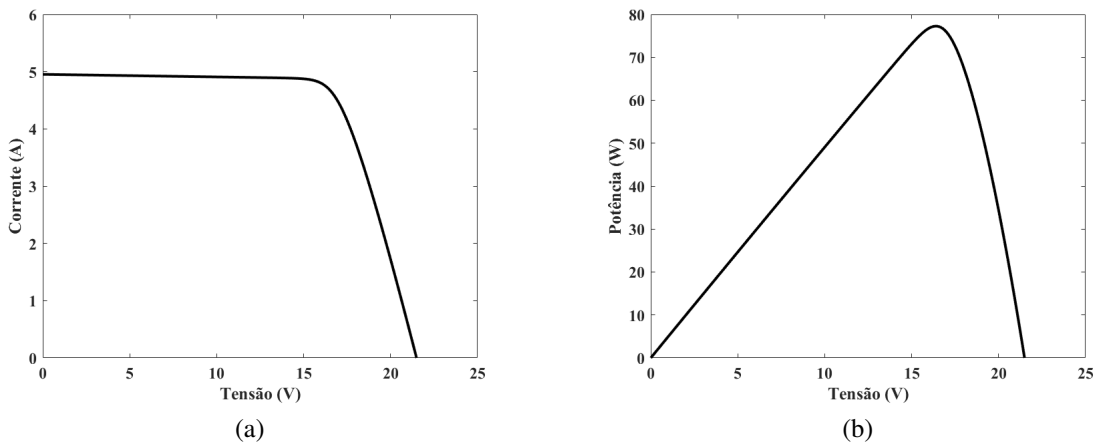
- V_{oc} - Tensão de circuito aberto do painel, dada em Volts (V);
- I_{cc} - Corrente de curto-circuito do painel, dada em Amperes (A);
- P_{max} - Potência máxima do painel, dada em Watts (W);
- V_{mpp} - Tensão no ponto de máxima potência, dada em Volts;
- I_{mpp} - Corrente no ponto de máxima potência, dada em Amperes;
- k_i - Coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito, dado em Amperes por grau Celsius $A/^{\circ}C$;
- k_v - Coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto, dado em Volts por grau Celsius $V/^{\circ}C$;
- $NOCT$ - Temperatura nominal de operação das células do painel, dada em grau Celsius $^{\circ}C$.

Estes parâmetros nominais são utilizados para projeto e dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. A partir dos mesmos podem ser definidos a quantidade de painéis a ser utilizada para adequar os níveis de corrente e tensão aos sistemas disponíveis.

2.2.1 Curvas características

As denominadas curvas características dos painéis que representam a variação da corrente pela tensão (IV) e da potência pela tensão (PV) permitem avaliar o comportamento dos painéis visando obter a condição de máxima geração de energia. Os painéis fotovoltaicos apresentam curvas características que variam conforme a exposição dos mesmos a níveis diferentes de radiação e temperatura. A figura 4 mostra as curvas IV e PV típicas de um painel fotovoltaico. Na curva IV a corrente máxima é a corrente de curto-circuito (I_{cc}) e a tensão máxima é a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Na curva PV destaca-se o ponto de máxima potência.

Figura 4 – (a) Curva IV de um painel fotovoltaico e (b) curva PV.



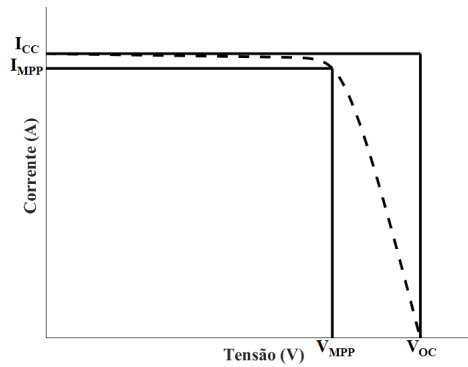
Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da análise das curvas características é possível obter parâmetros nominais dos painéis tais como corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, tensão no ponto de máxima potência e corrente no ponto de máxima potência. A curva característica IV permite também avaliar o fator de forma (*FF fill factor*). O fator de forma é um parâmetro utilizado para quantificar a qualidade dos painéis fotovoltaicos, sendo que o mesmo é uma forma de medir o quanto as curvas IV de um determinado painel se aproximam da curva IV de um painel ideal. A curva IV de um painel ideal é representada por um retângulo limitado pelos valores da corrente de curto circuito (I_{cc}) e da tensão de circuito aberto (V_{oc}), conforme mostrado na figura 5. Na figura 5 pode-se observar também um outro retângulo delimitado pelos valores da corrente no ponto de máxima potência (I_{mpp}) e da tensão no ponto de máxima potência (V_{mpp}). A relação entre as áreas dos retângulos (I_{mpp} , V_{mpp}) e (I_{cc} , V_{oc}) mostrados na figura 5 é o fator de forma, conforme descrito pela equação (7).

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{oc} I_{cc}} \quad (7)$$

Analisando as curvas características dos painéis fotovoltaicos, pode-se dividir a operação dos mesmos em dois intervalos. Até o ponto de máxima potência o painel se comporta como

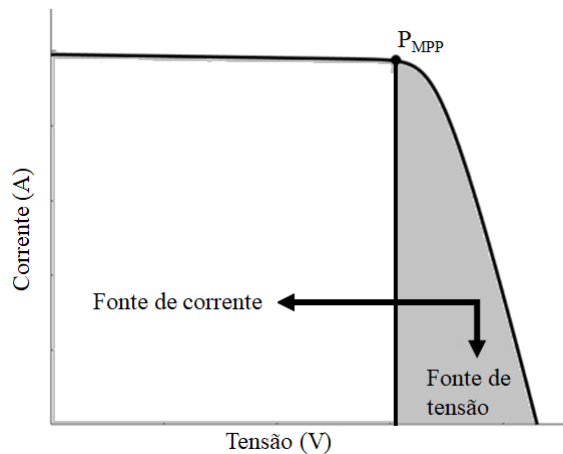
Figura 5 – Definição do fator de forma.



Fonte: Elaborado pelo autor.

uma fonte de corrente. Após esse intervalo o painel pode ser considerado uma fonte de tensão, como mostrado na figura 6.

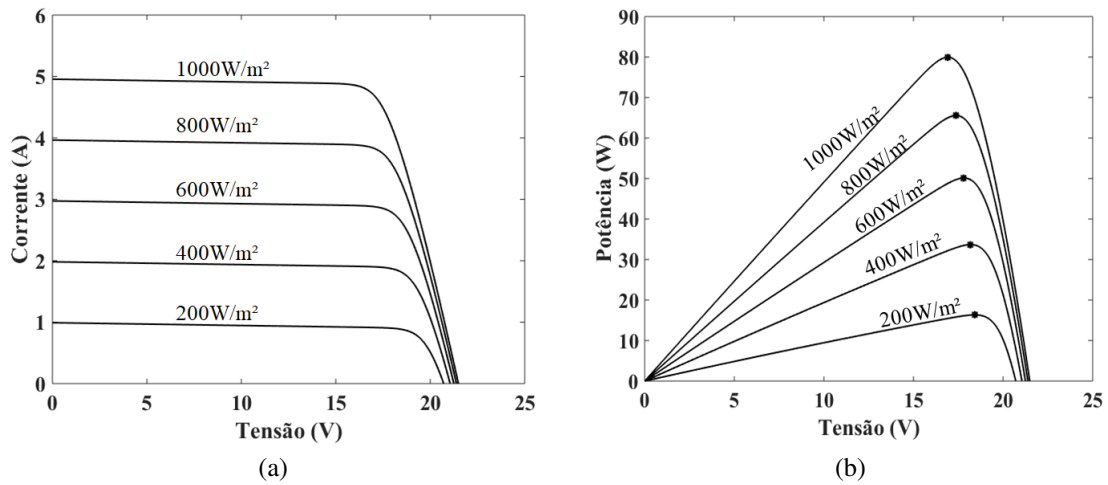
Figura 6 – Regiões de operação de um painel fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os modelos definidos na seção 2.1 para as células fotovoltaicas podem ser estendidos para a representação dos painéis fotovoltaicos, uma vez que, os mesmos são arranjos série e paralelo das células fotovoltaicas. O modelo de dois diodos proposto por [Ishaque et al. \(2011\)](#) representado pela equação (6), foi utilizado no presente trabalho para a obtenção das curvas IV e PV a partir de simulações computacionais para possibilitar uma comparação das curvas teóricas (simuladas baseada no modelo) com as curvas medidas nos painéis em condições reais de operação. No modelo utilizado é possível analisar o comportamento dos painéis fotovoltaicos perante às variações de radiação e temperatura. A figura 7 mostra algumas curvas IV e PV simuladas para diferentes condições de radiação incidente sob o painel. Observa-se na figura 7a que o aumento da radiação aumenta significativamente a corrente de curto circuito e tem menor influência na tensão de circuito aberto. Na figura 7b destaca-se o aumento da potência máxima com o aumento da radiação.

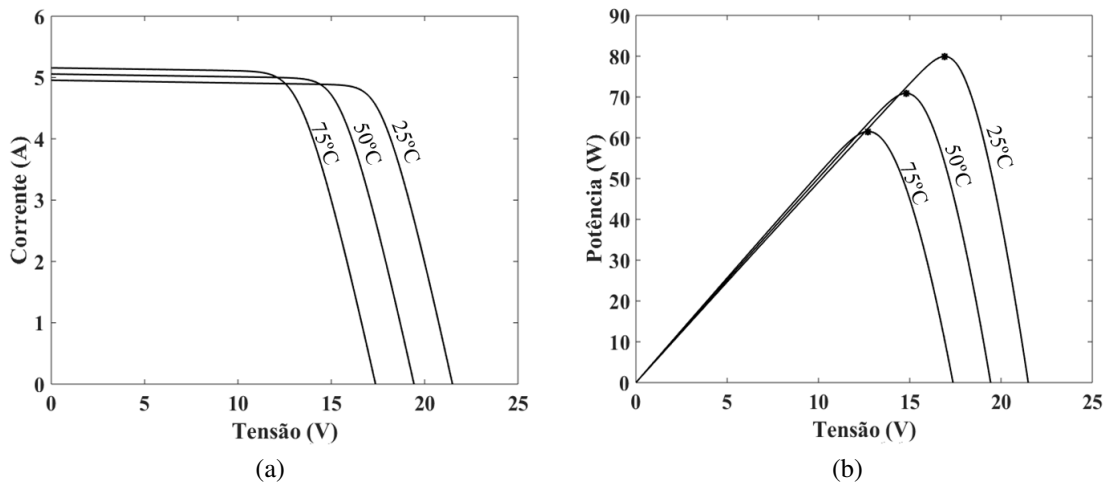
Figura 7 – Curvas para diferentes valores de radiação (a) curva IV (b) curva PV.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir do modelo de dois diodos proposto por [Ishaque et al. \(2011\)](#).

Na figura 8 são apresentadas algumas curvas características simuladas com a temperatura de, 25°C , 50°C e 75°C , destacando a influência da variação de temperatura nas curvas I-V e P-V. É possível observar na figura 8 que a variação da temperatura modifica significativamente o valor da tensão de circuito aberto e provoca pequenas alterações na corrente de curto-circuito. Embora a corrente de curto-circuito aumente com a temperatura, esse aumento não é suficiente para compensar a queda na tensão de circuito aberto do painel e, conseqüentemente, a potência gerada diminui com o aumento da temperatura, como pode ser visto na figura 8b.

Figura 8 – Curvas para diferentes valores de temperatura (a) curva IV (b) curva PV.

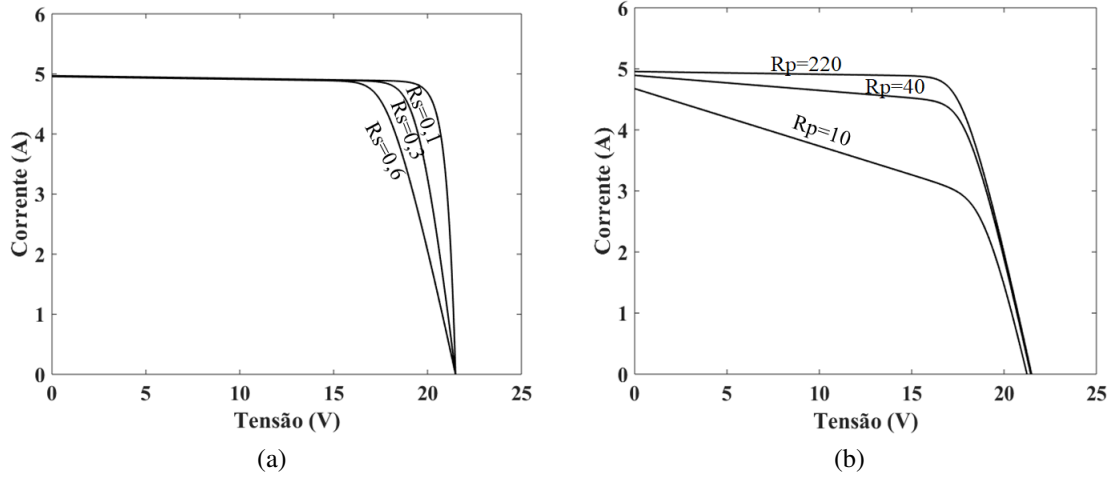


Fonte: Elaborado pelo autor a partir do modelo de dois diodos proposto por [Ishaque et al. \(2011\)](#).

A partir das curvas características pode-se ainda, analisar a influência da variação das resistências série e paralela representadas nos modelos da figura 2. Na figura 9 são apresentadas algumas curvas IV simuladas com variação da resistência série (figura 9a) e com variação da

resistência paralela (figura 9b). Pode-se observar que variação da resistência série tem maior influência na região próxima ao joelho da curva, já a resistência paralela tem maior influência na região que antecede o ponto de máxima potência.

Figura 9 – Influência da variação dos parâmetros nas curvas IV (a) variação de R_s e (b) variação de R_p .



Fonte: Elaborado pelo autor a partir do modelo de dois diodos proposto por [Ishaque et al. \(2011\)](#).

A análise das curvas características permite extrair diversas informações relevantes para análise de desempenho dos painéis sob diferentes condições de operação. Pode-se destacar o ponto de máxima potência como sendo o mais relevante, uma vez que, busca-se sempre a operação dos painéis em torno desse ponto visando maximizar a geração de energia.

As curvas características também podem ser utilizadas para a identificação de defeitos nos painéis e sombreamento sobre os mesmos. Vários métodos têm sido desenvolvidos visando a obtenção das curvas IV dos painéis em condições reais de operação. Alguns desses métodos serão descritos na seção 2.3.

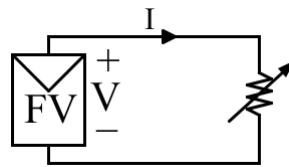
2.3 Métodos de obtenção das curvas IV

A obtenção das curvas IV experimentais dos painéis fotovoltaicos é de suma importância, uma vez que, as condições STC utilizadas para o levantamento das curvas IV nominais disponibilizadas pelos fabricantes não representam as condições reais de operação dos painéis ([PIERRO et al., 2015](#); [PHILIPPS et al., 2010](#)). A obtenção das curvas pode ser feita por diferentes métodos, a seguir são abordados os principais métodos encontrados na literatura, sendo estes: resistência variável, carga capacitiva, carga eletrônica, fonte de quatro quadrantes e conversores cc-cc. No presente trabalho adotou-se o método da carga capacitiva.

2.3.1 Resistência variável

Dentre os métodos disponíveis para a obtenção das curvas IV, o método resistivo é um dos mais simples e que apresenta o menor custo (DURAN et al., 2008). A figura 10 mostra o circuito utilizado para a obtenção das curvas IV. O método consiste em variar a resistência de carga desde o curto-circuito até a tensão de circuito aberto. Durante a variação da carga são medidos os valores da corrente e tensão do módulo em ensaio. Esse método pode ser utilizado para a obtenção das curvas em painéis com baixa potência, uma vez que, resistores de alta potência são difíceis de encontrar e podem variar consideravelmente com a variação de temperatura. Além disso, devido ao tempo necessário para variação da carga resistiva e da coleta de dados, as condições de radiação e temperatura podem variar durante o teste (MALIK; DAMIT, 2003).

Figura 10 – Circuito utilizado para a obtenção da curva IV utilizando o método resistivo.



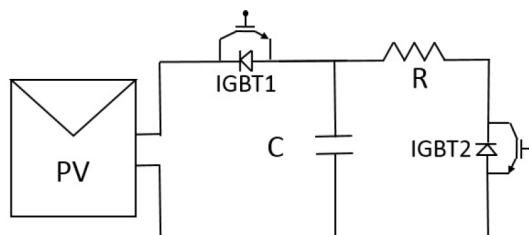
Fonte: Elaborado pelo autor.

2.3.2 Carga capacitiva

No método de carga capacitiva, detalhado em Muñoz e Lorenzo (2006), o painel fotovoltaico é utilizado para carregar um banco de capacitores. Durante a carga dos capacitores, são realizadas as medidas de corrente e tensão no painel. O circuito utilizado para a obtenção da curva IV utilizando o método capacitivo pode ser visto na figura 11.

Além do banco de capacitores o circuito da figura 11 contém uma resistência para descarga do capacitor e dois transistores bipolares de porta isolada (IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistor*) para acionamento dos ciclos de carga e descarga. Para o acionamento dos ciclos de carga e descarga, normalmente, são utilizados transistores de efeito de campo (MosFet - *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*) ou transistores bipolares de porta isolada.

Figura 11 – Circuito utilizado para a obtenção da curva IV utilizando o método capacitivo.



Fonte: Brito et al. (2014).

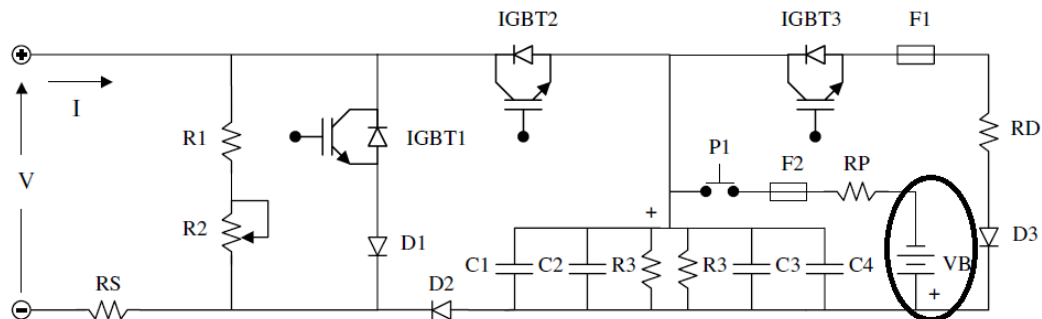
A obtenção da curva IV utilizando o método capacitivo pode ser feita de acordo com os procedimentos descritos a seguir. Inicialmente, no ciclo de carga o IGBT1 (figura 11) é acionado e o IGBT2 desligado iniciando o ciclo de carga do capacitor, durante a carga é feita a aquisição dos dados de tensão e corrente do painel ou do conjunto de painéis em teste. Após a coleta dos dados, o IGBT1 é desligado e o IGBT2 é acionado para a descarga do banco de capacitores.

Uma das vantagens desse método é a possibilidade de obtenção da curva IV para um conjunto de painéis como proposto por [Muñoz e Lorenzo \(2006\)](#). A escolha dos valores do banco de capacitores a serem utilizadas depende do painel ou conjunto de painéis sob teste e da velocidade do sistema de aquisição de dados utilizado ([SPERTINO et al., 2015](#)).

Uma das limitações do circuito apresentado na figura 11 é a medição da corrente de curto-circuito, uma vez que, embora, o ciclo de descarga do capacitor seja acionado antes do início dos ensaios tem-se uma tensão residual no capacitor, desse modo, a curva IV inicia-se de um ponto com tensão diferente de zero. E a corrente de curto-circuito é aproximada por interpolação. Para contornar esse problema, nos circuitos utilizados para carga capacitiva, pode-se acrescentar uma chave e uma fonte externa de energia para realizar uma pré carga no banco de capacitores com uma tensão negativa, isto permite obter a corrente de curto-circuito sem utilizar extrapolação. Assim, a passagem pelo zero de tensão ocorre com a realização de uma pré-carga com tensão negativa no capacitor. A figura 12 mostra o circuito proposto por [Muñoz e Lorenzo \(2006\)](#) com a inclusão de uma bateria para realizar a pré carga do capacitor com tensão negativa.

No circuito proposto por [Muñoz e Lorenzo \(2006\)](#), a operação é feita de forma similar a do circuito mostrado na figura 11. Porém, antes do carregamento do banco de capacitores é realizada uma pré carga com tensão negativa no banco. Desse modo, durante o carregamento do banco, é possível a obtenção da corrente de curto-circuito sem utilizar a extrapolação da curva, uma vez que, ocorre a passagem pelo ponto $(0, I_{cc})$.

Figura 12 – Circuito proposto por Muñoz e Lorenzo (2006).

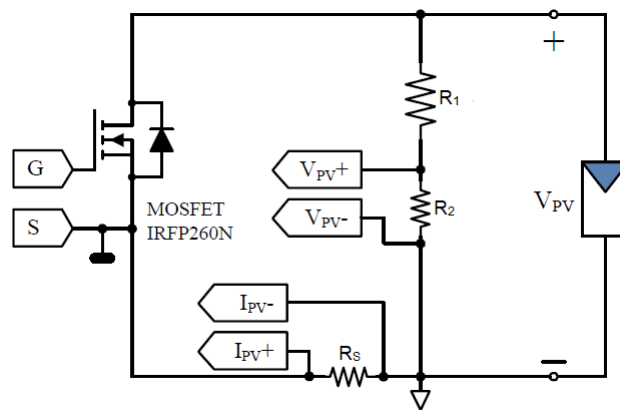


Fonte: [Muñoz e Lorenzo \(2006\)](#).

2.3.3 Carga eletrônica

Outra forma para obtenção das curvas IV é por meio da utilização de uma carga eletrônica, por exemplo um transistor (MosFet) conforme mostrado na figura 13. Para a obtenção da curva IV, o Mosfet deve operar nas três regiões: saturação, ôhmica e de corte. Assim, é necessário um sistema de acionamento externo que permita variar a tensão entre o gate e a fonte do Mosfet (V_{gs}). A figura 14 mostra as regiões de operação do Mosfet durante a aquisição de uma curva

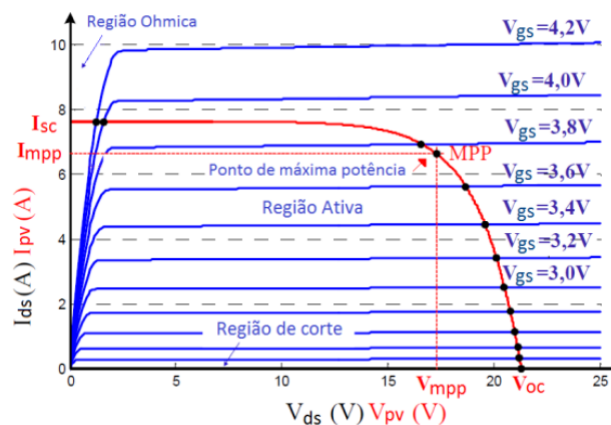
Figura 13 – Circuito utilizado para a obtenção da curva IV utilizando uma carga eletrônica.



Fonte: Batista et al. (2012).

IV. A variação de tensão V_{gs} deve ocorrer em tempo compatível com o sistema de aquisição de dados utilizado.

Figura 14 – Curva característica do transistor MosFet (azul). Curva característica de um painel fotovoltaico (vermelho).



Fonte: Luna e Carvalho (2016).

Um outro circuito que utiliza carga eletrônica foi proposto por Luna e Carvalho (2016), o circuito é uma adaptação do apresentado na figura 13 e utiliza um capacitor conectado à porta do Mosfet. Os ciclos de carga e descarga do capacitor são utilizados para a variação da tensão

entre a porta e a fonte do transistor. A aquisição dos dados de corrente e tensão dos painéis é feita durante a descarga do capacitor. O tempo de descarga do capacitor pode ser modificado através de uma resistência em série com o mesmo. Assim, é possível a obtenção de curvas IV para módulos fotovoltaicos com potências variadas.

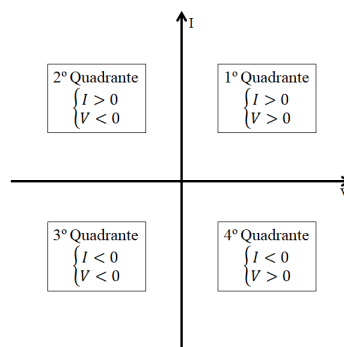
A aplicação de formas de onda específicas na porta do Mosfet também pode ser utilizada para a variação da tensão V_{gs} . Em [Batista et al. \(2012\)](#) foi utilizada uma forma de onda senoidal para a variação da tensão na porta do Mosfet. Um circuito semelhante ao proposto por [Batista et al. \(2012\)](#) foi utilizado por [Sahbel et al. \(2013\)](#) para a obtenção das curvas IV. Porém, [Sahbel et al. \(2013\)](#) utiliza uma onda dente de serra na porta do transistor de efeito de campo.

Devido a sua simplicidade, esse método pode ser utilizado para uma obtenção rápida da curva IV para sistemas de baixa potência. Uma das desvantagens desse método é o fato da potência do painel testado ser dissipada toda na carga eletrônica, consequentemente, o sistema fica limitado a potência suportada pelo conjunto transistor e dissipador ([BATISTA et al., 2012](#)).

2.3.4 Fonte de quatro quadrantes

As fontes de tensão e corrente em geral são projetadas para operarem apenas no primeiro ($I > 0$ e $V > 0$) e terceiro ($I < 0$ e $V < 0$) quadrantes (figura 15), ou seja, fornecendo potência para a carga. No entanto, as fontes de quatro quadrantes podem operar com "potência negativa" e, assim, drenar potência da "carga" sob teste (figura 15). Devido ao alto custo, esse tipo de fonte raramente é utilizado para a obtenção das curvas IV. Contudo, é possível obter a curva de uma forma rápida e ainda é possível realizar outros ensaios no painel para verificar o funcionamento do mesmo, por exemplo, ensaios com carga de corrente constante ou tensão constante.

Figura 15 – Modos de operação de uma fonte de quatro quadrantes.



Fonte: Elaborado pelo autor.

[Fernández-Reche et al. \(2006\)](#) utiliza uma fonte bidirecional para a realização de ensaios em células multijunção, porém o sistema é limitado pela área do dispositivo testado, sendo possível realizar experimentos em células de até 1cm^2 . [Gasparin \(2009\)](#) utiliza uma fonte de quatro quadrantes e dois multímetros para a aquisição dos pares de corrente e tensão visando a

obtenção das curvas IV. No sistema proposto, é possível a realização de ensaios para painéis ou conjunto de painéis fotovoltaicos com até $1kW (\pm 100V / \pm 10A)$ de potência.

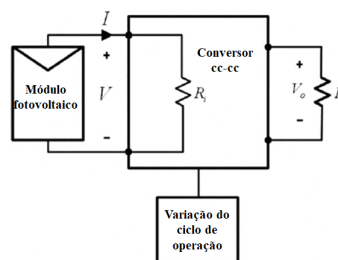
A aquisição dos dados de corrente e tensão durante a realização dos ensaios deve ser feita de forma sincronizada. Assim, os medidores utilizados devem operar de forma a garantir o sincronismo. No trabalho desenvolvido por [Gasparin \(2009\)](#), os multímetros utilizados foram sincronizados em conjunto para a obtenção dos dados de tensão e corrente. Os dados de radiação e temperatura foram adquiridos com taxa de amostragem diferente da utilizada para as variáveis elétricas. O instante de início e fim das medições foi estabelecido por meio de sinais de *trigger* diferentes para as variáveis elétricas e para as variáveis ambientais.

No trabalho desenvolvido por [Piliouguine et al. \(2011\)](#) também foi utilizada uma fonte de quatro quadrantes para a obtenção das curvas IV. Foi proposto um método diferente de sincronização das medições. Para a medição dos pares de corrente e tensão, foram utilizados dois multímetros digitais. A sincronização das medições é feita utilizando um gerador de forma de onda, ambos multímetros utilizam a mesma base de tempo e a cada pulso da forma de onda é feita a aquisição dos dados. Essa forma de sincronização garante a que os dados de corrente e tensão sejam adquiridos simultaneamente. Antes da aquisição dos dados de corrente e tensão são adquiridos os dados de temperatura e radiação do painel ensaiado, os dados só são armazenados caso a diferença dos dados meteorológicos seja menor que um limiar estabelecido pelo usuário. Também foi feita uma análise em relação as incertezas das medições realizadas.

2.3.5 Conversor cc-cc

O procedimento realizado para a obtenção das curvas IV utilizando conversores cc-cc é semelhante ao método resistivo, uma vez que, o conversor é utilizado para simular o resistor de carga através da variação do ciclo de operação, conforme mostrado na figura 16. Uma das vantagens da utilização dos conversores é a possibilidade de obtenção das curvas para sistemas de potência elevada através da associação dos mesmos. [Durán et al. \(2009\)](#) utiliza um conjunto de conversores para obter as curvas de um sistema com $5,1kW_p$ de potência instalada.

Figura 16 – Circuito utilizada para a obtenção das curvas IV utilizando um conversor cc-cc.



Fonte: [Duran et al. \(2008\)](#) adaptado pelo autor.

Devido a flexibilidade dos conversores, esse método pode ser utilizado para simular o

comportamento de painéis fotovoltaicos utilizando os modelos descritos na seção 2.1. [Zhang e Kimball \(2016\)](#) utiliza uma topologia com dois conversores para a simulação de um painel fotovoltaico de silício policristalino modelo *SW – S85P* do fabricante *SunWize*.

2.4 O recurso solar

O sol pode ser considerado uma fonte imensurável de energia. Contudo, o aproveitamento dessa energia requer um entendimento sobre as variações da posição solar que ocorrem ao longo do ano. Além das variações provocadas pelo movimento de translação da terra, a radiação solar que atinge a superfície terrestre, pode ser alterada de formas distintas, uma vez que, os raios solares são filtrados pelos gases presentes na atmosfera. Além disso, a radiação solar pode ser modificada ao passar pelas nuvens, pelo vapor da água e a vegetação. Normalmente, a radiação é dividida em três partes ([DUFFIE; BECKMAN, 2013](#)):

- **Radiação direta** Radiação solar recebida do sol e sem espalhamento provocado pela atmosfera;
- **Radiação difusa** Radiação solar recebida do sol após o espalhamento provocado pela atmosfera;
- **Radiação refletida** Radiação refletida pela superfície terrestre e/ou por objetos na superfície;
- **Irradiação** É radiação em um dado intervalo de tempo específico, em horas ou em dias. Geralmente é apresentada em J/m^2 ou Wh/m^2 .
- **Irradiância** É a taxa, na qual, a energia radiante incide sobre uma superfície por unidade de área. Normalmente é representada pela letra G e a unidade é W/m^2 .

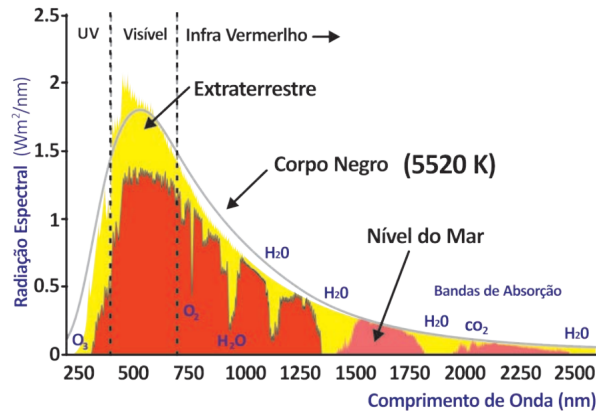
Segundo [Pinho e Galdino \(2014\)](#) pode-se utilizar o termo "radiação solar" de forma genérica a fim de referenciar à irradiância quando utilizado na forma de fluxo de potência ou ainda para se referir à irradiação solar quando utilizado na forma de fluxo de energia.

Ao passar pela atmosfera, o conteúdo espectral do sol é alterado pelos gases presentes na mesma. Consequentemente, o espectro terrestre apresenta atenuações para alguns comprimentos de onda. A figura 17 mostra o espectro extraterrestre, o espectro do sol modelado a partir de um corpo negro a uma temperatura de $5520K$ e o espectro terrestre no nível do mar.

A trajetória elíptica, na qual, a Terra gira em torno do Sol (figura 18) com um ângulo de aproximadamente $23,45^\circ$ associada ao movimento de translação da Terra altera a quantidade de energia recebida do sol em cada um dos hemisférios ao longo do ano, essa diferença determina as estações do ano: primavera, verão, outono e inverno ([PINHO; GALDINO, 2014](#)).

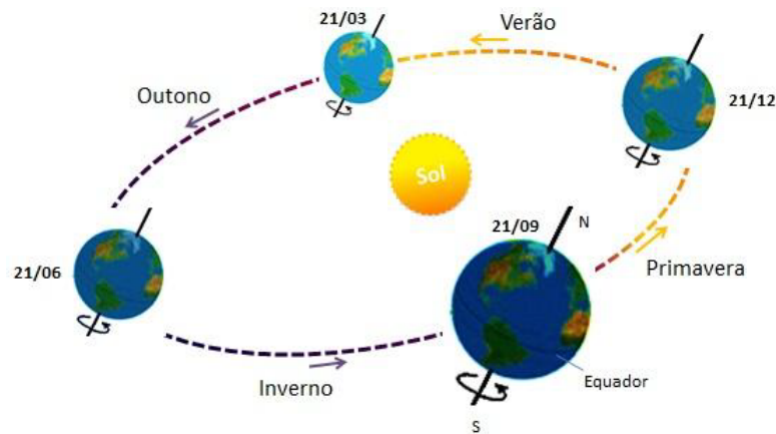
A posição do Sol em determinado dia e horário do ano pode ser obtida através da utilização da carta solar que mostra a trajetória solar no decorrer do ano. A figura 19 mostra a carta solar para a cidade de Belo Horizonte localizada no Estado de Minas Gerais, Brasil onde

Figura 17 – Espectro solar.



Fonte: CEMIG (2012).

Figura 18 – Movimento de translação da Terra ao longo do ano.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

foi realizado o estudo de caso do presente trabalho.

O ângulo da trajetória terrestre é denominado declinação solar e pode ser calculado a partir da equação (8) Duffie e Beckman (2013, p.14).

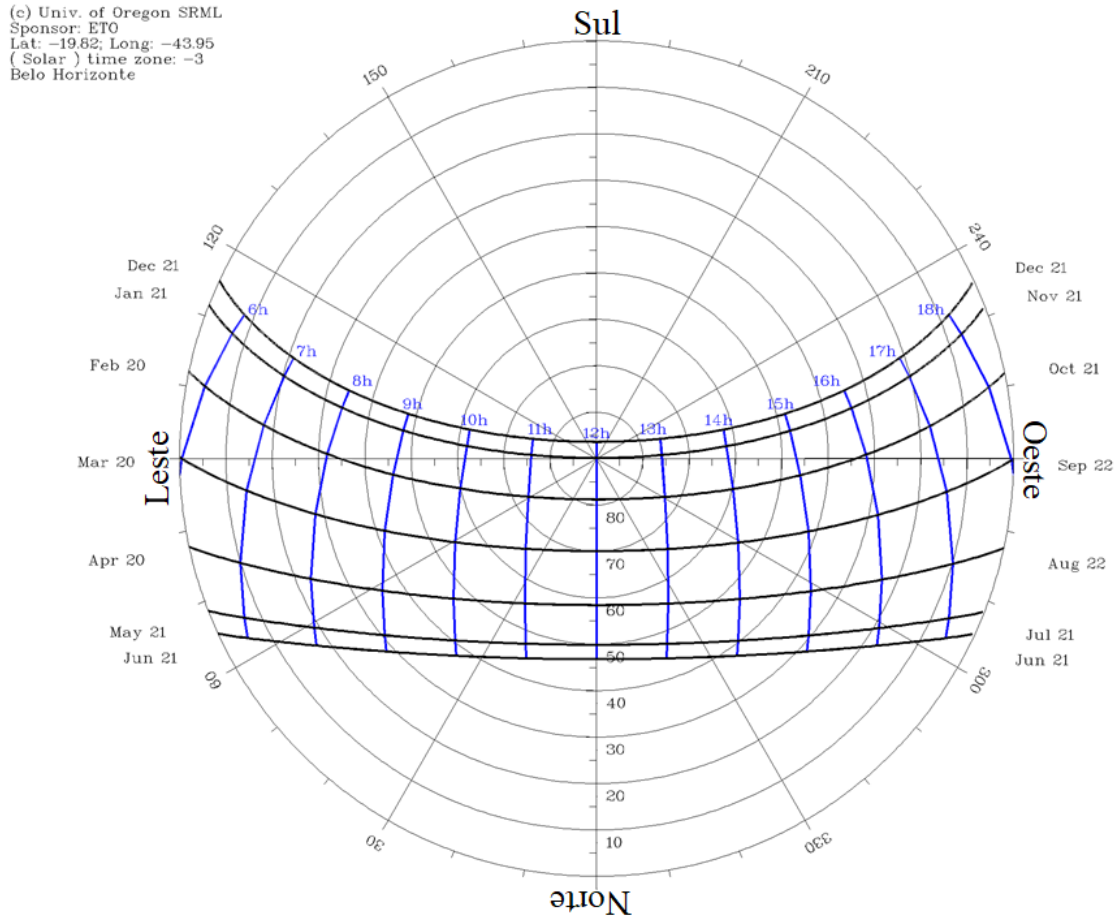
$$\delta = \frac{180}{\pi} \times (0,006918 - 0,399912 \cos B + 0,070257 \sin B - 0,006758 \cos 2B + 0,000907 \sin 2B - 0,002697 \cos 3B + 0,00148 \sin 3B) \quad (8)$$

Sendo a variável B definida pela equação (9).

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (9)$$

Sendo n o dia juliano que varia entre $1 \leq n \leq 365$, uma vez que, anos bissextos não são considerados.

Figura 19 – Carta solar para a cidade de Belo Horizonte.



Fonte: Oregon (2017).

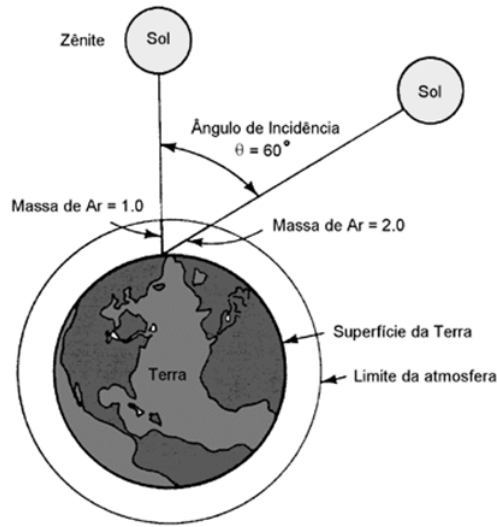
A quantidade de energia do sol que atinge o topo da atmosfera denominada irradiância extraterrestre, é praticamente constante ao longo do ano e possui um valor médio de 1367 W/m^2 . Porém pequenas variações podem ocorrer ao longo do ano devido ao movimento de translação da Terra (PINHO; GALDINO, 2014).

Além disso, outros fatores podem modificar a quantidade de radiação recebida na superfície terrestre, por exemplo, a massa de ar e o vapor da água presente no ar. A massa de ar (AM - *Air Mass*), é um coeficiente que define o quanto a absorção pela atmosfera modifica o conteúdo espectral e a intensidade da radiação solar que atinge a superfície da terra. O cálculo da massa de ar pode ser feito a partir da equação (10) (EKE et al., 2017).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (10)$$

Onde, θ_z é o ângulo de incidência do sol em uma superfície horizontal, também denominado de ângulo zenital. A figura 20 mostra em detalhe a definição do ângulo zenital. O ângulo zenital varia com a posição do sol ao longo do ano e pode ser calculado a partir da equação: Duffie e

Figura 20 – Definição do ângulo de incidência para o cálculo da massa de ar.



Fonte: CRESESB e CEPEL (2017) adaptado pelo autor.

Beckman (2013, p.15)

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (11)$$

Sendo ϕ a latitude do local, δ a declinação solar definida a partir da equação (8) e ω o ângulo horário.

O ângulo horário (ω) é definido a partir do deslocamento angular do sol a leste-oeste do meridiano local. Tem-se uma variação de 15° por hora. Por convenção, no período da manhã são adotados valores negativos e à tarde são utilizados valores positivos.

A massa de ar pode modificar o conteúdo espectral dos raios solares que incidem na superfície da terra como mostrado na figura 21.

Pode-se definir também a hora solar que é baseada no movimento angular do Sol. Sendo o meio-dia solar a hora, na qual, o sol atravessa o meridiano do observador. A hora solar é calculada a partir da hora local. O cálculo pode ser feito a partir da equação (12) (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

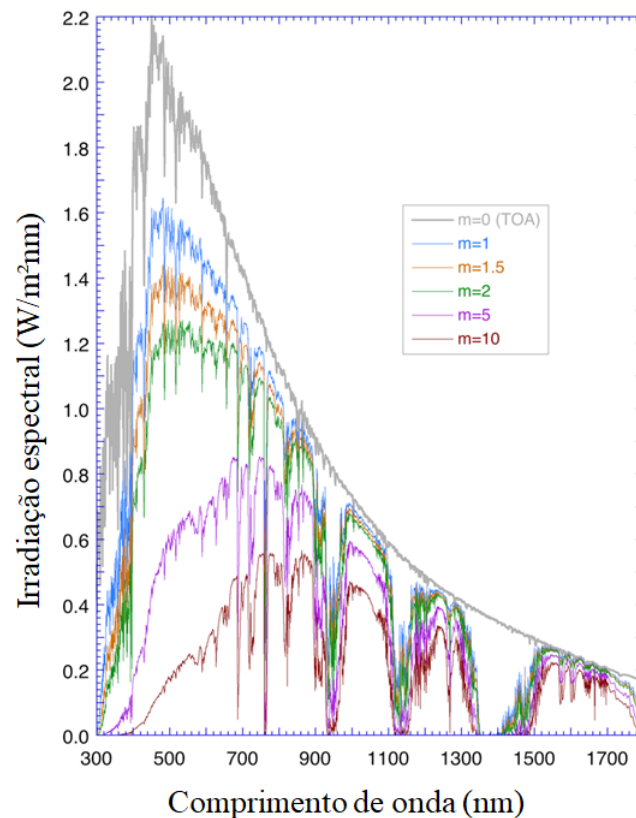
$$hora\ solar = 4(L_{st} - L_{loc}) + E + hora\ local \quad (12)$$

Sendo L_{st} a longitude padrão do fuso-horário, L_{loc} a longitude local e E é a equação do tempo, calculado, em minutos, a partir da equação (13).

$$E = 229,2 \times (0,000075 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos 2B - 0,04089 \sin 2B) \quad (13)$$

Sendo B definido pela equação (9).

Figura 21 – Espectro solar para diferentes condições da massa de ar.



Fonte: Commons (2017) adaptado pelo autor.

A utilização da hora solar para os cálculos envolvendo a posição do sol possibilita a padronização dos horários e evita erros de deslocamento nos valores calculados para a massa de ar, por exemplo.

O referenciamento utilizando a hora solar é condição básica para as análises, uma vez que, a hora civil (ou de relógio) é definida pela localização geopolítica das cidades.

2.5 O estado da arte

A caracterização de sistemas fotovoltaicos é um tema emergente que tem atraído a atenção de muitos pesquisadores recentemente Lin (2015), Yandt et al. (2015), uma vez que, a geração fotovoltaica está em expansão em todo mundo (FRAUNHOFER, 2017; PVPS, 2017). A caracterização dos sistemas fotovoltaicos em ambientes externos e em condições reais de operação das usinas de geração fotovoltaica ainda é um desafio. Os altos custos dos sistemas de caracterização e a dificuldade de medição do grande número de variáveis envolvidas no processo são fatores que dificultam a caracterização *in loco*. Em geral, os painéis fotovoltaicos são caracterizados pelos fabricantes a partir de ensaios realizados em laboratório nas condições padrões de testes (STC - *Standard Test Conditions*). Essas condições padrões, são definidas para

uma temperatura de 25°C , radiação de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e massa de ar (AM) 1,5G estabelecidas pela norma *IEC-609043:2016*. A massa de ar 1,5G é definida pela norma *ASTM G173-03* (STANDARD, 2012). Contudo, essas condições dificilmente são encontradas em condições reais de funcionamento dos painéis fotovoltaicos, pois, os mesmos são utilizados em ambientes abertos e expostos ao sol (PHILIPPS et al., 2010).

Neste sentido, diversos trabalhos da literatura vêm buscando apresentar alternativas e metodologias para medição das variáveis relevantes e para a caracterização de painéis fotovoltaicos em condições reais de operação (PAVAN et al., 2017; PIERRO et al., 2015). São vários os fatores que precisam ser analisados para otimizar a geração de energia nos sistemas fotovoltaicos, dentre os quais destaca-se a localização da instalação, a orientação e a inclinação dos painéis solares (ZHEN et al., 2017; BAZYARI et al., 2014). Com a difusão da energia fotovoltaica no mundo os painéis passaram a ser integrados as construções. Estes sistemas vêm sendo aplicados em diversas posições nas estruturas das edificações (teto, fachadas) o que pode causar interferências no seu funcionamento, pois, a utilização dos painéis integrados às edificações nem sempre permitem o posicionamento ideal dos mesmos. Para maximizar a energia gerada, os módulos fotovoltaicos devem ser instalados em posições adequadas, em geral, orientados para a linha do equador e com uma inclinação próxima a latitude do local (SANTOS; RÜTHER, 2012). No estudo apresentado por Santos e Rüther (2012) destaca-se que os locais com baixa latitude são menos sensíveis a variações no ângulo de azimute para painéis instalados em telhados com pequena inclinação (mais próximos da posição horizontal). Já os locais com latitudes elevadas são mais propícios para a instalação dos painéis em inclinações maiores ou até mesmo em fachadas, que implica em impactos arquitetônicos das construções (SANTOS; RÜTHER, 2012). Vale destacar que, a instalação em fachadas deve ser analisada criteriosamente, levando em conta, além das questões arquitetônicas, o custo dos painéis e a geração efetiva de energia.

A possibilidade da geração distribuída trazida pelos sistemas fotovoltaicos é outro fator importante que agrega vantagens a esta tecnologia. Entretanto, no projeto de sistemas fotovoltaicos, a forma de integração dos módulos com a edificação é um ponto que requer uma avaliação detalhada. A integração da geração de energia fotovoltaica as construções, aumenta a eficiência da edificação e reduz a emissão de gases das mesmas, além dos benefícios advindos da geração distribuída (BLOEMINK; GREEN, 2013). Nesse sentido, a literatura apresenta diversos estudos realizados para a análise da viabilidade e do impacto da implantação desse tipo de tecnologia nas edificações (RITZEN et al., 2017; JELLE et al., 2012). Conforme destacado por Zomer et al. (2013), normalmente são considerados dois tipos de integração, a saber: *i*) Sistemas fotovoltaicos aplicados as construções (BAPV - *Building Applied PV*), nos quais, os sistemas são aplicados a construção existente, porém instalados com orientação e inclinação de forma a maximizar a geração de energia e *ii*) Sistemas fotovoltaicos integrados as construções (BIPV - *Building Integrated PV*), nos quais, os sistemas de geração fotovoltaicos são integrados as edificações respeitando a arquitetura existente e podem substituir, por exemplo, janelas e fachadas. O estudo de Zomer et al. (2013) analisou, por meio de simulações computacionais, a viabilidade da implantação de

sistemas solares fotovoltaicos em dois aeroportos localizados no Brasil, sendo estes o aeroporto Santos Dumont no Rio de Janeiro (Latitude -22° ; Longitude -43°) e o aeroporto Internacional de Florianópolis (Latitude -27° ; Longitude -48°). As soluções propostas pelos autores com a tecnologia aplicada as edificações (BAPV) apresentaram resultados, em média, 6,5% melhores em relação aos sistemas (BIPV).

A inclinação dos painéis também é um fator determinante para a deposição de resíduos sob os mesmos (TANESAB et al., 2017). A sujidade dos painéis também influencia na geração de energia. Painéis instalados em locais com baixa latitude tendem a apresentar maiores perdas devido a deposição de resíduos sob os mesmos, uma vez que, em baixas latitudes, em geral, os painéis são instalados com pequenos ângulos de inclinação. No trabalho proposto por Abdeen et al. (2017) foram avaliados os impactos do ângulo de inclinação dos painéis e a influência da deposição de poeira na energia gerada pelos módulos fotovoltaicos. No referido estudo foram analisados painéis instalados com os seguintes ângulos de inclinação: 15° , 20° , 30° e 45° . Foram instalados dois painéis de silício policristalino (c-Si) idênticos em cada inclinação. Nos experimentos, um painel foi limpo uma vez por semana e o outro painel foi exposto ao ambiente durante dez meses para a avaliação da poeira sob os mesmos. Os autores mostraram que a redução na geração de energia está diretamente relacionada com o intervalo de limpeza dos painéis e o ângulo de inclinação. Pode-se destacar a importância de ser realizado um estudo prévio para definir qual a melhor relação entre o intervalo de limpeza e a inclinação dos painéis para maximizar a potência gerada, uma vez que, segundo Abdeen et al. (2017) as perdas podem chegar a até 40% em painéis com inclinação de 15° e 25% para inclinação de 45° .

As condições severas nas quais os painéis são expostos influenciam na eficiência dos mesmos. Fatores como baixos índices pluviométricos, alta concentração de poeira e poluição podem prejudicar a geração de energia elétrica e também tem sido foco de pesquisas recentes (RAO et al., 2014; MAGHAMI et al., 2014).

Lemos (2016) avaliou os efeitos da sujidade em módulos fotovoltaicos. No estudo experimental realizado, foi utilizado um painel fotovoltaico de 60W modelo *KC-60* fabricado pela *Kyocera*, que estava em funcionamento desde 2007 em uma micro usina de geração fotovoltaica em operação. A micro usina está localizada na cidade de Belo Horizonte - MG (Latitude $-19,93^\circ$; Longitude $-43,95^\circ$) próxima a uma região industrial com índice de poluição considerável. O painel foi removido para análise em dezembro de 2015, não tendo passado por nenhuma limpeza de manutenção desde 2007, exceto por água de chuva. Inicialmente foram realizados ensaios para a caracterização do painel sujo. Para obtenção das curvas IV do painel foi utilizado um traçador de curvas IV baseado no método capacitivo e também foram realizadas medições de temperatura e radiação. Em seguida, o painel foi limpo e as impurezas retiradas do mesmo foram armazenadas para análise e novos ensaios foram realizados para a obtenção das curvas IV do painel limpo. Quando comparados os dados, obtidos antes e após a limpeza do painel, foram encontradas perdas entre 11,7% e 12,8% devido a sujidade. Na análise

das impurezas retiradas do painel foram encontrados partículas minerais, matéria orgânica e a formação de um biofilme. Como a placa foi removida durante o mês de dezembro, que é um mês de alta pluviosidade na cidade de Belo Horizonte, pode-se dizer que as chuvas não são suficientes para a limpeza das placas fotovoltaicas, uma vez que, o biofilme formado na placa também contribui para maior aderência das partículas de poeira presentes no módulo (LE MOS, 2016).

Normalmente, as usinas fotovoltaicas utilizadas para a produção de energia em larga escala são instaladas em locais com baixos índices pluviométricos (SAYYAH et al., 2014). Consequentemente, esses tipos de instalação estão mais sujeitos às perdas provocadas pela sujidade. O impacto da deposição de resíduos na degradação do desempenho de painéis fotovoltaicos também foi avaliado por (TANESAB et al., 2017). Esses efeitos foram analisados em duas cidades com climas diferentes (temperado e tropical). Foram avaliados três tipos de painéis fotovoltaicos sendo estes de silício amorfo (a-Si), (c-Si) e silício monocristalino (mono-Si). Inicialmente a limpeza dos painéis foi feita com água e os mesmos foram instalados sujeito às intempéries para a execução dos ensaios. Durante a aquisição de dados não foram realizadas operações de manutenção e limpeza nos módulos que foram avaliados por um período de 11 meses. A avaliação da deposição de poeira sob os painéis foi feita através da utilização de amostras de vidro semelhantes às utilizadas nos painéis fotovoltaicos. Foi utilizada ainda uma base regulável para a avaliação do impacto dos ângulos de inclinação dos painéis. As maiores perdas foram encontradas para o painel (c-Si). A região de clima temperado apresentou perdas entre 4% e 6%, já para a região de clima tropical, as perdas tiveram variação entre 16% e 18%. Segundo os autores, a perda de eficiência maior para a região de clima tropical se deve ao longo período sem chuva, a menor inclinação dos painéis e a elevada umidade relativa do ar (TANESAB et al., 2017).

A busca por sistemas de geração solar fotovoltaica mais eficientes tem sido constante, dado que a penetração destes sistemas no contexto mundial é algo irreversível. Em consonância com o aumento da potência instalada de geradores fotovoltaicos baseados nos tradicionais painéis (FV) de silício mono e policristalinos, novos tipos de células passaram a ser utilizadas visando a obtenção de maior eficiência na conversão da energia através do efeito fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos com concentradores (CPV - *Concentrator Photovoltaics*) são os que atualmente apresentam maior eficiência, porém, ainda com custo elevado (WIESENFARTH et al., 2017). Atualmente, os sistemas CPV com células multijunção comerciais atingem eficiência da ordem de 43% (WIESENFARTH et al., 2017). Já os sistemas PV tradicionais com células de silício monocristalino possuem eficiência da ordem de 26,7%. As células de silício policristalino, atualmente, possuem eficiência de até 21,9%, valores estes obtidos em laboratório (GREEN et al., 2017).

Em geral, as células multijunção utilizadas em sistemas com concentradores são feitas a partir dos elementos químicos: Gálio (Ga), Índio (In) e Germânio (Ge). Normalmente esses

elementos são combinados em camadas para garantir a maior absorção dos fótons. Geralmente as células multijunção possuem de três a quatro camadas organizadas em ordem decrescente dos gaps de energia de forma a minimizar as perdas (COTAL et al., 2009).

A potência instalada dos sistemas do tipo CPV mundialmente ainda é pequena, da ordem de $370MW_p$ se comparada a dos sistemas fotovoltaicos sem concentração que totalizam cerca de $320GW_p$ (WIESENFARTH et al., 2017). Os CPV representam apenas 0,2% da potência instalada de geradores fotovoltaicos no mundo. A eficiência elevada ainda contrapõe aos custos das células e dos rastreadores que são essenciais para o funcionamento dos CPV. Porém, o aumento da eficiência dos CPV tem provocado uma redução dos custos dos sistemas com concentração. Para usinas com potências da ordem de $10MW_p$ e locais com valores elevados (da ordem de $2000 - 2500kWh/m^2a$) de incidência de irradiação direta, os sistemas com concentração estão com custos relativamente próximos aos sistemas tradicionais. A eficiência maior dos CPV possibilita a geração de energia em áreas menores. Segundo Timò (2014) um sistema CPV usando células multijunção com eficiência de 35% e com lentes concentradoras de 500 vezes pode ocupar uma área 828 vezes menor que os sistemas FV tradicionais. Os custos de instalação de sistemas fotovoltaicos em geral variam entre $€1400/kW_p$ e $€2200/kW_p$ para os sistemas com concentração e $€1500/kW_p$ para os sistemas sem concentração (WIESENFARTH et al., 2017; FRAUNHOFER, 2017).

A geração de energia a partir de células fotovoltaicas depende, principalmente, da radiação incidente sobre as mesmas. Porém, outras variáveis, tais como: temperatura, reflexão e variações do espectro solar podem afetar a geração de energia (EKE et al., 2017). A estimativa correta da geração é fundamental para o planejamento dos sistemas de geração de energia elétrica e para tomada de decisões sobre investimentos nessa tecnologia. A estimativa da energia gerada em condições reais de operação dos sistemas solares fotovoltaicos é de difícil obtenção, uma vez que, as condições climáticas afetam diretamente a geração. Além disso, os locais de instalação nem sempre possuem uma base de dados climáticos, principalmente, irradiação e temperatura suficiente para o planejamento dos sistemas. Assim, a utilização de modelos para prever a quantidade de energia gerada é essencial para o projetos e análise de sistemas fotovoltaicos.

No trabalho proposto por Lacchini et al. (2017) foi analisada a influência das bases de dados de irradiação utilizadas na previsão de cálculo do retorno de investimento em geração fotovoltaica. Foram encontradas diferenças de até 23% entre as bases de dados utilizadas por (SWERA, 2017) e a base de dados do software PVsyst que é baseada em dados históricos da base Meteonorm 7.1 (PVSYST, 2017). Vale ressaltar que, a utilização de dados históricos é uma alternativa para estimar as variáveis climáticas, porém na condição real de operação estas variáveis irão diferir dos dados médios históricos.

A aplicação dos modelos de previsão de geração de energia a partir de células fotovoltaicas apresenta-se mais eficaz quando o modelo é feito a partir de medições realizadas no local de instalação dos painéis. Dias et al. (2017) desenvolveu um modelo para estimar o desempenho de

painéis fotovoltaicos em locais específicos de aplicação. O modelo desenvolvido é uma adaptação do modelo *Photovoltaics for Utility Scale Applications* (PVUSA) que utiliza regressões múltiplas para a obtenção das variáveis utilizadas no modelo. O modelo foi utilizado para estimar o desempenho da geração fotovoltaica no Brasil, especificamente na região dos lagos, no Rio de Janeiro. Quando comparado com os dados experimentais obtidos no local de aplicação do modelo. Foram encontradas diferenças da ordem de 2%. A utilização do modelo proposto por Dias et al. (2017) está associada a disponibilidade dos dados de irradiação e temperatura no local de utilização dos painéis. Com a disponibilidade destes dados foi possível estimar a geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos com precisão razoável.

Dados medidos em campo foram utilizados por Cristaldi et al. (2012) para a estimação dos parâmetros empregados na modelagem dos painéis fotovoltaicos. O modelo proposto foi desenvolvido de forma a representar os painéis fotovoltaicos a partir de um circuito com menor complexidade, usando um modelo de um diodo simplificado. A obtenção da resistência série das células e da tensão térmica do diodo foi feita a partir da estimação de parâmetros utilizando os dados experimentais. As demais variáveis do modelo foram obtidas a partir de expressões analíticas. A figura 2a mostra o modelo utilizado por (CRISTALDI et al., 2012).

Em Cristaldi et al. (2012) os autores mostraram que o local de medição e o intervalo de amostragem da radiação solar influenciam significativamente nos resultados apresentados pelo modelo proposto. No estudo de caso analisado, medições feitas no local de instalação da usina e com taxa de amostragem da ordem de 20s apresentaram resultados estimados próximos dos valores reais com diferenças da ordem de 1,5%.

Modelos empíricos também tem sido utilizados a fim de estimar a geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos. Pavan et al. (2017) apresenta uma modelagem empírica desenvolvida a partir do modelo de um diodo (figura 2b) para as células fotovoltaicas. O modelo proposto por Pavan et al. (2017) consiste em apenas uma equação utilizada para representar a características IV das células fotovoltaicas. A equação desenvolvida depende apenas de dados disponíveis nos *datasheets* dos fabricantes (coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito e coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto). A metodologia proposta pelos autores pode ser aplicada para a obtenção dos parâmetros do modelo de forma não iterativa, uma vez que, os dados de entrada do modelo são os parâmetros nominais disponibilizados pelos fabricantes.

A modelagem proposta por Pavan et al. (2017) foi aplicada para diferentes tipos de painéis fotovoltaicos: *i*) (c-Si), *ii*) heterojunção de silício (HIT), *iii*) Cobre, Índio, Gálio e Selênio (CIGS) e *iv*) telureto de cádmio (CdTe). Quando comparados os resultados simulados com o modelo e os dados experimentais sob condições de radiação variando entre $900W/m^2$ e $1000W/m^2$, as estimativas de geração de energia baseadas no modelo proposto pelos pesquisadores foram próximas as dos dados experimentais com variações de até 2%. A principal vantagem do modelo proposto por Pavan et al. (2017) é que o mesmo foi desenvolvido a partir dos dados de corrente

e tensão nominais dos fabricantes. Porém, vale destacar que as condições reais de operação diferem das condições de teste, uma vez que, o modelo só foi avaliado em condições de radiação acima de $900W/m^2$.

Assim como Pavan et al. (2017), ALQahtani et al. (2012) desenvolveu um modelo baseado apenas em dados nominais disponibilizados pelos fabricantes. Porém, a validação do modelo proposto por ALQahtani et al. (2012) foi feita a partir de simulações computacionais, utilizando o software Matrix Laboratory (MATLAB®). As simulações foram realizadas para um único painel e um conjunto de painéis afim de validar o modelo proposto. Os resultados obtidos apresentaram variações da ordem de 3% em relação aos dados do fabricante. O modelo foi simulado para as condições STC que são as condições de radiação e temperatura nominais do fabricante.

Os modelos de um ou dois diodos para a representação dos painéis fotovoltaicos tem sido amplamente utilizados para a previsão do comportamento dos mesmos sob diferentes condições climáticas (KRISMADINATA et al., 2013; BELLIA et al., 2014; YILDIRAN; TACER, 2016). A figura 2 mostra os principais modelos utilizados, estes modelos utilizam como variáveis de entrada a temperatura do painel e a radiação global. Contudo, sob condições reais de operação, outras variáveis além da temperatura e radiação podem afetar o desempenho dos módulos. A fim de aprimorar esses modelos, dados experimentais podem ser empregados. Pierro et al. (2015) desenvolveu um modelo que leva em consideração, além da temperatura e radiação, as variações do espectro solar, reflexão e variações em torno da potência nominal.

Em Pierro et al. (2015) foram analisados dois painéis fotovoltaicos com tecnologias de fabricação distintas (c-Si) e (a-Si) de dupla junção. A análise foi feita a partir de um índice de desempenho para a comparação dos módulos avaliados. O índice utilizado foi calculado como a relação entre a eficiência do painel sob condições reais de funcionamento (ROC - *Real Operating Conditions*) e a eficiência dos mesmos nas condições STC, ou seja, η_{ROC}/η_{STC} . A fim de avaliar os efeitos das variáveis ambientais no desempenhos dos painéis sob teste, foi considerado que a perda total é proporcional as perdas obtidas separadamente. Desse modo, a influência de cada uma das variáveis pode ser avaliada mantendo-se as demais variáveis constantes.

Os ensaios experimentais foram realizados utilizando dois painéis considerando duas condições de ensaios diferentes. A primeira foi baseada em um ano de monitoramento nas condições ROC com a correção do ângulo de inclinação dos painéis feita mensalmente *in loco* de forma manual. No segundo experimento foram feitas aquisições de dados para ambas as placas posicionados em um rastreador solar durante dois meses. Em ambos os ensaios, os módulos foram conectados a um rastreador do ponto de máxima potência. Os dados de corrente no ponto de máxima potência, tensão no ponto de máxima potência e potência máxima foram coletados. Também foi feita a aquisição da curva IV dos painéis.

Foram analisados os índices de desempenho obtidos para cada um dos painéis avaliados em cada um dos experimentos. Quando comparados os dados obtidos experimentalmente com

os dados obtidos através do modelo proposto, a placa (c-Si) apresentou uma correlação de 95% entre os dados experimentais e os dados obtidos a partir do modelo proposto. Para a placa (a-Si) a correlação foi de 67%. Foram obtidos coeficientes negativos de temperatura para a placa de (c-Si). e coeficientes positivos para a placa (a-Si). A análise do espectro foi feita de forma simplificada, a placa (c-Si) apresentou eficiências maiores para o espectro predominantemente vermelho enquanto para a placa (a-Si) ocorre essa prevalência quando o espectro é predominante no azul. Os efeitos de reflexão foram mais acentuados para a placa (c-Si) para ângulos acima de 60° e para ângulos acima de 70° na placa (a-Si). Em geral a variação da taxa de desempenho ficou em torno 10% para a placa (a-Si) e 15% para a placa (c-Si). Considerando os resultados apresentados, destaca-se que as placas de (a-Si) são mais indicadas para a integração das placas as edificações enquanto que as placas (c-Si) são mais adequadas para locais abertos e ensolarados, uma vez que, as placas (c-Si) apresentaram menores perdas devido às variações espectrais que ocorrem durante o ano e as placas (a-Si) apresentam menores perdas devido ao ângulo de inclinação dos painéis (PIERRO et al., 2015).

Para a análise de desempenho dos módulos fotovoltaicos sob ROC a obtenção das curvas IV são essenciais, uma vez que, os principais parâmetros analisados, por exemplo: corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e máxima potência, podem ser obtidos a partir dessas curvas. Diversos métodos podem ser utilizados a fim de obter essas curvas. Muñoz e Lorenzo (2006) propõe o método capacitivo, no qual, o módulo ou conjunto de módulos fotovoltaicos avaliados são utilizados para carregar um capacitor. Durante a carga do capacitor são realizadas as medições de corrente e tensão do módulo sob teste e, conseqüentemente, é obtida a curva IV. O método capacitivo também foi utilizado no presente trabalho e será detalhado no capítulo 3.

O traçador de curvas IV desenvolvido por Muñoz e Lorenzo (2006) foi utilizado para obtenção das curvas IV de um conjunto de painéis fotovoltaicos utilizados em projetos de eletrificação rural em mais de 30 locais. Os valores de temperatura e radiação foram estimados com base na tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito de um painel auxiliar, com características semelhantes ao empregado no conjunto sob teste, instalado ao lado da usina em estudo com mesma inclinação.

O trabalho de Spertino et al. (2015) aborda os procedimentos para o dimensionamento do banco de capacitores a serem utilizados no método capacitivo para a obtenção das curvas IV. Em Spertino et al. (2015) foi proposto a utilização do traçador de curvas IV para o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) em situações de sombreamento. Os sombreamentos podem provocar perdas consideráveis na geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos, uma vez que, nessas situações as curvas de potência x tensão (PV) dos painéis, podem apresentar vários máximos locais. Assim, os sistemas MPPT podem não encontrar o máximo global e, conseqüentemente, operar em regiões fora do ponto de máxima potência. Nas simulações realizadas com o traçador de curvas IV proposto por Spertino et al. (2015) o rastreador utilizado obteve êxito na busca pelo ponto de máxima potência mesmo em

situações de sombreamento com máximos locais. Ressalta-se que, nessas situações o traçador deve obter as curvas de forma rápida para evitar perdas na geração de energia, uma vez que, durante a obtenção das curvas o painel sob teste não pode ser utilizado para a geração de energia.

O método capacitivo também pode ser utilizado para a identificação de elementos parasitas: indutâncias e capacitâncias dos painéis fotovoltaicos. Segundo [Spertino et al. \(2013\)](#) os elementos parasitas predominantes dependem da quantidade de painéis avaliados. Quando os painéis são avaliados individualmente os efeitos indutivos predominam sob os demais. Quando é avaliado um conjunto de painéis os efeitos capacitivos se tornam predominantes. Foi proposto por [Spertino et al. \(2013\)](#) um modelo para os painéis fotovoltaicos com a inclusão dos elementos parasitas. Foram considerados dois elementos parasitas, um indutor para representar a os efeitos eletromagnéticos que ocorrem durante o regime transitório e um capacitor para representar a capacitância dos diodos e a capacitância de acoplamento com o solo. Para a validação do modelo proposto foram utilizados dados experimentais. Ressalta-se a necessidade da utilização de taxas de amostragem elevadas da ordem de $1,25MS/s$ para a obtenção dos dados durante o regime transitório. Os efeitos provocados nos inversores de frequência, dimensionamento das proteções e análise da integração da geração fotovoltaica à rede foram avaliados pelo trabalho proposto pelos autores.

As análises baseadas em experimentos realizados para a obtenção das curvas IV em condições reais de operação devem levar em consideração a variação da radiação que pode ocorrer durante a obtenção das curvas. [Hishikawa et al. \(2016\)](#) avaliaram os impactos da variação da radiação durante a execução dos testes para a obtenção das curvas IV. Essas variações ocorreram, principalmente, em dias nublados. Foi constatado por [Hishikawa et al. \(2016\)](#) que testes realizados com duração inferior a $200ms$ praticamente não são afetados pelas variações de radiação.

A composição do espectro solar, no qual, o painel está exposto também pode influenciar no desempenho dos painéis. [Rodrigo et al. \(2017\)](#) apresentaram uma revisão dos métodos utilizados para analisar o desempenho dos painéis sob diferentes condições do espectro solar. A radiação solar que atinge o topo da atmosfera é modificada por diferentes fenômenos físicos que alteram a distribuição espectral da irradiação incidente na superfície terrestre. Dentre esses fatores, a massa de ar é destacada como o principal fator que afeta a irradiação incidente na superfície dos painéis e, conseqüentemente, o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Outros fatores, tais como: profundidade de penetração dos aerossóis e precipitação podem afetar o desempenho dos módulos. Vários índices espectrais podem ser utilizados para a análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Segundo [Rodrigo et al. \(2017\)](#) as análises realizadas indicam que materiais com maiores bandas de absorção do espectro e com menores *gaps* de energia, (por exemplo as células c-Si) são menos dependentes das variações espectrais. Conseqüentemente, esses materiais são os mais indicados para locais que não possuem dados relativos do espectro solar. As células fotovoltaicas com maiores *gaps* de energia e menores bandas de absorção, (por

exemplo as células a-Si) apresentam maiores perdas de desempenho devido às variações do espectro solar. Para esses tipos de células, o autor sugere estudos de caso a fim de determinar qual a tecnologia a ser utilizada no local de instalação para maximizar a geração de energia.

Eke et al. (2017) avaliaram os impactos da variação do espectro solar em painéis fotovoltaicos. Os autores destacam que, em geral, ao longo do dia o espectro solar possui uma variação típica, sendo que com o aumento da massa de ar o espectro apresenta uma redução mais acentuada nas faixas do UV com predominância na faixa de cor vermelha. Foi observado nos experimentos realizados que, para dias de sol claro a radiação direta representou cerca de 85% da irradiação incidente, os outros 15% foram referentes a irradiação difusa. O aumento do ângulo azimutal que ocorre no período da tarde provocou uma redução da irradiação direta para valores em torno de 60% e o aumento da irradiação difusa (40%). As condições atmosféricas alteram a distribuição da irradiação incidente, em dias muito nublados a irradiação se torna predominantemente difusa. Essas variações além de alterar o espectro da irradiação incidente afetam o desempenho dos módulos fotovoltaicos.

Segundo Eke et al. (2017) o vidro utilizado para a proteção das células fotovoltaicas pode reter até 16,3% da radiação incidente do sol, assim, apenas 83,7% da radiação incidente do sol chegariam até as células fotovoltaicas. Os resultados obtidos por Eke et al. (2017) mostram uma dependência do tipo de módulo utilizado com as variações do espectro solar. Em dias ensolarados, os painéis (c-Si) apresentaram variações na eficiência entre 4% e 5% devido às variações do espectro solar. Já os painéis (a-Si) apresentaram variações entre -10% e 15%. Os resultados obtidos por Eke et al. (2017) corroboram com os resultados apresentados por Rodrigo et al. (2017), ou seja, as células com *gaps* de energia menores são menos susceptíveis às variações do espectro solar. Já as células com *gaps* de energia maiores apresentam perdas elevadas quando expostas às variações do espectro solar.

A medição de dados relativos ao espectro solar, normalmente, envolve instrumentos de alto valor agregado. Esse fato dificulta as análises dessa influência em situações reais de operação. Contudo, alguns métodos vêm sendo desenvolvidos a fim de construir equipamentos de baixo custo para a medição da composição do espectro solar na localidade em estudo. Haag (2007) desenvolveu um radiômetro espectral para a caracterização do espectro solar em condições de céu claro. No sistema proposto foram utilizados diodos emissores de luz (LED - *Light Emitting Diode*) para a realização das medições relativas às faixas do espectro solar. Para a medição da radiação global foi utilizado um fotodiodo de silício. Foi empregado ainda um anel de sombra rotativo para possibilitar a medição das componentes global, direta e difusa. A principal vantagem na utilização de LEDs para as medições é o baixo custo dos mesmos e a remoção dos filtros ópticos, uma vez que, cada um dos LEDs utilizados respondem apenas em determinadas faixas do espectro solar. A partir das medições realizadas, foi desenvolvido uma metodologia a fim de estimar o perfil do espectro solar a partir de medições com os LEDs em 5 comprimentos de onda diferentes.

Foi desenvolvido um software para estimar o espectro baseado no modelo *Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer os Sunshine* (SMARTS2). Assim, com as medições obtidas com os LEDs e o software proposto pelos autores foi possível a reconstrução do espectro solar bem como a obtenção das componentes direta, difusa e global da irradiação solar. Os resultados apresentaram uma distribuição espectral similar a curva típica encontrada na literatura para localidade estudada. Devido à falta de um espectrômetro de referência os autores não apresentaram uma análise mais detalhada dos resultados obtidos.

A utilização de fotodiodos para a medição da radiação global também foi analisada por (BOLZAN, 2014). Foi proposta a utilização de um fotodiodo para a criação de um protótipo de piranômetro. O mesmo foi construído de forma semelhante a utilizada por (HAAG, 2007). O processo de calibração foi feito a partir de um piranômetro de referência. Os resultados obtidos quando comparado a medição realizada com o fotodiodo e o piranômetro de referência apresentaram variações da ordem de 1%.

Com base na revisão bibliográfica apresentada observa-se que vários estudos recentes têm sido empenhados a fim de aprimorar os conhecimentos em relação a geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos. A integração às construções tem se mostrado uma alternativa a ser considerada visando ao aumento da eficiência energética das edificações.

Estudos que analisam a influência do local de instalação dos painéis e a sujidade colaboram no desenvolvimento de modelos para a previsão de geração a partir de módulos fotovoltaicos. A adaptação dos modelos existentes e o desenvolvimento de novos modelos para a previsão da geração de energia e estudos de caso têm apresentado resultados consistentes, principalmente, quando os dados experimentais são incorporados aos modelos.

A caracterização dos painéis no ambiente de instalação dos mesmos vem se tornando cada vez mais necessária para evitar perdas ocasionadas, principalmente, pelas variações das estações ao longo do ano. A influência do espectro solar sob os painéis tem se tornado um dos fatores importantes recentemente, uma vez que, fatores relacionados a composição solar que afetam o desempenho das placas fotovoltaicas têm sido amplamente analisados por pesquisadores.

2.6 Considerações finais

A revisão de literatura possibilitou um maior conhecimento sobre as pesquisas recentes envolvendo a geração de energia partir de módulos fotovoltaicos. Pode-se destacar a busca por uma maior otimização do uso dos painéis fotovoltaicos visando aumentar a quantidade de energia gerada. A utilização de células mais eficientes é o caminho tradicional a ser utilizado para a otimização da geração. Contudo, os altos custos das células do tipo CPV ainda é um fator limitante para a difusão desse tipo de células fotovoltaicas.

Tendo em vista as limitações dos sistemas tradicionais. As buscas pela otimização desses

sistemas têm sido em relação ao melhoramento do posicionamento dos painéis, aprimoramento dos modelos para melhorar a tomada de decisão em relação ao tipo de tecnologia a ser utilizada.

Vários métodos têm sido utilizados para a obtenção das características dos painéis fotovoltaicos em condições reais de funcionamento. Assim, é possível um maior entendimento sobre a geração de energia dos painéis e, conseqüentemente, é possível a otimização da instalação dos painéis visando o aumento na geração de energia.

A modelagem dos painéis fotovoltaicos para a avaliação dos impactos da variação da temperatura e radiação tem sido feita, principalmente, a partir dos modelos de um e dois diodos descritos na seção 2.1. O desenvolvimento de novos modelos tem sido feito por pesquisadores visando a análise dos impactos de outros fatores (reflexão e variações o espectro solar) sob o desempenho dos painéis fotovoltaicos.

As curvas características dos painéis fotovoltaicos sob condições reais de operação têm sido utilizadas, principalmente, para a caracterização dos painéis fotovoltaicos. No entanto, as curvas também podem ser utilizadas para a identificação de defeitos nos painéis.

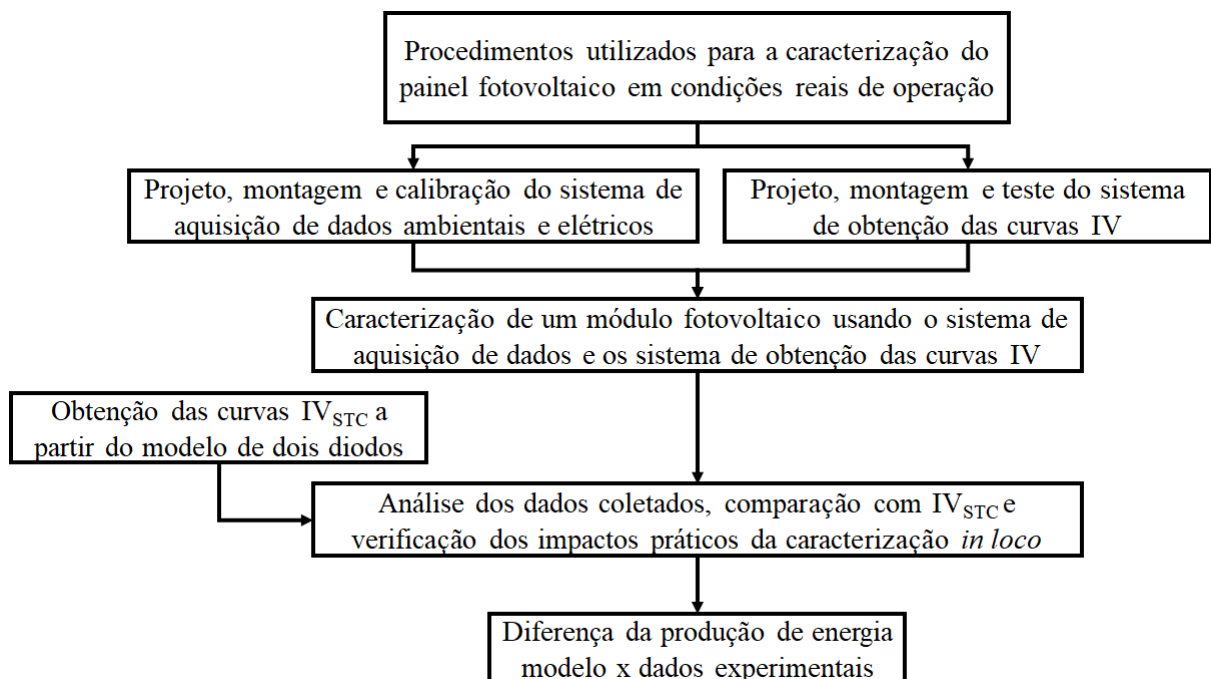
A análise do recurso solar descrito na seção 2.4 é um fator essencial para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos visando o máximo aproveitamento da energia provinda do sol.

3 Metodologia

A metodologia utilizada nesta dissertação pode ser dividida em três fases: (1) Projeto dos sistemas de medição e ensaio; (2) Estudo de caso: caracterização de um módulo FV; e (3) Análise de resultados experimentais e simulados. Esta metodologia foi desenvolvida para se verificar a veracidade da hipótese: é necessária a caracterização dos módulos *in loco* para se avaliar o desempenho dos mesmos e assim possibilitar a análise de desempenho dos mesmos no ponto de aplicação e, conseqüentemente, permitir uma melhor estimativa da energia a ser gerada pelo sistema. A figura 22 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada nesta dissertação.

Na fase 1, foram escolhidos os métodos e materiais utilizados para a obtenção da curva IV e as medições das variáveis ambientais (irradiação e temperatura) e elétricas (tensão e corrente). Além da radiação global, também foram medidas a radiação visível e a radiação ultravioleta a fim de caracterizar o espectro solar incidente sobre a placa fotovoltaica no local de instalação. As variáveis ambientais foram medidas a partir de fotodiodos e sensores de temperatura. Para medir as irradiações global, visível e ultravioleta, foram utilizados fotodiodos com sensibilidade restrita à sua respectiva faixa de medição.

Figura 22 – Fluxograma da metodologia utilizada



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na fase 2 da metodologia, foi realizado um estudo de caso. Nessa fase um módulo FV foi caracterizado *in loco*. Os ensaios foram realizados em condições reais de operação, ou seja, o

módulo fotovoltaico analisado foi exposto ao sol de forma semelhante à utilizada em usinas de geração de energia fotovoltaicas. Para evitar correções nas medições de radiação realizadas, o painel fotovoltaico foi instalado de forma coplanar ao plano de medição da radiação, neste caso horizontal.

A escolha dos dias nos quais os testes foram realizados foi baseada em observações *in loco* das condições meteorológicas do local e na previsão do tempo fornecida pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Foram escolhidos os dias de céu predominantemente claro. Porém, devido a instabilidade das condições meteorológicas locais, alguns ensaios foram realizados com o tempo parcialmente nublado.

Todos os testes foram realizados no mesmo local e com a mesma inclinação para a placa fotovoltaica (0° - horizontal). O local de realização das medições foi o Centro de Pesquisa em Energia Inteligente (CPEI), do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG), localizado na cidade de Belo Horizonte (Latitude $-19,93^\circ$; Longitude $-43,95^\circ$), Minas Gerais, Brasil. Os ensaios foram realizados no período de 06/06/2017 a 07/08/2017. Os testes foram realizados nos horários compreendidos entre às 9h00 e 15h40, período, no qual, não havia sombreamentos no local de realização dos testes.

Um painel fotovoltaico modelo KC80-01 de 80W de potência nominal fabricado pela *Kyocera* foi utilizado na execução dos testes. Os principais parâmetros da placa utilizada são mostrados na tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros do painel fotovoltaico Kyocera KC-80-01.

Especificações elétricas	
Potência máxima	80W
Tensão no ponto de máxima potência	16,9V
Corrente no ponto de máxima potência	4,73A
Tensão de circuito aberto	21,5V
Corrente de curto-circuito	4,97A
Especificações mecânicas	
Comprimento	10007mm
Largura	652mm
Profundidade	56mm
Peso	8,3kg
Parâmetros térmicos	
Temperatura nominal de operação	47°C
Coefficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito	0,00405A/°C
Coefficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto	-0,0824V/°C

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados de [Kyocera \(2004\)](#).

Para a obtenção das curvas características do módulo fotovoltaico em estudo, foi utilizado o método capacitivo como dito anteriormente na subseção 2.3.2. O método consiste em utilizar

um painel ou conjunto de painéis fotovoltaicos para carregar um banco de capacitores e, durante a carga, fazer a aquisição dos pares de corrente e tensão.

O dimensionamento do capacitor utilizado no caracterizador deve ser feito de forma a garantir uma quantidade mínima de pontos para a obtenção das curvas IV. Dessa forma, a escolha deve ser feita de acordo com a velocidade do sistema de aquisição de dados utilizado. Pode-se salientar que a variação da radiação durante a geração da curva IV pode inviabilizar a execução dos ensaios e também deve ser considerada no processo de determinação do banco de capacitores utilizado.

A determinação do valor de capacitância, a ser utilizado, pode ser realizada a partir da equação (14) (BRITO et al., 2014).

$$C = \frac{-t_{V_{oc}}}{(R_s + R_p) \cdot \ln \left(1 - \frac{V_{oc}}{I_{cc} R_p} \right)} \quad (14)$$

Sendo C o valor de capacitância utilizado no banco de capacitores, $t_{V_{oc}}$ o tempo gasto para o capacitor ficar carregado com a tensão V_{oc} , R_s e R_p as resistências série e paralela do modelo utilizado para a representação do painel fotovoltaico.

Diversos experimentos foram realizados em diferentes dias e horários do ano para prover uma base de dados para análise. A partir dos dados coletados de algumas variáveis ambientais relevantes e de variáveis elétricas do painel em estudo, foi possível obter as curvas características experimentais do painel em diferentes condições operacionais.

A fase 3 consistiu em analisar os resultados obtidos, explorando o detalhamento propiciado pelas medições de variáveis do espectro solar. Também foram comparados os resultados obtidos com o modelo a dois diodos e dados STC com as medições realizadas. Por fim, a hipótese apresentada sobre a relevância de se caracterizar os módulos no local da instalação foi verificada.

4 Descrição do sistema

Apresenta-se neste capítulo uma descrição dos sistemas utilizados no presente trabalho. Destaca-se o detalhamento do *hardware* e *software* implementados para o desenvolvimento do caracterizador proposto. São detalhados os circuitos de medição e de acionamento da carga capacitiva usados para obtenção das curvas características, bem como o procedimento de calibração dos sensores e de coleta e análise de dados.

4.1 Descrição do *hardware*

Nesta seção, são descritas as características do *hardware* utilizado no caracterizador desenvolvido. Inicialmente, serão apresentadas as características do circuito de carga utilizado e, em seguida, serão apresentados os sistemas de medição utilizados para a medição das variáveis elétricas e das variáveis ambientais.

4.1.1 Descrição do circuito de potência

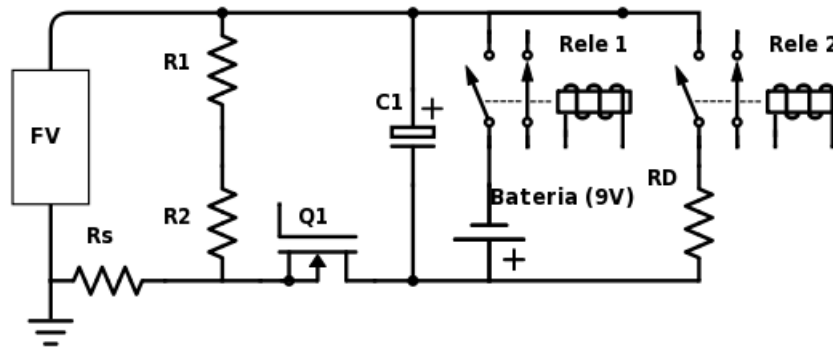
O circuito apresentado na figura 23 foi utilizado para obtenção das curvas características experimentais do painel em estudo. No circuito, além do banco de capacitores e das resistências série e paralela, utilizou-se também dois relés (*DC 5V/10A SRD-05VDC-SL-C*) e um transistor de efeito de campo - MosFet (*IRFZ44N*) para acionamento dos ciclos de carga e descarga do banco de capacitores. No processo de construção da curva IV, a medição da corrente de curto-circuito (I_{cc}) e da tensão de circuito aberto (V_{oc}) são de suma importância. Para que a medição da corrente de curto-circuito seja possível foi utilizado também no caracterizador uma bateria alcalina de 9V para realizar uma pré carga com tensão negativa no capacitor e possibilitar a passagem da tensão por zero durante o ensaio. Assim, é possível a obtenção da corrente de curto-circuito, uma vez que, a curva adquirida passa pelo ponto $(0, I_{cc})$.

As especificações dos componentes do circuito são descritas na tabela 2. A operação do circuito da figura 23 pode ser dividida em três etapas:

- *i*) Descarga do capacitor através do acionamento do relé 2;
- *ii*) Carregamento do capacitor com tensão negativa através do acionamento do relé 1;
- *iii*) Carregamento do capacitor pelo painel fotovoltaico acionado por meio do transistor de efeito de campo Q_1 . Durante a carga, é feita a coleta de dados de tensão e corrente do painel.

O dimensionamento do circuito de carga foi realizado de forma a seguir os critérios estabelecidos por Muñoz e Lorenzo (2006 apud BLAESSER; MUNRO, 1995). Dessa forma, o capacitor deve ser carregado em um intervalo de tempo compreendido entre 20ms e 100ms.

Figura 23 – Circuito de potência utilizado no caracterizador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 2 – Parâmetros do circuito elétrico.

Componente	Descrição
R_1, R_2	Resistores de precisão (1%) $R_1 = 40k\Omega$, $R_2 = 10k\Omega$
R_s	Shunt ($30m\Omega$)
R_D	Resistor de descarga ($22\Omega/20W$)
$Q1$	Mosfet <i>IRFZ44N</i>
$Relés_{1,2}$	Relés DC 5V/10A SRD-05VDC-SL-C
C_1	Capacitor eletrolítico ($4700\mu F/80V$)
Bateria	Bateria alcalina (9V)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando os dados disponíveis no *datasheet* do fabricante, tem-se uma corrente de curto-circuito de $4,97A$ e uma tensão de circuito aberto de $21,5V$ para radiação incidente de $1000W/m^2$ (limite superior no *datasheet*). Para radiação incidente de $200W/m^2$ (limite inferior), a corrente de curto-circuito é de $1A$ e a tensão de circuito aberto é de $20V$ (KYOCERA, 2004). Assim, utilizando a equação 14, foi calculado o valor de capacitância de $4700\mu F$ a ser utilizado como carga.

Assim, foi utilizado um capacitor de $4700\mu F/80V$. Desse modo, o tempo gasto para o carregamento do capacitor é de $20ms$ para a condição de radiação de $1000W/m^2$ ($I_{cc} = 4,97A$ e $V_{oc} = 21,5V$) e de $98ms$ para $200W/m^2$ ($I_{cc} = 1A$ e $V_{oc} = 20V$) considerando as informações do *datasheet* do painel Kyocera (2004). No circuito de descarga, foi utilizado um resistor de $22\Omega/20W$. O tempo gasto para realizar a descarga do capacitor pode ser calculado a partir da equação (15), sendo igual a $470ms$ quando considerado 5 constantes de tempo para atingir o estado estacionário.

$$\tau = RC \quad (15)$$

Sendo τ a constante de tempo, R o valor da resistência e C o valor do capacitor usados no circuito de descarga.

Considerando o tempo calculado para a descarga do capacitor, definiu-se que o intervalo mínimo entre a execução de cada ensaio de caracterização deve ser de 0,5s. Contudo, devido ao tempo necessário para a modificação das variáveis ambientais (irradiação e temperatura) foi utilizado um intervalo de tempo de 1 minuto entre os ensaios.

Os acionamentos dos relés e do transistor para a realização dos ciclos de descarga, pré carga com tensão negativa e carga do capacitor foram feitos utilizando-se as saídas digitais da plataforma de aquisição de dados myRIO, fabricado pela *National Instruments*, uma vez que é um dispositivo que possui entradas e saídas digitais configuráveis (NATIONAL, 2013).

4.1.2 Descrição dos circuitos de medição

Nesta subseção, é apresentada a descrição dos sistemas de medição utilizados no caracterizador desenvolvido. As variáveis medidas foram separadas em ambientais: (temperatura e irradiação) e elétricas (corrente e tensão do painel fotovoltaico). No caso das variáveis ambientais, foram realizadas medições de temperatura ambiente, temperatura da placa fotovoltaica, radiação ultravioleta (UV), radiação visível e radiação global. Os dados dos sensores foram coletados usando as entradas analógicas da plataforma myRIO National (2013) e posteriormente salvos em arquivo digital para análise.

Inicialmente, são descritos os sensores utilizados para a medição das variáveis elétricas e em seguida das variáveis ambientais.

4.1.2.1 Medição de tensão

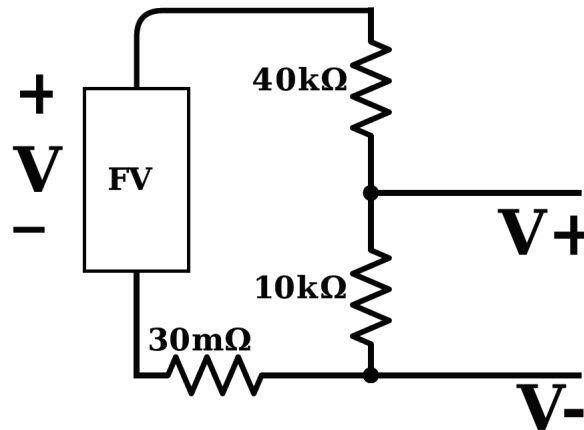
Para a medição de tensão, foi utilizado um divisor de tensão resistivo. Esse método foi escolhido devido ao baixo custo, simplicidade e a possibilidade de adequação dos sinais medidos aos níveis mensurados pelo dispositivo de aquisição de dados. Os valores de resistência utilizados devem ser maiores que a resistência paralela da placa fotovoltaica para evitar alterações nas curvas IV obtidas. A figura 24 apresenta o circuito utilizado para a medição da tensão do painel fotovoltaico sob teste.

4.1.2.2 Medição de corrente

A corrente foi medida de forma indireta utilizando-se um resistor *shunt* com valor ôhmico de $30m\Omega$, como pode ser visto na figura 24. O resistor utilizado deve possuir o menor valor ôhmico possível, uma vez que, resistores com valores elevados podem alterar a característica IV do painel avaliado. A figura 25 mostra duas curvas obtidas nas mesmas condições de radiação e temperatura, porém com shunts diferentes para a medição de corrente, sendo eles $30m\Omega$ e $220m\Omega$ respectivamente.

Nota-se que a elevação do valor ôhmico utilizado no *shunt* não altera a corrente de curto-circuito e nem a tensão de circuito aberto da placa fotovoltaica. Porém, os valores obtidos no

Figura 24 – Circuito utilizado para a medição de tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

ponto de máxima potência são alterados de forma significativa. No caso avaliado, as diferenças percentuais entre os valores obtidos nos dois casos para a máxima potência, P_{max} , para a tensão no ponto de máxima potência, V_{mpp} , e para a corrente no ponto de máxima potência, I_{mpp} , ficaram em torno de 11,91%, 10,12% e 2%, respectivamente.

Devido à modificação provocada pelo aumento do valor ôhmico, foi utilizado o resistor *shunt* de 30mΩ. A fim de amplificar a tensão para níveis compatíveis com o dispositivo de aquisição de dados, foi utilizado um amplificador de instrumentação modelo *INA114*, como mostrado na figura 26.

4.1.2.3 Medição de temperatura

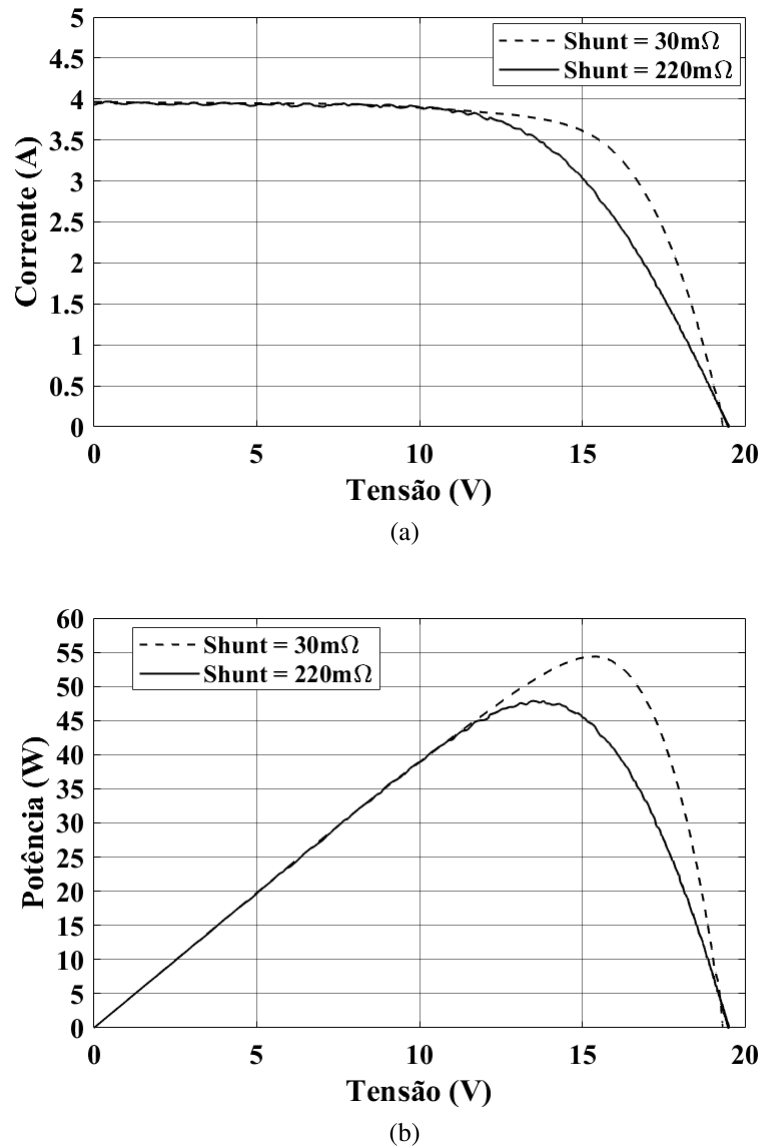
A temperatura foi medida a partir de sensores de baixo custo do tipo *LM35DZ* com encapsulamento *TO-220* para a placa fotovoltaica e *TO-92* para a temperatura ambiente (INSTRUMENTS, TEXAS, 2016). O sensor *LM35DZ* possui um sinal de saída em tensão e fator de escala de 10mV/°C. Assim, não foi utilizado circuito de condicionamento de sinal para os mesmos, uma vez que, o sinal de saída foi conectado diretamente a uma entrada analógica do dispositivo de aquisição de dados.

4.1.2.4 Medição de radiação

As medições de radiação foram realizadas utilizando fotodiodos. Os fotodiodos possuem princípio de operação similar aos das células fotovoltaicas, uma vez que, são dispositivos que fazem a conversão direta da luz em energia elétrica. Normalmente os fotodiodos são fabricados para operar em determinadas faixas do espectro solar. Desse modo, cada fotodiodo pode ser utilizado para a medição de faixas distintas do espectro solar.

Neste trabalho, foram utilizados fotodiodos para medição de radiação global (*S1223*),

Figura 25 – Curvas obtidas com diferentes valores de resistência para a medição de corrente (a) curva IV e (b) curva PV.



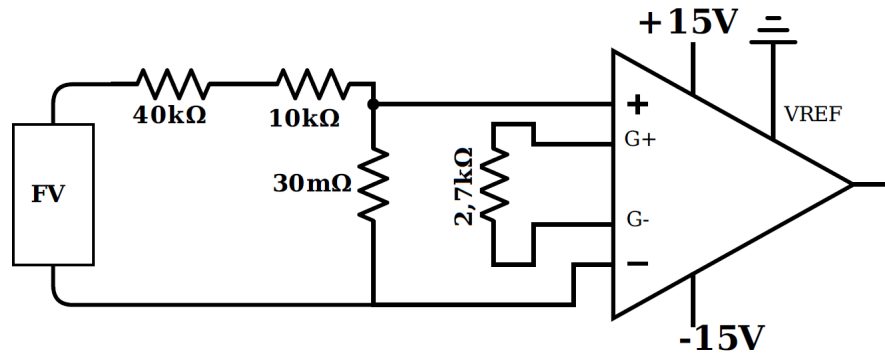
Fonte: Elaborado pelo autor.

visível (*BPW21R*) e o sensor *ML8511* para as medições de UV. O sensor *ML8511* é um fotodiodo com circuito de amplificação interno. A figura 27 mostra a resposta espectral dos fotodiodos utilizados.

Os circuitos de condicionamento de sinais para a medição de radiação global e visível foram construídos utilizando um amplificador de instrumentação *INA114*, como mostrado na figura 28.

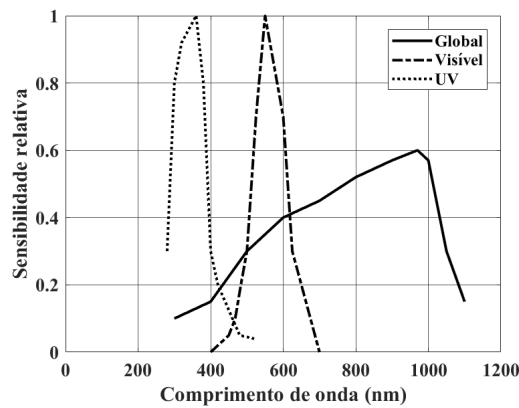
O ganho dos amplificadores utilizados para o condicionamento dos sinais dos fotodiodos de radiação global e visível foi considerado igual a 11,64. Este ganho foi definido de forma a adequar os níveis de tensão de saída do amplificador entre 0 e 5V para compatibilidade com o

Figura 26 – Circuito utilizado para a medição de corrente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 27 – Resposta espectral dos fotodiodos utilizados.

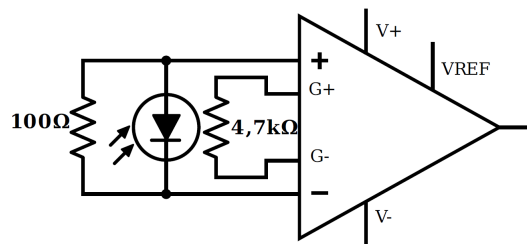


Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 – (a) Montagem do fotodiodo S1223 utilizado para a medição da radiação global e (b) circuito de condicionamento do sinal.



(a)



(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

dispositivo de aquisição de dados utilizado.

O sensor de radiação UV *ML8511* possui condicionamento interno que disponibiliza uma saída entre 1V e 3V . Assim, não foi necessário o uso de circuito de condicionamento externo, uma vez que, o sinal de saída possui valores compatíveis com o sistema de aquisição de dados

utilizado.

4.1.2.5 Calibração dos sensores

No processo de calibração dos sensores algumas medições foram realizadas a partir de instrumentos comerciais utilizados como referência. Foram consideradas equações de calibração lineares para todos os sensores, conforme equação (16), cujos fatores de calibração (β) foram obtidos por meio de regressão linear.

$$Grandeza\ medida = \beta \times V_{sensor} \quad (16)$$

As medições de tensão e corrente foram calibradas utilizando-se um multímetro *True RMS* fabricado pela *Fluke* modelo 179. As medições de temperatura foram aferidas utilizando-se um pirômetro *HT-88C*. Para calibração da radiação global, foi utilizada uma estação meteorológica fabricada pela *Davis instruments* modelo *Vantage PRO 2*. A radiação visível foi aferida a partir de um luxímetro modelo *MLM1010* fabricado pela Minipa. Para o sensor *ML8511* foi utilizada a curva de calibração fornecida pelo fabricante ([LAPIS SEMICONDUCTOR, 2013](#)).

Para prover a calibração dos sensores de corrente e tensão, utilizou-se uma fonte de tensão ajustável fabricada pela *Icel* modelo *PS-6000* para possibilitar a variação da tensão e da corrente no circuito de medição.

A calibração do sensor de tensão foi realizada variando a tensão de 0 a 25V, com passos de 0,5V. A tensão medida a partir do divisor resistivo foi comparada com a referência e, em seguida, foi obtido o fator de calibração β para o sensor de tensão, conforme apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Dados da regressão linear obtidos para a calibração dos sensores.

Sensor	β	r^2
Tensão	6,03V/V	1
Corrente	0,5471V/A	1
Radiação visível	$1,9822 \cdot 10^{-3} m^2 V/W$	0,9900
Radiação global	$3,9851 \cdot 10^{-3} m^2 V/W$	0,9622

Fonte: Elaborado pelo autor.

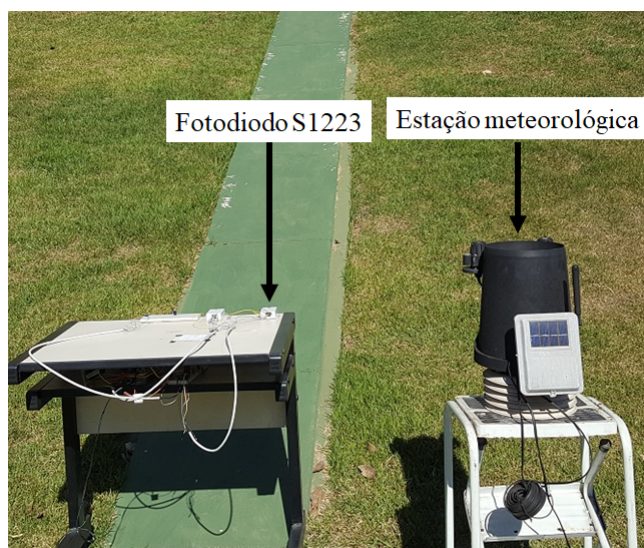
Para a calibração do sensor de corrente, foram realizadas variações entre 0 e 6A com passos de 0,2A utilizando a fonte da *Icel*. A corrente medida através do *shunt* foi comparada às medições realizadas pelo multímetro da *Fluke* para a obtenção do fator de calibração (tabela 3).

O sensor de radiação visível foi calibrado a partir do luxímetro *Minipa* modelo *MLM-1010* utilizado como referência. As medições feitas a partir do fotodiodo *BPW21R* foram comparadas com as medições realizadas pelo luxímetro durante um intervalo de sete dias com o céu claro.

A conversão de *lux* para W/m^2 foi realizada a partir das tabelas de conversão disponíveis em Ryer (1997). Foi obtido o fator de calibração apresentado na tabela 3.

Para a calibração do sensor de radiação global, a estação meteorológica *Vantage Pro 2* utilizada foi instalada de forma coplanar ao fotodiodo S1223 como mostrado na figura 29.

Figura 29 – Montagem do sistema para a medição da radiação global. (a) Fotografia da configuração utilizada para a calibração e (b) curva de calibração



Fonte: Elaborado pelo autor.

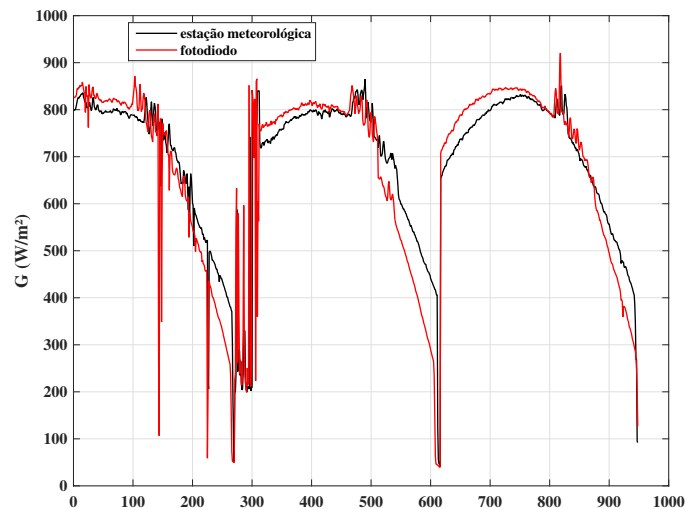
Os dados de radiação global foram registrados durante três dias com céu claro para a calibração. A aquisição de dados foi realizada de forma sincronizada e com um intervalo de 1 minuto entre as medições. O fator de calibração obtido é apresentado na tabela 3.

Pode-se observar na tabela 3 que o fator r^2 da regressão linear dos sensores foram iguais ou muito próximos de 1, o que reflete um bom ajuste da representação linear. Observa-se que o pior ajuste encontrado foi para o sensor de radiação global com $r^2 = 0,9622$. Considerando os valores obtidos para o coeficiente de determinação (r^2), pode-se considerar que a reta obtida a partir da regressão linear pode ser utilizada para a calibração das medições.

Tendo em vista que o coeficiente de determinação (r^2) foi menor para o sensor de radiação global, optou-se por fazer uma validação para este sensor. Após a calibração do sensor de radiação global, a estação meteorológica foi utilizada para a validação da equação de calibração obtida. Nesta validação, foram utilizados dados de dias diferentes aos utilizados na calibração. A figura 30 mostra a comparação para os dados obtidos.

Quando comparados, os dados medidos utilizando o fotodiodo com as medições feitas pela estação meteorológica, a variação média foi da ordem de 9,97%. Na figura 30 pode-se observar picos de variação maiores que ocorreram devido a passagem de nuvens que podem afetar o caminho dos raios solares incidentes nos fotodiodos. Considerando-se a precisão da estação

Figura 30 – Comparação dos dados do fotodiodo com a estação meteorológica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

meteorológica utilizada (5%), pode-se afirmar que o fotodiodo calibrado pode ser utilizado para medição da radiação global.

4.1.3 Descrição do *software*

Nesta subseção, é apresentada a descrição do *software* utilizado para a interface gráfica, acionamento e armazenamento de dados. A programação foi feita utilizando o *software* Labview® da National Instruments (NATIONAL, 2017).

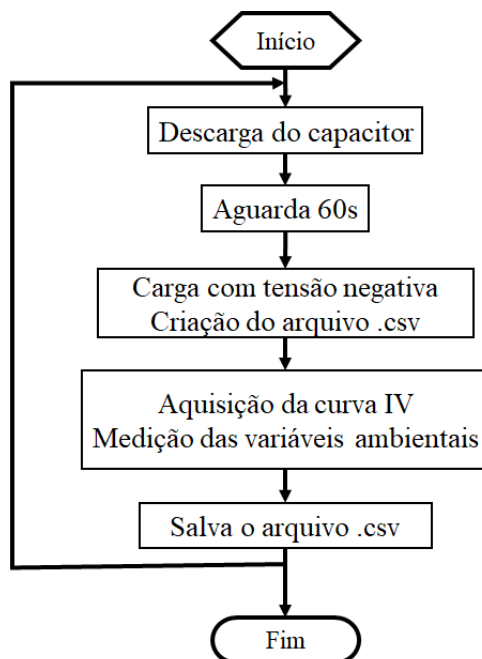
A figura 31 mostra o fluxograma de operação do *software* implementado.

A programação foi elaborada de forma a realizar a aquisição das curvas IV em um intervalo de tempo determinado pelo operador. Nesse trabalho, foram utilizados intervalos de tempo de 1 minuto entre cada ensaio para obtenção de diferentes curvas características de forma automática. Durante a obtenção das curvas IV, também foram medidas as variáveis ambientais.

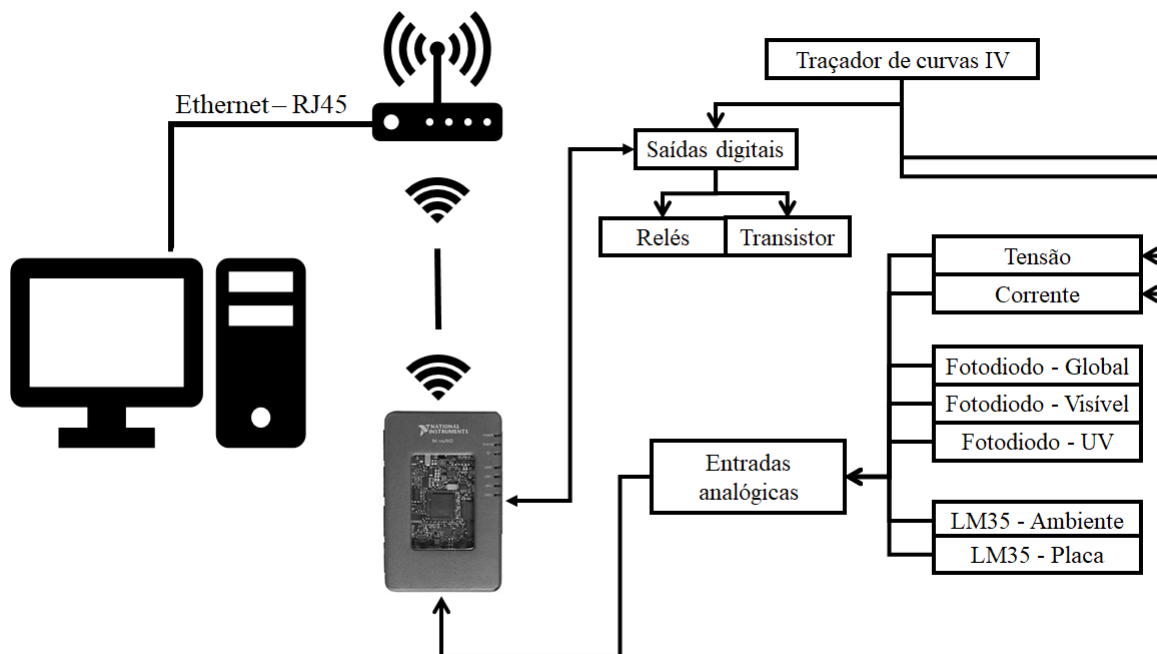
Os dados de tensão, corrente e as variáveis ambientais foram coletados com um período de amostragem de $0,3ms$.

No ensaio durante o processo de carga do capacitor, são coletados 500 pontos de tensão e corrente do painel para a obtenção das curvas IV. Simultaneamente, com o mesmo período de amostragem ($0,3ms$), é feita a aquisição das variáveis ambientais (irradiação e temperatura). O tempo de duração de cada ensaio foi definido como $150ms$ a fim de evitar interferências provocadas pela modificação das variáveis ambientais durante a realização do teste (HISHIKAWA et al., 2016).

A comunicação entre o computador e a plataforma de aquisição de dados é feita a partir de uma rede WiFi, como mostrado na figura 32.

Figura 31 – Fluxograma de operação do *software* utilizado.

Fonte: Elaborado pelo autor.

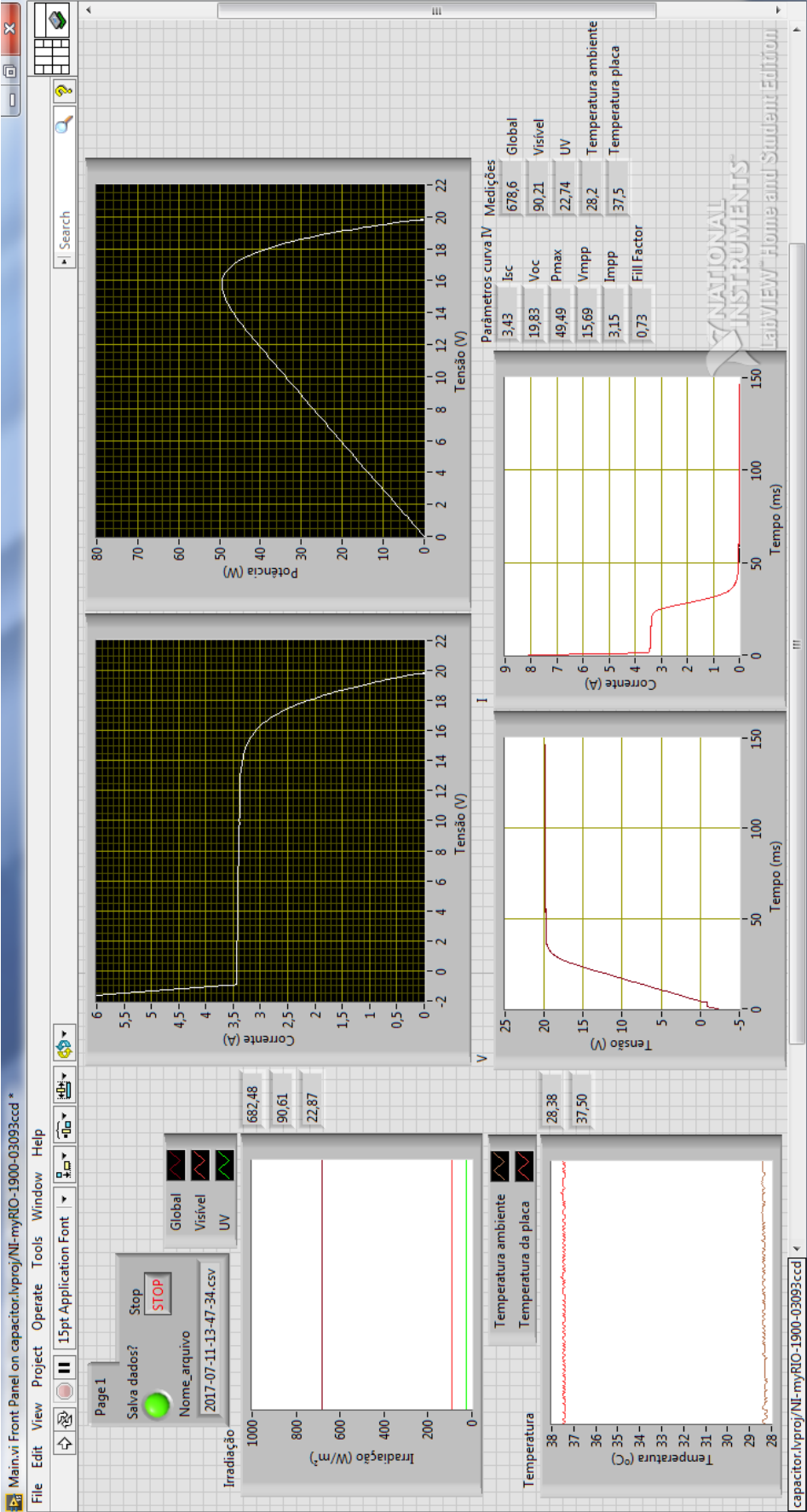
Figura 32 – Diagrama de comunicação do *software* utilizado.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A operação deve ser inicializada por um operador a partir do computador utilizado. Após o início dos testes, o sistema opera de forma autônoma, ou seja, sem a intervenção do operador, disparando um ensaio a cada 1 minuto.

A execução dos *scripts* programados através do Labview[®] é feita a partir do processador do sistema de aquisição de dados. Os dados são armazenados em um arquivo digital com extensão *.csv* em um dispositivo de memória *flash* (*pendrive*) conectado à plataforma de aquisição de dados myRIO.

Figura 33 – Interface gráfica do Labview® para a visualização das variáveis.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O início da execução dos ensaios e a visualização das variáveis medidas pode ser feita a partir do computador usando uma interface gráfica implementada no Labview[®] (figura 33). Caso ocorra uma falha na comunicação entre o dispositivo de aquisição de dados e o computador, o sistema continua operando de forma independente na plataforma de aquisição myRIO. No entanto, em caso de falha na comunicação entre o computador e o myRIO, não é possível a visualização dos dados em tempo real a partir do computador. Porém, os mesmos podem ser obtidos posteriormente a partir dos dados salvos em um arquivo do tipo *.csv*, como mostrado na figura 34.

Figura 34 – Cabeçalho de um arquivo de dados.

v	i	p	xglobal	vis	uv	temp_amb	temp_placa
-1,11	4,12	-4,58	824,43	322,25	30,56	26,09	35,74
-1,12	4,11	-4,60	824,74	322,25	30,56	26,09	35,74
-1,10	4,11	-4,54	824,74	321,63	30,56	26,09	35,74
-1,07	4,11	-4,42	824,74	322,25	30,56	26,09	35,74
-0,83	4,11	-3,42	824,43	321,63	30,56	26,09	35,74

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Considerações finais

Foram descritos, neste capítulo, o *hardware* e o *software* utilizados no caracterizador de painéis fotovoltaicos desenvolvido. Os métodos utilizados para a medição das variáveis ambientais possibilitaram uma integração do sistema de uma forma compacta através do dispositivo de aquisição de dados utilizado.

A calibração dos sensores foi feita a partir dos instrumentos de referência disponíveis no CPEI a fim de reduzir os custos do sistema desenvolvido. A realização das medições a partir da reta de regressão obtida possibilita a implementação de forma simplificada no *software*, uma vez que, deve-se programar apenas um ganho para cada uma das medições.

Finalmente, pode-se considerar que o sistema desenvolvido pode ser utilizado a fim de caracterizar um painel fotovoltaico sob condições reais de operação. Os resultados obtidos a utilizando-se o caracterizador são apresentados no capítulo 5.

5 Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir dos ensaios experimentais e simulações realizados utilizando um módulo fotovoltaico KC-80-01 de 80W. Os testes foram realizados na cidade de Belo Horizonte de acordo com os procedimentos descritos nos capítulos 3 e 4. A influência da composição do espectro solar medido bem como a variação do mesmo com a massa de ar serão apresentados. Além da análise das curvas características medidas sob diferentes condições de radiação e simuladas baseadas no modelo de dois diodos. Os ensaios experimentais foram realizados no período de 06/06/2017 a 07/08/2017 no horário de 09h às 15h40. Ressalta-se que, a realização de ensaios em outros períodos do dia não foi possível devido ao sombreamento provocado por prédios próximos ao local de realização dos testes.

Nos resultados, o horário de realização dos testes foi convertido para a hora solar. A utilização da hora solar possibilita a comparação dos ensaios realizados em outros locais, uma vez que, a hora solar descreve o movimento do Sol considerando o meio dia como a passagem do Sol pelo meridiano local. Além da correção horária foram calculados os valores do ângulo azimutal e da massa de ar para cada um dos ensaios realizados.

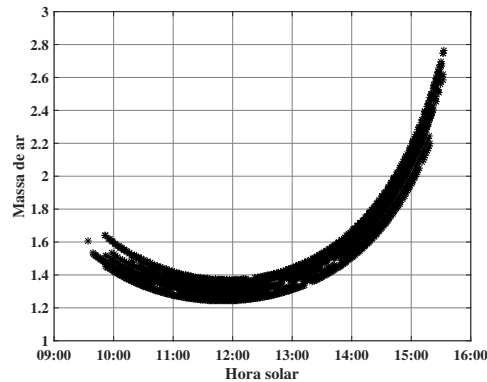
5.1 Análise da influência da massa de ar na radiação UV, visível e global

A massa de ar apresenta um comportamento típico representado pelo movimento do Sol ao longo do dia, uma vez que, após o nascer do Sol a massa de ar inicia de um dado valor máximo e diminui até um valor mínimo que ocorre sempre em torno das 12h (hora solar). Após às 12h a massa de ar aumenta até o pôr do Sol. Tendo em vista que, esta variação da massa de ar afeta a radiação recebida pelo painel fotovoltaico em estudo, nesta seção uma análise dos efeitos da variação da massa de ar na radiação global e suas componentes UV e visível é discutida.

A massa de ar é inversamente proporcional ao cosseno do ângulo zenital e foi calculada utilizando a equação (10). A partir da análise da carta solar da cidade de Belo Horizonte mostrada na figura 19 e dos dados experimentais obtidos pode-se observar a variação do ângulo zenital o que evidencia que a massa de ar, durante o período de realização dos ensaios entre os dias 06/06/2017 e 07/08/2017, apresentou valores distantes da unidade. Isto se deve ao fato de que nestes respectivos dias, mesmo ao meio dia, o sol se encontra distante do máximo azimute local. Os valores obtidos, para a massa de ar no período de realização dos ensaios, variaram entre 1,24 e 2,77, como mostrado na figura 35. Observa-se que a massa de ar apresenta valores mínimos sempre em torno das 12h. Os valores mínimos obtidos variaram entre 1,24 no dia 07/08/2017 e 1,37 no dia 06/06/2017 refletindo o movimento de aproximação do sol em relação ao hemisfério

sul para os dias avaliados.

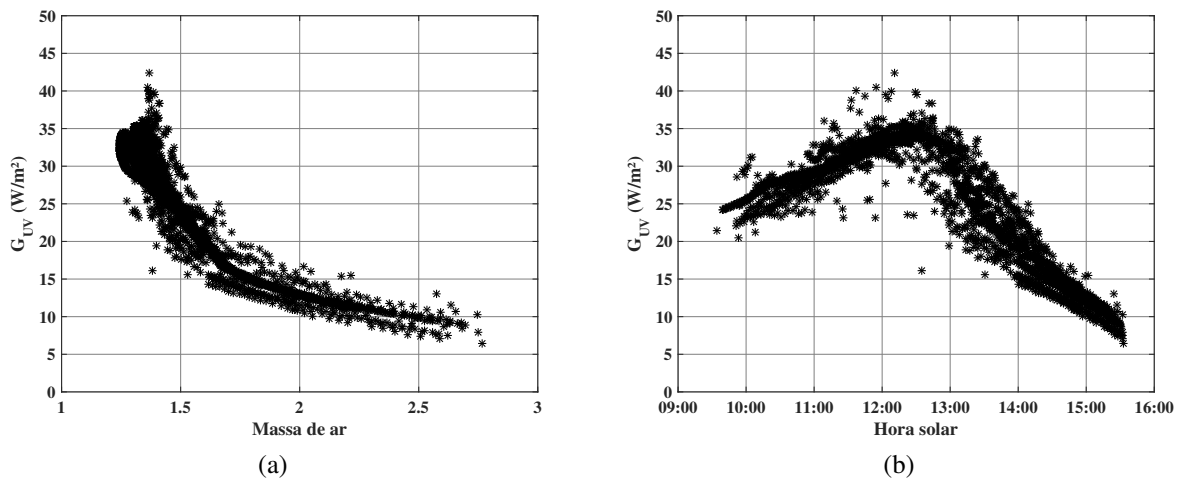
Figura 35 – Massa de ar em função da hora solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A radiação incidente na superfície terrestre é alterada pela variação da massa de ar ao longo do dia. A figura 36a mostra a variação da radiação ultravioleta (UV) com a massa de ar. Nota-se que a radiação UV apresenta uma redução com o aumento da massa de ar. Para valores da massa de ar maiores que 1,5 ocorre uma mudança na taxa de decaimento da radiação UV. Essa redução na taxa de decaimento da radiação UV ocorre, principalmente, devido ao aumento da espessura da camada de ozônio no caminho percorrido pelos raios solares nos respectivos horários.

Figura 36 – Radiação UV: (a) em função da massa de ar e (b) em função da hora solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

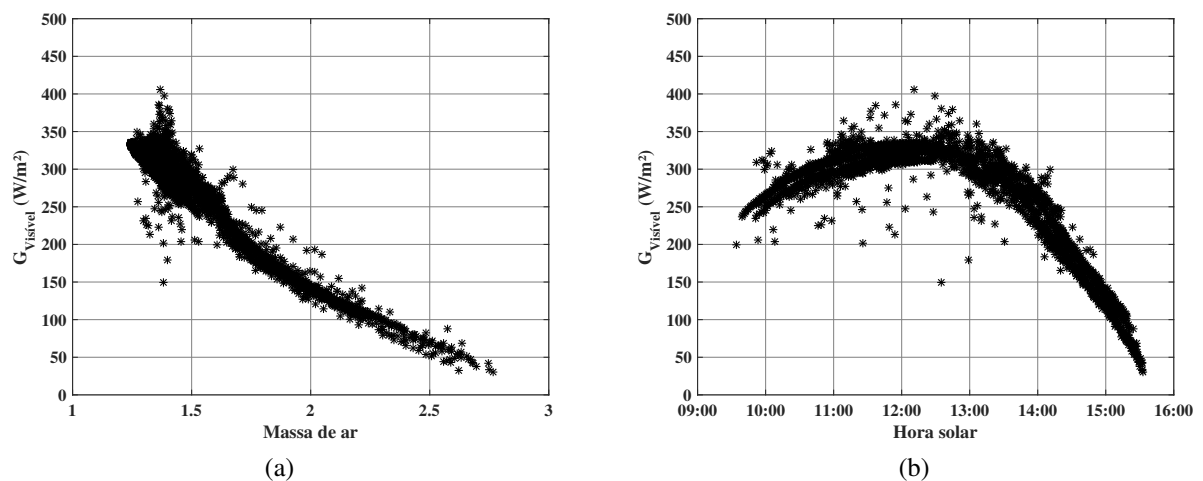
A figura 36b mostra a variação da radiação UV em função da hora solar. Pode-se notar que a mesma apresenta um comportamento típico para os períodos do dia (manhã e tarde). Durante a manhã, observa-se o aumento da radiação UV entre 10h e 12h. No período da tarde,

após as 12h a radiação UV decai com uma taxa um pouco mais acentuada até as 14h quando passa a apresentar uma taxa menor de decaimento.

Tendo em vista que a elevação do ângulo azimutal ocorrida durante o início da manhã e fim da tarde aumenta o caminho traçado pelos raios solares até a superfície terrestre, espera-se que a radiação visível e a radiação global também sejam atenuadas nesses períodos do dia.

A figura 37a mostra a radiação visível em função da massa de ar e a figura 37b a radiação visível em função da hora solar. Como a camada de ozônio não filtra as faixas do espectro solar referentes à luz visível o decaimento da radiação visível ocorre de forma aproximadamente linear com o aumento da massa de ar, conforme observado na figura 37a.

Figura 37 – Radiação visível: (a) em função da massa de ar e (b) em função da hora solar.



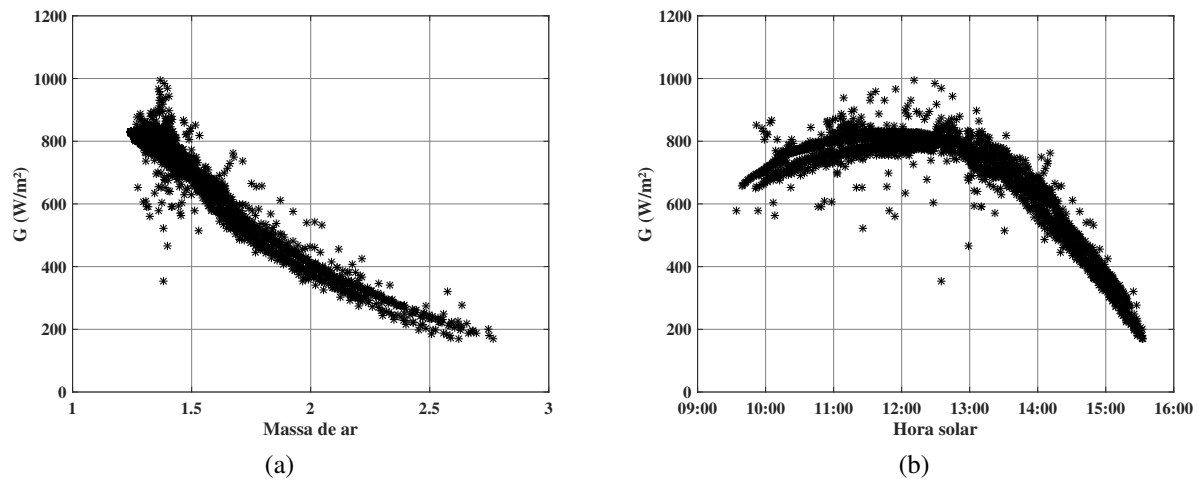
Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao analisar a variação da radiação visível em função da hora solar (figura 37b) pode-se notar que a taxa de crescimento observada no período da manhã (entre 10h e 12h) é semelhante à taxa de decaimento presente no início da tarde (entre 12h e 14h).

Espera-se que a radiação global apresente um comportamento semelhante à radiação visível, uma vez que, na faixa medida pelo fotodiodo (280 – 1100nm) os raios solares não são filtrados pelos gases presentes na atmosfera. Esta hipótese pode ser constatada conforme mostrado na figura 38a que mostra a radiação global medida em função da massa de ar e na figura 38b a radiação global em função da hora solar. Nota-se que, de fato o comportamento é semelhante ao observado para a radiação visível.

A partir dos dados medidos foi possível observar como a massa de ar altera a distribuição da radiação solar incidente sob a superfície terrestre na localidade em estudo.

Figura 38 – Radiação global: (a) em função da massa de ar e (b) em função da hora solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2 Análise das componentes espectrais da radiação nas faixas UV, visível e global

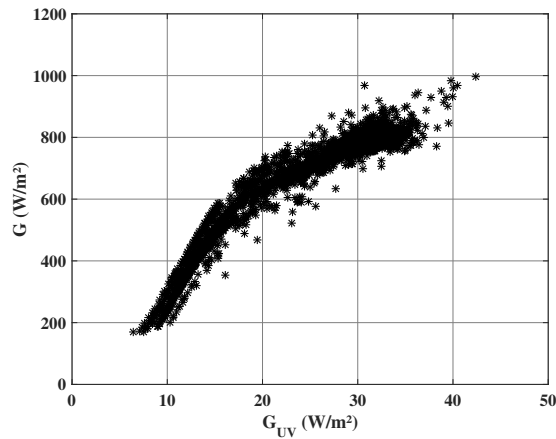
As faixas espectrais medidas utilizando os fotodiodos apresentam um comportamento típico como descrito na seção 5.1. A análise da correlação entre os valores medidos para determinadas faixas espectrais possibilita um maior entendimento sobre o comportamento do espectro solar e pode ser utilizada como base para o desenvolvimento de modelos de previsão de radiação. Nesta seção uma análise das componentes espectrais medidas nas faixas UV, visível e global são apresentadas.

A figura 39 mostra a radiação global medida em função da radiação UV. Devido ao comportamento observado nas faixas espectrais referentes a radiação UV (figura 36b) e global (figura 38b) nas quais ocorre um aumento significativo no período entre 09h e 12h e redução entre 12h e 14h, ou seja, os maiores valores ocorrem em torno das 12h. Esse período entre 09h e 14h, apresentou uma maior dispersão dos dados quando estas componentes espectrais foram analisadas em conjunto, como pode ser visto na figura 39.

Pode-se observar que a dispersão maior da radiação UV ocorre quando a radiação global é maior que 600 W/m^2 . Esse valor de fato ocorre entre 09h e 14h que é o período no qual a radiação UV apresenta maior variação ao longo do dia como pode ser visto na figura 36b.

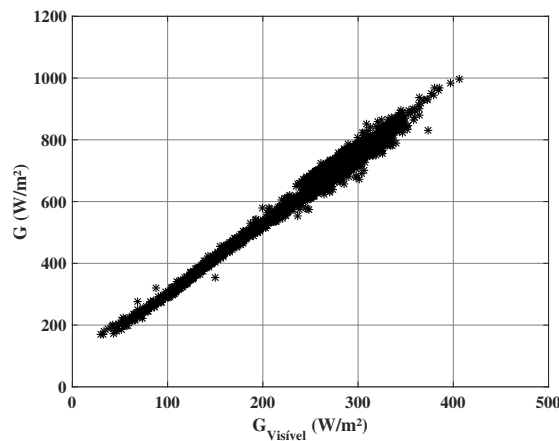
A figura 40 mostra a radiação global medida em função da radiação visível. Quando comparadas as mesmas apresentam um comportamento aproximadamente linear. Pode-se destacar que as faixas referentes ao espectro visível e UV medidas que compõem o espectro solar estão contabilizadas na medição da radiação global que inclui as faixas UV, visível e infravermelho. A partir dos dados medidos pode-se extrair o percentual de contribuição de cada faixa do espectro na radiação global.

Figura 39 – Radiação global em função da radiação UV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 40 – Radiação global em função da radiação visível.



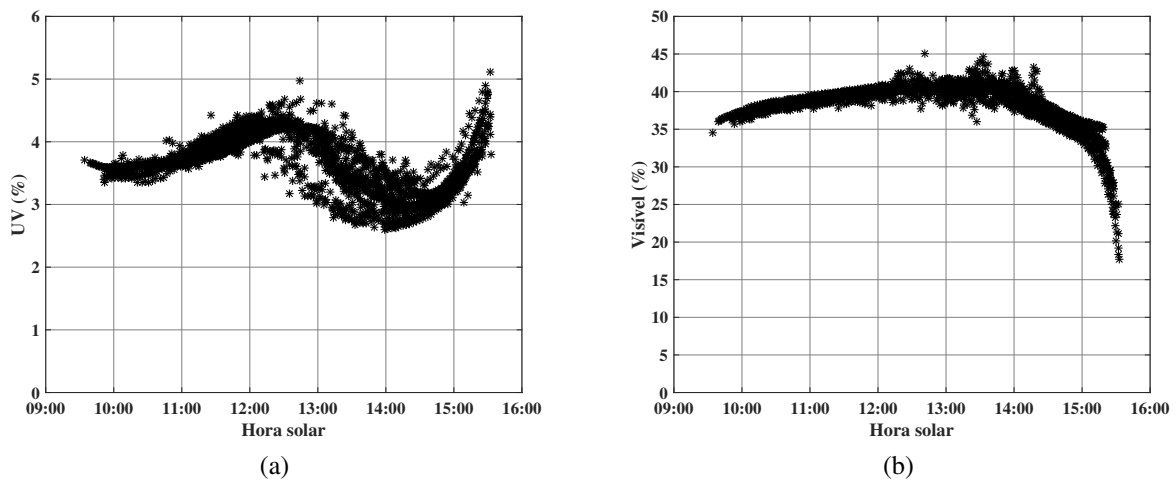
Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao analisar a composição do espectro solar medido para a localidade em estudo, observou-se que a radiação visível representa em média cerca de 38,54% da radiação global enquanto que a radiação UV representa em média 3,65%. A figura 41 mostra as variações percentuais das faixas espectrais medidas em função da hora solar.

Analisando a figura 36b pode-se notar que a radiação UV possui valor máximo em torno das 12h. Entretanto, a figura 41a mostra que no fim da tarde, percentualmente a radiação UV apresenta uma contribuição de 5% em relação a radiação global enquanto que, em torno das 12h, o percentual é de aproximadamente 4%. Essa contribuição mais elevada ocorre em um período do dia no qual a massa de ar está elevada e a radiação global apresenta valores em torno de 200 W/m^2 . Contudo, a elevação percentual da radiação UV no fim do dia se deve a redução da radiação global como pode ser visto na figura 38b.

Conforme observado na figura 41b a distribuição da radiação visível fica entre 35% e

Figura 41 – Composição do espectro solar em termos percentuais: (a) radiação ultravioleta (b) radiação visível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

40% no intervalo de 10h às 12h. Após às 14h há uma redução da contribuição visível para valores em torno de 35% em relação à radiação global. Para a radiação UV pode-se observar que após às 14h a taxa de decaimento é constante para o intervalo de tempo que ocorreram os ensaios (figura 36b). Devido à essa taxa de decaimento menor, após às 14h a radiação UV apresenta uma contribuição maior em relação à radiação global.

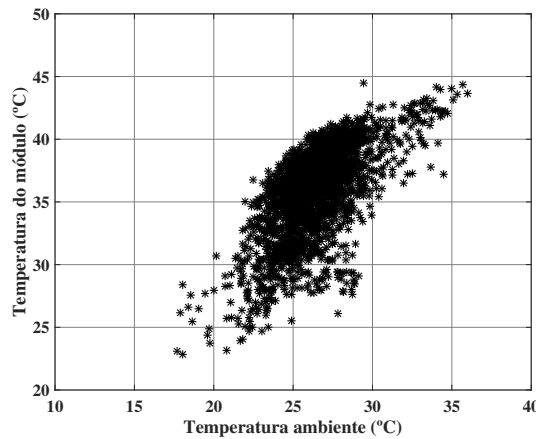
5.3 Análise da influência da temperatura

A temperatura do módulo é uma variável relevante na análise de desempenho de módulos fotovoltaicos, uma vez que, a mesma afeta a tensão de circuito aberto, como mostrado na figura 8. A figura 42 mostra a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente para os ensaios realizados.

Observa-se a partir da figura 42 que a temperatura do módulo em geral aumenta com o aumento da temperatura ambiente, entretanto, pode-se notar uma dispersão dos dados para valores de temperatura ambiente entre 25°C e 30°C . Essa dispersão foi provocada devido ao período de realização dos ensaios, uma vez que, para o local analisado, no outono e inverno, a velocidade dos ventos é maior. Nesse caso, a velocidade maior dos ventos pode ter reduzido a temperatura do módulo em determinados horários do dia.

No presente trabalho durante a realização dos ensaios para obtenção das curvas características em condições reais de operação foi medida a tensão de circuito aberto que é mostrada na figura 43 em função da temperatura do módulo para diferentes ensaios. Observando a figura 43 constata-se uma redução na tensão de circuito aberto com o aumento da temperatura. Vale destacar que, estes dados foram obtidos em diferentes dias e horários, portanto, com diferentes

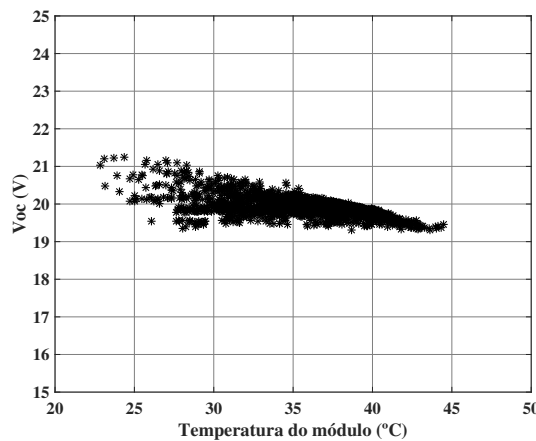
Figura 42 – Temperatura do módulo medida em função da temperatura da placa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

condições de radiação.

Figura 43 – Tensão de circuito aberto em função da temperatura do módulo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nos ensaios realizados a temperatura do módulo variou entre $22,85^{\circ}\text{C}$ e $44,47^{\circ}\text{C}$. Desse modo, a amplitude térmica para os ensaios realizados foi igual a $\Delta T = 21,62^{\circ}\text{C}$. Os coeficientes de temperatura para a tensão de circuito aberto (k_v) e para a corrente de curto-circuito (k_i) do módulo avaliado é de $-0,0824\text{V}/^{\circ}\text{C}$ e $0,00405\text{A}/^{\circ}\text{C}$, respectivamente (KYOCERA, 2004). Considerando apenas os efeitos provocados pela variação de temperatura a variação da tensão de circuito aberto pode ser calculada a partir da equação (17). O que resulta em uma variação $\Delta V_{oc} = -1,78\text{V}$ considerando $\Delta T = 21,62^{\circ}$ e $k_v = -0,0824\text{V}/^{\circ}\text{C}$ de acordo com as condições nominais.

$$\Delta V_{oc} = k_v \Delta T \quad (17)$$

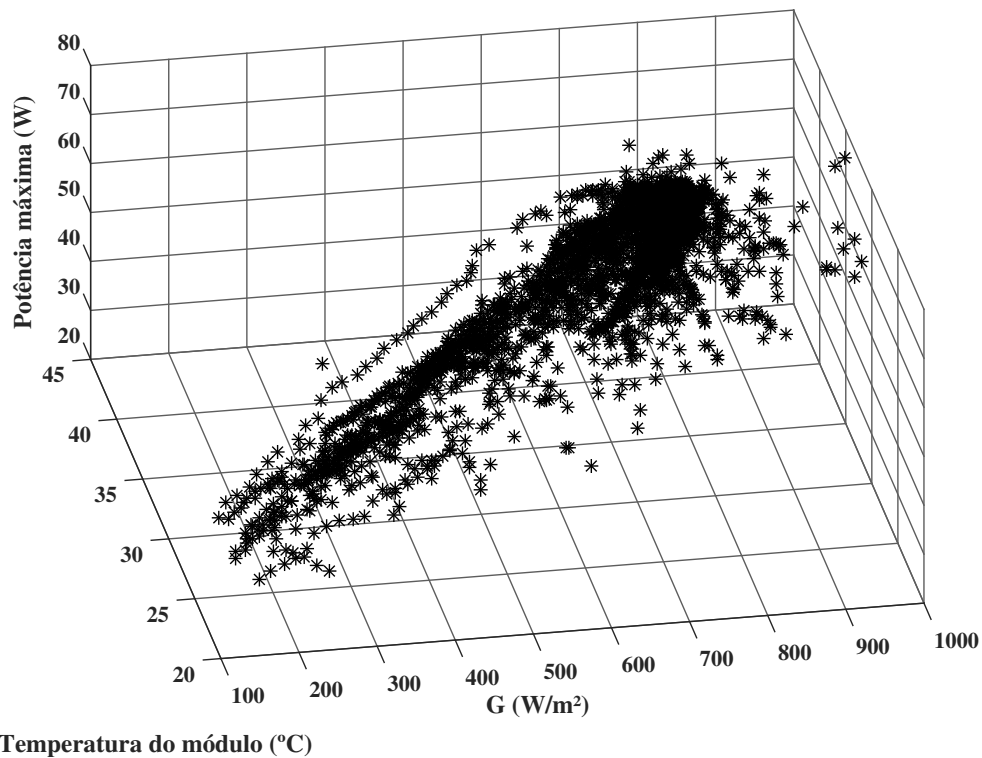
Sendo k_v o coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto, ΔT a variação de temperatura e ΔV_{oc} a variação da tensão de circuito aberto.

Para as medições realizadas, os valores da tensão de circuito aberto obtidos experimentalmente variou entre 19,3V e 21,24V. Assim, a variação da tensão de circuito aberto medida experimentalmente foi de $\Delta V_{ocexp} = -1,94V$. Comparando com o valor teórico calculado ($\Delta V_{oc} = -1,78V$) a partir da equação (17) a diferença entre os valores teórico e experimental foi de 8,25%.

É sabido que para as mesmas condições de radiação, o aumento da temperatura reduz a potência gerada, uma vez que, provoca redução na tensão de circuito aberto. Entretanto, em situações reais de operação, normalmente, o aumento da temperatura está relacionado à elevação da radiação global e da estação do ano, pois, em geral no período compreendido entre 11h00 e 14h00 se tem os maiores valores de radiação e temperatura ambiente. Consequentemente, quando o módulo está operando com temperatura elevada, a radiação global também possui valores elevados.

Contudo, analisando a figura 44, a qual apresenta um gráfico de três dimensões com a potência máxima do painel, a temperatura do painel e a radiação global, observa-se que, de uma forma geral para um dado valor de radiação a potência máxima é maior quando os valores de temperatura do módulo são menores.

Figura 44 – Potência máxima medida em função da radiação global e temperatura do módulo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4 Análise dos dados reais e simulados a partir do modelo de dois diodos

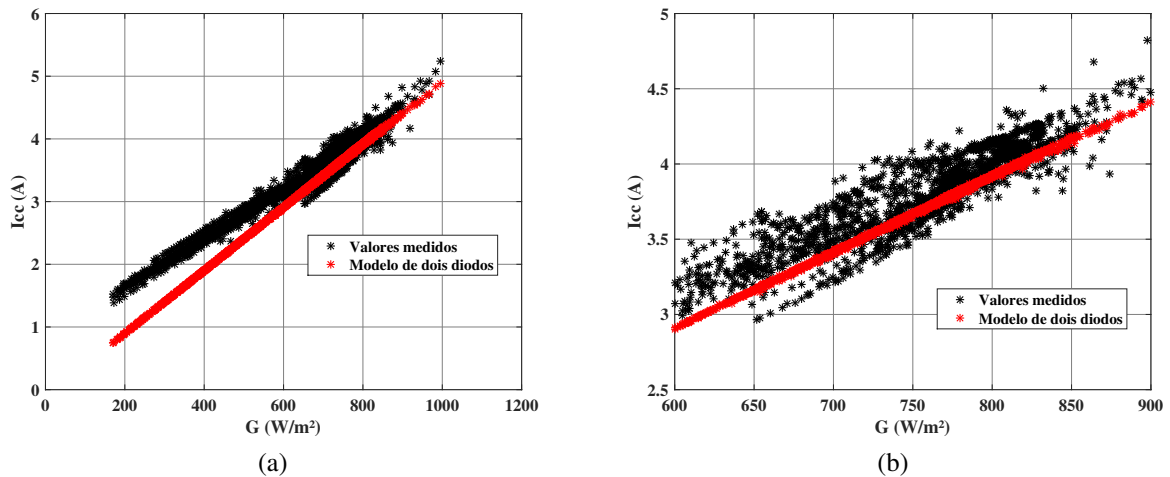
Nesta seção é apresentada uma comparação do desempenho do painel em condições reais de operação e o desempenho obtido nas simulações baseadas no modelo de dois diodos descrito na subseção 2.1.2. Os dados obtidos a partir do modelo de dois diodos de potência máxima (P_{max}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{cc}), tensão no ponto de máxima potência (V_{mpp}) e corrente no ponto de máxima potência (I_{mpp}) foram simulados e comparados com os dados obtidos de forma experimental.

O modelo de dois diodos utiliza como variáveis de entrada a radiação global e a temperatura do módulo. Nas simulações foram utilizados os mesmos valores de radiação e temperatura medidos experimentalmente. As simulações foram realizadas no *software* Matlab®.

Inicialmente as variáveis medidas e simuladas foram comparadas com as principais variáveis que afetam o comportamento das mesmas, sendo estas a radiação global e a temperatura do módulo. Posteriormente, a influência da radiação UV também foi analisada e as variáveis (V_{mpp} e I_{mpp}) foram comparadas entre si.

A radiação incidente sob o módulo afeta, principalmente, a corrente de curto-circuito como pode ser visto na figura 7. Em geral, a corrente de curto-circuito obtida de forma experimental foi maior que a corrente de curto-circuito simulada como pode ser visto na figura 45a.

Figura 45 – (a) Corrente de curto-circuito em função da radiação global e (b) escala ampliada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

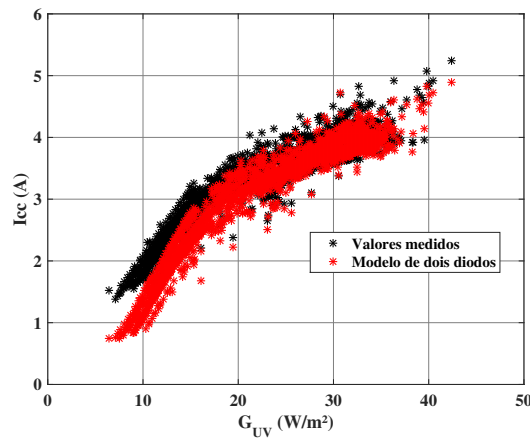
Para valores de radiação global superiores a $600 W/m^2$ (plotada em escala ampliada na figura 45b), os valores obtidos a partir do modelo se aproximam mais dos valores de corrente de curto-circuito obtida de forma experimental. Ressalta-se que, os parâmetros de resistência série

e paralela do modelo de dois diodos são obtidos nas condições STC, ou seja, com radiação de $1000W/m^2$, sendo portanto, esperado que para radiações mais próximas deste valor a resposta do modelo se aproxime mais dos dados reais.

Visando analisar a influência da radiação UV na geração do sistema fotovoltaico na figura 46 é mostrada a corrente de curto-circuito em função da radiação UV, pode-se observar na figura 46 que ocorre uma mudança na taxa de crescimento da corrente de curto circuito com o aumento da radiação UV, que ocorre em torno de $17W/m^2$.

Ressalta-se que, os valores de UV menores que $20W/m^2$ correspondem predominantemente ao final da tarde após as 14h, horário este que o percentual da contribuição do UV na composição do espectro apresenta crescimento (figura 41a), o que possivelmente justifica esta taxa de crescimento mais acentuada na corrente de curto-circuito observada na figura 46 para esta faixa de UV.

Figura 46 – Corrente de curto-circuito em função da radiação ultravioleta.

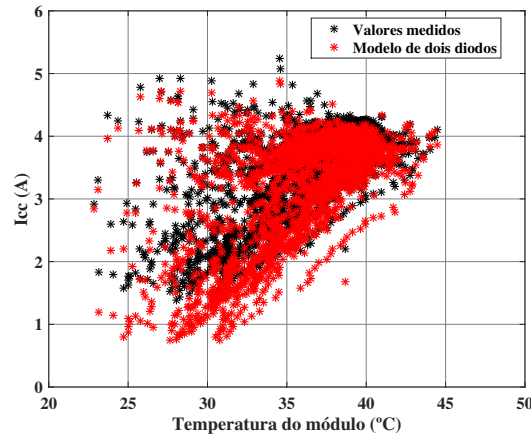


Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se observar a partir da figura 45 que a corrente de curto-circuito possui um comportamento aproximadamente linear em relação à radiação global, sendo que o coeficiente de determinação (r^2) da regressão linear calculado entre a corrente de curto-circuito e a radiação global foi igual a 0,9695 o que evidencia esse comportamento linearmente dependente entre as variáveis. Para a radiação UV e a corrente de curto circuito o coeficiente de determinação da regressão linear calculado foi de 0,8791.

A influência da temperatura analisada experimentalmente na seção 5.3, também foi avaliada utilizando o modelo de dois diodos. A figura 47 mostra os valores medidos e simulados da corrente de curto-circuito em função da temperatura do módulo. Devido a grande dispersão observada na figura 47 pode-se constatar que não existe uma forte correlação entre as duas variáveis. Pode-se observar uma melhor representatividade do modelo para valores mais elevados de temperatura. Contudo, como mostrado na figura 47 essa concentração ocorre devido aos elevados índices de radiação global e não em função do aumento da temperatura do módulo.

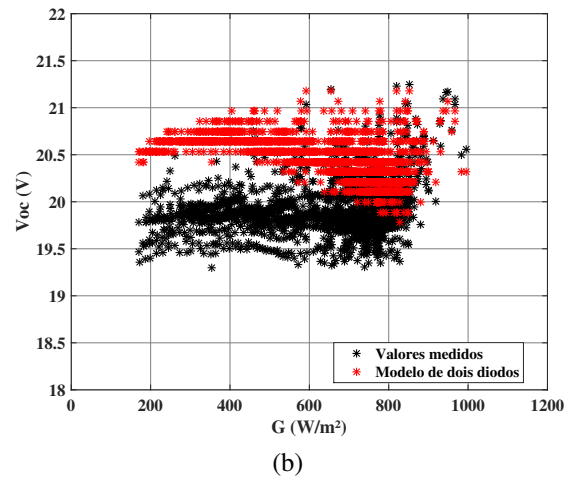
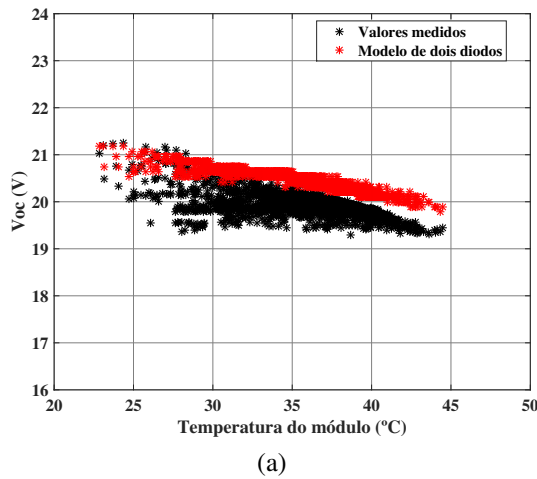
Figura 47 – Corrente de curto-circuito em função da temperatura do módulo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tendo em vista que a temperatura é a principal variável que modifica a tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, foi realizada uma análise destas variáveis. A figura 48a mostra a tensão de circuito aberto em função da temperatura do módulo. Observa-se que a tensão de circuito aberto, obtida a partir das simulações, foi maior que a obtida experimentalmente para a maioria dos dados avaliados.

Figura 48 – Tensão de circuito aberto em função da: (a) temperatura do módulo e (b) radiação global.



Fonte: Elaborado pelo autor.

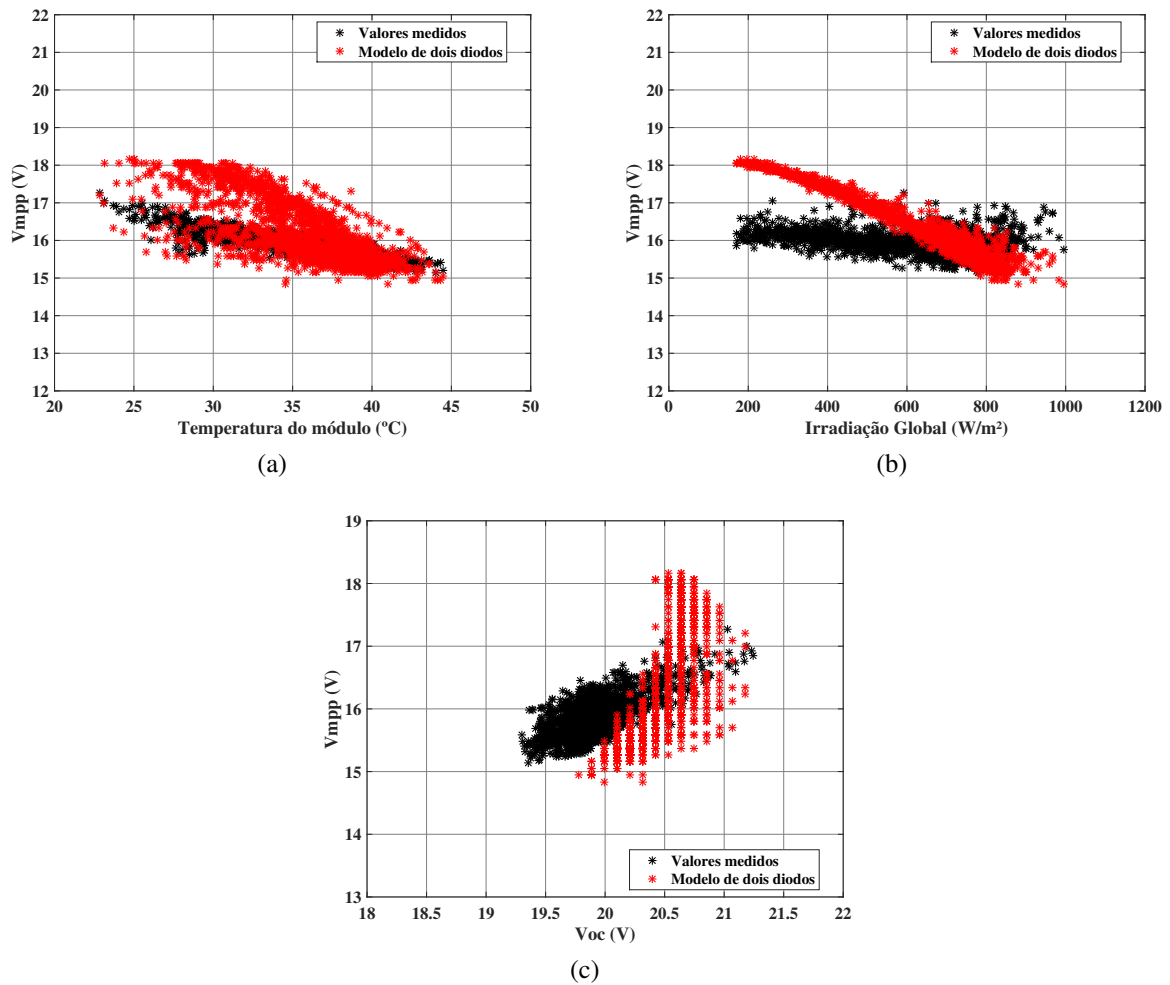
A superestimação dos valores para a tensão de circuito aberto ocorre, pois, no modelo, a variação de temperatura é representada pelo coeficiente de variação da temperatura para a tensão de circuito aberto. Como calculado anteriormente a partir da equação (17) ao utilizar os dados nominais do módulo é previsto uma variação para a tensão de circuito aberto 8,25% maior em relação aos dados experimentais.

Ressalta-se que as variações de radiação global também modificam a tensão V_{oc} como pode ser visto na figura 48b. Para valores menores de radiação incidente sob o módulo fotovoltaico a tensão de circuito aberto medida foi menor que a simulada. Novamente refletindo a melhor representatividade do modelo para radiações mais próximas de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Para o melhor aproveitamento no processo de conversão fotovoltaica é desejado que os módulos fotovoltaicos operem no ponto de máxima potência. Sendo que, a tensão no ponto de máxima potência, normalmente, é utilizada como referência para a operação dos conversores MPPT.

Visando analisar a corrente e tensão no ponto de máxima potência são apresentadas as figuras 49 e 50. A figura 49a mostra a tensão no ponto de máxima potência em função da temperatura do módulo, pode-se observar que assim como a tensão de circuito aberto, a tensão no ponto de máxima é inversamente proporcional a temperatura do módulo.

Figura 49 – Tensão no ponto de máxima potência em função da: (a) temperatura do módulo, (b) radiação global e (c) tensão de circuito aberto.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O modelo também superestima os valores para a tensão no ponto de máxima potência. Analisando a variação dos valores obtidos experimentalmente na figura 49 pode-se dizer que, em condições reais de funcionamento, as resistências série e paralela usadas no modelo de dois diodos, na prática, são variáveis. Pois, pode-se observar que os dados apresentam uma variação menor em função da temperatura.

Além disso, como pode ser visto na figura 49b, os dados experimentais apresentam uma variação menor para a tensão no ponto de máxima potência em função da radiação global evidenciando a variação das resistências série e paralela. Entretanto, o modelo prevê valores fixos de resistência para toda a faixa de operação do módulo avaliado o que consequentemente resulta em valores maiores para a tensão no ponto de máxima potência.

A figura 49c mostra a tensão no ponto de máxima potência em função da tensão de circuito aberto. Pode-se observar uma diferença em relação a dispersão dos dados experimentais. Como o modelo utiliza como variáveis de entrada apenas a radiação e a temperatura do módulo, os valores obtidos a partir das simulações computacionais apresentaram valores iguais para a tensão de circuito aberto em diferentes condições simuladas. Enquanto que, para os dados experimentais, pode-se notar uma dispersão maior.

Além da tensão no ponto de máxima potência pode-se destacar também a corrente no ponto de máxima potência. O ponto de máxima potência é o ponto, no qual, o painel muda a região operação definida na figura 6. Pois, a partir desse ponto o painel deixa de operar como uma fonte de corrente e pode ser analisado como uma fonte de tensão. Dessa forma, espera-se que a corrente no ponto de máxima potência seja a corrente de curto-circuito multiplicada por um fator de escala menor que a unidade como pode ser visto na equação (18).

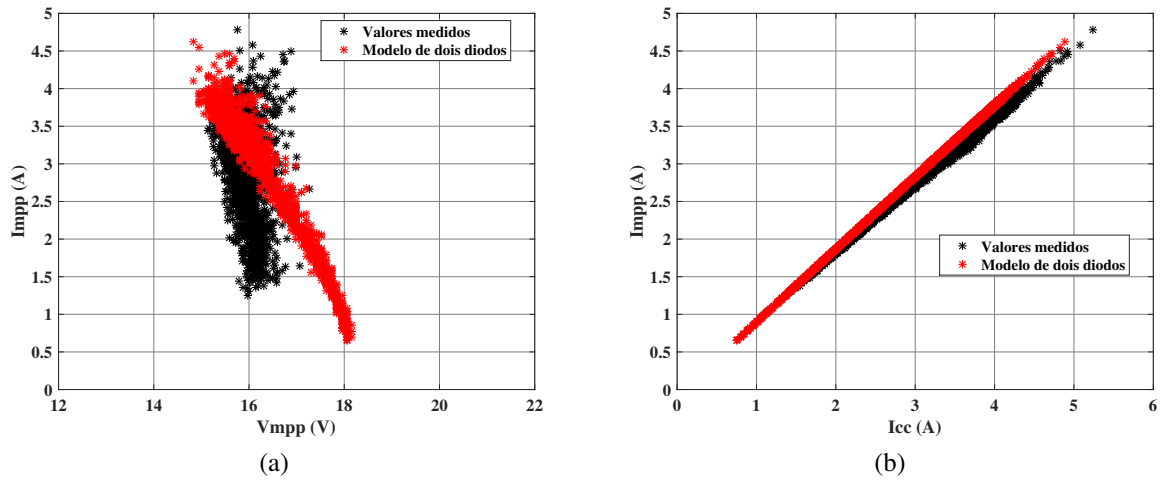
$$I_{mpp} = k \times I_{cc}; \quad k < 1 \quad (18)$$

A figura 50b mostra a corrente no ponto de máxima potência em função da corrente de curto-circuito. Para os valores medidos, a corrente no ponto de máxima potência variou entre 87% e 93% da corrente de curto-circuito. Para os valores simulados os valores oscilaram entre 87% e 95%.

A figura 50a mostra a corrente no ponto de máxima potência em função da tensão no ponto de máxima potência. Pode-se observar a partir da figura 50a a diferença entre os valores obtidos a partir das simulações para a tensão no ponto de máxima potência e corrente no ponto de máxima potência.

Quando comparados os valores de corrente no ponto de máxima potência (figura 50b) observa-se que o modelo apresentou resultados próximos aos obtidos experimentalmente com variações da ordem de 3,2%. Ressalta-se ainda que, de fato, a corrente no ponto de máxima potência é a corrente de curto-circuito multiplicada por um fator de escala menor que a unidade que conforme calculado variou entre 0,9094 e 0,9131 para os dados experimentais. O coeficiente

Figura 50 – Corrente no ponto de máxima potência em função da: (a) tensão no ponto de máxima potência e (b) corrente de curto-circuito.



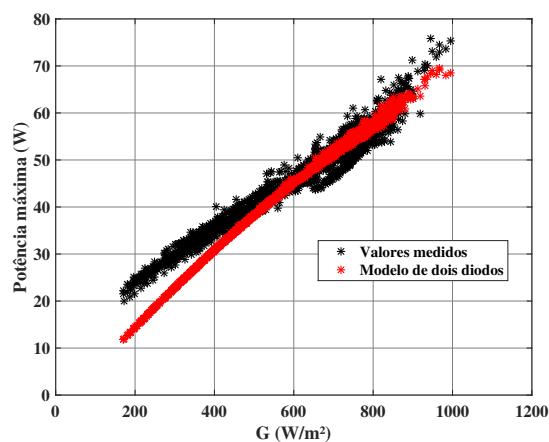
Fonte: Elaborado pelo autor.

de determinação da regressão linear (r^2) obtido foi de 0,9973 o que evidencia a dependência linear entre as variáveis I_{cc} e I_{mpp} .

O ponto de máxima potência é a principal variável de interesse na análise de desempenho dos módulos fotovoltaicos, uma vez que, o objetivo, em geral, é maximizar a energia gerada. Portanto, os valores da potência máxima também foram analisados. É sabido que a potência máxima do módulo é afetada, principalmente, pela radiação incidente sob o mesmo.

A figura 51 mostra a potência máxima do módulo em função da radiação global, nota-se que o modelo em geral subestima a potência máxima para radiações menores que 600 W/m^2 .

Figura 51 – Potência máxima medida e potência simulada em função da radiação global.

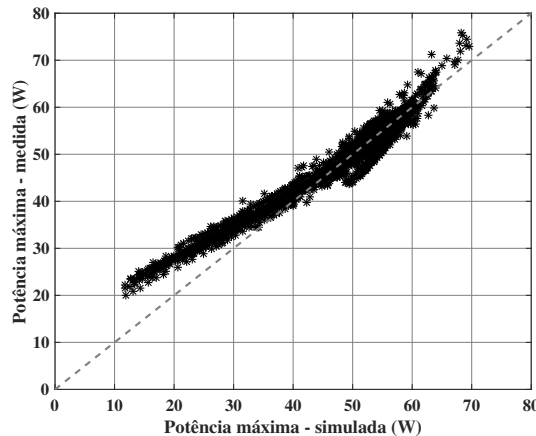


Fonte: Elaborado pelo autor.

A figura 52 mostra a potência máxima medida em função da potência máxima simulada. A linha pontilhada no gráfico indica a igualdade entre estas variáveis. Desse modo, os pontos

acima da reta representam valores maiores para a potência medida em relação a potência simulada, refletindo a subestimação da potência máxima através do modelo.

Figura 52 – Potência máxima medida em função da potência máxima simulada a partir do modelo de dois diodos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

De uma forma geral, o modelo matemático de dois diodos é capaz de prever satisfatoriamente a quantidade de energia gerada para as condições de radiação do local próximas as condições STC. Entretanto, estas condições são diferentes daquelas verificadas em condições reais de operação.

Visando analisar a influência das componentes espectrais da radiação na geração de energia, apresenta-se na figura 53 a potência máxima em função das faixas de radiação medidas (visível e UV). Assim como ocorre para a radiação global (figura 51) a potência máxima varia de forma, aproximadamente, linear com a radiação visível, com coeficiente de determinação (r^2) igual a 0,9775.

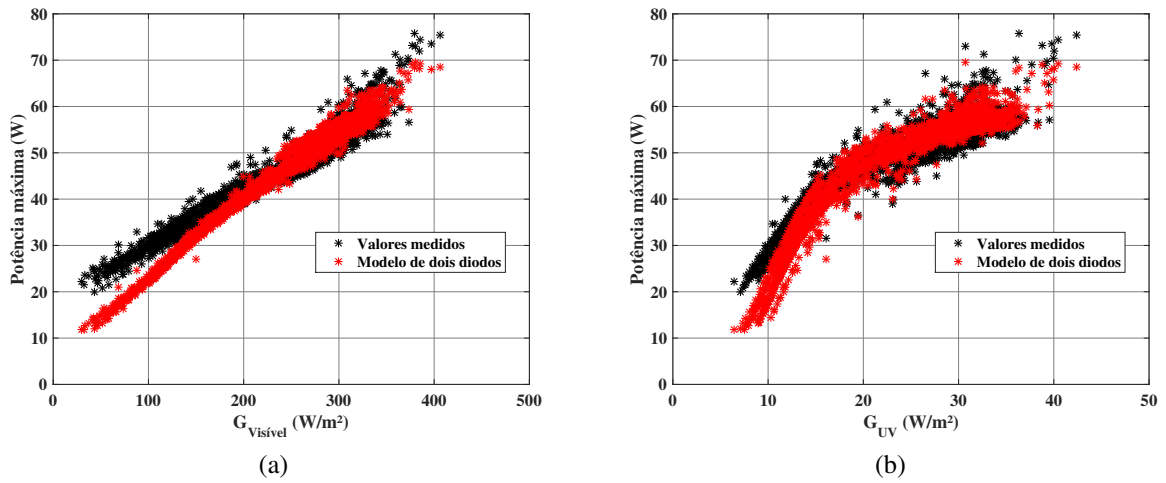
Para a radiação UV pode-se observar duas inclinações diferentes assim como ocorre quando a radiação UV é analisada em função da radiação global (figura 39), refletindo uma aproximação bilinear.

Pode-se observar a partir da figura 53 que o modelo apresenta resultados próximos aos experimentais para as faixas de radiação acima de $200W/m^2$ para a radiação visível e acima de $20W/m^2$ para a radiação UV. A partir das figuras 39 e 40 pode-se observar que esses valores ocorrem para valores de radiação maiores que $600W/m^2$.

Mesmo com uma contribuição menor em relação à radiação visível e a absorção de parte pelo vidro utilizado na proteção das células fotovoltaicas pode-se observar, em alguns casos, que a radiação UV altera a potência gerada pelo módulo avaliado. A contribuição da radiação UV, em termos percentuais, variou entre 2,6% e 5,1% (figura 41a).

A figura 54 mostra as curvas IV e PV obtidas experimentalmente com os mesmos valores

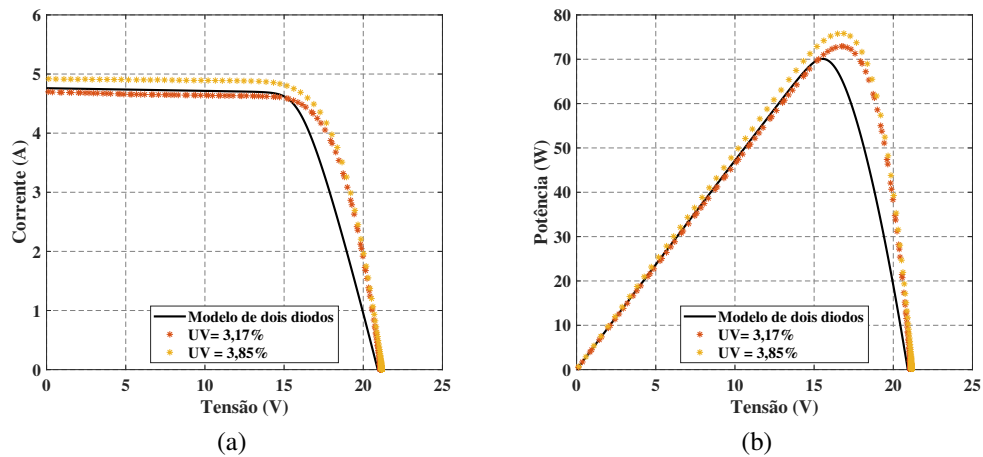
Figura 53 – Potência máxima em função da: (a) radiação visível e (b) da radiação UV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

de temperatura do módulo (igual a $27^{\circ}C$) e radiação global de $944W/m^2$ (sendo a contribuição da radiação UV igual a 3,85%) e $968W/m^2$ (com UV igual a 3,17%).

Figura 54 – Comparação entre as curvas medidas com diferentes porcentagens para a radiação UV (a) curvas IV e (b) curvas PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Sendo que, a curva com menor corrente de curto-circuito é referente a radiação global de $968W/m^2$ ($UV = 3,17\%$). A potência máxima para a curva com maior porcentagem de radiação UV e menor radiação global foi de $75,80W$. Para a curva com maior radiação global e menor porcentagem de radiação UV a potência de saída foi de $72,93W$. Enquanto que o modelo teve uma potência máxima de $70,08W$.

A partir dos valores obtidos para a potência máxima do módulo pode ser calculada a

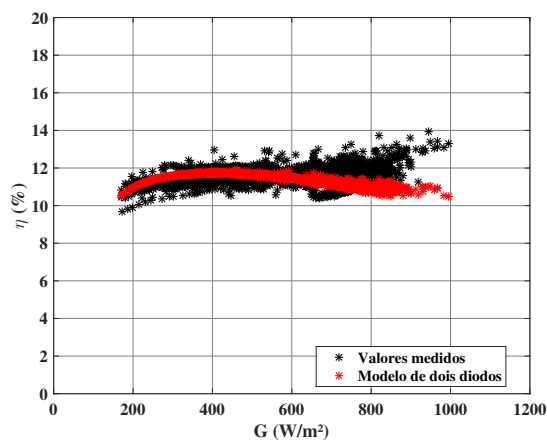
eficiência do painel a partir da equação (19).

$$\eta = \frac{P_{max}}{G_{global} \times A} \times 100 \quad (19)$$

Sendo, η a eficiência do módulo, P_{max} a potência máxima do módulo, G_{global} a radiação global incidente sob o módulo e A a área do módulo.

A figura 55 mostra os valores obtidos para eficiência do módulo em função da radiação global.

Figura 55 – Eficiência do módulo em função da radiação global incidente sob o mesmo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para os dados experimentais a eficiência variou entre 9,67% e 13,92%. Para os dados simulados a eficiência variou entre 10,49% e 11,89%.

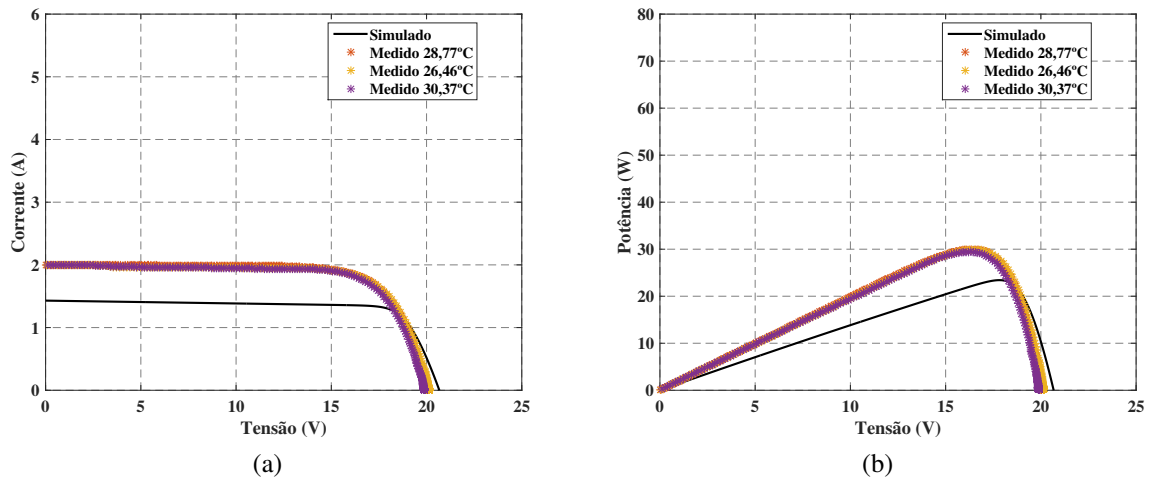
5.5 Comparação entre as curvas IV e PV simuladas e experimentais

Para fins de comparação foram utilizadas algumas curvas IV e PV a fim de comparar as curvas do modelo com as curvas obtidas em condições reais de operação. A comparação foi dividida de acordo com a corrente de curto-circuito obtida de forma experimental. Foram escolhidos valores em torno de $2A$, $3A$, $4A$ e $5A$.

Para as curvas obtidos em torno de $2A$, a temperatura média foi de $28,53^{\circ}C$ e a radiação global média de $287W/m^2$. A figura 56 mostra as curvas IV e PV obtidas. Observa-se a partir da análise da figura 56a que a corrente de curto-circuito medida, nessa região de operação, é maior que a corrente de curto-circuito simulada. Como também pode ser observado na figura 45a. Destaca-se ainda o deslocamento do ponto de máxima potência entre a curva medida e a curva simulada, como pode ser visto na figura 56b. O fator de forma, definido na equação (7) também

pode ser utilizada a fim de comparar os parâmetros em torno da região de máxima potência. Para as curvas experimentais o fator de forma teve uma média de 0,74 e para a curva simulada o fator de forma obtido foi de 0,7895. O fator de forma maior obtido a partir da simulação evidencia o deslocamento do ponto de máxima potência entre as curvas experimentais e a curva simulada.

Figura 56 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto-circuito medidas em torno de 2A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

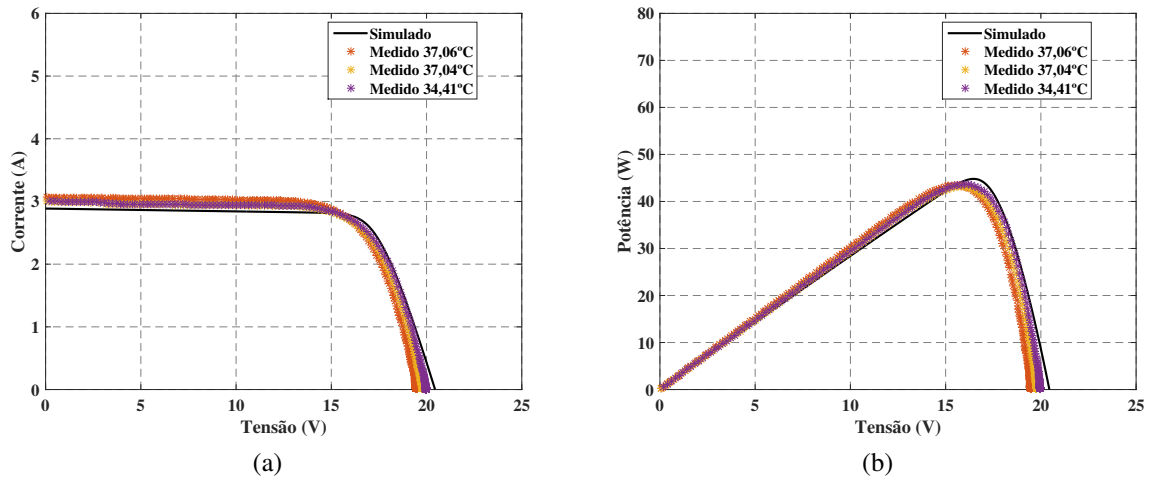
Como pode ser visto na figura 45a para valores maiores da corrente de curto-circuito o modelo apresenta uma exatidão maior em comparação com os valores medidos. A figura 57 mostra as curvas obtidas quando a corrente de curto-circuito medida ficou em torno de 3A. Para essa região de operação a temperatura média foi de $36,17^{\circ}\text{C}$ e a radiação global média de $575\text{W}/\text{m}^2$.

Para a corrente de curto-circuito em torno de 3A, pode-se notar uma aproximação maior do modelo com os dados experimentais. Analisando as curvas é possível observar a influência do deslocamento do ponto de máxima potência. Pois, mesmo com uma corrente de curto-circuito menor o modelo possui uma potência máxima ($44,81\text{W}$) superior à medida experimentalmente ($43,38\text{W}$). O fator de forma obtido a partir das simulações e medido experimentalmente foi de 0,7559 e 0,7273, respectivamente.

Para a corrente de curto-circuito medida em torno de 4A, o modelo representa as curvas IV e PV de forma, praticamente, sobreposta sobre as curvas experimentais como mostrado na figura 58. Para essa condição, a temperatura média foi de $40,15^{\circ}\text{C}$ e a radiação global média de $778\text{W}/\text{m}^2$.

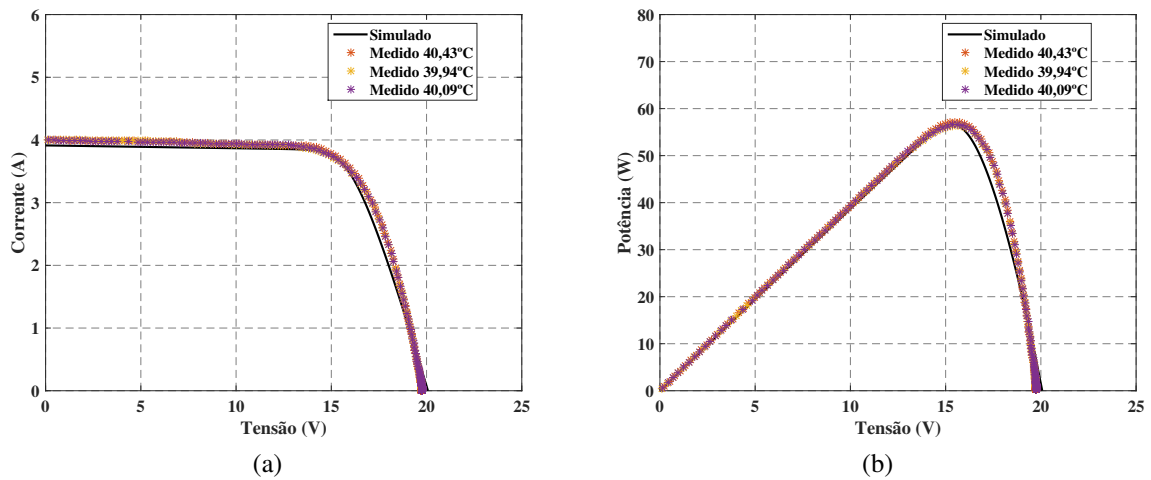
A potência máxima medida e simulada foi de $56,68\text{W}$ e $56,63\text{W}$, respectivamente. O fator de forma medido e simulado foi de 0,7170 e 0,7199, respectivamente. Pode-se notar que, nessa região de operação, o modelo é mais preciso e praticamente não apresenta variações em relação aos dados experimentais.

Figura 57 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto-circuito medidas em torno de 3A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 58 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto-circuito medidas em torno de 4A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.



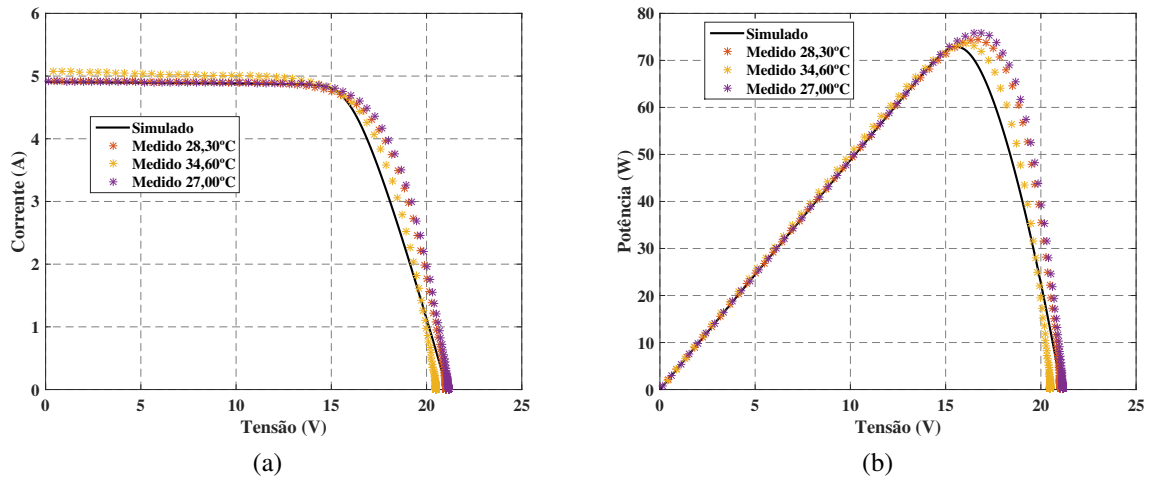
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para correntes de curto-circuito em torno de 5A o modelo prevê uma geração de energia menor em relação aos dados experimentais como pode ser visto nas figuras 45a e 59. Os valores médios de temperatura e radiação global foram de $29,97^{\circ}\text{C}$ e $965\text{W}/\text{m}^2$, respectivamente.

Os valores obtidos para o fator de forma a partir dos dados experimentais e simulados foram 0,7181 e 0,7434, respectivamente. A potência máxima medida e simulada foi de 74,62W e 72,28W, respectivamente.

A fim de avaliar a influência das variáveis analisadas no desempenho do módulo fotovoltaico avaliado foi calculada a correlação entre as variáveis medidas experimentalmente. A tabela 4 mostra os valores obtidos para cada uma das variáveis. Observa-se que a massa de ar

Figura 59 – Comparação entre as curvas medidas e simuladas para correntes de curto-circuito medidas em torno de 5A: (a) curvas IV e (b) curvas PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

apresenta uma correlação elevada com a radiação medida e, consequentemente, com a corrente de curto-circuito e a potência máxima do módulo. Pode-se observar ainda que a temperatura possui correlação apenas com a tensão do módulo sob teste.

Tabela 4 – Coeficientes de correlação para os valores experimentais.

	I_{cc}	V_{oc}	V_{mpp}	I_{mpp}	P_{max}	$Global$	$Visível$	UV	T_{amb}	T_{placa}	AM
I_{cc}	1	0,22	-0,50	1,00	0,99	0,98	0,98	0,94	0,12	0,63	-0,94
V_{oc}		1	0,66	0,23	0,30	0,22	0,17	0,21	-0,79	-0,57	-0,13
V_{mpp}			1	-0,50	-0,42	-0,47	-0,51	-0,46	-0,70	-0,89	0,52
I_{mpp}				1	1,00	0,98	0,98	0,93	0,11	0,62	-0,94
P_{max}					1	0,98	0,98	0,93	0,05	0,57	-0,93
$Global$						1	0,99	0,94	0,12	0,62	-0,96
$Visível$							1	0,94	0,17	0,66	-0,97
UV								1	0,07	0,58	-0,90
T_{amb}									1	0,65	-0,16
T_{placa}										1	-0,67
AM											1

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.6 Considerações finais

A partir dos dados obtidos experimentalmente foi possível identificar o comportamento das faixas do espectro solar medido em função da massa de ar. Pode-se observar que as componentes medidas possuem uma distribuição típica para o período analisado. A massa de ar possui uma relação inversamente proporcional com a radiação solar.

A radiação UV possui uma distribuição diferente das outras faixas analisadas (visível e global), uma vez que, pode-se observar uma elevação maior no fim da manhã (11h às 12h). Enquanto que no início da tarde (12h às 14h) a mesma possui uma atenuação elevada. No fim da tarde tem-se um decaimento menor da radiação UV.

A radiação visível e a radiação global apresentaram, praticamente, a mesma distribuição ao longo dos dias analisados. Descrevendo o comportamento típico da radiação solar para um dia de céu claro. Valores baixos no início da manhã que vão aumentando até um valor máximo que ocorre às 12h (hora solar). Após a passagem do sol pelo meridiano local a radiação global e visível voltam a diminuir até o fim do dia.

Também foi possível analisar a distribuição das componentes espectrais (UV e visível) em função da radiação global. Pode-se observar que a radiação UV possui uma dispersão maior dos dados. Quando comparada a radiação visível em função da radiação global, praticamente, não há dispersão dos dados.

Foi possível analisar a influência da temperatura na geração de energia a partir do módulo fotovoltaico avaliado. A temperatura modifica, principalmente, a tensão de circuito dos módulos fotovoltaicos de forma inversamente proporcional. Dessa forma, o aumento da temperatura de operação do módulo fotovoltaico reduz a tensão de circuito aberto e, conseqüentemente, a potência gerada. A partir dos dados medidos também foi possível constatar que a redução da radiação sob o módulo também reduz a tensão de circuito aberto do mesmo.

Os dados experimentais foram comparados com os dados obtidos a partir de simulações computacionais utilizando o modelo de dois diodos. Pode-se constatar, para o módulo avaliado, que o modelo é mais exato para valores de radiação global acima de $600W/m^2$. Espera-se que para valores de radiação próximos de $1000W/m^2$ o modelo também apresente uma exatidão elevada, uma vez que, o modelo é obtido a partir dos dados nominais do módulo para as condições STC.

Foi identificado, em alguns casos, que a radiação UV influencia a geração de energia para o módulo avaliado. Pois, para valores incidentes de radiação global próximos a potência de saída do módulo avaliado é maior nos casos, nos quais, a porcentagem da radiação UV é maior na composição do espectro solar.

A previsão de geração de energia, para o módulo avaliado, a partir do modelo de dois diodos, na maioria dos casos, prevê uma geração de energia menor do que a medida experimentalmente. A previsão de energia menor calculada a partir do modelo pode afetar o projeto de sistemas fotovoltaicos, uma vez que, os mesmos possuem uma quantidade elevada de módulos fotovoltaicos. Os dados obtidos em condições reais de funcionamento podem ser utilizados para o desenvolvimento de modelos mais precisos a fim de prever a geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos.

6 Conclusão

Neste trabalho foi apresentado o desenvolvimento de um sistema para caracterização de painéis fotovoltaicos em condições reais de operação. O sistema foi desenvolvido utilizando a plataforma de aquisição de dados myRIO fabricado pela *National Instruments*. Visando a redução dos custos do sistema de caracterização, foram utilizados sensores de baixo custo para a medição das variáveis elétricas e ambientais de interesse. A tensão foi medida a partir de um divisor resistivo e a corrente por meio de um resistor *shunt*. A medição das temperaturas do módulo e ambiente foram realizadas por meio de sensores do tipo LM35. As medições da radiação global e de suas componentes espectrais UV e visível foram realizadas por meio de fotodiodos operando nas respectivas faixas de interesse do espectro solar. As medições das variáveis elétricas e ambientais foram sincronizadas por meio do software desenvolvido para coleta, acionamento e visualização dos dados. O caracterizador desenvolvido foi utilizado para a caracterização de um painel fotovoltaico de 80W fabricado pela *Kyocera* em condições reais de operação. Os ensaios foram realizados entre os meses de junho e agosto de 2017.

As curvas características do módulo fotovoltaico avaliado foram obtidas por meio do sistema desenvolvido baseado no método de carga capacitivo. A fim de analisar a influência da distribuição do espectro solar na geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos, foram realizadas diversas medições da radiação UV, visível e global ao longo do dia e em diferentes dias.

A partir dos dados coletados, foi possível analisar o perfil de variação da radiação ao longo dos dias e verificar qual a influência das componentes espectrais medidas UV e visível na radiação global. Foi analisado também as variações das componentes espectrais medidas em função da massa de ar e da radiação global.

Baseado na análise dos dados medidos pode-se constatar que ambas as componentes espectrais medidas (UV e visível) possuem uma forte correlação linear com a radiação global. Sendo que, a radiação UV apresentou taxas de crescimento e decaimento diferentes para alguns períodos do dia.

A partir dos dados medidos observou-se que a radiação UV pode alterar a potência gerada em determinadas condições operacionais, uma vez que, para a mesma quantidade de radiação global incidente sob a placa foi possível identificar potências de saída diferentes em função da porcentagem da radiação UV em relação à radiação global. Ressalta-se que a temperatura observada também foi a mesma para os casos avaliados.

A partir das medições feitas para a temperatura da placa, foi possível identificar os impactos da variação de temperatura na geração de energia. Foi verificado experimentalmente que a temperatura modifica a tensão de circuito do painel. Enquanto que a corrente de curto-

circuito não sofre mudanças significativas com a variação da temperatura.

Também foi avaliado a eficácia do modelo de dois diodos para a representação do módulo avaliado em condições reais de operação. O modelo avaliado representou melhor o módulo avaliado para valores de radiação acima de $600W/m^2$. Para valores de radiação menores, o modelo apresenta uma imprecisão maior em relação aos dados experimentais. Contudo, devido a simplicidade do modelo, o mesmo pode ser utilizado para análises de estimativas de geração de energia. Entretanto, para obter uma maior precisão do modelo, a caracterização *in loco* deve ser realizada possibilitando assim a estimação da energia a ser gerada com maior precisão.

6.1 Trabalhos futuros

O caracterizador desenvolvido pode ser utilizado para a caracterização de outros módulos com tecnologias de fabricação distintas. Além disso, devido a modularidade, o caracterizador pode ser adaptado para a realização em módulos ou conjunto de módulos com potência mais elevada.

A análise preliminar do espectro solar feita pode ser expandida a fim de quantificar com uma maior precisão os efeitos provocados pela radiação UV na variação de potência dos módulos fotovoltaicos.

Pode-se ainda aprimorar o caracterizador desenvolvido a fim de fazer a aquisição de dados sem a intervenção de operadores, uma vez que, essa intervenção limita os horários dos testes devido à necessidade de um operador para a execução dos ensaios.

A fim de reduzir ainda mais os custos do caracterizador desenvolvido podem ser utilizados para a aquisição de dados e acionamento do circuito de carga e descarga outros dispositivos, como exemplo, um processador digital de sinais ou um computador *single board* de baixo custo. Ressalta-se que, é importante verificar se o dispositivo utilizado para a aquisição de dados em tempo é compatível com o dimensionamento do circuito utilizado para a obtenção das curvas IV.

Referências

ABDEEN, E.; ORABI, M.; HASANEEN, E.-S. Optimum tilt angle for photovoltaic system in desert environment. **Solar Energy**, v. 155, p. 267 – 280, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.031>>. Citado na página 24.

ALQAHTANI, A. H.; ABUHAMDEH, M. S.; ALSMADI, Y. M. A simplified and comprehensive approach to characterize photovoltaic system performance. In: **2012 IEEE Energytech**. [s.n.], 2012. p. 1–6. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/EnergyTech.2012.6304628>>. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 28.

BATISTA, V. L. J.; CHENLO, F.; AFONSO, J. L. Low-cost instrument for tracing current-voltage characteristics of photovoltaic modules. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality**, p. 1012–1017, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.

BAZYARI, S. et al. A study on the effects of solar tracking systems on the performance of photovoltaic power plants. **Journal of Power and Energy Engineering**, Scientific Research Publishing, v. 2, n. 04, p. 718–728, 2014. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.4236/jpee.2014.24096>>. Citado na página 23.

BELLIA, H.; YOUCEF, R.; FATIMA, M. A detailed modeling of photovoltaic module using matlab. **NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics**, v. 3, n. 1, p. 53 – 61, 2014. ISSN 2090-9977. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.nrjag.2014.04.001>>. Citado na página 28.

BLAESSER, G.; MUNRO, D. **Guidelines for the assessment of photovoltaic plants**. [S.l.]: Office for Official Publications of the European Communities, 1995. Citado na página 37.

BLOEMINK, J. M.; GREEN, T. C. Benefits of distribution-level power electronics for supporting distributed generation growth. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, p. 911–919, 2013. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2232313>>. Citado na página 23.

BOLZAN, M. B. **Desenvolvimento de um piranômetro baseado em componentes semicondutores**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014. Citado na página 32.

BRASIL, E. d. P. E. Balanço energético nacional 2017: ano base 2016. **Rio de Janeiro**, 2017. Citado na página 1.

BRITO, E. M. d. S.; ANTÔNIO, A. d. S.; CUPERTINO, A. F.; PEREIRA, H. A. Characterization of solar panel using capacitive load. In: **2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications**. [s.n.], 2014. p. 1–7. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/INDUSCON.2014.7059472>>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 36.

CEMIG, C. E. D. M. G. **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**. [S.l.]: CEMIG, 2012. ISBN 9788587929501. Citado na página 19.

COMMONS, W. **File-Simulated direct irradiance spectra for air mass=0 to 10 with SMARTS 2.9.5.png - Wikimedia Commons, the free media repository**. 2017. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?title=File:Simulated_direct_irradiance_

[spectra_for_air_mass%3D0_to_10_with_SMARTS_2.9.5.png&oldid=263085768](#)>. Acessado em: 14/11/2017. Citado na página 22.

COOK, G.; BILLMAN, L.; ADCOCK, R. **Photovoltaic fundamentals**. [S.l.]: National Renewable Energy Laboratory, 1995. Citado na página 4.

COTAL, H. et al. Iii-v multijunction solar cells for concentrating photovoltaics. **Energy Environ. Sci.**, The Royal Society of Chemistry, v. 2, p. 174–192, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1039/B809257E>>. Citado na página 26.

CRESESB; CEPEL. **Tutorial de energia solar fotovoltaica**. 2017. <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=301>. Acessado em: 14/11/2017. Citado na página 21.

CRISTALDI, L.; FAIFER, M.; ROSSI, M.; PONCI, F. A simple photovoltaic panel model: Characterization procedure and evaluation of the role of environmental measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 61, n. 10, p. 2632–2641, 2012. ISSN 0018-9456. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/TIM.2012.2199196>>. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 27.

DIAS, C. L. de A.; BRANCO, D. A. C.; AROUCA, M. C.; LEGEY, L. F. L. Performance estimation of photovoltaic technologies in brazil. **Renewable Energy**, v. 114, Part B, p. 367 – 375, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.033>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 21.

DURÁN, E.; ANDÚJAR, J. M.; GALÁN, J.; CARDONA, M. Sidrach-de. Methodology and experimental system for measuring and displaying I–V characteristic curves of PV facilities. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, John Wiley & Sons, Ltd., v. 17, n. 8, p. 574–586, 2009. ISSN 1099-159X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/pip.909>>. Citado na página 17.

DURAN, E. et al. Different methods to obtain the I-V curve of PV modules: A review. In: **2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [s.n.], 2008. p. 1–6. ISSN 0160-8371. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/PVSC.2008.4922578>>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 17.

EKE, R.; BETTS, T.; GOTTSCHALG, R. Spectral irradiance effects on the outdoor performance of photovoltaic modules. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 429 – 434, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.062>>. Citado 3 vezes nas páginas 20, 26 e 31.

FERNÁNDEZ-RECHE, J. et al. PSA solar furnace: A facility for testing PV cells under concentrated solar radiation. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, n. 15, p. 2480 – 2488, 2006. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2006.03.030>>. Citado na página 16.

FRAUNHOFER, I. **Photovoltaics report**. [S.l.], 2017. Citado 3 vezes nas páginas 1, 22 e 26.

GASPARIN, F. P. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (version 50). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 25, n. 7, p. 668–676, 2017. ISSN 1099-159X. PIP-17-089. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1002/pip.2909>>. Citado na página 25.

HAAG, R. **Desenvolvimento de um radiômetro espectral e metodologia para caracterização do espectro solar**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

HISHIKAWA, Y. et al. Precise outdoor pv module performance characterization under unstable irradiance. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 6, n. 5, p. 1221–1227, 2016. ISSN 2156-3381. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/JPHOTOV.2016.2571620>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 45.

IEC, I. E. C. **Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data**. [S.l.: s.n.], 2016. Citado na página 1.

INSTRUMENTS, TEXAS. **LM35 Precision Centigrade Temperature Sensors**. [S.l.], 2016. Disponível em <<http://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm35.pdf>>. Citado na página 40.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z.; TAHERI, H. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 2, p. 586 – 594, 2011. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.09.023>>. Citado 6 vezes nas páginas 5, 6, 7, 10, 11 e 12.

JELLE, B. P.; BREIVIK, C.; RØKENES, H. D. Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 100, n. Supplement C, p. 69 – 96, 2012. ISSN 0927-0248. Photovoltaics, Solar Energy Materials, and Technologies: Cancun 2010. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2011.12.016>>. Citado na página 23.

KRISMADINATA; RAHIM, N. A.; PING, H. W.; SELVARAJ, J. Photovoltaic module modeling using simulink/matlab. **Procedia Environmental Sciences**, v. 17, n. Supplement C, p. 537 – 546, 2013. ISSN 1878-0296. The 3rd International Conference on Sustainable Future for Human Security, SUSTAIN 2012, 3-5 November 2012, Clock Tower Centennial Hall, Kyoto University, JAPAN. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.proenv.2013.02.069>>. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 28.

KYOCERA. **KC80-01 High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module**. [S.l.], 2004. Citado 3 vezes nas páginas 35, 38 e 56.

LACCHINI, C.; ANTONIOLLI, A. F.; RÜTHER, R. The influence of different irradiation databases on the assessment of the return of capital invested in residential PV systems installed in different locations of the brazilian territory. **Solar Energy**, v. 155, p. 893 – 901, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.004>>. Citado na página 26.

LAPIS SEMICONDUCTOR. **UV Sensor with Voltage Output**. [S.l.], 2013. Disponível em <https://cdn.sparkfun.com/datasheets/Sensors/LightImaging/ML8511_3-8-13.pdf>. Citado na página 43.

LEMOS, L. de O. **Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado) — Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.

LIN, C.-L. Case study of solar power producing efficiency from a photovoltaic system. **Open Journal of Energy Efficiency**, Scientific Research Publishing, v. 4, n. 03, p. 45–52, 2015. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.4236/ojee.2015.43005>>. Citado na página 22.

LUNA, M. L. M.; CARVALHO, P. C. M. de. Desenvolvimento e validação de traçador de curva I-V para módulos fotovoltaicos. In: **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. [S.l.: s.n.], 2016. Citado na página 15.

MAGHAMI, M.; HIZAM, H.; GOMES, C. Impact of dust on solar energy generation based on actual performance. In: **2014 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)**. [s.n.], 2014. p. 388–393. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/PECON.2014.7062476>>. Citado na página 24.

MALIK, A.; DAMIT, S. J. B. H. Outdoor testing of single crystal silicon solar cells. **Renewable Energy**, v. 28, n. 9, p. 1433 – 1445, 2003. ISSN 0960-1481. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(02\)00255-0](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00255-0)>. Citado na página 13.

MUÑOZ, J.; LORENZO, E. Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays. **Solar Energy**, v. 80, n. 11, p. 1489 – 1497, 2006. ISSN 0038-092X. European Solar Conference (EuroSun 2004)EuroSun Conference 2004. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2005.09.013>>. Citado 4 vezes nas páginas 13, 14, 29 e 37.

NATIONAL, I. **USER GUIDE AND SPECIFICATIONS NI myRIO-1900**. 2013. <<http://www.ni.com/pdf/manuals/376047c.pdf>>. Acessado em: 15/10/2017. Citado na página 39.

NATIONAL, I. **LabVIEW - National instruments**. 2017. <<http://www.ni.com/pt-br/shop/labview.html>>. Acessado em: 14/11/2017. Citado na página 45.

OREGON, U. **Sun path chart program**. 2017. <<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>>. Acessado em: 14/11/2017. Citado na página 20.

PAVAN, A. M.; VERGURA, S.; MELLIT, A.; LUGHI, V. Explicit empirical model for photovoltaic devices. experimental validation. **Solar Energy**, v. 155, p. 647 – 653, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.002>>. Citado 4 vezes nas páginas 8, 23, 27 e 28.

PHILIPPS, S. et al. Energy harvesting efficiency of iii-v triple-junction concentrator solar cells under realistic spectral conditions. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 94, n. 5, p. 869 – 877, 2010. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.01.010>>. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 23.

PIERRO, M.; BUCCI, F.; CORNARO, C. Full characterization of photovoltaic modules in real operating conditions: theoretical model, measurement method and results. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 4, p. 443–461, 2015. ISSN 1099-159X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/pip.2450>>. Citado 5 vezes nas páginas 8, 12, 23, 28 e 29.

PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; MORA-LÓPEZ, L.; CARDONA, M. Sidrach-de. Experimental system for current–voltage curve measurement of photovoltaic modules under outdoor conditions. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, John Wiley & Sons, Ltd., v. 19, n. 5, p. 591–602, 2011. ISSN 1099-159X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/pip.1073>>. Citado na página 17.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. [S.l.]: CEPEL, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 8, 18, 19 e 20.

PVPS, I. Snapshot of global photovoltaic markets. **IEA Photovoltaic Power Systems Programme Report T1-31**, 2017. Citado na página 22.

PVSYST. **Photovoltaic software**. 2017. <<http://www.pvsyst.com>>. Acessado em: 04/07/2017. Citado na página 26.

RAO, A.; PILLAI, R.; MANI, M.; RAMAMURTHY, P. Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance. **Energy Procedia**, v. 54, n. Supplement C, p. 690 – 700, 2014. ISSN 1876-6102. 4th International Conference on Advances in Energy Research (ICAER 2013). Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.310>>. Citado na página 24.

RITZEN, M. et al. Environmental impact comparison of a ventilated and a non-ventilated building-integrated photovoltaic rooftop design in the netherlands: Electricity output, energy payback time, and land claim. **Solar Energy**, v. 155, n. Supplement C, p. 304 – 313, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.041>>. Citado na página 23.

RODRIGO, P. M.; FERNÁNDEZ, E. F.; ALMONACID, F. M.; PÉREZ-HIGUERAS, P. J. Quantification of the spectral coupling of atmosphere and photovoltaic system performance: Indexes, methods and impact on energy harvesting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 163, p. 73 – 90, 2017. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.01.018>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.

RYER, A. **Light measurement handbook**. [S.l.: s.n.], 1997. Citado na página 44.

SAH, C. t.; NOYCE, R. N.; SHOCKLEY, W. Carrier generation and recombination in p-n junctions and p-n junction characteristics. **Proceedings of the IRE**, v. 45, n. 9, p. 1228–1243, 1957. ISSN 0096-8390. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/JRPROC.1957.278528>>. Citado na página 5.

SAHBEL, A.; HASSAN, N.; ABDELHAMEED, M. M.; ZEKRY, A. Experimental performance characterization of photovoltaic modules using DAQ. **Energy Procedia**, v. 36, p. 323 – 332, 2013. ISSN 1876-6102. TerraGreen 13 International Conference 2013 - Advancements in Renewable Energy and Clean Environment. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.037>>. Citado na página 16.

SANTOS Ísis Portolan dos; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (bipv) and building-applied photovoltaics (bapv) in single-family, urban residences at low latitudes in brazil. **Energy and Buildings**, v. 50, p. 290 – 297, 2012. ISSN 0378-7788. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.03.052>>. Citado na página 23.

SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 107, p. 576 – 604, 2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.030>>. Citado na página 25.

SPERTINO, F. et al. Capacitor charging method for I–V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 119, p. 461 – 473, 2015. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.06.032>>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 29.

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, n. 4, p. 1325–1333, 2013. ISSN 2156-3381. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2271191>>. Citado na página 30.

STANDARD, A. G173-03 (reapproved 2012), standard tables for reference solar spectral irradiances: Direct normal and hemispherical on 37 tilted surface. **West Conshohocken, PA: ASTM International**, 2012. Citado na página 23.

SWERA. **Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)**. 2017. <<https://openei.org/apps/SWERA/>>. Acessado em: 04/07/2017. Citado na página 26.

TANESAB, J.; PARLEVLIET, D.; WHALE, J.; URMEE, T. Seasonal effect of dust on the degradation of PV modules performance deployed in different climate areas. **Renewable Energy**, v. 111, p. 105 – 115, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.091>>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.

TIMÒ, G. **Course on CPV**. 2014. <<http://www.sunonclean.eu/>>. Acessado em: 14/11/2017. Citado na página 26.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. ISSN 0885-8993. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862>>. Citado 2 vezes nas páginas 4 e 6.

WIESENFARTH, M. et al. **Current status of concentrator photovoltaic (CPV) technology**. Colorado, USA, 2017. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cpv-report-ise-nrel.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

YANDT, M. D. et al. Dynamic real-time i-v curve measurement system for indoor/outdoor characterization of photovoltaic cells and modules. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 5, n. 1, p. 337–343, 2015. ISSN 2156-3381. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2366690>>. Citado na página 22.

YILDIRAN, N.; TACER, E. Identification of photovoltaic cell single diode discrete model parameters based on datasheet values. **Solar Energy**, v. 127, n. Supplement C, p. 175 – 183, 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.024>>. Citado na página 28.

YU, G.; JUNG, Y.; CHOI, J.; KIM, G. A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms. **Solar Energy**, v. 76, n. 4, p. 455 – 463, 2004. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.038>>. Citado na página 6.

ZHANG, W.; KIMBALL, J. W. DC-DC converter based photovoltaic simulator with a double current mode controller. In: **2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)**. [s.n.], 2016. p. 1–6. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/PECI.2016.7459261>>. Citado na página 18.

ZHEN, Z. et al. The effects of inclined angle modification and diffuse radiation on the sun-tracking photovoltaic system. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 7, n. 5, p. 1410–1415, 2017. ISSN 2156-3381. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2715718>>. Citado na página 23.

ZOMER, C. D.; COSTA, M. R.; NOBRE, A.; RÜTHER, R. Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (bipv and bapv) in brazilian airports. **Energy and Buildings**, v. 66, n. Supplement C, p. 607 – 615, 2013. ISSN 0378-7788. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.07.076>>. Citado na página 23.