



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ – UFPI
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – DEE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGE
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

SAMUEL NOGUEIRA FIGUEIREDO

**TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA APLICADA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
SOB CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO UNIFORME E PARCIAL**

TERESINA-PI

2019

SAMUEL NOGUEIRA FIGUEIREDO

TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA APLICADA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO SOB
CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO UNIFORME E PARCIAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Piauí, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica. Linha de Pesquisa: Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos.

Orientadora: Profa. Dra. Ranoyca Nayana Alencar Leão e Silva Aquino.

TERESINA-PI

2019

FICHA CATALOGRÁFICA
Universidade Federal do Piauí
Biblioteca Comunitária Jornalista Carlos Castello Branco
Serviço de Processamento Técnico

F475t Figueiredo, Samuel Nogueira.
Técnica de MPPT Híbrida aplicada em um sistema
fotovoltaico sob condições de sombreamento uniforme e parcial
/ Samuel Nogueira Figueiredo. – 2019.
90 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Piauí, Teresina, 2019.
“Orientadora: Profa. Dra. Ranoyca Nayana Alencar Leão e
Silva Aquino”.

1. Rastreamento do Ponto de Máxima Potência. 2. Sistema
Fotovoltaico. 3. Sombreamento Parcial. 4. Sombreamento
Uniforme. I. Título.

CDD 621.3

SAMUEL NOGUEIRA FIGUEIREDO

TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA APLICADA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO SOBRE
CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO UNIFORME E PARCIAL

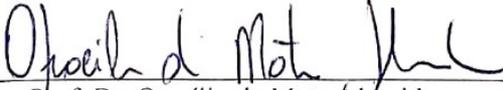
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Piauí, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica. Linha de Pesquisa: Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos.

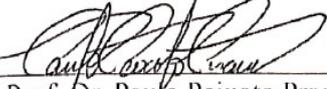
Aprovada em: 16 / 09 / 2019 .

BANCA EXAMINADORA

Ranoyca Nayana Alencar Leão e Silva Aquino
Prof. Dra. Ranoyca Nayana Alencar Leão e Silva Aquino (Orientador)
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (Unilab)


Prof. Dr. Fábio Rocha Barbosa
Universidade Federal do Piauí (UFPI)


Prof. Dr. Otacílio da Mota Almeida
Universidade Federal do Piauí (UFPI)


Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

A minha esposa, Geicy Kelli, a minha filha,
Kéren Hapuck, e aos meus pais, Nilton
Figueiredo e Ana Erzília.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, cujo Espírito Santo habita em mim e me ajuda, dEle provém a excelente Sabedoria e Verdade que a todos dá generosamente.

À minha esposa Geicy Kelli Figueiredo e filha Kéren Hapuck Figueiredo por todo o seu carinho, incentivo e grande paciência nos momentos difíceis de desenvolvimento do trabalho, além da impecável correção ortográfica.

Aos meus pais, Nilton Figueiredo e Ana Erzília, e meus dois irmãos Erik Figueiredo e Emerson Figueiredo e suas respectivas esposas, Maria Medeiros e Débora, pelo incentivo, apoio e compreensão da minha ausência durante os períodos dedicados aos estudos.

À minha orientadora Prof^ª Dr^ª Ranoyca Nayana Alencar Leão e Silva Aquino, pela disponibilidade, excelente orientação e por toda a ajuda para a realização deste trabalho.

Aos professores e técnicos do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPI, responsáveis direta e indiretamente pelo desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros da banca examinadora pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos demais da minha família e amigos que sempre me apoiaram nesta jornada de estudos.

Aos colegas de estudo e a todos que me apoiaram para a conclusão deste trabalho.

“Deus não quer que desprezemos as faculdades intelectuais que Ele nos concede, mas que a desenvolvamos, sob a direção do Espírito Santo, e que as entreguemos desinteressadamente para o seu uso.”

(J. Edwards)

RESUMO

Um arranjo fotovoltaico deve operar sempre no ponto de máxima potência global (GMPP) para que seja aproveitado o máximo da energia gerada. Nesse contexto, algumas técnicas clássicas atingem esse objetivo de maneira satisfatória em condições de sombreamento uniforme. Entretanto, as condições ambientais variam durante o dia e esses métodos não conseguem extrair a maior potência disponível em condições de sombreamento parcial. O presente trabalho tem como objetivo propor uma técnica de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) global híbrida que utiliza uma combinação dos métodos Otimização por Enxame de Partículas (PSO) e Perturba e Observa (P&O), aplicada em sistemas fotovoltaicos sob condições de sombreamento uniforme e parcial. O sistema fotovoltaico foi modelado nos *softwares* MATLAB® e PSIM®. A técnica de MPPT global proposta é comparada com as técnicas P&O clássica, PSO padrão e uma híbrida P&O-PSO. Os resultados de simulação mostraram que o algoritmo híbrido proposto consegue rastrear o GMPP em condições de sombreamento uniforme e parcial e apresentou maior exatidão (justificado pela eficiência de simulação acima de 99 %) e precisão (evidenciado pelo baixo desvio padrão). O tempo de rastreamento é 50 % menor que na técnica PSO padrão. Comparando os algoritmos híbridos tem-se como desvantagem, para o método proposto, o tempo de rastreamento. Adicionalmente, devido a menor variabilidade em regime permanente, extraiu-se aproximadamente o mesmo valor de energia elétrica do sistema fotovoltaico.

Palavras-chave: Rastreamento do Ponto de Máxima Potência. Sistema Fotovoltaico. Sombreamento Uniforme. Sombreamento Parcial.

ABSTRACT

A photovoltaic array must always operate at the global maximum power point (GMPP) to make the most of the energy generated. In this context, some classical techniques achieve this goal satisfactorily under uniform shading conditions. However, environmental conditions vary during the day and these methods fail to extract the highest power available under partial shading conditions. The present work aims to propose a hybrid global maximum power point tracking (MPPT) technique that uses a combination of Particle Swarm Optimization (PSO) and Perturb and Observe (P&O) methods, applied in photovoltaic systems under uniform and partial shading. The photovoltaic system was modeled on the MATLAB® and PSIM® software. The proposed global MPPT technique is compared with classic P&O, standard PSO and a hybrid P&O-PSO technique. The simulation results showed that the proposed hybrid algorithm can track GMPP under uniform and partial shading conditions and presented higher accuracy (justified by the simulation efficiency above 99%) and precision (evidenced by the low standard deviation). Tracking time is 50% shorter than standard PSO technique. Comparing the hybrid algorithms has the disadvantage, for the proposed method, the tracking time. Additionally, due to the lower variability in steady state, approximately the same amount of electricity was extracted from the photovoltaic system.

Keywords: Maximum Power Point Tracking. Photovoltaic System. Uniform Shading. Partial Shading.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da potência instalada por ano em sistemas fotovoltaicos no mundo.....	19
Figura 2 – Modelagem de célula fotovoltaica: (a) modelo ideal; (b) modelo de um diodo com resistência em série; (c) modelo de um diodo com resistências em série e paralelo e (d) modelo com dois diodos.....	27
Figura 3 – Célula, módulo e arranjo fotovoltaico.....	29
Figura 4 – Curva característica corrente-tensão (I-V) de um módulo fotovoltaico.....	30
Figura 5 – Influência da irradiação solar na curva I-V.....	30
Figura 6 – Influência da temperatura na curva I-V.....	30
Figura 7 – Curva característica P-V de um módulo fotovoltaico.....	31
Figura 8 – Curva I-V em arranjos série e paralelo.....	32
Figura 9 – Curva característica I-V para 3 módulos em UIC.....	33
Figura 10 – Arranjo fotovoltaico submetido a PSC com (a) diodos de <i>by-pass</i> e (b) diodos de bloqueio.....	34
Figura 11 – Arranjo fotovoltaico submetido a sombreamento parcial.....	34
Figura 12 – Curva I-V de arranjo fotovoltaico submetido a PSC.....	35
Figura 13 – Curva P-V de arranjo fotovoltaico submetido a PSC.....	35
Figura 14 – Reconfiguração de arranjo fotovoltaico (a) SP, (b) TCT.....	36
Figura 15 – Fluxograma da técnica de MPPT P&O.....	40
Figura 16 – Movimento das partículas no algoritmo PSO.....	41
Figura 17 – Fluxograma da técnica de MPPT PSO.....	43
Figura 18 – Fluxograma da técnica de MPPT P&O-PSO.....	45
Figura 19 – Estratégias de controle com manipulação (a) direta e (b) indireta do ciclo de trabalho.....	47
Figura 20 – Topologia de (a) único estágio e (b) de dois estágios.....	49
Figura 21 – Conversor CC-CC <i>boost</i>	50
Figura 22 – Geração do sinal PWM.....	51
Figura 23 – Fluxograma da técnica de MPPT PSO-P&O.....	54
Figura 24 – Módulo fotovoltaico F320BzD Silvantis®.....	57
Figura 25 – Arranjo Fotovoltaico (a) Caso 1; (b) Caso 2; (c) Caso 3; (d) Caso 4.....	60
Figura 26 – Curva característica P-V para o Caso 1.....	60
Figura 27 – Curva característica P-V para o Caso 2.....	61
Figura 28 – Curva característica P-V para o Caso 3.....	61

Figura 29 – Curva característica P-V para o Caso 4.....	61
Figura 30 – Algoritmo MPPT P&O, Caso 1, tamanho de passo 10 V, ponto de partida 100 V.	62
Figura 31 – Algoritmo MPPT P&O, Caso 1, tamanho de passo 1 V, ponto de partida 100 V..	63
Figura 32 – Algoritmo MPPT P&O, Caso 4, tamanho de passo 1 V, ponto de partida 100 V..	63
Figura 33 – Algoritmo MPPT P&O, Caso 4, tamanho de passo 1 V, ponto de partida 50 V...	64
Figura 34 – O sistema fotovoltaico no ambiente de simulação PSIM®.....	69
Figura 35 – Dados reais de temperatura de célula (°C) coletados em 16 de dezembro de 2018	70
Figura 36 – Desempenho da técnica de MPPT P&O no primeiro cenário.....	71
Figura 37 – Desempenho da técnica de MPPT PSO no primeiro cenário.....	72
Figura 38 – Desempenho da técnica de MPPT P&O-PSO no primeiro cenário.	72
Figura 39 – Desempenho da técnica de MPPT PSO-P&O no primeiro cenário.	72
Figura 40 – Desempenho da técnica de MPPT P&O no segundo cenário.	74
Figura 41 – Desempenho da técnica de MPPT PSO no segundo cenário.	75
Figura 42 – Desempenho da técnica de MPPT P&O-PSO no segundo cenário.....	75
Figura 43 – Desempenho da técnica de MPPT PSO-P&O no segundo cenário.....	75
Figura 44 – Desempenho da técnica de MPPT P&O no terceiro cenário.	77
Figura 45 – Desempenho da técnica de MPPT PSO no terceiro cenário.	77
Figura 46 – Desempenho da técnica de MPPT P&O-PSO no terceiro cenário.....	78
Figura 47 – Desempenho da técnica proposta MPPT PSO-P&O no terceiro cenário.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas.	26
Tabela 2 – Identificação de mudança de sombreamento.	46
Tabela 3 – Principais parâmetros elétricos do módulo F320BzD Silvantis®.	58
Tabela 4 – Parâmetros do MPPT PSO.	64
Tabela 5 – Desempenho MPPT PSO, Caso 1.	65
Tabela 6 – Desempenho MPPT PSO, Caso 2.	65
Tabela 7 – Desempenho MPPT PSO, Caso 3.	66
Tabela 8 – Desempenho MPPT PSO, Caso 4.	66
Tabela 9 – Parâmetros do MPPT PSO.	67
Tabela 10 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 1.	67
Tabela 11 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 2.	67
Tabela 12 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 3.	68
Tabela 13 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 4.	68
Tabela 14 – Parâmetros do conversor <i>boost</i>	69
Tabela 15 – Configuração do primeiro cenário de teste.	71
Tabela 16 – Desempenho das técnicas de MPPT no primeiro cenário.	73
Tabela 17 - Configuração do segundo cenário de teste.	74
Tabela 18 – Desempenho das técnicas de MPPT no segundo cenário.	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CT	Centro de Tecnologia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FLC	Controlador de Lógica <i>Fuzzy</i>
FOVC	Tensão de Circuito Aberto Fracionada
FSCC	Corrente de Curto-Circuito Fracionada
FV	Fotovoltaico
GMPP	Ponto de Máxima Potência Global (<i>Global Maximum Power Point</i>)
I-V	Corrente-Tensão
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LMPP	Ponto de Máxima Potência Local (<i>Local Maximum Power Point</i>)
MPP	Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point</i>)
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)
NOCT	Temperatura Nominal de Operação da Célula (<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>)
P&O	Perturba e Observa (<i>Perturb & Observe</i>)
P-V	Potência-Tensão
PI	Proporcional-Integral
PSC	Condições de Sombreamento Parcial (<i>Partial Shading Conditions</i>)
PSO	Otimização por Enxame de Partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)
PWM	Modulação por Largura de Pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
REN	Resolução Normativa
STC	Condições Padrão de Teste (<i>Standart Test Conditions</i>)
SP	Série-Paralelo (<i>Series-Parallel</i>)
TCT	Totalmente Entrelaçado (<i>Total-Cross-Tied</i>)
UIC	Condições Uniformes de Irradiação e Temperatura (<i>Uniforms Irradiance/Temperature Conditions</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

®	Marca Registrada
CO ₂	Gás Carbônico
a-Si:H	Silício Amorfo Hidrogenado
CdTe	Telureto de Cádmio
GaAs	Arsenieto de Gálio
V_{cel}	Tensão nos terminais de saída do módulo FV
I_{cel}	Corrente nos terminais de saída do módulo FV
I_{ph}	Corrente fotogerada ou fotocorrente
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo
n_s	Número de células FV em série
m	Fator de idealidade do diodo
V_t	Tensão térmica
R_s	Resistência em série
R_p	Resistência em paralelo
G_0	Irradiação solar de operação
G_r	Irradiação solar de referência
I_{cc}	Corrente de curto-circuito
α	Coefficiente de temperatura para corrente de curto-circuito
T_0	Temperatura de operação
T_r	Temperatura de referência
I_{0r}	Corrente de saturação reversa do diodo
E_g	Energia de banda proibida
V_{ca}	Tensão de circuito aberto
k	Constante de Boltzmann
q	Carga elementar do elétron
N_s	Número de painéis conectados em série
N_p	Número de painéis conectados em paralelo
V_{mp}	Tensão na máxima potência
I_{mp}	Corrente na máxima potência
T_m	Temperatura do módulo

T_a	Temperatura ambiente
$NOCT$	Temperatura do módulo em condições normais de operação
v_i^k	Velocidade da partícula
x_i^k	Posição da partícula
w	Peso inercial
φ_1	Coeficiente de ações cognitivas
φ_2	Coeficiente de ações sociais
$Pm(i)$	Máxima potência da partícula i
$dPm(i)$	Ciclo de trabalho na máxima potência da partícula i
Gm	Máxima potência global no algoritmo
dGm	ciclo de trabalho ótimo no algoritmo
k	Número de iterações do algoritmo
i	Índice de identificação da partícula
V_{sai}	Tensão de saída do conversor CC-CC
V_{ent}	Tensão de entrada do conversor CC-CC
D	Ciclo de trabalho (<i>duty cycle</i>)
T_{on}	Tempo que a chave se encontra ligada
T_{total}	Período do PWM
d_{min}	Ciclo de trabalho mínimo
d_{max}	Ciclo de trabalho máximo
Δd	Perturbação no ciclo de trabalho
P_{new}	Potência FV atual
P_{old}	Potência FV anterior
ΔP	Limiar de variação de potência FV
CCz	<i>czocharalski</i> contínuo
η	Eficiência do algoritmo
P_{GMPP}	Potência no GMPP
P_{obtida}	Potência obtida pelo algoritmo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	18
1.1	Contextualização.....	18
1.2	Motivação	21
1.3	Objetivos: geral e específicos	22
1.4	Estrutura da dissertação	23
2	REVISÃO LITERÁRIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	24
2.1	A célula fotovoltaica	24
2.1.1	<i>Células de silício cristalino</i>	24
2.1.2	<i>Células de silício amorfo</i>	25
2.1.3	<i>Outros tipos</i>	25
2.1.4	<i>Modelagem das células fotovoltaicas</i>	26
2.1.5	<i>Modelagem dos painéis fotovoltaicos</i>	28
2.2	As condições ambientais em sistemas fotovoltaicos	32
2.2.1	<i>Soluções para o sombreamento parcial</i>	35
2.2.1.1	Reconfiguração do arranjo fotovoltaico.....	36
2.2.1.2	Técnicas de rastreamento de máxima potência.....	37
2.3	Estado da arte das técnicas de MPPT	37
2.3.1	<i>Técnica de MPPT baseada em Perturba e Observa (P&O)</i>	39
2.3.2	<i>Técnica de MPPT baseada em Otimização por Enxame de Partículas (PSO)</i> ..	40
2.3.2.1	Velocidade e Posição das Partículas	41
2.3.2.2	Algoritmo PSO aplicado em MPPT.....	42
2.3.3	<i>Técnica de MPPT híbrida P&O-PSO</i>	44
3	TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA BASEADA EM PSO E P&O	47
3.1	Estratégia de controle.....	47
3.2	Topologia de sistemas fotovoltaicos	49
3.3	O Conversor de Energia.....	50
3.4	Técnica de MPPT híbrida PSO-P&O proposta.....	52
4	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	57
4.1	O módulo fotovoltaico	57
4.2	Metodologia dos Testes.....	58
4.3	Abordagem <i>off-line</i> com condições estáticas.....	59
4.3.1	<i>Técnica de MPPT P&O</i>	62

4.3.2	<i>Técnica de MPPT PSO</i>	64
4.3.3	<i>Técnica de MPPT híbrida PSO-P&O proposta</i>	66
4.4	Abordagem <i>off-line</i> dinâmica	68
4.4.1	<i>Primeiro Cenário de Teste</i>	71
4.4.2	<i>Segundo Cenário de Teste</i>	74
4.4.3	<i>Terceiro Cenário de Teste</i>	76
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	80
	REFERÊNCIAS	82
	ANEXO I – CÓDIGO EM LINGUAGEM C DA TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA PROPOSTA	87

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, um dos maiores desafios da humanidade está relacionado ao suprimento da demanda de energia elétrica. Posteriormente à crise do petróleo na década de 1970, começa-se um grande incentivo por fontes renováveis de energia. Dentre elas, o sistema de geração de energia elétrica solar fotovoltaica (FV) é uma tecnologia que apresenta um rápido crescimento nos últimos anos. No entanto, devido ao alto custo de investimento, é vital aproveitar ao máximo a energia solar FV disponível. Isso motiva a busca por técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) que apresentem alta eficiência e rápida velocidade.

Este capítulo contém uma breve explanação acerca das técnicas de MPPT. Na seção 1.1 é apresentada uma contextualização dos sistemas fotovoltaicos, na 1.2 são realizados comentários acerca da motivação deste trabalho. Os objetivos que a pesquisa busca atingir são apresentados na seção 1.3, as principais contribuições deste estudo estão na 1.4. e a estrutura da dissertação, na 1.5.

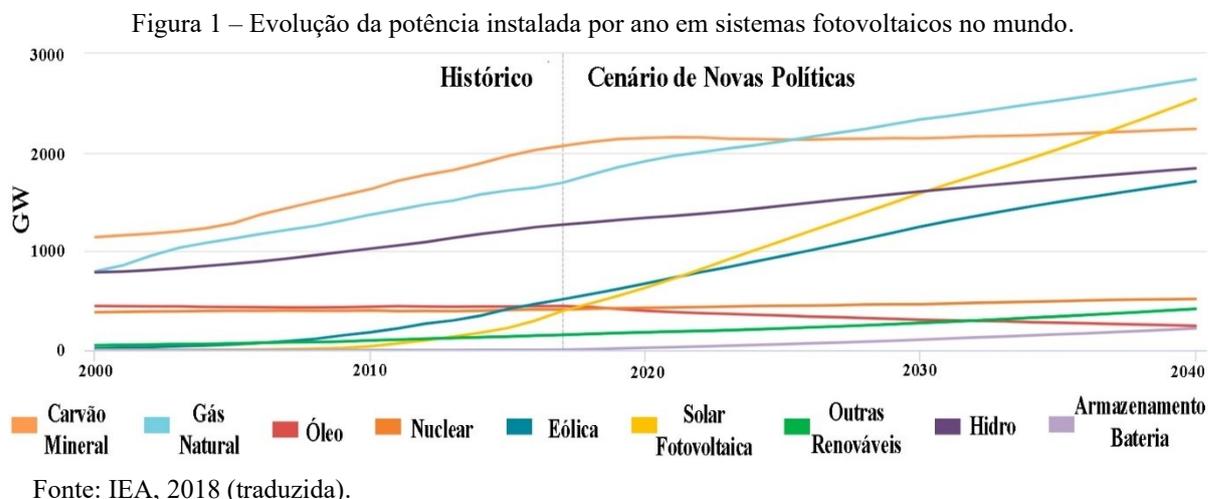
1.1 Contextualização

A ampliação do fornecimento de energia elétrica, com o intuito de atender as necessidades econômicas, é a questão chave para o desenvolvimento de uma civilização. Porém, ainda predomina no mundo a utilização de fontes energéticas primárias não renováveis para o suprimento de energia. Tais como, o petróleo, gás natural e carvão mineral, responsáveis pela emissão de gás carbônico (CO₂), relacionados aos problemas ambientais mais discutidos atualmente (DIMITRIEV, 2013).

Dentro desse cenário, o setor elétrico mundial teve a necessidade de ampliar e diversificar as matrizes energéticas, resultando na descentralização da geração de energia elétrica. Dentre as fontes renováveis, a solar fotovoltaica se destaca em função da abundância do recurso solar e da ampla disponibilidade na superfície terrestre. Há ainda que se destacar a facilidade na integração ao sistema elétrico de distribuição uma vez que a geração de maneira distribuída, isto é, próximo às cargas, contribui para a redução das perdas, redução da demanda de pico, melhoria do nível de tensão e a postergação de investimentos no sistema elétrico (SANTOS, 2017).

Graças à queda de custos e aumento dos incentivos governamentais, a capacidade de energia solar fotovoltaica está sendo estimada para ultrapassar a da energia eólica nos

próximos seis anos e ultrapassar o carvão em meados da década de 2030, tornando-se a segunda maior capacidade instalada globalmente, perdendo apenas para o gás natural, como ilustrado no gráfico da Figura 1 (IEA, 2018).



Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em um relatório com base no ano de 2018, 66,6 % da matriz energética brasileira são compostas por usinas hidrelétricas, ao passo que apenas 16,7 % são de origem fóssil. Já os 16,6 % restantes compreendem a biomassa, solar e eólica (EPE, 2019).

Ainda no cenário nacional, dentre as fontes de geração de energia elétrica, a que apresentou o maior crescimento percentual de 2017 para 2018, foi a solar fotovoltaica que em 2017 registrou 832 GWh e no ano seguinte gerou 3461 GWh, alcançando a marca de 316,1 % de crescimento no período de apenas um ano (EPE, 2019).

Em 17 de abril de 2012 foi aprovada a Resolução Normativa (REN) nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que trata das condições gerais para mini e microgerações distribuídas (posteriormente foi atualizada pela REN nº 687/2015 e 786/2017). As definições desses tipos de geração são dadas por:

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (ANEEL REN nº 786, de 17.10.2017)

Nessa mesma REN, é tratada sobre a compensação da energia ativa repassada à rede, na qual a energia é cedida por meio de empréstimo gratuito à concessionária de energia elétrica local para, posteriormente, ser compensada ao consumidor. Assim, esse sistema justifica o aumento no mercado de energia solar fotovoltaica no país, formada por consumidores com geração própria em unidades residenciais e empresas de até 5 MW de potência instalada, tendo em vista que acima deste patamar não tem legislação vigente que verse sobre compensação de energia elétrica.

É importante destacar que a atualização dada pela REN nº 786/2017 dentre outras coisas ampliou a quantidade de potência instalada, para efeitos de enquadramento no conceito de minigeração distribuída, de 1 MW para 5 MW. Isso justifica o crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil entre os anos 2017 e 2018 mostrados anteriormente.

Apesar do evidente crescimento da utilização da energia solar fotovoltaica, os módulos FV utilizados apresentam níveis baixos de eficiência e possuem alta dependência das condições de operação, como irradiação solar e temperatura. As curvas características corrente-tensão (I-V) e potência-tensão (P-V) do módulo FV caracterizam essa dependência. A partir da curva I-V, é obtida a curva P-V que apresenta apenas um ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* – MPP) nas condições padrão de teste (*Standard Test Conditions* – STC), isto é, irradiação de 1000 W/m², temperatura do módulo em 25 °C e 1,5 a massa de ar. Isso favorece o rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT) (GARCÍA, BALENZATEGUI, 2004).

Com efeito, Femia *et al.* (2013) descrevem que devido as mudanças das condições ambientais, que influenciam diretamente na operação dos módulos FV, através da variação do MPP, a probabilidade de que o gerador fotovoltaico forneça a máxima potência a qualquer hora do dia é próxima a zero. Logo, para que um sistema de geração FV opere no máximo ponto de potência é necessário um sistema de controle dedicado. Em geral, esse sistema de controle dedicado utiliza-se de um conversor CC-CC, que realiza um casamento de impedância da fonte e da carga, sendo necessário um algoritmo de MPPT que é responsável por realizar esse controle.

Os sistemas fotovoltaicos estão sendo cada vez mais utilizados nos grandes centros urbanos, assim se torna mais difícil a instalação dos painéis FV em locais em que não ocorre sombreamento parcial. Isto se dá devido a prédios, torres, árvores, dentre outros, que provocam sombras e, conseqüentemente, interferem na distribuição da irradiação solar sobre os módulos FV, o que resulta em uma curva P-V com vários picos de potência. Dessa curva, os picos são denominados pontos de máxima potência locais (*Local Maximum Power Point* – LMPP) e o

maior pico de potência é denominado ponto de máxima potência global (*Global Maximum Power Point – GMPP*) (BATZELIS, GEORGILAKIS, PAPATHANASSIOU, 2014).

Uma técnica de MPPT tradicional bastante disseminada é denominada Perturba e Observa (*Perturb & Observe – P&O*). Essa técnica tem como vantagem ser de fácil implementação, além de possuir uma razoável capacidade de rastreamento da máxima potência. No entanto, tem como desvantagem muitas oscilações em torno do MPP causando perda de energia elétrica. Em situações mais severas, onde ocorre sombreamento parcial, essa técnica não converge para o GMPP (REZK, ELTAMALY, 2015).

Com o objetivo de solucionar as desvantagens mencionadas, técnicas de inteligência computacional como a lógica *fuzzy* (ALAJMI *et al.*, 2011), redes neurais artificiais (RAI *et al.*, 2011), algoritmos evolucionários (TAJUDDIN *et al.*, 2013), otimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization – PSO*) (ISHAQUE *et al.*, 2012; EBERHART, KENNEDY, 1995) e algoritmo de enxame de peixes artificiais (MAO *et al.*, 2018) apresentam resultados promissores, porém evidenciam grandes desvantagens, como a complexidade computacional no caso dos sistemas de lógica *fuzzy* e a exigência de grande quantidade de dados para treinamento de redes neurais, entre outras.

Dentre esses métodos, o PSO é computacionalmente simples e pode ser facilmente implementado. Na literatura é encontrado o PSO convencional e algumas versões melhoradas que são empregadas no rastreamento do GMPP em sistemas FV submetidos a sombreamentos parciais (MIYATAKE *et al.*, 2011; LIU *et al.*, 2012; RENAUDINEAU, 2014).

1.2 Motivação

A energia solar fotovoltaica se revela como um recurso que não é precisamente previsível ao longo do tempo em que se torna disponível. Uma vez que a irradiação solar e a temperatura mudam imprevisivelmente durante o dia, o ponto de operação dos sistemas FV deve ser continuamente ajustado de modo a extrair a máxima potência dos painéis FV sob condições variáveis (OLIVEIRA JUNIOR, 2016).

Em geral, nos sistemas FV, os módulos são combinados em série – essa combinação denomina-se *string* – para obter os níveis de tensão adequados na utilização dos conversores que irão injetar a energia produzida na rede elétrica. No entanto, essas *strings* estão sujeitas a receber a irradiação solar de maneira não uniforme, pois dependem de áreas maiores para instalação e, como resultado, estão mais suscetíveis a sombreamentos parciais, limitando a *string* a níveis de potência menores (SEYEDMAHMOUDIAN *et al.*, 2013).

Sendo assim, diversas técnicas de MPPT vêm sendo estudadas e apresentam algumas características comuns que são necessárias aos algoritmos de MPPT: i) capacidade de encontrar o GMPP; ii) rápido rastreamento do GMPP em condições de sombreamento uniforme e parcial; iii) menor necessidade do conhecimento do sistema FV pelo projetista; iv) quantidade reduzida de sensores.

Como citado na seção anterior, a técnica clássica P&O não consegue rastrear o GMPP. Já as técnicas de MPPT baseadas em PSO, garantem a convergência para o GMPP sob várias condições de sombreamento parcial. Entretanto, um exame mais detalhado dos resultados obtidos nessas pesquisas, indicam um alto tempo de convergência e grandes oscilações na potência de saída durante o rastreamento, evidentemente devido à natureza aleatória da população.

1.3 Objetivos: geral e específicos

O objetivo geral deste trabalho de pesquisa é propor uma técnica de MPPT híbrida que utiliza uma combinação dos métodos Perturba e Observa (P&O) e Otimização por Enxame de Partículas (PSO), aplicada em sistemas fotovoltaicos sob condições de sombreamento uniforme e parcial.

Os objetivos específicos são:

- i) Realizar a modelagem de um painel solar fotovoltaico;
- ii) Simular um arranjo fotovoltaico no MATLAB® (abordagem estática);
- iii) Simular um sistema fotovoltaico com estágio CC-CC e variação de tempo e condições ambientais (abordagem dinâmica);
- iv) Comparar a técnica de MPPT proposta com as técnicas P&O, PSO e uma híbrida proposta por Manickam *et al* (2016).

Com a implementação computacional da técnica de MPPT híbrida proposta nesta pesquisa, busca-se comprovar que esse algoritmo é capaz de rastrear o ponto de máxima potência global em condições de sombreamento uniforme e parcial com utilização de apenas dois sensores: um de corrente e outro de tensão. Além disso, o rastreamento deve apresentar menor tempo de convergência devido a redução do espaço de busca e, adicionalmente, menos oscilações, quando comparado aos algoritmos da literatura. A partir disso é esperado que a extração de energia elétrica seja aumentada.

1.4 Estrutura da dissertação

Este trabalho está organizado, além das partes pré e pós-textuais, em capítulos, seções e subseções. Os capítulos formam a principal grande divisão da dissertação, com quatro assuntos principais, e são compostos por dois subníveis denominados de seções e subseções.

No presente capítulo é contextualizado o assunto geral, mostrando como está a situação da energia solar fotovoltaica no planeta e no Brasil. Na sequência, são apresentadas as motivações que levaram o autor a iniciar a presente linha de pesquisa, destacando as características principais que uma técnica de MPPT requer para rastrear o GMPP em condições de sombreamento uniforme e parcial. Logo após, foram elencados os objetivos gerais e específicos.

No capítulo dois é apresentada a modelagem matemática de um painel fotovoltaico. Em seguida, é explanado sobre os sistemas fotovoltaicos, a influência das condições de sombreamento uniforme e parcial e as possíveis soluções para sistemas FV submetidos a sombreamento parcial. O capítulo finaliza com o estado da arte de técnicas de MPPT, explicando com mais detalhes as que são utilizadas na análise comparativa.

O terceiro capítulo dedica-se a explicar com detalhes a técnica de MPPT híbrida proposta. Assim, é detalhado a estratégia de controle, a topologia dos sistemas FV, o conversor CC-CC utilizado e o algoritmo da técnica proposta.

No capítulo quatro é apresentada a metodologia utilizada para as comparações entre os métodos de MPPT estudados e os resultados de simulação. Ao final, são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO LITERÁRIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A energia proveniente do sol pode ser aproveitada de diversas maneiras. As tecnologias de energia solar direta são divididas em quatro grupos principais: i) solar fotovoltaica; ii) solar térmica; iii) concentração de energia solar; e iv) combustível solar. Dentre essas, as que são de geração de energia elétrica são a solar fotovoltaica e a concentração de energia solar. A primeira realiza a conversão direta e a segunda envolve transferência de calor para transformar energia mecânica em elétrica (EDENHOFER, PICHES-MADRUGA, SOKONA, 2012).

O presente trabalho de pesquisa dedica-se apenas no aproveitamento de energia elétrica através da tecnologia solar fotovoltaica. Assim, serão apresentados neste capítulo os fundamentos de radiação solar e célula fotovoltaica. A seguir, a modelagem do painel FV é explanada e é realizada uma discussão sobre o efeito das condições ambientais nos sistemas FV. Posteriormente, o estado da arte das técnicas de MPPT é apresentado, explicando com detalhes os algoritmos que serão utilizados para a análise comparativa.

2.1 A célula fotovoltaica

Existem diversos tipos de células fotovoltaicas, sendo que as mais utilizadas são formadas pelo material semicondutor silício. Segundo Pinho e Galdino (2014) os principais motivos para a predominância da utilização do silício são a abundância de matéria-prima, a alta eficiência de conversão e a maturidade tecnológica. O rendimento da célula FV depende das características construtivas e do material semicondutor que é formada. Nos itens seguintes serão detalhados os principais tipos e modelagem das células fotovoltaicas.

2.1.1 Células de silício cristalino

As células de silício cristalino são divididas em monocristalino, policristalino (ou multicristalino) e fitas de cristais.

A tecnologia monocristalina advém da aplicação de um único cristal de silício com alto grau de pureza na célula fotovoltaica. Na literatura, é encontrada uma variação dessa tecnologia denominada silício monocristalino bifacial, que utiliza células de monocristais cobertas por uma superfície refletora para melhor coletar energia, aumentando a eficiência em comparação com o monocristalino simples (KRANZL *et al.*, 2006).

Na tecnologia policristalina ocorre a degradação dos cristais de silício, esse processo é mais econômico, porém acarreta uma diminuição da eficiência e da vida útil das células FV (RAZYKOV, 2003).

As fitas de cristais são cristalizadas diretamente em folhas e podem ser cortadas e combinadas, porém são pouco desenvolvidas e quase não comercializadas (RAZYKOV, 2003).

2.1.2 Células de silício amorfo

As células FV de silício amorfo requerem menos energia na fabricação. Devido a isso, são comercialmente mais baratas. No entanto, a eficiência dessas células é pequena em comparação com as de silício cristalino. Além de ter um tamanho maior para compensar a baixa eficiência (TAVARES, 2009).

2.1.3 Outros tipos

Além das classificações citadas de silício, as células fotovoltaicas podem ser classificadas de acordo com o material de composição. Existe a tecnologia de filmes finos que são constituídas de depósito de materiais semicondutores, como silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) ou telureto de cádmio (CdTe), sobre bases que podem ser rígidas ou flexíveis (KUANG *et al.*, 2013).

Recentemente, tem sido publicados estudos sobre as células de perovskita que fornecem eficiências próximas à tecnologia do silício monocristalino. Porém, há um custo reduzido e um processo de fabricação menos complexo. Embora desenvolvimentos precisos ou revolucionários não possam ser previstos, a fertilização cruzada entre as tecnologias geralmente ocorre, fazendo com que as conquistas em um tipo de célula sejam um indicador de desenvolvimentos evolutivos em outros. Essa transferência de conhecimento é oportuna, pois o desenvolvimento de perovskita de haleto metálico está ajudando a unir as vertentes da pesquisa fotovoltaica anteriormente díspares e focadas na tecnologia (NAYAK *et al.*, 2019). Por fim, é mostrado na Tabela 1 um resumo das principais tecnologias e suas eficiências associadas.

Tabela 1 – Eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas.

Tecnologia	Eficiência recorde (%)
Silício monocristalino	26,7 \pm 0,5
Silício multicristalino	22,3 \pm 0,4
Silício amorfo	10,2 \pm 0,3
Filmes finos	22,9 \pm 0,5
<i>Perovskita</i>	20,9 \pm 0,7
Multijunção (GaAs)	28,8 \pm 0,9
Orgânica	11,2 \pm 0,3

Fonte: GREEN *et al.*, 2018.

2.1.4 Modelagem das células fotovoltaicas

De acordo com Machado Neto (2006), uma célula fotovoltaica é modelada como uma curva não linear que descreve a resposta elétrica. Existem, basicamente, quatro abordagens principais que representam as células fotovoltaicas, que são:

i) Modelo ideal: somente são consideradas a corrente fotogerada e a corrente do diodo de difusão, relacionadas aos fenômenos de condução eletrônica na zona neutra do material semicondutor, como mostra a Figura 2 (a);

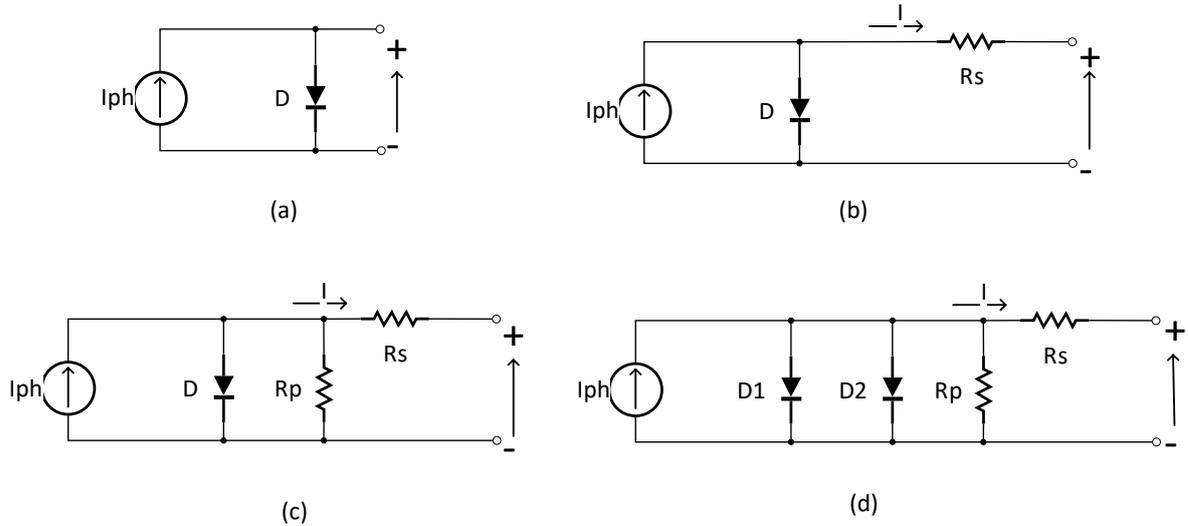
ii) Modelo de um diodo com resistência em série: representa as perdas dos contatos metálicos do módulo, como apresentado na Figura 2 (b);

iii) Modelo de um diodo com resistências em série e paralelo: acrescenta-se à anterior as perdas devido às correntes parasitas da célula FV, como na Figura 2 (c);

iv) modelo com dois diodos: além das perdas do modelo anterior, considera-se a recombinação de portadores na zona de carga do semicondutor, através da inserção do diodo de recombinação, vide Figura 2 (d).

A modelagem do comportamento das células FV é necessária para uma análise avançada do sistema fotovoltaico e dos algoritmos de MPPT sem o acesso a um sistema FV real. No presente trabalho será utilizado o modelo de um diodo com resistências em série e paralelo, pois é de suma importância utilizar um modelo que represente as características não ideais da célula, porém num nível de complexidade moderada.

Figura 2 – Modelagem de célula fotovoltaica: (a) modelo ideal; (b) modelo de um diodo com resistência em série; (c) modelo de um diodo com resistências em série e paralelo e (d) modelo com dois diodos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A equação característica da modelagem das células FV é obtida aplicando-se as leis de *Kirchhoff* ao circuito equivalente do modelo escolhido (GOW, MANNING, 1999). Assim, a equação (1) evidencia como é gerada a corrente em uma célula FV.

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{cel} + I_{cel} R_s}{n_s \cdot m \cdot V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{cel} + I_{cel} R_s}{R_p} \quad (1)$$

sendo:

V_{cel} a tensão nos terminais de saída da célula FV, em V;

I_{cel} a corrente nos terminais de saída da célula FV, em A;

I_{ph} a corrente fotogerada ou fotocorrente, em A;

I_0 a corrente de saturação reversa do diodo, em A;

n_s o número de células FV em série que constituem o módulo FV;

m o fator de idealidade do diodo, adimensional, sendo $m \in [1,2]$;

V_t a tensão térmica, em V;

R_s a resistência em série, em Ω ;

R_p a resistência em paralelo ou shunt, em Ω .

A fotocorrente (I_{ph}) é um parâmetro que depende da irradiação solar e da temperatura incidentes na célula FV e é descrita pela equação (2). Já as equações (3), (4) e (5) especificam os parâmetros I_0 , I_{0r} e V_t , respectivamente.

$$I_{ph} = \frac{G_o}{G_r} [I_{cc} + \alpha \cdot (T_o - T_r)] \quad (2)$$

$$I_o = I_{or} \cdot \left(\frac{T_o}{T_r}\right)^3 \cdot \exp\left[\frac{E_g}{m \cdot V_t} \cdot \left(\frac{T_o}{T_r} - 1\right)\right] \quad (3)$$

$$I_{or} = \frac{I_{ph}}{\exp\left(\frac{V_{ca}}{n_s \cdot m \cdot V_t}\right) - 1} \quad (4)$$

$$V_t = \frac{k \cdot T_o}{q} \quad (5)$$

sendo:

G_o a irradiação solar de operação da célula FV, em W/m²;

G_r a irradiação solar de referência, 1000 W/m²;

I_{cc} a corrente de curto-circuito em condições padrão de teste, em A;

α o coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito, em A/K;

T_o a temperatura de operação do módulo, em K;

T_r a temperatura de referência, 298 K;

I_{or} a corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência, em A;

E_g a energia de banda proibida, 1,11 eV;

V_{ca} a tensão de circuito aberto, em V;

k a constante de Boltzmann, $1,380 \times 10^{-23}$ J/K;

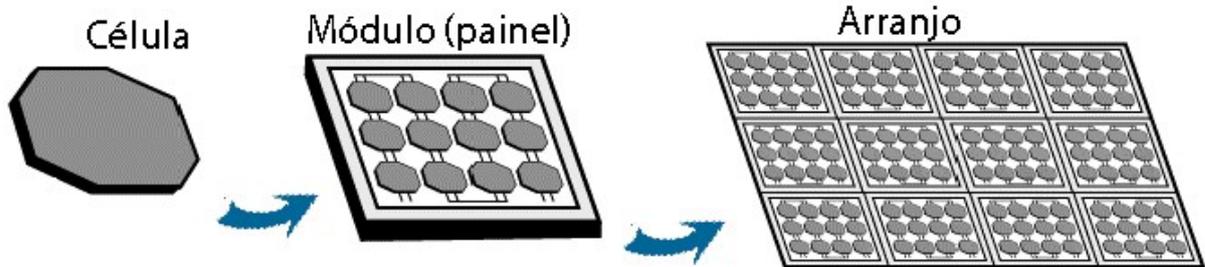
q a carga elementar do elétron, $1,609 \times 10^{-19}$ C.

2.1.5 Modelagem dos painéis fotovoltaicos

É importante esclarecer as terminologias relacionadas aos sistemas fotovoltaicos. Como já discutido anteriormente, a célula FV é unidade elementar que converte a luz solar em energia elétrica. Por sua vez, o módulo fotovoltaico, também conhecido como painel solar, é o dispositivo comercialmente disponível que é composto por conexões série e paralela de células FV contidas em um invólucro. Semelhantemente, os módulos FV podem ser conectados em série e/ou paralelo em conformidade com as exigências do projeto de sistema fotovoltaico. O

arranjo série e/ou paralelo desses módulos é denominado de matriz fotovoltaica ou arranjo fotovoltaico (DIGTHEHEAT, 2011). A Figura 3 ilustra de maneira didática esses conceitos.

Figura 3 – Célula, módulo e arranjo fotovoltaico.



Fonte: DIGTHEHEAT, 2011 (adaptada e traduzida).

A modelagem de um arranjo FV é realizada acrescentando-se as variáveis N_s e N_p , que correspondem ao número de módulos conectados em série e em paralelo, respectivamente. Dessa forma, a equação (1) é reescrita conforme apresentado na equação (6).

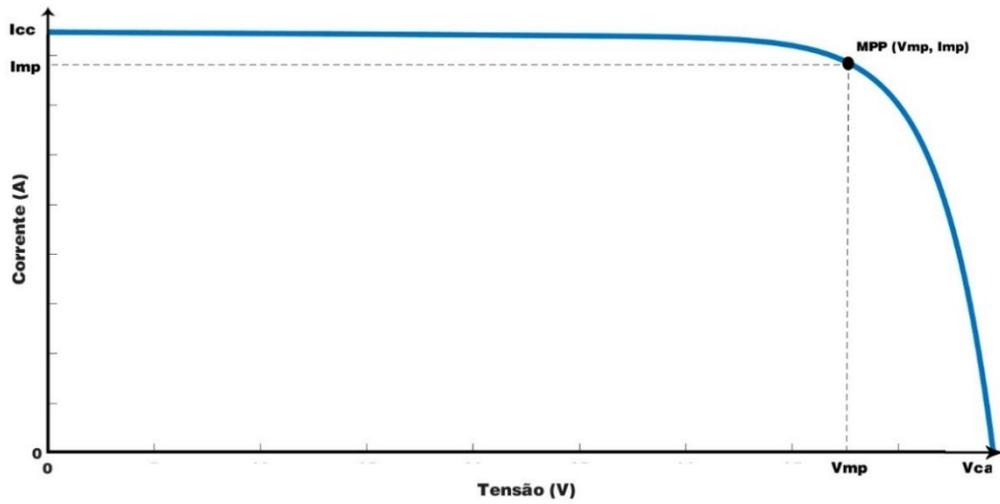
$$I_{cel} = I_{ph} \cdot N_p - I_0 \cdot N_p \cdot \left[\exp\left(\frac{V_{cel} + I_{cel} \cdot R_s}{n_s \cdot m \cdot V_t \cdot N_s}\right) - 1 \right] - \frac{V_{cel} + I_{cel} \cdot R_s}{R_p} \quad (6)$$

A solução das equações da modelagem matemática resulta na curva característica corrente-tensão (I-V), como demonstrado na Figura 4. Ao analisar a curva não-linear, é fundamental destacar três pontos, a saber, ponto de corrente de curto-circuito (I_{cc}), ponto de tensão de circuito aberto (V_{ca}) e ponto de máxima potência (MPP). O MPP tem como coordenadas a tensão na máxima potência (V_{mp}) e a corrente na máxima potência (I_{mp}).

A curva característica I-V depende diretamente da irradiação solar incidente e da temperatura. Destarte, a irradiação solar influencia diretamente na intensidade de corrente de curto-circuito, como mostrado na Figura 5.

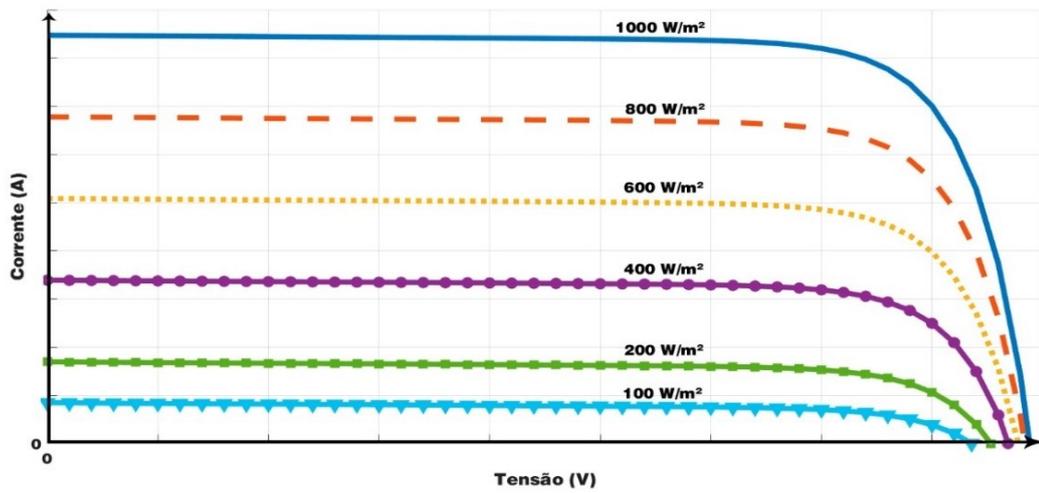
Por outro lado, a temperatura pouco influencia no nível de corrente; no entanto, apresenta uma variação considerável nos valores de tensão de circuito aberto como apresentado na Figura 6.

Figura 4 – Curva característica corrente-tensão (I-V) de um módulo fotovoltaico.



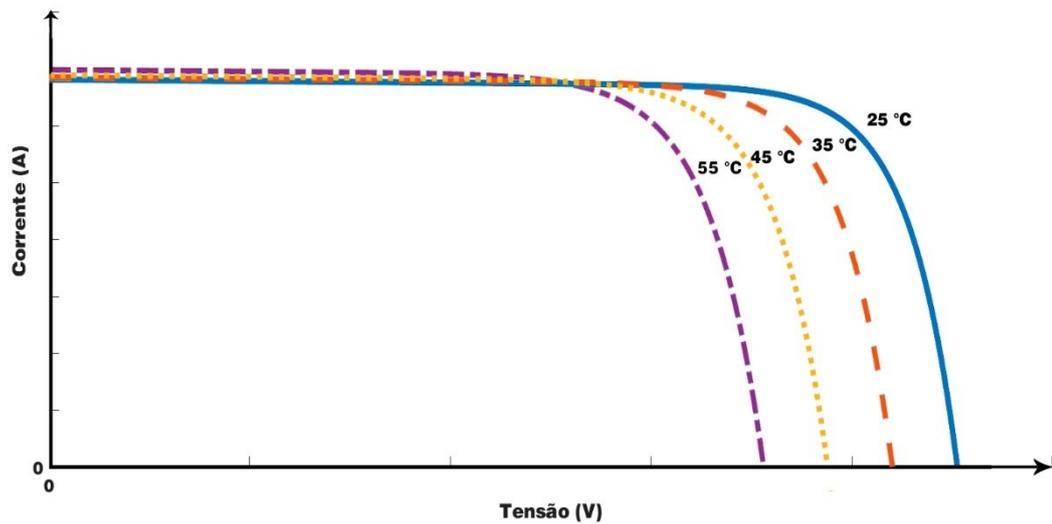
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5 – Influência da irradiação solar na curva I-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

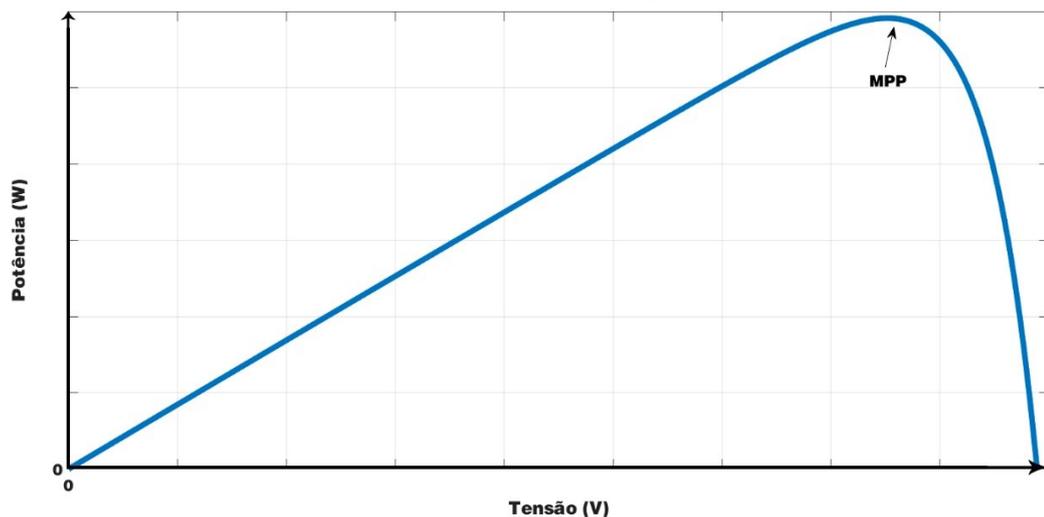
Figura 6 – Influência da temperatura na curva I-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O ponto de máxima potência de um módulo FV é aquele em que o produto da corrente pela tensão nos terminais de saída do módulo FV seja máximo. Embora esse ponto seja mostrado na curva característica I-V, o MPP torna-se mais claramente perceptível na curva característica potência-tensão (P-V), como indicado no gráfico abaixo, Figura 7. A potência produzida por um painel solar é nula nos pontos I_{cc} e V_{ca} , ao passo que é positiva para os pontos intermediários.

Figura 7 – Curva característica P-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante enfatizar que a temperatura do módulo possui uma relação linear com a irradiação solar quando a velocidade do vento é menor que 1 m/s (COSTA, 2010) apresentado na equação (7).

$$T_m = T_a + \frac{G_m \cdot (NOCT - 293)}{800} \quad (7)$$

sendo:

T_m a temperatura do módulo, em K;

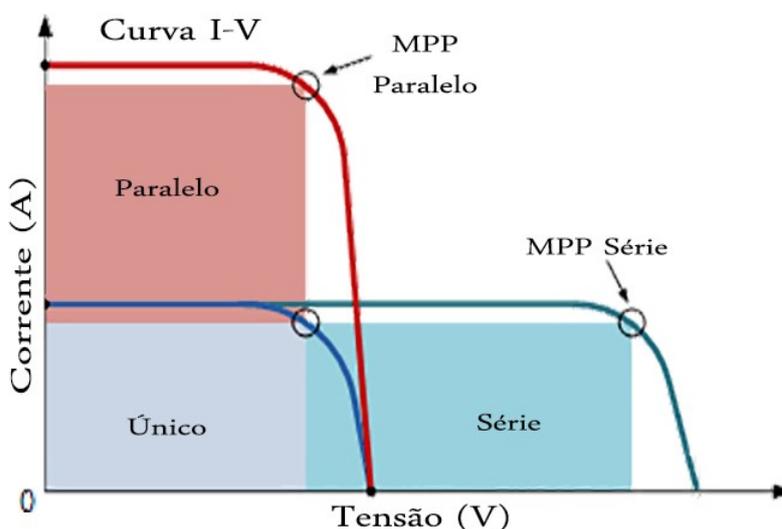
T_a a temperatura ambiente, em K;

$NOCT$ a temperatura do módulo em condições normais de operação, em K.

Normalmente, os fabricantes fornecem, no *datasheet* do módulo FV, o valor da temperatura nominal de operação da célula ($NOCT$ – *Nominal Operating Cell Temperature*) para temperatura ambiente de 293 K, irradiação solar 800 W/m^2 e velocidade do vento 1 m/s.

Com base no que já foi visto, os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série, paralelo ou uma combinação das duas. Quando os módulos estão conectados em série formam uma *string*. Um arranjo fotovoltaico pode ser formado por uma única *string* ou por várias *strings* conectadas em paralelo. A curva característica I-V em arranjos série e paralelo é indicada na Figura 8.

Figura 8 – Curva I-V em arranjos série e paralelo.



Fonte: ALTERNATIVE ENERGY, 2016 (traduzida e adaptada).

2.2 As condições ambientais em sistemas fotovoltaicos

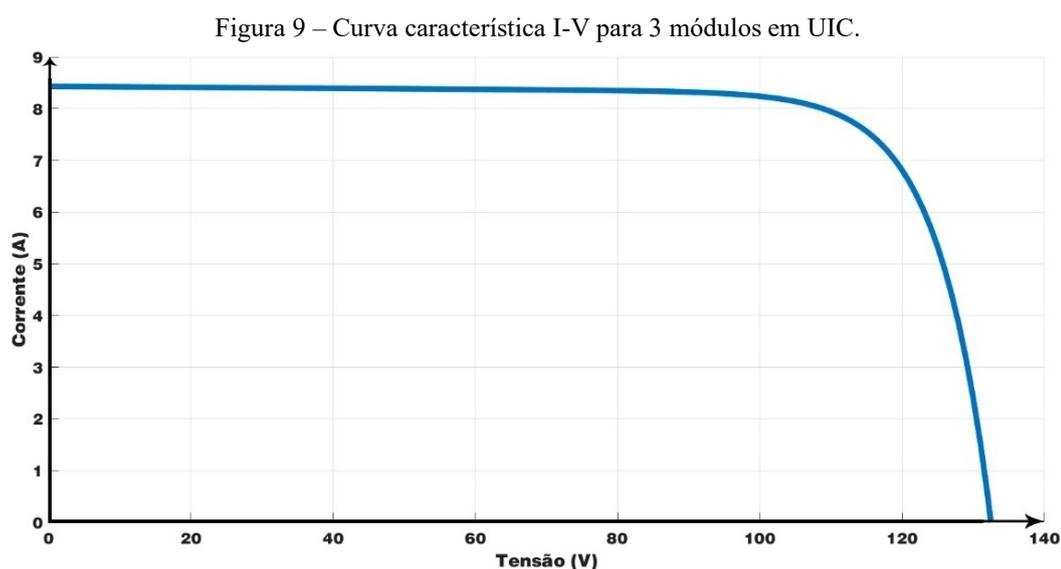
Como citado na seção anterior, os módulos fotovoltaicos são associações de células fotovoltaicas, que por sua vez podem ser associados em matrizes fotovoltaicas com o intuito de atender a quaisquer demandas de alta potência a que se destinam.

Para atender a essas demandas, os sistemas fotovoltaicos podem ser constituídos, por arranjos fotovoltaicos, unidades de armazenamento de energia, conversores de energia, controladores de carga, controle de MPPT, dentre outros, a depender da finalidade específica do sistema. Desta forma, os sistemas FV são classificados em isolados, conectados à rede e híbridos (ROAF, FUENTES, THOMAS-REES, 2014).

Um sistema fotovoltaico, independentemente da classificação, pode ser submetido a condições de irradiação solar e temperatura uniformes (*Uniforms Irradiance/Temperature Conditions* – UIC) ou podem ser submetidos a condições em que os níveis de irradiação solar e temperatura são distribuídos de forma desiguais sobre os componentes do sistema

fotovoltaico, devido aos sombreamentos parciais (*Partial Shading Conditions* – PSC) (ALONSO-GARCIA, RUIZ, CHENLO, 2006).

As condições uniformes ocorrem quando os níveis de irradiação solar e temperatura são iguais em todos os módulos FV. A ocorrência de UIC pode ser sem sombreamento no sistema FV ou quando todos os painéis FV estão com o mesmo sombreamento. O gráfico seguinte, Figura 9, evidencia o comportamento da curva característica I-V de um sistema fotovoltaico submetido à UIC, composto por 3 módulos conectados em série e com dados de irradiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura do módulo de $30 \text{ }^\circ\text{C}$.

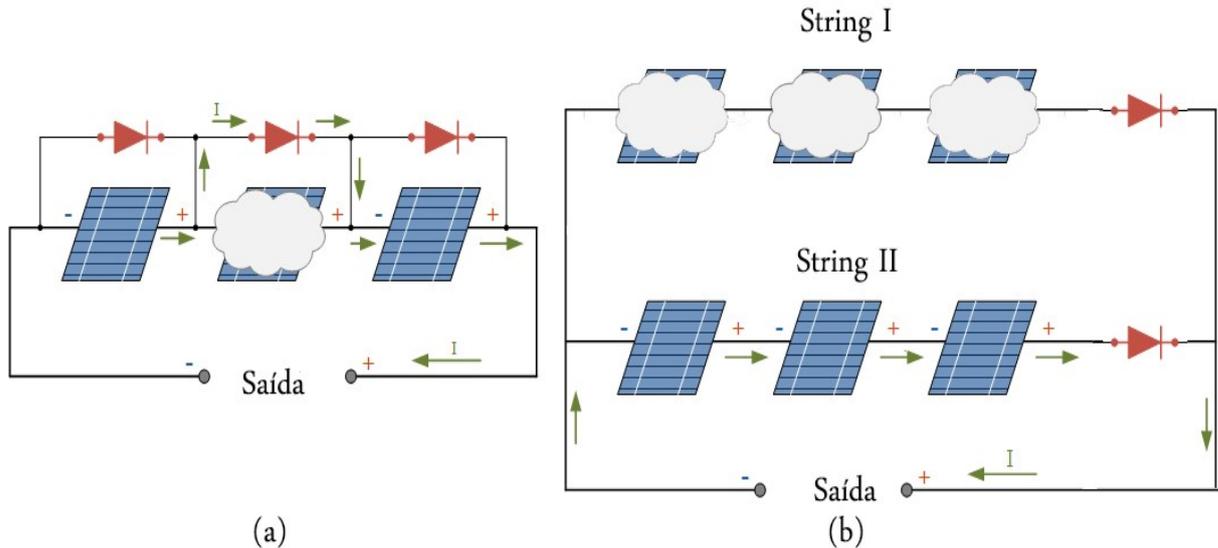


Fonte: Elaborada pelo autor.

As condições de sombreamento parcial, em sistemas fotovoltaicos, são praticamente inevitáveis. Os módulos FV podem ser sombreados parcialmente por eventualidades da natureza, como por exemplo: pousar de pássaros, poeira acumulada sobre alguns módulos e outros infortúnios comuns. A ocorrência de PSC provoca perdas por aquecimento e também afeta a curva característica I-V do arranjo FV, conseqüentemente, surgem vários picos na curva característica P-V.

As perdas por aquecimento são minimizadas com a utilização de diodos de by-pass e de bloqueio. É ilustrado na Figura 10 a localização padrão desses diodos em sistemas FV.

Figura 10 – Arranjo fotovoltaico submetido a PSC com (a) diodos de *by-pass* e (b) diodos de bloqueio.

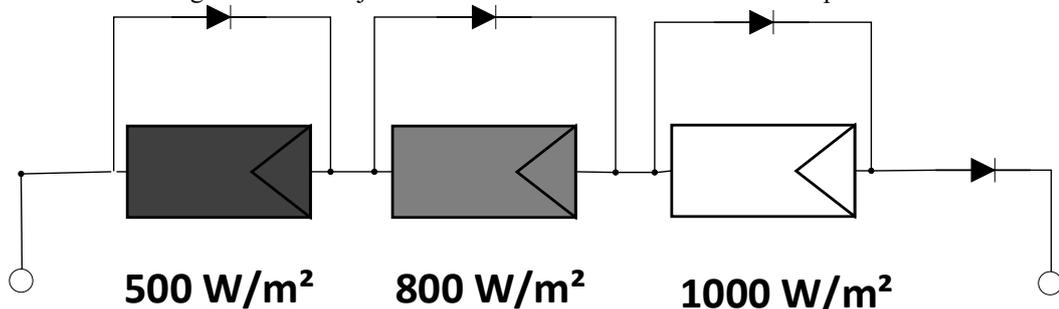


Fonte: ALTERNATIVE ENERGY, 2018 (traduzida e adaptada).

Os diodos de bloqueio são utilizados em sistemas FV com strings em paralelo com a função de evitar fluxo de corrente indesejável. Como se observa na Figura 10, os diodos de bloqueio são conectados em série com as *strings*. Eles devem ser capazes de suportar corrente direta igual a corrente máxima disponível e tensão reversa igual a tensão de circuito aberto da *string*. Já os diodos de *by-pass*, são utilizados em paralelo com cada módulo FV na *string* com o objetivo de fornecer um caminho auxiliar para a corrente elétrica caso um ou mais módulos fotovoltaicos sejam sombreados (SILVESTRE, BORONAT, CHOUDER, 2009).

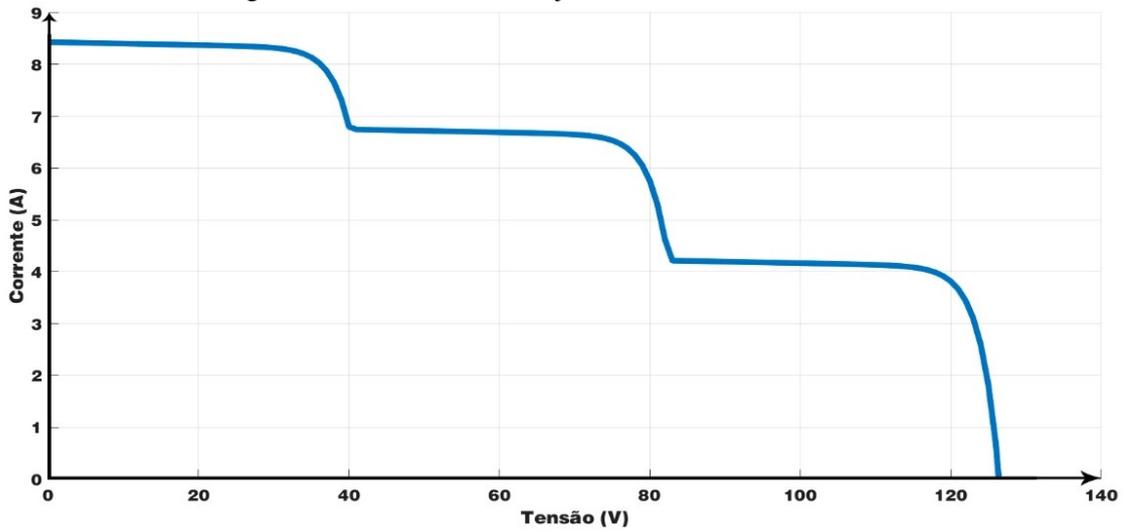
Considerando um arranjo fotovoltaico submetido a sombreamento parcial, conforme apresentado na Figura 11, é possível observar o comportamento da curva característica I-V, exibido na Figura 12. Já na Figura 13, é possível notar o surgimento de mais de um ponto de máximo. O ponto que possui a maior potência é denominado ponto de máxima potência global (GMPP) e os demais pontos são denominados de ponto de máxima potência local (LMPP).

Figura 11 – Arranjo fotovoltaico submetido a sombreamento parcial.



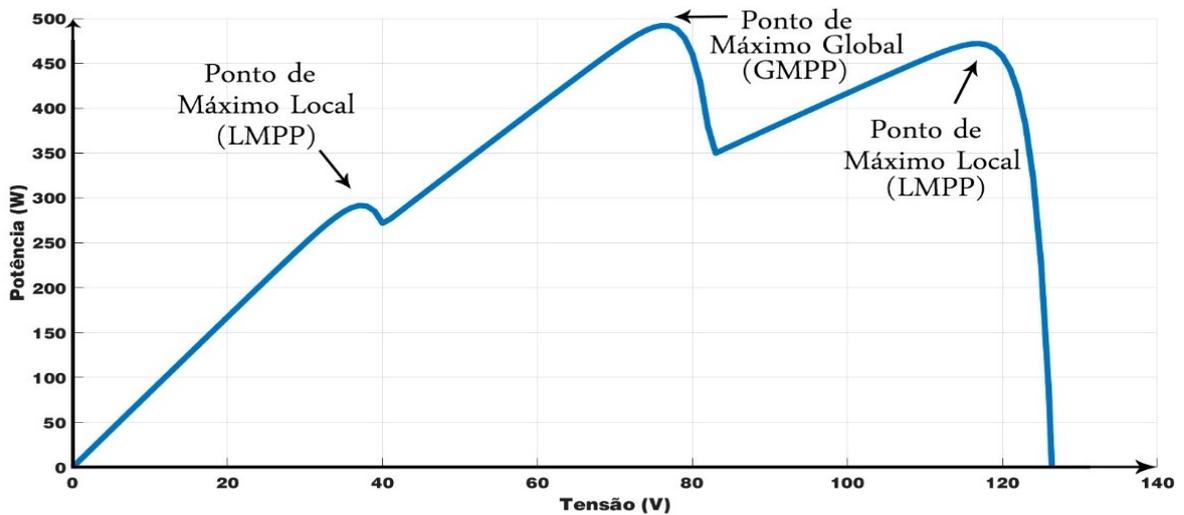
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 12 – Curva I-V de arranjo fotovoltaico submetido a PSC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 13 – Curva P-V de arranjo fotovoltaico submetido a PSC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim, o arranjo fotovoltaico apresenta a quantidade de pontos de máximos igual a quantidade de níveis diferentes de irradiação solar. Essa característica dificulta a busca pela máxima potência realizada por técnicas de MPPT clássicas, que por diversas vezes não supera um LMPP e fica restrito a um ponto de menor potência.

2.2.1 Soluções para o sombreamento parcial

Depreende-se da seção anterior a importância de se mitigar os efeitos gerados pela ocorrência do sombreamento parcial. Isto posto, a literatura apresenta possíveis soluções para diminuir os efeitos negativos do sombreamento parcial. Dentre as mais utilizadas encontram-

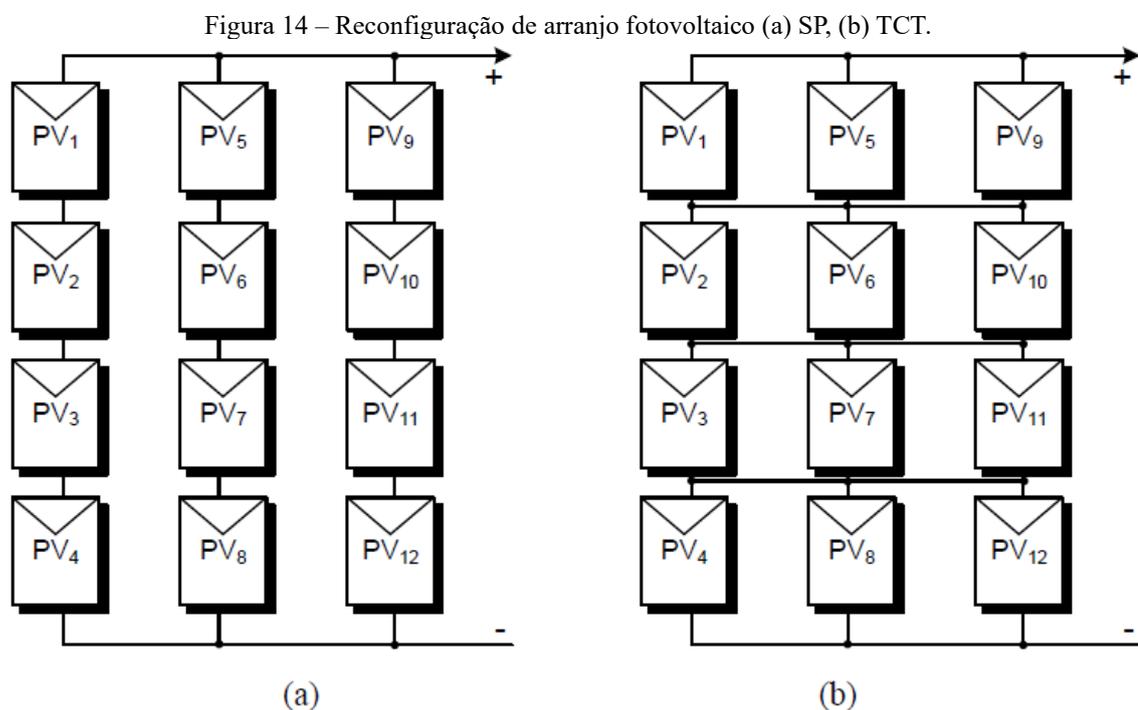
se a reconfiguração do arranjo fotovoltaico e as técnicas de rastreamento de máxima potência global.

2.2.1.1 Reconfiguração do arranjo fotovoltaico

Uma solução para o sombreamento parcial é realizada através da reconfiguração do arranjo fotovoltaico. Sabe-se que em instalações de geração fotovoltaica de grande porte, a associação dos módulos FV é do tipo mista, ou seja, as *strings* (conexão série) são conectadas em paralelo. Assim, a reconfiguração é feita conectando todos os módulos FV em série e também em paralelo. Pois, quando um módulo é sombreado, os outros módulos FV em paralelo tendem a diminuir o efeito de incompatibilidade com o restante do arranjo (SANTOS, 2018).

A Figura 14 (a) mostra a conexão padrão série-paralelo (*Series-parallel* – SP), enquanto que a Figura 14 (b) apresenta a reconfiguração do arranjo FV que foi denominada totalmente entrelaçado (*Total-Cross-Tied* – TCT).

A reconfiguração é uma solução simples, entretanto, atende somente arranjos que possuam diversas *strings* em paralelo. Ademais, é importante reforçar que a reconfiguração não elimina os máximos locais, apenas diminui os seus níveis. Portanto, os conversores ainda apresentarão dificuldades na busca pela máxima potência com algoritmos de MPPT tradicionais (KARATEPE *et al.*, 2010).



2.2.1.2 Técnicas de rastreamento de máxima potência

Nos sistemas fotovoltaicos, a utilização de técnicas de rastreamento de máxima potência (MPPT) é imprescindível devido ao comportamento não-linear da corrente e tensão nas saídas dos módulos fotovoltaicos (LYDEN, HAQUE, MAHMUD, 2016).

A energia disponível nos arranjos fotovoltaicos é diretamente dependente da irradiação solar incidente e da temperatura. Como esses parâmetros mudam constantemente, o ponto de máxima potência global também sofre variações. Assim, devido ao baixo rendimento dos painéis FV atrelado ao custo inicial de implantação de um sistema fotovoltaico, é extremamente importante extrair ao máximo a potência gerada pelos módulos FV.

Dessa forma, é necessário se utilizar de alguns critérios para avaliar as técnicas de MPPT discutidas neste trabalho de pesquisa, dentre as quais se tem: i) capacidade de encontrar o GMPP; ii) rápido rastreio do GMPP em condições de sombreamento uniforme e parcial; iii) menor necessidade do conhecimento do sistema fotovoltaico pelo projetista; e iv) quantidade reduzida de sensores (LYDEN, HAQUE, MAHMUD, 2016).

Um dos componentes mais relevantes para o presente trabalho de pesquisa é o rastreamento do ponto de máxima potência. Diante disso, no capítulo seguinte será explanado sobre a técnica de MPPT proposta neste trabalho. Entretanto, na próxima seção será apresentado o estado da arte dos diversos métodos de MPPT encontrados na literatura.

2.3 Estado da arte das técnicas de MPPT

As técnicas de MPPT apresentadas na literatura podem ser classificadas em três grupos: técnicas clássicas, baseadas em inteligência computacional e híbridas.

Alguns algoritmos clássicos de MPPT, como método perturba e observa (P&O) (REZK, ELTAMALY, 2015), condutância incremental (SAFARI, MEKHILEF, 2010) e método de escalada (XIAO, DUNFORD, 2004), não conseguem distinguir os pontos de máximo local dos pontos de máximo global. Diante disso, não é possível rastrear o GMPP utilizando os métodos clássicos em condições de sombreamento parcial.

No entanto, com o objetivo de sanar essa dificuldade dos algoritmos clássicos, diversas pesquisas envolvendo técnicas de MPPT foram aplicadas baseadas em algoritmos de inteligência artificial, como a lógica *fuzzy* (ALAJMI *et al.*, 2011), redes neurais artificiais (RAI *et al.*, 2011), algoritmos evolucionários (TAJUDDIN *et al.*, 2013), otimização por enxame de partículas (ISHAQUE *et al.*, 2012; EBERHART, KENNEDY, 1995), algoritmo de enxame de

peixes artificiais (MAO *et al.*, 2018), algoritmo de colônia de abelhas artificiais (SOUFYANE BENYOUCEF *et al.*, 2015), algoritmo de salto de sapo embaralhado (YANG *et al.*, 2019), dentre outros.

Essas técnicas baseadas em inteligência computacional têm como vantagens, em comum, a rápida convergência e o melhor desempenho para lidar com busca de funções não lineares. Porém, evidenciam desvantagens como a complexidade computacional, a exigência de grandes dados para treinar as redes neurais e espaço de busca muito amplo.

Com o intuito de melhorar a busca pelo GMPP em condições de variações ambientais, a literatura apresenta diversos estudos de técnicas de MPPT híbridas, ou seja, com combinações de técnicas de MPPT em um único algoritmo. Segue as principais pesquisas nessa área dos últimos dez anos.

Em Murtaza *et al.* (2012) é apresentado uma técnica de MPPT híbrida que combina os métodos perturba e observa (P&O) e a tensão de circuito aberto fracionada (FOVC). Os resultados mostram um aumento na velocidade de rastreamento em comparação com a técnica de MPPT P&O convencional sob condições ambientais dinâmicas, além de menos oscilações em torno do ponto de máxima potência. Entretanto, não foram considerados cenários de sombreamento parcial.

Com o intuito de utilizar a técnica P&O em condições de sombreamento parcial, Sher *et al.* (2015) propõem um método de MPPT híbrido baseado nos métodos perturba e observa (P&O) e da corrente de curto-circuito fracionada (FSCC). A principal vantagem desse método é o fato de não utilizar sensores de radiação solar e temperatura, pois o algoritmo decide inteligentemente sobre o momento de medir a corrente de curto-circuito, e, com isso, detecta as condições meteorológicas dinâmicas automaticamente. Os resultados apresentam melhora da estabilidade e coleta de energia dos arranjos fotovoltaicos. Todavia, o método não funciona para mudanças abruptas das condições climáticas.

A contribuição apresentada por Farh, Eltamaly e Othman (2018), é um método de MPPT híbrido baseado em otimização de enxame de partículas (PSO) e controlador de lógica *fuzzy* (FLC). Os autores apresentaram duas novas técnicas de reinicialização do algoritmo PSO, a saber, dispersar as partículas nas mudanças de sombreamento parcial e reinicialização com tempo pré-definido. Os resultados comprovaram o desempenho superior do PSO-FLC híbrido comparado ao PSO em termos de eficiência, precisão, redução de oscilações no estado estacionário e ajuste suave no GMPP rastreado. No entanto, é evidente a complexidade computacional desse sistema.

Em Lian, Jhang e Tian (2014) é proposto um método híbrido de MPPT que combina P&O e PSO. Inicialmente, o método P&O é empregado para identificar o máximo local mais próximo. A partir desse ponto, o método PSO é usado para procurar o GMPP. A vantagem desse método é que o espaço de busca do PSO é reduzido e, por conseguinte, o tempo necessário para a convergência pode ser bastante diminuído. Entretanto, essa técnica não pode ser utilizada no caso de controle direto do ciclo de trabalho do conversor, pois utiliza como parâmetro de referência a tensão do sistema fotovoltaico necessitando, assim, de um controlador.

Em Manickam *et al.* (2016) é proposta uma técnica de MPPT híbrida P&O-PSO. O método P&O é utilizado para rastrear o GMPP sob irradiância uniforme, e o mesmo é usado para detectar a ocorrência de sombreamento parcial. Assim, o P&O é utilizado em sombreamento uniforme e o PSO é empregado apenas quando ocorre sombreamento parcial.

A técnica proposta será comparada os algoritmos de MPPT P&O, PSO e o proposto em Manickam *et al.* (2016). Assim, esses três algoritmos são detalhados nas próximas subseções.

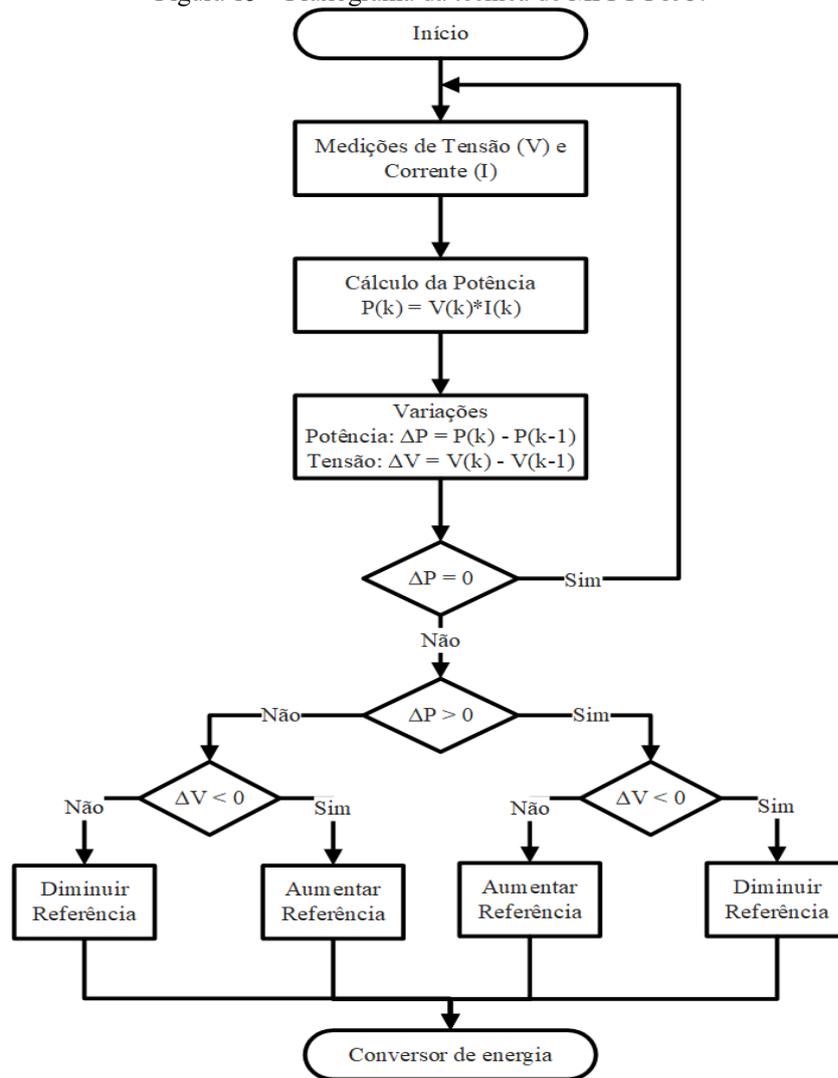
2.3.1 Técnica de MPPT baseada em Perturba e Observa (P&O)

A técnica de MPPT P&O é a mais utilizada na prática devido a sua facilidade de implementação e simplicidade. É caracterizada pela injeção de uma pequena perturbação no sistema, observando as variações de tensão e potência decorrentes dessa alteração (REZK, ELTAMALY, 2015). O fluxograma da técnica de MPPT P&O é retratado na Figura 15.

Conforme mostrado no fluxograma, inicialmente são realizadas as leituras de tensão e corrente do arranjo fotovoltaico. Na sequência, é calculada a potência, logo após, as variações de potência e tensão são calculadas a partir da diferença entre a leitura atual e a realizada no passo anterior. Em seguida, essas variações são comparadas a fim de controlar o sinal de referência, esse sinal é incrementado ou decrementado e pode representar a referência de tensão ou o ciclo de trabalho aplicado diretamente ao conversor.

É possível perceber que o tamanho do incremento ou decremento da referência afeta diretamente o desempenho da técnica. À vista disso, uma grande variação permite que a busca se aproxime do ponto de máxima potência mais rápido. Porém, em estado estacionário, ficará oscilando na região do MPP podendo não o encontrar. Diante disso, deve se ter um equilíbrio no tamanho da variação da referência e assim otimizar a busca pelo MPP.

Figura 15 – Fluxograma da técnica de MPPT P&O.



Fonte: Elaborada pelo autor.

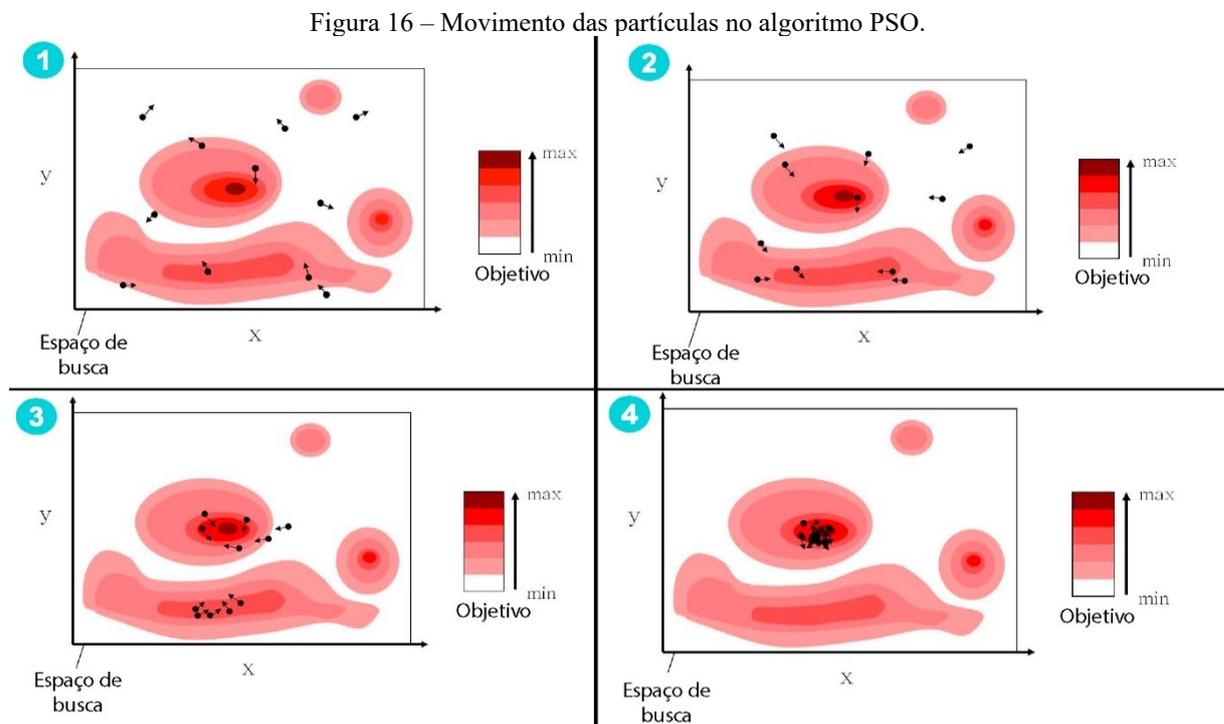
Quando o arranjo fotovoltaico é submetido a condições de sombreamento parcial, esse método pode ficar restrito a um LMPP e assim não convergir para o GMPP a depender do ponto de operação.

2.3.2 Técnica de MPPT baseada em Otimização por Enxame de Partículas (PSO)

O algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO) foi desenvolvido em 1995 por Eberhart e Kennedy, e é inspirado no comportamento social do voo de aves em busca de alimentos. O PSO é um método de otimização global que é muito eficaz para resolução de situações em que ocorram máximos locais e máximo global. Nesse método, várias partículas são utilizadas e seguem duas regras muito simples, a saber, seguir a partícula de melhor desempenho e se mover em direção às melhores condições encontradas pela partícula em si.

2.3.2.1 Velocidade e Posição das Partículas

A cada partícula são associados uma velocidade e posição no espaço. Assim, para cada iteração do algoritmo é realizado o ajuste dessas propriedades da partícula em conformidade com a experiência da própria partícula, bem como da partícula de melhor desempenho. É ilustrado na Figura 16, o movimento das partículas até atingir o GMPP. Observa-se que no primeiro quadro as partículas se movimentam de maneira aleatória. Já no segundo quadro elas recebem influência dos máximos locais e do máximo global. No terceiro quadro a maioria das partículas já estão na região do máximo global. Por fim, no último quadro, todas as partículas convergem para o objetivo máximo, ou seja, no nosso caso é o GMPP.



Fonte: ENGELBRECHT, 2007 (traduzida e adaptada).

Isto posto, as equações (8) e (9) apresentam os ajustes de velocidade e posição de cada partícula.

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + \varphi_1 a_1 (Pm_i - x_i^k) + \varphi_2 a_2 (Gm - x_i^k) \quad (8)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (9)$$

Sendo v_i^{k+1} e v_i^k a velocidade da partícula, na iteração atual e na iteração anterior, respectivamente; x_i^{k+1} e x_i^k representam a posição de cada partícula, na iteração atual e anterior, na devida ordem; w é o peso inercial da partícula que influencia no ajuste da velocidade atual; φ_1 e φ_2 são coeficientes positivos das ações cognitivas e sociais, respectivamente; a_1 e a_2 correspondem a números aleatórios entre 0 e 1; Pm_i representa a melhor posição encontrada pela i -ésima partícula, enquanto Gm armazena a melhor posição encontrada dentre todas as partículas; o parâmetro k corresponde ao número de iterações do algoritmo e i representa o índice de identificação da partícula.

O termo wv_i^k é o componente de peso inercial que influencia diretamente no ajuste de velocidade da partícula. Se o peso $w > 1$ ou $w = 0$ as mudanças nas direções das partículas serão mínimas. Por esse motivo, w é definido como um valor no intervalo $[0, 1]$. Ainda assim, se o valor do peso inercial for muito pequeno, a partícula realizará um rastreamento local. Por outro lado, se for definido um valor muito próximo de 1, a busca irá considerar uma área muito grande. Logo, é importante optar por um valor de equilíbrio com o intuito de ampliar ou reduzir o espaço de busca.

O termo $\varphi_1 a_1 (Pm_i - x_i^k)$ retrata o comportamento cognitivo e está relacionado à memória individual da partícula com a melhor posição já encontrada, de modo que a velocidade é influenciada pela própria experiência da partícula.

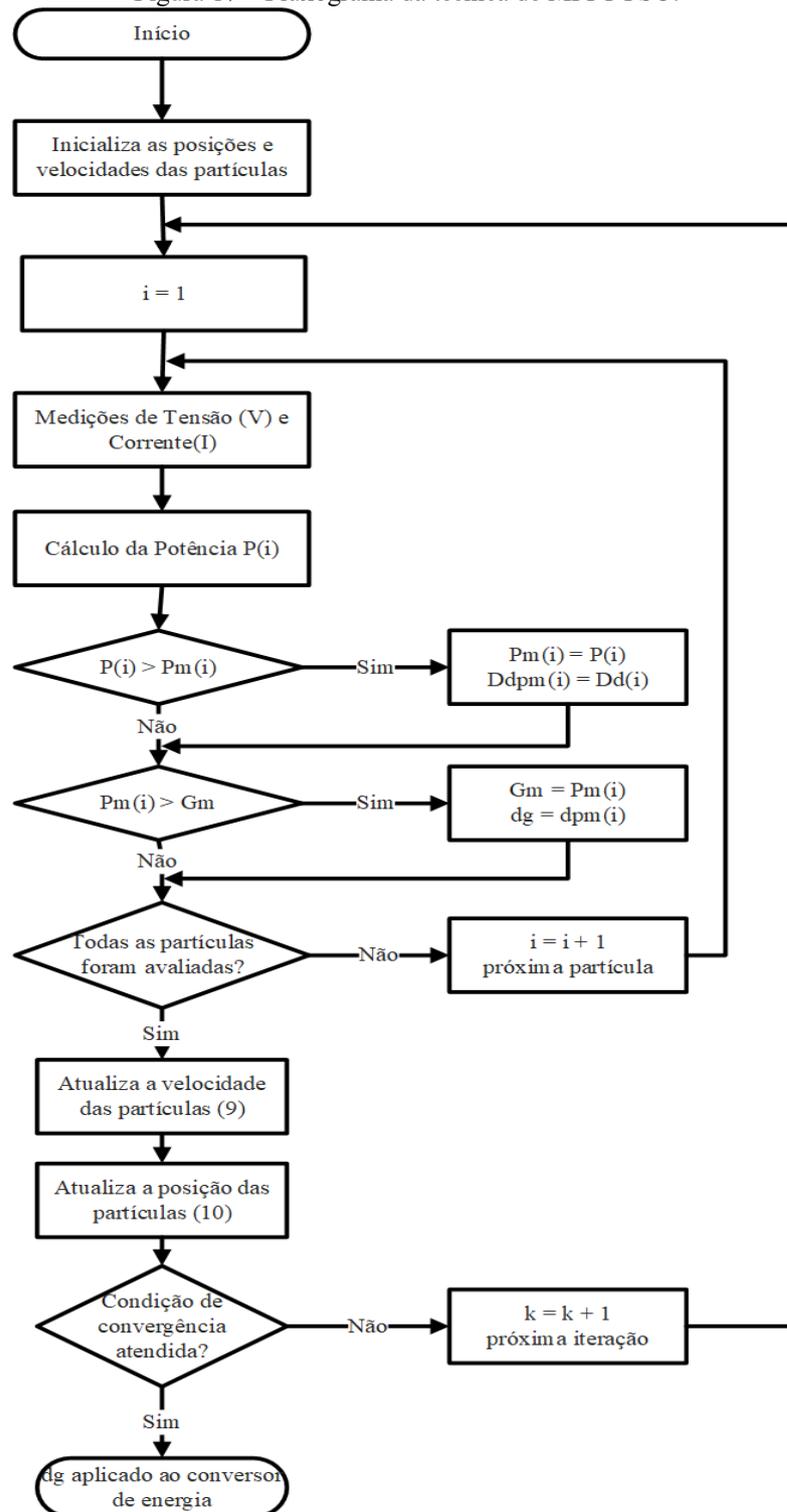
Já o termo $\varphi_2 a_2 (Gm - x_i^k)$ expressa o comportamento social em que torna evidente a tendência das partículas se moverem pela influência das experiências dos vizinhos. Assim, φ_1 e φ_2 apresenta um equilíbrio entre a coletividade e individualidade no movimento da partícula, enquanto os pesos a_1 e a_2 garantem a característica estocástica do algoritmo.

Outro ponto importante nessa descrição do PSO, está relacionada a quantidade de partículas utilizadas no algoritmo. Quanto mais partículas utilizadas, tem-se um aumento da probabilidade de rastrear o ponto ótimo. Contudo, o tempo computacional para resolução do problema é aumentado. Dessa forma, é substancial um equilíbrio entre a quantidade de partículas a serem utilizadas e o tempo computacional necessário para encontrar a solução.

2.3.2.2 Algoritmo PSO aplicado em MPPT

O fluxograma do algoritmo PSO padrão aplicado em rastreamento do ponto de máxima potência é apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Fluxograma da técnica de MPPT PSO.



Fonte: Elaborada pelo autor.

As posições e velocidades iniciais das partículas podem ser realizadas de duas maneiras, sendo elas, de modo aleatório distribuído em todo o espaço de busca ou através de pontos equidistantes no espaço de busca. No PSO convencional, esses parâmetros são inicializados aleatoriamente.

A quantidade de partículas utilizadas na execução do algoritmo é diretamente relacionada ao tempo computacional para a resolução do problema e, de igual modo, aumenta a probabilidade de o PSO encontrar o ponto ótimo da solução. Assim, deve-se buscar uma boa relação custo-benefício entre o número de partículas e o tempo computacional.

Uma função objetivo é definida para a convergência do algoritmo. Como a aplicação da técnica de otimização é rastrear a máxima potência disponível em arranjos fotovoltaicos, a potência é definida como a função objetivo.

Desse modo, é avaliado o melhor valor para cada partícula e são armazenados no vetor Pm_i , enquanto que o melhor valor dentre as partículas é guardado como Gm . Na sequência, são atualizadas a posição e a velocidade de cada partícula do enxame utilizando as equações (8) e (9), respectivamente. Por fim, são verificados os critérios de convergência do algoritmo, a saber, o número máximo de iterações e a variação da potência abaixo de um limiar. Se nenhum dos critérios for atendido, o número de iteração é incrementado e retorna para a avaliação da função objetivo, mas se algum dos critérios for atendido, o rastreamento da máxima potência é finalizado.

Na literatura são encontradas várias estratégias propostas para melhorar o desempenho do PSO, em termos de diminuição das oscilações em regime permanente, facilidade no ajuste de parâmetros, tempo de rastreamento e número de iterações (MIYATAKE *et al.*, 2011; LIU *et al.*, 2012). Uma das dificuldades desse tipo de algoritmo é que o rastreador precisa explorar todo o espaço de busca até convergir para o GMPP. Isso resulta em grandes variações na potência e, conseqüentemente, na redução da eficiência do sistema.

2.3.3 Técnica de MPPT híbrida P&O-PSO

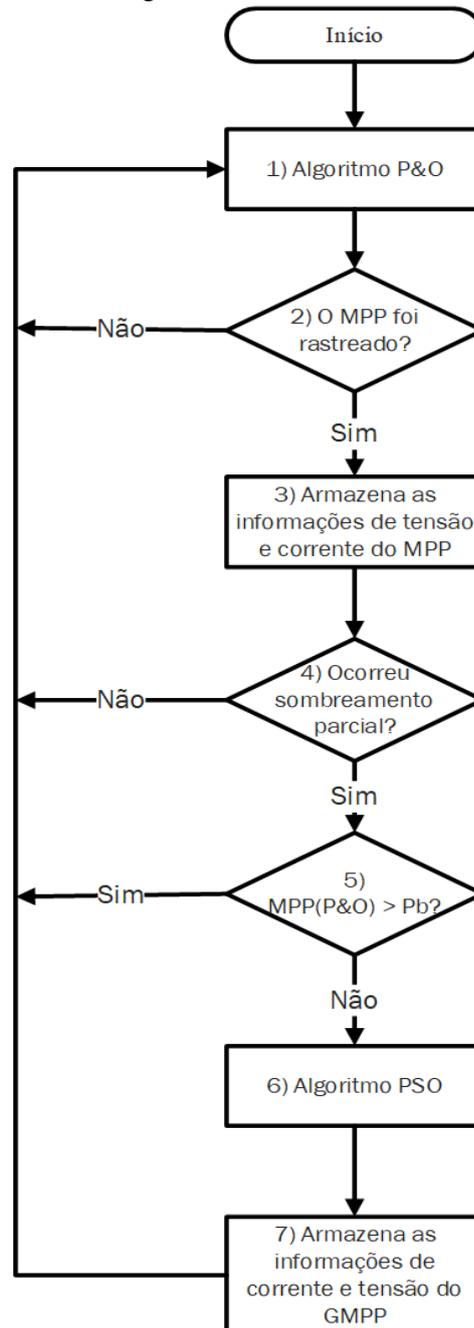
O fluxograma da técnica de MPPT híbrida P&O-PSO proposta em Manickam *et al.* (2016) é apresentado na Figura 18.

Inicialmente é utilizado o método P&O convencional, assim como já descrito anteriormente (etapas 1 e 2). Quando o rastreamento é concluído, registra-se as informações do MPP, ou seja, tensão e corrente no ponto de máxima potência (etapa 3). Na sequência, é realizada uma comparação entre as informações armazenadas com os valores mais recentes com o intuito de detectar sombreamento parcial (etapa 4). Uma vez detectado o PSC, o algoritmo verifica se o primeiro pico (mais à direita) é o pico global ou não (etapa 5). Se a restrição de desigualdade de energia for satisfeita, então o atual pico é o GMPP e utiliza-se apenas o método P&O, caso contrário, o algoritmo chaveia para o método PSO (etapa 6). O método PSO é

utilizado com espaço de busca reduzido para a região entre dois picos de potência, até encontrar o GMPP. Após a convergência do PSO o algoritmo armazena as informações de corrente e tensão do GMPP (etapa 7) e retorna para o P&O mantendo o ponto operacional.

Nesse método, o algoritmo P&O é utilizado para rastrear o MPP e identificar a causa de uma mudança no nível de potência. Se essa mudança é o resultado de uma transição de uma condição de irradiância uniforme para outra, o P&O rastreia automaticamente o MPP. Nesse caso, é visto que a magnitude da mudança de tensão é pequena.

Figura 18 – Fluxograma da técnica de MPPT P&O-PSO.



Fonte: Elaborada pelo autor

Suponhamos agora que a natureza da irradiação mude de uniforme para não uniforme. Então, após a transição, o P&O rastreia um dos máximos locais. Se esse máximo for o LMPP mais à direita, então o controlador observa um aumento na tensão MPP controlada. Entretanto, algumas mudanças de sombreamento uniforme para parcial podem forçar o ponto de operação no segundo ou terceiro picos da curva P-V. Tais situações são detectadas devido a variação de tensão ser maior e comparável à tensão de máxima potência de um ou mais módulos FV. Assim, o P&O é utilizado para detecção de sombreamento parcial.

O tipo de sombreamento é identificado com base na comparação do estado atual e as informações de corrente e tensão armazenadas na convergência do algoritmo. As regras para essa detecção estão resumidas na Tabela 2.

Tabela 2 – Identificação de mudança de sombreamento.

Estado anterior de sombreamento	ΔP_{mpp}	ΔV_{mpp}	$ \Delta V_{mpp} $	ΔI_{mpp}	Estado atual de sombreamento
Uniforme	Positivo	Positivo	< 1,5 V	Positivo	Uniforme
Uniforme	Negativo	Negativo	< 1,5 V	Negativo	Uniforme
Uniforme	Positivo ou negativo	Positivo	> 1,5 V	Positivo ou negativo	Não-uniforme
Não-uniforme	Positivo ou negativo	Negativo	> 1,5 V	Positivo ou negativo	Uniforme

Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante ressaltar que o valor crítico de 1,5 V é selecionado como a diferença entre a tensão de MPP nominal em irradiância uniforme e a tensão de LMPP mais à direita em uma redução de 10 % na potência da *string* devido ao sombreamento parcial de apenas um módulo FV. Assim, esse valor é deixado à escolha do usuário.

A desvantagem desse método é a dificuldade para identificar um PSC, pois se baseia unicamente na variação da tensão e potência no ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. Desse modo, o algoritmo pode convergir para um LMPP por não conseguir identificar corretamente que o arranjo fotovoltaico está sob PSC. Além disso, esse método não apresenta solução para o caso de a operação já iniciar com sombreamento parcial e permanecer nessa condição.

3 TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA BASEADA EM PSO E P&O

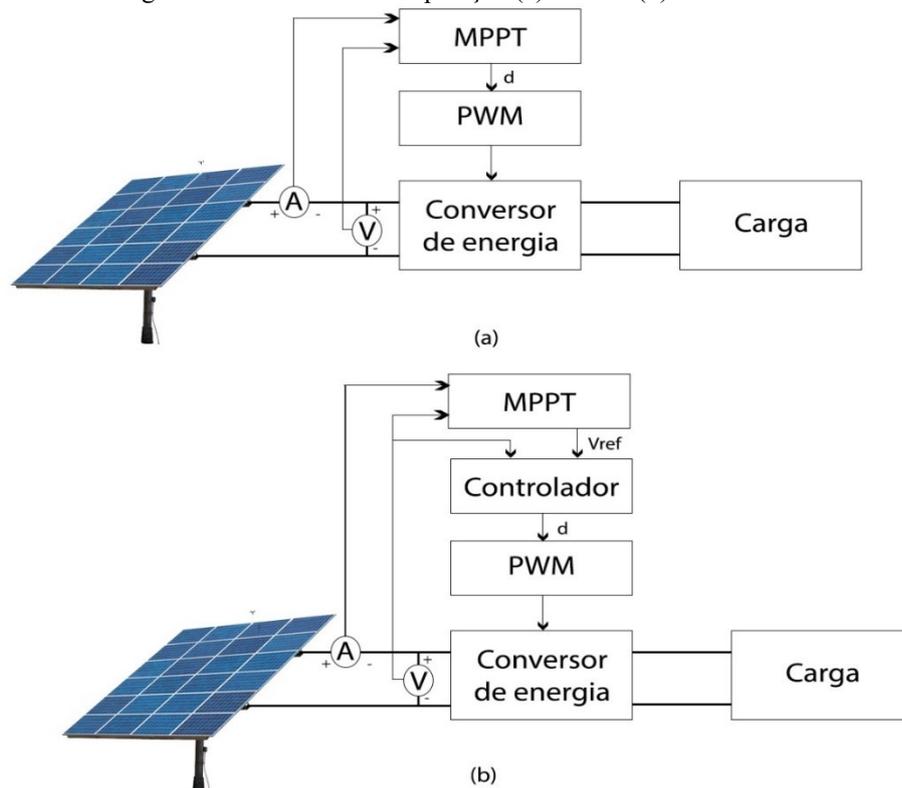
Entender como uma técnica de MPPT alcança seus objetivos requer compreender o papel de cada componente de um sistema fotovoltaico. Ele é basicamente constituído pelo arranjo fotovoltaico que se conecta a um conversor de energia, que por sua vez, tem um método de controle associado que atua nos parâmetros do conversor, com o intuito de encontrar a operação ideal do arranjo fotovoltaico. Assim é possível realizar a transferência de energia do arranjo fotovoltaico para uma carga de maneira eficiente.

Neste capítulo são explanados: estratégia de controle, topologias de sistemas fotovoltaicos e conversor de energia utilizados no presente trabalho de pesquisa. Por fim, é apresentada a técnica de MPPT híbrida PSO-P&O proposta.

3.1 Estratégia de controle

Existem duas estratégias principais de controle aplicadas em sistemas fotovoltaicos, ou seja, o controle pode ser realizado com manipulação direta ou indireta do ciclo de trabalho do conversor de energia, conforme é mostrado na Figura 19.

Figura 19 – Estratégias de controle com manipulação (a) direta e (b) indireta do ciclo de trabalho.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na associação direta, Figura 19 (a), a técnica de MPPT trabalha diretamente no comportamento do chaveamento do conversor, ou melhor, o ponto de operação ideal é ajustado através da alteração do ciclo de trabalho relacionada a Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation* – PWM) que controla o dispositivo de chaveamento no conversor (ELGENDY, ZAHAWI, ATKINSON, 2014).

Na associação indireta, Figura 19 (b), a implementação do controlador, geralmente, é feita utilizando controladores Proporcional-Integral (PI), que são inseridos antes do conversor. Nessa estratégia, a técnica de MPPT trabalha com variáveis de controle, que em geral são usadas a tensão ou a corrente do arranjo fotovoltaico. O objetivo de se utilizar um controlador é melhorar as respostas transitórias e diminuir o tempo de acomodação (ELGENDY, ZAHAWI, ATKINSON, 2014).

A seguir é realizada uma análise para escolha da estratégia de controle, levando-se em consideração os critérios citados na seção 2.2.1.2. A primeira característica se refere à capacidade de diferenciar pontos de máximos locais e globais. Tendo em vista que a técnica de MPPT híbrida proposta consegue diferenciar tais pontos. A utilização de uma ou outra estratégia de controle não interfere neste item.

A segunda característica é a capacidade de rastrear o ponto de máximo global. Assim como no anterior, um dos objetivos principais da técnica de MPPT é rastrear o GMPP independente das condições ambientais, logo, também não se tem interferência na escolha da estratégia de controle.

O terceiro item trata sobre a rapidez na busca do GMPP sob condições ambientais variáveis. Essa característica implica diretamente no tempo de estabilização da potência extraída do sistema fotovoltaico. Assim, é recomendada a utilização de estratégia de controle indireta para redução desse tempo de acomodação e velocidade de convergência. Entretanto, na técnica de MPPT híbrida proposta, tem-se uma rápida convergência em comparação com os algoritmos de otimização baseados em inteligência computacional.

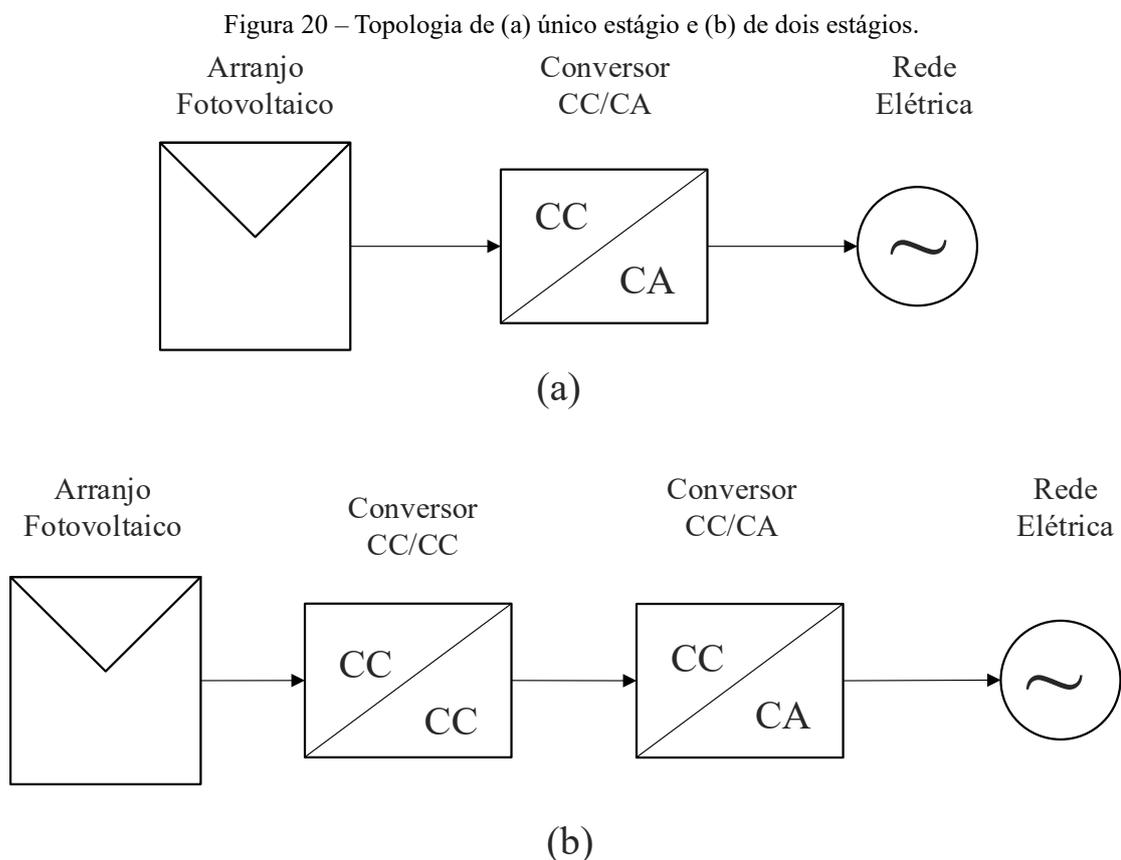
A última característica citada se refere à complexidade ou custo da técnica proposta. Nota-se que as duas estratégias utilizam a mesma quantidade de sensores, consequentemente, os custos são similares. Entretanto, o controle direto implica numa conexão de menor complexidade.

Ao fim dessa análise, optou-se pela utilização da estratégia de controle direta. Pois ela atende a maioria dos critérios expostos e oferece várias vantagens: i) a estratégia de controle é simples; ii) o tempo de computação é reduzido; e iii) não há necessidades de ajuste de ganhos

de controladores, apresentando resultados semelhantes. Prosseguindo a pesquisa, a próxima subseção irá tratar sobre a topologia de sistemas fotovoltaicos.

3.2 Topologia de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas conectados à rede podem ser utilizados com duas topologias: a de estágio único e a de dois estágios, conforme mostrado na Figura 20. Na primeira, tem-se apenas um inversor¹ interligando diretamente o arranjo fotovoltaico à rede elétrica, enquanto que na topologia de dois estágios é realizada primeiro uma conversão CC-CC e somente depois que o condicionamento para a rede elétrica ocorre.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A utilização de um estágio CC-CC elevador de tensão, permite que seja usado um menor número de módulos fotovoltaicos associados em série e apresenta maior flexibilidade e segurança para o sistema fotovoltaico. Alguns trabalhos apresentam um estudo profundo sobre

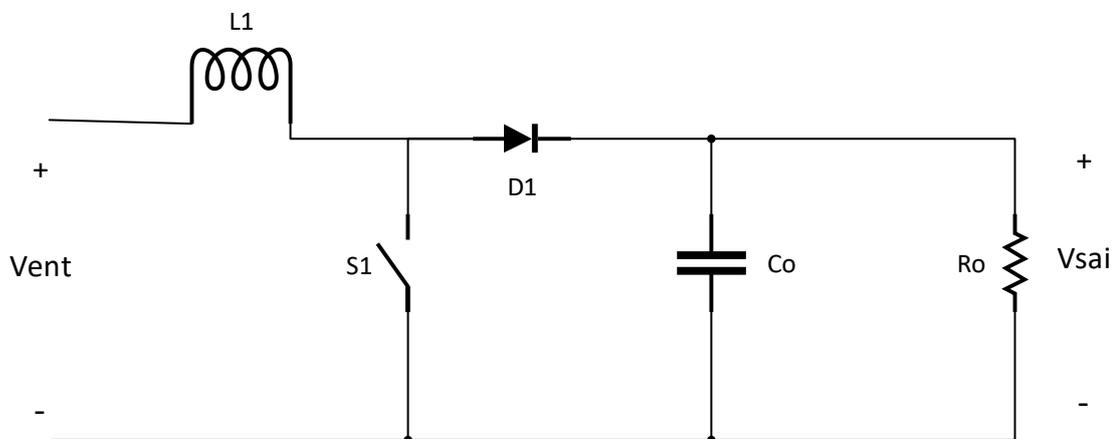
¹ São conversores de energia CC-CA que fornecem em suas saídas tensões alternadas com frequência fixa, possui aplicação como fonte de tensão com controle da corrente de saída.

as topologias empregadas em sistemas fotovoltaicos, como (Cabrera-Tobar *et al.*, 2016) e (Kouro *et al.*, 2015). Este trabalho de pesquisa utiliza a topologia de dois estágios com foco no primeiro estágio, a conversão CC-CC.

3.3 O Conversor de Energia

Os conversores de energia mais comumente utilizados em aplicações de MPPT são os conversores *boost*, *buck* e *buck-boost*. Depreende-se da seção anterior que os conversores CC-CC utilizados em sistemas fotovoltaicos devem ser do tipo elevador de tensão. Logo, o presente trabalho optou pela utilização do conversor CC-CC *boost* (ou *step-up*), Figura 21, devido a simplicidade na estrutura atrelada ao baixo custo de implementação quando comparado com outros conversores CC-CC elevadores.

Figura 21 – Conversor CC-CC *boost*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na topologia do conversor *boost*, L1 representa o indutor, S1 representa a chave estática de potência, Co caracteriza o capacitor que atua como filtro na saída, Ro corresponde a uma carga resistiva e D1 representa um diodo que permite a passagem da corrente em apenas um sentido.

O ganho de tensão do conversor *boost* no modo de condução contínua, é mostrado na equação (10). A definição de ciclo de trabalho, equação (11), é dada como a razão entre o tempo no qual a chave se encontra ligada e o tempo total do período.

$$\frac{V_{sai}}{V_{ent}} = \frac{1}{1 - D} \quad (10)$$

$$D = \frac{T_{on}}{T_{total}} \quad (11)$$

sendo:

V_{sai} a tensão de saída do conversor CC-CC, em V;

V_{ent} a tensão de entrada do conversor CC-CC, em V;

D o ciclo de trabalho aplicado no conversor CC-CC;

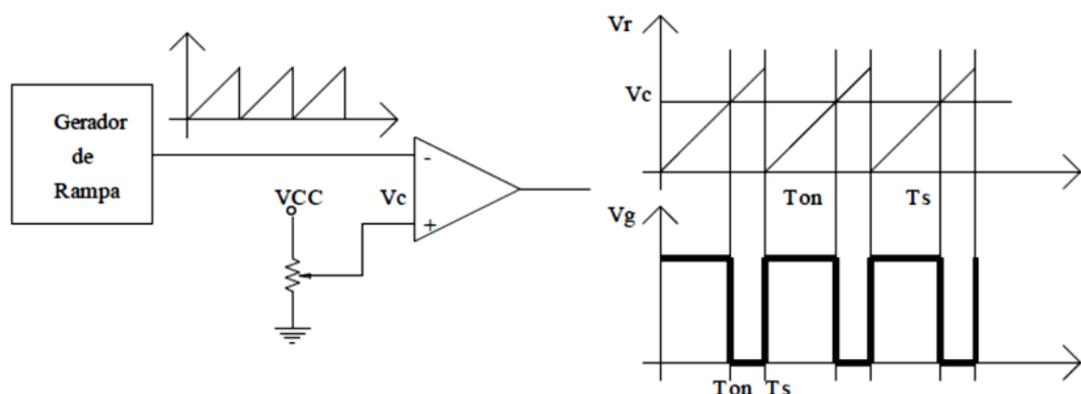
T_{on} o tempo que a chave se encontra ligada em um período, em ms;

T_{total} o período do PWM, em ms.

O conversor de energia CC-CC é utilizado com dois objetivos: adequar a tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico à tensão no barramento CC e fazer com que o sistema fotovoltaico opere no ponto de máxima potência, através do casamento de impedância entre a fonte e a carga.

A técnica de MPPT atua no conversor CC-CC através do controle do ciclo de trabalho que modifica o sinal de modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation – PWM*), conforme visto na Figura 19 (a). Nesta pesquisa, o PWM é baseado no sinal de uma portadora do tipo triangular com frequência fixa, conforme apresentado de maneira simplificada na Figura 22.

Figura 22 – Geração do sinal PWM.



Fonte: TAVARES, 2009.

Sendo T_{on} o tempo em que o PWM permanece em nível alto e T_s o período em segundos. Nesse esquema simplificado, observa-se que o sinal da portadora é comparado com o sinal de referência por um bloco comparador. Assim sendo, a largura do pulso na saída do comparador é ajustada pela comparação entre a amplitude do sinal de referência com o sinal da

portadora. Diante disso, o ciclo de trabalho (ou *duty cycle*) é o fator que determina a variação da amplitude do sinal de referência. Em vista disso, o PWM controla a tensão que chega até a carga e, conseqüentemente, a potência aplicada à carga.

3.4 Técnica de MPPT híbrida PSO-P&O proposta

O algoritmo proposto no presente trabalho de pesquisa segue a tendência de pesquisas na área que é a utilização de algoritmos de MPPT híbridos e utiliza o método PSO para realizar um ajuste grosso e o P&O para um ajuste suave na busca pelo GMPP. De tal forma que, somente em um primeiro momento, o espaço de busca completo é explorado e no segundo momento é realizada a busca em um espaço reduzido até a convergência.

Como visto na seção 3.2, o PSO é muito eficaz para resolução de situações em que ocorram máximos locais e máximo global, que é exatamente o caso em que há sombreamento parcial no sistema fotovoltaico, por isso inicia-se por esse método. Após alguns passos de cálculo já é possível determinar qual partícula está mais próxima do máximo global, então se chaveia para o algoritmo P&O que a partir da melhor partícula realizará um ajuste fino para encontrar o GMPP. O fluxograma do algoritmo híbrido PSO-P&O proposto é apresentado na Figura 23.

Para Liu *et al.* (2012), um número maior de partículas resulta em um rastreamento de GMPP mais exato, mesmo sob condições de sombreamento parcial. No entanto, um maior número de partículas também leva a um tempo de computação mais longo.

Quando o arranjo FV contém m módulos conectados em série, existem m LMPPs na curva P-V. Nesse caso, o número de partículas (n) é escolhido como o número de painéis FV conectados em série no sistema FV. Cada partícula possui uma velocidade e posição no espaço. As posições das partículas são definidas como sendo o ciclo de trabalho do conversor CC-CC. As posições iniciais das partículas podem ser definidas ou atribuídas aleatoriamente no espaço de busca. Os picos na curva P-V ocorrem aproximadamente em múltiplos de 80 % da tensão de circuito aberto (V_{ca}) de um módulo FV e o deslocamento mínimo entre picos sucessivos é aproximadamente 80 % de V_{ca} (PATEL, AGARWAL, 2008).

Desta maneira, as partículas são inicializadas (etapa 1) em posições equidistantes no intervalo $[d_{min}, d_{max}]$, em que d_{min} e d_{max} representam o ciclo de trabalho mínimo e máximo, respectivamente, do conversor de energia. As velocidades iniciais das partículas são atribuídas aleatoriamente.

Na etapa 2, o conversor CC-CC é ativado com o ciclo de trabalho (posição da i -ésima partícula) e após um tempo de estabilização de 0,1 s é coletado, através de sensores de corrente e tensão, o valor da potência de saída do sistema fotovoltaico.

Na sequência, os melhores dados individual e global são atualizados (etapa 3). O valor de potência é comparado com o valor do vetor $Pm(i)$. Esse vetor inicialmente é nulo e é utilizado para guardar o melhor resultado de cada partícula. Se a potência atual for maior, atualiza-se o $Pm(i)$ e guarda-se o valor do ciclo de trabalho no vetor $dPm(i)$. Em continuidade, a potência atual é comparada com o melhor valor de potência global (Gm), se o valor de potência atual superar o Gm , atualiza-se o vetor Gm e o valor do ciclo de trabalho é armazenado na variável dGm . Esse processo se repete até que todas as partículas tenham sido avaliadas.

O próximo passo (etapa 4) trata sobre a atualização da velocidade e posição de cada partícula no enxame. No método PSO convencional apresentado na seção 3.2 essa atualização era dada pelas equações (8) e (9) em que o peso inercial e os coeficientes cognitivo e social são constantes. Entretanto, na técnica proposta, essas variáveis são aplicadas como em Liu *et al.* (2012) para acelerar a convergência e estão descritas a seguir.

A atualização da velocidade é dada pela Equação (12).

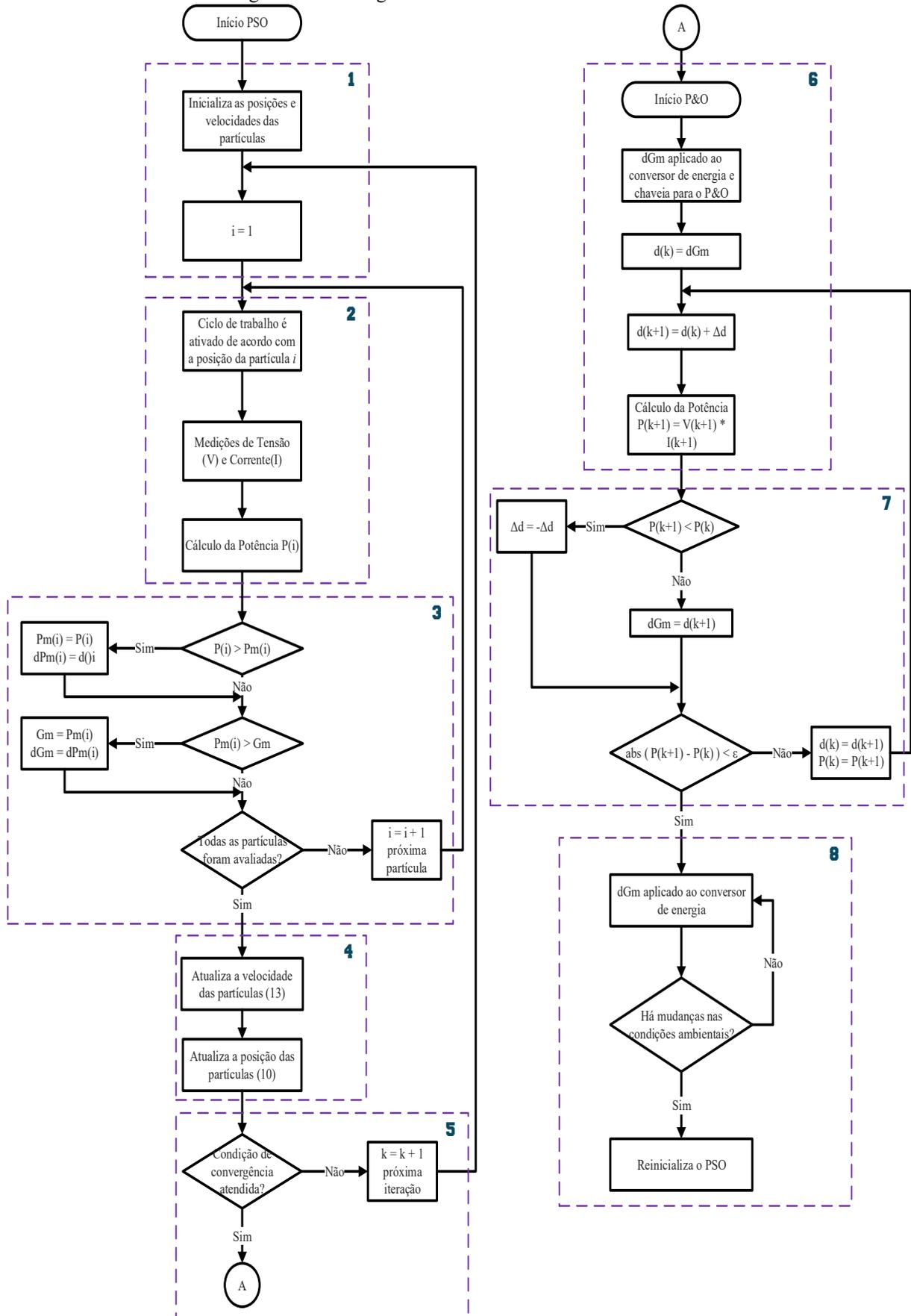
$$v_i^{k+1} = w^k v_i^k + \varphi_1^k a_1 (Pm_i - x_i^k) + \varphi_2^k a_2 (Gm - x_i^k) \quad (12)$$

O termo $w^k v_i^k$ controla o comportamento de convergência do PSO. Uma escolha muito comum é definir inicialmente o peso inercial, w^k , com um valor alto para uma maior exploração e reduzi-lo gradualmente para obter soluções refinadas (SHI, EBERHART, 1999). Assim, para acelerar a convergência, o peso inercial, é escolhido de tal maneira que o efeito de v_i^k diminua durante a execução do algoritmo. Para isso, um esquema com decaimento linear para w^k é utilizado, como mostra a equação (13).

$$w^k = w_{max} - \frac{k}{k_{max}} (w_{max} - w_{min}) \quad (13)$$

Sendo, w_{max} e w_{min} os limites superior e inferior de w , respectivamente; k é o número da iteração atual; e k_{max} corresponde a quantidade máxima permitida de iterações.

Figura 23 – Fluxograma da técnica de MPPT PSO-P&O.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os parâmetros φ_1^k e φ_2^k que representam as ações cognitivas e sociais são definidos pelas equações (14) e (15), por essa ordem.

$$\varphi_1^k = \varphi_{1,max} - \frac{k}{k_{max}} (\varphi_{1,max} - \varphi_{1,min}) \quad (14)$$

$$\varphi_2^k = \varphi_{2,min} + \frac{k}{k_{max}} (\varphi_{2,max} - \varphi_{2,min}) \quad (15)$$

Sendo, $\varphi_{1,max}$, $\varphi_{1,min}$ e $\varphi_{2,max}$, $\varphi_{2,min}$ os limites superior e inferior de φ_1 e φ_2 , na devida ordem.

Em relação a atualização das posições das partículas, é realizada da mesma forma que o método PSO convencional, dada pela equação (9).

Para que seja finalizado o método PSO são determinados dois critérios de convergência (etapa 5): o primeiro, se a diferença entre as posições das partículas for menor que um limiar e o segundo, se o algoritmo atingir o número máximo de iterações. O limiar de convergência deve ser escolhido com cuidado, pois se for muito grande, o algoritmo pode mudar para o segundo estágio antes de cumprir seu objetivo, se for muito pequeno, o tempo de permanência no primeiro estágio pode ser longo.

Em vista disso, nesta pesquisa, o limiar foi definido em 10 %, suficiente para o primeiro estágio identificar as proximidades do GMPP e adotado um número limite de 10 iterações realizadas pela primeira parte do algoritmo. Quando um dos critérios de convergência do PSO é satisfeito a posição da partícula que apresenta a maior potência extraída do sistema é armazenada na variável dGm e transferida para a segunda parte do algoritmo híbrido que realizará um ajuste mais refinado.

O fluxograma do segundo estágio (A) do algoritmo de MPPT híbrido inicia-se aplicando o ciclo de trabalho dGm no conversor CC-CC (etapa 6) e, após o tempo de estabilização, é coletado o valor de potência extraída do sistema fotovoltaico. Em seguida, aplica-se uma perturbação (Δd) no ciclo de trabalho do conversor de energia, e calcula-se a nova potência extraída do sistema FV.

Na etapa 7, é realizado efetivamente o ajuste suave, em que se a potência atual for maior que a potência anterior, mantém-se a perturbação na mesma direção. Caso contrário, altera-se a direção da perturbação.

As etapas 6 e 7 são repetidas até que o GMPP seja rastreado, isto é, até que o critério de convergência do P&O seja satisfeito. O critério de convergência dessa parte é que a diferença

entre a potência atual e a anterior seja menor que um limiar, definido em 1 %. Esse limiar foi escolhido com base em Femia *et al.* (2009).

Nessa aplicação, o valor do GMPP geralmente muda com as condições ambientais e com as condições de carga. Portanto, com a finalidade de possibilitar a utilização dessa técnica de MPPT híbrida PSO-P&O em situações dinâmicas, é utilizada uma restrição para detectar uma mudança de irradiância ou no padrão de sombreamento, apresentada na equação (16).

$$\frac{|P_{new} - P_{old}|}{P_{old}} \geq \Delta P (\%) \quad (16)$$

Sendo,

P_{new} a potência FV atual;

P_{old} a potência FV anterior;

ΔP o limiar de variação de potência em percentual.

O limite de variação de potência para identificação de mudanças nas condições ambientais é definido em 10 % levando-se em consideração a potência nominal dos módulos (MANICKAM *et al.*, 2016). O algoritmo proposto reinicializará as partículas (etapa 8) sempre que essa condição, for satisfeita.

Em certos casos, se houver uma mudança na irradiância em um ou mais módulos que são ignorados no presente ponto de operação, então os valores da corrente e tensão do GMPP atual não serão alterados. Uma vez que o algoritmo proposto detecta uma mudança nas condições de irradiância com base na mudança apenas na tensão e na corrente do GMPP, tais eventos não podem ser identificados. Esse problema pode ser resolvido pelo *retriggering*, em outras palavras, a reinicialização do algoritmo em intervalos de tempo fixos se o ponto operacional permanecer no mesmo local, como proposto em Carotenuto *et al.* (2014).

4 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Neste capítulo são apresentados, por meio de simulações numéricas, os resultados obtidos do desempenho do algoritmo de MPPT PSO-P&O proposto. Inicialmente, são apresentadas as características técnicas do módulo fotovoltaico modelado. A metodologia dos testes é explicada na sequência. Finalmente, são discutidos os resultados que comparam a técnica proposta com as técnicas de MPPT P&O, PSO e uma híbrida P&O-PSO disponíveis na literatura.

4.1 O módulo fotovoltaico

Para as simulações do sistema fotovoltaico são necessários os parâmetros referentes ao painel que se deseja utilizar. No prédio do Curso de Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia (CT) da Universidade Federal do Piauí (UFPI), Campus Ministro Petrônio Portella, está instalado um sistema fotovoltaico de geração de energia elétrica com capacidade total aproximada de 36 kWp. O sistema FV é composto de 114 painéis distribuídos em 6 *strings* com 19 módulos fotovoltaicos cada. O arranjo FV modelado no presente trabalho é composto pelos módulos FV utilizados nesse sistema.

O módulo fotovoltaico é o F320BzD Silvantis® F-Series do fabricante SunEdison®, como ilustrado na Figura 24, e tem seus principais parâmetros elétricos expostos na Tabela 3.

Figura 24 – Módulo fotovoltaico F320BzD Silvantis®.



Tabela 3 – Principais parâmetros elétricos do módulo F320BzD Silvantis®.

Característica	Valor
Eficiência do módulo FV	16,4 %
Tensão de circuito aberto	45,9 V
Corrente de curto-circuito	9,26 A
Potência máxima de saída	320 W
Tensão na máxima potência	37,0 V
Corrente na máxima potência	8,68 A
Temperatura de operação	-40 °C a +85 °C
Coefficiente de temperatura de Pmax	- 0,43 %/°C
Coefficiente de temperatura de Vca	- 0,31 %/°C
Coefficiente de temperatura de Icc	- 0,05 %/°C

Fonte: Elaborada pelo autor.

O presente módulo FV é constituído de células do tipo monocristalina CCz (*czocharalski* contínuo) e alcança níveis de eficiência de 16,4 % na conversão de energia solar fotovoltaica. O módulo é composto de 72 células FV conectadas em série e possui garantia de energia linear nas condições de teste padrão de 25 anos.

4.2 Metodologia dos Testes

Para testar a técnica de MPPT híbrida proposta foi utilizada a abordagem *off-line*, que tem como característica coletar dados de operação de um sistema fotovoltaico para posteriormente serem aplicados em testes de simulação. Para um teste inicial de validação do algoritmo, é utilizada a abordagem *off-line* com condições estáticas, apenas com foco na configuração de curvas P-V representando as condições ambientais diversas. Em um segundo momento, é aplicada uma abordagem *off-line* dinâmica com dados reais de operação do sistema fotovoltaico do CT/UFPI. Na sequência é explanada a metodologia das duas abordagens.

Na abordagem *off-line* com condições estáticas, as curvas características P-V são salvas em uma memória e representam uma condição fixa de irradiação solar e temperatura. São reproduzidas diferentes condições ambientais, utilizando-se múltiplas curvas P-V para validar os algoritmos sob diferentes níveis de dificuldades, ou seja, situações sem e com condições de sombreamento parcial. Essas curvas são implementadas no ambiente de simulação MATLAB®. Nessa abordagem não há necessidade de sensores de tensão e corrente do painel fotovoltaico, uma vez que essas informações já estão disponíveis na memória, isto é, a partir da modelagem do arranjo fotovoltaico os dados são armazenados em vetores. Logo, a ideia é mensurar a capacidade dos algoritmos em encontrar o ponto de máxima potência global (GMPP), ignorando o efeito do tempo. É como tirar uma fotografia da irradiação solar e

temperatura atuais que atingem os painéis fotovoltaicos e verificar se o algoritmo consegue detectar corretamente ou não o GMPP. Percebe-se que quando ocorre um sombreamento parcial, a capacidade de um algoritmo clássico em detectar o GMPP torna-se dependente do ponto de partida da busca, enquanto as técnicas baseadas em inteligência computacional não apresentam essa característica, tornando-as adequadas para operações reais.

Em relação a abordagem *off-line* dinâmica com dados reais de operação, todo o sistema fotovoltaico é implementado no ambiente de simulação PSIM®, com dados reais de irradiação solar e temperatura para avaliar as técnicas de MPPT. Os perfis ambientais foram coletados no dia 16 de dezembro de 2018, um dia nublado, em Teresina, Piauí, no Laboratório de Eficiência Energética da Universidade Federal do Piauí (UFPI) Campus Ministro Petrônio Portella. O propósito dessa abordagem é avaliar a capacidade dos algoritmos em rastrear o GMPP em um cenário real de operação, em que características dinâmicas na geração de energia elétrica são esperadas devido a mudanças estocásticas nas condições atmosféricas.

4.3 Abordagem *off-line* com condições estáticas

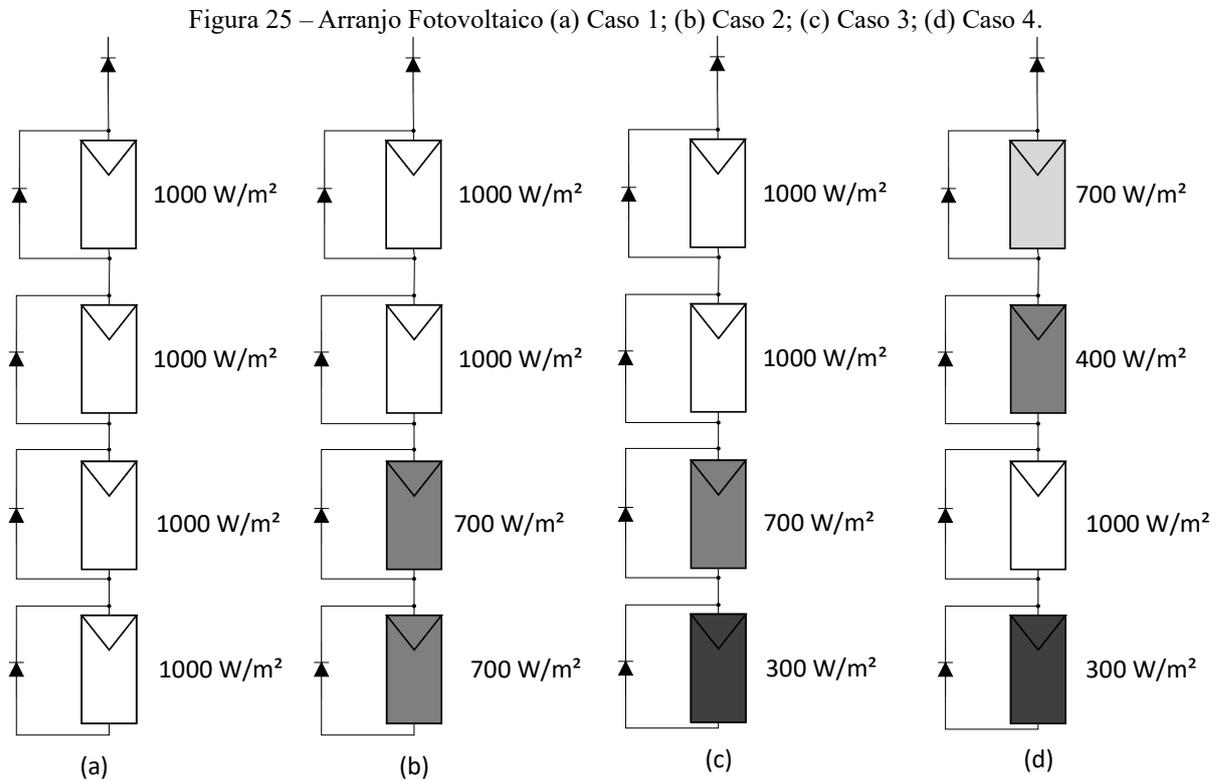
Nessa abordagem, um conjunto de curvas características P-V foi capturado para retratar situações reais, a fim de validar os algoritmos sob condições ambientais distintas. Essas curvas são classificadas em quatro casos, sendo que em um caso considera-se a irradiação solar e temperatura uniformes e nos demais casos são representados a ocorrência de sombreamentos parciais, conforme são descritas a seguir.

Os arranjos fotovoltaicos especificados como Caso 1, Caso 2, Caso 3 e Caso 4 se diferenciam entre si pelas condições de irradiação solar incidentes no arranjo PV, conforme visto na Figura 25.

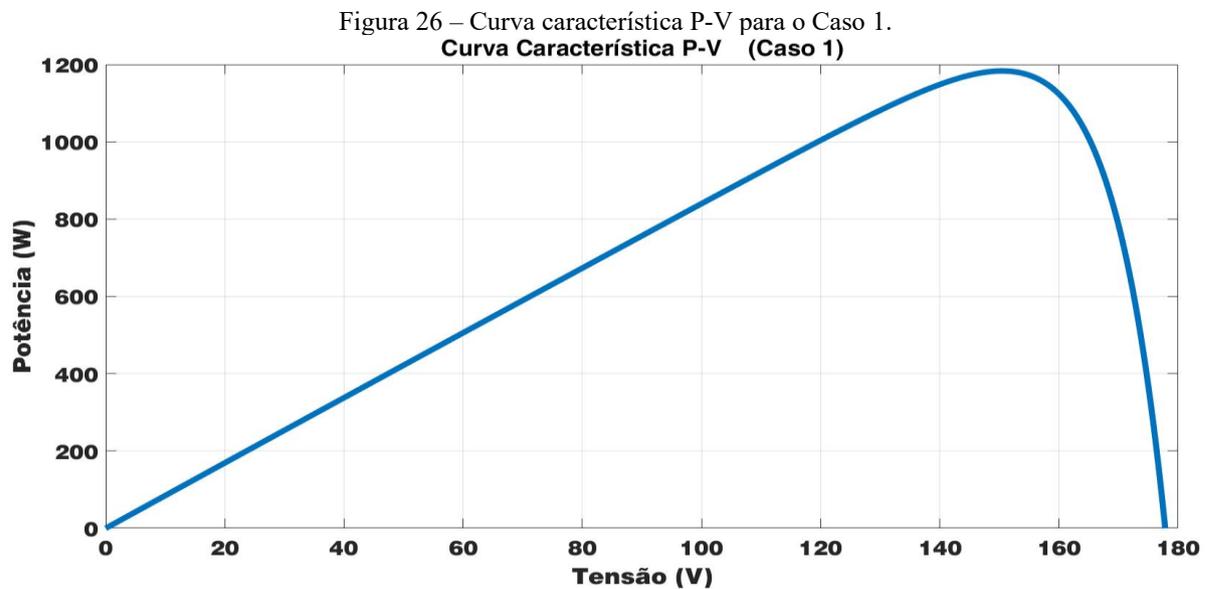
A curva característica P-V mostrada na Figura 26, considera o arranjo fotovoltaico do Caso 1 em que ocorrem condições de sombreamento uniforme (UIC). Devido a isso, observa-se apenas um único MPP localizado em 150,4 V e corresponde a 1183,4 W. Enquanto que na Figura 27 é evidenciada a curva P-V para o Caso 2, representado uma condição de sombreamento parcial em 2 módulos fotovoltaicos. Assim, aparecem dois pontos de máximo local (LMPP), sendo o maior desses denominado ponto de máxima potência global (GMPP). O GMPP ocorre em 153,9 V e corresponde a 870,86 W.

A curva P-V para o Caso 3, Figura 28, representa uma condição de sombreamento parcial em dois módulos FV, com valores de irradiação solar distintos. O GMPP ocorre em

117,4 V e corresponde a 671,31 W. Prosseguindo, na Figura 29 é mostrada a curva P-V para o Caso 4, em que cada painel FV tem um valor de irradiação solar diferente. Para esse caso, o GMPP ocorre em 76,4 V e 430,07 W.

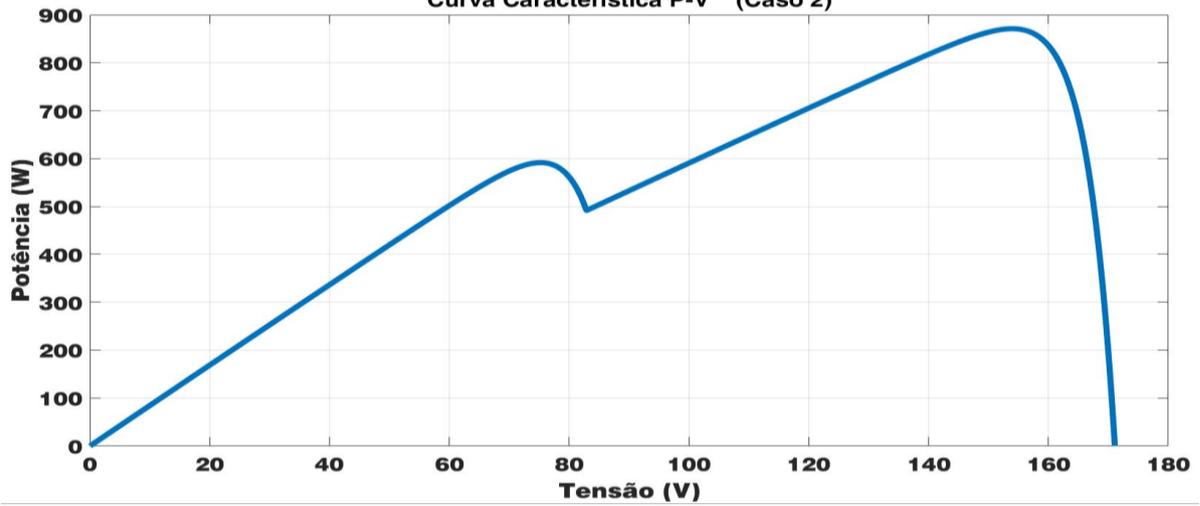


Fonte: Elaborada pelo autor.



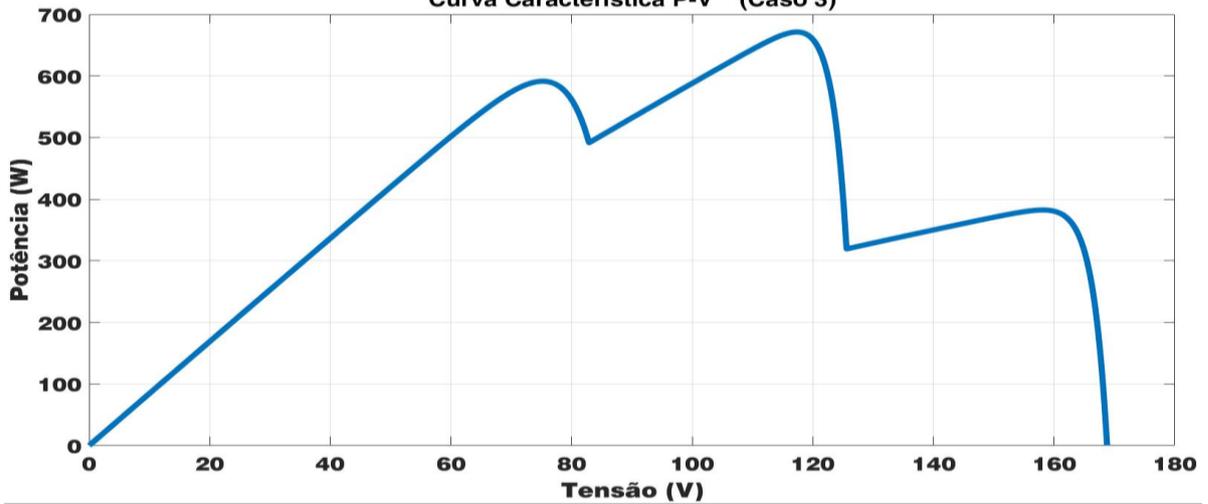
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 27 – Curva característica P-V para o Caso 2.
Curva Característica P-V (Caso 2)



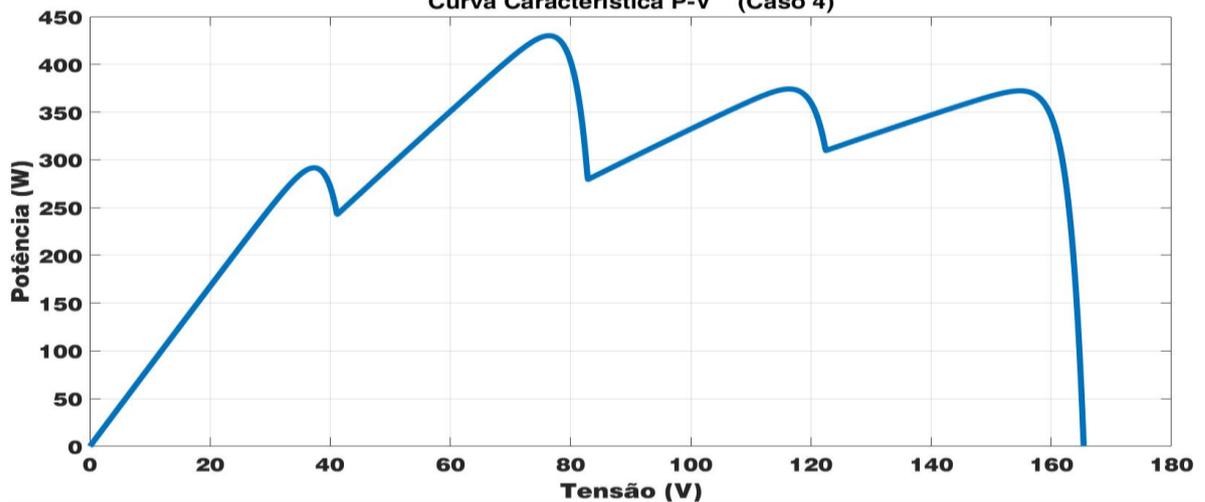
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 28 – Curva característica P-V para o Caso 3.
Curva Característica P-V (Caso 3)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 29 – Curva característica P-V para o Caso 4.
Curva Característica P-V (Caso 4)

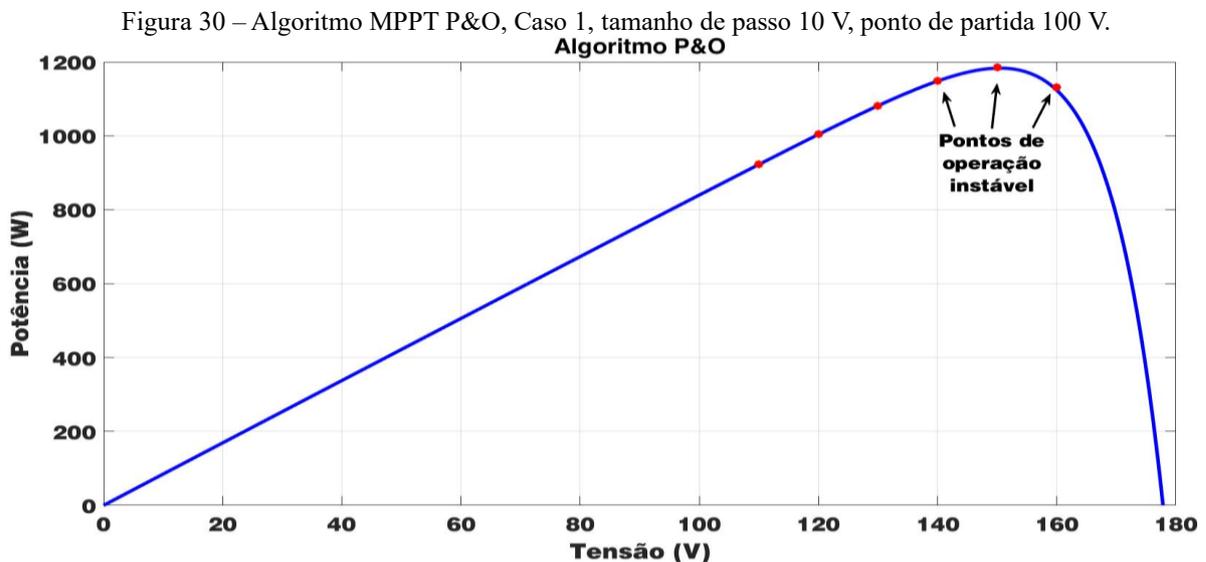


Fonte: Elaborada pelo autor.

Em condições estáticas de sombreamento o algoritmo desenvolvido por Manickam *et al.* (2016) se resume a um P&O convencional. Devido a isso, essa técnica não foi simulada para a abordagem *off-line* com condições estáticas. A seguir, são discutidos os resultados para os métodos de MPPT P&O e PSO convencionais e o híbrido proposto.

4.3.1 Técnica de MPPT P&O

O algoritmo clássico P&O atua de maneira determinística, isto é, se os parâmetros de entrada forem os mesmos, as saídas serão similares. Destarte, diferentes tamanhos de passo e pontos de partida são empregados. A técnica de MPPT P&O aplicada para o Caso 1, com tamanho de passo 10 V e ponto de partida em 100 V é indicada na Figura 30.

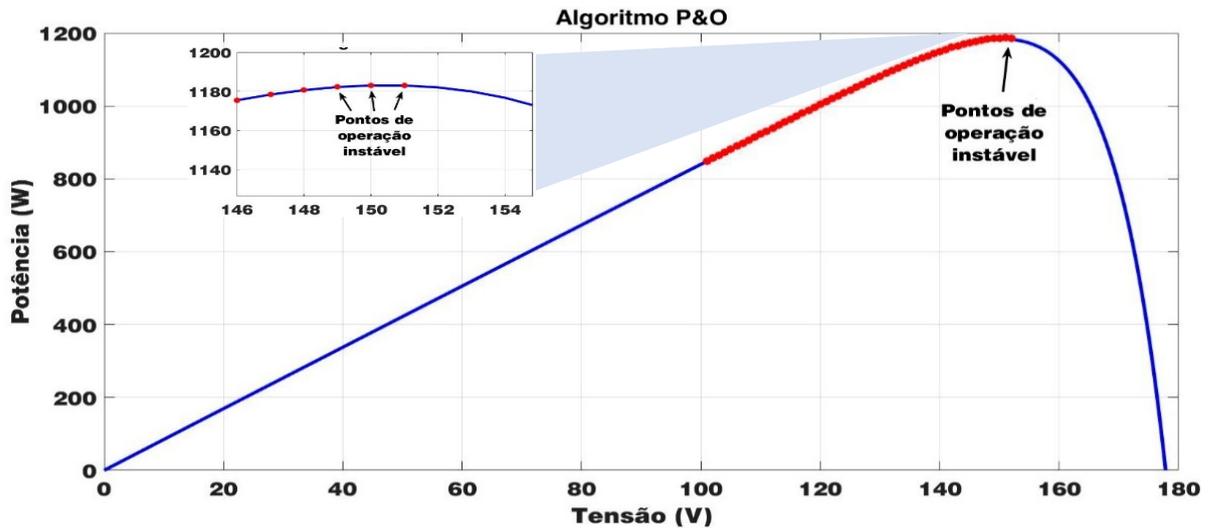


Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se na Figura 30, que a busca fica oscilando em torno dos três pontos destacados na curva após apenas 7 iterações. Dessa maneira, a busca está variando entre 1132,0 W, 1186,0 W e 1131,8 W, sendo que o ponto do meio é a maior potência encontrada.

Com o propósito de aperfeiçoar a busca pelo MPP e diminuir as oscilações, é realizada a alteração do tamanho de passo para 1 V, e o resultado é apresentado na Figura 31. Os pontos de operação instável nessa situação variam entre 1185,7 W e 1186,3 W, com 53 iterações. Desse modo, percebe-se que o algoritmo MPPT P&O encontrou um MPP melhor em relação as situações anteriores e uma menor oscilação em torno do ponto de máxima potência, em contrapartida, apresenta um maior número de iterações.

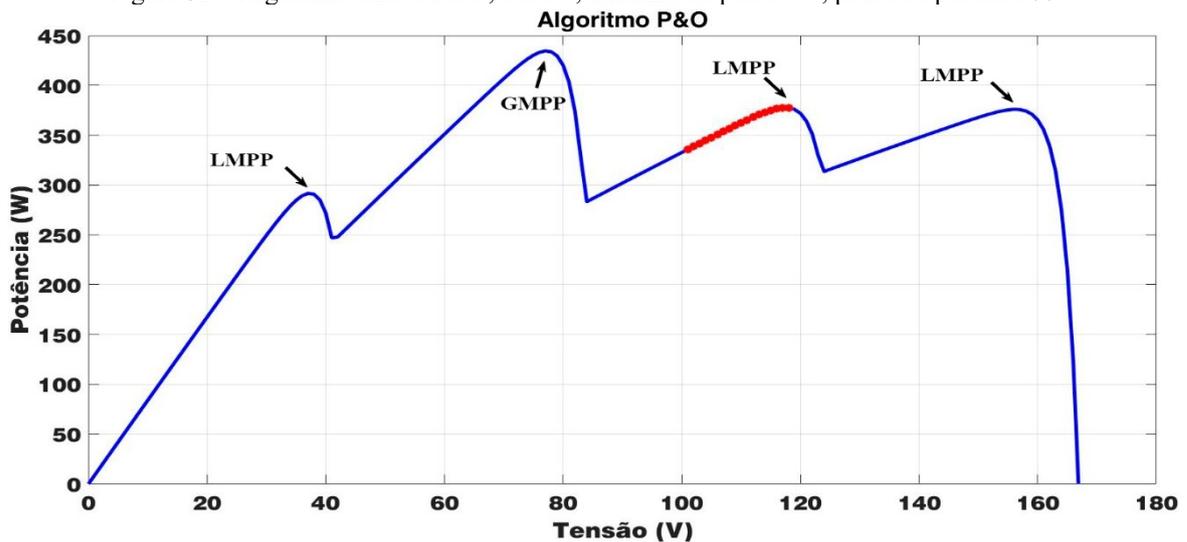
Figura 31 – Algoritmo MPPT P&O, Caso 1, tamanho de passo 1 V, ponto de partida 100 V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A curva característica P-V para o Caso 4, onde ocorre o sombreamento parcial em três módulos FV, considerando a técnica de MPPT P&O com tamanho de passo de 1 V e ponto de partida em 100 V é ilustrada na Figura 32.

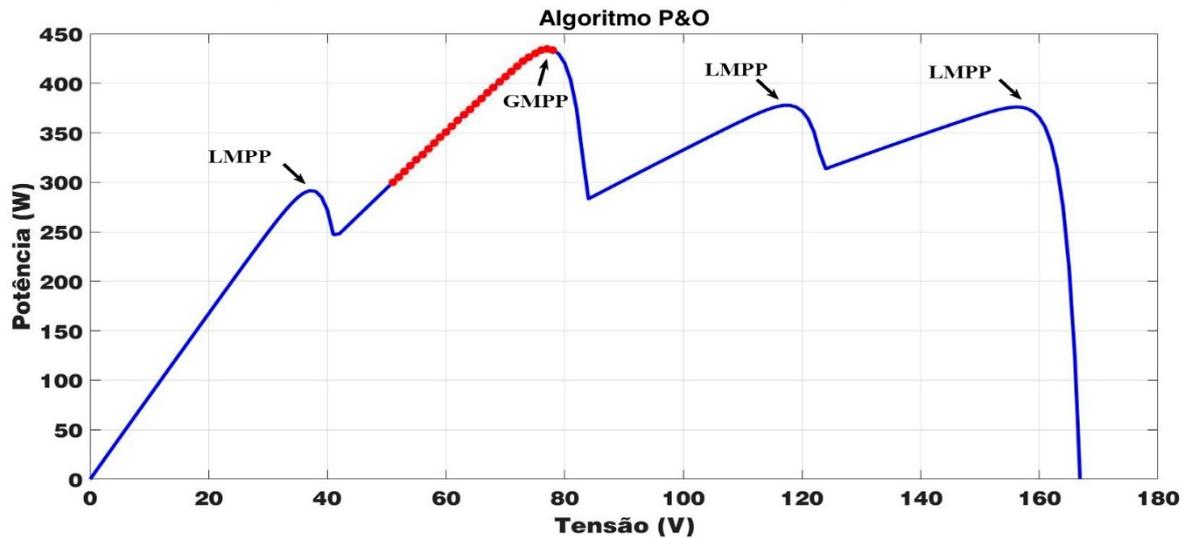
Figura 32 – Algoritmo MPPT P&O, Caso 4, tamanho de passo 1 V, ponto de partida 100 V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se nessa situação, que o algoritmo MPPT P&O rastreia um ponto de máxima potência local (LMPP) em 117 V e 377,69 W ao invés do GMPP que ocorre em 76,40 V e 430,07 W. Então, é realizada uma nova busca com o ponto de partida em 50 V, conforme apresentado na Figura 33. Assim, verifica-se que o ponto de máxima potência global é rastreado, demonstrando que a extração da máxima potência na técnica de MPPT P&O depende do ponto de partida.

Figura 33 – Algoritmo MPPT P&O, Caso 4, tamanho de passo 1 V, ponto de partida 50 V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3.2 Técnica de MPPT PSO

Os principais parâmetros utilizados na implementação da técnica de MPPT PSO foram obtidos por meio de simulações, ou seja, através de testes empíricos onde foram encontrados parâmetros satisfatórios que são descritos na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros do MPPT PSO.

Parâmetro	Valor
Número de partículas	4
Número máximo de iterações	30
w	0,8
φ_1	2
φ_2	1,8

Fonte: Elaborada pelo autor.

A função objetivo é a potência obtida pelo arranjo fotovoltaico, em que cada partícula é avaliada individualmente. É importante ressaltar que a potência é lida da memória das curvas características P-V, apresentadas para cada um dos quatro casos (Figura 26 a Figura 29), ao invés de ser detectada diretamente dos módulos FV, pois está sendo representada a abordagem *off-line* com condições estáticas.

O algoritmo de MPPT PSO é classificado como uma técnica de otimização baseada em inteligência computacional. Devido a isso, envolve procedimentos aleatórios em sua operação. Logo, para validar adequadamente essa técnica, são realizadas muitas execuções e

medidas estatísticas são apresentadas. A eficiência (η) dos algoritmos estocásticos é dada pela equação (17).

$$\eta = 1 - \left(\frac{\text{abs}(P_{GMPP} - P_{obtida})}{GMPP} \right) \times 100 \quad (17)$$

sendo:

η a eficiência do algoritmo;

P_{GMPP} a potência no GMPP;

P_{obtida} a potência obtida pelo algoritmo.

Inicialmente são realizados testes para o Caso 1 (Figura 26), em que há condições de sombreamento uniforme. As medidas de desempenho para 1000 simulações do MPPT PSO são mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 – Desempenho MPPT PSO, Caso 1.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	1182,70	150,26	13,04
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	1,72	1,10	4,13
<i>Eficiência (η)</i>		99,96 %	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se alta eficiência para o caso em que ocorre irradiação solar uniforme e o número de iterações é razoável. Na sequência, é apresentado o desempenho de 1000 simulações do algoritmo MPPT PSO na Tabela 6, considerando o Caso 2 (Figura 27).

Tabela 6 – Desempenho MPPT PSO, Caso 2.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	869,99	153,76	14,18
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	9,01	2,00	4,06
<i>Eficiência (η)</i>		99,90 %	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se que mesmo na ocorrência de condições de sombreamento parcial, a técnica de MPPT PSO é capaz de rastrear o GMPP. Em sequência, o desempenho de 1000 simulações do algoritmo de MPPT PSO é exposto na Tabela 7, considerando o Caso 3 (Figura 28).

Tabela 7 – Desempenho MPPT PSO, Caso 3.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	669,83	116,88	16,63
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	3,98	1,37	5,87
<i>Eficiência (η)</i>		99,78 %	

Fonte: Elaborada pelo autor.

É notório que em condições de sombreamento parcial o número de iterações aumentou e a eficiência diminuiu. Porém, ainda em níveis, relativamente, bons acima dos 99 %. As medidas de desempenho do algoritmo de MPPT PSO para a última situação, o Caso 4 (Figura 29), é mostrado na Tabela 8.

Tabela 8 – Desempenho MPPT PSO, Caso 4.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	424,78	77,97	16,31
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	13,94	10,47	8,18
<i>Eficiência (η)</i>		98,77 %	

Fonte: Elaborada pelo autor.

O número de iterações no Caso 4, que apresenta quatro pontos de máximos, continuou aproximadamente o mesmo do Caso 3, que possui apenas três pontos de máximos. Pela maior dificuldade do Caso 4, pois o GMPP está em um ponto intermediário da curva P-V, o desvio padrão apresenta um aumento em relação aos demais casos, entretanto a eficiência continua em um ótimo patamar próximo de 99 %.

4.3.3 Técnica de MPPT híbrida PSO-P&O proposta

Para a implementação do algoritmo de MPPT híbrido proposto, são utilizados os parâmetros mostrados na Tabela 9. O número de partículas escolhido é quatro, pois como explicado na revisão bibliográfica a quantidade de partículas é dada pelo número de painéis FV conectados em série. As iterações do PSO são reduzidas para no máximo 10, pois o objetivo desse primeiro estágio é localizar um ponto de operação para o ajuste local que será realizado no segundo estágio.

Tabela 9 – Parâmetros do MPPT PSO.

Parâmetro	Valor
Número de partículas	4
Número máximo de iterações PSO	10
Ciclo de trabalho máximo	0,7
Ciclo de trabalho mínimo	0,1
w_{max}	1,0
w_{min}	0,1
φ_{1max}	2
φ_{1min}	1
φ_{2max}	2
φ_{2min}	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

As medidas de desempenho dessa técnica proposta aplicadas ao Caso 1 são mostradas na Tabela 10 para 1000 simulações.

Tabela 10 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 1.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	1183,00	150,52	8,94
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	1,62	0,52	1,35
<i>Eficiência (η)</i>	99,99 %		

Fonte: Elaborada pelo autor.

Salienta-se que no Caso 1, o algoritmo sugerido apresenta alta eficiência. O baixo desvio padrão demonstra que quase 100 % dos testes rastream o GMPP. Em seguida, a Tabela 11 mostra o desempenho de 1000 simulações do algoritmo de MPPT PSO-P&O combinado, considerando o Caso 2 (Figura 27).

Tabela 11 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 2.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	870,79	153,89	9,22
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	0,59	0,37	1,21
<i>Eficiência (η)</i>	99,99 %		

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em comparação com o método de MPPT PSO, a técnica proposta apresenta níveis de eficiência similares. No entanto, no híbrido, o número de iterações é menor, que indica maior velocidade de convergência e o menor desvio padrão aponta para uma característica mais determinística para a extração da máxima potência. Por conseguinte, é evidenciada na Tabela 12 o desempenho de 1000 simulações do algoritmo de MPPT PSO-P&O combinado,

considerando o Caso 3 (Figura 28). Já a performance do Caso 4 (Figura 29) é apresentada na Tabela 13.

Tabela 12 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 3.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	670,91	117,25	9,60
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	2,15	0,75	1,04
<i>Eficiência (η)</i>	99,94 %		

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 13 – Desempenho MPPT PSO-P&O, Caso 4.

<i>Medidas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão (V)</i>	<i>Número de iterações</i>
<i>Média (μ)</i>	427,84	78,00	9,85
<i>Desvio Padrão (σ)</i>	10,99	7,88	0,73
<i>Eficiência (η)</i>	99,48 %		

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com esses dados, é evidente que o método proposto sempre converge para o ponto de máxima potência global, ao contrário da técnica de MPPT P&O que as vezes converge para os pontos de máxima potência local. Comparando o método de MPPT híbrido PSO-P&O com a técnica de MPPT PSO convencional observa-se um patamar de eficiência similar, acima dos 98 %. Além disso, é importante destacar que o desvio padrão é menor no híbrido.

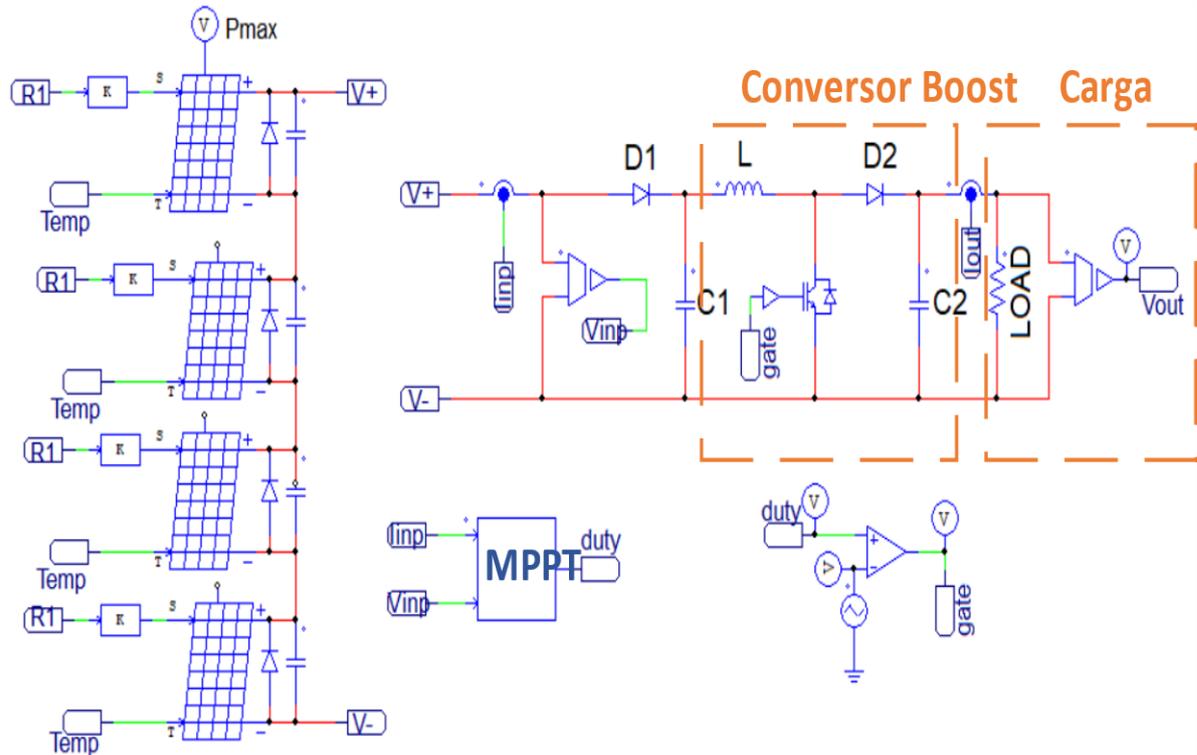
Diante disso, é demonstrado que a técnica proposta apresenta maior exatidão e precisão em comparação com as demais, além de um menor tempo de convergência. Os algoritmos são quantificados com características dinâmicas de sombreamento na abordagem da próxima seção.

4.4 Abordagem *off-line* dinâmica

Nessa abordagem, o sistema fotovoltaico, incluindo o conversor de tensão, o arranjo fotovoltaico e a carga são desenvolvidos no ambiente de simulação PSIM®, conforme apresentado na Figura 36.

Os módulos fotovoltaicos simulam os que estão disponíveis no prédio do CT/UFPI, conforme demonstrados na Figura 24. Cada módulo FV possui um diodo de *by-pass* associado e ao final do arranjo FV é inserido um diodo de bloqueio (D1). A configuração dos painéis fotovoltaicos utilizados para avaliação das técnicas de MPPT são compostos por quatro painéis em série.

Figura 34 – O sistema fotovoltaico no ambiente de simulação PSIM®
Módulos FV



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os principais parâmetros do conversor *boost*, tais como dados do IGBT e os valores das capacitâncias, indutâncias e da carga são apresentados na Tabela 14.

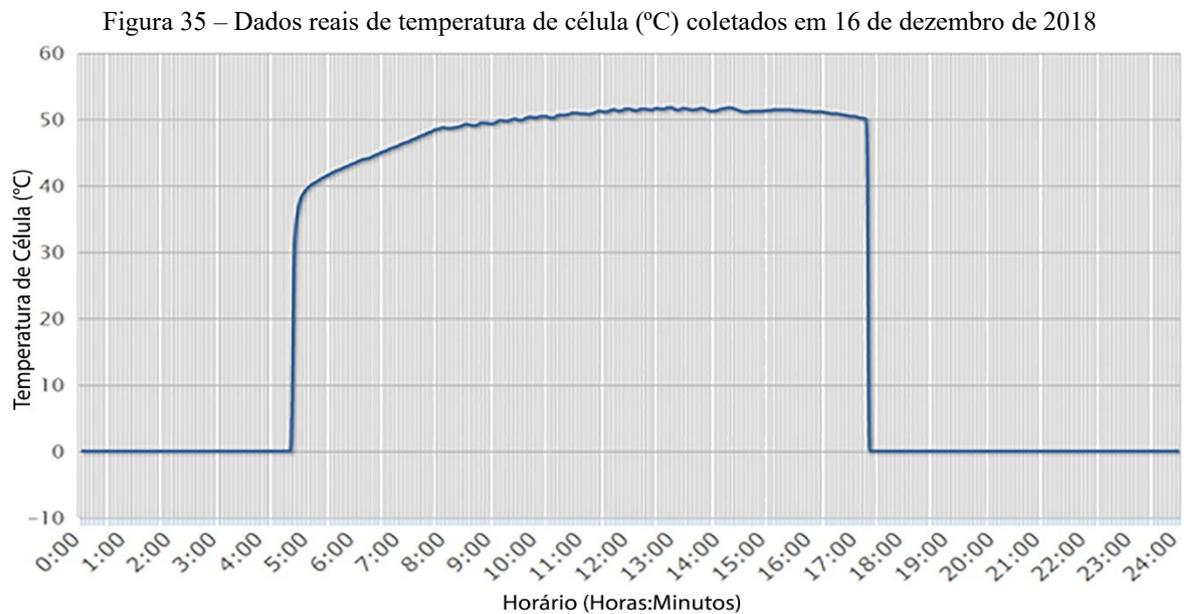
Tabela 14 – Parâmetros do conversor *boost*.

Parâmetro	Valor
Indutância	1,5 mH
Capacitor de saída	2,3 μ F
Carga resistiva	100 Ω
Tensão direta do diodo	0,8 V
Frequência de chaveamento do IGBT	20 kHz
Tensão direta do IGBT	0,05 V

Fonte: Elaborada pelo autor.

As técnicas de MPPT implementadas nesta abordagem *off-line* dinâmica são implementadas com o elemento *C Block* disponível no PSIM®, onde é realizada a programação em linguagem *C* diretamente sem compilar o código. Um mecanismo de interpretador *C* é responsável por interpretar e executar o código *C* em tempo de execução. Substancialmente, o bloco possui a tensão e corrente do arranjo fotovoltaico como entradas, e o ciclo de trabalho (*duty cycle*) como a saída. O código em linguagem *C* da técnica de MPPT híbrida encontra-se no anexo I.

Os dados reais de irradiação solar disponíveis no arranjo FV do CT/UFPI em 16 de dezembro de 2018, foram coletados pelas estações automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), que são compostas de uma unidade de memória central (*data logger*), ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos, tais como temperatura, umidade relativa e irradiação solar, que integram os valores observados minuto a minuto e os disponibilizam automaticamente a cada hora. Já os valores reais de temperatura de célula foram coletados pelo sistema global de monitoramento *GoodWe*, do fabricante do inversor utilizado no Laboratório de Eficiência Energética do CT/UFPI, conforme ilustrado na Figura 35. É importante observar que quando o sistema FV está com geração próxima de zero o sistema de monitoramento é desligado, por isso nos horários noturnos não se tem dados sobre temperatura de célula no gráfico.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dados coletados são armazenados na memória e fornecidos às entradas do painel fotovoltaico. Na Figura 36 é possível observar que há blocos de ganhos (K) nas entradas de irradiação solar. A ideia é simular condições de sombreamentos parciais alterando os valores de ganho para cada módulo fotovoltaico.

É importante evidenciar que a abordagem *off-line* dinâmica requer um tempo de estabilização da tensão e corrente do arranjo FV após a imposição de uma modificação no algoritmo de MPPT. Dependendo do valor de passo e da tensão instantânea medida no arranjo, grandes *overshoots* e *undershoots* aparecem na resposta transiente. Não é razoável realizar medições nesses momentos, portanto, um período de espera é definido. Uma análise empírica

é utilizada para determinar o valor limite, que neste trabalho foi definido em 10 ms. Com essas observações, um conjunto de cenários de teste são avaliados a seguir.

4.4.1 Primeiro Cenário de Teste

Nesse primeiro cenário, é imposta uma condição de irradiação uniforme nos módulos fotovoltaicos. Considerando-se o horário de 11 h da manhã do dia 16 de dezembro de 2018, é realizada a coleta de irradiação solar e temperatura de célula. O objetivo é avaliar o desempenho das técnicas de MPPT em um caso trivial. A Tabela 15 mostra a configuração do primeiro cenário.

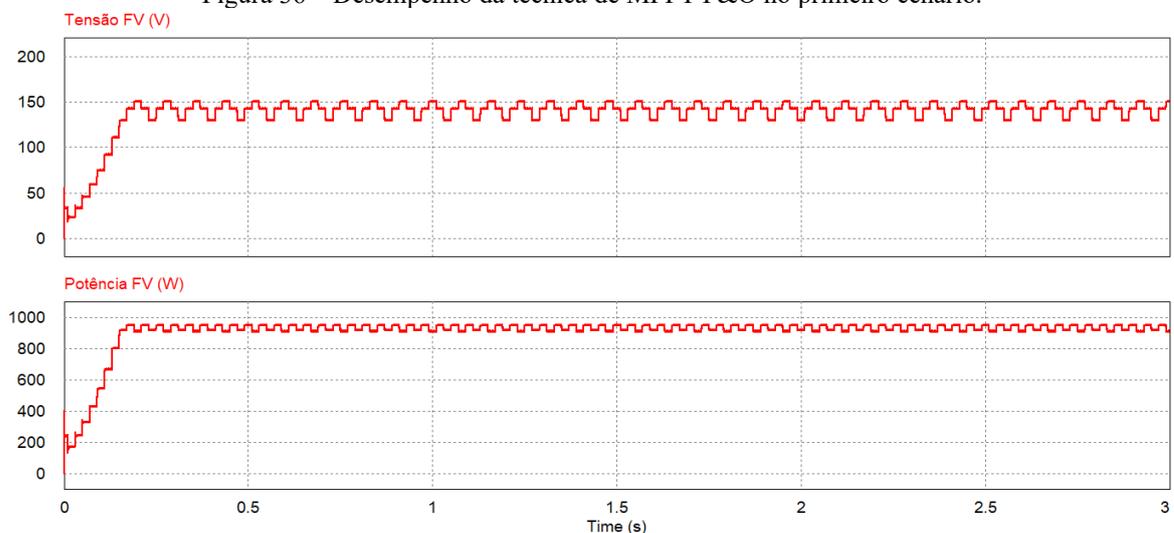
Tabela 15 – Configuração do primeiro cenário de teste.

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
Irradiação Solar	782 W/m ²
Temperatura de célula	53,6 °C
Máxima Potência	956,35 W
Tensão na Máxima Potência	141,60 V

Fonte: Elaborada pelo autor.

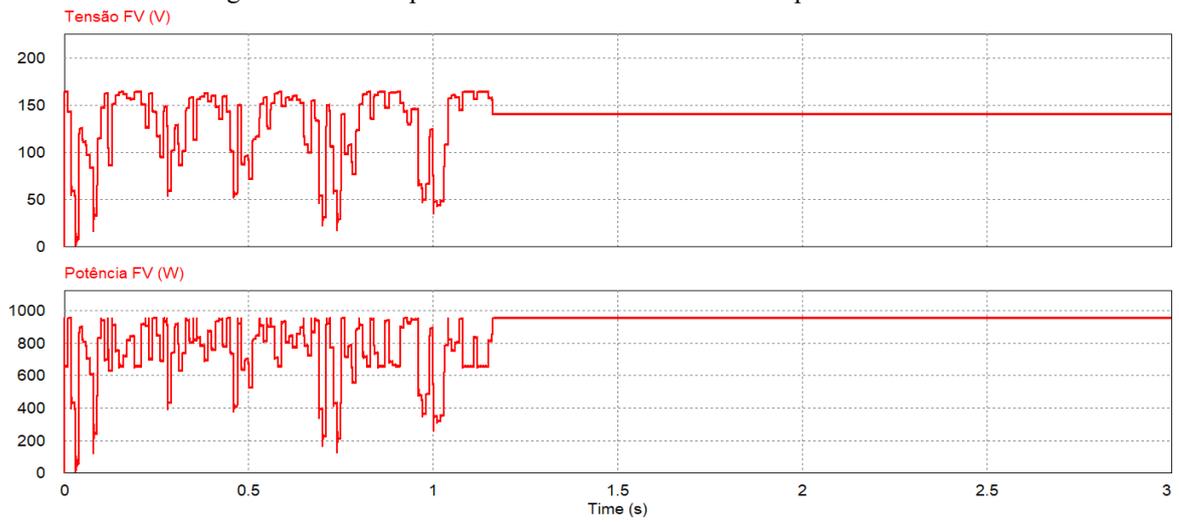
A seguir são apresentados os gráficos de tensão e potência na saída do arranjo FV (Figura 36 a Figura 39) para os métodos de MPPT P&O e PSO convencionais e híbridas P&O-PSO e PSO-P&O.

Figura 36 – Desempenho da técnica de MPPT P&O no primeiro cenário.



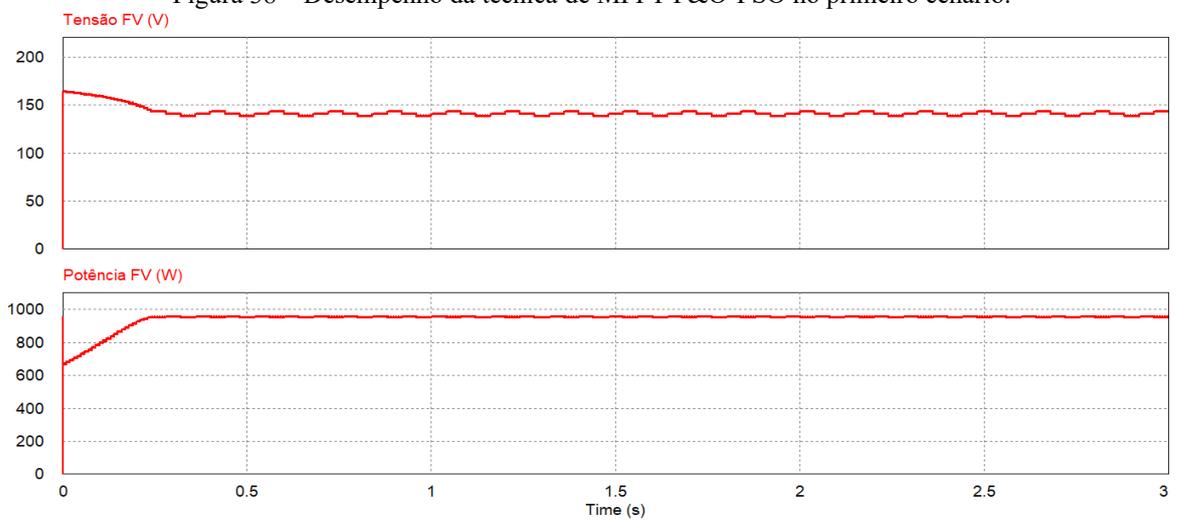
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 37 – Desempenho da técnica de MPPT PSO no primeiro cenário.



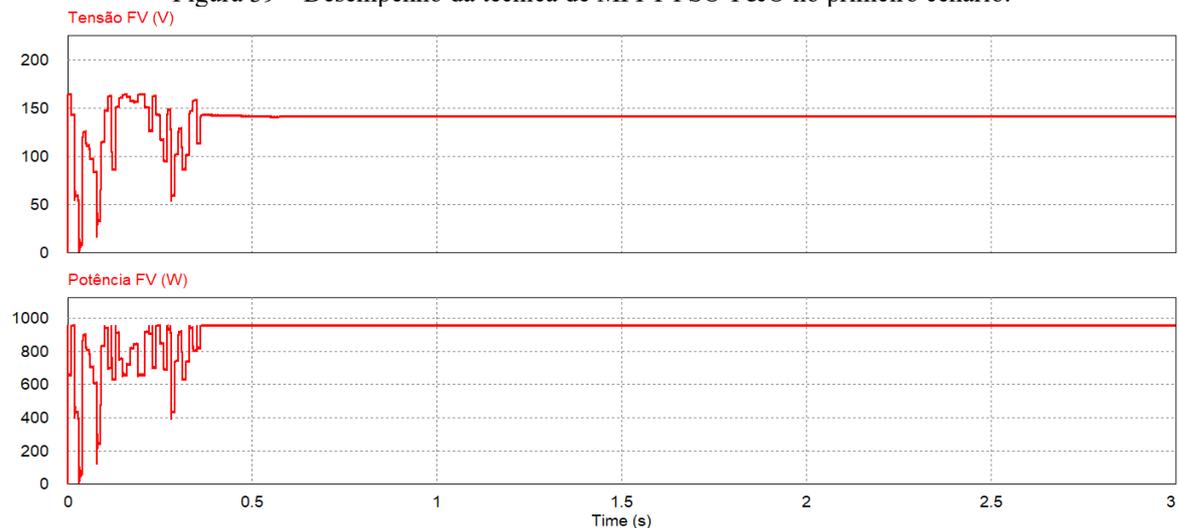
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 38 – Desempenho da técnica de MPPT P&O-PSO no primeiro cenário.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 39 – Desempenho da técnica de MPPT PSO-P&O no primeiro cenário.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se na Figura 36 que o algoritmo P&O trabalha sempre com perturbação e não converge para um valor fixo. Já na Figura 37 a técnica de MPPT PSO converge para o GMPP após aproximadamente 1,20 segundos e é notável muitas oscilações no instante de busca. A técnica híbrida proposta por Manickam *et al.* (2016) para esse caso de sombreamento uniforme ativa apenas a parte P&O, por isso tem-se pequenas perturbações no decorrer do tempo como mostrado na Figura 38. Em relação a técnica híbrida proposta neste trabalho, ilustrado na Figura 39 observa-se que inicia com a parte PSO com tempo reduzido de oscilações e inicia o segundo estágio com P&O para a realização de um pequeno ajuste de maneira a encontrar o GMPP.

A partir dos gráficos é coletado dados de desempenho das técnicas de MPPT implementadas, conforme apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 – Desempenho das técnicas de MPPT no primeiro cenário.

<i>Técnica de MPPT</i>	<i>P&O</i>	<i>PSO</i>	<i>Híbrida P&O-PSO</i>	<i>Híbrida Proposta PSO-P&O</i>
Máxima Potência (W)	915,71 a 956,35	956,25	953,34 a 956,31	956,31
Tensão na Máxima Potência (V)	141,70 a 151,25	141,20	138,65 a 143,47	141,35
Tempo de rastreamento (s)	0,12	1,2	0,28	0,57
Energia elétrica extraída em 1 minuto (Ws)	56280	57366	57323	57378

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o primeiro cenário, que simula uma condição de sombreamento uniforme, todos os métodos conseguem rastrear o ponto de máxima potência global. É possível verificar através dos gráficos que o método P&O convencional e o híbrido P&O-PSO em regime permanente ficam oscilando em torno do GMPP devido a característica de perturbação do ciclo de trabalho própria do algoritmo P&O. Por outro lado, a técnica PSO e a PSO-P&O proposta pelo autor permanecem estáveis após o rastreamento o que promove maior geração de energia elétrica ao longo do tempo, como se percebe dos dados da Tabela 16.

Comparando as duas técnicas híbridas, observa-se que a P&O-PSO evidencia maior velocidade no rastreo, entretanto, em estado estacionário fica oscilando. A partir disso, calculou-se que a técnica proposta neste trabalho consegue extrair 55,18 Ws a mais de energia elétrica por minuto em regime permanente sem mudanças nas condições ambientais, o que em termos percentuais corresponde a 0,3 %.

4.4.2 Segundo Cenário de Teste

No segundo cenário, o mesmo ponto do primeiro cenário é considerado, porém é forçada uma condição de sombreamento parcial, definindo os ganhos de entrada em 0,7 dos módulos 1 e 2. Essa não uniformidade da irradiação solar acarreta dois pontos de máximos na curva característica P-V do arranjo fotovoltaico. Os principais parâmetros de configuração do segundo cenário são resumidos na Tabela 17.

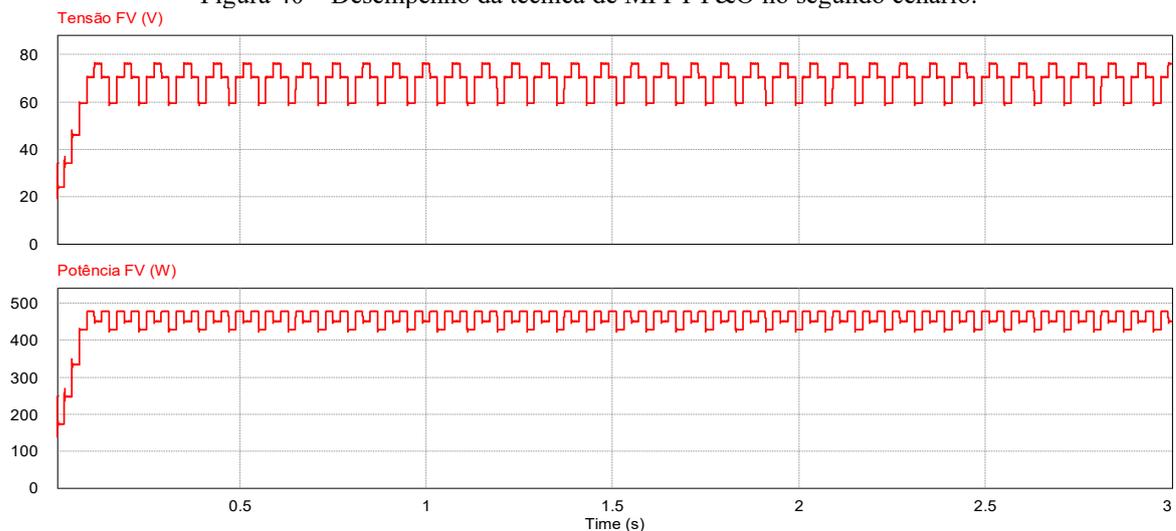
Tabela 17 - Configuração do segundo cenário de teste.

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
Irradiação Solar	782 W/m ²
Temperatura de célula	53,6 °C
Máxima Potência	722,04 W
Tensão na Máxima Potência	145,50 V

Fonte: Elaborada pelo autor.

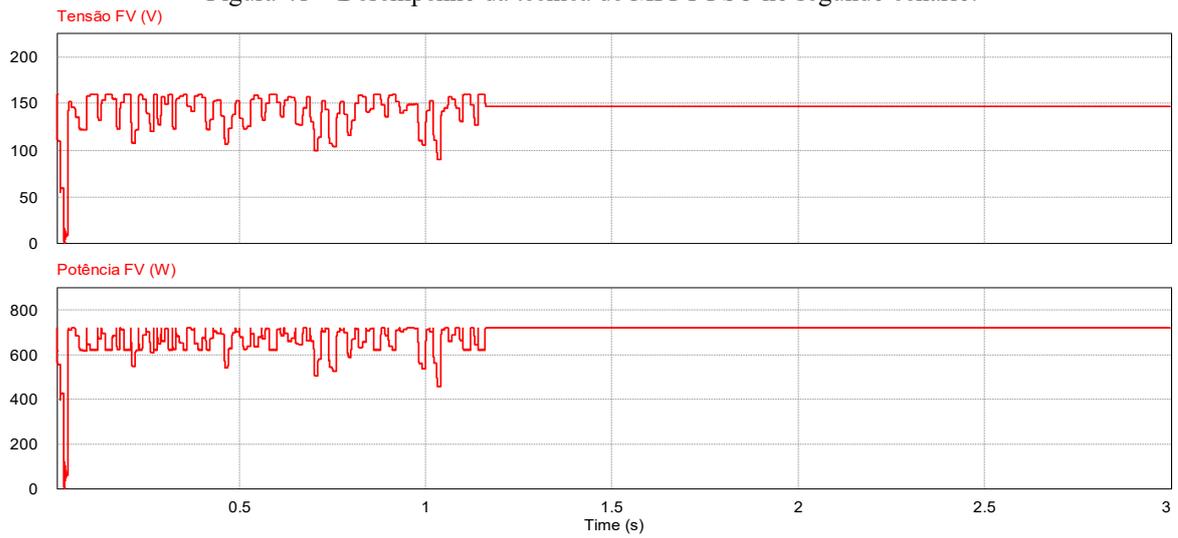
Na sequência são apresentados os gráficos de tensão e potência na saída do arranjo FV (Figura 40 a Figura 43) para os métodos de MPPT. A partir desses gráficos é coletado dados de desempenho das técnicas de MPPT implementadas, conforme apresentado na Tabela 18.

Figura 40 – Desempenho da técnica de MPPT P&O no segundo cenário.



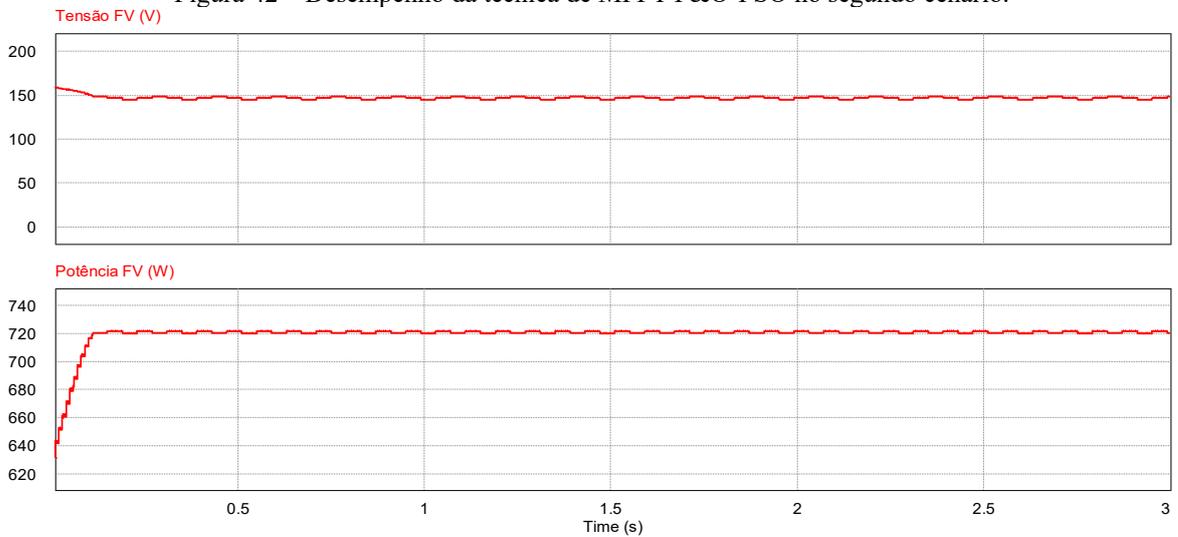
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 41 – Desempenho da técnica de MPPT PSO no segundo cenário.



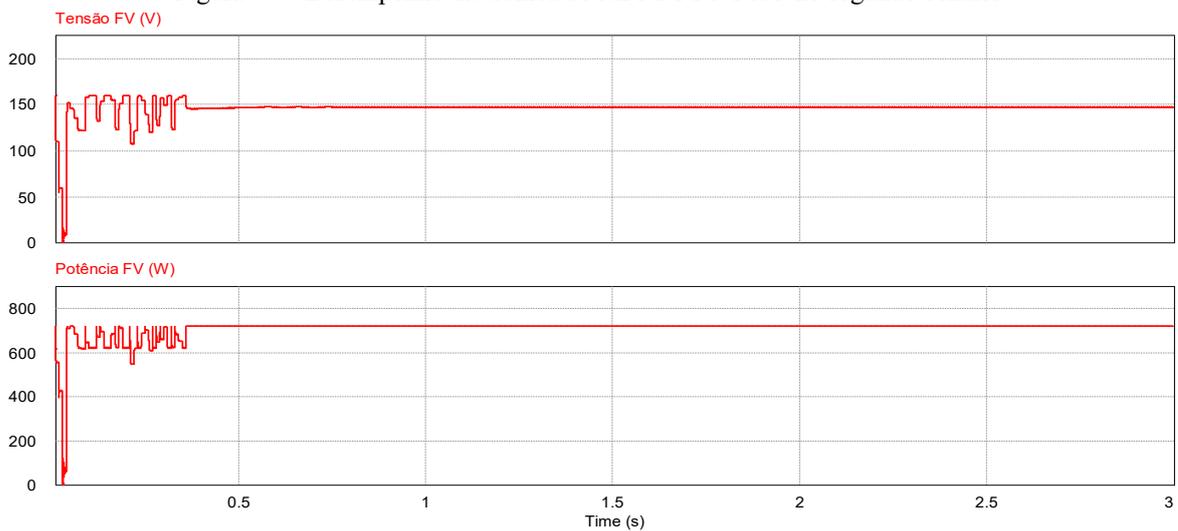
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 42 – Desempenho da técnica de MPPT P&O-PSO no segundo cenário.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 43 – Desempenho da técnica de MPPT PSO-P&O no segundo cenário.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 18 – Desempenho das técnicas de MPPT no segundo cenário.

<i>Técnica de MPPT</i>	<i>P&O</i>	<i>PSO</i>	<i>Híbrida P&O-PSO (MANICKAM et al., 2016)</i>	<i>Híbrida Proposta PSO-P&O</i>
Máxima Potência (W)	422,80 a 478,24	721,95	720,27 a 722,08	722,26
Tensão na Máxima Potência (V)	58,6 a 76,7	146,67	145,17 a 149,19	147,39
Tempo de rastreamento (s)	0,17	1,16	0,27	0,45
Energia elétrica extraída em 1 minuto (Ws)	27564	43314	43278	43320

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nesse segundo cenário, é claramente perceptível que a técnica de MPPT P&O clássica converge para um ponto de máxima potência local, extraíndo 450 W de potência em média, enquanto as demais técnicas conseguem extrair 722 W.

Comparando o tempo de rastreamento dos métodos de MPPT, é importante ressaltar que a técnica proposta reduz esse tempo em aproximadamente 50 %. No entanto, percebe-se que as técnicas P&O e P&O-PSO possuem os menores tempo de rastreio.

Comparando as duas técnicas híbridas, tem-se como desvantagem da técnica proposta o tempo de rastreio que corresponde ao dobro de tempo da híbrida proposta por Manickam *et al.* (2016).

Analisando a produção de energia elétrica verifica-se que a técnica proposta apresenta a melhor geração, seguida da PSO, P&O-PSO e P&O. Isso é justificado pelo fato de o algoritmo proposto apresentar menor variabilidade, isto é, não ficar oscilando o ciclo de trabalho após a convergência. Entretanto, esse aumento de extração de energia elétrica é percentualmente muito pequeno à exceção do P&O que rastreou um LMPP.

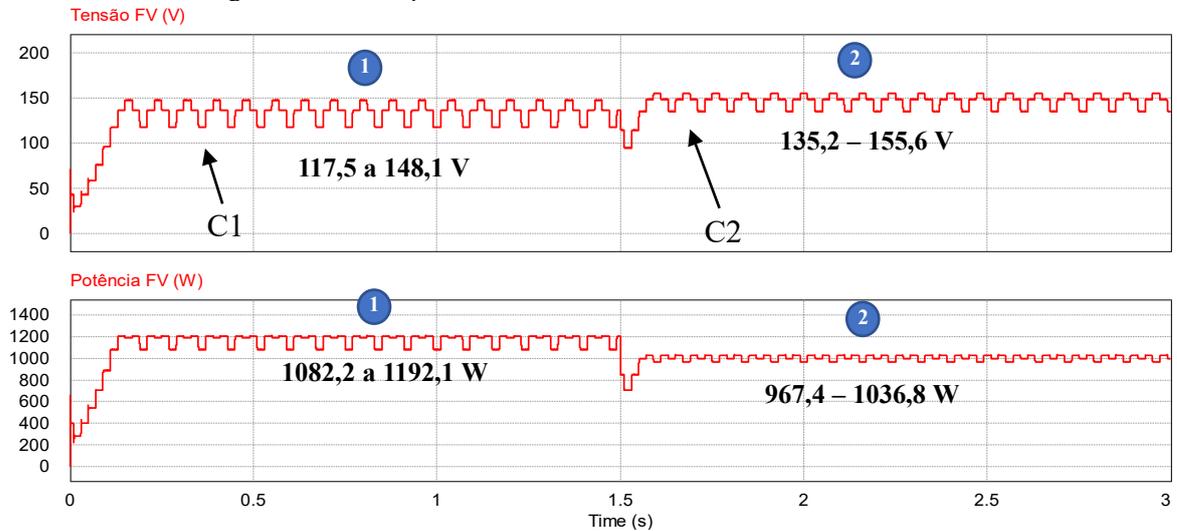
4.4.3 Terceiro Cenário de Teste

Nesse terceiro cenário, é considerada uma pequena parcela de tempo em que se tem uma mudança nas condições de sombreamento. Inicia-se por uma condição de sombreamento uniforme, com irradiação solar de 1000 W/m² e após algum tempo, a irradiação solar diminui para 800 W/m² em dois módulos FV, caracterizando a mudança de sombreamento uniforme para parcial. O intuito é avaliar o desempenho das técnicas de MPPT ao longo desse intervalo de tempo.

O desempenho das técnicas de MPPT são apresentados através dos gráficos da tensão e da potência extraídos dos painéis fotovoltaicos (

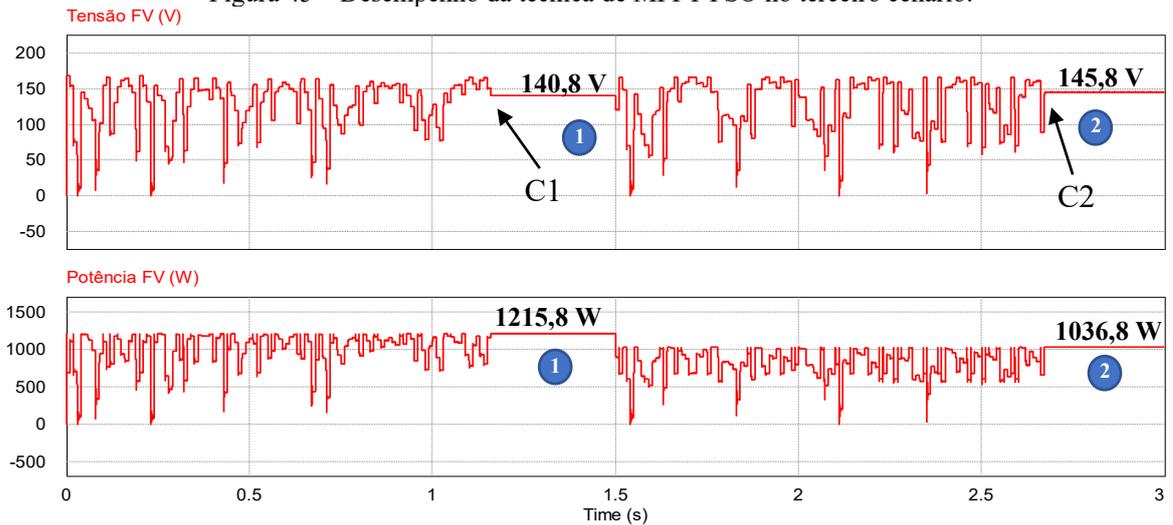
Figura 44 a Figura 47) ilustrados a seguir. As indicações C1 e C2 apontam para o local aproximado do ponto de convergência.

Figura 44 – Desempenho da técnica de MPPT P&O no terceiro cenário.



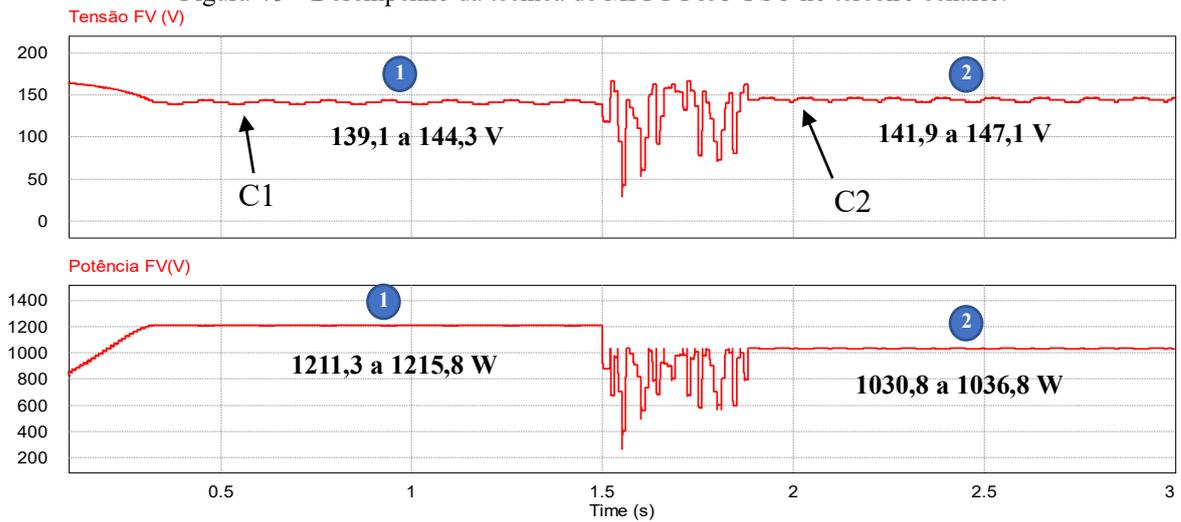
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 45 – Desempenho da técnica de MPPT PSO no terceiro cenário.



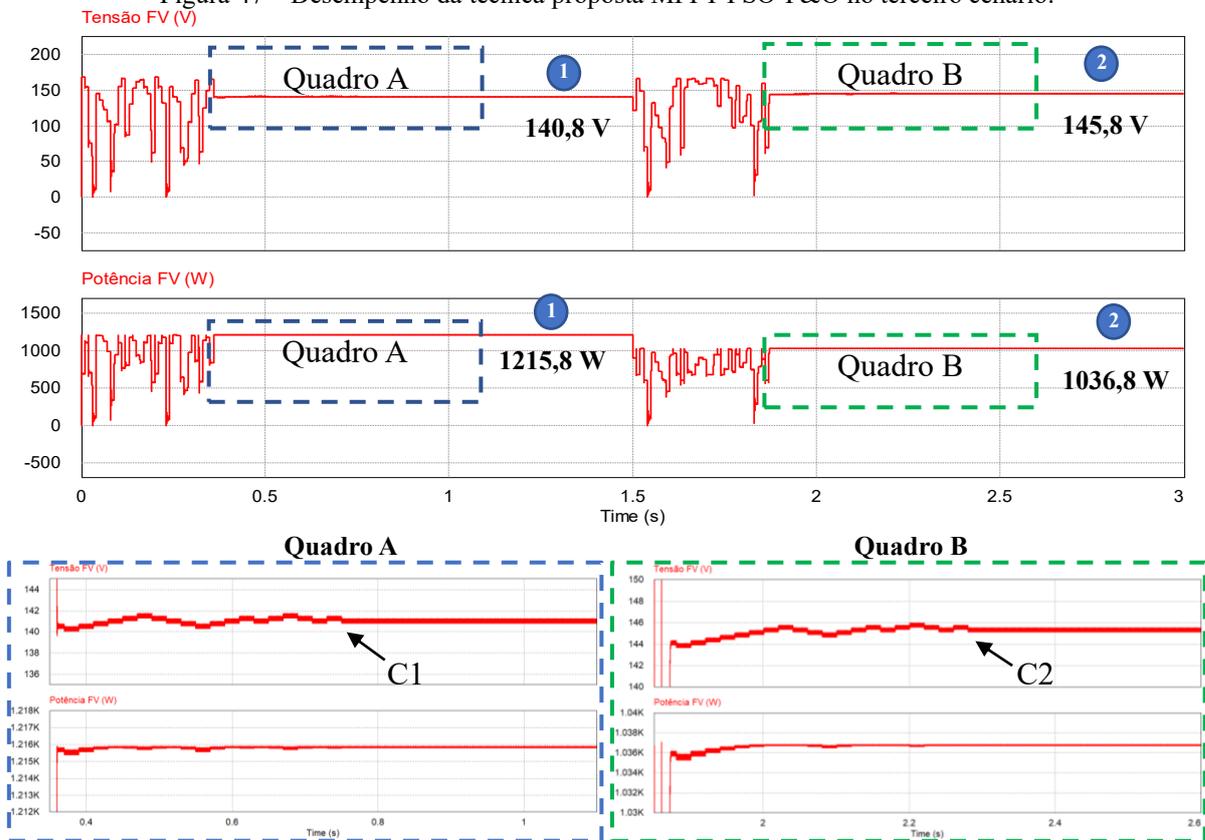
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 46 – Desempenho da técnica de MPPT P&O-PSO no terceiro cenário.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 47 – Desempenho da técnica proposta MPPT PSO-P&O no terceiro cenário.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Quando há mudanças nas condições de sombreamento os algoritmos identificam tal situação e reiniciam a busca pelo ponto de máxima potência. Comparando a técnica proposta com a PSO convencional é perceptível que o método proposto nesta pesquisa apresenta maior velocidade de convergência, reduzindo o tempo de rastreamento em aproximadamente 50 %. Além disso, a busca pelo GMPP na PSO indica muitas oscilações na tensão de saída e,

consequentemente, na potência extraída do sistema FV. Enquanto na técnica PSO-P&O o tempo de oscilação é aproximadamente diminuído em 70 % do tempo.

A técnica híbrida P&O-PSO quando em sombreamento parcial apresenta um tempo de convergência menor, pois utiliza apenas o estágio P&O. Enquanto em condições de sombreamento parcial tem-se um tempo de rastreamento maior pois o PSO é utilizado para rastrear o GMPP e após o rastreo retorna-se ao P&O.

A técnica proposta neste trabalho inicia a busca pelo algoritmo PSO, de maneira reduzida, por isso tem-se menos tempo de oscilação. Em seguida, no segundo estágio é utilizado o P&O para uma busca local. Devido a isso é notório nos quadros ampliados pequenas oscilações até finalmente finalizar a busca pelo GMPP. Ao se perceber a mudança das condições ambientais o algoritmo reinicia a busca utilizando novamente o PSO e por último o P&O.

Comparando as técnicas híbridas observa-se que tanto em sombreamento uniforme, quanto em parcial, a técnica proposta apresenta como desvantagem tempo de rastreamento maior. Por outro lado, obtém-se como vantagem a menor variabilidade em regime permanente, que implica em geração de energia elétrica aproximadamente igual.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho de pesquisa propôs uma técnica de MPPT híbrida para sistemas fotovoltaicos baseada nos métodos PSO e P&O, que proporcionou rapidez e melhor exatidão simultaneamente, sendo aplicada em condições de sombreamento uniforme e parcial. Também foi apresentada a modelagem de um sistema fotovoltaico, composto por módulos fotovoltaicos, um conversor elevador de tensão e o controle de MPPT, com o objetivo de realizar uma análise comparativa entre a técnica de MPPT proposta e três técnicas presentes na literatura, a saber, PSO, P&O e P&O-PSO.

As técnicas clássicas são eficazes em condições de sombreamento uniforme, porém, quando aplicadas em condições de sombreamento parcial, elas podem não convergir para o ponto de máxima potência global (GMPP).

As técnicas baseadas em inteligência computacional podem ser aplicadas nas condições de sombreamento uniforme e parcial, no entanto, algumas destas não representam soluções economicamente viáveis ou demandam um tempo de rastreamento elevado. Assim, a solução proposta neste trabalho supera essas limitações, pois necessita de apenas dois sensores e apresenta um tempo de rastreamento menor que as técnicas P&O e PSO padrões.

O algoritmo de MPPT híbrido proposto foi capaz de rastrear o GMPP em condições de sombreamento uniforme e parcial. Muitos testes na abordagem *off-line* estática demonstraram a maior exatidão (eficiência de simulação acima de 99 %) e precisão (menor desvio padrão), além de menos iterações para a convergência no método PSO-P&O.

Também foram realizados testes *off-line* em situações dinâmicas que representam uma operação real de um sistema fotovoltaico. A investigação da performance dos algoritmos foi realizada em cenários de sombreamento uniforme e parcial e também em cenários de mudanças de irradiação solar.

Comparando a técnica proposta com a PSO convencional revelou-se que o método PSO-P&O apresentou maior velocidade de convergência, reduzindo o tempo de rastreio em aproximadamente 50 % e redução de 70 % no tempo de oscilações no período de rastreamento.

Comparando os algoritmos híbridos tem-se como desvantagem, para o método proposto, o tempo de rastreamento. E, devido a menor variabilidade em regime permanente houve uma extração de energia elétrica do sistema fotovoltaico aproximadamente igual.

Por fim, é importante destacar que a variável de controle adotada foi o ciclo de trabalho do conversor de energia. Isso facilita que a técnica proposta seja utilizada em outros sistemas fotovoltaicos com uma adaptação mínima.

Baseado nos resultados obtidos com o presente trabalho, sugere-se os seguintes trabalhos futuros:

- Implementar a solução proposta em um pequeno sistema microcontrolado de modo a validar a técnica em um dispositivo real;
- Variar a quantidade de partículas e verificar o efeito na velocidade do algoritmo proposto;
- Aplicar a técnica proposta em um sistema fotovoltaico de único estágio e analisar o desempenho da mesma aplicada em um conversor CC-CA;
- Realizar a análise do método proposto considerando variação de cargas;
- Aplicar um circuito de detecção de sombreamento parcial de modo a selecionar a parte do algoritmo a utilizar: quando houver sombreamento uniforme aplicar P&O e quando estiver submetido a sombreamento parcial utilizar a técnica híbrida proposta neste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ALAJMI, B. N. *et al.* **A maximum power point tracking technique for partially shaded photovoltaic systems in microgrids.** IEEE transactions on Industrial Electronics, v. 60, n. 4, p. 1596-1606, 2011.
- ALONSO-GARCIA, M. C.; RUIZ, J. M.; CHENLO, F. **Experimental study of mismatch and shading effects in the I–V characteristic of a photovoltaic module.** Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 90, n. 3, p. 329-340, 2006.
- ALTERNATIVE ENERGY, **Solar Cell I-V Characteristic.** Home of Alternative and Renewable Energy Tutorials. 2016. Imagem disponível em: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/solar-cell-i-v-characteristic.html>. Acesso em: 10 fev. 2019.
- ALTERNATIVE ENERGY, **Bypass Diode for Solar Panel Protection.** Home of Alternative and Renewable Energy Tutorials. 2018. Imagem disponível em: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/bypass-diode.html>. Acesso em: 10 fev. 2019.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.
- BATZELIS, E. I.; GEORGILAKIS, P. S.; PAPATHANASSIOU, S. A. **Energy models for photovoltaic systems under partial shading conditions: a comprehensive review.** IET Renewable Power Generation, v. 9, n. 4, p. 340-349, 2014.
- CABRERA-TOBAR, A. *et al.* **Topologies for large scale photovoltaic power plants.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 59, p. 309-319, 2016.
- CAROTENUTO, P. L. *et al.* **About the criteria for triggering the reconfiguration of a photovoltaic array.** In: 2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). IEEE, 2014. p. 2472-2477.
- COSTA, W. T., **Modelagem, estimação de parâmetros e método MPPT para módulos fotovoltaicos.** 2010. 188 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico, Vitória, 2010.
- DIGTHEHEAT, **Photovoltaic Cells, Modules and Arrays.** 2011. Imagem disponível em: http://www.digtheheat.com/Solar/photovoltaic_cells.html. Acesso em: 10 fev. 2019.
- DIMITRIEV, O. P. **Global Energy Consumption Rates: Where is the Limit?** Sustainable Energy, v. 1, n. 1, p. 1-6, 2013.
- EBERHART, R.; KENNEDY, J.. **A new optimizer using particle swarm theory.** In: MHS'95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science. IEEE, 1995. p. 39-43.

ELGENDY, M. A.; ZAHAWI, B.; ATKINSON, D. J. **Evaluation of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques**. In: 6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drivers (PEMD 2012), pp. 110-116, 2012. DOI: 10.1049/cp.2012.0156.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Balanco Energético Nacional 2019: Ano Base 2018**. Rio de Janeiro, Maio de 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019> Acesso em: 01 ago. 2019.

EDENHOFER, O.; PICHS-MADRUGA, R.; SOKONA, Y. (ed.) **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2012. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/renewable-energy-sources-and-climate-change-mitigation/>. Acesso em: 15 dez. 2018.

ENGELBRECHT, A. P. **Computational intelligence: an introduction**. John Wiley & Sons, 2007.

FARH, H. M. H.; ELTAMALY, A. M.; OTHMAN, M. F. **Hybrid PSO-FLC for dynamic global peak extraction of the partially shaded photovoltaic system**. PloS one, v. 13, n. 11, p. e0206171, 2018.

FEMIA, N. *et al.* **Power electronics and control techniques for maximum energy harvesting in photovoltaic systems**. Boca Raton. CRC Press. 2013.

GARCÍA, M. A.; BALENZATEGUI, J. L. **Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations**. Renewable energy, v. 29, n. 12, p. 1997-2010, 2004.

GOW, J. A.; MANNING, C. D. **Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies**. Electric Power Applications, IEEE Proceedings - v. 146, n. 2, p. 193-200, 1999.

GREEN, M. A. *et al.* **Solar cell efficiency tables (version 52)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 26, n. 7, p. 427-436, 2018.

IEA. **World Energy Outlook 2018**. Internacional Energy Agency. Paris, France. 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/weo2018/>. Acesso em: 10 dez. 2018.

ISHAQUE, K. *et al.* **An improved particle swarm optimization (PSO)–based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation**. IEEE transactions on Power Electronics, v. 27, n. 8, p. 3627-3638, 2012.

KARATEPE, E. *et al.* **Simple and high-efficiency photovoltaic system under non-uniform operating conditions**. IET Renewable Power Generation, v. 4, n. 4, p. 354-368, 2010.

KOURO, S. *et al.* **Grid-connected photovoltaic systems: An overview of recent research and emerging PV converter technology**. IEEE Industrial Electronics Magazine, v. 9, n. 1, p. 47-61, 2015.

KRANZL, A. *et al.* **Bifacial solar cells on multi-crystalline silicon with boron BSF and open rear contact.** *In:* 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference. IEEE, 2006. p. 968-971.

KUANG, Y. *et al.*, **Elongated nanostructures for radial junction solar cells.** IOP Publishing Ltd. 2013. DOI: 10.1088/0034-4885/76/10/106502.

LIAN, K. L.; JHANG, J. H.; TIAN, I. S. **A maximum power point tracking method based on perturb-and-observe combined with particle swarm optimization.** IEEE journal of photovoltaics, v. 4, n. 2, p. 626-633, 2014.

LIU, Y. H. *et al.* **A particle swarm optimization-based maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded conditions.** IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 27, n. 4, p. 1027-1035, 2012.

LYDEN, S.; HAQUE, M. E.; MAHMUD, M. A. **Maximum power point tracking methods for PV systems.** *In:* Advances in Solar Photovoltaic Power Plants. Springer, Berlin, Heidelberg, 2016. p. 79-105.

MACHADO NETO, L. V. B. **Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural.** Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) — Universidade Federal de Viçosa, UFV, Brasil, 2006.

MANICKAM, C. *et al.* **A hybrid algorithm for tracking of GMPP based on P&O and PSO with reduced power oscillation in string inverters.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 63, n. 10, p. 6097-6106, 2016.

MAO, M. *et al.* **Comprehensive improvement of artificial fish swarm algorithm for global MPPT in PV system under partial shading conditions.** Transactions of the Institute of Measurement and Control, v. 40, n. 7, p. 2178-2199, 2018.

MIYATAKE, M. *et al.* **Maximum power point tracking of multiple photovoltaic arrays: A PSO approach.** IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, v. 47, n. 1, p. 367-380, 2011.

MURTAZA, A. F. *et al.* **A novel hybrid MPPT technique for solar PV applications using perturb & observe and Fractional Open Circuit Voltage techniques.** *In:* Proceedings of 15th International Conference MECHATRONIKA. IEEE, 2012. p. 1-8.

NAYAK, P. K. *et al.* **Photovoltaic solar cell technologies: analysing the state of the art.** Nature Reviews Materials, p. 1, 2019.

OLIVEIRA JUNIOR, J. L. W. **Desenvolvimento de plataforma emuladora de turbina eólica para estudos de algoritmos de MPPT eólicos inteligentes.** 2016. 191 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

PATEL, H.; AGARWAL, V. **MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics**. IEEE transactions on energy conversion, v. 23, n. 1, p. 302-310, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (org.) **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES), Rio de Janeiro, 2014.

RAI, A. K. *et al.* **Simulation model of ANN based maximum power point tracking controller for solar PV system**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 95, n. 2, p. 773-778, 2011.

RAZYKOV, T. M. **Photovoltaic solar electricity: State of the art and future prospects**. In: Sixth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2003. ICEMS 2003. IEEE, 2003. p. 297-301.

RENAUDINEAU, H. *et al.* **A PSO-based global MPPT technique for distributed PV power generation**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 62, n. 2, p. 1047-1058, 2014.

REZK, H.; ELTAMALY, A. M. **A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems**. Solar energy, v. 112, p. 1-11, 2015.

ROAF, S; FUENTES, M; THOMAS-REES, S; **Ecohouse: a casa ambientalmente sustentável**. 4 ed.. Editora Bookman. São Paulo, 2014. P-456.

SAFARI, A.; MEKHILEF, S. **Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter**. IEEE transactions on industrial electronics, v. 58, n. 4, p. 1154-1161, 2010.

SANTOS, A. P. **Energia fotovoltaica: aspectos técnicos e econômicos**. 2017. 128 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

SANTOS, C. H. G. **Desviadores de corrente de arquitetura híbrida para compensação de sombreamento parcial em associações série de módulos fotovoltaicos**. 2018. 173 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018.

SEYEDMAHMOUDIAN, M. *et al.* **Analytical modeling of partially shaded photovoltaic systems**. Energies, v. 6, n. 1, p. 128-144, 2013.

SHER, H. A. *et al.* **A new sensorless hybrid MPPT algorithm based on fractional short-circuit current measurement and P&O MPPT**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 6, n. 4, p. 1426-1434, 2015.

SILVESTRE, S.; BORONAT, A.; CHOUDER, A. **Study of bypass diodes configuration on PV modules**. Applied Energy, v. 86, n. 9, p. 1632-1640, 2009.

SOUFYANE BENYOUCEF, A. *et al.* **Artificial bee colony based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for PV systems operating under partial shaded conditions**. Applied Soft Computing, v. 32, p. 38-48, 2015.

TAJUDDIN, M. F. N. *et al.* **Evolutionary based maximum power point tracking technique using differential evolution algorithm.** Energy and Buildings, v. 67, p. 245-252, 2013.

TAVARES, C. A. P. **Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico.** 2009. 131 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Eletrônica, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

XIAO, W.; DUNFORD, W. G. **A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems.** *In:* 2004 IEEE 35th annual power electronics specialists conference (IEEE Cat. No. 04CH37551). IEEE, 2004. p. 1957-1963.

YANG, B. *et al.* **Novel bio-inspired memetic salp swarm algorithm and application to MPPT for PV systems considering partial shading condition.** Journal of Cleaner Production, v. 215, p. 1203-1222, 2019.

ANEXO I – CÓDIGO EM LINGUAGEM C DA TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA PROPOSTA

Function Type: Variable/Function definitions

```
#include <Stdlib.h>
```

```
#include <String.h>
```

```
int g_nInputNodes=0;
```

```
int g_nOutputNodes=0;
```

```
int g_nStepCount=0;
```

```
int i, k, p, delay, count, np, kmax, flag, K, KMAX;
```

```
double teste;
```

```
double pos[4], vel[4], dpbest[4], Ppbest[4];
```

```
double Pgbest, dgbest, P, Pnew, deltad, dk, dknew;
```

```
double w, c1, c2, r1, r2, c1min, c1max, c2min, c2max;
```

```
double wmax, wmin;
```

Function: RunSimUser Fcn

```
g_nStepCount++;
```

```
// In case of error, uncomment next two lines. Set *pnError to 1 and copy Error message to szErrorMsg
```

```
//*pnError=1;
```

```
//strcpy(szErrorMsg, "Place Error description here.");
```

```
void inicializa() { // função de inicialização das variáveis
```

```
    K=1;
```

```
    KMAX=20;
```

```
    deltad=0.001;
```

```
    flag=1;
```

```
    i=0;
```

```
    k=1;
```

```
    p=1;
```

```
    np=4;
```

```
    c1min=0;
```

```
    c1max=1.0;
```

```
    c2min=1.0;
```

```

    c2max=2.0;
    kmax=10;
    wmax=1.0;
    wmin=0.1;
    delay=0;

    pos[0]=0.1;
    pos[1]=0.3;
    pos[2]=0.5;
    pos[3]=0.7;
    vel[0]=0.1;
    vel[1]=0.1;
    vel[2]=0.1;
    vel[3]=0.1;
    dpbest[0]=0;
    dpbest[1]=0;
    dpbest[2]=0;
    dpbest[3]=0;
    Ppbest[0]=0;
    Ppbest[1]=0;
    Ppbest[2]=0;
    Ppbest[3]=0;
    Pgbest=0;
    dgbest=0;
}

if(delay) {
    if(count==5000) { // tempo de estabilização
        delay=0;
        count=0;
    } else {
        count++;
    }
}

if (delay==0) {
    if(k==kmax) {
        p=4;
        kmax++;
    }
    switch(p) {
    case 1:
        out[0]=pos[i];
        delay=1;
        p=2;
        break;

    case 2: // comparação do PSO
        P=in[0]*in[1];
        if (P > Ppbest[i]) {

```

```

        dpbest[i]=pos[i];
        Ppbest[i]=P;
    }
    if(Ppbest[i]>Pgbest) {
        dgbest=pos[i];
        Pgbest=Ppbest[i];
    }
    if (i < (np-1)) {
        i++;
        p=1;
    } else {
        p=3;
    }
    break;

```

case 3: // Atualização de velocidade e posição no PSO

```

r1 = rand() % 101; // gerar números aleatórios entre 0 e 1 para as variáveis r1/r2
r1=r1/100;
r2 = rand() % 101;
r2=r2/100;
w=wmax-((k/kmax)*(wmax-wmin));
c1=c1max-((k/kmax)*(c1max-c1min));
c2=c2min+((k/kmax)*(c2max-c2min));
for (i=0;i<np;i++) {
    if (abs(pos[0]-pos[1])<0.01) {
        if (abs(pos[1]-pos[2])<0.01) {
            if (abs(pos[2]-pos[3])<0.01) k=kmax;
        }
    }
    vel[i]=w*vel[i]+c1*r1*(dpbest[i]-pos[i])+c2*r2*(dgbest-pos[i]);
    pos[i]=pos[i]+vel[i];
    if (pos[i]<0.1) pos[i]=0.1;
    if (pos[i] > 0.9) pos[i]=0.9;
}

```

```

i=0;
k++;
p=1;
break;

```

case 4: // Transição do PSO para o P&O

```

dk=dgbest;
out[0]=dk;
delay=1;
p=5;
break;

```

case 5: // Armazenamento de potência para comparação

```

P=in[0]*in[1];
p=6;
break;

```

case 6: // Incremento do estágio P&O

```

    dknew=dk+deltad;
    out[0]=dknew;
    delay=1;
    p=7;
    break;
case 7: // Comparações do algoritmo P&O
    Pnew=in[0]*in[1];
    if (P>Pnew) {
        deltad=-deltad;
    }
    if (Pnew>Pgbest) {
        Pgbest=Pnew;
        dgbest=dknew;
    }
    dk=dknew;
    P=Pnew;
    if (K<KMAX) {
        p=6;
    } else {
        p=8;
    }
    K++;
    delay=1;
    break;
case 8:
    out[0]=dgbest;
    delay=1;
    p=9;
    break;
case 9: // Coletando potência para efeito de comparação
    P=in[0]*in[1];
    delay=1;
    p=10;
    break;
case 10: // Verificando mudanças nas condições ambientais
    Pnew=in[0]*in[1];
    if ( abs(Pnew-P)/P > 0.1 ) {
        inicializa();
    } else {
        P=Pnew;
    }
    delay=1;
    break;
}
}
}

```