



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AGUINALDO JOSÉ DO NASCIMENTO JUNIOR

**CONTRIBUIÇÃO À MODELAGEM DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E
PROPOSTA DE UMA TÉCNICA HÍBRIDA DE SEGUIMENTO DO PONTO DE
MÁXIMA POTÊNCIA COM ESTIMADOR DE IRRADIÂNCIA**

Recife

2018

AGUINALDO JOSÉ DO NASCIMENTO JUNIOR

**CONTRIBUIÇÃO À MODELAGEM DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E
PROPOSTA DE UMA TÉCNICA HÍBRIDA DE SEGUIMENTO DO PONTO DE
MÁXIMA POTÊNCIA COM ESTIMADOR DE IRRADIÂNCIA**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti

Coorientador: Prof. Dr. Fabrício Bradaschia

Recife

2018

Catálogo na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

- N244c Nascimento Junior, Aguinaldo José do.
Contribuição à modelagem de módulos fotovoltaicos e proposta de uma técnica híbrida de seguimento do ponto de máxima potência com estimador de irradiância / Aguinaldo José do Nascimento Junior. - 2018.
174 folhas, il., tab., abr. e sigl.
- Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti.
Coorientador: Prof. Dr. Fabrício Bradaschia.
- Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.
Inclui Referências e Apêndice.
1. Engenharia Elétrica. 2. Módulo fotovoltaico. 3. Sistema fotovoltaico. 4. Modelo de dois diodos. 5. Estimação de parâmetros. 6. Seguimento do ponto de máxima potência. I. Cavalcanti, Marcelo Cabral (Orientador). II. Bradaschia, Fabrício. (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-286

AGUINALDO JOSÉ DO NASCIMENTO JUNIOR

**CONTRIBUIÇÃO À MODELAGEM DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E
PROPOSTA DE UMA TÉCNICA HÍBRIDA DE SEGUIMENTO DO PONTO DE
MÁXIMA POTÊNCIA COM ESTIMADOR DE IRRADIÂNCIA**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovada em: 28 / 08 / 2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Fabrício Bradaschia (Coorientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Leandro Michels (Examinador Externo)
Universidade Federal de Santa Maria

Prof. Dr. Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa (Examinador Externo)
Universidade Federal de Campina Grande

Dedico aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pela dom da vida, pela saúde e por todas as graças que me foram concedidas, sua fidelidade é incomensurável.

Agradeço imensamente aos meus pais Aguinaldo e Lourdes, pois sempre me apoiaram em todas as fases da minha vida, mostrando-me o verdadeiro amor incondicional.

A Alexsandra, pelo seu amor, companheirismo e compreensão. Foi nos momentos mais difíceis que sua paciência e carinho me fizeram focar no que realmente deveria ser feito. Assim, seu apoio foi se tornando cada vez mais fundamental.

Sou extremamente grato aos alunos do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da UFPE, especialmente a Luiz Genú, sempre com informações técnicas fundamentais, e Emerson Silva, parceiro de pesquisa em modelos de módulos fotovoltaicos, com ele foram discutidas as principais questões científicas, dúvidas e soluções. Não menos importante os amigos Thiago Cardoso, Eduardo Barbosa e Arthur Szpak também contribuíram diretamente neste trabalho, além da amiga Angêlica da Silva que foi de grande importância na montagem da bancada experimental e Rafael Neto, sempre à disposição durante o semestre que passamos na UFSM em Santa Maria. No mais, gostaria de agradecer a Calebe Hermann, Eduardo Stangler, Márcio Rodrigo, Márcio Dilermano, Anderson Lopes, Leonardo Costa e Alex Silva, pela convivência sadia, estudos, diversões e cafés memoráveis, e aos demais amigos que direta ou indiretamente estiveram presentes durante toda essa fase.

Agradeço aos membros do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) da UFSM, pelo acolhimento durante o semestre que lá passei, especialmente a Luiz Pietta e ao professor Leandro Michels por toda contribuição e apoio prestado para obtenção dos resultados experimentais. Ao professor Leandro Michels também agradeço por sua colaboração com esta tese, enquanto membro da banca examinadora.

Meus sinceros agradecimentos aos professores do GEPAE, por toda formação, orientação, convívio e ajuda prestada, em especial aos professores Marcelo Cabral, meu orientador, pelo voto de confiança que me foi dado quando demonstrei interesse em uma de suas linhas de pesquisa, o projeto não teria sido concretizado sem o seu apoio, e Fabrício Bradashia, meu coorientador, difícil encontrar palavras para descrever alguém com tanta capacidade técnica, humildade e disponibilidade. Sem a sua ajuda problemas que foram resolvidos ainda seriam problemas. Agradeço também aos professores Leonardo Limonge, Márcio Evaristo, por sua ajuda direta na convecção de algumas placas de circuito impresso, Francisco Neves, também por aceitar participar da banca examinadora e Gustavo Medeiros, que além de aceitar participar da banca também contribuiu tecnicamente para que a bancada experimental fosse a mais operacional possível.

Por fim, agradeço à Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia de Pernambuco (FACEPE) pelo apoio financeiro durante os quatro anos de pesquisa, e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão da bolsa recebida durante seis meses pelo Programa Nacional de Cooperação Acadêmica (PROCAD).

RESUMO

No cenário energético mundial, a energia solar fotovoltaica tem se destacado cada vez mais. O aquecimento desse mercado implica no aumento da potência total instalada e na redução dos custos da energia, implicando também na necessidade de ampliação dos conhecimentos sobre a natureza dos módulos fotovoltaicos, por estarem intimamente ligadas ao controle de qualidade dos módulos, as formas de extração da sua máxima potência, aos projetos e otimização de conversores fotovoltaicos e previsão de falhas no sistema. Essa natureza é revelada por curvas características, corrente versus tensão e/ou potência versus tensão, que são difíceis de obter apenas com informações dos fabricantes, especialmente quando submetidos teste de campo. Pensando nisso, pesquisadores tendem a desenvolver modelos matemáticos do módulo fotovoltaico e técnicas de estimação dos parâmetros elétricos presentes nesses modelos, mas que podem não representar corretamente as curvas características, por fornecerem apenas uma representação matemática com falta de significado físico. Assim sendo, apresenta-se nesta tese um estudo sobre o comportamento físico dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico em diferentes condições ambientais. Esse estudo possibilita a proposta de um novo modelo matemático para o circuito elétrico equivalente de dois diodos, que representa os módulos fotovoltaicos. Além disso, duas técnicas de estimação de parâmetros do módulo fotovoltaico são propostas. A ideia principal, que originou as técnicas propostas, é utilizar um conjunto de curvas características em condições ambientais conhecidas, de modo a construir o modelo do módulo fotovoltaico, válido em toda faixa aceitável de irradiância e temperatura, possibilitando a determinação de curvas características mais próximas das curvas reais, geralmente inacessíveis, que podem ser aplicadas em diversas áreas relacionadas à natureza dos módulos fotovoltaicos. Por conseguinte, uma das aplicações possíveis é apresentada, assim como uma nova proposta de técnica de seguimento do ponto de máxima potência, tomando como base o novo modelo de dois diodos do módulo fotovoltaico. Além da técnica de MPPT é proposto um estimador de irradiância que também utiliza o modelo do módulo, viabilizando a redução de custo no processo de implementação de um sistema fotovoltaico.

Palavras-chave: Módulo fotovoltaico. Sistema fotovoltaico. Modelo de dois diodos. Estimação de parâmetros. Seguimento do ponto de máxima potência.

ABSTRACT

In the world's energy scenario, photovoltaic solar energy has become more and more prominent. The heating of this market implies in the increase of the total installed power and in the reduction of energy costs, also implying in the need of extension of the knowledge about the nature of photovoltaic modules, because they are closely linked to the quality control of the modules, the extraction forms of its maximum power, to the projects and optimization of photovoltaic converters and prediction of system failures. This nature is revealed by characteristic curves, current versus voltage and/or power versus voltage, which are difficult to obtain only with information from manufacturers, especially when subjected to field testing. Thinking about that, researchers tend to develop mathematical models of the photovoltaic modules and estimation techniques of the electrical parameters present in these models, but which may not correctly represent the characteristic curves because they provide only a mathematical representation with lack of physical meaning. Thus, this thesis presents a study about the physical behavior of the electrical parameters of the photovoltaic module in different environmental conditions. This study makes possible the proposal of a new mathematical model for the equivalent electric circuit of double-diode, which represents the photovoltaic modules. In addition, two techniques of parameter estimation of the photovoltaic module are proposed. The main idea, which originated the proposed techniques, is to use a set of characteristic curves under known environmental conditions, in order to construct the model of the photovoltaic module, valid in all acceptable range of irradiance and temperature, allowing the determination of characteristic curves closer of the real curves, which are generally inaccessible, which can be applied in several areas related to the nature of the photovoltaic modules. Thereafter, one of the possible applications is presented, as well as a new proposal of technique of tracking the maximum power point, based on the new model of double-diode of the photovoltaic module. In addition to the MPPT technique, an irradiance estimator is proposed, which also uses the module model, making possible the cost reduction in the implementation process of a photovoltaic system.

Keywords: Photovoltaic module. Photovoltaic system. Double-diode model. Parameter estimation. Tracking the maximum power point.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo mundial de (a) energia primária em unidades Mtep e (b) Consumo de energia por fonte.	22
Figura 2 – Porcentagem de produção global de energia fotovoltaica, em 2016, por tipo de tecnologia.	24
Figura 3 – Modelos baseados em circuitos elétricos equivalentes do módulo fotovoltaico	26
Figura 4 – Curvas característica $I - V$ e $P - V$ do módulo fotovoltaico.	29
Figura 5 – Representação da ocupação das bandas de energia	36
Figura 6 – Junção $p-n$	39
Figura 7 – Tecnologias de células fotovoltaicas.	41
Figura 8 – Ilustração de algumas posições de massa de ar e do ponto Zênite.	44
Figura 9 – Distribuição espectral da irradiância solar	44
Figura 10 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da irradiância.	45
Figura 11 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da temperatura.	46
Figura 12 – Representação das partes que compõem o módulo fotovoltaico.	47
Figura 13 – Representação da conexão dos módulos em série.	48
Figura 14 – Conexão dos módulos em paralelo.	48
Figura 15 – Representação do circuito equivalente de um módulo fotovoltaico com o modelo de um diodo.	49
Figura 16 – Exemplo do comportamento das correntes i_d (corrente de difusão) e i_p (corrente de fuga) de uma célula de silício multicristalino; (a) numa escala linear e (b) numa escala semi-logarítmica.	51
Figura 17 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança do fator de idealidade do diodo para a corrente de difusão.	53
Figura 18 – Representação do circuito equivalente do modelo de dois diodos.	55
Figura 19 – Exemplo do comportamento das correntes i_{d1} (corrente de difusão), i_{d2} (corrente de recombinação) e i_p (corrente de fuga) de uma célula de silício multicristalino; (a) numa escala linear e (b) numa escala semi-logarítmica.	56
Figura 20 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança na corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação.	57
Figura 21 – Esquema representativo da célula fotovoltaica e os principais elementos que originam a resistência série.	59
Figura 22 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da resistência em série.	59

Figura 23 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da resistência paralela.	60
Figura 24 – Contorno da curva original e curva média.	63
Figura 25 – Regiões de maior importância do <i>EMPP</i> e <i>EMAP</i>	65
Figura 26 – Fluxograma do algoritmo varredura total para um diodo.	68
Figura 27 – Fluxograma do algoritmo de Ishaque.	71
Figura 28 – Fluxograma do algoritmo de Hejri.	73
Figura 29 – Fluxograma do algoritmo varredura total para dois diodos. Etapa 1 - Estimação dos parâmetros de referência.	76
Figura 30 – Fluxograma do algoritmo varredura total para dois diodos. Etapa 2 - Estimação dos parâmetros para novas condições de irradiância.	77
Figura 31 – Dependências de R_s e R_p com a irradiância e temperatura para o módulo KC200GT obtidas pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	79
Figura 32 – Fluxograma do algoritmo varredura total para dois diodos. Etapa 3 - Cálculo de k_{R_s} e k_{R_p}	80
Figura 33 – Dependências de I_g e de V_{oc} com a irradiância e temperatura para o módulo KC200GT.	81
Figura 34 – Limites de R_s (a e c) e R_p (b e d) para erro de potência máxima menor do que 3,0%. As linhas tracejadas descrevem o modelo e as linhas sólidas descrevem as curvas extraídas do datasheet.	82
Figura 35 – Dependências de R_s e R_p com a irradiância e temperatura para o módulo JAM6(K)-60-285/PR obtidas pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	83
Figura 36 – Dependências de I_g e de V_{oc} com a irradiância e temperatura para o módulo JAM6(K)-60-285/PR. Os pontos representam os valores dos parâmetros estimados, enquanto as linhas representam o comportamento dos parâmetros de acordo com suas respectivas equações.	84
Figura 37 – Estrutura da montagem experimental. Módulo GBR 255p e Piranômetro CMP11	85
Figura 38 – Comportamento da Irradiância (a) e da temperatura (b) dentro do intervalo de um minuto. Dados adquiridos a partir da estação meteorológica do GEPOC no dia 10/02/2017.	85
Figura 39 – Curvas experimentais utilizadas para determinação dos parâmetros dos módulos, (a) GBR 255p, (b) mSi0251-Golden, (c) xSi12922-Eugene e (d) CdTe75638- Cocoa.	86
Figura 40 – Curva experimental do módulo GBR 255p utilizada para analisar a sensibilidade da técnica proposta com relação a S , T , I_g e V_{oc}	87
Figura 41 – Comportamento de R_s no módulo GBR 255p obtido pela técnica varredura total para dois diodos.	89

Figura 42 – Comportamento do I_g e V_{oc} no módulo GBR 255p obtidos pela técnica varredura total para dois diodos.	89
Figura 43 – Comportamento de I_g e V_{oc} no módulo fotovoltaico mSi0251-Golden obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	91
Figura 44 – Comportamento de R_s e R_p no módulo fotovoltaico mSi0251-Golden obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	91
Figura 45 – Comportamento de R_s e R_p no módulo fotovoltaico mSi0251-Golden obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	92
Figura 46 – Comportamento de R_s e R_p no módulo fotovoltaico mSi0251-Golden obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	92
Figura 47 – Comportamento de I_g e V_{oc} do módulo fotovoltaico CdTe75638-Cocoa obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	94
Figura 48 – Comportamento de R_s e R_p do módulo fotovoltaico CdTe75638-Cocoa obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos.	94
Figura 49 – Exemplo do movimento exploratório do <i>Pattern Search</i>	96
Figura 50 – Regiões específicas da curva característica para a determinação de candidatos a ponto de partida para R_s e R_p	99
Figura 51 – Fluxograma do algoritmo TH-PS.	101
Figura 52 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do <i>datasheet</i> para diferentes irradiâncias no módulo KC200GT.	103
Figura 53 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do <i>datasheet</i> para diferentes temperaturas e mesma irradiância no módulo KC200GT.	104
Figura 54 – Comparação entre as curvas obtidas pela técnica de Hejri e as curvas do <i>datasheet</i> para diferentes irradiâncias e mesma temperatura no módulo KC200GT. Percebe-se o maior erro na região do joelho entre o MPP e V_{oc} , devido a falta de correção de R_s com S e T	104
Figura 55 – Comparação entre as curvas obtidas pela técnica de Hejri e as curvas do <i>datasheet</i> para diferentes temperaturas no módulo KC200GT.	105
Figura 56 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do <i>datasheet</i> para diferentes irradiâncias no módulo JAM6(K)-60285/PR.	106
Figura 57 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do <i>datasheet</i> para diferentes temperaturas no módulo JAM6(K)-60285/PR.	106
Figura 58 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo GBR 255p. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros do módulo fotovoltaico.	108
Figura 59 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo GBR 255p. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.	108

Figura 60 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais do módulo mSi0251-Golden. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros.	109
Figura 61 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo mSi0251-Golden. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.	110
Figura 62 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais do módulo xSi12922-Eugene. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros.	111
Figura 63 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo xSi12922-Eugene. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.	112
Figura 64 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais do módulo CdTe75638-Cocoa. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros.	113
Figura 65 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no CdTe75638-Cocoa. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.	114
Figura 66 – Configuração de sistemas fotovoltaicos: (a) sistema centralizado, (b) sistema descentralizado.	119
Figura 67 – Configuração simplificada de um sistema multi-série com MPPT de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede.	120
Figura 68 – Fluxograma dos métodos (a) P&O e (b) MAHC.	123
Figura 69 – Fluxograma do método da condutância incremental. (a) IC de passo fixo, (b) IC de passo variável e (c) parte do algoritmo comum para ambos os casos	124
Figura 70 – (a) Curvas características do módulo fotovoltaico e curva g do lugar do MPP, e (b) representação do MLAM.	126
Figura 71 – Operação do algoritmo MPCC para o módulo KC200GT: (a) Pontos da tensão de V_{mp} em função de S e T , e (b) representação da região e direção de busca pela técnica MPCC.	129
Figura 72 – Fluxograma da técnica MPCC.	130
Figura 73 – Fluxograma do estimador de irradiância proposto.	132
Figura 74 – Comparação dos resultados obtidos pelo estimador proposto e o estimador de <i>Cristaldi</i> . Resultados para (a) $S = 1000 \text{ W/m}^2$, (b) $S = 600 \text{ W/m}^2$, (c) $S = 200 \text{ W/m}^2$ na temperatura de $T = 25^\circ\text{C}$ e (d) $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 75^\circ\text{C}$	133
Figura 75 – Comparação entre os erros percentuais obtidos das irradiâncias estimadas na Figura 74.	133
Figura 76 – Representação simplificada da aplicação da técnica proposta de MPPT em simulações.	134
Figura 77 – Conversor <i>buck-boost</i> conectado a um módulo fotovoltaico na entrada e tensão fixa na saída.	134

Figura 78 – (a) Conversor <i>buck-boost</i> com fonte de corrente na entrada e fonte de tensão na saída, (b) etapa 1 de operação e (c) etapa 2 de operação.	136
Figura 79 – Diagrama de blocos da planta linearizada.	138
Figura 80 – Validação do modelo de pequenos sinais.	138
Figura 81 – Diagrama de <i>Bode</i> da função transferência $G(s)$ em malha aberta.	139
Figura 82 – Perfil de excitação de irradiância (a) e de temperatura (b) para o módulo fotovoltaico. Em (a) observa-se os valores da irradiância estimada para o módulo simulado nas condições de $S = 200 W/m^2$, $S = 1000 W/m^2$ e $S = 600 W/m^2$ em $T = 25 ^\circ C$ e $S = 1000 W/m^2$ em $T = 75 ^\circ C$	140
Figura 83 – Resultado de comparação simulados para o módulo KC200GT: (a) Tensão de referência definidas pelas técnicas MPCC e MLAM, (b) tensão e (c) potência fornecida pelo módulo fotovoltaico, quando a dinâmica do controle de tensão de entrada do conversor c.c.-c.c. é considerada.	141
Figura 84 – Fluxograma da técnica de MPPT híbrida proposta.	143
Figura 85 – Diagrama do protótipo experimental usado para validar a técnica híbrida de MPPT proposta.	144
Figura 86 – Vista frontal da fonte <i>Chroma</i>	144
Figura 87 – Tela principal do <i>software</i> simulador fotovoltaico da fonte <i>Chroma</i> com um perfil de irradiância.	144
Figura 88 – Fonte <i>Magna-Power</i>	145
Figura 89 – Protótipo experimental - conversor <i>buck-boost</i> (vista superior).	146
Figura 90 – Computador e dSPACE.	146
Figura 91 – Resultado experimental do algoritmo MPCC proposto para o degral de $1000 W/m^2$ a $200 W/m^2$. Experimento realizado para testar a dinâmica da fonte simuladora de módulo fotovoltaico.	147
Figura 92 – Diagrama de <i>Bode</i> da função transferência $G(s)$ em malha aberta.	148
Figura 93 – Visualização do ruído propagado na medição dos sinais do dSPACE devido ao chaveamento do conversor.	148
Figura 94 – Visualização de variações bruscas provocadas pela fonte <i>Chroma</i>	149
Figura 95 – Resultado experimental do algoritmo MPCC proposto iniciando em V_{oc} e alcançando V_{MPP} em $150 ms$, em um arranjo fotovoltaico com 12 módulos KC200GT.	150
Figura 96 – Visualização da figura anterior com aplicação de filtragem para observação dos efeitos causados pela técnica MPCC proposta.	151
Figura 97 – Resultado experimental da atuação do estimador de irradiância.	151
Figura 98 – Resultado experimental da técnica híbrida de MPPT proposta (MPCC+P&O) para o perfil de irradiância mostrado na Figura 97.	152
Figura 99 – Visualização da figura anterior com aplicação de filtragem para observação dos efeitos causados pela técnica híbrida de MPPT proposta.	153

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resistividade e coeficiente de temperatura de alguns materiais à temperatura ambiente ($20^{\circ}C$).	37
Tabela 2 – Parâmetros da energia do <i>gap</i> para materiais semicondutores Si, GaAs, CdTe e CdS.	52
Tabela 3 – Diferença entre os valores tabelados no <i>datasheet</i> e os valores extraídos pelo tratamento de imagens.	64
Tabela 4 – Limites de R_s e R_p que impõem erro de potência máxima menor que 3,0% para o módulo KC200GT nas condições de $S = 400 W/m^2$ - $T = 25^{\circ}C$ e $S = 1000 W/m^2$ - $T = 50^{\circ}C$	83
Tabela 5 – Valores dos parâmetros experimentais com seus respectivos erros impostos para simulação da sensibilidade da técnica proposta e os erros percentuais de potência máxima observados em cada caso.	88
Tabela 6 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico de silício multicristalino mSi0251-Golden. Dados da NREL utilizados para construção do modelo fotovoltaico.	90
Tabela 7 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico de silício monocristalino xSi1299-Eugene. Dados da NREL utilizados para construção do modelo fotovoltaico.	90
Tabela 8 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico de filme fino CdTe75638-Cocoa. Dados da NREL utilizados para construção do modelo fotovoltaico.	93
Tabela 9 – Critérios de parada para a técnica PS.	97
Tabela 10 – Parâmetros necessários para implementação das técnicas de estimação de parâmetros dos módulos fotovoltaicos.	102
Tabela 11 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo KC200GT.	103
Tabela 12 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo JAM6(K)-60285/PR.	105
Tabela 13 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo GBR 255p.	107
Tabela 14 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo mSi0251.	109
Tabela 15 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico mSi0251-Golden para aplicação do modelo fotovoltaico. Dados fornecidos pela NREL.	110
Tabela 16 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo xSi12922.	111

Tabela 17 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico xSi12922-Eugene para aplicação do modelo fotovoltaico.	112
Tabela 18 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo CdTe75638.	113
Tabela 19 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico CdTe75638-Cocoa para aplicação do modelo fotovoltaico.	114
Tabela 20 – Especificações do conversor <i>buck-boost</i>	135
Tabela 21 – Especificações dos componentes básicos do conversor <i>buck-boost</i>	135

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

$\alpha_{I_{sc}}$	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura.
$\beta_{V_{oc}}$	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura.
γ_{R_p}	Coeficiente exponencial da irradiância para resistência paralela
γ_{R_s}	Coeficiente exponencial da irradiância para resistência série
A_2	Fator de idealidade relativo ao fenômeno de recombinação
E_g	Energia do <i>gap</i> .
I	Corrente elétrica
$I_{0,STC}$	Corrente de saturação na condição padrão de teste
$I_{01,STC}$	Corrente de saturação reversa do fenômeno de difusão na condição padrão de teste
I_{01}	Corrente de saturação reversa do fenômeno de difusão
$I_{02,STC}$	Corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação na condição padrão de teste
I_{02}	Corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação
I_0	Corrente de saturação reversa.
$I_{g,ref}$	Corrente fotogerada de referência
$I_{g,STC}$	Corrente fotogerada na condição padrão de teste
I_{mp}	Corrente de máxima potência
$I_{sc,ref}$	Corrente de curto-circuito de referência
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
k_B	Constante de Boltzmann
k_{R_p}	Coeficiente linear de temperatura para resistência paralela
k_{R_s}	Coeficiente linear de temperatura para resistência série
$k_{V_{oc}}$	Constante de correção da tensão de circuito aberto com a irradiância

N_p	Número de células associadas em paralelo no módulo fotovoltaico
N_s	Número de células associadas em série no módulo fotovoltaico
P	Potência elétrica
P_{mp}	Potência máxima do módulo fotovoltaico
q	Carga do elétron.
$R_{p,ref}$	Resistência paralela de referência
$R_{s,ref}$	Resistência série de referência
$R_{s,S}$	Resistência série dominante na irradiância de referência
$R_{s,T}$	Resistência série dominante na temperatura de referência
S	Irradiância
S_{ref}	Irradiância de referência
S_{STC}	Irradiância na condição padrão de teste
T	Temperatura
T_r	Temperatura de referência
T_{ref}	Temperatura de referência
T_{STC}	Temperatura na condição padrão de teste
V	Tensão elétrica
V_t	Tensão térmica.
V_{ls}	Limite superior de tensão
V_{mp}	Tensão de máxima potência
$V_{oc,ref}$	Tensão de circuito aberto de referência
$V_{oc,STC}$	Tensão de circuito aberto na condição padrão de teste
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
a-Si	Silício amorfo
AM	<i>Air Mass</i> - Massa de AR
c-Si	Silício cristalino

CdTe	Telureto de cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio
EAP	Erro absoluto em potência
EMAP	Erro médio absoluto em potência
EMPP	Erro médio percentual em potência
EPP	Erro percentual em potência
FV	Fotovoltaico
mc-Si	Silício monocristalino
MPP	Ponto de máxima potência
MPPT	Maximum power point trackers - Seguidor do ponto de máxima potência
Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo.
pc-Si	Silício multicristalino ou policristalino
PS	<i>Pattern Search</i>
REQM	Raiz do erro quadrático médio
Si	Silício
SQE	Soma de quadrados do erro
STC	<i>Standard Test Conditions</i> - Condição padrão de teste
TH-PS	Técnica híbrida baseada no <i>pattern Search</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	CONTRIBUIÇÕES DA TESE DE DOUTORADO	30
1.2	OBJETIVOS DA TESE DE DOUTORADO	31
1.3	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	31
2	ASPECTOS GERAIS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	33
2.1	RADIAÇÃO SOLAR E EFEITO FOTOELÉTRICO	33
2.2	EFEITO FOTOVOLTAICO	34
2.3	BANDAS DE ENERGIA, SEMICONDUTORES E CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	35
2.3.1	Bandas de energia	35
2.3.2	Semicondutores	35
2.3.3	Junção $p-n$ e o funcionamento da célula solar	38
2.3.3.1	<i>Difusão, recombinação e a região de depleção</i>	38
2.3.3.2	<i>Funcionamento das células fotovoltaicas</i>	39
2.4	TIPOS DE CÉLULAS	40
2.4.1	Células de primeira geração	40
2.4.2	Células de segunda geração	41
2.4.3	Células de terceira geração	42
2.5	CARACTERÍSTICAS DO AMBIENTE	43
2.5.1	Distribuição espectral e massa de ar	43
2.5.2	Irradiância solar	45
2.5.3	Temperatura	46
2.6	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	47
2.6.1	Diodo de bypass e diodo de bloqueio	48
2.7	MODELOS MATEMÁTICOS E PARÂMETROS FOTOVOLTAICOS .	48
2.7.1	Modelo de um diodo	49
2.7.1.1	<i>Corrente de saturação reversa (I_0) e a influência da temperatura</i>	52
2.7.1.2	<i>Fator de idealidade (A)</i>	53
2.7.2	Modelo de dois diodos	54
2.7.2.1	<i>Corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação (I_{02})</i>	56
2.7.2.2	<i>Fator de idealidade relativo ao fenômeno de recombinação (A_2)</i>	57
2.7.3	Influência da resistência série (R_s)	58
2.7.4	Influência da resistência paralela (R_p)	59
2.8	CONCLUSÕES	60

3	ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	62
3.1	PROCESSO DE VALIDAÇÃO DOS ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO	62
3.1.1	Obtenção das curvas $I - V$	62
3.1.2	Método numérico para o modelo elétrico do módulo fotovoltaico	64
3.1.3	Crítérios de avaliação	64
3.2	TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	66
3.2.1	Técnica da varredura total para o modelo de um diodo	67
3.2.2	Técnica de Ishaque	69
3.2.3	Técnica de Hejri	70
3.3	TÉCNICAS PROPOSTAS DE ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS .	74
3.3.1	Técnica varredura total para o modelo de dois diodos	74
3.3.1.1	<i>Correções dos parâmetros com a temperatura e com a irradiância</i>	<i>77</i>
3.3.1.2	<i>Sensibilidade de R_s e R_p</i>	<i>82</i>
3.3.1.3	<i>Validação das equações do modelo para as curvas experimentais</i>	<i>84</i>
3.3.2	Técnica híbrida baseada no <i>pattern search</i> (TH-PS)	93
3.3.2.1	<i>Pattern Search (PS)</i>	<i>95</i>
3.3.2.2	<i>Técnica híbrida</i>	<i>97</i>
3.4	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	100
3.5	ADAPTAÇÃO DO MODELO DO MÓDULO PARA CÉLULAS E/OU ARRANJOS FOTOVOLTAICOS	115
3.6	CONCLUSÕES	116
4	TÉCNICA HÍBRIDA PARA SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA	117
4.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	117
4.1.1	Conversão de energia	118
4.2	TÉCNICAS DE MPPT	120
4.2.1	Método de ajuste de curvas	121
4.2.2	Técnica da pesquisa em tabela	121
4.2.3	Técnica da fração da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito	122
4.2.4	Técnicas Perturba e Observa (P&O) e <i>Hill Climbing</i> (HC)	122
4.2.5	Técnica da condutância incremental	124
4.3	MPPT BASEADO EM MODELO	125
4.3.1	Método acelerado pelo lugar do MPP - MLAM	126
4.3.1.1	<i>Lugar do MPP</i>	<i>126</i>
4.3.1.2	<i>Algoritmo MLAM</i>	<i>126</i>
4.3.2	Técnica da máxima potência por curva característica (MPCC)	127

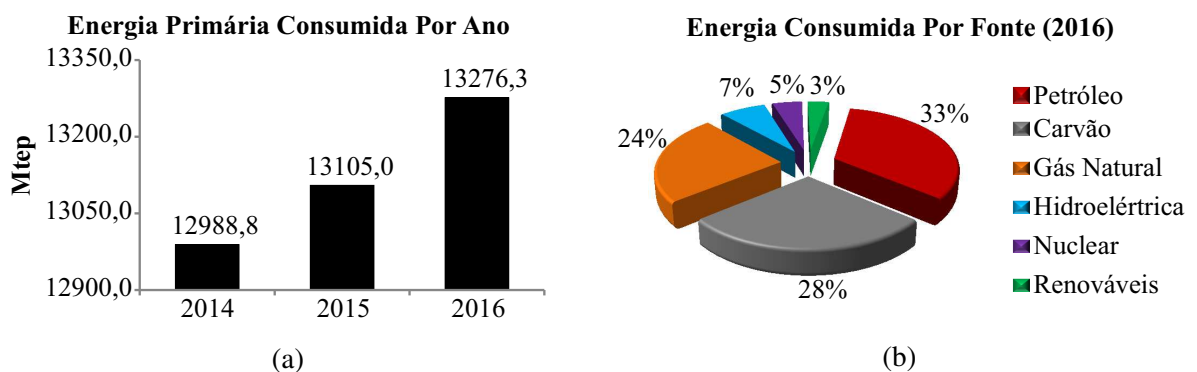
4.4	ESTIMADOR DE IRRADIÂNCIA	129
4.4.1	Estimador proposto	130
4.4.2	Estimador de <i>Cristaldi</i>	131
4.5	METODOLOGIA COMPUTACIONAL E EXPERIMENTAL	133
4.5.1	Modelagem em pequenos sinais e Controlador PI	134
4.5.1.1	<i>Controlador PI</i>	<i>138</i>
4.5.2	Comparações entre os resultados dos algoritmos MPCC e MLAM . . .	140
4.6	MPPT HÍBRIDO: MPCC + P&O	142
4.7	MONTAGEM EXPERIMENTAL	142
4.7.1	Protótipo Experimental	142
4.7.2	Condições impostas pela fonte <i>Chroma</i>	146
4.7.3	Condições para o estimador de irradiância e o para o PI	148
4.7.4	Condições para o P&O	148
4.8	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	149
4.9	CONCLUSÕES	152
5	CONCLUSÕES	154
5.1	TRABALHOS FUTUROS	155
5.2	PUBLICAÇÕES DO AUTOR ASSOCIADAS À TESE DE DOUTORADO	156
	REFERÊNCIAS	157
	APÊNDICE A – ALGORITMO DE TRATAMENTO DE IMAGENS .	171

1 INTRODUÇÃO

Estudos históricos da dinâmica populacional brasileira e do consumo energético apontam que o consumo de energia primária aumentou proporcionalmente ao crescimento demográfico do país (TOLMASQUIM; GUERREIRO; GORINI, 2007). Outros estudos, como as projeções da agência internacional de energia (*International Energy Agency - IEA*), indicam que países em desenvolvimento precisam dobrar, nos próximos dois anos, sua capacidade de produção instalada, a fim de atender à crescente demanda por energia (DEVABHAKTUNI et al., 2013). Seguindo essa mesma linha de estimativas, a *International Energy Outlook 2017* (IEO 2017) projeta que o consumo mundial de energia aumentará 28% entre 2015 e 2040 (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2017, p. 9).

Dados estatísticos da *Watistical Review of World Energy* (2017) confirmam esta tendência, como pode-se ver na Figura 1 (a), que apresenta o consumo total de energia primária mundial em unidades de mega tonelada equivalente de petróleo (Mtep)¹ nos anos de 2014, 2015 e 2016. Entretanto, observando a Figura 1 (b), fica claro que o potencial das fontes de energia renováveis ainda é pouco explorado, ficando por conta das fontes de energia poluentes (por produzirem CO_2 e gases nocivos) e não renováveis o maior percentual do consumo energético mundial.

Figura 1 – Consumo mundial de (a) energia primária em unidades Mtep e (b) Consumo de energia por fonte.



Fonte: O autor. (Dados obtidos em *Watistical Review of World Energy* (2017)).

Pensando nos recursos energéticos, recursos naturais e mudanças climáticas, a comunidade científica se depara com um grande desafio, que é ampliar a oferta de energia com impacto ambiental reduzido, ou seja, diminuir a utilização dos combustíveis fósseis, viabilizando assim, maiores esforços para aumentar o consumo e os investimentos na energia oriunda das fontes renováveis.

¹1Mtep = $4,1868 \times 10^{10} J$.

Aliada a outras fontes de energia renováveis e sustentáveis, a energia solar concede um enorme potencial para conversão em energia elétrica. Seu caráter abundante, permanente e sua alta disponibilidade, juntamente com o desafio de prover um percentual cada vez maior da crescente demanda energética mundial, tendem a despertar interesse em pesquisadores por todo o mundo.

O aproveitamento da energia do Sol dá-se tanto na forma de calor quanto na forma de luz. Esta, pode ser convertida diretamente em eletricidade, efeito conhecido como fotovoltaico (FV) e que ocorre na célula solar, chamada de célula fotovoltaica, unidade fundamental para ocorrência do processo de conversão da energia. As células fotovoltaicas podem ser agrupadas formando os módulos fotovoltaicos, também conhecidos como painéis fotovoltaicos, que por sua vez também podem ser associados, formando uma matriz fotovoltaica, um arranjo conhecido como *array*. Célula, módulo ou arranjo fotovoltaico são em geral chamados de geradores fotovoltaicos (DURISCH et al., 2000; ABNT, 2013).

O sistema de energia solar fotovoltaica dispõe de baixo impacto ambiental sem qualquer tipo de emissão de poluentes. É considerado por alguns pesquisadores como fonte popular de energia renovável, devido à ausência de partes móveis e por sua baixa necessidade de manutenção (ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b). Pode ser aplicado, por exemplo, em áreas rurais, em áreas de difícil acesso, como alimentação direta a pequenas cargas ou como fonte de energia auxiliar, como em sistema de energia distribuída em forma de cogeração, quando são conectados às redes elétricas convencionais. Atualmente, esta é a forma mais usual de aplicação dos sistemas fotovoltaicos, podendo compor aplicações comerciais, residenciais ou grandes usinas, dando maior viabilidade de utilização para o usuário final.

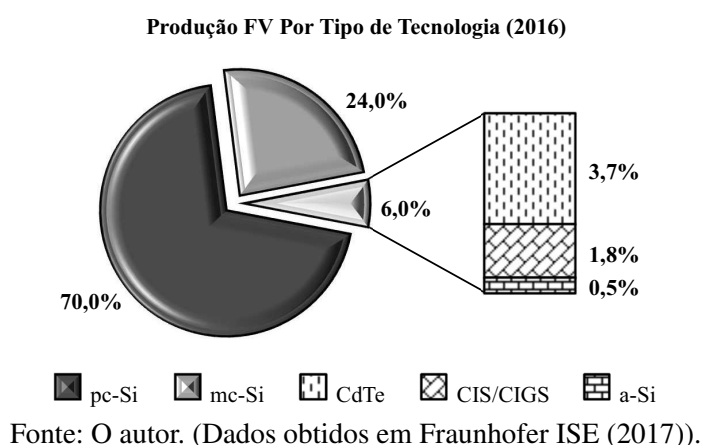
Tornar os sistemas fotovoltaicos uma opção cada vez mais viável, técnica e economicamente, além de promover melhorias em sua eficiência energética são os focos principais das indústrias e da comunidade científica (TAMRAKAR; GUPTA, 2015). Desde 1954, quando a primeira célula solar a base de silício (Si), possuindo uma eficiência de 6%, foi produzida por cientistas da *Bell Labs*, as pesquisas na área não pararam mais de crescer. Muito desse desenvolvimento deu-se por conta do programa espacial americano, com o lançamento do *Vanguard 1* em 1958, o primeiro satélite a utilizar eletricidade de origem solar. Posteriormente, sondas e painéis espaciais foram lançados com módulos fotovoltaicos para seu suprimento de energia elétrica, aumentando ainda mais os níveis de produção e pesquisa de novos materiais.

O fascínio pelos semicondutores, base das células fotovoltaicas, aumentou ao longo dos anos, causando desenvolvimento de suas propriedades e levando a análise do seu comportamento. O desenvolvimento de materiais semicondutores produzidos em laboratório e com características específicas permitiu a produção de novos tipos de células, onde o controle dos portadores de carga e das características energéticas é muito maior. Atualmente, pode-se dizer que a tecnologia fotovoltaica é basicamente dividida em duas grandes categorias:

1. Células fotovoltaicas fabricadas sobre pastilhas (*Wafers*) semicondutoras - também chamadas de células fotovoltaicas de primeira geração;
2. Células fotovoltaicas baseadas em filme fino (*Thin Film*) - que podem ser:
 - Filme fino convencional - células fotovoltaicas de segunda geração;
 - Filme fino emergente - células fotovoltaicas de terceira geração.

Dentre esses dois grupos encontra-se uma variedade de células fotovoltaicas usando diferentes tipos de materiais (IDTECHEX RESEARCH, 2017). No entanto, como é visto na Figura 2, cerca de 94% do mercado fotovoltaico foi dominado, em 2016, pela tecnologia baseada em pastilhas de silício cristalino (c-Si), sendo a parte da tecnologia de silício multicristalino ou policristalino (pc-Si) responsável por cerca de 70% da produção total e 24% referentes ao silício monocristalino (mc-Si) (FRAUNHOFER ISE, 2017).

Figura 2 – Porcentagem de produção global de energia fotovoltaica, em 2016, por tipo de tecnologia.



No mesmo ano, as células de mc-Si alcançaram em laboratório eficiência de 26,7%, enquanto o pc-Si chegou a marca de 21,9%. A menor parte do mercado fotovoltaico foi ocupada pela tecnologia de filme fino convencional, tecnologia comercial que inclui o silício amorfo (a-Si), com 14% de eficiência, o telureto de cádmio (CdTe), com 21% de eficiência, e o disseleneto de cobre gálio e índio (CIGS), com eficiência em torno de 21,7% (GREEN et al., 2017).

Também em 2016, 62 anos após a primeira célula solar, o mercado da energia solar fotovoltaica atingiu cerca de 303 GW de potência total instalada, alcançada após a adição anual de 75 GW, cerca de 48% de aumento em relação ao ano anterior, sendo a China, Estados Unidos e Japão, os principais mercados dessa energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017). Além disso, a energia solar fotovoltaica foi mais uma vez a maior empregadora dentre as energias renováveis, alcançando cerca de 3,1 milhões de empregos diretos e indiretos (REN 21, 2017).

Contrariamente a capacidade de energia instalada, os novos investimentos em energia solar apresentaram queda de 34% em relação a 2015, o que representa cerca de US\$ 113 bilhões em novos investimentos em 2016. Esse resultado está atrelado a diminuição dos investimentos

na China, Japão e países emergentes, além das reduções significativas dos custos da energia, indicando que os investidores conseguiram mais capacidade de energia renovável por menos dinheiro (REN 21, 2017).

No panorama mundial atual a energia solar fotovoltaica apresenta indicativos de crescimento e competitividade, ficando claro que a especificação do desempenho e características dos módulos fotovoltaicos no processo de realização de novas instalações e análise das instalações já implementadas deve ser aplicada da forma mais precisa possível. A averiguação do comportamento do sistema fotovoltaico sob diferentes condições de operação é de suma importância nesse processo. No entanto, para obtenção de informações sobre o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico é necessária a análise da curva característica, curva de corrente versus tensão ($I - V$).

Em geral, a determinação e análise dessa curva é realizada sob certas condições específicas de temperatura (T), irradiância (S) e massa de ar (*Air Mass* - AM). Esses critérios caracterizam a condição padrão de teste (*Standard Test Condition* - STC), em que $T = 25^{\circ}\text{C}$, $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e AM = 1,5. Contudo, essa é uma condição difícil de ser obtida, sendo bastante comum o módulo fotovoltaico ficar submetido a condições fora da STC, como em situações reais, quando submete-se o módulo a iluminação natural. Nessas circunstâncias, deixam de ser válidas importantes informações fornecidas pelos fabricantes, como tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}) e informações referentes ao ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* - MPP), P_{mp} , V_{mp} e I_{mp} , potência, tensão e corrente nesse ponto. Muitos desses dados podem ser obtidos experimentalmente, mas existem outros parâmetros que atuam simultaneamente influenciando o desempenho do módulo fotovoltaico, e em geral não são fornecidos pelo fabricante. Portanto, existe a difícil tarefa de desenvolvimento de modelos matemáticos precisos do módulo fotovoltaico, que são baseados na compreensão da dinâmica do sistema fotovoltaico.

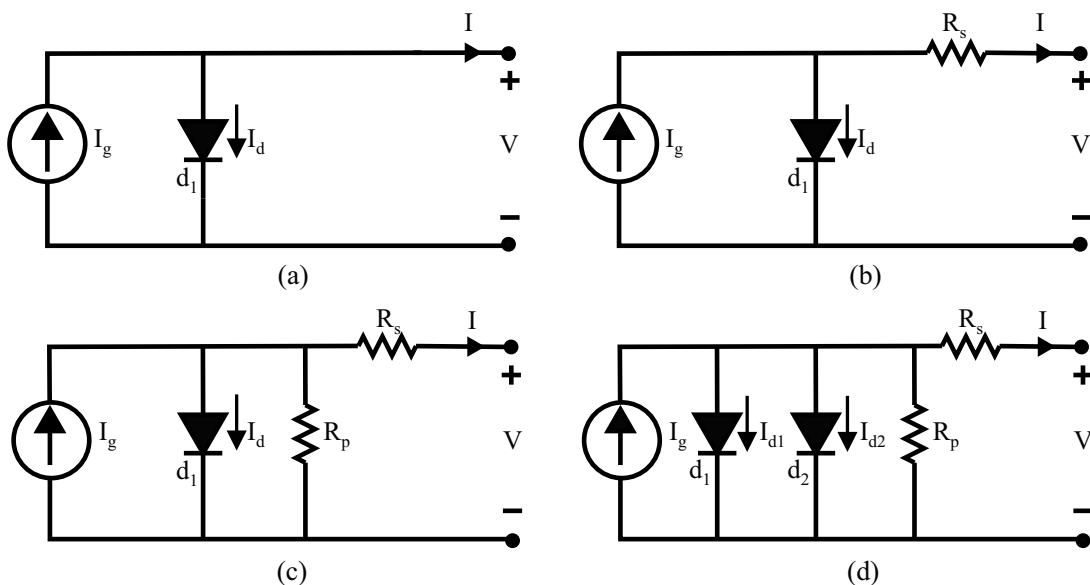
Desenvolver um modelo matemático adequado para simular e prever o comportamento dos módulos fotovoltaicos é de fundamental importância, principalmente quando se trata de projetos, fabricação e avaliação de sistemas fotovoltaicos. O conhecimento dos parâmetros do modelo a partir de características da medida de $I - V$, tanto é útil para o conjunto de células e simulação do sistema, quanto é de muita importância para obter informações sobre as propriedades físicas e controle de qualidade desses geradores solares (CHEGAAR; OUENNOUGH; GUECHI, 2004; WOLF; BENDA, 2013; LI et al., 2013). No entanto, a maioria das aplicações que utiliza o modelo fotovoltaico tem como intuito estimar a potência de saída com maior precisão possível (SILVA et al., 2016). Sendo assim, as medidas de potência versus tensão ($P - V$) devem ser tão bem avaliadas quanto as medidas de $I - V$.

Atualmente, a maioria dos modelos fotovoltaicos envolve principalmente a estimativa das curvas não lineares $I - V$. Pesquisas anteriores utilizaram circuitos baseados em dispositivos eletrônicos comuns para modelar as características do módulo fotovoltaico, construído por células

de primeira e segunda geração, quando submetido a variações ambientais, tais como mudanças na irradiância e temperatura (ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b). Alguns desses modelos estão exemplificados na Figura 3. O mais simples (MAHMOUD; XIAO; ZEINELDIN, 2012), Figura 3 (a), consiste de uma fonte de corrente (representando a corrente fotogerada - I_g) em paralelo com um diodo (d_1) (que representa a junção $p-n$ da célula fotovoltaica e que é explicada no Capítulo 2). O diodo tem uma corrente (I_d) que representa a corrente devido ao mecanismo de difusão. Uma melhoria do modelo pode ser feita por adição de uma resistência série (R_s) ao circuito equivalente, representando a resistividade do material e perdas ôhmicas devido aos contatos elétricos (REKIOUA; MATAGNE, 2012). Este modelo também é conhecido como modelo de quatro parâmetros ou modelo- R_s (XIAO; DUNFORD; CAPEL, 2004b; CHENNI et al., 2007), Figura 3(b). Mais modificações podem ser feitas por adição de uma resistência em paralelo com a fonte de corrente, representando as correntes parasitas (*shunt*) presentes na junção devido a estados de defeitos através do dispositivo (FALCÃO, 2012). Neste caso, temos um modelo de cinco parâmetros, também conhecido como modelo R_p ou modelo de um diodo completo, Figura 3 (c). Esse modelo oferece um bom compromisso entre simplicidade e precisão, podendo comportar-se como o modelo R_s se R_p alcança um valor muito alto (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009a; WOLF; BENDA, 2013).

Em uma célula real, o fenômeno da recombinação dos portadores de carga (que é visto no Capítulo 2) representa uma perda substancial que não pode ser adequadamente representada usando o modelo de um diodo (SAH; NOYCE; SHOCKLEY, 1957a; ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011a; ISHAQUE et al., 2011; BABU; GURJAR, 2014), pois ele é baseado no

Figura 3 – Modelos baseados em circuitos elétricos equivalentes do módulo fotovoltaico. Destacam-se a fonte de corrente (representando a corrente fotogerada - I_g), os diodos d_1 , d_2 e suas respectivas correntes de difusão (I_{d1}) e de recombinação (I_{d2}), além das resistências série (R_s) e paralela (R_p).



Fonte: Adaptada de Yetayew e Jyothsna (2013).

pressuposto que a perda por recombinação na região de depleção é ausente. Sendo assim, para descrever mais precisamente a junção $p-n$, é acrescentado um segundo diodo (d_2) na estrutura da Figura 3 (c). A consideração desta perda leva a um modelo mais preciso, conhecido como modelo de dois diodos (SAH; NOYCE; SHOCKLEY, 1957b; ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b), que é mostrado na Figura 3 (d). No referido modelo, a corrente de difusão devida aos portadores de carga majoritários é representada por I_{d1} e passa no primeiro diodo, enquanto a corrente I_{d2} que passa no segundo diodo representa a corrente de recombinação, devida aos portadores de carga minoritários (WOLF; BENDA, 2013).

Em geral, a análise e determinação analítica (SHONGWE; HANIF, 2015; CHAN; PHANG, 1987a) dos parâmetros do modelo fotovoltaico é uma tarefa árdua, primeiramente devido à não linearidade observada na equação transcendental da junção $p-n$. Outra dificuldade reside no fato de que, além de I_g , R_s e R_p , outros parâmetros usados nos modelos, como corrente de saturação I_0 e fator de idealidade A , podem não ser parâmetros fixos, e sim dependentes da irradiância, temperatura ou tensão (WOLF; BENDA, 2013). Devido a essa complexidade, várias técnicas diferentes para determinar esses parâmetros foram propostas na literatura. Algumas técnicas são baseadas em soluções numéricas, algoritmos iterativos ou de otimização para determinar os valores de sete (ELBASET; ALI; SATTAR, 2014), cinco (HEJRI et al., 2014) ou quatro (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009b; ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b) parâmetros, onde um sistema de equações é derivado para pontos de operação específicos fornecidos em *datasheets* de módulos comerciais, como os pontos de operação de curto-circuito, de circuito aberto e máxima potência. No entanto, as técnicas tradicionais podem fornecer parâmetros fotovoltaicos sem significado físico. Por exemplo, Hejri et al. (2014) consideram que o valor encontrado para R_s na STC é o mesmo para qualquer condição ambiental. Essa simplificação contradiz as características físicas e construtivas da célula solar observadas por Arora, Verma e Bhatnagar (1986). Ishaque, Salam e Taheri (2011b) consideram que a corrente de saturação de ambos os diodos são iguais, diferente do que é observado por Wolf, Noel e Stirn (1977), que determinam a corrente de saturação maior no diodo d_2 como característica das células solares de silício.

Usualmente, as técnicas de estimação dos parâmetros presentes na literatura podem ser classificadas em quatro categorias:

- Técnicas analíticas (CHAN; PHANG, 1987a; ORTIZ-CONDE; SÁNCHEZ; MUCI, 2006; CUBAS; PINDADO; FARRAHI, 2013);
- Técnicas iterativas (ENEBISH et al., 1993; ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b; NAYAK; MOHAPATRA; MOHANTY, 2013; MOHAPATRA; NAYAK; MOHANTY, 2013; NAYAK; MOHAPATRA; MOHANTY, 2013; HEJRI et al., 2014);
- Técnicas metaheurísticas (YE; WANG; XU, 2009; ISHAQUE et al., 2012; ALHAJRI et al., 2012; JIANG; MASKELL; PATRA, 2013; OLIVA; CUEVAS; PAJARES, 2014);

ALAM; YOUSRI; ETEIBA, 2015);

- Técnicas híbridas (ISHAQUE; SALAM, 2011; SOON; LOW, 2012; DIZQAH; MAHERI; BUSAWON, 2014; PARK; CHOI, 2015).

As técnicas analíticas são mais simples e precisam de menos tempo computacional, porém mostram-se menos adequadas para condições fora da *STC* (PRADHAN, 2014; TAMRAKAR; GUPTA, 2015).

As técnicas iterativas apresentam bons resultados e um tempo computacional maior, muitas vezes são consideradas como a melhor opção para estimação dos parâmetros (PRADHAN, 2014). Contudo, uma das principais desvantagens de alguns desses algoritmos é a sua dependência em relação aos valores iniciais dos parâmetros, pois podem comprometer a precisão e convergência do algoritmo (HACHANA et al., 2013; TAMRAKAR; GUPTA, 2015).

As técnicas metaheurísticas são aplicadas quando converte-se o problema de estimação dos parâmetros do módulo fotovoltaico em um problema de otimização. O problema de otimização resultante é não linear, restrito e contínuo, representando então um problema de otimização difícil (JORDEHI, 2016). São bons no fornecimento de soluções para diferentes condições climáticas, mas podem apresentar problemas de convergência na presença de pontos ótimos locais (PRADHAN, 2014).

As técnicas híbridas (analíticas e metaheurísticas) calculam alguns parâmetros analiticamente e utilizam o algoritmo de otimização metaheurístico para encontrar os parâmetros restantes (JORDEHI, 2016). As técnicas híbridas, assim como as metaheurísticas, tendem a se aplicar a várias condições climáticas, entretanto, a minimização da função objetivo é mais importante do que o comportamento físico dos parâmetros estimados, de maneira que as soluções podem ser puramente matemáticas.

A principal desvantagem dessas técnicas é que a determinação dos parâmetros do modelo é realizada apenas na *STC*. Consequentemente, é necessário usar um método de extrapolação baseado nos *datasheets* dos módulos fotovoltaicos para determinar os parâmetros para diferentes condições ambientais. Como resultado, diferentes conjuntos de parâmetros são obtidos para cada curva experimental $I - V$. Uma vez que os parâmetros estimados são baseados apenas em um ajuste matemático, não há interpretação física para a variação nos parâmetros, o que também ocorre em algumas técnicas baseadas em algoritmos de otimização (HAN; WANG; CHEN, 2014; ALAM; YOUSRI; ETEIBA, 2015), que são executadas para todas as combinações de S e T . Nesses casos, são propostos algoritmos para estimação dos parâmetros com o mínimo de esforço computacional. Contudo, para esses tipos de técnicas, o tempo computacional para estimação dos parâmetros deve ser levado em consideração, especialmente em casos onde o modelo do módulo fotovoltaico é aplicado, como em técnicas de seguimento (ou rastreamento) do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) baseadas em modelo. A consideração do tempo de estimação dos parâmetros é devido as mudanças nas condições

ambientais, pois grandezas como S podem variar drasticamente em segundos (fato que será observado em capítulos posteriores), fazendo com que as técnicas não sejam adequadas para aplicação em MPPT, caso o tempo de estimação seja maior que o tempo da mudança na condição ambiental.

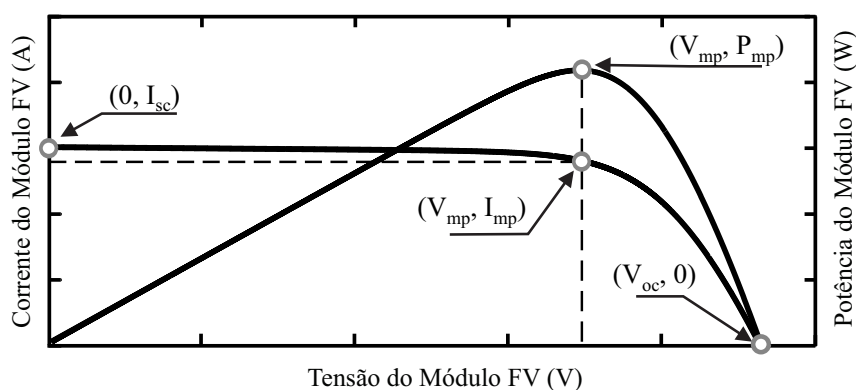
Silva et al. (2016) propuseram uma técnica de estimativa para identificar os parâmetros do modelo elétrico apresentando alguma correspondência com o comportamento físico dos módulos fotovoltaicos. A técnica foi capaz de encontrar cinco parâmetros desconhecidos do modelo de um diodo a partir de dados fornecidos pelos *datasheets* dos fabricantes ou curvas experimentais. A técnica foi baseada em uma varredura completa dos possíveis valores físicos dos parâmetros na STC e considerou a dependência de R_s na temperatura e irradiância. Embora interessante, esta técnica é limitada, uma vez que não considerou a dependência dos outros parâmetros com a temperatura e irradiância, ou seja, não poderia representar completamente os fenômenos físicos dos módulos fotovoltaicos.

Condições climáticas como irradiância e temperatura influenciam a potência elétrica que pode ser extraída do módulo. Por este motivo, faz-se necessária a integração com conversores de energia eficientes, destinados a processar a energia do módulo fotovoltaico e controlar seu ponto de operação, fazendo com que toda a energia fotogerada possa ser disponibilizada para uso. Esses conversores implementam a técnica de MPPT.

O seguimento do MPP objetiva a obtenção da máxima eficiência do módulo fotovoltaico, o que faz das técnicas de MPPT parte essencial do sistema fotovoltaico. As curvas características $I - V$ e $P - V$ comprovam a não linearidade da saída do módulo fotovoltaico. Desse modo, como pode-se ver na Figura 4, a potência máxima é produzida quando uma certa tensão de operação, V_{mp} , é atingida. Usualmente as técnicas de MPPT são desenvolvidas para rastrear o ponto de operação do módulo fotovoltaico por meio de medições de tensão e corrente, e em alguns casos também temperatura e irradiância (HARTMANN, 2003).

Com o passar dos anos várias técnicas de MPPT, que variam em complexidade, em velocidade de convergência, em custo e outros aspectos, têm sido propostas e implementadas.

Figura 4 – Curvas característica $I - V$ e $P - V$ do módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptada de Hartmann (2003).

Resumos, classificações e comparações dessas técnicas podem ser encontrados na literatura, como por exemplo nas referências (HOHM; ROPP, 2000; ESRAM; CHAPMAN, 2007a; PRADHAN, 2014). Dentre essas técnicas, o Perturba e Observa (*P&O*) (WASYNEZUK, 1983; HUA; LIN, 1996) e o Condutância Incremental (HUSSEIN et al., 1995; KIM et al., 2001) são bastante conhecidos e usados em sistemas fotovoltaicos.

1.1 CONTRIBUIÇÕES DA TESE DE DOUTORADO

As dificuldades e limitações encontradas no processo de estimação de parâmetros do módulo fotovoltaico têm tornado o modelo de um diodo um pouco mais atraente. No entanto, mesmo possuindo uma quantidade maior de parâmetros e uma maior complexidade computacional, o modelo de dois diodos corresponde mais fielmente ao gerador solar físico e pequenos ganhos em precisão devem ser considerados, principalmente quando se trata de eficiência de sistemas fotovoltaicos. Além desses fatos, poucas são as referências que tratam os parâmetros do módulo fotovoltaico em uma ampla abordagem, ou seja, suas relações com irradiância e temperatura e as possíveis explicações físicas para os efeitos observados. A conexão dos parâmetros do modelo com os fenômenos físicos dos módulos fotovoltaicos abrange áreas de aplicação como confiabilidade, detecção de falhas e degradação prematura do módulo fotovoltaico, assim como a observação do seu envelhecimento para manutenção preditiva e corretiva.

Pensando nas descrições do parágrafo anterior, são propostas duas novas técnicas de estimação de parâmetros dos módulos fotovoltaicos. Essas técnicas são usadas para o desenvolvimento de outra contribuição, um novo modelo matemático para o circuito elétrico equivalente de dois diodos. O modelo proposto é constituído por um conjunto de equações dependentes dos valores de T e S , e é capaz de descrever com precisão a curva característica de uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico, além de viabilizar contribuições em técnicas de MPPT e em técnicas de estimação da irradiância solar, propostas que também são destacadas nesta tese.

A principal vantagem relacionada à operação no MPP é o retorno financeiro do investimento na aquisição do sistema fotovoltaico. Quanto mais energia o sistema produzir, mais rapidamente o investimento terá retorno e maior será a viabilidade do sistema. Assim, para aumentar a eficiência global do sistema é importante que os módulos fotovoltaicos operem no MPP o maior tempo possível (CARVALHO, 2012). Por isso, esta tese contribui para o seguimento do ponto de máxima potência, propondo uma técnica híbrida de MPPT, que tem como base o modelo matemático proposto, a fim de acelerar a operação do módulo fotovoltaico no MPP. Além disso, esta tese também contribui com o desenvolvimento de um estimador de irradiância, que, juntamente com os sensores de tensão, corrente e temperatura, é incorporado à técnica de MPPT, como proposta de diminuição de custos no investimento de um sistema solar.

1.2 OBJETIVOS DA TESE DE DOUTORADO

Na geração de energia solar fotovoltaica, devido ao elevado custo dos módulos, deve-se assegurar a utilização do máximo de energia possível. Sistemas fotovoltaicos são mais eficientes quando operados no ponto de máxima potência. Mesmo com a existência de um número elevado de técnicas de rastreamento, ainda há necessidade de se aprimorar técnicas baseadas em um modelo elétrico mais preciso.

Fundamentados nas motivações até então apresentadas, listam-se a seguir os objetivos desta Tese de Doutorado.

1. Investigar detalhadamente as possíveis influências da irradiância e temperatura nos parâmetros do módulo;
2. Propor um novo modelo matemático para o circuito elétrico equivalente de dois diodos, que representa os módulos fotovoltaicos;
3. Propor uma nova técnica de estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos usando o modelo de dois diodos;
4. Propor uma técnica híbrida (combinação de analítico e numérico) também para estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos baseados no modelo de dois diodos;
5. Propor uma nova técnica híbrida de MPPT (modelo + heurística);
6. Propor um estimador da medida de irradiância.

1.3 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Esta tese é organizada nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 2** - São apresentados os aspectos gerais dos módulos fotovoltaicos, tais como o efeito fotovoltaico, características dos semicondutores, princípio de funcionamento, tecnologias de células, uma análise do circuito equivalente e os principais parâmetros que influenciam no modelo. Além disso, é apresentada a descrição dos modelos, com um e dois diodos;
- **Capítulo 3** - É apresentado o método de validação dos algoritmos de estimação, juntamente com a reprodução de técnicas de estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos para o modelo de um e dois diodos. São propostas duas novas técnicas de estimação para o modelo de dois diodos, com o objetivo de incorporar significado físico aos parâmetros encontrados e generalizar expressões matemáticas para diferentes condições ambientais. Por fim, são apresentadas simulações e estudos comparativos entre as técnicas propostas e as técnicas reproduzidas, utilizando *datasheets* e dados experimentais.

- **Capítulo 4** - É discutida a importância das técnicas de seguimento do ponto de máxima potência nos sistemas fotovoltaicos. Algumas técnicas de MPPT, heurísticas e baseadas em modelo, são apresentadas, incluindo suas características, vantagens e desvantagens. É proposta uma nova técnica de MPPT baseada em modelo, e um algoritmo para a estimação da irradiância. Ambos são integrados para compor o desenvolvimento de uma técnica híbrida de MPPT.
- **Capítulo 5** - São apresentadas as conclusões do trabalho, perspectivas e sugestões de trabalhos futuros.

2 ASPECTOS GERAIS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Neste capítulo são apresentados os fundamentos da geração solar fotovoltaica, desde os conceitos básicos sobre conversão fotovoltaica e física dos semicondutores até os aspectos referentes à geração fotovoltaica de energia, como os principais tipos de modelagem matemática dos módulos fotovoltaicos e os principais fatores de influência na eficiência energética.

2.1 RADIAÇÃO SOLAR E EFEITO FOTOELÉTRICO

O Sol é responsável por quase toda a energia disponível na Terra. A energia hidráulica é possível graças à evaporação devida ao calor radiante da energia solar; os ventos são causados pelo aquecimento desigual da superfície terrestre; combustíveis fósseis são remanescentes de vida orgânica que é previamente alimentada pelo Sol; e a energia solar fotovoltaica é produzida diretamente a partir da luz através da conversão de sua energia em partículas livres carregadas dentro de certos tipos de materiais (ZWEIBEL; HERSCH; INSTITUTE, 1984).

A radiação solar é a energia radiante emitida pelo Sol sob a forma de ondas eletromagnéticas que se propagam na velocidade da luz e podem ser observadas sob aspectos ondulatórios ou corpusculares. Max Planck acreditava que a energia eletromagnética, uma vez irradiada, se espalhava pelo espaço da mesma forma que ondas se espalham na água. Em vez disso, Einstein propôs que a energia radiante está quantizada em pacotes concentrados que mais tarde vieram a ser chamados de *fótons*. Ele supôs que a energia E do pacote está relacionada com sua frequência (ν) pela equação² $E = h\nu$. A ligação entre os modelos corpuscular e ondulatório é feita por meio de uma interpretação probabilística da dualidade onda-partícula. No caso da radiação, foi Einstein quem unificou as teorias ondulatória e corpuscular (EISBERG; RESNICK, 1979).

Antes disso, em 1886 e 1887, oito anos após a morte de J. C. Maxwell, Heinrich Hertz realizou as experiências que confirmaram a existência de ondas eletromagnéticas e a teoria de Maxwell sobre a propagação da luz. Durante as experiências, Hertz descobriu que uma descarga elétrica entre dois eletrodos ocorre mais facilmente quando se faz incidir sobre um deles luz ultravioleta. Em 1900, Lenard mostrou que as partículas carregadas negativamente do efeito fotoelétrico eram elétrons. Essa hipótese foi confirmada quando ele mediu a razão (e/m) entre a carga (e) e a massa (m) das partículas fotoelétricas e mostrou que era a mesma medida obtida por Thomson em 1879, no experimento em tubo de raios catódicos. Além disso, ele mostrou que a luz ultravioleta facilita a descarga ao fazer com que elétrons sejam emitidos da superfície do catodo. A emissão de elétrons de uma superfície, devido à incidência de luz sobre essa superfície, é chamada de *efeito fotoelétrico*.

² h é a constante de Planck, $h \approx 6,63 \times 10^{-34}$ J.s.

No entanto, as experiências de Lenard revelaram algumas propriedades do efeito fotoelétrico difíceis de serem compreendidas em termos das teorias da física clássica, como a independência da intensidade da luz na energia cinética do fotoelétron. Esses e outros trabalhos impulsionaram o desenvolvimento da teoria quântica do efeito fotoelétrico proposta por Einstein em 1905.

Einstein supôs que, no processo fotoelétrico, um fóton é completamente absorvido por um elétron no fotocátodo, podendo ou não haver emissão desses elétrons. A emissão ocorrerá caso o fóton possua energia maior ou igual à energia característica do metal, chamada de função trabalho (ϕ), que é a energia mínima necessária para o elétron escapar das forças atrativas de ligação ao metal e atravessar sua superfície. Desconsiderando as perdas e considerando o elétron mais fracamente ligado ao metal, o fotoelétron deve emergir com energia cinética máxima $E_{cmax} = h\nu - \phi$.

Com isso, Einstein conseguiu explicar a observação de Lenard sobre a E_{cmax} não depender da intensidade luminosa. A equação desenvolvida por Einstein também supõe a existência de um limiar de frequências para ocorrência do efeito fotoelétrico, suposição confirmada pelo trabalho de Millikan em 1914, que lhe rendeu o prêmio Nobel em 1923, dois anos após Einstein ter recebido o mesmo prêmio por suas observações teóricas do efeito fotoelétrico.

2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

Em 1839 Alexander Edmond Becquerel relatou que tinha observado o efeito fotovoltaico, ou seja, o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Ele observou esse efeito em eletrodos de platina (Pt) cobertos por cloreto de prata (AgCl), produzindo portanto, o primeiro dispositivo fotovoltaico relatado (BECQUEREL, 1839; NELSON, 2003). O primeiro dispositivo fotovoltaico funcional foi feito, intencionalmente, por Charles Fritts em 1883. A era moderna fotovoltaica foi iniciada em 1954, quando pesquisadores da *Bell Labs* descobriram, acidentalmente, que diodos de junção *p-n* geram uma tensão quando recebem luz (LUQUE; HEGEDUS, 2002). Surgia então a célula solar de junção *p-n* de silício.

A primeira aplicação prática de células solares foi no espaço, onde o custo não era uma barreira, uma vez que nenhuma outra fonte de energia está disponível. As investigações resultaram em descobertas de outros materiais fotovoltaicos como arseneto de gálio (GaAs), fosfeto de índio (InP), compostos de sulfeto de cádmio (CdS), sulfeto de cobre (Cu₂S) e telureto de cádmio (CdTe). Muitos desses materiais semicondutores e tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas só foram aplicados após o desenvolvimento dos fundamentos da operação da célula solar de junção *p-n*, incluindo a relação teórica entre lacuna (*gap* em inglês), espectro incidente, temperatura e eficiência (LUQUE; HEGEDUS, 2002; NELSON, 2003). Essas e outras relações são abordadas no decorrer desse trabalho.

2.3 BANDAS DE ENERGIA, SEMICONDUTORES E CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Para uma boa compreensão do funcionamento dos semicondutores e consequentemente das células fotovoltaicas, faz-se necessário explicar alguns conceitos importantes e básicos de elétrons em cristais, tendo em vista que a maioria dos semicondutores possui uma estrutura de sólidos cristalinos.

2.3.1 Bandas de energia

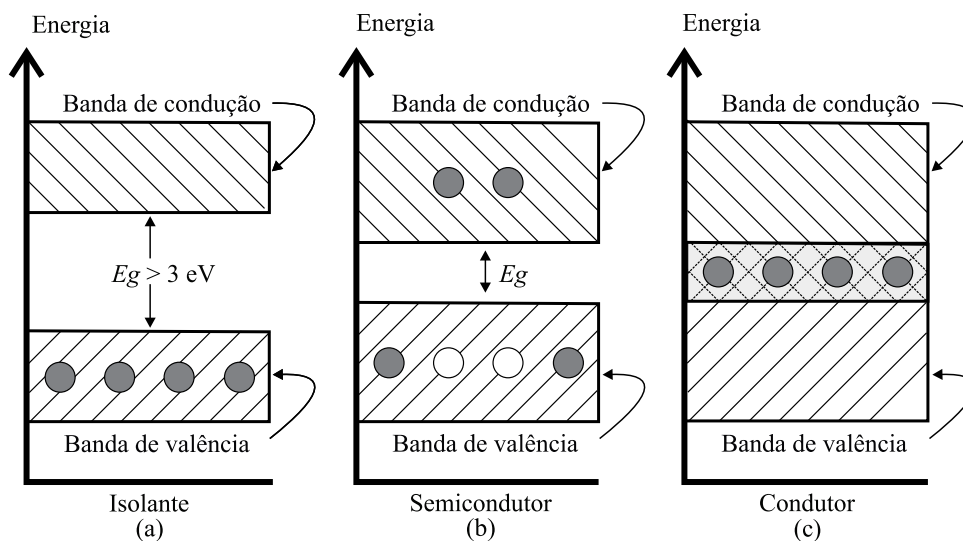
Quanticamente, quando se aproxima um grande número de átomos antes isolados, os estados eletrônicos são modificados, pois o princípio de exclusão de Pauli não permite que ocupem estados de energia iguais. Tem-se então, um grande número de níveis de energia próximos uns dos outros formando uma banda quase contínua por conta das forças de interação com os átomos vizinhos. Os níveis discretos dos vários átomos, agora próximos, sofrem acoplamentos, resultando em faixas ou bandas de energias de estados permitidos, onde cada banda formada apresenta um número muito grande de estados permitidos. Uma banda pode estar separada da próxima banda por uma faixa de energia proibida, ou seja, sem estados permitidos. A largura desta banda proibida (*band gap* ou apenas *gap*) pode variar bastante, dependendo do elemento químico constituinte do sólido. Sua energia é representada por E_g , onde o índice *g* vem da palavra *gap*. À temperatura de zero Kelvin, a banda inferior é completamente preenchida com elétrons e rotulada como banda de valência, a banda superior está vazia e rotulada como banda de condução. Esta é uma característica dos materiais isolantes e dos semicondutores, e neste estágio o que diferencia um material do outro é a largura do *gap*, sendo maior no isolante, Figura 5 (a). Por exemplo, o Si tem $E_g \approx 1,16 \text{ eV}$ e é um semicondutor, enquanto o diamante, que tem a mesma estrutura do Si, tem $E_g \approx 5 \text{ eV}$, sendo um ótimo isolante (REZENDE, 2004). Os metais não apresentam *gap* e podem apresentar sobreposição de bandas, Figura 5 (c).

Na Figura 5 pode-se ver uma representação das bandas de energia em isolantes, semicondutores e metais, onde os círculos cheios representam os elétrons e os vazios representam os buracos, Figura 5 (b), que são explicados na próxima seção, juntamente com o comportamento dos semicondutores, enfatizando o Si por conta de sua importância para a eletrônica e dispositivos fotovoltaicos.

2.3.2 Semicondutores

Um semicondutor tem as mesmas propriedades de um isolante, exceto pelo fato de que a energia necessária para liberar alguns elétrons dos átomos da rede cristalina é um pouco menor. Elétrons da banda de valência podem ganhar energia térmica suficiente para atingirem a banda de condução, que estava vazia a $T = 0 \text{ K}$. A passagem de elétrons para a banda de condução deixa na banda de valência estados que se comportam como portadores de carga positiva, chamados de buracos. Vê-se a representação deste efeito na Figura 5 (b). O número de elétrons na banda de condução pode ser significativo em relação a um isolante, mas ainda é muito menor que

Figura 5 – Representação da ocupação das bandas de energia em (a) isolantes, (b) semicondutores e (c) condutores. Os círculos cheios representam os elétrons e os vazios representam os buracos.



Fonte: O autor.

o número de elétrons livres num metal. A condutividade do material depende do número de elétrons que passam para a banda de condução, sendo este número tanto maior quanto maior for a temperatura e quanto menor a energia que separa as duas bandas.

Um semicondutor intrínseco é aquele composto por elementos puros da família IV da tabela periódica (família do carbono) ou por combinações de famílias III - V e II - VI.

- **famílias III e V** - são formadas por um elemento trivalente como o Ga e um elemento pentavalente como As (Arseneto de Gálio);
- **famílias II e VI** - são formadas por um elemento bivalente como o Cd e hexavalente como o Te (Telureto de Cádmio).

Observa-se que os semicondutores puros, também chamados intrínsecos, normalmente possuem uma baixa concentração de portadores intrínsecos (n_i), quando comparado com os metais. Contudo, esses portadores de carga aumentam rapidamente com a temperatura, já que a excitação térmica faz com que haja um maior número de portadores disponíveis. Esse fato resulta em uma redução da resistividade total (ρ), como indica o valor negativo do coeficiente de temperatura da resistividade para o Si na Tabela 1 (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2008a). Desconsiderando a ação de forças externas, pode-se equacionar microscopicamente (para o elétron) esta análise com

$$\rho_e = \frac{1}{\sigma_e} = \frac{m_e}{e^2 n \tau_e}, \quad (1)$$

sendo ρ_e a resistividade, σ_e a condutividade, n a concentração de elétrons, m_e a massa, e a carga e τ_e o tempo médio entre as colisões dos elétrons (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2008a; REZENDE, 2004).

Tabela 1 – Resistividade e coeficiente de temperatura de alguns materiais à temperatura ambiente (20°C).

Propriedade	Cobre	Silício Puro	Silício ^a tipo <i>n</i>	Silício ^b tipo <i>p</i>
Resistividade, $\rho(\Omega.m)$	$1,69 \times 10^{-8}$	$2,5 \times 10^3$	$8,7 \times 10^{-4}$	$2,8 \times 10^{-3}$
Coeficiente de temperatura da Resistividade, $\alpha(K^{-1})$	$+4,3 \times 10^3$	-70×10^{-3}		

^a Silício dopado com $10^{23} m^{-3}$ de fósforo

^b Silício dopado com $10^{23} m^{-3}$ de alumínio

Fonte: Adaptada de Halliday, Resnick e Walker (2008a).

A concentração de elétrons na banda de condução do semiconductor puro varia exponencialmente com a temperatura, influenciando fortemente a condutividade elétrica, σ_e . Os números de elétrons e buracos gerados através do processo térmico sempre serão iguais, visto que o processo de movimentação de portadores (elétrons e buracos) é o resultado da transição eletrônica através da energia do *gap* que separa a banda de condução da banda de valência, ou seja, elétrons e buracos são gerados aos pares (REZENDE, 2004).

O Si, em comparação com o cobre, possui um número muito menor de portadores de carga, uma resistividade muito maior e um coeficiente de temperatura da resistividade (α) que é ao mesmo tempo elevado e negativo. Esse coeficiente é definido da seguinte forma

$$\alpha = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dT}. \quad (2)$$

Assim, enquanto a resistividade do cobre aumenta quando a temperatura aumenta, a resistividade do Si diminui ($d\rho/dT < 0$) porque a concentração *n* de portadores de carga (elétrons na banda de condução e buracos na banda de valência) aumenta rapidamente com a temperatura (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2008a; HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2008b).

Diferentemente dos semicondutores puros, os semicondutores extrínsecos têm sua condutividade drasticamente alterada com a adição de “impurezas”, ou seja, átomos diferentes dos que compõem o cristal puro. Estes átomos são colocados propositalmente no cristal, através do processo chamado de dopagem. Através da dopagem de um semiconductor, pode-se controlar a concentração de portadores de carga e assim modificar as propriedades elétricas do material.

Tipicamente, em um semiconductor dopado apenas um átomo de Si em cada 10^7 átomos é substituído por uma impureza (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2008b). Nos semicondutores dopados o número de elétrons é maior do que o de buracos, ou vice-versa. Os semicondutores com predominância de elétrons são chamados de tipo *n* (excesso de elétrons), enquanto que os de maior concentração de buracos são chamados de tipo *p* (excesso de buracos).

Um semiconductor tipo *n* é obtido quando a um semiconductor puro são acrescentados átomos de valência superior ao cátion da rede cristalina base. Estes átomos dopantes, adicionados em quantidades pequenas, porém controladas, possuem um ou mais elétrons que não participam das

ligações químicas, mas permanecem ligados à carga dopante extra. Estes átomos são chamados de doadores, pois doam elétrons para a banda de condução. Isto ocorre por exemplo, quando impurezas do grupo V da tabela periódica (P, As, Sb) são acrescentadas ao semicondutor base do grupo IV (Si ou Ge). Os elétrons doados pelas impurezas doadoras, deixam para trás um íon carregado positivamente plenamente estável, que não irá se comportar como um buraco.

Do contrário, quando a um semicondutor puro são adicionados átomos de valência inferior ao cátion da rede hospedeira (Si dopado com boro, por exemplo) obtém-se um semicondutor tipo *p*. Estes átomos dopantes, devido às ligações químicas incompletas, criam um ou mais buracos que podem ser preenchidos com elétrons. Estes átomos são chamados de aceitadores. Um buraco pode escapar facilmente do aceitador e se capturar a um elétron de uma ligação vizinha na banda de valência. Este elétron ao abandonar sua ligação gera um novo buraco que pode ser preenchido por outro elétron. Assim, o movimento dos buracos constitui uma corrente elétrica.

Os semicondutores dopados têm condutividade que varia pouco com a temperatura e cujo valor é controlado pela concentração de impurezas. É o controle das propriedades dos semicondutores através da dopagem que possibilita utilizar estes materiais para fabricar uma enorme variedade de dispositivos eletrônicos (REZENDE, 2004).

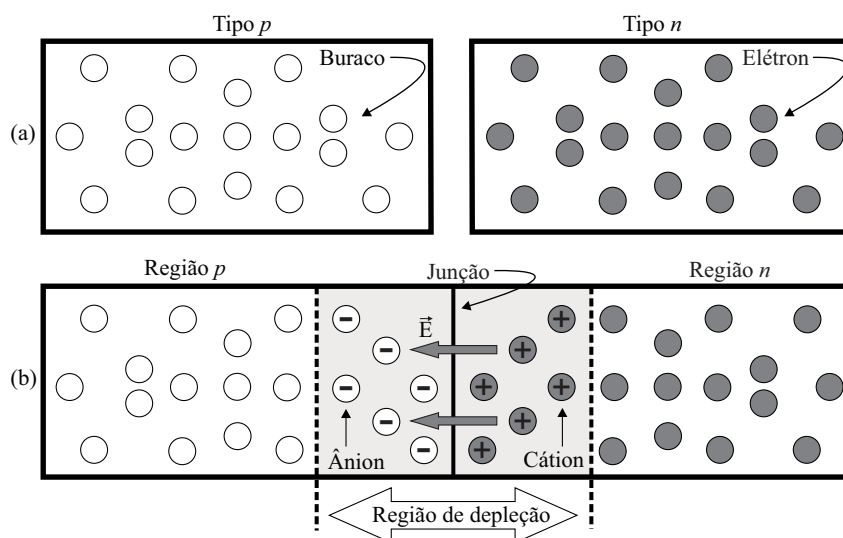
2.3.3 Junção *p-n* e o funcionamento da célula solar

A estrutura chamada de junção *p-n* é formada pela união física de um semicondutor tipo *p* com um semicondutor tipo *n* separados por uma camada fina de transição (Figura 6). Esta junção está presente em quase todos os tipos de dispositivos semicondutores e o comportamento das cargas em torno desta região é a base do funcionamento de diodos retificadores, alguns tipos de capacitores, transistores e chaves semicondutoras (REZENDE, 2004). Além disso, a junção *p-n* é a estrutura mais amplamente utilizada na maioria das células fotovoltaicas usadas em aplicações comerciais (NELSON, 2003; REZENDE, 2004).

2.3.3.1 Difusão, recombinação e a região de depleção

No contato entre os dois materiais tipo *p* e tipo *n*, ocorre o que chama-se de difusão, devido ao gradiente de concentração de portadores. Elétrons em excesso no lado *n* difundem para o lado *p* onde a concentração é menor, assim como buracos em alta concentração no lado *p* fluem para o lado *n*. Neste mesmo instante, elétrons encontram com buracos de um lado enquanto buracos encontram com elétrons do outro lado da junção, num processo conhecido como recombinação. Neste momento, um elétron e um buraco deixam de existir; o elétron passa da banda de condução para a banda de valência e o buraco (que era um átomo ionizado) captura o elétron e torna-se neutro. A difusão de cargas de um lado para o outro e consequentemente o processo de recombinação produz duas camadas de cargas, formadas por impurezas ionizadas,

Figura 6 – (a) representação dos semicondutores tipo p e tipo n (b) representação da formação de íons, campo elétrico e região de depleção da junção $p-n$. Os círculos cheios representam os elétrons e os vazios representam os buracos.



Fonte: O autor.

À medida que as cargas se difundem para a região oposta deixam na sua região íons fixos de carga oposta. Por exemplo, se saem buracos da região p , sendo que esta era inicialmente neutra, então isto quer dizer que começa a faltar carga positiva à região p e ela deixa de ser neutra, para se tornar negativa. A região p fica então com íons fixos negativos (ânions). De forma análoga, a região n fica com íons fixos positivos (cátions). Essas camadas formam um campo elétrico \vec{E} dirigido para a região p e que se opõe à difusão, como está indicado na Figura 6. Este campo é considerado como se fosse um campo de força, cujo potencial negativo da região p repele os elétrons do lado n , e cujo potencial positivo da região n repele os buracos do lado p . Por isso, embora os elétrons e buracos estejam em movimento à temperatura ambiente, eles não se difundem por toda a estrutura cristalina. Nesta situação, a distribuição de cargas e o campo elétrico adquirem uma configuração estacionária, ou seja, a difusão continua até que o campo gerado a contrabalance por completo, tornando novamente, as regiões p e n eletricamente neutras. Desta maneira, forma-se próximo à junção a região de carga espacial. Esta região também é chamada de transição ou de depleção, pois o campo criado nesta região pela difusão arrasta as cargas livres para fora dela (REZENDE, 2004).

2.3.3.2 Funcionamento das células fotovoltaicas

Dentre as formas de geração de pares elétron-buraco, a obtida pela incidência dos fótons é a mais importante para a fabricação das células fotovoltaicas. Os diodos de junção $p-n$ apontaram para a descoberta dos fotodiodos, detetores de radiação nos quais o sinal elétrico é dependente da formação de pares na região de depleção quando os fótons são absorvidos (efeito fotovoltaico). Nesta região, os elétrons e os buracos são imediatamente separados pela força do campo elétrico existente nessa região. A célula solar comporta-se como uma fonte de corrente e pode ser

considerada como um fotodiodo com uma grande área de exposição à radiação (REZENDE, 2004).

Quando a radiação solar incide em uma célula fotovoltaica, boa parte dos fótons não é aproveitada para a geração de pares elétron-buraco. A energia dos fótons pode ser inferior à do *gap* e dessa forma estes não são absorvidos pelo semiconductor. Se a energia dos fótons for superior à do *gap*, cada fóton gera apenas um par elétron-buraco e o excesso de energia é dissipado no material. Para completar a célula fotovoltaica, são ainda necessários um contato elétrico (malha metálica) frontal na região *n*, também chamado de emissor, assim como um contato traseiro na região *p*, denominado de base. Se esses contatos forem conectados externamente por meio de um condutor, haverá uma circulação de elétrons (fotocorrente ou corrente fotogerada). Além do processo de geração de pares, também ocorrem processos de recombinação dos portadores de carga minoritários gerados (CRESESB, 2014).

2.4 TIPOS DE CÉLULAS

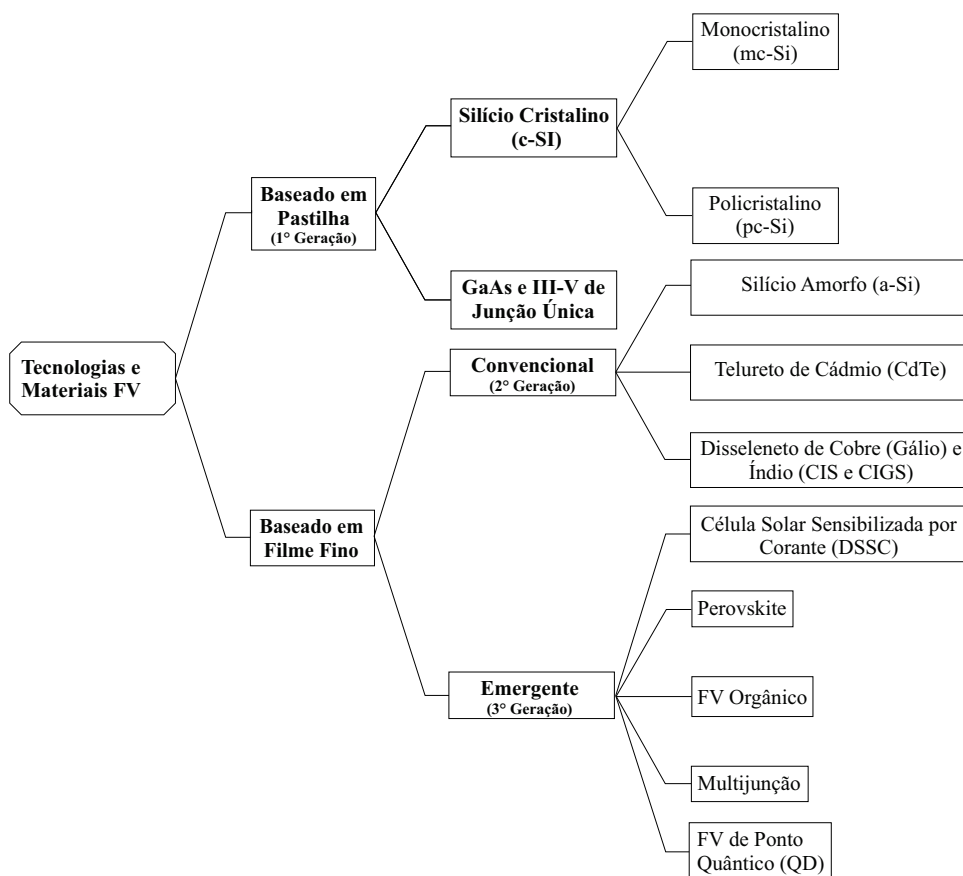
As células fotovoltaicas são classificadas em duas categorias (*wafer* e filmes finos). Cada tecnologia de fabricação apresenta características distintas e o melhoramento dos índices de eficiência é um dos principais desafios e fonte de pesquisa (SOUSA, 2011). Na Figura 7, pode-se observar o diagrama de classificação das células solares fotovoltaicas. A seguir faz-se uma apresentação simples e resumida sobre as células de cada geração.

2.4.1 Células de primeira geração

Tradicionalmente encontra-se o silício cristalino (c-Si) como material mais comumente utilizado em aplicações fotovoltaicas. Células solares fabricadas a partir de *wafers* (pastilhas ou lâminas) desse semiconductor dominam atualmente o mercado fotovoltaico (Figura 2). Seu processo de fabricação já é bem conhecido e dominado, já que é o mesmo utilizado na fabricação de dispositivos eletrônicos, com o diferencial na purificação, pois o silício grau eletrônico (Si-gE) possui uma pureza de 99,9999999% denominada 9N (nove noes) e o silício grau solar (Si-gS) possui uma pureza de 99,9999% (6N), de menor custo (CRESESB, 2014).

Quando comparadas com as células de silício multicristalino (pc-Si), as células de silício monocristalino (mc-Si) apresentam uma densidade menor de defeitos, exibindo assim uma maior eficiência comercial, cerca de 16% (FRAUNHOFER ISE, 2017; SAGA, 2010). Contudo, as células policristalinas são mais baratas por exigir um processo de fabricação menos rigoroso. O material é solidificado em forma de um bloco composto de pequenos cristais, em vez de um único cristal como no mc-Si. É possível perceber as regiões com orientações cristalográficas diferentes através das regiões de tonalidades desiguais na célula policristalina. Já as baseadas em arseneto de gálio (GaAs) apresentam uma eficiência mais alta (em torno de 30%). No entanto são extremamente caras, assim como as células III-V (grupos III e V da tabela periódica) de

Figura 7 – Tecnologias de células fotovoltaicas.



Fonte: O autor.

junção única. Isso praticamente restringe sua utilização, como aplicações em satélites e módulos espaciais (CARVALHO, 2014).

2.4.2 Células de segunda geração

As células fabricadas a partir de técnicas de crescimento de filmes finos (*thin-films*) de materiais semicondutores não ficam restritas aos formatos das células de c-Si, por isso, podem ser usadas superfícies amplas e até flexíveis, o que amplia o espectro de aplicações em arquitetura ou em equipamentos portáteis, tais como celulares, calculadoras e relógios. Sua principal vantagem é o seu custo de fabricação, que não depende de técnicas sofisticadas de produção de materiais ultra-puros, além do baixo consumo de material semicondutor (CARVALHO, 2014). Contudo, as células baseadas nessa técnica apresentam uma eficiência menor que a das células de primeira geração, ficando em torno de 10%, além da sua baixa vida-útil. Como exemplo têm-se as células de silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), e disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS) (CRESESB, 2014; CARVALHO, 2014).

Células de silício amorfo são compostas de átomos de silício em um camada homogênea fina, em vez de uma estrutura de cristal. O silício amorfo absorve mais luz de forma eficaz do que o silício cristalino. A grande desvantagem das células de a-Si é a sua baixa eficiência, que

diminui nos primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação provocada pela luz, até atingir um valor estável (SOUZA, 2014).

Células fotovoltaicas de CdTe são heterojunções formadas por sulfeto de cádmio (CdS) e telureto de cádmio (CdTe). Teoricamente, uma junção $p-n$ formada por dois materiais semicondutores diferentes proporciona um melhor aproveitamento da radiação. Os filmes de CdTe são sensíveis à umidade e os módulos devem ser encapsulados, por exemplo, com vidro e filmes poliméricos ou com vidro duplo, além de serem selados nas bordas para evitar a degradação (CRESESB, 2014).

Assim como as células de CdTe as células CIS (baseados no disseleneto de cobre e índio, CuInSe_2) e CIGS (baseadas no disseleneto de cobre, gálio e índio, Cu(InGa)Se_2) também são heterojunções. Os fabricantes anunciam que não há degradação considerável. Possuem uma camada com função de absorver os fótons e gerar os pares elétron-lacuna que vão para os contatos mais próximos (CARVALHO, 2014). A grande vantagem desse material é que, quando dopado com uma impureza do tipo p , ele apresenta uma alta capacidade de absorção de fótons, mesmo com uma espessura muito fina (CRESESB, 2014).

2.4.3 Células de terceira geração

As células de terceira geração compreendem tecnologias emergentes ainda não encontradas no mercado (KALOGIROU, 2014), mas que possuem potencial para ultrapassar o limite de Shockley-Queisser, um limite teórico superior para a eficiência de uma junção $p-n$ submetida a condições ideais (SHOCKLEY; QUEISSER, 1961). De forma geral, as células de terceira geração tendem a ser altamente eficientes, possuir processamento de baixo custo sobre grandes áreas, apresentar possível semitransparência, possuir flexibilidade mecânica, baixo peso e utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade. Dentre os tipos de células emergentes citam-se, as baseadas em materiais orgânicos (YEH; YEH, 2013), as que utilizam pontos quânticos (NOZIK, 2002), multijunções (YAMAGUCHI, 2003; YAMAGUCHI et al., 2005), as sensibilizadas por corante (DSSC - *Dye Sensitized Solar Cells*) (O'Regan; Graetzel, 1991; CHIBA et al., 2006) e as baseadas em Perovskite, material com uma estrutura cristalina particular (KOJIMA et al., 2009; Malinkiewicz et al., 2014; LIN et al., 2015; PARK, 2015).

Essas tecnologias têm como objetivo principal reduzir as perdas de potência encontradas nas tecnologias tradicionais. Para isso elas podem:

- Evitar perdas por junções;
- Evitar perdas devido a recombinação;
- Aumentar a sensibilidade ao espectro eletromagnético e absorver mais energia luminosa;
- Absorver fótons com energia inferior ao *gap* do material;

- Evitar a termalização de pares elétron-buraco gerados por fótons de energia superior ao *gap*.

Além das tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas, deve-se levar em consideração a existência de alguns outros fatores que influenciam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos, tais como coeficiente de absorção, resistência interna, resistências de interconexão, reflexão, massa de ar e principalmente a temperatura e a irradiância.

2.5 CARACTERÍSTICAS DO AMBIENTE

As condições ambientais tendem a impactar diretamente no processo de conversão da energia solar em energia elétrica, devido as alterações que podem causar no desempenho de funcionamento dos módulos fotovoltaicos. Condições como distribuição espectral, massa de ar, irradiância solar e temperatura são apresentadas a seguir.

2.5.1 Distribuição espectral e massa de ar

A atmosfera altera a distribuição espectral da luz que a atravessa, atenuando a intensidade dos seus componentes por meio de absorções devido ao vapor de água, gases e resíduos sólidos presentes no ar. Quanto mais espessa for a camada atmosférica, menor será a radiação solar ao nível do solo. O espectro de radiação solar também tem impacto direto sobre a corrente fotogerada, de acordo com a resposta espectral da célula (que depende da resposta do material semicondutor do qual ela é feita). O Si por exemplo, tem seu pico de resposta na região do infravermelho, com comprimento de onda (λ) na ordem de 900 nm , alcançando o vermelho ($\lambda = 740\text{ nm}$) na região do visível (CARVALHO, 2014).

É importante relacionar a quantidade de luz solar na superfície da Terra com a quantidade da atmosfera através da qual a luminosidade deve passar. Essa espessura é um parâmetro adimensional conhecido por massa de ar (AM) que pode ser interpretada também como o comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre (CRESESB, 2014).

Esse parâmetro é definido matematicamente da seguinte maneira

$$AM = \frac{L}{L_0} \quad (3)$$

$$\approx \frac{1}{\cos(\theta_z)},$$

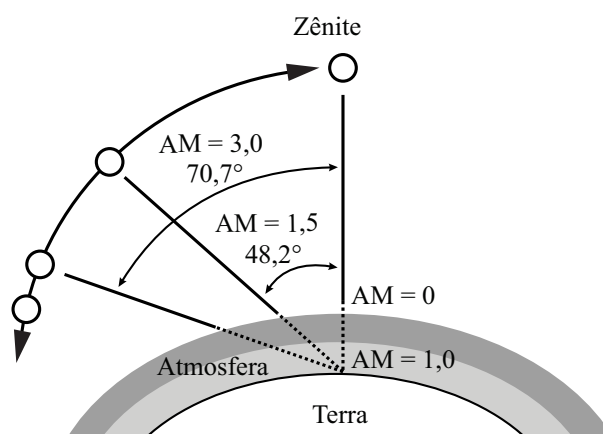
sendo L o comprimento do caminho através da atmosfera, L_0 o comprimento do caminho no ângulo de Zênite ³ (normal à superfície terrestre) e θ_z o ângulo de Zênite (em graus). Dessa

³Zênite designa o ponto interceptado por um eixo vertical traçado a partir da cabeça de um observador na superfície terrestre.

forma AM é função da latitude do observador, das estações do ano e da hora do dia. AM = 0 é apenas considerada fora da atmosfera terrestre. Para medidas maiores que zero, como pode-se observar na Figura 8, o observador está na superfície do planeta (CARVALHO, 2014).

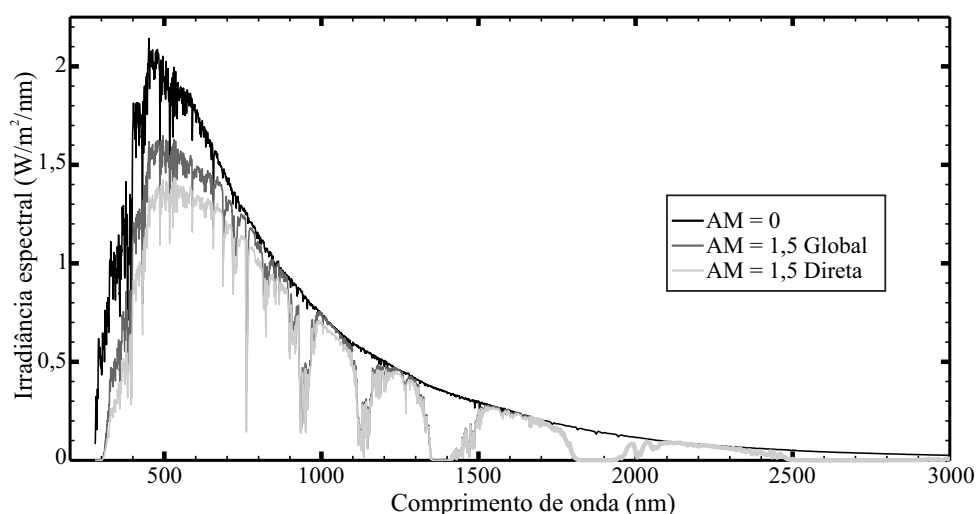
A atmosfera pode diminuir um percentual da energia do Sol que atinge a Terra. Na Figura 9 é mostrado o espectro da intensidade de radiação solar (irradiância solar) em três condições: uma em AM = 0, no topo da atmosfera da Terra; e duas em AM = 1,5, ao atingir perpendicularmente uma superfície receptora ao nível do mar inclinada a 37° da superfície terrestre e voltada para a linha do Equador (global); e após atravessar uma espessura de atmosfera 50% maior do que quando o Sol encontra-se no Zênite, incidindo sobre uma superfície ao nível do mar (irradiância direta + circumsolar⁴) (LABORATORY, 2017).

Figura 8 – Ilustração de algumas posições de massa de ar e do ponto Zênite.



Fonte: O autor.

Figura 9 – Distribuição espectral da irradiância solar no topo da atmosfera (AM = 0); perpendicular sobre uma superfície receptora inclinada (37°) ao nível do mar e voltada para a linha do Equador (AM = 1,5 Global) e após atravessar uma camada de atmosfera 50 % maior do que quando o Sol encontra-se no Zênite (AM = 1,5 Direta).



Fonte: O autor. (Dados obtidos em Laboratory (2017)).

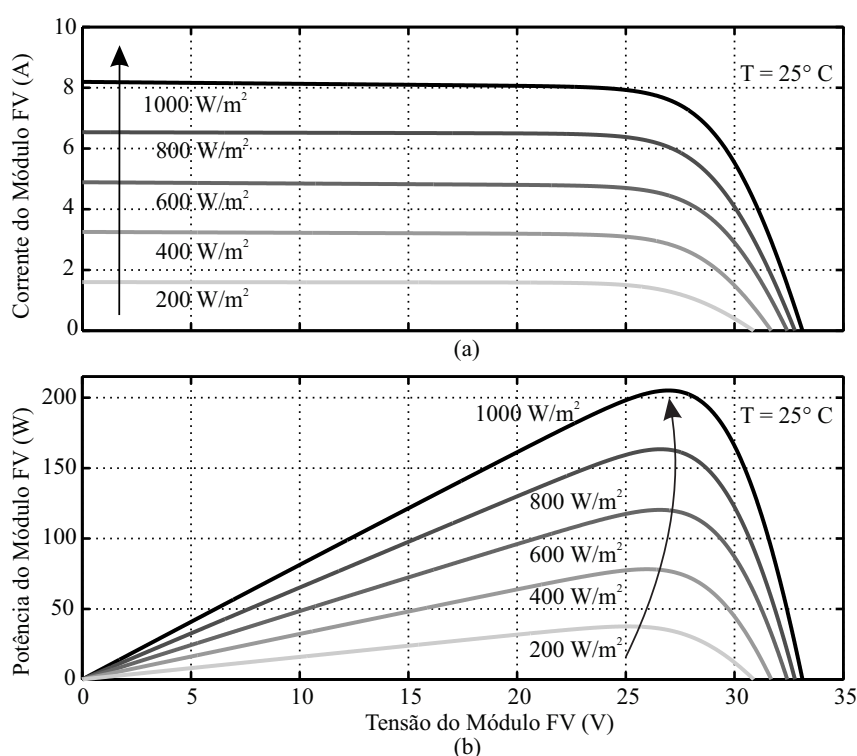
⁴Irradiância circumsolar - Irradiação difusa que vem da região ao redor do disco solar.

2.5.2 Irradiância solar

No modelo do fóton, ou corpuscular, a intensidade da radiação é escrita como $I_r = Nh\nu$, onde N é o número médio de fótons por unidade de tempo que cruzam uma unidade de área perpendicular à direção de propagação. Pode-se estender essa definição para o caso da intensidade da radiação solar, denominada irradiância solar. Nesta tese denomina-se a irradiância solar apenas de irradiância, que é definida pela densidade de potência incidente sobre uma superfície plana perpendicular aos raios solares com área unitária. Pode-se definir um valor médio para o nível de irradiância solar incidente no topo da atmosfera terrestre (irradiância extraterrestre), orientada ao Zênite e a uma distância média Terra-Sol. Esse valor médio é conhecido como constante solar e equivale a 1.367 W/m^2 (CRESESB, 2014; CARVALHO, 2014).

Contudo, diversos são os valores de irradiância que atingem a superfície da terra, influenciando circunstancialmente as características elétricas do módulo fotovoltaico. A corrente fotogerada, por exemplo, varia linearmente com a irradiância, modificando portanto, o ponto de operação da máxima potência. Essa influência é observada na Figura 10, onde as curvas $I - V$, Figura 10 (a), e $P - V$, Figura 10 (b), mostram o comportamento do módulo fotovoltaico KC200GT da Kyocera (KYOCERA, 2017) a uma temperatura fixa de 25°C , sob diferentes condições de irradiância. As setas indicam a tendência de crescimento da corrente e potência do módulo fotovoltaico com o aumento da irradiância. Além disso, este mesmo aumento influencia a tensão de circuito aberto (V_{oc}), mas de maneira menos acentuada, causando um aumento

Figura 10 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da irradiância.



Fonte: O autor.

logarítmico no valor máximo da tensão do módulo (LUQUE; HEGEDUS, 2002).

2.5.3 Temperatura

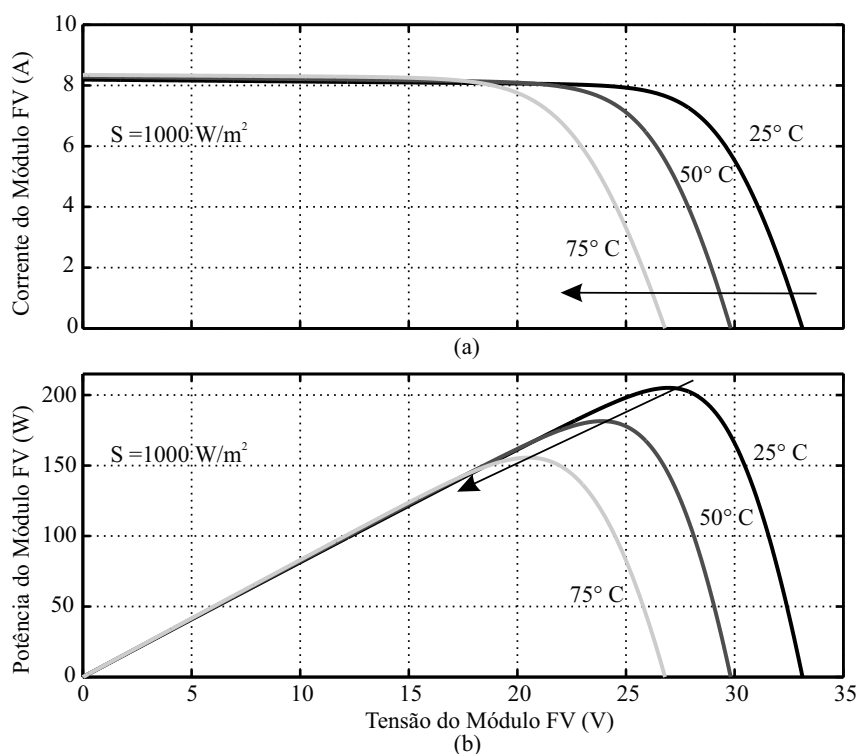
Assim como a irradiância, a temperatura afeta fortemente o desempenho do módulo solar. Entretanto, seu efeito é contrário, pois o aumento da temperatura acarreta uma diminuição significativa na geração de potência, neste caso, relacionada à diminuição da tensão de saída. Observando a Figura 11, onde as curvas $I - V$, Figura 11 (a), e $P - V$, Figura 11 (b), mostram o comportamento de um módulo fotovoltaico KC200GT a uma irradiância fixa de 1000 W/m^2 , sob diferentes condições de temperatura, pode-se notar o comportamento descrito. Nesta figura, as setas indicam a tendência de decrescimento da tensão e potência do módulo fotovoltaico com o aumento da temperatura. A variação linear da tensão de circuito aberto é bastante citada na literatura e nos *datasheets* dos fabricantes, assim como o pequeno incremento observado na corrente de curto-circuito (com um efeito de diminuição da energia do *gap* com a temperatura) (NULL, 2008; REKIOUA; MATAGNE, 2012). Por exemplo, uma célula de p-Si pode apresentar coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura,

$$\alpha_{I_{sc}} = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T}, \quad (4)$$

na ordem de $0,03 \text{ mA/}^\circ\text{C}$, enquanto o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto,

$$\beta_{V_{oc}} = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T}, \quad (5)$$

Figura 11 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da temperatura.



Fonte: O autor.

é da ordem de $-2,3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$, ou seja, o efeito da temperatura na tensão é mais relevante do que na corrente (LUQUE; HEGEDUS, 2002; CRESESB, 2014).

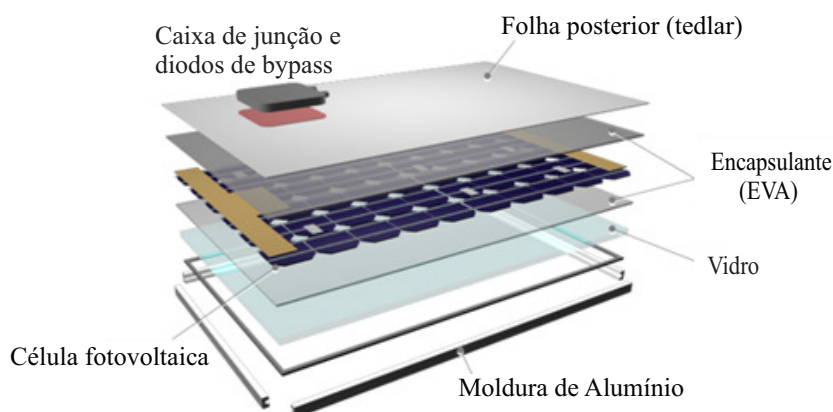
2.6 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A célula solar é a unidade fundamental de um sistema fotovoltaico, contudo, a tensão gerada por uma única célula é insuficiente para a maioria das aplicações, sendo da ordem de 0,5 a 0,8 V para as células de Silício (CRESESB, 2014). Assim, para que se possa obter um nível maior de tensão, células solares são agrupadas em série, podendo também ser arranjadas em paralelo para que se alcance um fornecimento maior de corrente. Além disso, elas recebem uma proteção (encapsulamento) contra esforços mecânicos e contra as intempéries.

Células de mesmas características elétricas são conectadas formando módulos ou painéis fotovoltaicos. Comercialmente, grande parte dos módulos fotovoltaicos possui uma camada frontal de acetato de etil vinila (*Ethylene Vinyl Acetate* - EVA) e vidro temperado. Na parte posterior uma camada de Tedlar[®] (fluoreto de polivinila ou *Polyvinyl Flouride Film* - PVF), outra camada de EVA e uma moldura, geralmente de Alumínio (Figura 12) (CRESESB, 2014). O principal requisito para a utilização de alguns dos materiais descritos na composição do módulo é que a estrutura final possa ser durável.

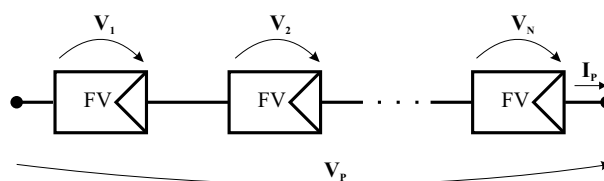
Assim como as células, os módulos fotovoltaicos também podem ser associados, com o intuito de se elevar a potência do sistema fotovoltaico e atender às exigências de tensão e/ou corrente de determinadas cargas. Na associação em série (Figura 13) a corrente que circula por um módulo é a mesma que circula pelos demais módulos e a tensão, nos extremos, é dada pela soma das tensões de cada módulo (COSTA, 2010). A associação em paralelo (Figura 14) dos módulos fotovoltaicos objetiva suprir a corrente requerida pela carga, pois a corrente fornecida por um módulo fotovoltaico é de poucos ampéres. Nesse caso, a corrente da associação é igual à soma das correntes que circulam por cada um dos módulos associados, e a tensão é a mesma

Figura 12 – Representação das partes que compõem o módulo fotovoltaico.



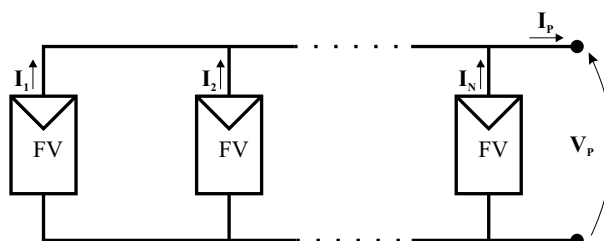
Fonte: Adaptada de Nitto (2014).

Figura 13 – Representação da conexão dos módulos em série.



Fonte: O autor.

Figura 14 – Conexão dos módulos em paralelo.



Fonte: O autor.

sobre todos os módulos (COSTA, 2010). Também existe a possibilidade de uma combinação de ambas as associações, série e paralela. Essa conexão pode ser chamada de mista (OLIVEIRA, 2007).

2.6.1 Diodo de bypass e diodo de bloqueio

Considerando as associações em série dos módulos fotovoltaicos, na ocorrência do sombreamento parcial do arranjo, a potência de saída do sistema cairá. Como alternativa, para que a corrente não seja limitada por uma célula de pior desempenho ou pelo módulo encoberto, usa-se um diodo de passagem ou de *bypass* (conectado em paralelo com cada módulo). Este diodo serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula encoberta (OLIVEIRA, 2007).

Um outro efeito indesejável é a corrente reversa (corrente negativa) que pode passar pelo arranjo. Em vez de gerar corrente, o arranjo passa a receber mais corrente do que produz. Esta corrente pode causar queda na eficiência do módulo e, em caso mais drástico, o módulo pode se desconectar do arranjo fotovoltaico causando assim a perda total do fluxo de energia. Para evitar que isto ocorra, usa-se um diodo de bloqueio (OLIVEIRA, 2007), que deve ser conectado em série com o arranjo fotovoltaico.

2.7 MODELOS MATEMÁTICOS E PARÂMETROS FOTOVOLTAICOS

Os modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos são muitos relevantes quando é necessária uma melhor compreensão do seu funcionamento. Esses modelos são frequentemente utilizados para prever com precisão a energia elétrica produzida a partir de arranjos fotovoltaicos, para simular os diferentes efeitos de variações de parâmetros e diferentes condições climáticas nos

arranjos fotovoltaicos e para o projeto e otimização das técnicas de MPPT (SAUER; ROESSLER; HANSEN, 2015).

Como visto no Capítulo 1 os modelos de um e dois diodos são os mais utilizados na literatura, pois descrevem mais precisamente as características elétricas dos geradores solares através de circuitos equivalentes. Esses circuitos ajudam no processo de avaliação do comportamento elétrico do arranjo fotovoltaico. Por esse motivo, pesquisadores do mundo inteiro têm utilizado variações desses circuitos, alterando alguns de seus parâmetros e tentando tornar o modelo mais adequado ou mais próximo de descrever o módulo fotovoltaico real.

2.7.1 Modelo de um diodo

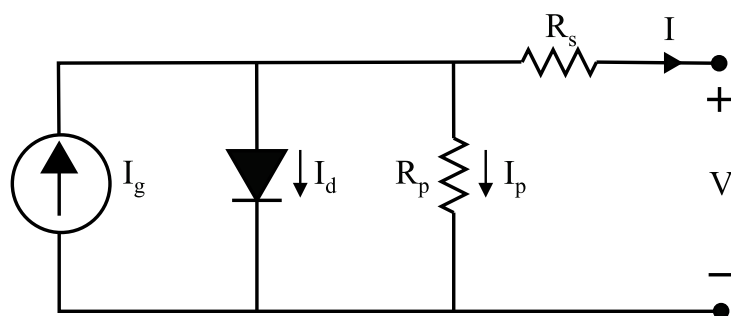
No modelo de um diodo (representado na Figura 15) a corrente fotogerada é representada por uma fonte de corrente, o processo de difusão que ocorre na junção $p-n$ (efeito predominante em tensões mais altas, superiores a 0,4 V para uma célula) é representado pelo diodo, enquanto o processo de recombinação é desprezado. Além disso, as resistências R_s e R_p representam, respectivamente, as perdas devidas à queda de tensão e à fuga de corrente no módulo fotovoltaico. Esses elementos podem ser relacionados por

$$I = I_g - I_d - I_p, \quad (6)$$

sendo:

- I - Corrente de saída do módulo ;
- I_g - Corrente fotogerada;
- I_d - Corrente no diodo;
- I_p - Corrente de fuga no resistor R_p .

Figura 15 – Representação do circuito equivalente de um módulo fotovoltaico com o modelo de um diodo.



Fonte: O autor.

Analisando o circuito equivalente, a corrente de fuga no resistor R_p é escrita da seguinte maneira,

$$I_p = \frac{V + IR_s}{R_p}. \quad (7)$$

A corrente de fuga reduz a corrente fotogerada devido aos efeitos resistivos nas células e/ou nos módulos, reduzindo assim sua eficiência. O outro termo de (6) é a corrente que passa pelo diodo em função da tensão aplicada em seus terminais, sendo definida na forma

$$I_d = I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{N_s A k_B T} \right] - 1 \right\}, \quad (8)$$

em que:

- I_0 - Corrente de saturação reversa (em A);
- V - Tensão de saída do módulo (em V);
- q - Carga do elétron ($1,609 \times 10^{-19}$ C);
- A - Fator de idealidade do diodo (adimensional);
- k_B - Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);
- T - Temperatura (em K);
- R_s - Resistência série do módulo (em Ω);
- R_p - Resistência paralela do módulo (em Ω);
- N_s - Número de células associadas em série no módulo.

De (8), pode-se definir um termo referente à tensão térmica (V_t) dado por,

$$V_t = \frac{N_s k_B T}{q}. \quad (9)$$

Portanto, a equação transcendental que descreve o modelo de um diodo através do circuito equivalente é descrita por

$$I = I_g - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{AV_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right), \quad (10)$$

que representa a relação entre a corrente e a tensão no módulo fotovoltaico.

O módulo fotovoltaico é o resultado de células fotovoltaicas, geralmente, associadas em série. O arranjo fotovoltaico é constituído de módulos associados em série e/ou paralelo. Dessa maneira, as modelagens propostas nesta tese podem ser aplicadas em células, módulos ou arranjos fotovoltaicos. Considerando que a expressão (10) é oriunda da expressão para uma única célula, dada por

$$i = i_g - i_0 \left[\exp \left(\frac{v + ir_s}{Av_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{v + ir_s}{r_p} \right), \quad (11)$$

pode-se deduzir que

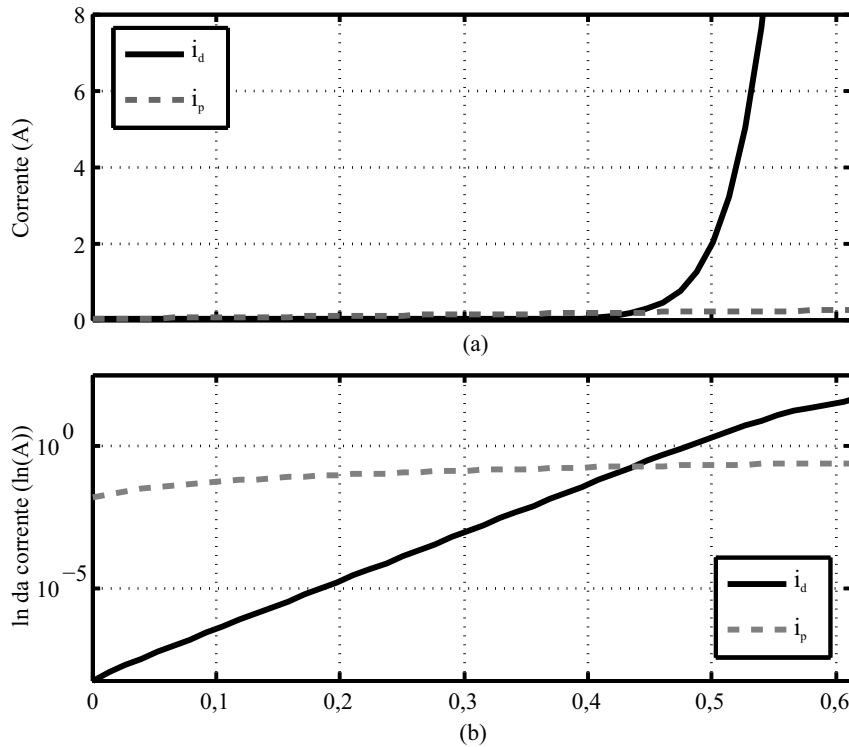
- $I = N_p i$, $I_g = N_p i_g$, $I_0 = N_p i_0$;
- $V = N_s v$, $V_t = N_s v_t$;
- $R_s = \frac{N_s}{N_p} r_s$, $R_p = \frac{N_s}{N_p} r_p$;
- N_p - Número de fileiras ⁵ de células ou fileiras de módulos associadas em paralelo.

Assim sendo, a corrente de saída de uma célula fotovoltaica pode ser expressa na forma

$$i = i_g - i_d - i_p. \quad (12)$$

Pode-se assim visualizar o efeito do processo de difusão, citado no início desta seção, através da corrente que flui pelo diodo, i_d , sendo o efeito mais significativo na região de funcionamento típica da célula, além do comportamento da corrente de fuga i_p . Esses comportamentos são exemplificados na Figura 16, onde se observa as correntes i_d e i_p de uma célula de silício multicristalino numa escala linear, Figura 16 (a), e numa escala semi-logarítmica, Figura 16 (b). Observa-se que a corrente que flui através do diodo é dominante a partir de 0,4 V, enquanto a corrente de fuga é extremamente pequena ao longo de todos os pontos de tensão.

Figura 16 – Exemplo do comportamento das correntes i_d (corrente de difusão) e i_p (corrente de fuga) de uma célula de silício multicristalino; (a) numa escala linear e (b) numa escala semi-logarítmica.



Fonte: O autor.

⁵O termo fileira remete ao fato de que células ou módulos estão associados em série.

2.7.1.1 Corrente de saturação reversa (I_0) e a influência da temperatura

A corrente de saturação reversa surge sob condições de polarização reversa no diodo. Essa corrente surge devido aos portadores minoritários termicamente gerados na junção PN, estando assim relacionada aos parâmetros físicos da junção. Além disso, os fótons também contribuem para a corrente de saturação reversa, pois a aplicação de luz na junção provoca uma transferência de energia à estrutura atômica, deslocando os elétrons de valência, e aumentando, com isso, o número de portadores minoritários e consequentemente o nível de corrente reversa (UNICAMP, 2003; UFPR, 200).

Baseado na teoria da junção p - n (SHOCKLEY, 1949) e nas características das células de silício (WOLF; NOEL; STIRN, 1977), é possível relacionar a corrente de saturação reversa do fenômeno de difusão com a temperatura através da relação

$$I_0(T) \propto T^3 \exp \left(-\frac{E_g(T)}{k_B T} \right). \quad (13)$$

Alguns autores (MESSENGER; VENTRE, 2003; SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006) afirmam que o desenvolvimento de (13) pode ser apresentado por meio da seguinte aproximação

$$I_0(T) = I_{0,STC} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^{3/4} \left\{ \exp \left[\frac{q}{Ak_B} \left(\frac{E_g(T_{STC})}{T_{STC}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right] \right\}, \quad (14)$$

onde $I_{0,STC}$ e T_{STC} são respectivamente a corrente de saturação e a temperatura na STC. Além disso, é importante salientar que assim como a corrente de saturação reversa, a energia do gap também é uma função da temperatura (VARSHNI, 1967), definida por alguns autores como

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{aT^2}{T + b}, \quad (15)$$

onde, $E_g(0)$ é a energia de referência a 0 K e, a e b são constantes que dependem do material. Os valores dessas constantes para alguns semicondutores podem ser observados na Tabela 2.

Em linhas gerais, levando em consideração algumas simplificações, as influências da irradiância e temperatura na corrente fotogerada e na tensão de circuito aberto (como explicado na Seção 2.5) podem ser sintetizadas como nas seguintes expressões (CELIK; ACIKGOZ, 2007;

Tabela 2 – Parâmetros da energia do gap para materiais semicondutores Si, GaAs, CdTe e CdS.

Material	$E_g(0)(eV)$	$a(eVK^{-1}) \times 10^{-4}$	$b(K)$
Si	1,1557	7,021	1.108
GaAs	1,5216	8,871	572
CdTe	1,6077	3,100	108
CdS	2,5830	4,020	147

Fonte: Adaptada de Singh e Ravindra (2012).

ALQAHTANI; ABUHAMDEH; ALSMADI, 2012):

$$I_g(S,T) = [I_{g,STC} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_{STC})] \frac{S}{S_{STC}}, \quad (16)$$

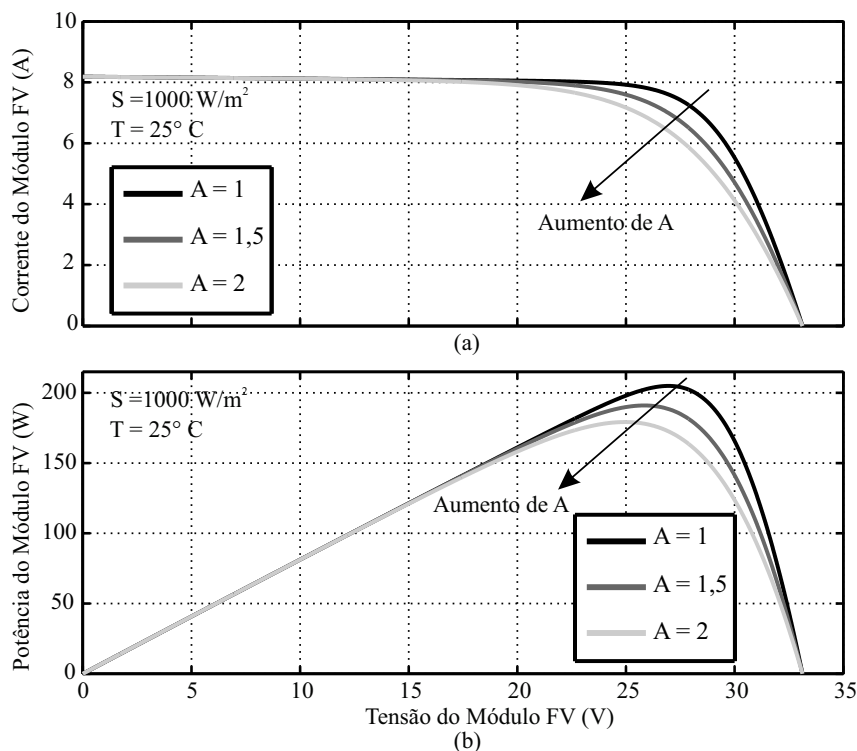
$$V_{oc}(S,T) = V_{oc,STC} + \beta_{V_{oc}}(T - T_{STC}) + V_t \ln \left(\frac{S}{S_{STC}} \right). \quad (17)$$

Destaca-se que na STC, definida para ensaio do módulo fotovoltaico, a temperatura é 298 K e a irradiância é 1000 W/m².

2.7.1.2 Fator de idealidade (A)

Dentre todos os parâmetros a serem determinados no modelo de um diodo, destaca-se agora o fator de idealidade (A). Na Figura 17, pode-se observar as curvas $I - V$, Figura 17 (a), e $P - V$, Figura 17 (b), e conseqüentemente o comportamento de um módulo fotovoltaico ao se usar (10), sob irradiância e temperatura constante para diferentes valores do fator de idealidade. As setas indicam as regiões de corrente e potência onde o aumento do fator de idealidade apresenta maior influência, acarretando uma diminuição dos valores de corrente e potência nessa região. Portanto, do ponto de vista prático, observa-se que o joelho da curva característica do módulo fotovoltaico está relacionado com o fator de idealidade.

Figura 17 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança do fator de idealidade do diodo para a corrente de difusão. As setas indicam as regiões de corrente e potência onde o aumento do fator de idealidade apresenta maior influência.



Fonte: O autor.

O fator de idealidade é um parâmetro sensível ao mecanismo de recombinação na junção $p-n$ (FOERTIG et al., 2012; WURFEL et al., 2015). Entretanto, existe uma discrepância entre a compreensão conceitual do que o fator de idealidade deve significar e o significado do fator de idealidade realmente medido (KIRCHARTZ et al., 2013). Alguns autores afirmam, que para uma célula fotovoltaica, o fator A se aproxima do valor 2 para tensões baixas (inferiores a 0,4 V para uma célula - predomínio do fenômeno de recombinação) e tende a 1 para tensões altas (superiores a 0,4 V para uma célula - predomínio do fenômeno de difusão) (SAH; NOYCE; SHOCKLEY, 1957b; BÜHLER, 2007). Mecanismos de recombinação mais complicados tendem a fornecer uma faixa para o fator de idealidade, geralmente entre 1 e 2 ($1 \leq A \leq 2$) (BERKEL et al., 1993; BASHAHU; NKUNDABAKURA, 2007; SINGH; JAIN; KAPOOR, 2009; KIRCHARTZ et al., 2013), no entanto, células de multijunções e de silício amorfo, por exemplo, tendem a apresentar valores acima de 2 (BASHAHU; NKUNDABAKURA, 2007). Sendo assim, utiliza-se nesta tese o limite teórico ($1 \leq A \leq 2$).

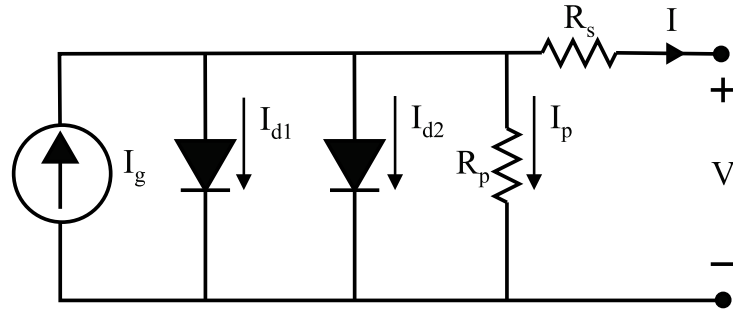
Várias são as pesquisas e técnicas para a identificação do fator de idealidade como função da irradiância e temperatura (BAYHAN; BAYHAN, 2011; KIND et al., 2011). No entanto, por conta das variáveis presentes na fabricação da célula, como o tamanho do grão semiconductor, concentração de defeitos e influências resistivas, a relação direta acaba sendo comprometida. Pesquisas mais recentes (WURFEL et al., 2015) apontam para uma relação do fator de idealidade com a mobilidade eletrônica e a intensidade luminosa (irradiação). Os experimentos mostraram que aplicando a equação de *Shockley* (SHOCKLEY, 1949) (equação (8) quando $R_s = 0$) para a curva característica de dispositivos portadores de baixa mobilidade, como os tipicamente utilizados em células solares orgânicas, resulta em fatores de idealidade que não possuem significado físico real ($A \gg 2$). Essa violação torna-se muito mais severa para altas irradiâncias e baixas mobilidades, tornando a equação de *Shockley* inviável para esse tipo de material.

Para que o modelo de um diodo possa ser completamente descrito, precisa-se apresentar os parâmetros R_s e R_p e os seus respectivos efeitos sobre o gerador fotovoltaico. Essa descrição é feita no final deste capítulo, levando em consideração que esses efeitos se processam de forma similar no modelo de dois diodos, o qual apresenta-se a seguir.

2.7.2 Modelo de dois diodos

O modelo de dois diodos é similar ao modelo de um diodo descrito anteriormente. No entanto, a representação da junção $p-n$ e seus efeitos na corrente são realizados de forma diferenciada. Para essa caracterização são utilizados dois diodos, como pode-se observar na Figura 18. O primeiro faz o mesmo papel do diodo relacionado ao modelo anterior, ou seja, representa o fenômeno de difusão que é responsável pelo aumento da corrente quando a tensão nos terminais da célula alcança valores mais elevados, geralmente superiores a 0,4 V. Conforme a teoria de difusão de *Shockley* (SHOCKLEY, 1949), o fator de idealidade tende ao valor unitário ($A = A_1 = 1$) e a corrente de saturação reversa ($I_0 = I_{01}$) apresenta um valor próprio e

Figura 18 – Representação do circuito equivalente do modelo de dois diodos.



Fonte: O autor.

dependente da temperatura (WOLF; NOEL; STIRN, 1977). Em contrapartida, o segundo diodo está relacionado a regiões de menor tensão (tipicamente inferiores a $0,4\text{ V}$), onde é predominante o fenômeno de recombinação. Além disso, ele também apresenta um valor de corrente de saturação reversa própria (I_{02}), geralmente de magnitude maior que a outra corrente de saturação ($I_{02} > I_{01}$), e um fator de idealidade com o valor dois ($A_2 = 2$) (WOLF; NOEL; STIRN, 1977). Se tratando de um módulo fotovoltaico submetido a luz solar, os elementos presentes no circuito elétrico que representa o modelo de dois diodos, podem ser relacionados por

$$I = I_g - I_{d1} - I_{d2} - I_p, \quad (18)$$

sendo

- I_{d1} - A corrente no primeiro diodo;
- I_{d2} - A corrente no segundo diodo.

A definição dessas correntes em termos dos demais parâmetros pode ser feita da seguinte maneira

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right], \quad (19)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right]. \quad (20)$$

Substituindo (7), (19) e (20) em (18), obtém-se a equação transcendental que descreve o modelo de dois diodos

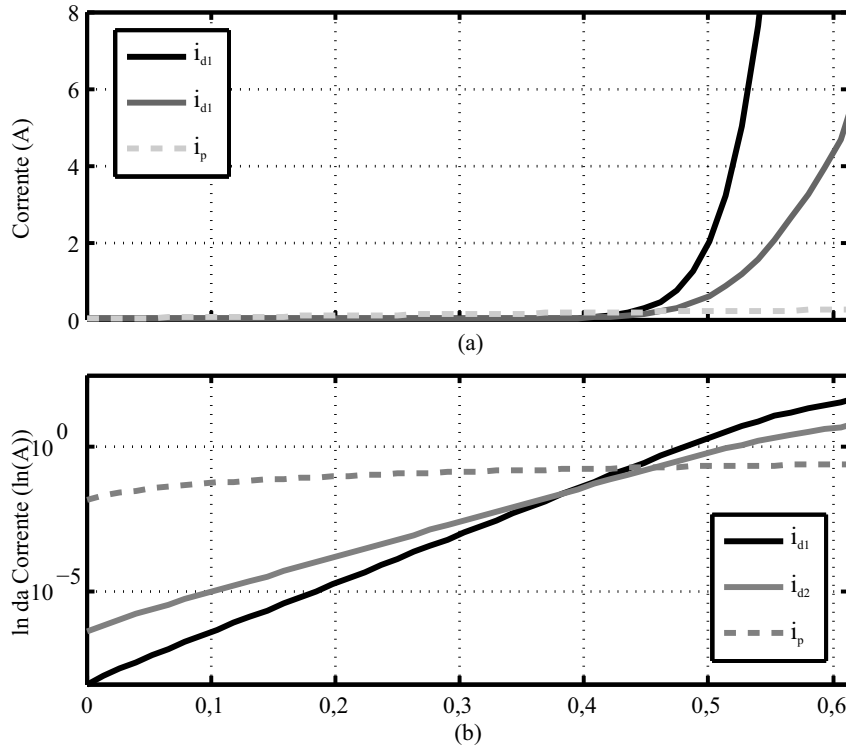
$$I = I_g - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right). \quad (21)$$

De forma análoga a (12), pode-se deduzir, também para o modelo de dois diodos, a seguinte expressão para uma célula fotovoltaica

$$i = i_g - i_{d1} - i_{d2} - i_p. \quad (22)$$

Portanto, analisando a Figura 19 (a) e Figura 19 (b), pode-se entender os efeitos dos fenômenos de difusão e de recombinação, citados no início desta seção, através dos comportamentos das correntes i_{d1} e i_{d2} , pois, fica evidente o domínio da corrente de difusão sobre a corrente de recombinação a partir de $0,4\text{ V}$.

Figura 19 – Exemplo do comportamento das correntes i_{d1} (corrente de difusão), i_{d2} (corrente de recombinação) e i_p (corrente de fuga) de uma célula de silício multicristalino; (a) numa escala linear e (b) numa escala semi-logarítmica.



Fonte: O autor.

2.7.2.1 Corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação (I_{02})

Recorrendo mais uma vez à teoria da junção $p-n$ e as células de silício (SHOCKLEY, 1949; WOLF; NOEL; STIRN, 1977), define-se a relação entre a corrente de saturação reversa do efeito de recombinação e a temperatura na forma

$$I_{02}(T) \propto T^{5/2} \exp \left(-\frac{E_g(T)}{2k_B T} \right). \quad (23)$$

Outros autores (HEJRI et al., 2014) garantem que a manipulação algébrica de (23) na STC, pode resultar em

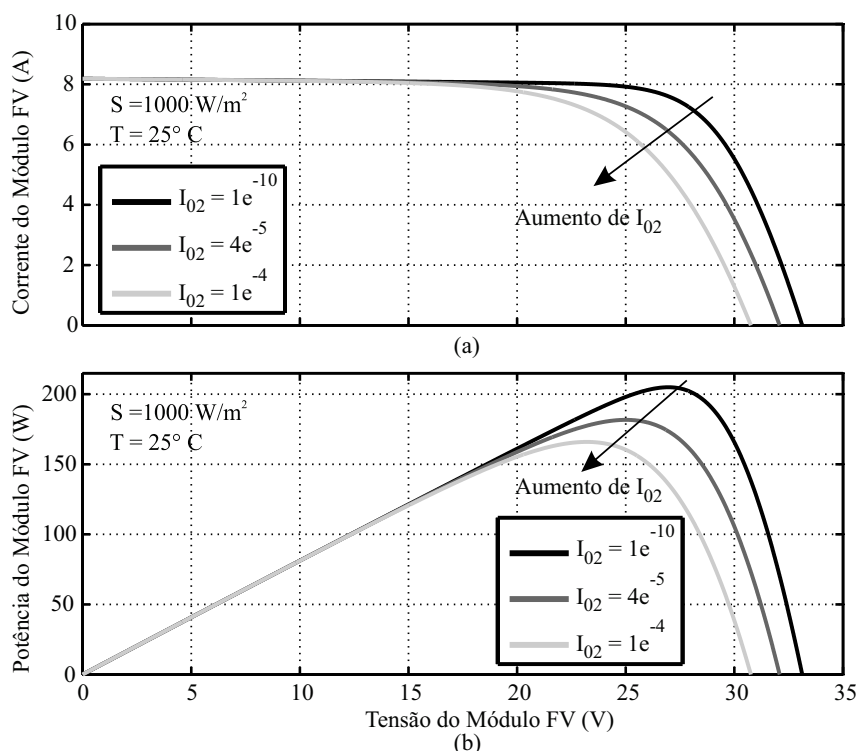
$$I_{02}(T) = I_{02,STC} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^{5/A_2} \left\{ \exp \left[\frac{q}{A_2 k_B} \left(\frac{E_g(T_{STC})}{T_{STC}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right] \right\}, \quad (24)$$

sendo $I_{02,STC}$ a corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação na STC.

O efeito dessa corrente de saturação em um módulo fotovoltaico na STC é mostrado na Figura 20. Através das curvas $I - V$, Figura 20 (a), e $P - V$, Figura 20 (b), pode-se notar a influência de I_{02} sobre o comportamento do módulo. As setas indicam as regiões de diminuição de corrente e potência ocasionada pelo aumento de I_{02} . É possível perceber também a existência de um deslocamento para a esquerda, diminuindo então a tensão de circuito aberto.

Assim como a influência da temperatura, pesquisadores também buscaram descrever o comportamento de ambas as correntes de saturação (I_{01} e I_{02}) sob influência da irradiância.

Figura 20 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança na corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação. As setas indicam as regiões de diminuição de corrente e potência ocasionada pelo aumento de I_{02} .



Fonte: O autor.

Estudos anteriores demonstram que apenas a corrente de saturação I_{02} tende a sofrer influência significativa da irradiância (CHARLES et al., 1985; WOLF; BENDA, 2013). Contudo, ainda é bastante difícil encontrar uma explicação física, e consequentemente, uma relação matemática que descreva esse comportamento (CHARLES et al., 1985). Por isso, outros autores tendem a adotar I_{02} constante em função da irradiância, o que não causa perda de generalidade, pois na maioria dos casos o efeito da temperatura é dominante.

2.7.2.2 Fator de idealidade relativo ao fenômeno de recombinação (A_2)

Tratando-se do modelo de dois diodos, especificamente das células e dos módulos fotovoltaicos de silício, a faixa de valores possíveis para o fator de idealidade A_2 é bastante discutida na literatura (BASHAHU; NKUNDABAKURA, 2007; MCINTOSH; ALTERMATT; HEISER, 2000; BAYHAN; BAYHAN, 2011). Como uma variável livre, A_2 permite um ajuste mais próximo para a curva experimental, mas o cuidado deve ser aplicado ao descrever um significado físico ao seu valor (MCINTOSH, 2001). Algumas técnicas de estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos tendem a encontrar valores bem maiores que dois para o fator de idealidade. No entanto, nenhuma confirmação pode ser feita sobre a influência da temperatura e irradiância sobre ele (WOLF; BENDA, 2013). Ao que se sabe, valores elevados ($A_2 > 2$) estão relacionados a defeitos estendidos, como correntes de recombinação de borda e arranhões na área da célula que atravessam a junção $p-n$ (BREITENSTEIN et al.,

2006). No entanto, se estes defeitos têm baixa densidade local de estados de defeito, eles se comportam de acordo com a teoria de recombinação SRH (*Shockley - Read - Hall*)⁶ dos defeitos pontuais isolados, e as características $I - V$ têm $A_2 < 2$ (BREITENSTEIN et al., 2006). Essa conclusão acaba confirmando pesquisas anteriores (WOLF; NOEL; STIRN, 1977; MCINTOSH; ALTERMATT; HEISER, 2000), que mostram tanto o limite do fator de idealidade (em condições práticas) quanto a faixa de tensão onde o efeito é mais nítido. Sendo assim, utiliza-se nesta tese o limite teórico $1 \leq A_2 \leq 2$.

Embora o modelo de dois diodos represente muito bem o comportamento da junção $p-n$ e dos módulos fotovoltaicos, é preciso lembrar que as interpretações físicas não podem ser dadas puramente em termos de componentes de difusão e de recombinação, dado que outros processos podem influenciar o dispositivo. Além dos processos até aqui descritos, as resistências presentes no módulo fotovoltaico também influenciam suas características elétricas. Estando presentes em ambos os modelos matemáticos (um e dois diodos), apresenta-se a seguir essas influências.

2.7.3 Influência da resistência série (R_s)

A resistência série de uma célula fotovoltaica é um dos parâmetros que limitam a sua eficiência de conversão. Ela é principalmente a soma das seguintes resistências (ARORA; VERMA; BHATNAGAR, 1986; CRESESB, 2014):

- Resistências do contato metal-semicondutor na região da base (R_1 - posterior);
- Resistência do material semicondutor (R_2);
- Resistência lateral do emissor (R_3);
- Resistências do contato metal-semicondutor na região do emissor (R_4 - frontal);
- Resistência das trilhas metálicas (R_5);
- Resistência da barra coletora (R_6).

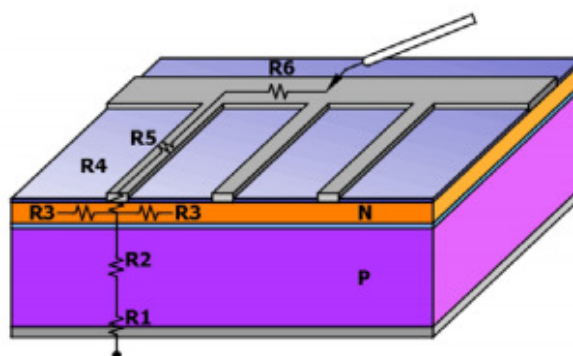
A representação de todas essas resistências (R_1-R_6) pode ser observada na Figura 21, onde se destacam todos os elementos que dão origem à resistência série em uma célula fotovoltaica típica. Além de todas essas contribuições, deve-se também levar em consideração a resistência de folha⁷ do contato no topo da camada de difusão, e no caso dos módulos, existem ainda as resistências de conexões entre as células.

A inclinação da curva característica do módulo fotovoltaico quando a tensão tende a tensão de circuito aberto está relacionada com a resistência série. Na Figura 22 é possível observar essa relação. Além disso, também observa-se a influência do aumento de R_s , causando

⁶Para detalhes sobre a teoria de SRH, consultar Shockley e Read (1952), Sah, Noyce e Shockley (1957b).

⁷A resistência de folha corresponde à passagem da corrente no material semicondutor entre as trilhas metálicas.

Figura 21 – Esquema representativo da célula fotovoltaica e os principais elementos que originam a resistência série.



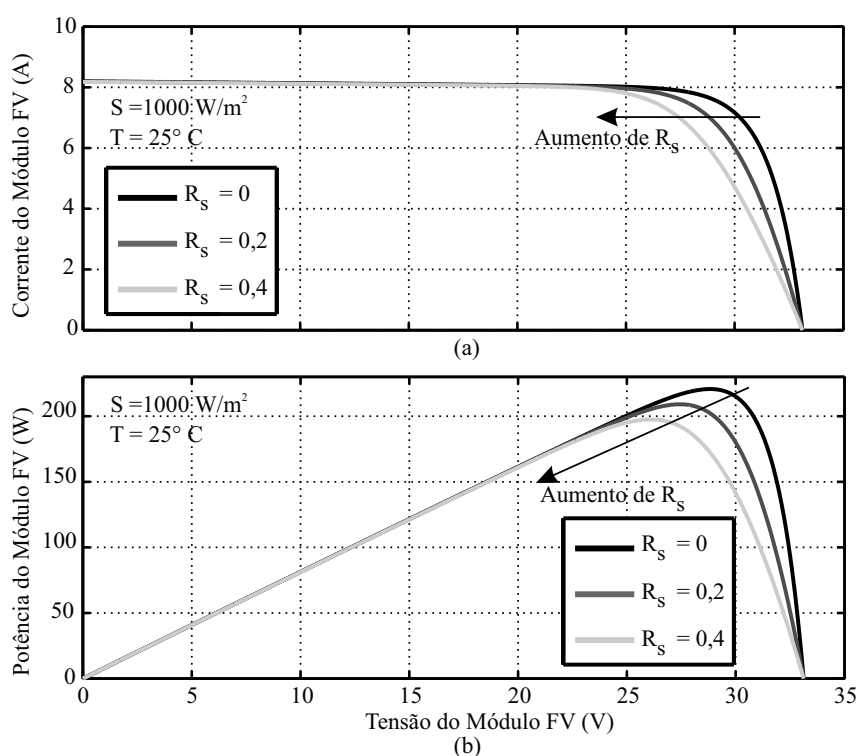
Fonte: Adaptada de Wehr (2008).

a redução no valor da potência máxima do módulo fotovoltaico. As curvas $I - V$ e $P - V$ representam o módulo na STC, e as setas indicam as regiões de maior impacto da resistência série.

2.7.4 Influência da resistência paralela (R_p)

A inclinação da curva característica do módulo fotovoltaico quando a tensão tende a zero está relacionada com a resistência em paralelo, ou seja, na região de curto-circuito. Ela é uma

Figura 22 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da resistência em série. As setas indicam as regiões de maior impacto dessa resistência.



Fonte: O autor.

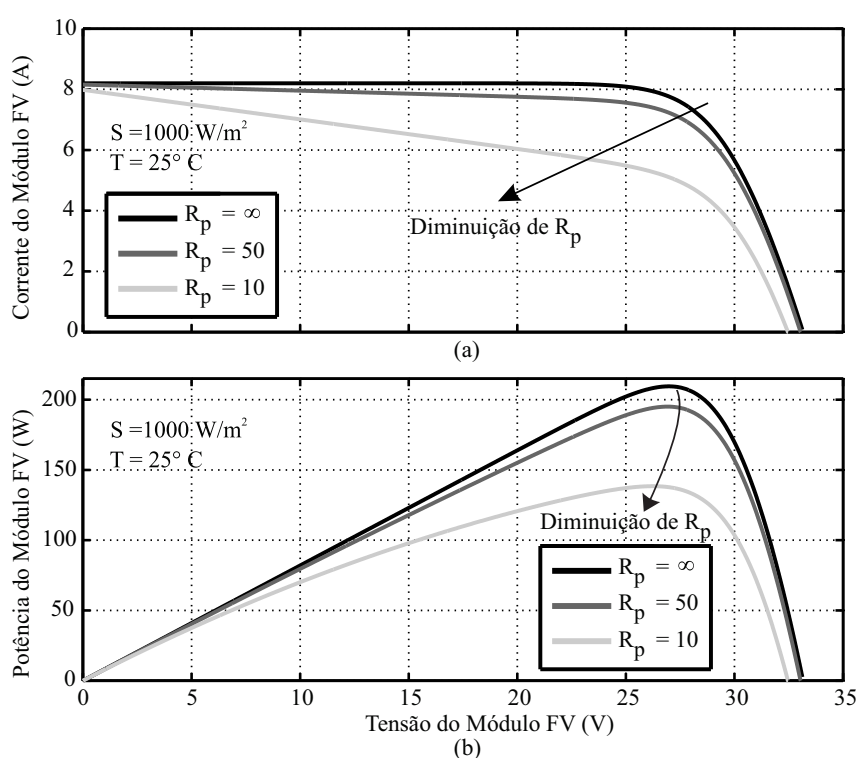
representação das perdas de corrente elétrica pelo módulo fotovoltaico causadas por correntes de fuga devido a não-idealidades e às impurezas próximas à junção $p-n$, além de imperfeições na estrutura, principalmente nas bordas e no contorno do grão semicondutor. Idealmente, o módulo fotovoltaico teria um valor de R_p infinito, o que representaria a inexistência de corrente de fuga. Valores baixos de R_p causam queda na potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico, devido a um caminho alternativo que a corrente fotogerada tem para circular (MCINTOSH, 2001). Na Figura 23 é possível observar essa característica e as regiões onde a diminuição de R_p é mais relevante. Mais uma vez o módulo foi submetido a STC e as setas indicam justamente onde as pequenas magnitudes de R_p são mais influentes.

No próximo capítulo, mostra-se que tanto a resistência série quanto a resistência paralela são influenciadas pela irradiância e pela temperatura. Entretanto, diferentemente dos outros parâmetros, como corrente de saturação reversa e fator de idealidade, é possível determinar explicações físicas e relações matemáticas que descrevem esse comportamento.

2.8 CONCLUSÕES

Neste capítulo é apresentada uma revisão geral sobre os módulos fotovoltaicos. Inicialmente abordam-se alguns fatos históricos que desencadearam na descoberta do efeito fotoelétrico, no efeito fotovoltaico e as teorias físicas que deram suporte para explicações desses fenômenos. Abordam-se também, as características dos semicondutores mais relevantes para

Figura 23 – Comportamento (a) da corrente e (b) da potência de um módulo fotovoltaico com a mudança da resistência paralela. As setas indicam onde os valores de R_p são mais influentes.



Fonte: O autor.

análise do gerador solar fotovoltaico.

Na sequência é vista uma apresentação simples das tecnologias e materiais mais relevantes no mercado fotovoltaico, além de serem observadas as tecnologias que buscam incansavelmente por melhoramento do índice de eficiência de conversão.

Referente à parte construtiva dos módulos fotovoltaicos, vê-se na última parte deste capítulo os elementos que constituem os módulos usuais e as diferentes formas de conexão. É vista uma abordagem ampla das características ambientais que apresentam maior influência no processo de conversão da energia solar em energia elétrica. Finalmente, apresentam-se os dois modelos matemáticos mais adequados para a representação do módulo fotovoltaico e a influência de todos os parâmetros presentes no circuito equivalente, modelando assim o comportamento das curvas características $I - V$ e $P - V$.

Todos os parâmetros internos são de fundamental importância para a descrição do comportamento elétrico do módulo fotovoltaico. Não menos importantes, as variáveis externas também influenciam fortemente no processo. Por essas e outras razões, fica clara a necessidade de se aprimorar as técnicas de extração dos parâmetros intrínsecos e suas principais relações com as condições ambientais, sendo portanto a ideia principal apresentada no próximo capítulo.

3 ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Ao longo dos anos de pesquisas relacionadas a células e módulos fotovoltaicos, várias técnicas de estimação de parâmetros foram propostas e publicadas nas principais revistas científicas e trabalhos acadêmicos (CHAN; PHANG, 1987b; HOVINEN, 1994; COSTA, 2010; ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b; WOLF; BENDA, 2013; BABU; GURJAR, 2014; HEJRI et al., 2014). Entretanto, poucos são os trabalhos que levam em consideração explicações e comportamentos físicos para os parâmetros de módulos fotovoltaicos. Como explicado em capítulos anteriores, a maioria dos parâmetros é influenciada pelas condições ambientais e, embora haja bastante complexidade, a tendência desses parâmetros pode ser incluída no modelo que descreve o módulo fotovoltaico, de forma a torná-lo o mais próximo possível do módulo fotovoltaico real. Essa é a motivação para propor dois novos algoritmos de estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos, ambos baseados no modelo de dois diodos. Sendo assim, os parâmetros formam um conjunto de equações analíticas que contribuem para proposta de um novo modelo do módulo fotovoltaico, capaz de descrever as características do módulo quando conhecidos os valores de S e T .

Além disso, são apresentadas as técnicas presentes na literatura escolhidas para comparação por apresentarem filosofia de estimação de parâmetros similar a que é proposta nesta tese. Por fim, apresentam-se os resultados das simulações e dos estudos comparativos da estimação dos parâmetros entre as técnicas da literatura e as técnicas propostas.

3.1 PROCESSO DE VALIDAÇÃO DOS ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO

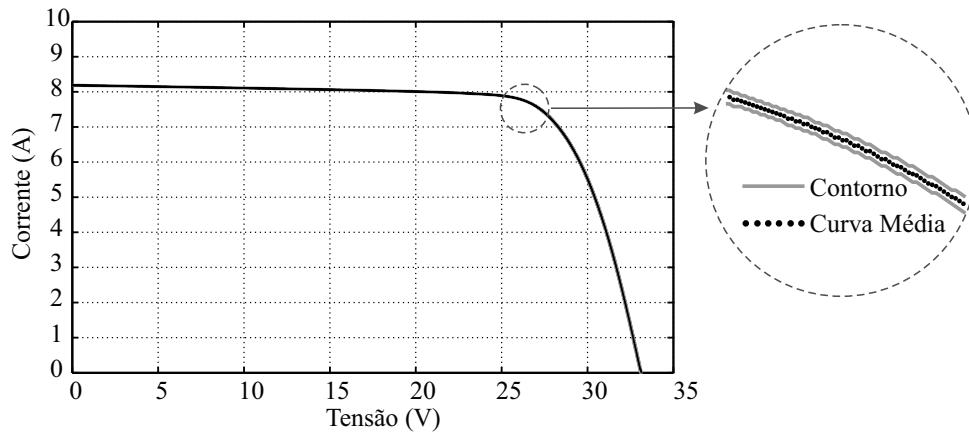
A seguir estão descritos os métodos e critérios utilizados na composição do processo de validação dos algoritmos de estimação.

3.1.1 Obtenção das curvas $I - V$

As equações transcendentais (10) e (21) descrevem, respectivamente, os modelos de um e dois diodos, representando o comportamento $I - V$ dos módulos fotovoltaicos. Sendo assim, considerando uma certa temperatura e irradiância, bastaria que todos os parâmetros do módulo fossem conhecidos para que a curva $I - V$ pudesse ser construída. Entretanto, como discutido no Capítulo 1, a maioria dos parâmetros é mutável e seus valores dependem das condições ambientais. Por essas razões, os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem em seus *datasheets* apenas um conjunto de parâmetros relacionados ao STC, excluindo desse conjunto os parâmetros intrínsecos, construtivos e que tampouco podem ser visualmente estimados, como R_s , R_p , A_1 , A_2 , I_{01} , I_{02} e I_g .

Para a estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos e validação das técnicas usadas nesse processo, é necessário acessar o par ordenado (V, I) , oriundo da curva experimental $I - V$. Entretanto, as curvas experimentais podem não estar disponíveis para o usuário, inconveniente que pode ser contornado através das informações fornecidas pelos *datasheets* dos fabricantes (SILVA et al., 2016). Em (SILVA, 2015), desenvolveu-se um método de conversão das curvas dos *datasheets* em pontos X e Y no MATLAB®, sendo o mesmo disponibilizado no Apêndice A. No referido trabalho, elaborou-se um algoritmo de tratamento de imagens, onde as curvas dos *datasheets* são separadas e arquivadas como imagem BMP, juntamente com pontos delimitadores da região gráfica. A partir de então, o algoritmo contorna essa curva e retorna cada ponto do contorno em *pixels* com escalas de tensão e corrente. Por fim, a média entre os extremos da região de contorno é calculada e o resultado são pontos (V, I) que representam a curva que melhor se aproxima da curva original. Esses pontos de tensão e corrente são denominados de V_{curva} e I_{curva} . Como exemplo do procedimento descrito, pode-se ver na Figura 24 o contorno e a curva média extraídas do *datasheet* do módulo KC200GT (KYOCERA, 2017), correspondente à curva $I - V$ em $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$.

Figura 24 – Contorno da curva original e curva média extraídas do *datasheet* do módulo KC200GT por meio da técnica de extração de curvas.



Fonte: O autor.

A partir do algoritmo explicado é possível acessar qualquer par (V, I) da curva tratada, inclusive os pontos fornecidos pelos *datasheets*, I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} e V_{mp} . Os valores encontrados podem não ser exatamente os mesmos, mas encontram-se dentro de um intervalo de confiança, menor que $\pm 0,5\%$. É importante salientar, que essa pequena diferença também influencia a constante $\beta_{V_{oc}}$, que pode ser determinada por um simples ajuste linear através do V_{oc} das curvas de temperatura. Para que seja mantida a coerência da técnica, sugere-se não utilizar os pontos do *datasheet*. Na Tabela 3, pode-se ver a diferença entre os valores tabelados no *datasheet* e os valores extraídos pelo tratamento de imagens para a mesma curva da Figura 24. Mostram-se também os valores de $\beta_{V_{oc}}$ para as curvas de temperatura do módulo analisado.

Tabela 3 – Diferença entres os valores tabelados no *datasheet* e os valores extraídos pelo tratamento de imagens.

	<i>Datasheet</i>	Imagem
I_{sc}	8,21	8,18
V_{oc}	32,90	33,09
I_{mp}	7,61	7,62
V_{mp}	26,30	26,89
$\beta_{V_{oc}}$	-0,123	-0,126

Fonte: O autor.

3.1.2 Método numérico para o modelo elétrico do módulo fotovoltaico

O modelo elétrico do módulo fotovoltaico se apresenta matematicamente como uma equação transcendental, para o modelo de um diodo em (10) e para o modelo de dois diodos em (21). Dessa maneira, não existe uma forma explícita para a corrente de saída, sendo necessária a utilização de técnicas numéricas para solucionar o problema. Dentre as formas iterativas possíveis é adotado o método de Newton-Raphson (YAMAMOTO, 2000), amplamente utilizado para obter aproximações de raízes reais de equações numéricas, $f(x) = 0$, dada sob a forma da seguinte equação iterativa

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, \quad (25)$$

onde n denota a n -ésima iteração do algoritmo e

$$f'(x_n) = \frac{d}{dx} f(x_n). \quad (26)$$

Dada a não linearidade, $I = f(I)$, em (10) e (21), conclui-se que

$$g(I) = f(I) - I = 0. \quad (27)$$

Dessa forma,

$$I_{n+1} = I_n - \frac{g(I_n)}{g'(I_n)}. \quad (28)$$

Neste trabalho, o processo iterativo é concluído quando: $|I_{n+1} - I_n| < 10^{-6}$.

3.1.3 Critérios de avaliação

Nesta tese, será aplicado o erro médio absoluto em potência como critério de parada para as técnicas de estimação de parâmetros, entretanto, outras quatro medidas estatísticas também serão utilizadas como critério avaliativo entre as técnicas.

Em geral, o critério de parada das técnicas de estimação dos parâmetros é baseado na minimização dos erros entre as curvas, $I - V$ ou $P - V$, reais e estimadas. Como comentado no Capítulo 1, a maioria das aplicações que utilizam o modelo elétrico procura estimar com maior precisão possível a potência de saída do módulo fotovoltaico. Por este motivo, assim como em (SILVA et al., 2016), também adota-se nesta tese o erro em potência.

Considerando um certo ponto de tensão, o erro absoluto em potência (EAP) e o erro percentual em potência (EPP) são calculados através das seguintes expressões

$$EAP(k) = |P_{curva}(k) - P_{modelo}(k)| \quad (29)$$

$$EPP(k) = \frac{|P_{curva}(k) - P_{modelo}(k)|}{P_{curva}(k)} 100\%, \quad (30)$$

onde P_{curva} é o produto de V_{curva} e I_{curva} , e P_{modelo} , o produto de V_{modelo} e I_{modelo} , obtidos pela simulação do modelo elétrico com os parâmetros estimados. Sendo assim, o erro médio absoluto em potência ($EMAP$) e o erro médio percentual em potência ($EMPP$) podem ser definidos, respectivamente, como

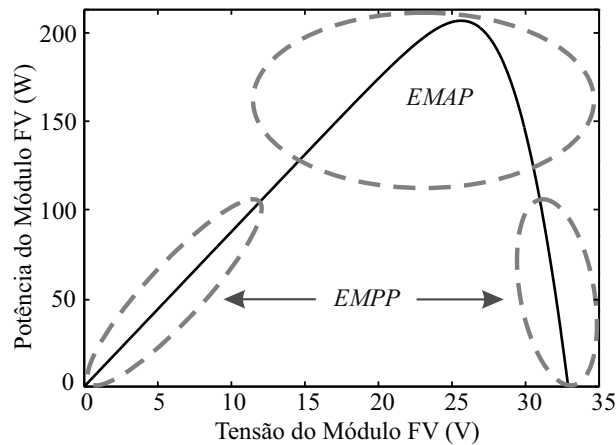
$$EMAP = \frac{\sum_{k=1}^{N_{curva}} EAP(k)}{N_{curva}} \quad (31)$$

$$EMPP = \frac{\sum_{k=1}^{N_{curva}} EPP(k)}{N_{curva}}, \quad (32)$$

onde o EAP e o EPP são calculados para todos os pontos de tensão indo de zero até a tensão de circuito aberto, e N_{curva} é o número de pontos extraídos do *datasheet* ou curva experimental.

Como explicado por Silva et al. (2016), o $EMPP$ atribui maior importância para diferenças que ocorrem em áreas onde a potência é baixa, como é visto na Figura 25. Essa característica torna o $EMAP$ mais interessante como critério de parada e comparação entre as técnicas de estimação. Essa interpretação pode ser observada através do EAP , dado por (29) e do EPP , dado por (30). Considerando que duas regiões diferentes da curva $P - V$ apresentam o mesmo EAP , o EPP será maior para a região de menor potência. Em contraponto, o $EMAP$ por ser baseado no erro absoluto, tende a apresentar maior importância para regiões onde o EAP

Figura 25 – Regiões de maior importância do $EMPP$ e $EMAP$.



Fonte: Adaptada de Silva et al. (2016).

seja maior, o que geralmente acontece próximo ao *MPP* devido aos valores de potência mais elevados.

Além do *EMAP* e do *EMPP*, optou-se por apresentar mais duas medidas de avaliação, a raiz do erro quadrático médio (*REQM*) e a soma de quadrados do erro (*SQE*), ambas foram relacionadas a erros de corrente e serão definidas a seguir.

O *REQM* refere-se ao desvio padrão dos resíduos, ou seja, o desvio entre os dados calculados e os dados reais, sendo definido como

$$REQM = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{N_{curva}} [I_{modelo}(k) - I_{curva}(k)]^2}{N_{curva}}}, \quad (33)$$

enquanto,

$$SQE = \sum_{k=1}^{N_{curva}} [I_{modelo}(k) - I_{curva}(k)]^2 \quad (34)$$

é a medida da diferença entre os dados calculados e os reais. Assim, quanto menor *SQE* melhor o ajuste em termos de corrente. Esses critérios de avaliação estão frequentemente presentes na literatura (DKHICHI et al., 2014; MUHSEN et al., 2015).

3.2 TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

A título de comparação com as técnicas de estimação propostas nesta tese são descritas e analisadas três técnicas presentes na literatura, uma baseada no modelo de um diodo e duas baseadas no modelo de dois diodos, escolhidas para comparação por apresentarem filosofia de estimação de parâmetros similar a que é proposta nesta tese. As técnicas escolhidas são:

- Técnica varredura total ((SILVA et al., 2016)) - tomada como referência inicial, o algoritmo varredura total realiza uma busca de valores em faixas pré-determinadas para parâmetros específicos (SILVA, 2015). Essa técnica, baseada no modelo de um diodo, foi comparada com outras cinco técnicas utilizadas na literatura para a estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos;
- Técnica de Ishaque ((ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b)) - essa técnica é aplicada ao modelo de dois diodos. Ela se utiliza de adaptações de algumas equações, objetivando a simplicidade do modelo e a necessidade da determinação de apenas quatro parâmetros;
- Técnica de Hejri (HEJRI et al., 2014) - baseada no modelo de dois diodos, esta técnica tem como objetivo principal a utilização de soluções analíticas que podem ser utilizadas como valores iniciais para soluções numéricas baseadas no método de Newton-Raphson.

A seguir, apresentam-se essas técnicas de estimação, assim como as técnicas propostas nesta tese. E posteriormente, é mostrada a comparação dos resultados das simulações.

3.2.1 Técnica da varredura total para o modelo de um diodo (SILVA et al., 2016)

Utilizando os *datasheets*, pode-se avaliar diretamente a equação que descreve o modelo elétrico do módulo solar fotovoltaico, em três condições características de corrente e tensão (V, I):

- Condição de curto circuito ($0, I_{sc}$);
- Condição de circuito aberto ($V_{oc}, 0$);
- Condição de máxima potência (V_{mp}, I_{mp}).

Dessa forma, a equação para o modelo de um diodo (10) leva às seguintes expressões:

$$\text{em } (0, I_{sc}) \quad \Rightarrow \quad I_{sc} = I_g - I_0 \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{AV_t} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc} R_s}{R_p}, \quad (35)$$

$$\text{em } (V_{oc}, 0) \quad \Rightarrow \quad I_0 = \frac{I_g - \frac{V_{oc}}{R_p}}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{AV_t} \right) - 1}, \quad (36)$$

$$\text{em } (V_{mp}, I_{mp}) \quad \Rightarrow \quad I_{mp} = I_g - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{AV_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_p} \right). \quad (37)$$

A técnica de estimação dos parâmetros varredura total, proposto em (SILVA, 2015), (SILVA et al., 2016), foi comparada com outras cinco técnicas de estimação dos parâmetros para o modelo de um diodo (XIAO; DUNFORD; CAPEL, 2004a; VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009a; CHATTERJEE; KEYHANI; KAPOOR, 2011; MOHAPATRA; NAYAK; MOHANTY, 2013; NAYAK; MOHAPATRA; MOHANTY, 2013). A técnica foi proposta com o intuito de resolver as limitações encontradas nas outras técnicas revisadas pelos autores, como a negligência da influência de R_p na técnica de Xiao (XIAO; DUNFORD; CAPEL, 2004a) e a possibilidade de aprisionamento da solução em mínimos locais.

Nesta técnica, considera-se que

$$I_{g,ref} = I_{sc,ref}, \quad (38)$$

onde o subscrito *ref* indica o parâmetro na condição ambiental de referência. Para análises realizadas através dos *datasheets* a referência será sempre a *STC*. Portanto (16) passa a ser escrita como

$$I_g(S, T) = [I_{sc,ref} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_{ref})] \frac{S}{S_{ref}}. \quad (39)$$

Além disso, os valores fisicamente possíveis de A e R_s são variados dentro de um certo intervalo de confiança (A de 1 até 2 com passo $\Delta A = 0,01$ e R_s de 0 até 2Ω com passo $\Delta R_s = 1\text{ m}\Omega$). Eles são substituídos em (36) e em

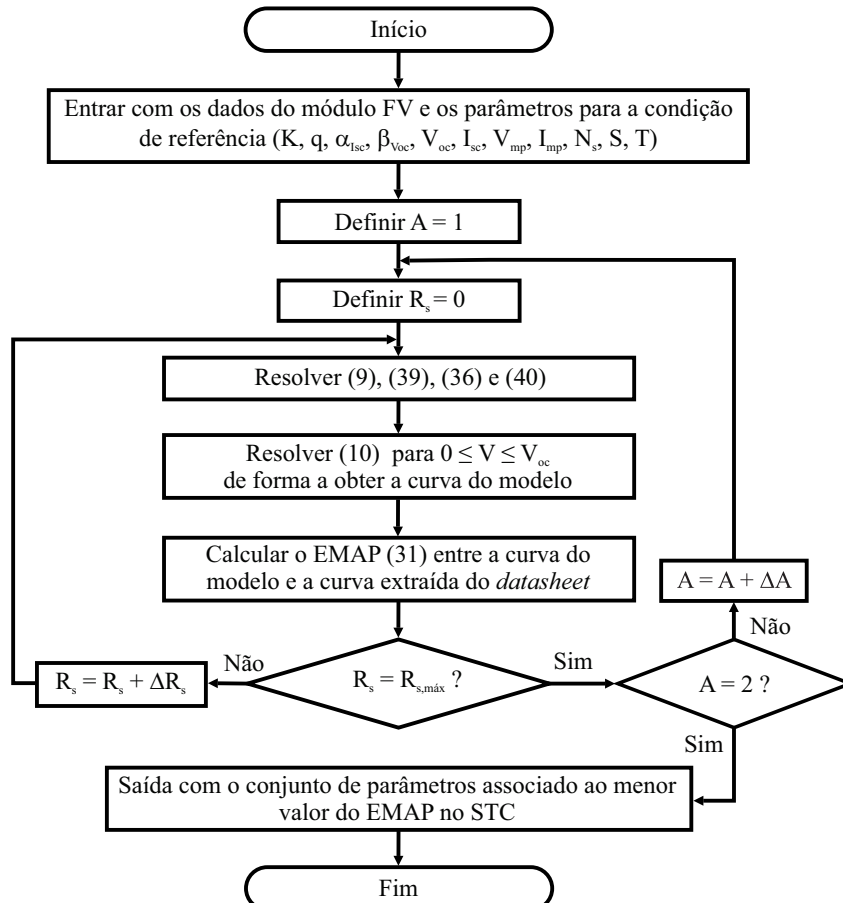
$$R_p = \frac{V_{oc} \left[\frac{\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A V_t}\right) - 1}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A V_t}\right) - 1} \right] - V_{mp} - I_{mp} R_s}{I_{mp} + I_g \left\{ \left[\frac{\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A V_t}\right) - 1}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A V_t}\right) - 1} \right] - 1 \right\}}, \quad (40)$$

que é obtida ao se substituir (36) em (37). Finalmente, com base no menor $EMAP$, é escolhido o melhor conjunto de parâmetros (A , R_s , R_p e I_0) na STC . O fluxograma da técnica varredura total para um diodo é visto na Figura 26.

Nesta técnica, considera-se que as variações de T e de S não afetam os valores de A e R_p diferentemente do que ocorre com I_g , I_0 e R_s . Dessa forma, baseados nas curvas dos *datasheets* e através da varredura total para cada irradiância, os autores argumentam que a resistência série possa ter seu comportamento representado pela seguinte expressão

$$R_s = R_{s,ref} \underbrace{\left[1 + k_{R_s} (T - T_{ref}) \right]}_{\text{Variação com } T} \underbrace{\left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^{-\gamma_{R_s}}}_{\text{Variação com } S}, \quad (41)$$

Figura 26 – Fluxograma do algoritmo varredura total para um diodo.



Fonte: Adaptada de Silva (2015).

onde $R_{s,ref}$ é o valor da resistência série estimada na STC , k_{R_s} é o coeficiente linear de temperatura e γ_{R_s} é o coeficiente exponencial da irradiância para R_s .

O parâmetro desconhecido k_{R_s} é determinado ao se encontrar a menor soma dos $EMAP$, referentes às curvas de temperatura disponibilizadas pelo *datasheet*. Considerando S constante, k_{R_s} é variado de 0 até $1\%/^{\circ}C$, em passos $\Delta k_{R_s} = 0,1\%/^{\circ}C$. Para cada k_{R_s} , o modelo é simulado para $T = 50^{\circ}C$ e $T = 75^{\circ}C$. Por fim, o último parâmetro desconhecido (coeficiente γ_{R_s}) é obtido ao se realizar o processo similar ao descrito no fluxograma da técnica (Figura 26). Nesta fase, A e R_p são constantes já determinadas na condição STC e o melhor valor de R_s é obtido para cada curva $I - V$ com diferentes condições de S disponibilizadas pelo *datasheet*. Com os valores de R_s encontrados, pode-se construir uma curva $R_s - S$, possibilitando a aplicação do melhor ajuste de curva que descreve a tendência de R_s .

Duas ressalvas devem ser feitas sobre a técnica descrita. A primeira diz respeito à variação de V_{oc} com S , pois, sendo necessário esse conhecimento para a utilização de (36), os autores deveriam obter uma relação válida. A segunda diz respeito à validade do algoritmo mediante a dados experimentais, onde dificilmente se consegue curvas com S fixo para vários valores de T e vice-versa.

3.2.2 Técnica de Ishaque (ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011b)

Esta é uma técnica aplicada ao modelo de dois diodos dos módulos fotovoltaicos. Os autores afirmam que sua principal contribuição é a simplificação da equação da corrente (21), pois é necessário determinar apenas quatro parâmetros (I_g , I_0 , R_s e R_p), sendo dois deles, R_s e R_p , calculados através de um método iterativo simples e rápido.

Inicialmente, os autores assumem (38) e (39) para a corrente fotogerada, além de fixarem como unitário o fator de idealidade referente à corrente de difusão, $A_1 = 1$. Em seguida é feita uma adaptação das equações do modelo de um diodo, publicadas por Villalva, Gazoli e Filho (2009a). Baseados nesse artigo, onde (36) é apresentada sem a influência de R_p , a corrente de saturação é reescrita como

$$I_0 = \frac{I_{sc,ref} + \alpha_{Isc}(T - T_{ref})}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{AV_t}\right) - 1}. \quad (42)$$

Os autores então propõem uma modificação para o modelo de dois diodos, considerando as duas correntes de saturação reversa iguais e definidas pela seguinte expressão

$$I_{01} = I_{02} = I_0 = \frac{I_{sc,ref} + \alpha_{Isc}(T - T_{ref})}{\exp\left\{\frac{V_{oc}}{[(A_1 + A_2)/p]V_t}\right\} - 1}. \quad (43)$$

Nessa expressão,

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + \beta_{V_{oc}}(T - T_{ref}) \quad (44)$$

e $A_2 = p - 1$, onde p é uma variável condicionada na forma $p \geq 2,2$, pois os autores afirmam que as melhores correspondências entre o modelo proposto e a curva $I - V$ se apresentaram para

$A_2 \geq 1,2$. Assim, (21) pode ser reescrita como

$$I = I_g - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{V_t} \right) + \exp \left(\frac{V + IR_s}{(p-1)V_t} \right) + 2 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right). \quad (45)$$

A parcela iterativa do algoritmo é destinada a encontrar, simultaneamente, os melhores valores de R_s e R_p que garantam o menor erro ($\varepsilon_{P_{max}}$) entre a potência máxima experimental ou obtida através da curva do *datasheet* ($P_{max,curva}$) e a potência máxima medida através do modelo ($P_{max,modelo}$). Para tanto, desenvolvendo a relação $P_{max,modelo} = P_{max,curva}$ a partir de (45) na condição de máxima potência, chega-se à seguinte expressão para R_p

$$R_p = \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{\left\{ I_g - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{V_t} \right) + \exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{(p-1)V_t} \right) + 2 \right] \right\} - \frac{P_{max,curva}}{V_{mp}}}. \quad (46)$$

Finalmente, para que se inicialize o processo iterativo, o valor inicial de R_s é definido como zero ($R_{s0} = 0$) e o valor inicial de R_p é encontrado fazendo a seguinte equação

$$R_{p0} = \frac{V_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} - \frac{V_{oc} - V_{mp}}{I_{mp}}. \quad (47)$$

O fluxograma da técnica descrita é visto na Figura 27. Percebe-se então que com exceção de I_g , todos os outros parâmetros encontrados a partir da *STC* permanecem fixos para qualquer outro valor de S . Contudo, variando-se a temperatura, I_g e I_0 serão atualizados, enquanto R_s e R_p permanecem fixos.

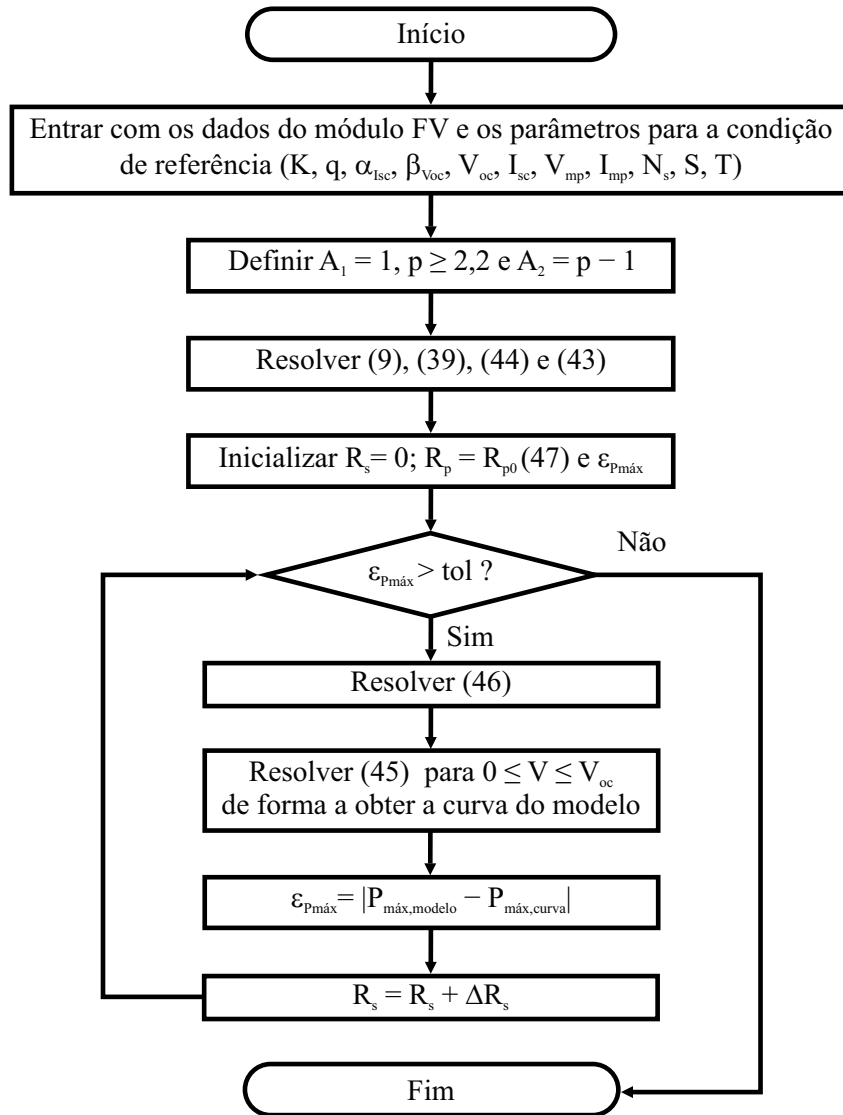
Os parâmetros estimados dependem fortemente dos valores da tolerância (tol) para o $\varepsilon_{P_{max}}$ e o incremento (ΔR_s). Todavia, em nenhum momento esses valores foram citados pelos autores. Com o propósito de reproduzir o algoritmo, adotou-se: $tol = 0,1 \text{ mW}$ e $\Delta R_s = 1 \text{ m}\Omega$.

3.2.3 Técnica de Hejri (HEJRI et al., 2014)

Considerando $A_1 = 1$ e $A_2 = 2$, a técnica de Hejri propõe a estimação dos outros cinco parâmetros do modelo de dois diodos do módulo fotovoltaico. Para isso, os autores desenvolveram um conjunto de equações não lineares com dois parâmetros desconhecidos que devem ser resolvidas pelo método iterativo de Newton-Raphson. Para iniciar o método, os autores apresentam, como principal contribuição, um conjunto de soluções analíticas aproximadas como boas candidatas a pontos iniciais.

Dado que esta técnica envolve uma quantidade bastante expressiva de equações e aproximações analíticas, apresenta-se aqui apenas as principais, para que se possa compreender a técnica. Todas as equações, juntamente com expressões e coeficientes que são utilizados estão presentes em (HEJRI et al., 2014).

Figura 27 – Fluxograma do algoritmo de Ishaque.



Fonte: Adaptada de Ishaque, Salam e Taheri (2011b).

Utilizando as condições características de corrente e tensão $(0, I_{sc})$, $(V_{oc}, 0)$, (V_{mp}, I_{mp}) , disponíveis nos *datasheets*, (21) origina respectivamente as seguintes equações:

$$I_{sc} = I_g - I_{01} \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc} R_s}{R_p} \quad (48)$$

$$0 = I_g - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (49)$$

$$I_{mp} = I_g - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_p} \right). \quad (50)$$

Utilizando a relação de potência e sua derivada em relação à tensão no *MPP*, pode-se definir

$$\left. \frac{d(P)}{dV} \right|_{V=V_{mp}} = \left. \frac{d(VI)}{dV} \right|_{V=V_{mp}} = 0 \quad \Leftrightarrow \quad \left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=V_{mp}} = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}}. \quad (51)$$

E aplicando essa derivada em (21), com $A_1 = 1$ e $A_2 = 2$, tem-se

$$\begin{aligned} \frac{I_{mp}}{V_{mp}} &= \frac{I_{01}}{V_t} \left(1 - \frac{I_{mp}}{V_{mp}} R_s\right) \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t}\right)\right] + \frac{I_{02}}{2V_t} \left(1 - \frac{I_{mp}}{V_{mp}} R_s\right) \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{2V_t}\right)\right] \\ &+ \frac{1}{R_p} \left(1 - \frac{I_{mp}}{V_{mp}} R_s\right). \end{aligned} \quad (52)$$

Utilizando (48) a (52), os autores sugerem uma série de manipulações matemáticas e aproximações a fim de se obter as seguintes expressões

$$\begin{aligned} &\left[\frac{1}{R_p} \left(1 - \frac{I_{mp} R_s}{V_{mp}}\right) - \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right] \left[2 - \exp\left(\frac{V_{oc} - V_{mp} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right) - \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right)\right] \\ &+ \frac{1}{V_t} \left(1 - \frac{I_{mp} R_s}{V_{mp}}\right) \left[-\left(\frac{a}{2} + b\right) \exp\left(\frac{-V_{oc} + V_{mp} + I_{mp} R_s}{2V_t}\right) + \frac{a}{2} \exp\left(\frac{-V_{oc} + V_{mp} - I_{mp} R_s}{V_t}\right)\right. \\ &\left.- \frac{b}{2} \exp\left(\frac{V_{oc} - V_{mp} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right) + \frac{3b}{2}\right] = 0 \end{aligned} \quad (53)$$

$$\begin{aligned} &\frac{R_p - R_s}{V_t} \left[a \exp\left(\frac{I_{sc} R_s - V_{oc}}{V_t}\right) - (a + b) \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{V_t} - \frac{V_{mp} + V_{oc} + I_{mp} R_s}{2V_t}\right) + b \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{V_t}\right.\right. \\ &\left.\left. - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t}\right) + \frac{a}{2} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s - V_{oc}}{2V_t}\right) - \frac{b}{2} \exp\left(\frac{V_{oc} + I_{sc} R_s}{2V_t} - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t}\right) - \frac{a}{2} \exp\left(\frac{V_{mp}}{2V_t}\right.\right. \\ &\left.\left. + \frac{I_{mp} R_s - I_{sc} R_s}{2V_t} - \frac{V_{oc}}{V_t}\right) + \frac{b}{2} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s - V_{mp} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right)\right] - \frac{R_s}{R_p} \left[2 - \exp\left(\frac{V_{oc} - V_{mp} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right)\right. \\ &\left.- \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + I_{mp} R_s}{2V_t}\right)\right] = 0 \end{aligned} \quad (54)$$

$$I_{01} = \frac{I_{sc} \exp\left(\frac{-V_{oc}}{2V_t}\right) - (I_{sc} - I_{mp}) \exp\left(\frac{-V_{mp} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right)}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{2V_t}\right) - \exp\left(\frac{-V_{mp} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right)} \quad (55)$$

$$I_{02} = \frac{I_{sc} \exp\left(\frac{-V_{oc}}{V_t}\right) - (I_{sc} - I_{mp}) \exp\left(\frac{-V_{mp} - I_{mp} R_s}{V_t}\right)}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{2V_t}\right) - \exp\left(\frac{-V_{mp} - I_{mp} R_s}{2V_t}\right)}, \quad (56)$$

onde $a = \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}$ e $b = \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) (I_{sc} - I_{mp}) - \frac{V_{mp}}{R_p}$.

Mais algumas simplificações, juntamente com aproximações de primeira, segunda e terceira ordem, levam os termos exponenciais de (53) a serem transformados em polinômios. Essa transformação leva a outro conjunto de equações

$$A_2 R_s^2 + B_2 R_s + C_2 = 0 \quad (57)$$

$$A_3 R_s^3 + B_3 R_s^2 + C_3 R_s + D_3 = 0$$

$$A_4 R_s^4 + B_4 R_s^3 + C_4 R_s^2 + D_4 R_s + E_3 = 0,$$

que resulta em possíveis soluções viáveis para R_s , e os coeficientes são expressões analíticas oriundas da transformação. Com o melhor valor de R_s pode-se calcular as correntes de saturação e a resistência paralela dada por

$$R_p = \sqrt{\frac{R_s}{\frac{I_{01}}{V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{V_t}\right) + \frac{I_{02}}{2V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{2V_t}\right)}}. \quad (58)$$

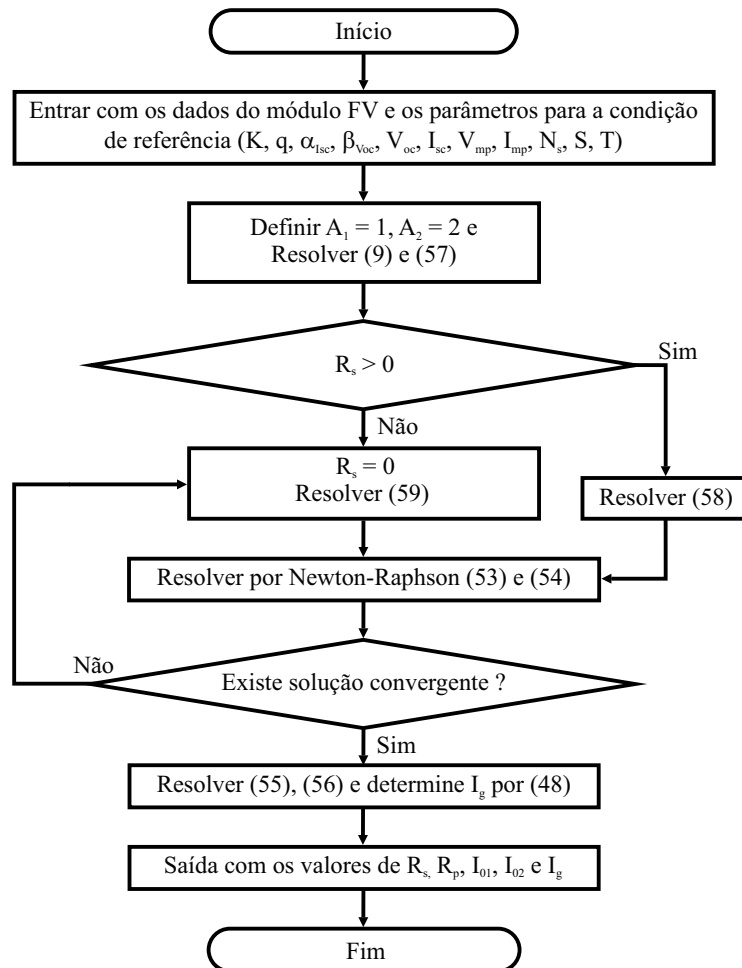
Caso não exista solução viável para R_s que garanta a convergência de (53) e (54), faz-se $R_s = 0$ e R_p é calculado a partir de manipulações matemáticas realizadas em (54), produzindo uma outra expressão para R_p , dada por

$$R_p = \frac{N}{D}, \quad (59)$$

onde N e D são expressões analíticas oriundas de (54). Finalmente, os valores iniciais de R_s e R_p encontrados são utilizados para a solução numérica das equações (53) e (54). O fluxograma desta técnica é visto na Figura 28.

Encontrados os parâmetros do módulo fotovoltaico na STC , os autores utilizam algumas correções em função da variação de temperatura e irradiância. Essas expressões são observadas a seguir:

Figura 28 – Fluxograma do algoritmo de Hejri.



Fonte: O autor.

$$R_s = R_{s,ref} \quad (60)$$

$$R_p = R_{p,ref} \frac{S_{ref}}{S} \quad (61)$$

$$I_{01} = I_{01,ref} \left[\frac{T}{T_{ref}} \right]^3 \exp \left[\frac{q}{k} \left(\frac{E_g(T_{ref})}{T_{ref}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right] \quad (62)$$

$$I_{02} = I_{02,ref} \left[\frac{T}{T_{ref}} \right]^{5/2} \exp \left[\frac{q}{2k} \left(\frac{E_g(T_{ref})}{T_{ref}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right], \quad (63)$$

onde $E_g(T) = E_g(T_{ref})[1 - 0,0002677(T - T_{ref})]$.

Embora apresente correções de alguns parâmetros com S e T , o modelo proposto por Hejri et al. (2014) não apresenta nenhuma explicação quanto ao comportamento físico desses parâmetros. Para os autores, por exemplo, R_s não é influenciado nem por S , nem por T . Além disso, os valores iniciais propostos para R_s e R_p podem não garantir valores reais positivos para I_{01} e I_{02} , inviabilizando a técnica.

3.3 TÉCNICAS PROPOSTAS DE ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS

Nesta seção são propostas duas técnicas de estimação dos parâmetros do módulo fotovoltaico, objetivando uma melhor compreensão do comportamento desses parâmetros sob variações de irradiância e temperatura. Além disso são abordadas as explicações físicas para alguns comportamentos, explicações que em geral são ausentes na maioria das referências relacionadas a estimação dos parâmetros do módulo.

As técnicas propostas são aplicadas tanto para os *datasheets*, que apresentem curvas em vários níveis de irradiância e temperatura, quanto para curvas experimentais. Dessa forma, para construção do modelo do módulo com curvas disponíveis em *datasheets*, são empregadas todas as curvas, enquanto para construção do modelo do módulo com curvas experimentais, são empregadas, quando possível, cinco curvas, sendo uma de referência com irradiância mais próxima de 1000 W/m^2 e as outras em torno de 800 W/m^2 , 600 W/m^2 , 400 W/m^2 e 200 W/m^2 , que apresentam naturalmente diferentes valores de temperatura. Assim, as curvas experimentais escolhidas contemplam diversos pontos de irradiância e temperatura, de modo que o parâmetro encontrado para cada condição ambiental possa descrever, por regressão linear, uma equação algébrica que determina o comportamento desse parâmetro.

3.3.1 Técnica varredura total para o modelo de dois diodos

A primeira técnica proposta tem como premissa a técnica varredura total para o modelo de um diodo (SILVA, 2015). Entretanto, além das correções de R_s com a temperatura e irradiância, são propostas também correções para R_p , de modo que o conceito geral da técnica seja dividido em três etapas:

- Etapa 1 - Estimar os parâmetros do módulo para a condição de referência;

- Etapa 2 - Estimar os parâmetros do módulo dependentes da irradiância;
- Etapa 3 - Estimar os parâmetros do módulo dependentes da temperatura.

Essas etapas serão apresentadas em três fluxogramas distintos, e seus detalhes são descritos a seguir.

Propondo o parâmetro R_p variável com S e T , a técnica se depara com alguns complicadores. Primeiramente, não é possível escrever uma equação para R_p em função apenas dos parâmetros conhecidos. Além disso, fazer uma varredura de R_p torna o custo computacional inviável, dado que os valores de R_p apresentam ordens de grandeza no mínimo duas vezes maiores que os valores de R_s . Essa inviabilidade foi identificada após várias tentativas de simulação com aplicação da varredura em R_p . Sendo assim, é proposta uma varredura para I_g , R_s , A_1 e A_2 como uma primeira etapa da técnica proposta. A ideia de se aplicar uma varredura em I_g é devido ao conhecimento de sua faixa de variação, já que I_g apresenta valores próximos a I_{sc} . Dessa forma R_p pode ser calculado através de uma equação aproximada. Faz-se variar R_s de 0 a 2Ω em passos de $1m\Omega$, A_1 e A_2 de 1 a 2 em passos de 0,1 e I_g de I_{sc} até $I_{sc} + 0,2A$ em passos de $1mA$. Além de R_p , as correntes de saturação, I_{01} e I_{02} , também são calculadas através de equações. As equações utilizadas nesse processo inicial podem ser observadas a seguir.

Isolando a corrente fotogerada em (48), tem-se

$$I_g = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + I_{01} \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] + I_{02} \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right]. \quad (64)$$

O segundo e o terceiro termo das parcelas em (64) são muito menores do que um, pois as correntes de saturação são muito menores do que um, assim como os seus respectivos produtos com os termos exponenciais. Além disso, $I_{sc} \gg I_{01}$ e $I_{sc} \gg I_{02}$. Sendo assim, o primeiro termo é o termo dominante da equação (64) e portanto pode-se escrever a seguinte forma aproximada para R_p

$$R_p \approx \frac{R_s I_{sc}}{I_g - I_{sc}}. \quad (65)$$

Para as equações das correntes de saturação são utilizadas (49) e (50), escritas respectivamente em $(V_{oc}, 0)$ e (V_{mp}, I_{mp}) . Assim, isolando I_{02} em (49) e I_{01} em (50), tem-se

$$I_{02} = \frac{I_g - \frac{V_{oc}}{R_p} - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{A_1 V_t} \right) - 1 \right]}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{A_2 V_t} \right) - 1} \quad (66)$$

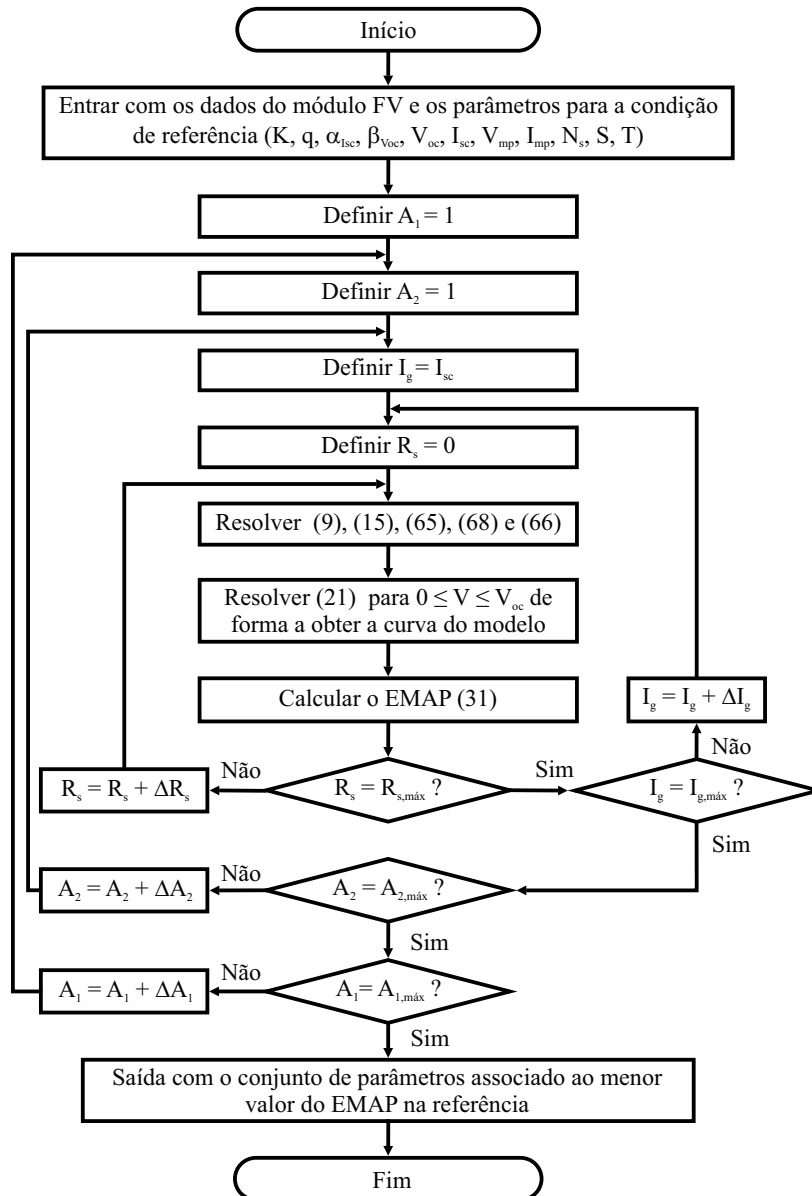
$$I_{01} = \frac{I_g - I_{mp} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) - \frac{V_{mp}}{R_p} - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right]}{\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A_1 V_t} \right) - 1}, \quad (67)$$

que são duas equações acopladas. Contudo, substituindo (66) em (67), chega-se em

$$I_{01} = \frac{I_g - \frac{V_{mp}}{R_p} - I_{mp} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \left(I_g - \frac{V_{oc}}{R_p}\right) \left[\frac{\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A_2 V_t}\right) - 1}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_2 V_t}\right) - 1} \right]}{\left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A_1 V_t}\right) - 1 \right] - \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_1 V_t}\right) - 1 \right] \left[\frac{\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{A_2 V_t}\right) - 1}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_2 V_t}\right) - 1} \right]}. \quad (68)$$

De posse de todos os parâmetros, pode-se calcular I_{02} através de (66) e resolver a equação transcendental (21) por meio do método numérico de Newton-Raphson. Dessa forma, o menor *EMAP* indica o melhor conjunto de parâmetros ($A_1, A_2, R_s, R_p, I_g, I_{01}, I_{02}$) na *STC*, que definem os parâmetros ($A_{1,ref}, A_{2,ref}, R_{s,ref}, R_{p,ref}, I_{g,ref}$ e $I_{01,ref}$) que são utilizados nas outras etapas da técnica proposta. O fluxograma desta primeira etapa é visto na Figura 29.

Figura 29 – Fluxograma do algoritmo varredura total para dois diodos. Etapa 1 - Estimação dos parâmetros de referência.



Fonte: O autor.

3.3.1.1 Correções dos parâmetros com a temperatura e com a irradiância

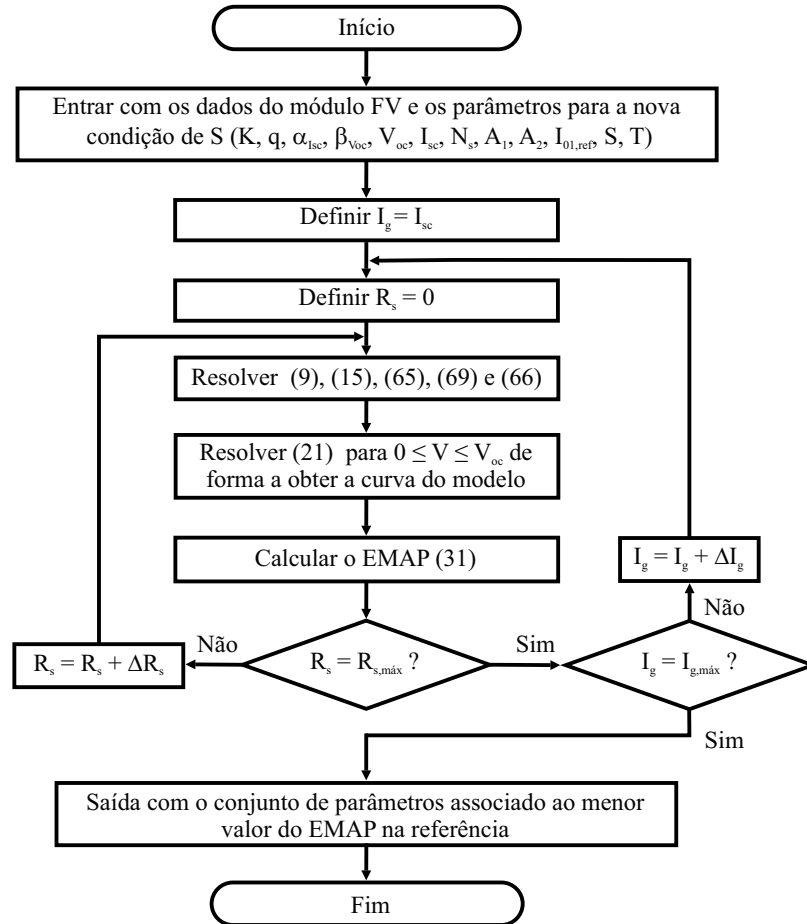
Utilizando as curvas do *datasheet* é possível observar como R_s , R_p e I_g se comportam com a variação de S e T . Para isso, executou-se o algoritmo da Figura 30 para cada curva $I - V$ disponível. Nessa etapa, a qual chama-se de etapa 2, considera-se que $A_1 = A_{1,ref}$, $A_2 = A_{2,ref}$ e que a corrente de saturação associada ao fenômeno de difusão sofre pouca influência com a variação de S , como explicado na Seção 2.7.2. Assim, pode-se atualizar (14) e definir

$$I_{01}(S,T) = I_{01,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^{3/A_{1,ref}} \left\{ \exp \left[\frac{q}{A_{1,ref} k_B} \left(\frac{E_g(T_{ref})}{T_{ref}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right] \right\}. \quad (69)$$

Na etapa 2 encontra-se um conjunto de parâmetros para cada curva do *datasheet* com $T = 25^\circ C$. Assim, uma determinada equação para cada parâmetro, R_s e R_p , pode ser obtida por regressão linear, contanto que se respeite as características físicas de cada caso, explicadas a seguir.

- Correções de R_s e R_p

Figura 30 – Fluxograma do algoritmo varredura total para dois diodos. Etapa 2 - Estimação dos parâmetros para novas condições de irradiância.



Fonte: O autor.

Os estudos realizados nesta tese levam a concluir que os valores de R_s e R_p podem ser determinados através de uma função de potência, de forma que ambos aumentam com a diminuição de S . Nas Figuras 31 (a) e (b), pode-se observar essa dependência para as cinco curvas de irradiância, todas na mesma temperatura de 25°C , do módulo KC200GT. Os pontos representam os valores dos parâmetros, estimados pela técnica, enquanto as linhas, obtidas por regressão linear, representam a tendência, ou seja, as equações que descrevem os parâmetros para qualquer valor de S , obtidas através da função *cftool* do MATLAB®. São considerados os melhores ajustes que levam a linha de tendência a interceptar o valor de R_s e R_p na STC. As dependências de R_s e R_p constatadas estão em conformidade com outras pesquisas anteriores (ARORA; VERMA; BHATNAGAR, 1986; KARATEPE; BOZTEPE; COLAK, 2006; KHAN; SINGH; HUSAIN, 2010; YORDANOV; MIDTGARÅRD, 2011; ISLAM; RAHMAN; MOMINUZZAMAN, 2014; KHAN; BAEK; KIM, 2014; EL-SHAER; TADROS; KHALIFA, 2014), salientando que as investigações e análises realizadas usam as células fotovoltaicas baseadas em silício.

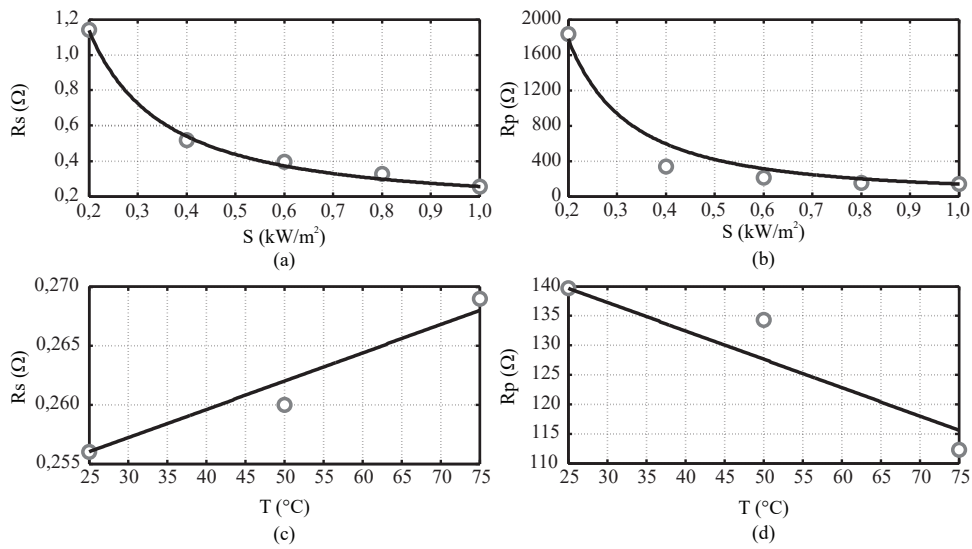
Como relatado na Seção 2.7.3, a estrutura física da resistência série da célula fotovoltaica é bastante complexa, sendo constituída de um conjunto de resistências. Por isso, alguns autores atribuem ao aumento da condutividade da camada ativa com o aumento da irradiância, como umas das razões para que R_s diminua (ARORA; VERMA; BHATNAGAR, 1986; KHAN; BAEK; KIM, 2014). A taxa de diminuição é mais rápida em baixos valores de S , tornando-se menor para valores de S mais elevados (PRIYANKA; LAL; SINGH, 2007; KHAN; SINGH; HUSAIN, 2010). Em contrapartida, R_p está associado com as regiões de defeitos localizados, os quais possuem uma grande concentração de armadilhas⁸ que atuam como sumidouros para portadores de cargas (SAH; NOYCE; SHOCKLEY, 1957b; KHAN; BAEK; KIM, 2014). A atividade elétrica das armadilhas é mais forte em valores muito baixos de S , em uma região não explorada nesta tese e não mostrada na Figura 31. À medida que S aumenta, as armadilhas começam a ficar preenchidas, reduzindo assim a corrente em paralelo, portanto aumentando R_p . Após o preenchimento de todas as armadilhas R_p atinge seu máximo quase constante para uma faixa de S . Com novos aumentos de S a níveis mais elevados, a célula é degradada, ocasionando a diminuição de R_p (KHAN; SINGH; HUSAIN, 2010; CUCE; CUCE; BALI, 2013; KHAN; BAEK; KIM, 2014). No entanto, alguns outros efeitos, como o aquecimento da célula, podem causar essa diminuição em R_p .

A observação de que R_p diminui de forma aproximadamente linear com a temperatura também foi constatada em pesquisas anteriores (NISHIOKA et al., 2003; SINGH; RAVINDRA, 2012; CUCE; CUCE; BALI, 2013). Em contrapartida, outras pesquisas indicam um efeito contrário para R_s , observando um crescimento exponencial ou aproximadamente linear com o aumento da temperatura (DING; CHENG; FU, 2005; KARATEPE; BOZTEPE; COLAK, 2006; BENSALAM; CHEGAAR, 2013; SHANNAN et al., 2015). Além disso, pesquisas experimentais

⁸A armadilha é um lugar onde a geração e a recombinação de elétrons e buracos podem ocorrer em um semicondutor.

(ARORA; VERMA; BHATNAGAR, 1986) afirmam que existe um valor mínimo para R_s em uma certa temperatura particular, e que o aumento ou diminuição da temperatura a partir desse ponto ocasiona o aumento de R_s . Esse comportamento é explicado em termos das várias contribuições para a resistência em série, de tal modo que, acima da temperatura ambiente a resistência de folha da camada de difusão se torna dominante e R_s aumenta com a temperatura. Nas Figuras 31 (c) e (d), pode-se observar o comportamento descrito para R_s e R_p em função da temperatura para as curvas do *datasheet*, todas na mesma irradiância de 1000 W/m^2 , do módulo KC200GT.

Figura 31 – Dependências de R_s e R_p com a irradiância e temperatura para o módulo KC200GT obtidas pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos representam os valores dos parâmetros estimados, enquanto as linhas representam o comportamento dos parâmetros de acordo com suas respectivas equações.



Fonte: O autor.

Toda essa análise levou a definir, como proposta desta tese, as seguintes expressões para R_s e R_p

$$R_s(S, T) = R_{s,T} [1 + k_{R_s} (T - T_{ref})] + R_{s,S} \left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^{-\gamma_{R_s}} \quad (70)$$

$$R_p(S, T) = R_{p,ref} [1 - k_{R_p} (T - T_{ref})] \left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^{-\gamma_{R_p}}, \quad (71)$$

onde, k_{R_s} e k_{R_p} são respectivamente os coeficientes linear de temperatura para R_s e R_p ; γ_{R_s} e γ_{R_p} são respectivamente os coeficientes exponenciais de irradiância para R_s e R_p ; $R_{p,ref}$ é o valor da resistência paralela estimada para curva de referência. $R_{s,T}$ e $R_{s,S}$ são respectivamente as resistências dominantes na temperatura e na irradiância de referência, de maneira que

$$R_{s,T} + R_{s,S} = R_{s,ref}, \quad (72)$$

representa a resistência série para curva de referência, estimada pela técnica proposta, e implica em $R_{s,T} = R_{s,ref} - R_{s,S}$. Os parâmetros γ_{R_s} , γ_{R_p} , $R_{s,T}$ e $R_{s,S}$ foram obtidos a partir da

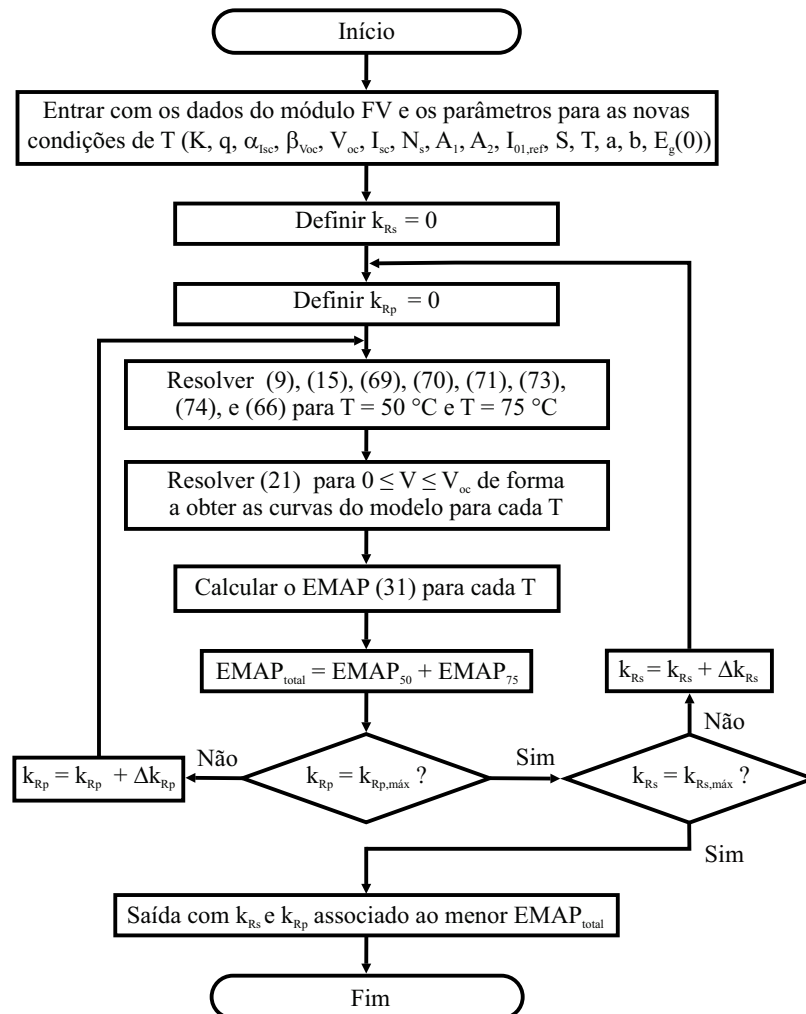
regressão linear, Figuras 31 (a) e (b), considerando o melhor ajuste entre as curvas de tendência, (70) e (71), e os valores de R_s e R_p estimados na etapa 2 do algoritmo.

Para obtenção dos parâmetros k_{R_s} e k_{R_p} , explora-se o fato de alguns fabricantes fornecerem curvas $I - V$ com S constante e T variável. Dessa forma existe a possibilidade de executar um processo iterativo, como descrito na Figura 32. Nesse processo, o qual chama-se de etapa 3, varia-se k_{R_s} e k_{R_p} de 0 a 5 %/°C em passos de 0,1 %/°C. Então, os parâmetros são encontrados quando a menor soma dos $EMAP$ das temperaturas, $T = 50^\circ C$ e $T = 75^\circ C$, for atingida. Salienta-se que essa etapa é praticamente inviável para curvas experimentais, onde dificilmente se controla os valores S ou T . Nessa situação, a alternativa é executar a etapa 2 para todas as curvas, possibilitando a construção de curvas tridimensionais (3D) para os parâmetros R_s , R_p , I_g e V_{oc} , determinando assim todos os parâmetros por regressão linear.

• Correções de I_g e V_{oc}

Os resultados apresentados para a corrente fotogerada confirmaram seu aumento

Figura 32 – Fluxograma do algoritmo varredura total para dois diodos. Etapa 3 - Cálculo de k_{R_s} e k_{R_p} .



Fonte: O autor.

proporcional com a irradiância, como pode-se ver na Figura 33 (a). Portanto, juntamente com a variação linear com a temperatura (Figura 33 (c)), pode-se chegar a uma expressão similar a (16):

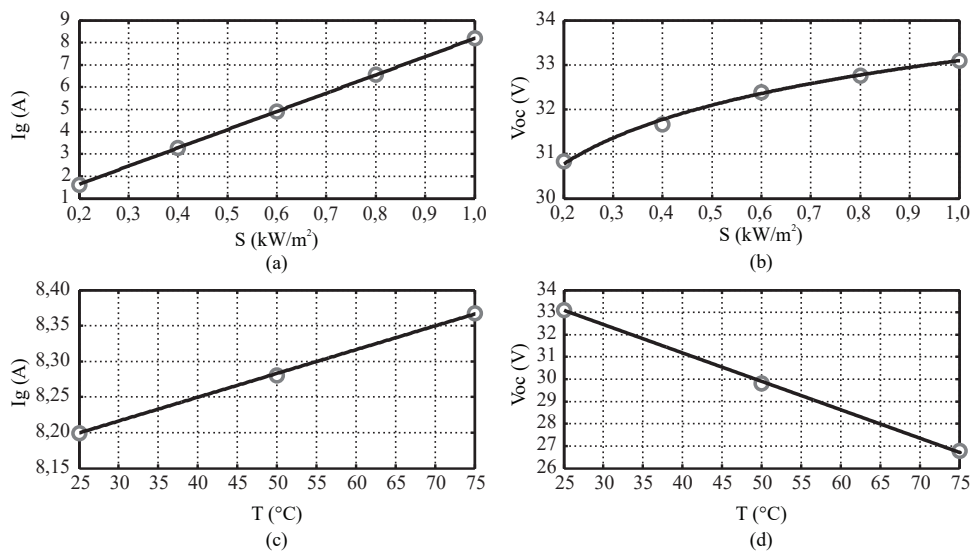
$$I_g(S,T) = [I_{g,ref} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_{ref})] \left(\frac{S}{S_{ref}} \right). \quad (73)$$

Pode-se observar em (66) a necessidade de se conhecer V_{oc} para condições ambientais fora da STC. Por esse motivo, utilizando as curvas do *datasheet* e mais uma vez a ferramenta *cftool*, é possível determinar o melhor ajuste de V_{oc} com dependência em S . O resultado é visto na Figura 33 (b). Juntamente com a conhecida variação linear com a temperatura (Figura 33 (d)), pode-se chegar a uma expressão similar a (17):

$$V_{oc}(S,T) = V_{oc,ref} + \beta_{V_{oc}}(T - T_{ref}) + k_{V_{oc}}T \ln \left(\frac{S}{S_{ref}} \right), \quad (74)$$

onde, $k_{V_{oc}}$ é a constante de correção de V_{oc} com a irradiância, obtida através do ajuste entre a curva de tendência (74) e os valores conhecidos de V_{oc} . Comportamento similar para V_{oc} foi observado em pesquisas anteriores (CELIK; ACIKGOZ, 2007; CUCE; CUCE; BALI, 2013; ORIOLI; GANGI, 2013; KHAN; BAEK; KIM, 2014; EL-SHAER; TADROS; KHALIFA, 2014).

Figura 33 – Dependências de I_g e de V_{oc} com a irradiância e temperatura para o módulo KC200GT. Os pontos representam os valores dos parâmetros estimados, enquanto as linhas representam o comportamento dos parâmetros de acordo com suas respectivas equações.



Fonte: O autor.

Para avaliar o desempenho das equações (73) e (74), utilizou-se o coeficiente de determinação (R^2), que representa a proporção de variabilidade em um conjunto de dados. Tem-se $0 \leq R^2 \leq 1$ e $R^2 \cong 1$ representando uma forte correlação entre os dados medidos e simulados (LI et al., 2017). O coeficiente de determinação pode ser expresso na forma

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - f_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}, \quad (75)$$

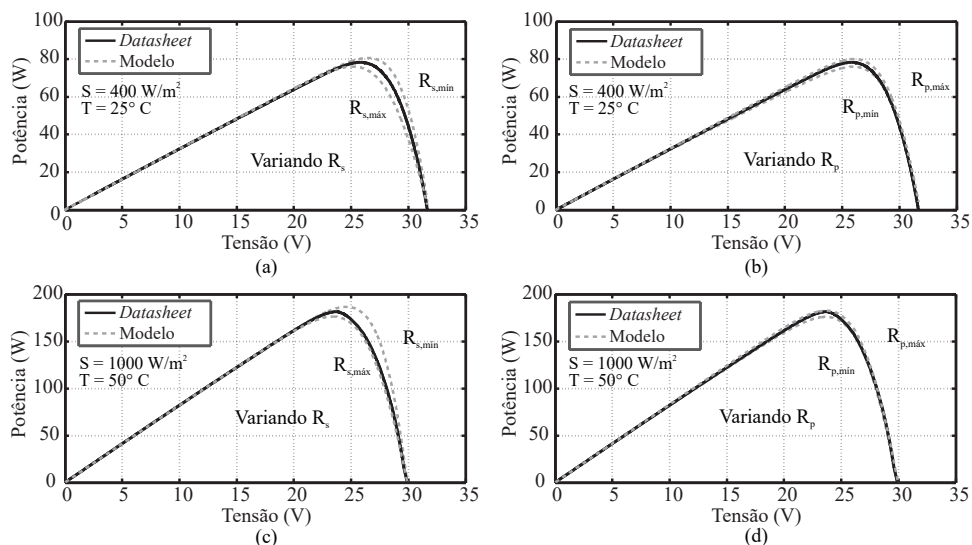
onde y_i é o dado medido, f_i é o dado simulado e \bar{y} é a média aritmética dos dados medidos. Assim, encontrou-se $R^2 = 0,9999$, para a expressão que relaciona I_g com S e $R^2 = 0,9949$, para a expressão que relaciona V_{oc} com S .

3.3.1.2 Sensibilidade de R_s e R_p

Estudos encontrados em Alonso (2016, p. 144), apontam para não homogeneidade dos parâmetros elétricos dos módulos, ainda que sendo módulos fotovoltaicos de um mesmo lote de fabricação e testados sob as mesmas condições de S , T e AM , os módulos fotovoltaicos possuem variações nos parâmetros de corrente, tensão e potência máxima, conduzindo a inevitáveis tolerâncias de fabricação, que são aceitáveis até certo limite. Por essa razão, a maioria dos fabricantes determinam em seus *datasheets* uma certa tolerância percentual para os valores desses parâmetros.

Nesta tese, considerou-se aceitáveis os parâmetros do módulo fotovoltaico que impõem erro de potência máxima menor que 3,0%, sendo essa tolerância menor que a imposta por alguns fabricantes, como no caso do KC200GT, que considera aceitável para a STC um erro de +10%/ - 5%. Assim, após a extração dos parâmetros com a técnica proposta, avaliou-se quais seriam os limites de R_s e R_p para que a curva modelada garanta a tolerância pré-estabelecida. Nas Figuras 34 (a) e (b), são apresentados as curvas na condição $S = 400 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ \text{C}$ com os limites para variação de R_s e R_p respectivamente. A mesma análise é realizada para a condição $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 50^\circ \text{C}$, Figuras 34 (c) e (d). Essas duas condições são escolhidas por apresentarem maiores resíduos na comparação entre estimativa e modelo dos parâmetros, como pode-se ver nas Figuras 31 (b) e (d).

Figura 34 – Limites de R_s (a e c) e R_p (b e d) para erro de potência máxima menor do que 3,0%. As linhas tracejadas descrevem o modelo e as linhas sólidas descrevem as curvas extraídas do datasheet.



Fonte: O autor.

Na Tabela 4, apresentam-se os limites de R_s e R_p para o módulo KC200GT em 400 W/m^2 e 25°C e em 1000 W/m^2 e 50°C . Os maiores erros de potência máxima e de tensão máxima para o primeiro caso são de 2,33% e de 2,73% respectivamente. Enquanto para o segundo obteve-se 2,98% e de 3,93%. Além disso, observou-se que a cima de determinado valor, R_p deixa de influenciar na curva característica do módulo fotovoltaico, não existindo, portanto, um valor máximo para a tolerância do erro imposta.

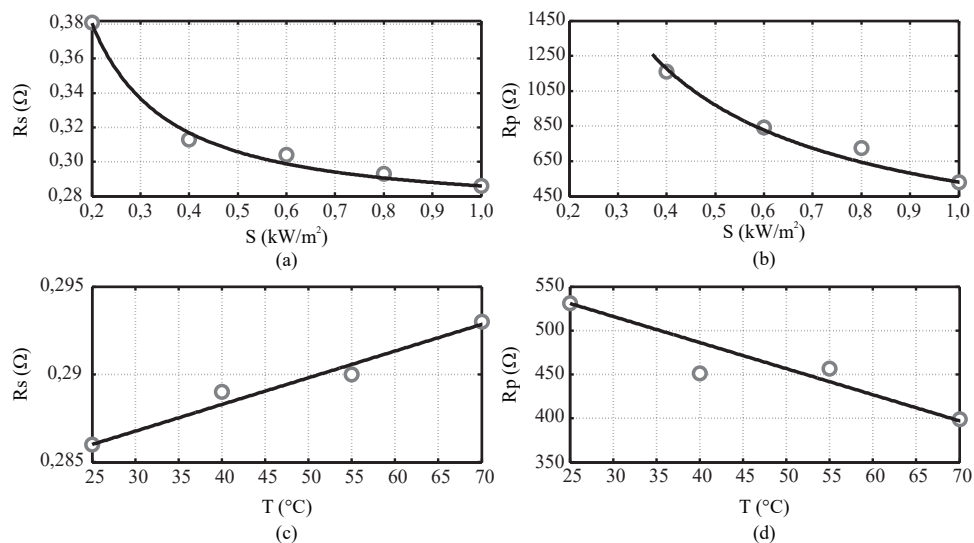
Toda a análise realizada até então foi aplicada para um módulo fotovoltaico de silício multicristalino. Assim, como extensão do modelo proposto, todo o processo descrito foi repetido para o módulo fotovoltaico de silício monocristalino JAM6(K)-60-285/PR (SOLAR ELETRIC SUPPLY, INC., 2017). O intuito dessa abordagem é conseguir validar o modelo para outras tecnologias de módulos fotovoltaicos. Assim sendo, mostram-se as Figuras 35 e 36, que apresentam os resultados do estudo de comportamento dos parâmetros fotovoltaicos em relação

Tabela 4 – Limites de R_s e R_p que impõem erro de potência máxima menor que 3,0% para o módulo KC200GT nas condições de $S = 400 \text{ W/m}^2$ - $T = 25^\circ\text{C}$ e $S = 1000 \text{ W/m}^2$ - $T = 50^\circ\text{C}$.

Parâmetros	$S = 400 \text{ W/m}^2$ $T = 25^\circ\text{C}$	$S = 1000 \text{ W/m}^2$ $T = 50^\circ\text{C}$
$R_{s,\text{mín}} (\Omega)$	0,36	0,12
$R_{s,\text{máx}} (\Omega)$	0,86	0,30
$R_{p,\text{mín}} (\Omega)$	163	84
$R_{p,\text{máx}} (\Omega)$	-	-

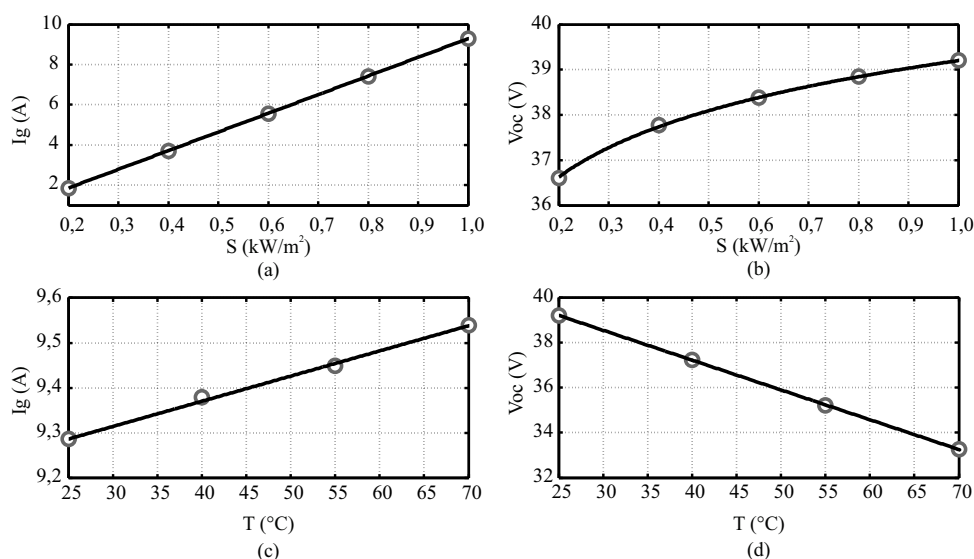
Fonte: O autor.

Figura 35 – Dependências de R_s e R_p com a irradiância e temperatura para o módulo JAM6(K)-60-285/PR obtidas pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos representam os valores dos parâmetros estimados, enquanto as linhas representam o comportamento dos parâmetros de acordo com suas respectivas equações.



Fonte: O autor.

Figura 36 – Dependências de I_g e de V_{oc} com a irradiância e temperatura para o módulo JAM6(K)-60-285/PR. Os pontos representam os valores dos parâmetros estimados, enquanto as linhas representam o comportamento dos parâmetros de acordo com suas respectivas equações.



Fonte: O autor.

a S e T . Esses resultados indicam que tanto os parâmetros dos módulos de silício multicristalino quanto os de silício monocristalino compartilham do mesmo comportamento, assim, o modelo proposto pode ser aplicado em ambas as tecnologias sem nenhuma alteração.

3.3.1.3 Validação das equações do modelo para as curvas experimentais

A primeira abordagem experimental teve como propósito tornar viável a estimação de parâmetros de curvas com S e T variáveis, além de comprovar as tendências impostas pelas equações do modelo do módulo. Para esse feito, utilizou-se o laboratório e equipamentos do Grupo de Eletrônica Potência e Controle (GEPOC) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS).

Trabalhos recentes desse grupo de pesquisa estão relacionados com medições das condições ambientais S , T e obtenção das curvas características $I - V$. Treter (2016) desenvolveu um sistema de aquisição de dados e montou uma estação meteorológica junto ao sistema fotovoltaico, localizado no telhado do prédio do GEPOC, recebendo e armazenando, por segundo, dados das medições de S e T . Reiter (2016) projetou um protótipo para realizar uma varredura da tensão e corrente de um arranjo fotovoltaico a cada 15 minutos. Após algumas dificuldades relativas a calibração, foi possível tornar operacional ambos os sistemas, possibilitando assim a obtenção de alguns dados para validação das nossas propostas. O módulo fotovoltaico utilizado foi o GBR 255p (GLOBO BRASIL, 2017), de silício multicristalino, também cedido pelo GEPOC.

Para realizar a medida da irradiância no plano inclinado (mesma inclinação do módulo fotovoltaico) foi utilizado o piranômetro CMP11, produzido pela Kipp & Zonnen, Figura 37. O

Figura 37 – Estrutura da montagem experimental. Módulo GBR 255p e Piranômetro CMP11 .

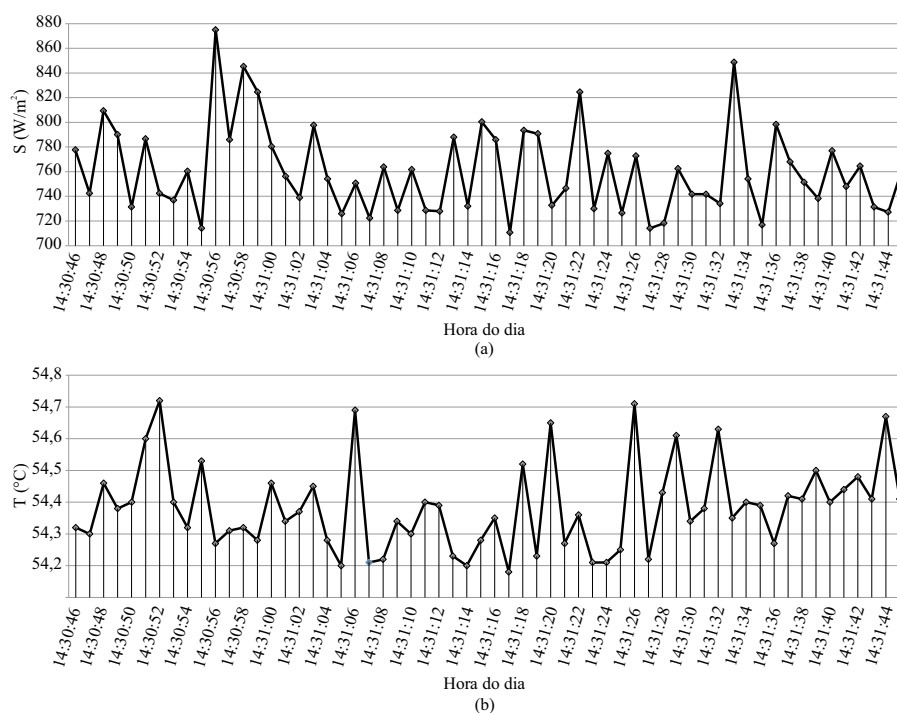


Fonte: O autor.

sensor CMP11 é baseado no princípio de funcionamento termoeletrico, ou seja, varia a tensão de saída de acordo com as pequenas variações na temperatura. O CMP11 é calibrado durante a fabricação com sensibilidade de $8,65 \times 10^{-6} V/Wm^2$. Assim, a relação entre a tensão e a sensibilidade determina a irradiação solar medida. Quanto à medida da temperatura, utilizou-se uma termoresistência PT-100 fixada atrás de um módulo fotovoltaico. O PT-100 possui uma calibração de $0,385 W/^{\circ}C$. Todos os detalhes a respeito do sistema de aquisição de dados e circuitos de instrumentação estão explicados em (TRETER, 2016).

Explorando a capacidade do sistema de monitoramento supracitado, pode-se observar com mais clareza como a medida da irradiância, Figura 38 (a), e temperatura, Figura 38 (b), se comportam em condição de céu límpido, sedo essa condição a de maior interesse para estimação

Figura 38 – Comportamento da Irradiância (a) e da temperatura (b) dentro do intervalo de um minuto. Dados adquiridos a partir da estação meteorológica do GEPOC no dia 10/02/2017.



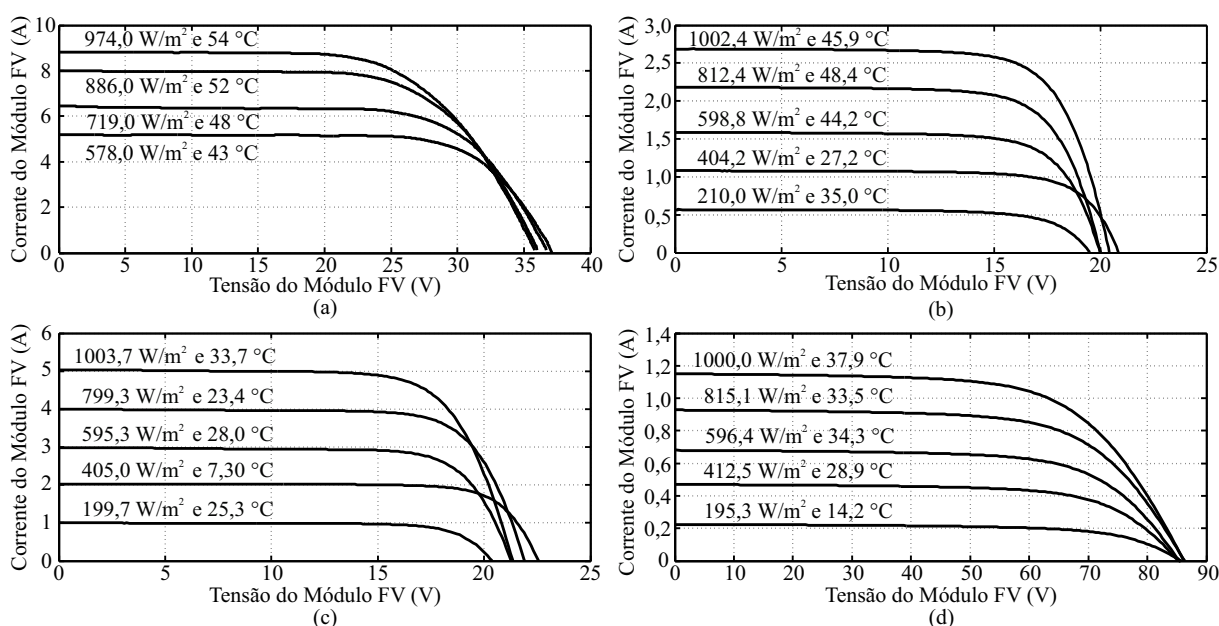
Fonte: O autor.

de parâmetros. Observa-se que, a irradiância pode ter seu valor alterado bruscamente em questão de segundos, enquanto as medições da temperatura indicam oscilações menores que 1,0% do valor médio. Assim, o tempo computacional deve ser levado em consideração, mas apenas para as técnicas que prometem a estimação em tempo real. Nesta tese, as técnicas de estimação de parâmetros propostas não são executadas em tempo real, entretanto, o algoritmo é executado uma única vez, e após a finalização do modelo do módulo qualquer curva característica $I - V$ pode ser obtida instantaneamente, sendo necessário apenas os valores de S e T .

Como foi salientado na Seção 3.3.1.1, para curvas experimentais, o algoritmo varredura total para dois diodos é finalizado na etapa 2, obtendo-se por regressão todos os parâmetros do módulo fotovoltaico. As curvas características experimentais usadas para extrair os parâmetros de cada módulo são mostradas na Figura 39. A Figura 39 (a) é referente ao módulo fotovoltaico GBR 255p, enquanto as Figuras 39 (b, c e d) apresentam, respectivamente, curvas características para os módulos fotovoltaicos mSi0251-Golden, xSi12922-Eugene e CdTe75638- Cocoa, que serão apresentados ao longo desta seção.

Assim como foi implantado para as curvas dos *datasheets*, também para curvas experimentais, continuam aceitáveis apenas os parâmetros R_s e R_p que impõem erro de potência máxima menor que 3,0%. Todos os resultados apresentados nesta tese satisfazem esse critério. Além disso, é importante salientar que as curvas experimentais que apresentam ruídos nas medições não são adequadas para aplicação das técnicas de estimação propostas, sendo assim, é necessário a aplicação de algum tipo de filtro. No caso das curvas do módulo GBR 255p foi aplicado o filtro passa-baixa *Butterworth*.

Figura 39 – Curvas experimentais utilizadas para determinação dos parâmetros dos módulos, (a) GBR 255p, (b) mSi0251-Golden, (c) xSi12922-Eugene e (d) CdTe75638- Cocoa.

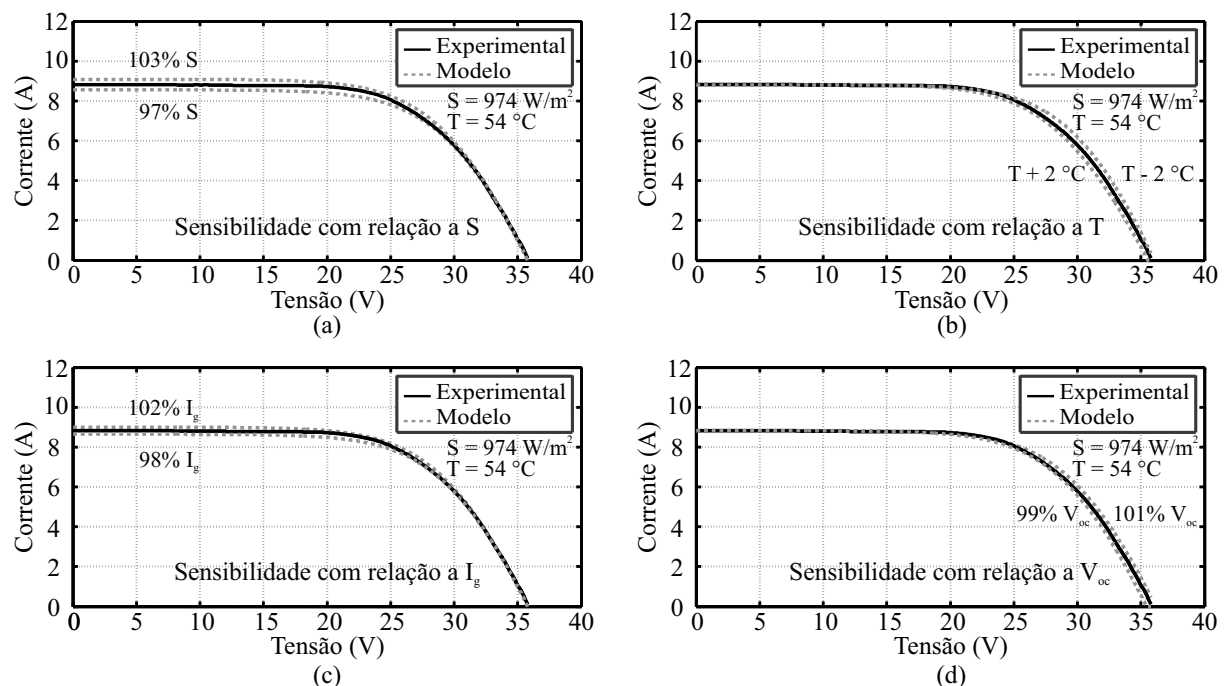


Fonte: O autor.

Além do que foi descrito no parágrafo anterior, foi observado que incertezas e erros experimentais podem comprometer a característica da técnica proposta, de estimar curvas $I - V$ próximas das curvas reais, devido a sua sensibilidade com relação a determinados parâmetros como S , T , I_g e V_{oc} . Por isso, foi imposto nesta tese que erros nas medidas desses parâmetros não poderiam acarretar em erro percentual de potência máxima maior que 5,0%. Assim, diversas simulações levaram a conclusão que os limites admissíveis dos erros devem ser de $\pm 3,0\%$ para S , $\pm 2^\circ C$ para T , $\pm 2,0\%$ para I_g e $\pm 1,0\%$ para V_{oc} . Na Figura 40 pode-se observar as curvas $I - V$, considerando a sensibilidade da técnica proposta com relação a cada parâmetro experimental e seus respectivos erros máximos admitidos. A análise é realizada para uma curva experimental do módulo GBR 255p.

Na Tabela 5 pode-se observar os valores dos parâmetros experimentais, com seus respectivos erros impostos para simulação da sensibilidade da técnica proposta e os erros percentuais de potência máxima observados em cada caso. A curva experimental do módulo GBR 255p, utilizada para a análise, apresenta os parâmetros $S = 974 \text{ W/m}^2$, $T = 54^\circ C$, $I_g = 8,82 \text{ A}$ e $V_{oc} = 35,8 \text{ V}$. Observa-se que os erros de potência são todos menores que 3,0%, levando a entender que o limite de erro, admissível, para cada parâmetro poderia ser outro, o que é verdade para a curva escolhida. Entretanto, outras curvas apresentaram erros percentuais de potência máxima próximo de 5,0%, para a mesma faixa de erro considerada admissível.

Figura 40 – Curva experimental do módulo GBR 255p utilizada para analisar a sensibilidade da técnica proposta com relação a S, T, I_g e V_{oc} . (a) sensibilidade com relação a S simulando erros de $\pm 3,0\%$, (b) sensibilidade com relação a T simulando erros de $\pm 2^\circ C$, (c) sensibilidade com relação a I_g simulando erros de $\pm 2,0\%$ e (d) sensibilidade com relação a V_{oc} simulando erros de $\pm 1,0\%$.



Fonte: O autor.

Tabela 5 – Valores dos parâmetros experimentais com seus respectivos erros impostos para simulação da sensibilidade da técnica proposta e os erros percentuais de potência máxima observados em cada caso. A curva experimental do módulo GBR 255p, utilizada para a análise, apresenta os parâmetros $S = 974 \text{ W/m}^2$, $T = 54^\circ\text{C}$, $I_g = 8,82 \text{ A}$ e $V_{oc} = 35,8 \text{ V}$.

Parâmetros	Valores simulados	Erro % P_{max}
S	$97\% S$	2,48
	$103\% S$	2,81
T	$T + 2^\circ\text{C}$	2,13
	$T - 2^\circ\text{C}$	2,50
I_g	$98\% I_g$	1,57
	$102\% I_g$	1,92
V_{oc}	$99\% V_{oc}$	1,20
	$101\% V_{oc}$	1,57

Fonte: O autor.

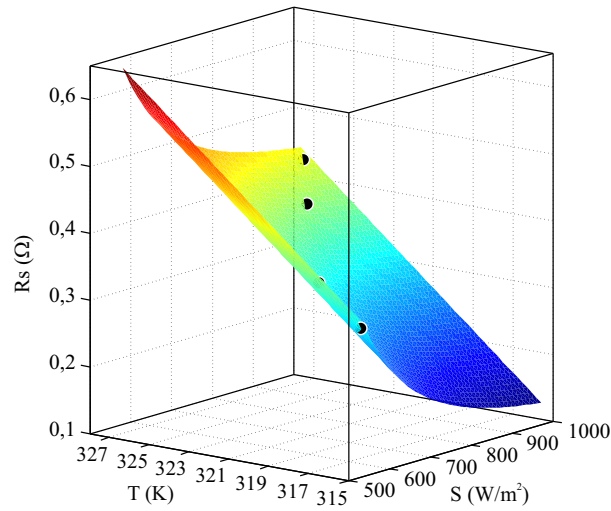
Assim, os valores adotados na Tabela 5 são os mais adequados para uma análise geral, ou seja, é considerado válido para todas as curvas experimentais apresentadas neste trabalho.

Utilizando a etapa 2 do algoritmo proposto, Figura 30, encontram-se os parâmetros I_g , R_s e R_p como função de S e T para cada curva característica. Assim, com o auxílio da ferramenta *cftool*, plotam-se tridimensionalmente os valores estimados de cada parâmetro e os valores já conhecidos de V_{oc} , todos representados por pontos na Figura 41 e nas Figuras 42 (a) e (b). Posteriormente, deve-se incluir as equações propostas para cada parâmetro, (70), (71), (73) e (74). Cada equação representa uma curva dependente de S e T , que deve ser ajustada por regressão linear a partir dos valores estimados e conhecidos de cada parâmetro, gerando a curva colorida na Figura 41 e nas Figuras 42 (a) e (b). Esse ajuste tem como premissa que cada curva deve passar pelo parâmetro de referência e que os limites físicos de cada parâmetro devem ser respeitados. Dessa forma são determinados os parâmetros γ_{R_s} , γ_{R_p} , $R_{s,T}$, $R_{s,S}$, k_{R_s} , k_{R_p} e $k_{V_{oc}}$, presentes nas equações que modelam os módulos fotovoltaicos.

A Figura 41 mostra o comportamento de R_s no módulo fotovoltaico GBR 255p obtido pela técnica varredura total para dois diodos, enquanto a Figura 42 ilustra o comportamento de I_g e V_{oc} para o mesmo módulo. O comportamento de R_p não é mostrado, pois, como veremos na Seção 3.4, seu valor tende ao infinito para a curva de referência.

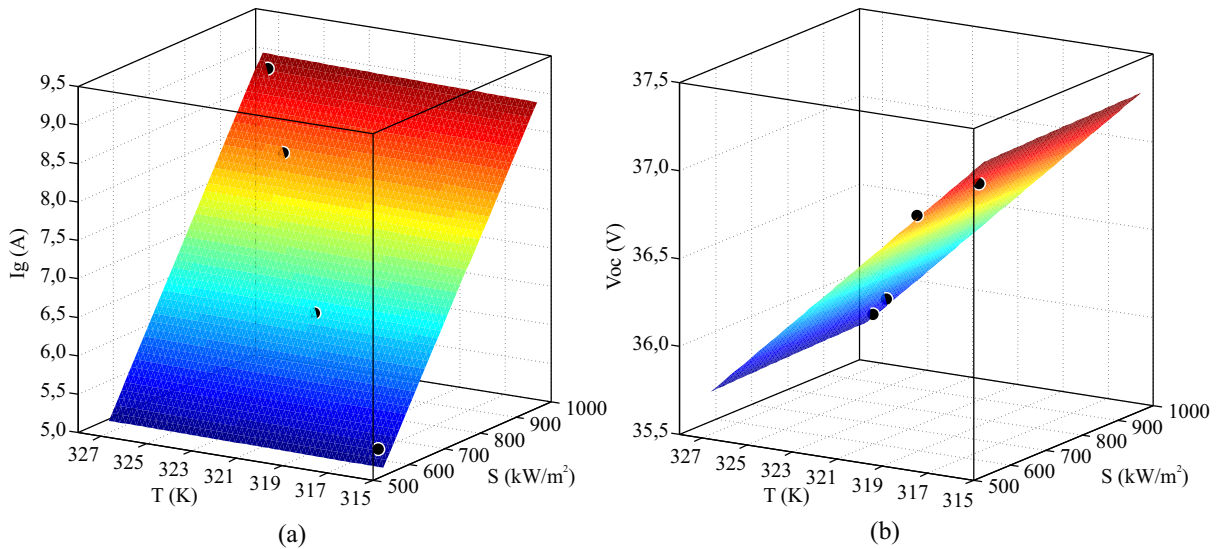
Para finalizar a validação das equações do modelo para as curvas experimentais, utilizou-se um banco de dados de curvas $I - V$ publicamente disponível pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (MARION et al., 2014) e já amplamente utilizado por diversos pesquisadores (KLISE; HANSEN; STEIN, 2015; MIKOFSKI et al., 2016; RANSOME; SUTTERLUETI, 2016; DUCK; FELL, 2016; CÁRDENAS et al., 2017). Esse banco de dados coleciona curvas $I - V$, de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, obtidas a cada cinco ou quinze minutos durante

Figura 41 – Comportamento de R_s no módulo GBR 255p obtido pela técnica varredura total para dois diodos. Os pontos representam os valores estimados e a curva colorida representa a equação do parâmetro.



Fonte: O autor.

Figura 42 – Comportamento do I_g e V_{oc} no módulo GBR 255p obtidos pela técnica varredura total para dois diodos. Os pontos representam os valores estimados e a curva colorida representa a equação do parâmetro.



Fonte: O autor.

um ano em três cidades de estados norte americanos distintos, Cocoa, Florida; Eugene, Oregon e Golden, Colorado. Além disso foram medidos e armazenados vários outros dados, como irradiâncias, temperaturas, pressão atmosférica, entre outros. Para medição da irradiância no plano do módulo fotovoltaico foi utilizado um piranômetro da Kipp & Zonnen, CMP22, e outro modelo da LI-COR. Esses piranômetros também foram utilizados em medições da irradiância imediatamente antes e depois da obtenção dos pontos da curva $I - V$, indicando a estabilidade da irradiância durante as medições da curva característica. A temperatura da parte posterior do módulo fotovoltaico foi medida através do termopar CO1-T produzido pela Omega, enquanto as

curvas $I - V$ foram obtidas pelo multitracador MT5 da empresa Daystar.

De posse dos dados fornecidos pela NREL, pode-se analisar o comportamento de parâmetros em várias tecnologias de módulos fotovoltaicos. Nesta tese, em consonância com a análise realizada para as curvas dos *datasheetes*, também avaliou-se para os módulos de silício multicristalinos e monocristalinos, os parâmetros e suas respectivas tendências, utilizando as mesmas equações e critérios de sensibilidade anteriormente apresentados. Para isso, escolheu-se os dados obtidos em Golden, Colorado, para o módulo fotovoltaico mSi0251 de silício multicristalino e os dados obtidos em Eugene, Oregon, para o módulo fotovoltaico xSi12922 de silício monocristalino.

Nas Tabelas 6 e 7, mostram-se respectivamente, os números das curvas e condições ambientais dos módulos fotovoltaico de silício multicristalino e monocristalino, que foram utilizadas para validação experimental das técnicas propostas neste trabalho. Em ambas as tabelas a primeira linha corresponde a curva de referência, além disso também observa-se as incertezas nas medidas das condições ambientais, sendo as medidas da irradiância as que apresentam maiores incertezas. Assim, utilizou-se apenas curvas com incertezas em S menores que 3,0%, haja vista que, S influencia diretamente I_g e I_{sc} , parâmetros importantes para as técnicas de estimação em validação.

Tabela 6 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico de silício multicristalino mSi0251-Golden. Dados da NREL utilizados para construção do modelo fotovoltaico.

Curva	$S (W/m^2)$	Incerteza S (%)	$T (^\circ C)$	Incerteza $T(^\circ C)$
901	1002,4	2,1	45,9	1,9
444	812,4	2,2	48,4	1,9
1367	598,8	2,3	44,2	1,9
1650	404,2	2,2	27,2	1,9
290	210,0	2,6	35,0	1,9

Fonte: O autor.

Tabela 7 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico de silício monocristalino xSi1299-Eugene. Dados da NREL utilizados para construção do modelo fotovoltaico.

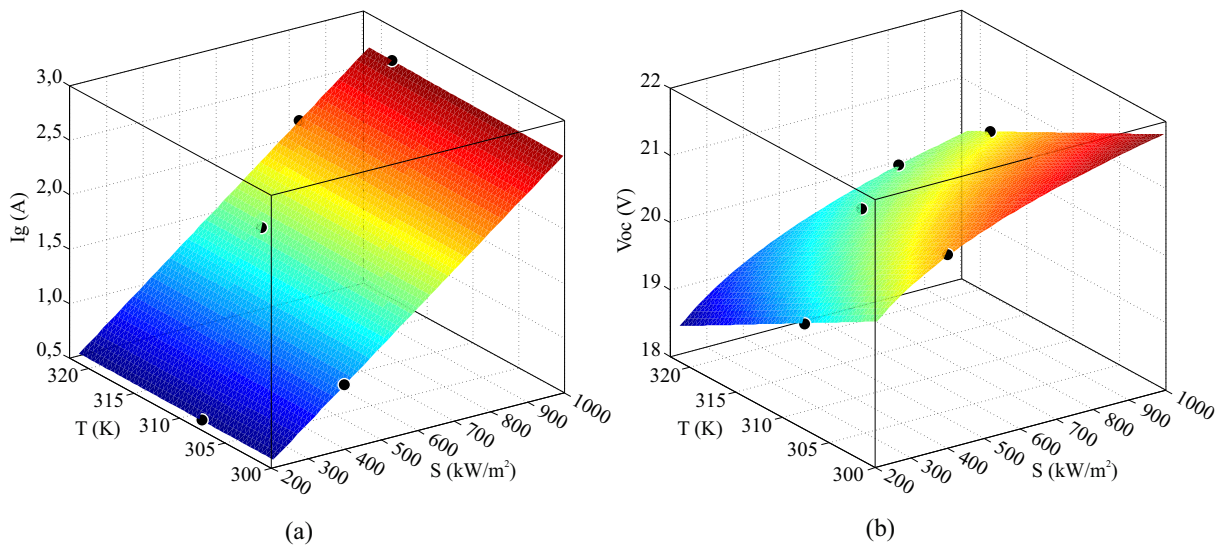
Curva	$S (W/m^2)$	Incerteza S (%)	$T (^\circ C)$	Incerteza $T(^\circ C)$
4494	1003,7	1,8	33,7	1,9
3494	799,3	1,8	23,4	1,9
6623	595,3	2,1	28,0	1,9
1735	405,1	2,2	7,30	1,9
764	199,7	2,5	25,3	1,9

Fonte: O autor.

A seguir, nas Figuras 43 (a) e (b) e nas Figuras 44 (a) e (b), mostram-se, respectivamente, os comportamentos dos parâmetros I_g , V_{oc} , R_s e R_p , para o módulo fotovoltaico mSi0251-Golden. De maneira similar apresentam-se os comportamentos de I_g e V_{oc} para o módulo fotovoltaico xSi12922-Eugene nas Figuras 45 (a) e (b), e os comportamentos dos parâmetros R_s e R_p nas Figuras 46 (a) e (b).

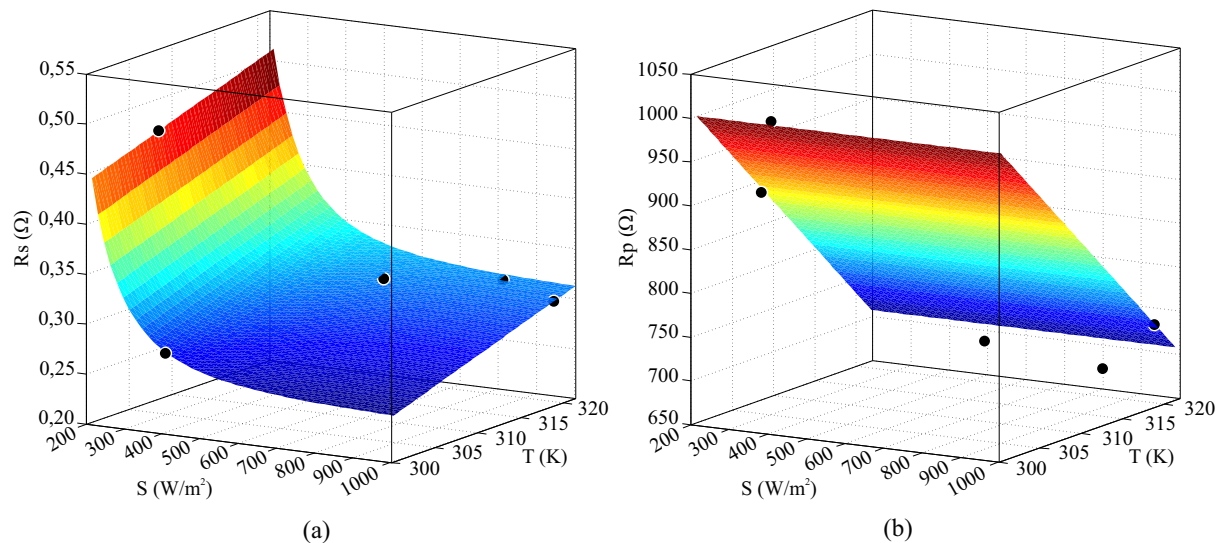
Os resultados até então apresentados, confirmam as tendências dos parâmetros anteriormente observadas, tanto para módulos multicristalino quanto para módulos

Figura 43 – Comportamento de I_g e V_{oc} no módulo fotovoltaico mSi0251-Golden obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos são os valores estimados e as curvas representam as equações dos parâmetros.



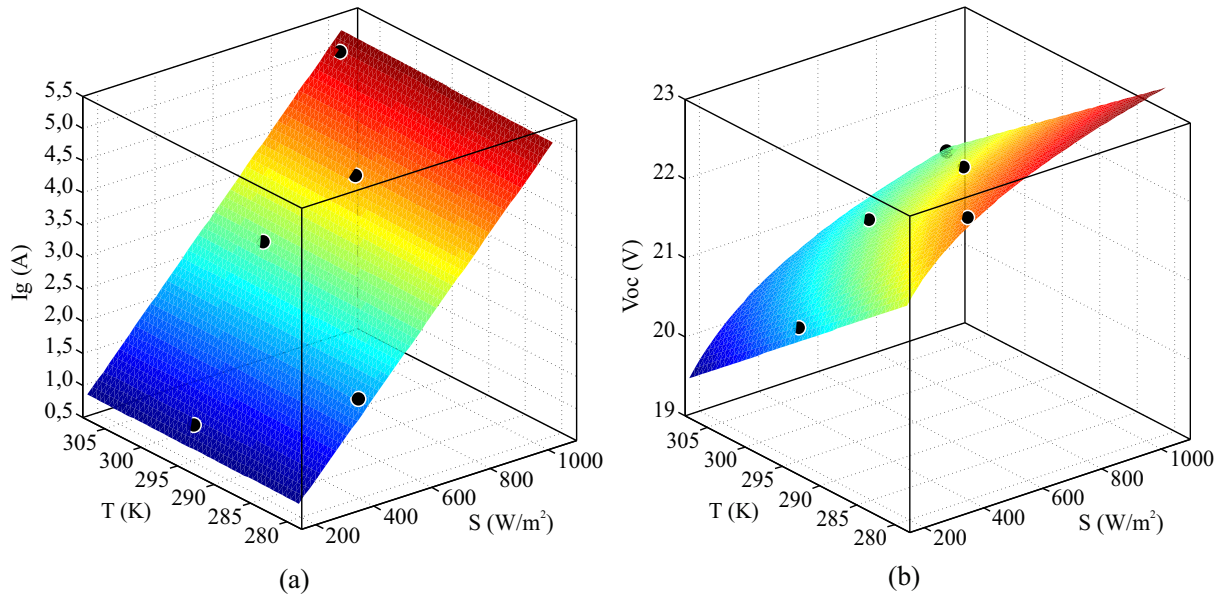
Fonte: O autor.

Figura 44 – Comportamento de R_s e R_p no módulo fotovoltaico mSi0251-Golden obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos são os valores estimados e as curvas representam as equações dos parâmetros.



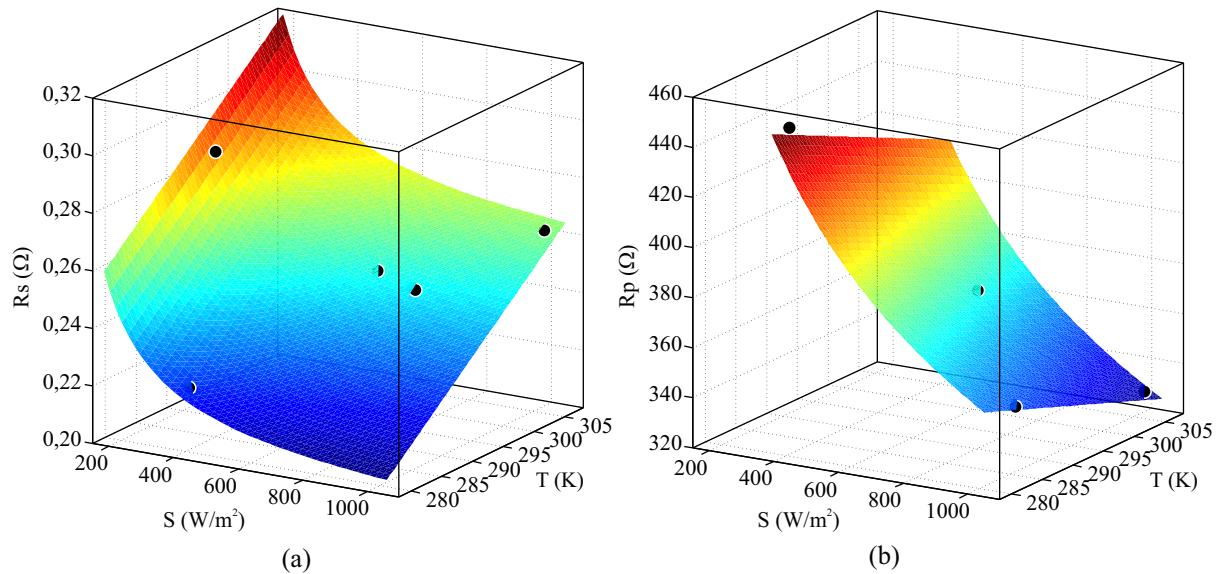
Fonte: O autor.

Figura 45 – Comportamento de I_g e V_{oc} do módulo fotovoltaico xSi12922-Eugene obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos são os valores estimados e as curvas representam as equações dos parâmetros.



Fonte: O autor.

Figura 46 – Comportamento de R_s e R_p do módulo fotovoltaico xSi12922-Eugene obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos são os valores estimados e as curvas representam as equações dos parâmetros.



Fonte: O autor.

monocristalinos. Dessa forma, pode-se crer na validade do modelo matemático proposto, assim como na técnica de estimação dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos. Entretanto, para confirmação do modelo proposto é apresentado, na Seção 3.4, a aplicação do modelo a outras várias curvas experimentais de cada módulo fotovoltaico estudado.

Toda a análise comprobatório é direcionada para as características e significados físicos

dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos baseados em silício, tecnologia que domina a produção global de energia fotovoltaica, Figura 2. Entretanto, o modelo matemático proposto pode ser aplicado a outras tecnologias fotovoltaicas, ainda que se entenda, nesses casos, a necessidade de se realizar estudos físicos mais aprofundados. Assim, apresenta-se a seguir a aplicabilidade, do modelo e da técnica proposta, em módulos fotovoltaicos baseados em filme fino de CdTe, que é o mais utilizado no mercado fotovoltaico após os módulos de silício.

Utilizando mais uma vez os dados fornecidos pela NREL, escolheu-se o módulo fotovoltaico CdTe75638 do banco de dados obtidos em Cocoa, Flórida. Na Tabela 8 mostram-se os números das curvas e condições ambientais que foram utilizadas para aplicação das técnicas propostas, enquanto nas Figuras 47 (a) e (b), e nas Figuras 48 (a) e (b), mostram-se, respectivamente, os comportamentos de I_g , V_{oc} , R_s e R_p , onde observa-se que as tendências anteriormente comprovadas para os módulos fotovoltaicos de silício são também observadas no módulo de CdTe.

Tabela 8 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico de filme fino CdTe75638-Cocoa. Dados da NREL utilizados para construção do modelo fotovoltaico.

Curva	$S (W/m^2)$	Incerteza $S (%)$	$T (^\circ C)$	Incerteza $T(^\circ C)$
513	1000	1,8	37,9	1,9
498	815,1	2,0	33,5	1,9
667	596,1	2,2	34,3	1,9
264	412,5	2,3	28,9	1,9
587	195,3	2,5	14,2	1,9

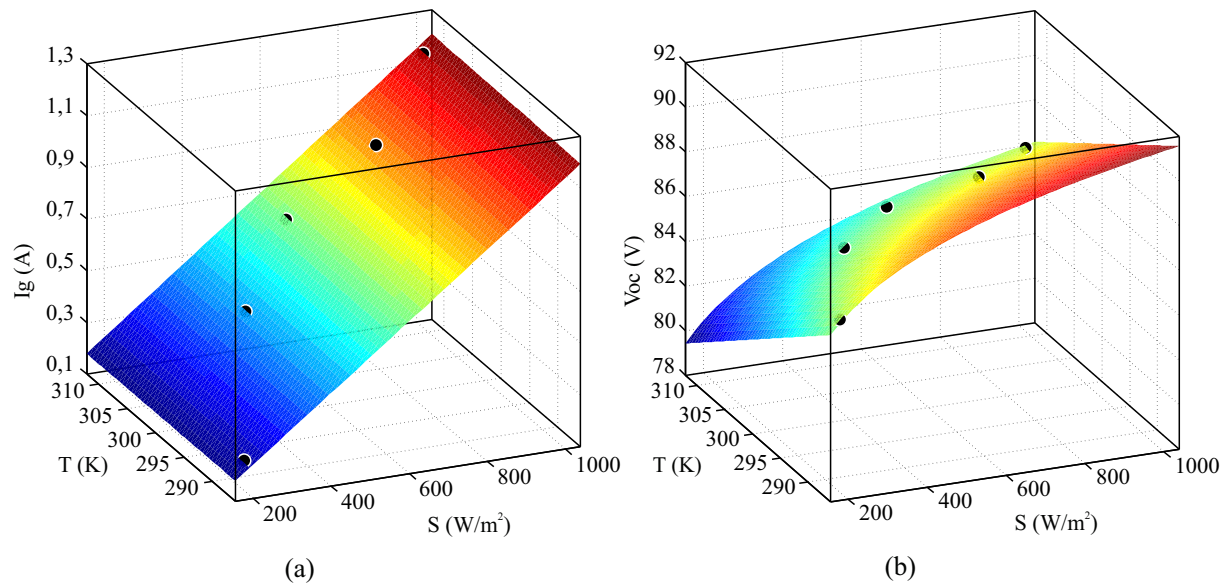
Fonte: O autor.

Na Seção seguinte é apresentada uma nova técnica de estimação de parâmetros, onde as equações confirmadas por validação experimental são diretamente aplicadas, e os parâmetros não mais determinados por regressão.

3.3.2 Técnica híbrida baseada no *pattern search* (TH-PS)

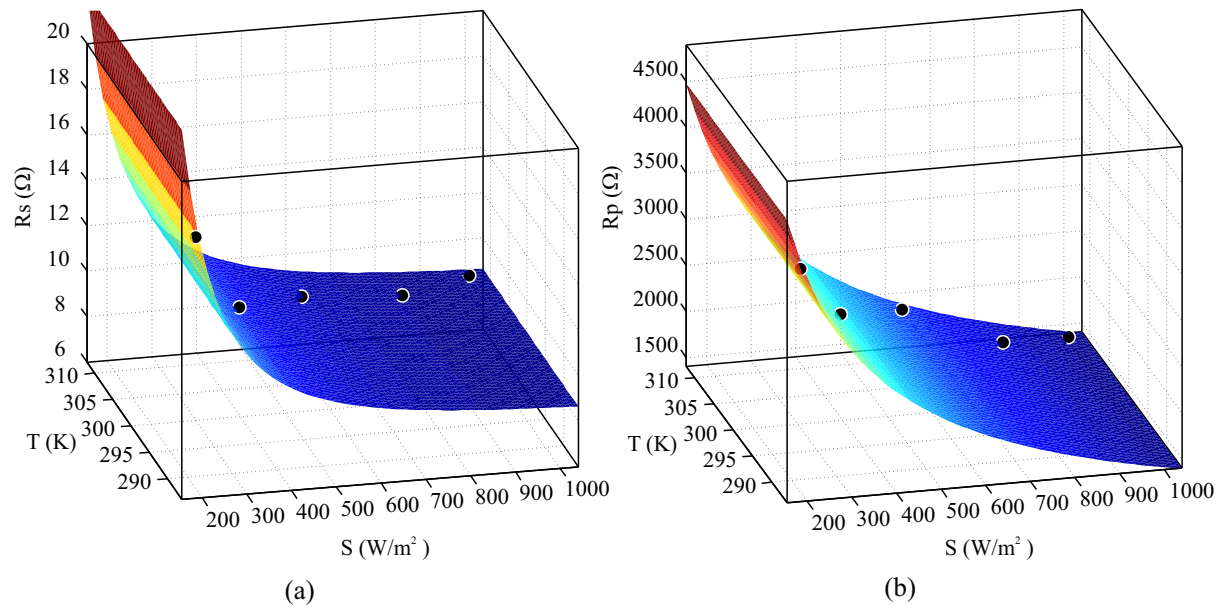
Buscando solucionar as limitações encontradas nas outras técnicas, como algumas aproximações que comprometem a precisão da solução, é proposta nesta tese a implementação de uma técnica híbrida, tomando como base a técnica de otimização *pattern search* (PS), e sua ferramenta fornecida pelo MATLAB[®], que em conjunto com equações analíticas inerentes ao modelo de dois diodos buscam os melhores parâmetros do módulo solar fotovoltaico.

Figura 47 – Comportamento de I_g e V_{oc} do módulo fotovoltaico CdTe75638-Cocoa obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos são os valores estimados e a curvas representam as equações dos parâmetros.



Fonte: O autor.

Figura 48 – Comportamento de R_s e R_p do módulo fotovoltaico CdTe75638-Cocoa obtidos pela técnica varredura total para o modelo de dois diodos. Os pontos são os valores estimados e a curvas representam as equações dos parâmetros.



Fonte: O autor.

3.3.2.1 Pattern Search (PS)

Dentre as diferentes técnicas destinadas a resolver um problema de otimização da função objetivo, $F(X)$, com restrições de limites, na forma

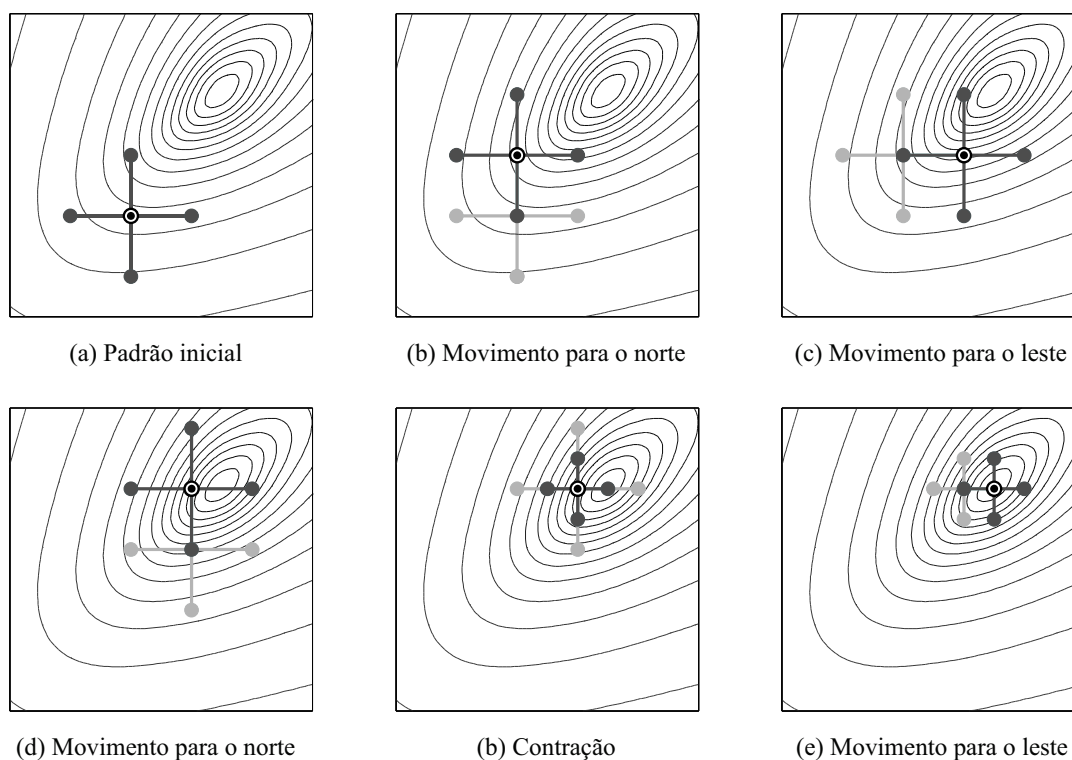
$$\begin{aligned} &\text{minimize} && F(X) \\ &\text{sujeito a} && LI \leq X \leq LS, \\ &&& X \in \mathbb{R}^n, \end{aligned} \tag{76}$$

onde n é o número de variáveis independentes do vetor X compreendido entre o vetor de limite inferior (LI) e o vetor de limite superior (LS), é escolhida nesta tese a técnica de busca em padrões *pattern search* (PS). O PS está contido dentro de um subconjunto de métodos de busca direta (*Direct Search* - DS), ou seja, que não precisam de informação sobre o gradiente da função objetivo (TORCZON, 1997). Os métodos de busca direta podem muito bem ser usados para resolver problemas de otimização não contínuos, não diferenciáveis e multimodais, ou seja, que apresentam múltiplos ótimos locais (AL-SUMAIT; AL-OTHMAN; SYKULSKI, 2007). Além disso, o PS demonstra boa flexibilidade, simplicidade de implementação, facilidade de aplicação, mínima dependência dos pontos iniciais na solução final e garantia de convergência global (TORCZON, 1997; OLIVEIRA, 2006; ALRASHIDI et al., 2011; KEBIR; HADDADI; AIT-CHEIKH, 2015), apresentando-se como um bom candidato para lidar com o problema de estimação de parâmetros do módulo fotovoltaico.

O PS não constrói aproximações da função objetivo e utiliza a sua própria história de pesquisa anterior para determinar a futura direção de busca. É uma técnica sequencial, caracterizada por uma série de movimentos exploratórios que consideram o comportamento da função objetivo em um padrão de pontos, todos pertencentes a uma rede lógica (LEWIS; TORCZON; TROSSET, 2000). A direção de busca inicia abrangendo $2n$ direções, criando uma malha de $2n$ pontos centrada no ponto inicial, chamado de ponto base (PB) (ALHAJRI et al., 2012). A malha é criada por aplicação de um vetor padrão ao PB, assim, o PS procura pontos da malha que minimizam a função objetivo. Dessa forma, cada passo é composto por dois tipos de rotina, a rotina do movimento exploratório e a padrão (ALRASHIDI; EL-NAGGAR; ALHAJRI, 2012).

O movimento exploratório consiste de uma estratégia sistemática para visitar os pontos da malha na vizinhança do PB da iteração atual (HOOKE; JEEVES, 1961). Se o movimento for bem sucedido, no mínimo um dos pontos da malha melhora o valor da função objetivo, tornando-se o novo PB e candidato a iniciar o movimento na rotina padrão da próxima iteração. Neste caso, um fator de expansão é aplicado à malha, aumentando seu tamanho atual. Se não houver melhoria no valor da função objetivo por nenhum dos pontos da malha, a próxima busca exploratória começa com o mesmo PB, contudo, o tamanho da malha atual é diminuído por um fator de contração que exclua a região de falha anterior. A Figura 49, mostra um exemplo do movimento exploratório.

Figura 49 – Exemplo do movimento exploratório do *Pattern Search*.



Fonte: Adaptada de Kolda, Lewis e Torczon (2003).

Além do movimento exploratório o PS conta com uma rotina padrão, que acelera a busca movendo o PB, recém obtido, para uma melhor posição na mesma direção de busca. As variáveis do PB são deslocadas linearmente de um valor que é a diferença entre os dois últimos PB (atual e anterior), formando o mais novo PB temporário. Se houver sucesso na minimização da função objetivo o PB temporário é aceito como o novo PB que iniciará o movimento exploratório. Se não, então o PB temporário é descartado e escolhe-se o PB que iniciaria a nova busca exploratória (ALRASHIDI et al., 2011). A técnica PS é interrompida quando se alcança uma das seguintes situações:

- Número máximo de iterações;
- Número máximo de estimativas da função objetivo;
- Tamanho da malha menor que a tolerância ;
- Tolerância da variável maior que a diferença entre os dois pontos de sucesso obtidos em duas iterações consecutivos;
- Tolerância da função maior que a diferença entre os valores da função avaliada em dois pontos de sucesso consecutivos.

Existem outras opções relacionadas a condições de parada que não se aplicam ao tipo de problema tratado nesta tese. Por isso, utilizam-se apenas os critérios listados acima e consequentemente os dados presentes na Tabela 9.

Tabela 9 – Critérios de parada para a técnica PS.

Iteração Máxima	3000
Estimativa da função objetivo Máxima	100000
Tolerância da malha	10^{-16}
Tolerância da variável	10^{-16}
Tolerância da função	10^{-16}

Fonte: O autor.

3.3.2.2 Técnica híbrida

A técnica descrita na Seção 3.3.1, impõe ao modelo de dois diodos, proposto, a necessidade de determinação de doze parâmetros, sendo eles: $A_{1,ref}$, $A_{2,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{p,ref}$, $I_{g,ref}$, $I_{01,ref}$, $R_{s,S}$, $R_{s,T}$, k_{R_s} , k_{R_p} , γ_{R_s} e γ_{R_p} . Na seção corrente é proposta uma abordagem híbrida para estimação de parâmetros do módulo fotovoltaico, ou seja, uma associação entre o cálculo analítico de alguns parâmetros e a otimização de outros através da técnica PS. Assim, desenvolve-se uma nova técnica, chamada nesta tese de TH-PS, Técnica Híbrida baseada no *Pattern Search*. Essa técnica é composta de duas etapas:

- Etapa 1 - Estimar os parâmetros de referência do modelo proposto utilizando uma curva $I - V$ de referência. Os parâmetros escolhidos são o que minimizam o *EMAP* da curva, função objetivo da etapa 1.
- Etapa 2 - Estimar os outros parâmetros do modelo proposto utilizando várias curvas com faixas de S e/ou T distintas. Os parâmetros escolhidos são o que minimizam a média dos *EMAP*, função objetivo da etapa 2.

Antes de mais nada é preciso salientar algumas modificações que diferenciam o equacionamento da TH-PS em relação ao que foi apresentado na seção 3.3.1. Primeiramente I_g será calculada na sua forma completa, dada por (64). Assim, menos um parâmetro se faz necessário ($I_{g,ref}$), pois (73) é recorrente de

$$I_{sc}(S,T) = [I_{sc,ref} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_{ref})] \left(\frac{S}{S_{ref}} \right), \quad (77)$$

onde $I_{sc,ref}$ é o primeiro ponto da curva de referência. Dessa forma, tem-se onze parâmetros a determinar, mas antes disso, faz-se necessário outras observações.

Assim como a técnica varredura total, a TH-PS estima primeiramente os parâmetros de referência, $A_{1,ref}$, $A_{2,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{p,ref}$ e $I_{01,ref}$. Entretanto, sucessivas simulações levaram à percepção de que o valor inicial de alguns parâmetros influenciavam no resultado da busca, sendo a busca por $I_{01,ref}$ a principal responsável pela falta de convergência, por se tratar de um termo com valor extremamente pequeno (entre 10^{-5} e 10^{-12}) em comparação com os outros parâmetros. Como solução alternativa, utilizou-se a relação

$$I_{01} = I_{02} \times 10^{-J}, \quad (78)$$

já utilizada por Chin, Salam e Ishaque (2016), que indica $J_{max} = 7$, como primeiramente relatado por Wolf, Noel e Stirn (1977). Assim, I_{01} é encontrado indiretamente pelo uso de (78), que também possibilita o desacoplamento de I_{01} e I_{02} , bastando para isso manipular a substituição de (64) em (49), resultando em

$$I_{02} = \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{oc}}{R_p} + I_{01} \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{A_1V_t}\right) - \exp\left(\frac{V_{oc}}{A_1V_t}\right) \right]}{\left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_2V_t}\right) - \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{A_2V_t}\right) \right]}. \quad (79)$$

e a substituição de (78) em (79), resultando em

$$I_{02} = \frac{10^J [I_{sc}(R_p + R_s) - V_{oc}]}{R_p \left\{ \exp\left(\frac{V_{oc}}{A_1V_t}\right) - \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{A_1V_t}\right) + 10^J \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_2V_t}\right) - \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{A_2V_t}\right) \right] \right\}}. \quad (80)$$

Dessa maneira, (64), (78) e (80), constitui a parte analítica da TH-PS, e a otimização dos parâmetros de referência, $A_{1,ref}$, $A_{2,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{p,ref}$ e J , determinados pela minimização da função objetivo, $EMAP$ da curva de referência, estabelece a parte numérica. Esse processo constitui a etapa 1 da técnica proposta, que também contém uma forma alternativa para determinar os parâmetros de inicialização. A elaboração do ponto de partida e sua consonância com a etapa 1 são descritos a seguir.

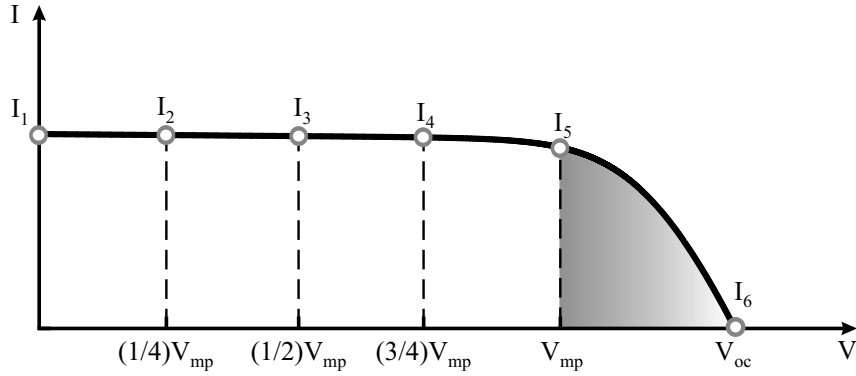
• Escolha do ponto de partida e execução da etapa 1

Inúmeras simulações levaram a conclusão de que o parâmetro A_1 é aproximadamente igual a um, e que os parâmetros $R_{s,ref}$ e $R_{p,ref}$, em geral, se apresentam próximos a valores que podem ser facilmente predeterminados ($R_{s,0pd}$, $R_{p,0pd}$) através da curva $I - V$ de referência. Com o suporte da Figura 50, onde se defini algumas regiões específicas da curva característica, pode-se determinar esses valores através das expressões:

$$R_{p,0pd} = - \left[\frac{V_i - V_1}{I_i - I_1} \right] = - \left[\frac{V_i}{I_i - I_{sc}} \right], \quad V_i = \left[\frac{1}{4} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{3}{4} \right] V_{mp} \quad (81)$$

$$R_{s,0pd} = - \left[\frac{V_6 - V_j}{I_6 - I_j} \right] = \left[\frac{V_{oc} - V_j}{I_j} \right], \quad V_{mp} \leq V_j < V_{oc}, \quad (82)$$

Figura 50 – Regiões específicas da curva característica para a determinação de candidatos a ponto de partida para R_s e R_p .



Fonte: O autor.

de modo que,

$$R_{s,0} = \frac{\min(R_{s,0pd})}{2}. \quad (83)$$

Onde, $R_{s,0}$ é o ponto de partida para o parâmetro R_s , $R_{p0,pd}$ é um vetor com três candidatos a ponto de partida para R_p e I_i, I_j são as correntes encontradas para os valores de tensão V_i, V_j . Os possíveis pontos iniciais para A_2 e J foram definidos como

$$A_{2,0pd} = \begin{bmatrix} 1 & 1,1 & 1,2 & \cdots & 2 \end{bmatrix} \quad (84)$$

$$J_{0pd} = \begin{bmatrix} 0 & 0,5 & 1,0 & \cdots & 7 \end{bmatrix}. \quad (85)$$

Assim, a combinação de $A_1 = 1$, (81), (83), (84) e (85), estabelece um agrupamento ou matriz de candidatos a ponto de partida, com dimensão 5×495 , em que cada coluna do agrupamento representa um vetor de partida possível.

Para definir qual o melhor ponto ou vetor de partida (X_0) executou-se uma iteração da etapa 1 para todos os vetores do agrupamento. O ponto de partida escolhido, denotado por $X_0 = [A_{1,0}; A_{2,0}; R_{s,0}; R_{p,0}; J_0]$, é o que retorna o menor valor entre todos $EMAP$ avaliados, e foi definido dentro dos limites $LI = [1; 1; 0,1; 100; 0]$ e $LS = [2; 2; 2; inf; 7]$. No passo seguinte, executa-se novamente a etapa 1, impondo-se o ponto de partida escolhido e os critérios estabelecidos na Tabela 9, definindo assim os parâmetros de referência, $A_{1,ref}$, $A_{2,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{p,ref}$ e $I_{01,ref}$, que devem ser carregados na etapa 2 da TH-PS.

• Execução da etapa 2

A etapa 2 tem por finalidade determinar os parâmetros restantes do modelo proposto, $R_{s,S}$, $R_{s,T}$, k_{R_s} , k_{R_p} , γ_{R_s} e γ_{R_p} . Para isso, são utilizados os parâmetros determinados na etapa 1, as equações (64), (69), (70), (71), (72), (74), (77), (79) e todas as curvas $I - V$ utilizadas para construção do modelo. Para o módulo KC200GT, base desta pesquisa, utilizou-se as sete curvas

fornecidas no *datasheet* do fabricante, cinco de irradiância e duas de temperatura, enquanto para os módulos onde não se dispõe de curvas em *datasheets*, a construção do modelo se utiliza de curvas experimentais em faixas distintas de irradiância e temperatura, com propósito de garantir que os parâmetros estimados sejam válidos em toda faixa aceitável das condições ambientais. Assim, calcula-se o *EMAP* para todas as curvas utilizadas e conseqüentemente a média desses *EMAP*, que atua como função objetivo da etapa 2, de modo que, quando minimizada, determina a otimização direta dos parâmetros $X = [R_{s,S}; k_{R_s}; k_{R_p}; \gamma_{R_s}; \gamma_{R_p}]$. Para essa realização foram definidos os limites $LI = 10^{-5}$, para todos os parâmetros, e $LS = [R_{s,ref}; 0,5; 0,5; 10; 10]$. O ponto de partida escolhido foi definido pela relação $X_0 = (LS + LI)/2 + LI$, que determina o ponto médio entre os limites, e os critérios de parada do PS são os mesmos que foram estabelecidos na Tabela 9, a menos do número máximo de interações, limitado em 5000 devido a maior complexidade da etapa 2.

O fluxograma completo da TH-PS é visto na Figura 51. Em linhas gerais pode-se resumir os objetivos das duas etapas da TH-PS da seguinte maneira:

- **Etapa 1** - Determinação dos cinco parâmetros de referência, $A_{1,ref}$, $A_{2,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{p,ref}$ e $I_{01,ref}$, sendo este determinado por meio de (78);
- **Etapa 2** - Determinação dos parâmetros $R_{s,S}$, k_{R_s} , k_{R_p} , γ_{R_s} , γ_{R_p} e $R_{s,T}$, sendo este determinado por meio de (72).

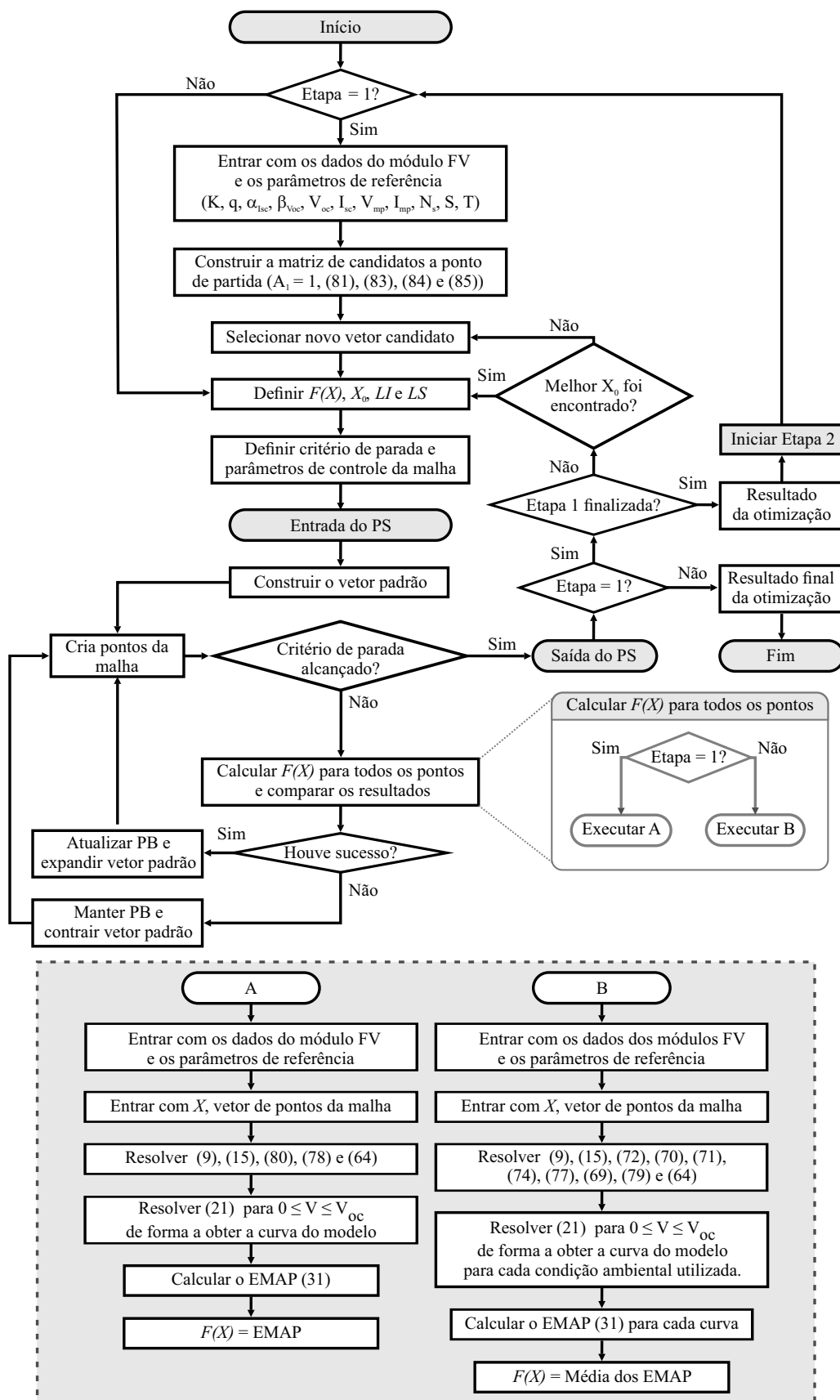
Assim, as duas etapas definem os parâmetros pertencentes as equações do modelo do módulo fotovoltaico, capaz de determinar as curvas características por meio do par de condições (S,T) .

3.4 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Apresenta-se nesta seção a comparação entre os resultados de simulação de todas as técnicas de estimação estudadas nesta tese. Os resultados correspondem aos módulos fotovoltaicos KC200GT, mSi0251 e GBR 255p de silício multicristalino, JAM6(k)-60285/PR e xSi12922 monocristalino e CdTe75638 de telureto de cádmio, todos já anteriormente apresentados. Vale ressaltar que todas as técnicas foram simuladas a partir das mesmas curvas $I - V$ e $P - V$. Na Tabela 10, apresentam-se todos as condições de contorno e parâmetros iniciais necessários para a implementação de cada técnica estudada. A título de simplicidade, as técnicas varredura total para um diodo e varredura total para dois diodos são nomeadas, respectivamente, de varredura 1D e varredura 2D. Posteriormente, são apresentadas as tabelas com os resultados dos parâmetros estimados para cada módulo fotovoltaico simulado e as curvas $I - V$ e $P - V$ obtidas pela TH-PS.

Na Tabela 11 apresenta-se os resultados para o módulo KC200GT, percebe-se que a primeira técnica proposta, varredura 2D, quando comparada com a técnica varredura 1D, apresenta a melhora dos resultados em termos médios. Isso implica que o modelo de dois

Figura 51 – Fluxograma do algoritmo TH-PS.



Fonte: O autor.

Tabela 10 – Parâmetros necessários para implementação das técnicas de estimação de parâmetros dos módulos fotovoltaicos.

Técnica	Parâmetros
Varredura 1D	$A_{min} = 1; A_{max} = 2; \Delta A = 0,01; R_{s,min} = 0 \Omega; R_{s,max} = 2 \Omega; \Delta R_s = 1 m\Omega$ $k_{R_s,min} = 0 \%/^{\circ}C; k_{R_s,max} = 1 \%/^{\circ}C; \Delta k_{R_s} = 0,1 \%/^{\circ}C$ (Para CdTe75638; $R_{s,min} = 5 \Omega; R_{s,max} = 10$)
Ishaque	$A_1 = 1; p \geq 2,2; A_2 = p - 1; R_{s0} = 0; R_{p0}$ obtido por (47) $\Delta R_s = 1 m\Omega; tol = 0,1 mW; \Delta R_s = 0,1 m\Omega$
Hejri	$A_1 = 1; A_2 = 2; R_{s0}$ obtido por (54) ou 0; R_{p0} obtido por (55) ou (56)
Varredura 2D	$A_{1,min} = 1; A_{1,max} = 2; \Delta A_1 = 0,01; A_{2,min} = 1; A_{2,max} = 2; \Delta A_2 = 0,01; R_{s,min} = 0 \Omega$ $R_{s,max} = 2 \Omega; \Delta R_s = 1 m\Omega; I_{g,min} = I_{sc}; I_{g,max} = I_{sc} + 0,2A; \Delta I_g = 1 mA$ $k_{R_s,min} = 0 \%/^{\circ}C; k_{R_s,max} = 10 \%/^{\circ}C; \Delta k_{R_s} = 0,1 \%/^{\circ}C$ $k_{R_p,min} = 0 \%/^{\circ}C; k_{R_p,max} = 10 \%/^{\circ}C; \Delta k_{R_p} = 0,1 \%/^{\circ}C$ (Para CdTe75638; $R_{s,min} = 5 \Omega; R_{s,max} = 10$)
TH-PS	Etapa 1
	$X = [A_1; A_2; R_s; R_p; J]; X_0 = [A_{1,0}; A_{2,0}; R_{s,0}; R_{p,0}; J_0]$ $LI = [1; 1; 0; 100; 0]; LS = [2; 2; 2; inf; 7]$ (Para CdTe75638; $LI = [1; 1; 5; 100; 0]; LS = [2; 2; 10; inf; 7]$)
	Etapa 2
	$X = [R_{s,S}; k_{R_s}; k_{R_p}; \gamma_{R_s}; \gamma_{R_p}]; LI = 10^{-5}; LS = [R_{s,ref}; 0,5; 0,5; 10; 10]$ $X_0 = (LS + LI)/2 + LI$

Fonte: O autor.

diodos tende a ser mais apropriado para representar o módulo fotovoltaico em outras condições ambientais, especialmente para baixos valores de irradiância. Entretanto, com a implementação da segunda técnica proposta, TH-PS, da qual se obtêm as Figuras 52 (a) e (b) e as Figuras 53 (a) e (b), observa-se uma melhor estimação tanto na STC quanto em outras condições ambientais. Esse fato implica que a técnica TH-PS, dentre as estudadas, é a que se comporta melhor, fornecendo o conjunto de parâmetros mais adequado para o módulo KC200GT. Ainda sobre os resultados apresentados na Tabela 11, observa-se que os valores dos EMAP para cada técnica reproduzida se apresentam na mesma ordem de grandeza. Contudo, especialmente as técnicas de Ishaque e Hejri, não são capazes de gerar as curvas de tendência dos parâmetros R_s e R_p com S e T , implicando na incapacidade dessas técnicas em seguir curvas definidas por outros pesquisadores, sendo portanto inadequadas. Além disso podem apresentar erros de potência máxima maiores que 3,0% e apresentar desvios em regiões próximas ao joelho da curva, conforme se observa nas Figuras 54 e 55. A Tabela 12 apresenta os resultados para o módulo JAM6(K)-60285/PR, observa-se que, também para esse módulo, a técnica TH-PS apresenta os menores EMAP e EMPP, tanto para a curva de referência quanto em termos médios, fornecendo o conjunto de parâmetros mais adequados para a representação do módulo. As Figuras 56 (a) e (b) e as Figuras 57 (a) e (b) representam, respectivamente, os resultados da estimação pela TH-PS para diferentes irradiâncias e diferentes temperaturas em comparação com as curvas do *datasheet*.

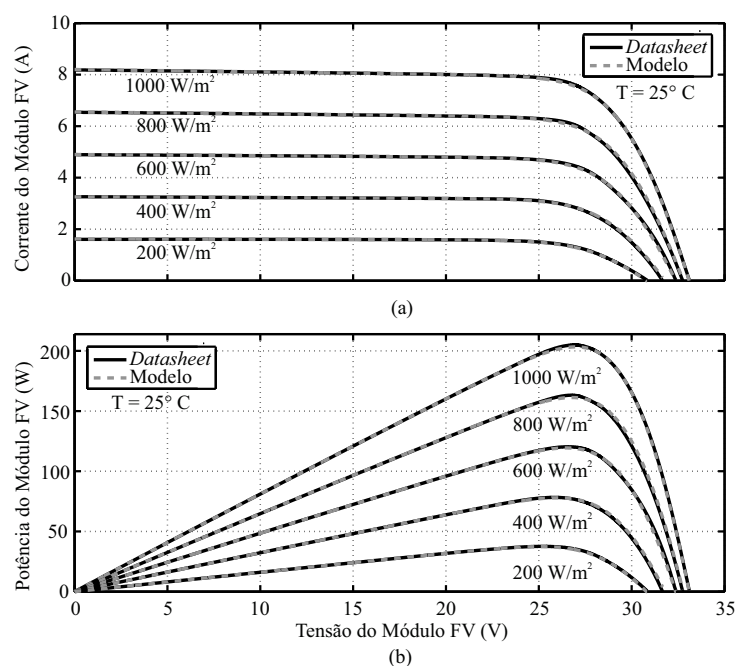
Os resultados da Tabela 11 e da Tabela 12 mostram a aplicabilidade das técnicas propostas para estimação de parâmetros utilizando as curvas dos *datasheets* dos fabricantes de módulos

Tabela 11 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo KC200GT.

Parâmetros	Varredura 1D	Ishaque	Hejri	Varredura 2D	TH-PS
A_1	1	1	1	1	1,04
A_2	-	1,4	2	1,4	1,05
$R_{s,ref}(m\Omega)$	0,256	0,272	0,262	0,256	0,246
$R_{s,S}(\Omega)$	-	-	-	0,123	0,238
$R_{s,T}(\Omega)$	-	-	-	0,133	0,008
$R_{p,ref}(\Omega)$	149,94	198,34	312,72	139,68	118,66
$I_{g,ref}(A)$	8,185	8,185	8,191	8,199	8,201
$I_{01,ref}(A)$	$3,43 \times 10^{-10}$	$3,53 \times 10^{-10}$	$3,26 \times 10^{-10}$	$3,43 \times 10^{-10}$	$4,48 \times 10^{-10}$
$I_{02,ref}(A)$	-	$3,53 \times 10^{-10}$	$3,43 \times 10^{-6}$	$5,64 \times 10^{-10}$	$5,34 \times 10^{-10}$
J	-	-	-	-	0,077
$k_{R_s}(\%/^{\circ}C)$	0,3	-	-	0,2	0,0015
$k_{R_p}(\%/^{\circ}C)$	-	-	-	0,2	6,7
γ_{R_s}	0,704	-	-	1,304	0,893
γ_{R_p}	-	-	-	1,582	0,814
Tempo de simulação (s)	15,73	0,74	4,29	193,8	84,32
$EMAP\ na\ ref\ (W)$	0,403	0,834	0,928	0,436	0,218
$EMPP\ na\ ref\ (\%)$	0,397	0,969	0,866	0,407	0,264
$SQE\ na\ ref$	1,7771	6,3691	9,3478	1,9047	0,6305
$REQM\ na\ ref$	0,0266	0,0503	0,0610	0,0275	0,0158
Média dos EMAP (W)	0,640	0,993	1,787	0,506	0,342
Média dos EMPP (%)	2,099	2,364	5,847	1,60	1,41
Média dos SQE	4,7729	14,3486	43,0485	3,5002	2,0134
Média dos REQM	0,0421	0,0714	0,1228	0,0345	0,0266

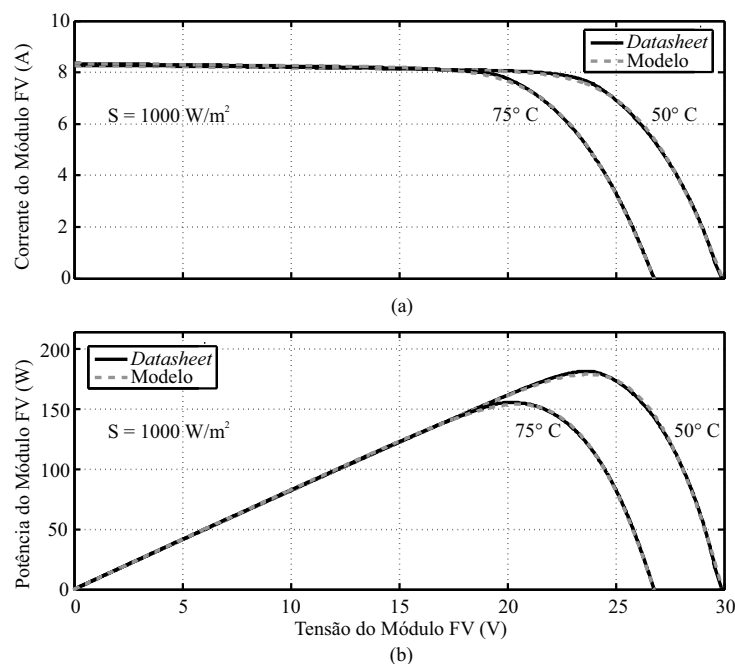
Fonte: O autor.

Figura 52 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do *datasheet* para diferentes irradiâncias no módulo KC200GT.



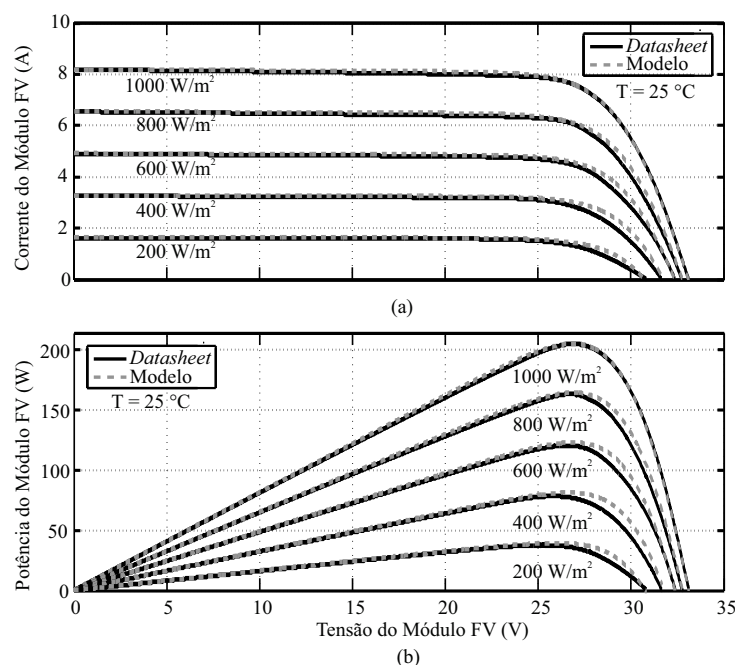
Fonte: O autor.

Figura 53 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do *datasheet* para diferentes temperaturas e mesma irradiância no módulo KC200GT.



Fonte: O autor.

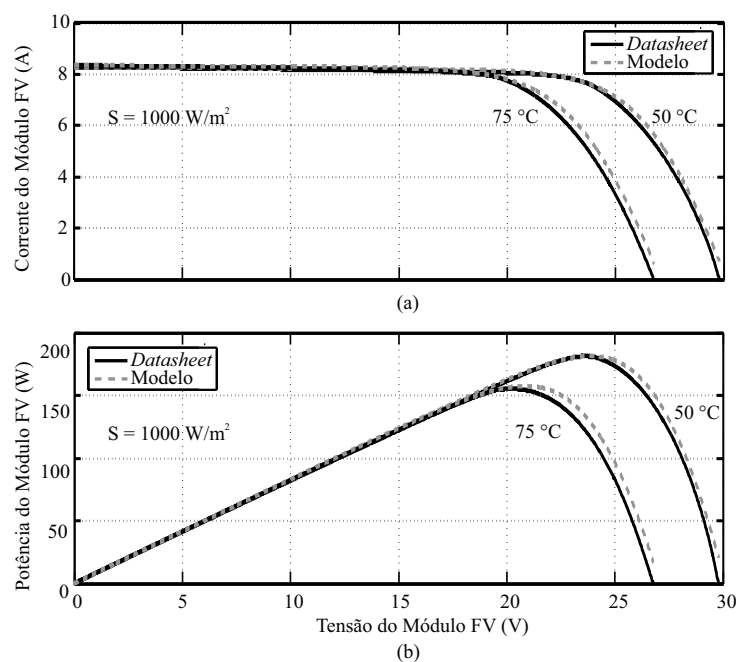
Figura 54 – Comparação entre as curvas obtidas pela técnica de Hejri e as curvas do *datasheet* para diferentes irradiâncias e mesma temperatura no módulo KC200GT. Percebe-se o maior erro na região do joelho entre o MPP e V_{oc} , devido a falta de correção de R_s com S e T .



Fonte: O autor.

fotovoltaicos de silício multicristalino e monocristalino, respectivamente. Nos casos apresentados os fabricantes fornecem um conjunto de curvas em condições ambientais distintas. entretanto, nem sempre essas curvas são fornecidas. Assim, os próximos resultados que serão apresentados estão relacionados ao comportamento das técnicas propostas para curvas experimentais.

Figura 55 – Comparação entre as curvas obtidas pela técnica de Hejri e as curvas do *datasheet* para diferentes temperaturas no módulo KC200GT.



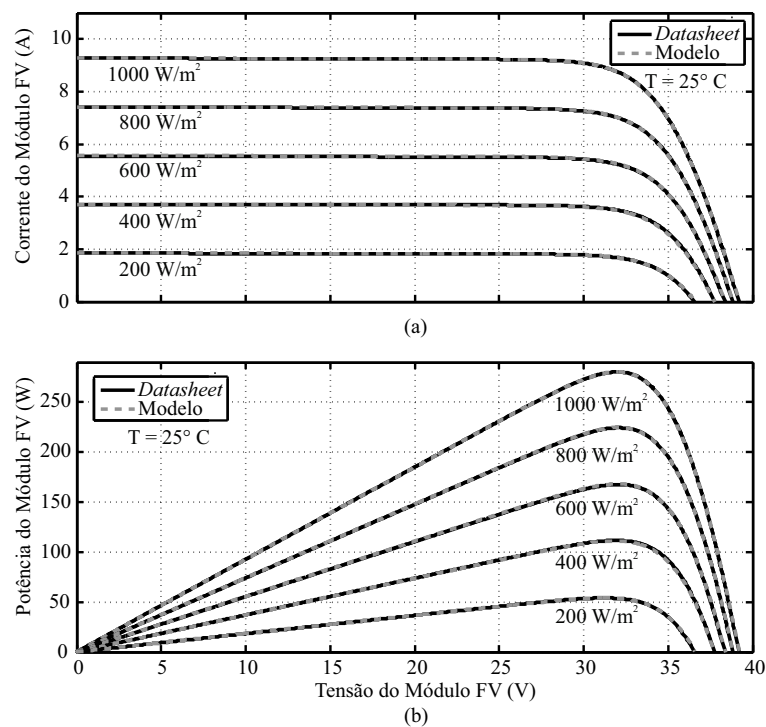
Fonte: O autor.

Tabela 12 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo JAM6(K)-60285/PR.

Parâmetros	Varredura 1D	Ishaque	Hejri	Varredura 2D	TH-PS
A_1	1,02	1	1	1	1
A_2	-	1,4	2	1,1	1,03
$R_{s,ref} (m\Omega)$	0,285	0,292	0,290	0,286	0,284
$R_{s,S} (\Omega)$	-	-	-	0,014	0,201
$R_{s,T} (\Omega)$	-	-	-	0,272	0,083
$R_{p,ref} (\Omega)$	592,59	545,03	808,75	530,92	560,11
$I_{g,ref} (A)$	9,282	9,282	9,285	9,287	9,287
$I_{01,ref} (A)$	$1,35 \times 10^{-10}$	$8,29 \times 10^{-11}$	$8,08 \times 10^{-11}$	$6,89 \times 10^{-11}$	$1,71 \times 10^{-11}$
$I_{02,ref} (A)$	-	$8,29 \times 10^{-10}$	$5,70 \times 10^{-7}$	$1,35 \times 10^{-10}$	$1,38 \times 10^{-10}$
J	-	-	-	-	0,91
$k_{R_s} (\%/^{\circ}C)$	0,1	-	-	0,1	0,31
$k_{R_p} (\%/^{\circ}C)$	-	-	-	0,4	0,63
γ_{R_s}	0,003	-	-	0,869	0,1809
γ_{R_p}	-	-	-	1,274	0,1391
Tempo de simulação (s)	12,68	0,69	1,46	135,85	83,85
EMAP na ref (W)	0,098	0,200	0,194	0,095	0,087
EMPP na ref (%)	0,125	0,140	0,169	0,122	0,122
SQE na ref	0,1365	0,3422	0,2569	0,1328	0,1378
REQM na ref	0,0077	0,0122	0,0106	0,0076	0,0077
Média dos EMAP (W)	0,318	0,365	1,242	0,373	0,292
Média dos EMPP (%)	0,463	0,515	1,464	0,548	0,433
Média dos SQE	0,9555	1,0268	14,5364	1,1213	0,9381
Média dos REQM	0,0217	0,0233	0,0810	0,0242	0,0218

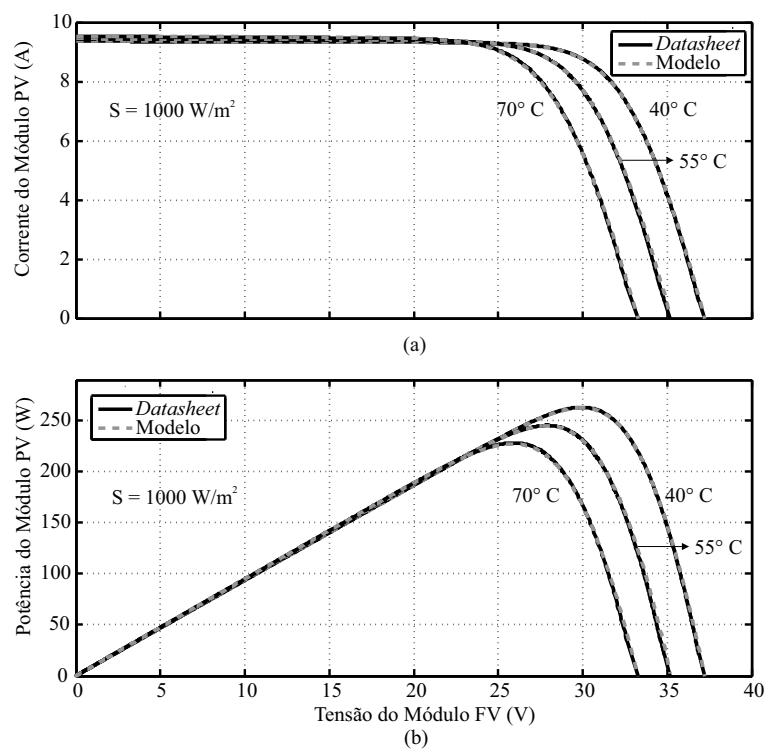
Fonte: O autor.

Figura 56 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do *datasheet* para diferentes irradiâncias no módulo JAM6(K)-60285/PR.



Fonte: O autor.

Figura 57 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas do *datasheet* para diferentes temperaturas no módulo JAM6(K)-60285/PR.



Fonte: O autor.

Na Tabela 13 listam-se os resultados para o módulo fotovoltaico GBR 255p. Novamente, os menores EMAP e os menores EMPP foram obtidos pela técnica TH-PS, tanto para a curva de referência quanto em termos médios. Os parâmetros do módulo foram estimados através das curvas experimentais presentes nas Figuras 58 (a) e (b). As Figuras 59 (a) e (b) são os resultados da aplicação do modelo do módulo fotovoltaico GBR 255p em condições ambientais diferentes das que foram utilizadas para estimação dos parâmetros, onde se observa que a TH-PS consegue estimar bons parâmetros para a representação do módulo real.

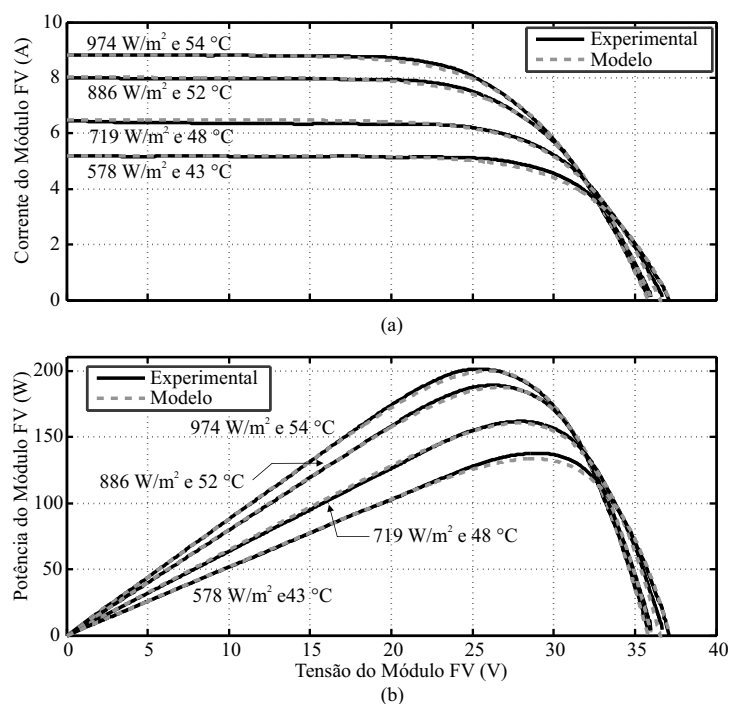
Analisando a Tabela 14, onde são apresentados os resultados para o módulo mSi0251, cujos dados foram disponibilizados pela NREL, percebe-se que a técnica varredura 2D apresenta os menores erros para a curva de referência, em contrapartida, a TH-PS apresenta os melhores resultados em termos médios, estimados a partir das curvas e condições ambientais descritas na Tabela 6, cujo resultado pode ser visto nas Figuras 60 (a) e (b). Após a estimação dos parâmetros do módulo, aplicou-se o modelo para curvas e condições ambientais descritas na Tabela 15, condições diferentes das utilizadas para estimação dos parâmetros, com intuito de visualizar a eficácia do modelo proposto. O resultado dessa aplicação é visto nas Figuras 61 (a) e (b), onde se constata que o modelo proposto segue bem as curvas experimentais, ou seja, os parâmetros

Tabela 13 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo GBR 255p.

Parâmetros	Varredura 1D	Ishaque	Hejri	Varredura 2D	TH-PS
A_1	1,8	1	1	1	1
A_2	-	2	2	1,8	1,96
$R_{s,ref}(m\Omega)$	0,430	0,759	0,758	0,431	0,397
$R_{s,S}(\Omega)$	-	-	-	0,004	0,0006
$R_{s,T}(\Omega)$	-	-	-	0,427	0,396
$R_{p,ref}(\Omega)$	$1,23 \times 10^4$	138,41	170,18	inf	$4,5 \times 10^{16}$
$I_{g,ref}(A)$	8,822	8,822	9,285	8,822	8,822
$I_{01,ref}(A)$	$6,86 \times 10^{-5}$	$5,62 \times 10^{-9}$	$5,20 \times 10^{-9}$	$2,08 \times 10^{-12}$	$1,4 \times 10^{-10}$
$I_{02,ref}(A)$	-	$5,62 \times 10^{-9}$	$1,22 \times 10^{-5}$	$6,86 \times 10^{-5}$	$1,76 \times 10^{-4}$
J	-	-	-	-	6,1
$k_{R_s}(\%/^{\circ}C)$	2,92	-	-	5,03	5,28
$k_{R_p}(\%/^{\circ}C)$	-	-	-	-	2,46
γ_{R_s}	$1,18 \times 10^{-6}$	-	-	6,82	10
γ_{R_p}	-	-	-	-	1,75
Tempo de simulação (s)	22,98	0,54	3,58	949,42	37,89
EMAP na ref (W)	1,576	7,026	6,012	1,575	1,509
EMPP na ref (%)	5,625	16,084	13,329	5,647	5,278
SQE na ref	2,8797	50,2704	39,0305	2,8830	3,0766
REQM na ref	0,0661	0,2760	0,2432	0,0661	0,0683
Média dos EMAP (W)	2,570	8,123	10,093	1,991	1,977
Média dos EMPP (%)	11,244	15,797	30,104	8,484	8,188
Média dos SQE	12,9274	126,7914	172,3558	7,7025	7,8724
Média dos REQM	0,1027	0,3757	0,425	0,0827	0,0859

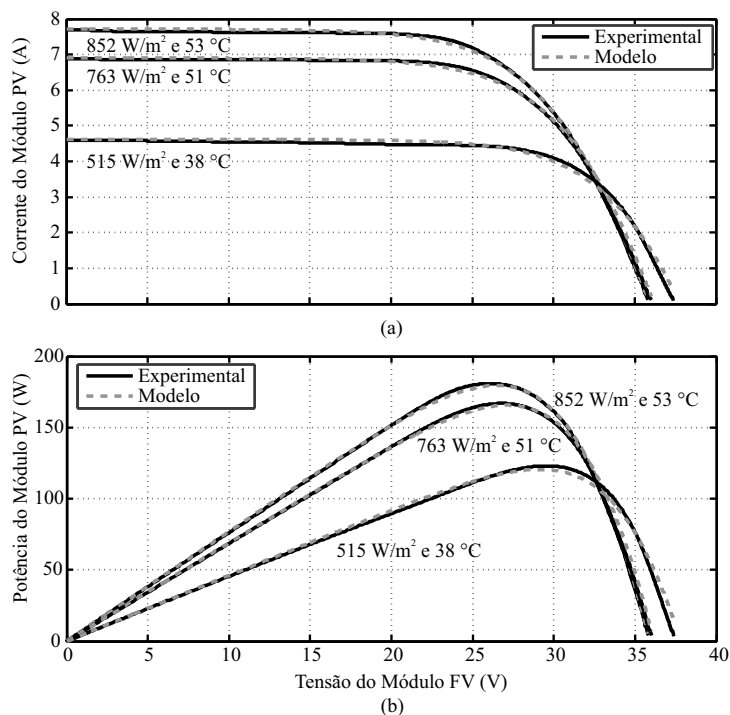
Fonte: O autor.

Figura 58 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo GBR 255p. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros do módulo fotovoltaico.



Fonte: O autor.

Figura 59 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo GBR 255p. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.



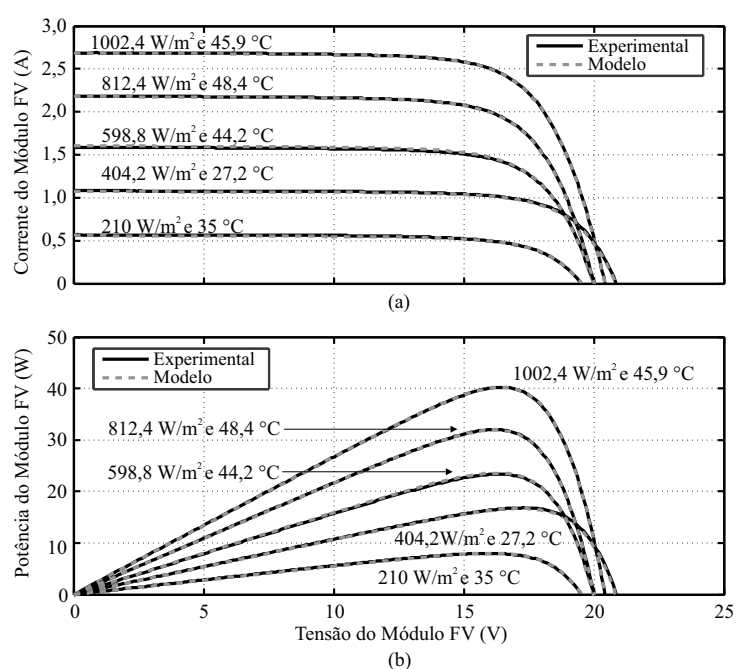
Fonte: O autor.

Tabela 14 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo mSi0251.

Parâmetros	Varredura 1D	Ishaque	Hejri	Varredura 2D	TH-PS
A_1	1,35	1	1	1,1	1
A_2	-	2	2	2	1,76
$R_{s,ref}(\Omega)$	0,242	0,438	0,439	0,305	0,318
$R_{s,S}(\Omega)$	-	-	-	0,004	0,0053
$R_{s,T}(\Omega)$	-	-	-	0,301	0,3125
$R_{p,ref}(\Omega)$	553,26	177,87	259,02	744,75	732,65
$I_{g,ref}(A)$	2,686	2,686	2,691	2,687	2,687
$I_{01,ref}(A)$	$6,01 \times 10^{-7}$	$2,88 \times 10^{-9}$	$2,57 \times 10^{-9}$	$1,46 \times 10^{-8}$	$1,80 \times 10^{-9}$
$I_{02,ref}(A)$	-	$2,88 \times 10^{-9}$	$7,14 \times 10^{-6}$	$1,87 \times 10^{-5}$	$7,7 \times 10^{-6}$
J	-	-	-	-	3,62
$k_{R_s}(\%/^{\circ}C)$	15,6	-	-	1,04	1,08
$k_{R_p}(\%/^{\circ}C)$	-	-	-	1,85	1,76
γ_{R_s}	$5,3 \times 10^{-6}$	-	-	0,0039	$1,0 \times 10^{-5}$
γ_{R_p}	-	-	-	1×10^{-5}	0,283
Tempo de simulação (s)	2,7	0,12	1,51	295	26,0
<i>EMAP na ref</i> (W)	0,032	0,396	0,231	0,017	0,018
<i>EMPP na ref</i> (%)	0,933	2,571	1,982	0,872	0,875
<i>SQE na ref</i>	0,0038	0,2974	0,1007	0,0011	0,0011
<i>REQM na ref</i>	0,0045	0,0393	0,0228	0,0024	0,0024
Média dos EMAPs (W)	0,169	0,332	0,235	0,092	0,066
Média dos EMPPs (%)	3,965	3,568	81,978	3,474	3,196
Média dos SQEs	0,0781	0,2561	0,1137	0,0251	0,0158
Média dos REQMs	0,0181	0,0350	0,0233	0,0097	0,0076

Fonte: O autor.

Figura 60 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais do módulo mSi0251-Golden. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros.



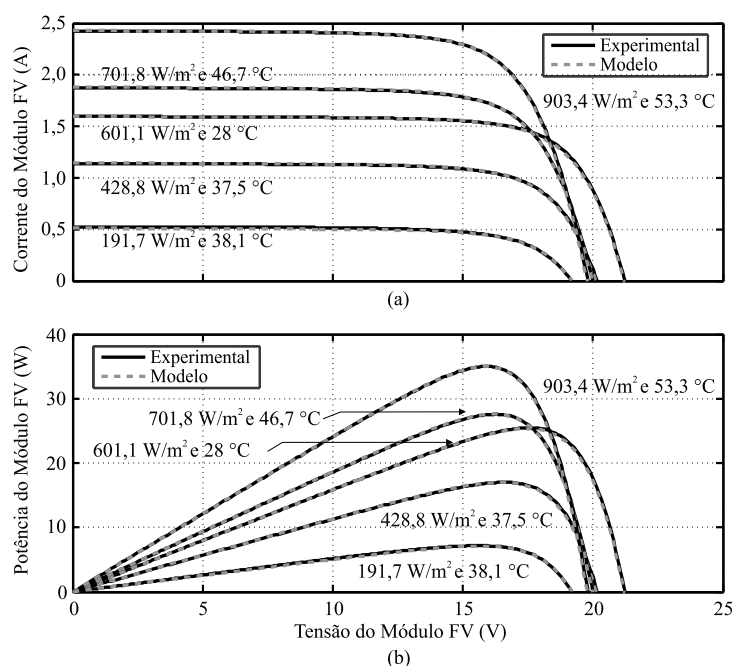
Fonte: O autor.

Tabela 15 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico mSi0251-Golden para aplicação do modelo fotovoltaico. Dados fornecidos pela NREL.

Curva	S (W/m^2)	Incerteza S (%)	T ($^{\circ}C$)	Incerteza T ($^{\circ}C$)
21	903,4	2,1	53,3	1,9
16	701,8	2,2	46,7	1,9
8732	428,8	2,2	37,5	1,9
3135	601,1	2,2	28,0	1,9
83	191,7	3,0	38,1	1,9

Fonte: O autor.

Figura 61 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo mSi0251-Golden. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.



Fonte: O autor.

estimados representam bem o módulo físico.

O módulo xSi12922, com dados também fornecidos pela NREL, apresentou os resultados presentes na Tabela 16. Mais uma vez, a TH-PS se mostrou melhor que as outras técnicas simuladas, apresentando menores erros médios. As curvas e condições ambientais utilizadas para a construção do modelo do módulo são descritas na Tabela 7, cujo resultado pode ser visto nas Figuras 62 (a) e (b). Estimados os parâmetros, aplicou-se o modelo do módulo nas curvas e condições ambientais descritas na Tabela 17, condições diferentes das utilizadas para estimação dos parâmetros, mais uma vez, pode-se visualizar a eficácia do modelo proposto através das Figuras 63 (a) e (b).

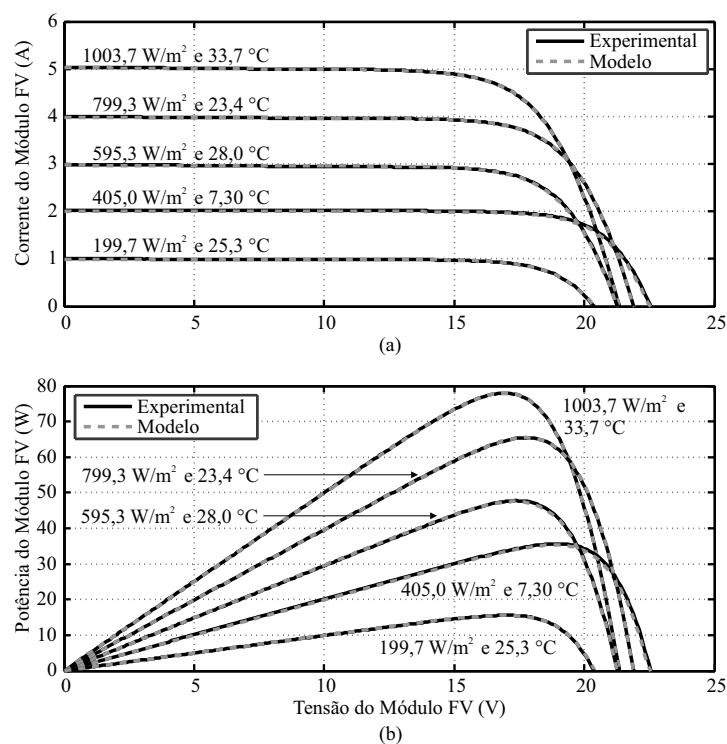
Finalizando os resultados de simulação das técnicas de estimação de parâmetros

Tabela 16 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo xSi12922.

Parâmetros	Varredura 1D	Ishaque	Hejri	Varredura 2D	TH-PS
A_1	1,33	1	1	1,2	1
A_2	-	2	2	1,7	1,45
$R_{s,ref}(\Omega)$	0,247	0,352	0,348	0,261	0,269
$R_{s,S}(\Omega)$	-	-	-	0,010	0,153
$R_{s,T}(\Omega)$	-	-	-	0,251	0,116
$R_{p,ref}(\Omega)$	352,57	118,31	203,19	328,01	320,56
$I_{g,ref}(A)$	5,027	5,027	5,035	5,031	5,031
$I_{01,ref}(A)$	$2,33 \times 10^{-7}$	$9,00 \times 10^{-10}$	$7,97 \times 10^{-10}$	$3,02 \times 10^{-8}$	$3,48 \times 10^{-10}$
$I_{02,ref}(A)$	-	$9,00 \times 10^{-10}$	$6,40 \times 10^{-6}$	$1,79 \times 10^{-6}$	$5,69 \times 10^{-7}$
J	-	-	-	-	3,21
$k_{R_s}(\%/^{\circ}C)$	2,3	-	-	0,86	1,56
$k_{R_p}(\%/^{\circ}C)$	-	-	-	0,29	4,5
γ_{R_s}	$1,0 \times 10^{-4}$	-	-	1,142	$1,0 \times 10^{-5}$
γ_{R_p}	-	-	-	0,239	1,06
Tempo de simulação (s)	2,03	0,083	1,56	52,35	60,3
<i>EMAP na ref</i> (W)	0,029	0,658	0,344	0,025	0,025
<i>EMPP na ref</i> (%)	8,226	3,000	8,214	8,159	8,143
<i>SQE na ref</i>	0,0055	0,7289	0,2272	0,0033	0,0035
<i>REQM na ref</i>	0,0054	0,0623	0,0348	0,0042	0,0043
Média dos EMAPs (W)	0,231	0,827	0,209	0,169	0,103
Média dos EMPPs (%)	4,509	4,697	4,902	4,289	3,423
Média dos SQEs	0,1232	1,0259	0,1024	0,0709	0,033
Média dos REQMs	0,0228	0,0727	0,0208	0,0158	0,0106

Fonte: O autor.

Figura 62 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais do módulo xSi12922-Eugene. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros.



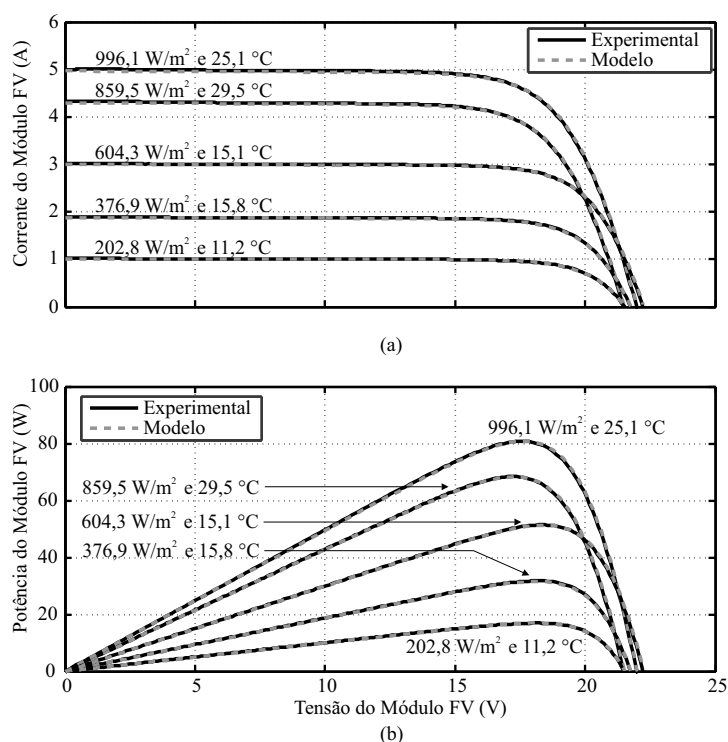
Fonte: O autor.

Tabela 17 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico xSi12922-Eugene para aplicação do modelo fotovoltaico.

Curva	S (W/m^2)	Incerteza S (%)	T ($^{\circ}C$)	Incerteza T ($^{\circ}C$)
3028	996,1	1,8	25,1	1,9
943	859,5	1,8	29,5	1,9
154	604,3	2,0	15,1	1,9
1506	376,9	2,0	15,8	1,9
171	202,8	2,4	11,2	1,9

Fonte: O autor.

Figura 63 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no módulo xSi12922-Eugene. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.



Fonte: O autor.

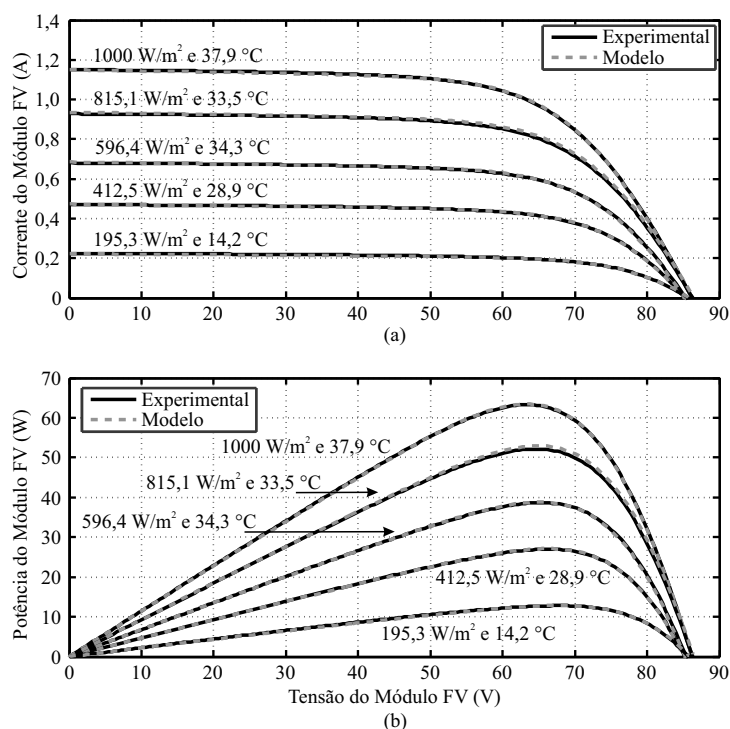
estudadas, apresenta-se a análise realizada no módulo CdTe75638, cujas curvas e condições ambientais estão também presentes no banco de dados fornecidos pela NREL. Esse módulo fotovoltaico, cuja tecnologia não é baseada em silício, também se demonstrou ser melhor avaliado pelo modelo de dois diodos. Contudo, diferente dos demais casos, a técnica varredura 2D se mostrou sensivelmente melhor em termos médios, uma pequena diferença que não se refletiu nos resultados para a curva de referência, cujos parâmetros foram melhor estimados pela TH-PS. A Tabela 18 apresenta os resultados para o módulo de CdTe, enquanto a Figura 64 mostra as curvas obtidas através da implantação da técnica proposta. Destacam-se entre os resultados, o fato da resistência série apresentar uma ordem de grandeza maior que a obtida para os módulos baseados

Tabela 18 – Comparação entre as técnicas de estimação da literatura e as propostas para o módulo CdTe75638.

Parâmetros	Varredura 1D	Ishaque	Hejri	Varredura 2D	TH-PS
A_1	2	1	-	1	1
A_2	-	2	-	2	2
$R_{s,ref}(\Omega)$	8,582	13,519	-	8,682	9,114
$R_{s,S}(\Omega)$	-	-	-	0,368	0,228
$R_{s,T}(\Omega)$	-	-	-	8,314	8,886
$R_{p,ref}(\Omega)$	$1,17 \times 10^3$	801,55	-	$1,43 \times 10^3$	$1,60 \times 10^3$
$I_{g,ref}(A)$	1,1508	1,1508	-	1,158	1,157
$I_{01,ref}(A)$	$1,0395 \times 10^{-6}$	$1,027 \times 10^{-12}$	-	$2,84 \times 10^{-14}$	$9,40 \times 10^{-14}$
$I_{02,ref}(A)$	-	$1,027 \times 10^{-12}$	-	$1,01 \times 10^{-6}$	$9,4 \times 10^{-7}$
J	-	-	-	-	7
$k_{R_s}(\%/^{\circ}C)$	3,19	-	-	0,001	0,001
$k_{R_p}(\%/^{\circ}C)$	-	-	-	0,001	0,031
γ_{R_s}	0,3091	-	-	1,951	2,269
γ_{R_p}	-	-	-	0,6124	0,4955
Tempo de simulação (s)	51	2	-	314,8	14,8
<i>EMAP na ref</i> (W)	0,1709	1,3903	-	0,1331	0,1148
<i>EMPP na ref</i> (%)	0,6923	4,9956	-	0,5314	0,46
<i>SQE na ref</i>	0,0085	0,2258	-	0,0042	0,0023
<i>REQM na ref</i>	0,0069	0,0353	-	0,0048	0,0036
Média dos EMAP (W)	0,3673	1,2172	-	0,1485	0,151
Média dos EMPP (%)	6,7623	8,4145	-	4,8664	4,902
Média dos SQE	0,0173	0,1853	-	0,0035	0,0035
Média dos REQM	0,0093	0,0314	-	0,0039	0,0038

Fonte: O autor.

Figura 64 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais do módulo CdTe75638-Cocoa. Curvas escolhidas para estimação dos parâmetros.



Fonte: O autor.

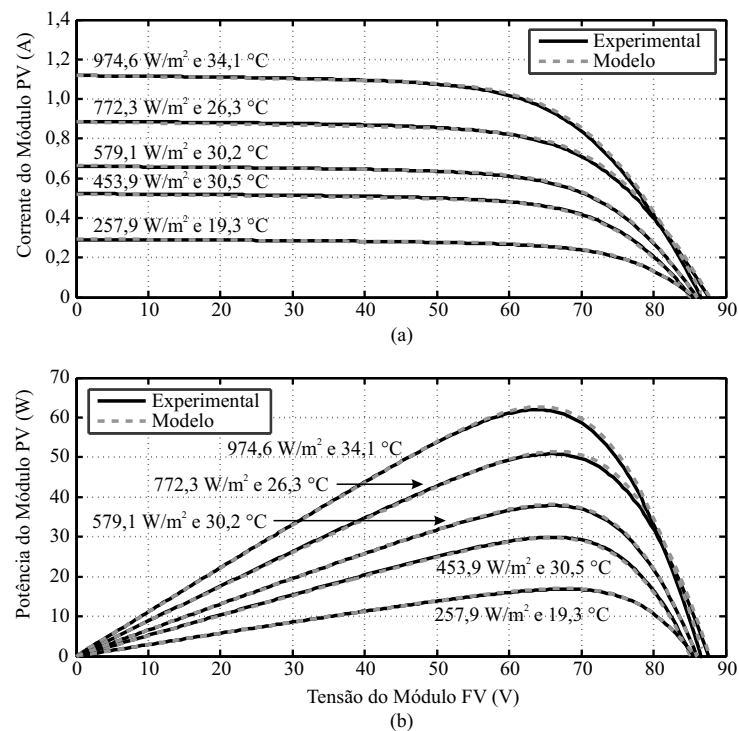
em silício e os fatores de idealidade permanecerem fixos em suas condições de contorno, isso implica que, se tratando de módulos fotovoltaicos baseados em tecnologia de filmes finos, o comportamento e limites dos parâmetros podem ser diferenciados. Contudo, o módulo em questão continua sendo bem representado pela técnica TH-PS, como mostra-se nas Figuras 64 (a) e (b), resultados da construção do modelo que se utiliza das curvas e condições ambientais descritas na Tabela 8. O modelo do módulo CdTe75638 aplicado as curvas descritas na Tabela 19 originou as Figuras 65 (a) e (b), mostrando mais uma vez a bom comportamento da técnica TH-PS na representação do módulo real.

Tabela 19 – Curvas e condições ambientais do módulo fotovoltaico CdTe75638-Cocoa para aplicação do modelo fotovoltaico.

Curva	$S \text{ (W/m}^2\text{)}$	Incerteza $S \text{ (%)}$	$T \text{ (}^\circ\text{C)}$	Incerteza $T \text{ (}^\circ\text{C)}$
509	974,6	1,8	34,1	1,9
165	772,3	1,9	26,3	1,9
799	579,1	2,2	30,2	1,9
262	453,9	2,2	30,5	1,9
1330	257,9	2,2	19,3	1,9

Fonte: O autor.

Figura 65 – Comparação entre as curvas obtidas pela TH-PS e as curvas experimentais para diferentes condições ambientais no CdTe75638-Cocoa. Curvas escolhidas para aplicação do modelo do módulo fotovoltaico.



Fonte: O autor.

3.5 ADAPTAÇÃO DO MODELO DO MÓDULO PARA CÉLULAS E/OU ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

Como observado nas seções anteriores, a TH-PS se utiliza das equações propostas para o modelo do módulo fotovoltaico, objetivando a estimação dos parâmetros para cada módulo. Dessa forma, o conjunto de equações do modelo, reescrito a seguir, tem capacidade para descrever com boa aproximação o comportamento físico do módulo em diversas condições de S e T .

$$A_1 = A_{1,ref} \quad (86)$$

$$A_2 = A_{2,ref} \quad (87)$$

$$R_s(S,T) = R_{s,T} [1 + k_{R_s} (T - T_{ref})] + R_{s,S} \left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^{-\gamma_{R_s}} \quad (88)$$

$$R_p(S,T) = R_{p,ref} [1 - k_{R_p} (T - T_{ref})] \left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^{-\gamma_{R_p}} \quad (89)$$

$$V_{oc}(S,T) = V_{oc,ref} + \beta_{V_{oc}} (T - T_{ref}) + k_{V_{oc}} T \ln \left(\frac{S}{S_{ref}} \right) \quad (90)$$

$$I_{sc}(S,T) = [I_{sc,ref} + \alpha_{I_{sc}} (T - T_{ref})] \left(\frac{S}{S_{ref}} \right) \quad (91)$$

$$I_{01}(S,T) = I_{01,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^{3/A_{1,ref}} \left\{ \exp \left[\frac{q}{A_{1,ref} k_B} \left(\frac{E_g(T_{ref})}{T_{ref}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right] \right\} \quad (92)$$

$$I_{02}(S,T) = \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) - \frac{V_{oc}}{R_p} + I_{01} \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_1 V_t} \right) - \exp \left(\frac{V_{oc}}{A_1 V_t} \right) \right]}{\left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{A_2 V_t} \right) - \exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_2 V_t} \right) \right]} \quad (93)$$

$$I_g(S,T) = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + I_{01} \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] + I_{02} \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right]. \quad (94)$$

Entretanto, o modelo do módulo pode ser reduzido para uma célula ou estendido para um número qualquer de células associadas. Assim, é possível modelar uma família de módulos com potências distintas através de um só modelo. Essa adaptação pode ser realizada da seguinte forma

$$V_t = NCS \frac{KT}{q} \quad (95)$$

$$V_{oc,ref} = \frac{NCS}{N_s} V_{oc,ref} \quad (96)$$

$$R_s(S,T) = \frac{NCS}{N_s N_p} \left\{ R_{s,T} [1 + k_{R_s} (T - T_{ref})] + R_{s,S} \left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^{-\gamma_{R_s}} \right\} \quad (97)$$

$$R_p(S,T) = \frac{NCS}{N_s N_p} R_{p,ref} [1 - k_{R_p} (T - T_{ref})] \left(\frac{S}{S_{ref}} \right)^{-\gamma_{R_p}} \quad (98)$$

$$V_{oc}(S,T) = \frac{NCS}{N_s} \left[V_{oc,ref} + \beta_{V_{oc}} (T - T_{ref}) + k_{V_{oc}} T \ln \left(\frac{S}{S_{ref}} \right) \right] \quad (99)$$

$$I_{sc}(S,T) = N_p[I_{sc,ref} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_{ref})] \left(\frac{S}{S_{ref}} \right) \quad (100)$$

$$I_{01}(S,T) = N_p I_{01,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^{3/A_{1,ref}} \left\{ \exp \left[\frac{q}{A_{1,ref} k_B} \left(\frac{E_g(T_{ref})}{T_{ref}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right] \right\} \quad (101)$$

Onde, NCS é o número de células em série que se deseja modelar e N_s e N_p são respectivamente, as grandezas definidas anteriormente como, o número de células em série em cada módulo e o número de fileiras de células ou fileiras de módulos associados em paralelo.

3.6 CONCLUSÕES

No presente capítulo, mostra-se o processo de obtenção das curvas do *datasheet* a partir do método de tratamento de imagens e como elas podem ser usadas para estabelecer os erros, absolutos e percentuais, aplicados às técnicas de estimação de parâmetros dos módulos fotovoltaicos.

Algumas dessas técnicas são abordadas neste trabalho e por isso são descritas suas premissas e considerações. Esse estudo possibilita afirmar, que poucas técnicas na literatura abordam as explicações físicas para o comportamento dos parâmetros do módulo fotovoltaico, quando submetido a diversas condições climáticas, conduzindo algumas técnicas ao erro de utilizarem sempre os mesmos parâmetros encontrados no STC.

Este trabalho apresenta correções para os parâmetros fotovoltaicos, quando o mesmo opera fora do STC, não sendo por tanto necessário executar o algoritmo de estimação para todas as condições ambientais.

Por fim, são mostrados os resultados e as devidas comparações entre as técnicas de estimação reproduzidas e propostas. É observado que a técnica TH-PS apresenta os menores erros médios absolutos e percentuais, tornando-se portanto, uma alternativa confiável no processo de estimação de parâmetros dos módulos fotovoltaicos. Sendo assim, é proposto no capítulo seguinte, a utilização do TH-PS no processo de construção de uma técnica de MPPT híbrida, atuando em conjunto com um estimador de irradiância implementado a partir dos resultados do TH-PS.

4 TÉCNICA HÍBRIDA PARA SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Neste capítulo, é discutida a importância de operação do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência, assim como as técnicas destinadas ao seguimento desse ponto. Diversas técnicas de MPPT disponíveis na literatura são agrupadas em classes, como heurísticas e baseadas em modelos, e suas vantagens e desvantagens são apresentadas. Antes disso, apresenta-se uma breve descrição dos sistemas fotovoltaico e as configurações básicas associadas à conversão de energia.

É proposto então, um estudo de uma nova técnica de MPPT destinada a englobar duas particularidades, velocidade e precisão. Sendo velocidade a característica peculiar das técnicas baseadas em modelo, e pequenos erros em regime permanente é característica das técnicas heurísticas.

Considerando o elevado custo do sensor de irradiância (piranômetro), geralmente necessário para as técnicas de MPPT baseadas em modelo, também é proposta nesta tese a implementação de um estimador de irradiância. O algoritmo desenvolvido é baseado no modelo de dois diodos, e consequentemente os parâmetros e equações envolvidos são provenientes da técnica TH-PS apresentada no capítulo anterior.

4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os módulos têm baixa eficiência de conversão de energia, sendo menor que 25% para os módulos comerciais baseados em silício cristalino. Contudo, a energia obtida só poderá ser aproveitada em sua “totalidade”, se dispositivos de MPPT e um controlador eficaz fizerem parte do sistema fotovoltaico. Dessa forma, os módulos fotovoltaicos tendem a operar o maior tempo possível no MPP, produzindo mais energia e tornando o sistema mais viável.

Existem três categorias para a classificação do sistema fotovoltaico, que são:

- Sistemas fotovoltaicos isolados;
- Sistemas fotovoltaicos conectados à rede;
- Sistemas fotovoltaicos híbridos.

Sistemas fotovoltaicos isolados ou autônomos, fornecem energia diretamente para a carga, assim como permitem a utilização de elementos armazenadores, como bancos de baterias, de forma que a energia possa ser utilizada em horas do dia em que não haja luz do Sol. Essa necessidade é devida ao fato de os sistemas isolados serem, geralmente, empregados em áreas remotas, onde é ausente a rede de distribuição elétrica ou outro meio de suprimento de energia.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede geralmente não utilizam armazenamento de energia, pois injetam a energia gerada diretamente na rede elétrica. Tais sistemas podem ser, de acordo com a potência instalada, de grande porte ou de pequeno porte.

Os sistemas de pequeno porte (sistema de mini ou microgeração distribuída) (CRESESB, 2014), se comportam como pequenas centrais elétricas próxima à carga e podem injetar na rede o excedente de energia fotogerada, acarretando a diminuição das perdas associadas a transmissão convencional (GIACOMINI, 2015). Esses sistemas são classificados como:

- Minigeração - potência instalada entre 75 kW e 5 MW ;
- Microgeração - potência instalada menor que 75 kW .

O primeiro, tem maior aplicação em instalações industriais e comerciais, enquanto a microgeração está relacionada com as instalações residenciais. A faixa de potência citada, diz respeito a regulamentação imposta no Brasil (ANEEL, 2017).

Os sistemas fotovoltaicos híbridos agregam outros sistemas de geração de energia, como geradores eólicos e geradores à combustão, podendo atuar de forma isolada ou conectados à rede elétrica.

4.1.1 Conversão de energia

Independentemente do tipo de sistema fotovoltaico que seja utilizado, este sempre necessitará de um inversor para converter a corrente contínua (c.c.), produzida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (c.a.), para alimentar uma carga ou para entregar a energia à rede elétrica (BRADASCHIA, 2012). Além disso, devido ao baixo valor de tensão dos módulos fotovoltaicos, é necessário que os mesmos sejam agrupados em série ou equipamentos sejam utilizados para causar a elevação da tensão fornecida, tornando possível a utilização prática desses módulos. Por exemplo, para conseguir uma tensão no barramento c.c. de 750 V usando módulos KC200GT da *Kyocera*, são necessários 29 módulos fotovoltaicos atuando no MPP. Contudo, a utilização de grandes quantidades de módulos em série tende a ser desvantajosa, principalmente quando se trata de microgeração, onde os custos na implantação do sistema têm grande impacto na viabilidade do projeto. Outra desvantagem a ser considerada é que um arranjo que tende a cobrir uma área maior está mais sujeito a apresentar regiões de sombreamento, causado por nuvens ou grandes objetos, impossibilitando a extração da máxima potência possível (OLIVEIRA, 2007), (BRADASCHIA, 2012).

Levando em consideração as desvantagens mencionadas e o desejo de obter arranjos fotovoltaicos com um número menor de módulos, diversas topologias de conversores foram propostas ao longo dos anos. Entretanto, essas abordagens estão fora do escopo desta tese, sendo necessário apenas escolher a topologia a ser utilizada em conjunto com a técnica de MPPT.

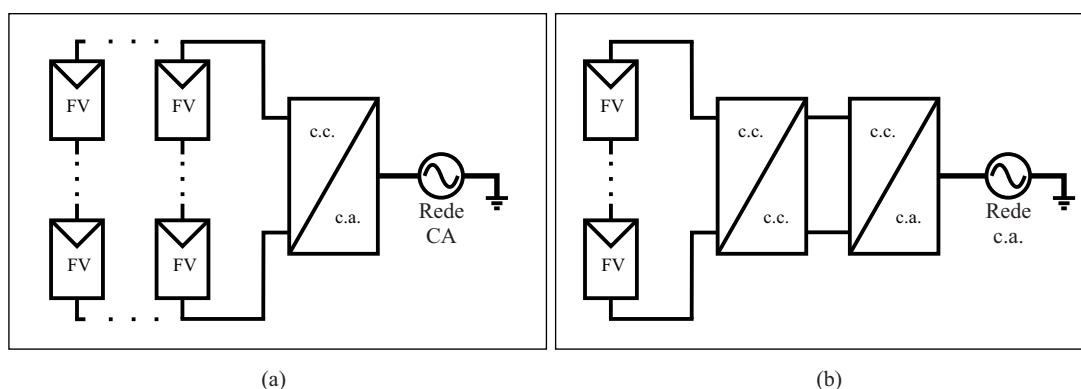
No processo de conversão de energia, módulos e inversores podem ser conectados de duas formas (OLIVEIRA, 2007):

1. Sistemas com um estágio de conversão, Figura 66 (a) - Apresentam um inversor c.c.-c.a. e um único controle do MPPT atuando em um arranjo fotovoltaico contendo módulos conectados em série, que podem ser conectados a outros arranjos em paralelo para obtenção de uma maior potência.
2. Sistemas com dois estágios de conversão, Figura 66 (b) - Apresentam mais de um estágio de conversão. Primeiramente módulos individuais ou um arranjo com poucos módulos em série são conectados a um conversor c.c.-c.c., onde atua o controle do MPPT. Em seguida é feita a conexão com um único inversor c.c.-c.a., podendo então ser conectado à rede.

A configuração com dois estágios é mais tolerante a sombras, e instalações existentes são mais facilmente expandidas do que os sistemas com um inversor central (OLIVEIRA, 2007). Essa expansão é chamada de multi-série, pois vários conversores c.c.-c.c. atuando individualmente em pequenos arranjos são conectados em série, e o conjunto conectado a um inversor. Dessa forma, há menos chances que algum tipo de sombreamento faça com que módulos sujeitos ao mesmo controle MPPT estejam expostos a irradiâncias diferentes e apresentem pontos de máxima potência distintas (FURTADO, 2016).

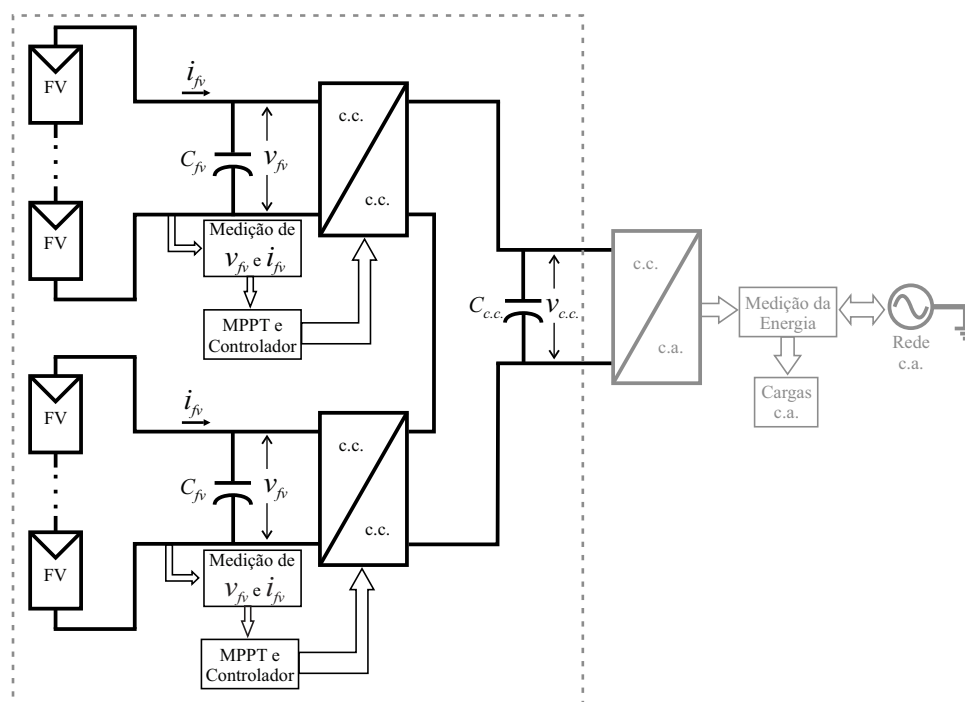
A Figura 67 apresenta uma representação simplificada de um sistema fotovoltaico multi-série. Destaca-se o lado c.c., onde o conversor c.c.-c.c. é controlado para seguir o ponto de máxima potência do arranjo. O algoritmo de MPPT calcula a referência de tensão na qual a potência é máxima (V_{mp}) e, em seguida o controlador atua sobre o conversor c.c.-c.c., que força o sistema fotovoltaico a operar no valor de referência, levando-o ao MPP o mais rápido possível. Embora não esteja representado na Figura 67, o inversor c.c.-c.a. também é controlado, por um controle independente, de forma a produzir a tensão com amplitude e frequência desejadas para a rede (KUO; LIANG; CHEN, 2001).

Figura 66 – Configuração de sistemas fotovoltaicos: (a) sistema centralizado, (b) sistema descentralizado.



Fonte: O autor.

Figura 67 – Configuração simplificada de um sistema multi-série com MPPT de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede.



Fonte: O autor.

Ainda na Figura 67, $C_{c.c.}$ permite o desacoplamento, em termos instantâneos, entre a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos e a potência entregue a rede elétrica. Nessa configuração, a faixa da tensão de entrada do sistema fotovoltaico independe da tensão da rede, dependendo apenas do ganho de tensão do primeiro estágio de conversão (LASCANO, 2015). Em contrapartida, o capacitor entre os estágios de conversão ($C_{c.c.}$) deve suportar uma tensão de operação maior do que o pico de tensão da rede. Outras configurações são encontradas nas referências (LEÓN, 2013) e (SOUZA, 2009).

Considerando a configuração em que cada módulo é ligado ao seu próprio conversor de energia, entende-se que seja possível reduzir as possíveis perdas devido à incompatibilidade entre os módulos, que podem ser graves devido ao sombreamento parcial, ou menores como no caso de degradações.

4.2 TÉCNICAS DE MPPT

O MPPT atua no sistema fotovoltaico a fim de melhorar a eficiência da geração de energia. Assim, o seguimento do MPP é uma parte essencial de um sistema fotovoltaico, sendo considerado como um sistema eficiente se muda o seu ponto de funcionamento juntamente com o MPP do módulo fotovoltaico, assegurando a potência máxima em todas as condições ambientais (PRADHAN, 2014).

Como explicado no Capítulo 2, o MPP sofre influências não lineares com as condições

climáticas, principalmente com a temperatura e a irradiância. Portanto, deve ser determinado por modelos matemáticos precisos do sistema fotovoltaico ou utilizando algoritmos de busca. Assim sendo, os vários métodos de MPPT propostos ao longo dos anos, podem ser classificados em dois grupos distintos:

1. Heurísticos;
2. Baseados em modelos.

Os métodos heurísticos são de simples implementação, entretanto, precisam de várias iterações para atingir o MPP. Em contraponto, as técnicas baseadas em modelo apresentam maior velocidade de convergência, com a desvantagem de dependerem dos parâmetros do módulo e, em alguns casos, sensores de irradiância e temperatura (VITORINO et al., 2007).

Considerando que cada técnica de MPPT tem seus pontos positivos e negativos, torna-se difícil avaliar seus desempenhos individualmente. Sendo assim, as comparações são realizadas através de estudos de vantagens e desvantagens, estratégia e número de variáveis de controle, tipos de circuitos e aplicações (PRADHAN, 2014), além dos requisitos relacionados a convergência, resposta dinâmica, erro de regime permanente e robustez a distúrbios (CARVALHO, 2012). Essas abordagens são realizadas, à medida que diferentes técnicas de MPPT são propostas na literatura (ESRAM; CHAPMAN, 2007b).

As referências (HOHM; ROPP, 2000), (SALAS et al., 2006), (OLIVEIRA, 2007), (ESRAM; CHAPMAN, 2007a), (CARVALHO, 2012), (BRITO et al., 2013) e (PRADHAN, 2014) apresentam estudos detalhados a respeito das técnicas de MPPT, algumas das quais recordam-se a seguir.

4.2.1 Método de ajuste de curvas (VOKAS; MACHIAS; SOUFLIS, 1991)

Utiliza expressões matemáticas ou aproximações numéricas obtidas da modelagem *off-line* do módulo fotovoltaico. Não necessita de sensores de tensão e corrente durante a busca do MPP, mas apresenta uma resolução de difícil controle, além de ser necessário grande capacidade computacional para seus cálculos matemáticos.

4.2.2 Técnica da pesquisa em tabela, (ABDULMAJEED et al., 2013)

É uma técnica simples e rápida, mas que precisa de uma grande quantidade de memória para armazenar os dados referentes a todas as condições possíveis. O algoritmo compara os valores de tensão e corrente medidos com os valores calculados e previamente armazenados no sistema de controle.

4.2.3 Técnica da fração da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito (VCBM, 2008)

Os dois métodos são similares em suas concepções. O método da fração da tensão de circuito aberto é relacionado ao V_{mp} , enquanto o de corrente de curto circuito é relacionado ao I_{mp} , de forma que ao se aplicar uma constante a V_{oc} ou a I_{sc} , através das respectivas expressões

$$k_1 = V_{mp}/V_{oc} \cong \text{constante} < 1 \quad (102)$$

$$k_2 = I_{mp}/I_{sc} \cong \text{constante} < 1, \quad (103)$$

determinam-se os pontos de operação do módulo fotovoltaico. As técnicas são rápidas mas imprecisas, pois calculam o MPP aproximado. Além disso, após a escolha das constantes a serem utilizadas, o valor de V_{oc} ou o valor de I_{sc} deve ser medido periodicamente, ocasionando perdas de energia devido à desconexão entre o módulo e o conversor, para a determinação de V_{oc} , ou devido ao curto circuito imposto, para a determinação de I_{sc} .

4.2.4 Técnicas Perturba e Observa (P&O) e *Hill Climbing* (HC) (WASYNEZUK, 1983), (HUA; LIN, 1996)

Devido à facilidade de implementação e boa precisão, o método P&O é uma das técnicas mais amplamente utilizadas. O P&O é baseado na periódica variação da tensão (perturbação) do módulo fotovoltaico, de modo que o sinal da taxa de variação da potência com relação à tensão é sempre avaliado (observação), definindo portanto o sentido da perturbação em busca do MPP. Como observado no fluxograma representado na Figura 68 (a), quando o MPP é finalmente alcançado, o ponto de operação oscila periodicamente em torno dele, até que uma nova condição ambiental seja estabelecida. Portanto, definindo $\Delta P = P(k) - P(k - 1)$ e $\Delta V = V(k) - V(k - 1)$, pode-se caracterizar duas ações de controle:

- $\Delta P > 0$ e $\Delta V > 0$ ou $\Delta P < 0$ e $\Delta V < 0$, então $V < V_{mp}$. Portanto, deve-se aumentar V ;
- $\Delta P > 0$ e $\Delta V < 0$ ou $\Delta P < 0$ e $\Delta V > 0$, então $V > V_{mp}$. Portanto, deve-se Diminuir V .

O ajuste do passo de perturbação, ΔV_{ref} , é crucial, pois pode tornar a resposta dinâmica do sistema lenta ou conduzir a um ponto de operação distante do MPP. Isso torna a técnica deficiente na presença de rápidas variações de irradiância.

Pensando em atenuar as principais desvantagens do método P&O, é proposto em (LIU; LOPES, 2004), o P&O modificado. A técnica utiliza valores instantâneos de corrente e tensão para determinar o sentido da perturbação, acelerando assim a resposta do sistema e reduzindo as oscilações de energia em torno do MPP. Isso é feito através de uma comparação entre amostras

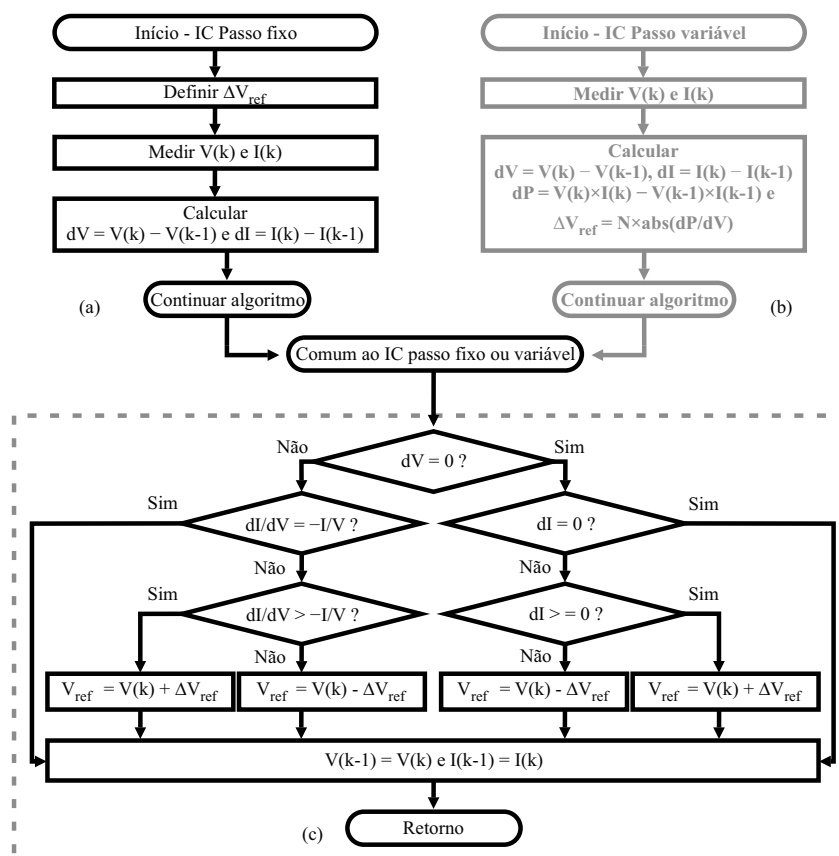
4.2.5 Técnica da condutância incremental (KIM et al., 2001), (WASYNEZUK, 1983)

O método condutância incremental (*Incremental Conductance* - IC) é outra alternativa ao método P&O, pois diminui o problema da oscilação em torno do MPP. Também amplamente utilizado, baseia-se no cálculo da derivada da curva característica da potência e na avaliação do seu sinal. Nesta técnica, não há necessidade do cálculo da potência instantânea, mas é preciso medir a condutância incremental (dI/dV) e a condutância instantânea (I/V), com o intuito de se determinar o aumento ou a diminuição da tensão de referência, que deve ocorrer, até que $dP/dV = 0$ e a tensão de referência não precise de qualquer mudança. O fluxograma é mostrado na Figura 69, onde as três situações seguintes são analisadas.

- $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$, então $V < V_{mp}$. Portanto, deve-se aumentar V ;
- $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$, então $V > V_{mp}$. Portanto, deve-se diminuir V ;
- $\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$, então $V = V_{mp}$. Portanto, mantêm-se a tensão.

Assim como para o método P&O, outras variações também foram propostas para a técnica condutância incremental. Como exemplo pode-se citar o método IC de passo variável

Figura 69 – Fluxograma do método da condutância incremental. (a) IC de passo fixo, (b) IC de passo variável e (c) parte do algoritmo comum para ambos os casos .



Fonte: O autor.

(HUYNH; CHO, 1996), (LIU et al., 2008), Figura 69 (b,c). Diferentemente do IC tradicional, este método propõe um passo de tensão que varia automaticamente com o valor absoluto da derivada da potência em relação a tensão (dP/dV) multiplicada por um coeficiente N, um escalar que deve ser ajustado para garantir uma melhor performance do MPPT (LIU et al., 2008).

Além das técnicas heurísticas tradicionais, também é possível encontrar na literatura os algoritmos de inteligência artificial como métodos de rede neural e lógica fuzzy. Eles têm se destacado nos últimos anos, principalmente devido à robustez apresentada, devido à aplicação em condições de sombreamento parcial. No entanto, em comparação com os outros métodos, cada técnica apresenta algumas desvantagens como o treinamento extensivo e grande quantidade de dados, para o primeiro, ou parâmetros selecionados por tentativa e erro e dependência do conhecimento do usuário, para o segundo (ESRAM; CHAPMAN, 2007b),

Os algoritmos heurísticos tradicionais de MPPT não são eficientes em condições em que o MPP muda rapidamente, geralmente relacionado a variações bruscas da irradiância, o que levou ao desenvolvimento de técnicas modificadas em busca de soluções para o problema. Entretanto as soluções apresentadas ainda possuem uma dinâmica lenta, acarretando perdas de energia até que a convergência finalmente ocorra. Pensando nesse desempenho dinâmico são apresentados na literatura métodos de MPPT baseados no modelo matemático do módulo fotovoltaico.

4.3 MPPT BASEADO EM MODELO

Técnicas de MPPT baseadas em modelo tendem a encontrar o MPP de forma rápida para qualquer condição ambiental, ao custo de introduzirem um aumento na complexidade computacional muito relacionado às características não lineares do módulo fotovoltaico (HARTMANN, 2003). Este inconveniente conduz a grande maioria dos autores a utilizarem o modelo de um diodo completo, ou suas simplificações, para o desenvolvimento das técnicas de MPPT (ZHANG; AL-AMOUDI; BAI, 2000), (IKEGAMI et al., 2001), (VEERACHARY, 2005), (VITORINO et al., 2007), (WANG et al., 2011a), (WANG et al., 2011b), (CRISTALDI et al., 2012).

Dentre as técnicas baseadas em modelo, escolhe-se a desenvolvida em (VITORINO et al., 2007) como uma referência comparativa ao método proposto nesta tese. Essa técnica dispensa a medição da irradiância, baseando-se no lugar do MPP (*MPP locus*). Por isso, na referência (HARTMANN et al., 2013), foi nomeada como método acelerado pelo lugar do MPP (*MPP Locus Accelerated Method* - MLAM), sendo também utilizada como base para o desenvolvimento de uma técnica híbrida.

4.3.1 Método acelerado pelo lugar do MPP - MLAM

Os parâmetros do modelo matemático utilizado nesta técnica são, originalmente, obtidos através do ajuste da curva experimental para a condição do STC. O ajuste é realizado com o auxílio de um conjunto de equações simplificadas não descritas aqui. A partir de então é possível encontrar o par (V_{mp}, I_{mp}) para qualquer condição de S e T . É importante salientar, que apenas a técnica de MPPT é analisada. Sendo assim, o modelo de um diodo utilizado originalmente é desconsiderado, e os MPP empregados são os mesmos encontrados a partir do método TH-PS, discutido na Seção 3.3.2, valorizando ainda mais os resultados obtidos através do MLAM.

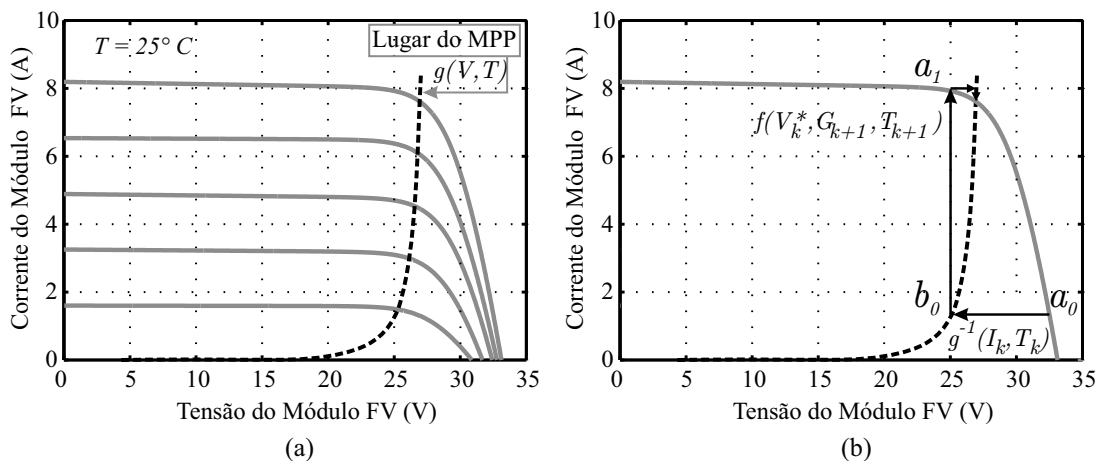
4.3.1.1 Lugar do MPP

O lugar do MPP é uma função na forma $I_{mp} = g(V_{mp}, T)$ que mapeia todos os possíveis valores do MPP do módulo fotovoltaico sob temperatura fixa. Como mostrado na Figura 70 (a), a curva g acompanha a variação de S indicando a posição do MPP. Todavia, mudanças na temperatura afetam fortemente a curva g , alterando a sua forma e posição.

4.3.1.2 Algoritmo MLAM

O algoritmo MLAM é iniciado em $k = 0$, correspondendo a algum ponto de operação do módulo fotovoltaico onde os valores de T_k e I_k são medidos. Na Figura 70 (b), que representa graficamente os passos do algoritmo, o início é indicado por a_0 , sendo o mesmo referente a um I_{mp} qualquer na curva g . De posse desses valores, usa-se o lugar do MPP, determinando assim a tensão de referência V_k^* pela relação $V_k^* = g^{-1}(I_k, T_k)$, indicada por b_0 . Essa tensão deve ser imposta ao módulo por meio de um conversor ou uma carga de tensão controlada, de maneira que $V_{k+1} = V_k^*$, fazendo com que o novo ponto de operação, a_1 , seja estabelecido. A partir de então o processo é repetido até que o V_{mp} seja encontrado.

Figura 70 – (a) Curvas características do módulo fotovoltaico e curva g do lugar do MPP, e (b) representação do MLAM.



Fonte: O autor.

Por conta da não linearidade das equações do modelo matemático, não existe solução analítica para $I_{mp} = g(V_{mp}, T)$ ou $V_{mp} = g^{-1}(I_{mp}, T)$, sendo necessários algoritmos numéricos para a solução do problema. Os autores porém não aderem à utilização de técnicas numéricas devido à complexidade, mas propõem a utilização do método de pesquisa em tabela, onde as entradas são os valores de I e T , e os dados dessa tabela bidimensional são os valores de V_{mp} pré calculados, caracterizando assim uma etapa *offline*. Assim, a operação $V = g^{-1}(I, T)$ é representada por uma interpolação linear a partir das entradas (I, T) . Além disso, os autores também afirmam que a influência da temperatura em V_{mp} é sempre linear e portanto um número reduzido de pontos podem ser utilizados.

Assim, utilizando as curvas do *datasheet* do módulo KC200GT, sendo o mesmo utilizado como referência inicial para comparações de algoritmos neste trabalho, implementa-se o MLAM com três valores de temperatura, $25^{\circ}C$, $50^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$ e 115 valores de corrente, proporcionando uma tabela com 345 posições, ocupadas por valores de V_{mp} .

4.3.2 Técnica da máxima potência por curva característica (MPCC)

Neste trabalho, é proposta uma nova técnica de MPPT baseada no modelo matemático do módulo fotovoltaico. Diferentemente da maioria das técnicas baseadas em modelo, é utilizado o modelo de dois diodos e o método iterativo de Newton-Raphson, comentado na Seção 3.1.2, para avaliar rapidamente o MPP do módulo fotovoltaico.

As equações do modelo de dois diodos do módulo fotovoltaico, propostas na Seção 3.3.2, indicam como as condições ambientais podem influenciar os parâmetros do módulo fotovoltaico. Então, caso a curva característica, $I - V$ ou $P - V$, possa ser rapidamente construída, usando um valor preciso de irradiância, os efeitos como mudanças bruscas no posicionamento da máxima potência também podem ser rapidamente observados e corrigidos. Essa avaliação, portanto, é a ideia principal do algoritmo MPCC.

A técnica MPCC objetiva construir uma fração da curva característica $I - V$ realizando uma busca unidirecional do V_{mp} a partir de um limite superior de tensão (V_{ls}). Dessa forma, a tensão de máxima potência utilizada como referência pelo controle, $V_{ref} = V_{mp}$, é determinada em apenas um passo de cálculo do microcontrolador, e se o modelo de dois diodos e o estimador de irradiância forem precisos, a tensão de referência será muito próxima da tensão de MP. Portanto, utiliza-se do conhecimento sobre a região do MPP para se encontrar um V_{ls} mais próxima possível da V_{mp} , tomando como base a técnica de MPPT fração de V_{oc} , comentada na Seção 4.2.3, que se utiliza da expressão:

$$V_{mp} = (k\%)V_{oc}. \quad (105)$$

O grande problema da técnica fração de V_{oc} é a necessidade de ajuste do V_{mp} em cada ciclo de amostragem por meio da desconexão entre o módulo e o conversor, fazendo com que a corrente do módulo seja zero e ocasionando perdas de energia. Por essa razão, antes da

construção da técnica MPCC, executa-se de forma *offline* o modelo do módulo com o propósito de mapear os valores de V_{mp} dentro de uma determinada faixa de irradiância e temperatura, observando sua relação com V_{oc} atualizado instantaneamente através da relação descrita por (74) e reescrita como

$$V_{oc}(S,T) \cong V_{oc,STC} + \beta_{V_{oc}}(T - T_{STC}) + k_{V_{oc}}T \ln \left(\frac{S}{S_{STC}} \right).$$

Essa análise determina o melhor ponto de partida para a execução do MPCC, encontrando o máximo valor de $k\%$ para uma condição ambiental, chamado de $k_{max}\%$

A simulação é realizada variando-se a temperatura de $20^\circ C$ a $80^\circ C$ em passos de $5^\circ C$ e a irradiância de $100 W/m^2$ a $1100 W/m^2$ em passos de $50 (W/m^2)$. Para cada combinação de S e T , os valores de V_{mp} e V_{oc} e, conseqüentemente, $k\%$ foram obtidos. A Figura 71 (a), apresenta a disposição de V_{mp} como função da variação de S e T . Analisando todos o resultado da simulação, observa-se que os limites mínimo e máximo para o MPP correspondem a $V_{mp,min} = 76,03\%V_{oc}$ e $V_{mp,max} = 82,14\%V_{oc}$. Assim, $k_{min}\% = 76,03\%$ e $k_{max}\% = 82,14\%$, de forma que para qualquer condição ambiental no módulo KC200GT tem-se $76,03\%V_{oc} \leq V_{mp} \leq 82,14\%V_{oc}$. portanto pode-se definir o limite superior de tensão no processo de busca como.

$$V_{ls} = (k_{max}\%)V_{oc} \geq V_{mp}. \quad (106)$$

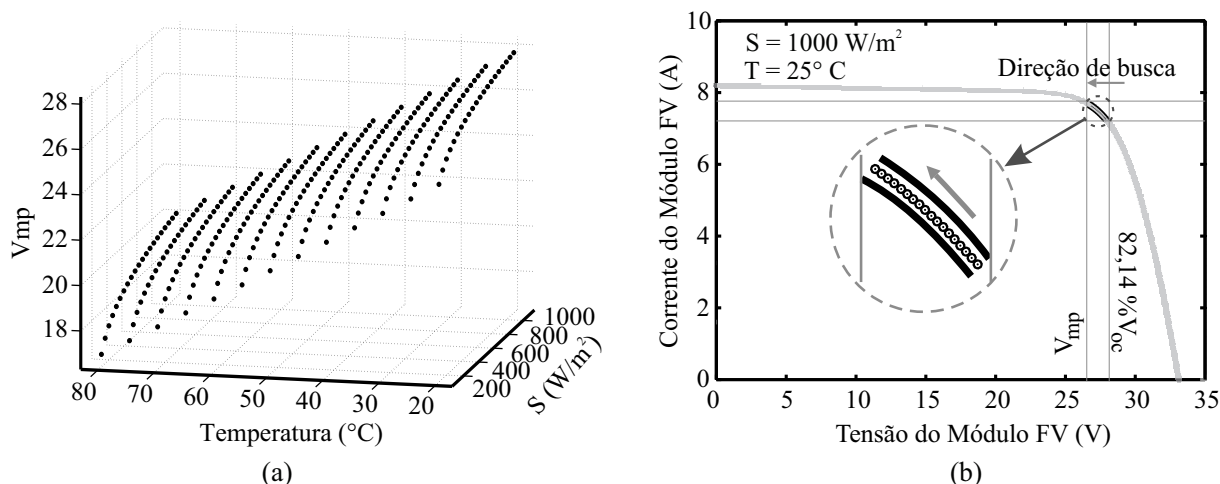
Salientando-se que o valor de $k\%$ é diferente para cada módulo fotovoltaico escolhido.

A busca unidirecional do MPP poderia ser iniciada em um limite de tensão inferior ao MPP. Porém, com o passar do anos vários fatores podem causar a degradação do módulo, diminuindo tanto sua potência máxima quanto a tensão de circuito aberto, embora em menor proporção neste caso (SANTOS, 2011). Portanto, escolhe-se $82,14\%V_{oc}$ como o valor inicial (V_{in}) a ser decrementado, garantindo assim que, em condições de irradiância uniforme, o ponto inicial esteja sempre à direita do ponto máximo. A Figura 71 (b) ilustra a região e direção de busca pela técnica MPCC.

A técnica de MPCC inicia com os valores de T e S medidos. No passo seguinte, calcula-se todos os parâmetros do módulo relacionados com S e T , R_s , R_p , I_g , I_{01} e I_{02} , e o valor inicial da tensão para a execução da busca. Posteriormente (21) é evoluída a partir de V_{in} , de modo a se obter os valores correspondentes de corrente e potência. Em sequência a potência atual é comparada com a anterior, iniciada como zero, e caso seja maior, a tensão é decrementada e (21) é novamente calculada, reiniciando o processo iterativo até que finalmente a potência pare de aumentar, determinando assim o valor da tensão de referência a ser imposta ao módulo pelo conversor. Adotou-se $10 mV$ como passo de tensão a ser decrementado ($\Delta V = 10 mV$).

É importante destacar que todo o processo ocorre antes que qualquer comando seja dado ao conversor, além disso, uma nova medição só é realizada após a tensão do módulo alcançar a tensão de referência ou que novas condições ambientais sejam medidas. Assim, espera-se que as perdas relacionadas à operação do conversor sejam reduzidas, pois todo o processo de

Figura 71 – Operação do algoritmo MPCC para o módulo KC200GT: (a) Pontos da tensão de V_{mp} em função de S e T , e (b) representação da região e direção de busca pela técnica MPCC.



Fonte: O autor.

MPPT é separado das etapas de operação do conversor. Para que, ruídos e pequenas variações relacionadas ao processo de medição não atrapalhem o sistema, é determinada uma faixa de tolerância, ΔS e ΔT , para os valores medidos T e S respectivamente. Na Figura 72 pode-se observar todo o processo da algoritmo MPCC relatado.

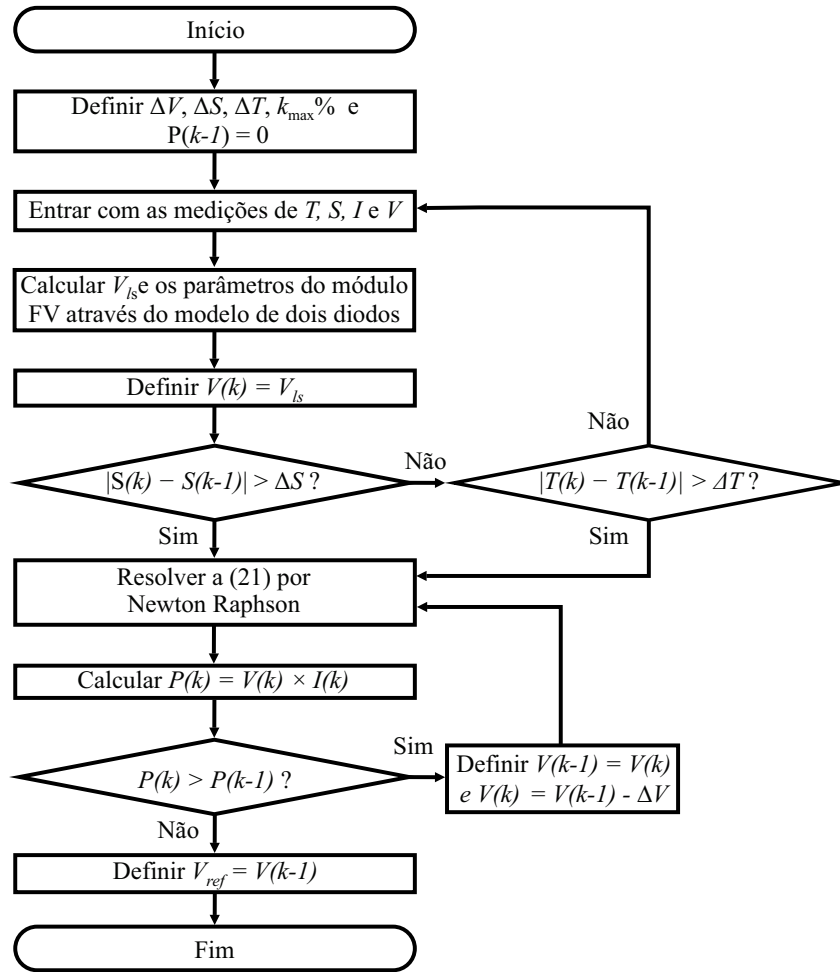
A principal desvantagem da técnica de MPPT proposta é a necessidade de um sensor de irradiância, principalmente porque eleva o custo do sistema fotovoltaico. Sendo assim, é desenvolvido um estimador da irradiância como mais uma contribuição desta tese, sendo interessante apresentá-lo a seguir, antes dos resultados comparativos entre as técnicas MPCC e MLAM.

4.4 ESTIMADOR DE IRRADIÂNCIA

Medidas de radiação solar são de extrema importância para diversos setores, tais como: meteorologia e climatologia, agricultura e setores relacionados com eficiência energética (GUIMARÃES et al., 2016). Por isso, o mercado disponibiliza diferentes tipos de dispositivos de medição para que se atenda todas as necessidades. Em sistemas fotovoltaicos, por exemplo, é comumente utilizado o piranômetro, destinado a medir a irradiância solar global (PANDEY; KATIYAR, 2013).

O principal empecilho do piranômetro ainda é referente ao seu alto preço. Enquanto os sensores de tensão, corrente e temperatura podem custar menos que dezenas de reais, os sensores de irradiância apresentam preços que podem comprometer a viabilidade de um sistema fotovoltaico. Por exemplo, um fornecedor nacional “A”, (chamado assim para que o nome não seja divulgado), apresentou em cotação seu sensor mais simples no valor de R\$ 2002,00, enquanto a *Omni instruments*, disponibiliza em seu site (OMNI INSTRUMENTS, 2017a) seu sensor mais simples no valor de £ 345,00, algo em torno de R\$ 1500,00, excluindo-se os

Figura 72 – Fluxograma da técnica MPCC.



Fonte: O autor.

impostos de importação. Enquanto isso, um único módulo fotovoltaico com potência máxima de 260 W estão sendo vendido no Brasil por valores iniciais de aproximadamente R\$ 900,00 (OMNI INSTRUMENTS, 2017b), (MINHA CASA SOLAR, 2017), (NEO SOLAR, 2017), o que significa que sensores de irradiância podem custar mais que 200 % do valor do módulo. Por essas razões, é proposta uma maneira de estimar a irradiância a partir das medições de corrente, tensão e temperatura.

4.4.1 Estimador proposto

O algoritmo de estimação utiliza (70), (71), (77) e (74), que descrevem os parâmetros que são diretamente influenciados pela irradiância, $R_s(S,T)$, $R_p(S,T)$, $I_{sc}(S,T)$ e $V_{oc}(S,T)$, respectivamente. Além de (79) para a corrente de saturação $I_{02}(S,T)$, (69) para a corrente de saturação $I_{01}(S,T)$ e (64) para a corrente fotogerada $I_g(S,T)$. Contudo, essas equações não permitem que a irradiância possa ser calculada analiticamente, por isso aplica-se o método de Newton Raphson como procedimento numérico para a estimação da irradiância.

A irradiância é estimada a partir dos valores de corrente, I , e tensão, V , medidos nos

terminais do módulo, além da sua temperatura. Assim, pode-se escrever a equação transcendental, $I = f(I)$, como

$$I = I_g(S, T) - I_{01}(T) \left[\exp \left(\frac{V + IR_s(S, T)}{V_t} \right) - 1 \right] - I_{02}(T) \left[\exp \left(\frac{V + IR_s(S, T)}{2V_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s(S, T)}{R_p(S, T)} \right). \quad (107)$$

Dessa forma, S é a única variável a ser determinada, implicando que $f(I) = f(S)$. Assim, utilizando a função auxiliar

$$g(S[n]) = f(S[n]) - I = 0, \quad (108)$$

pode-se definir

$$S[n + 1] = S[n] - \frac{g(S[n])}{g'(S[n])}, \quad (109)$$

onde $g'(S)$ é a derivada da função $g(S)$ em relação a S e n é o passo de iteração. O valor inicial é definido como $S[0] = 0 \text{ W/m}^2$ e a iteração é parada quando o incremento $|S[n + 1] - S[n]|$ torna-se menor que $0,1 \text{ W/m}^2$. O fluxograma do estimador de irradiância proposto, baseado no modelo de dois diodos é mostrado na Figura 73.

Com a finalidade de comparar o estimador proposto com outra forma de estimação estabelecida na literatura, apresenta-se, em seguida, o estimador desenvolvido na referência (CRISTALDI et al., 2012).

4.4.2 Estimador de Cristaldi (CRISTALDI et al., 2012)

O estimador de irradiância desenvolvido em (CRISTALDI et al., 2012) é baseado no modelo simplificado do módulo fotovoltaico, Figura 3 (b). Os autores não consideram os efeitos de R_p , dessa forma chega-se às seguintes expressões:

$$I = I_g - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{V_t} \right) - 1 \right], \quad (110)$$

$$I_0 = \frac{I_g}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{V_t} \right) - 1}, \quad (111)$$

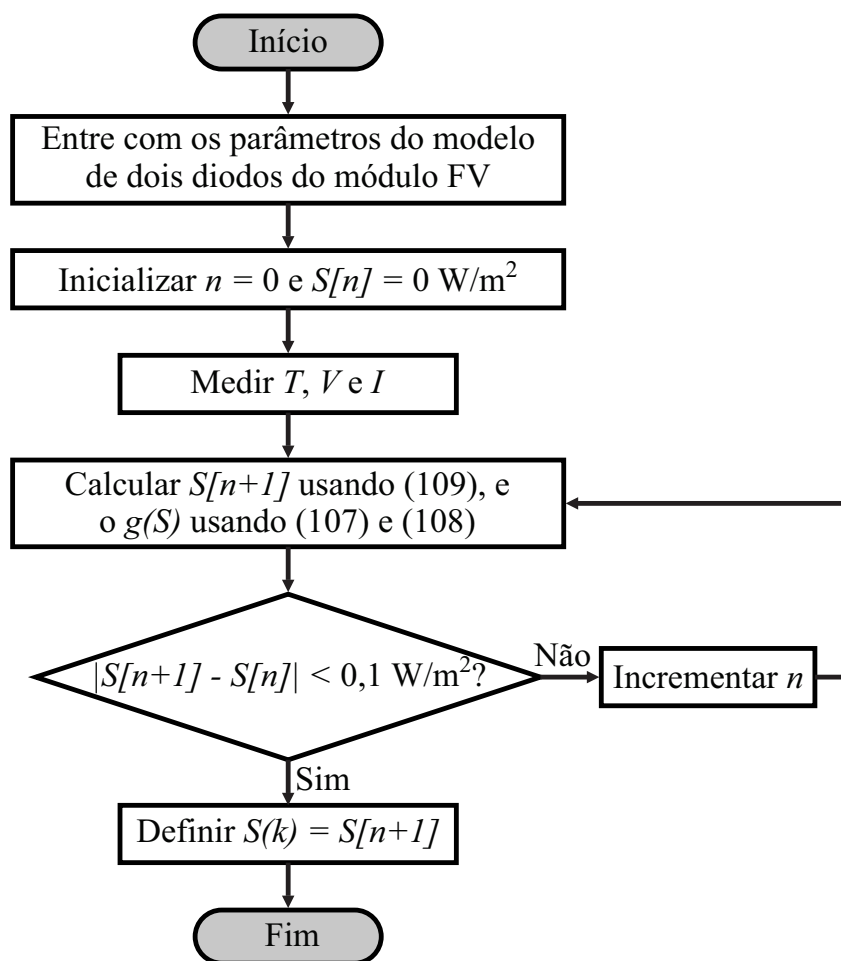
a partir das quais determina-se

$$V = V_t \ln \left[1 + \left(1 - \frac{I}{I_g} \right) \exp \left(\frac{V_{oc}}{V_t} \right) - 1 \right] - IR_s. \quad (112)$$

Em conclusão, utilizando (16) e (17), juntamente com as simplificações $\exp(V_{oc}/V_t) \gg 1$ e $V_t = V_{t,STC}$, chega-se às expressão para a irradiância, escrita na forma

$$S(T, V, I) \cong 1000 \left\{ \frac{I}{I_0 + \alpha_{I_{sc}}(T - T_r)} + \exp [V + IR_{STC} - V_{oc,STC} - \beta_{V_{oc}}(T - T_r)] \right\}. \quad (113)$$

Figura 73 – Fluxograma do estimador de irradiância proposto.



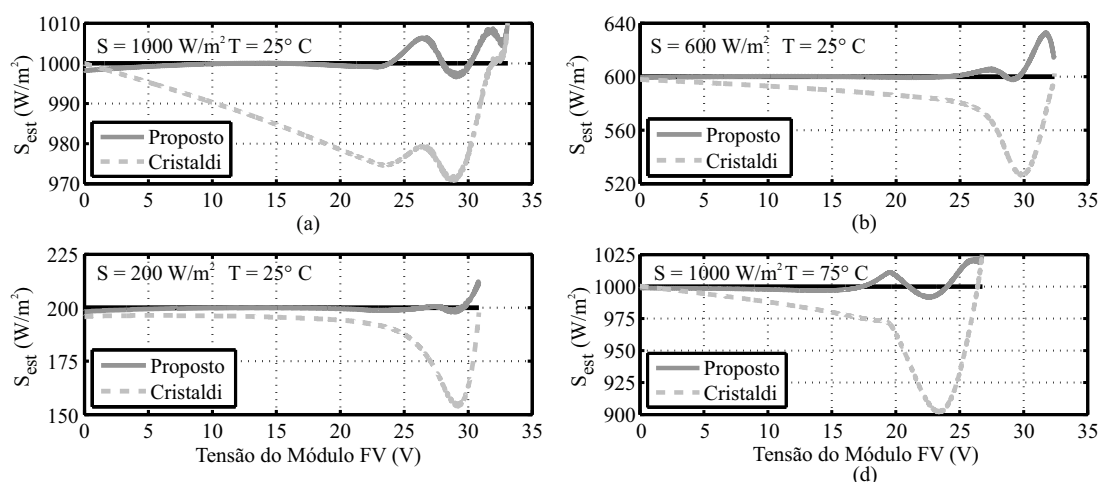
Fonte: O autor.

Como forma de testar o estimador proposto e sua comparação com o estimador de *Cristaldi*, utiliza-se, neste primeiro momento, os pontos obtidos a partir das sete curvas do *datasheet* do módulo KC200GT.

O estimador proposto inicia o processo iterativo em $S = 1000 \text{ W/m}^2$, garantindo boa convergência em no máximo cinco interações para qualquer caso. Quanto ao estimador de *Cristaldi*, S é estimado instantaneamente. A Figura 74 aponta os resultados da irradiância estimada (S_{est}) a partir dos pontos (V, I) obtidos das curvas de $S = 1000 \text{ W/m}^2$, 600 W/m^2 e 200 W/m^2 em $T = 25^\circ\text{C}$, e de $S = 1000 \text{ W/m}^2$ em $T = 75^\circ\text{C}$. A partir desse resultado pode-se obter a Figura 75, onde se mostra a comparação entre os erros percentuais das duas formas de estimação.

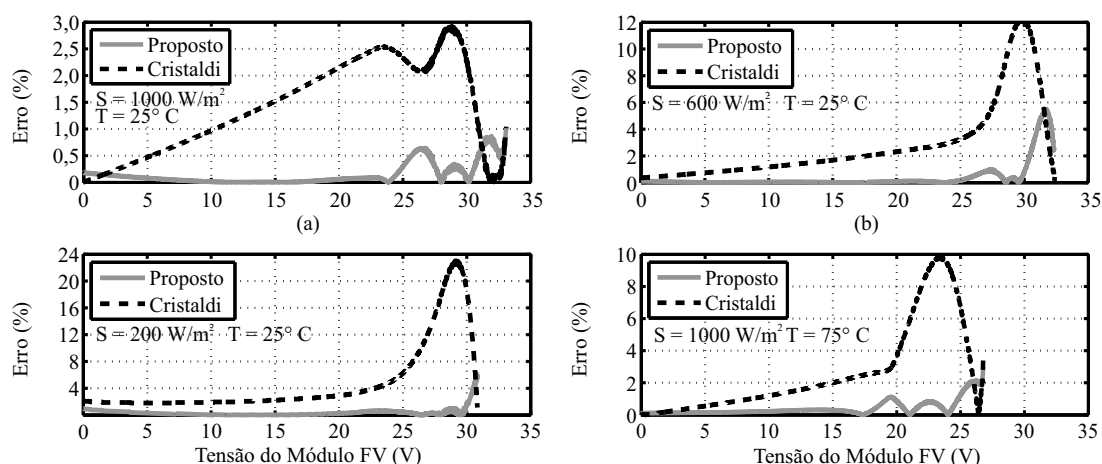
Observa-se que o estimador proposto apresenta o melhor desempenho ao longo de todos os pontos (V, I), com exceção da região próxima a V_{oc} , onde se espera que o módulo não opere quando conectados à carga ou à rede, devido aos valores baixos de corrente e potência nessa região.

Figura 74 – Comparação dos resultados obtidos pelo estimador proposto e o estimador de *Cristaldi*. Resultados para (a) $S = 1000 \text{ W/m}^2$, (b) $S = 600 \text{ W/m}^2$, (c) $S = 200 \text{ W/m}^2$ na temperatura de $T = 25^\circ \text{C}$ e (d) $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 75^\circ \text{C}$.



Fonte: O autor.

Figura 75 – Comparação entre os erros percentuais obtidos das irradiâncias estimadas na Figura 74.



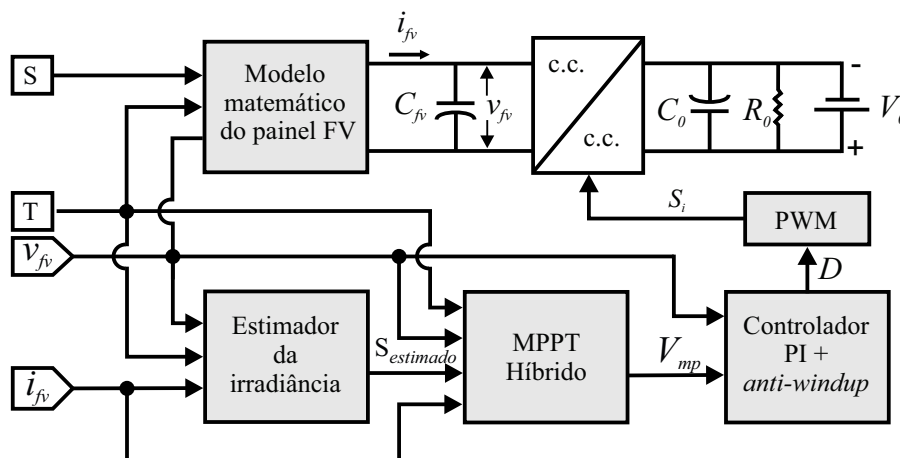
Fonte: O autor.

4.5 METODOLOGIA COMPUTACIONAL E EXPERIMENTAL

Conforme visto na seção 4.1, um sistema fotovoltaico descentralizado pode ser a opção mais viável para um sistema de microgeração. Dessa forma o sistema apresenta dois estágios de conversão, como na Figura 67. O primeiro estágio possui um conversor c.c.-c.c. destinado a elevar a tensão do barramento c.c.. É neste estágio onde atua o controle de MPPT, de modo a transferir a máxima potência para o estágio seguinte, onde um inversor se encarrega de converter a corrente c.c. em corrente c.a.. Nesta tese, é de interesse apenas a aplicação das técnicas propostas junto ao conversor c.c.-c.c., assim sendo, o segundo estágio não é utilizado, e o estágio de conversão c.c.-c.c. é portanto conectado a uma fonte de tensão constante em paralelo com um capacitor e com uma carga resistiva, como representado na Figura 76.

Nesta tese, não se propõe uma topologia de conversor, assim, por conveniência, o

Figura 76 – Representação simplificada da aplicação da técnica proposta de MPPT em simulações.



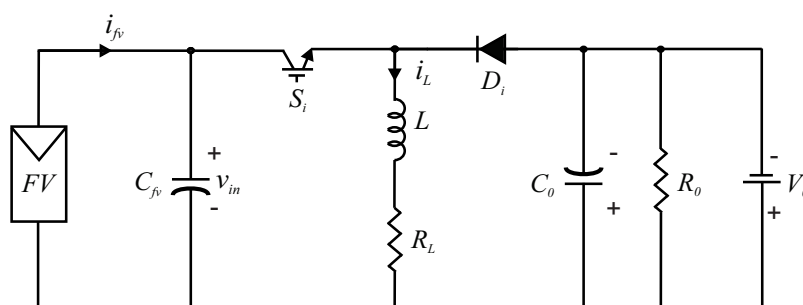
Fonte: O autor.

conversor c.c.-c.c. escolhido para aplicação foi o *buck-boost*, Figura 77. O conversor *buck-boost* opera como elevador e abaixador de tensão, dependendo da razão cíclica. Segundo COELHO R. F.; MARTINS (2009), o conversor *buck-boost* não possui região de operação proibida, dessa maneira, o protótipo experimental, com base nesse conversor, pode ser utilizado por outros pesquisadores do nosso programa de pós graduação, também interessados no tema desta pesquisa. Devido a essa demanda, foi confeccionado o conversor com um nível de potência elevado, sendo possível testar várias possibilidades de tensão, o que implica em várias possibilidades do arranjo fotovoltaico. Na Tabela 20 listam-se as especificações do conversor *buck-boost*. Essas especificações conduzem ao projeto do conversor, implicando nos componentes e parâmetros básicos descritos na Tabela 21.

4.5.1 Modelagem em pequenos sinais e Controlador PI

Considerando um conversor operando em modo contínuo pode-se linearizar suas equações dinâmicas em torno de um ponto de equilíbrio, definindo-se assim a modelagem em pequenos sinais. Assim, considera-se a introdução de perturbações, conhecidas como pequenas variações c.a. nos valores médios das variáveis, com baixas frequências das formas de onda do indutor e do capacitor. A análise consiste em determinar as formas de onda destes

Figura 77 – Conversor *buck-boost* conectado a um módulo fotovoltaico na entrada e tensão fixa na saída.



Fonte: O autor.

Tabela 20 – Especificações do conversor *buck-boost*.

Parâmetro	Descrição	Valor
P_0	Máxima potência de saída	4000 W
v_{fv}	Máxima tensão de entrada	500 V
V_0	Máxima tensão de saída	500 V
Δi_{fv}	Ripple de corrente de entrada	0,2 %
Δi_0	Ripple de corrente de saída	0,04 %
f_{ch}	Frequência de chaveamento	20 kHz

Fonte: O autor.

Tabela 21 – Especificações dos componentes básicos do conversor *buck-boost*.

Parâmetro	Descrição	Valor
L	Indutância	6 mH
i_L	Máxima corrente no indutor	25 A
C_{fv}	Capacitância na entrada	235 μF
C_0	Capacitância na Saída	165 μF

Fonte: O autor.

componentes, por meio da modelagem em espaço de estados médios do conversor (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2004; BARBI, 2015).

Para a realização da modelagem em pequenos sinais, considera-se o módulo fotovoltaico como uma fonte de corrente e a carga apenas como uma fonte de tensão na saída do conversor, como representado na Figura 78. Consequentemente se descreve as equações das etapas de operação do conversor. Estas equações serão utilizadas para encontrar o valor médio da tensão no indutor e a corrente média no capacitor.

Na etapa 1 a chave S_i encontra-se fechada, a corrente flui pelo indutor L que armazena energia enquanto o diodo D_i permanece bloqueado, Figura 78 (b). Assim,

$$v_L = L i_L' + R_L i_L = v_{in} \quad (114)$$

$$i_{C_{fv}} = C_{fv} v_{in}' = i_{fv} - i_L'. \quad (115)$$

Onde o sinal (') indica a derivada no tempo. Na etapa 2 a chave S_i encontra-se aberta, assim, o indutor é inversamente polarizado, polarizando diretamente o diodo que entra em condução e possibilita a transferência de energia do indutor para a saída, Figura 78 (c). Assim,

$$v_L = -v_0 \quad (116)$$

$$i_{C_{fv}} = i_{fv}. \quad (117)$$

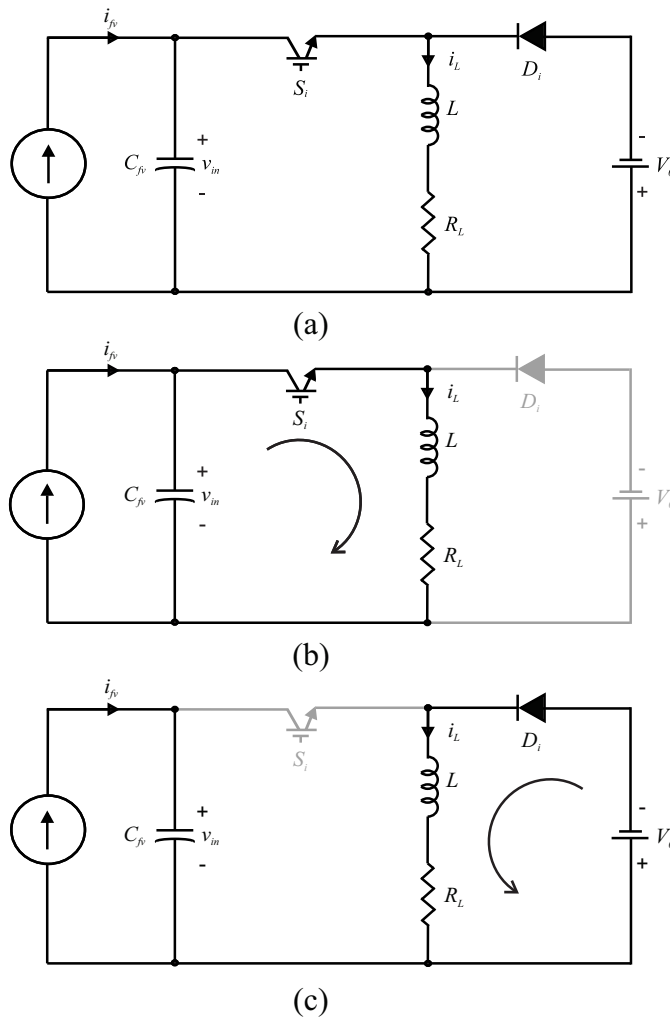
As equações que determinam a tensão média no indutor e a corrente média no capacitor em um período de comutação são descritas por:

$$v_L(t) = \begin{cases} \langle v_{in} \rangle_{T_s}, & 0 < t \leq d(t)T_s \\ \langle v_0(t) \rangle_{T_s}, & d(t)T_s < t \leq T_s. \end{cases} \quad (118)$$

$$i_{C_{fv}}(t) = \begin{cases} \langle i_{fv} \rangle_{T_s} - \langle i_L \rangle_{T_s}, & 0 < t \leq d(t)T_s \\ \langle i_{fv} \rangle_{T_s}, & d(t)T_s < t \leq T_s. \end{cases} \quad (119)$$

O sinal $\langle \rangle_{T_s}$ representa o valor médio das variáveis em um período de comutação e são considerados constantes nesse período.

Figura 78 – (a) Conversor *buck-boost* com fonte de corrente na entrada e fonte de tensão na saída, (b) etapa 1 de operação e (c) etapa 2 de operação.



Fonte: O autor.

A Tensão média no indutor é dada pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned}\langle v_L \rangle_{T_s} &= \frac{1}{T_s} \int_t^{t+d(t)T_s} \langle v_{in} \rangle_{T_s} dt - \frac{1}{T_s} \int_{t+d(t)T_s}^{T_s+t} \langle v_0 \rangle_{T_s} dt \\ &= \langle v_{in} \rangle_{T_s} d(t) - \langle v_0 \rangle_{T_s} [1 - d(t)].\end{aligned}\quad (120)$$

Enquanto a corrente média no capacitor pode ser expressa como:

$$\langle i_{C_{fv}} \rangle_{T_s} = (\langle i_{fv} \rangle_{T_s} - \langle i_L \rangle_{T_s}) d(t) + \langle i_{fv} \rangle_{T_s} [1 - d(t)]. \quad (121)$$

Assim, substituindo (114) em (120) e (115) em (121), chega-se respectivamente a:

$$R_L \langle i_L \rangle_{T_s} + L \langle i_L' \rangle_{T_s} = \langle v_{in} \rangle_{T_s} dt - \langle v_0 \rangle_{T_s} (1 - dt) \quad (122)$$

$$C_{fv} \langle v_i' \rangle_{T_s} = (\langle i_{fv} \rangle_{T_s} - \langle i_L \rangle_{T_s}) d(t). \quad (123)$$

A partir de então, pode-se aplicar perturbações nas variáveis de entrada, que serão refletidas nas variáveis de saída, assim:

$$\langle v_{in} \rangle_{T_s} = V_{in} + \hat{v}_{in} \quad (124)$$

$$d(t) = D + \hat{d} \quad (125)$$

$$\langle i_{fv} \rangle_{T_s} = I_{fv} + \hat{i}_{fv} \quad (126)$$

$$\langle i_L \rangle_{T_s} = I_L + \hat{i}_L \quad (127)$$

$$\langle v_0 \rangle_{T_s} = V_0 + \hat{v}_0. \quad (128)$$

Substituindo os termos com perturbações em (122) e (123) chega-se em:

$$\begin{aligned}\underbrace{R_L I_L + L I_L'}_{\text{DC}} + \underbrace{R_L \hat{i}_L + L \hat{i}_L'}_{1^\circ \text{ ordem}} &= \underbrace{V_{in} D - V_0 (1 - D)}_{\text{DC}} + \underbrace{D \hat{v}_{in} + V_{in} \hat{d} + V_0 \hat{d} - \hat{v}_0 + \hat{v}_0 \hat{D}}_{1^\circ \text{ ordem}} \\ &\quad + \underbrace{\hat{v}_0 \hat{d}}_{2^\circ \text{ ordem}}\end{aligned}\quad (129)$$

$$\underbrace{0}_{\text{DC}} + \underbrace{C_{fv} \hat{v}_{in}'}_{1^\circ \text{ ordem}} = \underbrace{I_{fv} - I_L D}_{\text{DC}} + \underbrace{\hat{i}_{fv} - I_L \hat{d} - \hat{i}_L D}_{1^\circ \text{ ordem}} + \underbrace{\hat{i}_L \hat{d}}_{2^\circ \text{ ordem}}. \quad (130)$$

Manipulando (129) e (130), chega-se em:

$$D = \frac{R_L I_L + V_0}{V_{in} + V_0} \quad (131)$$

$$I_L = \frac{-V_0 + \sqrt{V_0^2 + 4R_L(V_0 + V_{in})I_{fv}}}{2R_L}. \quad (132)$$

Desprezando-se os termos de segunda ordem e Aplicando-se a transformada de Laplace em (129) e (130) chega-se em:

$$i_L(s)(R_L + sL) = Dv_{in}(s) + V_{in}d(s) + V_0d(s) - v_0(s) + v_0D \quad (133)$$

$$sC_{fv}v_{in}(s) = i_{fv}(s) - I_L d(s) - i_L(s)D. \quad (134)$$

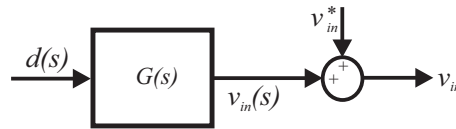
Essas duas últimas equações podem ser manipuladas, de forma a se obter a planta da tensão de entrada pela razão cíclica, obtendo-se:

$$G(s) = \frac{v_{in}(s)}{d(s)} = \frac{-I_L(sL + R_L) + (V_{in} + V_0)D}{s^2LC_{fv} + sR_LC_{fv} + D^2}. \quad (135)$$

onde $G(s)$ é a função transferência.

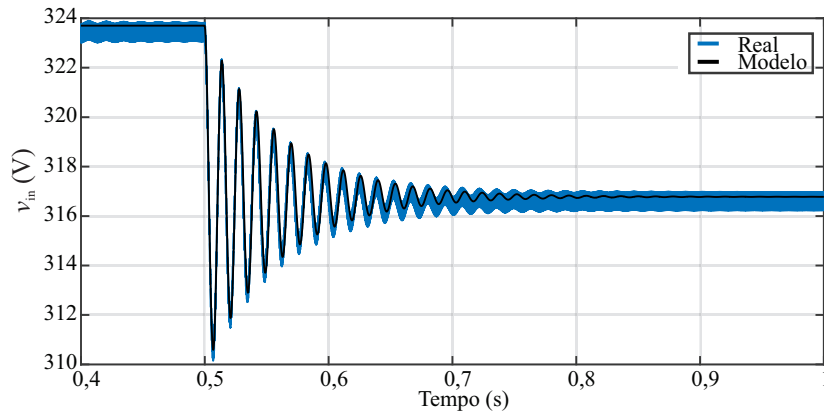
O ciclo de trabalho controla a corrente que passa pelo indutor e consequentemente controla a tensão de entrada. A Figura 79 mostra o diagrama em malha aberta para a observação da resposta do modelo. A Figura 80 mostra que o modelo de pequenos sinais se aproxima do sistema real, nessa figura, uma variação na tensão de entrada é causada por uma perturbação de 0,01 no ciclo de trabalho da planta linearizada.

Figura 79 – Diagrama de blocos da planta linearizada.



Fonte: O autor.

Figura 80 – Validação do modelo de pequenos sinais.



Fonte: O autor.

4.5.1.1 Controlador PI

Assim como modelado para um pequeno degrau no sistema em malha aberta, também é interessante para um sistema em malha fechada que o sinal de referência seja seguido com o menor erro estacionário possível. O erro estacionário ou de regime permanente é o resultado da diferença entre os sinais de saída e de entrada.

Nesta tese, o sistema de controle tem como propósito controlar a tensão c.c. do módulo fotovoltaico. Assim, é utilizado o controlador PI, uma solução simples e amplamente utilizada

para sinais c.c., que apresenta uma ação integral e uma ação proporcional, onde no domínio de Laplace é definido por

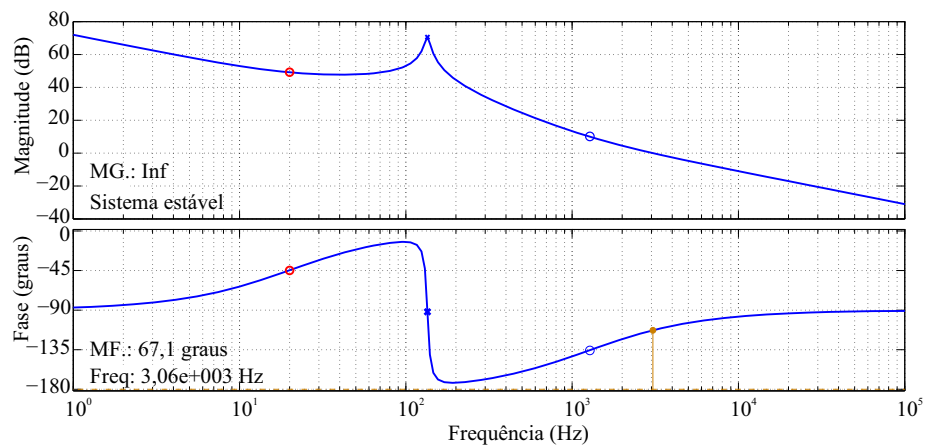
$$C(s) = \frac{K_p(s + K_i/K_p)}{s}, \quad (136)$$

em que K_p e K_i são os ganhos das ações proporcional e integral, respectivamente. A arquitetura do controle, utilizada neste trabalho, é do tipo cascata, entre o compensador $C(s)$ e a planta $G(s)$. Assim, considerando as características do sistema fotovoltaico a ser simulado e os valores de estabilidade relacionados ao sistema de controle, pode-se determinar os valores dos ganhos como, $K_p = 0,55$ e $K_i = 69,3$. Nessa situação, o tempo de acomodação é de $0,75\text{ ms}$ e o máximo sobressinal é de $19,7\%$.

De acordo com a literatura, os valores de estabilidade da Margem de Ganho (MG) e Margem de Fase (MF) são $MG > 6\text{ dB}$ e $MF > 30^\circ$ (OGATA, 2002). No diagrama de *Bode*, na Figura 81, podem ser observadas a MG e a MF da planta $G(s)$ com o compensador.

Na simulação do sistema fotovoltaico o módulo pode ser emulado pelo modelo matemático. Para isso deve-se aplicar um perfil de irradiância e temperatura, representando as condições ambientais impostas ao sistema. Assim, são observados os valores de corrente, i_{pv} , e tensão, v_{pv} , nos terminais do módulo fotovoltaico. Neste instante pode-se integrar o estimador de irradiância, que fornece uma irradiância estimada S_{est} para a técnica de MPPT. A técnica baseada em modelo MPCC encontra o V_{mp} da curva $I - V$ construída. Essa tensão é então comparada com v_{pv} e o resultado é o sinal de entrada para o controlador PI, que controla a tensão do barramento c.c. carregando ou drenando a corrente através da fonte de corrente controlada. Dessa maneira, o MPPT juntamente com o controlador PI determinam a tensão nos terminais do módulo.

Figura 81 – Diagrama de *Bode* da função transferência $G(s)$ em malha aberta.



Fonte: O autor.

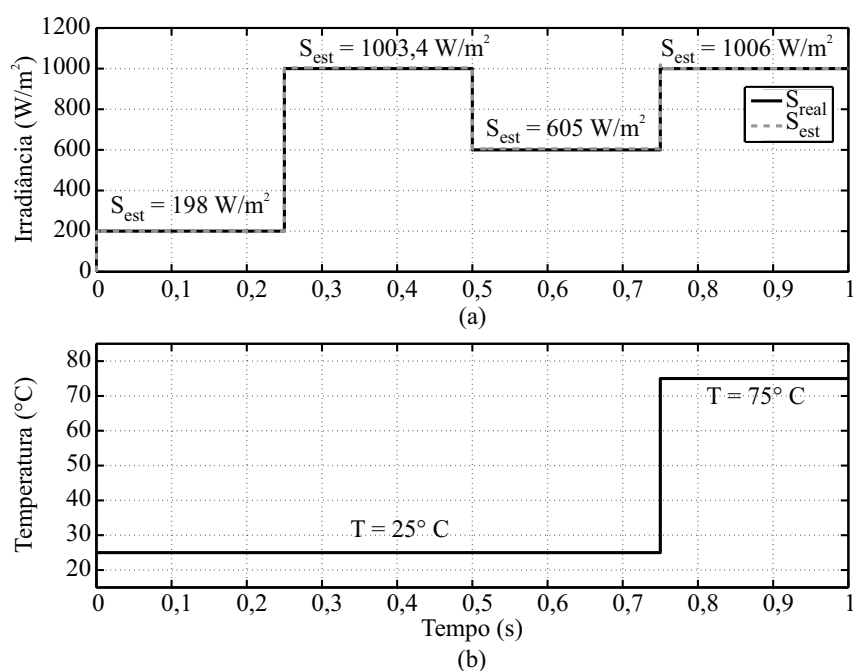
4.5.2 Comparações entre os resultados dos algoritmos MPCC e MLAM

O módulo fotovoltaico utilizado na comparação é o KC200GT e o conversor c.c.-c.c. é idealizado, evitando qualquer influência sobre os resultados. Várias simulações foram realizadas a partir das sete curvas do *datasheet*. Entretanto, os resultados das técnicas são bastantes similares. Por isso, apenas um padrão de irradiância e temperatura é escolhido para ser apresentado.

Na Figura 82 observa-se o perfil de irradiância e temperatura aplicado ao módulo fotovoltaico, a fim de comparar os algoritmos MLAM e MPCC. Também pode-se observar, na Figura 82 (a), o resultado da irradiância estimada, utilizada na técnica MPCC, onde o maior erro é aproximadamente 1%, demonstrando a boa precisão do estimador proposto. A simulação tem duração de um segundo com passo de tempo de $10 \mu s$, enquanto a amostragem das técnicas de MPPT ocorrem no passo de tempo de $10 ms$. Cada degrau de irradiância tem duração de $250 ms$, com as variações $S = 200 W/m^2$, $S = 1000 W/m^2$ e $S = 600 W/m^2$ em $T = 25^\circ C$ e $S = 1000 W/m^2$ em $T = 75^\circ C$.

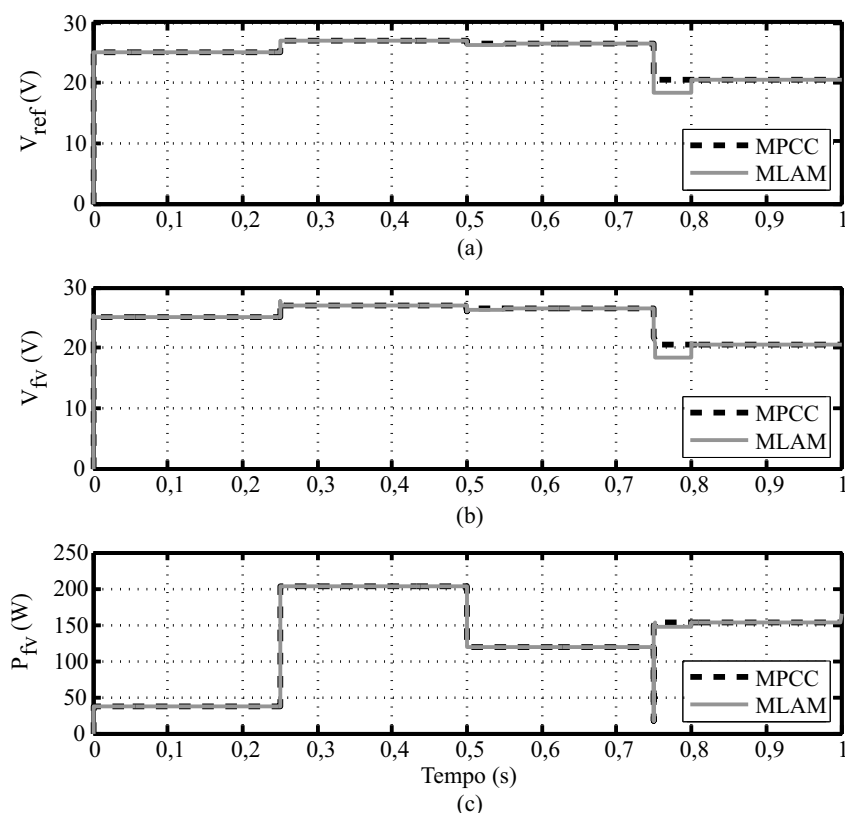
A comparação das duas técnicas pode ser observada na Figura 83, sendo realizada no MATLAB/Simulink. As tensões de referência definidas por cada técnica são observadas na Figura 83 (a). As Figuras 83 (b) e (c) mostram, respectivamente, a tensão e a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico após a ação das duas técnicas de MPPT, quando a dinâmica do controle de tensão do conversor c.c.-c.c. é considerada.

Figura 82 – Perfil de excitação de irradiância (a) e de temperatura (b) para o módulo fotovoltaico. Em (a) observa-se os valores da irradiância estimada para o módulo simulado nas condições de $S = 200 W/m^2$, $S = 1000 W/m^2$ e $S = 600 W/m^2$ em $T = 25^\circ C$ e $S = 1000 W/m^2$ em $T = 75^\circ C$.



Fonte: O autor.

Figura 83 – Resultado de comparação simulados para o módulo KC200GT: (a) Tensão de referência definidas pelas técnicas MPCC e MLAM, (b) tensão e (c) potência fornecida pelo módulo fotovoltaico, quando a dinâmica do controle de tensão de entrada do conversor c.c.-c.c. é considerada.



Fonte: O autor.

Observa-se que ambas as técnicas apresentam a velocidade característica das técnicas baseadas em modelo, apresentando uma resposta transitória rápida. Entretanto, a técnica MLAM necessita de mais de uma iteração, ou seja, sua convergência ocorre em dois ou mais passos de MPPT, como mais facilmente observado no salto de temperatura de $25^{\circ}C$ para $75^{\circ}C$ e no degrau de irradiância de $1000 W/m^2$ para $600 W/m^2$. Por outro lado, o algoritmo MPCC sempre encontra um ponto de tensão próximo ao MPP em apenas um passo de tempo de MPPT. Por essa razão a técnica MLAM apresentou uma eficiência de 98,34 %, enquanto a técnica MPCC alcançou uma eficiência de 98,59 %.

Com a análise dos resultados comparativos, percebe-se que a técnica MPCC proposta apresenta boa resposta dinâmica na transição entre degraus de irradiância e temperatura, não apresentando oscilações que comprometam o desempenho do sistema. Além disso, consegue extrair um percentual de energia maior, mesmo quando a irradiância estimada apresenta um desvio de 1%. Essas conclusões indicam a possibilidade de tornar a técnica ainda mais aprimorada, buscando corrigir os pequenos desvios de tensão de MPP que se apresentarem. Para isso, associa-se o algoritmo MPCC com o algoritmo P&O clássico, de modo a se construir um algoritmo híbrido.

4.6 MPPT HÍBRIDO: MPCC + P&O

Na técnica de MPPT baseada em modelo, os erros de tensão e potência podem estar associados a fatores como estimação incorreta dos parâmetros, envelhecimento e degradação do módulo. Na técnica MPCC apresentada, deve-se levar em consideração também os desvios da irradiância estimada. Sendo assim, é apresentada uma combinação entre a técnica baseada em modelo MPCC, associada ao estimador de irradiância proposto e uma técnica heurística, conduzindo a uma técnica híbrida, capaz de apresentar alta velocidade e baixo erro de estado estacionário. Na Figura 84, é possível observar que se o valor de irradiância estimado muda consideravelmente, o algoritmo MPCC é executado e um valor de V_{ref} próximo ao novo MPP é encontrado. Por outro lado, se a irradiância estimada e a temperatura medida não mudarem, ou sofrerem uma variação dentro de um intervalo admissível, então, o algoritmo P&O clássico é executado, garantindo que V_{ref} esteja no real MPP do módulo fotovoltaico.

A partir da revisão apresentada na Seção 4.2, pode-se concluir que a técnica heurística deve ser ajustada para apresentar o menor erro possível em regime permanente, não se importando com possíveis mudanças bruscas da irradiância, pois nesse caso a técnica MPCC se encarrega de atuar e conduzir a referência para o ponto mais próximo do MPP. A estratégia para o MPPT híbrido é fazer com que as técnicas sejam destinadas a operar separadamente. Nesta situação quando existir uma diferença significativa entre a tensão do módulo e a tensão de referência, a técnica baseada em modelo atua com velocidade, conduzindo a referência para o novo ponto, caso a diferença seja pequena, a técnica heurística é conectada e atua com precisão, tentando conduzir o erro de regime permanente a zero (ajuste fino).

Como se observou na seção anterior, foram comparados apenas os algoritmos baseados em modelo de ambas as técnicas de MPPT híbrido. Ou seja, a parte heurística da técnica de MPPT, usualmente iniciada após o algoritmo baseado em modelo definir uma tensão inicial de referência, foi suprimida. A análise feita para essa consideração é que se ambas as técnicas de MPPT híbrido usarem o mesmo algoritmo heurístico, então a técnica mais eficiente será a que alcançar a primeira tensão de referência mais próxima do MPP. Sendo assim é suficiente uma simples comparação entre as partes baseadas em modelo.

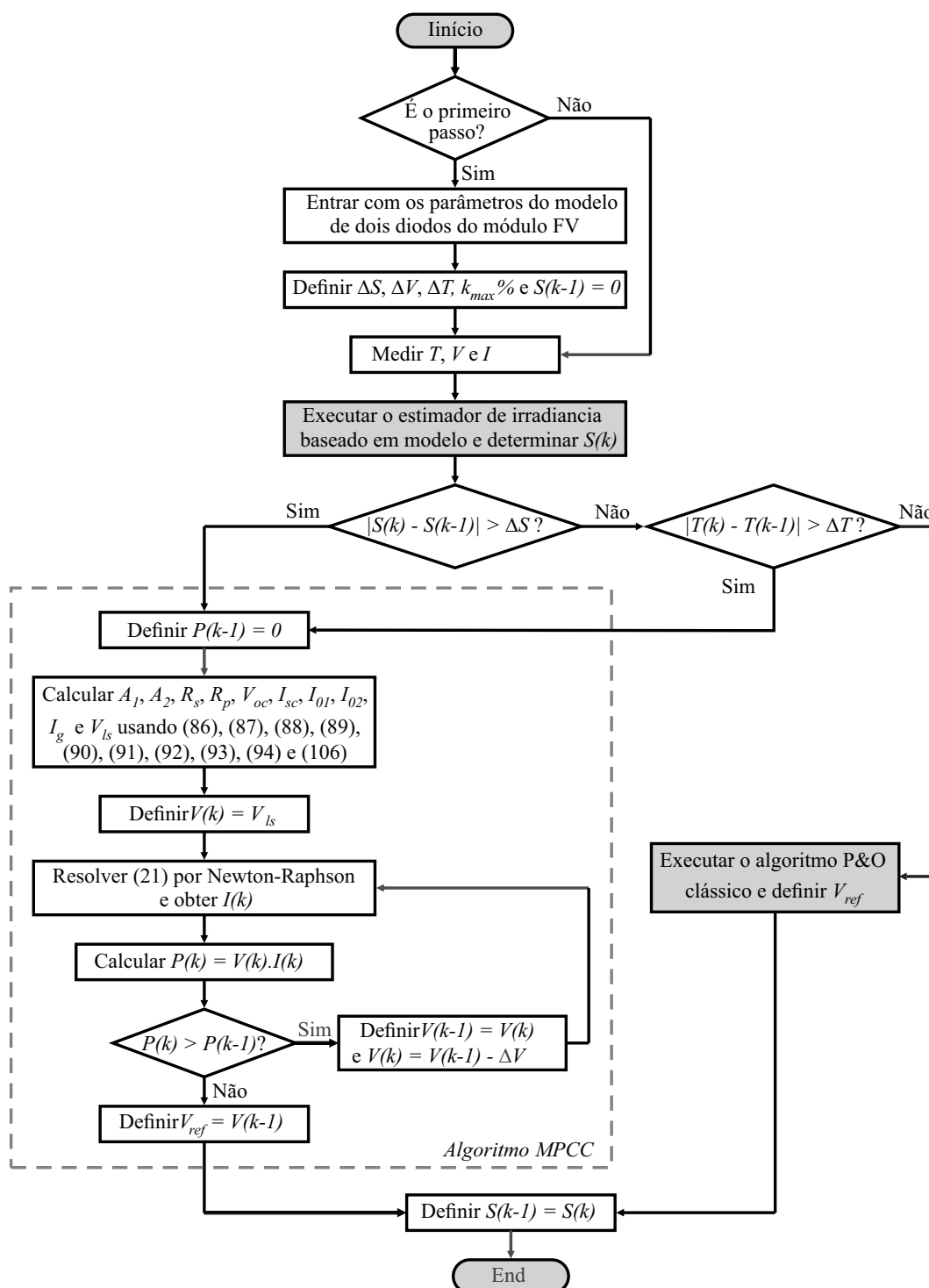
4.7 MONTAGEM EXPERIMENTAL

O objetivo desta seção é descrever o protótipo experimental utilizado nesta tese para se obter os resultados experimentais da técnica de MPPT híbrida proposta.

4.7.1 Protótipo Experimental

A Figura 85 representa o diagrama do protótipo experimental desenvolvido em laboratório, onde o conversor *buck-boost* está entre duas fontes de potência. A fonte c.c. de entrada tem a finalidade de emular o módulo fotovoltaico, o fabricante dessa fonte é a *Chroma*

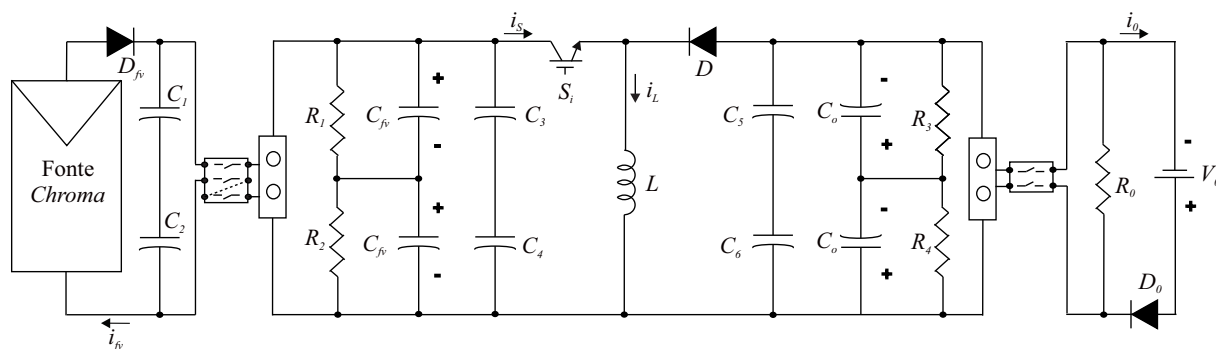
Figura 84 – Fluxograma da técnica de MPPT híbrida proposta.



Fonte: O autor.

(Figura 86), modelo de série 62050H-600S, que possui capacidade de 5 kW de potência, tensão de saída de 600 V e corrente de 8,5 A. Nessa fonte é possível implementar dezenas de curvas características (I-V) para cada nível de irradiância e temperatura desejável por meio do *software* disponibilizado pelo próprio fabricante, Figura 87. Em quanto isso, é fixada uma tensão na saída do conversor, imposta por uma fonte c.c. de potência para emular uma bateria. Essa fonte é

Figura 85 – Diagrama do protótipo experimental usado para validar a técnica híbrida de MPPT proposta.



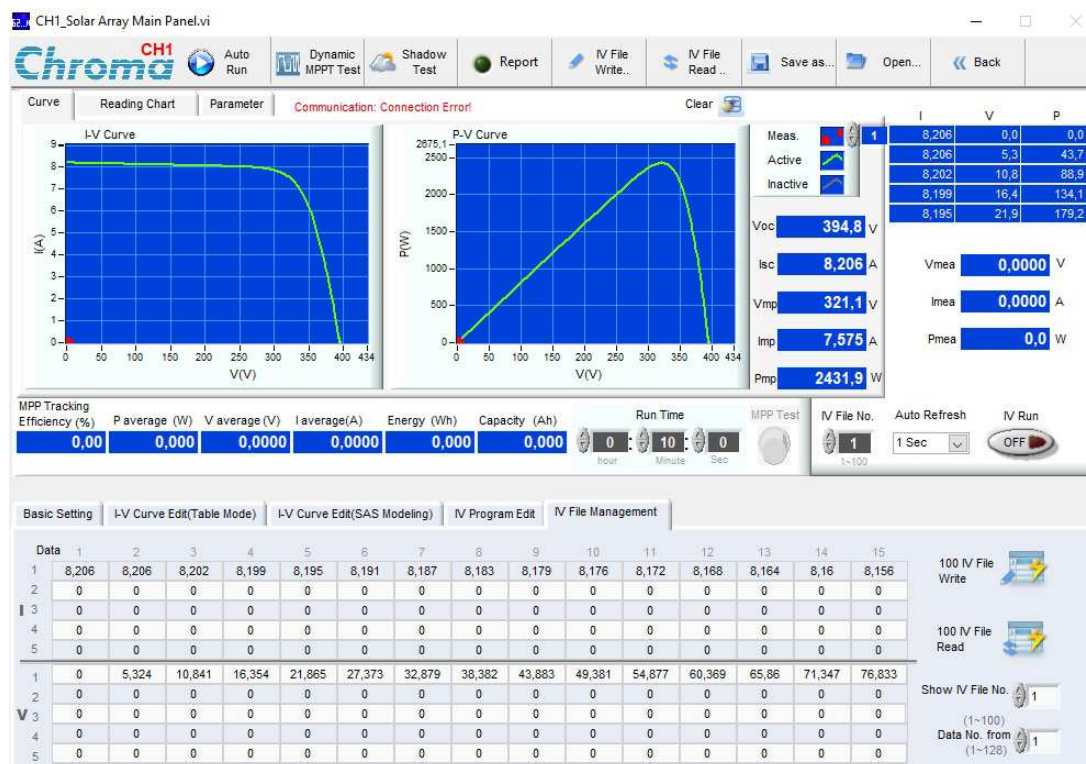
Fonte: Adaptada de Silva (2018).

Figura 86 – Vista frontal da fonte *Chroma*.



Fonte: Adaptada de Silva (2018).

Figura 87 – Tela principal do *software* simulador fotovoltaico da fonte *Chroma* com um perfil de irradiância.



Fonte: Adaptada de Silva (2018).

da *Magna-Power*, modelo TSA800-12, Figura 88. A tensão máxima de saída dessa fonte é de 800 V e a corrente de saída é de 12 A, sendo configurada para fornecer uma tensão fixa de 400V, emulando um *link* c.c.+ inversor ou uma fonte de bateria.

De acordo com os requisitos do protótipo, foi projetado para a entrada do conversor *buck-boost* dois capacitores eletrolíticos (C_{fv}) de 470 μF em série, e para a saída do conversor, dois capacitores (C_0) de 330 μF também em série, ambos com tensão de 450 V. Projetou-se resistores de 20 k Ω , resistência R_1 e R_2 na entrada do conversor e R_3 e R_4 na saída, com a finalidade de evitar que o barramento fique carregado por um longo período de tempo. As resistências descarregam a energia dos capacitores (C_{fv} e C_0), além de equalizar suas tensões. Também foram adicionados capacitores de poliéster na saída da *Chroma* (C_1 e C_2), cuja finalidade é diminuir o *ripple* da fonte; na entrada (C_3 e C_4) e saída (C_5 e C_6) do conversor *buck-boost*, que servem como desacoplamento e/ou caminho de baixa impedância para as componentes de alta frequência da corrente do conversor, todos de 4,7 μF e 450 V. A não utilização desses capacitores de poliéster acarretaria alguns problemas, como: os capacitores eletrolíticos podendo aquecer mais que o normal, com diminuição de sua vida útil e possível queima da chave por sobretensão, devido a surtos de tensão provocados pela corrente descontínua de entrada sobre as indutâncias parasitas do circuito. O protótipo experimental é mostrado na Figura 89.

Entre a saída do conversor e a bateria há uma resistência, R_0 , a qual é projetada para que a corrente circulante pela mesma atenda os limites da fonte e que a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico seja consumida. A potência na saída deve ser maior que a potência entregue pelo módulo fotovoltaico. E, para garantir que não haja retorno de energia para a fonte na saída há também um diodo de bloqueio.

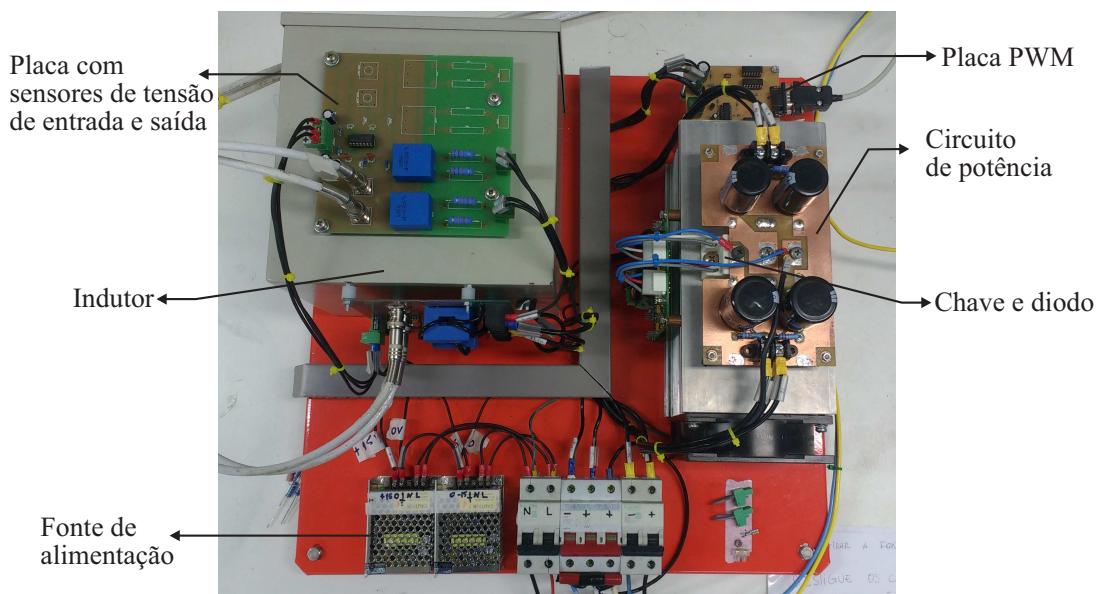
Para o controle do conversor *buck-boost* com o MPPT foi utilizado um sistema modular dSPACE (Figura 90) para receber os sinais medidos de tensão e corrente e gerar o sinal PWM para a chave S_i . As placas de condicionamentos de sinais pré-processam a informação analógica e a enviam para o dSPACE. A estratégia de controle é implementada em MATLAB/Simulink e gravada no dSPACE, que processa as variáveis medidas e calcula a ação de controle. Quando o controle é ativado, por meio da interface do dSPACE (Control Desk), a técnica híbrida de

Figura 88 – Fonte *Magna-Power*.



Fonte: Adaptada de Silva (2018).

Figura 89 – Protótipo experimental - conversor *buck-boost* (vista superior).



Fonte: Adaptada de Silva (2018).

Figura 90 – Computador e dSPACE.



Fonte: Adaptada de Silva (2018).

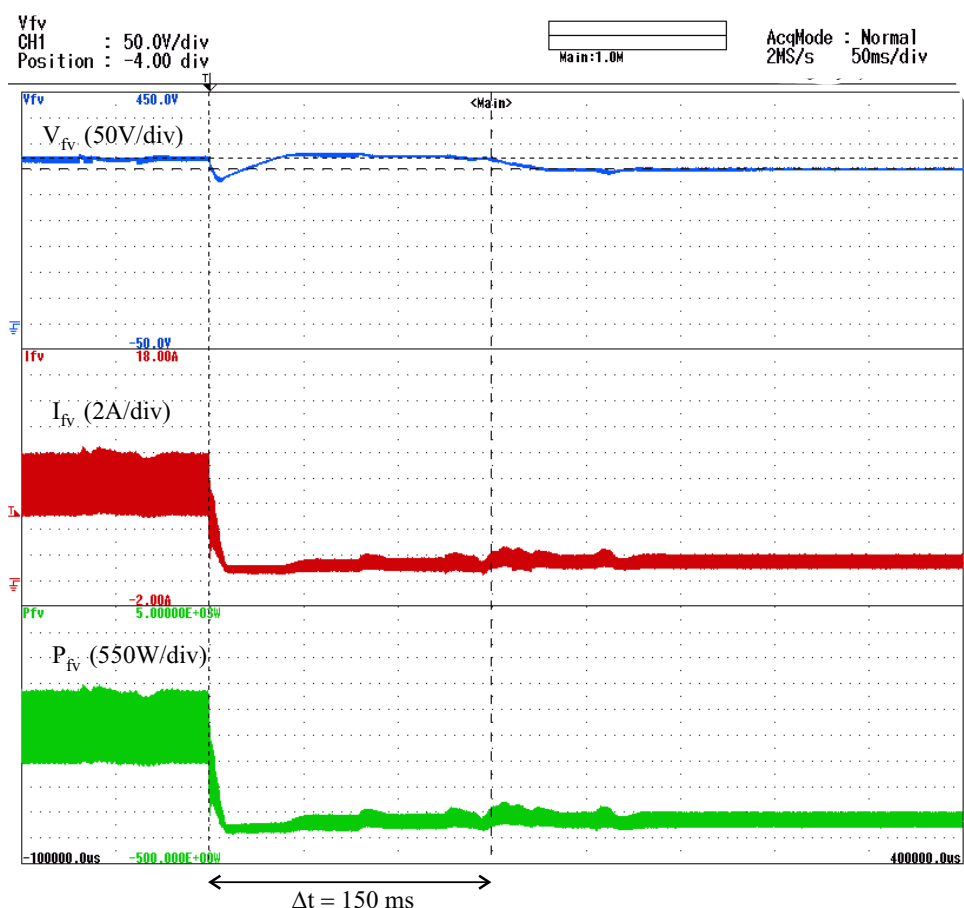
MPPT proposta atua gerando as tensões de referência para o *loop* de controle da tensão de entrada do *buck-boost*, que calcula o adequado ciclo de trabalho da chave. O ciclo de trabalho é definido para o módulo PWM do *dSPACE*, responsável por gerar o sinal de bloqueio. O período de amostragem do controlador PWM é definido para $50 \mu s$ e o passo de tempo do MPPT foi definido em $500 ms$. Esse longo passo de tempo para o MPPT é devido a dinâmica lenta do simulador fotovoltaico da *Chroma*, que será explicado a seguir.

4.7.2 Condições impostas pela fonte *Chroma*

Neste trabalho tem-se a pretensão de testar o MPPT híbrido quando o sistema se submete a degraus de irradiância. Assim, para compor os tempos de acomodação do controle e da

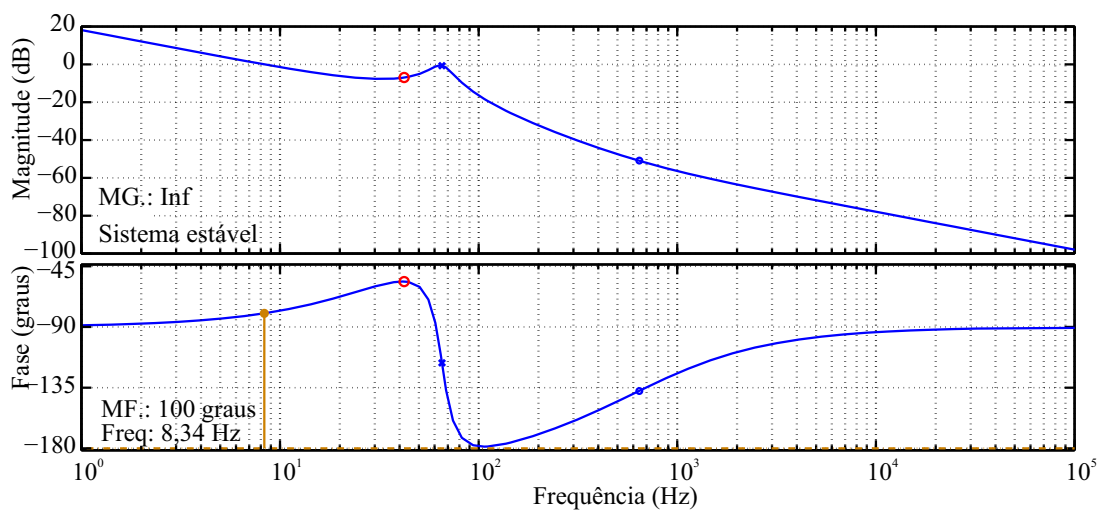
fonte *Chroma*, foi levado em consideração o pior caso, sendo ele a descida da irradiância de 1000 W/m^2 para 200 W/m^2 . Nessa situação, a fonte *Chroma* leva até 150 ms para estabelecer o valor da nova corrente, devido a mudança na curva da irradiância, Figura 91. Nesse tempo o PI tem que estabilizar a tensão no mesmo valor da corrente anterior. Após isso, a nova irradiância medida no ponto de operação é imposta ao MPPT, e uma nova referência é gerada e imposta a fonte. O tempo de 150 ms passa então a ser o tempo de resposta ou acomodação da fonte *Chroma*, e será utilizado como período de amostragem para o algoritmo estimador de irradiância. A dinâmica lenta da fonte *Chroma* causa um complicador ainda maior quando o controlador é muito mais rápido, nessas situações, ocorrem instabilidades e surgem grandes variações de corrente e tensão que passam a ser impostas ao conversor. Por esse motivo o controlador PI foi reprojetoado para que tenha um tempo de acomodação suficiente para não ocasionar instabilidades na fonte. Na Figura 92 mostra-se o diagrama de *bode* da planta $G(s)$ com novos valores de ganhos, $k_p = 0,0012$ e $k_i = 0,0318$. O sistema de controle de tensão de entrada do conversor passa a atuar com um tempo de acomodação de $88,3 \text{ ms}$.

Figura 91 – Resultado experimental do algoritmo MPCC proposto para o degral de 1000 W/m^2 a 200 W/m^2 . Experimento realizado para testar a dinâmica da fonte simuladora de módulo fotovoltaico.



Fonte: O autor.

Figura 92 – Diagrama de Bode da função transferência $G(s)$ em malha aberta.



4.7.3 Condições para o estimador de irradiância e o para o PI

Observando alguns resultados experimentais foi possível descobrir que a régua de medição do dSPACE, por influência do chaveamento do conversor, propaga ruídos de alta frequência, Figura 93. Além disso, a fonte *Chroma* estabelece tensão e corrente com altos valores de amplitudes, podendo alcançar variações na ordem de 20 V e 4,0 A, como pode ser visto na Figura 94, que mostra o resultado da tensão, corrente e potência na situação em que o ciclo de trabalho é mantido constante. Sendo assim, se fez necessário que o estimador da irradiância e o PI, utilizem os sinais medidos e filtrados na frequência de 10 Hz.

4.7.4 Condições para o P&O

Foi preciso utilizar um filtro sintonizado em uma frequência ainda mais baixa, 2 Hz, pois mesmo o sinal filtrado em 10 Hz apresenta uma variação de tensão que pode alcançar

Figura 93 – Visualização do ruído propagado na medição dos sinais do dSPACE devido ao chaveamento do conversor.

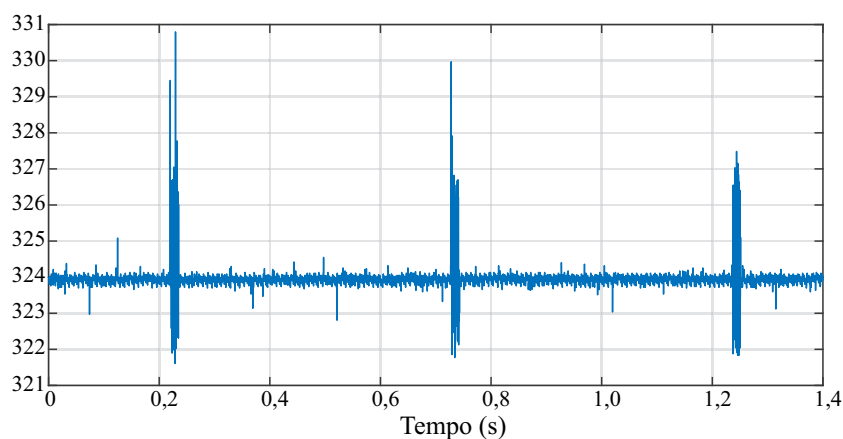
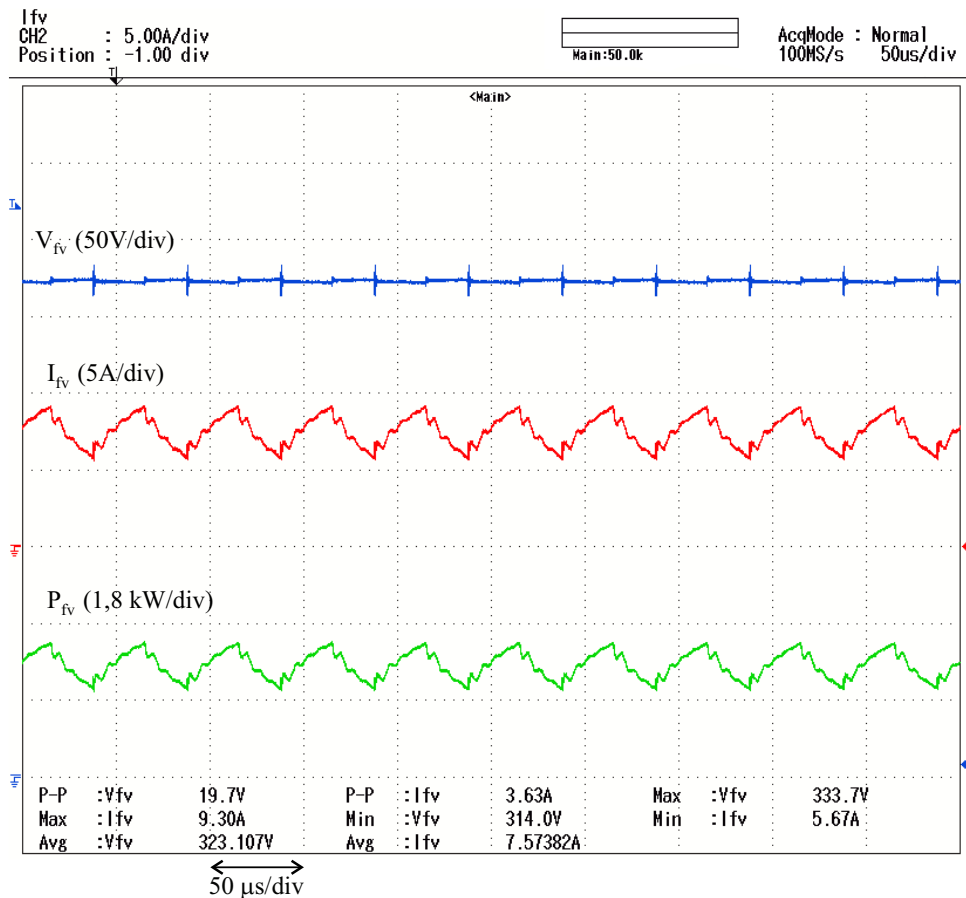


Figura 94 – Visualização de variações bruscas provocadas pela fonte *Chroma*.



Fonte: O autor.

4,0 V, levando o P&O a estabelecer uma referência bem distante do valor ideal. O filtro sintonizado em 2 Hz estabelece o sinal de corrente e tensão bem mais próximo do valor médio, com a desvantagem que ele impõe um atraso nos mesmos sinais. O atraso estabelecido é de aproximadamente 500 ms. Assim, o passo do P&O foi definido como o tempo que o sinal filtrado em 2,0 Hz leva para ser estabilizado na nova referência, se tornando outro complicador em nossa bancada experimental, pois, sendo um sistema caracterizado por grandes oscilações e ruídos, torna-se impraticável a utilização de um passo pequeno, que seria ideal para se realizar um ajuste mais preciso na tensão de MPP, principalmente no processo final de seguimento desse ponto. Sucessivas simulações implicaram no passo de 5,0V para o P&O, como o menor passo para que o algoritmo MPCC híbrido possa ser aplicado sem grandes influências.

Assim, pode-se afirmar que essas filtragens são inconvenientes extremamente necessários devido as limitações encontradas em laboratório.

4.8 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

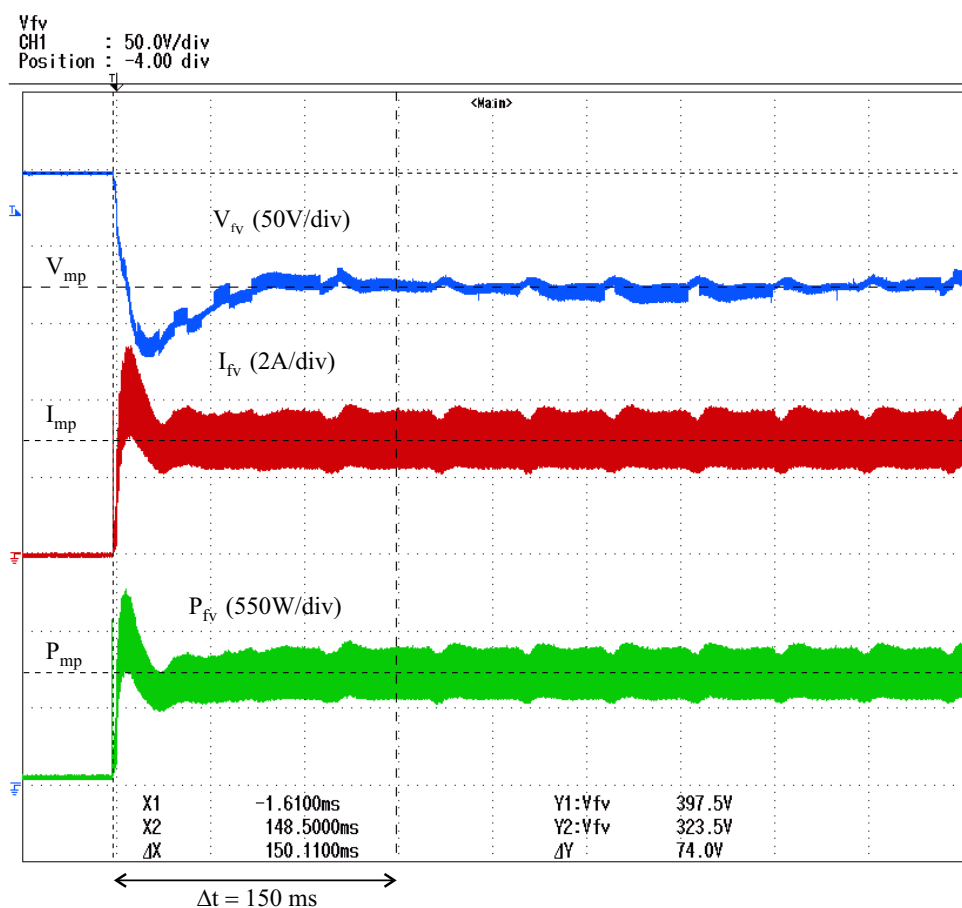
O primeiro resultado experimental tem por finalidade comprovar que o algoritmo MPCC consegue gerar a tensão de referência no tempo de estabilidade da fonte *Chroma*. Na Figura

95 observa-se que em torno de 150 ms o algoritmo inicia na tensão de circuito aberto ($397,5\text{ V}$) e alcança o ponto de máxima potência ($323,0\text{ V}$). Aplicou-se a técnica com o simulador fotovoltaico da *Chroma*, emulando um arranjo fotovoltaico contendo 12 módulos, baseados no modelo de dois diodos para o módulo KC200GT no STC.

Observando a Figura 95 do osciloscópio, pode-se perceber a necessidade da filtragem feita nos sinais medidos e utilizadas pelos algoritmos propostos. As oscilações de alta frequência e os enormes *ripples* de corrente atrapalham até mesmo na visualização dos saltos de tensão. Sendo assim, em casos como esse, é apresentado o mesmo resultado após realização de uma filtragem realizada por um filtro digital de fase zero, *fltflt* do MATLAB. Assim, o primeiro experimento também é mostrado na Figura 96.

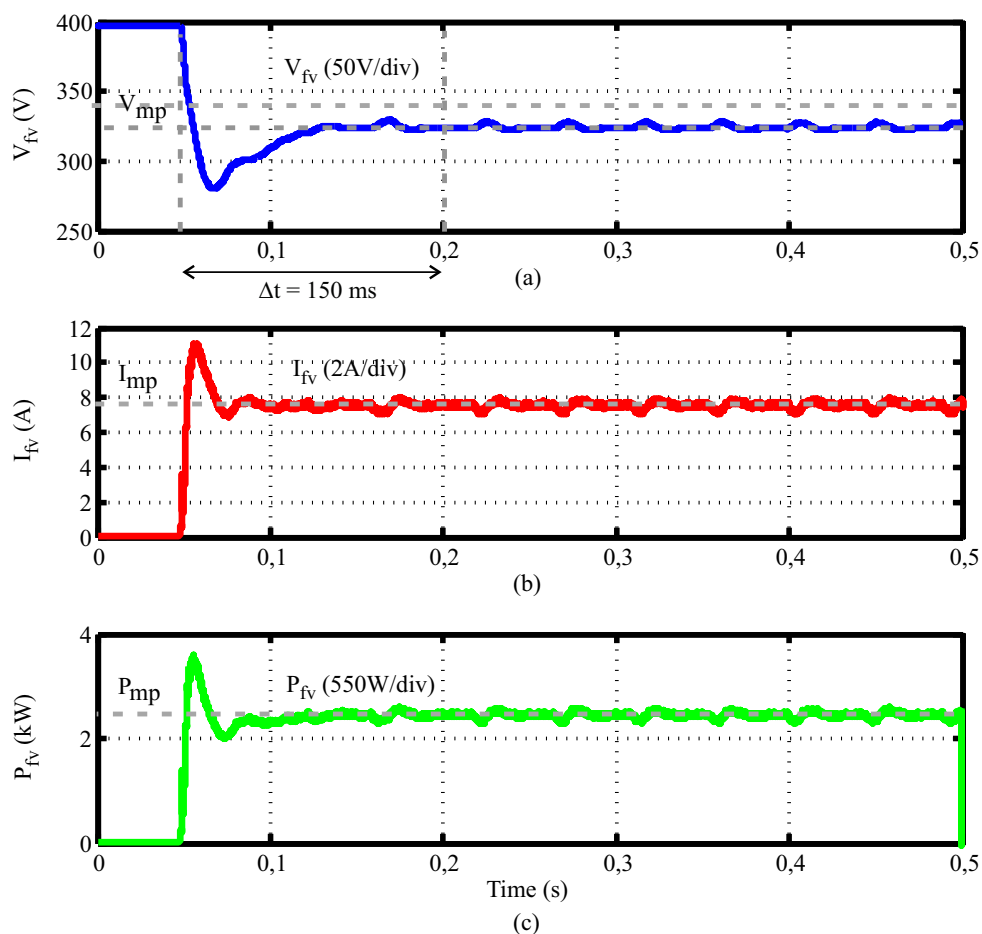
Para melhor comprovação do estimador de irradiância atuando conjuntamente com o MPPT híbrido, foi configurado na fonte *Chroma* o padrão de irradiância, Figura 97, que varia a cada $2,0\text{ s}$. Os saltos de irradiância seguem a sequência $S = 1000\text{ W/m}^2 - S = 400\text{ W/m}^2 - S = 800\text{ W/m}^2 - S = 200\text{ W/m}^2 - S = 600\text{ W/m}^2$. O resultado experimental obtido pelo estimador de irradiância apresenta um desvio máximo igual a $2,1\%$, provando sua boa precisão mesmo com erros nas medições de tensão e corrente.

Figura 95 – Resultado experimental do algoritmo MPCC proposto iniciando em V_{oc} e alcançando V_{MPP} em 150 ms , em um arranjo fotovoltaico com 12 módulos KC200GT.



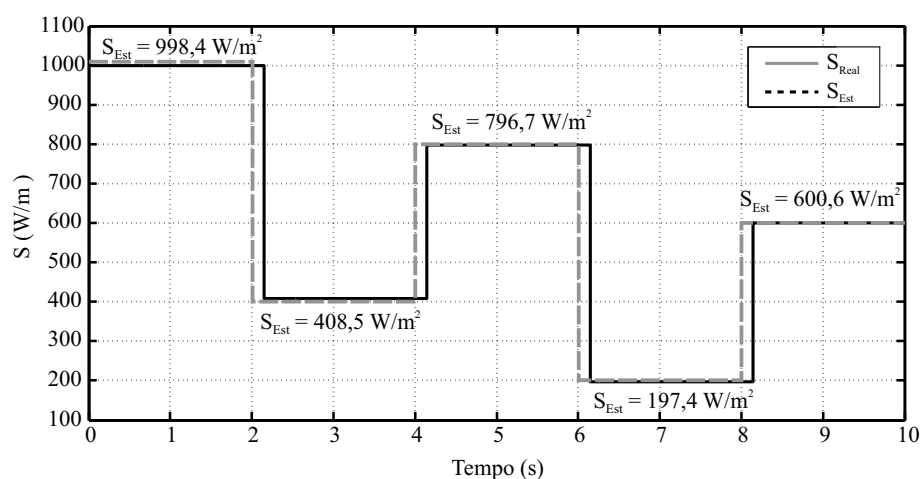
Fonte: O autor.

Figura 96 – Visualização da figura anterior com aplicação de filtragem para observação dos efeitos causados pela técnica MPCC proposta.



Fonte: O autor.

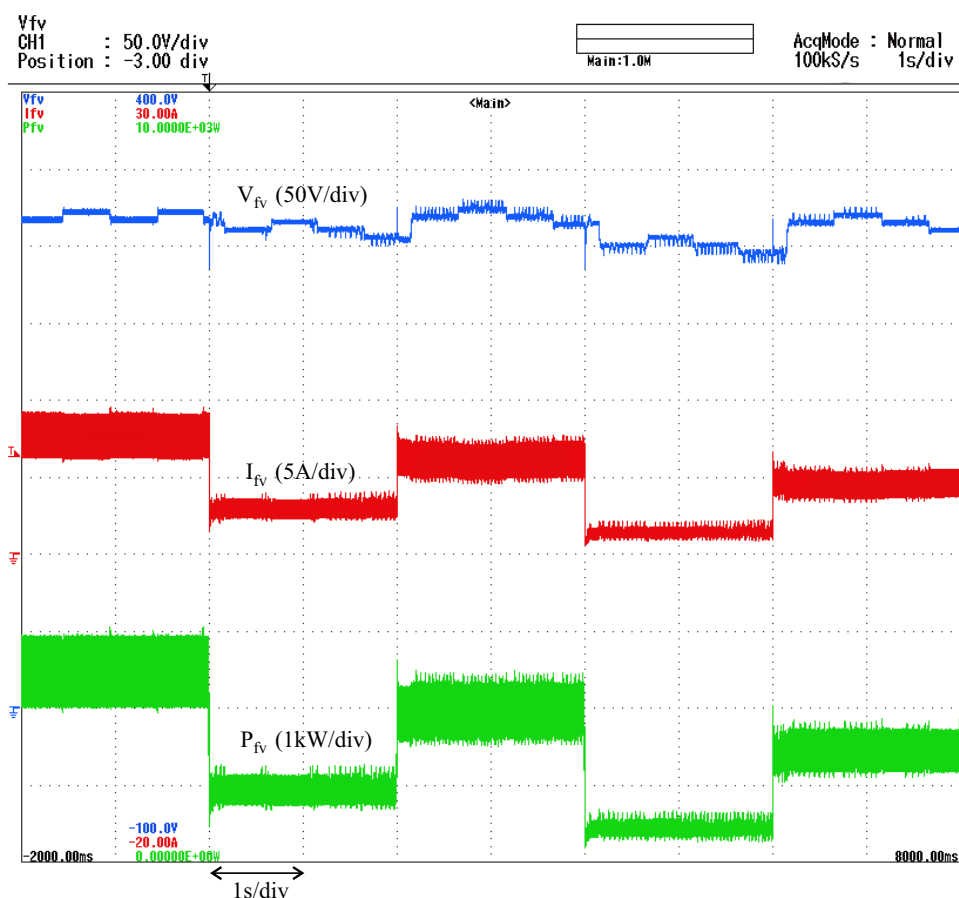
Figura 97 – Resultado experimental da atuação do estimador de irradiância.



Fonte: O autor.

Usando o mesmo perfil de irradiância mostrado na Figura 97 é avaliado na Figura 98 o desempenho geral da técnica híbrida proposta (MPCC + P&O). É possível notar que, após o degrau de irradiância ocorrer no simulador da *Chroma*, o algoritmo MPCC estima o valor da

Figura 98 – Resultado experimental da técnica híbrido de MPPT proposta (MPCC+P&O) para o perfil de irradiância mostrado na Figura 97.



Fonte: O autor.

irradiância e gera a tensão de referência muito próxima ao MPP no primeiro passo de MPPT. Assim, no passo seguinte, o algoritmo P&O já atua em torno do MPP.

A seguir, na Figura 99, mostra-se o mesmo resultado apresentado na Figura 98 após filtragem com o *filfilt*. A ideia é que se possa observar que a potência também apresenta os reflexos das variações de tensão, embora isso não seja observado pela tela do osciloscópio.

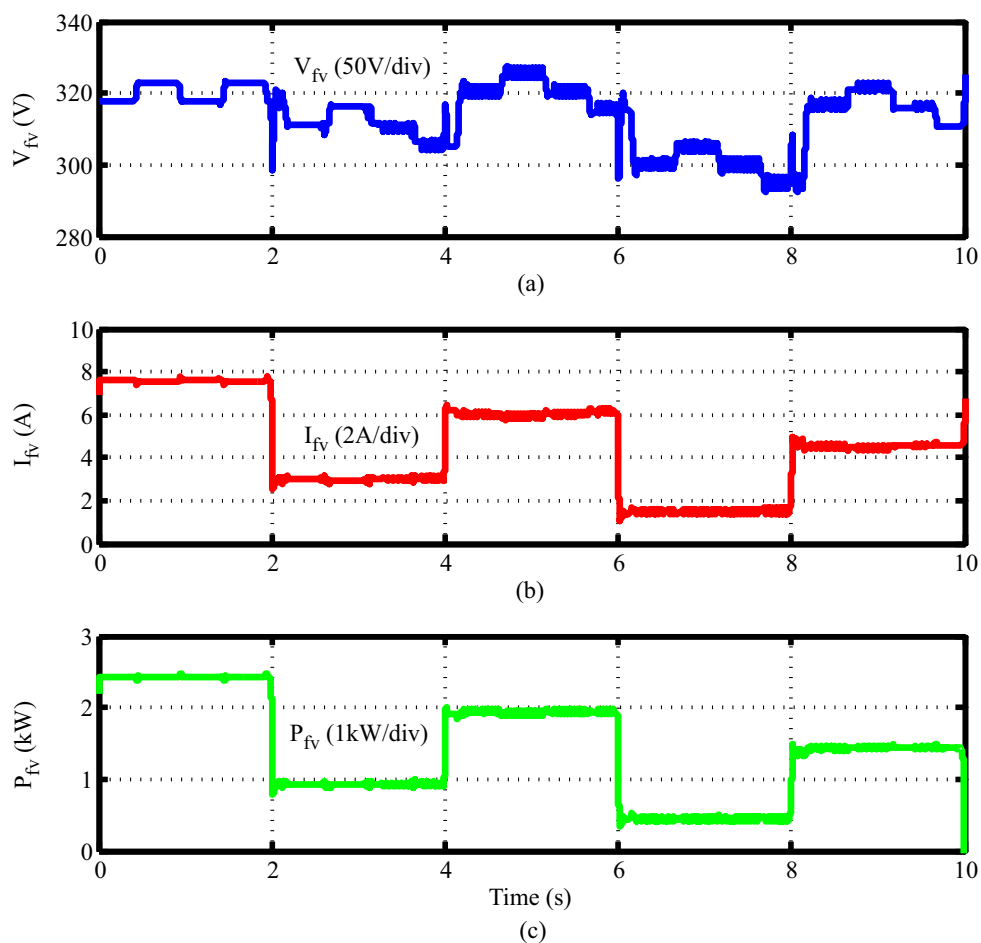
4.9 CONCLUSÕES

Neste capítulo é apresentada uma descrição dos sistemas fotovoltaicos e uma breve revisão das técnicas de MPPT heurísticas mais aplicadas, seja isoladamente ou em combinação com outras técnicas.

O estudo das técnicas de MPPT mais amplamente utilizadas na literatura, possibilita a compreensão da metodologia a ser aplicada na construção de uma nova técnica de MPPT. A ideia fundamental é explorar os pontos positivos de técnicas distintas, buscando sempre o melhor desempenho e possibilitando um melhor aproveitamento da energia fornecida pelo módulo.

Assim, foi proposto uma técnica híbrida de MPPT composta por um algoritmo baseado

Figura 99 – Visualização da figura anterior com aplicação de filtragem para observação dos efeitos causados pela técnica híbrida de MPPT proposta.



Fonte: O autor.

no modelo de dois diodos mais o algoritmo heurístico P&O. O algoritmo baseado em modelo, MPCC, assim como a maioria dos algoritmos baseados em modelo, é muito dependente da precisão do modelo do módulo fotovoltaico. Sendo esse o motivo principal para utilização do modelo de dois diodos proposto, pois possui a capacidade de extrapolação das curvas características $I - V$ e $P - V$. Além disso, para técnicas híbridas, geralmente se faz necessário a informação da irradiância. Por isso, devido ao elevado custos dos piranômetros, também foi proposto um estimador de irradiância, apresentando valores de precisão excelentes ($\simeq 2,0\%$).

Por fim, foram apresentadas comparações por simulações e apresentados resultados experimentais para a técnica de MPPT proposta, demonstrando seu superior desempenho e sua viabilidade em sistema fotovoltaico prático.

5 CONCLUSÕES

Esta tese apresenta uma abordagem diferenciada em termos de modelos elétricos equivalente de módulos fotovoltaicos, estimação de parâmetros desses modelos e técnicas de MPPT. Observa-se ao longo do Capítulo 1 que o módulo fotovoltaico possui características não lineares que impõem dificuldades no processo de determinação dos parâmetros, fazendo com que modelos mais precisos, como o modelo de dois diodos, sejam menos explorados. Portanto, após uma análise detalhada no comportamento dos parâmetros que compõem o módulo fotovoltaico, objetivando principalmente o desenvolvimento e a aplicação do modelo de dois diodos, explica-se como os mesmos e consequentemente a curva característica do módulo podem ser influenciados pela variação da irradiância e da temperatura.

Antes que se realize uma análise aprofundada se faz necessário compreender, através das curvas características, como as condições ambientais e como cada parâmetro, presente no circuito elétrico equivalente, interferem no desempenho do módulo fotovoltaico. Sendo assim, são apresentados no Capítulo 2 os aspectos gerais dos módulos fotovoltaicos, além das peculiaridades de cada parâmetro.

As explicações sobre o comportamento dos parâmetros são fundamentadas em termos da física dos semicondutores e características construtivas no processo de fabricação da célula e/ou módulo fotovoltaico. Portanto, os parâmetros estão correlacionados com os fenômenos físicos dos módulos. Assim, as abordagens relatadas conduzem esta tese, a propor técnicas de estimação de parâmetros dos módulos fotovoltaicos considerando suas relações diretas com a irradiância e temperatura. A principal importância dessa consideração está relacionada à potência fornecida pelos módulos, pois possibilita a previsão das curvas características com maior precisão.

Através da revisão realizada nesta tese, observou-se uma quantidade bastante pequena de referências que tratam claramente do campo de estudo até então exposto, mesmo sendo um tema tão relevante, pois impor significado físico aos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos possibilita diversas aplicações, como em projeto e otimização de algoritmo de MPPT e topologias de conversores. Em geral, as técnicas de estimação de parâmetros, propostas na literatura, executam seus algoritmos sempre que ocorrem mudanças específicas na irradiância e temperatura. Isso significa que diferentes conjuntos de parâmetros são encontrados para cada condição ambiental, fornecendo resultados que podem não representar corretamente as curvas características. Assim, os parâmetros fornecem apenas uma representação matemática com falta de significado físico. Por consequência, duas novas técnicas de estimação de parâmetros são propostas no Capítulo 3.

Ambos os algoritmos propostos, varredura total e TH-PS, executam a estimação dos parâmetros de módulos fotovoltaicos apenas uma vez, de modo que um conjunto de equações,

válido para toda a faixa de valores das condições ambientais, se encarrega de determinar os parâmetros para qualquer outra irradiância e temperatura específica. Com efeito, as técnicas propostas contribuem para o desenvolvimento de um modelo elétrico de dois diodos, que carrega consigo a natureza física dos parâmetros elétricos.

Sendo assim, o modelo e as técnicas de estimação de parâmetros apresentam significados físicos, versatilidade, precisão e confiabilidade e podem corrigir as limitações e desvantagens das técnicas existentes na literatura. Para efeito de comparação são apresentadas duas técnicas baseada no modelo de dois diodos e uma técnica baseada no modelo de um diodo.

Resultados de simulação, experimentos e comparações entre as técnicas comprovam que a TH-PS é a que apresenta melhor desempenho com relação ao EMAP, possibilitando a previsão das curvas características $I - V$ com maior fidelidade as curvas reais. Foram testadas curvas de *datasheets* e curvas experimentais de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos e em diferentes condições climáticas.

O modelo do módulo fotovoltaico, constituído pelas equações obtidas a partir das técnicas propostas, pode ser aplicado em diversas áreas relacionadas a sistemas fotovoltaicos. No Capítulo 4 é proposto o desenvolvimento de um algoritmo de estimação da irradiância solar uma das grandezas climáticas que mais influenciam na produção de energia. Normalmente, a irradiância solar é medida através de piranômetros, sensores que apresentam elevados preços, geralmente mais caros que os próprios módulos. Sendo assim, a estimação da irradiância tem como viés econômico sua principal vantagem, sendo necessário apenas os sensores de tensão, corrente e temperatura, que apresentam preços muito mais acessíveis e na maioria dos casos indispensáveis em um sistema fotovoltaico.

O estimador de irradiância proposto é comparado em simulação com um estimador existente na literatura, onde se constata a eficácia do algoritmo proposto. Juntamente com o modelo do módulo, o estimador proposto pode ser aplicado em várias aplicações, sendo a mais comum relacionada a algoritmos de MPPT. Assim, uma técnica de MPPT baseada em modelo também é proposta no Capítulo 4. A tese propõe então, o desenvolvimento da integração do estimador da irradiância com a técnica de MPPT, formando parte essencial de um novo algoritmo híbrido. de MPPT

A técnica híbrida de MPPT proposta (MPCC + P&O) foi baseada no modelo de dois diodos, por ser, principalmente o MPCC, muito dependente da precisão do modelo do módulo fotovoltaico. Assim, foram apresentados resultados de simulações e experimentos das partes que compõem o algoritmo proposto, demonstrando precisão e viabilidade em diversas situações.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Em seguida são enumeradas algumas sugestões de trabalhos futuros relacionadas com esta Tese:

- Aplicar o modelo de dois diodos e o estimador de irradiância no desenvolvimento de algoritmos para detecção de falhas no sistema fotovoltaico, considerando se as falhas estão atreladas ao sombreamento parcial, a conexões elétricas, a poeira e outras sujeiras ou ao processo de degradação do módulo;
- Realizar um estudo sobre como os parâmetros se comportam com o envelhecimento dos módulos, identificando aqueles que se degradam com maior facilidade e os que influenciam mais fortemente na diminuição da eficiência energética. Essa análise viabiliza as condições para a manutenção preditiva e corretiva em módulos e/ou arranjos, sendo também de grande valia para o estudo do retorno financeiro de investimentos no sistema fotovoltaico;
- Expandir as técnicas de MPPT propostas para aplicação em sistemas fotovoltaicos sujeitos as condições de sombreamento parcial, desenvolvendo assim técnicas de MPPT global;
- Desenvolver um estimador de temperatura de modo a integrá-lo juntamente com o estimador de irradiância à técnica de MPPT híbrida, tornando o sistema fotovoltaico ainda menos oneroso.

5.2 PUBLICAÇÕES DO AUTOR ASSOCIADAS À TESE DE DOUTORADO

A seguir são listadas as publicações associadas a esta tese.

SILVA, E. A.; BRADASCHIA, F.; CAVALCANTI, M. C.; **NASCIMENTO JUNIOR, A. J.**; MICHELS, L.; PIETTA JUNIOR, L. P.. *An Eight-Parameter Adaptive Model for the Single Diode Equivalent Circuit Based on the Photovoltaic Module's Physics*. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 7, p. 1115-1123, 2017.

NASCIMENTO, AGUINALDO J.; CAVALCANTI, MARCELO C.; Bradaschia, Fabricio; SILVA, EMERSON A.; MICHELS, LEANDRO; PIETTA, LUIZ P.. *Parameter estimation technique for double-diode model of photovoltaic modules*. In: 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2017, JUIZ DE FORA. 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2017. v. 1. p. 1-6.

REFERÊNCIAS

- ABDULMAJEED, Q. M. et al. Photovoltaic maximum tracking power point system: review and research challenges. *International Journal of Advanced Trends in Computer Science and Engineering (IJATCSE)*, v. 2, n. 5, p. 16–21, 2013.
- AL-SUMAIT, J.; AL-OTHMAN, A.; SYKULSKI, J. Application of pattern search method to power system valve-point economic load dispatch. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 29, n. 10, p. 720 – 730, 2007.
- ALAM, D.; YOUSRI, D.; ETEIBA, M. Flower pollination algorithm based solar {PV} parameter estimation. *Energy Conversion and Management*, v. 101, p. 410 – 422, 2015.
- ALHAJRI, M. et al. Optimal extraction of solar cell parameters using pattern search. *Renewable Energy*, v. 44, p. 238 – 245, 2012.
- ALONSO, R. H. *Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano*. Tese (Doutorado) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. Acesso em: 30/10/2017.
- ALQAHTANI, A. H.; ABUHAMDEH, M. S.; ALSMADI, Y. M. A simplified and comprehensive approach to characterize photovoltaic system performance. In: *Energytech, 2012 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- ALRASHIDI, M. et al. A new estimation approach for determining the i-v characteristics of solar cells. *Solar Energy*, v. 85, n. 7, p. 1543 – 1550, 2011.
- ALRASHIDI, M.; EL-NAGGAR, K.; ALHAJRI, M. Heuristic approach for estimating the solar cell parameters. *Recent Researches in Applied Information Science*, p. 80–83, 2012.
- ANEEL. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-%20LIMPO.pdf>. Acesso em: 30/09/2017.
- ARORA, J. D.; VERMA, A. V.; BHATNAGAR, M. Variation of series resistance with temperature and illumination level in diffused junction poly- and single-crystalline silicon solar cells. *Journal of Materials Science Letters*, v. 5, n. 12, p. 1210–1212, 1986.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10899*. Rio de Janeiro, 2013.
- BABU, B. C.; GURJAR, S. A novel simplified two-diode model of photovoltaic (pv) module. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 4, n. 4, p. 1156–1161, July 2014.
- BARBI, I. *Modelagem de conversores cc-cc empregando modelos médio em espaços de estados*. Florianópolis, Santa Catarina: [s.n.], 2015.
- BASHAHU, M.; NKUNDABAKURA, P. Review and tests of methods for the determination of the solar cell junction ideality factors. *Solar Energy*, v. 81, n. 7, p. 856 – 863, 2007.
- BAYHAN, H.; BAYHAN, M. A simple approach to determine the solar cell diode ideality factor under illumination. *Solar Energy*, v. 85, n. 5, p. 769 – 775, 2011.

- BECQUEREL, A. E. Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. *Comptes Rendus des Séances Hebdomadaires*, v. 9, p. 561–567, 1839.
- BENSALEM, S.; CHEGAAR, M. Thermal behavior of parasitic resistances of polycrystalline silicon solar cells. *Revue des Energies Renouvelables*, v. 16, n. 1, p. 171–176, 2013.
- BERKEL, C. van et al. Quality factor in a-si:h nip and pin diodes. *Journal of Applied Physics*, v. 73, n. 10, p. 5264–5268, 1993.
- BRADASCHIA, F. *Conversores fonte Z para sistemas fotovoltaicos e monofásicos-Trifásicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2012.
- BREITENSTEIN, O. et al. The origin of ideality factors $n > 2$ of shunts and surfaces in the dark I-V curves of Si 625 solar cells. In: POORTMANS, J. et al. (Ed.). *Twentyfirst European Photovoltaic Solar Energy Conference : proceedings of the International Conference held in Dresden, Germany, 4-8 September 2006*. Munich: WIP-Renewable Energies, 2006. p. 625–628.
- BRITO, M. A. G. de et al. Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 3, p. 1156–1167, March 2013.
- BÜHLER, A. J. *Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Março 2007.
- CÁRDENAS, A. A. et al. Experimental parameter extraction in the single-diode photovoltaic model via a reduced-space search. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 64, n. 2, p. 1468–1476, Feb 2017.
- CARVALHO, A. L. C. de. *Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Julho 2014.
- CARVALHO, E. de P. *Uma Nova Abordagem de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência em Painéis Fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Taubaté, 2012.
- CELIK, A. N.; ACIKGOZ, N. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. *Applied Energy*, v. 84, n. 1, p. 1 – 15, 2007.
- CHAN, D. S. H.; PHANG, J. C. H. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from i-v characteristics. *IEEE Transactions on Electron Devices*, v. 34, n. 2, p. 286–293, Feb 1987.
- CHAN, D. S. H.; PHANG, J. C. H. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from i-v characteristics. *IEEE Transactions on Electron Devices*, v. 34, n. 2, p. 286–293, Feb 1987.
- CHARLES, J. P. et al. Consistency of the double exponential model with physical mechanisms of conduction for a solar cell under illumination. *Journal of Physics D: Applied Physics*, v. 18, n. 11, p. 2261, 1985.
- CHATTERJEE, A.; KEYHANI, A.; KAPOOR, D. Identification of photovoltaic source models. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 26, n. 3, p. 883–889, September 2011.

- CHEGAAR, M.; OUENNOUGH, Z.; GUECHI, F. Extracting dc parameters of solar cells under illumination. *Vacuum*, v. 75, n. 4, p. 367 – 372, 2004.
- CHEN, K. et al. An improved mppt controller for photovoltaic system under partial shading condition. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 5, n. 3, p. 978–985, July 2014.
- CHENNI, R. et al. A detailed modeling method for photovoltaic cells. *Energy*, v. 32, n. 9, p. 1724 – 1730, 2007.
- CHIBA, Y. et al. Dye-sensitized solar cells with conversion efficiency of 11.1%. *Japanese Journal of Applied Physics, Part 2: Letters*, v. 45, n. 24-28, p. L638–L640, 2006.
- CHIN, V. J.; SALAM, Z.; ISHAQUE, K. An accurate modelling of the two-diode model of pv module using a hybrid solution based on differential evolution. *Energy Conversion and Management*, v. 124, p. 42 – 50, 2016.
- COELHO R. F.; MARTINS, D. C. A study of the basic dc-dc converters applied in maximum power point tracking. In: *Power Electronics Conference, 2009. COBEP '09. Brazilian*. Bonito-Mato Grosso do Sul, Brazil: [s.n.], 2009. p. 673–678.
- COSTA, W. T. da. *Modelagem, estimação de parâmetros e método MPPT para módulos fotovoltaicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Espírito Santo, 2010.
- CRESESB. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, 2014.
- CRISTALDI, L. et al. Mppt definition and validation: A new model-based approach. In: *Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2012 IEEE International*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 594–599.
- CUBAS, J.; PINDADO, S.; FARRAHI, A. New method for analytical photovoltaic parameter extraction. In: *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 873–877.
- CUCE, E.; CUCE, P. M.; BALI, T. An experimental analysis of illumination intensity and temperature dependency of photovoltaic cell parameters. *Applied Energy*, v. 111, p. 374 – 382, 2013.
- DEVABHAKTUNI, V. et al. Solar energy: Trends and enabling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 19, p. 555 – 564, 2013.
- DING, J.; CHENG, X.; FU, T. Analysis of series resistance and p-t characteristics of the solar cell. *Vacuum*, v. 77, n. 2, p. 163 – 167, 2005.
- DIZQAH, A. M.; MAHERI, A.; BUSAWON, K. An accurate method for the {PV} model identification based on a genetic algorithm and the interior-point method. *Renewable Energy*, v. 72, p. 212 – 222, 2014.
- DKHICHI, F. et al. Parameter identification of solar cell model using levenberg–marquardt algorithm combined with simulated annealing. *Solar Energy*, v. 110, p. 781 – 788, 2014.
- DUCK, B. C.; FELL, C. J. Improving the spectral correction function. In: *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 2647–2652.
- DURISCH, W. et al. Characterisation of photovoltaic generators. *Applied Energy*, v. 65, n. 1, p. 273 – 284, 2000.

EISBERG, R.; RESNICK, R. *Física quântica: átomos, moléculas, sólidos, núcleos e partículas*. [S.l.]: Campus, 1979. ISBN 9788570013095.

EL-SHAER, A.; TADROS, M.; KHALIFA, M. Effect of light intensity and temperature on crystalline silicon solar modules parameters. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Citeseer, v. 4, n. 8, p. 311–326, 2014.

ELBASET, A. A.; ALI, H.; SATTAR, M. A.-E. Novel seven-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 130, p. 442 – 455, 2014.

ENEBISH, N. et al. Numerical analysis of solar cell current-voltage characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 29, n. 3, p. 201 – 208, 1993.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. *Fundamentals of Power Electronics*. 2. ed. Boulder, Colorado: Kluwer Academic, 2004.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 22, n. 2, p. 439–449, June 2007.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 22, n. 2, p. 439–449, June 2007.

FALCÃO, V. D. *Estudos de filmes finos transparentes e Condutores de ZnO para Aplicação em Células Solares de Si*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Ouro Preto, Agosto 2012.

FOERTIG, A. et al. Shockley equation parameters of P3HT:PCBM solar cells determined by transient techniques. *Phys. Rev. B*, v. 86, n. 11, p. 115302, set. 2012.

FRAUNHOFER ISE. *Photovoltaics Report*. 2017. Acessado em 30/09/2017. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>.

FURTADO, A. M. S. *Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência Para Sistemas Fotovoltaicos Com Sombreamento Parcial*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2016.

GIACOMINI, J. C. *Desenvolvimento de um inversor fotovoltaico trifásico não isolado conectado à rede elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2015.

GLOBO BRASIL. 2017. Disponível em: <http://www.solcentral.com.br/wp-content/uploads/2015/08/Globo-Brasil_GBR-255P_pt-br.pdf>. Acesso em: 30/09/2017.

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. PIP-17-089.

GUIMARÃES, P. L. et al. Avaliação da utilização de um simulador solar para calibração indoor de piranômetros. In: *VI Congresso Brasileiro de Metrologia, Natal-RN*. [S.l.: s.n.], 2016. v. 27.

HACHANA, O. et al. Comparison of different metaheuristic algorithms for parameter identification of photovoltaic cell/module. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 5, n. 5, 2013.

HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; WALKER, J. *Fundamentos de física: volume 3 : eletromagnetismo*. [S.l.]: LTC, 2008. (Fundamentos de física). ISBN 9788521616078.

HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; WALKER, J. *Fundamentos de física: volume 4 : óptica e física moderna*. [S.l.]: LTC, 2008. (Fundamentos de física). ISBN 9788521616085.

HAN, W.; WANG, H. H.; CHEN, L. Parameters identification for photovoltaic module based on an improved artificial fish swarm algorithm. *The Scientific World Journal*, 2014.

HARTMANN, L. V. *Iluminação noturna a partir de energia solar: geração, armazenamento e conversão utilizando inversores fonte de impedância modificados*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, Agosto 2003.

HARTMANN, L. V. et al. Combining model-based and heuristic techniques for fast tracking the maximum-power point of photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 28, n. 6, p. 2875–2885, June 2013.

HEJRI, M. et al. On the parameter extraction of a five-parameter double-diode model of photovoltaic cells and modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 4, n. 3, p. 915–923, May 2014.

HOHM, D.; ROPP, M. Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed. In: *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*. [S.l.: s.n.], 2000. p. 1699–1702.

HOOKE, R.; JEEVES, T. A. “direct search” solution of numerical and statistical problems. *J. ACM*, ACM, New York, NY, USA, v. 8, n. 2, p. 212–229, abr. 1961.

HOVINEN, A. Fitting of the solar cell iv -curve to the two diode model. *Physica Scripta*, v. 1994, n. T54, p. 175, 1994.

HUA, C.; LIN, J. R. Dsp-based controller application in battery storage of photovoltaic system. In: *Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1996., Proceedings of the 1996 IEEE IECON 22nd International Conference on*. [S.l.: s.n.], 1996. v. 3, p. 1705–1710 vol.3.

HUSSEIN, K. et al. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 142, n. 1, p. 59–64, Jan 1995.

HUYNH, P.; CHO, B. H. Design and analysis of a microprocessor-controlled peak-power-tracking system [for solar cell arrays]. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, v. 32, n. 1, p. 182–190, Jan 1996.

IDTECHEX RESEARCH. *Perovskite Photovoltaics 2015-2025: Technologies, Markets, Players*. 2017. Acessado em 30/09/2017. Disponível em: <<https://www.idtechex.com/research/reports/perovskite-photovoltaics-2018-2028-000541.asp?viewopt=desc>>.

IKEGAMI, T. et al. Estimation of equivalent circuit parameters of {PV} module and its application to optimal operation of {PV} system. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 67, n. 1-4, p. 389 – 395, 2001. {PVSEC} 11 - {PART} {III}.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2016*. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2016__1_.pdf>. Acesso em: 30/09/2017.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z. An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (pv) modules using differential evolution (de). *Solar Energy*, v. 85, n. 9, p. 2349 – 2359, 2011.

ISHAQUE, K. et al. Parameter extraction of solar photovoltaic modules using penalty-based differential evolution. *Applied Energy*, v. 99, p. 297 – 308, 2012.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z.; TAHERI, H. Accurate matlab simulink pv system simulator based on a two-diode model. *Journal of Power Electronics*, The Korean Institute of Power Electronics, v. 11, n. 2, p. 179–187, 2011.

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, February 2011.

ISHAQUE, K. et al. Modeling and simulation of photovoltaic (pv) system during partial shading based on a two-diode model. *Simulation Modelling Practice and Theory*, v. 19, n. 7, p. 1613 – 1626, 2011.

ISLAM, M. N.; RAHMAN, M. Z.; MOMINUZZAMAN, S. M. The effect of irradiation on different parameters of monocrystalline photovoltaic solar cell. In: *Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET), 2014 3rd International Conference on the*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.

JIANG, L. L.; MASKELL, D. L.; PATRA, J. C. Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm. *Applied Energy*, v. 112, p. 185 – 193, 2013.

JORDEHI, A. R. Parameter estimation of solar photovoltaic (pv) cells: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 61, p. 354 – 371, 2016.

KALOGIROU, S. A. *Solar Energy Engineering*. Boston: Academic Press, 2014. 1 - 49 p.

KARATEPE, E.; BOZTEPE, M.; COLAK, M. Neural network based solar cell model. *Energy Conversion and Management*, v. 47, n. 9-10, p. 1159 – 1178, 2006.

KEBIR, S. T.; HADDADI, M.; AIT-CHEIKH, M. S. An overview of solar cells parameters extraction methods. In: *Control, Engineering Information Technology (CEIT), 2015 3rd International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–7.

KHAN, F.; BAEK, S.-H.; KIM, J. H. Intensity dependency of photovoltaic cell parameters under high illumination conditions: An analysis. *Applied Energy*, v. 133, p. 356 – 362, 2014.

KHAN, F.; SINGH, S.; HUSAIN, M. Effect of illumination intensity on cell parameters of a silicon solar cell. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 94, n. 9, p. 1473 – 1476, 2010. {PVSEC} 18.

KIM, T.-Y. et al. A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation. In: *Industrial Electronics, 2001. Proceedings. ISIE 2001. IEEE International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 1011–1014 vol.2.

- KIND, R. et al. Thermal ideality factor of hydrogenated amorphous silicon p-i-n solar cells. *Journal of Applied Physics*, v. 110, n. 10, 2011.
- KIRCHARTZ, T. et al. On the differences between dark and light ideality factor in polymer:fullerene solar cells. *The Journal of Physical Chemistry Letters*, v. 4, n. 14, p. 2371–2376, 2013.
- KLISE, K. A.; HANSEN, C. W.; STEIN, J. S. Dependence on geographic location of air mass modifiers for photovoltaic module performance models. In: *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- KOJIMA, A. et al. Organometal halide perovskites as visible-light sensitizers for photovoltaic cells. *Journal of the American Chemical Society*, v. 131, n. 17, p. 6050–6051, 2009.
- KOLDA, T. G.; LEWIS, R. M.; TORCZON, V. Optimization by direct search: New perspectives on some classical and modern methods. *SIAM Review*, v. 45, n. 3, p. 385–482, 2003.
- KOUTROULIS, E.; KALAITZAKIS, K.; VOULGARIS, N. C. Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 16, n. 1, p. 46–54, Jan 2001.
- KUO, Y.-C.; LIANG, T.-J.; CHEN, J.-F. Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 48, n. 3, p. 594–601, Jun 2001.
- KYOCERA. 2017. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KC200GT.pdf?>> Acesso em: 30/09/2017.
- LABORATORY, N. N. R. E. *Reference solar spectral irradiance: Air mass 1.5*. 2017. Disponível em: <<http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>>. Acesso em: 30/09/2017.
- LASCANO, C. P. G. *Conversor inversor integrado três estados buck-boost Para Geração Distribuída, com Operação Conectado ou Ilhado*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, 2015.
- LEÓN, D. R. F. *Modelo de simulação para avaliar inserção de um sistema fotovoltaico a uma microrrede elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual do Estado do Paraná, 2013.
- LEWIS, R. M.; TORCZON, V.; TROSSET, M. W. Direct search methods: then and now. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, v. 124, n. 1-2, p. 191 – 207, 2000.
- LI, Y. et al. Development of a pv performance model for power output simulation at minutely resolution. *Renewable Energy*, v. 111, n. Supplement C, p. 732 – 739, 2017.
- LI, Y. et al. Evaluation of methods to extract parameters from current-voltage characteristics of solar cells. *Solar Energy*, v. 90, n. 0, p. 51 – 57, 2013.
- LIN, Q. et al. Electro-optics of perovskite solar cells. *Nature Photonics*, v. 9, p. 106 – 112, 2015.
- LIU, F. et al. A variable step size inc mppt method for pv systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 55, n. 7, p. 2622–2628, July 2008.

- LIU, X.; LOPES, L. A. C. An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for pv arrays. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3, p. 2005–2010 Vol.3.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. [S.l.]: Wiley, 2002. ISBN 9780470976128.
- MAHMOUD, Y.; XIAO, W.; ZEINELDIN, H. H. A simple approach to modeling and simulation of photovoltaic modules. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, n. 1, p. 185–186, Jan 2012.
- Malinkiewicz, O. et al. Perovskite solar cells employing organic charge-transport layers. *Nature Photonics*, v. 8, p. 128–132, fev. 2014.
- MARION, B. et al. New data set for validating pv module performance models. In: *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1362–1366.
- MCINTOSH, K.; ALTERMATT, P. P.; HEISER, G. Depletion-region recombination in silicon solar cells: when does $m_{dr}=2$. *Proceedings of the 16th European photovoltaic solar energy conference*, p. 251–254, 2000.
- MCINTOSH, K. R. *Lumps, humps and bumps: Three detrimental effects in the current-voltage curve of silicon solar cells*. Tese (Doutorado) — University of New South Wales, 2001.
- MESSENGER, R.; VENTRE, J. *Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition*. [S.l.]: Taylor & Francis, 2003. ISBN 9780849317934.
- MIKOFSKI, M. et al. Evaluation and correction of the impact of spectral variation of irradiance on pv performance. In: *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1357–1362.
- MINHA CASA SOLAR. 2017. Disponível em: <www.minhacasasolar.com.br>. Acesso em: 30/09/2017.
- MOHAPATRA, A.; NAYAK, B. K.; MOHANTY, K. B. Comparative study on single diode photovoltaic module parameter extraction methods. *International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, p. 30–34, February 2013.
- MUHSEN, D. H. et al. Extraction of photovoltaic module model's parameters using an improved hybrid differential evolution/electromagnetism-like algorithm. *Solar Energy*, v. 119, p. 286 – 297, 2015.
- NAYAK, B.; MOHAPATRA, A.; MOHANTY, K. Parameters estimation of photovoltaic module using nonlinear least square algorithm: a comparative study. *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, p. 1–6, 2013.
- NELSON, J. *The Physics of Solar Cells*. [S.l.]: Imperial College Press, 2003. (Series on Properties of Semiconductor Materials). ISBN 9781860943492.
- NEO SOLAR. 2017. Disponível em: <www.neosolar.com.br>. Acesso em: 30/09/2017.
- NISHIOKA, K. et al. Analysis of the temperature characteristics in polycrystalline si solar cells using modified equivalent circuit model. *Japanese Journal of Applied Physics*, v. 42, n. 12R, p. 7175, 2003.

NITTO. *Newly Launched PV Encapsulating Sheets with Wavelength Conversion Technology*. 2014. Acessado em 17/02/2016. Disponível em: <<https://www.nitto.com/press/2014/0223.jsp>>. Acesso em: 30/09/2017.

NOZIK, A. Quantum dot solar cells. *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, v. 14, n. 1-2, p. 115 – 120, 2002.

NULL. Low intensity low temperature (lilt) measurements of state-of-the-art triple junction solar cells for space missions. In: *Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC '08. 33rd IEEE*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6.

OGATA, K. *Modern Control Engineering*. 4. ed. New Jersey: Pretence Hall: Aeezh, 2002.

OLIVA, D.; CUEVAS, E.; PAJARES, G. Parameter identification of solar cells using artificial bee colony optimization. *Energy*, v. 72, p. 93 – 102, 2014.

OLIVEIRA, D. F. B. de. *Técnicas de otimização da produção para reservatórios de petróleo: abordagens sem uso de derivadas para alocação dinâmicas das vazões de produção e injeção*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2006.

OLIVEIRA, K. C. D. *Avaliação da conversão da energia fotovoltaica em sistemas isolados*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2007.

OLIVEIRA, K. C. de. *Avaliação da Conversão da Energia Fotovoltaica em Sistemas Isolados*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2007.

OMNI INSTRUMENTS. 2017. Disponível em: <www.omniinstruments.co.uk>. Acesso em: 30/09/2017.

OMNI INSTRUMENTS. 2017. Disponível em: <www.portalsolar.com.br>. Acesso em: 30/09/2017.

O'Regan, B.; Graetzel, M. A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO₂ films. *Nature*, v. 353, p. 737–740, out. 1991.

ORIOLI, A.; GANGI, A. D. A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. *Applied Energy*, v. 102, p. 1160 – 1177, 2013.

ORTIZ-CONDE, A.; SÁNCHEZ, F. J. G.; MUCI, J. New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated i-v characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 90, n. 3, p. 352 – 361, 2006.

PANDEY, C. K.; KATIYAR, A. Solar radiation: models and measurement techniques. *Journal of Energy*, Hindawi Publishing Corporation, v. 2013, 2013.

PARK, J. Y.; CHOI, S. J. Datasheet-based circuit parameter extraction method for maximum power point simulation of photovoltaic array. In: *2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1413–1419.

PARK, N.-G. Perovskite solar cells: an emerging photovoltaic technology. *Materials Today*, v. 18, n. 2, p. 65 – 72, 2015.

PRADHAN, R. *Development of new parameter extraction schemes and maximum power point controllers for photovoltaic power systems*. Tese (Doutorado) — National Institute of technology Rourkela, 2014. Disponível em: <<http://ethesis.nitrkl.ac.in/5667/>>.

PRIYANKA; LAL, M.; SINGH, S. A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 91, n. 2-3, p. 137 – 142, 2007.

RANSOME, S.; SUTTERLUETI, J. Degradation analysis of pv technologies using nrel and gantner instruments outdoor data. In: *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 3441–3446.

REITER, R. D. de O. *Análise e Projeto de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Parcialmente Sombreados*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, Agosto 2016.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. *Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control*. Springer London, 2012. (Green Energy and Technology). ISBN 9781447123484. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=fTVTjKifC2MC>>.

REN 21. *Renewables 2017 Global Status Report*. [S.l.], 2017. Acessado em 30/09/2017. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf>.

REZENDE, S. *Materiais e Dispositivos Eletrônicos*. Editora Livraria da Física, 2004. ISBN 9788588325272. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=YNo7KGEfrlYC>>.

SAGA, T. Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production. *NPG Asia Mater*, v. 2, p. 96–102, 2010.

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, Sept 1957.

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, September 1957.

SALAS, V. et al. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 90, n. 11, p. 1555 – 1578, 2006.

SANTOS, R. J. C. dos. *Ferramenta Computacional de Modelação do Desempenho de Painéis Fotovoltaicas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade da Beira Interior, Julho 2011.

SAUER, K. J.; ROESSLER, T.; HANSEN, C. W. Modeling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in pvsyst. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 5, n. 1, p. 152–158, Jan 2015.

SHANNAN, N. M. et al. Two-diode model for parameters extraction of photovoltaic module under temperature variation. *IEICE Electronics Express*, The Institute of Electronics, Information and Communication Engineers, v. 12, n. 19, p. 20150492–20150492, 2015.

SHOCKLEY, W. The theory of p-n junctions in semiconductors and p-n junction transistors. *The Bell System Technical Journal*, v. 28, n. 3, p. 435–489, July 1949.

SHOCKLEY, W.; QUEISSER, H. J. Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. *Journal of Applied Physics*, v. 32, n. 3, p. 510–519, 1961.

SHOCKLEY, W.; READ, W. T. Statistics of the recombinations of holes and electrons. *Phys. Rev.*, American Physical Society, v. 87, p. 835–842, Sep 1952. Disponível em: <<http://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRev.87.835>>.

SHONGWE, S.; HANIF, M. Comparative analysis of different single-diode PV modeling methods. *IEEE J. Photovolt.*, v. 5, n. 3, p. 938–946, May 2015.

SILVA, A. da. *Estudo comparativo entre técnicas de seguimento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2018.

SILVA, E. A. et al. Parameter estimation method to improve the accuracy of photovoltaic electrical model. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 6, n. 1, p. 278–285, Jan 2016.

SILVA, E. A. da. *Técnicas de estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2015.

SINGH, N. S.; JAIN, A.; KAPOOR, A. Determination of the solar cell junction ideality factor using special trans function theory (stft). *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 93, n. 8, p. 1423 – 1426, 2009.

SINGH, P.; RAVINDRA, N. Temperature dependence of solar cell performance—an analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 101, p. 36 – 45, 2012.

SOLAR ELETRIC SUPPLY, INC. 2017. Disponível em: <[https://www.solarelectricsupply.com/media/custom/pdf/JA-Solar-JAM6\(k\)-60-Mono-280-300-PR-datasheet.pdf](https://www.solarelectricsupply.com/media/custom/pdf/JA-Solar-JAM6(k)-60-Mono-280-300-PR-datasheet.pdf)>. Acesso em: 25/12/2017.

SOON, J. J.; LOW, K. S. Photovoltaic model identification using particle swarm optimization with inverse barrier constraint. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 27, n. 9, p. 3975–3983, Sept 2012.

SOTO, W. D.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 78 – 88, 2006.

SOUSA, J. M. T. de. *Funcionamento e aplicações de células fotovoltaicas de terceira geração*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Politécnico de Coimbra, 2011.

SOUZA, K. C. A. de. *Estudo e Otimização de Conversores Estáticos Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Comercial*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Agosto 2009.

SOUZA, R. di. *Introdução a sistemas de energia solar fotovoltaica*. [S.l.], 2014.

TAMRAKAR, R.; GUPTA, A. A Review: extraction of solar cell modelling parameters. *IJIREICE*, v. 3, n. 1, p. 55 – 60, january 2015.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira: uma perspectiva. *Novos Estudos - CEBRAP*, scielo, p. 47 – 69, 11 2007.

TORCZON, V. On the convergence of pattern search algorithms. *SIAM Journal on Optimization*, v. 7, n. 1, p. 1–25, 1997.

TRETER, M. E. *Desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados e monitoramento online de centrais de geração solar fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, Julho 2016.

UFPR. *Teoria de Operação*. 200. Acessado em 20/10/2018. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/edu/Sensores/2000/gisah/teoria.htm>>.

UNICAMP. *Revisão dos modelos – Diodos e Transistores*. 2003. Acessado em 20/10/2018. Disponível em: <<http://www.demic.fee.unicamp.br/~elnatan/ee640/1a%20Aula.pdf>>.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *International energy outlook 2017*. [S.l.], 2017. Disponível em: <[www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2017).pdf)>. Acesso em: 30/09/2017.

VARSHNI, Y. Temperature dependence of the energy gap in semiconductors. *Physica*, v. 34, n. 1, p. 149 – 154, 1967.

VCBM. Voltage and current based mppt of solar arrays under variable insolation and temperature conditions. In: *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–5.

VEERACHARY, M. Power tracking for nonlinear pv sources with coupled inductor sepic converter. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, v. 41, n. 3, p. 1019–1029, July 2005.

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, May 2009.

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, May 2009.

VITORINO, M. A. et al. Using the model of the solar cell for determining the maximum power point of photovoltaic systems. In: *Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–10.

VOKAS, G. A.; MACHIAS, A. V.; SOUFLIS, J. L. Computer modeling and parameters estimation for solar cells. In: *Electrotechnical Conference, 1991. Proceedings., 6th Mediterranean*. [S.l.: s.n.], 1991. p. 206–209 vol.1.

WANG, J.-C. et al. High-accuracy maximum power point estimation for photovoltaic arrays. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 95, n. 3, p. 843 – 851, 2011.

WANG, X. et al. A new method of mppt control based on the model of photovoltaic array. In: *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. [S.l.: s.n.], 2011.

WASYNEZUK, O. Dynamic behavior of a class of photovoltaic power systems. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102, n. 9, p. 3031–3037, Sept 1983.

WATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *BP Statistical Review of World Energy June 2017*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>>. Acesso em: 30/09/2017.

WEHR, G. *Otimização e desenvolvimento de células solares industriais em substratos de silício multicristalino*. Dissertação (Mestrado) — Pontífica Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Maio 2008.

WOLF, M.; NOEL, G. T.; STIRN, R. J. Investigation of the double exponential in the current-voltage characteristics of silicon solar cells. *IEEE Transactions on Electron Devices*, v. 24, n. 4, p. 419–428, Apr 1977.

WOLF, P.; BENDA, V. Identification of {PV} solar cells and modules parameters by combining statistical and analytical methods. *Solar Energy*, v. 93, p. 151 – 157, September 2013.

WURFEL, U. et al. Impact of charge transport on current-voltage characteristics and power-conversion efficiency of organic solar cells. *Nat. Commun*, v. 6, 2015.

XIAO, W.; DUNFORD, W. G. A modified adaptive hill climbing mppt method for photovoltaic power systems. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3, p. 1957–1963 Vol.3.

XIAO, W.; DUNFORD, W. G.; CAPEL, A. A novel modeling method for photovoltaic cells. *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, Aachen, Alemanha, v. 3, p. 1950–1956, 2004.

XIAO, W.; DUNFORD, W. G.; CAPEL, A. A novel modeling method for photovoltaic cells. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3, p. 1950–1956 Vol.3.

YAMAGUCHI, M. Iii-v compound multi-junction solar cells: present and future. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 75, n. 1-2, p. 261 – 269, 2003.

YAMAGUCHI, M. et al. Multi-junction iii-v solar cells: current status and future potential. *Solar Energy*, v. 79, n. 1, p. 78 – 85, 2005.

YAMAMOTO, T. Historical developments in convergence analysis for newton's and newton-like methods. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, v. 124, n. 1-2, p. 1 – 23, 2000. Numerical Analysis 2000. Vol. IV: Optimization and Nonlinear Equations.

YE, M.; WANG, X.; XU, Y. Parameter extraction of solar cells using particle swarm optimization. *Journal of Applied Physics*, v. 105, n. 9, 2009.

YEH, N.; YEH, P. Organic solar cells: Their developments and potentials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 21, p. 421 – 431, 2013.

YETAYEW, T. T.; JYOTHSNA, T. R. Improved single-diode modeling approach for photovoltaic modules using data sheet. In: *2013 Annual IEEE India Conference (INDICON)*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–6.

YORDANOV, G. H.; MIDTGARÅRD, O. M. Physically-consistent parameterization in the modeling of solar photovoltaic devices. In: *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–4.

ZHANG, L.; AL-AMOUDI, A.; BAI, Y. Real-time maximum power point tracking for grid-connected photovoltaic systems. In: *Power Electronics and Variable Speed Drives, 2000. Eighth International Conference on (IEE Conf. Publ. No. 475)*. [S.l.: s.n.], 2000. p. 124–129.

ZWEIBEL, K.; HERSCH, P.; INSTITUTE, S. E. R. *Basic photovoltaic principles and methods*. [S.l.]: Van Nostrand Reinhold, 1984. ISBN 9780442281267.

APÊNDICE A – ALGORITMO DE TRATAMENTO DE IMAGENS

O algoritmo para obter o conjunto de pontos (X,Y) de uma determinada curva do *datasheet* é descrito a seguir. Entretanto, antes de ser iniciado, deve-se salvar a imagem vetorizada de cada curva $I - V$ como uma imagem BMP em preto e branca, contendo também dois pontos limites dos eixos (corrente e tensão mínima e máxima), incluídos manualmente com o auxílio de algum *software* editor de imagem.

```
clear all
close all
clc
%
% Carrega os limites da figura (deve ser atualizado sempre que
% usar um datasheet diferente)
%
Vmax = 40;
Imax = 9;
%
% Carrega e mostra a imagem
img1 = imread('IV_S1000.bmp');
figure(1);
imshow(img1);
% Visualiza como irá ficar o contorno da curva
img2 = bwperim(img1,8);
figure(2);
imshow(img2);
% Define os pontos limites dos eixos X e Y e o ponto inicial no
% qual o contorno será traçado (através da figure(2), usando o
% data cursor)
% Ponto inferior esquerdo
X1 = 245;
Y1 = 3905;
% Ponto superior direito
X2 = 3281;
Y2 = 689;
% Ponto inicial
Xinic = 242;
Yinic = 979;
```

```

[Ymax, Xmax] = size(img2);
% Encontra o contorno da curva original e armazena o resultado
% em uma matriz
img3 = bwtraceboundary(img1, [Yinic, Xinic], 'E', 8);
% Define os vetores X e Y do contorno da curva
X = img3(:,2);
Y = img3(:,1);
% Reflete o eixo Y (o eixo Y de uma figura começa no topo e de
% um gráfico começa na base)
Y = Ymax - Y;
% Retira o offset X1 e Y1 dos limites dos eixos
X = X - X1;
Y = Y - (Ymax - Y1);
% Plota o contorno da curva em forma de gráfico
figure(3)
plot(X, Y)
% Organiza os pontos encontrados e elimina os valores negativos
% em X e Y
[Xord, I] = sort(X);
Yord = Y(I);
aux = Xord < 0;
indice = sum(aux);
Xord = Xord((indice+1):end);
Yord = Yord((indice+1):end);
aux = Yord < 0;
indice = sum(aux);
Xord = Xord(1:(end-indice));
Yord = Yord(1:(end-indice));
% Determina a curva média baseado no contorno encontrado
N = length(Xord);
k = 1;
i = 1;
while (i <= N)
    Xmed = Xord(i);
    indice = (Xord == Xmed);
    Ymed = sum(indice.*Yord)/(sum(indice));
    Xnovo(k) = Xmed;
    Ynovo(k) = Ymed;
    i = i + sum(indice);

```

```

        k = k + 1;
    end
    % Escalona os eixos X e Y para ficar nas escalas da figura ori
    ginal
    X = X*(Vmax/abs(X2-X1)); % O eixo X vai de 0 a Vmax
    Y = Y*(Imax/abs(Y2-Y1)); % O eixo Y vai de 0 a Imax
    Xfinal = Xnovo*(Vmax/abs(X2-X1)); % O eixo X vai de 0V a Vmax
    Yfinal = Ynovo*(Imax/abs(Y2-Y1)); % O eixo Y vai de 0A a Imax
    % Plota o contorno e a curva média encontrada para comparação
    figure(4)
    plot(X,Y, 'b')
    hold on
    plot(Xfinal, Yfinal,'r')
    % Plota os pontos X e Y finais (que mais se adequam à curva ori
    ginal)
    figure(5)
    plot(Xfinal, Yfinal,'x')
    grid
    axis([0 Vmax 0 Imax]);
    V_curva = Xfinal;
    I_curva = Yfinal;
    % Salva os pontos (V,I) obtidos
    save('pontos.mat', 'V_curva', 'I_curva')

```