



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

EDUARDO JOSÉ BARBOSA

**TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA  
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASEADAS NOS MODELOS  
GLOBAIS NÃO LINEARES DE UM E DOIS DIODOS**

Recife

2023

EDUARDO JOSÉ BARBOSA

**TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA  
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASEADAS NOS MODELOS  
GLOBAIS NÃO LINEARES DE UM E DOIS DIODOS**

Tese apresentada 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

**Orientador:** Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti

**Coorientador:** Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo

Recife

2023

Catálogo na fonte  
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

B238t    Barbosa, Eduardo José.  
          Técnicas de seguimento do ponto de máxima potência para sistemas  
          fotovoltaicos baseadas nos modelos globais não lineares de um e dois diodos /  
          Eduardo José Barbosa, 2023.  
          217 f.: il.

          Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti.  
          Coorientador: Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo.  
          Tese (Doutorado)– Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa  
          de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Recife, 2023.  
          Inclui referências.

          1. Engenharia elétrica. 2. MPPT. 3. GMPP. 4. Irradiância. 5. Múltiplos  
          Picos. 6. Sombreamento parcial. I. Cavalcanti, Marcelo Cabral (Orientador). II.  
          Azevedo, Gustavo Medeiros de Souza (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG / 2023 - 133

# **EDUARDO JOSÉ BARBOSA**

## **"TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASEADAS NOS MODELOS GLOBAIS NÃO LINEARES DE UM E DOIS DIODOS"**

Tese apresentada 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, na área de concentração em Processamento de Energia.

Aprovada em: 22/05/2023

### **BANCA EXAMINADORA**

---

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

---

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

---

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

---

Prof. Dr. Fabricio Bradaschia  
(Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Alessandro Luiz Batschauer  
(Examinador Externo)  
Universidade do Estado de Santa Catarina

---

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

## AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos aos meus pais José André e Maria do Carmo, que sempre me apoiaram e foram exemplos de trabalho e perseverança a serem seguidos, e ao meu irmão André Antônio, que sempre esteve presente em minha vida. A minha namorada, Layne Cavalcante, pelo conforto de sua presença em momentos difíceis.

Agradeço aos professores Marcelo Cavalcanti e Gustavo Azevedo, pela orientação, confiança, paciência, prestatividade e, principalmente, pela amizade durante todo o doutorado.

Aos professores Fabrício Bradaschia, Francisco Neves, Alessandro Batschauer e Leandro Michels por aceitar participar da banca examinadora e pelas contribuições feitas no processo de avaliação.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPE, pelo convívio e ajuda cotidiana.

Agradeço aos amigos pesquisadores que me acompanharam durante essa árdua etapa, entre eles Rafael Cavalcanti, Eduardo Augusto, Carolina Caldeira, Antônio Dutra, Valdemar Santos, Thiago, Calebe Hermann, Márcio Rodrigo, Aline Cavalcanti, Arthur Szpak, e demais amigos do GEPAE/UFPE.

Agradeço especialmente ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) pela concessão da bolsa recebida durante os 46 meses do doutorado.

Aos demais amigos e colegas que direta ou indiretamente me apoiaram durante esta jornada.

Por fim, e mais importante de todos, a Deus, que proporcionou todas as oportunidades da minha vida.

## RESUMO

Devido à rápida expansão dos sistemas fotovoltaicos na última década, ficou clara a necessidade de localizar o ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* – MPP) para maximizar a energia solar capturada sob várias condições ambientais. Quando todos os módulos de um arranjo fotovoltaico recebem a mesma irradiação solar, técnicas tradicionais de seguimento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT) podem encontrar facilmente o MPP. Contudo, se os níveis de irradiância nos módulos fotovoltaicos não forem uniformes, encontrar o ponto de máxima potência global (*Global Maximum Power Point* – GMPP) para esses algoritmos fica inviável, uma vez que estas técnicas podem ficar operando em um máximo local enquanto o sombreamento permanecer. Um sombreamento parcial, que pode ocorrer a partir de nuvens, edifícios ou árvores, por exemplo, exhibe na curva potência-tensão um comportamento com múltiplos picos, uma vez que os módulos estão protegidos por diodos de desvio. Dessa forma, muitas aplicações em sistemas FV requerem elevadas velocidades de convergência de GMPP para minimizar perdas de energia. Neste contexto, neste trabalho são propostas duas técnicas que extraem o GMPP de uma curva tensão potência com múltiplos picos. Estas técnicas, são comparadas a técnicas recentes da literatura onde são obtidos resultados comparativos de simulação e experimentais além de terem seus fluxogramas apresentados. Vale salientar que técnicas baseadas em modelo reduzem as perdas de energia, pois têm respostas dinâmicas mais rápidas em comparação as técnicas heurísticas. Portanto, são propostas duas técnicas baseadas em modelo, sendo a técnica de MPCCG válida para séries e arranjos FV e a técnica de MPCCGM válida apenas para séries FV. Enquanto o algoritmo de MPCCG utiliza o modelo de dois diodos e a técnica Híbrida *Pattern Search* (TH-PS) para estimação de parâmetros a técnica de MPCCGM utiliza o modelo de um diodo reduzindo assim o esforço computacional exigido. Como ambas as técnicas são baseadas em modelo foi proposto um estimador de irradiância, cuja finalidade é estimar a irradiância de cada módulo a um baixo custo. Esse estimador pode servir também como monitoramento de uma usina fotovoltaica (FV), já que pode enviar as informações de irradiância para um computador central via Wi-Fi, pois utiliza para comunicação uma ESP8266. Por fim, após a modelagem do conversor utilizado para condições de MPPT, são fornecidos os resultados dinâmicos de simulações, utilizando o *software* MATLAB, e experimentais, por meio de uma bancada experimental, para várias condições climáticas. Estes resultados mostraram que os algoritmos propostos realizam com precisão e velocidade o seguimento de GMPP para diversas condições ambientais distintas, obtendo-se elevada eficiência em comparação aos melhores algoritmos selecionados. Também obteve-se com elevada precisão resultados experimentais do estimador de irradiância proposto. Utilizando um módulo FV real e o piranômetro de um extrator de curva vendido comercialmente encontrou-se um erro médio baixo para medições durante mais de três horas.

Palavras-chave: MPPT, GMPP, Irradiância, Múltiplos Picos, Sombreamento Parcial.

## ABSTRACT

Due to the rapid expansion of photovoltaic systems in the last decade, the need to locate the Maximum Power Point (MPP) became evident in order to maximize solar energy capture under various environmental conditions. When all modules in a photovoltaic array receive the same solar irradiation, traditional Maximum Power Point Tracking (MPPT) techniques can easily find the MPP. However, if the irradiance levels on the photovoltaic modules are not uniform, finding the Global Maximum Power Point (GMPP) becomes challenging for these algorithms as they may operate at a local maximum while shading persists. Partial shading, which can occur from clouds, buildings, or trees, for example, exhibits a power-voltage curve with multiple peaks since the modules are protected by bypass diodes. Therefore, many applications in PV systems require high GMPP convergence speeds to minimize energy losses. In this context, this work proposes two techniques to extract the GMPP from a voltage-power curve with multiple peaks. These techniques are compared to recent techniques from the literature, with comparative simulation and experimental results, along with their flowcharts being presented. It is worth noting that model-based techniques reduce energy losses as they have faster dynamic responses compared to heuristic techniques. Therefore, two model-based techniques are proposed: the MPCCG technique valid for series and PV arrays, and the MPCCGM technique valid only for series PV arrays. While the MPCCG algorithm uses the two-diode model and the Hybrid Pattern Search (TH-PS) technique for parameter estimation, the MPCCGM technique uses the one-diode model, reducing the computational effort required. As both techniques are model-based, an irradiance estimator is proposed, aiming to estimate the irradiance of each module at low cost. This estimator can also serve as monitoring for a photovoltaic plant, as it can send irradiance information to a central computer via Wi-Fi, using an ESP8266 for communication. Finally, after modeling the converter used for MPPT conditions, dynamic simulation results using MATLAB software and experimental results from a test bench under various weather conditions are provided. These results demonstrate that the proposed algorithms accurately and swiftly track the GMPP for different environmental conditions, achieving high efficiency compared to the best-selected algorithms. The proposed irradiance estimator also yields highly precise experimental results. By utilizing a real PV module and a commercially available curve tracer's pyranometer, a low average error was found for measurements over three hours.

Keywords: MPP, MPPT, GMPP, Irradiance, Multiple Peaks, Partial Shading.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Comparação de crescimento da potência instalada mundial de sistemas fotovoltaicos e eólicos nos últimos 5 anos. . . . .	26
Figura 2 – Características de uma curva P-V com e sem sombreamento. Curva Vermelha: 12 módulos com $1000W/m^2$ ; Curva azul: 12 módulos distribuídos com as irradiâncias $1000W/m^2$ , $600W/m^2$ , $700W/m^2$ , $900W/m^2$ , $300W/m^2$ e $250W/m^2$ ; Curva preta: 12 módulos distribuídos com as irradiâncias $1000W/m^2$ , $950W/m^2$ , $100W/m^2$ , $400W/m^2$ , $300W/m^2$ e $200W/m^2$ . . . . .	27
Figura 3 – Quantidade de resultados encontrados no <i>Google Scholar</i> (por ano) ao buscar palavras-chave relacionadas a rastreamentos do ponto de máxima potência global. Pesquisa feita em 31/12/2022. . . . .	28
Figura 4 – Configuração de sistemas FV formado por um arranjo FV e um inversor c.c. - c.a. . . . .	37
Figura 5 – Configuração de Arranjo Fotovoltaico Formado por Sistema Central. . . . .	38
Figura 6 – Configurações de sistemas descentralizados. . . . .	39
Figura 7 – Outras configurações do sistema fotovoltaico. . . . .	40
Figura 8 – Características de uma curva I-V de um módulo FV que opera numa região de polarização reversa. . . . .	41
Figura 9 – Características de curvas P-V sob sombreamento com e sem diodos de desvio. . . . .	42
Figura 10 – Curva P-V típica com dois aglomerados contendo cada uma três picos subsequentes. . . . .	46
Figura 11 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta em (BAŞOĞLU, 2019). . . . .	47
Figura 12 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta em (BOZTEPE <i>et al.</i> , 2014). . . . .	49
Figura 13 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta em (WANG; LI; RUAN, 2016). . . . .	49
Figura 14 – Comparação entre as técnicas propostas em (BOZTEPE <i>et al.</i> , 2014) e (Furtado <i>et al.</i> , 2018). . . . .	50
Figura 15 – Arranjo FV com seis módulos em série. . . . .	55

Figura 16 – Curva I-V e P-V de série FV com 6 módulos. . . . .	56
Figura 17 – Curva P-V de série FV com 6 módulos. . . . .	57
Figura 18 – Fluxograma da técnica proposta por (HASHEMZADEH, 2019) para estimacão de GMPP de um arranjo fotovoltaico. . . . .	58
Figura 19 – Curva I-V e P-V de um arranjo FV composto de duas sérias FV. . . . .	59
Figura 20 – Arranjo FV composto por mais de duas sérias FV. . . . .	59
Figura 21 – Arranjo fotovoltaico incluindo duas sérias fotovoltaicas. . . . .	60
Figura 22 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	63
Figura 23 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	63
Figura 24 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	64
Figura 25 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	65
Figura 26 – Fluxograma da técnica de (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	66
Figura 27 – Processo de rastreio do método M-MPT. . . . .	68
Figura 28 – Curva I-V para aplicao do método da parábola durante um sobreamento parcial. . . . .	70
Figura 29 – Fluxograma da técnica proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022). . . . .	74
Figura 30 – Representao do circuito equivalente do modelo FV de um diodo. . . . .	76
Figura 31 – Representao do circuito equivalente do modelo FV de diodo duplo. . . . .	77
Figura 32 – Comparao entre as curvas obtidas pela técnica TH-PS e as curvas do datasheet para o módulo KC200GT: (a) para diferentes irradiâncias e mesma temperatura e (b) para diferentes temperaturas e mesma irradiância. . . . .	81
Figura 33 – Curvas obtidas para o módulo mSi0251: (a) curvas de treinamento e (b) validao das curvas obtidas para o modelo de dois diodos usado em uma das propostas de GMPPTs. . . . .	82
Figura 34 – Curvas obtidas para o módulo CdTe75638: (a) curvas de treinamento e (b) validao das curvas obtidas para o modelo de dois diodos usado em uma das propostas de GMPPTs. . . . .	82
Figura 35 – Valores de $k\%$ em funo de S e T para o módulo KC200GT. . . . .	83
Figura 36 – Esquemático geral da técnica de MPCCG . . . . .	84
Figura 37 – Posio dos picos locais para uma séria FV em uma condio de sobreamento parcial. . . . .	85
Figura 38 – Aplicao da técnica de MPCCG a uma séria FV. . . . .	87

Figura 39 – Padrão de busca da técnica de MPCCG. . . . .	90
Figura 40 – Arranjo FV $m \times n$ . . . . .	92
Figura 41 – Modelo do circuito para dois módulos em série. . . . .	93
Figura 42 – Busca do GMPP para um arranjo FV utilizando o algoritmo de MPCCG. . . . .	94
Figura 43 – Fluxograma do algoritmo MPCCG. . . . .	96
Figura 44 – Fluxograma da subrotina global do algoritmo MPCCG. . . . .	97
Figura 45 – Arranjo FV formado por 12 módulos. . . . .	98
Figura 46 – Exemplo do funcionamento da técnica de MPCCG. . . . .	98
Figura 47 – Exemplo do funcionamento da técnica de MPCCG - Fase Global. . . . .	99
Figura 48 – Exemplo do funcionamento da técnica de MPCCG - Fase Local. . . . .	100
Figura 49 – Série FV contendo $n$ módulos e seus diodos de passagem associados. . . . .	101
Figura 50 – Circuito equivalente do modelo de diodo único. . . . .	101
Figura 51 – Curva P-V de um módulo; a parte destacada indica a seção em que o MPP é buscado. . . . .	102
Figura 52 – Fluxograma da técnica de MPCC. . . . .	103
Figura 53 – Fluxograma da técnica de MPCCGM. . . . .	105
Figura 54 – Curvas para análise da técnica de MPCCGM. . . . .	106
Figura 55 – Comparação entre a corrente de curto circuito e a corrente de MPP de cada módulo de uma determinada série FV. . . . .	107
Figura 56 – Curva de erro da técnica de MPCCGM. . . . .	108
Figura 57 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada à variação da resistência série. . . . .	109
Figura 58 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada à variação da resistência paralela. . . . .	111
Figura 59 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada a variação do fator de idealidade. . . . .	112
Figura 60 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada a variação da corrente fotogerada. . . . .	112
Figura 61 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada a variação da corrente de saturação. . . . .	113
Figura 62 – Esquemático do Estimador. . . . .	116
Figura 63 – Avaliação do erro de medição em tensão. . . . .	118
Figura 64 – Avaliação do erro de medição em corrente. . . . .	118

Figura 65 – Avaliação do erro de medição em temperatura. . . . .	119
Figura 66 – Avaliação de erros para uma tabela do tipo 16x16x16. . . . .	120
Figura 67 – Avaliação de erros para uma tabela do tipo 64x64x64. . . . .	120
Figura 68 – Avaliação de erros para uma tabela do tipo 16x128x128. . . . .	121
Figura 69 – Tabela Tridimensional. . . . .	122
Figura 70 – Primeira etapa da interpolação trilinear. . . . .	123
Figura 71 – Segunda e terceira etapas da interpolação trilinear . . . . .	124
Figura 72 – Comparativo entre as irradiâncias medidas e estimadas. . . . .	125
Figura 73 – Representação do conversor <i>buck-boost</i> conectado a um módulo FV. . .	127
Figura 74 – Representação analógica. . . . .	130
Figura 75 – Diagrama de Bode. . . . .	130
Figura 76 – Diagrama de Bode com o avanço de fase. . . . .	131
Figura 77 – Diagrama esquemático de um estágio de conversão FV e das técnicas propostas de GMPPT em simulações. . . . .	132
Figura 78 – Diagramas utilizados em simulação da série FV 12x1 e do arranjo 6x2. .	134
Figura 79 – Curva P-V dividida em três zonas: Zona 1 (0-150V), Zona 2 (150V-250V) e Zona 3 (250V-Voc). . . . .	135
Figura 80 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série fotovoltaica 12x1 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias. . . . .	136
Figura 81 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série FV 12x1 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias utilizando o estimador proposto em (MOBARAK; BAUMAN, 2022). . . . .	137
Figura 82 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série FV 12x1 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias utilizando o estimador proposto nesta tese. . . . .	138
Figura 83 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série fotovoltaica 12x1 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias. . . . .	139
Figura 84 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para o arranjo FV 6x2 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias. . . . .	140
Figura 85 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para o arranjo fotovoltaico 6x2 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias. . . . .	140
Figura 86 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para o arranjo FV 12x1 a 75°C com 6 irradiâncias aleatórias. . . . .	141

Figura 87 – Curvas P-V utilizadas no primeiro resultado de simulação. Curva 1: $V_{GMPP} = 107 \text{ V } 25^{\circ}\text{C}$ , Curva 2: $V_{GMPP} = 220\text{V } 75^{\circ}\text{C}$ , Curva 3: $V_{GMPP} = 200\text{V } 50^{\circ}\text{C}$ . . . . .	144
Figura 88 – Formas de onda da série FV obtidas para o primeiro teste. . . . .	144
Figura 89 – Curvas P-V utilizadas no segundo teste. . . . .	145
Figura 90 – Resultados de Simulação referentes ao segundo teste (Potência FV): Comparação entre MPCCG, MPCCG + <i>P&amp;O</i> (HASHEMZADEH, 2019) e (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	145
Figura 91 – Curvas P-V utilizadas no terceiro de teste. . . . .	146
Figura 92 – Resultados de Simulação referentes ao terceiro teste (Potência FV): Comparação entre MPCCG, MPCCG + <i>P&amp;O</i> (HASHEMZADEH, 2019) e (XU <i>et al.</i> , 2021).. . . . .	147
Figura 93 – Curvas P-V utilizadas nos testes. . . . .	149
Figura 94 – Resultados de simulação obtidos para os quatro testes. . . . .	150
Figura 95 – Resultados comparativos das técnicas propostas e das três utilizadas para comparação. . . . .	153
Figura 96 – Painel frontal da Regatron modelo tipo: TC.P.10.1000.400.S. . . . .	155
Figura 97 – Janela de configuração dos parâmetros de controle da fonte Regatron. . . . .	155
Figura 98 – Chroma (62050H – 600S). . . . .	156
Figura 99 – Diagrama do protótipo experimental usado para validar as fontes emu- ladoras de módulos FV. . . . .	157
Figura 100 – Curvas extraídas do traçador mostrando a corrente atingindo um nível elevado para seis módulos. . . . .	159
Figura 101 – Curva P-V - traçador de curvas. . . . .	160
Figura 102 – Curva I-V - Traçador de Curvas. . . . .	160
Figura 103 – Operação do Traçador de Curvas no Osciloscópio para $400\text{W}/\text{m}^2$ . . . . .	161
Figura 104 – Operação do Traçador de Curvas no Osciloscópio para $1000\text{W}/\text{m}^2$ . . . . .	161
Figura 105 – Curvas I-V - conversor <i>buck-boost</i> - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de $200 \text{ W}/\text{m}^2$ a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ . . . . .	162
Figura 106 – Curva P-V - conversor <i>buck-boost</i> - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de $200 \text{ W}/\text{m}^2$ a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ . . . . .	163
Figura 107 – Curva I-V - conversor <i>buck-boost</i> - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de $200 \text{ W}/\text{m}^2$ a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ . . . . .	164

Figura 108 – Curva P-V - conversor <i>buck-boost</i> - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de 200 W/m <sup>2</sup> a 1000 W/m <sup>2</sup> . . . . .	164
Figura 109 – Degrau de Tensão - Conversor Buck-Boost - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de 200 a 1000W/m <sup>2</sup> . . . . .	165
Figura 110 – Degrau de Corrente - Conversor Buck-Boost - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de 200 a 1000W/m <sup>2</sup> . . . . .	165
Figura 111 – Degrau de Potência - Conversor Buck-Boost - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de 200 a 1000W/m <sup>2</sup> . . . . .	166
Figura 112 – Degrau de Tensão - Conversor Buck-Boost - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de 200 a 1000W/m <sup>2</sup> . . . . .	166
Figura 113 – Degrau de Corrente - Conversor Buck-Boost - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de 200 a 1000W/m <sup>2</sup> . . . . .	167
Figura 114 – Degrau de Potência - Conversor Buck-Boost - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de 200 a 1000W/m <sup>2</sup> . . . . .	167
Figura 115 – Esquemático para o primeiro experimento relacionado ao comportamento transitório de fontes. . . . .	168
Figura 116 – Chroma - Curvas para diferentes valores de $\tau$ . . . . .	169
Figura 117 – Regatron - Curvas para diferentes valores de $\tau$ . . . . .	169
Figura 118 – Transitório na curva IxV do ponto de partida à 1000W/m <sup>2</sup> . . . . .	170
Figura 119 – Transitório na curva IxV de 1000 à 600W/m <sup>2</sup> . . . . .	171
Figura 120 – Controle Antigo - Transitório em PxV para curvas sombreadas utilizando a técnica de MPCCG. . . . .	172
Figura 121 – Controle antigo - transitório da corrente e da tensão pelo tempo para curvas sombreadas utilizando a técnica de MPCCG. . . . .	173
Figura 122 – Controle novo - transitório em PxV para curvas sombreadas utilizando a técnica de MPCCG. . . . .	173
Figura 123 – Controle novo - transitório da corrente e da tensão pelo tempo para curvas sombreadas utilizando a técnica de MPCCG. . . . .	174
Figura 124 – Condição limite da fonte Regatron. . . . .	175
Figura 125 – Condição limite da fonte Chroma. . . . .	175
Figura 126 – Comparação de Curva IxV para Irradianca de 1000 W/m <sup>2</sup> . . . . .	182
Figura 127 – Estimador Proposto. . . . .	183
Figura 128 – Diagrama esquemático para a estimação de irradiância . . . . .	184

Figura 129 – Configuração experimental do estimador - Parte 1 . . . . .	185
Figura 130 – Setup para avaliação experimental do estimador - Parte 2. . . . .	186
Figura 131 – Comparação entre os valores fornecidos pelo piranômetro e pelo estimador. 187	
Figura 132 – Resultados de estimação de irradiância para o estimador proposto. . . .	188
Figura 133 – Arranjo experimental para implementação das técnicas de GMPPT . .	190
Figura 134 – Configuração da montagem experimental para as técnicas de GMPPT para séries FV e arranjos FV. . . . .	192
Figura 135 – Curvas PV utilizadas no teste 1 para 25°C: Curva 1: $V_{GMPP} = 347V$ , Curva 2: $V_{GMPP} = 107V$ , $V_{GMPP} = 162V$ . . . . .	194
Figura 136 – Formas de onda experimentais representando a corrente, tensão e po- tência da série FV utilizada no teste 1. . . . .	194
Figura 137 – Curvas PV utilizadas no teste 2: Curva 1: $V_{GMPP} = 107V$ 25°C, Curva 2: $V_{GMPP} = 220V$ 75°C, $V_{GMPP} = 200V$ 50°C. . . . .	195
Figura 138 – Formas de onda experimentais da série FV utilizada no teste 2. . . . .	195
Figura 139 – Curvas PV utilizadas no teste 3. . . . .	196
Figura 140 – Resultados do terceiro teste experimental (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCG + P&O, (HASHEMZADEH, 2019) e (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	197
Figura 141 – Curvas PV utilizadas no teste 4. . . . .	197
Figura 142 – Resultados do quarto teste experimental (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCG + P&O, (HASHEMZADEH, 2019) e (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	198
Figura 143 – Avaliação por meio de representação gráfica das técnicas comparadas em cada um dos critérios selecionados. (a) MPCCG, (b) MPCCG + P&O, (c) (HASHEMZADEH, 2019), (d) (XU <i>et al.</i> , 2021). . . . .	200
Figura 144 – Curvas P-V para os resultados experimentais comparativos da técnica de MPCCGM. . . . .	201
Figura 145 – Formas de onda experimentais da série FV utilizada no teste 1-4-5. . .	202
Figura 146 – Formas de onda experimentais da série FV utilizada no teste 1-6-7. . .	202
Figura 147 – Resultados do teste experimental 1-4-5 (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCGM, (HASHEMZADEH, 2019), (XU <i>et al.</i> , 2021) e (MOBARAK; BAUMAN, 2022). . . . .	203

Figura 148–Resultados do teste experimental 1-6-7 (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCGM, (HASHEMZADEH, 2019), (XU <i>et al.</i> , 2021) e (MOBARAK; BAUMAN, 2022). . . . .	203
Figura 149–Tensão de GMPP do teste 1-4-5. Erro de tensão de (MOBARAK; BAUMAN, 2022) para a segunda transição. . . . .	203

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Análise comparativa das técnicas apresentadas em (KERMADI <i>et al.</i> , 2020). . . . .	30
Tabela 2 – Análise comparativa das técnicas de GMPPT comentadas. . . . .	53
Tabela 3 – Parâmetros estimados para os módulos KC200GT, mSi0251 e CdTe75638 PV usando a técnica TH-PS. . . . .	81
Tabela 4 – Parâmetros dos módulos para o exemplo fornecido. . . . .	107
Tabela 5 – Especificações do conversor <i>buck-boost</i> . . . . .	128
Tabela 6 – Padrões de irradiâncias utilizados para o arranjo 6x2. . . . .	139
Tabela 7 – Parâmetros de uma série FV de 12 módulos do tipo Kyocera KC200GT. . . . .	143
Tabela 8 – Valores dos Padrões de Sombreamento. . . . .	143
Tabela 9 – Caso teste 2 e 3: resultados quantitativos de simulação. . . . .	148
Tabela 10 – Característica dos padrões de irradiância. . . . .	149
Tabela 11 – Resultados de Simulação apresentados na Figura 94. . . . .	152
Tabela 12 – Especificação Regatron e Chroma . . . . .	156
Tabela 13 – Especificações do conversor buck-boost. . . . .	157
Tabela 14 – Especificações dos componentes básicos do conversor buck-boost. . . . .	158
Tabela 15 – Taxa de variação de tensão durante o funcionamento do traçador de curvas. . . . .	161
Tabela 16 – Valores Discretos de R e C utilizados para o primeiro experimento. . . . .	168
Tabela 17 – EMAPN - PVA-1000S . . . . .	177
Tabela 18 – NRSMD - PVA-1000S . . . . .	177
Tabela 19 – EMAPN - conversor <i>buck-boost</i> - um módulo . . . . .	177
Tabela 20 – NRSMD - conversor <i>buck-boost</i> - um módulo . . . . .	177
Tabela 21 – EMAPN - conversor <i>buck-boost</i> - seis módulos . . . . .	178
Tabela 22 – NRSMD - conversor <i>buck-boost</i> - seis módulos . . . . .	178
Tabela 23 – Erro Absoluto - conversor <i>buck-boost</i> - um módulo . . . . .	179
Tabela 24 – Sobressinal - conversor <i>buck-boost</i> - um módulo . . . . .	179
Tabela 25 – Tempo de acomodação - conversor buck-boost - um módulo . . . . .	180
Tabela 26 – Erro absoluto - conversor <i>buck-boost</i> - seis módulos . . . . .	180
Tabela 27 – Sobressinal - conversor <i>buck-boost</i> - seis módulos . . . . .	181

Tabela 28 – Tempo de acomodação - conversor <i>buck-boost</i> - seis módulos . . . . .	181
Tabela 29 – Propriedades PVA - 1000S . . . . .	182
Tabela 30 – Especificações do módulo utilizado. . . . .	183
Tabela 31 – Parâmetros do arranjo FV utilizado. . . . .	190
Tabela 32 – Parâmetros do conversor confeccionado em laboratório. . . . .	190
Tabela 33 – Valores dos Padrões de Sombreamento. . . . .	193
Tabela 34 – Teste 3 e 4: Resultados experimentais quantitativos. . . . .	199
Tabela 35 – Teste 1-4-5 e 1-6-7: Resultados experimentais quantitativos. . . . .	204

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACOA	<i>Adaptive Cuckoo Search Optimization</i> - Otimização por Busca Adaptativa de Cuco
ACO	<i>Ant Colony Optimization</i> - Otimização de Colônias de Formigas
ANN	<i>Artificial Neural Network</i> - Rede Neural Artificial
c.c.	Corrente Contínua
c.a.	Corrente Alternada
DFO	<i>Dragonfly Optimization</i> - Otimização da Libélula
EA-P&O	<i>Enhanced Adaptive Perturb and Observe</i> - Pertube e Observe Adaptativo e Melhorado
EHY	<i>Effective Hybrid PSO – SSJ</i> - PSO - SSJ Híbrido Eficaz
FFOA	<i>Fruit Fly Optimization</i> - Otimização da Mosca da Fruta
FLC	<i>Fuzzy Logic Controller</i> - Controlador Baseado em Lógica Difusa
FPA	<i>Flower Pollination Algorithm</i> - Algoritmo de Polinização da Flor
GMPP	<i>Global Maximum Power Point</i> - Ponto de Máxima Potência Global
GMPPT	<i>Global Maximum Power Point Tracking</i> - Seguimento do Ponto de Máxima Potência Global
HC	<i>Hill Climbing</i> - Escalada de Colinas
INC	<i>Incremental Conductance</i> - Condutância Incremental
MCS	<i>Modified Cuckoo Search</i> - Pesquisa de Cuco Modificada
MPCCG	Máxima Potência da Curva Caracaterística Global
MPCCGM	Máxima Potência da Curva Caracaterística Global Melhorada
MPCC	Máxima Potência da Curva Caracaterística

M-MPT	<i>Modified Maximum Power Trapezium</i> - Trapézio de Máxima Potência Modificado
MPP	<i>Maximum Power Point</i> - Ponto de Máxima Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> - Seguimento do Ponto de Máxima Potência
MPT	<i>Maximum Power Trapezium</i> - Trapézio de Máxima Potência
MIC	<i>Modified Incremental Conductance</i> - Condutância Incremental Modificado
P&O	<i>Perturb and Observe</i> - Pertube e Observe
STC	<i>Standard Test Conditions</i> - Condições de Teste Padrão
VWS	<i>Voltage Window Search</i> - Busca Por Janela de Tensão

## LISTA DE SÍMBOLOS

$K_p$	Ganho proporcional
$K_i$	Ganho integral
$I$	Corrente elétrica
$I_{sc}$	Corrente de Curto-Circuito
$I_g$	Corrente Fotogerada
$I_{01}$	Corrente de saturação reversa do fenômeno de difusão
$I_{02}$	Corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação
$I_0$	Corrente de saturação reversa
$R_s$	Resistência série
$R_p$	Resistência paralela
$A$	Fator de idealidade para o modelo de um diodo
$A_1$	Fator de idealidade relativa ao fenômeno de difusão
$A_2$	Fator de idealidade relativo ao fenômeno de recombinação
$V_t$	Tensão térmica
$q$	Carga elétrica
$N_s$	Número de células associadas em série no módulo fotovoltaico
$N_p$	Número de células associadas em paralelo no módulo fotovoltaico
$K_B$	Constante de Boltzmann
$T$	Temperatura
$T_r$	Temperatura de referência
$S$	Irradiância
$V_{ls}$	Limite superior de tensão

$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$V_{oc,r}$	Tensão de circuito aberto de referência
$\alpha_{I_{sc}}$	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura
$\beta_{V_{oc}}$	Coefficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura
$\gamma_{R_s}$	Coefficiente exponencial da irradiância para resistência série
$\gamma_{R_p}$	Coefficiente exponencial da irradiância para resistência paralela
$V_{GMPP}$	Tensão do ponto de máxima potência de um arranjo fotovoltaico
$P_{GMPP}$	Potência do ponto de máxima potência de um arranjo fotovoltaico
$s$	Frequência de laplace

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	25
1.1	<i>MOTIVAÇÃO E OBJETIVO GERAL DA TESE DE DOUTORADO</i>	33
1.2	<i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS DA TESE DE DOUTORADO</i>	34
1.3	<i>CONTRIBUIÇÕES DA TESE DE DOUTORADO</i>	35
1.4	<i>ORGANIZAÇÃO TEXTUAL</i>	35
<b>2</b>	<b>ANÁLISE COMPARATIVA DAS TÉCNICAS GLOBAIS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DA LITERATURA</b>	37
2.1	<i>SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</i>	37
2.2	<i>TÉCNICAS GLOBAIS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA</i>	43
2.2.1	Revisão Bibliográfica das Técnicas Globais de Seguimento de GMPP	44
2.2.2	Técnica de Hashemzadeh	54
2.2.3	Técnica de Xu	62
2.2.4	Técnica de Mobarak	69
2.3	<i>CONCLUSÕES</i>	72
<b>3</b>	<b>ESTRATÉGIAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA GLOBAL BASEADAS EM MODELOS FOTOVOLTAICOS</b>	75
3.1	<i>MODELO FOTOVOLTAICO DE DOIS DIODOS</i>	75
3.1.1	Estimação dos parâmetros do módulo fotovoltaico usando TH-PS	79
3.2	<i>TÉCNICA DA MÁXIMA POTÊNCIA DA CURVA CARACTERÍSTICA GLOBAL - MPCCG</i>	82
3.2.1	MPCCG Para Arranjos Fotovoltaicos	91
3.2.2	Exemplo da Técnica de MPCCG	96
3.3	<i>GMPPT BASEADO EM MODELO FOTOVOLTAICO DE DIODO ÚNICO PARA SÉRIES FOTOVOLTAICAS - MPCCGM</i>	100
3.3.1	Exemplo Detalhado do Funcionamento da Técnica de MPCCGM	106
3.4	<i>VARIAÇÃO PARAMÉTRICA DE MÓDULOS FV</i>	109
3.4.1	Variação da resistência série	109

3.4.2	Variação da resistência paralela . . . . .	110
3.4.3	Variação do fator de idealidade . . . . .	110
3.4.4	Variação da corrente fotogerada . . . . .	111
3.4.5	Variação da corrente de saturação . . . . .	113
3.5	<i>COMPARATIVO ENTRE O MODELO DE DIODO ÚNICO E DIODO DUPLO . . . . .</i>	113
3.6	<i>ESTIMADOR DE IRRADIÂNCIA . . . . .</i>	115
3.6.1	Avaliação do erro de medição sobre a estimação . . . . .	117
3.6.2	Interpolação Trilinear . . . . .	121
3.6.3	Resultados de Simulação . . . . .	124
3.7	<i>CONCLUSÕES . . . . .</i>	125
4	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÕES DAS TÉCNICAS PROPOSTAS</b>	127
4.1	<i>MODELAGEM DO CONVERSOR BUCK BOOST . . . . .</i>	127
4.1.1	Projeto do Controlador Proporcional Integral (PI) . . . . .	129
4.2	<i>RESULTADOS DE SIMULAÇÕES E DISCUSSÕES . . . . .</i>	131
4.2.1	Resultados de simulações e discussões da proposta de MPCCG . . . . .	133
4.2.2	Resultados comparativos da técnica de MPCCG com técnicas da literatura	142
4.2.3	Resultados comparativos das técnicas propostas com outras técnicas da literatura . . . . .	148
4.3	<i>CONCLUSÕES . . . . .</i>	152
5	<b>AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DE FONTES EMULADORAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E RESULTADOS EXPERI- MENTAIS DAS TÉCNICAS PROPOSTAS . . . . .</b>	154
5.1	<i>FONTES EMULADORAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS . . . . .</i>	154
5.1.1	Regatron . . . . .	154
5.1.2	Chroma . . . . .	155
5.1.3	Conversor Buck-Boost . . . . .	156
5.1.4	Resultados dos Experimentos . . . . .	158
5.2	<i>RESULTADOS EXPERIMENTAIS DO ESTIMADOR . . . . .</i>	181
5.3	<i>RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA DE MPCCG e MPCCGM</i>	189
5.3.1	Resultados experimentais comparativos da técnica de MPCCG . . . . .	189
5.3.2	Resultados experimentais da técnica de MPCCGM . . . . .	200
5.4	<i>CONCLUSÕES . . . . .</i>	204

<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>206</b>
<i>6.1</i>	<i>TRABALHOS FUTUROS . . . . .</i>	<i>208</i>
<i>6.2</i>	<i>PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA REALIZADA . . . . .</i>	<i>208</i>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>210</b>

## 1 INTRODUÇÃO

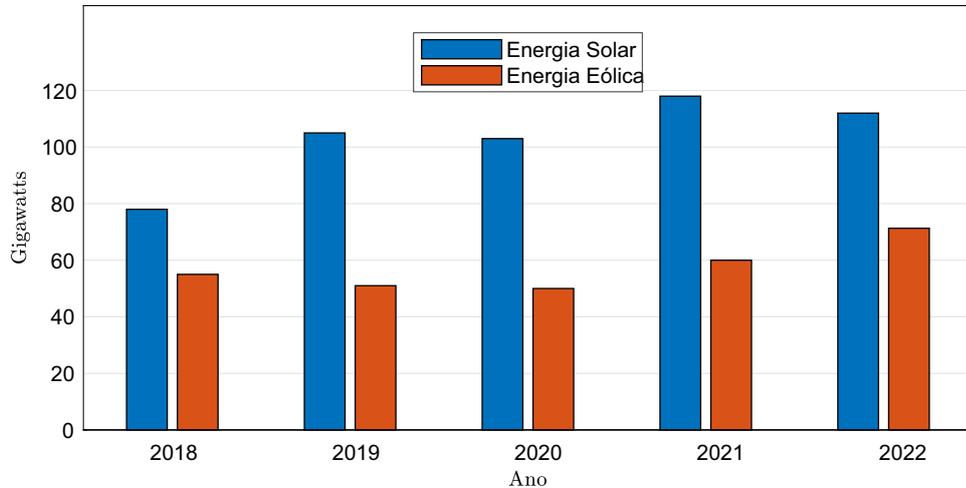
A diminuição das reservas de combustíveis fósseis e o aumento da demanda de energia constituíram um grande desafio ao mundo. As energias renováveis tornaram-se, nos últimos anos, o foco de interesse dos governos, devido à sua capacidade de mitigar essa questão. As tecnologias utilizadas nas energias renováveis são fundamentais para a produção de eletricidade, principalmente porque esta tecnologia gera menos impacto ao meio ambiente durante sua operação.

Além disso, a produção de eletricidade a partir de fontes alternativas de energia poupa a produção de milhares de barris de petróleo ao redor do mundo, evitando a emissão de  $CO_2$  e outros gases (MOHAMED; ELTAMALY; ALOLAH, 2015). As energias renováveis cresceram mais de 200 GW em 2019, batendo um novo recorde. Este aumento foi causado, principalmente, pelo crescimento de energia solar fotovoltaica (FV) conforme foi divulgado em (RENEWABLES..., 2020). A energia solar FV é uma das fontes alternativas que mais progrediu nos últimos anos. Esse rápido crescimento acaba promovendo a pesquisa científica no campo de produção de energia solar FV.

Cerca de 115 GW de potência de sistemas de geração solar fotovoltaica foram adicionadas no ano de 2019, o que corresponde a cerca de 57% do total do aumento de capacidade das energias renováveis. No ano de 2020, esse número caiu para 112 GW, ano este marcado pela pandemia do novo coronavírus (RENEWABLES..., 2020). Nesse contexto, é apresentado na Figura 1 o crescimento da energia solar nos últimos 5 anos comparando-se ao crescimento da energia eólica no mesmo período de tempo. Os sistemas fotovoltaicos têm as seguintes vantagens em relação aos parques eólicos: não poluem durante a geração, não apresentam ruído, ocupam pouco espaço, têm uma vida útil elevada além de serem utilizados em numerosas aplicações, como por exemplo, veículos elétricos, iluminação de estradas, sistemas híbridos de energias renováveis, entre outras (REZK *et al.*, 2017).

Apesar destas vantagens, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é altamente dependente das condições meteorológicas, ou seja, irradiação solar e temperatura (BERRERA *et al.*, 2009). Como são instalados em ambientes externos, o sombreamento parcial é uma das condições persistentes que influenciam a característica de corrente-tensão (I-V) e potência-tensão (P-V) dos módulos fotovoltaicos, podendo causar falhas mecânicas e elétricas. Estas falhas podem causar perdas de energia conduzindo à redução de produção e

Figura 1 – Comparação de crescimento da potência instalada mundial de sistemas fotovoltaicos e eólicos nos últimos 5 anos.



Fonte: Adaptado de (RENEWABLES..., 2020).

eficiência de geração. Se não forem tratadas, as falhas podem se propagar para os módulos vizinhos e gerar uma parada completa do arranjo fotovoltaico (HU *et al.*, 2014).

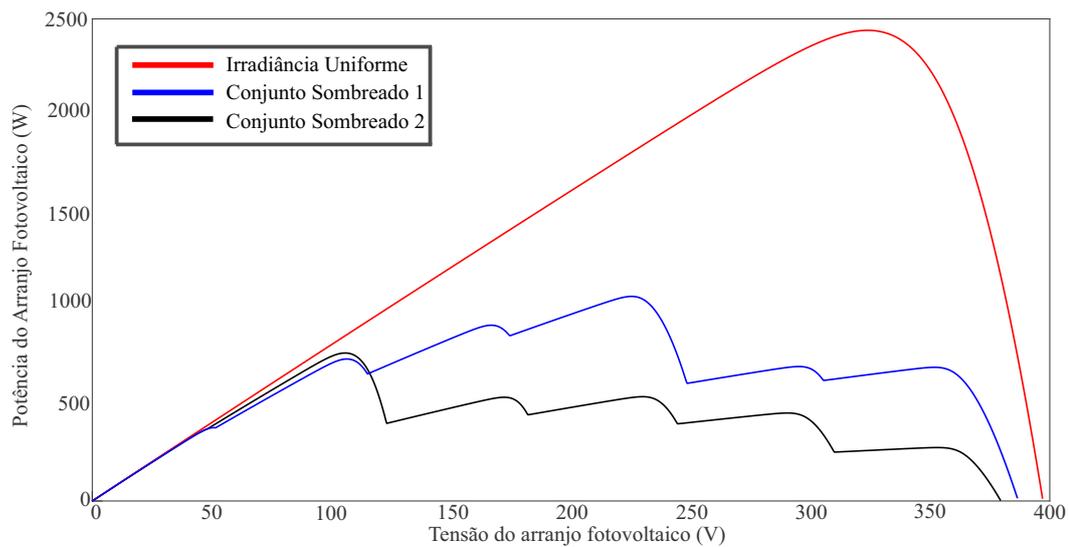
Um gerador fotovoltaico cujos módulos são ligados em série formam uma série fotovoltaica. Adicionando-se vários módulos em série é possível elevar a tensão e a potência de um sistema fotovoltaico. Para o caso de uma série fotovoltaica em que um ou mais dos módulos foi sombreado, tem-se que os módulos fotovoltaicos sem sombreado são capazes de gerar correntes mais elevadas em relação aos módulos fotovoltaicos sombreados. Como o arranjo está ligado em série, a corrente total acaba sendo limitada pela capacidade de geração de corrente dos módulos sombreados (TEO *et al.*, 2020).

Para mitigar este problema, é implementado um diodo de *bypass* (desvio) no módulo fotovoltaico. O diodo de desvio é ligado em paralelo com o módulo, entrando em operação quando a corrente da série passar da corrente de curto-circuito do módulo em questão. O objetivo é evitar que uma corrente maior que a de curto-circuito circule pelos módulos fotovoltaicos sombreados, fazendo eles operarem inadequadamente como cargas. Módulos funcionando como cargas apresentam superaquecimento podendo causar danos irreversíveis ao material semicondutor (TEO *et al.*, 2020).

Ainda que à existência de pontos quentes seja atenuada neste caso, o arranjo fotovoltaico passará a exibir vários picos locais e um único pico global sob condições de sombreado parcial devido a utilização dos diodos de desvio (BELHACHAT; LARBES, 2018). Estes múltiplos picos podem ser vistos na Figura 2. A Figura 2 apresenta características P-V de um arranjo fotovoltaico composto de 12 módulos conectados em série com e sem

sombreamento. A curva em vermelho está representando uma condição em que não são apresentadas situações de sombreamento parcial, isto é, todos os módulos têm uma única irradiância fixa de tal forma que apenas um pico é visto na curva. A curva em azul e a curva em preto apresentam múltiplos picos, um global e vários picos locais. Nestes casos as curvas estão sob condições de sombreamento parcial. Caso a série saia de uma condição uniforme para sombreada (curva em azul ou em preto) os algoritmos convencionais não conseguiriam alcançar o ponto de máxima potência global (*Global Maximum Power Point - GMPP*), pois o GMPP sombreado não possui tensão próxima ao ponto de máxima potência (*Maximum Power Point - MPP*) não sombreado. Dessa forma, tais técnicas ficariam presas em um MPP local em vez do GMPP, gerando menos potência para o sistema fotovoltaico.

Figura 2 – Características de uma curva P-V com e sem sombreamento. Curva Vermelha: 12 módulos com  $1000W/m^2$ ; Curva azul: 12 módulos distribuídos com as irradiâncias  $1000W/m^2$ ,  $600W/m^2$ ,  $700W/m^2$ ,  $900W/m^2$ ,  $300W/m^2$  e  $250W/m^2$ ; Curva preta: 12 módulos distribuídos com as irradiâncias  $1000W/m^2$ ,  $950W/m^2$ ,  $100W/m^2$ ,  $400W/m^2$ ,  $300W/m^2$  e  $200W/m^2$

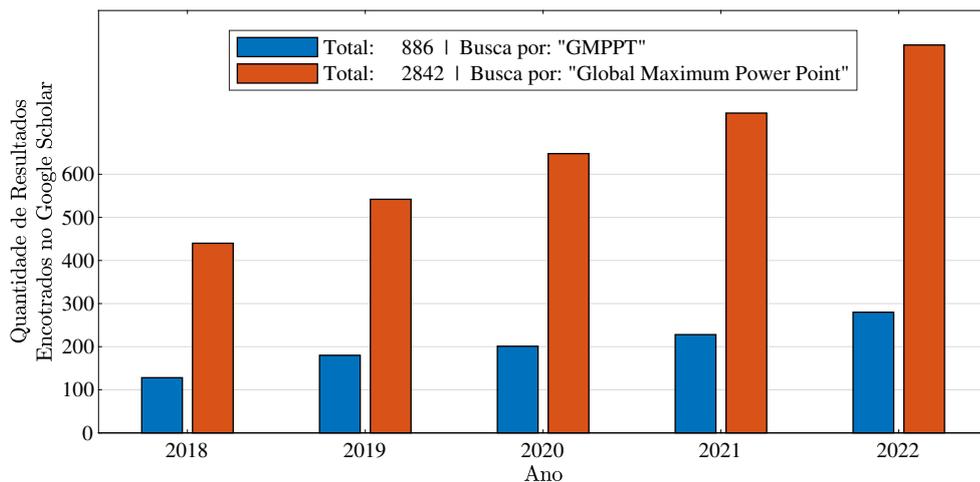


Uma grande variedade de métodos com funcionamentos distintos para seguimento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking - MPPT*) foi proposta na literatura ao longo do tempo. Técnicas populares, tais como, perturbe e observe (*Perturb and Observe - P&O*) (WASYNEZUK, 1983), escalada de colinas (*Hill Climbing - HC*) (HUA; LIN, 1996) e condutância incremental (*Incremental Conductance - INC*) (KIM *et al.*, 2001) inicialmente foram propostas em diversos trabalhos, tendo conseguido destaque, pois foram utilizadas não só em meio acadêmico, mas também em diversas aplicações práticas em sistemas fotovoltaicos comerciais. Porém, os arranjos fotovoltaicos podem estar sujeitos a sombras causadas por árvores, edifícios, nuvens ou qualquer outro tipo de

obstáculo levando assim os módulos a funcionarem com irradiância não uniforme. Quando ocorre o sombreamento parcial, as abordagens de MPPT tradicionais não são capazes de proporcionar o funcionamento no GMPP de sistemas fotovoltaicos (BELHACHAT; LARBES, 2019).

Esses inconvenientes levaram à pesquisa de técnicas que extraem o GMPP, de forma que seja assegurado o bom funcionamento de arranjos fotovoltaicos em condições adversas de sombreamento parcial. Para entender a relevância do seguimento do ponto de máxima potência global (*Global Maximum Power Point Tracking - GMPPT*) no cenário recente de pesquisa, a quantidade de resultados encontrados no *Google Scholar*, para os últimos cinco anos, ao buscar palavras-chave relacionadas ao rastreamento global é mostrada na Figura 3. Os termos alvo dessa busca foram: *GMPPT* e *Global Maximum Power Point*.

Figura 3 – Quantidade de resultados encontrados no *Google Scholar* (por ano) ao buscar palavras-chave relacionadas a rastreamentos do ponto de máxima potência global. Pesquisa feita em 31/12/2022.



Fonte: O autor.

De maneira geral as técnicas de GMPPT podem ser categorizadas em quatro grupos principais:

- Técnicas de Busca Heurísticas;
- Técnicas de Busca Meta-Heurísticas;
- Algoritmos Baseados em Modelos Matemáticos dos Módulos FV;
- Técnicas Híbridas.

O primeiro grupo inclui técnicas que se utilizam do conhecimento das curvas I-V e P-V para construir um algoritmo eficiente de busca pelo GMPP. Para ser heurística, alguma

característica peculiar de curvas I-V e P-V de módulos sombreados tem que ser usada na construção do algoritmo. O algoritmo do triângulo de máxima potência (*Maximum Power Trapezium* - MPT) (Furtado *et al.*, 2018) e o P&O adaptativo melhorado (*Enhanced Adaptive Perturb and Observe*- EA-P&O) (AHMED; SALAM, 2018b) são exemplos de técnicas heurísticas. O segundo grupo representa técnicas mais gerais, que realizam busca seguindo uma lógica de otimização baseada em programação matemática, inteligência artificial ou computação inteligente. O terceiro grupo não faz busca (como a heurística e a meta-heurística), mas sim emula o comportamento do arranjo FV e estima onde poderá estar o GMPP do arranjo FV. Nessas técnicas, dados como V (tensão), I (corrente), S (irradiância) e T (temperatura) dos módulos podem ajudar na estimação do ponto de operação do arranjo FV, facilitando a determinação do GMPP. A maioria destas técnicas tem alta complexidade na implementação dos algoritmos de GMPPT o que pode inviabilizar a utilização de um hardware de baixo custo para realizar os cálculos computacionais. Por fim, o quarto grupo procura combinar duas ou mais técnicas distintas de forma a extrair as características desejáveis de cada uma, compensando suas fraquezas.

Os GMPPTs baseados em computação inteligente têm ganhado popularidade para mitigar os problemas de sombreamento parcial. Estes métodos utilizam o vasto poder dos computadores modernos para procurar o GMPP. Estas técnicas modelam matematicamente os fenômenos observados na natureza, impondo o movimento sistemático dos agentes de busca. Apesar de possuírem muitas vantagens, particularmente no tratamento de sombreamento parcial, a maioria das técnicas de computação suave apresenta lentidão no processo de busca do GMPP. Em (MIRZA *et al.*, 2019), várias técnicas de computação inteligente são apresentadas, que incluem otimização de colônias de formigas (*Ant Colony Optimization* - ACO), rede neural artificial (*Artificial Neural Network* - ANN), controlador lógico fuzzy (*Fuzzy Logic Controller* - FLC), entre outras. Este trabalho também introduziu novos algoritmos de GMPPT, tais como, o algoritmo adaptativo de pesquisa de cuco (*Adaptive Cuckoo Search Optimization Algorithm* - ACOA), rede neural de regressão geral (*General Regression Neural Network* - GRNN) com algoritmo de otimização da mosca da fruta (*Fruit Fly Optimization Algorithm* - FFOA), e algoritmo de otimização da libélula (*Dragonfly Optimization Algorithm* - DFO), que são capazes de determinar com precisão o GMPP.

Outros métodos recentemente desenvolvidos para buscar o GMPP em condições não uniformes utilizam estratégias que incluem aproximação da curva I-V (GHASEMI; RAMYAR;

IMAN-EINI, 2018), detecção atual da região de origem da curva I-V (AQUIB; JAIN, 2018), algoritmo baseado no aumento de potência (LI *et al.*, 2018), algoritmo de visão artificial (MARTIN; VAZQUEZ; CANO, 2018) e uma abordagem a partir do varrimento de diodos de desvio (WINSTON *et al.*, 2018).

Os métodos heurísticos têm a vantagem de utilizar poucos sensores de tensão e corrente, ao mesmo tempo que são precisos, ou seja, possuem baixo erro em regime permanente. Contudo, apresentam comportamento dinâmico mais lento, em comparação com os métodos baseados em modelo, requerendo elevado número de iterações na sua solução para alcançar o GMPP. Baseado neste fato, os métodos heurísticos tentaram se aperfeiçoar reduzindo o tempo de busca do GMPP de forma a eliminar faixas de tensão onde este ponto é buscado.

Em (KERMADI *et al.*, 2020) é selecionado um conjunto de métodos que buscam o GMPP para comparação cujo cenário e condições de sombreamento parcial são respeitadas. Para esta análise comparativa foram escolhidos 5 critérios principais. O primeiro deles é a capacidade do GMPPT convergir para o GMPP correto. Este é o mais importante, pois determina o quanto robusto é o GMPPT. O segundo é o tempo de convergência, ou seja, o tempo total que é necessário para atingir o GMPP. O terceiro é o caminho de tensão que o algoritmo tem que percorrer para atingir o GMPP. O quarto é a eficiência que o algoritmo tem durante uma transição de irradiância. E por último, as perdas de energia relacionadas a mudanças de padrões de sombreamento. Estes critérios serão mais bem definidos nas análises comparativas feitas nos próximos capítulos. A Tabela 1 mostra os principais resultados dos diversos algoritmos.

Tabela 1 – Análise comparativa das técnicas apresentadas em (KERMADI *et al.*, 2020).

GMPPT	Taxa de Sucesso	Tempo de Convergência	Caminho de Tensão	Eficiência	Perdas de Energia
MIC	62 %	Muito rápido	Curto	90 %	Médio
VWS	100 %	Médio	Médio	89 %	Baixo
SSJ	100 %	Lento	Médio	76 %	Médio
MPT	90 %	Médio	Curto	88 %	Baixo
M-MPT	100 %	Rápido	Curto	90 %	Baixo
FPA	56 %	Lento	Longo	84 %	Elevado
MCS	50 %	Lento	Longo	84 %	Elevado
EHY	94 %	Lento	Médio	85 %	Médio

Fonte: O autor.

Independentemente da categoria em que o método se enquadra, para obter perdas reduzidas de energia, conforme mostrado na Tabela 1, os algoritmos de GMPPT devem ser os mais rápidos possíveis. As abordagens baseadas em modelos oferecem maiores

velocidades de rastreamento quando comparadas com outras técnicas heurísticas, ainda que apresentem implementação mais complexa. Dessa forma, estes métodos apresentarão erros em regime permanente baixo dependendo do quão preciso é o modelo utilizado na representação do arranjo FV real. Vale a pena salientar que à medida que o módulo envelhece os parâmetros internos vão sendo modificados e o modelo que foi construído anteriormente deixa de ser preciso o que acarreta no aumento considerável do erro no momento da busca pelo GMPP (CAVALCANTI *et al.*, 2021).

Uma forma interessante de diminuir o erro de estado estacionário para técnicas baseadas em modelo é combiná-las a técnicas heurísticas, formando uma técnica híbrida. O método baseado em modelo seria a parte global do algoritmo em que o GMPP (ou um ponto próximo dele) seria rastreado a cada mudança de irradiância, toda vez que um limiar de variação de potência fosse ultrapassado, onde a parte local seria composta por um método heurístico com o objetivo de manter o ponto de operação com um baixo erro em regime permanente, não se importando com possíveis mudanças bruscas da irradiância, pois nesse caso a técnica baseada em modelo se encarregaria de atuar e conduzir a referência para o ponto mais próximo do GMPP. Dessa forma, a técnica híbrida seria capaz de atuar com velocidade e precisão para condições de sombreamento parcial.

Vale destacar que, em se tratando de técnicas baseadas em modelo, quando se utiliza o modelo simplificado de diodo único a estimativa do GMPP na fase baseada em modelo pode aumentar o intervalo de tempo necessário para que a fase heurística atinja um erro de estado estacionário muito pequeno, uma vez que o modelo simplificado se baseia no pressuposto de que a perda por recombinação na região de depleção está ausente. Sendo assim, para descrever mais precisamente a junção p-n, deve ser acrescentado um segundo diodo, tornando o modelo mais preciso ao comportamento físico dos módulos FV (CAVALCANTI *et al.*, 2021).

O desenvolvimento de uma abordagem baseada em modelo, heurística ou híbrida que ofereça um elevado grau de precisão e convergência numérica garantida tem sido um desafio para os pesquisadores que estudam este tema. No caso desta tese será dada ênfase aos métodos baseados em modelos matemáticos. São propostas duas técnicas baseadas em modelo onde uma delas pode ser utilizada em um hardware de baixo custo, já que utiliza pouco esforço computacional quando comparado a outras técnicas baseadas em modelo. Ambas as técnicas necessitam do valor de irradiância para os seus algoritmos. A obtenção desta grandeza é feita utilizando um estimador de baixo custo, também proposto nesta

tese, que pode ser acoplado em cada um dos módulos. Dessa forma, é possível utilizar este equipamento para monitorar usinas FV verificando o valor da irradiância em cada módulo e identificando possíveis perdas de geração nas séries FV.

Abordagens semelhantes para estimação de irradiância em um único módulo FV já foram exploradas anteriormente na literatura. Os autores em (LAUDANI *et al.*, 2016) propuseram um estimador analítico de irradiância com base nas medições de tensão, temperatura e corrente no módulo FV. Com base também nestas medições, foi proposto em (VIGNI *et al.*, 2015) um estimador de irradiância em tempo real. O método tem o inconveniente de exigir que o sistema FV se mova em três diferentes estados (módulo sob carga, curto-circuito e circuito aberto), uma característica que normalmente não é implementada comercialmente nos sistemas FV. Do mesmo modo, os autores em (CARRASCO; MANCILLA-DAVID; ORTEGA, 2014) propuseram um estimador globalmente convergente com base no princípio da imersão e invariância. Em (MANCILLA-DAVID *et al.*, 2014), uma abordagem baseada em rede neural é implementada para estimar a irradiação a partir da temperatura da célula e medições no barramento c.c. O modelo proposto é implementado em um microcontrolador e utilizado para estimar a irradiância. Em (CRISTALDI *et al.*, 2014), é utilizada uma abordagem baseada no modelo de diodo único para implementar um algoritmo de MPPT, não considerando os efeitos de  $R_p$ . Neste caso, não são consideradas situações em sombreamento parcial.

Estas técnicas de estimação de irradiância são valiosas, pois os sensores de irradiância (piranômetros), além de terem custo elevado, são sensíveis à calibração e manutenção, (MYERS, 2005), podendo ter uma resposta espectral diferente em comparação com o módulo FV, ou seja, o chamado desajuste espectral, e realizar medições localizadas para um ponto específico, em vez de representar a condição de irradiação média na instalação, (SCOLARI; SOSSAN; PAOLONE, 2018). Por esta razão, para as técnicas de MPPT baseadas em modelo, vários piranômetros podem ser necessários com um consequente aumento do custo global de todo o sistema FV. Outro ponto a ser destacado que as medições de tensão, corrente e temperatura podem ser facilmente realizadas no módulo FV (MANCILLA-DAVID *et al.*, 2014). Desta forma, estas estimativas de irradiância podem ser úteis no monitoramento das séries FV. Com os valores conhecidos de irradiância, de cada um dos módulos da usina FV, é possível localizar algum defeito em determinado módulo ou série FV de maneira a impedir perda de produção de energia, evitando custos adicionais. Para detecção específica do tipo de falha que ocorreu no sistema FV é necessário a implementação de um código

adicional ao microcontrolador ou a ESP para então ser feito o diagnóstico de maneira correta.

Portanto, fica clara, a importância do surgimento de novas técnicas de GMPPTs, independentemente da categoria em que ela esteja situada, além da necessidade de se atualizar continuamente o estudo comparativo das abordagens de GMPPTs conforme feito em (BELHACHAT; LARBES, 2019) e (da Luz; VICENTE; TOFOLI, 2020). Além disso, a estimação de irradiância acaba sendo útil não só para o MPPT, mas também para um possível monitoramento do sistema FV ao descobrir a irradiância em cada um dos módulos com baixo custo e baixa complexidade.

### 1.1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO GERAL DA TESE DE DOUTORADO

A condição de sombreamento parcial pode ocorrer a partir de sombras de nuvens, edifícios e árvores, ocasionando perdas ao sistema FV. Por exemplo, em (KOUTROULIS; BLAABJERG, 2012), os autores estudaram sistemas FV de telhados na Alemanha e descobriram que 41% das arranjos FV tinham sido afetadas pelo sombreamento, resultando em até 10% de perda de energia. Além disso, em (DARABAN *et al.*, 2013) foi descoberto que até 70% de perda de energia em arranjos FV parcialmente sombreados são devidos a falha na detecção do GMPPT.

Além disso, os sistemas FV modernos requerem altas velocidades de convergência de GMPP para minimizar a perda de energia durante as condições de sombreamento parcial. Isto é especialmente crítico para aplicações FV móveis emergentes, tais como geração solar a bordo para veículos elétricos (MOBARAK; KLEIMAN; BAUMAN, 2021) ou aviões (DIAB-MARZOUK; TRESCASES, 2015).

No contexto relacionado a técnicas de seguimento de GMPP e diante do que foi exposto nos parágrafos anteriores, surge a primeira proposta deste trabalho, apresentando uma técnica híbrida baseada no modelo de dois diodos, capaz de seguir corretamente o GMPP para qualquer condição climática e para qualquer arranjo FV. Embora mais complexo, se comparado ao modelo de diodo único, este algoritmo segue com precisão e tem elevada velocidade de seguimento de GMPP, apresentando excelentes resultados para todas as figuras de mérito escolhidas quando comparado a outras técnicas recentes publicadas na literatura.

Após esta primeira contribuição é proposta uma segunda técnica de GMPP. Este algoritmo utiliza o modelo de diodo único e é menos complexo que a primeira técnica, podendo ser implementado em um hardware de baixo custo. Dessa forma, este algoritmo também foi comparado a outras técnicas recentes da literatura, de modo a comprovar sua eficiência. Neste caso a técnica funcionará apenas em séries FV, sendo utilizada para aplicação em configurações *string*.

Como ambas as técnicas necessitam da estimativa de irradiância para cada um dos módulos, foi proposto um estimador de irradiância. O estimador tem como características principais ser de baixo custo, simples e possuir baixo consumo, já que a ideia parte do princípio de estimar a irradiância do módulo por meio de uma busca por tabela através de uma interpolação trilinear, medindo tensão, corrente e temperatura. Baixo custo no processo de estimativa de irradiância e alta eficiência de GMPPT são condições necessárias para uma implementação prática bem sucedida. O objetivo é que este estimador custe aproximadamente 5% do valor comercial de um módulo FV.

Para implementar tais técnicas experimentalmente, foi feito antes um estudo das fontes emuladoras de módulos FV comerciais disponíveis em laboratório. As fontes não conseguem seguir corretamente a curva PV dos módulos, isto é, não conseguem representar de maneira fidedigna, e por isso foi apresentada uma série de resultados destas fontes para diversas situações mostrando como estes resultados podem interferir nos algoritmos de GMPPT propostos e disponíveis na literatura.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS DA TESE DE DOUTORADO

De acordo com o que foi apresentado até agora, listam-se os principais objetivos específicos deste trabalho:

- proposta de um algoritmo baseado no modelo de dois diodos para GMPPT;
- proposta de um algoritmo baseado no modelo de um diodo para GMPPT;
- estudo comparativo dos modelos aplicados a GMPPT utilizados nesta tese;
- proposta de um estimador de irradiância de baixo custo;
- comparativo entre as técnicas de GMPPT propostas e as técnicas que tiveram melhor desempenho do estudo bibliográfico;

### 1.3 CONTRIBUIÇÕES DA TESE DE DOUTORADO

Baseado nas motivações apresentadas na Subseção 1.1 deste capítulo, listam-se a seguir as principais contribuições obtidas nesta tese de doutorado:

- proposta de uma técnica híbrida de GMPPT nomeada de Máxima Potência da Curva Característica Global (MPCCG);
- adaptação do modelo de dois diodos para gerar um modelo fiel que emule o comportamento de um arranjo FV. Esta adaptação foi aplicada à técnica de MPCCG;
- proposta de uma segunda técnica híbrida de GMPPT, com baixo esforço computacional nomeada de Máxima Potência da Curva Característica Global Melhorada (MPCCGM), pois traz algumas melhorias em relação à técnica de MPCCG. O baixo esforço computacional utilizado nesta técnica, em comparação com as técnicas tradicionais baseadas em modelo, permite a utilização de um hardware de baixo custo para sua aplicação prática;
- proposta de um estimador de irradiância de baixo custo. O estimador foi construído e implementado experimentalmente onde resultados experimentais mostraram seu desempenho comparado a estimações feitas com um extrator de curva. Como este estimador estará disposto na caixa de junção de cada um dos módulos, sua aplicação pode ser diversificada, podendo o mesmo ser utilizado para monitoramento em uma usina FV;
- contribuição relacionada ao projeto de controladores para operação com fontes emuladoras de módulos FV. Resultados experimentais mostraram que as fontes não representam fielmente módulos FV, principalmente para condições de transições de curvas. Assim, com o conversor c.c., construído em bancada, foi apresentado uma metodologia de projeto do controlador interno e os limites de operação das fontes emuladoras para serem aplicadas como ferramentas de testes e comparação de técnicas de GMPPT.

### 1.4 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

O presente documento está organizado como indicado a seguir:

- no Capítulo 2, é apresentado o comportamento dos sistemas FV em condições de sombreamento parcial. O problema do sombreamento é detalhado neste Capítulo. Além disso, é feita uma revisão bibliográfica aprofundada apresentando as principais abordagens recentes de GMPPT publicadas na literatura. Os três algoritmos que obtiveram os melhores desempenhos são utilizados para comparação com as técnicas propostas neste trabalho;
- no Capítulo 3, é proposta uma abordagem para GMPPT que tem aplicação em séries FV e arranjos FV (MPCCG). Neste caso a técnica usa o modelo FV de dois diodos. Também é proposta uma segunda técnica, baseada em modelo de diodo único, aplicada a séries fotovoltaicas (MPCCGM). Esta técnica é mais simples e pode ser aplicada com um hardware de baixo custo. Por fim, é apresentado como é feita a estimação de irradiância a partir do estimador proposto. Este estimador pode ser utilizado em ambos os algoritmos;
- no Capítulo 4, são apresentados diversos resultados em simulação das técnicas de GMPPT propostas. Também são apresentados alguns resultados em simulação do estimador proposto. Os resultados comparativos com outros algoritmos da literatura mostram que as técnicas propostas são competitivas e juntamente com o estimador passam a ter viabilidade prática, devido à necessidade de ambas as técnicas dependerem da irradiância;
- no Capítulo 5, são apresentados os resultados experimentais das fontes utilizadas como emuladoras de módulos FV. Também é mostrado experimentalmente o desempenho do estimador proposto. E por fim, são obtidos resultados experimentais das técnicas propostas;
- no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões gerais do trabalho, os possíveis trabalhos futuros que podem ser originados com esta tese e os artigos que foram publicados durante este trabalho.

## 2 ANÁLISE COMPARATIVA DAS TÉCNICAS GLOBAIS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DA LITERATURA

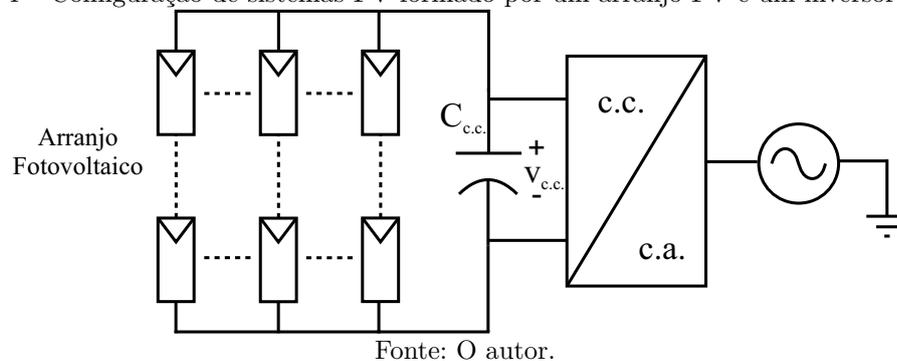
Diversos trabalhos na literatura propuseram soluções capazes de extrair o GMPP de sistemas FV em condições de sombreamento parcial. Devido à grande quantidade de técnicas, é desenvolvida uma revisão bibliográfica dos principais métodos de GMPPT para sistemas FV em condições de irradiância não uniforme. As duas melhores técnicas são comparadas às técnicas propostas nesta tese em capítulos posteriores. Estas técnicas foram escolhidas baseadas em sua eficácia a partir de diversos critérios comparativos utilizados na literatura, tais como o tempo de convergência e a eficiência.

### 2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas FV são compostos por módulos FV combinados a inversores de frequência e outros equipamentos elétricos e mecânicos que utilizam a energia do sol para produzir eletricidade. Os sistemas FV podem variar de tamanho, sendo posicionados em telhados ou como sistemas portáteis ou usinas solares.

Os inversores são os equipamentos responsáveis por converterem a energia c.c. (corrente contínua), gerada pelos módulos FV, em energia c.a. (corrente alternada), e, em sistemas de único estágio de conversão, devem controlar o fluxo de potência, de forma a executar continuamente o MPPT para cada condição de irradiância e temperatura admitidas a cada instante. Entre o conjunto de módulos e o inversor há o barramento c.c., formado por um capacitor com finalidade de impor uma tensão nos terminais do arranjo. Na Figura 4 é apresentado um diagrama de um sistema FV de estágio único.

Figura 4 – Configuração de sistemas FV formado por um arranjo FV e um inversor c.c. - c.a.

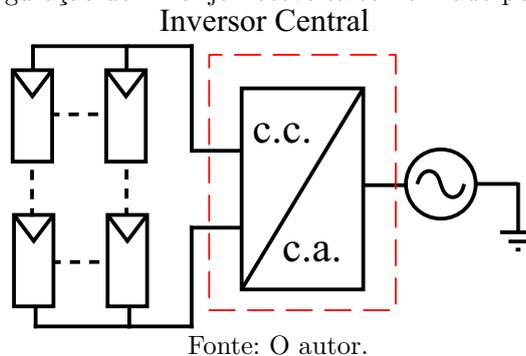


Os módulos FV, dos mais variados tipos, têm baixa eficiência, menor que 25% (PANJWANI *et al.*, 2018). Este percentual corresponde à energia total captada pela célula FV

para ser utilizada. Caso exista algum algoritmo de MPPT eficiente, capaz de determinar a tensão do barramento c.c., o controlador de tensão levará o módulo a operar no MPP.

A maioria dos módulos FV comerciais (módulos de 450 W - 550 W) tem tensão superior a 40 V, podendo chegar a centena de volts como é o caso dos filmes finos. Com esta tensão é possível construir arranjos formados por módulos conectados em série com o objetivo de elevar a soma das tensões do conjunto a uma tensão próxima aos valores de pico da tensão fase-fase da rede. De acordo com o que foi apresentado em (FARIAS, 2011) as conexões entre módulos e inversores podem ser classificadas como: centralizadas e descentralizadas. Nos sistemas centralizados, vários módulos são conectados, em uma configuração série-paralelo ou em uma configuração série, a um inversor central conforme apresentado na Figura 5. É necessário ressaltar que nestes sistemas existe apenas um único controle de MPPT para todo o sistema, comprometendo fortemente a eficiência de todo sistema em caso de sombreamentos parciais. Além disso, as séries FV devem conter a mesma quantidade e o mesmo modelo de módulos conectados em série (todos instalados sob a condição de mesma orientação e inclinação), o que dificulta futuras expansões.

Figura 5 – Configuração de Arranjo Fotovoltaico Formado por Sistema Central.

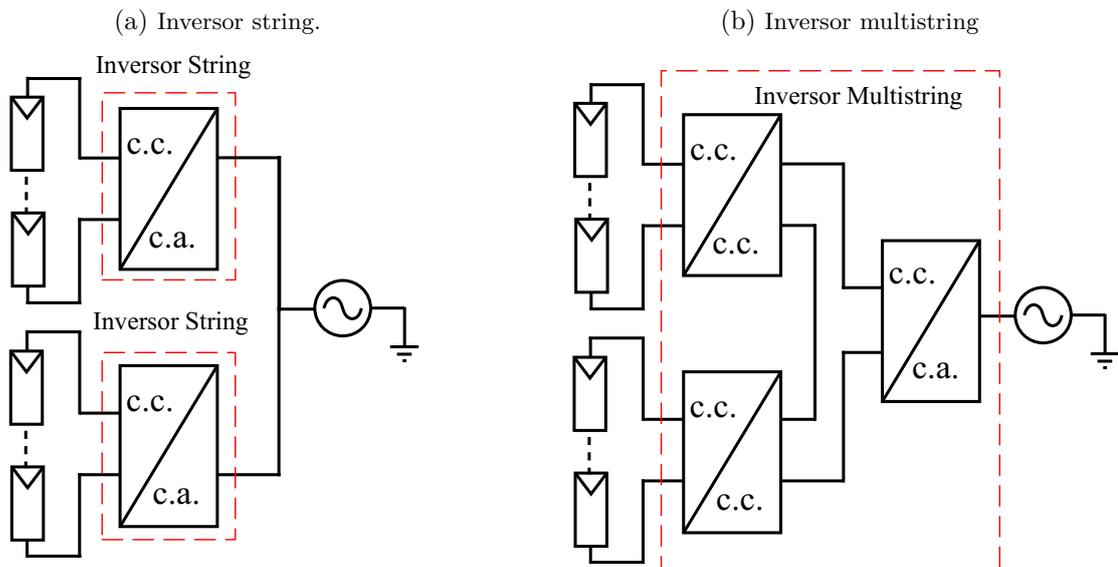


Nos sistemas descentralizados, podem existir vários controladores de MPPT associados a módulos individuais ou a um pequeno conjunto de módulos conforme mostrado na Figura 6. Na configuração *string*, Figura 6(a), uma única série FV é conectada ao barramento c.c. do inversor string. Sendo assim, o MPPT é executado para cada série FV de forma individual, já que existe um inversor por série. Em caso de sombreamentos parciais, a eficiência do sistema é comprometida apenas nas séries afetadas pelo sombreamento. As séries FV nesta configuração podem conter diferentes quantidades de módulos e podem ser instaladas sob condições diferentes de orientação e inclinação. A depender da quantidade de módulos conectados em série, faz-se necessário adicionar estágio de conversão c.c.-c.c. Assim, os inversores string possuem único estágio de conversão c.c.-c.a., ou dois estágios

de conversão: c.c.-c.c. seguido por c.c.-c.a. Além disso nos sistemas de dois estágios, o conversor c.c.-c.c. é o responsável pelo MPPT.

Na configuração *multistring*, Figura 6(b), diferentes séries FV são conectadas a diferentes entradas c.c. do inversor *multistring*, sendo que cada uma dessas entradas contém um conversor c.c.-c.c. dedicado, cuja função é realizar o MPPT da série (CARVALHO *et al.*, 2021). Logo, necessariamente, os inversores *multistring* possuem dois estágios de conversão de energia: c.c.-c.c. seguido por c.c.-c.a. Assim como a configuração *string*, o MPPT é executado de forma individual para cada série FV, só que com a vantagem da arquitetura *multistring* só necessitar de um único inversor conectado ao barramento c.a., o que reduz custo e perdas no processo de conversão. Séries FV podem ser removidas ou temporariamente desligadas para propósitos de manutenção sem interromper o fornecimento de energia das outras séries, bem como serem adicionadas posteriormente ao sistema no caso de haver entradas c.c. disponíveis no inversor (BARBOSA *et al.*, 2021a).

Figura 6 – Configurações de sistemas descentralizados.

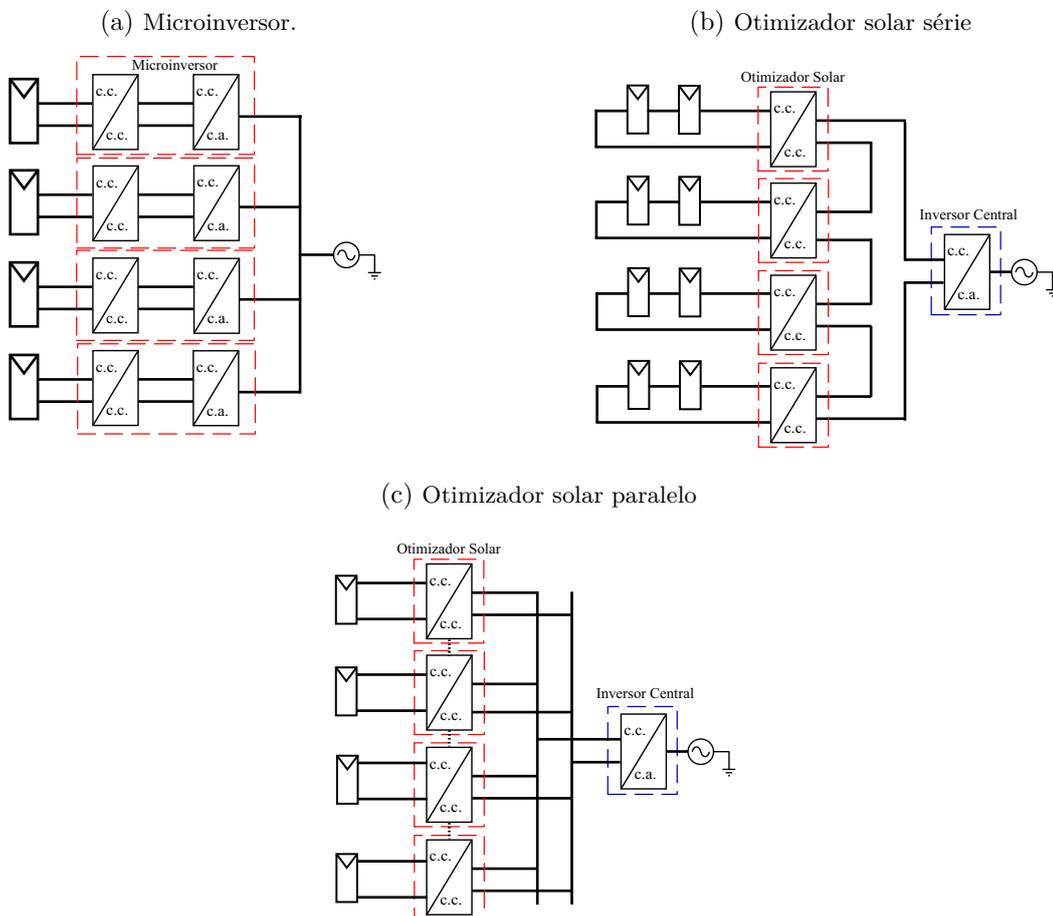


Fonte: O autor.

Além destas configurações, a configuração do tipo microinversor é caracterizada quando o módulo FV é conectado a um pequeno inversor de baixa potência, conforme mostrado na Figura 7(a), geralmente conectado na parte traseira do módulo, embora esta conexão também já é feita de forma embarcada atualmente. Pode-se, também, obter MPPT distribuído em arquiteturas de maior porte empregando pequenos conversores c.c.-c.c. Estes conversores são chamados de otimizadores solares. No caso da Figura 7(b), os otimizadores têm suas saídas conectadas em série com o intuito de elevar a tensão e

fornecer potência ao inversor central, existindo também a possibilidade da conexão paralela das suas saídas. As topologias centralizadas são as mais utilizadas nas instalações ao redor do mundo no que se refere a estruturas de grande porte, isto é, aquelas que possuem vários MW. Além disso, apresentam uma estrutura simples e de elevada confiabilidade, embora seu maior problema esteja associado a maior possibilidade de sombreamento parcial no seu arranjo de módulos (FURTADO, 2016). Pode-se obter também otimizadores solares conectados em paralelo, por exemplo, modelos VB300x e VB380x da EIQ Energy. São conectados conforme mostra a Figura 7(c).

Figura 7 – Outras configurações do sistema fotovoltaico.

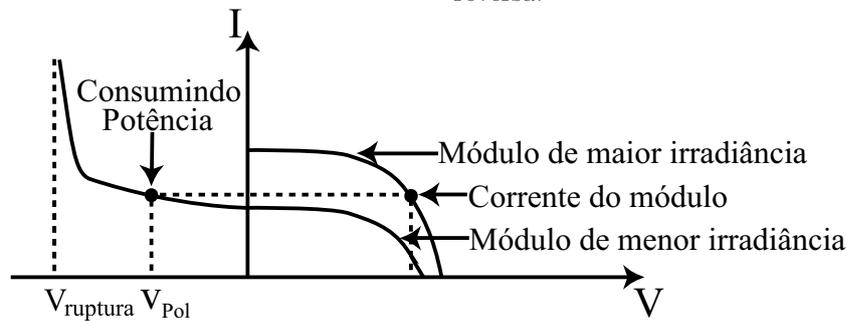


Fonte: O autor.

O problema do sombreamento parcial é uma das principais dificuldades encontradas nos sistemas FV, tornando-se um aspecto limitador de potência em um arranjo de módulos conectados em série. Uma vez que a corrente que passa por determinado módulo é proporcional ao nível de irradiância, o efeito do sombreamento parcial é uma redução da corrente para as células FV sombreadas, enquanto as células FV não sombreadas permanecem com uma corrente mais elevada. Como em um arranjo de módulos conectados

em série a corrente tem que ser a mesma para todo o conjunto, módulos expostos a irradiâncias diferentes, terão curvas tensão-corrente distintas. Dessa forma, quando a corrente passa por módulos em série com irradiâncias diferentes, tensões distintas irão aparecer nos módulos. Determinados tipos de sombreamento podem levar a tensão de um ou mais módulos a valores negativos. Assim, estes módulos sombreados funcionarão como carga, isto é consumindo potência, podendo apresentar, também, superaquecimento e, como consequência, danos irreversíveis a seus materiais condutores (VEMURU; SINGH; NIAMAT, 2012). A Figura 8 ilustra como a corrente atua para módulos sombreados e não sombreados, onde a tensão  $V_{Pol}$  é a tensão que os módulos sombreados devem operar para suportarem a corrente que percorre nos outros módulos não sombreados. Confore apresentado na Figura 8, este valor de tensão é negativo.

Figura 8 – Características de uma curva I-V de um módulo FV que opera numa região de polarização reversa.

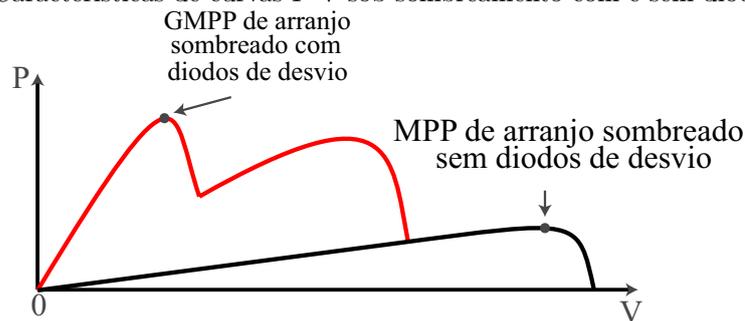


Fonte: Adaptado de (FURTADO, 2016).

Estes aquecimentos excessivos são causados pelas elevadas tensões de polarização e podem ser mitigadas pelo uso de diodos de desvio. Os diodos de desvio foram utilizados por vários autores (HERRMANN; WIESNER; VAASSEN, 1997), (VEMURU; SINGH; NIAMAT, 2012), (DÍAZ-DORADO *et al.*, 2010) sendo empregados em paralelo a cada módulo para limitar a tensão inversa, e conseqüentemente, a perda de energia nos módulos sombreados. Ao apresentar uma tensão negativa superior à tensão de condução (joelho) do diodo de desvio, o módulo deixa de conduzir corrente e esta passa a fluir integralmente pelo diodo. Uma vez que estes diodos fornecem um caminho alternativo de corrente, os módulos não conduzem a corrente quando sombreados. Portanto, a curva de potência desenvolve múltiplos picos conforme foi apresentado na Figura 2 em azul. Além disso, o uso de diodos de desvio faz o arranjo ter uma potência maior quando comparado a uma situação em que não fosse possível utilizá-los sob condições de sombreamento parcial, conforme é apresentado na Figura 9 (BIDRAM; DAVOUDI; BALOG, 2012). Na Figura 9 é apresentada uma situação em que a série FV utiliza diodos de desvio (curva em vermelho) e outra

situação em que não tem diodo de desvio (curva em preto). A diferença entre as duas condições operacionais da Figura 9 se deve aos diodos de desvio evitarem os módulos sombreados a operarem como carga quando a corrente da série FV é elevada. Assim, o primeiro pico da curva em vermelho equivale a um módulo com alta irradiância conduzindo e os outros 2 módulos desabilitados pelos diodos de desvio, enquanto a curva em preto representa os 3 módulos conduzindo a corrente, sendo um com tensão positiva e os outros 2 módulos com tensão reversa (operando como carga). O segundo pico equivale a 2 módulos conduzindo uma corrente menor (corrente de operação do módulo com irradiância média) e 1 módulo desabilitado pelo diodo de desvio. A curva preta mostra 2 módulos operando como geradores e 1 módulo operando como carga. Por fim, o terceiro pico equivale aos 3 módulos conduzindo uma corrente menor ainda (corrente de operação do módulo de menor irradiância). Como nenhum diodo de desvio está operando neste último pico, as curvas vermelha e preta são iguais.

Figura 9 – Características de curvas P-V sob sombreamento com e sem diodos de desvio.



Fonte: Adaptado de (BIDRAM; DAVOUDI; BALOG, 2012).

Existem também os diodos de bloqueio, posicionados em série com cada série FV de um arranjo com o objetivo de evitar correntes negativas fluindo pelos módulos caso ocorra uma situação em que o barramento c.c. tenha tensão superior à tensão de circuito aberto da série FV,  $V_{oc}$ . Neste trabalho os diodos de bloqueio são considerados como ideais, isto é, sem queda de tensão em sua região ativa.

Dessa forma, os diodos de desvio surgiram para fazer o sistema FV operar na melhor condição possível, possibilitando ao arranjo FV operar na maior potência dado um determinado sombreamento parcial. É claro que pode-se usar otimizadores solares em cada módulo ou pode-se usar conversores de processamento diferencial de potência (*DPP - converter*) em paralelo aos módulos da série FV. Nesses dois casos, não só os módulos não operam como carga como também cada módulo gera a sua potência máxima individual,

ou seja, consegue extrair mais energia do que simplesmente a série FV com diodos de desvio e uma técnica GMPPT.

Associados aos diodos de desvio, pode-se também empregar os algoritmos de GMPPT desenvolvidos para minimizar os efeitos danosos do sombreamento parcial e extrair a máxima energia possível desta configuração. Os algoritmos de GMPPT são capazes de detectar através da leitura da tensão e da corrente de um arranjo FV, mudanças que comprovem o surgimento de um sombreamento parcial de modo que seja possível seguir o GMPP.

Portanto, conforme visto na Figura 9, fica clara a necessidade do diodo de desvio devido à criação de múltiplos picos de MPP, para uma situação de sombreamento parcial, o que acaba motivando a existência de uma técnica de GMPPT, que busque adequadamente o GMPP. Na próxima seção será feita uma revisão bibliográfica das principais técnicas de GMPPT existentes na literatura. Os resultados simulados e experimentais, das principais técnicas selecionadas e das técnicas propostas neste trabalho, são apresentados em capítulos posteriores.

## 2.2 TÉCNICAS GLOBAIS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Diversos estudos foram propostos na literatura para seguimento do GMPP com o objetivo de solucionar os problemas causados pelos efeitos do sombreamento parcial. Muitas soluções buscam algoritmos mais simples fundamentados em minimizar faixas de buscas a partir de conclusões das características das curvas dos sistemas de sombreamento parcial. Geralmente esta característica de minimizar o caminho de tensão percorrido é uma característica importante que muitas técnicas heurísticas almejam. Em (BOZTEPE *et al.*, 2014), por exemplo, é proposto um método de seguimento do GMPP através da redução de trajetória do caminho de tensão percorrido.

As técnicas de GMPPT têm seus algoritmos divididos em duas fases: a fase global e a fase local. A fase global é caracterizada por fazer a busca do GMPP. A fase local comporta-se para manter o pico de potência que a fase global já identificou como o GMPP. Esta etapa é a fase predominante do algoritmo sendo interrompida por rápidos ciclos individuais da fase global. Dessa forma, o algoritmo permanece na fase local até que alguma condição de transição suspenda o algoritmo e execute a fase global. Na fase global

o algoritmo vai buscar, em uma curva que pode ter múltiplos picos, o GMPP. Encontrando o GMPP do sistema, volta-se para a fase local onde mantém-se até que uma nova condição de transição aconteça. Estas condições de transição geralmente são de dois tipos: uma contagem temporal ou um algoritmo de detecção de sombreamento. Há técnicas que utilizam as duas condições de transição simultaneamente. A fase local em técnicas de MPPT baseadas em modelo, são geralmente representadas por algoritmos heurísticos, pois diminuem o erro de estado estacionário, ou seja, possuem baixo erro de potência em regime formando uma técnica híbrida.

Sabendo que as estratégias que seguem o GMPP baseadas em modelo dependem dos parâmetros do módulo, embora apresentem velocidade de convergência mais elevada, procurou-se, neste trabalho, focar em técnicas heurísticas e baseadas em modelo. Estas técnicas foram escolhidas, a partir da revisão bibliográfica feita neste capítulo, buscando-se comparar taxa de convergência do GMPP, energia extraída e o tempo de rastreamento necessário para a técnica atingir sua condição em regime permanente. A comparação das principais técnicas selecionadas com as técnicas propostas nesta tese são apresentadas nos próximos capítulos.

### 2.2.1 Revisão Bibliográfica das Técnicas Globais de Seguimento de GMPP

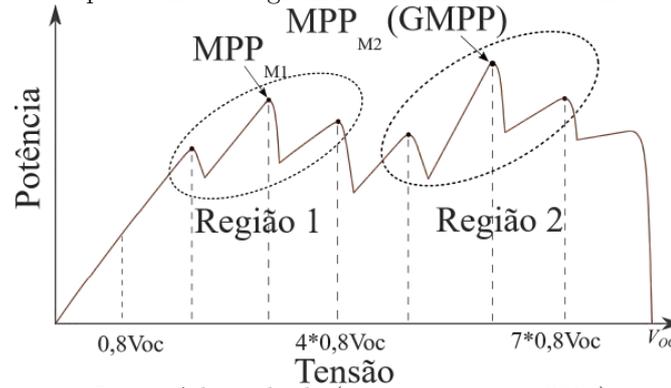
Conforme comentado no Capítulo 1, quando uma série FV, ou um arranjo, está exposta a mais de uma irradiância distinta a curva tensão-corrente (V-I) possui múltiplos degraus, assim como a curva potência-tensão (P-V) tem múltiplos picos (Figura 2). Esta presença de múltiplos picos de potência torna ineficiente os algoritmos de MPPT tradicionais tais como o P&O, HC e IC. Estes algoritmos são eficientes para uma irradiância uniforme, onde o pico na curva P-V é único. Muitas vezes, na transição para o sombreamento, o ponto de operação é levado a um pico que não é um pico global da curva P-V e lá permanece, causando perda de energia durante vários segundos, minutos ou horas a depender da natureza do sombreamento. Logo, os algoritmos clássicos não são capazes de extrair a maior potência do arranjo FV nesses momentos de sombreamento. É importante ressaltar que o número de picos na curva P-V, assim como a quantidade de energia perdida, depende do número de módulos em série no arranjo FV assim como dos diferentes valores de irradiância que surgem nos módulos sombreados. Devido à imprevisibilidade

do sombreamento e à complexidade da curva P-V resultante, a realização de pequenas adaptações às técnicas clássicas não garante que esta técnica irá seguir o GMPP do arranjo FV em todos os casos.

Dessa forma, é necessário que ocorra uma completa redefinição de como os algoritmos de MPPT operam para assegurar que o GMPP seja encontrado corretamente. O método mais popular baseia-se na observação de que os picos (locais e globais) estão localizados nas proximidades de múltiplos  $0,8V_{oc}$ , sendo  $V_{oc}$  a tensão de circuito aberto de um único módulo da série FV, isto é,  $0,8V_{oc}$ ,  $2x0,8V_{oc}$ ,  $3x0,8V_{oc}$  e assim sucessivamente. Este conceito amplamente referido foi proposto por (PATEL; AGARWAL, 2008), o que inspirou numerosas modificações nos MPPTs clássicos de forma que consigam lidar eficazmente com o sombreamento parcial. Utilizando dados extensivos e observações práticas, os autores descobriram que tanto os picos locais quanto os globais ocorrem sempre nas proximidades dos múltiplos integrais de 80% da tensão de  $V_{oc}$ . Assim, bastaria buscar áreas da curva que estão próximas destes pontos para obtenção do GMPP. Além disso, os picos seriam deslocados uns dos outros pelo múltiplo de  $V_{oc}$ , o que implica em existir um deslocamento mínimo, entre dois picos consecutivos, que deve ser de pelo menos  $0,8V_{oc}$ .

Seguindo esta mesma metodologia, em (TEY; MEKHILEF, 2014), é proposto um método modificado de IC (Modified incremental conductance-MCI), que os autores afirmam localizar rapidamente o GMPP dada uma condição específica de sombreamento parcial. Esta técnica baseia-se na simplificação da busca pelo GMPP, onde se assume que, se há três picos subsequentes sendo o do meio o de maior potência  $MPP_M$ , então o GMPP é considerado como encontrado e a busca é interrompida. Se o pico médio for inferior a um dos dois picos que o acompanham, então o algoritmo assume que o GMPP não existe dentro dessa região que comporta os três picos subsequentes. Assim, uma nova região de três picos é formada para avaliar o GMPP da mesma forma que o anterior. Embora este procedimento melhore significativamente a velocidade de busca, falhará para as situações em que a curva P-V exibir mais de um aglomerado de três picos cujo GMPP não esteja presente no primeiro aglomerado, como observado em (KERMADI *et al.*, 2019). Para deixar mais claro este conceito, observe a Figura 10, cuja região 1 tem um  $MPP_{M1}$  inferior ao da região 2,  $MPP_{M2}$ . A técnica proposta em (TEY; MEKHILEF, 2014) assume que o GMPP está na região 1, pois o  $MPP_{M1}$  é superior aos dois picos adjacentes. Assim, a busca é interrompida e a varredura não vai além de  $MPP_{M1}$ . O resultado é obviamente incorreto, pois o verdadeiro GMPP está localizado na região 2, isto é, em  $MPP_{M2}$ .

Figura 10 – Curva P-V típica com dois aglomerados contendo cada uma três picos subsequentes.



Fonte: Adaptado de (TEY; MEKHILEF, 2014).

Em (KOUCHAKI; IMAN-EINI; ASAEI, 2013), é melhorada a técnica proposta em (TEY; MEKHILEF, 2014) verificando todos os múltiplos de  $0,8V_{oc}$  de forma que seja possível localizar todos os MPPs possíveis. Além disso, é proposto um algoritmo para detectar a ocorrência de sombreamento parcial. Apesar da melhoria, este método apresenta vários inconvenientes. Se os picos locais se afastarem das posições de  $0,8V_{oc}$ , então o algoritmo pode não convergir para o GMPP, já que não há garantia de que os picos locais ocorram, necessariamente, a  $0,8V_{oc}$  de cada máximo local. Além disso, o algoritmo considera os efeitos de variações de temperatura a partir da atualização contínua de  $V_{oc}$ , o que pode ser ainda mais problemático caso o número de módulos FV em série seja elevado.

Em (MURTAZA *et al.*, 2014) foi proposto um algoritmo de GMPPT mais prático, onde é considerado que múltiplos diodos de desvio estão presentes na caixa de junção de cada módulo (tipicamente três). Esta situação está em contraste com o que foi proposto em (PATEL; AGARWAL, 2008), que assumiu apenas um diodo de desvio por módulo, embora a tendência do mercado sejam módulos com múltiplos diodos de desvio na sua caixa de junção. Assim, o tamanho do passo utilizado para a varredura é modificado como apresentado na equação

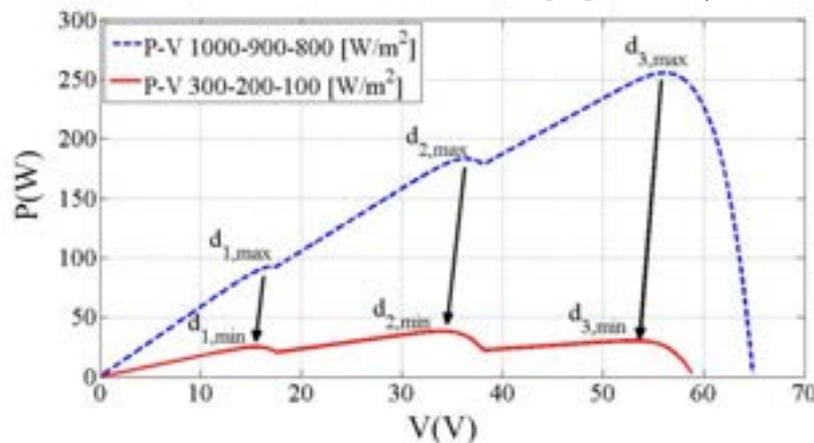
$$\Delta V = \frac{V_{ocarranjo}}{N_s N_{BDM}}, \quad (1)$$

onde  $N_s$  é o número de módulos ligados em série e  $N_{BDM}$  é o número de diodos de desvio no módulo. O processo de detecção do pico é semelhante ao feito em (PATEL; AGARWAL, 2008), porém, neste caso, a zona de pesquisa é definida de zero a  $V_{Lim}$ , onde  $V_{Lim}$  é uma tensão próxima a  $V_{oc}$  do arranjo.

Semelhante ao trabalho proposto por (MURTAZA *et al.*, 2014), encontra-se, em (BAŞOĞLU, 2019), uma técnica que possui vários diodos de desvio em cada módulo, porém

em vez de buscar o GMPP através da tensão da série FV, esta última proposta regula o ciclo de trabalho para rastrear todos os múltiplos de  $0,8V_{oc}$ . O conversor utilizado para esta técnica foi o SEPIC, pois possui capacidade de elevar e diminuir a tensão. Além disso, os autores consideraram que a irradiação varia de  $100W/m^2 - 1.000W/m^2$  ao longo do dia. Os autores também realizaram experiências com três módulos; assim, os intervalos de pesquisa foram categorizados em três seções, nomeadas,  $[d_{1min}$  a  $d_{1max}]$ ,  $[d_{2min}$  a  $d_{2max}]$ , e  $[d_{3min}$  a  $d_{3max}]$ , expressões utilizadas para determinar o intervalo de pesquisa para o ciclo de trabalho de cada pico local, conforme mostra a Figura 11.

Figura 11 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta em (BAŞOĞLU, 2019).



Fonte: Adaptado de (BAŞOĞLU, 2019).

O trabalho proposto em (AHMED; SALAM, 2015) concluiu que o método de  $0,8V_{oc}$  é aplicável apenas para módulos do tipo monocristalino e policristalino, não incluindo os de filmes finos e de outras tecnologias. Além disso, vários pontos que levam a mais melhorias são destacados. Primeiramente percebeu-se que, caso o número de MPPs na curva P-V seja maior do que quatro, não é possível mais afirmar que tais picos estarão próximos a múltiplos de  $0,8V_{oc}$ . Assim, foi provado que à medida que o número de picos cresce a posição dos picos afasta-se de  $0,8V_{oc}$ . Logo, não é possível garantir que o GMPP seja seguido corretamente pelas técnicas que utilizam a filosofia de múltiplos de  $0,8V_{oc}$ . Com base nessa afirmação, os autores propõem uma variável de compensação ( $\alpha$ ), de valor  $0,8 - 0,97$ , a ser multiplicada por  $V_{oc}$ , cujo valor exato depende do padrão de sombreamento apresentado.

Algumas soluções aplicam modificações relacionadas à topologia de conversores. Outras configurações têm um conversor c.c.- c.c. individual com um controlador de MPPT para cada módulo FV, conforme comentado anteriormente nas configurações descentralizadas para maximização da extração de potência. Estas conexões possuem a

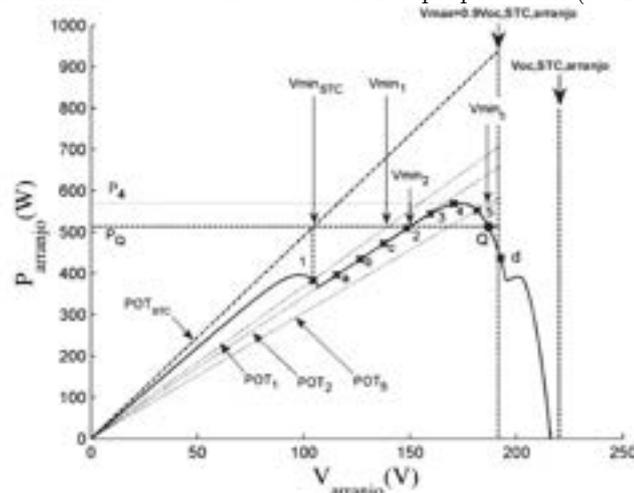
vantagem de detectar rapidamente falhas nos módulos FV evitando perdas de energia por funcionamento inadequado (PENDEM; MIKKILI; BONTHAGORLA, 2020). Porém, estas configurações acrescentam custos aos conversores e não são utilizadas em sistemas FV com arquitetura centralizada, já bastante difundida no mercado.

Outros métodos utilizam inovações para identificar áreas que não contêm o GMPP e, portanto, desnecessárias para serem rastreadas. Assim, a faixa de busca na curva P-V é reduzida fornecendo uma melhora significativa na velocidade de convergência do algoritmo. Em (BOZTEPE *et al.*, 2014), foi proposto um algoritmo expondo o conceito de um limite máximo de tensão, avaliado estatisticamente, acima do qual não é necessário realizar a busca. Esta técnica recebeu o nome de Busca por Janela de Tensão (*Voltage Window Search – VWS*). Com esta estratégia é possível utilizar a ideia do Triângulo de Operação de Potência (*Power Operating Triangle – POT*), no qual é identificada uma faixa de tensão, cujo GMPP é garantido de ser encontrado. Dessa forma, é possível estreitar o limite inferior ( $V_{min}$ ) para que a procura seja minimizada. A análise estatística mostrada neste trabalho também concluiu que a tensão máxima de GMPP nunca excede  $0,887V_{oc}$ . Assim, o valor de  $V_{max}$  no processo de busca é fixado em  $0,9V_{oc}$ . Outra informação extraída do estudo estatístico é o tamanho do passo de tensão usado na busca da curva. Os autores descobriram que o valor ótimo do passo de tensão deve ser aproximadamente a diferença de tensão entre dois picos locais de potência adjacentes.

O POT definido por (BOZTEPE *et al.*, 2014) é apresentado na Figura 12. Este triângulo é delimitado pela linha vertical que representa 90% da  $V_{oc}$  do arranjo e pela linha de potência, cuja inclinação é a  $I_{sc}$  do arranjo em STC (Standard Test Conditions - Condições de Teste Padrão). Esta inclinação da hipotenusa, que inicialmente é  $POT_{STC}$ , é progressivamente reduzida utilizando as medições de correntes durante a procura do GMPP. Assim, o POT pode ser utilizado para atualizar o limite inferior,  $V_{min}$ , e reduzir a faixa de busca. Na Figura 12, o ponto  $Q$  é o primeiro ponto de operação salvo no primeiro passo do algoritmo por ser a maior potência rastreada até então. O ponto de encontro da reta de potência constante do ponto  $Q$  e a hipotenusa do  $POT_{STC}$  é a tensão  $V_{min_{STC}}$ . Portanto, a curva P-V dentro da faixa de tensão  $[0, V_{min_{STC}}]$  nunca terá um MPP que excederá a linha  $PQ$  (o ponto de potência anteriormente encontrado). Então, o intervalo de tensão  $[0, V_{min_{STC}}]$  não precisa ser considerado, reduzindo, assim, o intervalo de busca.

Assim como no método VWS o algoritmo implementado em (WANG; LI; RUAN, 2016), denominado de *Search-Skip-Judge (SSJ)*, busca minimizar a região de análise identificando

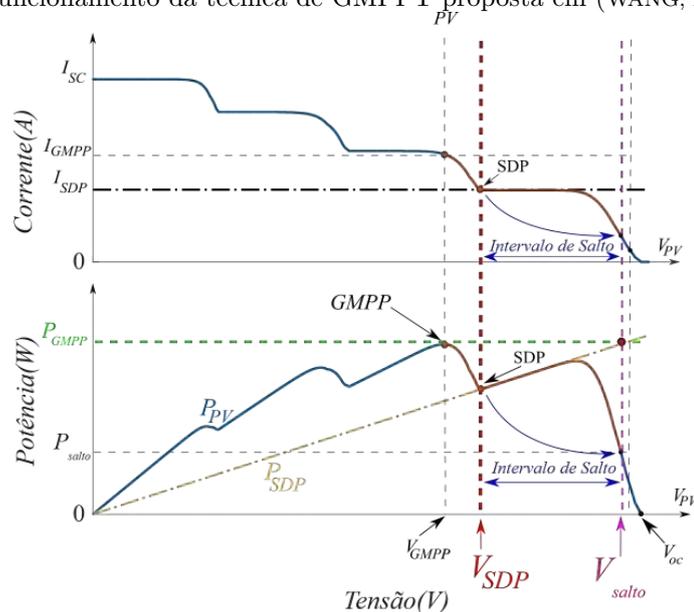
Figura 12 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta em (BOZTEPE *et al.*, 2014).



Fonte: Adaptado de (BOZTEPE *et al.*, 2014).

as partes da curva P-V em que a busca pelo MPP pode ser otimizada. Um exemplo do funcionamento do método é apresentado na Figura 13. Inicialmente, são obtidos através de saltos os MPPs locais. Em seguida, define-se a região correspondente ao intervalo  $[V_{SDP}, V_{Salto}]$ , onde  $V_{Salto}$  é a tensão em que intersecta a linha de potência,  $P_{SDP}$ , com a reta horizontal  $P_{GMPP}$ .

Figura 13 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta em (WANG; LI; RUAN, 2016).



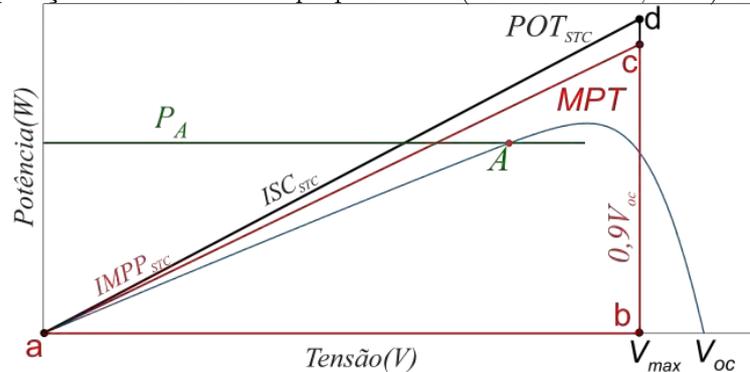
Fonte: Adaptado de (WANG; LI; RUAN, 2016).

Com esta região definida, pode-se afirmar que não existe nenhum outro pico superior ao  $P_{GMPP}$  no intervalo  $[V_{SDP}, V_{Salto}]$ , evitando assim que esse intervalo seja explorado desnecessariamente. O método SSJ é particularmente rápido quando o GMPP está localizado na extremidade inferior da curva P-V. Contudo, o método passa a ser muito

mais lento caso o GMPP esteja posicionado na extremidade superior, pois o processo de busca e saltos precisa ser repetido para vários picos de tensão inferiores antes de atingir o GMPP.

Também com o objetivo de encontrar o GMPP baseado na diminuição progressiva da faixa de busca de tensão, foi proposta, em (Furtado *et al.*, 2018), a técnica do trapézio de máxima potência (*Maximum Power Trapezium* - MPT). A Figura 14 apresenta o MPT que corresponde a um triângulo retângulo. A hipotenusa deste triângulo é a reta que parte da origem com inclinação referente à  $I_{MPP}$  de um arranjo com todos os seus módulos na STC. Essa é a primeira diferença que distingue o triângulo dessa proposta com o da proposta em (BOZTEPE *et al.*, 2014), que tem sua hipotenusa com inclinação dada pela  $I_{sc}$  de um arranjo com todos os seus módulos na STC. Assim, a inclinação do triângulo em (BOZTEPE *et al.*, 2014) é maior que a do MPT. Portanto, a região inicial de busca proposta em (Furtado *et al.*, 2018) é menor do que a região triangular  $POT_{STC}$ . Assim, a diferença entre as duas regiões formadas pelo  $POT_{STC}$  e pelo MPT representa pontos de operação do arranjo que nunca serão MPP sob as hipóteses de irradiância e temperatura definidas.

Figura 14 – Comparação entre as técnicas propostas em (BOZTEPE *et al.*, 2014) e (Furtado *et al.*, 2018).



Fonte: Adaptado de (XU *et al.*, 2021).

A reta de tensão constante que limita o MPT no lado direito é resultado de um estudo estatístico feito em (Furtado *et al.*, 2018). Neste estudo chegou-se à conclusão de que a maior tensão apresentada por um GMPP foi igual a  $0,899V_{oc}$  com todos os módulos na STC, cujo valor foi arredondado para  $0,9V_{oc}$ . À esquerda da linha vertical, os GMPPs estão confinados dentro da inclinação caracterizada pela corrente de GMPP na STC ( $IGMPP_{STC}$ ) e limitada pela potência de GMPP na STC ( $PGMPP_{STC}$ ).

Uma vantagem do POT em relação ao MPT é que a inclinação da hipotenusa vai diminuindo gradualmente à medida que a busca avança, embora o intervalo de salto inicial

do MPT seja maior. Em geral, o dinamismo da técnica proposta em (BOZTEPE *et al.*, 2014) resulta em um maior intervalo saltado.

Apesar das vantagens do método proposto em (Furtado *et al.*, 2018), além de utilizar um limite de tensão superior fixo, o método pode falhar para condições climáticas que possuam elevadas temperaturas e grandes áreas com sombreamento. Devido a estes fatos, foi proposto em (XU *et al.*, 2021) uma técnica que visa diminuir ainda mais a janela de busca de tensão pelo GMPP modificando o método proposto em (Furtado *et al.*, 2018). A técnica, chamada de Trapézio de Máxima Potência Modificado (*Modified Maximum Power Trapezium* - M-MPT), introduz uma reta de limite de corrente variável utilizando características decrescentes de corrente de saída da curva I-V do arranjo FV, de modo que é encurtado o tempo de busca, reduzindo as perdas de energia o que torna o método mais eficiente.

As técnicas de GMPPT baseadas em modelo são utilizadas para oferecerem maiores velocidades de rastreamento sendo possível reduzir ainda mais o tempo de busca, oferecendo mais energia a ser produzida pelo arranjo FV. Entre estas técnicas destaca-se o algoritmo proposto em (HASHEMZADEH, 2019). Esta técnica busca o GMPP com pouco esforço computacional para uma situação de série FV sem a necessidade de utilizar uma solução numérica. Quando se trata de arranjos FV a técnica falha para várias situações de sombreamento parcial e se torna mais complexa, necessitando de um esforço computacional elevado. A Técnica de GMPT proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022) é um outro método, baseado em modelo de diodo único, no qual a parte não linear da curva I-V é aproximada como uma parábola, usam-se os parâmetros da folha de dados e algumas propriedades geométricas para prever a localização da GMPP.

Para além das técnicas de GMPPT descritas, os GMPPT baseados em computação suave têm ganhado popularidade para mitigar os problemas de sombreamento parcial. Estas técnicas são classificadas em três categorias principais. A primeira é a família dos métodos inspirados no cérebro humano que compreende a Rede Neural Artificial (Artificial Neural Network – RNA) (KOTA; BHUKYA, 2019), o controle baseado em lógica difusa ou fuzzy (ELTAMALY; ALOLAH; ABDULGHANY, 2010), a aprendizagem de máquinas e a aprendizagem profunda. A segunda categoria é a otimização do caos e por último é a família dos algoritmos meta-heurísticos.

Uma das técnicas mais famosas quando se trata da família dos métodos inspirados no cérebro humano é a técnica de ANN. Esta técnica possui uma interconexão de neurônios

artificiais (nós) que imitam o cérebro biológico. Uma possível estrutura de ANN, adaptada para MPPT, dispõe as variáveis de entrada como parâmetros do arranjo FV, tais como, irradiância, temperatura, ou qualquer combinação destas variáveis. A saída pode ser designada como a tensão, corrente ou a razão de trabalho, dependendo das variáveis de controle que estão sendo utilizadas pelo conversor.

Os métodos baseados em otimização do caos representam fenômenos não-lineares, cujo comportamento é complexo e aparentemente aleatório. Porém é possível encontrar alguma regularidade nesses fenômenos, o que pode ser utilizado para fazer uma pesquisa otimizada, sendo superior a uma pesquisa aleatória às cegas. As principais características dos métodos baseados em otimização por caos são: aleatoriedade, regularidade e sensibilidade.

Os métodos meta-heurísticos, por sua vez, podem ser subdivididos em: métodos baseados na “inteligência dos enxames”, algoritmos evolutivos, algoritmos inspirados biologicamente, fenômenos físicos e pesquisas com base analítica. Os métodos que se baseiam na “inteligência dos enxames” imitam o comportamento de criaturas, tais como animais, insetos ou peixes na procura de alimentos. As equações utilizadas para o movimento dos agentes durante o processo de otimização são inspiradas pelo comportamento interativo do enxame na procura do alimento. Entre os algoritmos populares adotados para encontrar o GMPPT, que utilizam esta filosofia, está a otimização por enxame de partículas (*Particle swarm optimization-PSO*) (ELTAMALY ALI M; FARH, 2019). Para os métodos baseados na inspiração biológica encontram-se o Algoritmo de Polinização da Flor (*Flower pollination algorithm-FPA*) e a Pesquisa de Cuco Modificada (*Modified cuckoo search-MCS*) como referências de técnicas modificadas com melhor precisão de rastreamento do que as técnicas meta-heurísticas originais.

Já outros pesquisadores propuseram técnicas de GMPPTs baseadas em fórmulas analíticas. Tais métodos fornecem soluções que identificam o GMPP de forma imediata. Um exemplo é a técnica proposta em (JAVED *et al.*, 2016). Neste caso, a função objetivo a ser otimizada é desenvolvida a partir de fórmulas matemáticas e não inspiradas por qualquer evolução física ou biológica. Embora possuam baixo tempo de convergência, o que acarretará em menor perda de energia, estas técnicas, na sua maioria, exigem o conhecimento prévio dos parâmetros do módulo FV além de interrupções frequentes para medir tensão e corrente do sistema FV.

Em geral, as técnicas apresentadas anteriormente são rápidas na busca, mas não garantem a convergência para o GMPP, ou são lentas na busca e garantem a convergência para o GMPP em qualquer caso. Assim, têm sido propostos vários métodos de GMPPT híbridos, cujo compromisso é combinar duas ou mais técnicas distintas de forma a extrair as características desejáveis de cada uma, compensando outras suas fraquezas. Um exemplo de técnica híbrida é a técnica Effective hybrid PSO-SSJ (EHY) apresentada em (KERMADI *et al.*, 2019). Neste caso o algoritmo de PSO se junta ao algoritmo de SSJ para melhorar o seu desempenho e sua precisão de rastreamento.

Por fim, são apresentadas na Tabela 2 as características comparativas das principais famílias de métodos apresentados nesta tese. Muitas destas técnicas foram observadas em (Mostefa Kermadi, 2021). Dessa forma, foram escolhidas para efeito de comparação, com as técnicas propostas neste trabalho, os dois algoritmos que tiveram o melhor desempenho segundo os critérios comparativos adotados: capacidade do GMPPT convergir para o GMPP correto, tempo de convergência, caminho de tensão percorrido, eficiência e perdas de energia.

Tabela 2 – Análise comparativa das técnicas de GMPPT comentadas.

GMPPT	Taxa de Sucesso	Tempo de Convergência	Eficiência	Perdas de Energia
MIC	62 %	Muito rápido	90 %	Médio
VWS	100 %	Médio	89 %	Baixo
SSJ	100 %	Lento	76 %	Médio
MPT	90 %	Médio	88 %	Baixo
M-MPT	100 %	Rápido	91 %	Baixo
FPA	56 %	Lento	84 %	Elevado
MCS	50 %	Lento	84 %	Elevado
EHY	94 %	Lento	85 %	Médio
Proposto em (HASHEMZADEH, 2019)	100 %	Muito rápido	94 %	Baixo
Proposto em (HASHEMZADEH, 2019)*	75 %	Muito rápido	70 %	Médio
Proposto em (MOBARAK; BAUMAN, 2022)	100 %	Rápido	90 %	baixo

\* Considerando arranjos fotovoltaicos

Fonte: O autor.

Dessa forma, as técnicas propostas em (HASHEMZADEH, 2019), (XU *et al.*, 2021) (M-MPT) e (MOBARAK; BAUMAN, 2022) tiveram os melhores índices de desempenhos apresentados e portanto serão mais bem detalhadas nas Subseções 2.2.2, 2.2.3 e 2.2.4. No Capítulo 4, estas técnicas são comparadas a partir de resultados de simulação, com as técnicas propostas neste trabalho. Já o Capítulo 5 apresenta resultados experimentais das técnicas que tiveram os melhores desempenhos, discutidos neste capítulo, com os algoritmos propostos neste trabalho.

### 2.2.2 Técnica de Hashemzadeh

De acordo com as técnicas baseadas em modelo para estimar o GMPP, a técnica apresentada em (HASHEMZADEH, 2019) tem complexidade computacional baixa quando atua em uma única série FV, porém quando busca o GMPP para arranjos o esforço computacional do método é muito elevado. De acordo com o estudo estatístico feito em (HASHEMZADEH, 2019), a técnica oferece um bom grau de precisão na busca pelo GMPP para condições de séries FV, conforme pode ser observado na Tabela 2 apresentada na Seção anterior. Por isso, esta técnica será utilizada para comparação com as técnicas propostas nesta tese, além de se tratar de uma técnica baseada em modelo.

Esta técnica baseia-se no fato de que um conjunto de módulos conectados em série sob condições de sombreamento parcial, protegidos pelo diodo de desvio, têm a corrente de GMPP próxima à corrente de MPP do módulo FV que tem a menor irradiância e não está curto-circuitado pelo seu diodo de desvio. A corrente de MPP do  $i$ -ésimo módulo e do  $r$ -ésimo arranjo é calculada por:

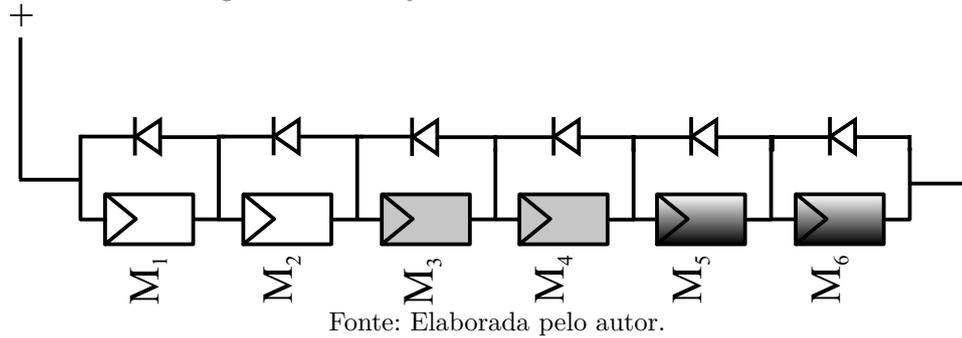
$$I_{mpp,ri} = [I_{mpp}^{STC} + k_i(T_{ri} - T_{STC})] \frac{G_{ri}}{G_{STC}}, \quad (2)$$

onde  $I_{mpp}^{STC}$  é a  $I_{MPP}$  em STC, que significam  $1000W/m^2$  de irradiância incidente e com  $25^\circ C$  ou  $298K$  de temperatura das células,  $T_{STC}$  e  $G_{STC}$  representam a temperatura e irradiância em STC dos módulos,  $T_{ri}$  e  $G_{ri}$  são a temperatura e irradiância do  $i$ -ésimo módulo no  $r$ -ésimo arranjo que tem  $n_s$  módulos FV em série. Por fim,  $k_i$  representa o coeficiente de temperatura da  $I_{sc}$ .

Para esclarecer a proposta feita em (HASHEMZADEH, 2019), considere 6 módulos ligados em série, como mostrado na Figura 15. Os níveis de irradiância dos módulos  $M_1, M_2, M_3, M_4, M_5$  e  $M_6$  são iguais a  $900 W/m^2, 900 W/m^2, 600 W/m^2, 600 W/m^2, 100 W/m^2, e 100 W/m^2$ , respectivamente. De acordo com a equação (2) a corrente de MPP dos módulos  $M_1$  e  $M_2$  é  $6,85A$ , a corrente de MPP dos módulos  $M_3$  e  $M_4$  é  $4,47 A$  e a corrente de MPP dos módulos  $M_5$  e  $M_6$  é  $0,716 A$ .

Pode-se perceber a partir das Figuras 16a e 16b, que a corrente do arranjo série, dos 6 módulos fotovoltaicos, é  $4,64A$  o que é muito próxima da corrente de MPP dos módulos  $M_3$  e  $M_4$ . Além disso, analisando as tensões nos módulos  $M_5$  e  $M_6$  na Figura 15 percebe-se que os diodos de desvio estão conduzindo, ou seja, estes módulos estão sendo contornados, comprovando que a corrente de GMPP está próxima a  $I_{mpp}$  do módulo de

Figura 15 – Arranjo FV com seis módulos em série.



menor irradiância não contornado pelo seu diodo de desvio. Esta afirmação também pode ser vista analisando a curva P-V da série FV. Conforme mostrado na Figura 17, o ponto de GMPP corresponde aquele conjunto de menor irradiância cujos módulos não estão curto-circuitados pelos seus respectivos diodos de desvio. Neste caso para os módulos  $M_3$  e  $M_4$  que possuem irradiância de  $600W/m^2$ .

Para uma confirmação da afirmação citada, (HASHEMZADEH, 2019) simulou 50 padrões de irradiância diferentes, selecionados aleatoriamente, apresentando uma análise estatística que mostra uma comparação entre a corrente de GMPP da série FV com a  $I_{MPP}$  do módulo FV que tem a irradiância mais baixa entre os módulos não desviados. Esta comparação afirma que o erro médio entre estas duas correntes foi de 1,07% e o erro máximo obtido entre as duas correntes foi de 2,8%. Portanto, de acordo com as simulações estatísticas, pode-se afirmar que a corrente de GMPP de uma série FV está sempre próxima da corrente de MPP de um dos módulos.

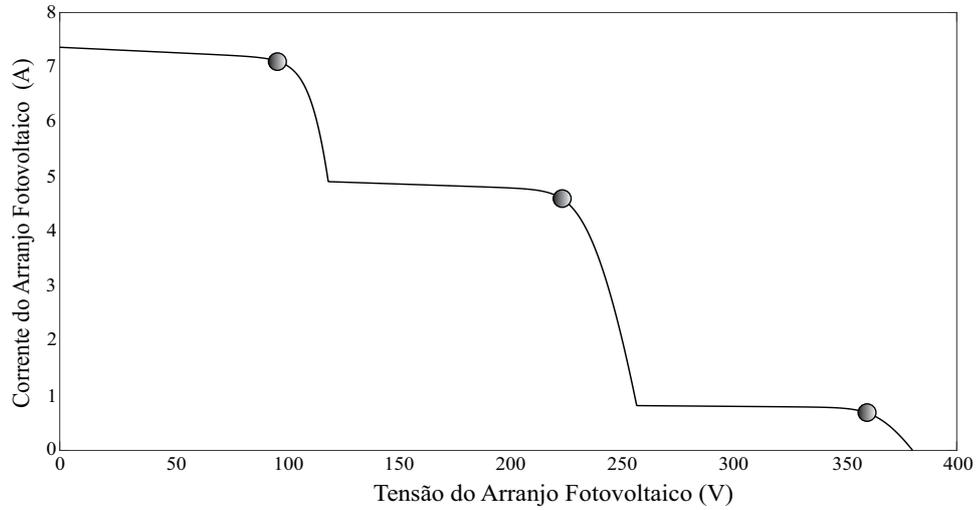
O funcionamento da técnica proposta por (HASHEMZADEH, 2019) é ilustrado no fluxograma da Figura 18. Neste algoritmo, em cada iteração, a corrente de MPP de um dos módulos é obtida por (2) e selecionada como a corrente de GMPP da série FV. Esta é a primeira etapa do fluxograma. A corrente selecionada pode ser comparada com a corrente fotogerada de cada um dos módulos FV a partir da equação dada por

$$I_{ph,ri} = [I_{ph}^{STC} + k_i(T_{ri} - T_{STC})] \frac{G_{ri}}{G_{STC}}, \quad (3)$$

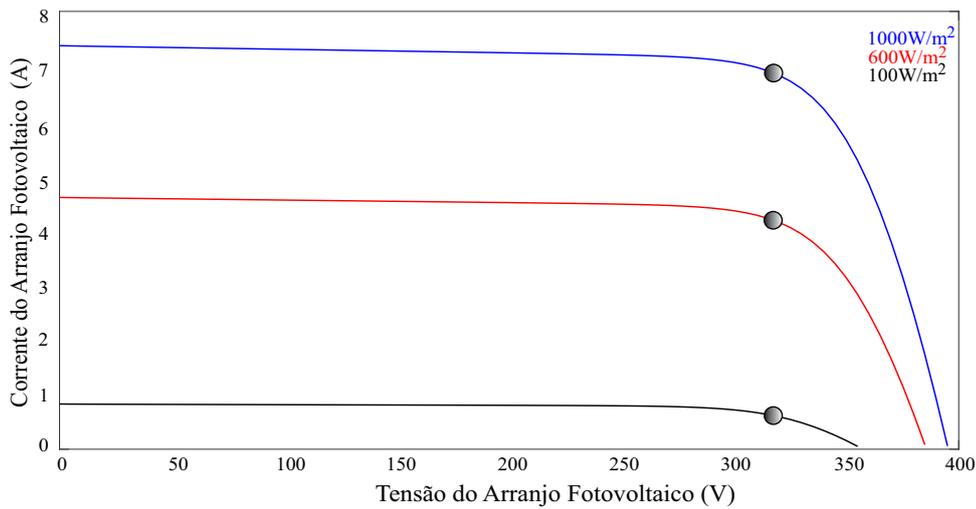
onde  $I_{ph,ri}$  é a corrente fotoelétrica do  $i$ -ésimo módulo do  $r$ -ésimo arranjo. Assim, é possível analisar quais módulos estão sendo desviados pelos respectivos diodos. Se a corrente fotogerada do módulo for maior ou igual que a corrente do arranjo,  $I_r$ , o módulo não será contornado, caso contrário será curto-circuitado pelo seu diodo de desvio. Esta é a

Figura 16 – Curva I-V e P-V de série FV com 6 módulos.

(a) Curva I-V.



(b) Curva I-V para cada uma das irradiâncias



Fonte: Elaborada pelo autor.

segunda etapa do fluxograma. Sabendo quais são os módulos que estarão desativados, pode-se calcular o valor da tensão de GMPP do arranjo série por

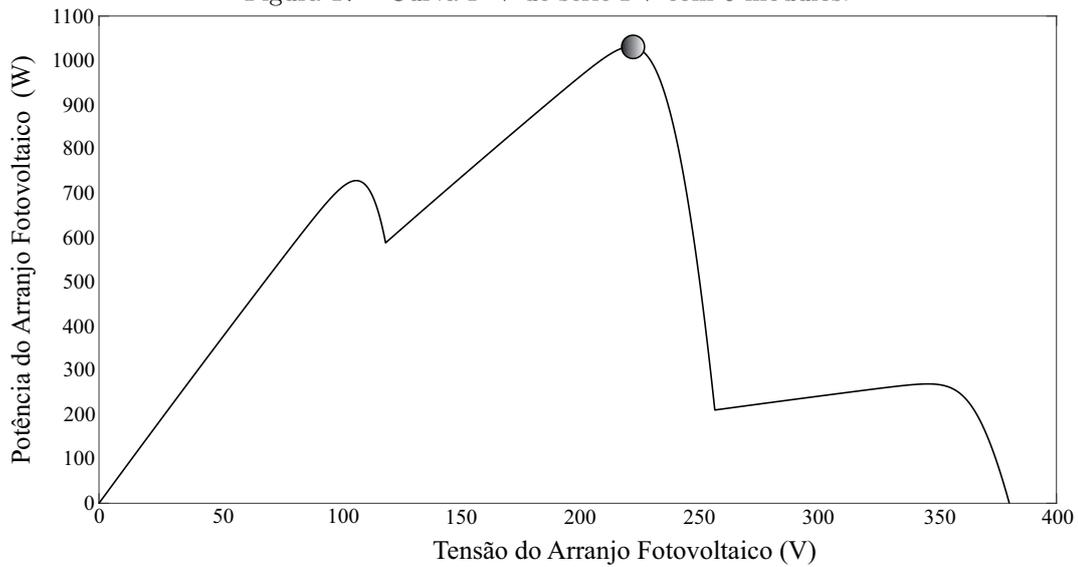
$$V_{GMPP,rj} = \sum_{i=1}^{ns} x_{ri} V_{mpp,ri} - (1 - x_{ri}) V_d, \quad (4)$$

onde  $x_{ri}$  é um coeficiente binário aplicado para considerar o efeito do diodo de desvio. As equações a seguir mostram como este coeficiente toma os valores 0 ou 1.

$$I_r \leq I_{ph,ri} : \text{Diodo} \Rightarrow \text{Bloqueado} \Rightarrow x_{ri} = 1, \quad (5)$$

$$I_r \geq I_{ph,ri} : \text{Diodo} \Rightarrow \text{Conduzindo} \Rightarrow x_{ri} = 0, \quad (6)$$

Figura 17 – Curva P-V de série FV com 6 módulos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

$j$  na equação (4) representa o  $j$ -ésimo módulo cuja corrente foi escolhida como a corrente de GMPP em uma série FV,  $V_d$  é a tensão de condução do diodo,  $V_{mpp,ri}$  é a tensão de MPP do  $i$ -ésimo módulo, podendo ser calculada pela equação a seguir conforme mostrado em (HEJRI; MOKHTARI, 2017):

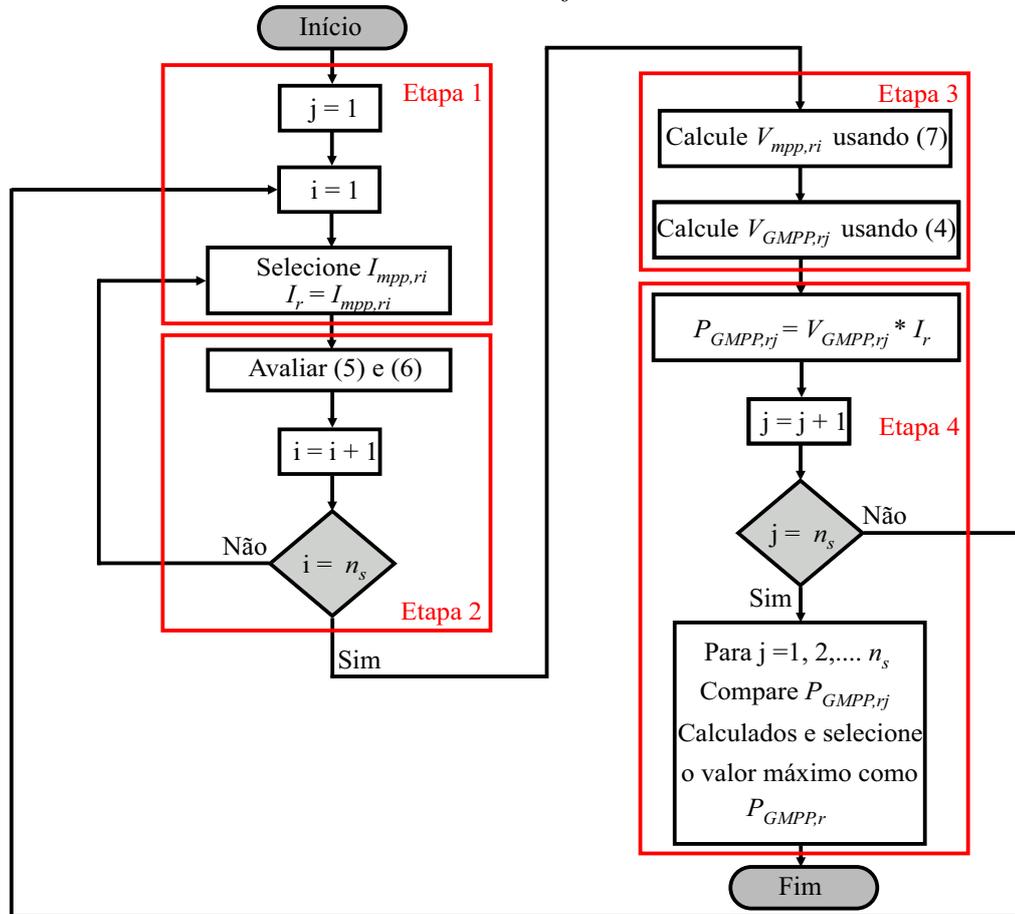
$$V_{mpp,ri} = \frac{V_{mpp}^{STC}}{1 + \delta \ln \frac{G_{STC}}{G_{ri}}} + k_v(T_{ri} - T_{STC}). \quad (7)$$

O cálculo de  $V_{mpp,ri}$  corresponde à terceira etapa do fluxograma.

Em (7),  $V_{mpp}^{STC}$  é a tensão de MPP do módulo FV em STC,  $k_v$  é o coeficiente térmico da  $V_{oc}$  e  $\delta$  é um coeficiente adimensional dado por 0,05 de acordo com (HEJRI; MOKHTARI, 2017). Com base no que foi dito anteriormente, em cada iteração do algoritmo a corrente de GMPP do arranjo-série é igual a uma das correntes de MPP de um dos módulos FV. Em seguida, conforme mostrado no fluxograma da Figura 18, é calculada a tensão  $V_{GMPP,rj}$  para a corrente selecionada no passo anterior. Esta mesma corrente será utilizada para o cálculo da potência de GMPP,  $P_{GMPP,rj}$ , para cada iteração do algoritmo. Finalmente, comparando-se as potências calculadas obtém-se a potência máxima do arranjo-série, isto é,  $P_{GMPP,r}$ . O cálculo de  $V_{GMPP,rj}$  e  $P_{GMPP,r}$  correspondem à quarta e última etapa do fluxograma.

A técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019) utiliza pouco esforço computacional para uma série FV, podendo ser aplicada em um hardware de baixo custo, porém, para saber os valores de temperatura e irradiância seriam necessários um sensor de cada grandeza

Figura 18 – Fluxograma da técnica proposta por (HASHEMZADEH, 2019) para estimação de GMPP de um arranjo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (HASHEMZADEH, 2019).

para cada módulo, elevando bastante o custo do algoritmo, principalmente se esta técnica for aplicada em uma usina FV com várias séries.

### 2.2.2.1 Seguimento de GMPP para séries fotovoltaicas em paralelo (arranjo)

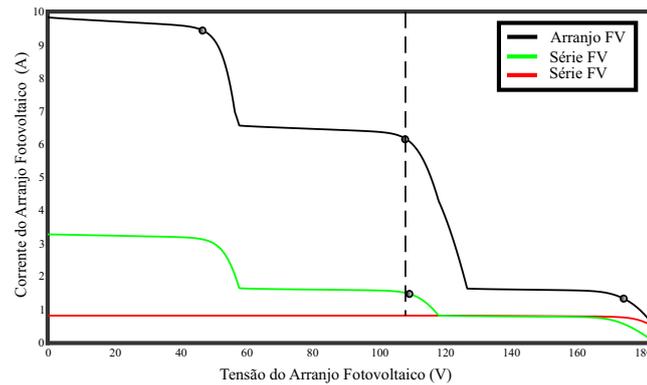
Para detectar o GMPP de um arranjo FV com várias séries conectadas em paralelo, conforme mostrado na Figura 4, a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019) utiliza os conhecimentos vistos na seção anterior, procurando encontrar uma relação entre o GMPP do arranjo FV e o GMPP de cada uma das séries FV.

Para verificar esta relação, (HASHEMZADEH, 2019) simulou 50 casos para padrões de irradiância aleatórios, apresentando a tensão de GMPP de um arranjo FV sempre próxima à tensão de GMPP de uma das séries FV. Estes resultados mostram que o erro máximo entre a tensão de GMPP do arranjo e a tensão de GMPP da série FV mais próxima é inferior a 2,5% e o erro médio é de 0,89%. Esta afirmação também pode ser comprovada

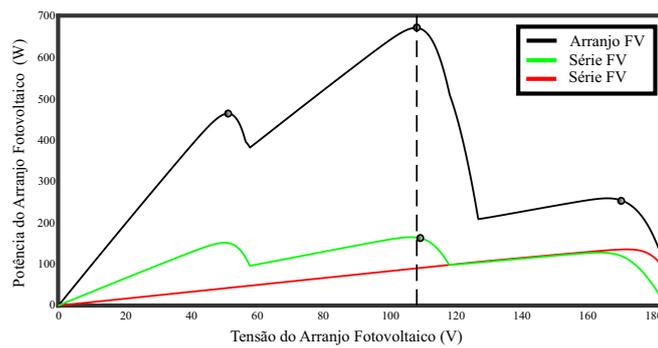
utilizando a Figura 19. Percebe-se que a tensão de GMPP está próxima à tensão da série FV em verde. Caso o número de séries seja maior do que 2, observa-se que mais de uma das tensões de GMPP das séries ficam próximas a tensão de GMPP do arranjo, conforme visto na Figura 20.

Figura 19 – Curva I-V e P-V de um arranjo FV composto de duas séries FV.

(a) Curva I-V do arranjo FV.

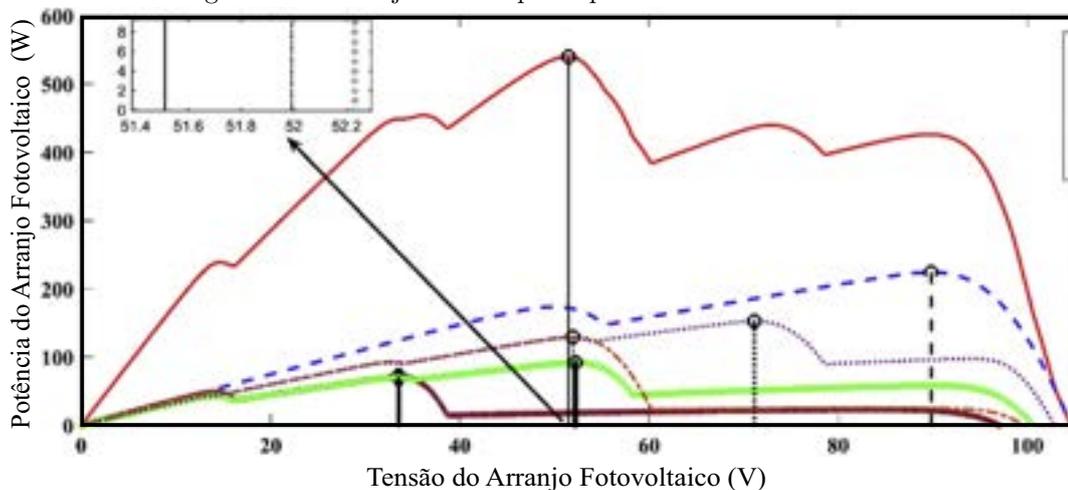


(b) Curva P-V do Arranjo FV



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 20 – Arranjo FV composto por mais de duas séries FV.

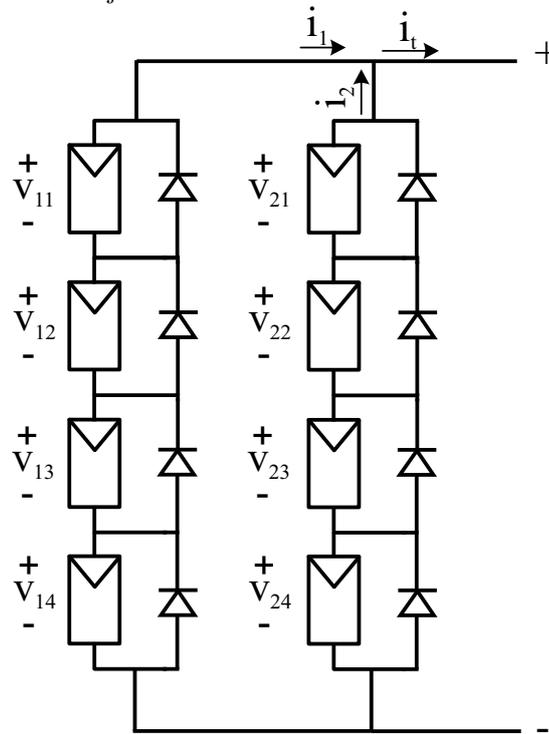


Fonte: Adaptada de (HASHEMZADEH, 2019).

Sabendo disso o método proposto em (HASHEMZADEH, 2019) para seguimento do GMPP tem início com os cálculos de correntes e tensões de cada série FV a partir do algoritmo mostrado na Figura 18. Em seguida, a tensão de GMPP de uma das séries FV é considerada como a tensão de GMPP do arranjo e as outras correntes, dos outros ramos correspondentes a esta tensão, são calculadas através de uma solução numérica da respectiva equação corrente-tensão do ramo. Com todas as correntes de todos os ramos é possível encontrar a corrente do arranjo FV, que multiplicada pela correspondente tensão de GMPP fornece a potência de saída do arranjo FV. Este processo computacional é realizado para todas as tensões de GMPP de todas as séries FV e termina quando todas as potências calculadas forem comparadas.

Para exemplificar este processo, duas séries FV são apresentadas na Figura 21. Para obter a corrente de saída do arranjo, é necessário calcular a corrente de saída da série FV 2 considerando a tensão de GMPP do arranjo como sendo a tensão de GMPP encontrada na primeira série FV. Esta corrente é obtida a partir da solução numérica da equação

Figura 21 – Arranjo fotovoltaico incluindo duas séries fotovoltaicas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

$$X_{21}V_{21} - (1 - X_{21})V_d + X_{22}V_{22} - (1 - X_{22})V_d + X_{23}V_{23} - (1 - X_{23})V_d + X_{24}V_{24} - (1 - X_{24})V_d = V_{GMPP1} \quad (8)$$

onde  $V_{GMPP1}$  é a tensão de GMPP da série FV 1, os parâmetros  $X_{21}, X_{22}, X_{23}$  e  $X_{24}$  são coeficientes binários, de valor 0 ou 1, que representam os efeitos dos diodos de desvio,  $V_{21}, V_{22}, V_{23}$  e  $V_{24}$  representam a tensão de cada módulo do segundo ramo. Estas mesmas tensões podem ser representadas pelo modelo de diodo único de Lambert (BATZELIS ANAGNOSTOU; PAL., 2020):

$$V_{ri} = (I_{ph,ri} + I_{0,ri})R_p - (R_s + R_p)I_r - aV_{t,ri}Lambert(W_{ri}). \quad (9)$$

A função Lambert surgiu como uma ferramenta valiosa no estudo de modelos de painéis FV, pois pode ser utilizada para reformular as equações implícitas do modelo FV de diodo único em equações explícitas. Contudo a função Lambert ( $W$ ) não está clara na literatura e pode ser apresentada como funções iterativas em MATLAB ou em outras plataformas computacionais, enquanto outros autores preferem adotar suas próprias fórmulas de aproximação. A função  $W_{ri}$  pode ser escrita na equação (9) como

$$W_{ri} = \frac{R_p I_{0,ri}}{aV_{t,ri}} \exp \left[ \frac{R_p (I_{ph,ri} + I_{0,ri} - I_r)}{aV_{t,ri}} \right]. \quad (10)$$

Substituindo (9) em (8) obtém-se:

$$\sum_{i=1}^4 \{X_{2i} [(I_{ph,2i} + I_{0,2i})R_p - (R_s + R_p)i_2 - aV_{t,2i}Lambert(W_{2i})] - (1 - X_{2i})V_d\} - V_{GMPP1} = 0 \quad (11)$$

onde  $i_2$  é a corrente da série FV 2 calculada utilizando-se a tensão  $V_{GMPP1}$ . A equação (11) pode ser resolvida numericamente utilizando Newton-Raphson. Como a corrente do arranjo é a soma das correntes  $i_1$  e  $i_2$ , pode-se calcular a potência de todo o arranjo. A potência do arranjo utilizando a tensão  $V_{GMPP2}$ , como a tensão de GMPP do arranjo, pode ser calculada de forma similar a equação apresentada em (11). Finalmente, a potência de saída do arranjo FV pode ser calculada comparando-se as potências encontradas a partir das tensões  $V_{GMPP1}$  e  $V_{GMPP2}$  como tensões de GMPP do arranjo.

Contudo, para funcionamento adequado da técnica proposta por (HASHEMZADEH, 2019), é necessário medir o valor da irradiância de cada módulo FV individualmente. Diferentemente da temperatura, os medidores de irradiância são caros e, por isso, é preferível medir tensão e corrente para obtenção da irradiância. Na técnica original, a estimativa de irradiância é feita utilizando a seguinte equação

$$G_{ri}A_m = V_{ri}I_r + U_{pv}A_m(T_{ri} - T_a), \quad (12)$$

onde  $V_{ri}$  é a tensão do  $i$ -ésimo módulo da  $r$ -ésima série FV,  $A_m$  é a área da superfície do módulo,  $U_{pv}$  é o coeficiente térmico de transferência que representa a troca de calor do módulo para o ambiente e  $T_a$  é a temperatura ambiente. Porém, a expressão em (12) não é uma boa solução para encontrar a irradiância, já que precisa do valor de  $U_{pv}$  que é encontrado de forma empírica.

### 2.2.3 Técnica de Xu

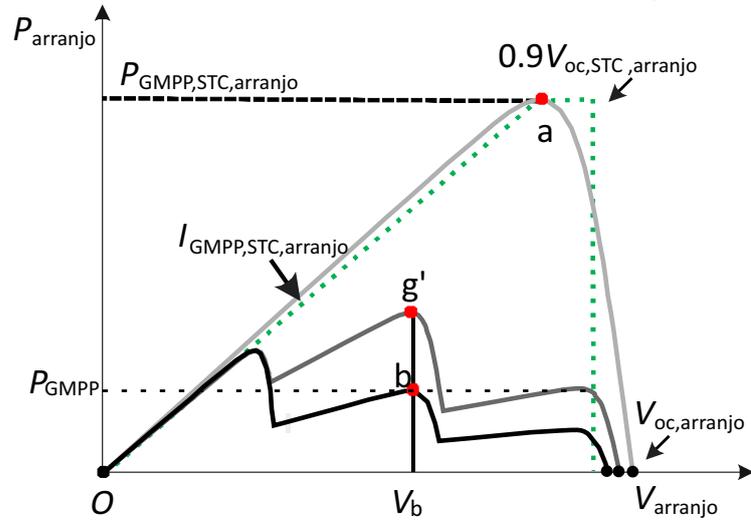
Em (XU *et al.*, 2021), foi proposta uma técnica heurística que modifica a técnica proposta em (Furtado *et al.*, 2018), criando um trapézio de potência máxima modificado (M-MPT). De acordo com a característica decrescente da curva  $I_{arranjo}$ - $V_{arranjo}$ , é introduzido um limite inferior de caminho de corrente variável, reduzindo ainda mais o tempo e o caminho de tensão rastreada quando comparada à técnica proposta em (Furtado *et al.*, 2018). Considerando os resultados obtidos na Subseção 2.2.1, pode-se comparar o algoritmo proposto em (XU *et al.*, 2021) com as técnicas propostas neste trabalho. Por se tratar de uma técnica heurística, para atingir o MPP são necessárias mais iterações o que representa perda de energia.

Para entendimento do método proposto por (XU *et al.*, 2021), pode-se analisar a Figura 22. O ponto “a” mostra uma condição em que não há sombreamento e a curva está representada com um único pico (curva cinza clara). Existindo um sombreamento parcial, o arranjo FV funciona estável no ponto  $g'$  até que ocorre uma mudança repentina fazendo a potência de saída saltar para o ponto “b”. Com esta mudança, pode-se inicialmente armazenar os dados de potência e tensão iniciais no ponto “b” como  $P_{GMPP}$  e  $V_{ini}$  e então começar a procurar um novo  $P_{GMPP}$  através do método M-MPT.

Também é apresentado na Figura 22 o contorno de potência máxima tracejada em verde. A reta vertical, tracejada em verde, indica o limite máximo da faixa de busca de tensão, correspondente a  $0,9V_{oc,STC}$  do arranjo FV, conforme discutido na Subseção 2.2.1. O limite mínimo da faixa de busca, dado por  $V_d$ , é inicializado como o encontro da hipotenusa do triângulo dos GMPPs com a reta de potência no ponto de operação no instante do sombreamento, podendo ser escrito como

$$V_d = \frac{P_{GMPP}}{I_{GMPP,STC,arranjo}}. \quad (13)$$

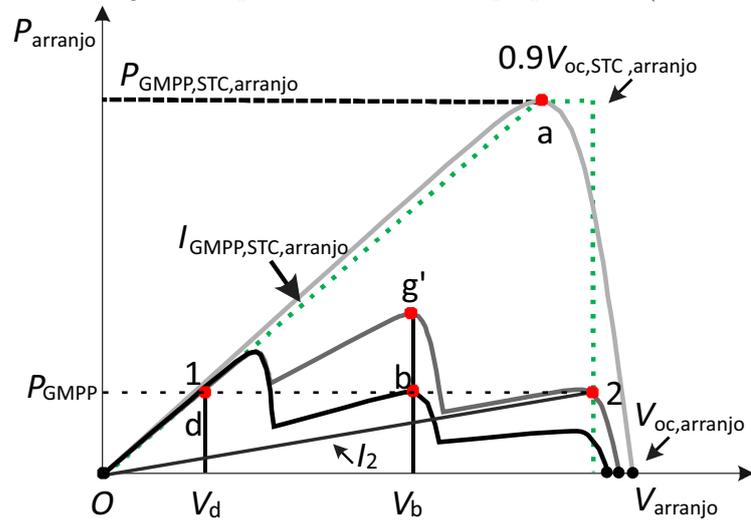
Figura 22 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU *et al.*, 2021).



Fonte: Adaptada de (XU *et al.*, 2021).

A grande diferença em relação à técnica proposta por (Furtado *et al.*, 2018) está na definição da corrente  $I_2$ . Conforme mostrado na Figura 22,  $I_2$  é obtida a partir da conexão entre o ponto “O” e a reta vertical de limite máximo da faixa de tensão. Tal conexão está representada na Figura 23 como “2”. Esta operação geométrica corresponde à seguinte operação algébrica

Figura 23 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU *et al.*, 2021).



Fonte: Adaptada de (XU *et al.*, 2021).

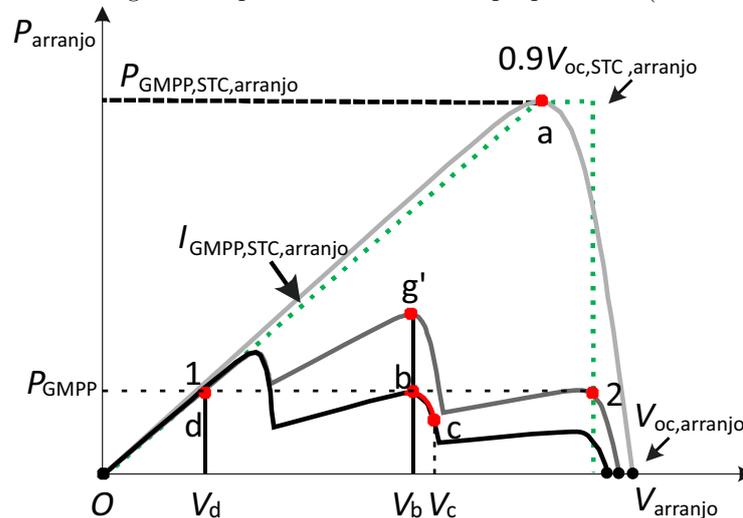
$$I_2 = \frac{P_{GMPP}}{0,9V_{oc,STC, arranjo}}. \quad (14)$$

Assim, o trapézio é cortado por 2 retas, uma vertical e uma inclinada. Se o ponto de potência estiver dentro dessa área, a busca continua. Caso passe uma das retas (inclinada ou vertical), a busca se encerra naquele sentido e começa no sentido contrário. Ao atingir

os limites das duas retas, que são atualizadas a cada passo, o processo de busca conclui e se sabe o valor de  $V_{GMPP}$  e  $P_{GMPP}$ .

Sabendo que as curvas  $I_{arranjo}-V_{arranjo}$  apresentam uma tendência decrescente sob condições de irradiância uniforme e condições de sombreamento parcial, é notável que a corrente  $I_2$  irá encontrar a curva  $P_{arranjo}-V_{arranjo}$  em um único ponto, por exemplo o ponto “c”, mostrado na Figura 24. Além disso, a tensão em qualquer ponto do lado direito do ponto “c” é menor que  $0,9V_{oc,STC,arranjo}$  e a corrente é inferior a  $I_2$ , ponto “2”. Assim a potência de saída do lado direito do ponto “c” é inferior a do ponto “b”. Logo define-se  $I_2$  como o limite de corrente para a faixa de busca que aumentará durante o rastreamento da curva, definindo-se assim um limite superior variável.

Figura 24 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU *et al.*, 2021).



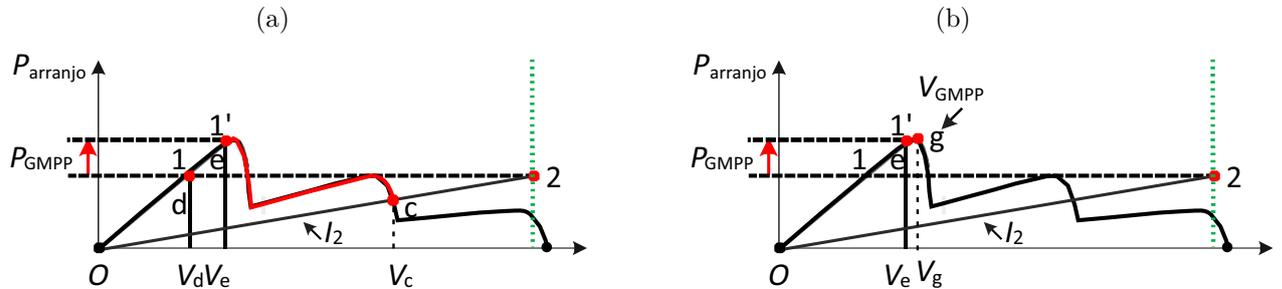
Fonte: Adaptada de (XU *et al.*, 2021).

O método inicia a busca pela faixa de tensão para direita, em direção ao limite máximo estabelecido, depois indo para esquerda, de volta ao limite mínimo. Porém, antes do algoritmo fazer a busca para esquerda deve-se comparar os valores de tensão inicial e tensão mínima, sabendo que os limites máximo e mínimo são atualizados constantemente durante todo o método. Se  $V_{ini} > V_d$ , então deve-se procurar uma maior potência para esquerda, pois o ponto de máxima potência pode estar no intervalo  $[V_d, V_{ini}]$ . Caso contrário, não há necessidade de ir em direção ao limite mínimo, pois todos os possíveis pontos de GMPP estarão após  $V_d$ , melhorando a velocidade de seguimento.

Chegando no ponto “c” o algoritmo detecta que  $V_{ini} > V_d$  então é procurada uma maior potência no sentido de “d”, chegando ao ponto “e” em que, claramente, foi identificado um acréscimo de potência, conforme está mostrado na Figura 25(a). Porém, esse não foi o maior aumento e por isso a técnica ainda segue no sentido de busca à direita

chegando em “g”. Como neste ponto  $V_{ini} < V_d$ , então não há mais necessidade de seguir no sentido contrário indicando que foi obtido o ponto de GMPP, conforme está apresentado na Figura 25(b).

Figura 25 – Diagrama esquemático do método proposto em (XU *et al.*, 2021).

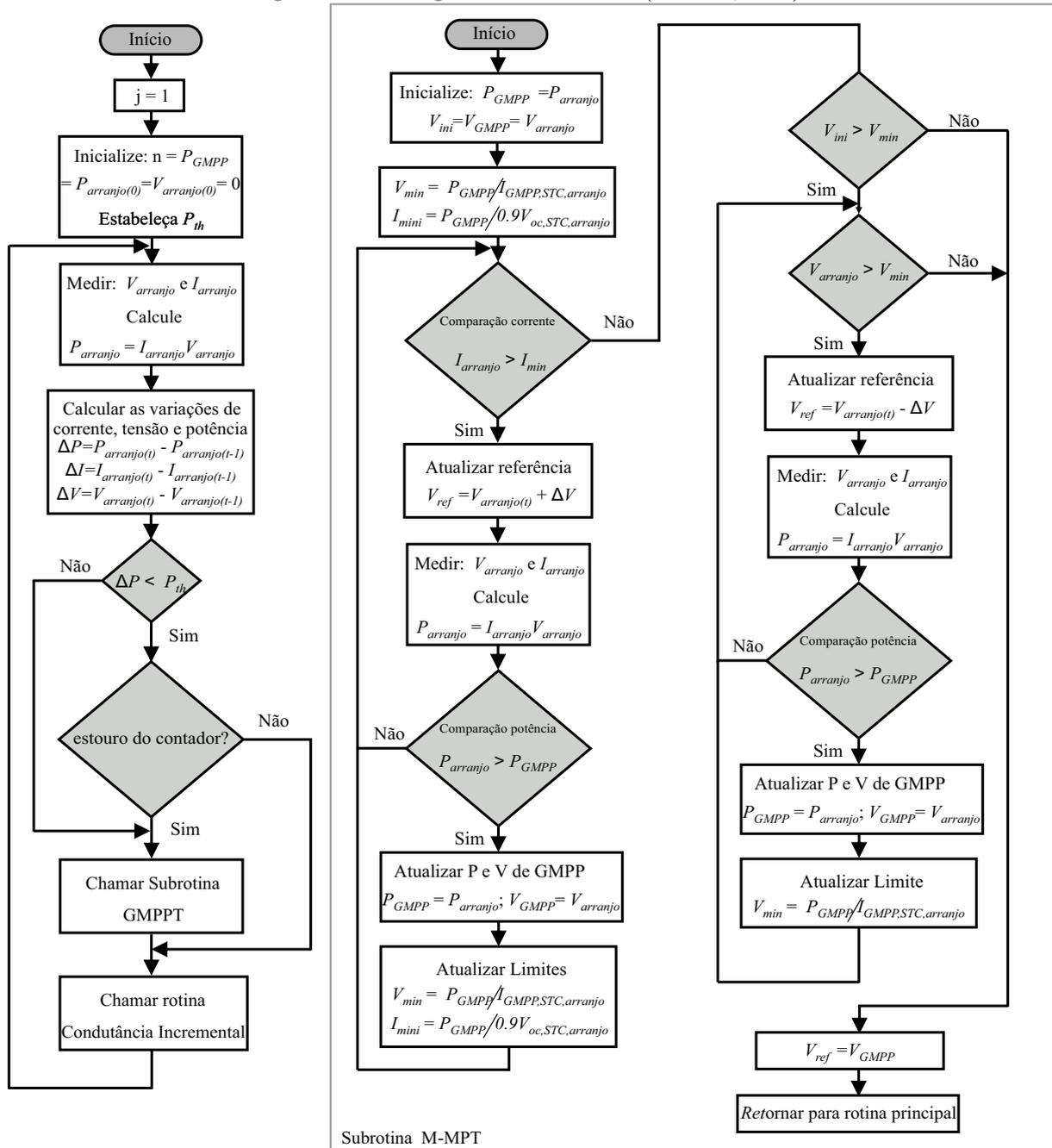


Fonte: Adaptada de (XU *et al.*, 2021).

Portanto, de acordo com as análises feitas anteriormente, pode-se afirmar que o percurso de busca na Figura 22 é  $V_b \rightarrow V_c \rightarrow V_e \rightarrow V_g$ . A solução anterior, proposta por (Furtado *et al.*, 2018), teria o caminho de busca  $V_b \rightarrow 0,9V_{oc} \rightarrow V_e \rightarrow V_g$ .

A Figura 26 descreve o fluxograma da técnica proposta por (XU *et al.*, 2021). Durante a maior parte do tempo, o algoritmo executa o tradicional método de condutância incremental, até que alguma condição de transição interrompe esta fase e o algoritmo executa a fase global. Portanto, na fase local, este método não apresenta nenhuma inovação. Para verificar a condição global é feita uma detecção de sombreamento, baseada na variação de potência em relação à variação de tensão no último passo realizado pelo algoritmo de condutância incremental. Além disso, como condição de detecção de sombreamento é analisado um estouro de um contador periódico. Contudo, em um arranjo FV com módulos em série e sem sensores adicionais, nem todas as alterações de irradiância são detectadas por um limiar de potência. Isto é, mesmo com a inclusão de um contador periódico, pode ocorrer perda de energia inclusive em situações em que a irradiância permanece constante. Para evitar qualquer tipo de desperdício energético é necessário que exista um monitoramento adequado nos módulos.

Quando se atinge a fase global, o algoritmo entra na sub-rotina de GMPPT conforme mostrado na Figura 26. Deve-se portanto armazenar as tensões  $V_{ini}$  e  $V_{GMPP}$  e a potência como  $P_{GMPP}$ . Logo em seguida, deve-se calcular os valores de  $V_{min}$  e  $I_{min}$  conforme mostrados nas equações (13) e (14) respectivamente. Aumentando gradualmente a tensão de saída do arranjo FV, deve-se armazenar os dados de  $I_{arranjo}$  e  $V_{arranjo}$  amostrados de

Figura 26 – Fluxograma da técnica de (XU *et al.*, 2021).

Fonte: Adaptada de (XU *et al.*, 2021).

forma contínua, onde  $P_{arranjo}$  será utilizado para comparar com  $P_{GMPP}$ . Se uma potência maior que a salva em  $P_{GMPP}$  for calculada, deve-se atualizar os valores de  $P_{GMPP}$  e  $V_{GMPP}$  e consequentemente, atualizar os valores de  $V_{min}$  e  $I_{min}$ , até que  $I_{arranjo} < I_{min}$ .

Se  $I_{arranjo} < I_{min}$ , pode-se então comparar as tensões  $V_{ini}$  e  $V_{min}$ . Se  $V_{ini} < V_{min}$ , então não há necessidade de se rastrear para esquerda, logo o algoritmo pode encerrar atualizando o valor da tensão de referência como  $V_{ref} = V_{GMPP}$ . Caso contrário, diminui-se a tensão de saída do arranjo a fim de comparar  $P_{arranjo}$  com  $P_{GMPP}$ . Se  $P_{arranjo} > P_{GMPP}$ ,

então os valores de  $P_{GMPP}$  e  $V_{GMPP}$  serão atualizados para os valores de  $P_{arranjo}$  e  $V_{arranjo}$ . Da mesma forma,  $V_{min}$  será atualizado pela equação (13). Este passo é repetido até que  $V_{arranjo} < V_{min}$ , quando finalmente é atribuído a  $V_{ref}$  o valor de  $V_{GMPP}$ .

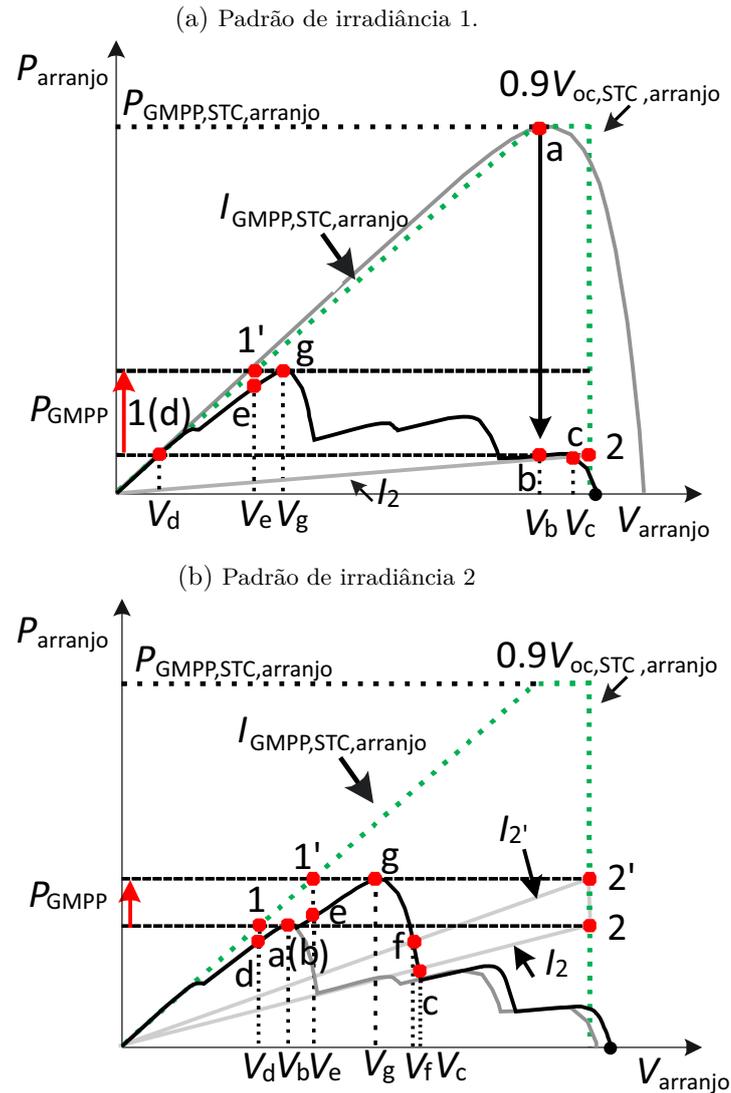
### 2.2.3.1 Análise de exemplos da técnica M-MPT

Alguns exemplos são apresentados nas Figuras 27(a) e 27(b) para ilustrar o funcionamento da técnica proposta em (XU *et al.*, 2021). Neste caso, foram conectados em uma série FV cinco módulos FV com cinco irradiâncias diferentes. Assume-se que cada irradiância, pertencente a cada módulo, varia de 100 a 1000W/m<sup>2</sup>, enquanto a temperatura está variando entre 25°C a 75°C, de forma que possa ser representado nas Figuras 27(a) e 27(b) distribuições típicas de GMPP.

Conforme mostrado na Figura 27(a), antes de ocorrer qualquer sombreamento, o arranjo FV funciona operando no ponto “a”, que é o ponto de máxima potência na condição de irradiância uniforme. Quando quatro módulos da série FV estão parcialmente sombreados, a potência de saída passa a operar no ponto “b”. Logo é detectada uma mudança considerável de potência,  $\Delta P > P_{th}$ , e o algoritmo M-MPT começa a procurar um novo GMPP. Seguindo o algoritmo, grava-se inicialmente a potência do ponto “b” como  $P_{GMPP}$ , a tensão de GMPP como  $V_{GMPP}$ , e a tensão inicial,  $V_{ini}$ . Os limites inferiores e superiores estão representados pela tensão  $V_d$  e pela corrente  $I_2$  respectivamente. Com os limites estabelecidos, o algoritmo começa rastreando para direita ao encontro do ponto “c”, fazendo a corrente de saída cair até chegar ao valor de  $I_2$ . Atingindo o valor de corrente  $I_2$ , o algoritmo detecta que não há mais caminho de tensão a ser rastreado para direita, portanto é necessário verificar se  $V_{ini} > V_d$  e então começar a ir de encontro ao limite mínimo da faixa de busca. Com o aumento gradual da potência de saída,  $V_d$  passa para  $V_e$  e a tensão de GMPP é atualizada para o valor de  $V_g$ . Quando a tensão de saída atinge  $V_e$ , o algoritmo detecta que todos os pontos que podem tornar-se GMPP foram rastreados, assim o ponto de operação é ajustado para o ponto “g” terminando a sub-rotina do M-MPT. Conseqüentemente o caminho final rastreado aparece como  $V_b \rightarrow V_c \rightarrow V_e \rightarrow V_g$ .

Caso a área sombreada diminua gradualmente, as características de saída do arranjo FV se alteram, conforme indicado na Figura 27(b). Neste caso  $\Delta P < P_{th}$ , portanto o algoritmo não consegue determinar a mudança de irradiância ao definir o limiar de mudança

Figura 27 – Processo de rastreamento do método M-MPT.



Fonte: Adaptada de (XU *et al.*, 2021).

de potência, logo é necessário ocorrer um estouro de um contador para a rotina principal chamar novamente a sub-rotina do M-MPT.

Na Figura 27(b) a corrente  $I_2$ , representando o limite máximo da faixa de busca, sobe para  $I_2'$  e os pontos de intersecção com a curva  $P_{arranjo} - V_{arranjo}$  movem-se do ponto “c” para o ponto “f” e do ponto “d” para o ponto “e”. Neste caso a tensão inicial é armazenada como  $V_b$  e o limite inferior inicial é definido como o ponto de encontro entre a reta de potência no instante do sombreamento e a reta representada por  $I_{GMPP,STC, arranjo}$ . Quando  $V_{arranjo}$  sobe até  $V_f$ ,  $I_{arranjo}$  desce até  $I_2'$ , o ponto “d” desloca-se para “e” e o método termina o seguimento para direita. Como neste caso o limite mínimo da faixa de buscas foi atualizado para  $V_e$  e este valor é maior do que  $V_b$ , não há mais necessidade de rastrear para esquerda. Portanto o caminho percorrido fica  $V_b \rightarrow V_f \rightarrow V_g$ .

### 2.2.4 Técnica de Mobarak

O algoritmo proposto em (MOBARAK; BAUMAN, 2022) é um método baseado em modelo de um diodo no qual a parte não linear da curva I-V é aproximada como uma parábola. Para fazer esta aproximação utilizam-se os parâmetros da folha de dados, do respectivo módulo, e algumas propriedades geométricas para prever a localização exata do GMPP. As propriedades geométricas estão relacionadas a utilizar algumas equações parabólicas para calcular os MPP quase que exatamente durante as condições de sombreamento parcial.

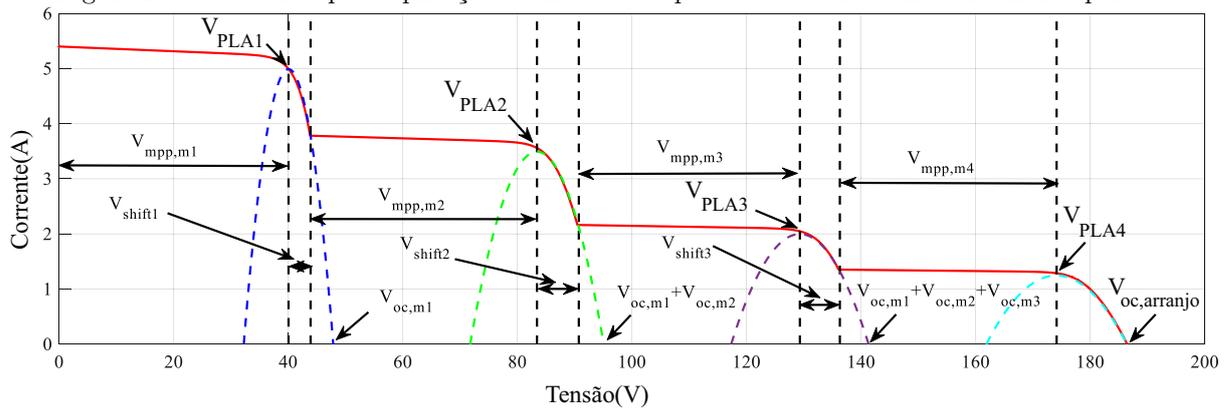
A cada contagem de ciclos, definida previamente, o controlador verifica se ocorreu alguma mudança na corrente, que por sua vez irá indicar uma mudança na irradiância a partir de:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{mppsTC}} = \frac{I_{sc}}{I_{scsTC}} = \frac{G}{G_{STC}}. \quad (15)$$

Se essa mudança for maior do que  $50(w/m^2)$ , uma grande mudança na irradiância é considerada e então a fase global do algoritmo pode ser implementada. Caso contrário, a fase local atua aplicando o algoritmo de escalada de colinas (*hill climbing* - HC). Para obter a irradiância estimada corretamente, o algoritmo precisa percorrer a curva P-V até os pontos de  $V_{oc}$  de cada um dos subarranjos, conforme mostrado na Figura 28. Esta Figura apresenta 4 módulos em série com 4 irradiâncias distintas. Este tipo de estimação acaba prejudicando o método, pois será necessário que todos os diodos de desvio estejam bloqueados para obter a estimação do módulo que tem a irradiância mais baixa do conjunto. Fazendo isso, obtém-se as  $I_{sc}$  de cada subarranjo, o que a partir da equação (15) obtém-se as irradiâncias de cada um dos módulos. Considerando os mesmos 4 módulos com 4 irradiâncias diferentes, se  $G_1 - G_4 \leq G_{crit}$ , o controlador confirma que o sistema está sob irradiância uniforme e ativa o algoritmo HC. Se  $G_1 - G_4 > G_{crit}$ , um sombreamento parcial é confirmado, e então a fase global do algoritmo passa a ser ativada.

As tensões reais de circuito aberto destes 4 módulos, curvas apresentadas na Figura 28,  $V_{oc,m1}$ ,  $V_{oc,m2}$ ,  $V_{oc,m3}$  e  $V_{oc,m4}$ , variam com base nas irradiâncias incidentes  $G_1$ ,  $G_2$ ,  $G_3$  e  $G_4$ , e portanto, são calculadas usando as respectivas correntes de curto-circuito,  $I_{sc1}$ ,  $I_{sc2}$ ,  $I_{sc3}$  e  $I_{sc4}$ , obtidas da varredura previa feita anteriormente, usando

Figura 28 – Curva I-V para aplicação do método da parábola durante um sobreamento parcial.



Fonte: Adaptada de (MOBARAK; BAUMAN, 2022).

$$V_{oc} = n_c \frac{aKT}{q} = \ln \frac{I_{ph}}{I_0}, \quad (16)$$

onde  $n_c$  é o número de células em série,  $a$  é o fator de idealidade do diodo,  $K$  é a constante de Boltzmann,  $T$  é a temperatura em Kelvin,  $q$  é a carga do elétron,  $I_{ph}$  é a corrente fotogerada e  $I_0$  é a corrente de saturação do diodo.

Em (17), é utilizada a proporção de  $V_{mpp}$  para  $V_{oc}$  da folha de dados do respectivo módulo. Também da folha de dados, é obtida a relação de  $I_{mpp}$  para  $I_{sc}$ , apresentadas na equação (18).  $Q$  representa o número do pico local que pode variar de 1 a  $S$ , onde  $S$  é o número de módulos.

$$V_{mpp,mQ} = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} V_{oc,mQ} \quad (17)$$

$$I_{mpp,mQ} = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} I_{sc,mQ} \quad (18)$$

Para  $Q = 1$ , o primeiro pico local aparente (PLA),  $V_{PLA1}$ , é igual ao  $V_{mpp}$  do módulo 1, como em (19). Mas para  $Q \geq 2$ , os PLAs são deslocados para a direita pelo termo  $V_{shift(Q-1)}$ , como mostrado na Figura 28 e calculados pela equação (20). Dessa forma, os  $V_{PLAs}$  restantes são calculados usando a equação (20).

$$V_{PLA1} = V_{mpp,m1} \quad (19)$$

$$V_{PLAQ} = V_{PLA(Q-1)} + V_{shift(Q-1)} + V_{mpp,mQ} \quad (20)$$

Para calcular o termo  $V_{shift(Q-1)}$  assume-se uma parábola através de cada PLA na curva I-V a partir da expressão (21), onde as coordenadas de todos os pontos dessas parábolas pertencem ao conjunto  $(x_Q, y_Q)$ .

$$(X_Q - V_{PLAQ})^2 = -4f_Q(y_Q - I_{mpp,mQ}). \quad (21)$$

Estas coordenadas estão relacionadas a cada parábola passar por  $V_{oc}$  de cada um dos módulos ativados na curva I-V, conforme descrito em (22). Por exemplo,  $Q = 1$  significa que a primeira parábola passa em  $(V_{oc,m1,0})$  e  $Q = 3$  significa que a terceira parábola passa em  $(V_{oc,m1} + V_{oc,m2} + V_{oc,m3}, 0)$ :

$$\left( \sum_{Z=1}^Q V_{oc,mZ,0} \right) \in (x_Q, y_Q). \quad (22)$$

Substituindo  $(V_{PLA1}, I_{mpp,m1})$  de (18) e (19) e  $(x_1, y_1) = (V_{oc,m1}, 0)$  de (22) em (21), o foco,  $f_1$ , pertencente à primeira parábola, pode ser calculado. Também está claro na Figura 28 que cada parábola cruza com a curva de  $I_{sc}$  do módulo seguinte. Por exemplo, a primeira parábola cruza com a  $I_{sc2}$  e a terceira parábola cruza com a  $I_{sc4}$ . Portanto, a coordenada do ponto de intersecção pode ser descrita, como mostrado em:

$$(V_{PLAQ} + V_{shiftQ}) \in x_Q \quad (23)$$

$$I_{sc(Q+1)} \in y_Q. \quad (24)$$

Para a primeira parábola, onde  $Q = 1$ , de (24) obtém-se  $y_1 = I_{sc2}$ . A partir da substituição de  $y_1$ ,  $f_1$ , e o par  $(V_{PLA1}, I_{mpp,m1})$  em (11), obtém-se o valor de  $x_1$ . Substituindo o valor de  $x_1$  e  $V_{PLA1}$  em (23), calcula-se o  $V_{shift1}$ , pelo qual o segundo pico é deslocado para a direita. Portanto, para  $Q = 2$ ,  $V_{mpp,m2}$  é calculado como a soma de  $V_{shift1}$  e  $V_{PLA1}$  conforme descrito em (20) e  $V_{PLA2}$  é calculado de forma quase exata. A corrente portanto, neste ponto, é  $I_{mpp,m2}$ . Para calcular o terceiro pico, considera-se uma segunda parábola com seu vértice em  $(V_{PLA2}, I_{mpp,m2})$  em que,  $Q = 2$ . Dessa forma, pode-se calcular de maneira semelhante os outros pontos das parábolas restantes.

Uma vez conhecidos todos os picos locais aparentes, o algoritmo encontra os picos locais reais  $V_{QPL}$  e suas potências correspondentes  $P_{QPL}$ , subtraindo a queda de tensão do diodo de desvio necessário ( $v_{drop}$ ):

$$V_{QPL} = (V_{PLAQ} - (S - Q)v_{drop}) \quad (25)$$

$$P_{QPL} = V_{QPL}I_{mpp,mQ}. \quad (26)$$

Ao comparar os níveis de potência nestes picos, o algoritmo encontra o GMPP e estabelece o ciclo de trabalho apropriado ao conversor c.c.-c.c. Se houver uma situação em que vários módulos tenham a mesma irradiância, ou irradiâncias próximas, durante uma condição de sombreamento parcial, este algoritmo assume uma única parábola no pico único para todos os módulos sombreados de forma semelhante e ajusta o algoritmo de acordo com o número de picos estabelecidos pela curva. Por fim, está mostrado na Figura 29 o fluxograma da técnica proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022).

Porém, conforme será mostrado nos resultados em simulações, este algoritmo só funciona bem quando a curva tem uma característica de picos bem definidos como apresentado na Figura 28. Caso as irradiâncias estejam muito próximas a técnica demora mais ou pode até mesmo divergir. Neste caso algum método heurístico deve atuar de maneira imediata, pois assim, garante para estas condições que o algoritmo irá funcionar adequadamente, porém sem a atuação da parte global da técnica e simplesmente partindo para a parte local, isto é, o algoritmo HC.

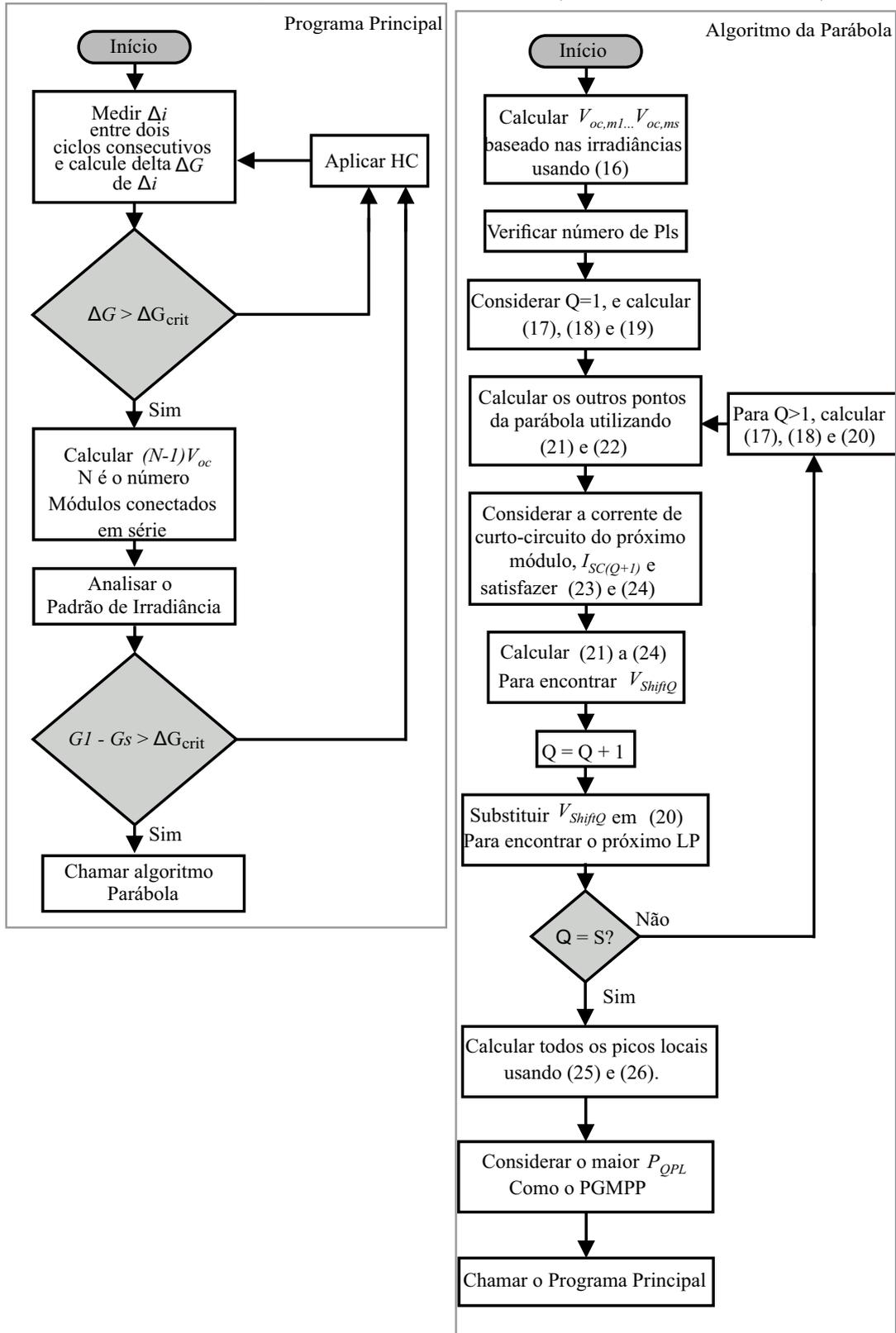
### 2.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas as principais características dos sistemas FV e uma breve revisão dos algoritmos de GMPPT mais relevantes publicados na literatura recente. As três técnicas de GMPPT mais bem avaliadas foram apresentadas e estudadas mais detalhadamente, com destaque para a apresentação dos respectivos fluxogramas que mostraram como as técnicas funcionam para diversas condições climáticas. Estas técnicas terão seus resultados de simulação obtidos nos próximos capítulos.

Devido à necessidade de algumas técnicas apresentadas neste capítulo exigirem o uso de sensores para medição de grandezas que por muitas vezes acaba encarecendo o sistema FV, foi proposto um estimador de irradiância que pode ser agregado a qualquer uma das técnicas propostas. Da forma como foi montado e implementado é possível confeccionar este estimador com baixo custo. Além disso, a comparação das principais técnicas apresentadas

com os algoritmos propostos neste trabalho, a partir de figuras de mérito, comprovarão como funciona cada uma das técnicas e quais são suas principais limitações.

Figura 29 – Fluxograma da técnica proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022).



Fonte: Adaptada de (MOBARAK; BAUMAN, 2022).

### 3 ESTRATÉGIAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA GLOBAL BASEADAS EM MODELOS FOTOVOLTAICOS

Conforme mencionado no Capítulo 1, diversos trabalhos na literatura propõem soluções capazes de encontrar GMPP. De forma geral, as técnicas de GMPPT baseadas em modelo têm um custo financeiro mais elevado, devido ao uso de múltiplos sensores de irradiância. Esta necessidade pode ser justificada pela norma IEC61724 que já traz a utilização desses equipamentos nos arranjos FV, portanto estes sensores não são mais vistos como um custo adicional ao sistema. Dessa forma é necessário o sensor quando se quer comparar o desempenho do sistema FV. Nestes casos, o custo adicional não existe, pois o sensor é necessário. Porém, na grande maioria das instalações, não se busca comparação de desempenho. Nestes casos, o sensor não é aplicado por questões de custo, o que pode atrapalhar o uso de técnicas de GMPPT baseadas em modelo.

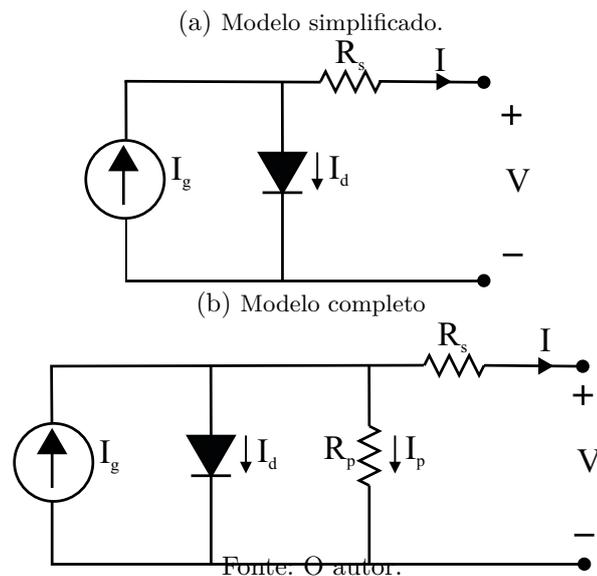
Com o objetivo de reduzir o custo em um sistema FV, é apresentada neste capítulo uma forma de estimar a irradiância para técnicas globais medindo corrente, tensão e temperatura de cada módulo. A estimativa é feita via uma busca por tabela e o seu código é armazenado em uma ESP8266. Dessa forma, é possível confeccionar uma placa permitindo, com baixo custo, fazer as medições mencionadas e por fim a estimativa da irradiância. Além disso, são propostas duas técnicas de seguimento de GMPP. Um dos algoritmos utiliza o modelo de dois diodos apresentado neste Capítulo, uma vez que este modelo representa mais fielmente o comportamento físico dos geradores solares especialmente quando é importante definir a eficiência dos sistemas FV. A outra técnica utiliza o modelo de diodo único, pois trata-se de uma técnica de baixa complexidade computacional para aplicação em séries FV que utilizam o inversor string.

#### 3.1 MODELO FOTOVOLTAICO DE DOIS DIODOS

Os modelos matemáticos para módulos FV são importantes devido à necessidade de um melhor entendimento de seu funcionamento (PIMENTEL *et al.*, 2021). Estes modelos são extremamente relevantes, pois oferecem com precisão a energia elétrica produzida a partir de arranjos FV. Ao simular variações de parâmetros e diferentes condições climáticas os modelos FV fornecem condições para serem utilizados em propostas de técnicas de MPPT.

Pesquisas anteriores utilizaram circuitos equivalentes baseados em dispositivos eletrônicos comuns para modelar o comportamento real dos módulos FV, tais como os modelos de um diodo ou dois diodos (ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011). O modelo mais simples consiste em uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, representando a junção  $p-n$  da célula FV (MAHMOUD; XIAO; ZEINELDIN, 2012). O diodo tem uma corrente  $I_d$ , identificando o mecanismo de difusão, que depende da corrente de saturação  $I_0$  do diodo e do fator de idealidade  $A$ . Uma melhoria ao modelo pode ser feita adicionando uma resistência em série,  $R_s$ , ao circuito equivalente, representando a resistividade do material e as perdas ôhmicas devido aos contatos elétricos conforme apresentado na Figura 30a (SILVA, 2015). Além disso, podem ser feitas outras considerações como a adição de uma resistência em paralelo,  $R_p$ , com a fonte de corrente, representando as correntes parasitas na junção. Neste caso, o modelo é chamado de modelo  $R_p$  ou modelo completo de um diodo representado na Figura 30b.

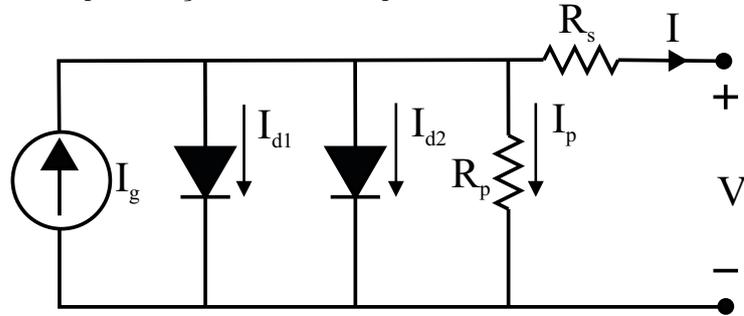
Figura 30 – Representação do circuito equivalente do modelo FV de um diodo.



O modelo completo de um diodo oferece um bom compromisso entre simplicidade e precisão, porém em células FV reais o fenômeno de recombinação de carga representa uma perda substancial de corrente que não pode ser adequadamente representada utilizando o modelo de um diodo, uma vez que este modelo desconsidera o efeito de recombinação (BABU; GURJAR, 2014). Assim para descrever mais precisamente a junção  $p-n$ , adiciona-se um segundo diodo,  $d_2$ , levando a um modelo mais preciso. Este modelo é chamado de modelo de dois diodos e está mostrado na Figura 31 (ISHAQUE; SALAM; TAHERI, 2011). Neste modelo, a corrente de difusão devido aos portadores de carga majoritária é representada

por  $I_{d1}$  e flui através do primeiro diodo,  $d_1$ , enquanto a corrente de recombinação, devido aos portadores de carga minoritária, está identificada por  $I_{d2}$  e flui através do segundo diodo,  $d_2$  (WOLF; BENDA, 2013).

Figura 31 – Representação do circuito equivalente do modelo FV de diodo duplo.



Fonte: O autor.

Conforme apresentado em (BRADASCHIA *et al.*, 2019), tomando como base o circuito elétrico de dois diodos apresentado na Figura 31, a corrente  $I$  de saída é dada por

$$I = I_g - I_{01} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}, \quad (27)$$

onde  $V$  é a tensão de saída,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $A_1$  e  $A_2$  são as correntes de saturação reversa e os fatores de idealidade que representam os fenômenos de difusão e recombinação, respectivamente. As correntes de saturação reversa estão associadas a correntes  $I_{d1}$  e  $I_{d2}$  que circulam nos diodos pelas equações

$$I_{d1} = I_{01} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] \quad (28)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{A_2 V_t} \right) - 1 \right]. \quad (29)$$

Por fim, na equação (27),  $V_t$  é a tensão térmica dada por

$$V_t = \frac{N_s K_B T}{q}, \quad (30)$$

onde  $N_s$  é o número de células ligadas em série no sistema FV;  $T$  é a temperatura em  $K$ ;  $K_B$  é a constante de Boltzman dada por  $1,38 \times 10^{-23} J/K$  e  $q$  é a carga elétrica dada por  $1,609 \times 10^{-19} C$ .

A partir de estudos realizados em (JÚNIOR, 2018), pode-se afirmar que a corrente de saturação associada ao fenômeno de difusão sofre pouca influência com a variação de  $S$ , já a corrente de saturação  $I_{02}$  tende a sofrer uma influência mais significativa da irradiância conforme mostrado em (WOLF; BENDA, 2013). Porém, muitos autores ainda adotam  $I_{02}$  constante em função da irradiância, pois na maioria dos casos o efeito da temperatura é

dominante. Logo, com base na teoria da junção  $p - n$  e nas características das células de silício é possível relacionar a corrente de saturação inversa para o fenômeno de difusão através de

$$I_{01}(T) = I_{01,r} \left( \frac{T}{T_r} \right)^{3/A_1} \exp \left[ \frac{q}{A_1 k_B} \left( \frac{E_g(T_r)}{T_r} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right], \quad (31)$$

onde  $I_{01,r}$  e  $T_r$  são a corrente de saturação e a temperatura na STC. Assim como a corrente de saturação, a energia de  $gap$  também é uma função da temperatura, definida como

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{aT^2}{T + b}, \quad (32)$$

onde  $E_g(0)$  é a energia de referência a 0K e  $a$  e  $b$  são constantes que dependem do material (SINGH; RAVINDRA, 2012).

Segundo os autores (JÚNIOR, 2018) (CUCE; CUCE; BALI, 2013), as variáveis  $R_s$  e  $R_p$  podem ser determinadas por meio de uma função potência, de forma que ambas as variáveis decrescem a medida que a irradiância aumenta. Em relação à temperatura, percebeu-se que  $R_p$  diminui de forma aproximadamente linear com a temperatura, já em relação a  $R_s$ , observou-se um crescimento exponencial com o aumento da temperatura. Todas estas análises levaram a concluir as seguintes expressões para  $R_s$  e  $R_p$

$$R_s(S, T) = R_{s,T} [1 + k_{R_s} (T - T_r)] + R_{s,S} \left( \frac{S}{S_r} \right)^{-\gamma_{R_s}} \quad (33)$$

$$R_p(S, T) = R_{p,r} [1 - k_{R_p} (T - T_r)] \left( \frac{S}{S_r} \right)^{-\gamma_{R_p}}, \quad (34)$$

onde  $k_{R_s}$  e  $k_{R_p}$  são os coeficientes lineares de temperatura para  $R_s$  e  $R_p$  respectivamente;  $\gamma_{R_s}$  e  $\gamma_{R_p}$  são os coeficientes exponenciais de irradiância para  $R_s$  e  $R_p$  respectivamente;  $R_{p,r}$  é a resistência paralela estimada para curva de referência. Por fim,  $R_{s,T}$  e  $R_{s,S}$  representam as resistências dominantes na temperatura e na irradiância de referência, de forma que

$$R_{s,r} = R_{s,T} + R_{s,S}, \quad (35)$$

onde  $R_{s,r}$  representa a resistência série para a curva de referência.

Para a corrente fotogerada,  $I_g$ , as análises feitas em (JÚNIOR, 2018) confirmaram seu aumento proporcional com a irradiância, juntamente com variação linear relacionada à temperatura. Logo obteve-se

$$I_g(S, T) = [I_{g,r} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_r)] \left( \frac{S}{S_r} \right), \quad (36)$$

onde  $\alpha_{I_{sc}}$  é o coeficiente linear para  $I_{sc}$  em relação à temperatura, definido pelo *datasheet* do módulo FV.

Percebe-se também a importância de relacionar  $V_{oc}$  com as condições ambientais fora da STC. Logo, foi possível determinar a dependência logarítmica de  $V_{oc}$  em relação a irradiância, juntamente com a variação linear conhecida em relação à temperatura (BRADASCHIA *et al.*, 2019). Assim,

$$V_{oc}(S, T) = V_{oc,r} + \beta_{V_{oc}}(T - T_r) + k_{V_{oc}}T \ln\left(\frac{S}{S_r}\right), \quad (37)$$

onde  $V_{oc,r}$  é a tensão de circuito aberto para a condição ambiental de referência;  $k_{V_{oc}}$  é a constante de correção de  $V_{oc}$  com a irradiância;  $\beta_{V_{oc}}$  é a constante de correção de  $V_{oc}$  com a temperatura, sendo definida pelo *datasheet* do módulo FV.

Dessa forma, a técnica utilizada neste trabalho para estimação de parâmetros será apresentada na Seção 3.1.1 e é a abordagem híbrida proposta em (BRADASCHIA *et al.*, 2019) chamada de Técnica Híbrida de Pattern Search (TH-PS).

### 3.1.1 Estimação dos parâmetros do módulo fotovoltaico usando TH-PS

Muitas técnicas de estimação de parâmetros utilizam determinadas aproximações nas equações analíticas que comprometem a precisão da solução. Dessa forma, buscando solucionar as limitações encontradas nas outras técnicas baseadas em modelo, uma das técnicas de GMPPT propostas, faz uso da técnica de estimação de parâmetros proposta em (BRADASCHIA *et al.*, 2019). A técnica híbrida de Pattern-Search, (TH-PS), toma como base a técnica de otimização de Pattern-Search (PS) e sua ferramenta fornecida em MATLAB em conjunto com as equações analíticas do modelo de dois diodos fornecidas na Seção 3.1.

A estratégia de PS está contida 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. 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. Assim, esta técnica pode lidar com o problema de estimação de parâmetros do módulo fotovoltaico.

A técnica TH-PS, resumidamente, pode ser dividida em duas etapas: Etapa 1 - Estimar os parâmetros de referência do modelo proposto utilizando uma curva I - V de referência; Etapa 2 - Estimar os outros parâmetros do modelo proposto a partir de curvas

I-V e P-V com valores distintos de S e T. Maiores detalhes do funcionamento desta técnica são encontrados em (JÚNIOR, 2018). Assim, pode-se apresentar  $I_g$ ,  $I_{sc}$ ,  $I_{01}$  e  $I_{02}$  como

$$I_g = I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + I_{01} \left[ e^{\left( \frac{I_{sc} R_s}{A_1 V_t} \right)} - 1 \right] + I_{02} \left[ e^{\left( \frac{I_{sc} R_s}{A_2 V_t} \right)} - 1 \right]. \quad (38)$$

$$I_{sc}(S, T) = [I_{sc,r} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_r)] \left( \frac{S}{S_r} \right). \quad (39)$$

$$I_{01} = I_{02} \cdot 10^{-J}. \quad (40)$$

$$I_{02} = \frac{10^J [I_{sc}(R_p + R_s) - V_{oc}] / R_p}{e^{\left( \frac{V_{oc}}{A_1 V_t} \right)} - e^{\left( \frac{I_{sc} R_s}{A_1 V_t} \right)} + 10^J \left[ e^{\left( \frac{V_{oc}}{A_2 V_t} \right)} - e^{\left( \frac{I_{sc} R_s}{A_2 V_t} \right)} \right]}. \quad (41)$$

A técnica TH-PS foi testada para estimação de parâmetros utilizando as curvas de *datasheets* do fabricante Kyocera de módulos FV do tipo KC200GT. Além desse resultado, curvas experimentais I-V e P-V obtidas a partir de testes experimentais de uma série de medições de módulos FV feitas pelo laboratório nacional de energias renováveis (NREL - *National Renewable Energy Laboratory*) foram utilizadas, onde estas curvas podem ser consultadas em (MARION *et al.*, 2014). Na Tabela 3, são apresentados os parâmetros estimados pela técnica TH-PS para os módulos Kyocera KC200GT (Silício Policristalino), mSi0251 (Silício Policristalino) e CdTe75638 (Telureto de Cádmiio).

As curvas experimentais obtidas da NREL, dos módulos do tipo mSi0251 e CdTe75638, estão publicamente disponíveis em (MARION *et al.*, 2014). Estas curvas representam três climas diversos incluindo dados para todas as tecnologias de módulos FV disponíveis em 2010. Este conjunto de dados contém mais de um milhão de curvas I-V e vem sendo usado para validar e desenvolver modelos que estimam o desempenho de módulos FV. Os dados foram medidos com equipamentos de alta qualidade além de serem utilizados métodos diários de controle de qualidade onde foram desenvolvidas e implementadas várias avaliações.

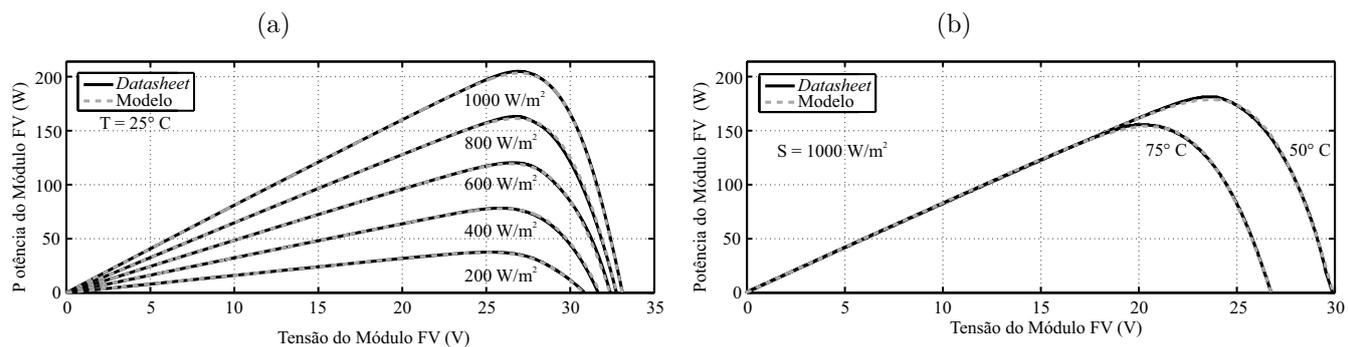
As curvas P-V para o módulo KC200GT, tendo seus parâmetros estimados utilizando a técnica TH-PS, são apresentadas na Figura 32 para diferentes valores de irradiância e temperatura em comparação com as curvas do *datasheet*. Para os módulos mSi0251 e CdTe75638 as curvas P-V são mostradas nas Figuras 33a e 34a, respectivamente, para os mesmos valores S e T que a técnica TH-PS foi executada. Após estimação dos parâmetros, são apresentadas nas Figuras 33b e 34b, as curvas obtidas empregando os parâmetros estimados e as experimentais, para condições de S e T diferentes com o objetivo de

Tabela 3 – Parâmetros estimados para os módulos KC200GT, mSi0251 e CdTe75638 PV usando a técnica TH-PS.

Parâmetros	KC200GT	mSi0251	CdTe75638
$A_1$	1,04	1	1
$A_2$	1,05	1,74	2
$R_{s,r}$ ( $\Omega$ )	0,246	0,318	8,836
$R_{s,S}$ ( $\Omega$ )	0,238	$8,0 \cdot 10^{-5}$	0,195
$R_{s,T}$ ( $\Omega$ )	0,008	0,318	8,641
$R_{p,r}$ ( $\Omega$ )	118,66	685,97	$1,6 \cdot 10^3$
$I_{g,r}$ (A)	8,201	2,687	1,157
$I_{01,r}$ (A)	$4,5 \cdot 10^{-10}$	$1,8 \cdot 10^{-9}$	$4,5 \cdot 10^{-14}$
$I_{02,r}$ (A)	$5,3 \cdot 10^{-10}$	$6,7 \cdot 10^{-6}$	$9,9 \cdot 10^{-7}$
J	0,077	3,57	7,34
$k_{R_s}$ ( $\%/^{\circ}\text{C}$ )	0,0015	1,28	0,001
$k_{R_p}$ ( $\%/^{\circ}\text{C}$ )	6,7	1,21	0,001
$\gamma_{R_s}$	0,893	4,9722	2,358
$\gamma_{R_p}$	0,814	0,4226	0,5017
$V_{oc,r}$ (V)	32,9	20,4321	86,2252
$k_{V_{oc}}$ ( $\%/^{\circ}\text{C}$ )	0,48	0,35	1,12

comprovar que o módulo continua sendo muito bem representado, ou seja, as curvas P-V do modelo correspondem às experimentais. Conforme comentado anteriormente, todos os outros métodos de GMPPT baseados em modelo são representados pelo modelo de um diodo, simplificando consideravelmente o modelo o que pode causar grande distorção entre a curva P-V real e a gerada pelo seu modelo (CAVALCANTI *et al.*, 2021).

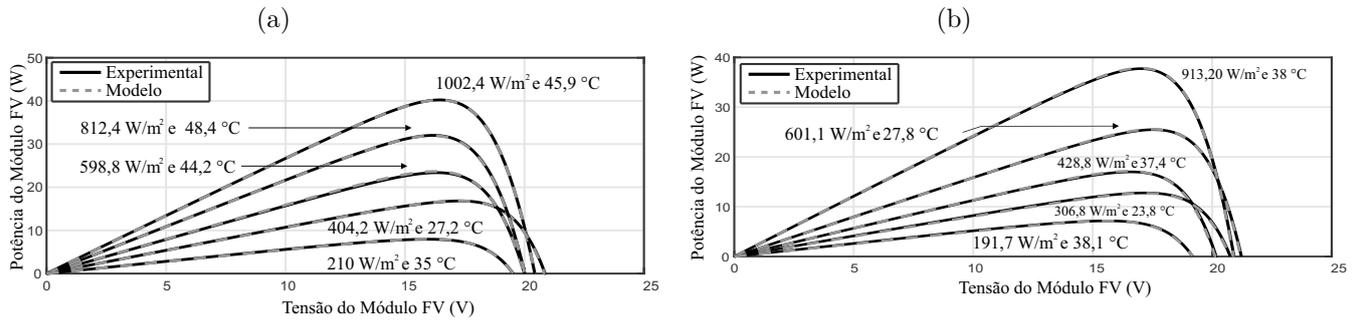
Figura 32 – Comparação entre as curvas obtidas pela técnica TH-PS e as curvas do datasheet para o módulo KC200GT: (a) para diferentes irradiâncias e mesma temperatura e (b) para diferentes temperaturas e mesma irradiância.



Fonte: Adaptada de (JÚNIOR, 2018).

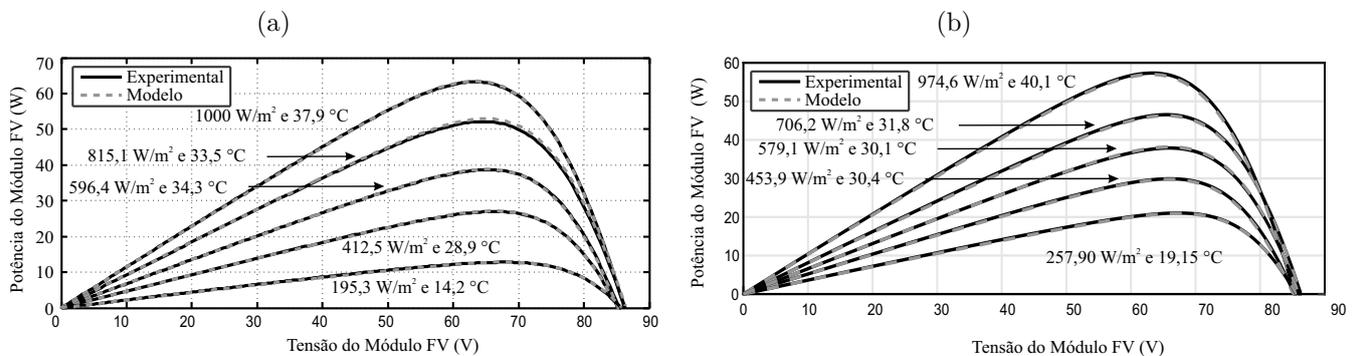
Conforme apresentado em (JÚNIOR, 2018), existem várias propostas de estimação de parâmetros de modelos FV, tais como a técnica de varredura total para o modelo de dois diodos e a técnica TH-PS, porém, este trabalho faz uso do modelo FV de dois diodos apresentado a partir dos parâmetros estimados pela técnica TH-PS, para aplicação de uma

Figura 33 – Curvas obtidas para o módulo mSi0251: (a) curvas de treinamento e (b) validação das curvas obtidas para o modelo de dois diodos usado em uma das propostas de GMPPTs.



Fonte: Adaptada de (JÚNIOR, 2018).

Figura 34 – Curvas obtidas para o módulo CdTe75638: (a) curvas de treinamento e (b) validação das curvas obtidas para o modelo de dois diodos usado em uma das propostas de GMPPTs.



Fonte: Adaptada de (JÚNIOR, 2018).

das técnicas propostas neste trabalho. Com o objetivo de reduzir o esforço computacional, é proposta também uma segunda técnica que utiliza o modelo adaptativo de 15 parâmetros proposto em (SILVA, 2018). Estas técnicas de GMPPT são apresentadas nas próximas seções.

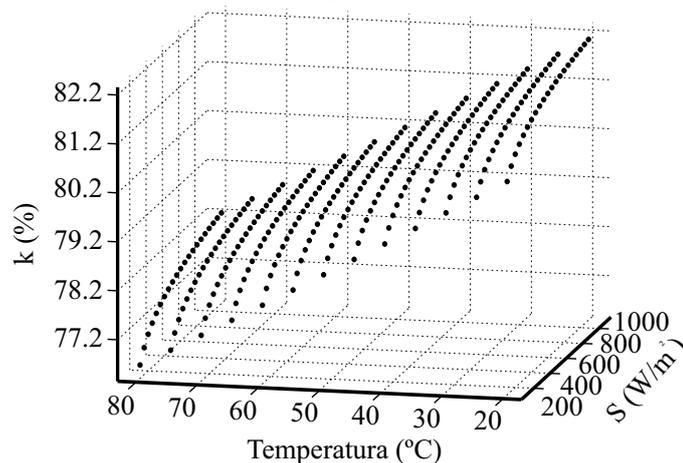
### 3.2 TÉCNICA DA MÁXIMA POTÊNCIA DA CURVA CARACTERÍSTICA GLOBAL - MPCCG

Diferentemente de outros trabalhos descritos sobre GMPPT baseados em modelo, nesta seção é apresentada uma técnica que utiliza o modelo FV de dois diodos e a estimação de parâmetros de módulos FV proposta na técnica TH-PS, além do método iterativo de Newton-Raphson (NR), que tem o objetivo de avaliar rapidamente o GMPP do arranjo FV.

Conforme apresentado em (BRADASCHIA *et al.*, 2019), as equações do modelo de dois diodos indicam como a temperatura e irradiância influenciam os parâmetros do módulo FV. Se a curva  $I - V$  é construída rapidamente a partir de um valor preciso de irradiância e temperatura, os efeitos de mudanças bruscas do posicionamento da máxima potência, devido a um sombreamento, podem ser percebidos e corrigidos. Essa avaliação também é utilizada em (CAVALCANTI *et al.*, 2021), porém é usado apenas para seguir o MPP, isto é sem considerar os efeitos do sombreamento parcial. Portanto, uma das propostas deste trabalho é adaptar este conceito para condições de sombreamento parcial.

Dessa forma, a técnica de Máxima Potência da Curva Característica Global (MPCCG) utiliza características apresentadas em (JÚNIOR, 2018) referentes à técnica de máxima potência da curva característica (MPCC), levando em consideração o efeito de sombreamento parcial. Para condições de irradiância uniforme, o MPCC faz a busca do  $V_{mpp}$  a partir de um limite superior definido como uma fração de  $V_{oc}$ ,  $V_{ls} = (k\%)V_{oc}$ , já próximo o suficiente ao MPP caso o modelo fotovoltaico e o valor medido da irradiância sejam precisos. Referente ao MPCC foi encontrado o valor de  $k\% = 82,14\%$  para o módulo KC200GT em STC. Os valores de  $k\%$  para várias condições de S e T estão apresentados na Figura 35 como função da variação de S e T.

Figura 35 – Valores de  $k\%$  em função de S e T para o módulo KC200GT.



Fonte: (CAVALCANTI *et al.*, 2021).

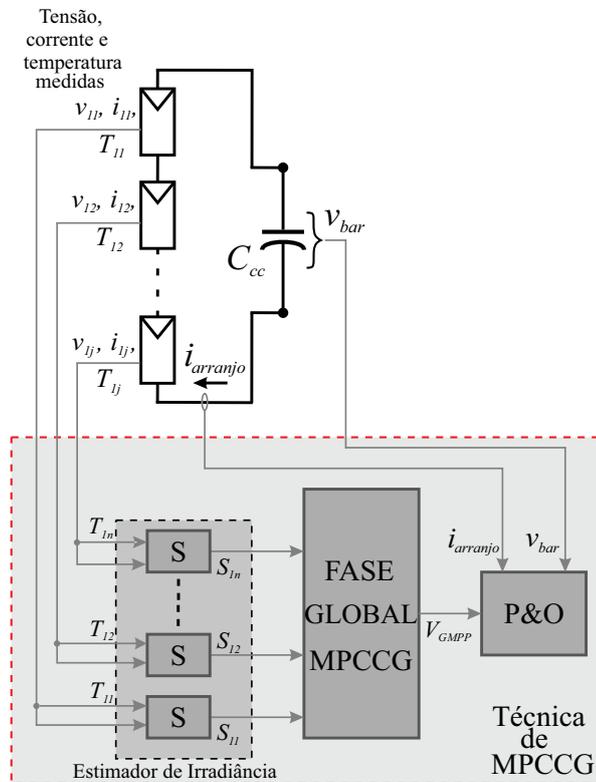
Porém, outros autores utilizam como estimativa do MPP o fator de  $80\%V_{oc}$ , para qualquer condição de irradiância uniforme (AHMED; SALAM, 2018b) (CHEN *et al.*, 2014). Entretanto, as técnicas de MPPT tradicionais que utilizam esta ideia, de encontrar o MPPT próximo a  $0,8V_{oc}$  em condições de sombreamento parcial não funcionam bem. Neste caso, as técnicas precisam ter capacidade adicional para diferenciar os pontos locais

dos pontos globais. Logo, o conceito de encontrar, em uma curva com múltiplos picos, o GMPP próximo a  $0,8V_{oc}$  ou fazer uma varredura a cada pico local da curva  $P - V$  aproximadamente como um múltiplo inteiro de  $0,8V_{oc}$ , conforme proposto em (KOUCHAKI; IMAN-EINI; ASAEI, 2013), pode ser falho, pois a medida que os picos locais começam a se afastar das posições de  $0,8V_{oc}$  o algoritmo pode não convergir para o GMPP.

Fica evidente que a técnica de  $0,8V_{oc}$  não é válida para situações de séries fotovoltaicas com numerosos módulos em condições de sombreamento parcial. Portanto, a ideia da técnica de MPCCG é percorrer todos os picos locais em um único ciclo de MPPT realizando o menor número de operações possíveis.

Esta técnica pode ser aplicada tanto a séries FV quanto a arranjos FV, onde é necessário o valor da irradiância de cada módulo. A irradiância de cada módulo é conhecida por meio de um estimador de irradiância de baixo custo que será apresentado na Seção 3.6. Além do valor da irradiância a técnica precisa medir a tensão do barramento c.c. e a corrente de cada uma das séries que faz parte do sistema FV. A Figura 36 mostra uma situação de uma série FV genérica em que a técnica de MPCCG é aplicada.

Figura 36 – Esquemático geral da técnica de MPCCG

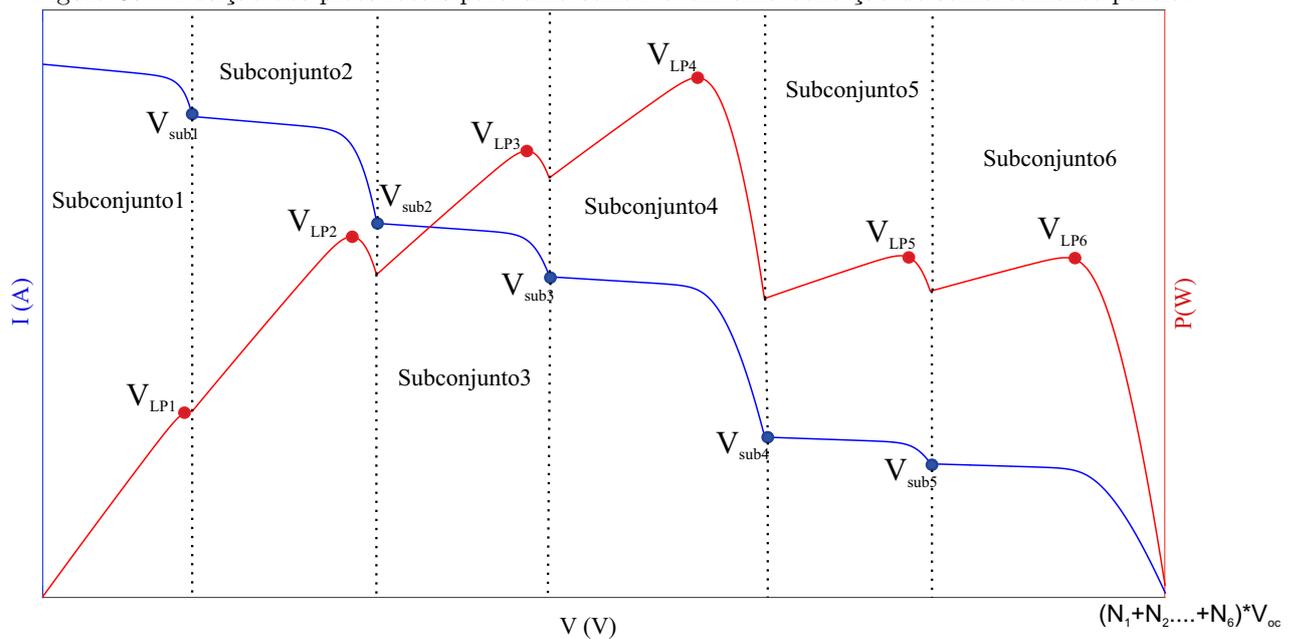


As irradiâncias de todos os módulos da série FV são separadas em subconjuntos, em ordem decrescente.. O subconjunto é formado por um ou mais módulos de cada série,

onde módulos com irradiâncias semelhantes são agrupados em um único subconjunto. Irradiâncias com diferenças de até  $20W/m^2$  são desprezíveis e possuem picos próximos, logo podem ser organizadas em um único subconjunto. É importante notar que o número de subconjuntos varia de 1 até o número máximo de módulos da série FV. Em uma situação em que todos os módulos de uma série têm diferenças de irradiâncias superiores a  $20W/m^2$  seriam obtidos  $j$  subconjuntos na Figura 36.

Assim pode-se definir também a tensão  $V_{subj}$  como a tensão limite do arranjo FV quando o diodo do módulo de maior irradiância seguinte começa a bloquear, ou seja é a tensão final de cada um dos subconjuntos da série. Conforme apresentado na Figura 37,  $V_{sub1}$  é a tensão dada no instante em que o segundo módulo de maior irradiância começa a conduzir corrente. O módulo do subconjunto 2 é o módulo (ou conjunto de módulos) que tem a segunda maior irradiância da série fotovoltaica apresentada na Figura 37.

Figura 37 – Posição dos picos locais para uma série FV em uma condição de sombreamento parcial.



Fonte: O autor.

A Figura 37 apresenta as curvas I-V e P-V de uma série FV que contém um padrão de sombreamento caracterizado por 6 irradiâncias distintas, possuindo 6 picos locais. De acordo com a geometria do padrão encontrado nas curvas I-V e P-V, a tensão  $V_{sub}$ , durante a varredura de tensão dada pelo algoritmo de MPCCG, pode ser armazenada à medida que cada módulo vai conduzindo.

Em (AHMED; SALAM, 2015), a tensão  $V_{sub}$  é calculada analiticamente, tendo como desvantagem a necessidade de medição do valor da irradiância de cada módulo por meio

de um piranômetro. Nesta técnica, após o cálculo de  $V_{sub}$ , a tensão de cada pico local é calculada somando a tensão de cada subconjunto com  $0,8V_{oc}$ . Esta mesma abordagem pode ser utilizada para o MPCCG, devido a necessidade de prever as posições corretas dos picos locais, com a vantagem de não precisar de sensores de irradiância para o cálculo de  $V_{sub}$  e sim utilizar um estimador para cada módulo.

Antes de iniciar a fase global, a técnica de MPCCG é iniciada com a medição de  $T_j$  e a estimação de  $S_j$  para cada módulo FV. Em seguida, são calculados todos os parâmetros internos dos módulos, que são dependentes de  $S_j$  e  $T_j$ , isto é,  $R_{sj}$ ,  $R_{pj}$ ,  $I_{gj}$ ,  $I_{01j}$ ,  $I_{02j}$ ,  $V_{ocj}$ ,  $I_{scj}$ , obtendo um conjunto de parâmetros para cada módulo. Estes parâmetros são calculados toda vez que a irradiância, em qualquer um dos módulos, sofrer uma alteração maior do que um limite definido (limiar). Para o módulo KC200GT, foi definido um limiar de irradiância de  $\Delta S = 10W/m^2$ . Este limiar definido previamente no algoritmo independe do tipo de módulo e pode ser ajustado toda vez que a estimação de parâmetros for executada (BARBOSA *et al.*, 2021b).

Outra informação analisada, a cada passo de tensão, feita pelo algoritmo está relacionada a representação do diodo de desvio do sistema FV que é usado na simulação repetitiva, gatilhada por uma variação de irradiância. A condição para condução ou bloqueio do diodo é dada pela tensão  $V_{(x,y)}$  de saída do módulo na simulação virtual, em que  $x$  corresponde ao número da série FV e  $y$  representa o número do módulo da respectiva série. Caso  $V_{(x,y)} < 0$ , o diodo de desvio estará conduzindo e sua resistência de condução,  $R_{by}$ , é escolhida para um valor pequeno, neste caso  $R_{by} = 10m\Omega$ . Caso  $V_{(x,y)} > 0$  o diodo de desvio estará bloqueado (corrente passando pelo módulo), devendo ser escolhido um valor elevado para sua resistência de condução,  $R_{by} = 1M\Omega$  (WANG; HSU, 2010). Estes valores foram escolhidos para representar um diodo quase-ideal (BARBOSA *et al.*, 2021b).

Assim, para a técnica de MPCCG o primeiro pico a ser determinado pode ser aproximado por

$$V_{LP1} = 0,8V_{oc1}N_1, \quad (42)$$

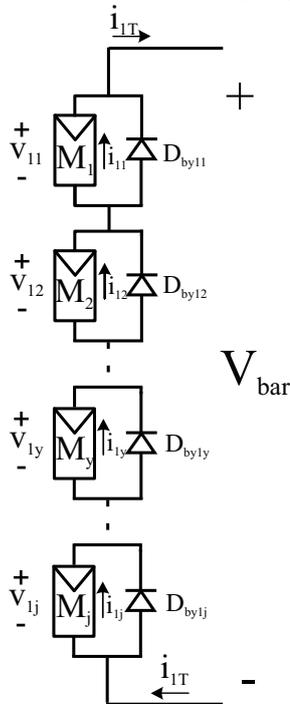
onde  $N_1$  é o número de módulos que tem a mesma irradiância para o subconjunto 1 e  $V_{oc1}$  é a tensão de circuito aberto do módulo FV de maior irradiância. Inicialmente, a técnica organiza em ordem decrescente todas as irradiâncias de modo a identificar o valor da tensão de  $V_{oc}$  de cada um dos módulos. Esta identificação é importante, pois é preciso saber o valor de  $V_{oc}$  do módulo, ou conjunto de módulos, que representa aquele subconjunto a

cada salto que o algoritmo executa a medida que vai varrendo tensão ao longo da curva P-V.

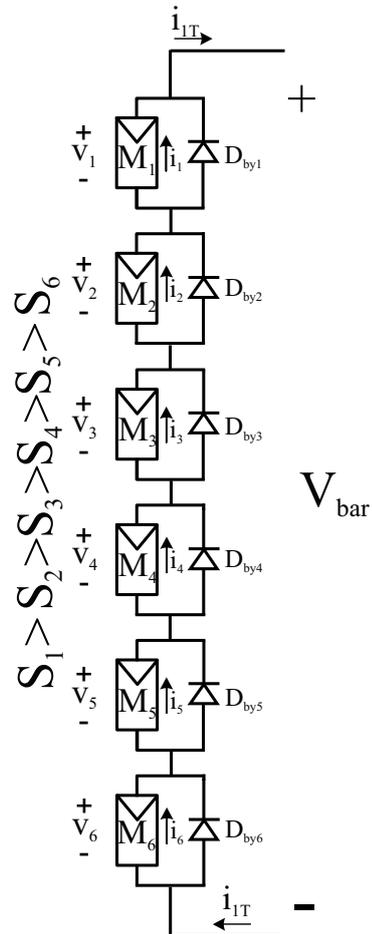
O algoritmo começa a varrer os pontos de tensão a partir de  $0,8V_{oc1}$ , onde para cada ponto de tensão é calculado um ponto de corrente. Para calcular esta corrente dado um valor de tensão,  $V_{bar}$ , conforme mostrado na Figura 38a, para uma série FV genérica, é preciso resolver um sistema em que se deseja conhecer a tensão e a corrente de cada módulo, ou seja, cada módulo terá duas variáveis ( $V_y, I_y$ ) a serem descobertas. Logo, para encontrar uma solução para ( $V_y, I_y$ ) dos seis módulos FV mostrados na Figura 38b é preciso encontrar 12 equações.

Figura 38 – Aplicação da técnica de MPCCG a uma série FV.

(a) Série Fotovoltaica formada por  $j$  módulos.



(b) Série Fotovoltaica formada por seis módulos.



Fonte: O autor.

As primeiras equações podem ser encontradas a partir da corrente do modelo FV de dois diodos, dada por

$$I_y = I_{gy} - I_{01y} \left[ \exp \left( \frac{V_y + I_y R_{sy}}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02y} \left[ \exp \left( \frac{V_y + I_y R_{sy}}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_y + I_y R_{sy}}{R_{py}}. \quad (43)$$

Observa-se que para estas equações foi omitido o índice  $x$ , já que trata-se de uma série FV.

Dessa forma, define-se para cada módulo  $y$  da série FV a equação objetivo

$$f_y = I_{gy} - I_{01y} \left[ \exp \left( \frac{V_y + I_y R_{sy}}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02y} \left[ \exp \left( \frac{V_y + I_y R_{sy}}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_y + I_y R_{sy}}{R_{py}} - I_y. \quad (44)$$

Assim, são encontradas seis equações, uma para cada módulo. Contudo, ainda são necessárias mais seis equações para resolver o sistema. As outras seis equações são originadas a partir da aplicação da Lei de Kirchhoff das correntes (LKC) e da Lei de Kirchhoff das tensões (LKT) dos nós e malhas compostos pelos módulos e diodos de desvio da Figura 38. Estas equações são utilizadas no modelo virtual com o objetivo de formar o equacionamento necessário para serem solucionadas pelo método numérico de NR.

Portanto, para a LKC nos nós 1 a 5 tem-se

$$g_1 = I_1 - \frac{V_1}{R_{by1}} - I_2 + \frac{V_2}{R_{by2}}. \quad (45)$$

$$g_2 = I_2 - \frac{V_2}{R_{by2}} - I_3 + \frac{V_3}{R_{by3}}. \quad (46)$$

$$g_3 = I_3 - \frac{V_3}{R_{by1}} - I_4 + \frac{V_4}{R_{by4}}. \quad (47)$$

$$g_4 = I_4 - \frac{V_4}{R_{by4}} - I_5 + \frac{V_5}{R_{by5}}. \quad (48)$$

$$g_5 = I_5 - \frac{V_5}{R_{by5}} - I_6 + \frac{V_6}{R_{by6}}. \quad (49)$$

Para a LKT tem-se

$$h_1 = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 + V_6 - V_{bar}. \quad (50)$$

Consequentemente, com as 12 equações encontradas da série FV composta por seis módulos é possível montar a matriz constituída pelas equações objetivo  $f$ ,  $g$  e  $h$ , ou seja,

$$\mathbf{F}_x = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ f_4 \\ f_5 \\ f_6 \\ g_1 \\ g_2 \\ g_3 \\ g_4 \\ g_5 \\ h_1 \end{bmatrix}. \quad (51)$$

Por se tratar de um sistema de equações transcendentais, pode-se utilizar o método numérico de NR para solucionar este conjunto de equações. Então, pode-se calcular o par  $(V_y, I_y)$  numericamente, uma vez que são conhecidas as irradiâncias e temperaturas de cada módulo além da tensão de barramento c.c.

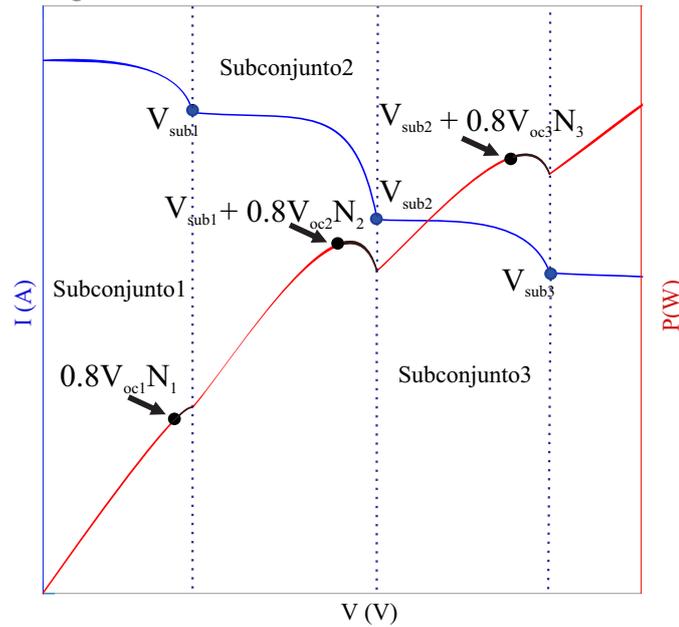
Assim, a corrente de saída do modelo virtual é dada por

$$I_{1T} = I_1 - \frac{V_1}{R_{by1}}. \quad (52)$$

Este cálculo de corrente é realizado durante toda a busca do GMPP feita pelo algoritmo até  $V_{sub1}$ . Com o valor de tensão e corrente, obtém-se o valor de potência e verifica-se se seu valor é o maior já calculado.

Uma ilustração do funcionamento do algoritmo está mostrada na Figura 39. Quando o algoritmo encontra a tensão  $V_{sub1}$ , esta é armazenada quando o módulo  $M_2$  passa a conduzir corrente no subconjunto 2. Ou seja, a tensão  $V_{sub1}$  vai poder ser salva no algoritmo de GMPPT quando o módulo que possui segunda maior irradiância passa a conduzir corrente. É neste momento que é verificado o valor de resistência do diodo de desvio, na simulação virtual, e gravado o valor de tensão  $V_{sub1}$ . Isto significa dizer que o algoritmo detecta a partir da resistência do diodo de desvio se o módulo está sombreado.

Figura 39 – Padrão de busca da técnica de MPCCG.



Fonte: O autor.

Após o primeiro pico,  $LP1$ , a corrente diminui acentuadamente e a busca pelo segundo pico começa em  $V_{sub1} + 0,8V_{oc2}N_2$  como sua tensão de partida, conforme mostrado na Figura 39, ou seja

$$V_{LP2} = V_{sub1} + 0,8V_{oc2}N_2. \quad (53)$$

Então o algoritmo passa a buscar o GMPP varrendo a região de  $V_{sub1} + 0,8V_{oc}N_2$  a  $V_{sub2}$  (região apresentada em preto na Figura 39). Assim que o módulo do subconjunto 3 começar a conduzir é detectado no algoritmo uma mudança de comportamento, dado que o diodo de desvio do subconjunto 3 passa a bloquear, então pode-se avançar para o próximo ponto, isto é

$$V_{LP3} = V_{sub2} + 0,8V_{oc3}N_3. \quad (54)$$

Dessa forma, pode-se repetir esta estratégia para os demais picos locais, que de forma generalizada pode ser escrita como

$$V_{LPk} = V_{sub(k-1)} + 0,8V_{ock}N_k, \quad (55)$$

onde  $k$  é o número de módulos de uma série FV.

Assim, a tensão de GMPP será rapidamente determinada como a maior potência de todos os subconjuntos apresentados na Figura 37. Dessa forma, se o modelo de dois diodos e a microestimação de irradiância forem precisos, a tensão de referência estará muito próxima a tensão de MPP.

Vale salientar que todo o processo do algoritmo de MPCCG é realizado antes de fornecer qualquer informação ao conversor. Além disso uma nova medição é realizada quando novas condições ambientais forem medidas ou quando a tensão do arranjo alcançar a tensão de referência. Logo, é esperado que as perdas relacionadas à operação do conversor sejam reduzidas.

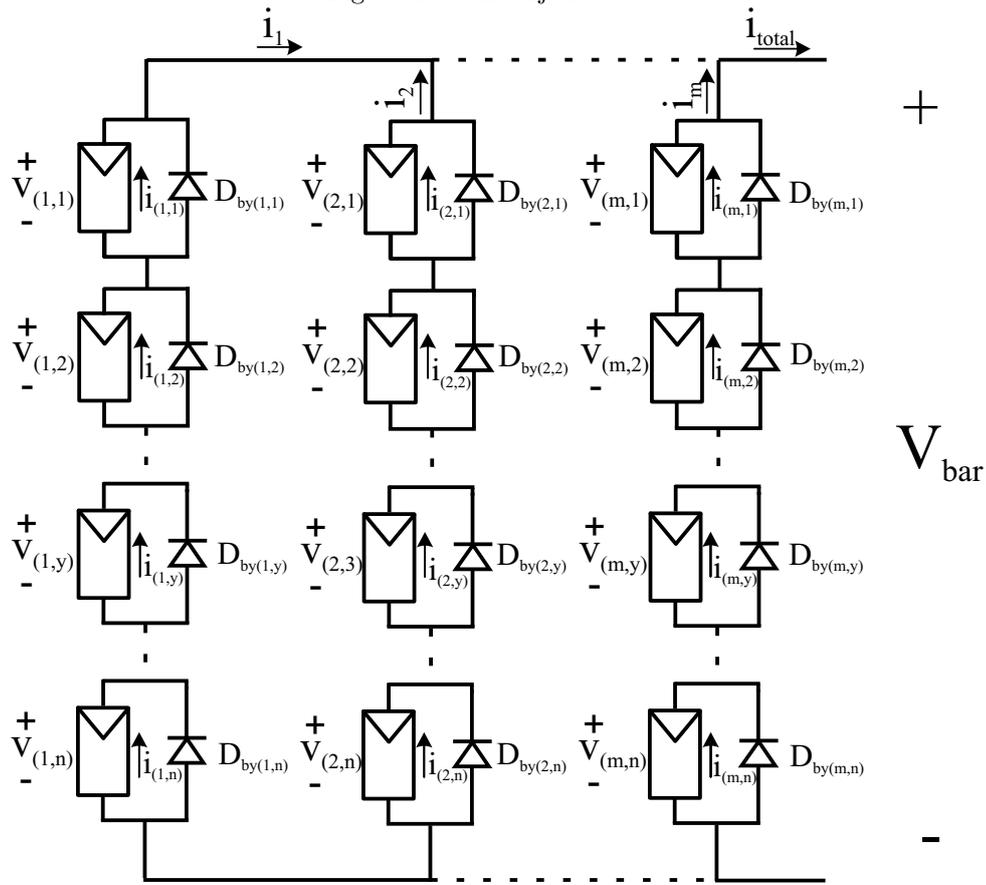
### 3.2.1 MPCCG Para Arranjos Fotovoltaicos

Conforme comentado em (BARBOSA *et al.*, 2021b), pode-se aplicar a ideia de MPCCG a um arranjo de  $m$  séries FV e  $n$  módulos conforme apresentados na Figura 40. Dessa forma, existem  $m \times n$  irradiâncias e temperaturas para cada módulo. Embora a técnica proposta nesta seção funcione para módulos com temperaturas diferentes, neste trabalho a temperatura será considerada igual para todos os módulos, uma vez que a mudança de temperatura irá alterar apenas os valores dos parâmetros do modelo de dois diodos, não acarretando prejuízo ao método.

Conforme discutido na seção anterior, o algoritmo varre cada ponto de tensão, depois de limitadas as faixas de cada subconjunto, e calcula o par  $(V_{(x,y)}, I_{(x,y)})$  com o objetivo de salvar o ponto de maior potência na curva P $\times$ V. Logo, todos os módulos do arranjo, irão apresentar uma tensão  $V_{(x,y)}$  e uma corrente  $I_{(x,y)}$  quando for aplicada uma tensão  $V_{bar}$  no barramento c.c. Assim, para este caso, a cada série FV, deseja-se conhecer os valores de  $V_{(x,y)}$  e  $I_{(x,y)}$ , ou seja,  $2n$  variáveis, portanto busca-se resolver um sistema de  $2n$  equações.

Por isso, pode-se utilizar a estratégia de calcular numericamente a corrente e tensão de cada módulo FV e, conseqüentemente, a potência máxima de saída. Dessa forma, cada módulo pode ser representado pelo modelo FV de dois diodos cuja corrente é dada por

$$\begin{aligned}
 I_{(x,y)} &= I_{g(x,y)} - I_{01(x,y)} \left[ \exp \left( \frac{V_{(x,y)} + I_{(x,y)} R_{s(x,y)}}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] \\
 &- I_{02(x,y)} \left[ \exp \left( \frac{V_{(x,y)} + I_{(x,y)} R_{s(x,y)}}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{(x,y)} + I_{(x,y)} R_{s(x,y)}}{R_{p(x,y)}}. \quad (56)
 \end{aligned}$$

Figura 40 – Arranjo FV  $m \times n$ .

Definindo-se para cada módulo  $y$  da série FV  $x$

$$\begin{aligned}
 f_y &= I_{g(x,y)} - I_{01(x,y)} \left[ \exp \left( \frac{V(x,y) + I(x,y)R_{s(x,y)}}{A_1 V_t} \right) - 1 \right] \\
 &- I_{02(x,y)} \left[ \exp \left( \frac{V(x,y) + I(x,y)R_{s(x,y)}}{A_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V(x,y) + I(x,y)R_{s(x,y)}}{R_{p(x,y)}} - I(x,y). \quad (57)
 \end{aligned}$$

A equação (57) corresponde a  $n$  equações de uma série FV. As  $n$  equações restantes, para formar o sistema, podem ser estabelecidas através da aplicação da LCK e LTK dos nós e malhas compostos pelos módulos e diodos de desvio. Conforme descrito na Figura 41, para um nó entre os módulos  $y$  e  $y + 1$  da série FV  $x$ , tem-se a expressão

$$g_y = I(x,y) - \frac{V(x,y)}{R_{by(x,y)}} - I(x,y+1) + \frac{V(x,y+1)}{R_{by(x,y+1)}}. \quad (58)$$

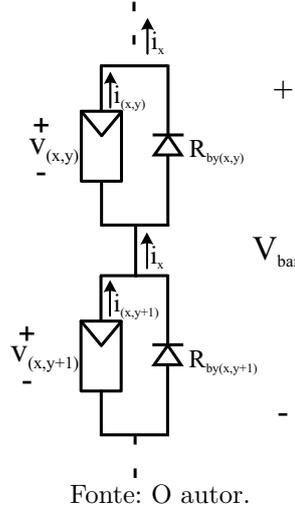
Por fim, aplicando a LTK encontra-se a expressão

$$h_y = V(x,y) + V(x,y+1) - V_{bar}, \quad (59)$$

que pode ser generalizada para  $n$  módulos

$$h_y = V(x,1) + V(x,2) + \dots + V(x,y) + \dots + V(x,n) - V_{bar}. \quad (60)$$

Figura 41 – Modelo do circuito para dois módulos em série.



Assim, é possível resolver as equações apresentadas pelo método de NR para um sistema de  $2n$  equações, o que implica em montar o Jacobiano das funções objetivos apresentadas. Portanto, para cada série FV tem-se

$$\mathbf{F}_x = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_y \\ \vdots \\ f_n \\ g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_y \\ \vdots \\ g_{n-1} \\ h \end{bmatrix} \cdot \quad (61)$$

O valor de cada par  $(V_{(x,y)}, I_{(x,y)})$  pode ser calculado numericamente a partir do sistema apresentado em (61) utilizando o método de NR generalizado para sistemas não lineares, com os valores de irradiâncias,  $G_{(x,y)}$ , estimadas pelo estimador, temperaturas medidas,  $T_{(x,y)}$ , e uma dada tensão  $V_{bar}$  do barramento c.c.

É importante destacar que o MPP de um único módulo, em condições de irradiância uniforme, para a maioria das condições ambientais (S e T) e dos tipos de módulos existentes,

está contido no intervalo de tensão entre  $0,8V_{oc} - V_{oc}$ . Porém, como já comentado, não se pode afirmar o mesmo para condições que envolvem sombreamento parcial. Por isso, é necessário calcular cada tensão de subconjunto  $V_{sub(x,y)}$  e então adicionar o fator de  $0,8V_{oc}$  para seguir cada pico local (AHMED; SALAM, 2015). Para arranjos FV, as tensões de subconjunto,  $V_{sub(x)}$ , de cada série estão próximas umas das outras, assim como  $V_{oc(x)}$ , conforme apresentado na Figura 42. Nesta Figura, é apresentado um arranjo formado por duas séries em paralelo.

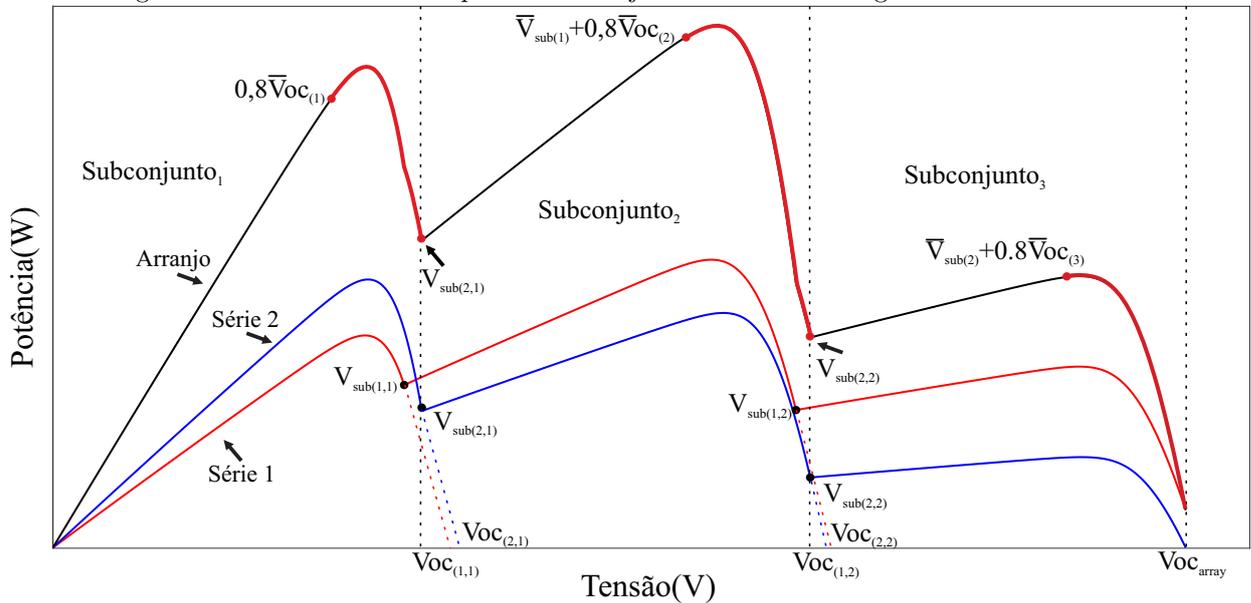
Portanto, as tensões médias  $\bar{V}_{sub(x)}$  e  $\bar{V}_{oc(x)}$ , são fornecidas para o mecanismo de salto utilizado no algoritmo para situações compostas por arranjos FV. Estas tensões são definidas como as tensões de subconjunto e as tensões  $V_{oc}$  pertencentes a cada subconjunto  $x$  de todo o arranjo. Logo, define-se

$$\bar{V}_{sub(y)} = \frac{1}{m} \sum_{x=1}^m V_{sub(x,y)}, \quad (62)$$

$$\bar{V}_{oc(y)} = \frac{1}{m} \sum_{x=1}^m V_{oc(x,y)}, \quad (63)$$

onde  $m$  é o número de séries FV.

Figura 42 – Busca do GMPP para um arranjo FV utilizando o algoritmo de MPCCG.



Fonte: O autor.

Assim como no caso apresentado para séries FV, o algoritmo busca o GMPP a partir de  $0,8\bar{V}_{oc(1)}$ , onde a tensão é incrementada até atingir o maior valor de  $V_{sub(x,y)}$  considerando todas as  $m$  séries para o primeiro subconjunto. Em seguida, o algoritmo salta a  $0,8\bar{V}_{oc(2)} + \bar{V}_{sub(1)}$  em busca do segundo pico local. Conforme apresentado para uma

única série, estes passos são executados até alcançar a última região de subconjunto, onde todos os diodos de desvio estarão bloqueados e a tensão de rastreamento da simulação virtual é elevada até atingir o valor mais baixo  $\sum_{y=1}^n V_{oc(x,y)}$ , onde  $n$  é o número de módulos de cada série (BARBOSA *et al.*, 2021b).

Assim, este procedimento é realizado para todas as  $m$  séries FV existentes, sendo encontrada por fim a corrente de saída do arranjo,  $I_{total}$ , dada por

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_m. \quad (64)$$

que pode ser escrita como

$$I_{total} = I_{11} - \frac{V_{11}}{R_{by11}} + I_{21} - \frac{V_{21}}{R_{by21}} + \dots + I_{x1} - \frac{V_{x1}}{R_{byx1}} + \dots + I_{m1} - \frac{V_{m1}}{R_{bym1}}. \quad (65)$$

Esta metodologia é repetida a cada ponto de tensão buscado na curva, ou seja o par  $(V_{bar}, I_{total})$ , até que seja encontrada a maior potência do arranjo,  $P = V_{bar} I_{total}$ .

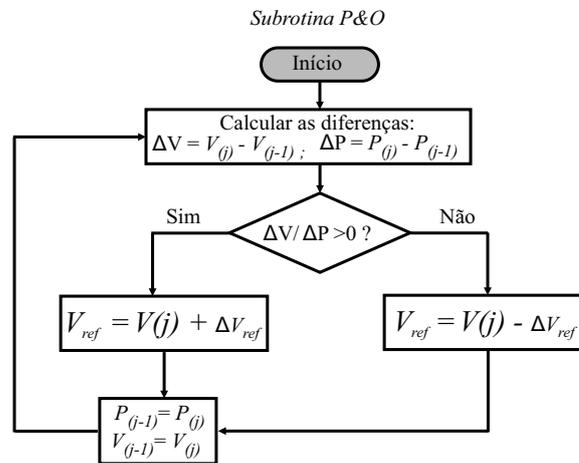
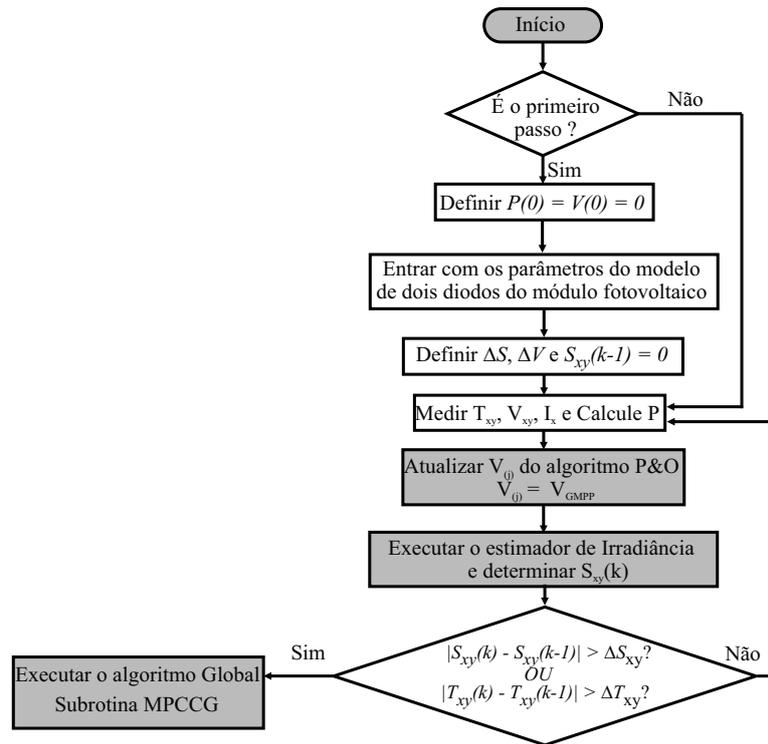
Ainda que selecionada a maior potência, os módulos podem sofrer processos de degradação ao longo do tempo, estimação incorreta de parâmetros ou pequenos desvios de irradiância estimada. Por isso a fase local do algoritmo de MPCCG é composta pelo clássico algoritmo *P&O*, fornecendo baixos erros em regime permanente.

Dessa forma, a técnica proposta não traz nenhuma novidade na sua fase local conforme mostra a Figura 43. O algoritmo *P&O* está intercalado pelo teste de condição de transição para a fase global. O teste de detecção de sombreamento faz a avaliação da variação da irradiância em cada um dos módulos. Caso a variação, em qualquer um dos módulos, seja superior a um limiar constante  $\Delta S$ , um sombreamento é caracterizado.

Identificado o sombreamento, o algoritmo aciona a sua fase global, apresentada na Figura 44. Assim, a técnica de MPCCG + *P&O* atua na fase global, quando procura efetivamente pelo GMPP, e na fase local, agindo na manutenção do pico que a fase global identificou. Portanto, o algoritmo busca o GMPP, utilizando o procedimento descrito de saltos, e após varrer todos estes pontos de tensão, encontra para o GMPP a tensão de referência.

Por fim, esta adaptação do modelo de dois diodos para gerar um modelo exato que emule corretamente o comportamento de um arranjo FV é também uma das contribuições desta tese. Conforme será apresentado nos resultados em simulação este modelo representa,

Figura 43 – Fluxograma do algoritmo MPCCG.  
Rotina Principal



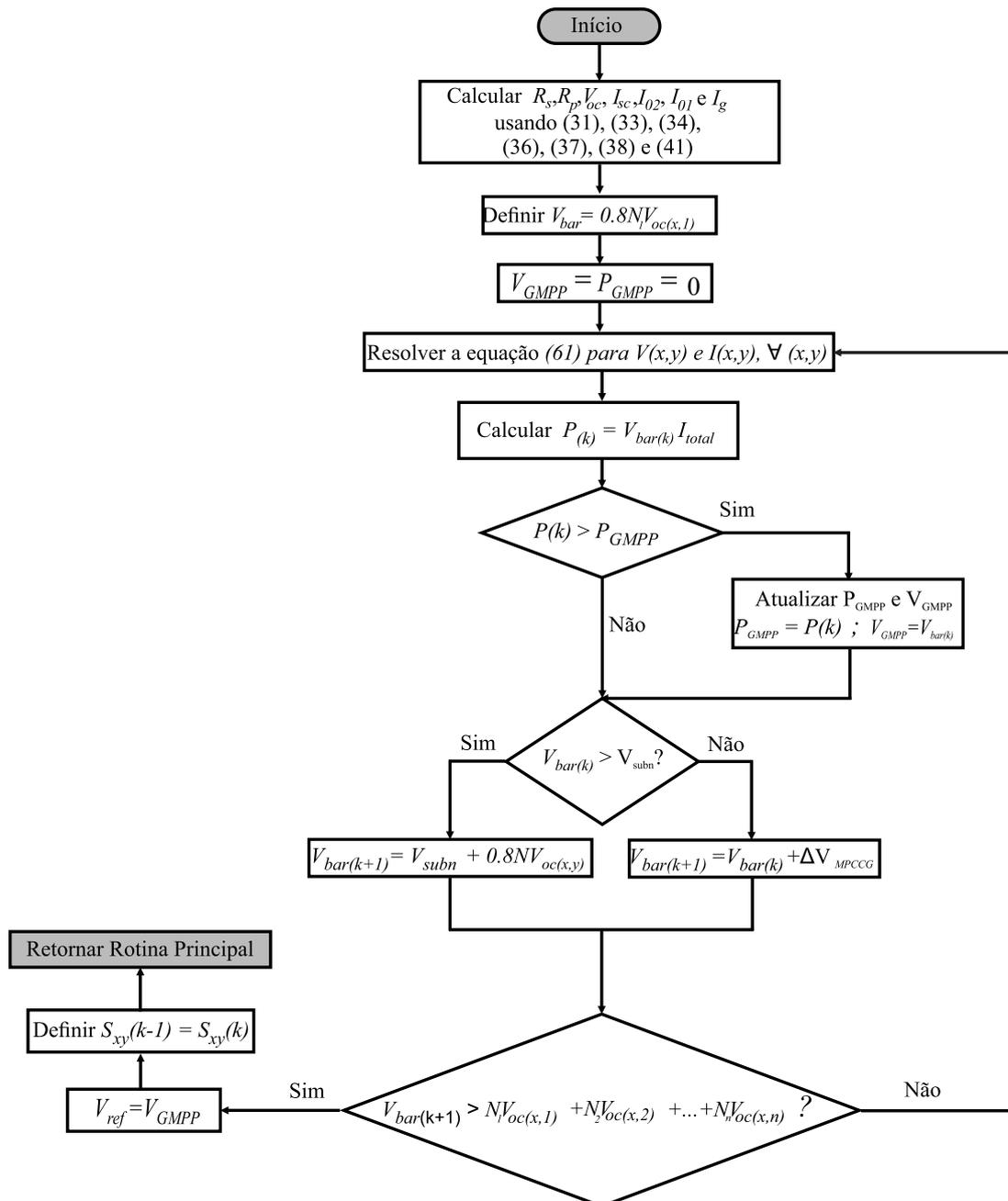
Fonte: O autor.

com bastante precisão, um arranjo FV em qualquer condição de sombreamento e variação de temperatura.

### 3.2.2 Exemplo da Técnica de MPCCG

Como um exemplo hipotético para melhor visualização da técnica, admite-se como base um arranjo FV formado por 12 módulos, sendo composto por duas séries FV cada

Figura 44 – Fluxograma da subrotina global do algoritmo MPCCG.  
MPCCG Subrotina

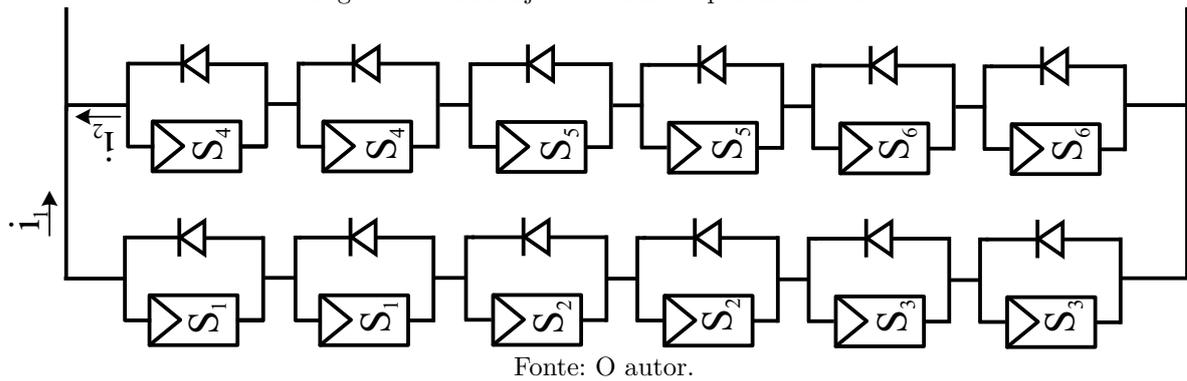


Fonte: O autor.

uma com 6 módulos, conforme apresentado na Figura 45. Pode-se, então, analisar em detalhes a parte central do algoritmo de MPCCG, isto é sua fase global.

Inicialmente, assume-se que os módulos estão sob um padrão de irradiância uniforme operando nos pontos  $a_1$ ,  $a_2$  e  $a_3$  sob execução do algoritmo clássico  $P\&O$ . Em um instante de tempo qualquer, é detectada uma mudança de irradiância acima do limiar, definido como  $\Delta S = 10W/m^2$  para o módulo KC200GT, fazendo uma transição entre o algoritmo clássico de  $P\&O$  e a parte global do algoritmo de MPCCG. O ponto  $a_2$  é o ponto de

Figura 45 – Arranjo FV formado por 12 módulos.

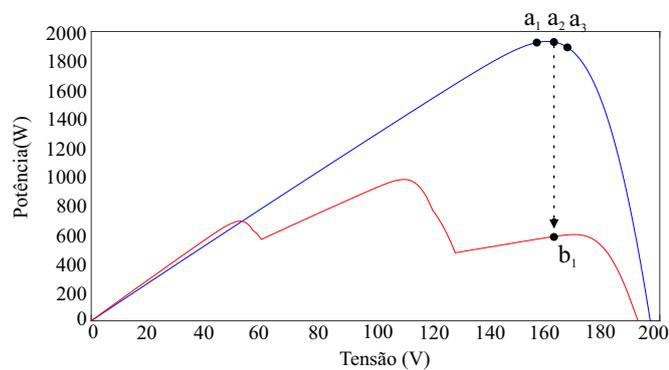


operação do módulo antes de ser detectado uma variação de irradiância. Quando isto acontece, o ponto de operação vai para  $b_1$ , conforme mostrado na Figura 46a.

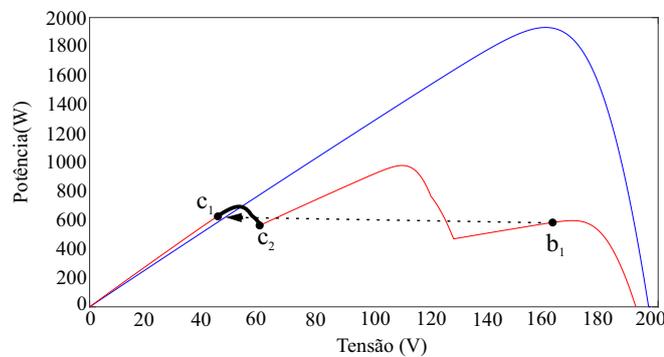
Assume-se que existem 3 irradiâncias diferentes a cada série, onde a cada dois módulos um valor de irradiância entre  $100 \text{ W/m}^2$  a  $1000 \text{ W/m}^2$  é estabelecido, enquanto a temperatura tem valor fixo de  $25^\circ\text{C}$  para todos os módulos.

Figura 46 – Exemplo do funcionamento da técnica de MPCCG.

(a) Irradiância uniforme.



(b) Subconjunto 1

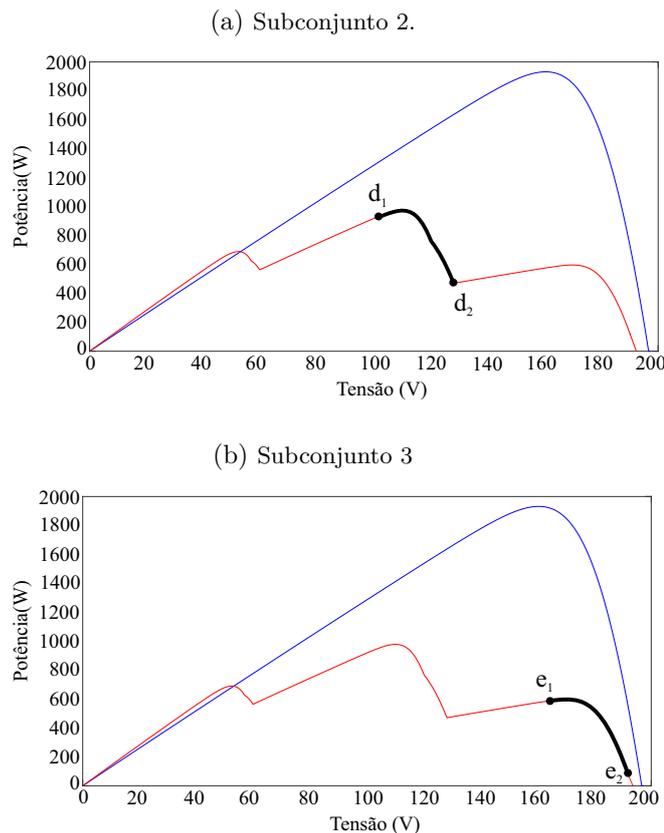


Fonte: Elaborada pelo autor.

Com as tensões de  $V_{oc}$  definidas para cada subconjunto, o algoritmo começa a varrer pontos de tensão a partir de  $c_1$ , ponto este correspondente a  $0,8\bar{V}_{oc1}$ , até o ponto  $c_2$ ,

representando a maior tensão do subconjunto 1, mostrado na Figura 46(b). Neste último ponto, na simulação em tempo real executada pelo algoritmo, os diodos de desvio do subconjunto 2 passam a bloquear, então o algoritmo pode saltar para a nova região de busca do GMPP, isto é, do ponto  $d_1$  ao  $d_2$ , conforme apresentado na Figura 47(a). O ponto  $d_1$  corresponde a  $0,8\bar{V}_{oc2} + \bar{V}_{sub1}$  e o ponto  $d_2$  representa a maior tensão do subconjunto 2. A cada leitura de tensão é realizado, a partir do uso de um método numérico, o cálculo da sua respectiva corrente, de forma que o algoritmo calcula a potência atual e verifica se ela é a maior já calculada. Da mesma forma, este procedimento é repetido para a região correspondente aos pontos  $e_1$  e  $e_2$ , porém, nesta região todos os diodos de desvio estão bloqueados e então a tensão é incrementada até atingir a menor soma de  $V_{oc}$ , equivalente ao ponto  $e_2$  conforme mostra a Figura 47(b).

Figura 47 – Exemplo do funcionamento da técnica de MPCCG - Fase Global.

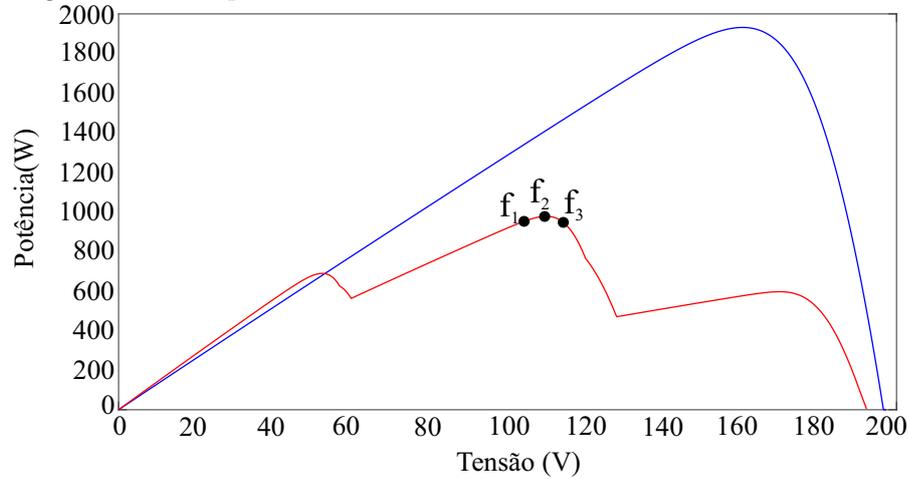


Fonte: Elaborada pelo autor.

Vale salientar que as etapas **c**, **d** e **e** das Figuras 46 e 47 são executadas dentro do microcontrolador que possui o modelo do arranjo FV, sem que o sistema físico deixe o ponto de potência. No final, o sistema real dá um salto de **b1** para  $f_2$  (Figura 48) e então

a fase local passa a atuar implementando o *P&O*. Ou seja, todo o processo é executado pelo algoritmo dentro de um microcontrolador em um único passo de MPPT.

Figura 48 – Exemplo do funcionamento da técnica de MPCCG - Fase Local.



Fonte: O autor.

Após comparar todas as potências de saída de todos os pontos possíveis, o algoritmo identifica o ponto  $f_2$ , como o ponto de tensão de GMPP. Esta tensão é atualizada no algoritmo *P&O*, pontos  $f_1$ ,  $f_2$  e  $f_3$  vistos na Figura 48, estabelecendo o valor de referência necessário para o inversor operar no GMPP.

Visando reduzir a complexidade computacional das técnicas de GMPPT baseadas em modelo, é proposto na próxima seção um algoritmo de baixo esforço computacional baseado no modelo FV de diodo único para aplicação em séries FV.

### 3.3 GMPPT BASEADO EM MODELO FOTOVOLTAICO DE DIODO ÚNICO PARA SÉRIES FOTOVOLTAICAS - MPCCGM

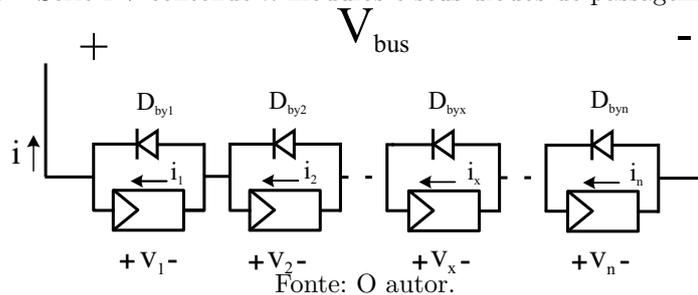
Apesar da superioridade das técnicas baseadas em modelo terem em relação as técnicas heurísticas, tais como respostas dinâmicas rápidas, estas mesmas estratégias apresentam elevado esforço computacional e alta complexidade. Tentando mitigar estas desvantagens, é proposto um segundo método baseado em modelo que contraste com os métodos existentes sendo capaz de reduzir a complexidade e ao mesmo tempo oferecer um elevado grau de precisão no seguimento de GMPP. Esta técnica é chamada de Máxima Potência da Curva Característica Global Melhorada (MPCCGM).

Diferentemente do método proposto anteriormente, esta técnica faz uso da estratégia heurística de IC para ajuste de erros em regime permanente. Além disso, utiliza o modelo de diodo único proposto em (Silva *et al.*, 2016) e o estimador de irradiância comentado

na seção 3.6. Portanto, apenas uma medição de corrente, tensão e temperatura em cada módulo, já é o suficiente para estimar a irradiância com baixo custo. Esta estimativa é fundamental para encontrar os valores individuais de  $V_{MPP}$  e  $I_{MPP}$ .

A técnica de MPCCGM funciona para uma condição de série FV onde os seus  $n$  módulos estão sob condições variadas de irradiância e temperatura. Como se sabe, cada módulo está associado a um diodo de desvio que tem a função de fornecer um caminho alternativo de corrente quando os módulos estão sombreados, conforme ilustrado na figura 49.

Figura 49 – Série FV contendo  $n$  módulos e seus diodos de passagem associados.

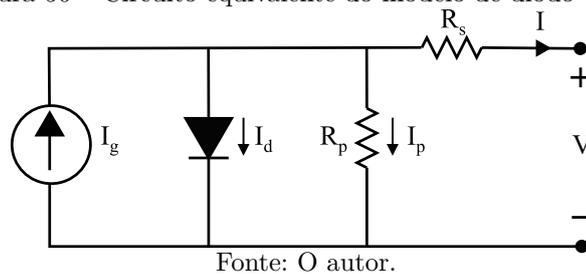


Utilizando o modelo de diodo único para o módulo FV, cuja representação está mostrada na Figura 50, a relação entre corrente  $I$  e tensão  $V$  para o módulo pode ser dada por (Silva *et al.*, 2016)

$$I = I_g - I_0 \left( e^{\frac{V + IR_s}{AV_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}, \quad (66)$$

onde  $I_g$  é a corrente fotogerada,  $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo,  $A$  é o fator de idealidade,  $R_s$  e  $R_p$  são as resistências equivalentes em série e em paralelo do módulo FV. Assim como no modelo de diodo duplo a resistência série representa a resistividade do material e as perdas ôhmicas devido aos contatos elétricos, e a resistência em paralelo representa as correntes parasitas (SILVA, 2018).

Figura 50 – Circuito equivalente do modelo de diodo único.



Finalmente,  $V_t$  é estabelecida como a tensão térmica, definida por

$$V_t = \frac{N_s K_B T}{q}, \quad (67)$$

onde  $N_s$  é o número de células FV conectadas em série,  $K_B = 1,38 \times 10^{-23}$  J/K é a constante de Boltzmann,  $q = 1,61 \times 10^{-19}$  C é a carga elétrica e T é a temperatura de junção do módulo FV. Assim como já comentado anteriormente, a equação (66) é transcendental, mas pode ser solucionada usando um método numérico.

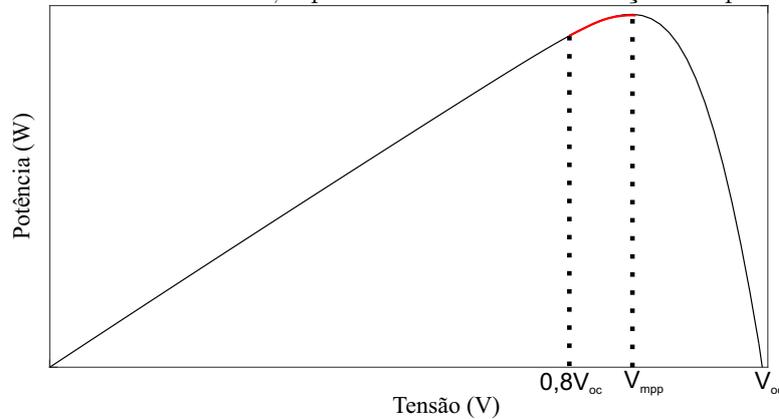
A posição exata do  $V_{MPP}$  é diferente para cada módulo FV, também sendo uma função da temperatura e irradiância (CHEVTCHENKO *et al.*, 2022), contudo estatisticamente pode-se utilizar o intervalo  $[0,8V_{oc} - 0,9V_{oc}]$  para encontrar o MPP de cada módulo separadamente como um boa aproximação, em que

$$V_{oc} = V_{oc,r} + \beta(T - T_r) + k_{V_{oc}} T \ln \left( \frac{G}{G_r} \right), \quad (68)$$

onde  $V_{oc,r}$ ,  $T_r$  e  $G_r$  são a tensão de circuito aberto, a temperatura e a irradiância para uma condição de referência (STC), enquanto  $\beta$  e  $k_{V_{oc}}$  representam a constante de correção de  $V_{oc}$  com a temperatura e a irradiância respectivamente.

A tensão é então elevada de  $0,8V_{oc}$  a intervalos de  $\Delta V$  e o correspondente  $I$  e  $P = V \times I$  são calculados para cada ponto, até ser detectada uma diminuição em  $P$ , conforme mostrado na Figura 51. Assim, o ponto anterior é então armazenado como o MPP do módulo nas condições apresentadas. Estes passos são repetidos para todos os módulos de uma série FV.

Figura 51 – Curva P-V de um módulo; a parte destacada indica a seção em que o MPP é buscado.



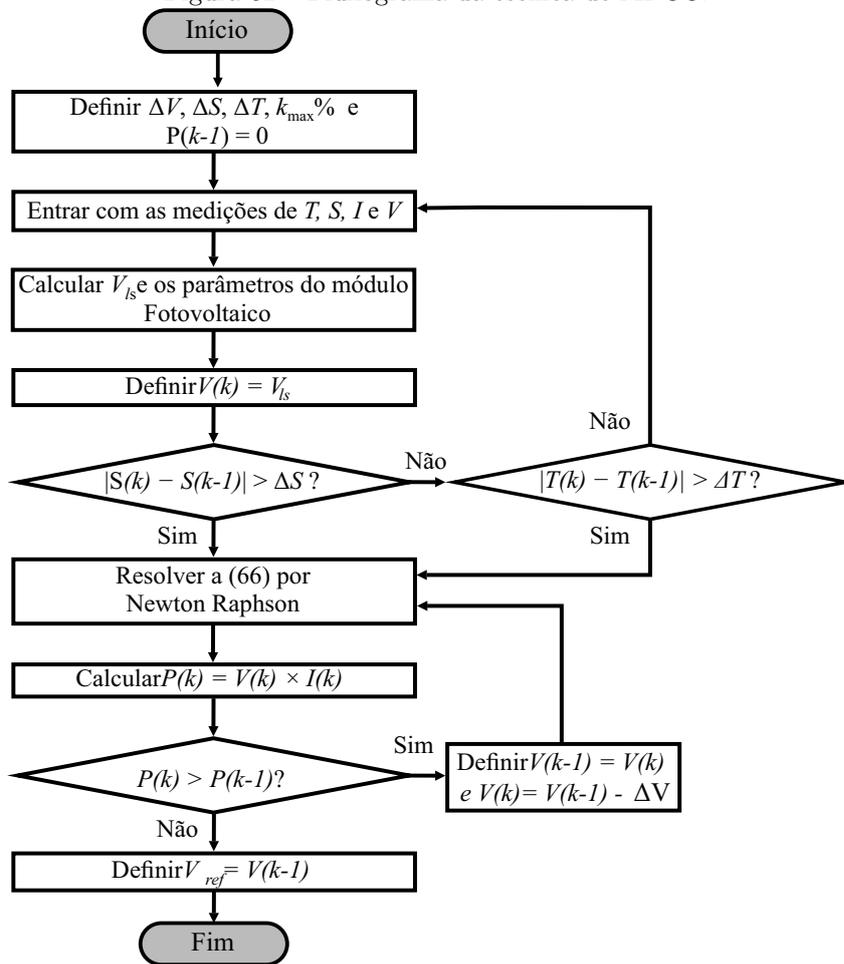
Fonte: O autor.

Inicialmente, a técnica estima as irradiâncias de cada módulo por meio do estimador e calcula os parâmetros internos do seu modelo matemático, que são dependentes de  $S$

e  $T$ , ou seja,  $R_s$ ,  $R_p$ ,  $I_g$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ , além de inicializar a técnica de MPCC para cada um dos módulos da série FV. A técnica proposta nesta seção faz uso da estratégia de MPCC para obter o valor máximo de tensão,  $V_{mpp}$ , e corrente,  $I_{mpp}$ , de cada módulo FV pertencente à série.

O fluxograma do algoritmo de MPCC é apresentado na Figura 52. Assim, aplica-se o algoritmo de MPCC a cada módulo, separadamente, como se não fizesse parte de uma série FV, sendo possível obter os valores de  $V_{mpp}$  e  $I_{mpp}$  de cada módulo, para um conjunto de  $n$  módulos.

Figura 52 – Fluxograma da técnica de MPCC.



Fonte: Adaptado de (JÚNIOR, 2018).

Uma vez conhecidos os MPP para todos os módulos da série FV, é necessário encontrar a potência gerada pela série a partir de cada um dos valores de  $I_{MPP}$  encontrados, uma vez que estes pontos estão muito próximos dos LMPPs da série. Para este fim, os  $I_{MPP}$  de cada módulo são comparados com a corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ , dada por

$$I_{sc} = [I_{sc,r} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_r)] \left( \frac{G}{G_r} \right), \quad (69)$$

onde  $I_{sc,r}$  é a  $I_{sc}$  para uma dada condição de referência e  $\alpha_{I_{sc}}$  é o coeficiente de variação da  $I_{sc}$  com a temperatura.

Para todos os módulos da série FV obtém-se para um dado  $x$  e  $y$ ,  $I_{MPP,x} \geq I_{sc,y}$  onde  $x \neq y$  e  $x, y \leq n$ . Então o módulo  $y$  não está gerando energia, isso significa dizer que o seu diodo de desvio está conduzindo, ou seja, a corrente não está passando pelo módulo. Caso contrário, se o módulo  $y$  tiver uma tensão não nula que contribua para a tensão total da série FV, então esta tensão deve ser calculada, resultando na contribuição de  $m$  módulos FV e  $n - m$  módulos desviados. Estas tensões  $V_y$  dos módulos que contribuem podem ser calculadas usando a seguinte Equação

$$I_{MPP,x} = I_{g,y} - I_0 \left( e^{\frac{V_y + I_{MPP,x} R_{s,y}}{AV_t}} - 1 \right) - \frac{V_y + I_{MPP,x} R_{s,y}}{R_{p,y}}, \quad (70)$$

para todos os  $m$  módulos.

A potência total gerada pelas correntes  $I_{MPP,x}$  previamente calculadas em seus respectivos LMPP é dada por

$$P_{LMPP,x} = \left( \sum_{y=1}^m V_y - (n - m)V_{fw} \right) I_{MPP,x}, \quad (71)$$

onde  $V_{fw}$  é a tensão nos diodos que passaram a conduzir devido aos módulos que foram desviados. Este processo é então repetido para os restantes dos módulos até que todos os LMPPs sejam mapeados. Finalmente, todos os  $P_{LMPP}$  são comparados, sendo o maior valor escolhido como o mais próximo do GMPP. A correspondente tensão total,  $V_{serie}$  por sua vez, pode ser calculada como

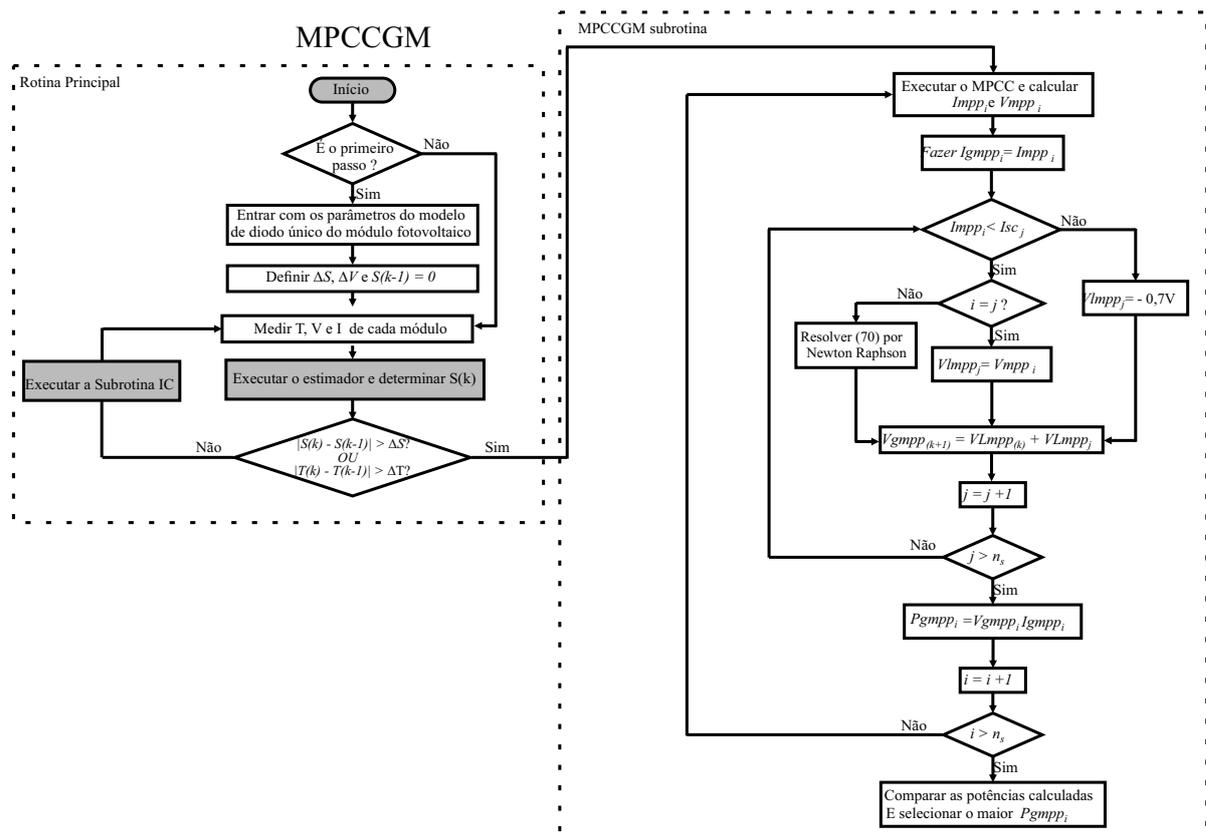
$$V_{serie} = \sum_{y=1}^m V_y - (n - m)V_{fw}, \quad (72)$$

que é fixada pelo controlador como referência, concluindo assim a fase global da técnica proposta. Após a tensão de barramento da série FV convergir para o valor de referência, inicia-se a fase local do algoritmo, onde a Condutância Incremental (IC) é utilizada para diminuir ao menor valor possível o erro em regime permanente de modo a conduzir a tensão de referência a um valor ainda mais próximo de GMPP.

Com base nas explicações anteriores a corrente de GMPP em cada iteração do algoritmo é definida como a corrente de MPP calculada no método de MPCC. Logo, pode-se encontrar a tensão de GMPP de uma série FV como a soma de todas estas tensões calculadas depois de verificado se os respectivos diodos de desvio estão conduzindo, a partir

da comparação entre a  $I_{mpp}$  e a  $I_{sc}$  realizada na simulação virtual. Após a multiplicação da tensão total com a respectiva  $I_{mpp}$  do módulo, encontra-se a potência máxima de uma série FV. Comparando-se todas as outras potências da série FV calculadas para as correntes de MPP restantes, encontra-se a potência de GMPP como a maior dessas potências. O fluxograma completo desta técnica está mostrado na Figura 53.

Figura 53 – Fluxograma da técnica de MPCCGM.



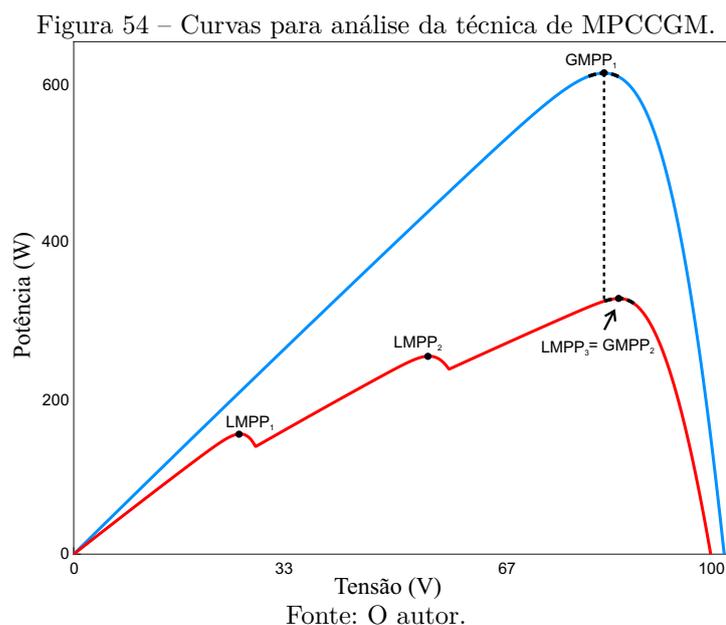
Fonte: O autor.

Resumidamente, pode-se afirmar que a técnica não é tão precisa quanto o algoritmo de MPCCG, mas é mais precisa do que a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019), isto é, um meio termo entre as duas técnicas. Naturalmente será apresentado um erro no cálculo de  $I_{mpp}$  e  $V_{mpp}$  quando aplicado o MPCC em cada módulo separadamente e como consequência, na soma de todas as contribuições de tensões para o cálculo da tensão de GMPP da série fotovoltaica. Contudo, esta técnica tem um custo computacional muito baixo quando comparado a outras técnicas baseadas em modelo. Além disso, os resultados obtidos na Seção 4.2.3, mostraram que a técnica de MPCCGM pode ser bastante competitiva quando comparada a técnicas modernas de GMPPT publicadas recentemente na literatura. Dessa forma, pode-se optar por este método como uma alternativa aos

métodos baseados em modelo cujas aplicações estão relacionadas a sombreamento parcial, obtendo-se rápida resposta dinâmica e uma complexidade não tão elevada no algoritmo.

### 3.3.1 Exemplo Detalhado do Funcionamento da Técnica de MPCCGM

Um exemplo de uma série FV contendo 3 módulos sob condições de irradiância aleatória é fornecido para uma melhor compreensão da técnica proposta. Partindo de condições uniformes de irradiância ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) e temperatura ( $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ), como mostrado na curva P-V em azul da Fig. 54, a tensão da série FV está variando em torno do ponto de GMPP da curva em azul ( $GMPP_1$ ), devido ao algoritmo de IC. No momento em que se observa um sombreamento parcial a série FV passa a operar sob uma curva com 3 valores diferentes de irradiância ( $800 \text{ W/m}^2$ ,  $600 \text{ W/m}^2$  e  $500 \text{ W/m}^2$ ), enquanto mantém a mesma temperatura, como mostrado na curva P-V em vermelho. A súbita alteração das condições ambientais leva a alterações na corrente gerada por cada módulo, que são detectadas pelo estimador de irradiância, enquanto que as alterações de temperatura já estavam sendo medidas diretamente no estimador. O estimador, com base nas medições de tensão, corrente e temperatura de cada módulo, calcula então os novos valores de irradiância. A linha tracejada em preto mostra a mudança de curva representada pelo sombreamento parcial.



Uma vez que os valores de irradiância e temperatura são conhecidos, é possível calcular os valores de  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $R_s$ ,  $R_p$  e  $V_t$  de cada módulo. Com estes parâmetros pode-se

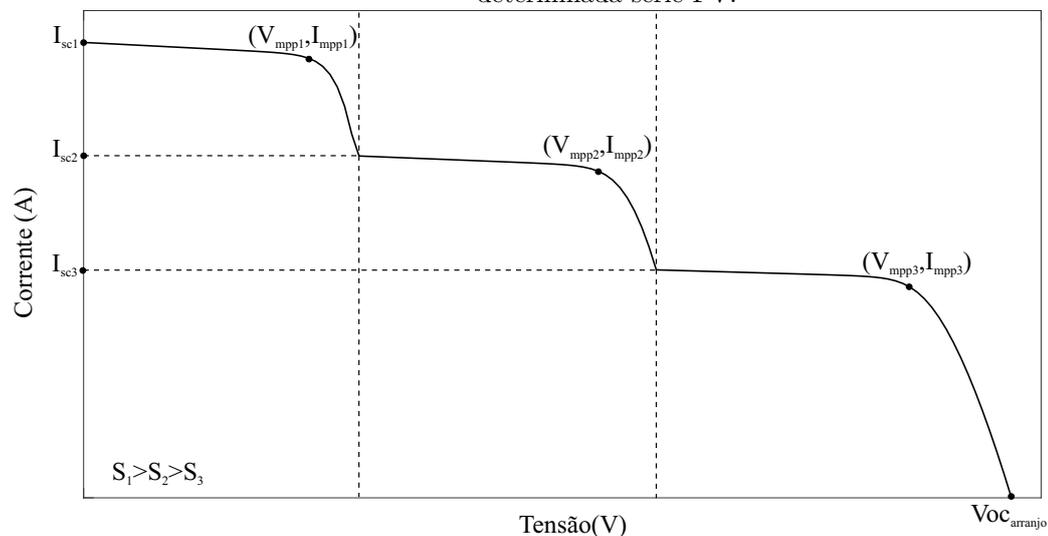
Tabela 4 – Parâmetros dos módulos para o exemplo fornecido.

Parâmetro Nome	Valor		
Módulo No.	1	2	3
G (W/m <sup>2</sup> )	800	600	500
V <sub>oc</sub> (V)	32,8	32,4	32,1
I <sub>sc</sub> (A)	6,55	4,91	4,10
I <sub>mpp</sub> (A)	6,04	4,53	3,77
V <sub>mpp</sub> (V)	26,7	26,4	26,2

seguir os MPPs de cada um dos módulos utilizando o método de MPCC. Para o módulo 1, (66) é resolvido a partir de  $V_1 = 0,8 \times V_{oc,1}$  em intervalos de  $\Delta V$  até o produto  $P_1 = V_1 \times I_1$  parar de aumentar. Este ponto  $(V_{MPP,1}, I_{MPP,1})$  é então armazenado como o MPP do módulo 1. Estes passos são feitos para  $x=1$  a  $x = 3$ , resultando nos pontos  $(26,7 ; 6,04)$ ,  $(26,4 ; 4,53)$  e  $(26,2 ; 3,77)$  respectivamente. A Tabela 4 mostra estes parâmetros para todos os módulos da série FV.

Uma vez conhecidos todos os 3 valores de  $I_{mpp}$ , calcula-se a potência total gerada pela série FV de cada LMPP. Perto do primeiro LMPP, a corrente de  $I_{MPP,1} = 6,04$  A, a tensão no primeiro módulo é igual a 26,7 V, enquanto os diodos de desvio dos módulos restantes estão conduzindo e por isso estão produzindo uma queda de tensão de 0,7V cada, já que neste caso a  $I_{sc}$  de ambos os módulos é menor do que a corrente de MPP do primeiro módulo, conforme mostrado na Figura 55.

Figura 55 – Comparação entre a corrente de curto circuito e a corrente de MPP de cada módulo de uma determinada série FV.



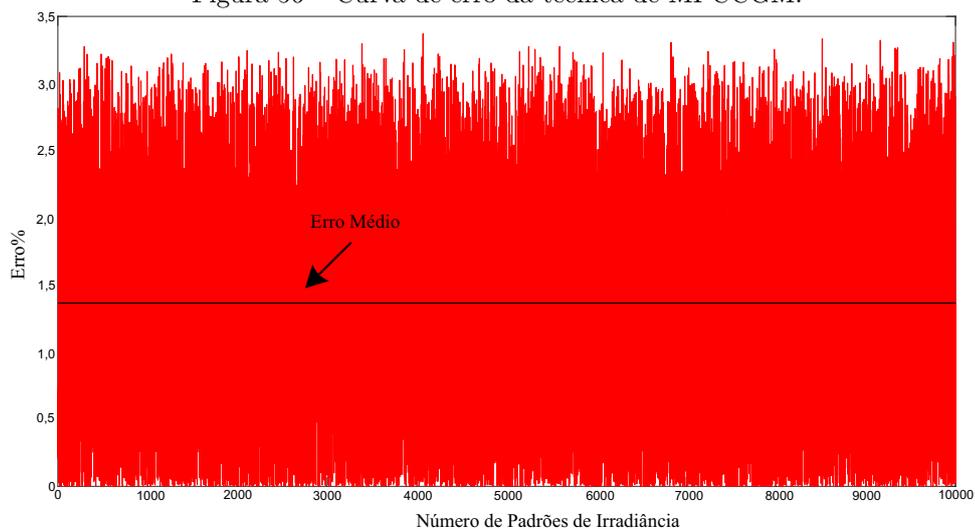
Fonte: O autor.

Isto resulta numa potência total gerada de  $P_{LMPP,1} = 153,0$  W. Na vizinhança do segundo LMPP, a corrente de  $I_{MPP,2} = 4,53$  A, com tensões dos dois primeiros módulos iguais a 29,6 V e 26,4 V, enquanto que o terceiro módulo é contornado pelo seu diodo de desvio, resultando em  $P_{LMPP,2} = 250,4$  W. Finalmente, no último LMPP, a corrente de  $I_{MPP,3} = 3,77$  A, e as tensões nos módulos 1, 2 e 3 são iguais a 30,4 V, 28,7 V e 26,2 V, respectivamente, gerando uma potência total de  $P_{LMPP,3} = 320,9$  W. Dos valores apresentados, o terceiro LMPP é o GMPP, e  $V_{serie} = 30,4 + 28,7 + 26,2 = 85,2$  V, que é definido como o valor de tensão de referência para o controlador, terminando a fase global da técnica proposta.

Depois que a tensão do barramento da série FV se fixar no valor de referência, o método IC começa a atuar no GMPP real ( $GMPP_2$ ), que está localizado em  $V_{GMPP} = 83,1$  V e  $I_{GMPP} = 3,90$  A. É interessante perceber que o GMPP está realmente próximo ao terceiro LMPP, com um erro de 2,3% relativo a  $V_{GMPP}$ .

De fato, através de dez mil simulações de uma série FV composta por seis módulos sujeitos a valores de irradiância aleatórios entre  $100$  W/m<sup>2</sup> e  $1000$  W/m<sup>2</sup> e temperatura de 25 °C, o erro de tensão absoluto máximo da técnica proposta é de cerca de 3,2%, enquanto que o erro de tensão médio ficou de aproximadamente 1,4%, como mostra a Fig. 56, evidenciando a precisão da fase global do método proposto e, portanto, o baixo número de iterações de IC necessários para atingir o  $V_{GMPP}$ .

Figura 56 – Curva de erro da técnica de MPCCGM.



Fonte: O autor.

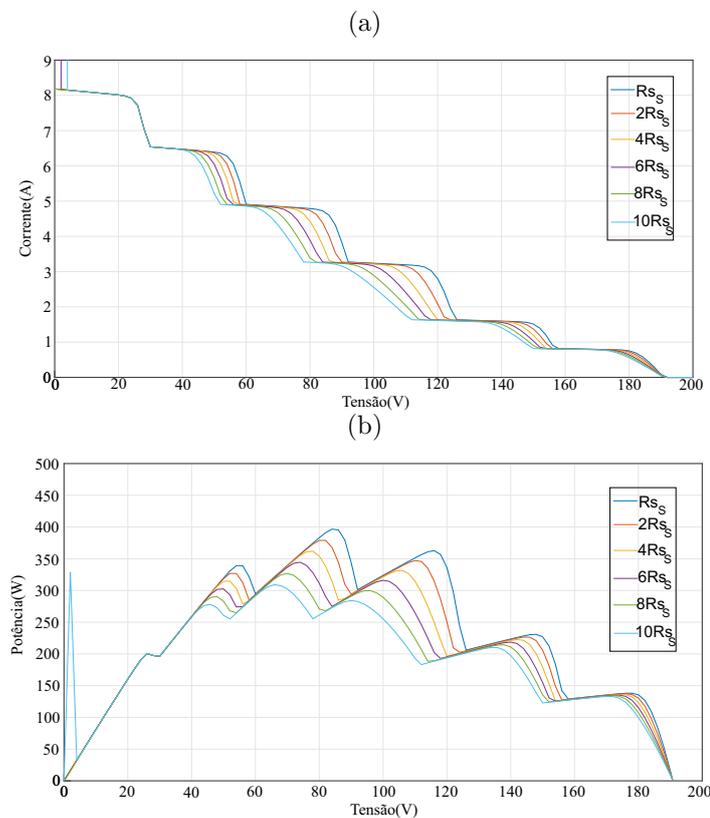
### 3.4 VARIAÇÃO PARAMÉTRICA DE MÓDULOS FV

Conforme visto na abordagem das técnicas de GMPPT propostas, a produção máxima de energia dos módulos fotovoltaicos é afetada devido a certas condições ambientais e parâmetros internos que resultam na redução do GMPP de uma determinada série FV. Nesta seção é feito um estudo dos principais elementos parasitas internos dos módulos FV na produção de energia, ou seja, é feita uma análise da variação paramétrica do módulo KC200GT apresentado na Tabela 3. Esta inspeção é feita utilizando o software MATLAB/Simulink, em uma série FV de 12 módulos com seis irradiâncias distribuídas, que inclui a variação dos principais parâmetros do módulo FV que compõem o circuito equivalente do modelo de um diodo, apresentando o seu significado físico.

#### 3.4.1 Variação da resistência série

Na Figura 57 são apresentadas curvas I-V e P-V para diferentes valores de  $R_s$ .

Figura 57 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada à variação da resistência série.



Fonte: O autor.

É sabido que este parâmetro está relacionado a cada célula solar que compõem o módulo FV devido às ligações entre estas diversas células. Assim, espera-se que módulos que possuam uma maior quantidade de células associadas em série apresentem um maior valor de resistência.

Conforme mostrado na Figura 57 o efeito da elevação da resistência série em um conjunto de módulos sombreado é a redução de sua potência gerada. Percebe-se também que a variação deste parâmetro têm influência mais significativa para valores de tensão próximos ao MPP.

### 3.4.2 Variação da resistência paralela

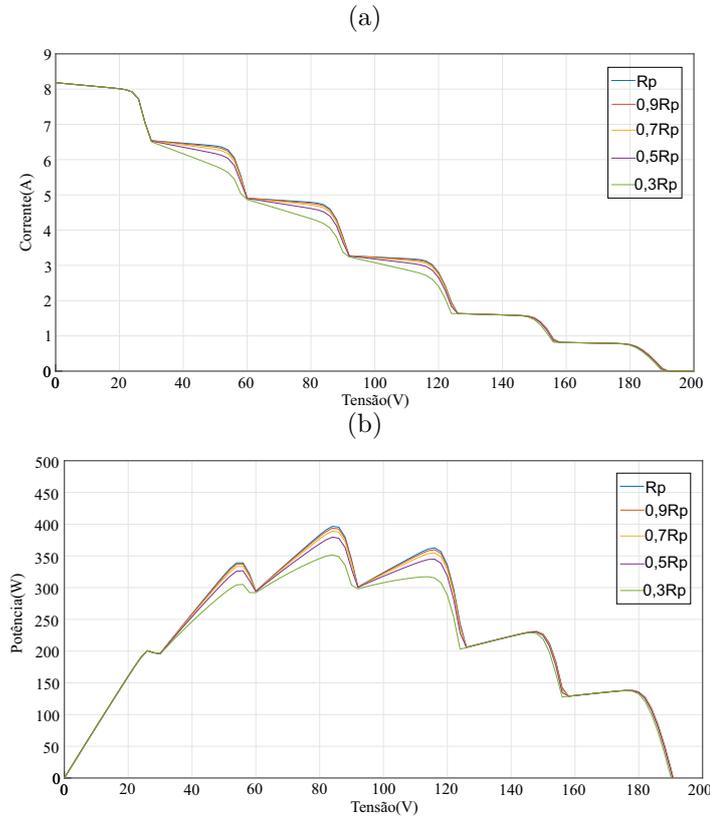
A resistência paralela é uma representação das perdas de corrente elétrica representada no modelo FV. Idealmente, um módulo teria um valor de  $R_p$  muito elevado (infinito), o que representaria a inexistência de corrente de fuga. Este componente parasita é comumente relacionado como um indicador da qualidade da célula, uma vez que correntes de fuga estão relacionadas a imperfeições na rede cristalina ou impurezas localizadas na interface entre as regiões tipo P e tipo N, bem como contato indevido; portanto, este parâmetro fornece informações sobre a confiabilidade do processo de fabricação do módulo (DALIENTO *et al.*, ).

Valores pequenos de  $R_p$  causam queda na potência fornecida pelo módulo FV, devido a um caminho alternativo que a corrente fotogerada tem para circular. A resistência paralela é responsável por um incremento na inclinação da curva I-V desde a região de curto-circuito até a região de joelho. Verifica-se, no entanto, que valores baixos de  $R_p$  causam também uma redução no valor da tensão de circuito aberto. A influência mais direta de  $R_p$  é observada na diminuição da corrente e, conseqüentemente, da potência máxima da série FV (SILVA, 2018). Estas observações podem ser apresentadas na Figura 58 para curvas I-V e P-V em condições diversas de  $R_p$ .

### 3.4.3 Variação do fator de idealidade

O fator de idealidade é um parâmetro de ajuste comumente usado para equiparar o comportamento prático do diodo que é representado no modelo FV com o comportamento

Figura 58 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada à variação da resistência paralela.



Fonte: O autor.

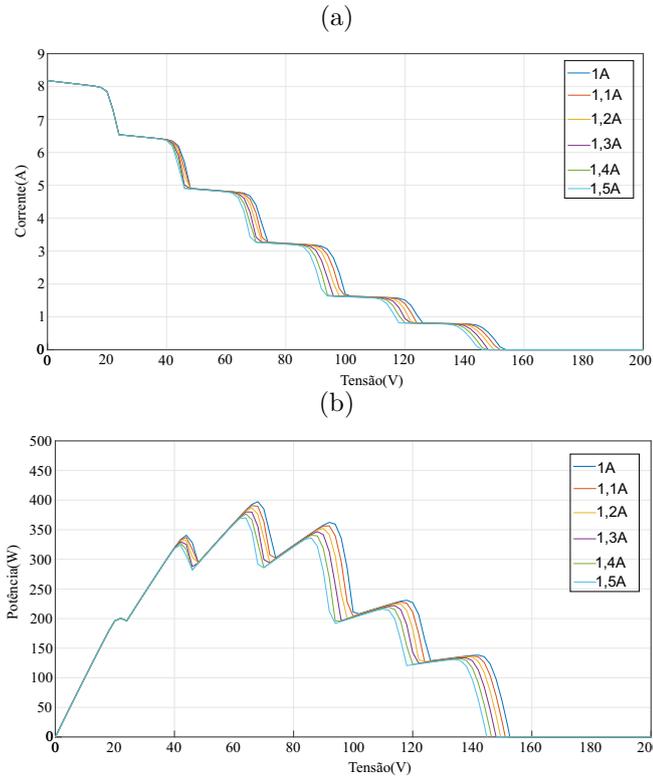
ideal de um diodo. Este fator aproxima-se ao valor 2 para tensões baixas (predomínio do fenômeno de recombinação) e tende a 1 para tensões altas (predomínio do fenômeno de difusão). No entanto, alguns tipos de células solares, tais como as células de multijunção, podem apresentar um fator de idealidade maior que 2 (SILVA, 2018).

Tal parâmetro está pontualmente associado com a curvatura do joelho da curva I-V, influenciando dessa forma o MPP da série FV. A Figura 59 apresenta curvas I-V e P-V relativas a diferentes valores de  $A$ , destacando-se a sua influência na potência máxima gerada no módulo fotovoltaico. Observa-se que a medida que o fator de idealidade vai se aproximando de 2, a potência da série FV diminui.

#### 3.4.4 Variação da corrente fotogerada

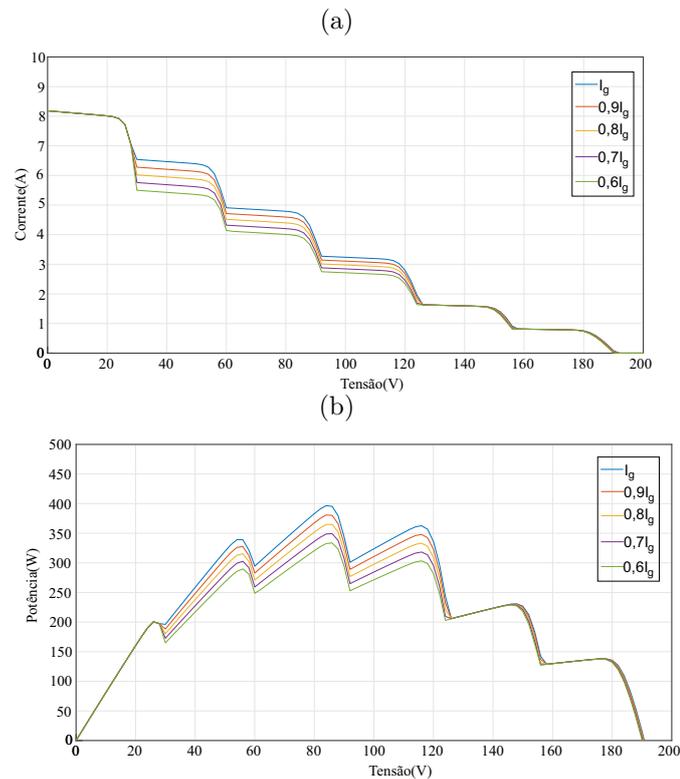
Na Figura 60 são apresentadas as curvas I-V e P-V relativas a diferentes valores de  $I_g$ , destacando-se a sua influência na potência máxima gerada para a série FV. Observa-se que a medida que é aumentado o valor de  $I_g$  a potência da série FV também é elevada.

Figura 59 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada a variação do fator de idealidade.



Fonte: O autor.

Figura 60 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada a variação da corrente fotogerada.

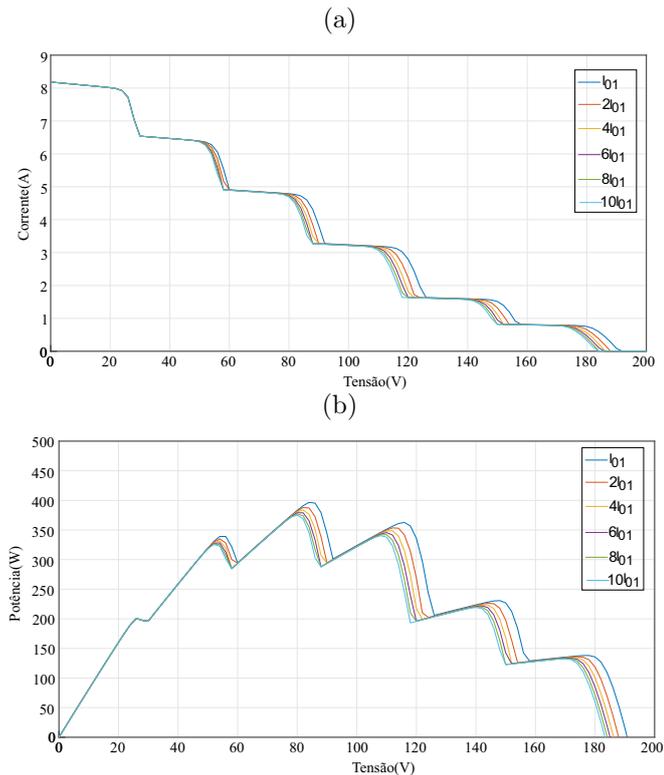


Fonte: O autor.

### 3.4.5 Variação da corrente de saturação

O principal efeito causado pela corrente de saturação reversa, é a diminuição da tensão de circuito aberto, conforme pode ser observado na Figura 61. Além disso, o aumento da corrente de saturação diminui o GMPP de uma série FV sombreada.

Figura 61 – Comportamento da (a) corrente e (b) da potência de uma série FV relacionada a variação da corrente de saturação.



Fonte: O autor.

### 3.5 COMPARATIVO ENTRE O MODELO DE DIODO ÚNICO E DIODO DUPLO

Esta Seção traz um breve comparativo entre os modelos de diodo duplo e diodo único utilizados neste trabalho. Conforme comentado anteriormente, a técnica de MPCCG faz uso do modelo de dois diodos e o algoritmo de MPCCGM utiliza o modelo de diodo único. Embora estas técnicas possam ser adaptadas para qualquer modelo existente este comparativo mostra as principais vantagens e desvantagens de se utilizar cada modelo.

Como um teste preliminar para ilustrar a diferença entre o modelo de diodo único e o modelo de dois diodos, foi realizado um breve estudo comparativo utilizando o Simulink. Ambos os modelos foram incorporados à técnica de MPCCG e o tempo de seguimento de

GMPPP foi utilizado como critério de comparação. Foram realizadas cem simulações com padrões de irradiação aleatórios a  $25^{\circ}C$ , para uma única série FV de 12 módulos. Cada simulação teve uma duração de 100ms, sendo o primeiro grupo de valores de irradiância aplicado a 25ms, o segundo a 50ms e o terceiro a 25ms. Verificou-se que o tempo médio de subida para o modelo de diodo duplo é de 7,6ms, enquanto que o modelo de diodo único possui tempo de 10,9ms. Isto se deve ao fato da estimativa do modelo de diodo único ser mais afastada do que o verdadeiro GMPP em comparação com o modelo de diodo duplo e, portanto, o algoritmo *P&O* necessita de mais ciclos para atingir o GMPP real.

De maneira geral, em relação ao modelo de diodo duplo, o modelo de diodo único possui as seguintes diferenças:

- No modelo de diodo único a resistência em paralelo,  $R_p$ , é constante, enquanto no modelo de diodo duplo é uma função da irradiância, conforme mostrado na Equação (34);
- A corrente de saturação é constante no modelo de um só diodo, enquanto no modelo de dois diodos a corrente de saturação é caracterizada pelos termos  $I_{01}$  e  $I_{02}$ .  $I_{02}$  é a corrente de saturação reversa do fenômeno de recombinação;
- A corrente gerada apresenta um termo extra, dado na Equação (29), correspondente ao segundo diodo de corrente.

Deve-se notar que para os dois primeiros pontos comentados anteriormente, estes parâmetros são calculados uma vez em um ciclo de MPPT para cada série FV em um determinado valor de irradiância e temperatura. Para o conjunto de Equações (51), que são resolvidas iterativamente várias vezes, a única complexidade acrescentada é a corrente extra do diodo, tal como listado no ponto três acima. A partir dos resultados de simulação que serão apresentados percebe-se que o modelo de diodo duplo pode ser vantajoso para uma condição de mudança brusca de irradiâncias. Por isso, este modelo será utilizado para a primeira técnica baseada em modelo proposta neste trabalho.

Quanto menor o tempo de rastreamento menor será a perda de energia relacionada à busca de GMPP. Embora exista uma diferença entre o modelo de dois diodos e o modelo de diodo único, para efeito de simplificação e redução de esforço computacional, foi utilizado o modelo de diodo único, proposto em (Silva *et al.*, 2016), para a técnica de MPCCGM. Dessa forma, é possível utilizar um hardware de baixo custo e com baixo esforço computacional para executar este algoritmo.

Conforme já comentado em seções anteriores, para ambas as técnicas propostas independente do modelo FV escolhido, para encontrar o GMPP é necessário o valor de irradiância de cada módulo, o que pode elevar o custo do sistema fotovoltaico. Para evitar este expressivo aumento, é proposto um estimador de irradiância de baixo custo com a finalidade de medir a irradiância de cada módulo reduzindo ao máximo o número de sensores de medição.

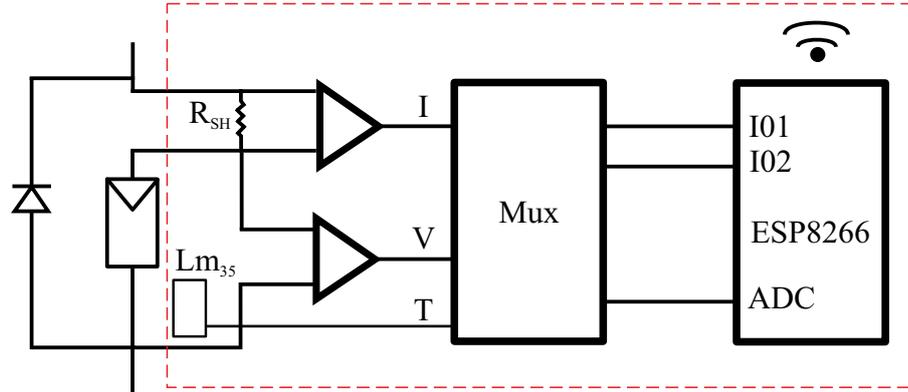
### 3.6 ESTIMADOR DE IRRADIÂNCIA

Em (JÚNIOR, 2018) foi apresentado um estimador de irradiância para módulos FV sob condições de irradiância uniforme. Neste estimador foi preciso medir corrente, tensão e temperatura no módulo. Seria possível associar este estimador à técnica de MPCCG ou a MPCCGM, resultando em trocar um pirâmetro por um sensor de corrente e tensão para cada módulo, reduzindo consideravelmente o custo do sistema FV, já que um sensor de irradiância dos mais simples ultrapassa £300 (R\$1869), conforme está disponibilizado no site da *Omni instruments*, e os sensores de corrente e tensão podem custar menos que \$5 (R\$25). Contudo, a técnica proposta em (JÚNIOR, 2018) é muito complexa, pois exige várias iterações de NR, solicitando um hardware de alto custo para a estimação de irradiância em cada um dos módulos.

Com o objetivo de reduzir ainda mais o custo do sistema FV pode-se usar um estimador que tenha um sensor de corrente a cada série FV e um sensor de tensão a cada módulo fotovoltaico. Em (HASHEMZADEH, 2019), é proposto um estimador que calcula a irradiância usando (12), utilizando um sensor de corrente a cada série FV. Porém, esta técnica de estimação exige o conhecimento da transferência de troca de calor entre o meio ambiente e o módulo o que deixa a técnica mais complexa e de difícil implementação. Dessa forma, os resultados apresentados em (HASHEMZADEH, 2019) utilizaram piranômetros para a obtenção da irradiância em cada um dos módulos.

O estimador de irradiância proposto neste trabalho também utiliza medição de corrente, tensão e temperatura em cada um dos módulos, porém o custo total de cada um destes estimadores é muito baixo, já que além destas medições será necessário utilizar um multiplexador e uma ESP8266. A Figura 62 apresenta o esquemático detalhado do estimador proposto.

Figura 62 – Esquemático do Estimador.  
**Estimador de Irradiância**



Fonte: O autor.

A ideia é que cada uma dessas estimações seja feita por meio de uma placa de circuito impresso que conterà todos os dispositivos mostrados na Figura 62. A alimentação será externa e por meio de dois fios, já a comunicação com a central, que pode ser um computador para rodar o algoritmo de GMPPT, será via wi-fi por meio da ESP8266. A placa ficará então acoplada próxima à caixa de junção do módulo. A ESP8266 é utilizada para digitalizar (conversão analógica-digital) e processar os dados medidos, além de fazer a comunicação entre os módulos e o inversor. Dessa forma, é possível informar ao inversor (ou processador que executa o algoritmo de GMPPT) os valores de irradiância de cada um dos módulos via comunicação wi-fi, evitando-se o uso de cabos. Assim, os problemas com ruídos são evitados e o custo e complexidade da instalação são reduzidos. Vale a pena ressaltar também que caso a ESP não tenha alcance para se comunicar com o inversor ou controlador central, pode-se criar uma rede Wi-Fi do tipo Mesh que irá permitir que o dado chegue ao controlador central/inversor usando outros estimadores de irradiância como ponte de comunicação.

A informação da irradiância estimada em cada módulo é usada pela técnica MPCCG ou MPCCGM para determinar a melhor tensão de operação do arranjo fotovoltaico. Porém, essa informação da irradiância estimada também pode ajudar no diagnóstico de falhas a partir de um conjunto de dados históricos. Estes dados podem ser armazenados na rede para futuramente serem utilizados para estudar o histórico de produção de energia em uma determinada usina FV.

Para estimar a irradiância são necessárias as medições de I, V e T. Como para cada módulo os valores limites de I e V mudam é necessário primeiramente definir qual módulo será utilizado e seus limites. Dentre os módulos FV considerados neste trabalho o módulo

Kyocera KC200GT apresentado na Tabela 3, por exemplo, possui corrente máxima de 8,21A e tensão de circuito aberto de 32,9V, obtidos do datasheet. Assim, o estimador foi projetado para correntes de 0 a 10 A. Para a tensão, foi considerada a faixa de -1 a 45 V. E para a temperatura, foi considerada a faixa de 25 a 75°C. O valor de tensão negativa é escolhido conseguir medir os módulos quando os diodos de desvio estiverem conduzindo, ou seja em uma situação de sombreamento em que o diodo passa a conduzir. Com os valores inicial e final de cada grandeza, pode-se utilizar o modelo do respectivo módulo para construir a tabela tridimensional.

Deve-se atentar no momento de construir a tabela que a conversão AD da ESP é de 10bits (tipo SAR - *Successive Approximation Register*). Isso faz com que o sinal seja quantizado (em 1024 partes). Assim, a tabela de busca poderia ter dimensão 1024x1024x1024. Por outro lado, esbarra-se na limitação de memória da ESP (512 KB). Para usar a tabela com dimensão 1024x1024x1024, seria necessário 2 GB (armazenado cada valor com 16bits já que o ADC é de 10bits). A solução é limitar o tamanho da tabela (em cada dimensão) e usar interpolação trilinear para obter o valor final.

Porém antes de analisar como é feita a interpolação trilinear, deve-se avaliar o impacto dessa limitação de tamanho de tabela sobre o erro na estimativa da irradiância. Avaliações a respeito do impacto do erro de medição sobre a estimativa são apresentados a seguir.

### 3.6.1 Avaliação do erro de medição sobre a estimativa

Nesta subseção são avaliados os erros de medições sobre a estimativa para as grandezas de temperatura, tensão e corrente, onde cada uma dessas grandezas irá compor a tabela utilizada para estimar a irradiância. Estes erros são importantes, pois pode-se otimizar o tamanho da tabela e exigir menos esforço computacional da ESP8266.

Foram considerados erros de medição de tensão e corrente como sendo de 2% e o de temperatura em 1%. Estes valores foram escolhidos, pois são os valores típicos de erros considerados pelos fabricantes de sensores de corrente, tensão e temperatura. Para este resultado foram utilizadas as irradiâncias de 100  $W/m^2$ , 200  $W/m^2$ , 500  $W/m^2$ , 600  $W/m^2$ , 900  $W/m^2$  e 1000  $W/m^2$  para uma série de FV de dois módulos ambos com irradiâncias iguais onde cada módulo possui um estimador. Utilizou-se também, uma

tabela com dimensões de 256x256x256, não foi possível utilizar a tabela de dimensões máxima, 1024x1024x1024, por questões de limitação do hardware. Todos os resultados apresentados de simulação estão sob uma temperatura de  $25^{\circ}\text{C}$  e consideram o módulo KC200GT apresentado na Seção 3.1.1.

A Figura 63, apresenta o erro de medição em tensão, a Figura 64 apresenta o erro de medição em corrente e a Figura 65 apresenta o erro de medição em temperatura todas sobre a estimação de irradiância. Observa-se que o erro em corrente acaba sendo o mais impactante para a montagem da tabela para estimar a irradiância corretamente pelo estimador.

Figura 63 – Avaliação do erro de medição em tensão.

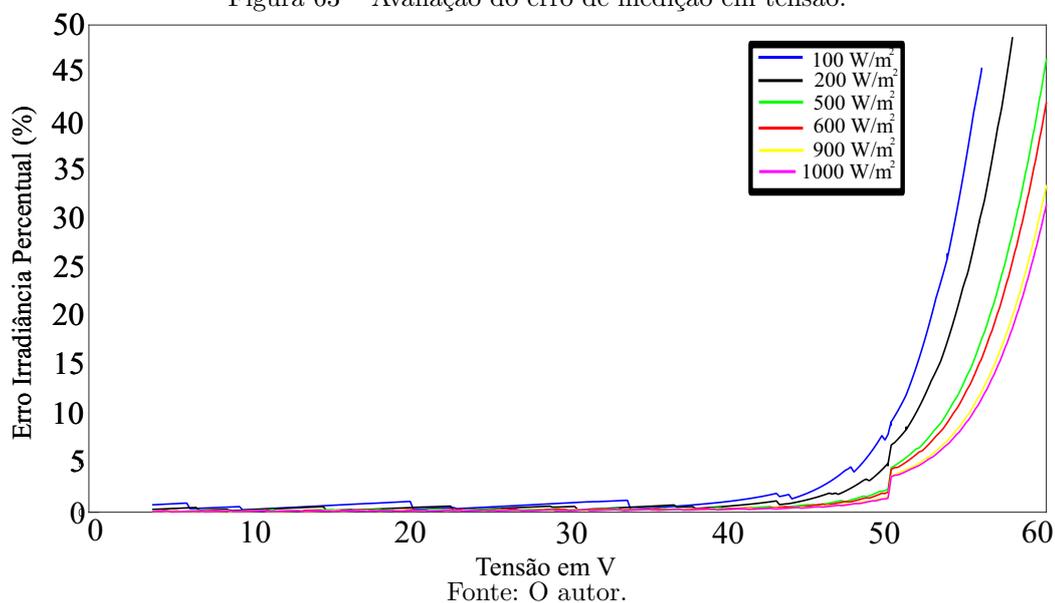


Figura 64 – Avaliação do erro de medição em corrente.

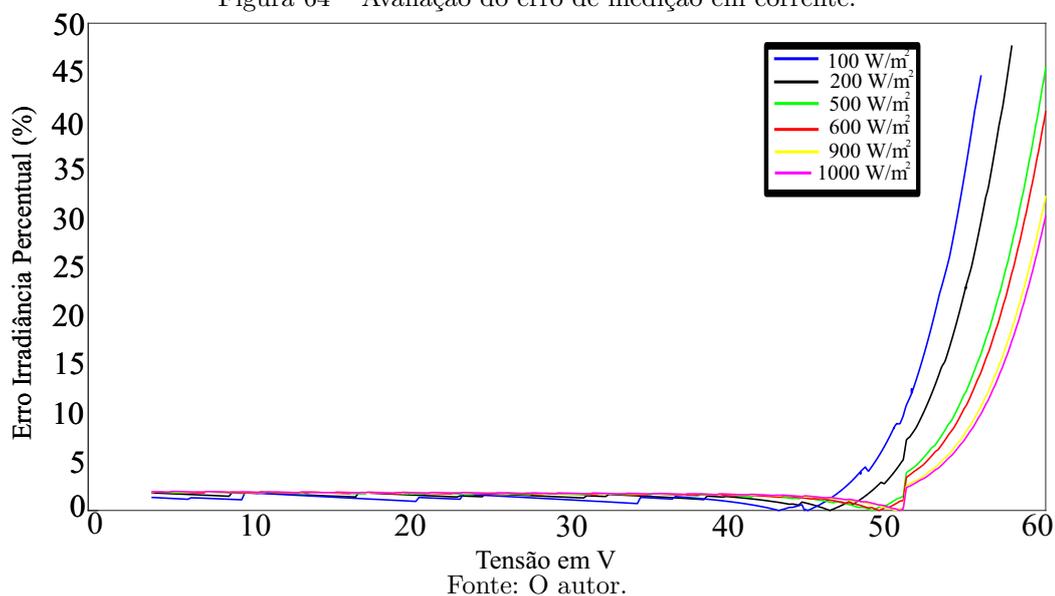
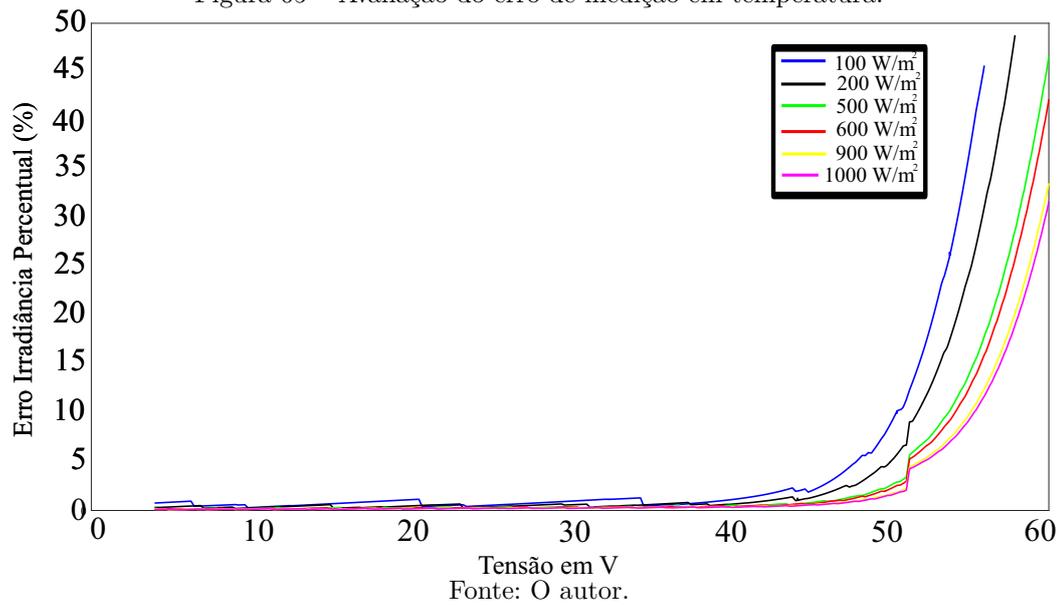


Figura 65 – Avaliação do erro de medição em temperatura.



Conforme mostrado nas Figuras anteriores, mesmo o estimador tendo um erro considerável para valores próximos à tensão de  $V_{oc}$ , alcançou-se um erro baixo na tensão de MPP. Este erro baixo pode ser observado até a tensão de joelho da curva, região de MPP que irá estimar corretamente o valor de irradiância. Quando o estimador estima as irradiâncias de cada módulo próximo a tensão de  $V_{oc}$ , essa informação já não é mais enviada ao MPPT, logo não faz efeito no seguimento do MPP. Assim, os módulos que menos contribuem para o MPP, têm erros percentuais mais relevantes, ou seja, os módulos que têm a menor irradiância, em um conjunto de módulos, acabam errando mais, porém contribuem menos para a potência total. Esta etapa pode ser justificada a partir da Figura 32a, onde observa-se que mesmo com uma mudança brusca de irradiância a tensão de MPP não varia significativamente, logo quando o estimador atua para estimar as irradiâncias a tensão de MPP permanece próxima a região de joelho.

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

Avaliando-se agora o impacto da redução da dimensão da tabela sobre a estimação de irradiância e ainda considerando os erros de medição obtiveram-se os resultados mostrados na Figura 66 para uma tabela do tipo 16x16x16 apenas para tensão e corrente, pois são as grandezas que mais influenciam no erro de irradiância. Percebe-se que o erro aumentou muito em relação a todas as irradiâncias e por isso a tabela deve ter dimensões maiores.

Para uma tabela do tipo 64x64x64 os resultados são apresentados na Figura 67. Observa-se que embora ainda existam erros, estes são bem menores do que a tabela anterior.

Figura 66 – Avaliação de erros para uma tabela do tipo 16x16x16.

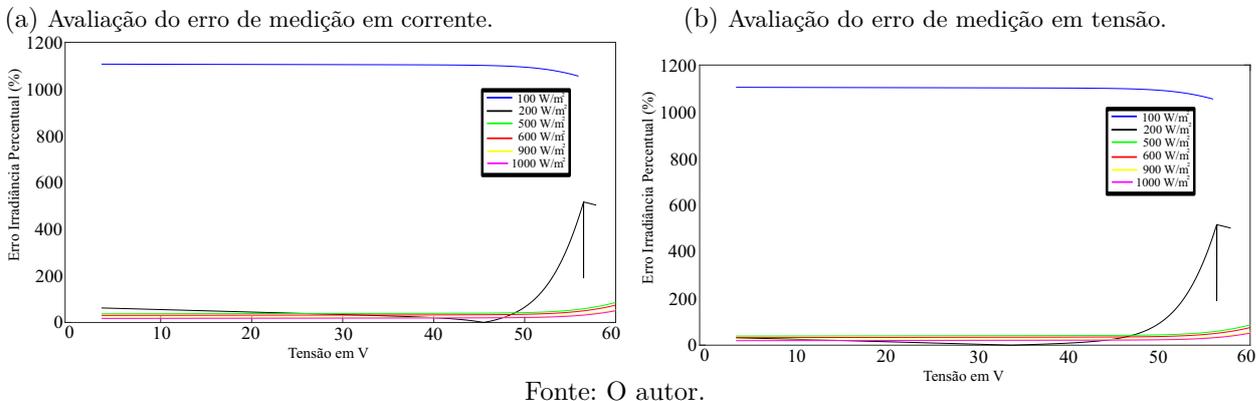
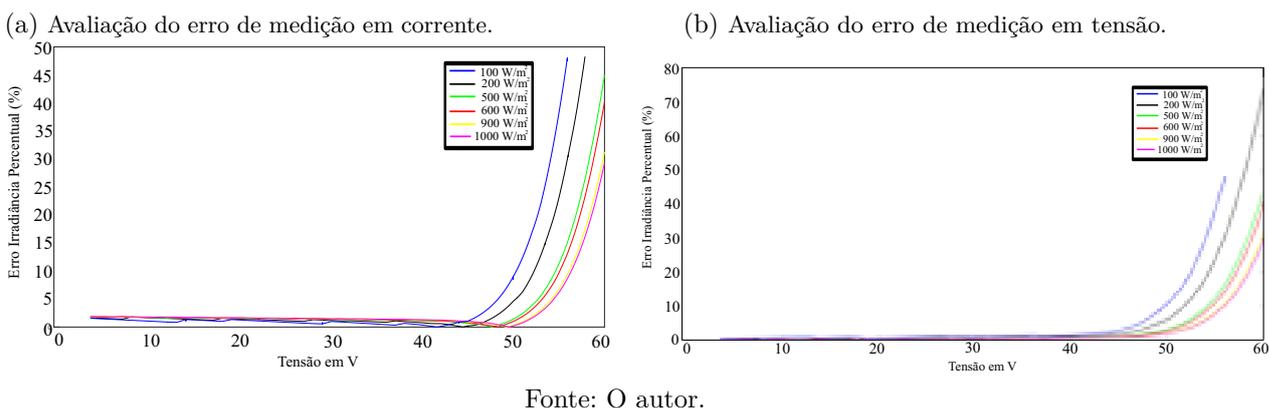


Figura 67 – Avaliação de erros para uma tabela do tipo 64x64x64.

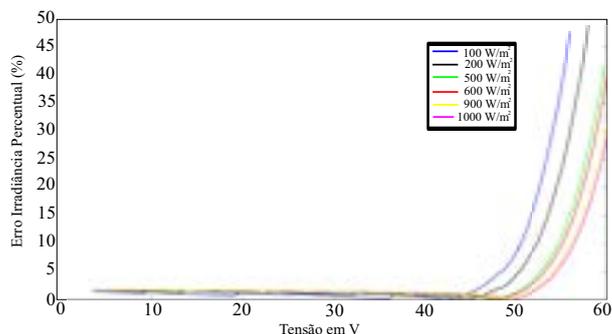


É possível ainda montar uma tabela em que seja dada prioridade a corrente e tensão, já que são as grandezas que mais influenciam na estimação. A Figura 68, por exemplo, mostra o resultado do erro em corrente e em tensão para uma tabela do tipo 16x128x128, onde percebe-se um desempenho semelhante ao apresentado na tabela 64x64x64. Sendo assim, para o módulo testado pode-se afirmar que é recomendado utilizar uma tabela de dimensões 64x64 nos eixos de tensão e corrente.

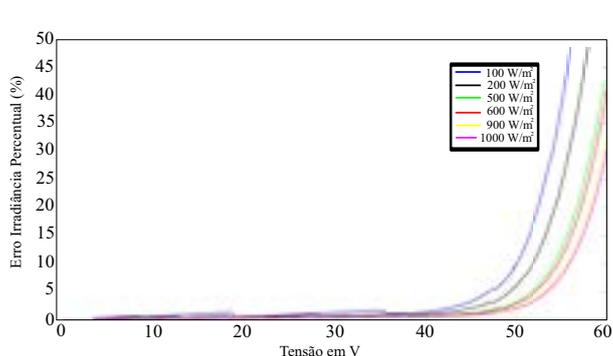
Assim, resumidamente pode-se afirmar que a grandeza que mais influencia a estimação de irradiância é a corrente, a segunda grandeza de maior impacto é a tensão e por último, quem tem menos interferência é a temperatura. Dessa forma, é possível reduzir algumas grandezas da tabela e ainda assim deixar o erro da estimação de irradiância suficientemente bom, impondo baixo esforço computacional à ESP8266 que terá a função de armazenar o código da tabela.

Figura 68 – Avaliação de erros para uma tabela do tipo 16x128x128.

(a) Avaliação do erro de medição em corrente.



(b) Avaliação do erro de medição em tensão.



Fonte: O autor.

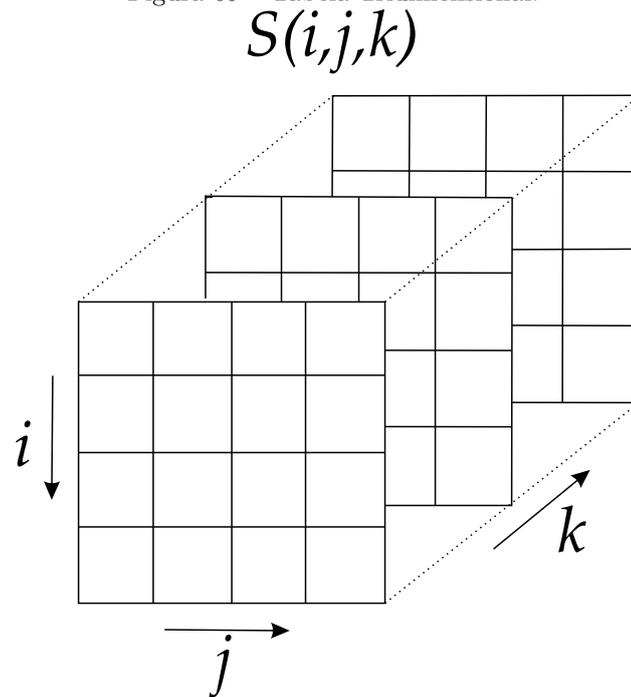
### 3.6.2 Interpolação Trilinear

O princípio de operação do estimador proposto é baseado em busca em tabela (*lookup table*) usando como entradas a tensão, a corrente e a temperatura do módulo fotovoltaico. Desta forma, o algoritmo implementado no microcontrolador da ESP8266 fica simples e rápido. A tabela é carregada uma única vez na memória não volátil da ESP8266 e é construída offline usando o modelo de um ou dois diodos do módulo fotovoltaico que será monitorado. Se for necessário, a tabela pode ser atualizada esporadicamente para considerar o envelhecimento do módulo. A tabela montada é tridimensional (com V, I e T em cada um dos eixos), de acordo com cada módulo que será escolhido para compor o sistema FV. Ou seja, para cada tipo de módulo uma nova tabela deverá ser montada. Como a tabela é construída uma única vez, esta etapa não eleva a complexidade do processo de estimação de irradiação. O modelo escolhido deve ser um modelo preciso, pois isto irá impactar nas irradiações selecionadas.

Para obtenção dos valores de S de forma precisa, é feita uma varredura de todos os possíveis valores de V, I e T que podem ser admitidos pelo módulo, a partir do modelo FV escolhido. Os valores limites de V e I estão relacionados aos pontos de circuito aberto e curto-circuito respectivamente de cada módulo específico. Esta análise permite selecionar diversos valores de S para várias condições climáticas hipotéticas, formando uma tabela tridimensional conforme mostrado na Figura 69.

Qualquer método iterativo pode ser utilizado para encontrar os diversos valores de S. Neste caso foi escolhido o método da bisseção com o modelo FV de um diodo. Este método é mais robusto do que o NR e por isso apresenta valores mais bem selecionados de

Figura 69 – Tabela Tridimensional.



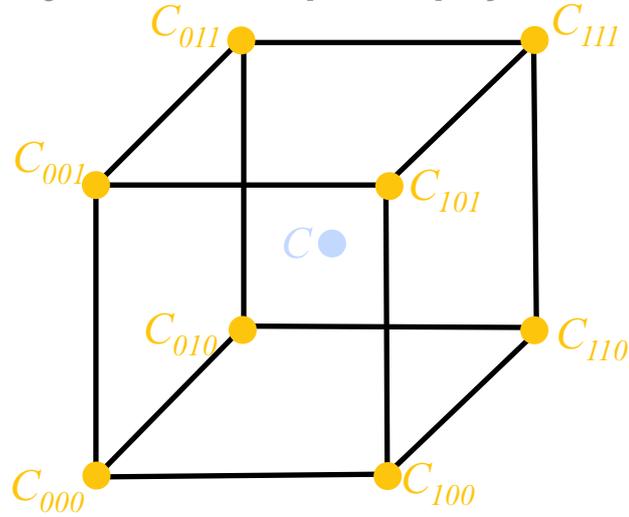
S para diversas condições climáticas para um mesmo ponto inicial, garantindo convergência. A tabela escolhida tem dimensões de 16x32x16, onde existem 16 valores de T, 16 valores de I e 32 valores de V. A tabela precisa ser compacta já que precisa rodar em um hardware de baixo custo. Dessa forma, pode-se listar as principais vantagens do estimador proposto:

- Custo Baixo
- Simplicidade
- Baixo consumo
- Baixa taxa de amostragem.

Assumindo que as grandezas de V, I e T são medidas pode-se obter o valor de S por meio de uma interpolação trilinear. A ideia é fazer uma busca de S por meio de interpolação na tabela. A interpolação trilinear é um método de interpolação multivariada em que aproxima o valor de uma função em um ponto médio  $(x,y,z)$ . Em um cubo, conforme mostrado na Figura 70, define-se  $x_d$ ,  $y_d$  e  $z_d$ , como a diferença entre cada  $x$ ,  $y$  e  $z$  e a menor coordenada relacionada, isto é:

$$x_d = \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} \quad (73)$$

Figura 70 – Primeira etapa da interpolação trilinear.



Fonte: O autor.

$$y_d = \frac{y - y_0}{y_1 - y_0} \quad (74)$$

$$z_d = \frac{z - z_0}{z_1 - z_0}, \quad (75)$$

onde  $x_0$  indica um ponto abaixo de  $x$  e  $x_1$  indica um ponto acima de  $x$ . Dessa forma, pode-se interpolar primeiramente ao longo de  $x$ , obtendo-se:

$$C_{00} = C_{000}(1 - x_d) + C_{100}x_d \quad (76)$$

$$C_{01} = C_{001}(1 - x_d) + C_{101}x_d \quad (77)$$

$$C_{10} = C_{010}(1 - x_d) + C_{110}x_d \quad (78)$$

$$C_{11} = C_{011}(1 - x_d) + C_{111}x_d. \quad (79)$$

Interpolando ao longo de  $y$ , obtém-se:

$$C_0 = C_{00}(1 - y_d) + C_{10}y_d \quad (80)$$

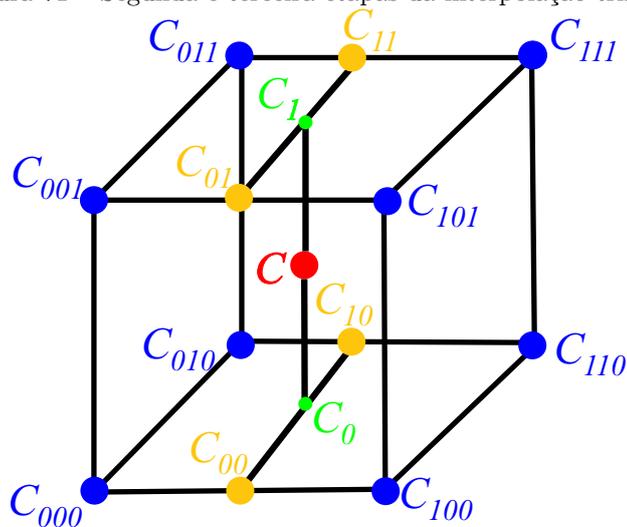
$$C_1 = C_{01}(1 - y_d) + C_{11}y_d. \quad (81)$$

Finalmente, pode-se fazer a interpolação no eixo  $z$ , obtém-se:

$$C = C_0(1 - z_d) + C_1z_d. \quad (82)$$

Assim, pode ser encontrado um valor previsto para o ponto, que no caso é a irradiância estimada ( $C$ ), conforme mostrado na Figura 71.

Figura 71 – Segunda e terceira etapas da interpolação trilinear



Fonte: O autor.

O resultado da interpolação trilinear é independente da ordem das etapas de interpolação ao longo dos três eixos: qualquer outra ordem, por exemplo no eixo  $y$ , depois no  $x$ , e finalmente no eixo  $z$ , produz o mesmo valor.

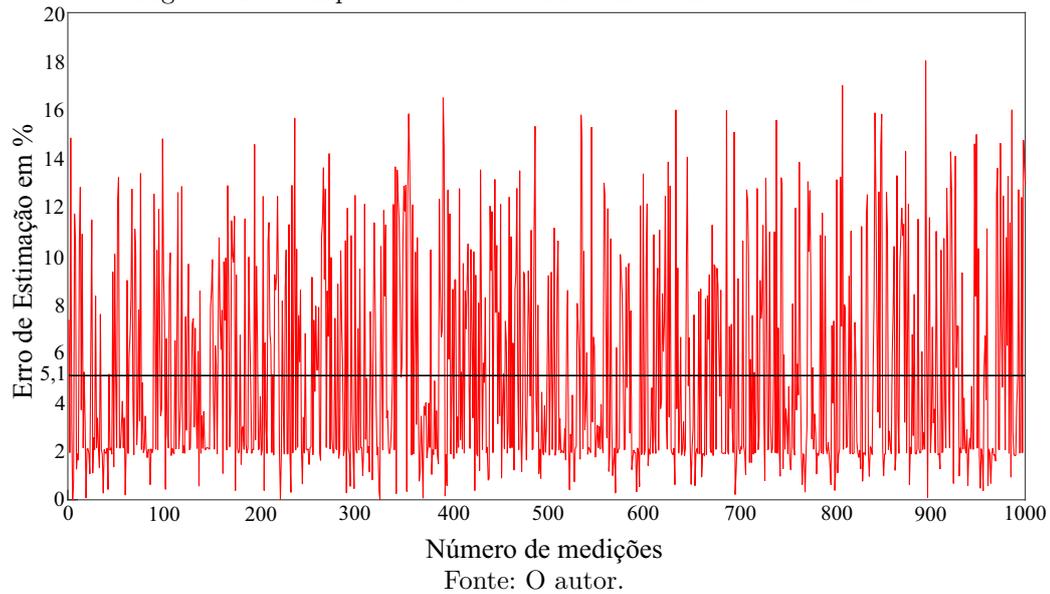
Os resultados experimentais e a placa confeccionada para representar o estimador são apresentadas no Capítulo 5. Um conjunto de simulações é apresentado na Seção seguinte como forma de comparar os valores estimados com os valores reais de irradiância.

### 3.6.3 Resultados de Simulação

Como forma de comprovar a boa eficácia do estimador, para uma série FV que possui 6 subconjuntos, onde cada subconjunto possui dois módulos de irradiâncias iguais, e tensão máxima de 394,8V, foram realizadas 1000 simulações para diversas irradiâncias para uma tabela com as seguintes dimensões 4x32x256. Ainda nesta simulação estão inseridos os erros de corrente, tensão e temperatura, mostrados na Subseção 3.6.1, onde as irradiâncias tiveram valores de  $0 \text{ W/m}^2$  a  $1000 \text{ W/m}^2$  e foram escolhidas aleatoriamente, resultando em um erro médio de 5,1%, conforme está apresentado na Figura 72 em que é mostrado um gráfico dos erros entre as irradiâncias estimadas e medidas para uma quantidade de 1000 estimações.

A tabela citada anteriormente foi escolhida com as dimensões citadas como forma de diminuir o esforço computacional exigido pela ESP. Mostrando que mesmo com uma tabela bastante reduzida foram obtidos bons resultados para as estimações realizadas.

Figura 72 – Comparativo entre as irradiâncias medidas e estimadas.



### 3.7 CONCLUSÕES

Este capítulo aborda o modelo FV de dois diodos e a técnica de TH-PS, propostos em (JÚNIOR, 2018) para construção de uma das duas técnicas de GMPPT baseadas em modelo propostas neste trabalho. O uso do modelo FV proporciona velocidade de busca de GMPP e consequente ganho de potência e energia em futuras análises comparativas, principalmente no que diz respeito a técnicas heurísticas. Embora possua uma maior complexidade para encontrar o GMPP os cálculos realizados na técnica de MPCCG pode ser desenvolvida em um microcontrolador e em um único passo de GMPPT. Conforme também apresentado, o modelo de um diodo é utilizado no algoritmo de MPCCGM, com o intuito de reduzir ainda mais a complexidade e o esforço computacional da primeira técnica proposta.

Além disso, a maioria das técnicas baseadas em modelo utiliza piranômetros para medição de irradiância. Por isso foi proposto nesta tese um estimador para aplicações em técnicas de GMPPT, reduzindo assim, o custo total do sistema FV caso fossem utilizados sensores para estimação de irradiância por algoritmos que se baseiam em modelo. Além desta aplicação, é possível utilizar o estimador de irradiância para diagnóstico de defeitos em arranjos FV identificando que existe um funcionamento inadequado em módulos de uma série FV.

Detalhes do funcionamento destas técnicas são apresentados por meio de fluxogramas. Um exemplo detalhado de como funciona a técnica de MPCCGM é explicitado.

Adiante, o desempenho destes algoritmos é avaliado por meio de resultados de simulação em que, a partir de figuras de mérito, estas técnicas serão comparadas a técnicas recentes da literatura.

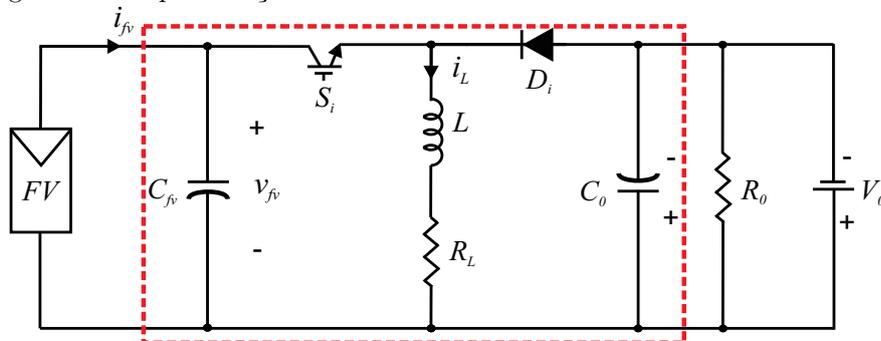
## 4 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES DAS TÉCNICAS PROPOSTAS

Neste capítulo, são detalhados os resultados obtidos das características dinâmicas dos sistemas FV sob condições de sombreamento parcial rastreados pelas técnicas propostas do Capítulo 3, na busca do GMPP. Vetores de irradiância são criados para comprovação do funcionamento dos métodos, além de serem apresentadas curvas do comportamento temporal da tensão e da potência durante as rotinas de GMPPT. As curvas são construídas a partir de códigos gerados em programas de linguagem C, associados ao modelo do sistema FV construído no software *Matlab/Simulink*. Com as curvas I-V e P-V geradas para várias condições de irradiâncias é possível fazer a busca do GMPP por meio de cada uma das técnicas.

### 4.1 MODELAGEM DO CONVERSOR BUCK BOOST

A topologia de conversor escolhida para se obter os resultados de simulação e os resultados experimentais é o conversor *buck-boost*, apresentado na Figura 73. O conversor *buck-boost* é uma das topologias que são utilizadas em condições de seguimento do GMPP, pois é capaz de seguir o GMPP independente das condições de irradiância e temperatura, funcionando cada vez que este seguimento é solicitado (COELHO; CONNER; MARTINS, 2009). Outros conversores podem ser utilizados para a mesma aplicação tais como *Cúk* ou *Sepic*, porém são mais caros e mais complexos do que o conversor *buck-boost*. Na Tabela 5 são apresentadas as especificações do conversor *buck-boost* utilizado.

Figura 73 – Representação do conversor *buck-boost* conectado a um módulo FV.



Fonte: O autor.

Escolhido o conversor, consideram-se que as frequências naturais assim como as frequências de variação dos sinais de entrada são bem menores que a frequência de comutação. Além disso, pode-se afirmar que esta topologia está considerando a operação

Tabela 5 – Especificações do conversor *buck-boost*.

Parâmetro	Descrição	Valor
$P_0$	Máxima potência de saída	4000W
$V_{fv}$	Máxima tensão de entrada	400V
$V_0$	Máxima tensão de saída	400V
$\Delta i_{fv}$	Ondulação de corrente de entrada	0,2%
$\Delta i_0$	Ondulação de corrente de saída	0,04%
$f_{ch}$	Frequência de chaveamento	20 kHz
$L$	Indutância	6 mH
$I_L$	Máxima corrente no indutor	25 A
$C_{fv}$	Capacitância de entrada	470 $\mu F$
$C_0$	Capacitância de saída	165 $\mu F$

Fonte: O autor.

em modo de condução contínua e então linearizar suas equações em torno de um ponto de equilíbrio. Assim, é possível obter o modelo médio de pequenos sinais do conversor uma vez que as equações de estados podem ser obtidas para cada etapa de operação (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2020).

Uma outra observação é em relação a resistência  $R_0$ . Esta resistência 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 função de transferência que representa a planta da tensão de entrada pela razão cíclica é expressada como

$$G(s) = \frac{V_{fv}(s)}{d(s)} = \frac{-I_L(R - sL) - D(V_0 + V_{fv})}{s^2 C_{fv} L + s R C_{fv} + D^2}, \quad (83)$$

onde  $D$  é a razão cíclica do conversor *buck-boost* dada por

$$D = \frac{V_0}{V_0 + V_{fv}}. \quad (84)$$

Outro dado importante utilizado na equação (83) é a corrente média no indutor,  $I_L$ . A corrente média no indutor pode ser encontrada como

$$I_L = \frac{-V_0 + \sqrt{V_0^2 + 4RL(V_0 + V_{fv})I_{fv}}}{2RL}. \quad (85)$$

Assim, com o conversor modelado é possível projetar os ganhos do controlador que são necessários para o funcionamento do sistema em malha fechada para o menor erro estacionário possível.

#### 4.1.1 Projeto do Controlador Proporcional Integral (PI)

Neste trabalho o sistema de controle tem o objetivo de controlar a tensão c.c. do módulo FV. Para isso, pode-se utilizar um controlador PI, amplamente utilizada para sinais c.c., apresentando uma ação integral em conjunto com uma ação proporcional cuja função de transferência é representada por

$$C(s) = \frac{K_p(s + K_i/K_p)}{s}, \quad (86)$$

em que  $K_i$  e  $K_p$  são os ganhos integral e proporcional respectivamente.

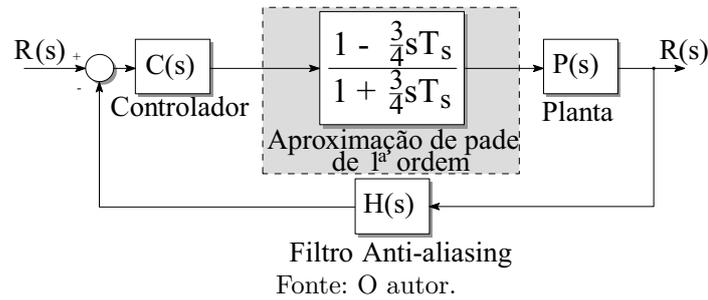
A arquitetura de controle utilizada neste trabalho faz uso dos fenômenos associados à implementação digital. Algumas dinâmicas adicionais, como o tempo de processamento de dados, devem ser consideradas para o projeto adequado de controladores com o objetivo de evitar instabilidade no sistema de malha fechada.

De maneira geral a implementação digital de um sistema de controle consiste na aquisição e condicionamento de sinais, conversão para o domínio discreto e utilização dessas grandezas no algoritmo de controle implementado em um microprocessador. Devido a essas etapas é possível afirmar que, por mais rápido que sejam os microprocessadores a ação obtida em um período de amostragem só poderá ser imposta no período seguinte (BUSO; P.MATTAVELLI, 2015). Portanto, conclui-se que um sistema de controle digital possui particularmente um atraso de uma amostra ou um período de amostragem.

A abordagem escolhida neste trabalho para o projeto de um sistema de controle digital está mostrada na Figura 74, apresentando todo o sistema de forma analógica. Assim as funções de transferência da planta, do filtro anti-aliasing e do controlador são apresentadas no domínio  $s$ , e o efeito do atraso computacional é representado por uma aproximação de Padé de 1ª ordem para um atraso de um período de amostragem e meio.

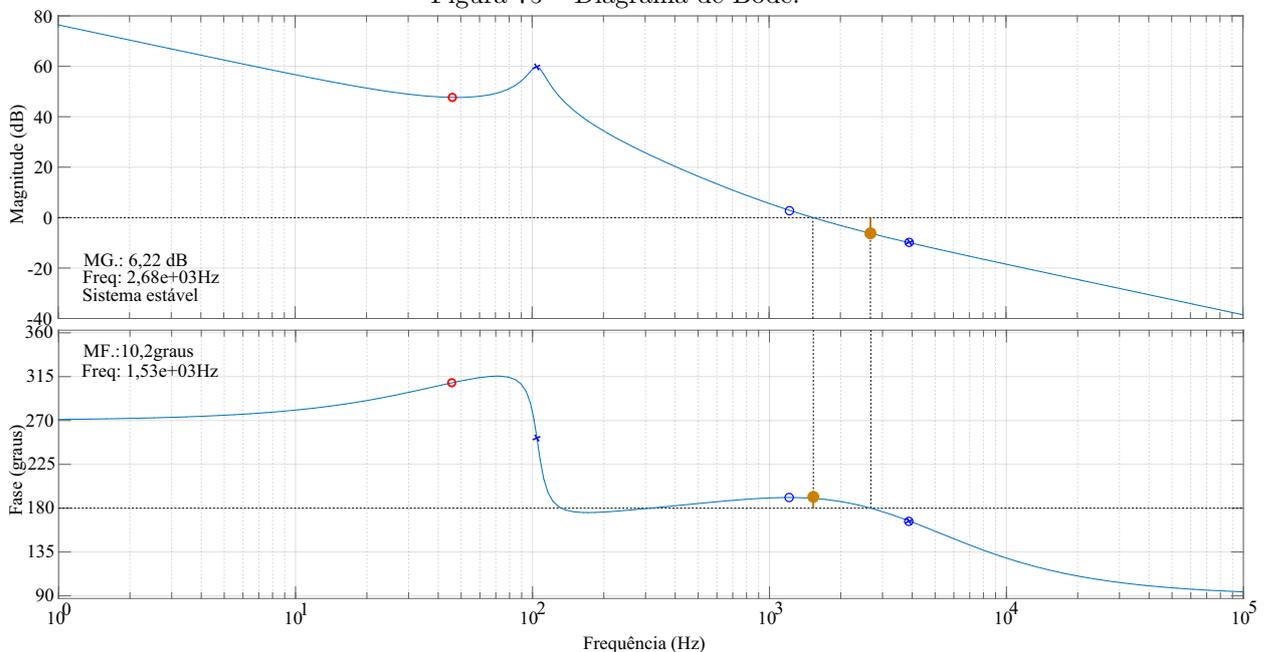
Assim, considerando as características do sistema FV a ser simulado e os valores de estabilidade relacionados ao sistema de controle, o sistema foi projetado utilizando a ferramenta *sisotool* do Matlab, resultando em uma frequência de cruzamento por 0dB

Figura 74 – Representação analógica.  
Atraso computacional



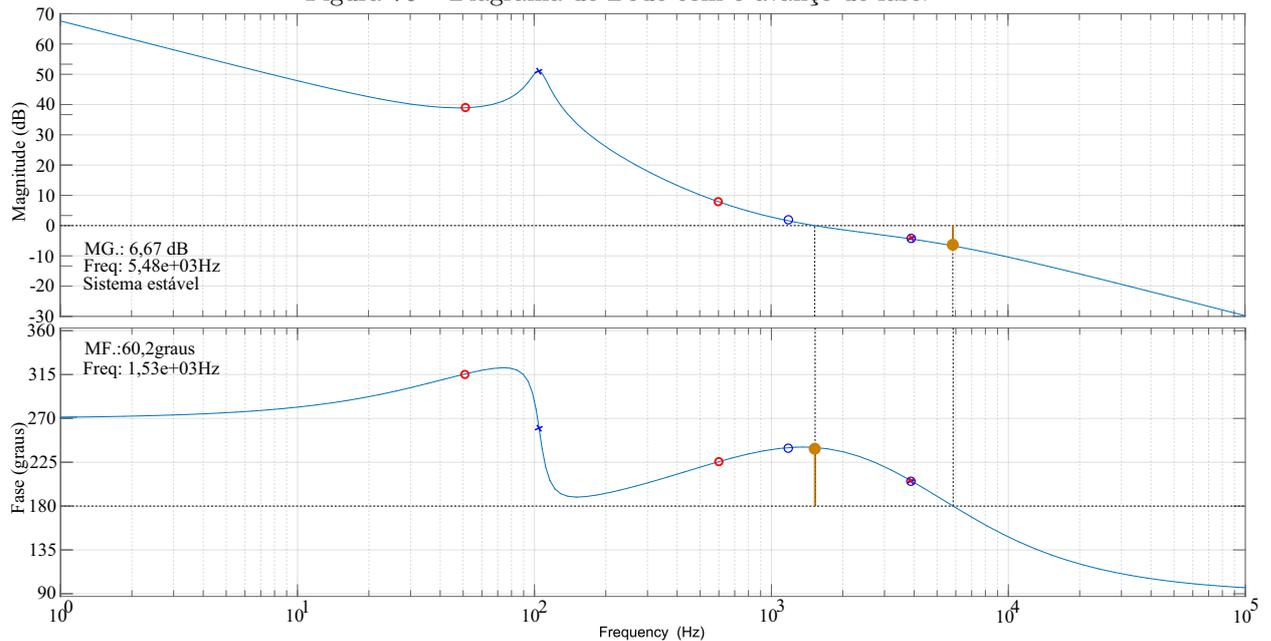
aproximadamente 1500Hz e uma margem de ganho (MG) de 6,22 dB, apresentadas na Figura 75, obtidas a partir da seleção dos ganhos  $K_p = -0,201$  e  $K_i = -63,192$ .

Figura 75 – Diagrama de Bode.



Os ganhos  $K_p$  e  $K_i$  foram sintonizados para que a frequência de cruzamento por zero dB tenha valor menor que 2kHz, sendo, portanto, muito menor que a frequência de amostragem (20kHz). Contudo, a margem de fase obtida para o sistema é demasiadamente pequena ( $10,2^\circ$ ) para os padrões utilizados em eletrônica de potência (BUSO; P.MATTAVELLI, 2015). Com isso, faz-se necessário acrescentar um avanço de fase para melhorar esta característica de estabilidade. Um avanço de fase foi projetado para obter uma margem de fase de aproximadamente  $60^\circ$ , conforme mostrado na Figura 76. A função de transferência do novo controlador é:

Figura 76 – Diagrama de Bode com o avanço de fase.



Fonte: O autor.

$$C(s) = \frac{K_p(s + K_i/K_p)}{s} \cdot \frac{(s + Z)}{(s + P)}, \quad (87)$$

em que  $K_p = -0,552$ ,  $K_i = -173,32$ ,  $Z = 3,5e^3$  e  $P = 2.64e^4$ . O  $K_p$  precisou ser ajustado manualmente para manter a mesma frequência de cruzamento por 0dB do caso anterior, e a relação  $K_i/K_p$  foi mantida (mantendo o zero alocado pelo controlador PI).

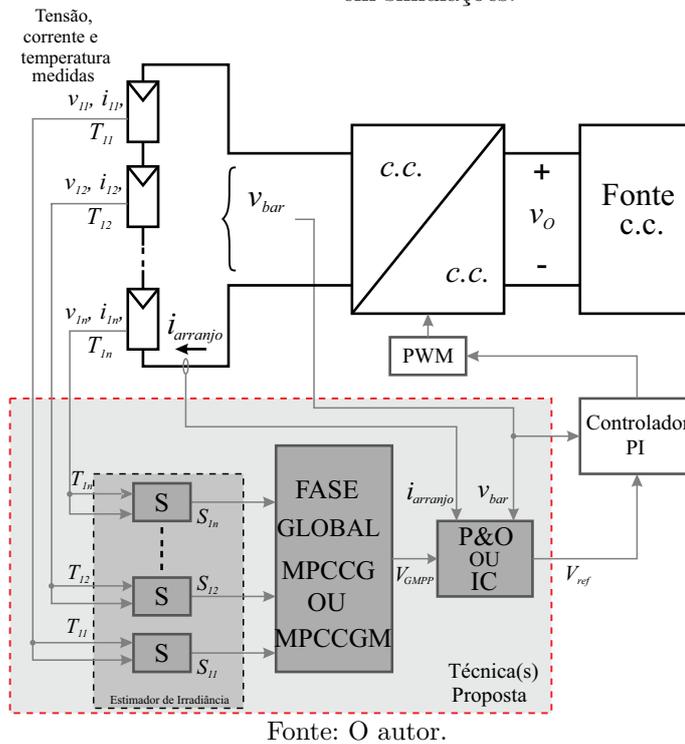
Nas simulações apresentadas na próxima seção, a tensão de  $V_{mpp}$  oriunda da técnica de GMPPT escolhida deve ser comparada com a tensão medida no módulo FV cujo resultado servirá de sinal de entrada para o controlador PI, que controla a tensão do barramento c.c. Dessa forma, a técnica de GMPPT juntamente com o controlador PI determinam a tensão nos terminais do módulo FV.

## 4.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES E DISCUSSÕES

As simulações descritas neste capítulo são feitas em um sistema FV descentralizado, de forma a apresentar um único estágio de conversão. Neste estágio de conversão está presente um conversor c.c.-c.c., do tipo *buck-boost*, destinado a elevar a tensão do barramento, onde atua o controle de GMPPT. Este controle transfere a máxima potência para o estágio seguinte. Neste trabalho, é neste estágio que aplicam-se as técnicas de GMPTT propostas ao conversor. Por isso, conforme mostrado na Figura 77, o estágio de conversão

é apresentado como uma fonte c.c. em paralelo com uma carga c.c. Além disso, conforme explicado anteriormente, o conversor *buck-boost* foi escolhido devido a sua capacidade de operar em uma vasta faixa de tensão independente do valor de carga que é considerado na saída.

Figura 77 – Diagrama esquemático de um estágio de conversão FV e das técnicas propostas de GMPPT em simulações.



Na Figura 77 também é apresentado de forma geral o diagrama utilizado para simulações computacionais das técnicas propostas neste trabalho. Os valores de temperatura, tensão e irradiância de cada módulo são necessários para a representação adequada do modelo FV de dois diodos no caso da técnica de MPCCG e um diodo no caso da técnica de MPCCGM. Além disso, para estimar corretamente os valores de irradiância de cada módulo são necessárias as medições de tensão, corrente e temperatura de cada módulo para aplicação do estimador, conforme comentado na Seção 3.6. A microestimação de irradiância é feita durante toda operação das técnicas de GMPPT propostas.

O controle da tensão de entrada do conversor c.c.-c.c. pode ser feita utilizando o controlador PI, conforme descrito na Seção 4.1.1. Devido ao controlador PI gerar sinais proporcionais ao erro e ao erro acumulado, erros grandes podem gerar ações de compensação com correntes de referência muito altas. Logo, para evitar que referências saturadas levem a integral de erro para valores altos podendo trazer instabilidade e lentidão ao controle é utilizado uma ação *anti-windup* no integrador. A ação *anti-windup* é utilizada

para evitar que a ação integral mantenha o atuador saturado mesmo em condições de erro decrescente. Dessa forma, o *anti-windup* permite que o controlador PI saturado seja eficiente na compensação de erros em sua entrada, limitando a ação de controle.

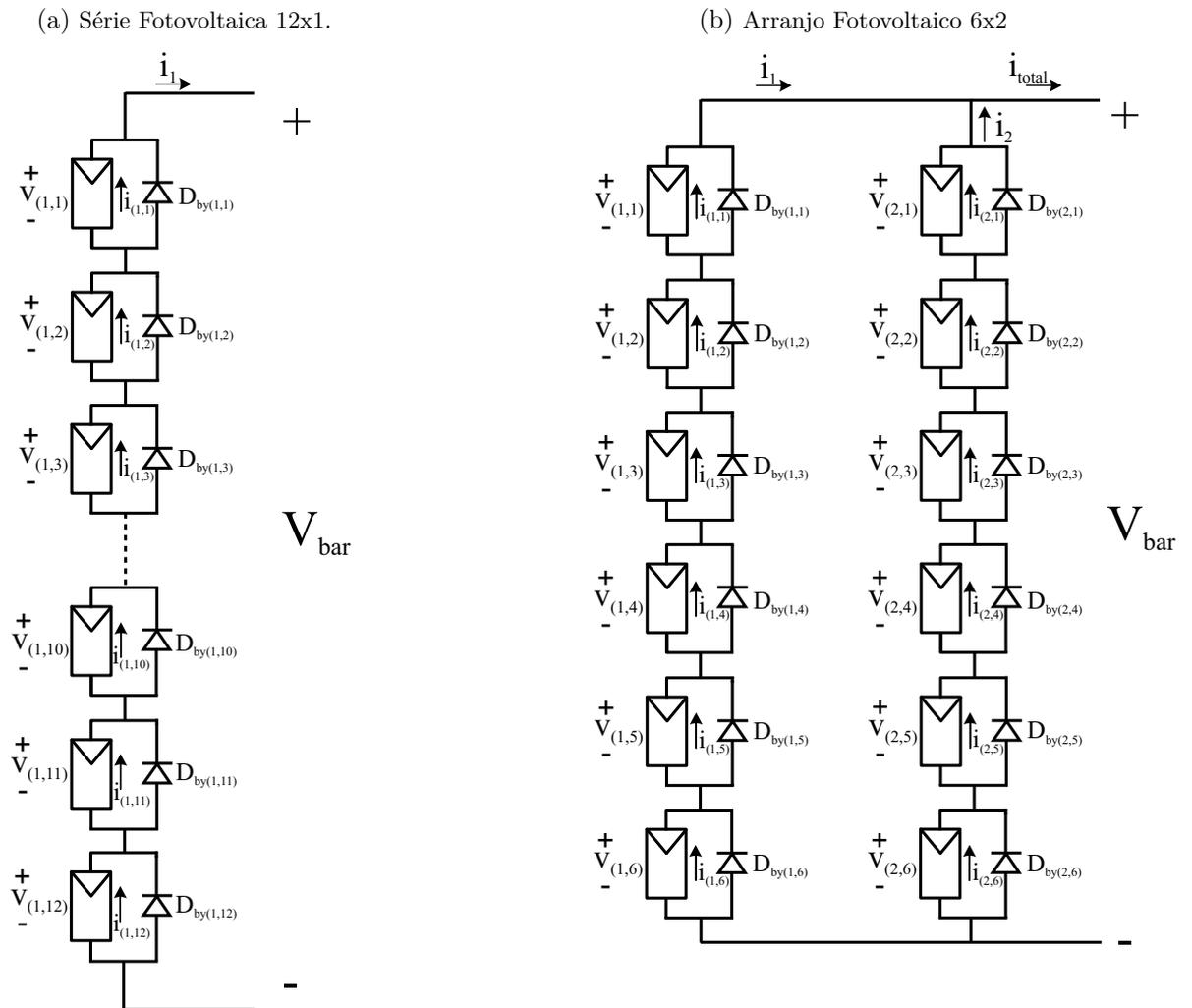
#### 4.2.1 Resultados de simulações e discussões da proposta de MPCCG

Vale salientar que as técnicas propostas neste trabalho utilizam o algoritmo do controlador PI e o algoritmo de GMPPT em um mesmo computador, por exemplo, capazes de estarem armazenados e processados em um mesmo hardware. Este computador passa a tensão de referência para o conversor c.c.-c.c. onde está o PI que controla a tensão do barramento e, se necessário, roda também um algoritmo local, como o *P&O* ou *IC*. Conseqüentemente, o algoritmo de GMPPT calcula a potência atual e verifica se esta potência é maior que a potência calculada a cada leitura de tensão e corrente realizada. Sabendo disso, é considerado para obtenção dos resultados um arranjo FV 12x1 e outro 6x2, mostrados na Figura 78, usando módulos KC200GT da *Kyocera* do tipo policristalino. Para os resultados obtidos do arranjo FV 6x2 utilizou-se apenas a técnica de MPCCG, pois o algoritmo de MPCCGM foi pensado para uma aplicação em inversores *string*. Em cada um destes módulos foi colocado o estimador proposto nesta tese. Dessa forma, é possível medir tensão, temperatura e corrente com baixo custo para estimação da irradiância de cada um dos módulos, onde as grandezas de corrente e tensão estão apresentadas nas Figuras 78(a) e 78(b).

O sistema da Figura 78 foi simulado para os padrões de irradiância apresentados na Figura 79 na temperatura de  $25^{\circ}\text{C}$ . Esta figura representa três zonas de tensão escolhidas de acordo com a disposição do sombreamento para garantir que o GMPPT irá seguir pontos de máxima potência dentro das três regiões possíveis. Os GMPPs aparecem dentro de três regiões possíveis na curva P-V: a região mais a esquerda, zona 1, região do meio, zona 2, e a região mais a direita, zona 3. Além disso, durante o tempo total de simulação são feitas transições de padrões de irradiância entre todas as zonas de seguimento, com o objetivo de emular o funcionamento real do sistema FV onde a irradiância em cada módulo pode mudar dinamicamente com o tempo.

A Figura 80 representa a simulação feita com o algoritmo de MPCCG para o sistema da série fotovoltaica 12x1, sendo apresentadas as curvas de tempo-potência e

Figura 78 – Diagramas utilizados em simulação da série FV 12x1 e do arranjo 6x2.

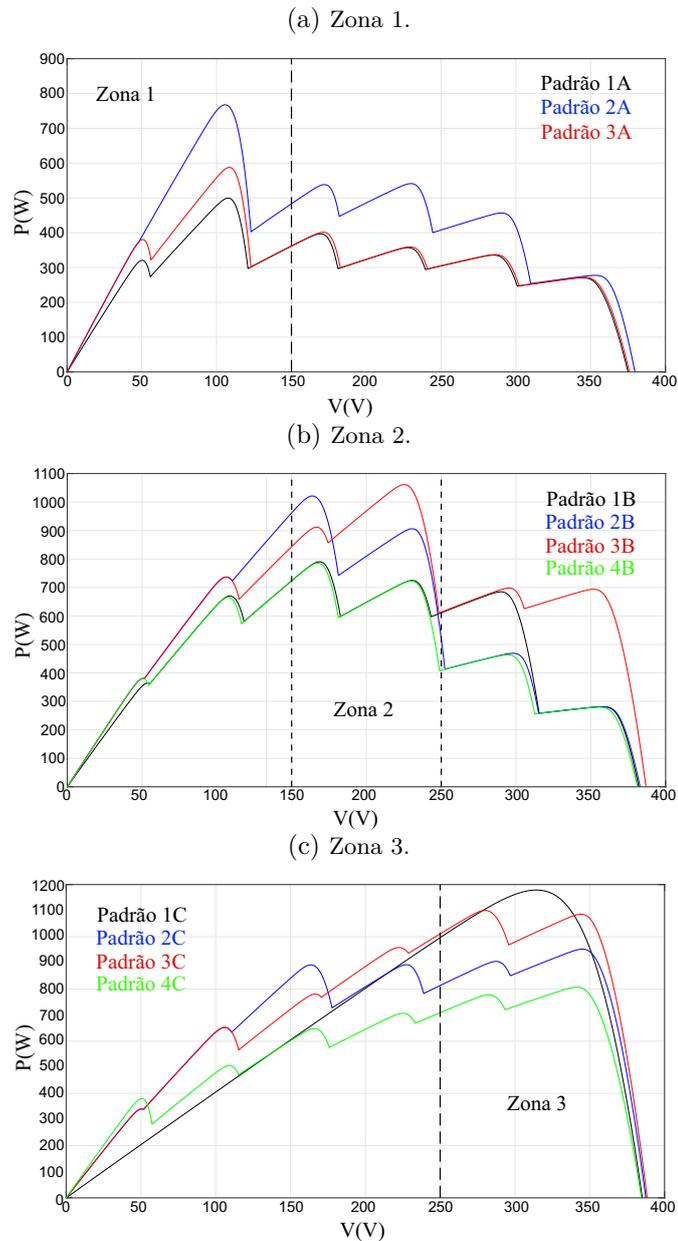


Fonte: O autor.

tempo-tensão. Para este resultado todas as irradiâncias começaram iguais com valor de  $500W/m^2$ , representadas pelo padrão 1C. Em  $5ms$  um sombreamento é detectado, mudando o padrão de irradiância para o padrão 1B. Essa mudança faz a técnica de MPCCG ser iniciada com os valores estimados de  $S$  e medidos de  $T$ , além dos parâmetros  $R_s$ ,  $R_p$ ,  $I_g$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$  calculados que estão relacionados a temperatura e irradiância. Com isso cada valor de tensão e corrente pode ser calculado para cada módulo, onde é selecionado o par que fornece maior potência de modo que o algoritmo de GMPPT atinge o valor global de potência em poucos passos de amostragem.

Após a inicialização do algoritmo de MPCCG, a busca pelo GMPP é originada em  $0,8N_1V_{oc1}$  onde  $N_1$  representa o número de módulos em série que possuem a maior irradiância da série 12x1. A próxima região de busca é realizada na simulação virtual a partir da representação empregada na modelagem do diodo de desvio, conforme explicado

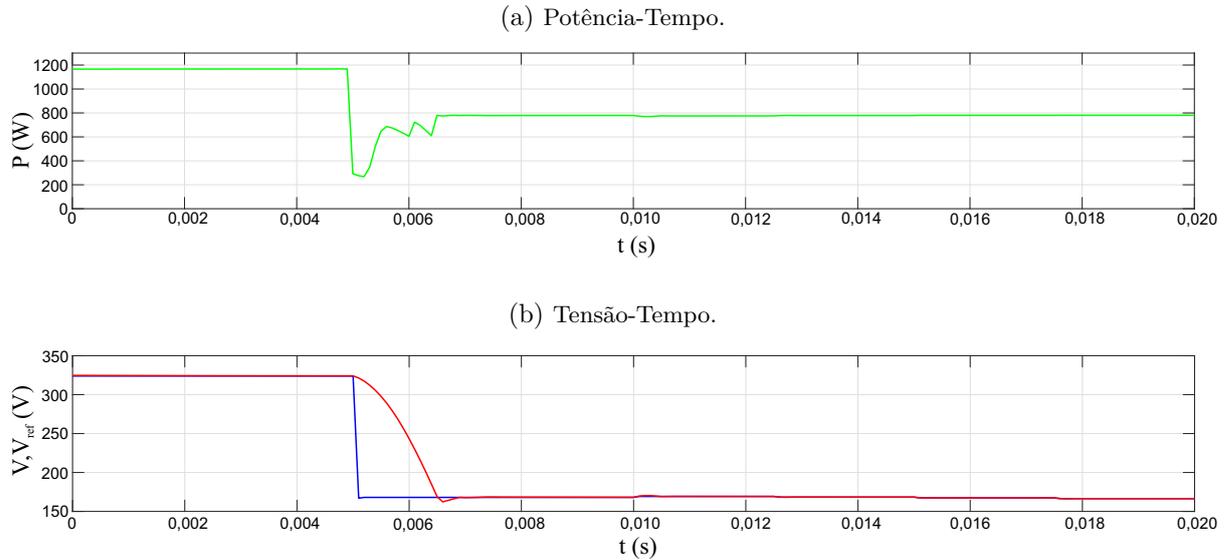
Figura 79 – Curva P-V dividida em três zonas: Zona 1 (0-150V), Zona 2 (150V-250V) e Zona 3 (250V-Voc).



Fonte: O autor.

na Seção 3.2. Caso a resistência de diodo de desvio apresente o valor de  $1M\Omega$ , o módulo que está conectado em paralelo, a este diodo, passa a conduzir corrente apresentando, portanto, uma tensão positiva em seus terminais. Já os outros módulos que possuem irradiâncias inferiores ficam contornados pelos seus respectivos diodos de desvio. Neste exato momento, a tensão da série FV cresceu o necessário para que  $I_{sc}$  do módulo que tem maior irradiância seja idêntica a  $I_{sc}$  do módulo que passou a conduzir corrente. Assim, o algoritmo detecta que esta é a maior tensão do subconjunto 1 e então armazena a tensão  $V_{sub1}$ . Salvando este valor, a tensão buscada pode ser acrescentada de  $0,8N_2V_{oc2}$ , onde  $N_2$

Figura 80 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série fotovoltaica 12x1 a 25°C com 6 irradiancias aleatórias.



Fonte: O autor.

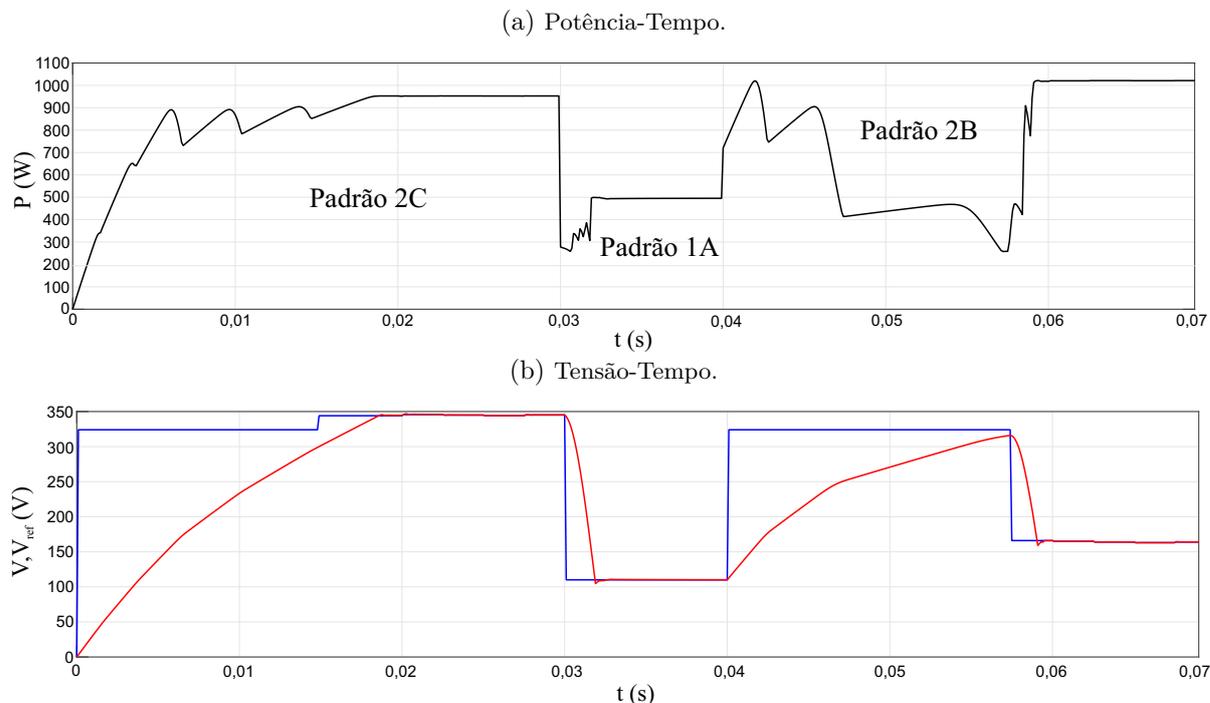
é o número de módulos que possuem a segunda maior irradiância. Desta forma, o GMPP pode ser seguido já próximo do segundo pico local. Pode-se repetir este procedimento para os demais picos em cada um dos 6 subconjuntos, cujo maior pico será escolhido como global. Após todo este processo ocorrido na Figura 80, a tensão de referência é encontrada e nenhuma potência é superior a 790W, potência esta encontrada no terceiro pico da curva P-V. Portanto, a referência de tensão pode ser levada para a tensão do barramento, representando o ponto de operação que apresentou esta potência.

Depois de detectar o máximo global, o algoritmo passa a operar na fase local, onde o algoritmo P&O atua. Este algoritmo faz o ajuste fino do método a cada período de 2,5ms, já que o valor de potência global geralmente se encontra um pouco abaixo da potência de GMPP exata do arranjo. O algoritmo de P&O está operando com um passo de 1 V, já que o algoritmo de MPCCG também está percorrendo os valores de tensão a cada 1 V.

Outro resultado é apresentado nas Figuras 81 e 82. Para ambas as Figuras, a simulação é iniciada com o padrão 2C (zona 3). Durante o tempo de 0,03s é detectada uma mudança de padrão de sombreamento para o padrão 1A (zona 1) que em 0,04s sofre outra mudança para o padrão 2B (zona 2). O caminho percorrido pela tensão durante o padrão de sombreamento 2C é mais demorado, pois devido ao tamanho do capacitor de entrada ser grande a dinâmica de carga do barramento c.c. é lenta, correspondendo

a realidade em sistemas físicos. Para a Figura 81 é utilizada a estimacão de irradiância proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022), já para a Figura 82 é utilizada a estimacão de irradiância proposta nesta tese.

Figura 81 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série FV 12x1 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias utilizando o estimador proposto em (MOBARAK; BAUMAN, 2022).

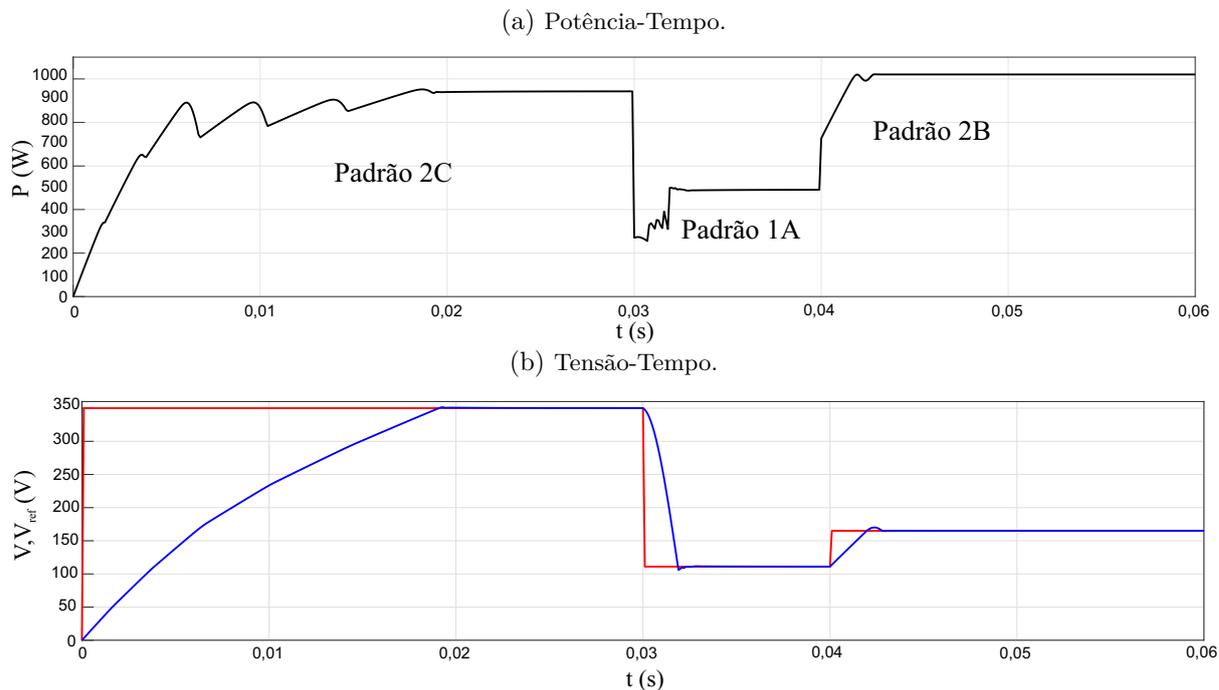


Na transio para o padrão 1A o valor de tensão de GMPP vai para um valor menor, do que o encontrado no padrão 2C. Obtm-se então, os novos valores de irradiância para cada um dos módulos. Com as irradiâncias estimadas pode-se fazer o seguimento para o pico global que tem potência próxima a 500W.

Utilizando o estimador proposto em (MOBARAK; BAUMAN, 2022), percebe-se que na mudança para o padrão 2B a tensão de GMPP vai para um valor mais elevado do que aquele encontrado anteriormente, logo será necessário que os demais diodos de desvio estejam bloqueados (por isso a tensão de referência cresce até a tensão de barramento) para estimacão de irradiância correta, o que implica em um maior tempo de convergência, conforme apresentado na Figura 81. Assim, o algoritmo espera a estimacão ser finalizada para então começar o seguimento a partir dos níveis de irradiância determinados em cada módulo FV.

Utilizando o estimador proposto nesta tese a transio do padrão 1A para o padrão 2B acontece de forma muito mais rápida, pois as medioes de corrente, tensão e temperatura

Figura 82 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série FV 12x1 a 25°C com 6 irradiâncias aleatórias utilizando o estimador proposto nesta tese.



Fonte: O autor.

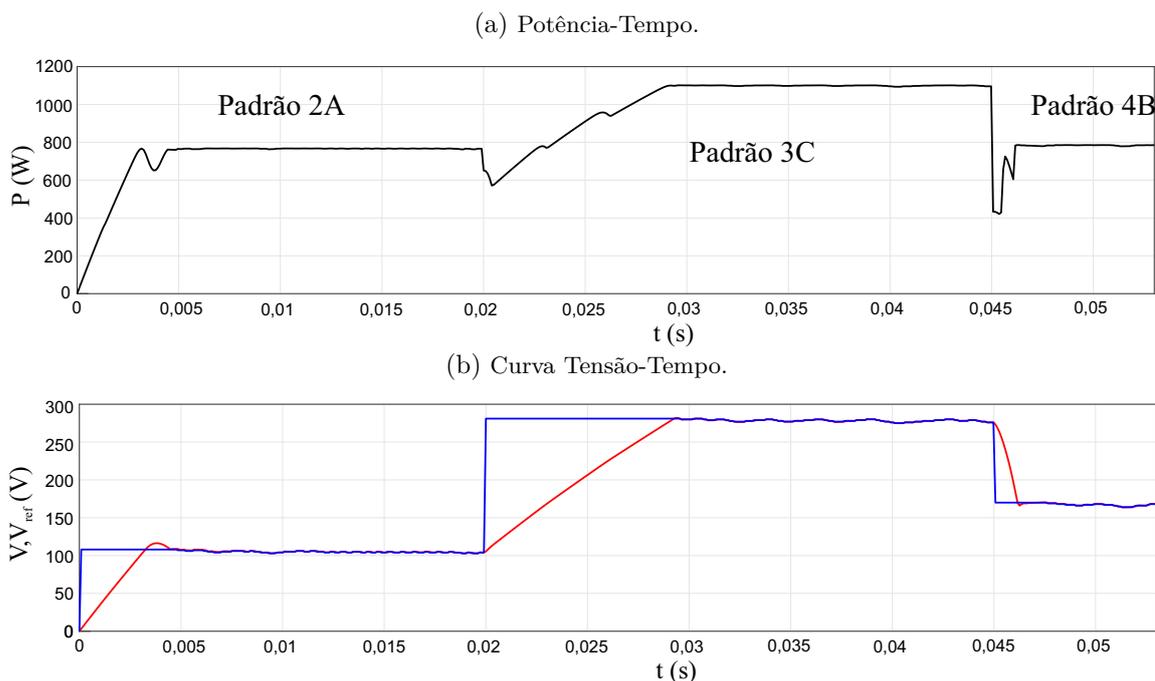
fornecem instantaneamente o valor de irradiância medida, o que acarretará no final do processo um ganho de energia, conforme apresentado na Figura 82.

Para a Figura 83, as transições ocorrem entre os padrões 2A, 3C e 4B. Neste caso a primeira transição ocorre no instante de 0,02s e a segunda em 0,045s. Assim como no caso anterior é necessário um tempo para carregar o barramento c.c. Caso fosse utilizado a estimação de irradiância proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022) seria necessário um tempo maior para carregar o capacitor de entrada do que aquele encontrado no padrão 2C na Figura 81, devido a este padrão se encontrar na zona 1. Este maior tempo se deve ao fato do padrão 1 ter tensão de GMPP mais distante da tensão de bloqueio dos diodos de desvio. Assim, é necessário elevar a tensão o suficiente para bloquear todos os diodos e estimar corretamente o valor de irradiância de cada módulo.

Utilizando a estimação de irradiância proposta nesta tese estimam-se as irradiâncias de cada módulo de forma imediata, isto é, não é necessário esperar todos os diodos estarem bloqueados, obtendo-se o GMPP de forma rápida em um único clique de MPPT, conforme mostrado na Figura 83.

Para testar a generalidade da técnica em arranjos fotovoltaicos um conjunto de 7 testes com vetores de irradiâncias aleatórias foi apresentado na Tabela 6. Os gráficos do

Figura 83 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para a série fotovoltaica 12x1 a 25°C com 6 irradiancias aleatórias.



Fonte: O autor.

comportamento dinâmico de dois casos da técnica de MPCCG seguindo o arranjo 6x2 a 25°C estão ilustrados nas Figuras 84 e 85. Na Figura 84 o algoritmo de GMPPT inicia com o padrão de irradiância 4 e no tempo de 0,01s muda para o padrão 7. Já na Figura 85 é utilizado inicialmente o padrão de irradiância 1 e, também, no tempo de 0,01s ocorre uma mudança para o padrão 5.

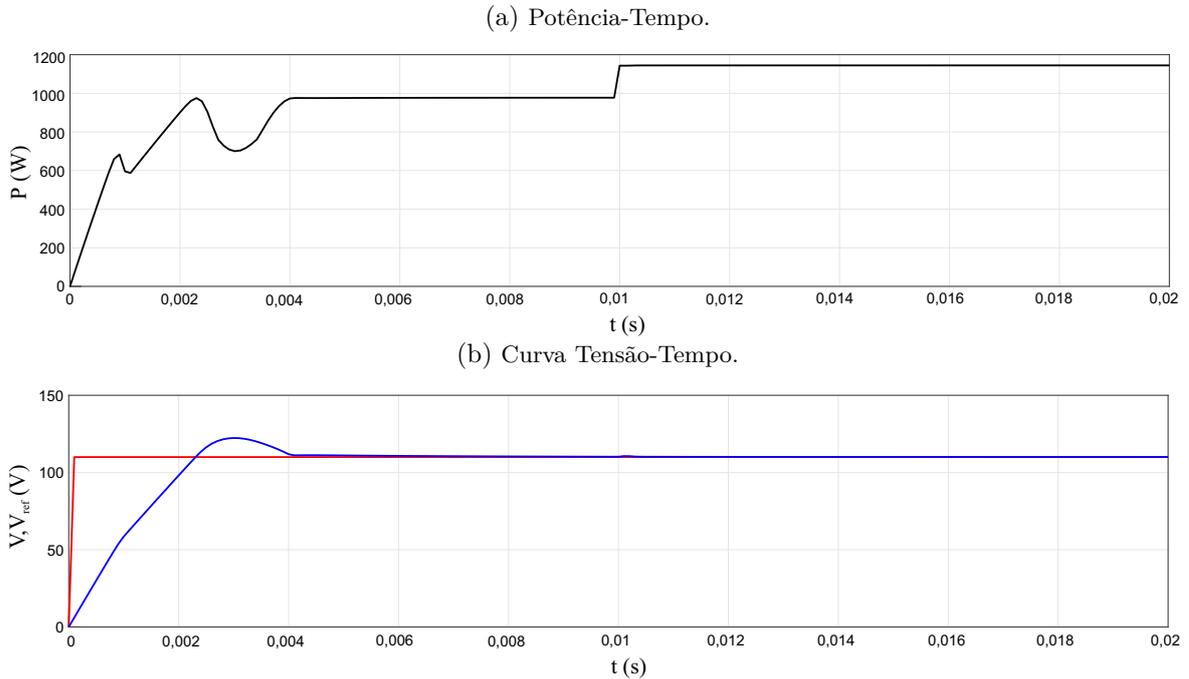
Tabela 6 – Padrões de irradiancias utilizados para o arranjo 6x2.

Padrão	Faixa de Irradiancias	Irradiancias	$V_{gmpp}(V)$	$P_{gmpp}(W)$
1	100W/m <sup>2</sup> a 1000W/m <sup>2</sup>	150, 900, 700, 100, 300 e 1000W/m <sup>2</sup>	110, 10	850, 30
2	100W/m <sup>2</sup> a 1000W/m <sup>2</sup>	350, 500, 400, 100, 600 e 820W/m <sup>2</sup>	107, 95	832, 50
3	100W/m <sup>2</sup> a 1000W/m <sup>2</sup>	500, 400, 750, 900, 300 e 100W/m <sup>2</sup>	110, 00	680, 78
4	100W/m <sup>2</sup> a 1000W/m <sup>2</sup>	650, 100, 850, 350, 500 e 900W/m <sup>2</sup>	110, 00	977, 28
5	100W/m <sup>2</sup> a 1000W/m <sup>2</sup>	800, 600, 500, 100, 700 e 200W/m <sup>2</sup>	165, 80	778, 40
6	100W/m <sup>2</sup> a 1000W/m <sup>2</sup>	900, 100, 800, 700, 600 e 200W/m <sup>2</sup>	107, 40	1161, 50
7	100W/m <sup>2</sup> a 1000W/m <sup>2</sup>	1000, 150, 600, 900, 750 e 200W/m <sup>2</sup>	109, 75	1144, 60

Fonte: O autor.

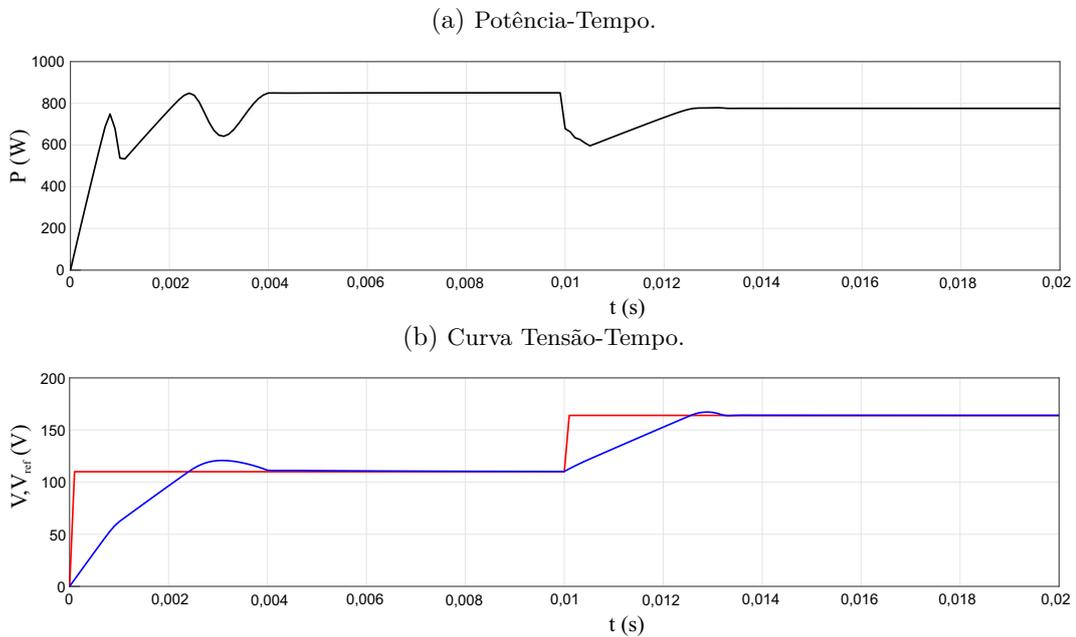
Nota-se que nestes gráficos há um seguimento mais rápido da curva na fase global. Esse menor tempo de convergência é associado ao limite máximo de corrente de saturação. Neste caso o limite máximo da corrente de saturação é maior do que as séries FV 12x1

Figura 84 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para o arranjo FV 6x2 a  $25^{\circ}C$  com 6 irradiâncias aleatórias.



Fonte: O autor.

Figura 85 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para o arranjo fotovoltaico 6x2 a  $25^{\circ}C$  com 6 irradiâncias aleatórias.



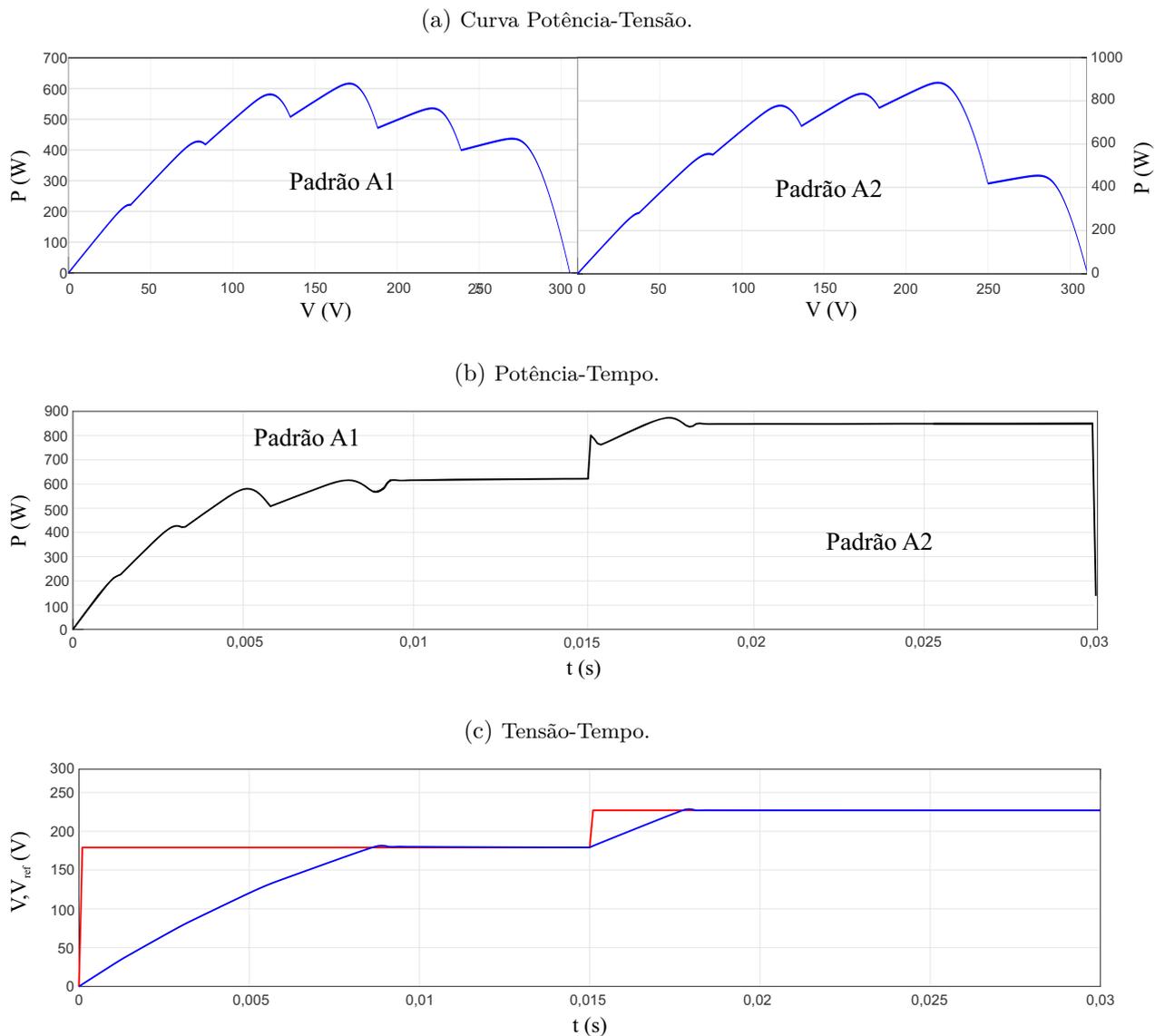
Fonte: O autor.

(FURTADO, 2016). Dessa forma, sistemas com arranjos 6x2 conseguem descarregar mais rapidamente o capacitor do barramento c.c. quando comparados a sistemas 12x1.

A Figura 86 mostra que o algoritmo permanece válido para a série FV 12x1 na temperatura de  $75^{\circ}C$ . A simulação é iniciada com o padrão de irradiância A1 e em 0,015s

ocorre uma transição para o padrão A2. Portanto, mesmo em uma transição, caso todos os módulos sofram uma variação de temperatura o algoritmo ainda continua seguindo corretamente o GMPP.

Figura 86 – Resultados dinâmicos da técnica de MPCCG para o arranjo FV 12x1 a 75°C com 6 irradiâncias aleatórias.



Fonte: O autor.

Observa-se que em todas as situações simuladas o algoritmo de GMPPPT foi capaz de convergir para o GMPP especificado pelas curvas P-V apresentadas anteriormente. Outro fator de destaque é o tempo que o método leva para atingir o GMPP durante as mudanças de padrões de irradiância e na sua inicialização. Conforme comentado, dependendo do tipo de estimativa de irradiância adotado, este tempo para atingir o GMPP pode aumentar consideravelmente. Além do baixo tempo de convergência, fica claro que o caminho de

tensão percorrido na curva P-V até atingir o GMPP durante as transições é relativamente pequeno. Dessa forma é possível assegurar elevada confiabilidade e robustez da técnica proposta.

#### 4.2.2 Resultados comparativos da técnica de MPCCG com técnicas da literatura

Nesta subseção são apresentados resultados de simulação da técnica de MPCCG e os algoritmos que tiveram bom desempenho apresentados no Capítulo 2. A técnica de MPCCGM e a técnica proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022) serão incluídas na análise comparativa da Subseção 4.2.3, pois aqui também são discutidos resultados de simulação para situações de arranjos FV do tipo 3x2, em que o algoritmo de MPCCGM não foi aplicado.

Uma alternativa para medir a irradiância de cada um dos módulos é apresentada em (HASHEMZADEH, 2019), outra escolha é relacionar a corrente  $I_{sc}$ , calculada no modelo FV, com a irradiância de cada um dos módulos, conforme está comentado em (AHMED; SALAM, 2018a). Dessa forma, pode-se utilizar a técnica de MPCCG juntamente a outras técnicas de estimação de irradiância, inclusive aquelas baseadas em *datasheet* de módulos FV (CARVALHO; CORREA, 2019), ou até mesmo utilizar piranômetros para medição direta da irradiância em cada módulo.

Os resultados apresentados nesta seção utilizam os respectivos estimadores de irradiância propostos em cada uma das técnicas, uma vez que o processo de estimação também faz parte do algoritmo. Neste caso a única técnica que não necessita da irradiância e utiliza um único sensor de corrente e um de tensão é a técnica proposta em (XU *et al.*, 2021).

As simulações são executadas usando os parâmetros listados na Tabela 7 sob condições de irradiância que estão apresentadas na Tabela 8. Estes mesmos cenários de irradiância são utilizados para obter resultados experimentais apresentados na Seção 5.3. Destes resultados vale a pena chamar atenção em relação ao *slew rate* de tensão. Como não existe limitação na tensão de entrada para simulações, a frequência de MPPT é a mesma utilizada na frequência de chaveamento, isto é 20 kHz. Também pode-se observar que as transições são feitas no tempo de 25 ms e 75 ms.

Tabela 7 – Parâmetros de uma série FV de 12 módulos do tipo Kyocera KC200GT.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Potência do conversor Buck-Boost	$P_{bb}$	4000 W
Tensão de Saída*	$V_o$	200 V
Tensão de Saída**	$V_o$	100 V
Capacitância de Saída	$C_o$	165 $\mu$ F
Resistência de Saída	$R_o$	36 $\Omega$
Indutância	$L$	6 mH
Capacitância de Entrada	$C_{pv}$	235 $\mu$ F
Potência Máxima FV (STC)*	$P_{mp}$	2458,71 W
Potência Máxima FV (STC)**	$P_{mp}$	1229,36 W
Tensão de Circuito Aberto (STC)*	$V_{oc}$	397,20 V
Tensão de Circuito Aberto (STC)**	$V_{oc}$	198.60 V
Corrente de Curto Circuito (STC)	$I_{sc}$	8,19 A
Frequência de Chaveamento	$f_s$	20 kHz
Frequência P&O	$f_{mppt}$	100 Hz

\*Caso Teste 3

\*\*Caso Teste 4

Tabela 8 – Valores dos Padrões de Sombreamento.

Curva 1	G1( $\frac{W}{m^2}$ )	G2( $\frac{W}{m^2}$ )	G3( $\frac{W}{m^2}$ )	G4( $\frac{W}{m^2}$ )	G5( $\frac{W}{m^2}$ )	G6( $\frac{W}{m^2}$ )
Caso teste 1	700	900	500	400	350	800
Caso teste 2.1	700	900	500	400	350	800
Caso teste 2.2	960	700	200	150	100	300
Caso teste 3.1	1000	950	100	400	300	200
Caso teste 3.2	1000	800	600	400	200	100
Curva 2	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Caso teste 1	850	150	300	100	200	600
Caso teste 2.1	850	150	300	100	200	600
Caso teste 2.2	800	600	500	900	400	550
Caso teste 3.1	810	600	500	900	400	550
Caso teste 3.2	1000	200	100	150	125	300
Curva 3	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Caso teste 1	100	500	800	900	1000	200
Caso teste 2.1	100	500	800	900	1000	200
Caso teste 2.2	1000	800	600	400	200	100
Caso teste 3.1	950	150	175	225	125	100
Caso teste 3.2	650	100	850	350	500	900

O primeiro resultado obtido para uma série FV do tipo 12x1 tem por objetivo provar que a técnica de MPCCG pode encontrar o GMPP para situações de transição em que há mudança de temperatura (caso teste 1). Neste caso transições com temperaturas distintas são simuladas. Todos os módulos estão inicialmente sujeitos a uma mesma temperatura a qual muda simultaneamente com as irradiâncias de cada curva. Ou seja, as três curvas P-V apresentadas na Figura 87 têm irradiâncias e temperaturas distintas. Os resultados simulados estão na Figura 88.

Figura 87 – Curvas P-V utilizadas no primeiro resultado de simulação. Curva 1:  $V_{GMPP} = 107\text{ V } 25^{\circ}\text{C}$ , Curva 2:  $V_{GMPP} = 220\text{ V } 75^{\circ}\text{C}$ , Curva 3:  $V_{GMPP} = 200\text{ V } 50^{\circ}\text{C}$ .

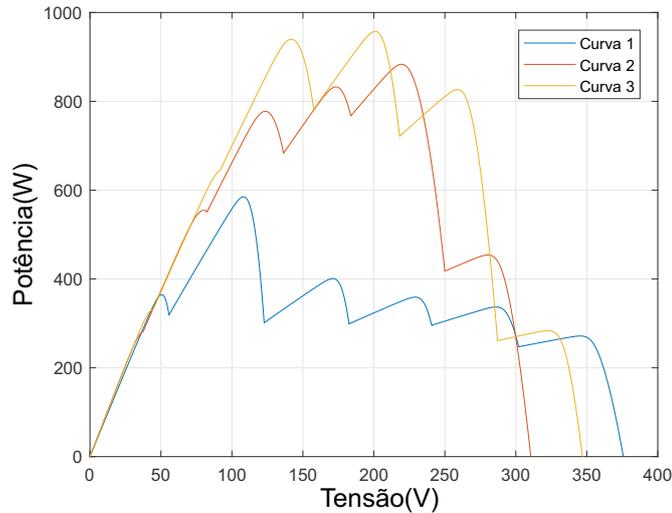
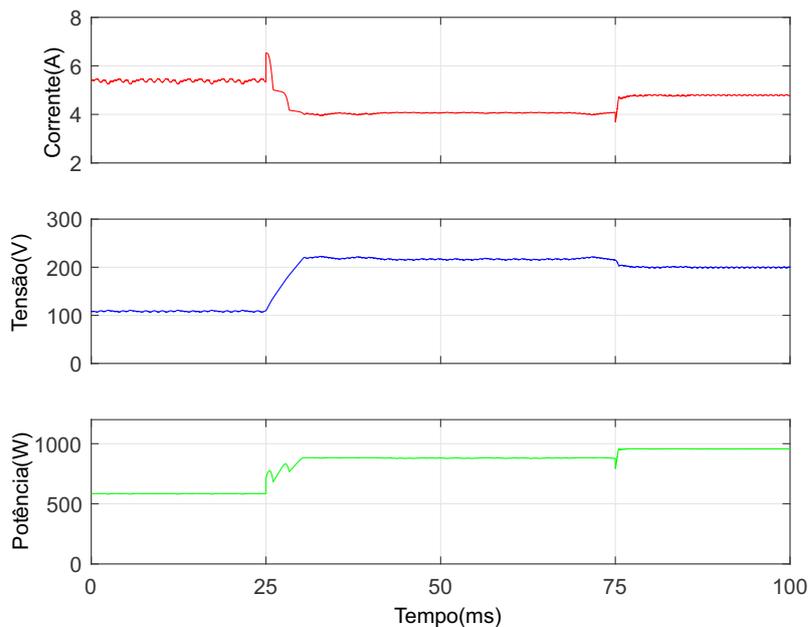


Figura 88 – Formas de onda da série FV obtidas para o primeiro teste.



No segundo teste a técnica de MPCCG, com e sem  $P\&O$ , é avaliada por comparação com as técnicas propostas em (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021). Esta primeira comparação é feita em uma única série FV composta de seis subarranjos de dois módulos cada para dois grupos (linhas contínuas e linhas tracejadas) de três curvas P-V.

As curvas P-V de ambos os grupos de curvas são apresentadas na Figura 89. Nesta figura, as curvas que estão representadas pela linha contínua formam o primeiro conjunto de curvas (Figura 90)(a) e as curvas em linha tracejada representam o segundo conjunto de curvas (Figura 90)(b) feitas para o segundo conjunto de testes). Os resultados realizados em simulação são mostrados na Figura 90. Percebe-se na Figura 90(a) que devido à técnica

de MPCCG + *P&O* estar atuando na sua fase local há algum tempo, chega-se a uma potência maior do que as outras técnicas, mostrando a importância da combinação de algoritmos heurísticos a técnicas baseadas em modelo.

Figura 89 – Curvas P-V utilizadas no segundo teste.

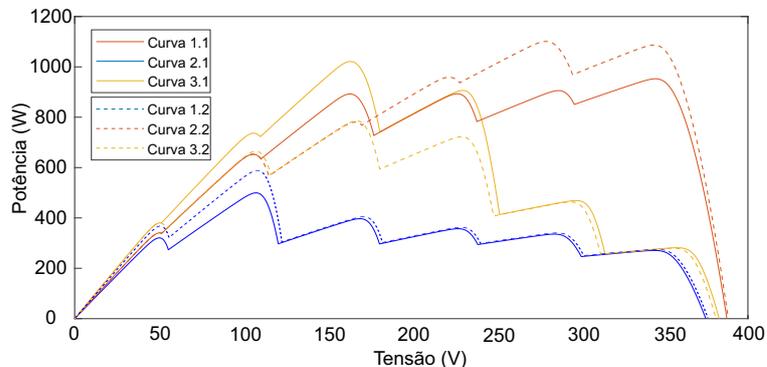
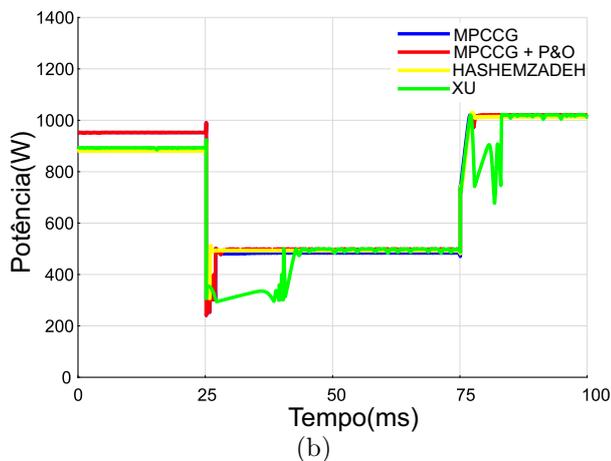
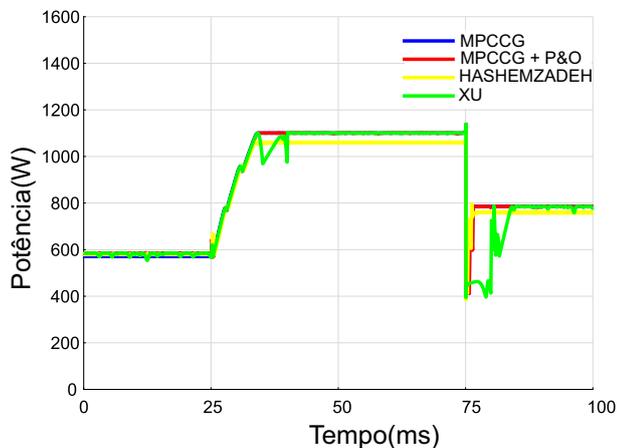


Figura 90 – Resultados de Simulação referentes ao segundo teste (Potência FV): Comparação entre MPCCG, MPCCG + *P&O* (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021).

(a)



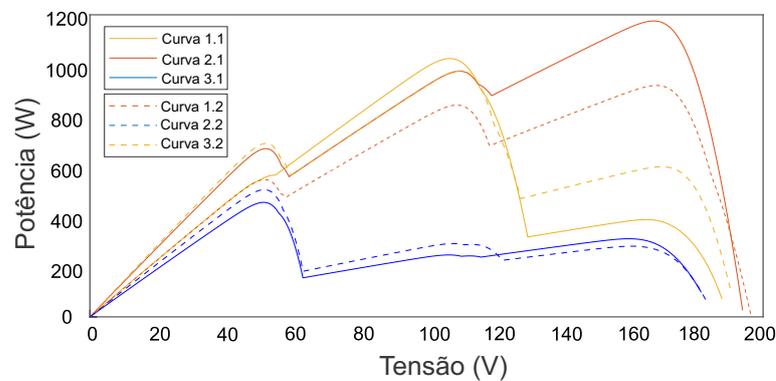
(b)



Fonte: O autor.

O terceiro teste é uma comparação entre a técnica proposta de MPCCG e MPCCG + *P&O*, (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021) sobre um arranjo FV composto de duas séries FV em paralelo de três subconjuntos cada. Cada subconjunto é formado por dois módulos FV para os dois grupos de cada uma das três curvas P-V utilizadas (linhas contínuas e linhas tracejadas). De forma semelhante ao segundo teste, as curvas P-V usadas e as transições entre elas são mostradas na Figura 91, onde as três curvas em linhas contínuas representam o primeiro grupo e as curvas em linhas tracejadas representam o segundo grupo referente ao terceiro teste. Os resultados em simulação podem ser vistos nas Figuras 92(a) e 92(b).

Figura 91 – Curvas P-V utilizadas no terceiro de teste.

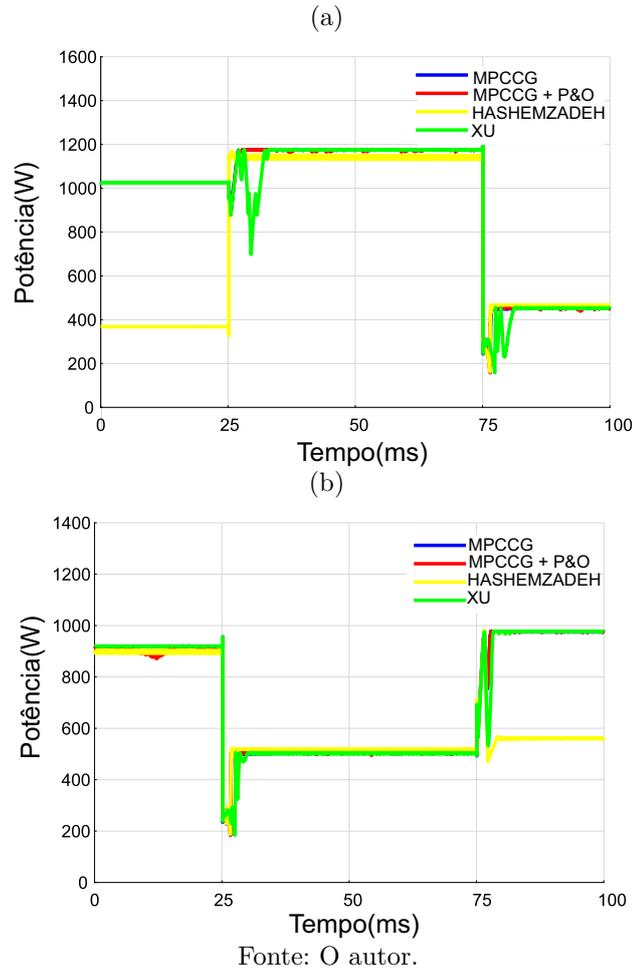


Nesta situação, percebe-se que a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019), falha para várias condições de arranjos FV, de modo que tem uma elevada perda de potência. Conforme discutido na Seção 2.2.2.1, para estes casos (arranjos FV) o algoritmo se torna muito mais complexo e pode falhar, pois passa a precisar de um ponto de partida referente a cada uma das correntes de cada série FV resolvido por meio de uma solução numérica. Além disso, acaba aumentando o número de sensores de corrente para a estimação da irradiância para cada série que for colocada ao arranjo.

Com o objetivo de complementar os resultados qualitativos de comparação entre as técnicas, apresentados nas Figuras 90 e 92, resultados quantitativos de comparação entre os algoritmos são apresentados na Tabela 9 para estes resultados de simulação.

A eficiência de cada técnica é calculada dividindo a energia total gerada durante o período de tempo executado nas simulações pela máxima produção de energia possível. O valor médio da eficiência pode ser obtido dividindo a soma dos valores da eficiência pelo número de resultados. É possível observar que a técnica de MPCCG é mais eficiente do que os algoritmos propostos em (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021), com diferenças

Figura 92 – Resultados de Simulação referentes ao terceiro teste (Potência FV): Comparação entre MPCCG, MPCCG + *P&O* (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021)..



notáveis em alguns casos. Este resultado é consistente, como pode ser observado nas médias de eficiência calculadas.

O tempo de seguimento de GMPP é o tempo necessário para que cada técnica atinja dentro de  $\pm 5\%$  a nova referência de tensão após uma mudança nas condições de irradiância. Conforme esperado, tanto a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019) como a técnica de MPCCG, sendo algoritmos baseados em modelos FV, atingem a nova referência de tensão muito rapidamente. O MPCCG + *P&O* demora um pouco mais de tempo para atingir a nova referência de tensão do que o MPCCG puro (sem *P&O*), embora isto não se traduza numa eficiência mais baixa, como se viu anteriormente. Isto poderia ser melhorado combinando a técnica MPCCG com uma técnica de MPPT heurística mais rápida, em vez do *P&O*, contudo o *P&O* ainda assim se mostrou bastante eficiente.

O sucesso do seguimento de GMPP é medido analisando se cada técnica pode atingir dentro de  $\pm 5\%$  a tensão de GMPP real. Tanto a técnica proposta em (XU *et al.*,

Tabela 9 – Caso teste 2 e 3: resultados quantitativos de simulação.

		MPCCG	MPCCG+P&O	(HASHEMZADEH, 2019)	(XU <i>et al.</i> , 2021)
Energia (J)	Caso teste 2.1.	72.87	73.58	71.67	67.31
	Caso teste 2.2.	86.51	86.54	84.31	84.50
	Caso teste 3.1.	95.15	95.14	77.57	93.75
	Caso teste 3.2.	71.73	71.50	62.43	71.19
Eficiência (%)	Caso teste 2.1.	98.00	98.96	96.40	90.53
	Caso teste 2.2.	96.84	96.86	94.37	94.59
	Caso teste 3.1.	99.39	99.39	81.03	97.93
	Caso teste 3.2.	96.84	98.58	79.31	92.76
	Média	97.78	98.45	85.18	93.95
Tempo de Seguimento (ms)	Caso teste 2.1.	3.6	4.4	2.6	34.0
	Caso teste 2.2.	9.3	9.3	8.8	23.9
	Caso teste 3.1.	3.0	3.1	2.0	12.6
	Caso teste 3.2.	4.0	3.9	6.2	7.3
	Média	5.0	5.2	5.4	19.5
Sucesso de Seguimento (%)		100	100	75	100

2021) como a técnica de MPCCG apresentam 100% de sucesso de seguimento, enquanto a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019) muitas vezes falha, resultando em uma diminuição de sua eficiência. Uma avaliação da complexidade de cada uma das técnicas propostas é apresentada na Subseção 4.2.3.

#### 4.2.3 Resultados comparativos das técnicas propostas com outras técnicas da literatura

O método de MPCCGM e o de MPCCG são comparados entre si e com outros três algoritmos de GMPPT através dos seus desempenhos dinâmicos, que são avaliados usando o software Simulink/MATLAB para simulações sob condições de sombreamento parcial para uma série FV composta de seis módulos. As três técnicas são: (HASHEMZADEH, 2019), uma técnica simples que é baseada em modelo e utiliza o modelo FV de diodo único; (MOBARAK; BAUMAN, 2022), um algoritmo muito simples, que modela a curva I-V como uma parábola e usa as suas propriedades geométricas para localizar o GMPP; e (XU *et al.*, 2021), um algoritmo heurístico, baseado na Técnica de Trapézio de Potência Máxima (Furtado *et al.*, 2018) com seguimento de tensão reduzido para melhorar a otimização do algoritmo. Todos estes algoritmos foram detalhados na Seção 2.2.

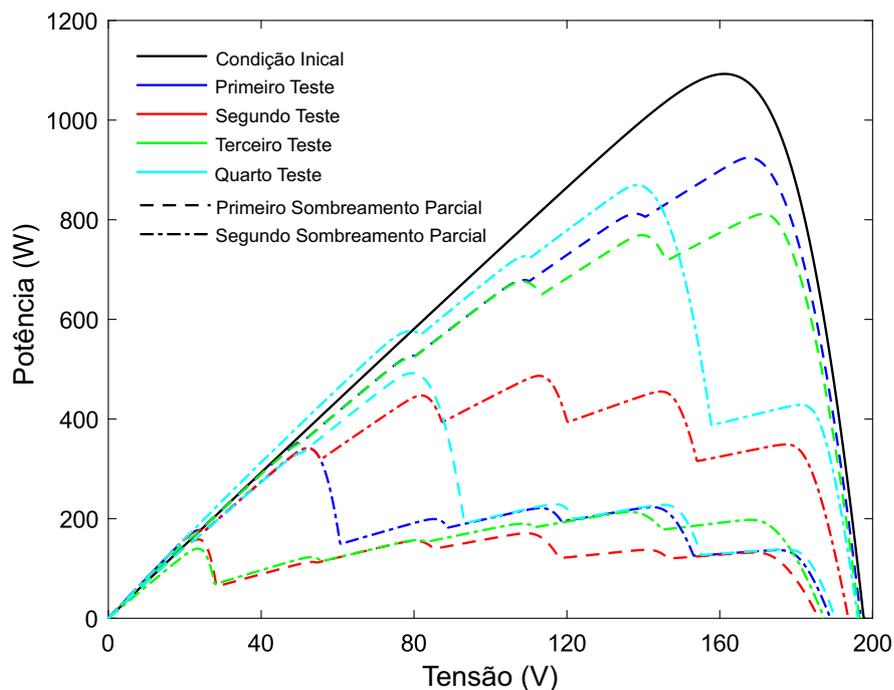
A comparação dinâmica de desempenho é composta por quatro testes distintos, nos quais a série FV está inicialmente sujeita a um valor de irradiância uniforme. Após 33 ms, a série é sujeita a um padrão de irradiância que está sob condição de sombreamento

Tabela 10 – Característica dos padrões de irradiância.

Número Padrão	Irradiância ( $\text{W}/\text{m}^2$ )						$V_{GMPP}$ (V)
	$G_1$	$G_2$	$G_3$	$G_4$	$G_5$	$G_6$	
1	900	900	900	900	900	900	161.2
2	1000	850	900	800	700	750	167.8
3	1000	850	250	200	300	100	52.2
4	100	250	125	200	900	275	109.4
5	1000	850	700	550	400	250	112.8
6	850	800	600	900	700	950	172.0
7	150	225	250	200	300	800	136.6
8	800	850	250	200	100	900	79.4
9	850	975	1000	800	300	950	138.0

parcial que dura mais 33 ms. Durante os últimos 34 ms do teste, a série é sujeita a mais uma condição de sombreamento parcial totalizando um total de 100 ms. Os valores das irradiâncias de cada sombreamento são escolhidos de modo a resultar em GMPPs situados em vários valores diferentes de tensão. Os detalhes dos padrões de irradiância são mostrados na Tabela 10 e as suas curvas FV associadas são mostradas na Figura 93.

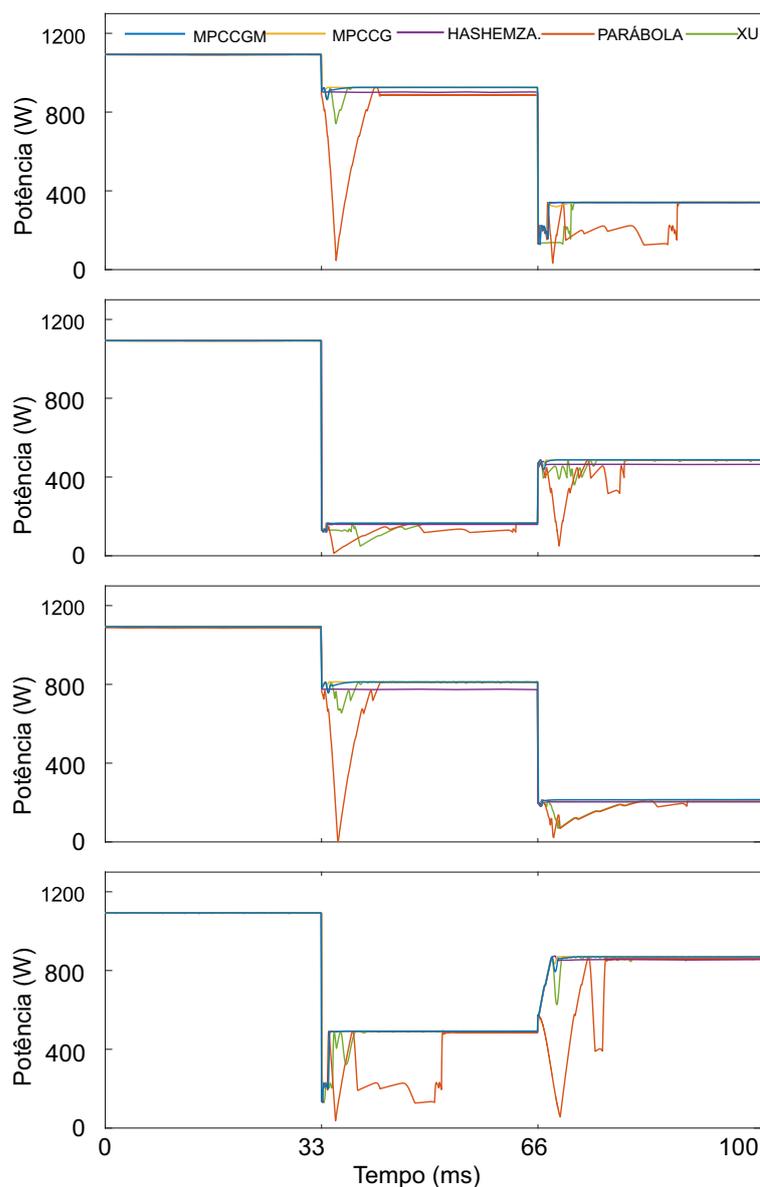
Figura 93 – Curvas P-V utilizadas nos testes.



Cada teste começa com o padrão de irradiância número 1, cuja curva FV correspondente é mostrada na figura 93 em preto. As transições para outras curvas são formadas por

outros dois padrões: o teste 1 é composto pelos padrões 1, 2 e 3, o teste 2 é composto por 1, 4 e 5, o teste 3 é composto pelos padrões 1, 6 e 7 e o teste 4 é composto pelos padrões 1, 8 e 9. Na Figura 93, é apresentado como cada teste é separado por cor, com a primeira transição sendo formada por linhas tracejadas enquanto os padrões que representam a segunda transição são formados por curvas que possuem linhas pontilhadas e tracejadas. Os resultados obtidos são mostrados na Figura 94.

Figura 94 – Resultados de simulação obtidos para os quatro testes.



A partir dos resultados obtidos, pode-se verificar que a técnica de MPCCGM, MPCCG e a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019) são as primeiras a convergir para o novo ponto de GMPP devido à necessidade de utilizar apenas um único passo de MPPT para calcular o  $V_{GMPP}$ . Contudo, devido à falta de uma fase local heurística no

método proposto em (HASHEMZADEH, 2019), o  $V_{GMPP}$  calculado está relativamente longe do GMPP, resultando numa diminuição de produção de energia. Enquanto que ambas as técnicas propostas conseguem chegar rapidamente muito perto do GMPP real.

A técnica proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022) contém uma fase heurística que é utilizada para varrer (digitalizar) a curva P-V e estimar os novos valores de irradiância quando são detectadas alterações súbitas nos padrões. Este método, juntamente com o método proposto em (XU *et al.*, 2021), é mais simples e possui a capacidade de localizar com alta precisão o GMPP, empregando apenas dois sensores, um para a tensão do barramento c.c. e outro para a corrente da série. No entanto, a necessidade de percorrer a curva P-V para encontrar o GMPPT tem um impacto negativo no seu desempenho.

Para complementar os resultados qualitativos apresentados na Figura 94 e discutidos anteriormente, os resultados quantitativos dos testes mencionados são apresentados na Tabela 11. A energia obtida por cada algoritmo é medida como a área abaixo de cada curva apresentada na Figura 94. A eficiência é então calculada como a razão entre a energia medida e a energia máxima possível gerada em cada caso. O tempo de seguimento é calculado como a soma da quantidade de tempo medida necessária para que a tensão de referência atinja o valor de GMPP real  $\pm 2\%$ , isto é, o seu  $V_{GMPP}$  calculado após cada mudança de irradiância. O sucesso do seguimento de GMPP é calculado como a média aritmética das distâncias percentuais medidas entre os  $V_{GMPP}$  calculados a partir do GMPP real para cada padrão de irradiância. As médias aritméticas dos valores de todos os testes para cada métrica e técnica também são apresentados.

tempo necessário para que a tensão de referência atinja o valor de GMPP real  $\pm 5$

Pode-se observar na Tabela 11, que os algoritmos propostos apresentam uma eficiência muito elevada devido à estimativa precisa e rápida de  $V_{GMPP}$ . A técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019) tem o tempo de seguimento de GMPP mais rápido de todos os métodos comparados, mas tem a sua eficiência degradada devido à menor precisão, enquanto as técnicas propostas em (MOBARAK; BAUMAN, 2022) e (XU *et al.*, 2021) apresentam uma boa precisão, mas são significativamente mais lentas. Deve-se também reiterar-se que, embora os algoritmos propostos nesta tese tenham desempenhos semelhantes, a técnica de MPCCGM é menos complexa do que a técnica de MPCCG. Estas considerações são apresentadas na Figura 95, onde todas as figuras de mérito com os critérios de avaliação selecionados são comparados graficamente.

Tabela 11 – Resultados de Simulação apresentados na Figura 94.

		MPCCGM	MPCCG	(HASHEMZADEH, 2019)	(MOBARAK; BAUMAN, 2022)	(XU <i>et al.</i> , 2021)
Energia (J)	Teste 1	77.87	77.86	77.13	71.02	76.89
	Teste 2	58.04	57.96	57.11	55.00	56.85
	Teste 3	70.07	70.14	68.51	66.10	68.84
	Teste 4	81.10	81.21	80.75	72.26	80.40
Eficiência (%)	Teste 1	99.6	99.6	98.6	90.8	98.3
	Teste 2	99.8	99.9	98.3	94.7	97.9
	Teste 3	99.9	99.9	97.7	94.2	98.1
	Teste 4	99.0	99.2	98.6	88.3	98.2
	Média	99.6	99.7	98.3	92.0	98.1
Tempo de Seguimento (ms)	Teste 1	3.9	6.0	1.8	30.5	9.6
	Teste 2	3.3	1.9	2.0	27.3	24.8
	Teste 3	3.7	2.2	0.5	25.4	21.5
	Teste 4	5.1	4.0	4.0	26.1	9.0
	Média	4.0	3.5	2.1	27.3	16.2
Sucesso de Seguimento (%)	Teste 1	99.9	99.8	96.7	96.4	99.4
	Teste 2	98.3	98.6	92.1	98.3	98.3
	Teste 3	99.7	99.5	93.0	99.0	99.8
	Teste 4	99.8	99.9	97.7	96.5	98.6
	Média	99.4	99.5	94.9	97.6	99.0

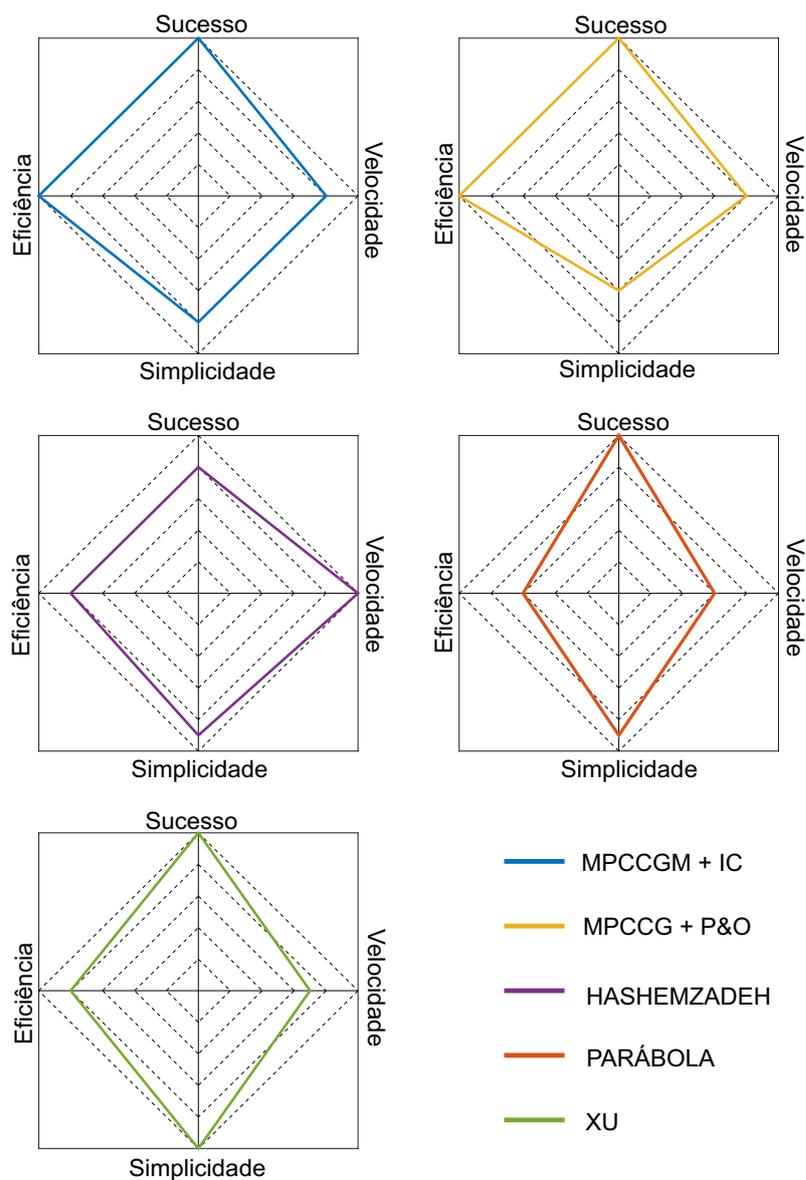
Vale salientar que a Figura 95 dos resultados comparativos, foi construída para os critérios de eficiência, velocidade e sucesso com dados numéricos dos resultados obtidos da Tabela 11. O eixo para a simplicidade de cada algoritmo foi baseado a partir da complexidade de cada uma das técnicas avaliadas durante as discussões feitas neste trabalho.

### 4.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram estabelecidos os parâmetros correspondentes às especificações do conversor *buck-boost*, topologia utilizada em condições de seguimento do GMPP, assim como o projeto do controlador PI, responsável por controlar a tensão c.c. dos módulos FV, a partir de uma modelagem em pequenos sinais do conversor.

Além disso, foram apresentados os resultados de simulações das técnicas propostas. Os algoritmos foram testados durante transições entre as mais diversas zonas de rastreamento da curva P-V. Resultados comparativos foram obtidos provando que as técnicas propostas podem ser competitivas com as mais recentes técnicas de GMPPT publicadas. Vale destacar, também, que foram obtidos resultados comparativos para arranjos FV no caso do algoritmo de MPCCG. Para a técnica de MPCCGM foi apresentada, de forma sucinta, uma análise estatística provando mais uma vez o bom desempenho da técnica mesmo sendo baseada em modelo de diodo único e tendo um baixo esforço computacional.

Figura 95 – Resultados comparativos das técnicas propostas e das três utilizadas para comparação.



De forma a validar ambas as técnicas propostas, foi proposto um estimador de irradiância. Os resultados de simulação das técnicas propostas implementadas juntamente ao estimador, apresentado no Capítulo 3, mostram que esta estimação pode ser utilizada para medir a irradiância de cada um dos módulos com baixo custo. Dessa forma, os algoritmos propostos não precisam de um piranômetro para cada módulo. Além disso, é possível utilizar este equipamento para monitorar uma usina FV, de maneira que o usuário irá identificar onde está ocorrendo algum defeito se cada um dos módulos estiver utilizando um estimador.

## 5 AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DE FONTES EMULADORAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E RESULTADOS EXPERIMENTAIS DAS TÉCNICAS PROPOSTAS

Neste capítulo são apresentados os resultados experimentais da técnica de MPCCG discutida anteriormente bem como avaliações comparativas com os principais algoritmos apresentados no Capítulo 2. Também são apresentados resultados experimentais da técnica de MPCCGM.

Também são feitas algumas análises pertinentes sobre duas fontes comerciais que emulam módulos FV. Resultados de desempenho das fontes utilizadas neste trabalho são apresentados bem como as condições limites que foram utilizadas nestas fontes para representação dos módulos FV.

Como forma de viabilizar as técnicas propostas nesta tese, são apresentados resultados experimentais do estimador apresentado na Seção 3.6. Os resultados práticos mostram que a irradiância pode ser estimada com baixo custo e fornecer ainda uma alternativa para monitorar sistemas FV.

### 5.1 FONTES EMULADORAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Nesta seção são apresentados resultados experimentais que detalham o funcionamento de duas fontes emuladoras de módulos FV.

São também apresentadas as condições limite de operação das duas fontes emuladoras, de fabricantes Regatron e Chroma. É avaliado o impacto do controle do conversor *buck-boost* na capacidade das fontes de representarem adequadamente módulos FV reais.

#### 5.1.1 Regatron

A TopCon Quadro TC.P, Figura 96, é uma fonte c.c. totalmente programável da fabricante Regatron. Sua dinâmica é determinada pelos ganhos de controle impostos pelo usuário. Por meio de um software proprietário, o ajuste é feito digitalmente para propriedades de tensão, corrente e potência, além de uma simulação ajustável de resistência interna na fonte. Essa linha de fontes é baseada em uma arquitetura de multi-processamento que, além de permitir combinação entre diferentes perfis de controle, possibilita processamento

de dados em tempo real (TOPCON..., 2017). A Figura 97 mostra a arquitetura de controle da Regatron onde é possível verificar dos parâmetros que podem ser ajustados.

Figura 96 – Painel frontal da Regatron modelo tipo: TC.P.10.1000.400.S.



Fonte: O autor.

Figura 97 – Janela de configuração dos parâmetros de controle da fonte Regatron.



### 5.1.2 Chroma

A Chroma série 62000H-S, Figura 98, tem um controle digital de 16 bits incorporado e circuitos de medição de tensão e corrente. Pode ser usado para análise de GMPPT em tempo real e monitoramento de rastreamento de inversores FV através do *softpanel*, programa utilizado para comandar a fonte (PROGRAMMABLE..., 2014). A Tabela 12 mostra as principais características técnicas de ambas as fontes.

Figura 98 – Chroma (62050H – 600S).



Fonte: O autor.

Tabela 12 – Especificação Regatron e Chroma

Parâmetros	Regatron	Chroma
Potência	0 kW - 10 kW	0 kW - 5 kW
Corrente	0 A - 12 A	0 A - 8,5 A
Tensão	1.000 V	600 V
Armazenamento	1.000	100*
Capacidade de Pontos	64	128

\* Memória volátil.

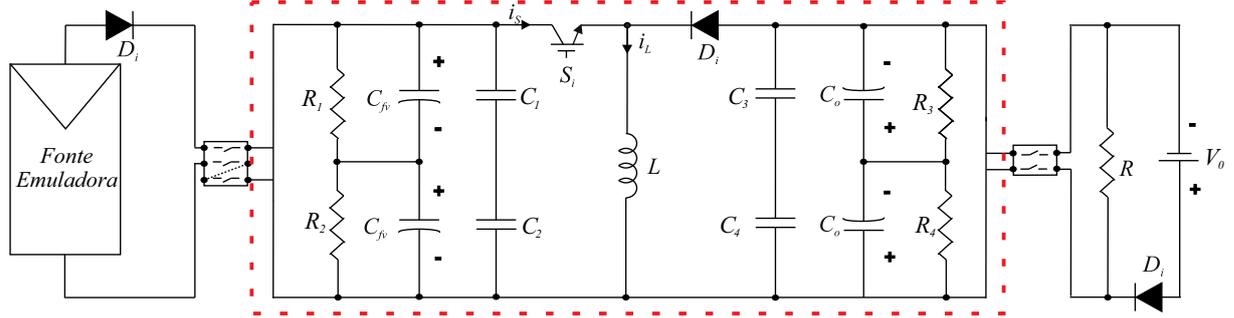
### 5.1.3 Conversor Buck-Boost

Conversores do tipo c.c./c.c. podem ter sua razão cíclica controlada, quando conectados a um módulo FV, de modo a fazer a varredura de tensão nos terminais do módulo, partindo desde 0 até  $V_{oc}$ . Ao fazer isso, a partir da medição de tensão e corrente na entrada do conversor, torna-se possível gerar a curva I-V que caracteriza o módulo FV, para as condições de irradiância e temperatura consideradas. Ou seja, à medida que a razão cíclica assume novos valores, o módulo FV interpreta que o conversor age como carga resistiva e para cada valor terá uma tensão e corrente atribuída (TRETER, 2018).

Conversores com topologia *buck-boost* possibilitam a varredura completa da curva I-V. De fato, a estrutura do conversor *buck* não permite traçar os pontos próximos de  $I_{sc}$ , enquanto conversores com características *boost* não alcançam os pontos próximos de  $V_{oc}$  (DURÁN, 2008).

A Figura 99 representa o diagrama do protótipo experimental utilizado 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 FV, que pode ser feita tanto pela fonte Chroma quanto pela fonte Regatron. Do outro lado é fixada uma tensão na saída do conversor, imposta, também, por uma fonte c.c. de potência para emular o barramento c.c. Esta fonte também pode ser Regatron ou Chroma.

Figura 99 – Diagrama do protótipo experimental usado para validar as fontes emuladoras de módulos FV.



Fonte: O autor.

De acordo com os requisitos de projeto, o conversor *buck-boost* tem dois capacitores eletrolíticos de entrada,  $C_{fv}$ , de  $470 \mu\text{F}$  em série, resultando em uma capacitância equivalente de entrada de  $235 \mu\text{F}$ , e dois capacitores de saída,  $C_o$ , de  $330 \mu\text{F}$ , também em série, resultando em uma capacitância equivalente de saída de  $165 \mu\text{F}$ . Todos estes capacitores possuem tensão nominal de  $450 \text{ V}$ . Resistores de  $20 \text{ k}\Omega$ ,  $R_1$  a  $R_4$ , são colocados em paralelo com cada um dos capacitores de entrada e saída para equalizar suas tensões e evitar que os barramentos fiquem carregados por um longo período após o conversor ser desligado. Os capacitores  $C_1$  a  $C_4$  são de poliéster com capacitância de  $4,7 \mu\text{F} / 450 \text{ V}$  e têm a finalidade de diminuir o ripple de alta frequência das tensões de entrada e saída.

Entre a saída do conversor *Buck-Boost* e a fonte de saída,  $V_o$ , há uma resistência,  $R$ , cujo projeto é feito para absorver a máxima potência que o conversor poderá fornecer, assim, a potência fornecida pela fonte  $V_o$  (que é unidirecional) será sempre positiva e ela será capaz de regular sua tensão.

Com estas características será possível testar os vários níveis de tensão possíveis, possibilitando diversos arranjos FV. A Tabela 13 lista as especificações do conversor, e a Tabela 14 descreve os valores dos componentes utilizados para confeccionar este conversor.

Tabela 13 – Especificações do conversor buck-boost.

Parâmetro	Descrição	Valor
$P_o$	Máxima potência de saída	4000 W
$V_{fv}$	Máxima tensão de entrada	500 V
$V_o$	Máxima tensão de saída	500 V
$\Delta I_{fv}$	Ondulação de corrente de entrada	0,2 %
$\Delta I_o$	Ondulação de corrente de saída	0,04 %
$F_{ch}$	Frequência de chaveamento	20 kHz

Tabela 14 – Especificações dos componentes básicos do conversor buck-boost.

Parâmetro	Descrição	Valor
L	Indutância	6 mH
$I_l$	Máxima corrente no indutor	25 A
$C_{fv}$	Capacitores eletrolíticos de entrada	470 $\mu$ F
$C_o$	Capacitores eletrolíticos de saída	330 $\mu$ F
$C_1$ a $C_4$	Capacitores de poliéster (desacoplamento de alta frequência)	4,7 $\mu$ F
$R_1$ a $R_4$	Resistores de descarga dos barramentos	20 k $\Omega$

#### 5.1.4 Resultados dos Experimentos

Nesta seção foram obtidos resultados experimentais com o traçador de curva modelo PVA-1000S. Este traçador será apresentado, com mais detalhes, na Seção 5.2, pois o piranômetro do mesmo será comparado ao estimador proposto nesta tese. Além disso, foram obtidos os demais resultados que mostram detalhadamente o funcionamento das fontes trabalhadas nesta tese.

A obtenção das curvas de referência para estes experimentos foram obtidas com o *software MATLAB/Simulink* através do bloco *PV array*, no qual disponibiliza uma grande biblioteca de módulos. O módulo escolhido foi o Kyocera KC200GT e as curvas de referência foram obtidas mantendo a temperatura fixa em 25°C e cinco diferentes níveis de irradiância, 200 W/m<sup>2</sup>, 400 W/m<sup>2</sup>, 600 W/m<sup>2</sup>, 800 W/m<sup>2</sup> e 1000 W/m<sup>2</sup> para um único módulo e para seis módulos em série. Na simulação para obtenção das curvas de referência, uma fonte de tensão controlada é posicionada nos terminais do *PV array* e, variando a tensão de 0 até  $V_{oc}$ , medem-se as respectivas correntes de  $I_{sc}$  até 0. Obtendo-se assim a curva de referência do módulo escolhido para dada irradiância e número de módulos. Os pontos são então espaçados linearmente para preencher a quantidade que cada uma das fontes suporta.

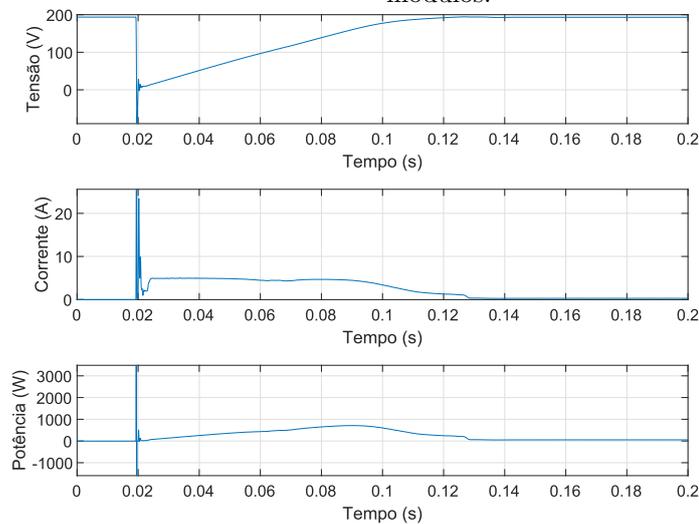
No âmbito do controle das fontes, a Chroma não permite ao usuário alterar o controle da mesma, por isso foram mantidos os parâmetros de fábrica. No caso da Regatron, apenas os valores do controle de corrente foram modificados, alterando o ganho proporcional para 50 enquanto o ganho integral para 5, pois estes valores melhoraram o comportamento da fonte.

#### 5.1.4.1 Resultados das Fontes em medições com PVA - 1000S

O primeiro passo para comparar o funcionamento das fontes foi feito utilizando um equipamento comercial, o PVA-1000S PV Analyzer Kit, que é capaz de traçar curvas I-V e P-V de módulos e arranjos FV. O traçador é então conectado na saída das fontes e configurado para obter 500 pontos, sua maior resolução. As medições para cada curva são realizadas conforme a troca de curvas de referência previamente carregada nas fontes.

Conectando o traçador de curvas nas fontes e configurando conforme foi comentado no parágrafo anterior, executam-se várias medições para as diferentes irradiâncias. Contudo, só foi possível a medição com um único módulo, pois a corrente durante a dinâmica inicial não atingiu o valor de proteção do traçador. Com seis módulos a proteção é ativada, impossibilitando tal resultado com este equipamento, pois o nível de potência é aumentado e durante a dinâmica inicial da conexão entre a fonte e o traçador obtém-se, também, um nível de corrente que impossibilita a medição, conforme mostrado na Figura 100.

Figura 100 – Curvas extraídas do traçador mostrando a corrente atingindo um nível elevado para seis módulos.

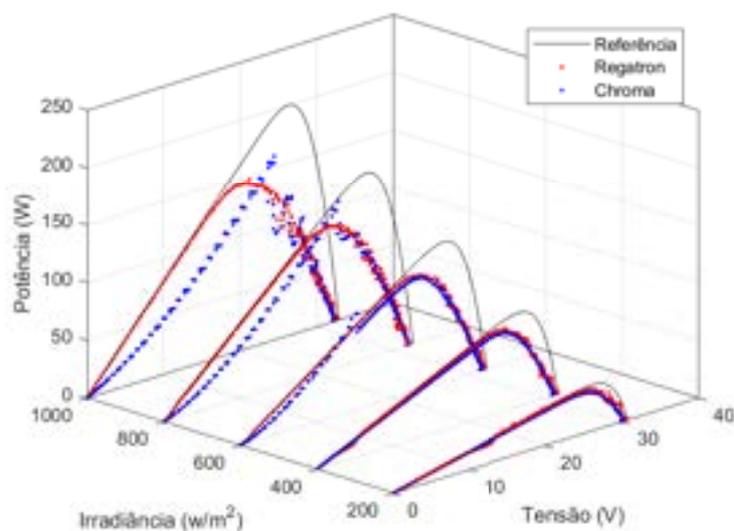


Fonte: O autor.

Os resultados comparativos deste experimento estão apresentados nas Figuras 101, 102. Percebe-se, através destas figuras, que quando usado o traçador de curvas, ambas as fontes não atingiram a máxima potência que poderia ser fornecida. Essa situação se agrava principalmente para uma maior irradiância, sendo perceptível um melhor comportamento da fonte Regatron perante a Chroma. O desempenho de ambas as fontes para esse procedimento será avaliado posteriormente.

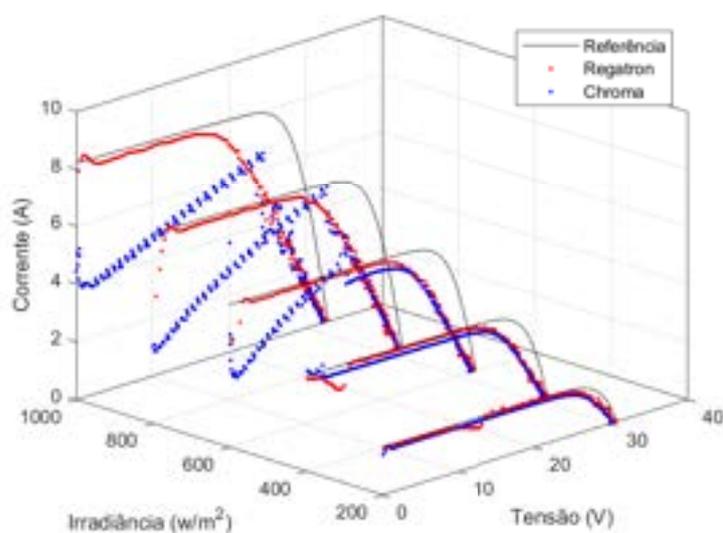
Como forma de complementar os resultados apresentados com o extrator de curvas, são apresentadas as Figuras 103 e 104, para as irradiâncias de  $400\text{W}/\text{m}^2$  e  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , (usando o osciloscópio) durante a operação do extrator de forma a verificar seu funcionamento e registrar qual a sua taxa de variação de tensão. Observa-se que a depender da irradiância escolhida a taxa de tensão ou corrente muda. A tabela 15 mostra as taxas de variação de tensão obtidas para irradiâncias de  $200\text{W}/\text{m}^2$  a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ .

Figura 101 – Curva P-V - traçador de curvas.



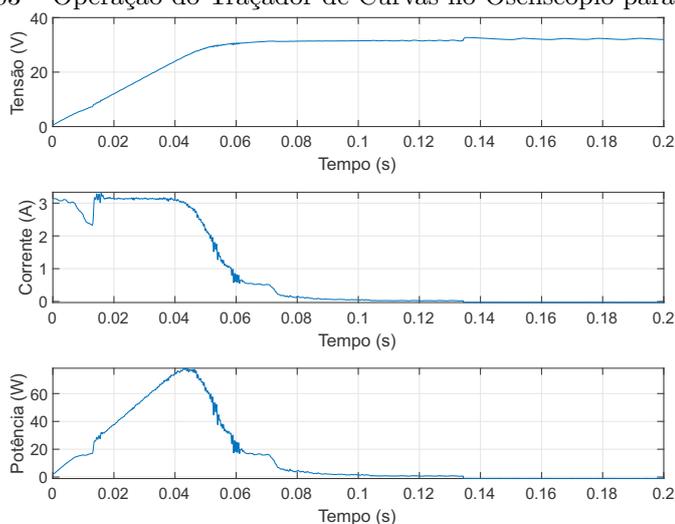
Fonte: O autor.

Figura 102 – Curva I-V - Traçador de Curvas.



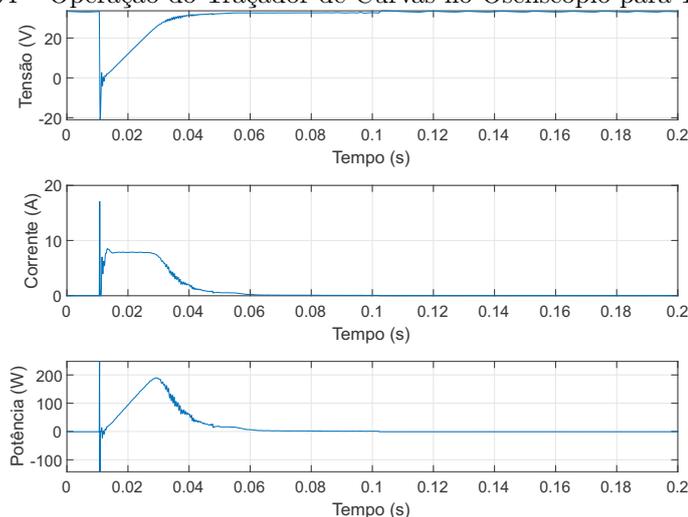
Fonte: O autor.

Figura 103 – Operação do Traçador de Curvas no Osciloscópio para  $400\text{W}/\text{m}^2$



Fonte: O autor.

Figura 104 – Operação do Traçador de Curvas no Osciloscópio para  $1000\text{W}/\text{m}^2$ .



Fonte: O autor.

Tabela 15 – Taxa de variação de tensão durante o funcionamento do traçador de curvas.

Irradiância	Taxa de Variação (V/s)
$200\text{W}/\text{m}^2$	251,11
$400\text{W}/\text{m}^2$	600,56
$600\text{W}/\text{m}^2$	904,45
$800\text{W}/\text{m}^2$	1200
$1000\text{W}/\text{m}^2$	1467,8

#### 5.1.4.2 Resultados das Fontes Variando o Ciclo de Trabalho do Conversor Buck-Boost

O segundo procedimento consiste na obtenção das curvas I-V e P-V utilizando o conversor *buck-boost* apresentado na Figura 99, cujo o ciclo de trabalho é variado de 0 a

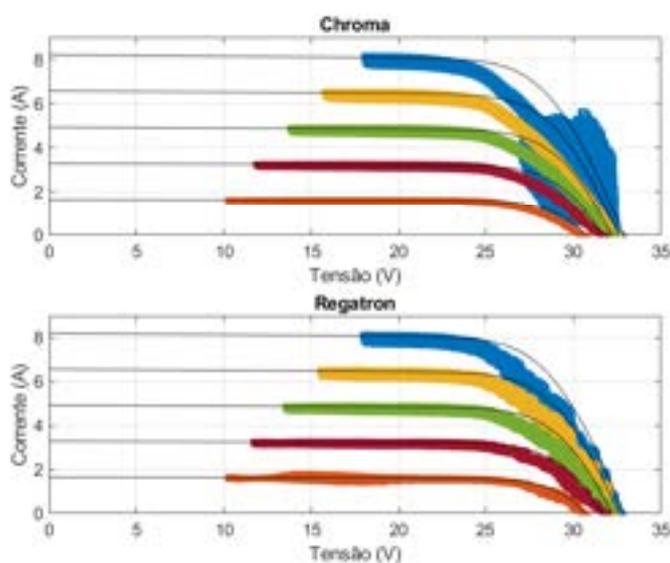
0,7 de forma linear e, em seguida, de 0,7 a 0, também de forma linear. Este procedimento é feito em intervalos de 10 segundos para cada varredura, totalizando 20 segundos. Este procedimento foi realizado 5 vezes para cada curva, totalizando 100 segundos por ensaio. Isso foi feito para obter mais dados e conseqüentemente observar a repetibilidade das medições ao longo do tempo.

Outro detalhe importante a ser observado é a escolha da carga,  $R$ , e a escolha da tensão do barramento c.c.,  $V_o$ , ambos indicados na Figura 99. Quando a configuração de um módulo for usada é utilizada uma carga de  $6 \Omega$  e 20V na fonte c.c., enquanto que para 6 módulos é utilizada uma carga de  $36 \Omega$  e uma tensão de 200V. A escolha dessas características é feita de forma que o conjunto, conversor mais fonte, consiga operar em toda faixa de operação possível (razão cíclica entre 0 e 0,7), assim contemplando todos os níveis de irradiância.

O conversor conseguiu realizar a medição para todas as configurações de referência propostas, isto é, tanto para a condição de um único módulo quanto para a condição de uma série FV de 6 módulos. Portanto, poderá avaliar o caminho percorrido nas curvas I-V e P-V, de forma a verificar se a fonte opera em cima da curva de referência.

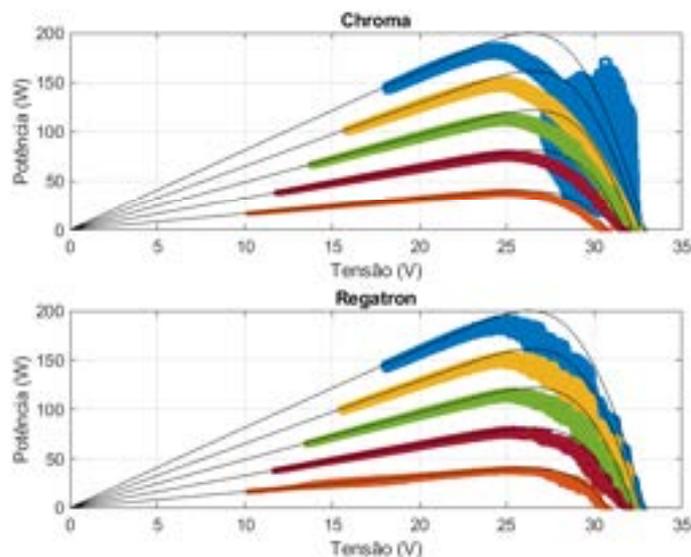
Os resultados da medição de um módulo utilizando a variação linear do ciclo de trabalho do conversor *buck-boost* estão expressas graficamente nas Figuras 105 e 106, representando os dados da curva I-V e P-V.

Figura 105 – Curvas I-V - conversor *buck-boost* - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de  $200 \text{ W/m}^2$  a  $1000 \text{ W/m}^2$ .



Fonte: O autor.

Figura 106 – Curva P-V - conversor *buck-boost* - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de  $200 \text{ W/m}^2$  a  $1000 \text{ W/m}^2$ .



Fonte: O autor.

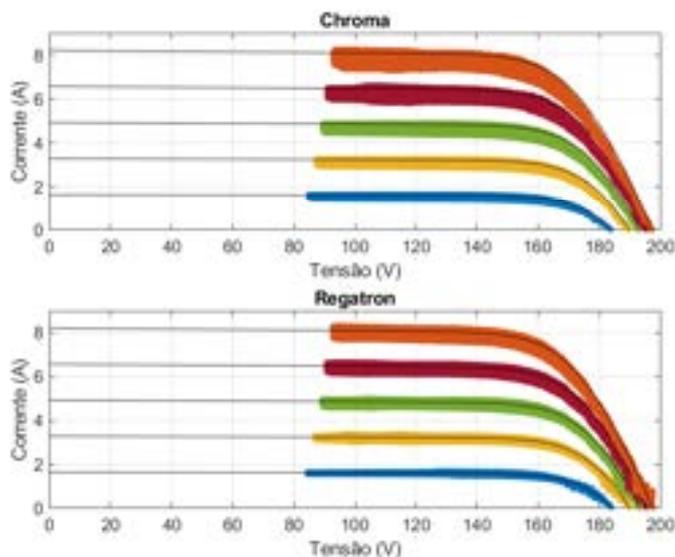
Percebe-se que para este resultado experimental um nível de potência mais alto faz a fonte Chroma entrar em uma região de instabilidade e consequentemente perde-se da referência aplicada em sua configuração. Também é possível observar que as fontes não funcionam bem após o joelho das curvas, em especial, para correntes mais elevadas, pois o controle estará operando na região não linear onde a corrente não terá um comportamento constante.

Os resultados da medição de seis módulos utilizando a variação linear do ciclo de trabalho do conversor *buck-boost*, são mostrados graficamente nas Figuras 107 e 108, representando os dados da curva I-V e P-V.

Dessa análise compreende-se que para ambas as fontes uma maior quantidade de módulos em série resulta em melhor desempenho, o que pode evidenciar que o controle de ambas as fontes possui pontos de operações em regiões mais significativas de potência.

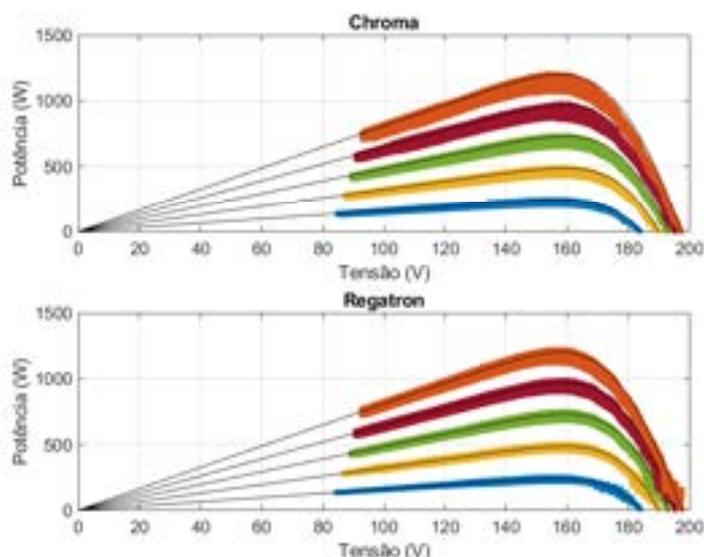
Em seguida, aplicam-se degraus de ciclo de trabalho no conversor, variando de 0 a  $D_{mppt}$  (ciclo de trabalho que faz o módulo FV operar no MPP) e de  $D_{mppt}$  ao valor de ciclo de trabalho limite do conversor, definido acima como sendo 0,7. Este procedimento tem duração de 50 segundos. Com este teste será possível mostrar o caminho percorrido nas curvas I-V e P-V, de forma a verificar se a fonte opera (no transitório) em cima da curva teórica da série FV.

Figura 107 – Curva I-V - conversor *buck-boost* - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de  $200 \text{ W/m}^2$  a  $1000 \text{ W/m}^2$ .



Fonte: O autor.

Figura 108 – Curva P-V - conversor *buck-boost* - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de  $200 \text{ W/m}^2$  a  $1000 \text{ W/m}^2$ .

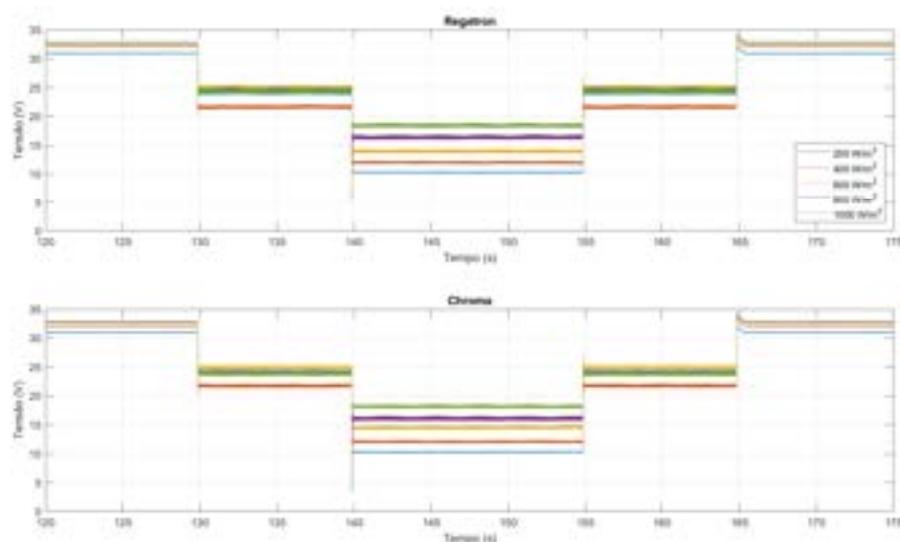


Fonte: O autor.

Dessa forma, obtém-se os resultados da medição de um módulo utilizando a aplicação em degraus do ciclo de trabalho do conversor *buck-boost*, sendo mostradas na Figura 109 a tensão, na Figura 110 a corrente e na Figura 111 a potência.

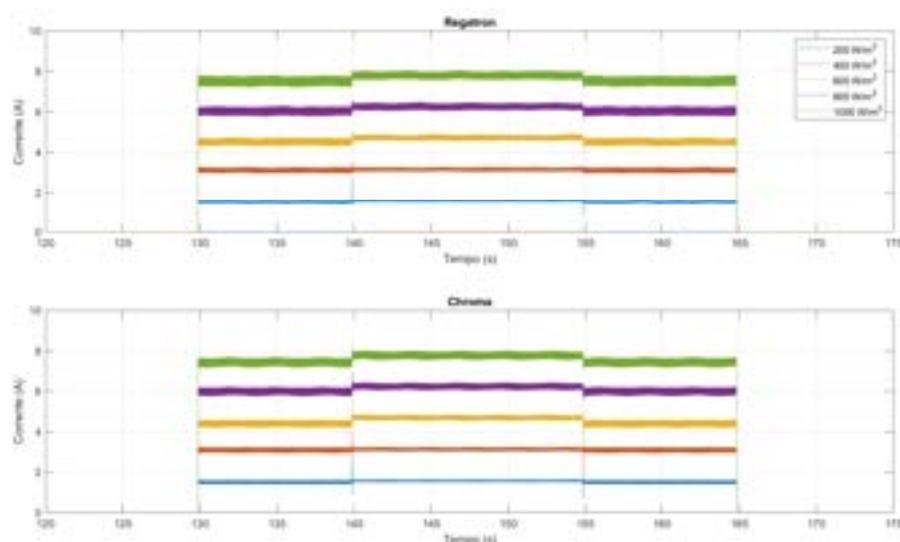
Percebe-se que para este experimento, para ambas as fontes quanto maior o valor de irradiância maior é o ruído apresentado, principalmente na corrente. É possível também notar que nos degraus de corrente e potência, a Chroma apresenta valores visualmente maiores de sobressinal, verificando assim que a Regatron apresenta um controle que atua mais rapidamente.

Figura 109 – Degrau de Tensão - Conversor Buck-Boost - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de 200 a  $1000W/m^2$ .



Fonte: O autor.

Figura 110 – Degrau de Corrente - Conversor Buck-Boost - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de 200 a  $1000W/m^2$ .

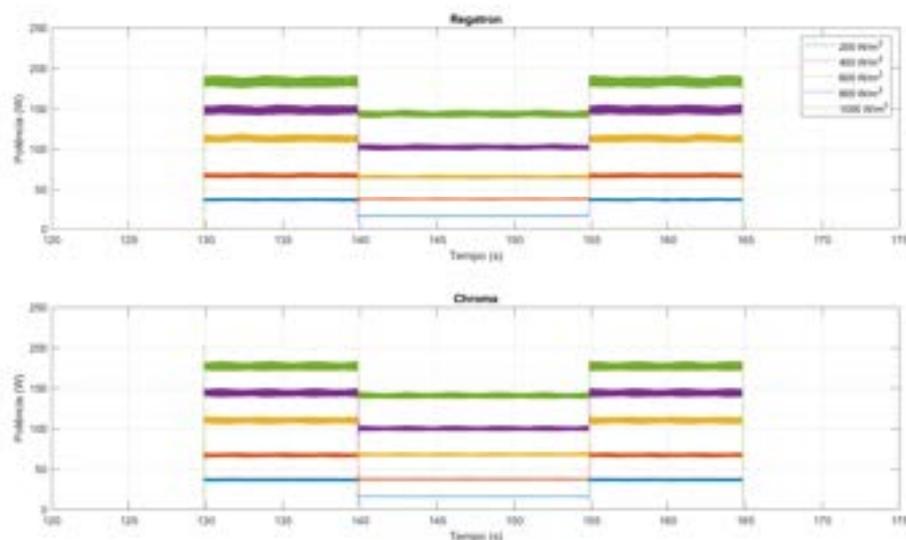


Fonte: O autor.

Os resultados da medição de seis módulos utilizando a aplicação em degraus do ciclo de trabalho do conversor *buck-boost*, sendo mostradas na Figura 112 a tensão, na Figura 113 a corrente e na Figura 114 a potência.

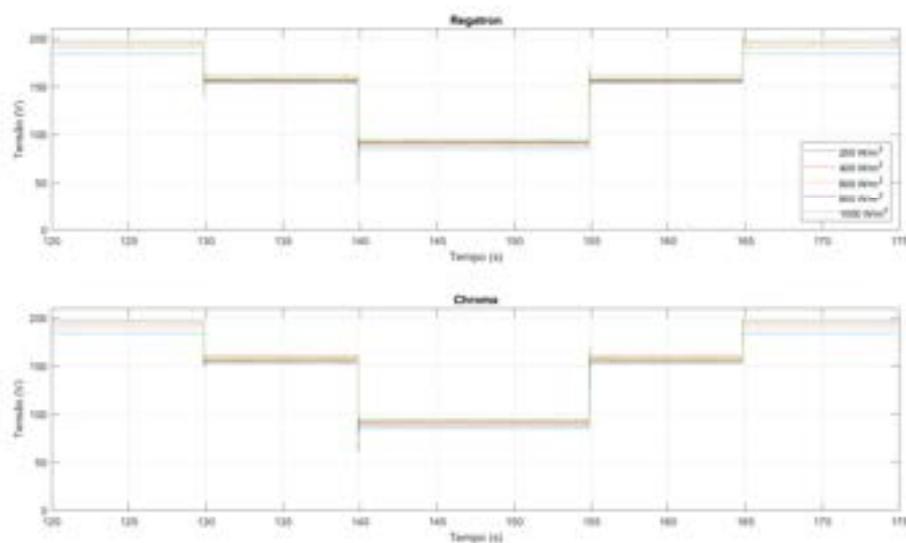
Conclui-se neste experimento que, o aumento do número de módulos mostra resultados ainda mais ruidosos e com sobressinais mais significativos. Nota-se também uma ligeira diferença entre os sobressinais da Regatron e da Chroma, onde a Regatron mostra uma atuação do controle mais ágil. Entretanto é possível perceber também que

Figura 111 – Degrau de Potência - Conversor Buck-Boost - para a configuração de um Módulo com irradiâncias de 200 a  $1000W/m^2$ .



Fonte: O autor.

Figura 112 – Degrau de Tensão - Conversor Buck-Boost - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de 200 a  $1000W/m^2$ .



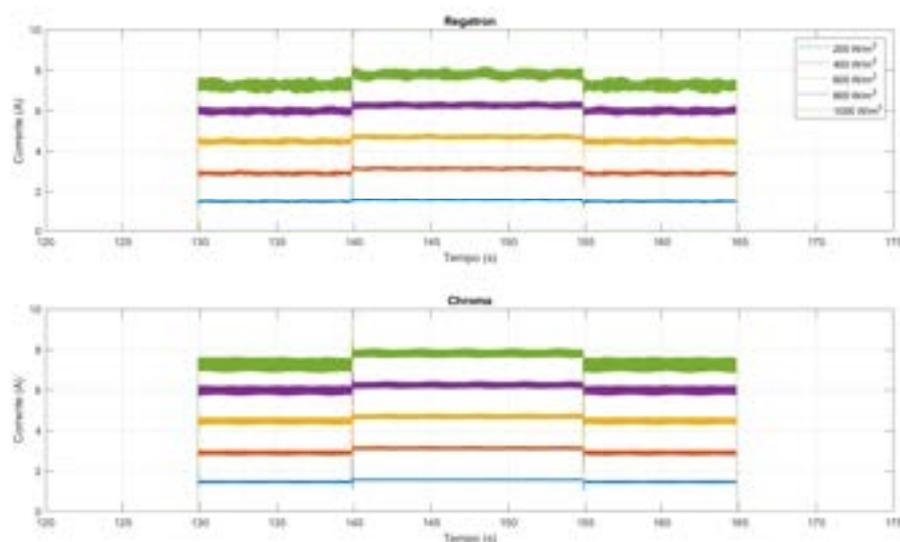
Fonte: O autor.

para todos os níveis de irradiância a fonte Chroma entrega resultados menos ruidosos em comparação com a Regatron.

#### 5.1.4.3 Comportamento Transitório das Fontes

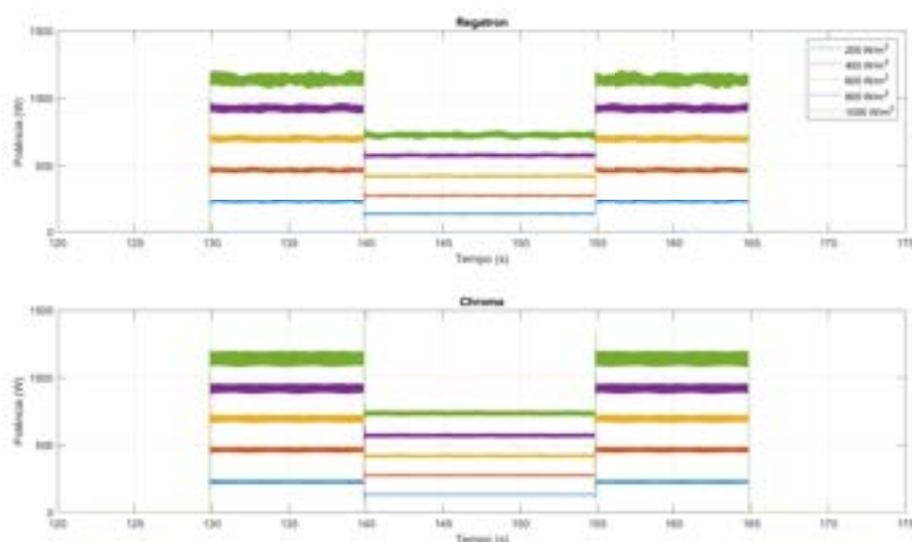
Por fim, foi realizada uma série de mais três experimentos com objetivo de avaliar o limite operacional de ambas as fontes e os seus comportamentos durante transitório de

Figura 113 – Degrau de Corrente - Conversor Buck-Boost - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de 200 a  $1000W/m^2$ .



Fonte: O autor.

Figura 114 – Degrau de Potência - Conversor Buck-Boost - para a configuração de seis Módulos com irradiâncias de 200 a  $1000W/m^2$ .



Fonte: O autor.

curva. Para o primeiro experimento relacionado ao comportamento transitório, baseado nos resultados de procedimentos anteriores é observado que para os valores baixos de tensão, maior é a dificuldade das fontes de reproduzir fidedignamente as curvas IxV solicitadas a elas. Tendo como hipótese que as fontes não estão conseguindo acompanhar o alto valor de variação de corrente inicial, com o objetivo de alterar o valor da constante de tempo  $\tau$  para tornar a dinâmica mais lenta, foram então conectadas diretamente nas fontes cargas resistivas e capacitivas de diferentes valores. A carga resistiva teve seu valor variado de

2,666  $\Omega$  a 8  $\Omega$  enquanto a capacitiva variou de 4,7 mF a 47 mF. Ou seja, foram utilizadas diferentes combinações com valores discretos de R e C, apresentados na Tabela 16. Dessa forma, foi possível variar  $\tau$ , constante de tempo do circuito apresentado na Figura 115, entre os valores de 12,53 ms a 376 ms, conforme mostrado também na Tabela 16. Tornando assim a dinâmica mais rápida ou mais lenta e analisando se com o aumento do valor do  $\tau$  os resultados se adaptam melhor as curvas de referência. O esquemático da montagem utilizada para estes experimentos está representado pela Figura 115. Nesta Figura, cada uma das fontes emuladoras foi conectada a uma carga do tipo RC.

Figura 115 – Esquemático para o primeiro experimento relacionado ao comportamento transitório de fontes.

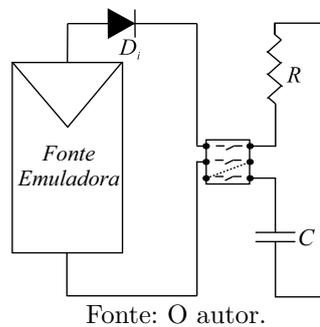
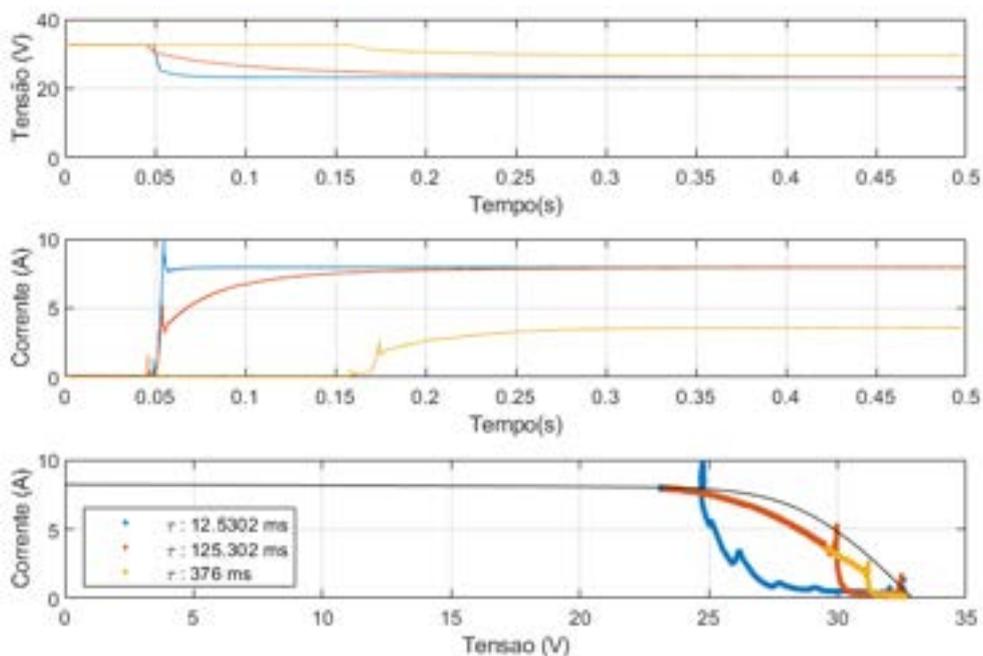


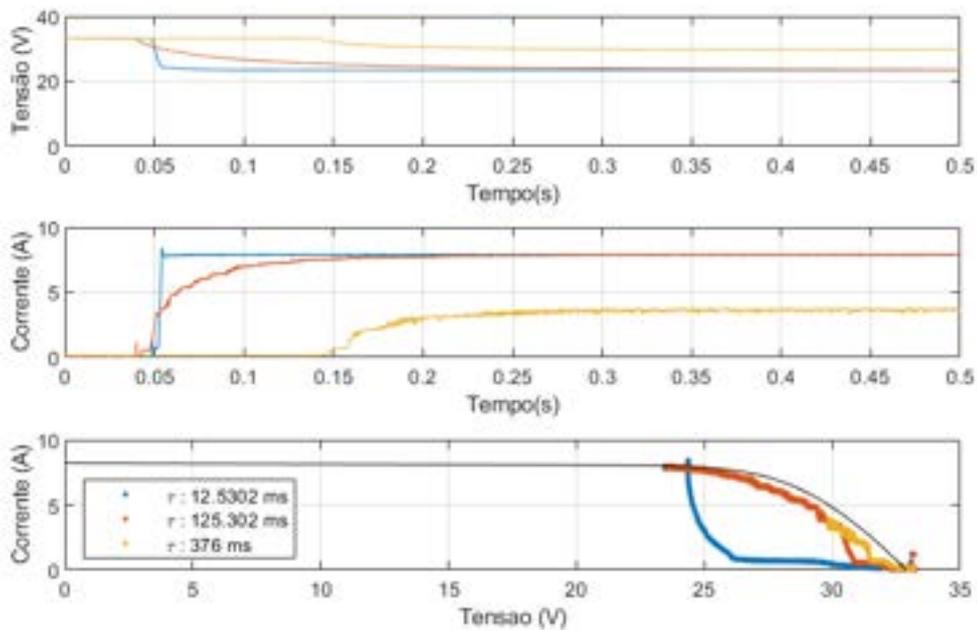
Tabela 16 – Valores Discretos de R e C utilizados para o primeiro experimento.

Resistência ( $\Omega$ )	Capacitância (mF)	Constante de Tempo (ms)
2,66	4,7	12,50
2,66	9,4	25,06
2,66	14,1	37,59
2,66	18,8	50,12
2,66	23,5	62,65
2,66	28,2	75,18
2,66	32,9	87,71
2,66	37,6	100,24
2,66	42,3	112,77
2,66	47	125,302
3,428	47	161,116
4,8	47	225,6
8	47	376

Os resultados das medições realizadas com diferentes valores de  $\tau$  a fim de avaliar o impacto de diferentes velocidades de dinâmica das fontes estão representados na Figura 116 para a Chroma e na Figura 117 para a Regatron.

Figura 116 – Chroma - Curvas para diferentes valores de  $\tau$ .

Fonte: O autor.

Figura 117 – Regatron - Curvas para diferentes valores de  $\tau$ .

Fonte: O autor.

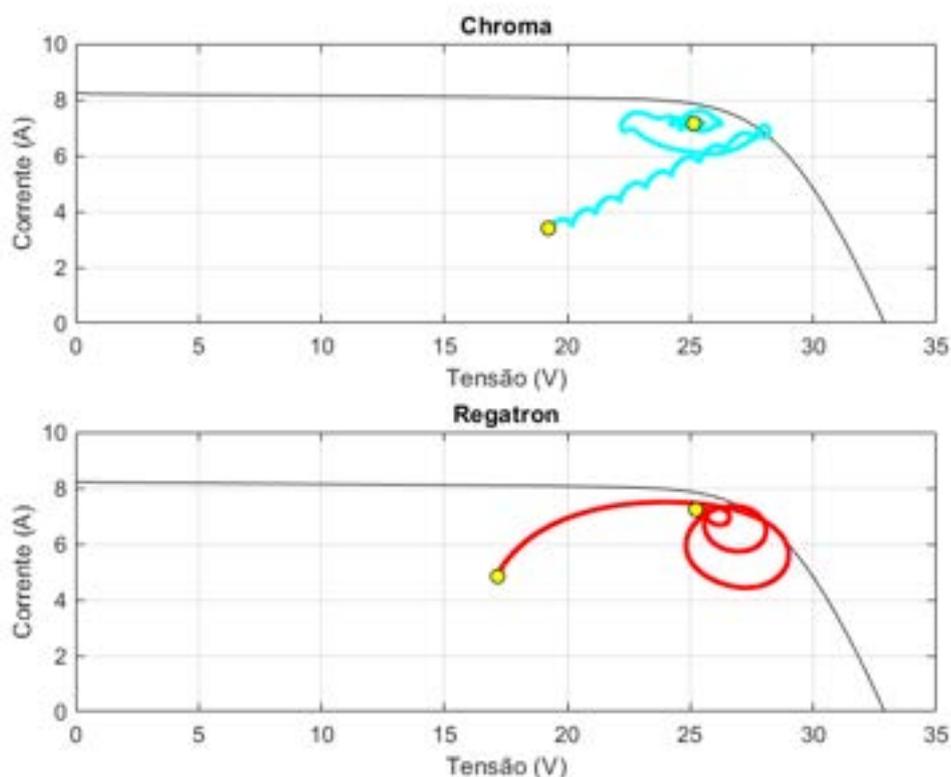
Neste experimento ambas as fontes apresentam comportamentos semelhantes, entretanto a Chroma apresenta um sobressinal de corrente alto para todos os valores de  $\tau$ , deixando a curva entregue pela fonte mais distante da de referência. E além do sobressinal,

mesmo com comportamentos semelhantes, a Regatron no geral consegue entregar curvas IxV mais próximas da curva de referência quando comparada à Chroma.

O segundo experimento tem como objetivo observar o comportamento transitório de ambas as fontes durante o processo de mudança de curva de referência, ou seja verificar se as fontes seguem a curva I-V de referência durante o transitório. O procedimento é feito conforme mostrado na Figura 99, configurado o ciclo de trabalho do conversor a operar constante no valor de 0,7. São então observadas as respostas a variações de níveis de irradiância às fontes, sendo a primeira variação da condição de partida das fontes, de potência nula a  $1000 \text{ W/m}^2$  e a segunda variação de  $1000 \text{ W/m}^2$  a  $600 \text{ W/m}^2$ .

Os resultados do transitório com ciclo de trabalho constante no momento de mudança de curvas de referência estão expressas graficamente na Figura 118 para o percurso de potência nula a  $1000 \text{ W/m}^2$  e na Figura 119 para o percurso de  $1000 \text{ W/m}^2$  a  $600 \text{ W/m}^2$ .

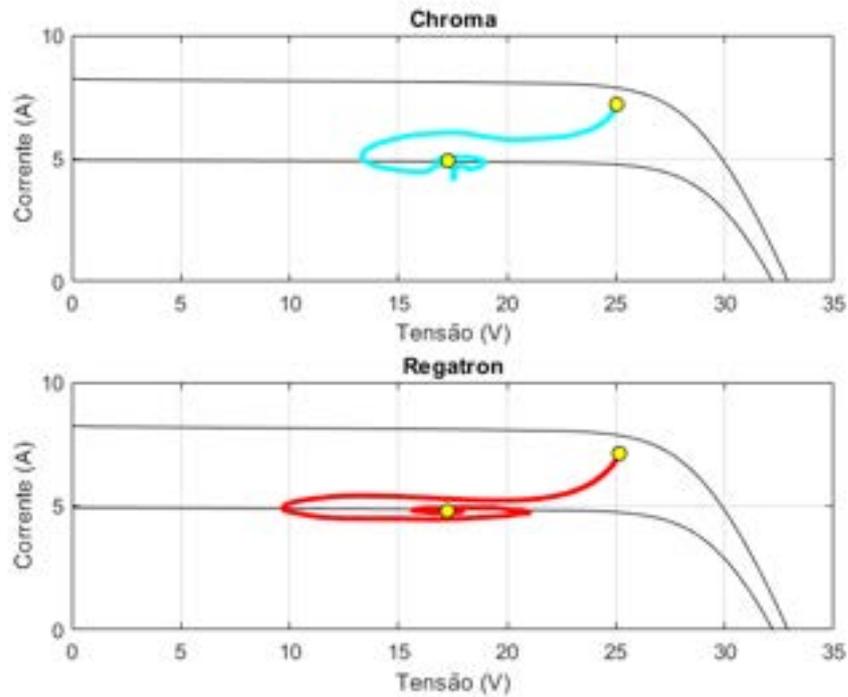
Figura 118 – Transitório na curva IxV do ponto de partida à  $1000 \text{ W/m}^2$ .



Fonte: O autor.

Deste experimento é visto que a Chroma apresenta degraus para inicializar seus transitórios, sinalizando que a mesma não consegue acompanhar a velocidade da transição de tensão. É registrado também que a Regatron possui tempo de acomodação mais rápido

Figura 119 – Transitório na curva IxV de 1000 à 600W/m<sup>2</sup>.



Fonte: O autor.

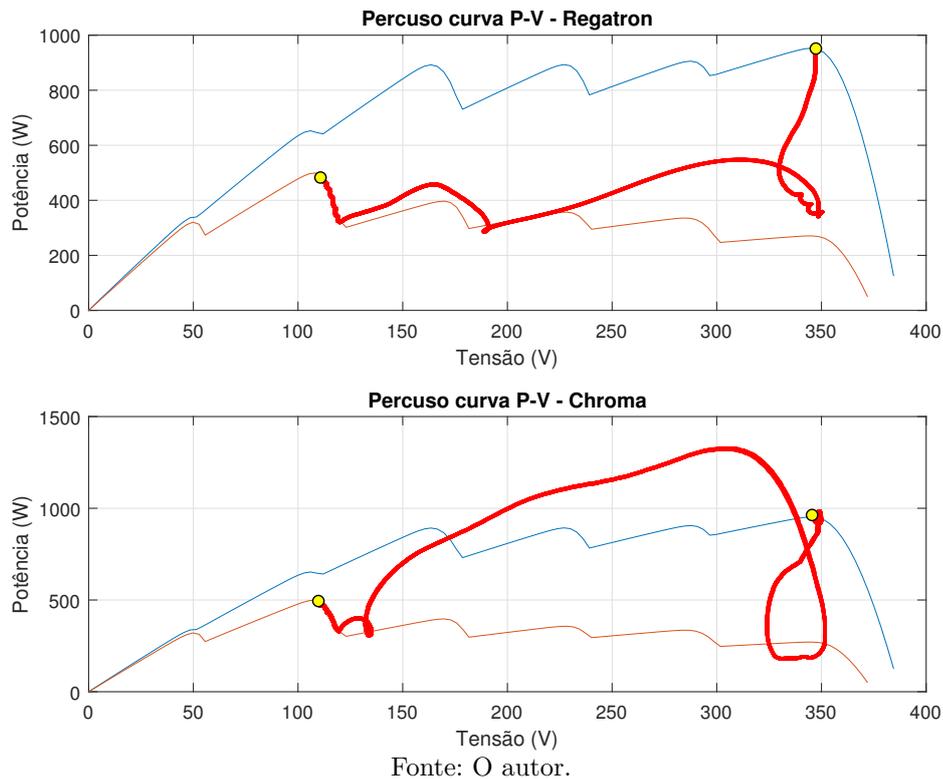
que a Chroma. Entretanto, nenhuma das fontes conseguiu acompanhar bem a curva durante a mudança, ambas apresentam comportamentos muito distintos do que o esperado para emular o comportamento de módulos FV.

O terceiro experimento, semelhante ao segundo, também tem como objetivo analisar o comportamento em transitório das fontes durante transições de curvas de referência. Entretanto dessa vez utilizando curvas com sombreamentos e dispondo também da técnica de MPCCG proposta neste tese. O procedimento é realizado com as fontes conectadas ao conversor *buck-boost* e a uma carga resistiva. Durante as medições também foram realizadas alterações no controlador PI interno do conversor, sendo o mesmo foi configurado para uma dinâmica mais rápida a fim de comparar com os resultados obtidos pelo antigo controle. O controle antigo (controle original do conversor *buck-boost*) tinha valores de ganhos  $k_p = -0,552$  e  $k_i = -173,32$ . A partir de uma sintonia manual encontrou-se os valores de  $k_{pnovo} = 1,5k_p$  e  $k_{inovo} = 1,6k_i$  para o novo controlador.

Para o controle antigo, ( $k_p$  e  $k_i$ ), os resultados da observação de transitório para diferentes controles em mudanças de curvas utilizando o algoritmo de MPCCG estão representados na Figura 120 mostrando o percurso do transitório na curva PxV e na Figura 121 mostrando o percurso do transitório nas curvas de corrente e tensão pelo tempo. Para o controle novo, ( $k_{pnovo}$  e  $k_{inovo}$ ), os resultados estão representados na Figura 122 para o

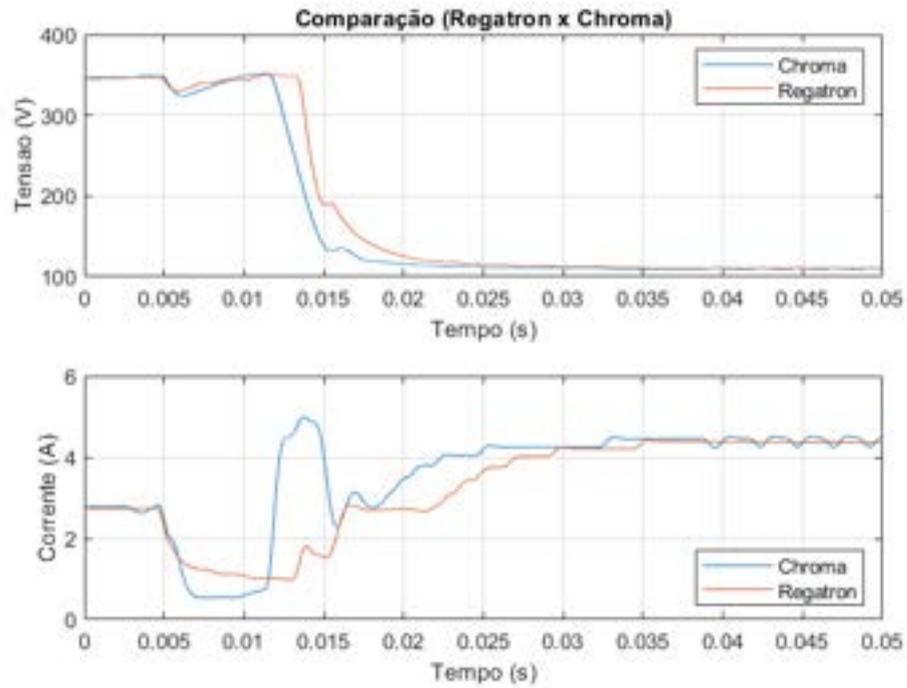
transitório em P<sub>x</sub>V e na Figura 123 para o transitório das curvas de corrente e tensão pelo tempo. Vale salientar que foi avaliado ponto a ponto as curvas de corrente e tensão pelo tempo, para traçar como seria o caminho na curva P-V saindo da curva de referência antiga para a curva nova.

Figura 120 – Controle Antigo - Transitório em P<sub>x</sub>V para curvas sombreadas utilizando a técnica de



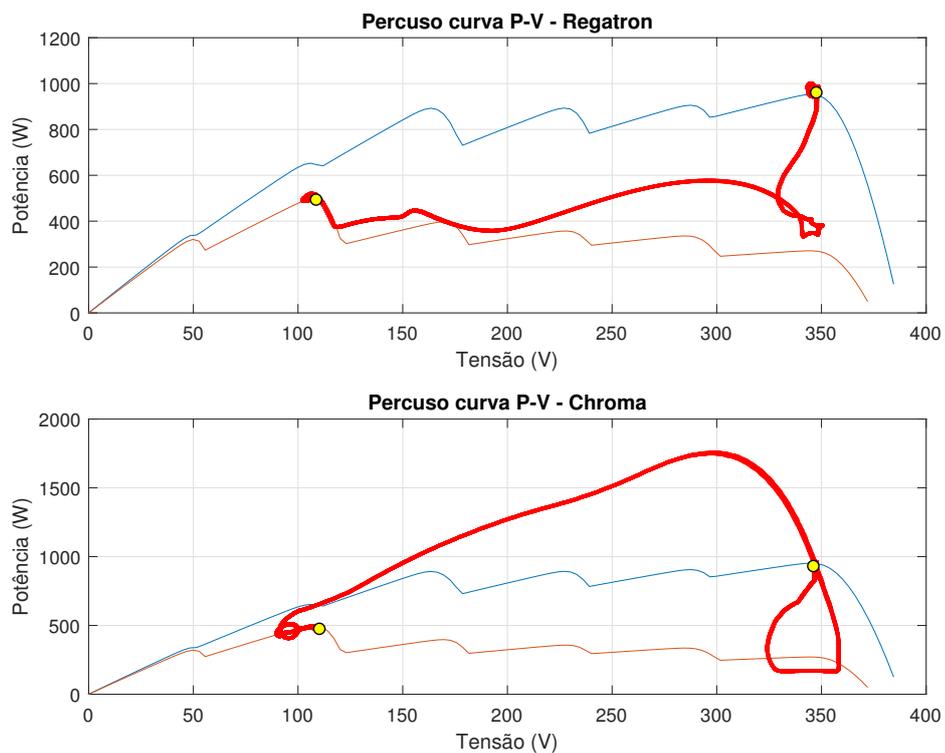
Observa-se que nas Figuras 120 e 122 o conversor sai do ponto de operação do GMPP da curva antiga (azul) e acerta o GMPP em regime permanente da curva nova (laranja). Contudo, no momento do transitório percebe-se que o ponto de operação durante o seguimento do GMPP está acima da curva de referência, fazendo o módulo produzir mais potência do aquilo que seria fornecido em um módulo real. Para estas condições de controle projetadas o tempo de resposta do sistema não consegue ser acompanhado pelas fontes o que acaba degradando a capacidade das fontes de representar módulos FV reais. Apesar de ambas as fontes não seguirem bem a curva de referência, a fonte Regatron consegue acompanhar mais fielmente o percurso do MPP, enquanto que a Chroma se distancia demais de ambas as curvas de referência. Portanto, para resultados relacionados a seguimento de GMPP utilizando ambas as fontes, a Regatron mostra um melhor desempenho tendo resultados mais realistas para análise de comparação de técnicas de GMPPT, porém com um erro ainda considerável.

Figura 121 – Controle antigo - transitório da corrente e da tensão pelo tempo para curvas sombreadas utilizando a técnica de MPCCG.



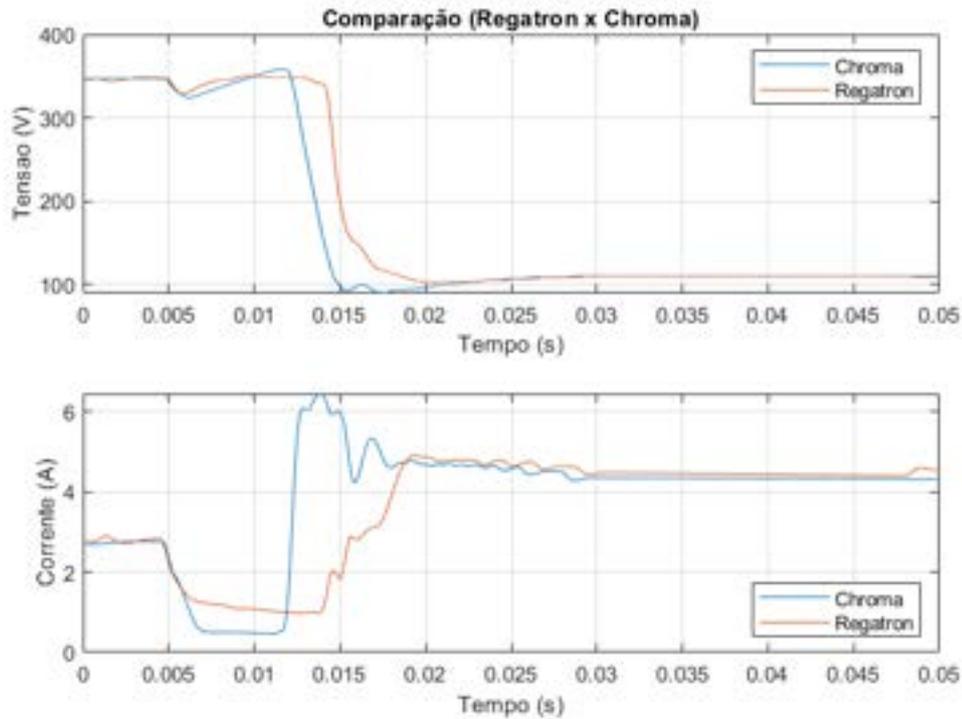
Fonte: O autor.

Figura 122 – Controle novo - transitório em P x V para curvas sombreadas utilizando a técnica de



Fonte: O autor.

Figura 123 – Controle novo - transitório da corrente e da tensão pelo tempo para curvas sombreadas utilizando a técnica de MPCCG.



Fonte: O autor.

Ao alterar os valores PI do controlador foi observada uma resposta mais rápida e diminuição do tempo morto nas medições de corrente para ambas as fontes. Observa-se que na Figura 121 o tempo de resposta é de 30ms (0,005 a 0,035). Já na Figura 123 o tempo de resposta foi de 15 ms (0,005 a 0,02). Assim, o conversor tenta mudar mais rapidamente o ponto de GMPP da curva antiga para o ponto de GMPP da curva de referência nova degradando ainda mais a resposta dinâmica. Em ambas as fontes também são registrados valores de sobressinais na medição de corrente, entretanto para a fonte Chroma esse valor é muito superior quando comparado ao visto pela Regatron.

Para melhorar o desempenho do seguimento de GMPP foi proposto um novo controlador com o intuito de apresentar a condição limite de operação de cada fonte emuladora discutida anteriormente. Dessa forma, foi possível deixar o controlador do conversor mais lento, fazendo a tensão variar de forma mais lenta e conseqüentemente fazer a corrente também variar de forma mais lenta o que acaba respeitando a taxa máxima de variação de tensão, *slew rate*, permitida pelas fontes. O controlador foi ajustado para a fonte seguir a curva de referência pós transição com os ganhos  $k_{plento} = k_p/16$  e  $k_{ilento} = k_i/16$ . Esta condição limite mostra que o controle da fonte Regatron apresenta um  $dv/dt$  maior, conforme mostrado na Figura 124, que o da Chroma. Observa-se que deixando

o controle mais lento a fonte Chroma apresentou um desempenho parecido a Regatron, melhorando muito o seu seguimento da curva, conforme mostrado na Figura 125.

Figura 124 – Condição limite da fonte Regatron.

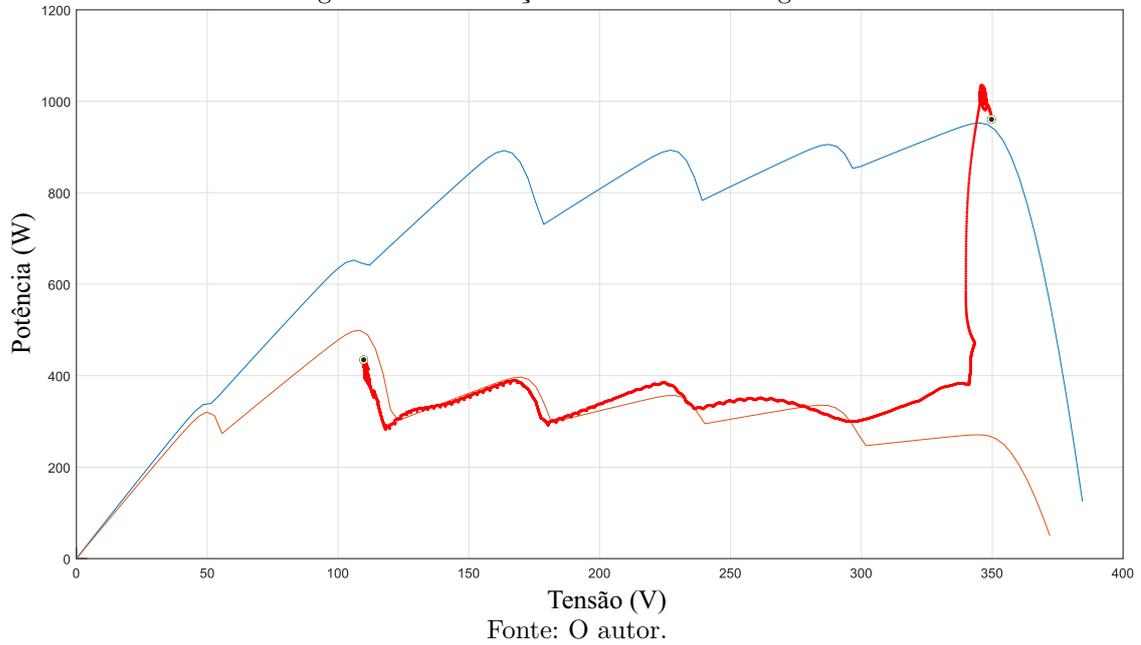
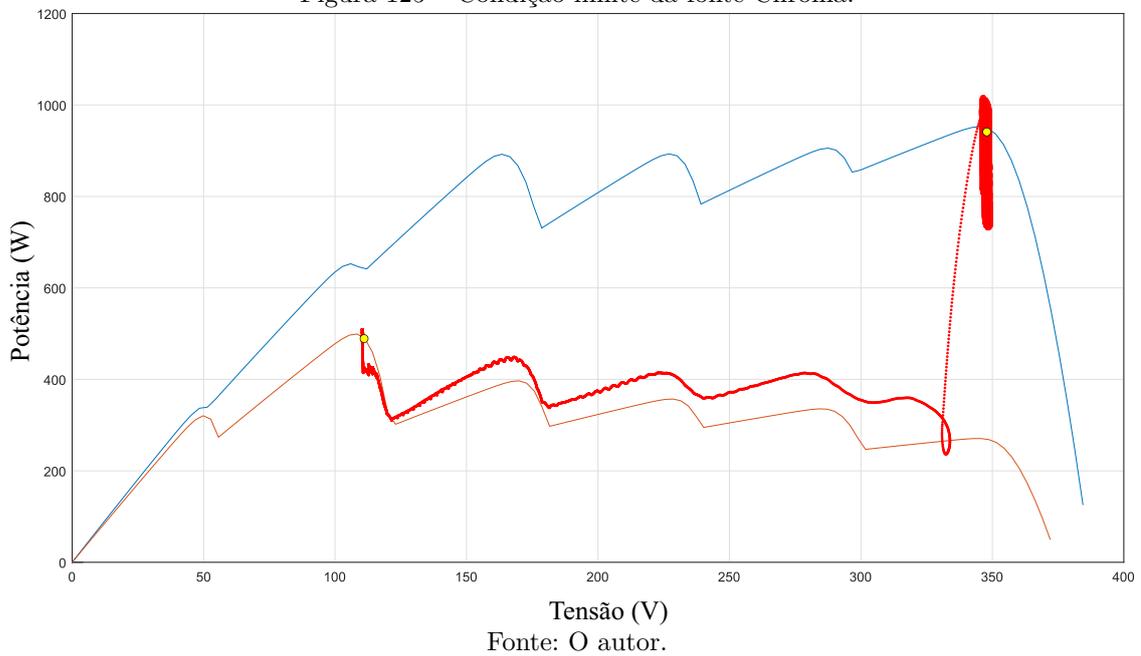


Figura 125 – Condição limite da fonte Chroma.



Embora os resultados de ambas as fontes tenham melhorado significativamente, ao deixar o controle do conversor mais lento as técnicas baseadas em modelo são prejudicadas, pois agora elas passarão mais tempo para achar o GMPP, estabelecendo uma comparação não justa entre os algoritmos. Uma solução seria fazer uma mudança de curvas/irradiância

em rampa, porém a mudança não seria de forma brusca, como um degrau, e as fontes não estão habilitadas para esta função caso se queira utilizar as curvas de referência escolhidas.

Assim, técnicas que utilizarem estas fontes para a obtenção de resultados experimentais irão calcular parâmetros (por meio de figuras de mérito) que não correspondem à realidade, bonificando as técnicas que geram um  $dv/dt$  grande. Logo, resultados com o módulo FV físico ou de simulação são mais adequados.

#### 5.1.4.4 Avaliação dos Resultados

As curvas medidas das fontes durante os procedimentos serão avaliadas através de dois critérios de erros que são comumente utilizados para avaliar o desempenho de curvas I-V. Os erros são: Erro Médio Absoluto em Potência Normalizado (EMAPN - *Erro Médio Absoluto em Potência Normalizado*) e Desvio Médio Quadrático Normalizado (*Normalized Root Mean Square Deviation* - NRMSD). Para o experimento em que foram aplicados degraus de tensão no conversor *buck-boost* os resultados serão avaliados nos quesitos de erro absoluto, sobressinal e tempo de acomodação.

O EMAPN tem como objetivo uniformizar os erros em potência, de modo que duas ou mais curvas P-V de módulos possam ser comparadas. O EMAPN é definido como:

$$EMAPN = \frac{\sum_{j=1}^{N_{pontos}} |P_{ref} - P_{med}|}{N_{pontos} \cdot P_{mp}} \cdot 100\%, \quad (88)$$

Em que:

- $P_{ref}$  é a potência das curvas de referência;
- $P_{med}$  é a potência obtida das medições realizadas;
- $P_{mp}$  é a potência máxima da curva de referência;
- $N_{pontos}$  é número de pontos extraídos da curva de referência.

Já o NRMSD é utilizado para avaliar os erros em corrente e é definido como:

$$NRMSD = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{N_{pontos}} (I_{ref} - I_{med})^2}{N_{pontos}}}}{I_{sc}} \cdot 100\%, \quad (89)$$

em que:

- $I_{ref}$  é a corrente das curvas de referência;

- $I_{med}$  é a corrente obtida das medições realizadas;
- $I_{sc}$  é a corrente máxima da curva de referência;
- $N_{pontos}$  é número de pontos extraídos da curva de referência.

O EMAPN e NRSMD das medições, empregando o traçador PVA-1000 S, para cada uma das curvas (200 W/m<sup>2</sup> a 1000 W/m<sup>2</sup>) medidas estão organizados nas Tabelas 17 e 18. Observa-se que devido aos erros apresentados na tensão os erros em potência aumentaram consideravelmente.

Tabela 17 – EMAPN - PVA-1000S

Fonte	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
<b>Regatron</b>	16,96	12,80	16,21	23,77	20,12
<b>Chroma</b>	24,48	22,55	23,47	23,93	25,21

Tabela 18 – NRSMD - PVA-1000S

Fonte	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
<b>Regatron</b>	0,7212	0,6632	0,7301	1,0281	0,9564
<b>Chroma</b>	1,0252	0,9582	1,1385	1,2636	1,3554

Para os resultados cujo o ciclo de trabalho é variado obtém-se a média do EMAPN para a fonte Regatron de 17,97% enquanto na Chroma foi de 23,93%, totalizando uma diferença de 5,95% em favor da Regatron. Já em relação ao NRSMD, a Regatron antegiu o valor médio de 0,82% enquanto na Chroma foi de 1,15%, totalizando uma diferença de 0,33% em favor da Regatron.

O EMAPN e NRSMD das medições, empregando o conversor buck-boost, para um módulo para cada uma das curvas medidas estão organizados na Tabela 19 e 20.

Tabela 19 – EMAPN - conversor *buck-boost* - um módulo

Fonte	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
<b>Regatron</b>	4,4700	8,4491	5,5101	9,4378	9,8855
<b>Chroma</b>	7,1760	7,9615	8,1349	9,8986	12,9918

Tabela 20 – NRSMD - conversor *buck-boost* - um módulo

Fonte	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
<b>Regatron</b>	0,0017	0,0027	0,0022	0,0029	0,0031
<b>Chroma</b>	0,0027	0,0028	0,0029	0,0035	0,0045

Para a condição de um módulo a média do EMAPN para Regatron foi de 7,55% enquanto na Chroma foi de 9,23%, totalizando uma diferença de 1,68% em favor da Regatron. Em relação ao NRSMD, a Regatron antgiu o valor médio de 0,0025% enquanto na Chroma foi de 0,0164%, totalizando uma diferença de 0,0139% em favor da Regatron.

O EMAPN e NRSMD das medições, empregando o conversor buck-boost, para seis módulos para cada uma das curvas medidas estão organizados nas Tabelas 21 e 22.

Tabela 21 – EMAPN - conversor *buck-boost* - seis módulos

Fonte	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
<b>Regatron</b>	1,3504	1,6747	2,1754	1,5903	1,5471
<b>Chroma</b>	5,3046	4,3502	5,0178	3,9010	3,0319

Tabela 22 – NRSMD - conversor *buck-boost* - seis módulos

Fonte	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
<b>Regatron</b>	0,0006	0,0006	0,0007	0,0006	0,0006
<b>Chroma</b>	0,0016	0,0013	0,0014	0,0012	0,0010

Para este resultado a média do EMAPN para a fonte Regatron foi de 1,66% enquanto na Chroma foi de 4,32%, totalizando uma diferença de 1,68% em favor da Regatron. Em relação ao NRSMD, a Regatron atgiu o valor médio de 0,00062% enquanto na Chroma foi de 0,0013%, totalizando uma diferença de 0,00068% em favor da Regatron.

Para um maior nível de potência ambas as fontes apresentaram um melhor performance. Contudo, em todos os testes realizados a Regatron demonstrou-se superior à Chroma.

Para a análise dos degraus usados no conversor, é dividido o processo em quatro etapas, sendo a primeira da transição do ponto de tensão próximo de 0 ao de máxima potência, a segunda do ponto de máxima potência ao de  $V_{oc}$ , a terceira diz respeito ao retorno do ponto de  $V_{oc}$  ao de tensão de máxima potência e por fim a transição do ponto de máxima potência ao de tensão próxima de 0.

Nas etapas mencionadas serão avaliadas a tensão aplicada pelo conversor à fonte emuladora e a resposta deste estímulo, ou seja, a corrente fornecida pela fonte. Para cada uma destas características serão verificados o erro absoluto, máximo sobressinal e tempo de acomodação.

Portanto, para um módulo os resultados de erro absoluto para tensão e corrente das fontes Regatron e Chroma estão representados na Tabela 23.

Nota-se que tanto na etapa 4 para tensão como na etapa 2 para corrente não há análise de erro absoluto, o motivo é que o valor de tensão na condição de  $I_{sc}$  e o valor de corrente em  $V_{oc}$  não são possíveis de serem obtidos devido à limitação do conversor de ciclo de trabalho (0 a 0,7) e por não ser um ponto característico do módulo optou-se por não ser analisado.

Tabela 23 – Erro Absoluto - conversor *buck-boost* - um módulo

Etapas	Tensão (V)					Corrente (A)				
	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
Chroma										
1	1,797398	4,801237	1,484993	2,40344	2,433484	0,2276	0,287251	0,062187	0,130231	0,057359
2	0,369873	0,344494	0,261215	0,14968	0,045901	-	-	-	-	-
3	1,769731	4,836104	1,518417	2,354511	2,446297	0,226765	0,291464	0,060522	0,128154	0,054205
4	-	-	-	-	-	0,164645	0,088647	0,008222	0,098554	0,202633
Regatron										
1	2,081132	4,961788	1,456681	1,758229	1,858584	0,2404	0,298015	0,179557	0,204606	0,135862
2	0,217383	0,43261	0,187924	0,028435	0,015012	-	-	-	-	-
3	2,133701	5,009751	1,465852	1,821531	1,894393	0,2369	0,302437	0,184116	0,162437	0,18621
4	-	-	-	-	-	0,181613	0,093179	0,029155	0,114865	0,171212

Em seguida são representados os valores de sobressinal das tensões e correntes na Tabela 24. Finalizando as análises para um módulo, os valores de tempo de acomodação, em segundos, para tensão e corrente de ambas as fontes estão descritos na Tabela 25.

Tabela 24 – Sobressinal - conversor *buck-boost* - um módulo

Etapas	Tensão (V)					Corrente (A)				
	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
Chroma										
1	6,119628	17,92176	9,842744	4,155402	3,10868	48,35407	32,88717	21,88925	3,907082	2,906797
2	3,02246	3,061519	3,449039	3,673838	4,290423	1,644926	0,953829	0,535217	1,437643	1,205603
3	1,478002	5,072098	0,310661	0,368585	0,232978	2,93547	6,251405	3,94883	0,449086	2,186812
4	1,769731	4,836104	1,518417	2,354511	2,446297	0,226765	0,291464	0,060522	0,128154	0,054205
Regatron										
1	9,393421	18,88615	7,216889	3,16614	2,829707	36,91592	5,91989	10,17392	4,65606	2,715561
2	3,914792	2,578086	4,082342	4,028951	4,729447	0,972992	0,515266	0,620215	1,225299	0,919845
3	9,700714	4,496279	3,150479	6,878865	8,182789	2,463527	1,980966	0,798049	3,354363	6,460727
4	2,133701	5,009751	1,465852	1,821531	1,894393	0,236915	0,302437	0,184116	0,162437	0,18621

Analisando-se os valores médios de sobressinal de correntes de ambas as fontes, é registrado na Chroma o valor de 6,6127A enquanto na Regatron é visto um valor de 4,0382A, tendo a Chroma dessa forma, um valor de sobressinal superior a da Regatron em cerca de 63,75%, mostrando que para menores níveis de potência a Regatron apresenta um melhor controle de corrente.

Entretanto, quando os valores de tempo de acomodação de corrente a Regatron apresentou o valor médio de 0,12017s enquanto a Chroma obteve o valor de 0,06569s.

Tabela 25 – Tempo de acomodação - conversor buck-boost - um módulo

Etapas	Tensão					Corrente				
	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
Chroma										
1	0,078891	0,08996	0,066893	0,065524	0,061778	0,0858	0,0803	0,0678	0,0637	0,0614
2	0,193886	0,185724	0,230999	0,227403	0,268551	0,0624	0,0618	0,0595	0,0595	0,0591
3	0,063497	0,082637	0,066803	0,067013	0,067293	0,0667	0,0724	0,0667	0,0715	0,0666
4	0,093197	0,117582	0,092897	0,103137	0,067702	0,0754	0,0778	0,0633	0,0528	0,0393
Regatron										
1	0,088641	0,095265	0,065035	0,062647	0,061948	0,0589	0,5287	0,0457	0,042	0,0318
2	0,247642	0,110629	0,291469	0,227203	0,324236	0,0576	0,0565	0,0548	0,0545	0,0545
3	0,078252	0,0801	0,065824	0,065215	0,065874	0,0406	0,0491	0,0692	0,0445	0,0453
4	0,089121	0,109121	0,116713	0,097153	0,073936	0,0596	0,049	0,0491	0,5073	0,5048

Sendo assim, mesmo com um sobressinal de valor superior ao da Regatron, a Chroma obteve estabilidade cerca de 82,94% mais rápido.

Da mesma forma que foi feito para a análise com um módulo, foram divididos da mesma forma os resultados para a análise de seis módulos. Dessa forma, os erros absolutos de tensão das fontes estão descritos na Tabela 26.

Tabela 26 – Erro absoluto - conversor *buck-boost* - seis módulos

Etapas	Tensão					Corrente				
	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
Chroma										
1	1,077795	0,978402	3,807021	5,065771	0,80467	0,1858	0,096505	0,142614	0,115285	0,103519
2	0,266382	0,099848	0,296209	0,023105	0,154874	-	-	-	-	-
3	1,17916	0,830495	3,844418	5,092231	0,705876	0,187692	0,072356	0,128708	0,112363	0,128478
4	-	-	-	-	-	0,15799	0,086932	0,005594	0,084215	0,155146
Regatron										
1	0,950975	1,47084	3,070934	4,333546	0,791466	0,2063	0,105451	0,160499	0,124277	0,126792
2	0,333575	0,151855	0,430932	0,275814	0,064176	-	-	-	-	-
3	0,991955	1,386952	3,022215	4,365474	0,720354	0,1988	0,088939	0,13743	0,099605	0,112597
4	-	-	-	-	-	0,181108	0,102818	0,027798	0,11798	0,284084

Em seguida, estão representados os valores de sobressinal para as tensões e correntes na Tabela 27. Por fim, a análise para seis módulos, os resultados das tensões e correntes para tempo de acomodação estão descritos na Tabela 28.

Para o estudo com seis módulos, analisando novamente os valores de sobressinal médio das correntes a Regatron apresenta um valor de 26,9599A enquanto a Chroma chega a 50,6492A, sendo assim um sobressinal 87,86% superior ao comparado ao da Regatron. Comprovando que para um maior nível de potência, o controle de corrente da Regatron opera de maneira ainda mais estável, quando comparado a uma potência mais baixa.

Tabela 27 – Sobressinal - conversor *buck-boost* - seis módulos

Etapas	Tensão					Corrente				
	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
Chroma										
1	0,953515	2,64973	6,085043	9,058145	9,729592	0,399503	3,124556	6,261091	8,684453	9,543842
2	0,09159	0,276992	0,47041	0,454093	0,462118	1,497009	1,769635	2,334414	2,111677	1,911831
3	3,944527	3,40657	4,523794	1,87542	0,204692	8,061855	9,392809	11,23501	9,242078	6,895464
4	30,34404	23,94017	18,51874	13,08083	7,889035	40,2976	32,89541	24,85456	18,11134	11,53854
Regatron										
1	24,71812	27,13307	61,69601	69,33468	73,87888	16,453	21,9997	25,0781	24,20134	21,27734
2	1,057142	3,498813	3,546371	2,878034	3,617435	2,94008	2,953344	3,65443	3,412679	6,379502
3	55,29515	24,74587	16,10224	6,649825	1,245035	1,214366	2,489567	2,499977	2,488976	3,488726
4	276,1685	148,9792	92,76164	66,21619	53,46283	164,4907	100,5146	61,63046	42,13061	29,90039

Tabela 28 – Tempo de acomodação - conversor *buck-boost* - seis módulos

Etapas	Tensão					Corrente				
	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5	Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4	Curva 5
Chroma										
1	0,1234	0,0913	0,083	0,0961	0,0885	0,1344	0,1045	0,1054	0,0914	0,0817
2	-	0,082	0,0728	0,0707	0,0688	0,1132	0,0929	0,1025	0,0982	0,1761
3	0,0729	0,0743	0,0783	0,0639	0,0717	0,0658	0,0544	0,0689	0,0431	0,0593
4	0,0969	0,1032	0,1026	0,1016	0,0895	0,0694	0,0717	0,079	0,0692	0,0547
Regatron										
1	0,0851	0,0777	0,0862	0,0767	0,081425	0,1292	0,0925	0,0837	0,0802	0,0709
2	0,0677	0,081	0,0684	0,0651	0,07055	0,2872	0,3009	0,1096	0,0658	0,0649
3	0,0803	0,0796	0,0768	0,0626	0,074825	0,1199	0,045	0,0422	0,0417	0,0298
4	0,0916	0,0914	0,0916	0,0899	0,091125	0,0424	0,0454	0,0572	0,0552	0,0454

E no âmbito do estudo dos valores de tempo de acomodação, a Chroma tem o valor médio de 0,08679s enquanto a Regatron apresenta o valor de médio de 0,09045s. A Chroma continua tendo a resposta mais rápida ao sobressinal, porém dessa vez a diferença entre as duas fontes é consideravelmente inferior com a Chroma tendo uma resposta 4% mais rápida que a Regatron.

Embora a fonte regatron tenha apresentado este último resultado inferior a Chroma em uma situação de maior potência, para a maioria dos resultados obtidos anteriormente a fonte Regatron apresenta resultados médios superiores à Chroma para qualquer nível de potência.

## 5.2 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DO ESTIMADOR

O estimador proposto nesta tese é comparado com um sensor de irradiação solar disponível comercialmente no extrator de curva PVA-1000S para obtenção de resultados experimentais. O piranômetro utilizado neste extrator fornece uma medição de irradiância

a cada 2 s. O PVA-1000S PV *Analyzer Kit*, Figura 126, é um traçador de curvas I-V de 1000 V e sensor de irradiação sem fio, temperatura e inclinação. O traçador PV mede as curvas I-V (corrente vs. tensão) e P-V (potência vs. tensão). A Tabela 29 representa as características do traçador.

Figura 126 – Comparação de Curva IxV para Irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ .



Fonte: O autor.

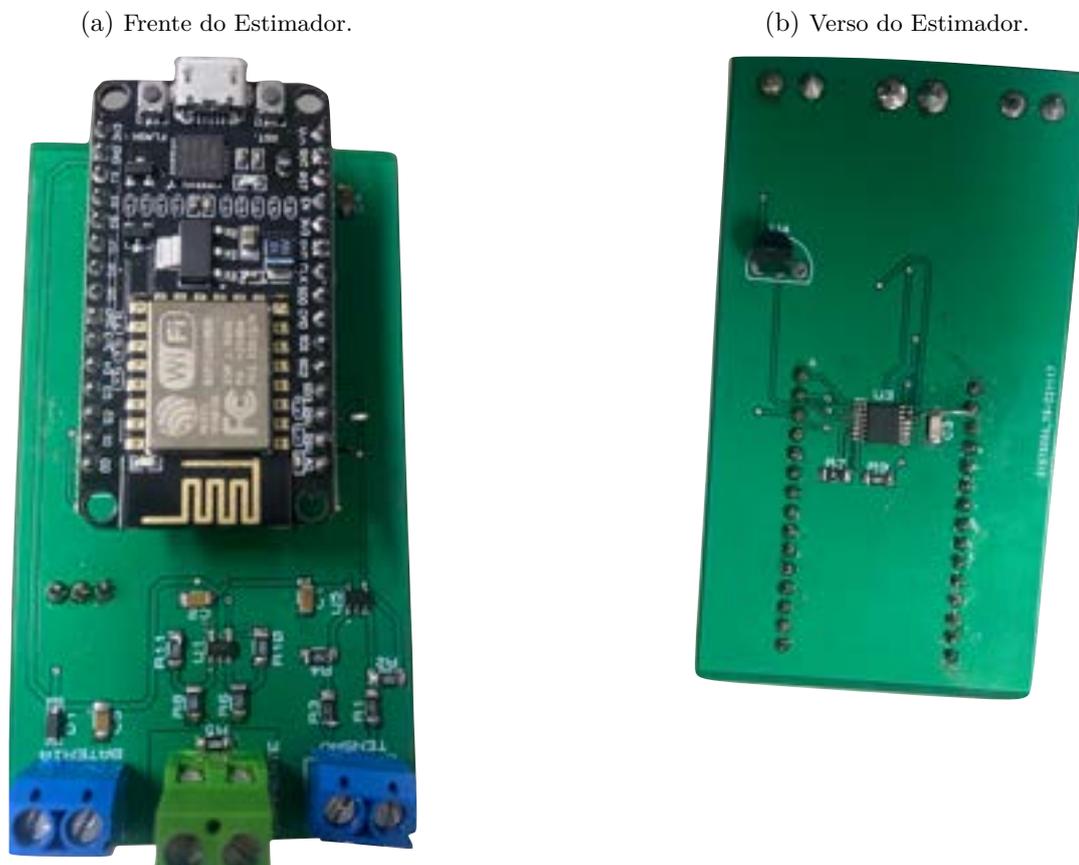
Tabela 29 – Propriedades PVA - 1000S

Propriedades	PVA-1000S
Tensão	20 V - 1000 V
Corrente	0 A - 20 A
Irradiância	$100 \text{ W/m}^2$ - $1500 \text{ W/m}^2$
Precisão da Tensão	$\pm 0,5 \text{ V} \% \pm 0,25 \text{ V}$
Precisão da Corrente	$\pm 0,5 \text{ V}\% \pm 0,04 \text{ A}$
Precisão da Irradiância	$\pm 2,0\%$
Quantidade de pontos	100 ou 500
Tempo de varredura	0,05 s - 2 s

Para a construção do estimador proposto nesta tese, foi confeccionada uma placa para medição de V, I e T, cujo objetivo final é a estimativa de irradiância. Nesta placa também foi alocada uma ESP8266 para comunicação com o inversor e armazenamento do código responsável pela leitura das grandezas necessárias. A temperatura é medida usando um sensor de temperatura do tipo LM35. Também é utilizado um multiplexador para gerenciamento dos sinais de entrada que serão enviados a ESP8266. Todos estes

componentes estão dispostos nas Figuras 127(a) e 127(b), em que é possível observar a parte da frente e a parte traseira da placa.

Figura 127 – Estimador Proposto.



Fonte: O autor.

Neste experimento foi utilizado um painel FV de 39V/265 W fabricado pela Yngli Solar (modelo YL265C-30b). A Tabela 30 apresenta as especificações do módulo utilizado.

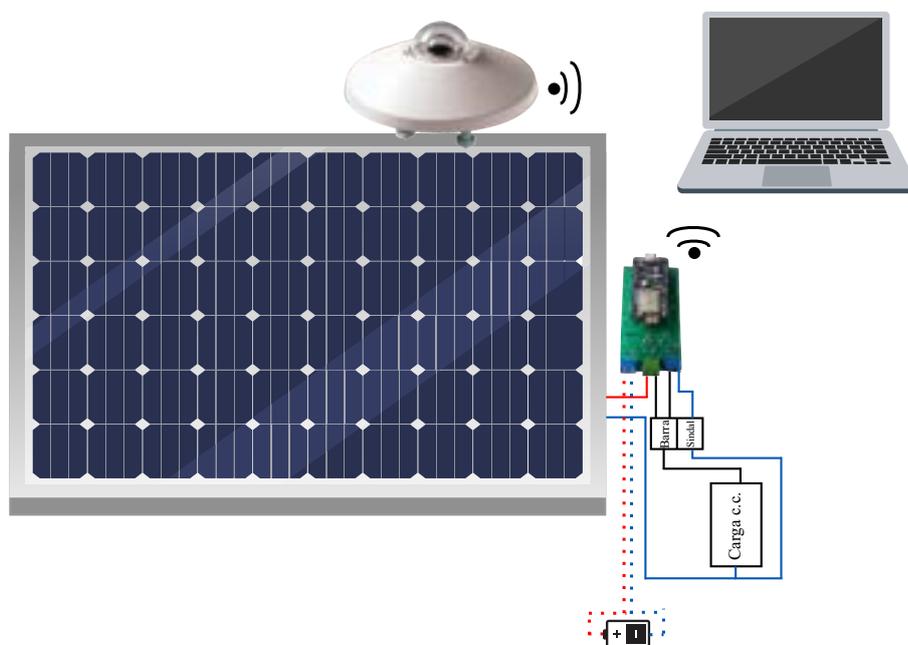
Tabela 30 – Especificações do módulo utilizado.

Especificações (STC)	YL265C-30b
Tensão de máxima potência	31,0V
Corrente de máxima potência	8,55A
Tensão de circuito aberto	39,0V
Corrente de curto circuito	8,93A
Eficiência do módulo	16,2%

A configuração, para obtenção destes resultados experimentais, está mostrada em forma de diagrama na Figura 128. Esta figura mostra uma visão geral do experimento. É utilizado o PVA-1000S para a extração de irradiância para comparação com o estimador.

O notebook é utilizado para rodar o software do extrator de curvas e a página Web que é responsável por mostrar os valores de irradiância estimados pelo estimador. O estimador está conectado a caixa de junção do módulo FV e pode ser alimentado por uma bateria.

Figura 128 – Diagrama esquemático para a estimação de irradiância

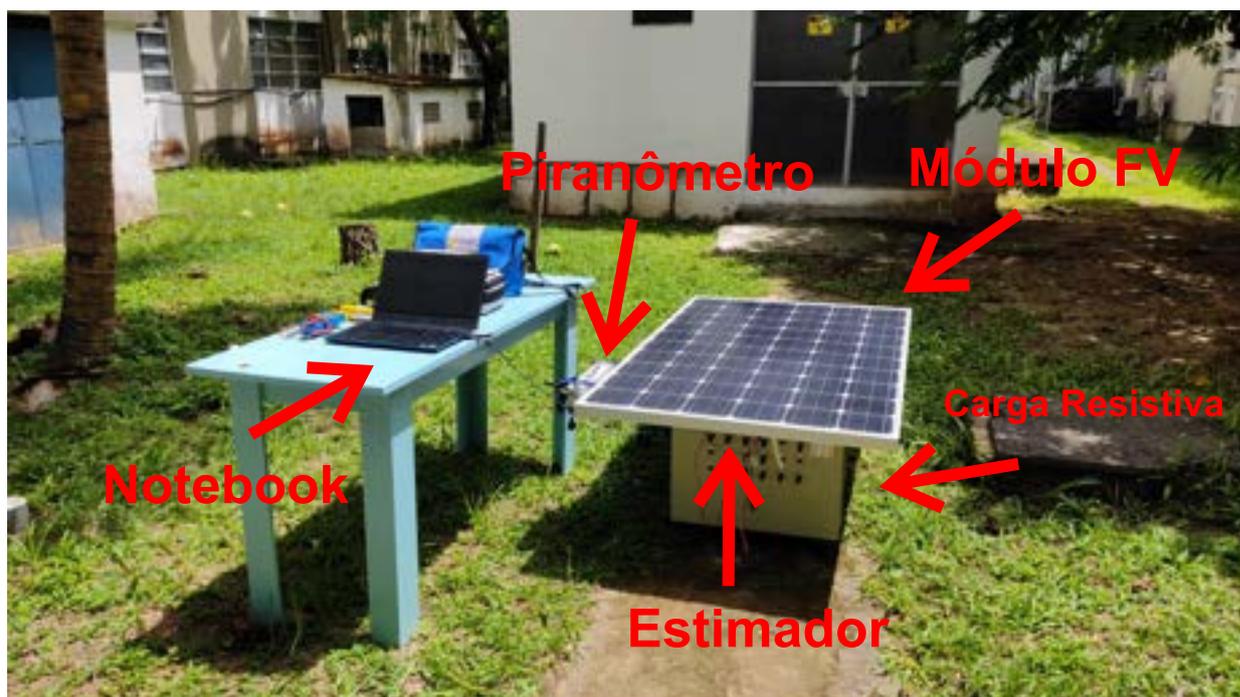


Fonte: O autor.

A configuração experimental utilizada está apresentada nas Figuras 129 e 130. Além dos componentes essenciais para obtenção dos resultados de irradiância estimada, observa-se na Figura 129 o uso de um notebook utilizado para carregar o programa na ESP8266, uma única vez. Para cada tipo de módulo, existirá uma tabela diferente em que deverá ser carregada na ESP. As Figuras mostram também o uso de uma carga, no valor de  $4\Omega$ , necessária para compor o circuito e viabilizar as medições do estimador. Dessa forma, vai ser possível obter um ponto de operação para o estimador.

O valor da irradiância estimada e enviada pelo estimador para o computador, por meio de uma conexão Wi-Fi, pode ser obtida acessando uma página web, conforme mostrado na Figura 131(a). A irradiância medida pelo PVA-1000S também é mostrada no computador por meio do software *Solmetric PV Analyzer*, da *Isolmetric*, conforme mostrado na Figura 131(b). Esta figura está mostrando a parte do programa em que é obtida a irradiância, pois o restante da imagem da figura diz respeito à extração da curva I-V, que não é o foco desta etapa. A taxa de atualização dessa informação pelo software

Figura 129 – Configuração experimental do estimador - Parte 1



Fonte: O autor.

*Solmetric PV Analyzer* é de 0,1 segundo. Para obter uma sincronia desejável entre as medições, foi criado um programa que armazena os valores de ambas as medições a cada 2s.

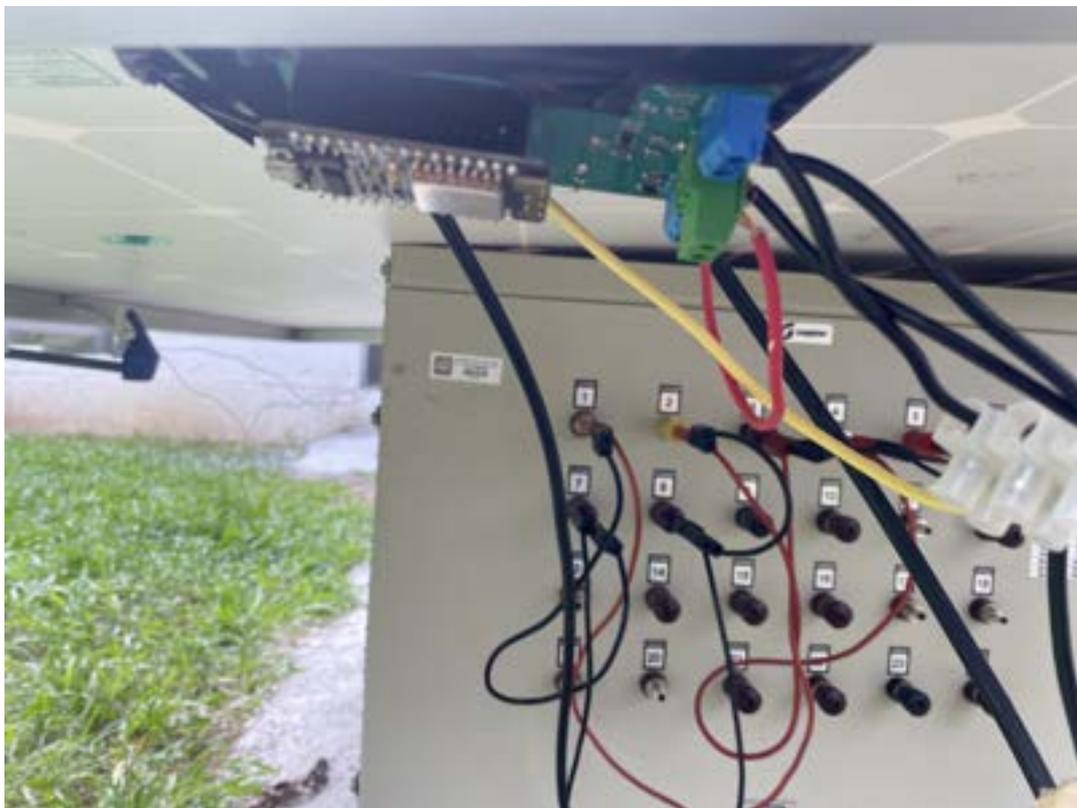
O tempo de amostragem utilizado na ESP pode ser muito mais baixo do que 2s, porém isso acarretaria um maior consumo da mesma. O consumo médio do estimador durante todo o experimento foi de 350 mW.

Uma alternativa para diminuir o consumo seria colocar a ESP para “dormir” dependendo da taxa de amostragem que está sendo pedida pelo usuário, isto é, se a taxa de amostragem é de 5s, pode-se medir as grandezas de temperatura, corrente e tensão a cada 5s e durante o intervalo de cada medição a ESP pode ficar inoperante diminuindo ainda mais o seu consumo.

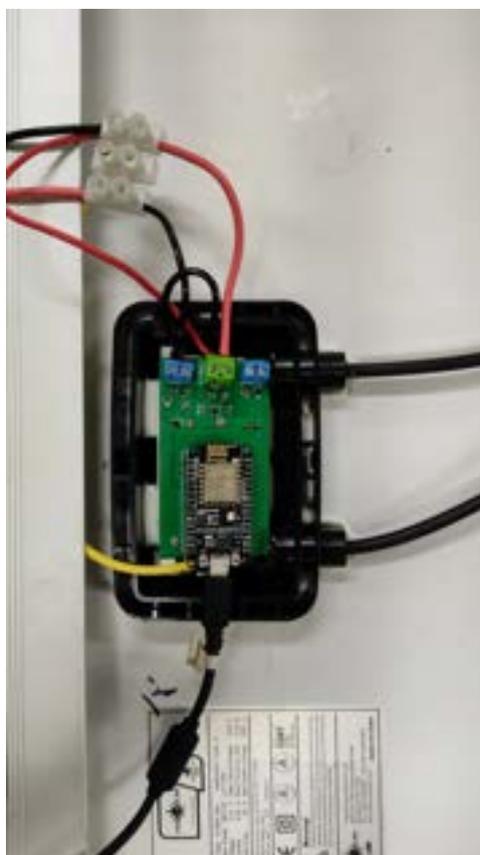
Para avaliar o desempenho do estimador foi estimada a irradiância do módulo da Yngli Solar durante três horas e meia de medição, a qual foi comparada com a irradiância medida pelo PVA-1000S. As medições iniciaram-se às 12:00 e foram até às 15:30. A Figura 132(a) apresenta os resultados, em que, a curva em azul representa a irradiância medida utilizando o piranômetro do extrator de curva e em vermelho a irradiância obtida com o estimador. A Figura 132(b) apresenta o módulo do erro, embora ele tenha excursionado

Figura 130 – Setup para avaliação experimental do estimador - Parte 2.

(a) Estimador durante medição de irradiância



(b) Conexão do Estimador a caixa junção.

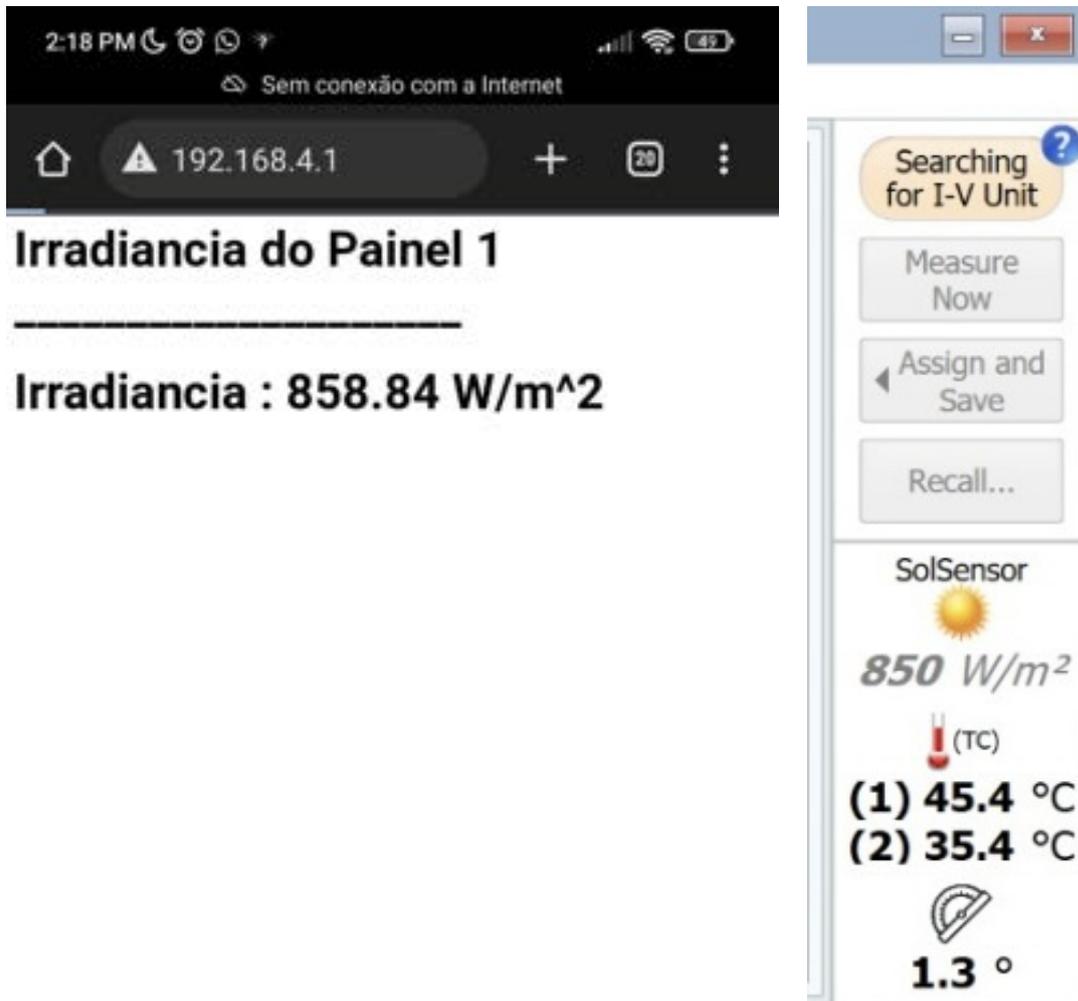


Fonte: O autor.

Figura 131 – Comparação entre os valores fornecidos pelo piranômetro e pelo estimador.

(a) Valor obtido no estimador.

(b) Valor obtido no piranômetro



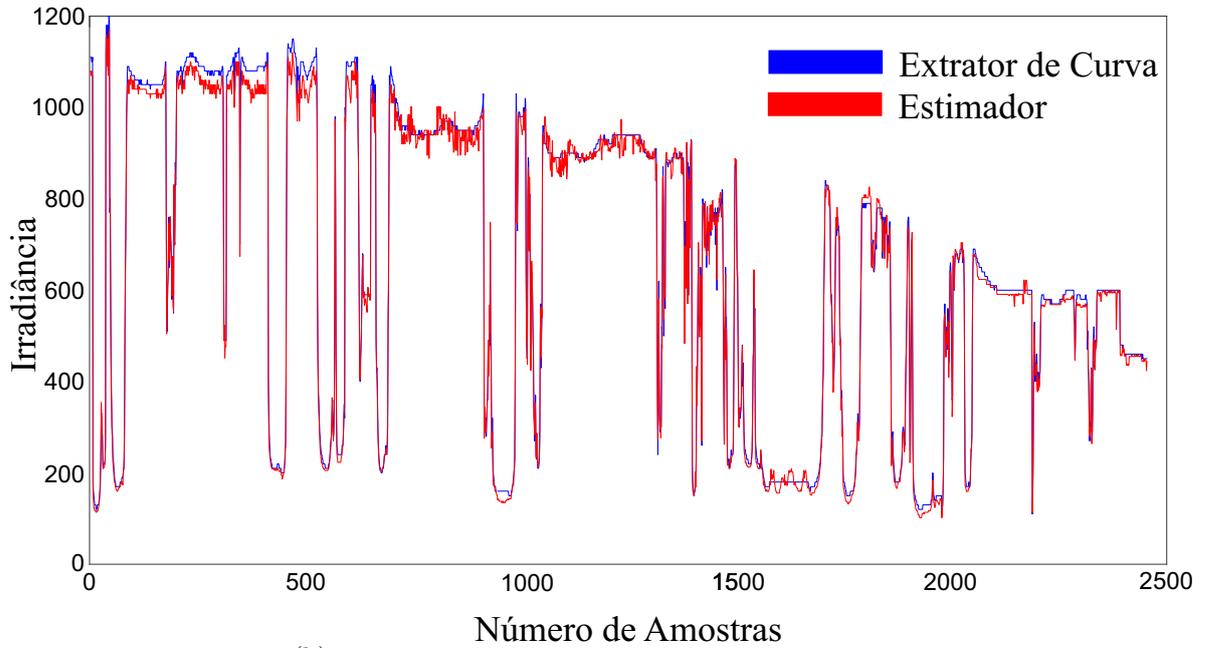
Fonte: O autor.

entre valores positivos e negativos foi obtido assim para encontrar o erro médio. Portanto, o erro médio encontrado para todas as medições foi de 3,4048%.

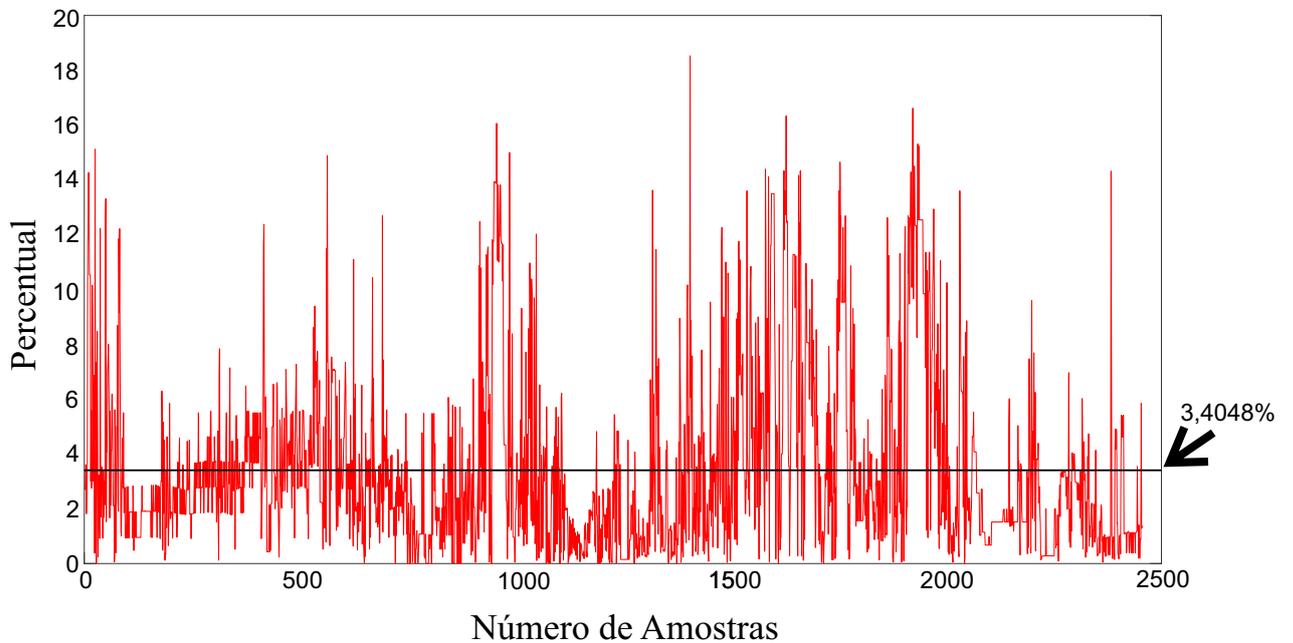
Além disso, o estimador pode ser integrado em vários locais da usina FV, fornecendo informações detalhadas da irradiância de todos os módulos melhorando consideravelmente a eficiência global da usina. Dessa forma pode-se dar outras aplicações ao estimador. É possível que este estimador seja utilizado para detectar um defeito ou alguma falha em uma usina FV, por exemplo de algum sombreamento indesejável ou qualquer tipo de ineficiência que gerará perda ao sistema FV, como o envelhecimento desigual entre módulos e a sujeira.

Figura 132 – Resultados de estimação de irradiância para o estimador proposto.

(a) Estimação de irradiância para condições de mudanças climáticas durante três horas e meia



(b) Erro, em módulo, durante a estimação de irradiância.



Fonte: O autor.

### 5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA DE MPCCG e MPCCGM

A partir dos resultados encontrados na Seção 5.1, pode-se afirmar que os resultados experimentais de GMPPT, utilizando fontes emuladoras de módulos FV não são os mais fidedignos possíveis, devido às limitações que as fontes utilizadas apresentam durante transições de curvas para representar o sombreamento parcial. Porém os experimentos alcançados a seguir foram obtidos tentando fugir dessas limitações, de maneira tal que os resultados experimentais para a técnica de GMPCC e da técnica de MPCCGM mostraram correspondência aos resultados encontrados em simulação apresentados na Seção 4.2.

#### 5.3.1 Resultados experimentais comparativos da técnica de MPCCG

A Figura 99 mostra o conversor *buck-boost* que foi desenvolvido em laboratório. Este conversor serve para impor a tensão de entrada definida como referência pelo controlador e elevar a tensão de saída a um nível desejado. O conversor é desenvolvido para ter baixa ondulação de tensão de entrada e funciona no modo de condução contínua. A taxa de amostragem do controlador é a mesma que a frequência de chaveamento, isto é 20kHz. Os arranjos FV descritos nesta seção são simulados pela fonte TopCon Quadro TC.P da Regatron, que tem uma corrente nominal máxima de 12 A, uma tensão nominal máxima de 1000 V e uma potência nominal máxima de 10 kW conforme já especificado na Tabela 12. Nesta fonte, é possível introduzir várias curvas I-V para várias condições diferentes de irradiância e temperatura utilizando o software *SASControl* distribuído pelo fabricante. Com este software, é possível emular os vários tipos de módulos para quaisquer condições ambientais desejadas sem a necessidade de adquirir o módulo específico, pois este pode ser simulado simplesmente carregando as curvas I-V de qualquer módulo ou conjunto de módulos sob as condições operacionais de escolha. Assim, as curvas I-V extraídas da folha de dados do fabricante Kyocera KC200GT são inseridas para emular o módulo FV utilizando a fonte TopCon Quadro TC.P da Regatron. Na saída do conversor, é utilizada uma fonte c.c. da Chroma Solar Array (SAS), modelo 62050H-600S, que tem uma corrente nominal máxima de 8,5 A, uma tensão nominal máxima de 600 V e uma potência nominal máxima de 5 kW. Esta fonte foi utilizada para fornecer uma tensão constante, a fim de emular o barramento c.c. de um inversor ou de um sistema de armazenamento de energia

Tabela 31 – Parâmetros do arranjo FV utilizado.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Potência Máxima FV (STC)*	$P_{mp}$	2458,71 W
Potência Máxima FV (STC)**	$P_{mp}$	1229,36 W
Tensão de Circuito Aberto (STC)*	$V_{oc}$	397,20 V
Tensão de Circuito Aberto (STC)**	$V_{oc}$	198.60 V
Corrente de Curto Circuito (STC)	$I_{sc}$	8,19 A

\* Resultado Experimental 3

\*\* Resultado Experimental 4

Tabela 32 – Parâmetros do conversor confeccionado em laboratório.

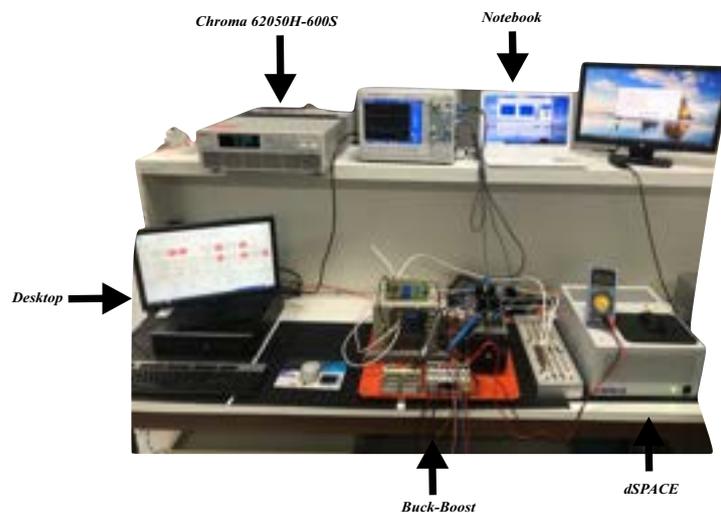
Parâmetros	Símbolo	Valor
Potência do conversor Buck-Boost	$P_{bb}$	4000 W
Tensão de Saída*	$V_o$	200V
Tensão de Saída**	$V_o$	100V
Capacitância de Saída	$C_o$	165 $\mu$ F
Resistência de Saída	$R_o$	36 $\Omega$
Indutância	$L$	6 mH
Capacitância de Entrada	$C_{pv}$	235 $\mu$ F
Frequência de Chaveamento	$f_s$	20 kHz
Frequência P&O	$f_{mppt}$	100 Hz

\* Resultado Experimental 3

\*\* Resultado Experimental 4

composto por baterias. A Figura 133 mostra o protótipo utilizado para obter os resultados experimentais, bem como a fonte Chroma SAS conectada ao conjunto. O modelo do arranjo FV, simulado pela fonte regatron, são apresentados na Tabela 31 e os parâmetros do conversor *buck-boost* são apresentados na Tabela 32 .

Figura 133 – Arranjo experimental para implementação das técnicas de GMPPT



Para implementar a técnica de MPCCG e o controle de tensão de entrada do conversor *buck-boost* é utilizado o dSPACE que irá receber as medições de tensão do barramento e a corrente total do arranjo FV. Para as técnicas propostas são necessários os valores de irradiância de cada módulo. Como são usadas as fontes emuladoras não tem como medir estas grandezas, portanto em cada um dos módulos, os valores de tensão e corrente são previamente conhecidos e carregados no dSPACE para a estimação de irradiância. O dSPACE também é responsável pela geração da referência de tensão de entrada para o conversor *buck-boost*, pelo cálculo do ciclo de trabalho da chave S e por gerar o sinal de Modulação da Largura de Pulso (PWM) para acionar a chave  $S_i$  do conversor, conforme mostrado na Figura 134. Esta Figura apresenta as duas configurações utilizadas nestes resultados, séries FV e arranjos FV.

Devido à taxa de variação de tensão da fonte Regatron ser limitada, não é possível variar a tensão de entrada do conversor tão rápido quanto se deseje. Portanto, a frequência de execução do MPPT pode ser baixa, já que a tensão de referência para o conversor deve ser atualizada lentamente. A fim de assegurar o correto funcionamento da técnica de MPCCG e das técnicas que serão comparadas, o intervalo de tempo entre cada execução do MPPT (no dSPACE) foi definido como sendo 10 ms. Assim, a tensão de referência para o conversor é atualizada a cada 10 ms, permitindo que a fonte Regatron responda corretamente. Além disso, os métodos baseados em modelo geralmente resolvem mais equações fazendo mais contas podendo ter sua parte matemática levada a um segundo plano no dSPACE tornando a aplicação viável, porém sob pena de ter que esperar, possivelmente, algumas centenas de ms ou até segundos para o  $V_{ref}$  se tornar disponível.

Cada um dos testes apresenta um conjunto de irradiâncias que está apresentado na Tabela 33. O primeiro resultado experimental (teste 1) visa provar que a técnica proposta é capaz de encontrar o GMPP e definir a tensão correspondente como referência para o controlador. As curvas FV geradas pelos padrões de irradiância utilizados neste resultado experimental são mostradas na Figura 135, onde uma série FV, composta por seis subconjuntos de dois módulos FV cada, está originalmente situada no GMPP da curva 1.

Não é possível medir as tensões e correntes de cada módulo fotovoltaico utilizando a configuração apresentada na Figura 133, uma vez que a série FV é simulada pela fonte Regatron utilizando o software SASControl. Contudo, as tensões e correntes individuais para qualquer dado padrão de irradiância e temperatura são previamente conhecidas a

Figura 134 – Configuração da montagem experimental para as técnicas de GMPPT para séries FV e arranjos FV.

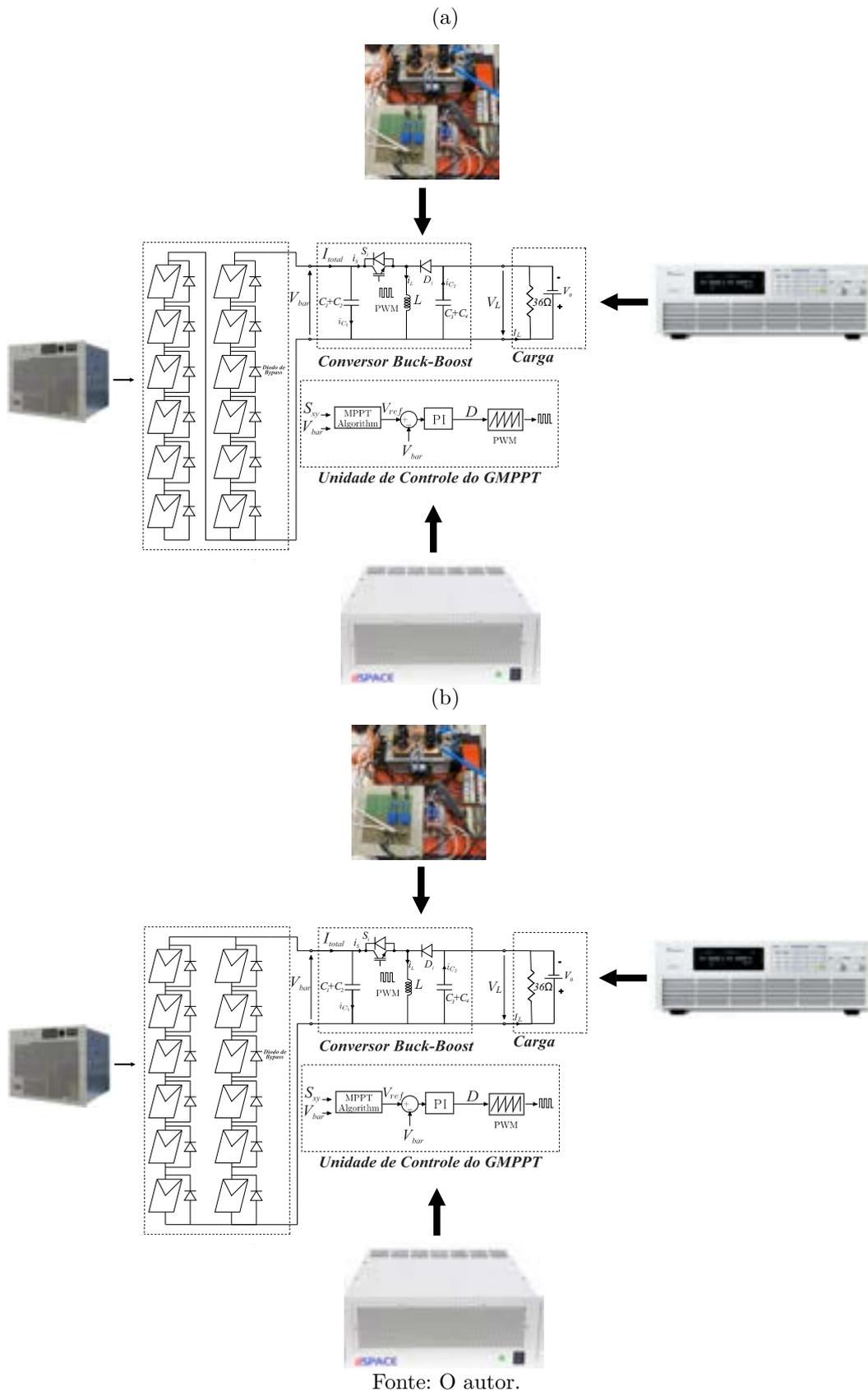


Tabela 33 – Valores dos Padrões de Sombreamento.

Curva 1	$G1(\frac{W}{m^2})$	$G2(\frac{W}{m^2})$	$G3(\frac{W}{m^2})$	$G4(\frac{W}{m^2})$	$G5(\frac{W}{m^2})$	$G6(\frac{W}{m^2})$
Caso teste 1	1000	950	100	400	300	200
Caso teste 2	700	900	500	400	350	800
Caso teste 3.1	700	900	500	400	350	800
Caso teste 3.2	960	700	200	150	100	300
Caso teste 4.1	1000	950	100	400	300	200
Caso teste 4.2	1000	800	600	400	200	100
Curva 2	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Caso teste 1	200	500	600	800	1000	900
Caso teste 2	850	150	300	100	200	600
Caso teste 3.1	850	150	300	100	200	600
Caso teste 3.2	800	600	500	900	400	550
Caso teste 4.1	810	600	500	900	400	550
Caso teste 4.2	1000	200	100	150	125	300
Curva 3	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Caso teste 1	300	500	100	750	150	200
Caso teste 2	100	500	800	900	1000	200
Caso teste 3.1	100	500	800	900	1000	200
Caso teste 3.2	1000	800	600	400	200	100
Caso teste 4.1	950	150	175	225	125	100
Caso teste 4.2	650	100	850	350	500	900

partir de simulações computacionais utilizadas para construir as curvas P-V e I-V e são introduzidas na estimativa da irradiância de cada módulo emulado pela fonte. As curvas apresentadas foram escolhidas devido à distribuição de seus GMPP no plano P-V, através de baixas, médias e altas tensões.

Para assegurar uma comparação justa entre resultados simulados e os resultados obtidos experimentalmente, o número de ciclos de MPPT é mantido o mesmo para ambos. Dessa forma, é possível verificar se existe alguma correspondência entre estes resultados, mesmo sabendo que a fonte utilizada possui limitações consideráveis na representação dos módulos em situações que representam transições de curvas.

Os resultados experimentais do primeiro teste são mostrados na Figura 136. Neste teste foram obtidos resultados para três pontos de  $V_{mpp}$  distintos utilizando a técnica de MPCCG. Observa-se que em cada intervalo de tempo o algoritmo define a referência de tensão muito próxima do GMPP real, conforme está mostrado na Figura 136 pelos valores aproximados de tensão de referência.

O segundo resultado experimental (teste 2) é provar que a técnica de MPCCG também pode encontrar o GMPP em situações de mudança de temperatura. Todos os módulos são sujeitos à mesma temperatura e para uma dada transição de curva, são

Figura 135 – Curvas PV utilizadas no teste 1 para 25°C: Curva 1:  $V_{GMPP} = 347V$ , Curva 2:  $V_{GMPP} = 107V$ ,  $V_{GMPP} = 162V$

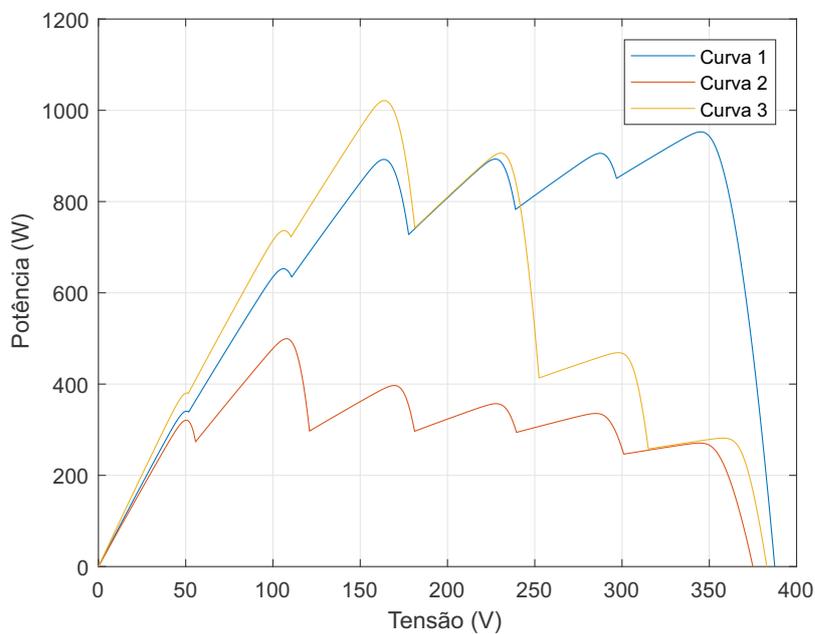


Figura 136 – Formas de onda experimentais representando a corrente, tensão e potência da série FV utilizada no teste 1.

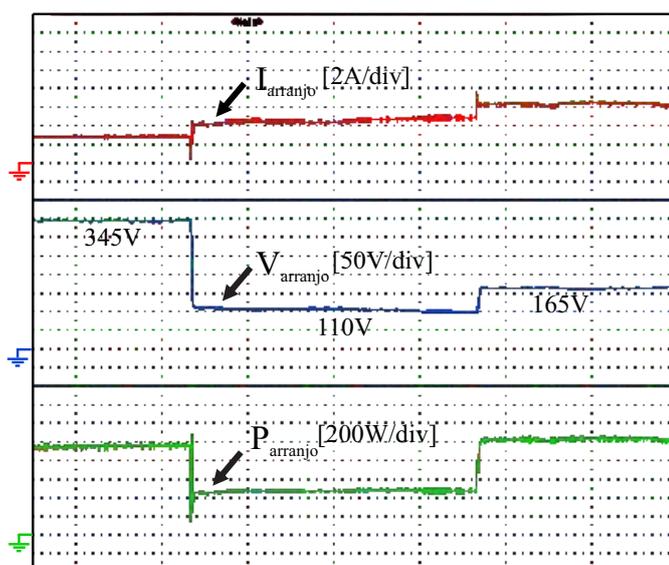
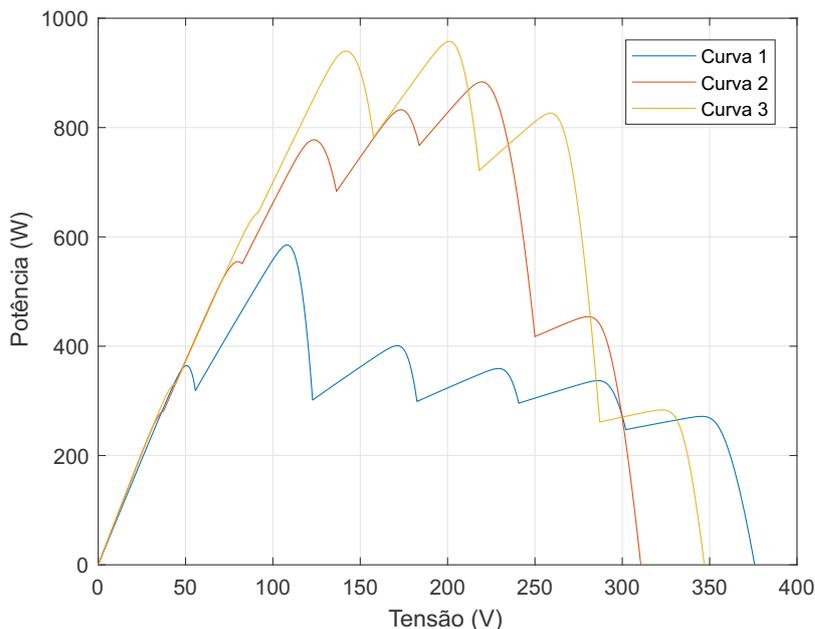
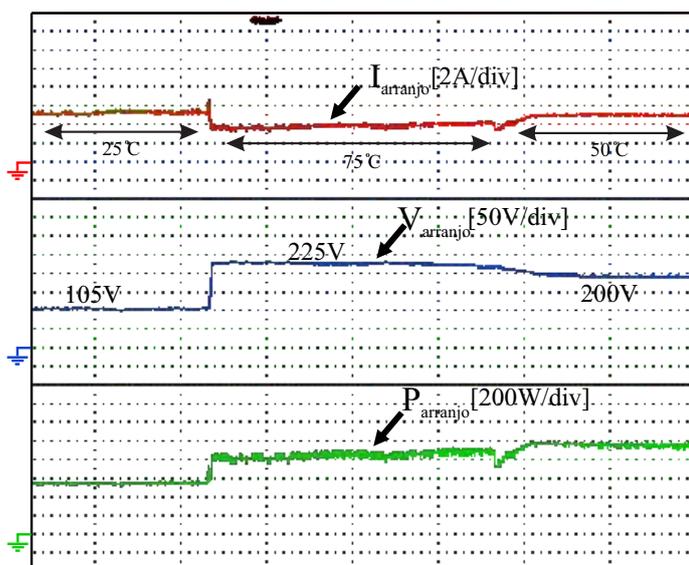


Figura 137 – Curvas PV utilizadas no teste 2: Curva 1:  $V_{GMPP} = 107V$   $25^{\circ}C$ , Curva 2:  $V_{GMPP} = 220V$   $75^{\circ}C$ ,  $V_{GMPP} = 200V$   $50^{\circ}C$ .



modificadas as irradiâncias de todos os módulos e a temperatura para toda a série. As curvas P-V utilizadas são mostradas na Figura 137. Os resultados experimentais para este caso são apresentados na Figura 138.

Figura 138 – Formas de onda experimentais da série FV utilizada no teste 2.



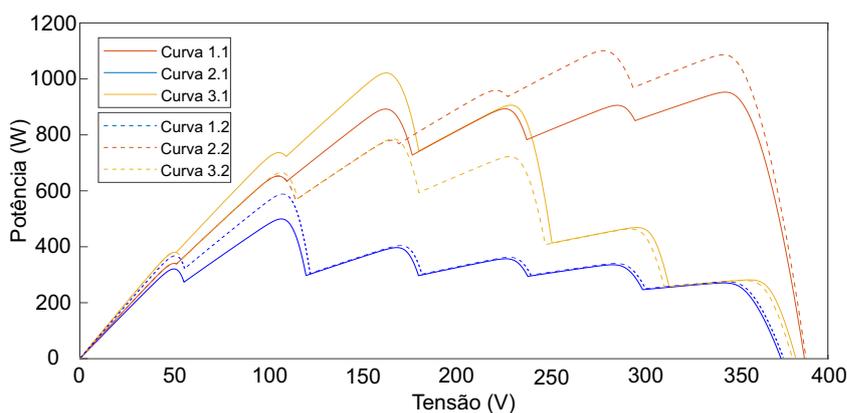
No terceiro resultado experimental (teste 3), as técnicas MPCCG e MPCCG +  $P\&O$  são avaliadas por comparação com as técnicas propostas em (HASHEMZADEH, 2019), que é um algoritmo baseado em modelo e utiliza o modelo de diodo único; e (XU *et al.*,

2021), um algoritmo heurístico. Esta comparação é feita em uma única série FV composta de seis subconjuntos de dois módulos FV cada. São formados dois grupos (linhas sólidas e linhas tracejadas) de três curvas P-V para representação do sombreamento parcial utilizado.

As curvas P-V para ambos os grupos de curvas são mostradas na Figura 139. Nesta Figura, as curvas em linha sólida representam o primeiro conjunto de curvas e as curvas em linha tracejada representam o segundo conjunto de curvas feitas no terceiro resultado experimental. Os resultados alcançados para este experimento são apresentados na Figura 140, respectivamente.

A resposta oscilatória após a mudança brusca de irradiâncias deve-se ao fato do elevado sobressinal e da rápida resposta oscilatória da variável controlada (tensão do barramento) em relação ao valor de referência.

Figura 139 – Curvas PV utilizadas no teste 3.



O quarto resultado experimental (teste 4) é uma comparação entre a técnica de MPCCG, (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021) sobre um conjunto composto por duas séries FV de três subconjuntos, contendo dois módulos FV cada. Os conjuntos de curvas são formados por dois grupos (linhas sólidas e linhas tracejadas) de três curvas P-V. Para este resultado experimental, a corrente de saída de cada série FV foi reduzida à metade devido ao limite superior de corrente da Regatron. Como esta é uma limitação exclusiva do equipamento, os valores de corrente nas simulações não foram alterados. Tal como no caso do teste 3, as curvas P-V usadas e as transições entre elas são mostradas na Figura 141, onde as três curvas em linhas sólidas representam o primeiro conjunto e as três curvas em linhas tracejadas representam o segundo conjunto para o resultado experimental do teste 4. Estes resultados experimentais podem ser vistos na Figura 142.

A fim de complementar a comparação qualitativa entre as técnicas, mostradas nas Figuras 140 e 142, as comparações quantitativas entre os algoritmos são mostrados na

Figura 140 – Resultados do terceiro teste experimental (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCG + P&O, (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021).

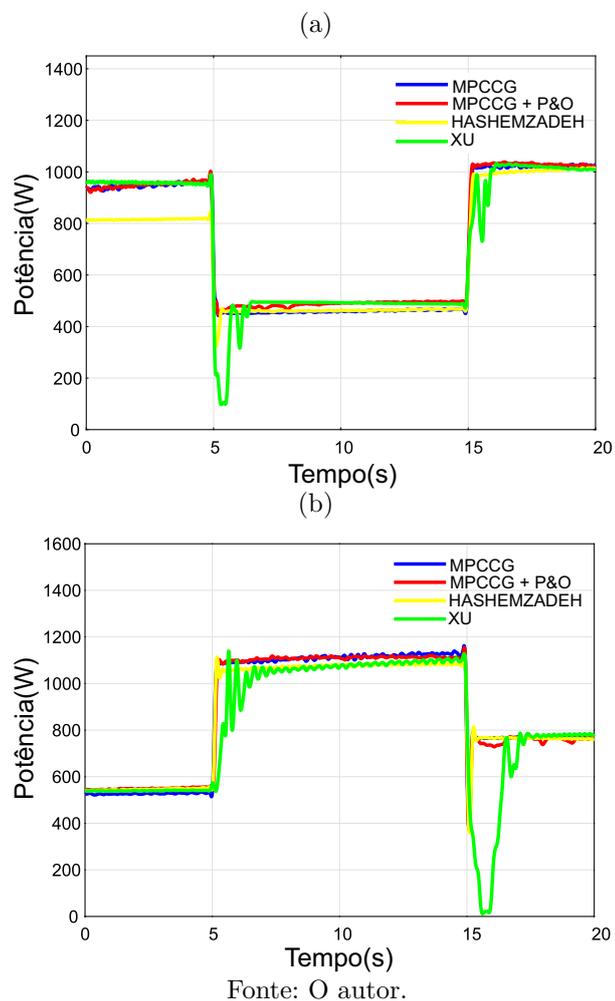


Figura 141 – Curvas PV utilizadas no teste 4.

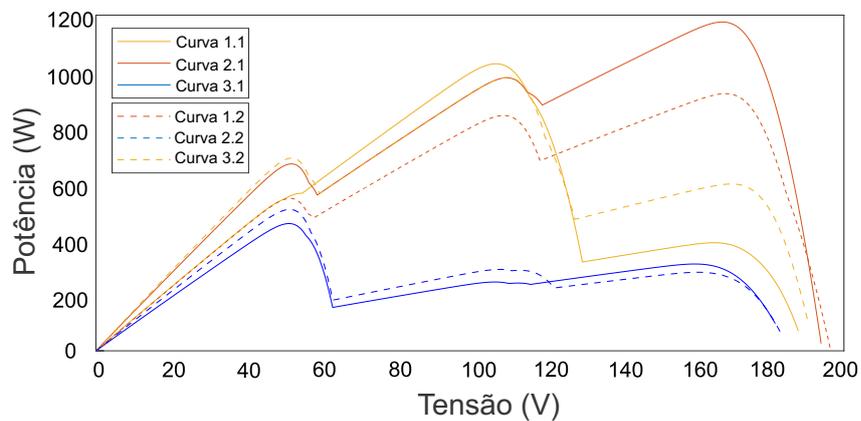


Figura 142 – Resultados do quarto teste experimental (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCG + P&O, (HASHEMZADEH, 2019) e (XU *et al.*, 2021).

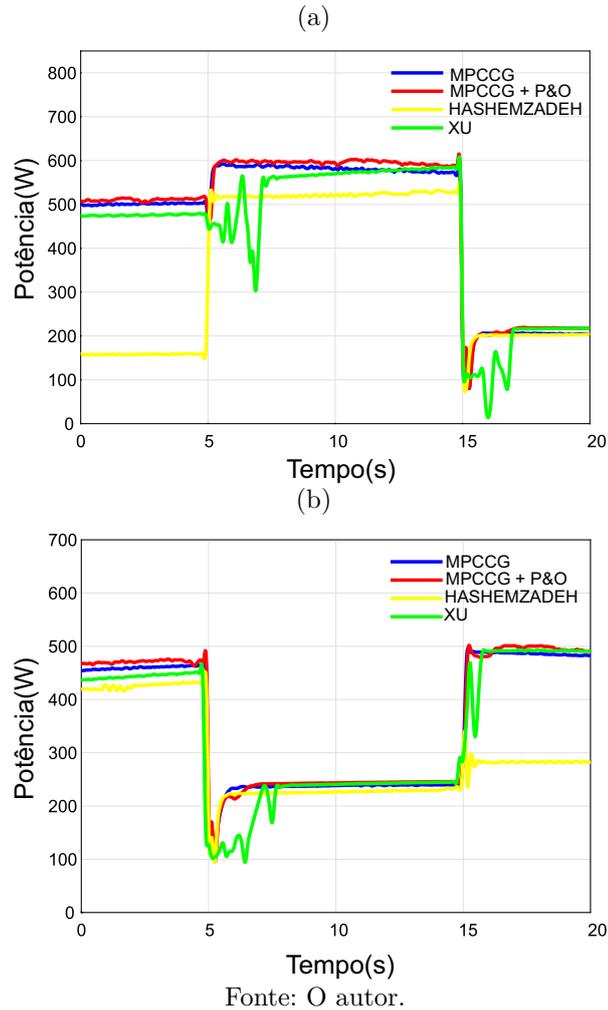


Tabela 34 para os resultados experimentais obtidos em laboratório. As figuras de mérito que foram utilizadas para comparação, como a energia extraída, eficiência, o tempo de seguimento do GMPP e o sucesso de seguimento do GMPP foram obtidas utilizando os mesmos critérios técnicos utilizados na Subseção 4.2.2.

A complexidade de cada técnica é avaliada do nível mais complexo ao nível mais baixo. Os algoritmos heurísticos, tais como (XU *et al.*, 2021), são mais simples de serem implementados, porém têm um tempo de seguimento de GMPP maior e por vezes algumas respostas oscilatórias. A técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019), embora baseada em modelo, é simples e precisa quando se trata de uma única série FV. A complexidade do algoritmo é consideravelmente aumentada quando múltiplas séries são levadas em consideração, formando um arranjo. A técnica de MPCCG apresenta alta complexidade

Tabela 34 – Teste 3 e 4: Resultados experimentais quantitativos.

		MPCCG	MPCCG+P&O	(HASHEMZADEH, 2019)	(XU <i>et al.</i> , 2021)
Energia (J)	Teste 3.1.	14422	14681	13661	14411
	Teste 3.2.	17491	17504	17204	16226
	Teste 4.1.	9286	9505	6983	8700
	Teste 4.2.	7040	7167	5766	6744
	Energia total	14865	17876	9580	7270
Eficiência (%)	Exp. 3.1.	97.02	98.76	91.90	96.95
	Teste 3.2.	97.84	97.92	96.24	90.76
	Teste 4.1.	96.93	99.21	72.89	90.81
	Teste 4.2.	96.84	98.58	79.31	92.76
	Média	97.16	98.62	85.09	92.82
Tempo de Seguimento (ms)	Exp. 3.1.	270	260	430	2240
	Teste 3.2.	290	340	420	3330
	Teste 4.1.	560	660	500	3250
	Teste 4.2.	750	960	670	2780
	Média	463	555	505	2900
Taxa de Sucesso (%)		100	100	75	100
Complexidade		Alta	Alta	Média*	Baixa

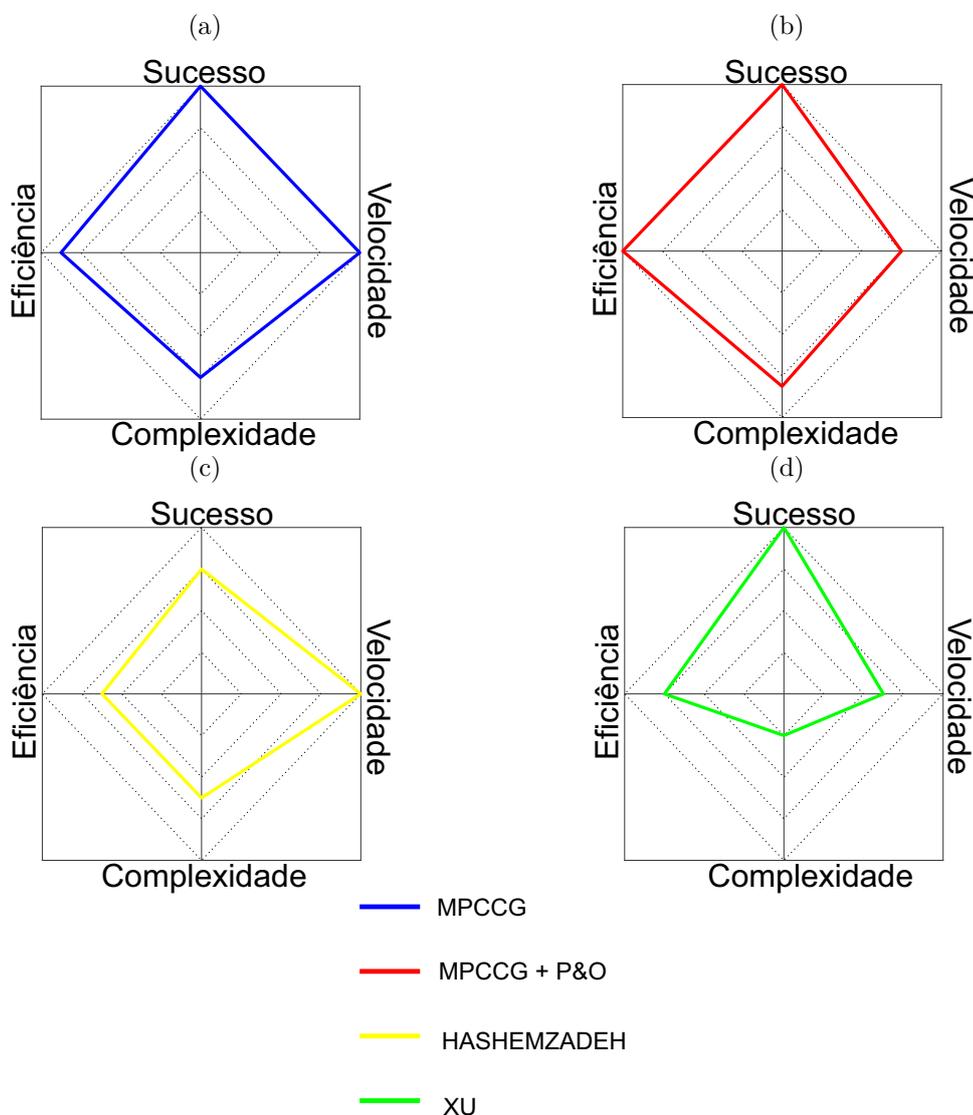
\*Quando utilizado para arranjos FV, a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019) fica muito mais complexa.

devido à necessidade de resolver um sistema de equações não lineares, mas alcança a maior eficiência tanto para séries FV como para arranjos FV.

As considerações gerais de cada técnica de acordo com os critérios de avaliação selecionados são ilustradas na Figura 143. Esta Figura mostra os principais critérios de avaliação vistos nesta tese. Estes critérios são normalizados de 1 (mínimo) a 4 (máximo), descrevendo os pontos fracos e fortes de cada um dos algoritmos. Observa-se que o método de MPCCG é superior na maioria dos critérios de avaliação adotados também quando comparados os resultados experimentais.

Assim, pode-se afirmar que os resultados experimentais estão consistentes com os resultados de simulação, demonstrando que a técnica de MPCCG proposta foi superior às demais técnicas comparadas nesta seção com destaque por possuir elevada velocidade de rastreamento e maior eficiência em todas as situações climáticas de irradiância testadas. Fica claro que os dados obtidos a partir das figuras de mérito geradas não são realistas para nenhuma das técnicas, devido à limitação da fonte utilizada em não representar módulos FV da forma mais realista possível. Porém, pode-se afirmar que ainda com limitações, que não podem ser desprezadas, a técnica de MPCCG teve um excelente desempenho quando comparada experimentalmente a outras técnicas recentes da literatura.

Figura 143 – Avaliação por meio de representação gráfica das técnicas comparadas em cada um dos critérios selecionados. (a) MPCCG, (b) MPCCG + P&O, (c) (HASHEMZADEH, 2019), (d) (XU *et al.*, 2021).



Fonte: O autor.

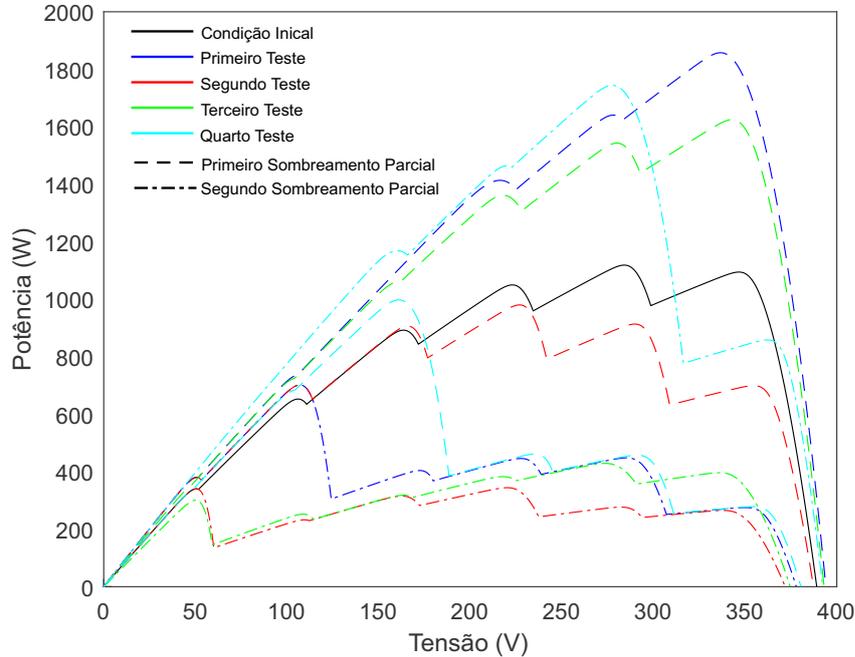
### 5.3.2 Resultados experimentais da técnica de MPCCGM

Utilizando a mesma configuração de bancada comentada na Seção 5.3.1, foram obtidos resultados experimentais do algoritmo de MPCCGM proposto nesta tese. Neste caso o sistema fotovoltaico é, também, composto por uma série fotovoltaica formada por 12 módulos, possuindo seis irradiâncias distintas distribuídas nestes módulos.

Estas irradiâncias formam as curvas P-V mostradas na Figura 144. As curvas em linhas tracejadas formam o primeiro padrão de transição e as curvas que possuem linhas

pontilhadas e tracejadas apresentam o segundo padrão. Todas as curvas mostradas a seguir iniciam pela curva PV em preto que é a condição inicial.

Figura 144 – Curvas P-V para os resultados experimentais comparativos da técnica de MPCCGM.



O primeiro resultado é apresentado na Figura 145 mostrando corrente, tensão e potência no tempo da técnica de MPCCGM. Este resultado é entre as curvas 1-4-5 (curva em vermelho da Figura 144). Também é apresentado a Figura 146, mostrando as curvas 1-6-7 (curva em verde da Figura 144), também retirada diretamente do osciloscópio. Observa-se que para ambos os casos, o algoritmo foi capaz de convergir para o ponto correto de GMPP com elevada taxa de seguimento.

Mais uma vez para ambos os resultados a resposta oscilatória após a mudança brusca de irradiâncias deve-se ao fato do elevado sobressinal e da rápida resposta oscilatória da variável controlada (tensão do barramento) em relação ao valor de referência. E também pelo fato das fontes não responderem adequadamente a transições de curvas.

A fim de avaliar a técnica de MPCCGM, em comparação com as demais apresentadas nesta tese foram mostradas as Figuras 147 (transição entre as curvas 1-4-5) e 148 (transição entre as curvas 1-6-7) que comparam a potência de GMPP de cada uma delas. Percebe-se que o algoritmo de MPCCGM é bastante competitivo com todas as técnicas apresentadas. Embora tenha obtido menor energia extraída em relação a técnica de MPCCG, conforme mostrado na Tabela 35, sua implementação é mais simples o que torna o algoritmo mais atrativo para implementação prática. A técnica proposta em (MOBARAK; BAUMAN, 2022)

Figura 145 – Formas de onda experimentais da série FV utilizada no teste 1-4-5.

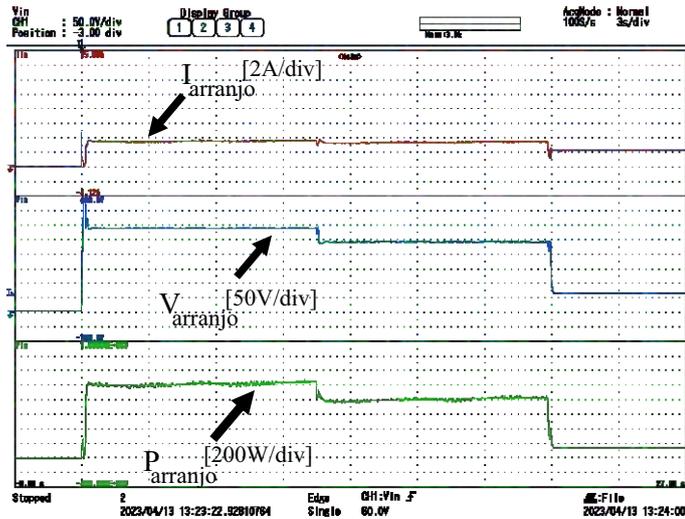
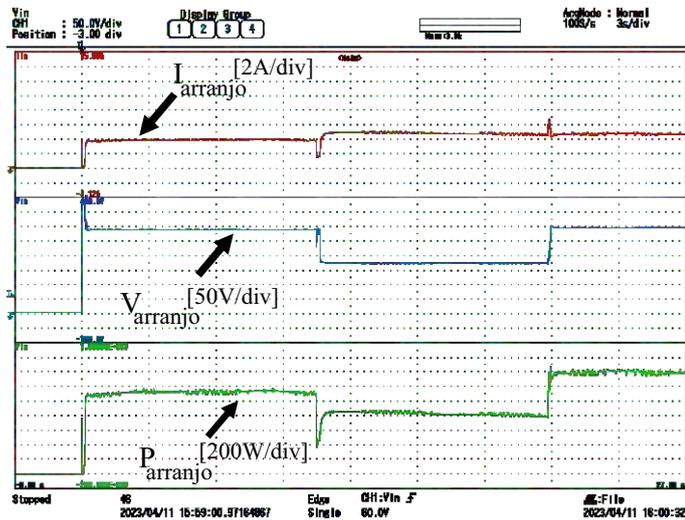


Figura 146 – Formas de onda experimentais da série FV utilizada no teste 1-6-7.



levou a bons resultados, porém para o resultado apresentado na Figura 147 este algoritmo erra uma das tensões de GMPP, conforme mostrado na Figura 149 (Transição da curva 4 para a curva 5). Este fato acaba não contribuindo muito para a potência final, pois os picos entre a potência local e a potência global estão próximos. Isto também ocorre em algumas outras situações testadas durante o estudo deste trabalho de tese, o que mostra uma fragilidade grande deste método, quando existe uma situação de potências próximas. Neste caso o algoritmo transforma em um único pico, facilitando a implementação do método.

Além da energia extraída em cada um dos métodos a Tabela 35, apresenta os outros índices de desempenho quantitativos referentes aos resultados mostrados nas Figuras 147 e 148. Observa-se que a técnica de MPCCGM pode ser bastante competitiva com os

Figura 147 – Resultados do teste experimental 1-4-5 (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCGM, (HASHEMZADEH, 2019), (XU *et al.*, 2021) e (MOBARAK; BAUMAN, 2022).

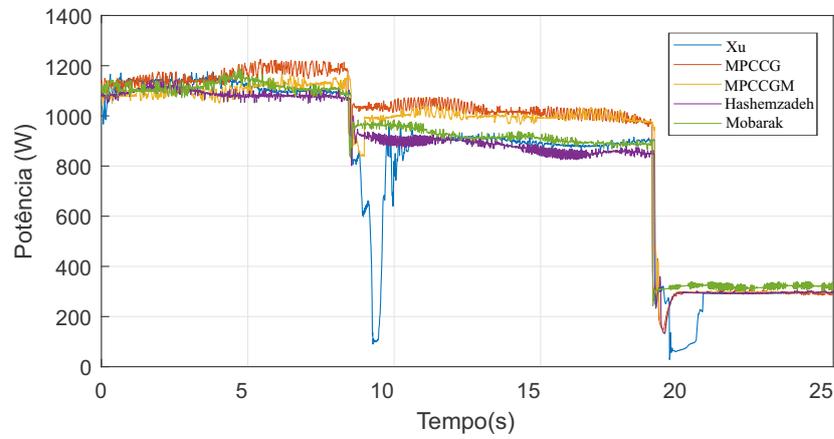


Figura 148 – Resultados do teste experimental 1-6-7 (potência FV): comparação entre MPCCG, MPCCGM, (HASHEMZADEH, 2019), (XU *et al.*, 2021) e (MOBARAK; BAUMAN, 2022).

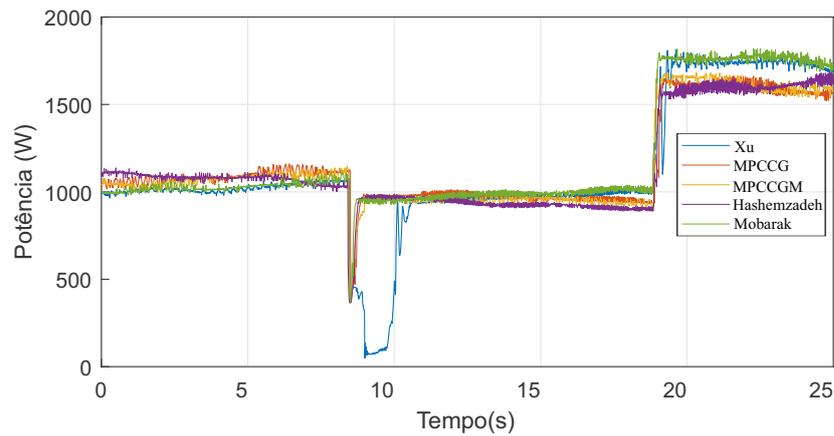


Figura 149 – Tensão de GMPP do teste 1-4-5. Erro de tensão de (MOBARAK; BAUMAN, 2022) para a segunda transição.

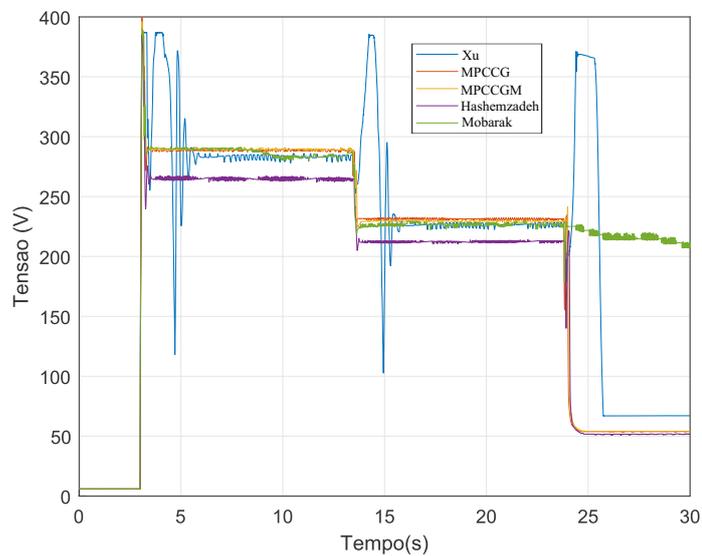


Tabela 35 – Teste 1-4-5 e 1-6-7: Resultados experimentais quantitativos.

		MPCCGM	MPCCG	(HASHEMZADEH, 2019)	(XU <i>et al.</i> , 2021)	(MOBARAK; BAUMAN, 2022)
Energia (J)	Exp 1-4-5.	23463,44	24215,01	22429,83	21116,04	23311,87
	Exp 1-6-7.	29402,96	29823,12	28704,54	25588,15	30785,94
Eficiência (%)	Exp 1-4-5.	96,40	99,49	92,15	88,75	95,78
	Exp 1-6-7.	92,94	94,27	90,74	85,88	97,32
Tempo de Seguimento (s)	Exp 1-4-5.	1,83	1,50	1,75	4,91	0,80
	Exp 1-6-7.	1,43	1,69	1,65	4,01	1,67
Complexidade		Média	Alta	Baixa	Baixa	Média

mais modernos algoritmos propostos na literatura recente. Dessa forma, fica claro que o algoritmo de MPCCGM pôde ser implementado em uma bancada experimental e devido ao seu esforço computacional ser reduzido, em relação à técnica de MPCCG, pode-se implementá-lo em um hardware de baixo custo, tendo assim aplicação prática em séries FV juntamente com o estimador proposto.

#### 5.4 CONCLUSÕES

Os resultados de avaliação das fontes emuladoras de painéis FV as fontes mostraram que é possível obter desempenhos satisfatórios para seguimento de GMPP na condição em regime permanente, contudo ainda sem representar fielmente os módulos FV. A condição mais crítica de representação destas fontes se dá quando ocorre uma mudança de curva, que pode ser originada por meio de um sombreamento. A mudança de curva faz as fontes não seguirem fielmente o caminho que a curva percorre e como consequência não representam bem os módulos FV. Estes resultados poucos satisfatórios, de ambas as fontes, faz com que os resultados experimentais, com transições de curvas para comparar GMPPT, tenham baixa confiabilidade. Em termos de dinâmica a fonte da Regatron obteve melhores resultados do que a fonte Chroma, porém os erros apresentados para representação de módulos FV para transições de curvas, ainda assim, não são desprezíveis.

O desempenho do estimador foi bastante convincente, provando que é possível estimar, também de forma experimental, a irradiância de cada um dos módulos utilizando uma interpolação trilinear. Com a ESP8266 é possível enviar os dados de irradiância de cada um dos módulos a uma central, onde estará sendo executado o algoritmo de uma das técnicas propostas. Além disso, as informações utilizadas pelos sensores de tensão e corrente na estimação de irradiância podem ser utilizadas para identificar o tipo e a localização de

qualquer falta (MOBALLEGH; JIANG, 2014). Neste caso o estimador identificaria apenas o módulo em defeito e não exatamente qual o tipo de falha. Para isto, seria necessário um algoritmo com esta finalidade, podendo ser implementado no mesmo *hardware* em que é confeccionado o estimador.

Por fim, como forma de provar a implementação experimental das técnicas propostas, foram obtidos resultados experimentais qualitativos e quantitativos do algoritmo de MPCCG comparado a outras técnicas recentes apresentadas no Capítulo 2. Também foram obtidos resultados experimentais do algoritmo de MPCCGM para várias condições de sombreamento apresentadas na Figura 93. Mesmo com as limitações das fontes utilizadas, os resultados experimentais apresentados foram consistentes com os resultados em simulação apresentados na Subseção 4.2.2.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho de tese se propõe a trazer diversas melhorias na área de sistemas fotovoltaicos, buscando superar algumas limitações encontradas na literatura referente a este tema. A análise da revisão bibliográfica demonstrou que o estudo de GMPPT ainda continua relevante. Conforme mostrado no Capítulo 1, diversos trabalhos foram publicados nos últimos anos, o que confirma a relevância desse tema estudado.

As técnicas baseadas em modelo, mais recentemente publicadas, têm limitações a respeito da busca do GMPP. Conforme verificado neste trabalho. Em certos casos são obtidos valores inadequados para diversas curvas de GMPP, principalmente quando ocorre transição de curvas para representação do sombreamento parcial. Portanto, foram propostos nesta tese dois algoritmos baseados em modelo com destaque para a técnica de MPCCGM que obteve excelente performance para todos os índices de desempenho discutidos e com menor complexidade, em relação à maioria das outras técnicas baseadas em modelo. Possuindo assim, baixo custo com o hardware utilizado para implementação, pode ser executado em um simples computador que passará a tensão de referência para o conversor c.c.-c.c. Este computador pode ficar centralizado recebendo as informações de irradiância via *Wi-Fi* dos estimadores.

Ambas as técnicas também tiveram insignificante perda de energia durante o seguimento de GMPP, devido à capacidade destes algoritmos de conseguirem encontrar o ponto máximo em um único ciclo de MPP. Adicionalmente, foram obtidos diversos resultados comparativos dos algoritmos propostos com as outras técnicas da literatura, recentemente publicadas, que tiveram suas estruturas de implementação discutidas na parte de revisão bibliográfica. Em comparação com os algoritmos contemporâneos os algoritmos propostos têm as seguintes vantagens:

- Devido à sua natureza analítica, a velocidade de convergência é significativamente maior do que a maioria dos outros algoritmos de GMPPT existentes, estabelecendo um novo padrão de velocidade de GMPPT.
- Os algoritmos propostos realizam todas as operações em um único ciclo de MPPT, ou seja, não são necessários passos extras. Portanto, tais técnicas são muito mais eficientes do que outras técnicas que levam dezenas de etapas para buscar o GMPP.

- Garantia de encontrar o GMPP com alta eficiência. A eficiência do seguimento de GMPP foi maior do que os algoritmos em comparação.

Muitos destes algoritmos dependem da irradiância estimada. Esta grandeza muitas vezes é estimada diretamente utilizando piranômetros ou estimadores de irradiância complexos, que necessitam varrer toda a curva o que torna impraticável sua aplicação. Assim, esta tese também propõe um estimador de irradiância de baixo custo. Este estimador consegue obter as irradiâncias de cada um dos módulos de uma usina FV, por meio da medição de corrente, tensão e temperatura utilizando um hardware de baixo custo. As informações de irradiância podem ser transmitidas a uma central, responsável por executar o algoritmo de GMPPT, via *Wi-Fi* por meio de uma ESP8266. Dessa forma, evita-se a utilização de cabos para transmitição de dados, tornando o sistema mais simples de ser implementado e facilitando possíveis manutenções que podem ser feitas. Como todas as irradiâncias são medidas instantaneamente, é possível utilizar este estimador, juntamente com os algoritmos de GMPPT propostos, para monitorar uma usina FV. Caso ocorra algum defeito é possível identificar o módulo defeituoso a partir da irradiância (verificando qual dos módulos tem menor irradiância). Dessa forma, é possível localizar onde está o defeito em um sistema FV. O diagnóstico para saber qual defeito, de fato, ocorreu na usina FV não é possível medindo apenas irradiância e deve ficar como trabalho futuro.

Por fim, foram obtidos resultados experimentais dos algoritmos propostos, como forma de provar a eficácia dos métodos e sua implementação prática utilizando o conversor c.c.-c.c. desenvolvido em laboratório e o *dSPACE*. Também foi feito um estudo comparativo das fontes emuladoras de módulos FV utilizadas em laboratório. Os resultados de ambas as fontes mostraram que é possível obter desempenhos satisfatórios para seguimento de GMPP na condição em regime permanente, contudo ainda sem representar fielmente os módulos FV. A condição mais crítica de representação destas fontes se dá quando ocorre uma mudança de curva, que pode ser originada por meio de um sombreamento. A mudança de curva faz as fontes não seguirem fielmente o caminho que a curva percorre e como consequência não representam bem os módulos FV. Em termos de dinâmica a fonte Regatron obteve melhor performance em relação a Chroma, ainda assim sem erros desprezíveis.

## 6.1 TRABALHOS FUTUROS

Baseado no que foi apresentado neste trabalho de tese, listam-se a seguir os principais trabalhos futuros que podem ser originados:

- Implementar algortimo de MPPT/GMPPT por meio de uma busca por tabela;
- Avaliar mais detalhadamente a implementação do algoritmo de MPCCGM de modo a reduzir ainda mais seu esforço computacional;
- Reduzir o esforço computacional da técnica de MPCCG;
- Otimizar a técnica proposta em (HASHEMZADEH, 2019);
- Monitoramento de módulos FV implementando algoritmos na própria ESP, ou seja, utilizar o estimador para detectar tipos de falha em um sistema FV.

## 6.2 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA REALIZADA

A partir da pesquisa que culminou nesta tese, foram publicados os seguintes artigos:

a) *Global Hybrid Maximum Power Point Tracking for PV Modules Based on a Double-Diode Model* (BARBOSA *et al.*, 2021b):

- Periódico: IEEE Access;
- Ano: 2021;
- DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3131096.

b) *Combining PPO and incremental conductance for MPPT under dynamic shading and temperature* (CHEVTCHENKO *et al.*, 2022)

- Periódico: Applied Soft Computing;
- Ano: 2022;
- DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2022.109748>.

O próximo artigo apresentado, também relacionado a MPPT, foi publicado durante o período de realização deste trabalho e está relacionado a pesquisa feita neste doutorado.

c) *Hybrid Maximum Power Point Tracking Technique for PV Modules Based on a Double-Diode Model* (CAVALCANTI *et al.*, 2021)

- Periódico: IEEE Transactions on Industrial Electronics;

- Ano: 2021;
- DOI: 10.1109/TIE.2020.3009592.

Alguns outros artigos listados a seguir foram publicados durante a pesquisa e também fazem parte dos trabalhos realizados durante todo o processo de doutorado.

d) *Parameters Estimation of Photovoltaic Modules Using Optimization Methods Based on Metaheuristics*. (PIMENTEL *et al.*, 2021)

- Congreso: COBEP ;
- Ano: 2021;
- DOI: 10.1109/COBEP53665.2021.9684100.

e) *High-Gain High-Efficiency DC–DC Converter with Single-Core Parallel Operation Switched Inductors and Rectifier Voltage Multiplier Cell* (BARBOSA *et al.*, 2021a)

- Periódico: Energies;
- Ano: 2021;
- DOI: <https://doi.org/10.3390/en14154634>

f) *An Overview of Voltage Boosting Techniques and Step-Up DC-DC Converters Topologies for PV Applications*. (CARVALHO *et al.*, 2021)

- Periódico: Energies;
- Ano: 2021;
- DOI: <https://doi.org/10.3390/en14248230>.

g) *An Aeropendulum-Based Didactic Platform for the Learning of Control Engineering*.

- Periódico: Journal of Control, Automation and Electrical Systems;
- Ano: 2022;
- DOI: <https://doi.org/10.1007/s40313-022-00981-4>.

## REFERÊNCIAS

- AHMED, J.; SALAM, Z. An improved method to predict the position of maximum power point during partial shading for pv arrays. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 11, n. 6, p. 1378–1387, 2015.
- AHMED, J.; SALAM, Z. An enhanced adaptive p o mppt for fast and efficient tracking under varying environmental conditions. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 3, p. 1487–1496, 2018.
- AHMED, J.; SALAM, Z. An enhanced adaptive p&o mppt for fast and efficient tracking under varying environmental conditions. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 3, p. 1487–1496, 2018.
- AQUIB, M.; JAIN, S. A global maximum power point tracking technique based on current source region detection of i-v curve. p. 1–5, 2018.
- 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, 2014.
- BAŞOĞLU, M. E. An improved 0.8 voc model based gmppt technique for module level photovoltaic power optimizers. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 55, n. 2, p. 1913–1921, 2019.
- BARBOSA, E. A. O. *et al.* High-gain high-efficiency dc–dc converter with single-core parallel operation switched inductors and rectifier voltage multiplier cell. **Energies**, v. 14, n. 15, 2021.
- BARBOSA, E. J. *et al.* Global hybrid maximum power point tracking for pv modules based on a double-diode model. **IEEE Access**, v. 9, p. 158440–158455, 2021.
- BATZELIS ANAGNOSTOU, C.; PAL. Computation of the lambert w function in photovoltaic modeling. **ELECTRIMACS 2019**, v. 615, 2020.
- BELHACHAT, F.; LARBES, C. A review of global maximum power point tracking techniques of photovoltaic system under partial shading conditions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 92, p. 513 – 553, 2018.
- BELHACHAT, F.; LARBES, C. Comprehensive review on global maximum power point tracking techniques for pv systems subjected to partial shading conditions. **Solar Energy**, v. 183, p. 476 – 500, 2019.
- BERRERA, M. *et al.* Experimental test of seven widely-adopted mppt algorithms. **2009 IEEE Bucharest PowerTech**, p. 1–8, 2009.
- BIDRAM, A.; DAVOUDI, A.; BALOG, R. S. Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 2, n. 4, p. 532–546, 2012.
- BOZTEPE, M. *et al.* Global mppt scheme for photovoltaic string inverters based on restricted voltage window search algorithm. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 7, p. 3302–3312, 2014.

- BRADASCHIA, F. *et al.* Parameter identification for pv modules based on an environment-dependent double-diode model. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 9, n. 5, p. 1388–1397, 2019.
- BUSO, S.; P.MATTAVELLI. [S.l.: s.n.], 2015.
- CARRASCO, M.; MANCILLA-DAVID, F.; ORTEGA, R. An estimator of solar irradiance in photovoltaic arrays with guaranteed stability properties. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 7, p. 3359–3366, 2014.
- CARVALHO, I. F.; CORREA, M. B. R. Techniques of solar irradiance estimation from datasheet information of photovoltaic panels. In: **2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- CARVALHO, M. R. S. de *et al.* An overview of voltage boosting techniques and step-up dc-dc converters topologies for pv applications. **Energies**, v. 14, n. 24, 2021.
- CAVALCANTI, M. C. *et al.* Hybrid maximum power point tracking technique for pv modules based on a double-diode model. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, p. 1–1, 2021.
- 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, 2014.
- CHEVTCHENKO, S. F. *et al.* Combining ppo and incremental conductance for mppt under dynamic shading and temperature. **Applied Soft Computing**, v. 131, p. 109748, 2022. ISSN 1568-4946.
- COELHO, R. F.; CONGER, F.; MARTINS, D. C. A study of the basic dc-dc converters applied in maximum power point tracking. **2009 Brazilian Power Electronics Conference**, p. 673–678, 2009.
- CRISTALDI, L. *et al.* An improved model-based maximum power point tracker for photovoltaic panels. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 63, n. 1, p. 63–71, 2014.
- 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.
- da Luz, C. M. A.; VICENTE, E. M.; TOFOLI, F. L. Experimental evaluation of global maximum power point techniques under partial shading conditions. **Solar Energy**, v. 196, p. 49 – 73, 2020.
- DALIENTO, S. *et al.* An approach to the measurement of shunt resistance of individual subcells in thin-film tandem devices. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 2, p. 194–200.
- DARABAN, S. *et al.* A novel global mppt algorithm for distributed mppt systems. In: **2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–10.

DÍAZ-DORADO, E. *et al.* Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes. In: **SPEEDAM 2010**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 134–139.

DIAB-MARZOUK, A.; TRESCASES, O. Sic-based bidirectional Ćuk converter with differential power processing and mppt for a solar powered aircraft. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 1, n. 4, p. 369–381, 2015.

ELTAMALY, A. M.; ALOLAH, A. I.; ABDULGHANY, M. Y. Digital implementation of general purpose fuzzy logic controller for photovoltaic maximum power point tracker. In: **SPEEDAM 2010**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 622–627.

ELTAMALY ALI M, A.-S. M. S. A. A. G.; FARH, H. M. Photovoltaic maximum power point tracking under dynamic partial shading changes by novel adaptive particle swarm optimization strategy. **Transactions of the Institute of Measurement and Control**, v. 42, 2019.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. **Fundamentals of Power Electronics**. [S.l.: s.n.], 2020. Third Edition.

FARIAS, A. M. de. **Técnicas de Modulação para Inversores Fotovoltaicos sem Transformador Conectados à Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Fev. 2011.

FURTADO, A. M. S. **Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos com Sombreamento Parcial**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Fev. 2016.

Furtado, A. M. S. *et al.* A reduced voltage range global maximum power point tracking algorithm for photovoltaic systems under partial shading conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2018.

GHASEMI, M. A.; RAMYAR, A.; IMAN-EINI, H. Mppt method for pv systems under partially shaded conditions by approximating i–v curve. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2018.

HASHEMZADEH, S. M. A new model-based technique for fast and accurate tracking of global maximum power point in photovoltaic arrays under partial shading conditions. **Renewable Energy**, v. 139, p. 1061 – 1076, 2019.

HEJRI, M.; MOKHTARI, H. On the comprehensive parametrization of the photovoltaic (pv) cells and modules. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 7, n. 1, p. 250–258, 2017.

HERRMANN, W.; WIESNER, W.; VAASSEN, W. Hot spot investigations on pv modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes. In: **Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1997**. [S.l.: s.n.], 1997. p. 1129–1132.

HU, Y. *et al.* Identifying pv module mismatch faults by a thermography-based temperature distribution analysis. **IEEE Transactions on Device and Materials Reliability**, v. 14, n. 4, p. 951–960, 2014.

HUA, C.; LIN, J. R. Dsp-based controller application in battery storage of photovoltaic system. In: **Proceedings of the 1996 IEEE IECON. 22nd International**

**Conference on Industrial Electronics, Control, and Instrumentation.** [S.l.: s.n.], 1996. v. 3, p. 1705–1710 vol.3.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z.; TAHERI, H. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 2, p. 586 – 594, 2011.

JAVED, M. Y. *et al.* A novel mppt design using generalized pattern search for partial shading. **Energy and Buildings**, v. 133, p. 59–69, 2016. ISSN 0378-7788.

JÚNIOR, A. J. do N. **Contribuição à Modelagem de Módulos Fotovoltaicos e Proposta de uma Técnica Híbrida de Seguimento do Ponto de Máxima Potência com Estimador de Irradiância.** Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Ago. 2018.

KERMADI, M. *et al.* An effective hybrid maximum power point tracker of photovoltaic arrays for complex partial shading conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 66, n. 9, p. 6990–7000, 2019.

KERMADI, M. *et al.* Recent developments of mppt techniques for pv systems under partial shading conditions: a critical review and performance evaluation. **IET Renewable Power Generation**, v. 14, n. 17, p. 3401–3417, 2020.

KIM, T.-Y. *et al.* A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation. In: **ISIE 2001. 2001 IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings (Cat. No.01TH8570)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 1011–1014 vol.2.

KOTA, V. R.; BHUKYA, M. N. A novel global mpp tracking scheme based on shading pattern identification using artificial neural networks for photovoltaic power generation during partial shaded condition. **IET Renewable Power Generation**, v. 13, p. 1647–1659, 2019.

KOUCHAKI, A.; IMAN-EINI, H.; ASAEI, B. A new maximum power point tracking strategy for pv arrays under uniform and non-uniform insolation conditions. **Solar Energy**, v. 91, p. 221 – 232, 2013.

KOUTROULIS, E.; BLAABJERG, F. A new technique for tracking the global maximum power point of pv arrays operating under partial-shading conditions. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 2, n. 2, p. 184–190, 2012.

LAUDANI, A. *et al.* A fast and effective procedure for sensing solar irradiance in photovoltaic arrays. In: **2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4.

LI, X. *et al.* A novel power-increment based gmppt algorithm for pv arrays under partial shading conditions. **Solar Energy**, v. 169, p. 353–361, 2018.

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, 2012.

MANCILLA-DAVID, F. *et al.* A neural network-based low-cost solar irradiance sensor.

**IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 63, n. 3, p. 583–591, 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.

MARTIN, A. D.; VAZQUEZ, J. R.; CANO, J. Mppt in pv systems under partial shading conditions using artificial vision. **Electric Power Systems Research**, 2018.

MIRZA, A. F. *et al.* Novel mppt techniques for photovoltaic systems under uniform irradiance and partial shading. **Solar Energy**, v. 184, p. 628 – 648, 2019.

MOBALLEGH, S.; JIANG, J. Modeling, prediction, and experimental validations of power peaks of pv arrays under partial shading conditions. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 1, p. 293–300, 2014.

MOBARAK, M. H.; BAUMAN, J. A fast parabolic-assumption algorithm for global mppt of photovoltaic systems under partial shading conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 69, n. 8, p. 8066–8079, 2022.

MOBARAK, M. H.; KLEIMAN, R. N.; BAUMAN, J. Solar-charged electric vehicles: A comprehensive analysis of grid, driver, and environmental benefits. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 7, n. 2, p. 579–603, 2021.

MOHAMED, M. A.; ELTAMALY, A. M.; ALOLAH, A. I. Sizing and techno-economic analysis of stand-alone hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery power generation systems. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 7, n. 6, 2015.

MURTAZA, A. *et al.* A maximum power point tracking technique based on bypass diode mechanism for pv arrays under partial shading. **Energy and Buildings**, v. 73, p. 13–25, 2014. ISSN 0378-7788. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778814000565>>.

MYERS, D. R. Solar radiation modeling and measurements for renewable energy applications: data and model quality. **Energy**, v. 30, n. 9, p. 1517–1531, 2005.

PANJWANI, M. K. *et al.* Effect of solar concentrators on the efficiency of solar panels. In: **2018 International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–7.

PATEL, H.; AGARWAL, V. Maximum power point tracking scheme for pv systems operating under partially shaded conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, n. 4, p. 1689–1698, 2008.

PENDEM, S. R.; MIKKILI, S.; BONTAGORLA, P. K. Pv distributed-mpp tracking: Total-cross-tied configuration of string-integrated-converters to extract the maximum power under various pscs. **IEEE Systems Journal**, v. 14, n. 1, p. 1046–1057, 2020.

PIMENTEL, D. de O. *et al.* Parameters estimation of photovoltaic modules using optimization methods based on metaheuristics. In: **2021 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)**. [S.l.: s.n.], 2021. p. 1–7.

PROGRAMMABLE DC POWER SUPPLY (SOLAR ARRAY SIMULATION) MODEL 62000H-S SERIES. [S.l.], 2014.

RENEWABLES 2020 GLOBAL STATUS REPORT. [S.l.], 2020.

REZK, H. *et al.* Performance of data acquisition system for monitoring pv system parameters. **Measurement**, v. 104, 04 2017.

SCOLARI, E.; SOSSAN, F.; PAOLONE, M. Photovoltaic-model-based solar irradiance estimators: Performance comparison and application to maximum power forecasting. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 1, p. 35–44, 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, 2016.

SILVA, E. A. da. **Técnicas de Estimação de Parâmetros Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Fev. 2015.

SILVA, E. A. da. **Proposta e aplicação de um modelo adaptativo de 15 parâmetros para módulos fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Abril. 2018.

SINGH, P.; RAVINDRA, N. Temperature dependence of solar cell performance—an analysis. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 101, p. 36 – 45, 2012.

TEO, J. *et al.* Impact of bypass diode forward voltage on maximum power of a photovoltaic system under partial shading conditions. **Energy**, v. 191, p. 116491, 2020.

TEY, K. S.; MEKHILEF, S. Modified incremental conductance algorithm for photovoltaic system under partial shading conditions and load variation. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 10, p. 5384–5392, 2014.

TOPCON series DC power Manual for model TC.P Quadro. [S.l.], 2017.

VEMURU, S.; SINGH, P.; NIAMAT, M. Modeling impact of bypass diodes on photovoltaic cell performance under partial shading. In: **2012 IEEE International Conference on Electro/Information Technology**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5.

VIGNI, V. L. *et al.* Proof of concept of an irradiance estimation system for reconfigurable photovoltaic arrays. **Energies**, v. 8, n. 7, 2015.

WANG, Y. .; HSU, P. . Analytical modelling of partial shading and different orientation of photovoltaic modules. **IET Renewable Power Generation**, v. 4, n. 3, p. 272–282, 2010.

WANG, Y.; LI, Y.; RUAN, X. High-accuracy and fast-speed mppt methods for pv string under partially shaded conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 1, p. 235–245, 2016.

WASYNEZUK, O. Dynamic behavior of a class of photovoltaic power systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 9, p. 3031–3037, 1983.

WINSTON, D. P. *et al.* Maximum power extraction in solar renewable power system - a bypass diode scanning approach. **Computers & Electrical Engineering**, 2018.

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, 2013.

XU, S. *et al.* A global maximum power point tracking algorithm for photovoltaic systems under partially shaded conditions using modified maximum power trapezium method. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 68, n. 1, p. 370–380, 2021.

O código fonte para reproduzir os resultados apresentados estão disponíveis em <https://github.com/eduardopalermo10/C-digo-Tese-de-Doutorado.git>

Dados e código adicionais estão disponíveis mediante pedido.