Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Engenharia

André Luiz Marques Leopoldino

Estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados

Rio de Janeiro

2019

André Luiz Marques Leopoldino

Estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Eletrônica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Controle e Automação.

Orientador: Prof. Dr. Luís Fernando Corrêa Monteiro

Rio de Janeiro

2019

CATALOGAÇÃO NA FONTE

UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/B

L587 Leopoldino, André Luiz Marques.
Estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados / André Luiz Marques Leopoldino. – 2019.
94f.

Orientador: Luís Fernando Corrêa Monteiro.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Engenharia.

1. Engenharia Eletrônica - Teses. 2. Sistemas de energia fotovoltaica - Teses. 3. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 4. Inteligência coletiva - Teses. 5. Eletrônica de potência - Teses. I. Oliveira, Tiago Roux de. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Engenharia. III. Título.

CDU 620.91:621.3.016.2

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta tese, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

André Luiz Marques Leopoldino

Estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Eletrônica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Controle e Automação.

Aprovado em: 27 de Fevereiro de 2019

Banca Examinadora:

Prof. Luís Fernando Corrêa Monteiro, D.Sc.,

(Orientador)

Faculdade de Engenharia - UERJ

Prof. Michel Pompeu Tcheou, D.Sc.

Faculdade de Engenharia - UERJ

Profa. Maria Luiza Fernandes Velloso, D.Sc.

Faculdade de Engenharia - UERJ

Prof. Guilherme Gonçalves Sotelo, D.Sc.

Faculdade de Engenharia - UFF

Rio de Janeiro

2019

AGRADECIMENTO

Agradeço a meu orientador, pela paciência, suporte e preciosa troca de conhecimentos no decorrer percurso. Ao Cleiton pela sua inestimável colaboração.

Aos colegas do laboratório por boas trocas de ideias, Denis Ferreira, Dayane Lessa, Martha Roxana e Nayara Villela. Bem como os colegas de outras linhas de pesquisa Paulo Paz e Leonardo Luiz.

Agradeço a todos os professores do PEL por transmitirem conteúdos valiosos e permitirem a expansão da mente a novos desafios acadêmicos.

A Ciência pode impor limites ao conhecimento,
mas não deve impor limites à imaginação.
Bertrand Russell

RESUMO

LEOPOLDINO, André Luiz Marques. *Estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados.* 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrônica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Rio de Janeiro, 2019.

A crescente preocupação com as questões ambientais causadas pelo uso dos combustíveis fósseis nocivos ao meio ambiente estimularam pesquisas para a disseminação das chamadas fontes de energia verde. Entre elas, a energia fotovoltaica se destaca pela possibilidade de ser utilizada tanto em larga escala quanto em pequena escala como, por exemplo, em residências. Um caraterística importante da geração fotovoltica é possibilidade de condicioná-la, dinamicamente, para produzir a máxima energia possível. Para isso, estas fontes são utilizadas em conjunto com conversores de potência controlados por algoritmos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Atualmente, um dos gargalos no uso da energia fotovoltaica reside no efeito do sombreamento parcial causado, por exemplo, por folhas ou objetos que caem sobre os painéis, de modo que a curva característica potência x tensão (P-V) pode apresentar pontos de máximo local e ponto de máximo global. Neste contexto, este trabalho propõe uma solução híbrida utilizando algoritmos PSO e Condutância Incremental de modo que o algoritmo resultante seja capaz de identificar o ponto de máximo global em toda e qualquer situação, desde que haja um conhecimento prévio do domínio a ser rastreado. Outros detalhes deste método, com base na otimização por enxame de partículas, são apresentados ao longo do trabalho. Resultados de simulação envolvendo diferentes casos teste são apresentados com objetivo de observar o desempenho do algoritmo proposto.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos; Geração de energia; Sombreamento parcial; Otimização por enxame de partículas; Rastreamento do ponto de máxima potência global; GMPPT.

ABSTRACT

LEOPOLDINO, André Luiz Marques. *Estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados.* 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrônica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Rio de Janeiro, 2019.

Growing concern about environmental issues caused by the use of environmentally harmful fossil fuels has stimulated research into the spread of so-called green energy sources. Among them, the photovoltaic energy, also known as photovoltaic system (PV system), stands out for the possibility of being used both on a large scale and on a small scale, as for example, PV-household applications. An important feature of the PV system is the possibility of being dynamically conditioned to produce its maximum energy. For this purpose, these sources are used together with power converters controlled by MPPT (Maximum Power Point Tracking) algorithms. Currently, one of the bottlenecks in the use of photovoltaic energy lies in the effect of partial-shading effect due to different causes as, for example, by leaves or objects falling on the panels. As a consequence, the power x voltage characteristic curve may present local maximum points and a global maximum point. In this context, this work proposes a hybrid solution using Particle Swarm Optimization (PSO) and Incremental Conductance algorithms in a complementary way, so that the resulting algorithm is able to identify the global maximum point in any situation, provided there is a prior knowledge of the domain to be traced. Further details of this method, based on particle swarm optimization, are presented throughout the paper. Simulation results involving different test cases are presented with the objective of observing the performance of the proposed algorithm.

Keywords: Photovoltaic system; Energy Generation; Partial shading; Maximum Power Point Tracking; Particle Swarm Optimization; Solar power generation; Iterative algorithms; Global Maximum Power Point Tracking; GMPPT.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Relação dos 10 países com maior capacidade de energia fotovoltaica instalada em 2017 e até 2017. Adaptado de [1]. 17

Figura 2 Característica elétrica do painel solar. Pontos de evidência são I_{SC}, V_{OC} e $P_{MPP} = (I_{MPP}, V_{MPP})$. 19

Figura 3 Representação da curva P-V considerando irradiação uniforme e não uniforme. O ponto de máxima potência (MPP) para o caso uniforme e pontos máximos máximo locais (LMPP) para o caso de sombreamento parcial..... 19

Figura 4 Célula fotovoltaica (a), módulo (b), painél e *array*..... 26

Figura 5 Esquemático apresentando o processo de criação de pares elétron-lacuna na junção *pn* na ocorrência do efeito fotoelétrico em circuito aberto. 26

Figura 6 Elétrons fluem do material tipo n através da carga para o material tipo p. A corrente I_{pv} é medida no sentido oposto à direção dos elétrons. 27

Figura 7 Característica elétrica do painél solar. Pontos de evidência são I_{SC}, V_{OC} e $P_{MPP} = (I_{MPP}, V_{MPP})$. 28

Figura 8 Modelos de circuitos equivalentes para células/painéis fotovoltaicos: (a) diodo único (3 parâmetros - modelo ideal); (b) diodo único (4 parâmetros - com R_{sh}); (c) dois diodos (cinco parâmetros) e (d) dois diodos (sete parâmetros) 29

Figura 9 Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica ideal. A corrente de saída I_{pv} é composta pela corrente gerada pela irradiação I_{ph} e a corrente do diodo I_d. 31

Figura 10 Influência do resistor R_s na curva característica I-V. Para qualquer nível de corrente haverá uma queda de tensão $\Delta V = IR_s$ e a curva será deslocada para esquerda..... 32

Figura 11 Curva característica I-V com influência na redução da corrente por conta do resistor em paralelo R_{sh} bem como a influência na redução da tensão por conta do resistor em série R_{sh}..... 34

Figura 12 Curvas I-V e P-V do painél fotovoltaico. (a) e (b) apresentam as curvas I-V e P-V para diferentes valores irradiância mantendo a temperatura constante em $25°C$. (c) e (d) apresentam as curvas I-V e P-V para diferentes valores de temperatura e mantendo a irradiância constante em $1000W/m^2$ 36
Figura 13 Associação de módulos em série: para qualquer corrente i_{pv} as tensões dos módulos se somam. 37
Figura 14 Associação de módulos em paralelo: para qualquer tensão v_{pv} as correntes dos módulos se somam. 37
Figura 15 Módulo com n células sendo a primeira superior iluminada (a) ou sombreada (b). A fonte de corrente hachurada representa uma célula solar sombreada. 38
Figura 16 Inclusão do diodo de *bypass* para redução da queda de tensão sobre a célula sombreada. Módulo com n células sendo a primeira superior iluminada (a) ou sombreada (b). A fonte de corrente hachurada representa uma célula solar sombreada. 40
Figura 17 Curva P-V em situação de sombreamento parcial. 41
Figura 18 Curvas P-V de três painéis conectados em série em condição de irradiância uniforme (a) e não-uniforme (b). 43
Figura 19 Diagrama com topologia para controle do sistema fotovoltaico. 44
Figura 20 Método de controle por corrente de curto-circuito 45
Figura 21 Método de controle por tensão de circuito aberto 45
Figura 22 Fluxograma do algoritmo perturbar e observar (P&O) com perturbação γ de tamanho fixo. 47
Figura 23 Características P-V observadas para o método condutância incremental. 48
Figura 24 Fluxograma do algoritmo condutância incremental 49
Figura 25 Curva P-V com a divisão inicial em 3 hiper-retângulos e avaliação da potência no centro de cada um (P_{pv_1}, P_{pv_2} e P_{pv_3}) 50
Figura 26 Processo de busca em linha para um passo de operação 51
Figura 27 Esquema de controle de busca extremal. 53

Figura 28 Exemplo PSO: convergência após N iterações (épocas). Pontos representando pássaros, setas, velocidade e direção do movimento e a estrela representa o objetivo, i.e., o alimento. 55
Figura 29 Algumas topologias de enxames propostas. As linhas indicam o fluxo de informações. 56
Figura 30 Arquitetura de codificação e execução. 60
Figura 31 Fluxograma do algoritmo PSO para n partículas. A *Malha de busca global* representa o processo que testa a resposta do painel partícula por partícula (para cada ciclo de trabalho). A malha descrita por *Malha de busca local* finaliza o processo de busca e desliga o algoritmo PSO e ativa o algoritmo Condutância Incremental (InC). 64
Figura 32 Acurácia e classificação dos resultados de simulação..... 67
Figura 33 Taxa de sucesso mapeada para diferentes números de partículas (a) $n = 3$: 5 pares com $SR = 100\%$. (b) $n = 5$: 13 pares com $SR = 100\%$. (c) $n = 7$: 7 pares com $SR = 100\%$. (d) $n = 9$: 2 pares com $SR = 100\%$. 68
Figura 34 Caso 1a: Dinâmica do algoritmo proposto que identifica o GMPP no instante $t = 0,15128s$..... 72
Figura 35 Caso 1a: Curva P-V indicando o caminho das partículas para identificar o GMPP. 72
Figura 36 Caso 1b: Formas de onda da potência, ciclo de trabalho e o seu desvio padrão durante todo o caso teste. 73
Figura 37 Caso 1b: Formas de onda da potência, ciclo de trabalho e o seu desvio padrão durante o período em que o ponto ótimo global é identificado. 74
Figura 38 Caso 1b: Atuação do algoritmo InC na busca do ponto ótimo dada a variação suave da irradiância de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$. Os círculos representam os pontos de trabalho e as curvas P-V são incluídas como referência. 74
Figura 39 Caso 1c: Desempenho do algoritmo durante toda a simulação para o caso teste em que há uma variação abrupta da irradiância de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$. O algoritmo identifica os pontos ótimos para cada uma das irradiâncias em num intervalo de $0,1513$ após a perturbação. 75

Figura 40 Caso 1c: Desempenho do algoritmo na identificação dos pontos ótimos globais para diferentes irradiâncias. 76
Figura 41 Caso 1c: Movimentação das partcículas para a identificação do GMPP dada a variação abrupta da irradiância de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$. No primeiro momento foi identificado o $GMPP_1$ com valor de e, após a perturbação, o $GMPP_2$. Os círculos representam os pontos de trabalho e as curvas P-V são incluídas como referência. 76
Figura 42 Caso 2a: Desempenho do algoritmo proposto para determinar o GMPP ... 77
Figura 43 Caso 2a: curva P-V indicando o caminho percorrido pelas partículas na identificação do GMPP. 78
Figura 44 Caso 2b: Perfil das irradiâncias sobre os painéis durante todo o caso teste. 79
Figura 45 Caso 2b: Desempenho do algoritmo proposto durante todo o tempo de simulação do caso teste 79
Figura 46 Caso 2b: Desempenho do algoritmo durante o período em que o GMPP foi identificado em uma janela temporal de $0,1513s$. 80
Figura 47 Caso 2b: Curva P-V indicando o caminho do rastreamento para identificar o GMPP. 80
Figura 48 Caso 2c: Perfil das irradiâncias sobre os painéis, com variação abrupta no instante $t = 5,0s$ 81
Figura 49 Caso 2c: Desempenho do algoritmo proposto durante todo o tempo de simulação com as irradiâncias sendo reduzidas à metade no instante de tempo $t = 5,0s$. 81
Figura 50 Caso 2c: Desempenho do algoritmo na identificação dos GMPPs 82
Figura 51 Caso 2c: Curva P-V indicando o caminho do rastreamento realizado. 82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Relação de parâmetros considerados nos modelos. 29

Tabela 2 Relação de modelos propostos para célula solar considerando a quantidade de parâmetros. 30

Tabela 3 Especificações do módulo fotovoltaico KD140SX retirados da folha de dados Anexo A 35

Tabela 4 Referência para os parâmetros utilizados nas simulações 59

Tabela 5 Faixa de parâmetros simulados para busca valores ótimos para o PSO 67

Tabela 6 Tempo médio [s] para atingir o GMPP para classe A por tamanho da população $n = 5$, particionada por w. Os parâmetros C_1 e C_2 são identificados em negrito dentro das células pontilhadas. 70

Tabela 7 Sumário de resultados dos 6 casos testes. 83

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	corrente contínua
d	ciclo de trabalho para controle do conversor
DIRECT	divisão em retângulos (do inglês, *Dividing Rectangles*)
DLL	biblioteca de vínculo dinâmico (do inglês, *dynamic-link library*)
GMPP	ponto de máxima potência global (do inglês, *global maximum power point*)
GMPPT	rastremento do ponto de máxima potência global (do inglês, *global maximum power point tracking*)
IEA	Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*)
I_{ph}	corrente proporcional à irradiação incidente no painel (fotocorrente)
i_{pv}	corrente na saída da célula ou painel solar
I_{SC}	corrente de curto-circuito característica do painel fotovoltaico
MPP	ponto de máxima potência (do inglês, *maximum power point*)
MPPT	rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês, *maximum power point tracking*)
P&O	algoritmo de busca Perturbar e Observar
$\overline{p_{pv,i}}$	potência média da partícula i
$\overline{p_{pv,MPP}}$	potência média no ponto de máxima potência MPP
PSC	condição de sombreamento parcial (do inglês *parcial shading condition*)
PSO	otimização por enxame de partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization*)
R_s	resistência série equivalente para o painel
R_{sh}	resistência equivalente paralelo para o painel
SA	arrefecimento simulado (do inglês *Simulated Annealing*)
STC	condições padrões de testes (do inglês *Standard Test Conditions*)
V_{OC}	tensão em circuito aberto do painel fotovoltaico
v_{pv}	tensão medida entre os terminais da célula ou painel durante a operação

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO 17

1 **ESTADO DA ARTE** 22

1.1 Propostas para modelagem do sistema fotovoltaico 22

1.2 Propostas para algoritmos MPPT 22

2 **O SISTEMA FOTOVOLTAICO** 25

2.1 Introdução 25

2.2 A Célula Fotovoltaica 25

2.2.1 Princípio de Operação 26

2.2.2 Modelos de circuitos 28

2.2.2.1 Modelo ideal (3 parâmetros) 30

2.2.2.2 Modelo diodo único a 4 parâmetros - com R_s 31

2.2.2.3 Modelo diodo único a 5 parâmetros - com R_s e R_{sh} 32

2.2.2.4 Modelo diodo duplo a 7 parâmetros 34

2.3 Comportamento dos Painéis em Função dos Efeitos dos Diferentes Parâmetros 35

2.4 Concepção do Sistema Fotovoltaico 37

2.5 Efeito do Sombreamento Parcial - PSC 38

2.5.1 Diodo de *bypass* 40

2.6 Conclusões Parciais 41

3 **ALGORITMOS DE RASTREAMENTO DE PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (ALGORITMOS MPPT)** 42

3.1 Introdução 42

3.2 Algoritmos para identificação do ponto ótimo em condições uniformes 43

3.2.1 Método da corrente de curto-circuito (SCC - *Short-Circuit Current Method*) 44

3.2.2 Método da Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}) 45

3.2.3 Perturbar & Observar (P&O) 46

3.2.4 Condutância Incremental (InC) 47

3.3 Algoritmos de rastreamento para condições não-uniformes 48

3.3.1 Algoritmo DIRECT 48
3.3.2 Busca de Fibonacci 50
3.3.3 Arrefecimento Simulado - SA 51
3.3.4 Busca Extremal - ESC 52
3.3.5 Otimizador por Enxame de Partículas - PSO 53
3.4 Conclusões Parciais 57

4 **RESULTADOS DE SIMULAÇÕES** 59
4.1 Introdução 59
4.2 Descrição do circuito para o carregamento de baterias 59
4.3 Implementação do algoritmo proposto 61
4.3.1 Adequações para utilização em conversores de potência 62
4.3.2 Codificação 63
4.3.3 Inicialização 63
4.3.4 Busca 64
4.3.5 Critérios de parada 65
4.3.6 Reinicialização 66
4.3.7 Ajuste de hiper parâmetros 66
4.4 Apresentação dos casos testes para o otimizador proposto 69
4.4.1 Caso teste 1: irradiância uniforme 71
4.4.1.1 A) Estático 71
4.4.1.2 B) Dinâmica suave 72
4.4.1.3 C) Dinâmica abrupta 74
4.4.2 Caso teste 2: Sombreamento parcial (PSC) 76
4.4.2.1 A) Estático 77
4.4.2.2 B) Dinâmico suave 78
4.4.2.3 C) Dinâmica abrupta 80
4.5 Conclusões Parciais 82

CONCLUSÃO 84

REFERÊNCIAS 86

ANEXOS 93

A **FOLHA DE DADOS DO PAINEL KD140SX** 94

B **CÓDIGO FONTE DO ALGORITMO PROPOSTO** 95

INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com as questões ambientais causadas pelo uso dos combustíveis fósseis nocivos ao meio ambiente vem estimulando pesquisas para a disseminação das chamadas fontes de energia verde. Entre elas, a energia fotovoltaica se destaca pela possibilidade de ser utilizada tanto em larga escala como também em pequena escala como, por exemplo, em residências. A Figura 1 ilustra os 10 países com maior capacidade de energia fotovoltaica instalada em 2017 e até 2017.

TOP 10 Países em 2017
(capacidade instalada em)

1	China	53 GW
2	Estados Unidos	10,6 GW
3	Índia	9,1 GW
4	Japão	7 GW
5	Turquia	2,6 GW
6	Alemanha	1,8 GW
7	Austrália	1,25 GW
8	Coréia	1,2 GW
9	Reino Unido	0,9 GW
10	Brasil	0,9 GW

TOP 10 Países em 2017
(capacidade instalada até)

1	China	131 GW
2	Estados Unidos	51 GW
3	Japão	49 GW
4	Alemanha	42 GW
5	Itália	19,7 GW
6	Índia	18,3 GW
7	Reino Unido	12,7 GW
8	França	8 GW
9	Austrália	7,2 GW
10	Espanha	5,6 GW

Figura 1 Relação dos 10 países com maior capacidade de energia fotovoltaica instalada em 2017 e até 2017. Adaptado de [1].

A Agência Internacional de Energia (IEA - *International Energy Agency*) em seu relatório de projeções estima que até 2050 a produção de energia fotovoltaica terá representatividade em torno de 11% da produção de energia elétrica mundial [2]. No Brasil, apoios econômicos, fiscais e mudanças na legislação vêm alavancando a produção deste tipo de energia. Como apoio econômico pode-se listar o Programa Fundo Clima do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) que permite financiamento a juros baixos de até 80% de todo equipamento necessário para produção de energia. Já alterações regulatórias, como a Resolução Normativa nº 482/2012, viabilizaram o sistema de compensação onde o excedente de energia gerada pela unidade consumidora (residência) possa ser injetada na rede elétrica da distribuidora e desta forma o consumidor recebe um crédito em energia (kWh) que é utilizado para abater na conta de consumo [3].

Incentivos como estes vem colocando o Brasil entre um dos maiores produtores de energia fotovoltaica do mundo, mesmo que de forma incipiente. Segundo relatório anual de 2018 da IEA, pela primeira vez o Brasil aparece entre os dez países que mais instalaram potência fotovoltaica no mundo, com $910MW$ instalados em 2017, como apresentado na

Figura 1.

Segundo dados de fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disponível em [4], a planta de geração fotovoltaica instalada possui capacidade de geração com cerca de $2GW$, sendo a representatividade $1,21\%$ da capacidade considerando as demais fontes geradoras. Quando observada somente a geração distribuída, cerca de 71 mil residências possuem capacidade para produção de $600MW$ [5].

A contribuição dos sistemas fotovoltaicos na geração de energia tende a aumentar, em vista do contínuo avanço de pesquisas acadêmicas e industriais. Qualquer que seja o cenário, o projeto do sistema fotovoltaico, assim como o dimensionamento e especificação dos seus componentes, está associado a critérios de viabilidade financeira. O projeto econômico é projeção de geração de energia, a qual depende de diferentes fatores, desde a localização geográfica até a tecnologia de painéis utilizada. Considerando todas estas componentes, modelos de desempenho são utilizados para estimar a potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos, que tipicamente incluem os painéis, conversores de eletrônica de potência (CC-CC, inversores, controladores de carga e proteções), entre outros.

Para que seja obtido o maior retorno sobre o investimento da planta instalada, há de se operar o mais próximo possível do rendimento máximo. Para isso, é necessário constantemente rastrear o ponto máximo de potência de operação do sistema fotovoltaico. Desta forma, são utilizados conversores de potência controlados por algoritmos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), em conjunto com os painés solares.

Um módulo fotovoltaico é constituído pela ligação de um conjunto de células conectadas tanto em série quanto em paralelo. As curvas características de uma célula ou módulo são as conhecidas por curvas I-V e P-V. Na Figura 2 são apresentados os pontos principais: a corrente de curto-circuito, I_{SC}, a tensão em circuito aberto, V_{OC} e o ponto de máxima potência (MPP), $P_{MPP} = (I_{MPP}, V_{MPP})$, onde I_{MPP} e V_{MPP} são respectivamente a corrente e a tensão no MPP.

Atualmente, um dos gargalos no uso da energia fotovoltaica reside no efeito do sombreamento parcial causado por exemplo por folhas, objetos que caem sobre os painéis ou mesmo poeira, de modo que a curva característica potência x tensão (P-V) pode vir a apresentar pontos de máximo local $LMPP$ e ponto de máximo global, como ilustrado na Figura 3.

Neste contexto, este trabalho explora uma solução híbrida de controle utilizando o

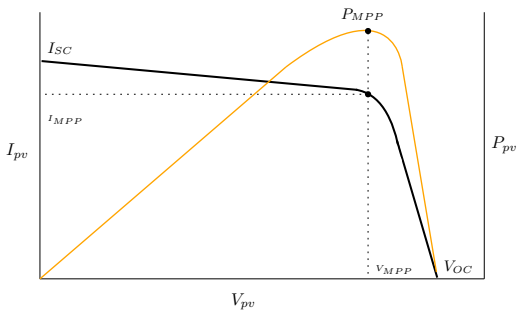


Figura 2 Característica elétrica do painel solar. Pontos de evidência são I_{SC}, V_{OC} e $P_{MPP} = (I_{MPP}, V_{MPP})$.

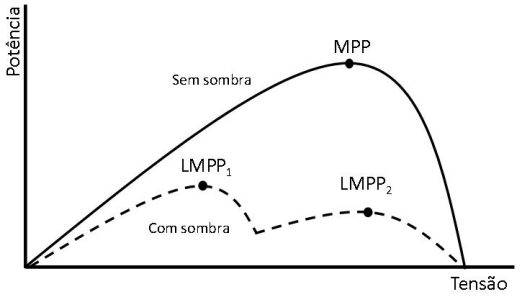


Figura 3 Representação da curva P-V considerando irradiação uniforme e não uniforme. O ponto de máxima potência (MPP) para o caso uniforme e pontos máximos máximo locais (LMPP) para o caso de sombreamento parcial.

otimizador por Enxame de Partículas (*PSO - Particle Swarm Optimization*) em conjunto otimizador Condutância Incremental, de modo que o algoritmo resultante seja capaz de identificar o ponto de máximo global em toda e qualquer situação desde que haja um conhecimento prévio do domínio a ser rastreado. Este método foi apresentado na literatura por [6]. Outros detalhes deste método, com base na otimização por enxame de partículas, são apresentados ao longo do trabalho. Resultados de simulação envolvendo diferentes casos teste são apresentados com objetivo de observar o desempenho do algoritmo proposto.

Objetivos e Metodologia

Conforme descrito anteriormente, o objetivo maior deste trabalho consiste na concepção e implementação de um algoritmo híbrido capaz de identificar o GMPP em 100% dos casos. Para tal, as seguintes atividades descritas em seguida foram executadas, o que consistiu na metodologia deste trabalho:

i) Estudo da tecnologia fotovoltaica;

ii) Modelagem de células e painéis;

iii) Levantamento de topologias de conversores CC-CC para aplicação com energia fotovoltaica;

iv) Estudo de algoritmos para o rastreamento de máxima potência;

v) Codificação dos algoritmos em linguagem C para execução em simulação com o sistema fotovoltaico emulado no simulador PSIM®;

vi) Desenvolvimento de arquitetura para realização dos diferentes cenários e perfis de irradiância.

É importante comentar que parte do trabalho desenvolvido resultou na escrita de 1 artigo em uma conferência internacional [7], onde foi analisado o desempenho do otimizador por enxame de partículas em função da assertividade e do tempo de convergência, em função do número de partícula utilizadas. Tal análise ocorreu para 3, 5, 7 e 9 partículas.

Organização do trabalho

O texto foi estruturado em capítulos que dividem e organizam o conteúdo de forma a facilitar sua compreensão, descrevendo uma evolução lógica na linha de raciocínio proposta no trabalho. Recomenda-se, para um melhor entendimento, que a leitura siga a ordem direta de apresentação dos capítulos.

No Capítulo 1 é realizado um levantamento geral dos diferentes tipos de algoritmos de MPPT que podem ser empregados dependendo do sistema a utilizar e conforme a informação contida de trabalhos semelhantes na literatura.

No Capítulo 2 foram descritos os modelos para células e painéis solares bem como a importância deste modelo. São apresentadas as características do modelo de 5 parâmetros para diferentes condições de ambiente. Também é caracterizado o problema do sombreamento parcial (PSC).

No Capítulo 3 foram abordados alguns métodos de rastreamento de máxima potência (MPPT) e algoritmos para busca global (GMPPT).

No Capítulo 4 é apresentada em detalhes a adequação e implementação do algoritmo de enxame de partículas (PSO) juntamente com o algoritmo Condutância Incremental (InC). Também é tratado do ajuste dos hiper-parâmetros para o funcionamento

adequado do enxame de partículas. Resultados de simulação a partir de diferentes casos testes foram apresentados para avaliar a eficiência do método proposto. Foram considerados testes estáticos e dinâmicos aplicando perfis de irradiância uniformes e não uniformes.

Por fim, a última seção trata das conclusões obtidas com a realização deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

1 ESTADO DA ARTE

Neste capítulo foi feita uma contextualização com os trabalhos que abordaram temas similares ao sistema proposto, com uma descrição do princípio de funcionamento dos mesmos. Entre os trabalhos apresentados há os que aboradam tanto algoritmos MPPT para identificação do ponto ótimo local ou global, assim como há outros trabalhos focados na modelagem do sistema fotovoltaico para emulação dos mesmos em simuladores computacionals. Na sequência, com relação aos trabalhos que abordam os algoritmos otimizadores, estes são organizados a partir das suas características de funcionamento. Outros aspectos destes algoritmos MPPT são apresentados no Capítulo 4.

1.1 Propostas para modelagem do sistema fotovoltaico

Para realização dos testes e simulações são necessários modelos matemáticos e de circuito que representem as células e painéis fotovoltaicos de modo que seja possível avaliar as curvas características de corrente e tensão. Dado o comportamento não linear em função da incidência de radiação solar e temperatura, há a necessidade de utilização de modelos aproximados para realização de testes e ensaios.

Alguns dos principais modelos propostos na literatura são: Walker [8] que considera as resistências internas ao painel e o modelo possui 4 parâmetros para serem ajustados. Outra proposta é o modelo com 5 parâmetros por Villalva [9] que modela a influência das correntes de fuga da estrutura do painel e que representa com fidelidade aceitável. Modelos mais detalhados que consideram o funcionamento do painel em período de menor incidência de luz tal como de sete parâmetros proposto por Ishaque [10].

1.2 Propostas para algoritmos MPPT

Basicamente, um dos principais obstáculos para a geração de energia fotovoltaica em larga escala é a baixa taxa de conversão de energia solar em elétrica que os painéis possuem. Desta forma, para viabilizar economicamente uma planta fotovoltaica, há a necessidade de se operar com a máxima eficiência possível extraindo toda a energia disponível. Para tal, diferentes estratégias para o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) foram e são propostos na literatura.

Por exemplo, métodos diretos do tipo subida de colina como o Perturbar & Observar e Condutância Incremental são capazes de identificar o ponto ótimo de operação a partir das informações obtidas pelas perturbações provocadas na tensão dos terminais do painel. Para cada perturbação feita, é calculada a respectiva potência do sistema PV e, na sequência, são realizadas avaliações diretas se o caminho da perturbação está aumentando ou diminuindo a potência produzida. Estes algoritmos vem sendo empregados utilizando passo de incremento fixo [11], de passo variável em função do resultado rastreado [12]. Também foram realizadas propostas considerando a utilização de controladores do tipo Proporcional-Integral (Controlador PI) [13].

Algoritmos como o método de busca com a Divisão de Retângulos (DIRECT), realiza uma busca global determinística para funções contínuas sem que haja necessidade de conhecimento do gradiente da função objetivo [14]. O espaço de busca é rastreado com auxílio de divisões sucessivas em retângulos até que o valor máximo seja identificado [15]. Neste sentido, as subdivisões do espaço ocorrem enquanto o critério de parada não foi alcançado.

A busca de *Fibonacci* [16] é um algoritmo com comportamento similar ao método por divisão por retângulos (DIRECT), onde o domínio de busca é reduzido em função da razão entre os números da sequência de *Fibonacci*.

O algoritmo denominado por arrefecimento simulado (*Simulated Annealing (SA)* na literatura) é baseado no processo de resfriamento utilizado na metalurgia para fundir um metais. Considera uma tabela de resfriamento para dividir o espaço de busca [17, 18].

Em [19] foi utilizado o método de Controle por Corrente. Basicamente,o ponto ótimo de operação é obtido a partir da informação da corrente I_{pv} em conjunto com o uso de controladores do tipo proporcional ou proporcional-integral, de modo que o sistema convirja para o ponto de máxima potência.

Outro método utilizado é a Busca Extremal [20] que utiliza a injeção de uma pequena perturbação periódica de alta frequência para estimar o ponto de operação do conversor de modo que o sistema produza a máxima potência possível.

Propostas utilizando redes neurais artificiais foram abordadas em [21, 22] tratando casos de rápidas mudanças nas características do ambiente. Aplicações combinadas considerando lógica difusa foram apresentadas em [23]. No entanto, para a aplicação destes métodos é necessário o conhecimento prévio do comportamento do sistema fotovoltaico a

partir da criação de um banco de dados com o sistema operando em diferentes condições.

Métodos utilizando inteligência de enxame foram apresentadas em diversos estudos com otimizações por enxame de partículas (PSO - *Particle Swarm Optimization*) em [24–26] e outras otimizações utilizando colônia de formigas [27]. Nestes métodos são utilizadas partículas em diferentes pontos do domínio, com o movimento das mesmas ocorrendo em função das respostas obtidas a apartir do comportamento do sistema. Apesar destes métodos serem promissores, não é possível assegurar que os mesmos são capazes de identificar o ponto ótimo global em 100% dos casos, além de apresentar uma resposta dinâmica lenta. Na literatura, é comum observar que estes algoritmos convergem para o ponto ótimo com período de 1 segundo. Considerando que o sistema alternado opera com frequência de $60Hz$, veja que o sistema fotovoltaico converge para o ponto ótimo após 60 ciclos, o que dependendo das caracterísiticas do sistema de potência, pode ser proibitivo.

Após esta breve discussão, é possível separar os trabalhos apresentados em três grupos. No primeiro grupo de algoritmos, a busca pelo ponto ótimo de operação ocorre no domínio do tempo, em função de parâmetros medidos continuamente como, por exemplo, a tensão e corrente dos terminais do painel fotovoltaico. No segundo grupo de algoritmos, a busca é feita a partir de funções regressivas determinadas a partir de dados previamente obtidos, constituindo um banco de dados. O terceiro grupo consiste em algoritmos híbridos, que combinam caracterísitcas dos grupos anteriores. Atualmente, os trabalhos apresentam maior enfoque neste terceiro grupo de algoritmos, uma vez que estes demonstram melhor capacidade de identificar o ponto máximo global de potência, em situações onde a curva potência x tensão apresentar mais de um ponto de máximo. Particularmente, o desafio consiste na forma como é feita a operação combinada de modo que o algoritmo resultante seja capaz de identificar o ponto ótimo global em 100 % dos casos (idealmente), com rápida resposta transitória.

No entanto, apesar dos avanços nos algoritmos MPPT para identificação de máximos globais, ainda há lacunas que precisam de maior estudo como, por exemplo, a não capacidade dos mesmos em identificar o GMPP em 100% dos casos. Neste sentido, o presente trabalho apresenta como proposta o uso combinado de algoritmos GMPPT, como o PSO, e MPPT, tal como o algoritmo Condutância Incremental (InC), com objetivo de assegurar a identificação do GMPP em 100% dos casos. Tal condição foi comprovada a partir de resultados de simução para diferentes casos testes.

2 O SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1 Introdução

Este Capítulo, inicialmente, explora os diferentes modelos para a representação do funcionamento dos painéis fotovoltaicos, levando em consideração os respectivos parâmetros que influenciam na geração de sua energia. Em seguida, é apresentada a modelagem utilizada para representar o fenômeno do sombreamento parcial, comum em locais onde há vários painéis solares como nas fazendas solares, por exemplo [28]. Por fim, são analisadas as curvas características tanto dos painéis quanto dos sistemas fotovoltaicos, considerando os parâmetros explorados ao longo do capítulo. Entretanto, antes de iniciar a descrição sobre os modelos dos painéis, é necessário primeiramente definir os principais termos utilizados. São listados abaixo e ilustrados na Figura 4:

- Célula fotovoltaica: é o componente elementar do sistema fotovoltaico;
- Módulo: é a unidade formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas;
- painél fotovoltaico: é o conjunto de módulos. Com associação de células em série obtém-se maiores tensões na saída do painél. Associações de células em paralelo, por sua vez, maior corrente;
- Arranjo fotovoltaico (*array*): são conexões de painéis em série e/ou paralelo para formar grandes sistemas fotovoltaicos.

A célula fotovoltaica será brevemente apresentada no nível eletrônico e em seguida serão mostrados alguns dos principais modelos de circuito e matemáticos já propostos.

2.2 A Célula Fotovoltaica

Para compreender seu funcionamento e conseguir desenvolver um modelo equivalente para sua utilização são necessárias algumas considerações iniciais, conforme destacado nas subseções a seguir.

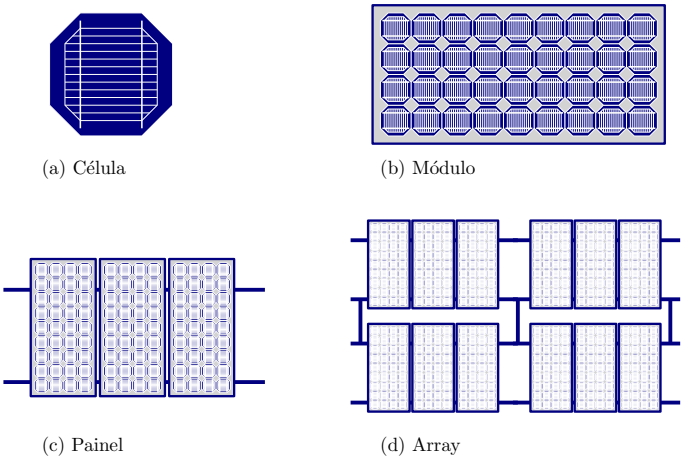


Figura 4 Célula fotovoltaica (a), módulo (b), painél e *array*.

2.2.1 Princípio de Operação

A célula fotovoltaica é um dispositivo não linear composto por materiais semicondutores capaz de converter energia dos fótons em energia elétrica através do efeito fotoelétrico. Basicamente, o material semicondutor absorve os fótons e os converte em pares de elétron-lacuna que gera um campo elétrico na junção *pn*. Quando este campo elétrico proporciona energia suficiente para que os elétrons se livrem das forças de atração das ligações covalentes, ocorre o movimento dos elétrons para a região do material tipo *n* e das lacunas para o material tipo *p*. Desta forma, uma diferença de potencial é observada nas extremidades. Este fenômeno é ilustrado na Figura 5. Aprofundamentos físicos e quânticos estão fora do escopo deste trabalho, no entanto, aos interessados, tais informações podem ser obtidas em [29];

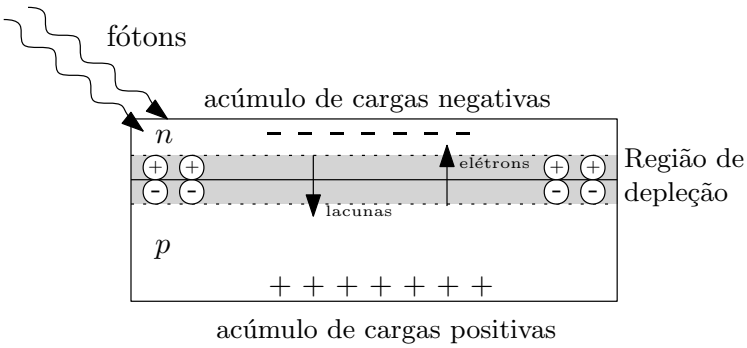


Figura 5 Esquemático apresentando o processo de criação de pares elétron-lacuna na junção *pn* na ocorrência do efeito fotoelétrico em circuito aberto.

Uma estrutura física básica da célula é composta por uma fina camada de material do tipo n que é disposta orientada para fonte de irradiação e outra de maior espessura do tipo p que fica na sombra. Tais eletrodos são compostos, de forma geral, por uma placa metálica soldada ao material tipo p e para o material tipo n é utilizada uma grade metálica [9, 30]. Uma estrutura física simplificada de uma célula fotovoltaica é ilustrada na Figura 6 [29].

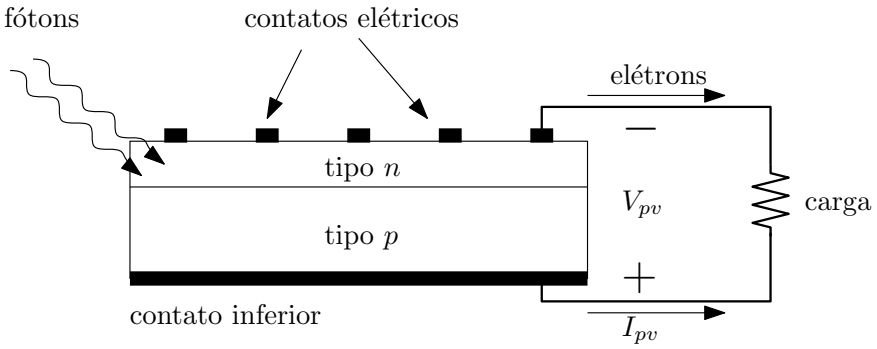


Figura 6 Elétrons fluem do material tipo n através da carga para o material tipo p. A corrente I_{pv} é medida no sentido oposto à direção dos elétrons.

O elemento mais utilizado pela indústria na produção de células solares é o silício (Si_{14}) nas diferentes composições cristalinas. O uso deste elemento decorre por motivações de eficiência na conversão de energia, processos produtivos em larga escala [31] além de ser o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre com cerca de 28% de representatividade [32]. Em sua forma pura, e em temperaturas suficientemente baixas, o silício é um mau condutor de eletricidade. Portanto, há a necessidade de tratá-lo através de um processo chamado dopagem onde recebe impurezas para alterar as suas características elétricas. Ao receber impurezas aceitadoras de elétrons como os elementos boro, alumínio, gálio, índio e tálio (trivalentes), o semicondutor adquire características positivas e constitui cristais semicondutores do tipo p. Já ao receber impurezas doadoras de elétrons como os elementos fósforo, arsênio, antimônio e bismuto (pentavalentes), o semicondutor adquire características negativas e constitui cristais semicondutores do tipo n. Processos básicos de dopagem de junções pn são detalhados em [29] e [33].

O funcionamento de um dispositivo fotovoltaico real possui uma característica $i - v$ da forma apresentada na Figura 7. Com base nesta curva e outros parâmetros, a seguir, são tratados os modelos de circuito e matemáticos para representação da célula fotovoltaica.

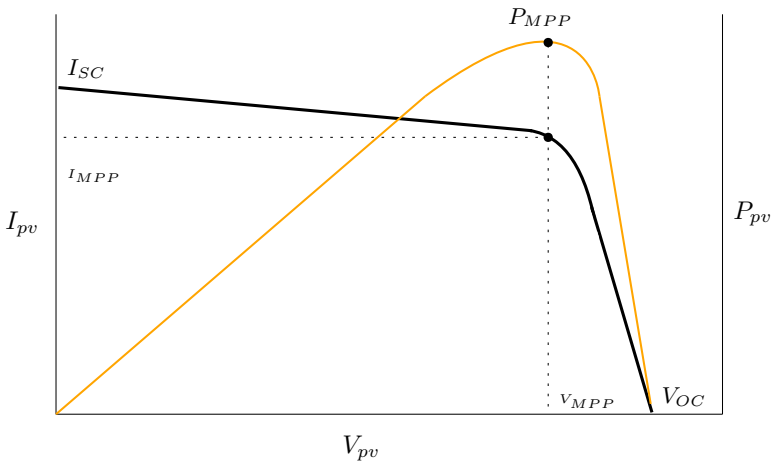


Figura 7 Característica elétrica do painél solar. Pontos de evidência são I_{SC}, V_{OC} e $P_{MPP} = (I_{MPP}, V_{MPP})$.

2.2.2 Modelos de circuitos

Os modelos equivalentes para representação do funcionamento da célula observado experimentalmente são necessários para simulação, predição para controle e análises. A característica I-V e P-V para o dispositivo em teste, apresentada na Figura 7, depende de características internas do dispositivo - como resistências entre contatos e resistências parasitas, R_s e R_{sh}, bem como influências externas tal qual o nível de irradiação e temperatura ambiente [9]. Para cada modelo proposto realiza-se uma sequência de procedimentos e ajustes considerando informações construtivas disponíveis na folha de dados bem como as curvas I-V e P-V para que a resposta do modelo se aproxime da curva de funcionamento real do dispositivo observada experimentalmente. Existem trabalhos na literatura que utilizam a modelagem matemática do circuito equivalente para o diodo para descrever o comportamento tanto da célula fotovoltaica bem como dos painéis e *arrays*, considerando diferentes níveis de proximidade com o dispositivo real. Há trabalhos que utilizam modelos de célula ideal (três parâmetros), diodo único considerando o efeito de R_s, como em [8], diodo único (cinco parâmetros) e dois diodos (sete parâmetros) observados na Figura 8. Importante pontuar que, embora esteja-se levantando as características da célula, o importante do ponto de vista prático para este trabalho é o modelo equivalente para painéis e *array* visto que no mercado são encontrados somente estes módulos. Na Tabela 1 são listados os parâmetros que cada modelo considera e os modelos são apresentado tabulados na Tabela 2.

Para cada modelo há de se determinar os parâmetros com base nas informações dis-

Tabela 1 Relação de parâmetros considerados nos modelos.

Parâmetro	Significado	Unidade
I_{ph}	Corrente gerada pelo conta da incidência de radiação solar	A
I_o	Corrente de saturação reversa da célula	A
a	Fator que depende do nível de dopagem utilizado	–
R_{sh}	Resistência equivalente em paralelo	Ω
R_s	Resistência equivalente série	Ω

poníveis nas folhas de dados dos fabricantes, sendo este tópico tema de diversos trabalhos. Estas buscas podem ser classificadas em dois grupos: **a) métodos determinísticos** como mínimos quadrados [34], funções W de Lambert (também conhecida como logaritmo de produto) [35], métodos de pontos interiores [36]; **b) métodos heurísticos** como evolução diferencial (DE) [10], algoritmos genéticos (GA) [37], enxame de partículas (PSO) [38] e arrefecimento simulado (SA) [39].

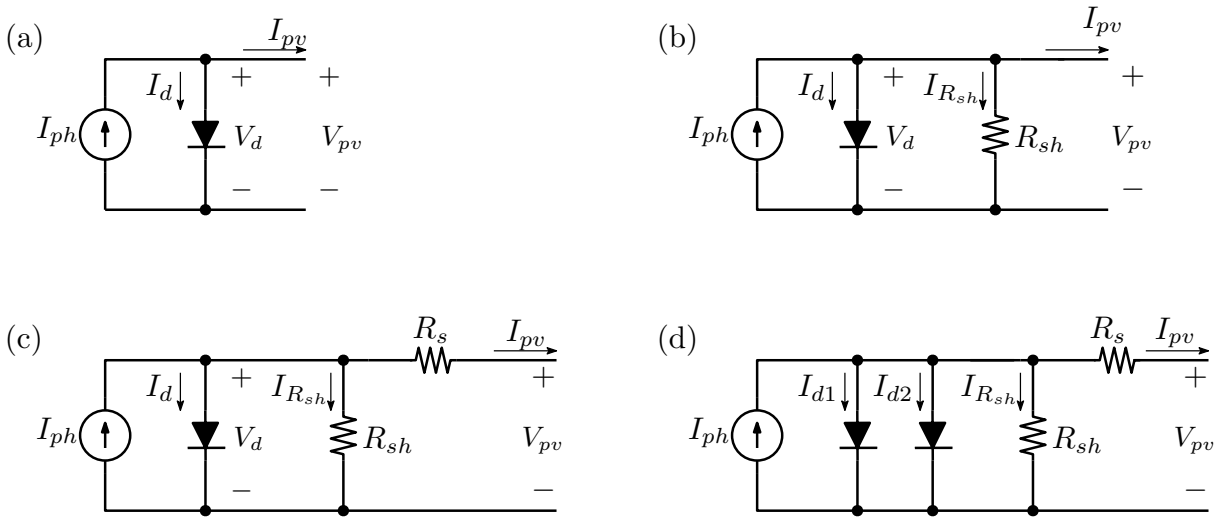


Figura 8 Modelos de circuitos equivalentes para células/painéis fotovoltaicos: (a) diodo único (3 parâmetros - modelo ideal); (b) diodo único (4 parâmetros - com R_{sh}); (c) dois diodos (cinco parâmetros) e (d) dois diodos (sete parâmetros)

Cada modelo considera variações de parâmetros específicas para atender a necessidades de aplicações. Uma vez que a tensão produzida por uma única célula é pequena para utilizações práticas, é mais comum encontrarmos disponível no mercado módulos e painéis, que são associações de células tanto em série quanto em paralelo. Nestas associações algumas perdas se tornam evidentes e necessitam ser consideradas no modelo. Perdas devidas a contatos elétricos e construção interna do painél são modeladas com a inclusão de resistências em série R_s, enquanto as correntes de fuga que ocorrem na junção pn do semicondutor são modeladas como R_{sh}. De forma geral a resistência paralela, R_{sh},

afeta na redução da corrente elétrica disponível enquanto a resistência R_s tem inlfuência sobre a tensão de saída do painél [40].

Tabela 2 Relação de modelos propostos para célula solar considerando a quantidade de parâmetros.

Modelo	**Nº de parâmetros**	**Parâmetros**
Ideal diodo único	3	I_{ph}, I_o, a
Diodo único com R_{sh}	4	I_{ph}, I_o, a, R_{sh}
Diodo único com R_{sh} e R_s	5	I_{ph}, I_o, a, R_{sh}, R_p
Dois diodos	7	I_{ph}, I_o, a_1,a_2, R_{sh}, R_p

A principal vantagem de utilizar um modelo elétrico é a disponibilidade de *softwares* para simulação de circuitos existentes, tais como PSIM®, PSpice® e Simulink, onde é possível projetar, esquematizar e simular circuitos elétricos incluindo as etapas de controle e circuitarias complementares, minimizando as diferenças entre o circuito simulado de um protótipo experimental. Entretanto há modelos na literatura não baseados em circuitos como os dos trabalhos [41, 42] que utilizam interpolação da curva e base de dados, mas estes não são utilizados em simuladores [30].

Uma breve descrição de cada um dos modelos indicados na Tabela 2 é realizada na sequência.

2.2.2.1 Modelo ideal (3 parâmetros)

Tomando o modelo ideal para uma célula representado na Figura 8 (a) e aplicando a lei das correntes de Kirchhoff, é calculada a corrente gerada pela célula I_{pv} conforme indicado em Equação 1. A corrente do diodo I_d é definida pela equação de Shockley conforme descrito na Equação 2, onde I_o é a corrente de saturação reversa da célula, a é um fator que depende do nível de dopagem utilizado na produção das células [43], k_B é a constante de Boltzmann, $1,3806503 \times 10^{-23} J/K$, q é a carga do elétron, $1,60217646 \times 10^{-19} C$, T é a temperatura em Kelvin da junção $p-n$. I_o e a, são informações fornecidas na folha de dados do fabricante.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d, \tag{1}$$

$$I_d = I_o \left[exp\left(\frac{qV_d}{nk_BT}\right) - 1 \right]. \tag{2}$$

Desta forma, substituindo a corrente I_d descrita em Equação 1 pela sua equação correspondente Equação 2, a corrente da célula fotovoltaica, I_{pv}, é dada por:

$$I_{pv} = I_{ph} - \left[exp\left(\frac{qV_d}{nk_BT}\right) - 1 \right]. \tag{3}$$

A partir da Equação 3 é possível observar uma relação direta entre o aumento irradiância do sol e a fotocorrente gerada pela célula e a relação inversa com a temperatura. Este modelo ideal fornece uma curva de corrente como mostrado na Figura 9, embora seja utilizado para entendimento dos conceitos ele não é aplicado na prática pois características distintas são observadas.

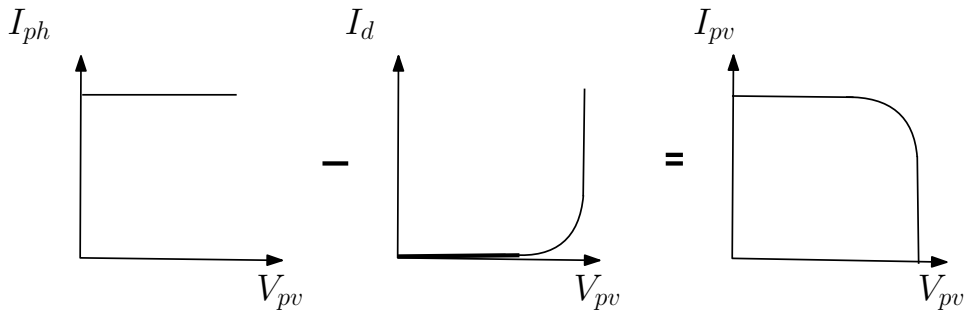


Figura 9 Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica ideal. A corrente de saída I_{pv} é composta pela corrente gerada pela irradiação I_{ph} e a corrente do diodo I_d.

2.2.2.2 Modelo diodo único a 4 parâmetros - com R_s

Proposto por [8], o modelo diodo único a 4 parâmetros, apresentado na Figura 8 (b), considera os efeitos das resistências internas existentes devido às estrutura do dispositivo fotovoltaico. O somatório destas resistências é representado pela resistência em série R_s. Deste modo, é obtida uma estimação mais precisa a forma curva P-V no trecho entre o ponto de máxima potência (MPP) e a tensão em circuito aberto V_{OC} quando comparado às curvas experimentais.

As equações que definem este modelo são:

$$I_{pv} = I_{sc} - I_0 \left\{ exp\left[\frac{q(V + IR_s)}{nk_BT}\right] - 1 \right\} \tag{4}$$

$$I_{sc} = I_{sc,ref}\left[1 + K_0(T - T_{ref})\right]\frac{G}{G_{ref}} \tag{5}$$

$$K_0 = \frac{I_{sc,T} - I_{sc,T_{ref}}}{I_{sc,T}} \frac{1}{T - T_{ref}} \tag{6}$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{3/n} exp\left[\frac{-qV_g}{nk_B}\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right] \tag{7}$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{sc,ref}}{\left[exp\left(\frac{qV_{OC,ref}}{nk_BT_{ref}}\right) - 1\right]} \tag{8}$$

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{V_{OC}}} - \frac{nk_BT_{ref}}{q(I_{sc,ref} + I_{0,ref})} \tag{9}$$

onde T é a temperatura de operação, T_{ref} é a temperatura na condição STC.

O parâmetro K_0 definido na Equação 6. Este modelo propõe a concentração dos parâmetros das características do painél fotovoltaico para o nível de uma célula e posterior distribuição dos valores de tensão encontrados pela quantidade de células do módulo, obtendo, desta forma, a curva I-V para o módulo fotovoltaico. A influência do resistor R_s na curva I-V é observada Figura 10 como a redução na corrente em relação à tensão. Esta taxa desta redução é dada por [29]. O valor para R_s é obtido de forma iterativa através do método de Newton-Raphson uma vez que a Equação 9 é recorrente.

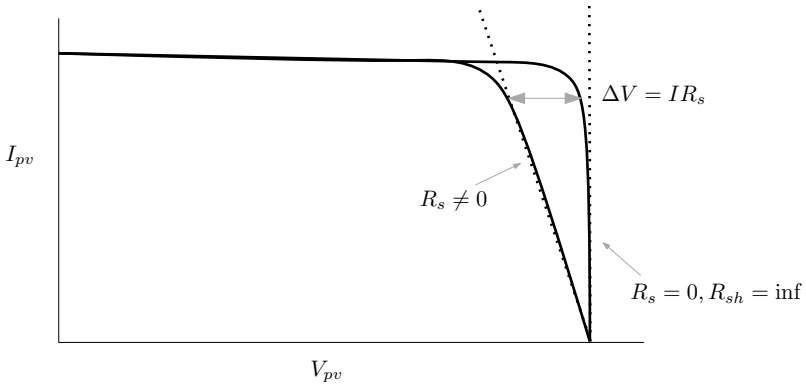


Figura 10 Influência do resistor R_s na curva característica I-V. Para qualquer nível de corrente haverá uma queda de tensão $\Delta V = IR_s$ e a curva será deslocada para esquerda.

2.2.2.3 Modelo diodo único a 5 parâmetros - com R_s e R_{sh}

A representação com 5 parâmetros utiliza o modelo anterior e considera a presença de um resistor em paralelo R_{sh} representando as perdas por conta da influência de correntes de fuga observadas experimentalmente. Desta forma, a inclusão desta resistência em

paralelo atua como um fator de ajuste da inclinação da corrente na curva I-V. O circuito é apresentada na Figura 8 (c). Os parâmetros a serem definidos são: I_{ph}, I_o, a, R_{sh}, R_p. O modelo correspondente é descrito pela equação Equação 10:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{10}$$

$$I_{ph} = (I_{ph,ref} + k_I \Delta T) \frac{G}{G_{ref}} \tag{11}$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{ph,ref} + k_I \Delta T}{exp\left[\left(\frac{V_{OC,ref} + k_V \Delta T}{V_t a} \right) \right]} \tag{12}$$

$$V_t = \frac{N_s k_B T}{q} \tag{13}$$

$$I_{ph} = (I_{ph,ref} + k_I \Delta T) \frac{G}{G_{ref}} \tag{14}$$

$$I_{ph,ref} = I_{SC,ref} \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} \tag{15}$$

Onde V_t é a tensão térmica, N_s é o número de células conectadas em série no módulo, k_I é o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito, k_V é o coeficiente de temperatura para a tensão em circuito aberto e ΔT é a diferença entre a temperatura em STC e a temperatura de operação. O fator de idealidade a deve ser mantido entre os valores de $1,0$ e $1,5$. As duas resistências são determinadas iterativamente através do método de Newton-Raphson considerando a existência de apenas um par R_s e R_{sh} que garante a máxima potência informada na folha de dados [9]. [44] em seu trabalho fez uma breve descrição de algumas das metodologias apresentadas na literatura para a determinação destes parâmetros, em particular as resistências série, R_s, e paralela, R_{sh}, do modelo em questão.

A influência do resistores R_s e R_{sh} é apresentado na Figura 11. O R_s atua na inclinação do curva I-V no trecho entre o MPP e V_{CO}, variação de tensão, enquanto R_{sh} atua na inclinação do trecho entre I_{SC} e MPP, variação na corrente.

É valido pontuar que este modelo apresenta algumas deficiências para situações de operação com alta amplitude térmica [45], fato relevante a ser considerado na simulação

de grandes sistemas fotovoltaicos.

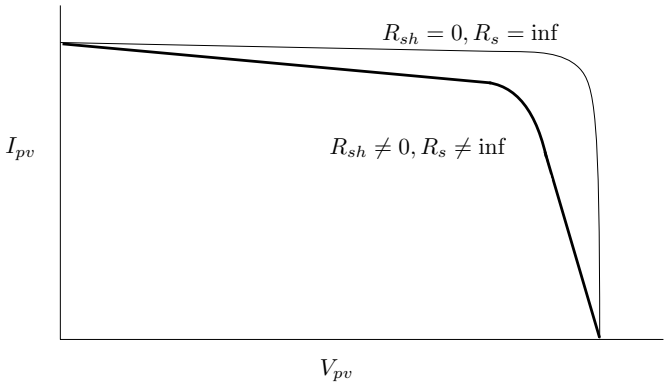


Figura 11 Curva característica I-V com influência na redução da corrente por conta do resistor em paralelo R_{sh} bem como a influência na redução da tensão por conta do resistor em série R_{sh}.

2.2.2.4 Modelo diodo duplo a 7 parâmetros

O modelo do diodo duplo foi proposto por [45] para melhorar a representação do modelo de 5 parâmetros em situações de baixa irradiância, principalmente nas proximidades da tensão em circuito aberto, V_{OC}. A inclusão do segundo diodo modela as perdas de correntes oriundas da recombinação dos portadores de carga na região de depleção [30]. O circuito é apresentado na Figura 8 (d). A Equação 16 descreve a corrente de saída de uma célula.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}}\right) \tag{16}$$

onde

$$I_{d_1} = I_{0_1}\left\{exp\left[\frac{q(V + IR_s)}{a_1 V_{t_1}}\right] - 1\right\} \tag{17}$$

$$I_{d_2} = I_{0_2}\left\{exp\left[\frac{q(V + IR_s)}{a_2 V_{t_2}}\right] - 1\right\} \tag{18}$$

I_{0_1} e I_{0_2} são as correntes de saturação reversa para os diodos 1 e 2, $V_{t_1} = a_1 \times N_s k_B T/q$ e $V_{t_2} = a_2 \times N_s k_B T/q$ são as tensões térmicas para N_s células conectadas em série, a_1 e a_2 são os fatores de idealidade representando as correntes de difusão e de recombinação, respectivamente, sendo que a_1 precisa ser unitário, de acordo com a teoria da difusão de Shockley, e $a_2 \geq 1,2$ [45]. A determinação dos parâmetros é apresentada em [45].

2.3 Comportamento dos Painéis em Função dos Efeitos dos Diferentes Parâmetros

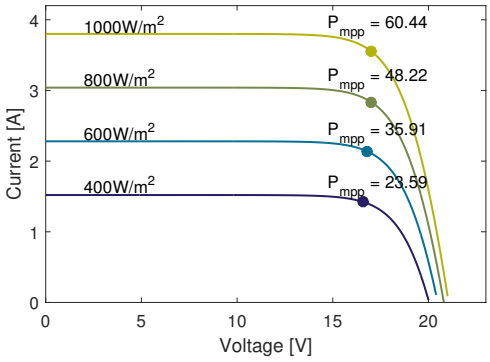
O funcionamento dos modelos são validados utilizando-se as informações disponíveis nas folhas de dados dos fabricantes e variando as condições de irradiância e temperatura. Estes dados são informados para um conjunto de valores padrões como referência que são chamados de *Standard Test Conditions* - STC - em que a temperatura ambiente é definida como $T_{ref} = 298,15K(25°C)$ e a irradiância é fixa em $G_{ref} = 1000W/m^2$. Os valores medidos nesta situação são informados na folha de dados do fabricante com o subscrito *ref*, representado na Tabela 3.

Tabela 3 Especificações do módulo fotovoltaico KD140SX retirados da folha de dados Anexo A

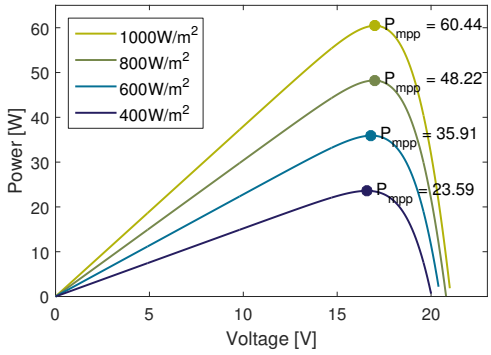
Parâmetro	**Símbolo**	**Valor**
Número de células	-	36
Potência nominal no MPP	$P_{MPP,ref}$	$140W$
Tensão nominal no MPP	$V_{MPP,ref}$	$17,7V$
Corrente nominal no MPP	$I_{MPP,ref}$	$7,91A$
Tensão em circuito aberto	$V_{OC,ref}$	$22,1$
Corrente de curto-circuito	$I_{sc,ref}$	$8,68A$
Const. térmica $[V_{OC}]$	-	$-0,36\%/°C$
Const. térmica $[I_{SC}]$	-	$0,6\%/°C$
Const. térmica $[P_{MPP}]$	-	$-0,46\%/°C$

É observado nos painéis a variação do ponto de operação para condições de ambientes, bem como os modelos dos parâmetros de modelo. Em condições reais, cada conjunto de medições distintas de temperatura e irradiância influenciam sobre os valores dos parâmetros medidos, havendo apenas uma curva I-V característica para cada conjunto de parâmetros. Como exemplo, foi considerado o modelo do diodo único com resistências R_s e R_{sh} (5 parâmetros), com as curvas características I-V e P-V na Figura 12, obtidas em função dos parâmetros apresentados na Tabela 3 e modelados conforme apresentado na Equação 10.

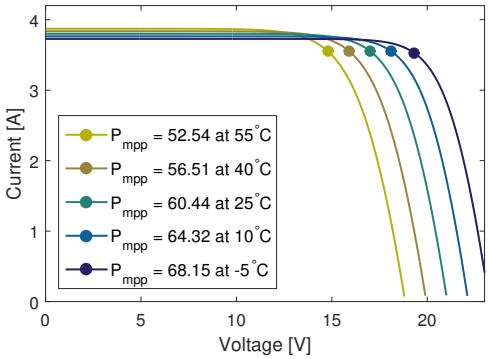
Os pontos indicados nas curvas representam o MPP ou corrente onde a máxima potência é obtida, I_{MPP}. É possível notar das Figura 12(b) e Figura 12(d) que as alterações nos níveis de irradiância e na temperatura em que o painél é submetido variam o ponto em que a máxima potência é obtida. Em suma, considerando a mesma carga e irradiância, quanto maior a temperatura ambiente, menor será a potência obtida do painél. Por outro lado ao manter a temperatura constante, quanto maior a irradiância



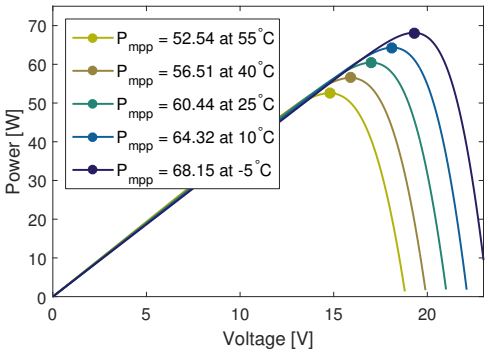
(a) Curvas I-V para temperatura constante



(b) Curvas P-V para temperatura constante



(c) Curva I-V para irradiância constante



(d) Curva P-V para irradiância constante

Figura 12 Curvas I-V e P-V do painél fotovoltaico. (a) e (b) apresentam as curvas I-V e P-V para diferentes valores irradiância mantendo a temperatura constante em $25°C$. (c) e (d) apresentam as curvas I-V e P-V para diferentes valores de temperatura e mantendo a irradiância constante em $1000W/m^2$.

maior é a potência gerada pelo painél.

Mantendo a temperatura constante e variando o nível de irradiância é possível observar nas Figura 12(a) e Figura 12(b) que o ponto de operação varia diretamente com a irradiância. Isto é, ao aumentar a irradiância, aumenta-se também a máxima potência disponível nos terminais do painél.

A corrente I_{ph} varia diretamente com o nível de irradiância bem como com a temperatura. Esta corrente pode ser representada como a equação:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} I_{sc,ref} + C_T \left(T - T_{ref}\right) \tag{19}$$

Onde G e T são, respectivamente, a irradiância em W/m^2 e a temperatura em K na qual o painél é submetido, enquanto G_{ref} e T_{ref} são os valores de referência para a qual a corrente de curto-circuito $I_{sc,ref}$ é obtida. A constante C_T é o coeficiente de temperatura que considera a corrente de curto-circuito.

2.4 Concepção do Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é composto por diferentes elementos além dos arranjos de painéis, tais como, controlador do painél, baterias, controladores de carga de baterias e inversores. Na prática são disponibilizados no mercado somente módulos chamados painéis solares. Nestes painéis as células solares são dispostas em configurações série e paralelo. Células conectadas em paralelo contribuem para o aumento da corrente e células conectadas em série contribuem para a elevação da tensão nos terminais do arranjo.

Para módulos conectados em série, conforme apresentado na Figura 13, a característica I-V para qualquer corrente a tensão de saída do *array* corresponde à soma das tensões individuais de cada painél da forma $v_{pv} = v_{pv_1} + v_{pv_2} + v_{pv_3}$.

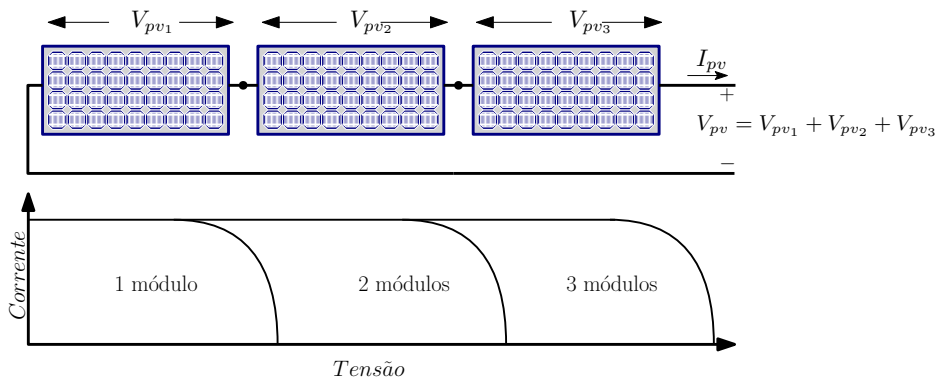


Figura 13 Associação de módulos em série: para qualquer corrente i_{pv} as tensões dos módulos se somam.

Já para módulos conectados em paralelo conforme ilustrado na Figura 14, a tensão v_{pv} é a mesma para todos os painéis, enquanto a corrente total é dada pela soma das correntes de cada módulo: $I_{pv} = I_{pv_1} + I_{pv_2} + I_{pv_3}$.

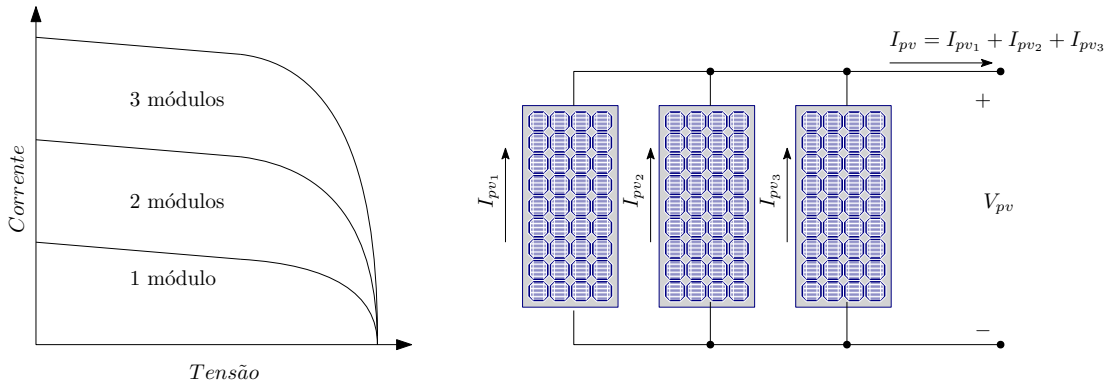


Figura 14 Associação de módulos em paralelo: para qualquer tensão v_{pv} as correntes dos módulos se somam.

O controlador do painél possui a função crucial de posicionar o ponto de operação do painél numa posição ótima. Isto é realizado alterando a tensão v_{pv} que é medida na saída do *array*. Alguns métodos para o rastreamento deste ponto de operação são descritos no Capítulo 3.

2.5 Efeito do Sombreamento Parcial - PSC

Em determinadas instalações pode ocorrer um sombreamento parcial dos painéis (PSC - *partial shading condition*), seja por edificações vizinhas, vegetação ou mesmo nuvens. Neste cenário, a potência na saída do painél pode ser bastante afetada. Caso não seja tomada nenhuma medida para mitigar as perdas causadas pelo sombreamento, até mesmo uma única célula sombreada poderá reduzir a potência de saída à metade [29].

Para explicar o comportamento de um módulo fotovoltaico na presença de sombreamento parcial, considera-se um módulo composto por n células conectadas em série, sendo I a corrente gerada pelo módulo e V a tensão entre os terminais. É destacada a primeira célula com a representação pelo modelo de circuito de 5 parâmetros e as demais $(n-1)$ células representando um módulo com corrente I e tensão de saída V_{n-1}.

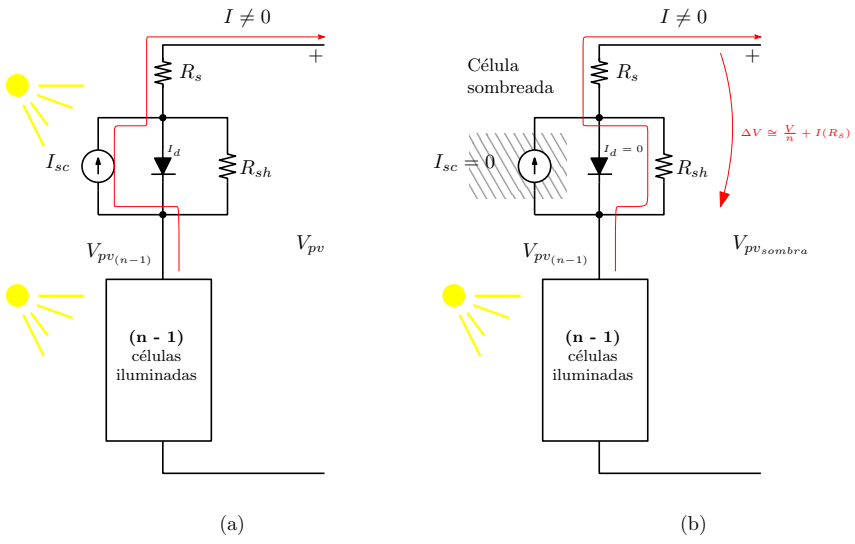


Figura 15 Módulo com n células sendo a primeira superior iluminada (a) ou sombreada (b). A fonte de corrente hachurada representa uma célula solar sombreada.

Na Figura 15 (a) todo o módulo é iluminado e a corrente I passa por todos as células. No entanto, na Figura 15 (b) a primeira célula é posta em sombra não contribuindo com nenhuma corrente, isto é, $I_{SC} = 0A$ e desta forma a corrente flui através do resistor paralelo R_{sh} onde ocorre uma queda de tensão (mantendo o diodo polarizado

reversamente). Desta forma, a célula sombreada atua como uma carga para as demais e isso pode causar pontos quentes, chamados *hot spots*, por conta da dissipação de energia em R_s e R_{sh} que podem danificar permanentemente o módulo. A queda de tensão sobre os resistores R_{sh} e R_s da célula sombreada é dada por:

$$V_{pv_{sombra}} = V_{pv_{(n-1)}} - I(R_s + R_{sh}). \tag{20}$$

Da Figura 15 (b), a tensão sobre as células não sombreadas ($V_{pv_{(n-1)}}$) com relação à tensão total sobre o painél composto pelas n células (V_{pv}) é dada por:

$$V_{pv_{(n-1)}} = \left(\frac{n-1}{n}\right) V_{pv}. \tag{21}$$

Combinando a Equação 20 com a Equação 21, a tensão sobre os painéis sombreados ($V_{pv_{sombra}}$) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$V_{pv_{sombra}} = \left(\frac{n-1}{n}\right) V_{pv} - I(R_s + R_{sh}). \tag{22}$$

A queda de tensão ΔV, que corresponde a tensão sobre as células não sombreadas, em função da corrente I, é dada por:

$$\Delta V = V - V_{pv_{sombra}} = V - \left(\frac{n-1}{n}\right) V_{pv} - I(R_s + R_{sh})\Delta V = \frac{V}{n} + I(R_s + R_{sh}). \tag{23}$$

No entanto, uma vez que a resistência paralela, R_{sh}, é muito maior que a resistência em série, R_s, a queda de tensão ΔV pode ser calculada da seguinte forma:

$$\Delta V \cong \frac{V}{n} + I(R_s). \tag{24}$$

Neste sentido, com objetivo de reduzir os impactos do sombreamento parcial no funcionamento dos painéis, foram introduzidos no circuito os diodos de passagem (diodos de *bypass*) em paralelo aos resistores R_{sh}. Outros detalhes estão descritos na próxima subseção.

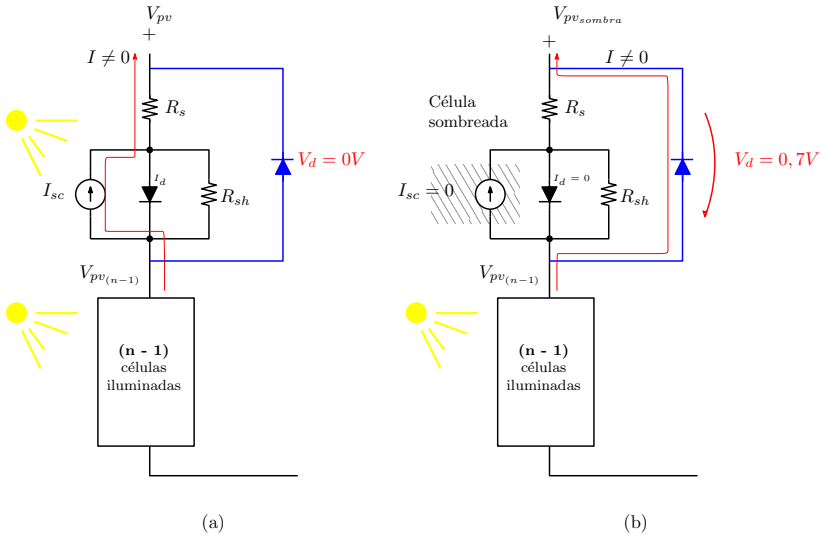


Figura 16 Inclusão do diodo de *bypass* para redução da queda de tensão sobre a célula sombreada. Módulo com n células sendo a primeira superior iluminada (a) ou sombreada (b). A fonte de corrente hachurada representa uma célula solar sombreada.

2.5.1 Diodo de *bypass*

O problema da queda de tensão por conta do sombreamento pode ser mitigado com a inclusão de um diodo de *bypass* para cada célula, como apresentado na Figura 16. Quando a célula está iluminada, o diodo de *bypass* fica reversamente polarizado e não conduz. Do contrário, quando o sombreamento ocorre, o diodo de *bypass* fica diretamente polarizado e, consequentemente, a corrente que geraria uma queda de tensão nas resistências internas da célula sombreada, ΔV, circula através deste diodo com a queda de tensão percebida pelo sistema sendo somente dada pela tensão de polarização, cujo valor tipicamente está na faixa entre $0,6V$ e $0,7V$. Entretanto, na prática, são inseridos diodos de *bypass* para um painél ou para agrupamentos de células e não individualmente. Tal medida é aplicada para evitar problemas de ordem construtiva no painél, conforme descrito em [46].

As curvas características para os arranjos também são modificadas por conta da inclusão destes diodos de *bypass*, de modo que a curva característica apresenta pontos de máximo local e global quanto ocorre o sombreamento P-V [29]. É importante notar que o ponto de máximo global pode ocorrer em diferentes regiões do domínio, o que impossibilita assumir condições preliminares para limitar o raio de busca pelo ponto de máximo global.

Para reforçar tal situação, na Figura 17 são apresentadas cuvas P-V para três painéis conectados em série considerando seis diferentes padrões de irradiância. Cada

painél do conjunto recebe uma irradiância conforme descrito no canto superior esquerdo de cada gráfico. Na Figura 17 (a), por exemplo, o valor listado é $[1000; 400; 100]$, o que significa que o primeiro painél G_1 recebeu uma taxa de irradiância $1000W/m^2$, o segundo, $G_2 = 1000W/m^2$ e o terceiro, $G_3 = 100W/m^2$. Pode ser observado que o número de pontos de máximo (global e local) é determinado pela diferença entre as irradiâncias entre os painéis. Por exemplo, na Figura 17 (a) os três painéis apresentam a mesma irradiância. Com isso, a curva P-V apresenta um e somente um ponto de máximo. Por outro lado, na Figura 17 (c) os três painéis apresentam níveis diferentes de irradiância. Como consequência, a curva P-V apresenta três pontos de máximo.

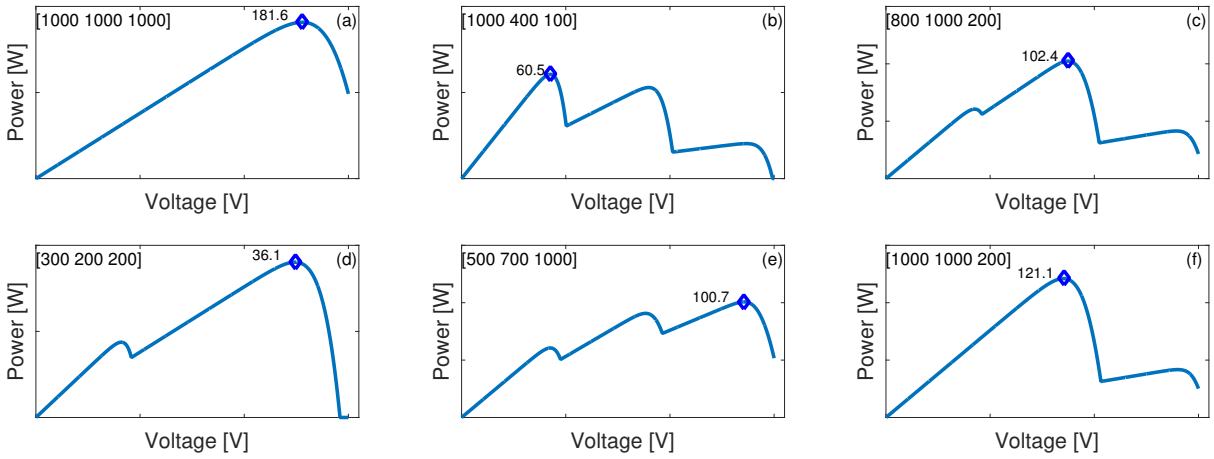


Figura 17 Curva P-V em situação de sombreamento parcial.

2.6 Conclusões Parciais

Este Capítulo apresentou os princípios básicos da célula solar, a necessidade de um modelo adequado para representação de painéis e arranjos fotovoltaicos, bem como o efeito do diodo de *bypass* no funcionamento do sistema. Foram apresentadas as características dos módulos em condições uniformes e de sombreamento parcial. Para modelar o sombreamento parcial, somente os modelos de 5 e 7 parâmetros são adequados. Por simplicidade foi utilizado o modelo diodo único com 5 parâmetros para o projeto proposto. No próximo Capítulo são explorados em detalhes alguns dos algoritmos mais utilizados na literatura tanto para identificar tanto o ponto de máximo local (MPP) quanto o ponto de máximo global (GMPP), que consiste no núcleo duro de trabalho desta dissertação.

3 ALGORITMOS DE RASTREAMENTO DE PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (ALGORITMOS MPPT)

3.1 Introdução

Para que seja obtido o maior retorno sobre o investimento da planta instalada, há de se operar o mais próximo possível do rendimento máximo. Para isso é necessário constantemente localizar o ponto de máxima de potência de operação do sistema fotovoltaico (MPP). Dado que a geração de energia fotovoltaica é influenciada por alterações nas condições dinâmicas do ambiente como, por exemplo, irradiância e temperatura, tal qual apresentado na Seção 2.3, bem como a degradação dos painéis ao longo do tempo e mau funcionamento de células, faz-se necessário a utilização de métodos para o rastreamento deste ponto de operação. Esta classe de algoritmo é denominada na literatura por MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

Os algoritmos MPPT podem ser classificados em dois grupos de acordo com características do ambiente: os desenvolvidos para atuarem em condições uniformes e os desenvolvidos para atuarem em condições não-uniformes [18]. Numa condição de operação estável, com baixa variação de parâmetros do ambiente, o sistema fotovoltaico tem uma curva característica P-V apresentando somente um e somente um ponto de máximo como indicado na Figura 18 (a). Entretanto, em condições reais o sistema fotovoltaico pode sofrer danos, sombreamento em partes do painél, ter painéis posicionados com orientações distintas entre outros problemas. Estas situações resultam em um comportamento não-linear do conjunto de painéis fotovoltaico. Tal situação é evidenciada nas curvas características I-V e P-V, com a presença de mais um ponto de máximo, como o caso exemplo mostrado na Figura 18 (b), o que aumenta a complexidade para identificar corretamente ponto de operação que leva a sistema a produzir a máxima potência possível [47]. Nesta condição, o ponto de maior máximo é chamado de máximo global, enquanto os demais são chamados de máximos locais.

Ao avaliar os algoritmos MPPT, busca-se alguns critérios a serem atendidos dadas as características do projeto a ser desenvolvido como, por exemplo, a capacidade de diferenciar um ponto de máximo local do ponto de máximo global, período de tempo mínimo para identificação do ponto de máximo global, capacidade de responder dinamicamente à variações dos dados de entrada e esforço computacional para a sua implantação em um

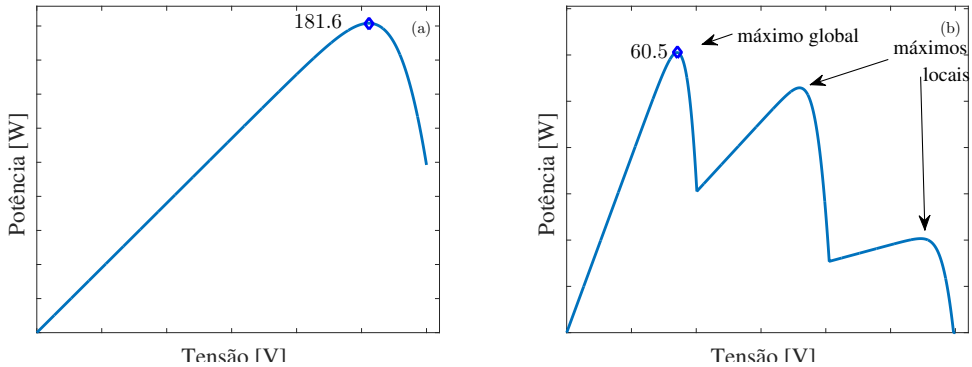


Figura 18 Curvas P-V de três painéis conectados em série em condição de irradiância uniforme (a) e não-uniforme (b).

micro controlador, entre outros [18].

Essencialmente, independente do algoritmo ser capaz de identificar o ponto de máximo global ou não, o processo de busca pelo MPP é o mesmo que consiste em variar tensão nos terminais do painél e observar o comportamento da energia gerada. Tal abordagem é feita assumindo que o painél corresponde a uma fonte de corrente, cuja intensidade depende dos fatores externos como temperatura e irradiância, por exemplo.

Para atuar com o algoritmo de busca pelo ponto ótimo são utilizados conversores CC-CC para controlar a tensão na saída do painel, v_{pv}, ou regular a corrente de saída, i_{pv}, de forma a posicionar o ponto ótimo de operação do sistema adequadamente, ou seja, V_{MPP} e I_{MPP}, como mostrado na Figura 7. O controle para identificação do ponto ótimo de operação é realizado pelo algoritmo MPPT indicado no esquema de blocos de um sistema fotovoltaico da Figura 19. Os dispositivos S_1 e S_2 foram dispostos em um arranjo para atender alguns dos métodos explorados, onde são necessários desconectar o conversor para realizar medições de tensão do painel ou curto-circuitar o painel para realizar medições de corrente.

Neste contexto, este Capítulo explora algumas estratégias de algoritmos otimizadores em tempo real para situações de irradiância uniforme e bem como não-uniforme (sombreamento parcial). Ao final é tratado com maior profundidade o método de otimização por Enxame de Partículas, que é o foco do trabalho.

3.2 Algoritmos para identificação do ponto ótimo em condições uniformes

Para o caso geral onde os painéis são uniformemente iluminados, algoritmos simples conseguem identificar o MPP. Alguns dos métodos mais aplicados a este tipo de situação

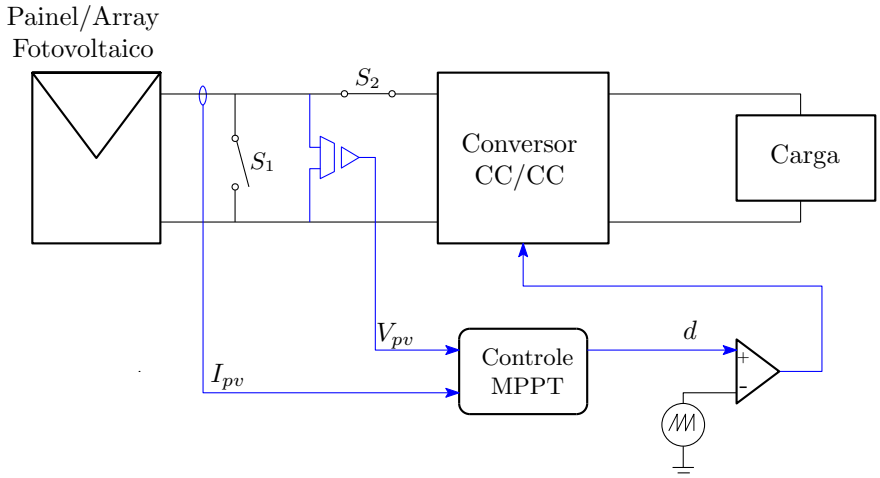


Figura 19 Diagrama com topologia para controle do sistema fotovoltaico.

são: realimentação de tensão e realimentação de corrente, perturbar e observar e o algoritmo da condutância incremental. Estes métodos são ditos diretos, pois são baseados na medição das grandezas elétricas da tensão e corrente no terminal do painel [8]. Nos procedimentos onde há necessidade de conhecimento de algumas das características do painel são ditos indiretos, tais como: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e da família de curvas de potência para diferentes irradiâncias. Estes dados são usualmente fornecidos pelo fabricante. No entanto é importante comentar que a concepção de algoritmos com base somente nos dados fornecidos pelo fabricante pode levar a identificação de pontos de operação que não correspondem ao ponto ótimo de operação. Isto ocorre, pois os dados foram obtidos a partir de casos testes específicos, usualmente nas condições STC (*Standard Test Conditions*). Outra questão importante é a incapacidade destes métodos de identificar corretamente o ponto de máximo em situações não-uniformes, pois os mesmos oscilam no primeiro ponto de máximo identificado, que não necessariamente corresponde ao ponto de máximo global.

3.2.1 Método da corrente de curto-circuito (SCC - *Short-Circuit Current Method*)

Trata-se de um método de estimação baseado na característica de corrente observada no MPP, I_{MPP}, que é aproximadamente linear à corrente de curto-circuito do painel [48, 49]. Neste método, a corrente i_{MPP} é dada por:

$$I_{MPP} = k_{SC} * I_{SC}, \tag{25}$$

onde k_{SC} é uma constante de proporcionalidade cujo valor, tipicamente, fica na faixa entre $0,71$ e $0,78$ [50] e, além disso, é dependente de características internas do painel. Um laço de controle simples é empregado para rastrear a corrente I_{MPP} e gerar um sinal de controle para o conversor CC-CC, conforme mostrado na Figura 20. Entretanto para medir a corrente de curto-circuito I_{SC}, há de curto-circuitar o painel através de uma chave estática, S_1, conforme ilustrado na Figura 19, toda vez que for identificada uma alteração de nível de potência. Isto pode causar oscilações na potência de saída do sistema. Em [48] é apresentado o processo de ajuste do ganho k_{SC} bem como a implantação experimental.

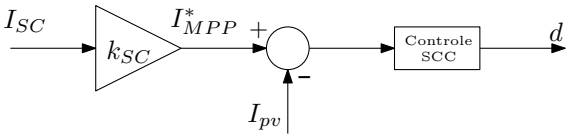


Figura 20 Método de controle por corrente de curto-circuito

3.2.2 Método da Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})

O método da tensão de circuito aberto é dual do método da corrente de curto-circuito. Neste método também é observado uma relação quase-linear entre a tensão em circuito aberto do painel, V_{OC}, e a tensão no MPP, V_{MPP}, que é dada por:

$$V_{MPP} = k_{OC} * V_{OC}. \tag{26}$$

O laço de controle possui a mesma estrutura, sendo k_{OC} a constante de proporcionalidade cujos valores situam na faixa entre 0.78 e 0.92 [50]. A diferença é a medição da tensão de circuito abetro, V_{OC}, que deve ser realizada utilizando-se uma chave estática, S_2, conforme ilustrada na Figura 19, para desconectar o painel do conversor quando for identificada uma alteração no nível de potência [49].

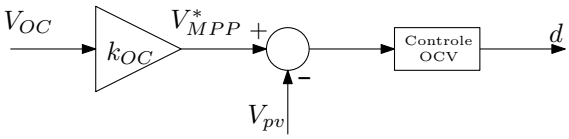


Figura 21 Método de controle por tensão de circuito aberto

3.2.3 Perturbar & Observar (P&O)

É um dos algoritmos mais utilizados por sua simplicidade de implantação, além de utilizar somente as medições diretas de tensão e corrente do painel, sem a necessidade de desconectar o painel do conversor. O princípio de funcionamento é baseado em introduzir uma perturbação, γ, na tensão v_{pv} do painel e avaliar a direção do gradiente da potência de saída do sistema fotovoltaico (dP/dV). A variação da perturbação pode ser positiva ou negativa, dependendo do gradiente de potência e, além disso, a perturbação γ pode apresentar um valor constante ou variável.

Basicamente, há quatro possibilidades para fazer a avaliação e tomar a decisão da variação da perturbação ser positiva ou negativa. Por exemplo, se a variação de potência for positiva ($\Delta P > 0$) para uma variação de tensão positiva ($\Delta v > 0$), entende-se que o sistema está convergindo para o ponto de máximo e consequentemente, a variação para a nova tensão de referência é positiva. Do contrário, se a variação de potência for negativa ($\Delta P < 0$) para uma variação de tensão positiva ($\Delta v > 0$), entende-se que o sistema está divergindo do ponto de máximo. Com isso, a variação para a nova tensão de referência é negativa. Na Figura 22 é apresentado fluxograma da técnica, com as quatro possibilidades descritas.

Um parâmetro que impacta na dinâmica do rastreamento é o tamanho da perturbação, γ, que deve ser ajustado para que se tenha resposta rápida e com uma pequena oscilação na vizinhança do MPP em regime permanente. Tal oscilação sobre o MPP deve ser pequena, pois a mesma resulta numa perda de potência, especialmente em casos de variação constante das condições do ambiente [51]. As propostas clássicas utilizam um valor de perturbação constante.

Neste contexto, melhorias ao método foram propostas em versões adaptativas deste algoritmo em que o tamanho da perturbação é ajustado dinamicamente durante o processo de busca considerando a distância do MPP [52]. Também existem propostas utilizando um integrador para atenuar a oscilção em torno do MPP. É importante comentar que o integrador deve ser habilitado somente após a identificação da vizinhança onde está o ponto da máxima potência, onde o integrador é habilitado com o algoritmo P&O desabilitado. Tal condição é mantida enquanto a variação do gradiente da potência estiver abaixo de um valor previamente definido.

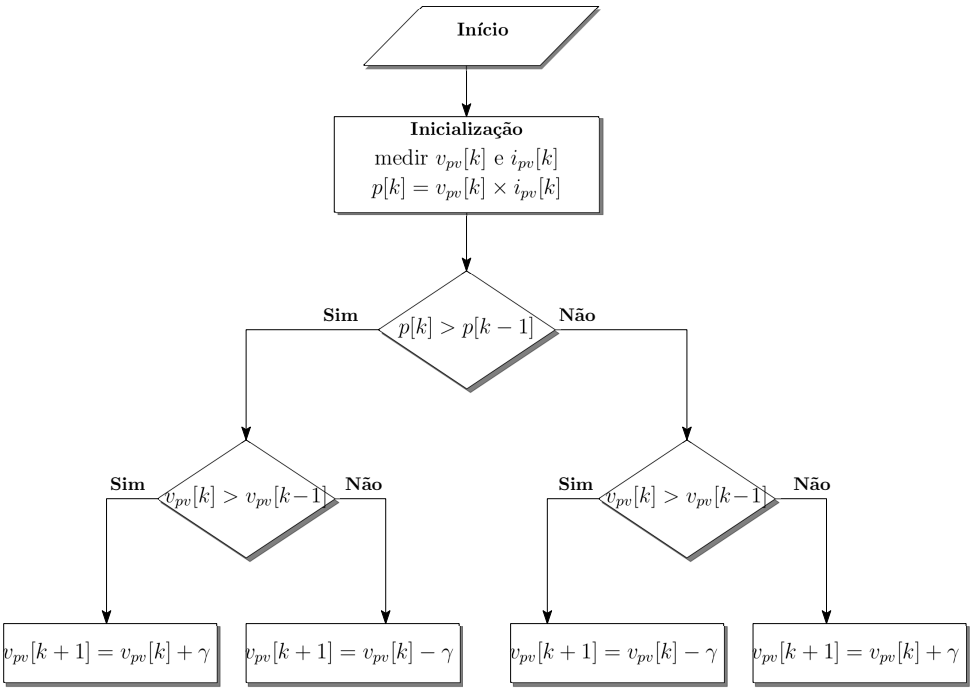


Figura 22 Fluxograma do algoritmo perturbar e observar (P&O) com perturbação γ de tamanho fixo.

3.2.4 Condutância Incremental (InC)

Proposto por [51] como uma alternativa mais eficiente ao algoritmo P&O, este algoritmo parte do condição de que no MPP a variação da potência em relação à tensão de saída seja nula, $dP/dV = 0$. Também é notado que à esquerda do MPP a potência aumenta com a tensão v_{pv}, ou seja, $dI/dV > 0$. À direita do MPP a potência diminui com o aumento da tensão, $dI < 0$, conforme apresentado na Figura 23. Estas relações podem ser escritas em função da corrente e tensão do painel, conforme descrita em seguida:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = \frac{IdV}{dV} + \frac{VdI}{dV} = I + \frac{VdI}{dV} = 0, \tag{27}$$

com a razão entre da corrente pela tensão podendo ser descrita por:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}. \tag{28}$$

Neste sentido, são realizadas comparações entre a condutância instantânea (I/V) e a condutância incremental discreta $(\Delta I/\Delta V)$, onde $dI = I[k] - I[k-1]$ e $dV = V[k] - V[k-1]$. O fluxograma do funcionamento do método é apresentado na Figura 24.

Na implantação deste método, a condição $dP/dV = 0$ dificilmente é atingida por

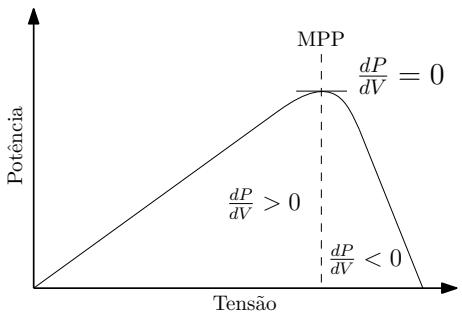


Figura 23 Características P-V observadas para o método condutância incremental.

conta das aproximações pela discretização e quantização. Desta forma, é comum considerar um valor marginal ϵ, $(dP/dV) = \pm\epsilon$. Uma vez que a diferença de implementação dos dois algoritmos é puramente lógica, é possível reaproveitar todo o *hardware* e utilizar somente este método.

3.3 Algoritmos de rastreamento para condições não-uniformes

Nesta Seção são apresentados alguns dos métodos desenvolvidos para operar em condições de ambiente não-uniformes, ou seja, capazes de identificar o ponto de máximo global (GMPP). Alguns métodos são melhorias de técnicas convencionais observando algumas características das curvas I-V e P-V em condições de sombreamento parcial, além de técnicas desenvolvidas especificamente para operar em condições não-uniformes [18]. São abordados especificamente os seguintes métodos: *Dividing Rectangles (DIRECT)*, busca de Fibonacci, arrefecimento simulado (*simulated annealing (SA)*) [53], busca caótica, busca extremal (*Extremum Seeking (ES)*) [54] e otimização por enxame de partículas (*particle swarm optimization (PSO)*). Existem outros métodos com um maior número de parâmetros e, consequentemente, são mais complexos conforme apresentados em [18, 55, 56].

3.3.1 Algoritmo DIRECT

O algoritmo DIRECT (*Dividing Rectangles*) realiza uma busca global determinística para funções contínuas com rápida convergência para o ponto de ótimo global sem que haja necessidade de conhecimento do gradiente da função objetivo [14].

Considerando que o domínio de busca é a tensão nos terminais do painel, a busca é realizada dividindo-se o domínio em hiper-retângulos e são avaliadas a potência no

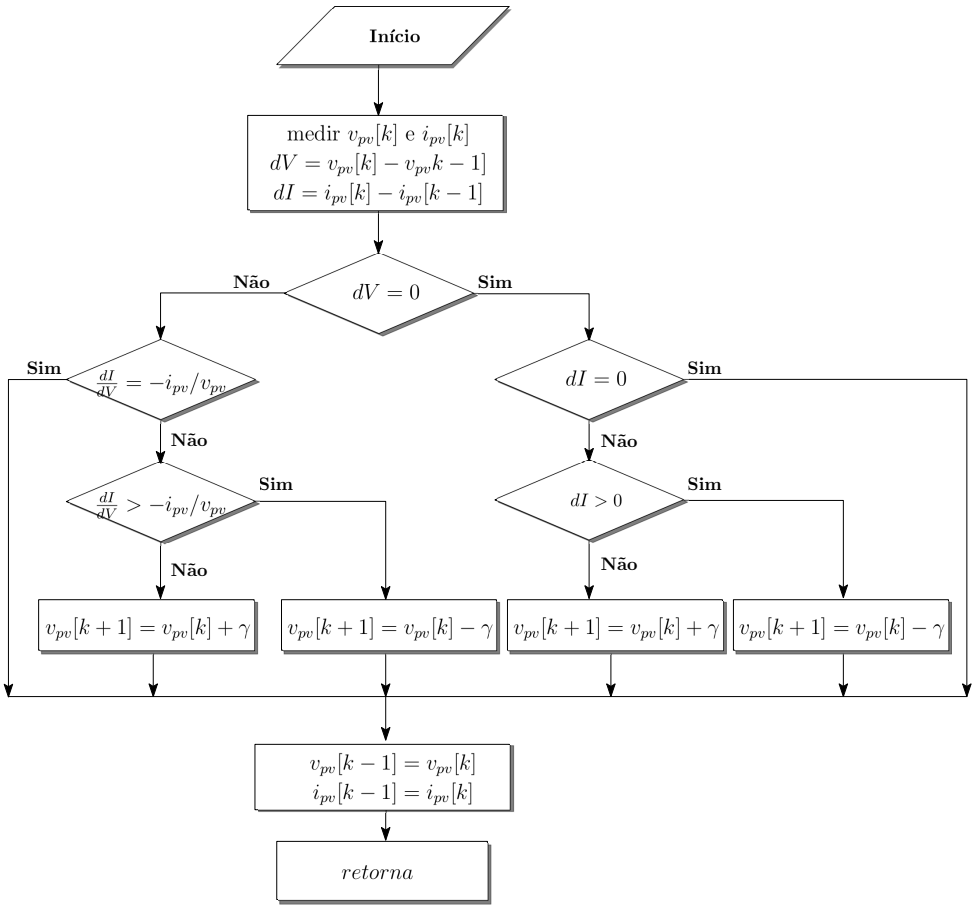


Figura 24 Fluxograma do algoritmo condutância incremental

centro de cada um deles onde cada hiper-retângulo é identificado um ponto ótimo. O retângulo com melhor resultado, que está inscrito ao domínio onde está o ponto ótimo de maior amplitude, é então subdividido em retângulos menores para identificação dos novos pontos ótimos. Esta subdivisão é repetida até que o critério de parada seja atingido. Quando o critério de parada for atingido, o GMPP corresponde ao ponto ótimo de maior amplitude.

Na Figura 25 são apresentados dois passos do método de busca considerando uma subdivisão em 3 partes. Inicialmente o domínio da tensão é dividido em três retângulos e são avaliadas as potências para o centro de cada área P_{pv_1}, P_{pv_2} e P_{pv_3}, respectivamente, representada na Figura 25 (a). Uma implementação experimental detalhada é apresentada em [15].

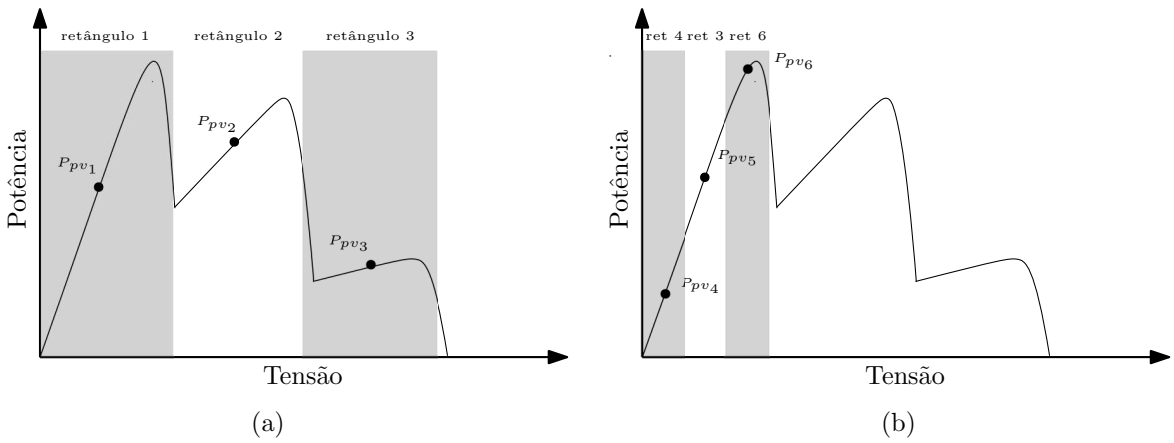


Figura 25 Curva P-V com a divisão inicial em 3 hiper-retângulos e avaliação da potência no centro de cada um (P_{pv_1}, P_{pv_2} e P_{pv_3})

3.3.2 Busca de Fibonacci

O algoritmo com base na busca de Fibonacci consiste em uma técnica de divisão e conquista que vai reduzindo o espaço de busca recursivamente utilizando os números de Fibonacci. Também é conhecido como algoritmo da seção áurea. A direção da busca é definida com base nos valores medidos para dois pontos de verificação na faixa observada [16]. A sequência de Fibonacci é definida como:

$$F_0 = 0, F_1 = 1, \tag{29}$$

de modo que

$$F_n = F_{n-1} + F_{n-2}, \text{ para } n > 1. \tag{30}$$

Considerando os pontos x_1, x_2, x_3 e x_4 apresentados na Figura 26, sendo x_1 e x_2 os pontos de prova e x_3 e x_4 as extremidades da faixa de busca. A faixa de busca é calculada da seguinte forma:

$$a^i + b^i + a^i = A^i. \tag{31}$$

Quando $f(x_1^i) > f(x_2^i)$, a faixa de busca é movida para direita, caso contrário a busca é movida para esquerda. Tomando o exemplo da Figura 26, o valor de x_3 é atualizado para o valor de x_1 e x_1 recebe o valor de x_2. O novo valor de x_2 é atualizado

conforme apresentado em [57] que é dado por:

$$x_2 = x_3 + \left(\frac{F_{n-1}}{F_n}\right) \cdot (x_4 - x_3). \tag{32}$$

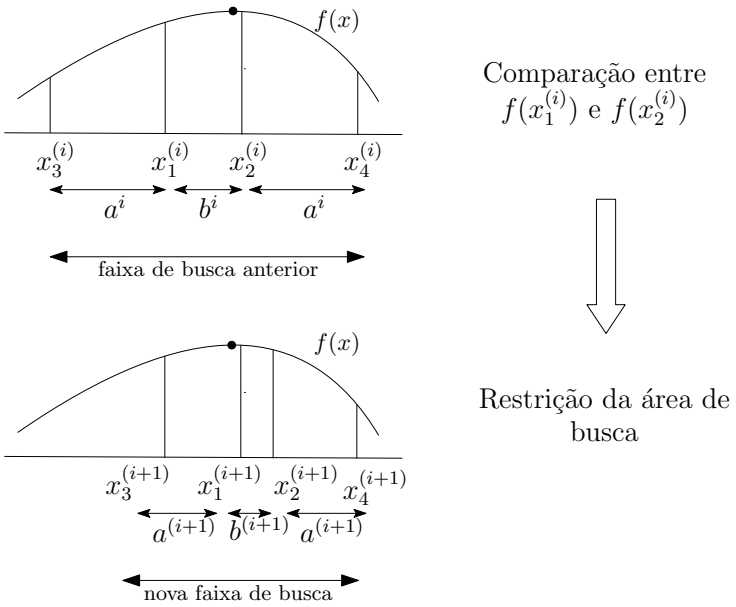


Figura 26 Processo de busca em linha para um passo de operação

Quando o ponto ótimo se encontra fora da faixa de busca, a faixa é ampliada. Ao aplicar estes conceitos no algoritmo, x_n e $f(x_n)$ representam a tensão nos terminais do painel e a potência, respectivamente. Inicialmente são definidas duas tensões para as quais são medidas as potências. São realizadas as comparações e movimento para esquerda ou direita da faixa de busca. Este processo é repetido até que o MPP é encontrado. Aplicações experimentais deste método para identificação do GMPP são apresentados em [16, 57].

3.3.3 Arrefecimento Simulado - SA

O arrefecimento simulado ou (*Simulated Annealing (SA)* na literatura) é um algoritmo de otimização baseado no processo de resfriamento utilizado na metalurgia para fundir um metais, onde são aquecidos a uma temperatura elevada e, em seguida, resfriados lentamente de forma controlada de acordo com uma tabela de tempos específica. O processo de busca é aleatória mas guiada pela tabela de resfriamento, onde um potencial ponto de operação pode ser selecionado como o melhor se ele possuir maior potência. Também é considerada uma probabilidade do ponto de operação avaliado.

Um parâmetro artificial de temperatura é utilizado para controlar a busca e é reduzido de acordo com alguma tabela de resfriamento durante o processo. Quanto menor a temperatura, menor a chance de ser tomado um ponto de operação que piore o desempenho do algoritmo [17, 18].

Uma das principais vantagens deste algoritmo é permitir testar soluções mais distantes da solução atual e dar mais independência do ponto inicial da pesquisa e, desta forma, minimiza a possibilidade da energia gerada pelo sistema ficar oscilando sobre um ponto de máximo local indefinidamente. A probabilidade de aceitação é dada por:

$$P_r = exp\left(\frac{P_k - P_i}{T_k}\right), \tag{33}$$

onde P_k é a potência medida, P_i é a melhor potência definida até o momento da busca e, o parâmetro T_k corresponde à temperatura atual do processo de busca.

A redução da temperatura pode ser definida por uma série de métodos. No entanto, dois métodos comumente utilizados. Um dos métodos consiste na redução geométrica, que é dada por:

$$T_k = \alpha T(k-1), \tag{34}$$

onde $\alpha < 1$ é uma constante de resfriamento geométrico. Outro método para a atualização do parâmetro T_k foi proposto por [17], sendo este calculado da seguinte forma:

$$T_k = \frac{T(k-1)}{1 - \beta T(k-1)}, \tag{35}$$

onde β controla o agendamento do resfriamento de Lundy. No entanto, é importante comentar que independente da forma como T_k é atualizado, este método necessita ser reiniciado quando ocorrem mudanças nas condições do ambiente.

3.3.4 Busca Extremal - ESC

A abordagem da busca extremal (*Extremum Seeking Control* - ESC) utiliza a injeção de uma pequena perturbação periódica $a\sin(\omega t)$ para estimar o ciclo de trabalho que posiciona o uma entrada que maximize a potência de saída do painel.

O diagrama de blocos do controle é apresentado na Figura 27. O sinal $\alpha sen(\omega t)$ é introduzido ao sistema com objetivo de produzir uma perturbação na potência. A

medição da potência é filtrada por um filtro passa-altas (ρ) que é multiplicado pelo sinal de perturbação e resulta num sinal demodulado ξ. Caso ξ seja positivo, o MPP estará a direita, caso seja negativo, a esquerda [20]. Integrando este sinal, leva o sinal de controle $\hat{I}$ a rastrear adaptativamente o MPP [58].

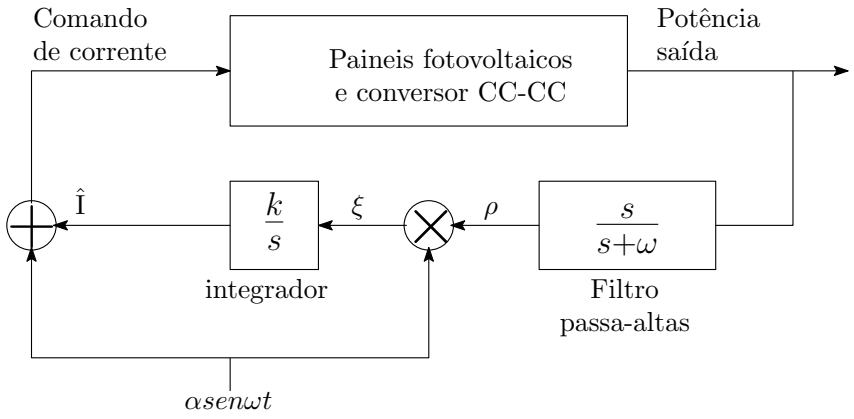


Figura 27 Esquema de controle de busca extremal.

O método ESC é considerado melhor que o controle adaptativo convencional, pois não há necessidade de saber previamente informações de parâmetros do modelo a ser controlado. No entanto, o mesmo precisa de ajustes para ser utilizado com conversores de potência, particularmente com os utilizados como interface entre os painéis fotovoltaicos com a rede elétrica.

3.3.5 Otimizador por Enxame de Partículas - PSO

A otimização por enxame de partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization* - PSO) é um método heurístico estocástico proposto em 1995 por [59] para otimização de funções contínuas não lineares. Ele foi desenvolvido com base em observações do comportamento de animais em grupo como os de pássaros e de peixes em busca por alimento e levando em consideração a inteligência coletiva. Nesta abordagem, os indivíduos são referenciados como partículas e o grupo, enxame.

O conceito é baseado na busca da melhor solução para o problema num hiperespaço de soluções possíveis no qual as partículas são inicialmente distribuídas de forma aleatória e com uma função de custo definida. Estas partículas se movimentam pelo espaço rastreando o menor custo e compartilhando entre si a informação do melhor resultado individual obtido até determinado momento.

Durante o rastreamento, as alterações na posição de um partícula em relação ao enxame consideram tanto as influências das experiências individuais anteriores quanto a experiência geral do enxame. Neste processo de busca há uma memória da partícula que tende a retornar para o local de maior sucesso que ela já tenha passado. Dessa forma, sempre ocorre a tendência de melhorar o resultado [60]. A tendência é que todas as partículas convirjam para o objetivo. Esta abordagem é aplicada na busca de máximos ou mínimos globais em uma função de acordo com o problema proposto e função de custo definida. Esta técnica atende aos 5 princípios gerais da inteligência de enxame definidos em [61]:

1. *Princípio da proximidade:* a população deve ser capaz de realizar cálculos simples de espaço e tempo;
2. *Princípio da qualidade:* a população deve ser capaz de responder a fatores de qualidade do ambiente, como comida e abrigo.
3. *Princípio da resposta variada:* a população não deve buscar em regiões muito pequenas;
4. *Princípio da estabilidade:* o enxame não deve alterar o modo de comportamento a cada mudança brusca no ambiente;
5. *Princípio da adaptabilidade:* o enxame deve ser capaz de mudar o comportamento com a mudança do ambiente.

Para modelar a inteligência do enxame o algoritmo utiliza três parâmetros globais:

- valor alvo ou condição;
- a melhor posição já identificada por algum indivíduo;
- valor de parada indicando que não foi encontrada a melhor posição.

E cada partícula mantém as seguintes informações individuais:

- dado representando uma possível solução;
- velocidade com a qual o dado será alterado (passo de integração);
- melhor individual como o melhor valor obtido pela partícula até o momento;

Para utilização do algoritmo, as informações a respeito da partícula podem ser de qualquer grandeza. Tomando como exemplo um bando de pássaros em busca de comida,

conforme ilustrado na Figura 28 com pontos e setas indicando a orientação. A posição correspondente de cada um está representada em coordenadas (x, y, z). Cada pássaro tende a se mover na direção da coordenada onde se encontra o alimento, sendo influenciado pelo pássaro que se encontra mais próximo ao objetivo.

Para sistemas de rastreamento de máximo global em painéis fotovoltaicos, o dado da partícula corresponde ao ciclo de trabalho aplicado ao conversor. O valor da velocidade é calculado de acordo com a distância que a partícula se encontra da melhor posição do enxame.

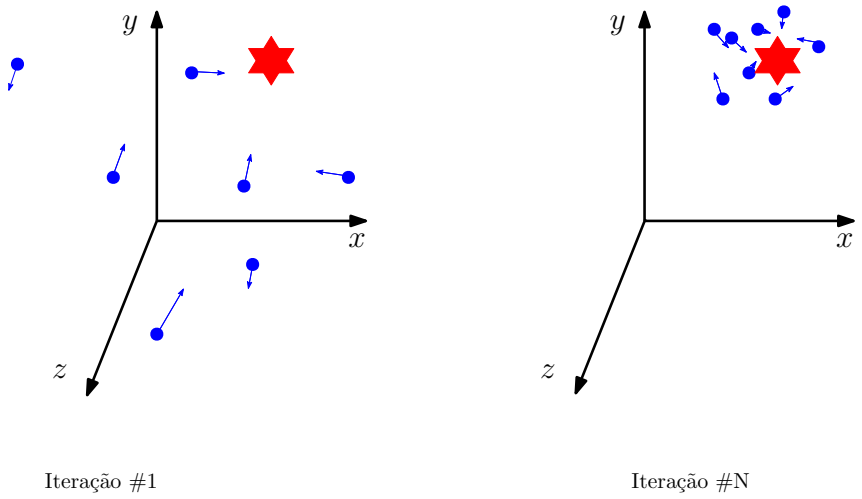


Figura 28 Exemplo PSO: convergência após N iterações (épocas). Pontos representando pássaros, setas, velocidade e direção do movimento e a estrela representa o objetivo, i.e., o alimento.

A forma como as partículas compartilham informações, isto é, o fluxo de informações, define como rastreamento é realizado. Na literatura são apresentadas diferentes topologias para o enxame em que são consideradas a disposição espacial e a influência da vizinhança sobre a partícula. A performance do PSO depende fortemente do grau de conectividade entre as partículas (ou *clusters*) da rede, da quantidade de clusters (um cluster é um agrupamento de redes) e da mínima distância média entre as partículas, como apresentado em [60]. Na Figura 29 são ilustradas algumas das topologias comuns e descritas em seguida.

A) Linha: Nesta abordagem é ilustrada na Figura 29(a), cada partícula se compara às próximas e estas comparações podem ter pesos de modo que quanto mais próximo do ponto ótimo, maior é a influência [62].

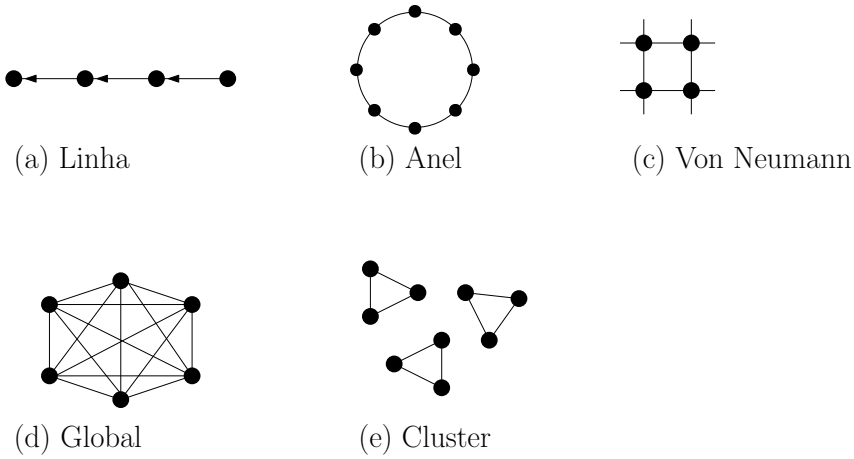
B) Anel: Conforme ilustrada na Figura 29(b), cada partícula somente se compara com os n_N vizinhos que estão à direita e à esquerda. Nesta abordagem, no entanto, ao invés de selecionar o melhor resultado de todo enxame, é selecionado o melhor resultado da vizinhança.

C) Von Neumann: Esta abordagem está representada na Figura 29(c). Basicamente, cada partícula se conecta com seus vizinhos numa grade bidimensional.

D) Global: Nesta topologia, representada na Figura 29(d), todas as partículas se comunicam entre si. O melhor resultado a cada passo é de conhecimento público de todo o enxame.

E) *Cluster*: Conforme ilustrada na Figura 29(e), nesta abordagem cada partícula se compara com as demais do grupo ao qual pertence.

Figura 29 Algumas topologias de enxames propostas. As linhas indicam o fluxo de informações.



A versão mais difundida e simples do algoritmo faz uso da topologia global, onde todas as partículas atualizam e recebem as informações (*broadcast*), conforme desenvolvida por [59]. Por conta desta transmissão e difusão de informações, esta versão é mais simples de implementar.

Matematicamente, o algoritmo PSO pode ser descrito por duas equações que especificam a posição, x, e a velocidade de atualização[1] ,u_i, de uma partícula i. Deste modo,

[1] A notação para velocidade apresentada em [59] é alterada aqui para a letra u no intuito de reduzir as possíveis confusões com medidas de tensão costumeiramente denotada por v.

a velocidade de atuailização u_i, para o índice de atualização k, é dada por:

$$u_i[k] = u_i[k-1] + \underbrace{C_1 r_1 (p_{best_i} - x[k-1])}_{\text{cognitiva}} + \underbrace{C_2 r_2 (g_{best} - x[k-1])}_{\text{social}}, \tag{36}$$

com a atualização da posição dada por:

$$x_i[k] = x_i[k-1] + u_i, \tag{37}$$

onde:

k = índice da iteração

w = peso inercial

u_i = velocidade da partícula i indicando o quanto ela pode variar (tamanho do passo)

C_1 e C_2 = aceleração da parte cognitiva e a aceleração da parte social da parte social. Os valores utilizados respeitam as relações $0 < C_1 < C_2 < 4$ e $C_1 + C_2 < 4$

r_1 e r_2 = valores aleatórios entre 0 e 1

p_{best_i} = posição mais próxima do objetivo que a partícula i já esteve

g_{best} = melhor valor de posição obtido pelo enxame

Na Equação 36, a parcela $p_{best_i} - u[k-1]$ representa a parte cognitiva, sendo denominada em [59] de "nostalgia simples", pois a partícula i tende a retornar para seu melhor resultado. A parcela $g_{best} - x[k-1]$ corresponde à componente social e indica o quanto o enxame influencia na partícula em questão, ou seja, é o conhecimento público do enxame. Estas parcelas modelam o conceitos de inércia e *momentum* para que a partícula não tenha sua velocidade e direção alteradas abruptamente.

Os pesos das acelerações C_1 e C_2 determinam se o enxame tem uma tendência de retornar para o melhor individual, ou global, com tendência de seguir a melhor posição do enxame. Desta forma, para o funcionamento adequado do enxame, há a necessidade de ajustar os parâmetros de aceleração.

3.4 Conclusões Parciais

Neste Capítulo foram apresentados alguns dos algoritmos MPPT capazes de identificar o ponto de máxima potência tanto em condições uniformes quanto em condições

não uniformes. No entanto, é importante comentar que mesmo com os métodos aplicados para condições não uniformes, estes podem não identificar corretamente o ponto ótimo global. Tal situação ocorre, por exemplo, quando o ponto ótimo global está muito próximo de um ponto ótimo local. Outra condição que pode comprometer o desempenho consiste na escolha do critério de parada, pois está associado ao erro permitido. Outro problema está no tempo necessário para o algoritmo determinar o ponto ótimo a partir do conjunto de dados de entrada. De fato, se houver um transitório no período em que o algoritmo determine o ponto ótimo sem uma atualização dos dados de entrada, tal ponto de operação identificado provavelmente é diferente do ponto ótimo real.

Estas questões levam à necessidade do aperfeiçoamento dos algoritmos existentes, ou mesmo no uso combinado de diferentes algoritmos, o que proposto neste trabalho. Neste contexto, no próximo Capítulo são apresentados os resultados de simulação obtidos com a solução proposta neste trabalho, incluindo uma descrição do circuito simulado. Além disso, é possível relacionar o ajuste de parâmetros e o desempenho do rastreamento, com base nas informações descritas em seguida:

- Tamanho do enxame (n): quanto maior o enxame, mais lenta será a convergência para o GMPP;
- Coeficiente de inércia (w): valores elevados reduzem o tempo de convergência pois podem ser necessários mais ciclos para que todas as partículas cheguem nas proximidades dos GMPP;
- Componentes social e cognitiva (C_1 e C_2): o melhor conjunto de valores foi observado para $C_1 = C_2$, desta forma, nesta aplicação, ambos parâmetros rastreiam local e globalmente no domínio.

4 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

4.1 Introdução

Neste Capítulo são apresentados os resultados de simulação obtidos a partir de diferentes casos testes do circuito para carregamento de baterias, alimentado por painéis solares. Os casos testes foram feitos com o algoritmo MPPT proposto neste trabalho. Descrições sobre o circuito implantado na simulação, além do algoritmo proposto são apresentados ao longo deste Capítulo.

4.2 Descrição do circuito para o carregamento de baterias

A Figura 30 apresenta o circuito simulado para o carregamento de baterias, que é composto por três painéis fotovoltaicos conectados em série para alimentar uma bateria através de um conversor CC-CC elevador de tensão (topologia *boost*). Nesta topologia, o capacitor C_{in} possui importância para manter regulada a tensão do conjunto de painéis, além de atenuar as oscilações sobre o valor médio (*ripple* de tensão) presentes na tensão da entrada do conversor CC-CC, v_{pv}.

O algoritmo MPPT apresenta somente como entradas tanto a tensão dos painéis, v_{pv}, bem como a corrente i_{pv} na saída do sistema fotovoltaico. A saída do bloco de controle é o ciclo de trabalho, d, que é modulado em largura de pulso e utilizado para comandar o semicondutor de potência (MOSFET), representado na Figura 30 por S_{CC}. Os valores dos componentes são listados na Tabela 4.

Tabela 4 Referência para os parâmetros utilizados nas simulações

Parâmetro	Símbolo	Valor
Capacitor de entrada	C_{in}	$30nF$
Indutor (filtro)	L_f	$0,5mH$
Capacitor (filtro)	C_f	$50\mu F$
Tensão da bateria	V_{dc}	$96V$

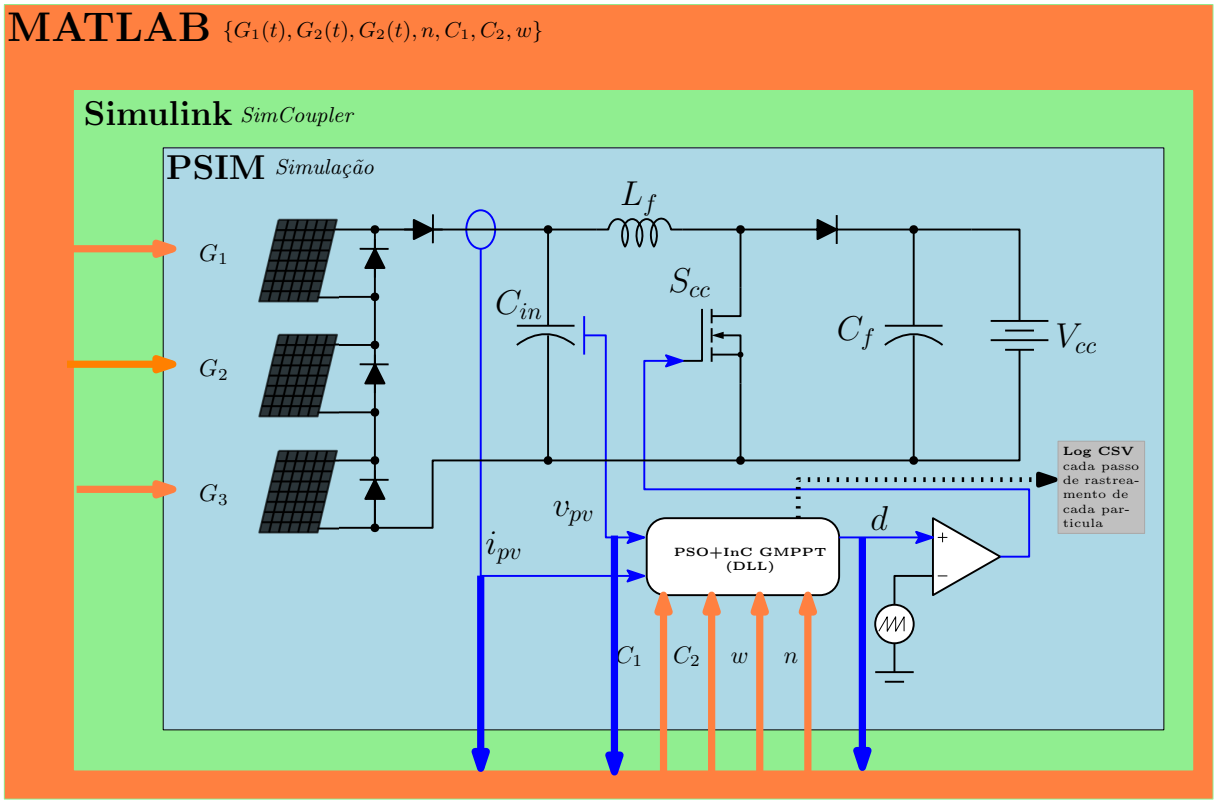


Figura 30 Arquitetura de codificação e execução.

Os paineis utilizados em simulação estão de acordo com o modelo *KD140SX* produzido pela fabricante Kyocera. Este painel é composto por 36 células de silício policristalino, com 8 diodos de *bypass* (dois grupos de 4 em paralelo) e sem nenhum diodo de bloqueio. A folha de dados completa está disponível no Anexo A.

Para o conjunto dos três painéis conectados em série, a tensão máxima obtida entre os terminais é $66,3V$ e a corrente máxima é $8,68A$. Nas condições STC (*Standard Test Conditions*), com irradiância de $1000W/m^2$ e temperatura de $25°C$, o valor da máxima potência corresponde a da potência é $420W$. Para simular o sombreamento parcial cada painel recebeu um nível de irradiância distinto, sendo os mesmos representados por G_1,G_2 e G_3, com a inclusão de um diodo de *bypass* para cada painel.

A topologia de conversor CC-CC utilizada é o elevador de tensão (*boost*) por apresentar características mais adequadas à busca do GMPP com poucos painéis. Dado que a faixa de tensão de entrada do conversor *boost* pode ser projetada para ficar entre zero e a tensão de saída máxima do conjunto de painéis, é possível manter a controlabilidade durante todo o período do dia, isto é, fornecendo energia para baterias mesmo quando em situações de baixa irradiância [8]. Outro ponto importante no projeto é que por conta das

características do conversor *boost*, a tensão máxima de saída dos painéis deve ser sempre inferior à tensão mínima de alimentação do banco de baterias.

O banco de baterias utilizado possui tensão nominal de $96V$. Por simplicidade, foram adotadas na simulação baterias com características ideais de tal forma que não foi necessário aplicar nenhum método de controle de carga e descarga do mesmo. Todas as simulações de circuitos foram realizadas utilizando o programa PSIM® e os valores dos componentes são listados na Tabela 4.

4.3 Implementação do algoritmo proposto

Na Subseção 3.3.5 são apresentadas as bases teóricas do algoritmo PSO e aqui é tratado da implementação do método em código linear. Essencialmente, o código proposto resulta da combinação do algoritmo PSO com o algoritmo Condutância Incremental (InC). Neste arranjo, o algoritmo PSO é utilizado para identificar a vizinhança onde exite o GMPP. Uma vez identificada, o algoritmo PSO é desabilitado e o algoritmo InC habilitado para manter ajustar o ciclo de trabalho do conversor de modo que o mesmo opere no GMPP e assim permanceça. Esta condição é mantida enquanto a variação da potência estiver abaixo de um limite de 5%, conforme explicado em detalhes neste Capítulo. Na sequência é apresentado o algoritmo PSO implantado. O algoritmo InC foi implantado de acordo com o fluxograma apresentado no Capítulo 3.

O algoritmo PSO foi executado numa abordagem iterativa, sendo necessário definir a nomenclatura utilizada para o ciclo de busca aqui identificado como *época*. Uma *época* é definida como o período de tempo que todas as partículas executam sua busca individual e, em seguida, compartilhem para todas as demais os seus resultados. No final da época, todas as n partículas tem a informação do melhor ponto encontrado até aquele momento do processo.

Neste contexto, cada partícula é inicialmente posicionada em pontos distintos, de forma aleatória, e, época após época, as partículas movem-se pelo espaço (domínio) de busca, alterando sua velocidade e direção enquanto se aproximam da melhor solução do problema [63]. É importante notar que o domínio de busca é definido no início do processo.

4.3.1 Adequações para utilização em conversores de potência

Como a tensão dos painéis, v_{pv}, pode ser controlada por meio da alteração do ciclo de trabalho, d, este foi definido como a variável representando o domínio do problema. Desta forma, a posição de cada partícula representa um ciclo de trabalho. Desta forma, a posição da partícula descrita na Equação 37, apresentada no Capítulo 3, é reescrita em função do ciclo de trabalho da seguinte forma:

$$d_i[k] = d_i[k-1] + u_i[k]. \tag{38}$$

Consequentemente, a velocidade de atualização, previamente apresentada na Equação 36 do Capítulo 3, é aqui reescrita como:

$$u_i[k] = u_i[k-1] + \underbrace{C_1 r_1 (d_{best,i} - d[k-1])}_{\text{cognitiva}} + \underbrace{C_2 r_2 (g_{best} - d[k-1])}_{\text{social}}, \tag{39}$$

onde $d_{best,i}$ representa o valor do ciclo de trabalho em que a partícula i obteve o melhor resultado e g_{best} representa o melhor valor do ciclo de trabalho já rastreado considerando todas as partículas durante o processo de busca.

Outras considerações devem ser realizadas para facilitar a convergência e reduzir a possibilidade de explosão do enxame, isto é, quando ocorre divergência completa das partículas. Estas práticas são necessárias para controlar a velocidade máxima de atualização u_i, determinar os parâmetros de aceleração (C_1 e C_2) e a constante de inércia w [64]. Os ajustes dos parâmetros são tratados na Subseção 4.3.7.

Uma adequação deve ser feita na Equação 39, uma vez que o valor do ciclo de trabalho deve estar contido no intervalo $[0, 1[$. Na literatura há diferentes propostas tais como a limitação direta e a utilização de funções trigonométricas inversas como indicado em [65]. Neste projeto é utilizada a função arco tangente como limitador da velocidade u. Desta forma os novos valores de velocidade das partículas são atualizados conforme Equação 40. Visto que a função arco tangente possui limites entre $-\pi/2$ e $\pi/2$, há a necessidade de normalizar os limites para o domínio $]-1, 1[$. Para tal, os termos da

equação Equação 39 foram multiplicados pelo fator $2/\pi$, de modo que:

$$u_i[k] = \frac{2}{\pi} atan\Big(wu_i[k-1] + C_1 r_1 (d_{best,i} - d_i[k-1]) + C_2 r_2 (g_{best} - d_i[k-1])\Big). \quad (40)$$

4.3.2 Codificação

Para verificar o funcionamento do algoritmo foi necessário codificá-lo utilizando a linguagem programação C e encapsulá-lo como uma biblioteca de vínculo dinâmico (DLL - *Dynamic-Link Library*) para que pudesse ser utilizada como controlador com o programa PSIM®. Além disso foi necessário realizar o ajuste dos parâmetros do enxame, como número de partículas, peso inercial, além da constantes cognitiva e social.

A implantação detalhada do método é representada por um fluxograma ilustrado na Figura 31. O índice i denota que a informação é relativa a uma partícula específica. De forma macro, o algoritmo possui quatro etapas básicas: a inicialização, a busca, a suspensão e a reinicialização. O código fonte pode ser obtido no Anexo B.

4.3.3 Inicialização

Na inicialização todos os dados relativos a posição e velocidade são atribuídos de forma aleatória considerando faixas. Para garantir, pelo menos, uma partícula por região do hiperespaço de soluções, além de obter processo de convergência mais rápido, estas são distribuídas aleatoriamente dentro de faixas. Para o caso de n partículas, a posição inicial de cada uma é dada por:

$$\begin{gathered} d_1[0] = rand\left(\left(0, \tfrac{1}{n}\right]\right) \\ d_2[0] = rand\left(\left(\tfrac{1}{n}, \tfrac{2}{n}\right]\right) \\ \vdots \\ d_n[0] = rand\left(\left(\tfrac{n-1}{n}, 1\right]\right) \end{gathered} \quad (41)$$

onde $rand()$ é uma função que retorna um valor aleatório dentro de um intervalo. Esta abordagem garante a distribuição de das partículas na primeira rodada de buscas. A velocidade, u_i, é inicializada com valores aleatórios contidos no intervalo $[-0,999; 0,999]$, que consiste na taxa de mudança de posição da partícula. Os valores dos melhores resultados

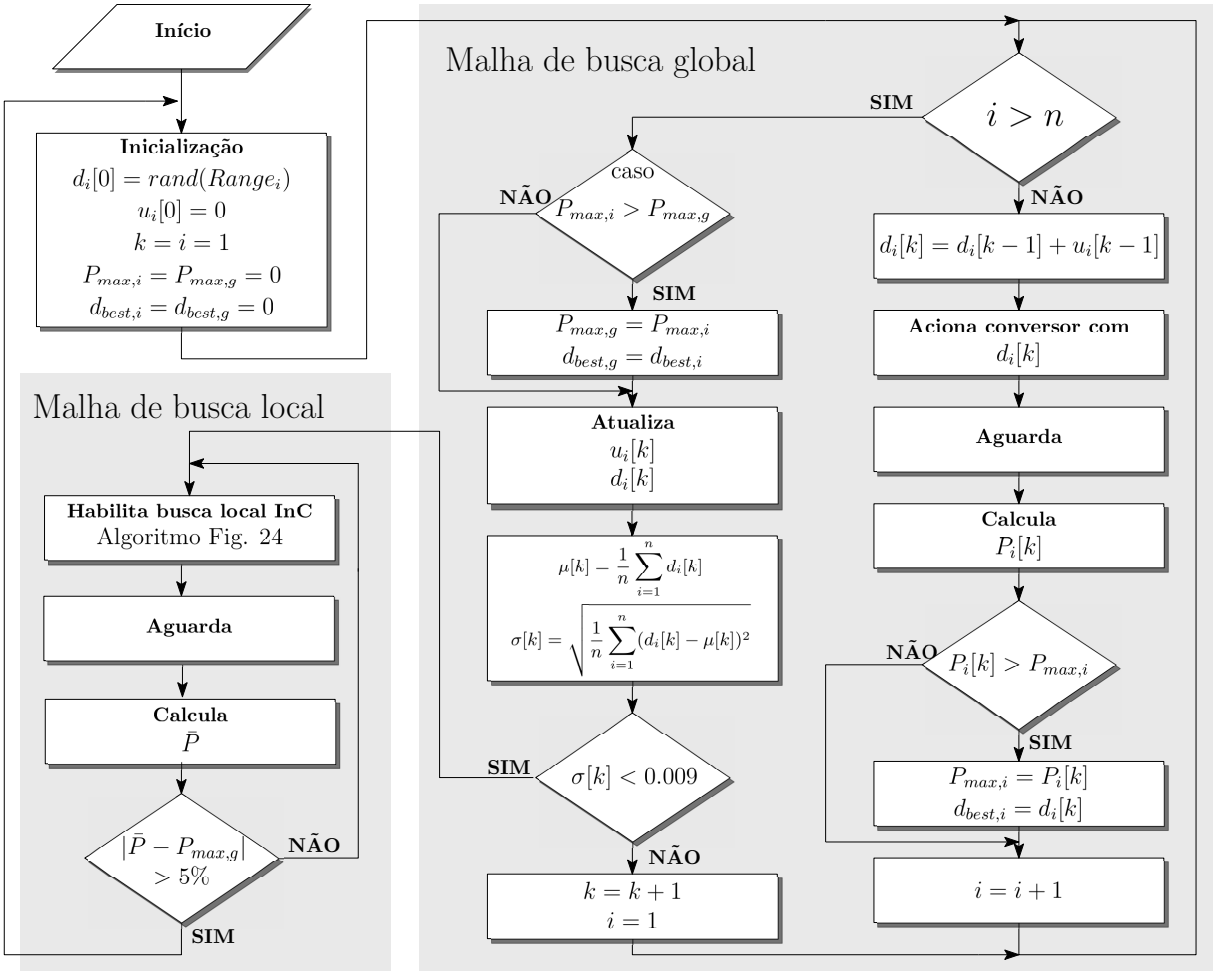


Figura 31 Fluxograma do algoritmo PSO para n partículas. A *Malha de busca global* representa o processo que testa a resposta do painel partícula por partícula (para cada ciclo de trabalho). A malha descrita por *Malha de busca local* finaliza o processo de busca e desliga o algoritmo PSO e ativa o algoritmo Condutância Incremental (InC).

individuais, $d_{best,i}$, e a maior potência que a partícula i encontrou, $P_{best,i}$, são atribuídos valor nulo.

4.3.4 Busca

Durante a busca, o valor do ciclo de trabalho da partícula i, $d_i[k]$, é modulado por um PWM e aplicado ao conversor *boost*. É aguardada a estabilização da tensão v_{pv} por um tempo de relativo a 450 amostras e, somente então, são realizadas as medições da tensão v_{pv} e corrente i_{pv}. Em função das características da planta, que estão descritas na Seção 4.2, o processo de busca para cada partícula ocorre em um período de $5ms$.

Ao invés de utilizar medições instantâneas de tensão e corrente, foi decidido tomar a média considerando 50 amostras para minimizar os efeitos das componentes de alta

frequência produzidas pelo chaveamento do conversor *boost*, além de possíveis oscilações do sistema. Com estes valores é computado o valor da potência produzida pelos painéis, p_{pv}, que é armazenado como uma informação da partícula i conforme a condição descrita em seguida:

$$p(d_i[k]) > p(d_i[k-1]). \tag{42}$$

Uma vez que todas as informações armazenadas pelas partículas são valores médios, optou-se por não carregar a notação e manteve-se o mesmo nome para as variáveis. Após todas as n partículas rastrearem suas potências máximas é realizada uma atualização global onde a informação da posição, g_{best}, é divulgada para todo enxame. Com base nesta informação, todas as partículas atualizam suas velocidades e ajustam a posição para a época seguinte, com base na forma apresentada tanto na Equação 38 quanto na Equação 40. No entanto, antes de proceder para a próxima época, são verificados os critérios de parada que indicam se as partículas estão no ponto ótimo de operação (GMPP).

4.3.5 Critérios de parada

Quando as partículas se encontram na região do GMPP, a parcela da velocidade na equação Equação 37 fica com baixos valores e o ciclo de trabalho pode sofrer alterações ao redor do valor g_{best}, dadas as características aleatórias do processo. Esta variação no ciclo de trabalho, d, gera ruídos desnecessários na potência de saída do painel. Para mitigar esta situação, o ciclo de trabalho que é aplicado no conversor é mantido constante e igual ao g_{best}.

É considerado que todas as partículas estão posicionadas no GMPP quando a distância entre elas é inferior a um limiar definido. Para medir a distância entre as partículas foi utilizado inicialmente o cálculo do desvio padrão da potência de cada partícula, $P_i[k]$, para as n partículas considerando o intervalo de uma época do enxame. Por conta das características da planta como passo de simulação ($100kHz$), frequência da portadora triangular do PWM ($10kHz$), o ciclo de trabalho apresenta resolução mínima de $0,01$ [66]. Desta forma, pode-se considerar que todas as partículas estão próximas quando o desvio

padrão $\sigma[k] < 0,009$. Os cálculos são realizados de acordo com:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{j=0}^{N-1}(x_j - \mu)^2} \tag{43}$$

onde

$$\mu = \frac{1}{N}\sum_{j=0}^{N-1} x_j \tag{44}$$

4.3.6 Reinicialização

No momento em que o algoritmo identifica o GMPP, é armazenado o valor da potência, p_{pv}, deste ponto. De época em época o valor da potência é atualizado e comparado com o obtido da época anterior. Quando a potência da época atual variar 5% em relação a calculada na época anterior, a busca pelo novo GMPP é reiniciada. Nesta condição, o algoritmo InC é desabilitado com o algoritmo PSO habilitado. O cálculo para habilitar ou não a reinicialização é dado por:

$$\left|\frac{\left(\overline{p_{pv,i}} - \overline{P_{MPP}}\right)}{\overline{P_{MPP}}}\right| > 0,05 \tag{45}$$

4.3.7 Ajuste de hiper parâmetros

Para encontrar o melhor conjunto de parâmetros utilizados no algoritmo PSO foram realizadas diferentes simulações, onde os parâmetros internos e os níveis de irradiância foram variados. Os resultados encontrados foram publicados em [7].

Foi avaliado o desempenho do controle para diferentes condições de operação e diferentes valores para as constantes w, C_1 e C_2. Inicialmente foi definido um conjunto de parâmetros de para serem avaliados. O número de partículas foi estipulado como 3, 5, 7 e 9 e as constantes C_1 e C_2 variando de 1 a 2 com passos de $0,2$. A constante inercial w de $0,2$ a $1,0$ com passos de $0,2$, totalizando 720 combinações distintas. Considerando este universo inicial, 8 simulações foram executadas com diferentes níveis e padrões de irradiância, além da iluminação total do conjunto de painéis. A temperatura foi mantida constante em $25°C$ para todos os cenários. Ao todo foram simulados 5760 cenários, sendo 2880 considerando a situação de sombreamento parcial. Na Tabela 5 são listadas as faixas que cada componente variou.

Tabela 5 Faixa de parâmetros simulados para busca valores ótimos para o PSO

Parâmetro	**Faixa**	**Passo**	**Unidade**
w	$(0,2a1)$	$0,2$	$-$
C_1	$(1a2)$	$0,2$	$-$
C_2	$(1a2)$	$0,2$	$-$
n	$(3a9)$	2	$-$
G_1,G_2,G_3	$(400a1000)$	200	W/m^2
T_{env}	25	0	$°C$

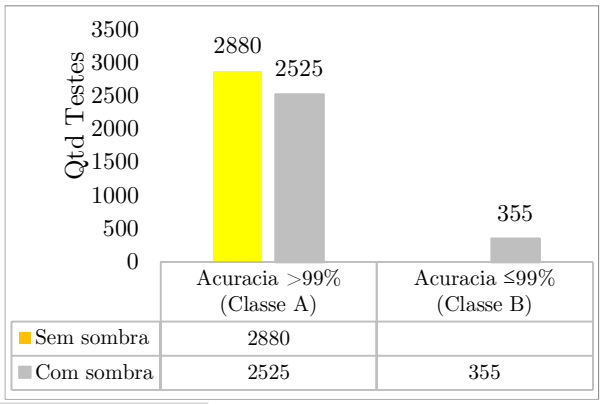


Figura 32 Acurácia e classificação dos resultados de simulação

Para a classificação dos resultados em diferentes grupos, foi utilizado o método binário. Para o grupo A foram marcados os resultados que obtiveram acurácia maior que 99% (virtualmente 100%), e o grupo B para os demais resultados. Neste contexto a acurácia representa o percentual da potência rastreada pelo sistema sobre a potência máxima teórica para cada caso. O resultado global das simulações e classificações são apresentados no histograma da Figura 32. Como esperado, nos casos dos cenários sem sombreamento, o ponto de máximo global (GMPP) foi atingido em todos os casos, independente dos parâmetros do PSO. Entretanto nos testes com sombreamento parcial foram obtidos $87,67\%$ (2.525) dos casos no grupo A. Dos cerca de 12% que foram classificados como B porque ficaram presos em máximos locais ou não convergiram.

Na sequência, para comparar o desempenho dos parâmetros, foi definida uma taxa de sucesso, SR, para a identificação do MPP. Esta taxa proposta foi calculada da seguinte

forma:

$$SR(i,j,m,l) = \left.\frac{|A|}{|A|+|B|}\right|_{C_1(i),C_2(j),w(m),n(l)} \begin{cases} i,j \in \mathbb{N}^+ \mid i,j < 7 \\ m \in \mathbb{N}^+ \mid m < 6 \\ l \in \mathbb{N}^+ \mid l < 5 \end{cases} . \tag{46}$$

Os parâmetros $|A|$ e $|B|$ representam o número de casos classificados nos grupos A e B para cada combinação específica de parâmetros n, C_1, C_2 e w. Em suma, $SR(i,j,m,l)$ informa a porcentagem de casos que foram classificados no grupo A para cada combinação de parâmetros.

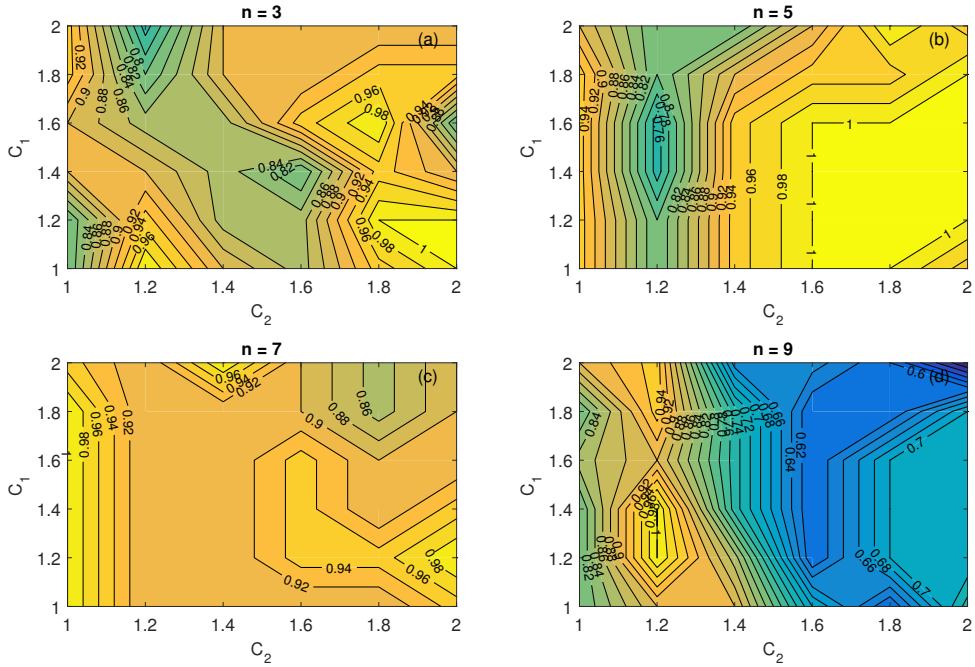


Figura 33 Taxa de sucesso mapeada para diferentes números de partículas (a) $n = 3$: 5 pares com $SR = 100\%$. (b) $n = 5$: 13 pares com $SR = 100\%$. (c) $n = 7$: 7 pares com $SR = 100\%$. (d) $n = 9$: 2 pares com $SR = 100\%$.

Uma vez que o tamanho do enxame n é o principal hiper-parâmetro no algoritmo, o parâmetro SR foi particionado por esta métrica. Para cada número de partículas foram testados 720 cenários e a taxa de sucesso de SR é apresentada na Figura 33. Nestes gráficos, as cores azul e amarelo representam os extremos dos resultados: o menor e o maior nível do SR. Desta forma, é possível perceber na Figura 33 (b) que há 13 combinações de C_1 e C_2 para o caso $n = 5$ em que a taxa de sucesso foi 100%, indicando

que todos os 260 testes convergiram para o GMPP. Importante notar que diferentes valores para o peso inercial w foram utilizados nos testes. Uma vez que o melhor resultado foi obtido para $n = 5$, i.e, a maior área amarela no gráfico, a próxima observação é apenas para este conjunto.

Considerando os 260 melhores casos, com base na taxa de sucesso, foi realizada a análise do tempo médio de convergência e estes resultados são apresentados na Tabela 6. Foi observado que o tempo médio aumenta com o crescimento da constante de inércia w. Isto ocorre porque, uma vez que w aumenta, a velocidade das partículas cresce de forma significativa e, com isso, as partículas passam pelo GMPP, mas param longe dele, o que aumenta o tempo de convergência. Também foi notado que há uma região ótima no domínio C_1 - C_2, representado na Tabela 6(a) pelas células pontilhadas. Nesta região, o tempo de rastreamento atingiu seu menor valor, $0,251s$. O fato do processo convergir em um mesmo período de tempo é devido à limitação que é realizada na velocidade, Equação 40. A função inversa da tangente suaviza a velocidade das partículas para diferentes, mas próximos, valores de C_1 e C_2.

Desta forma, o melhor resultado dinâmico foi obtido com um enxame de 5 partículas, e as constantes cognitiva e social, C_1 e C_2, iguais a $1,6$, enquanto a constante de inércia w foi de $0,2$.

4.4 Apresentação dos casos testes para o otimizador proposto

Para validar o comportamento dinâmico do método proposto, nesta seção são apresentados cenários com características distintas e são observadas a eficiência no rastreamento para situações de irradiâncias constantes e com variações no tempo. A implementação do algoritmo como indicado na Seção 4.3 identifica a posição do GMPP e o algoritmo condutância incremental mantém as pequenas variações na região do GMPP.

As métricas para testes de acurácia e metodologias de cálculo de eficiência para o rastreamento dos algoritmos MPPT existem somente para os casos de irradiância uniforme para condições estáticas e dinâmicas, como as recomendações do padrão britânico EN 50530:2010+A1:2013 [67]. Neste padrão são indicados protocolos de testes e métodos de cálculos considerando diferentes níveis estáticos bem como variações a taxas definidas entre valores de irradiância. Para este projeto foram utilizados apenas os cálculos de eficiência de rastreamento em potência.

Tabela 6 Tempo médio [s] para atingir o GMPP para classe A por tamanho da população $n = 5$, particionada por w. Os parâmetros C_1 e C_2 são identificados em negrito dentro das células pontilhadas.

		w = 0.2 (a)						w = 0.4 (b)					
	C_1	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2
C_2	1	0.345	0.471	0.439	0.408	0.439	0.377	0.283	0.314	0.314	0.314	0.283	0.283
	1.2	0.251	0.251	0.251	0.251	0.251	**0.251**	0.911	0.251	0.314	0.314	0.314	**0.314**
	1.4	0.251	0.251	0.251	0.251	0.251	**0.251**	0.251	0.251	0.251	0.314	0.314	**0.345**
	1.6	**0.251**	**0.251**	**0.251**	**0.251**	0.251	**0.251**	**0.377**	**0.377**	**0.377**	**0.408**	1.003	**0.377**
	1.8	**0.251**	**0.251**	**0.251**	**0.283**	0.283	**0.314**	**0.345**	**0.314**	**0.314**	**0.377**	0.377	**0.377**
	2	0.251	0.251	0.251	0.251	**0.251**	0.251	0.377	0.377	0.345	0.377	**0.439**	0.377

		w = 0.6 (c)						w = 0.8 (d)					
	C_1	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2
C_2	1	0.314	0.283	0.345	0.377	0.377	0.377	0.418	0.377	0.418	0.418	0.377	0.439
	1.2	0.377	0.544	0.377	0.314	0.377	**0.377**	0.408	0.377	0.439	0.408	0.377	**0.439**
	1.4	0.418	0.418	0.418	0.418	0.418	**0.377**	0.533	0.533	0.565	0.533	0.460	**0.439**
	1.6	**0.377**	**0.377**	**0.345**	**0.345**	0.377	**0.408**	**0.502**	**0.439**	**0.439**	**0.471**	0.460	**0.533**
	1.8	**0.439**	**0.377**	**0.408**	**0.439**	0.439	**0.408**	**0.533**	**0.565**	**0.502**	**0.659**	0.953	**0.596**
	2	0.439	0.439	0.439	0.408	**0.408**	0.533	0.502	0.471	0.471	0.471	**0.471**	0.471

		w = 1 (e)					
	C_1	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2
C_2	1	0.502	0.502	0.471	0.471	0.502	0.533
	1.2	0.502	0.502	0.544	0.585	0.565	**0.565**
	1.4	0.502	0.471	0.502	0.533	0.565	**0.502**
	1.6	**0.502**	**0.471**	**0.471**	**0.502**	0.502	**0.533**
	1.8	**0.502**	**0.502**	**0.471**	**0.439**	0.533	**0.565**
	2	0.533	0.471	0.502	0.558	**0.502**	0.621

São definidas a eficiência de potência estática como a razão entre a potência ativa na entrada do conversor, P_{pv}, pela máxima potência teórica na saída dos painéis, $P_{MPP,real}$. Esta última não tem influência do conversor, ou seja, sem oscilações ou MPPT rastreando [68]. A eficiência estática do algoritmo MPPT descreve a acurácia do conversor em ajustar a tensão de alimentação das baterias de modo que a energia produzida pelos painéis seja a máxima possível [67]. Desta forma, a eficiência da potência estática é calculada do seguinte modo:

$$\eta_{MPPT_{est}} = \frac{1}{P_{MPP,real,k} \cdot T_M} \sum_k V_{pv,k} \cdot I_{pv,k} \cdot \Delta t; \tag{47}$$

onde, $V_{pv,k}$ é a tensão de entrada amostrada do conversor *boost*, $I_{pv,k}$ é a corrente de entrada amostrada do conversor *boost*, T_M é o período total de medição, e o parâmetro Δt corresponde ao período de tempo entre duas amostras.

Variações na intensidade da irradiância e as transições resultantes do conversor CC-

CC, para o novo ponto de operação, não foram considerados na eficiência estática [67]. Desta forma, para o cálculo dinâmico da eficiência utilizou-se a seguinte regra:

$$\eta_{MPPT_{din}} = \frac{1}{\sum_k P_{MPP,real,k} \cdot \Delta t_j} \sum_k V_{pv,k} \cdot I_{pv,k} \cdot \Delta t_k; \tag{48}$$

onde, $P_{MPP,pv,k}$ corresponde ao período no qual a potência é amostrada, sendo Δt_k o período no qual a tensão e corrente, $V_{pv,k}$ e $I_{pv,k}$, são amostrados.

Para todos os testes somente a irradiância para cada painel, G_1, G_2 e G_3, foram alteradas e a temperatura foi mantida constante no valor de $25°C$. O tempo total de simulação foi de $10s$ e foram calculados as eficiências dinâmicas ou estáticas dependendo do caso.

As informações de rastreamento temporal de potência, ciclo de trabalho e desvio padrão do ciclo que trabalho são apresentados para cada um dos casos testes. Uma vez rastreado o MPP, o algoritmo PSO é desabilitado e partir deste ponto o algoritmo de condutância incremental fica responsável por manter o ponto de operação na vizinhança do MPP.

4.4.1 Caso teste 1: irradiância uniforme

Os testes realizados na situação de irradiância uniforme foram utilizados como parâmetro de comparação para o cenário parcialmente sombreado. Nas condições STC a potência máxima do sistema é $P_{MPP,real} = 420W$.

4.4.1.1 A) Estático

No caso estático foi considerada uma irradiância uniforme aplicada a todos os painéis e constante durante todo o período de simulação, $G_1 = G_2 = G_3$, com valor de $1000W/m^2$. O PSO-MPPT identifica o ponto de máxima potência $P_{MPP} = 419,76W$ em $0,15128s$, com eficiência $\eta_{MPPT_{est}} = 99,67\%$. Na Figura 34 é apresentada a dinâmica do algoritmo em identificar o ponto de máxima potência, onde são mostrados a potência gerada pelos painéis, o ciclo de trabalho de operação do conversor e o seu desvio padrão. A curva P-V com os pontos de operação rastreados é apresentada na Figura 35.

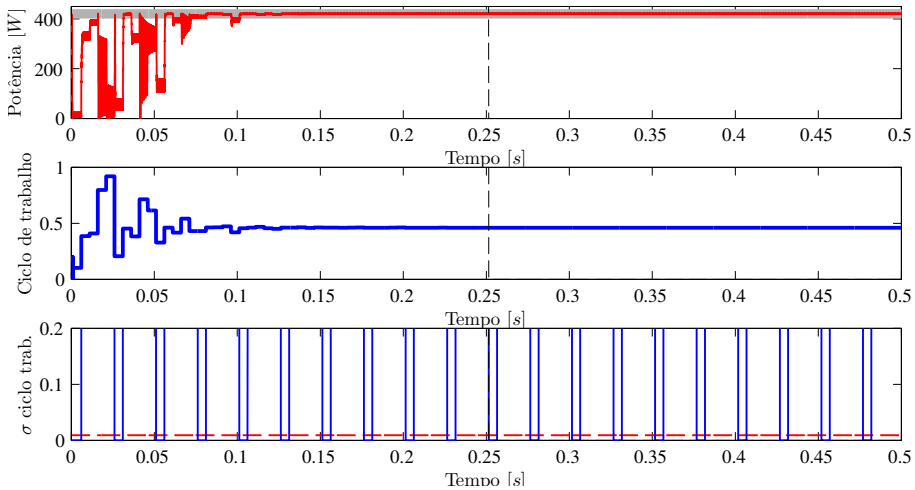


Figura 34 Caso 1a: Dinâmica do algoritmo proposto que identifica o GMPP no instante $t = 0,15128s$.

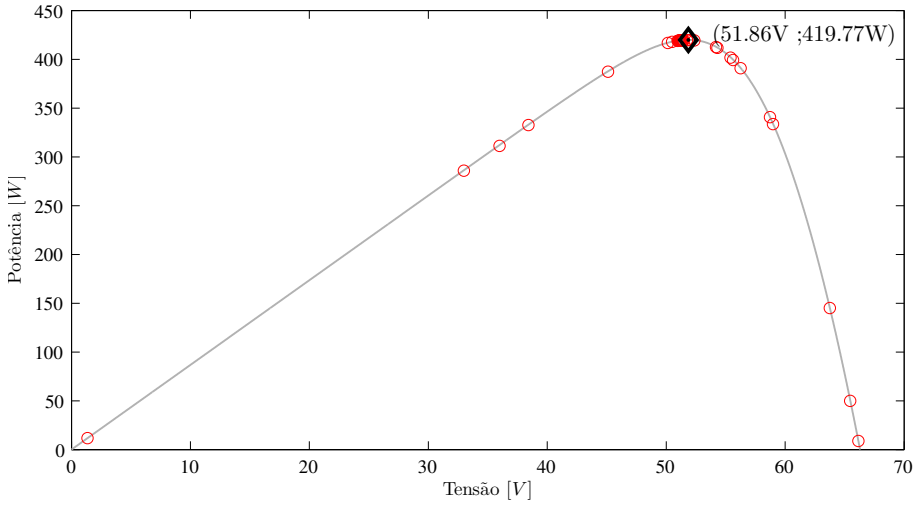


Figura 35 Caso 1a: Curva P-V indicando o caminho das partículas para identificar o GMPP.

4.4.1.2 B) Dinâmica suave

Neste caso teste foi considerada uma irradiância uniforme sobre os painéis com uma variação suave durante todo o período de simulação. A irradiância inicia com valor de $1000W/m^2$, sendo decrementada a uma taxa de $50W/m^2/s$ durante $10s$ até atingir o valor de $500W/m^2$. Com este perfil de irradiância, a potência máxima teórica do painel inicia com valor igual a $420W$ e, ao final da simulação, é igual a $210W$. O algoritmo consegue identificar o GMPP em $0,27653s$ com eficiência dinâmica de $99,51\%$.

O rastreamento completo é apresentado na Figura 36. Adicionalmente são apresen-

tadas a evolução do valor do ciclo de trabalho bem como o erro absoluto que é calculado entre a potência rastreada e a potência máxima disponível no painel. O período de rastreamento do algoritmo é detalhado na Figura 37. O caminho rastreado pelo algoritmo é apresentado na Figura 38 onde foram incluídas três curvas P-V com nível de irradiância iguais a $1000W/m^2$, $800W/m^2$ e $500W/m^2$ para auxiliar na percepção do caminho. É importante comentar que o algoritmo PSO atua inicialmente na identificação do GMPP para a irradiância de $1000W/m^2$. A partir do instante em que o GMPP para esta irradiância é identificado, o algoritmo PSO é desabilitado com o algoritmo InC habilitado. A partir deste instante, como a variação da irradiância ocorre de forma suave, o algoritmo InC continua habilitado identificando os pontos ótimos de operação para as irradiâncias de $800W/m^2$ e $500W/m^2$.

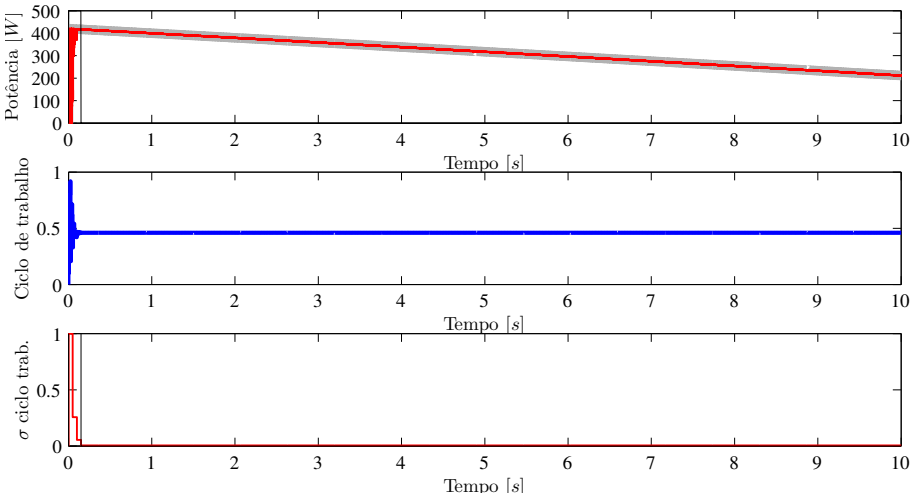


Figura 36 Caso 1b: Formas de onda da potência, ciclo de trabalho e o seu desvio padrão durante todo o caso teste.

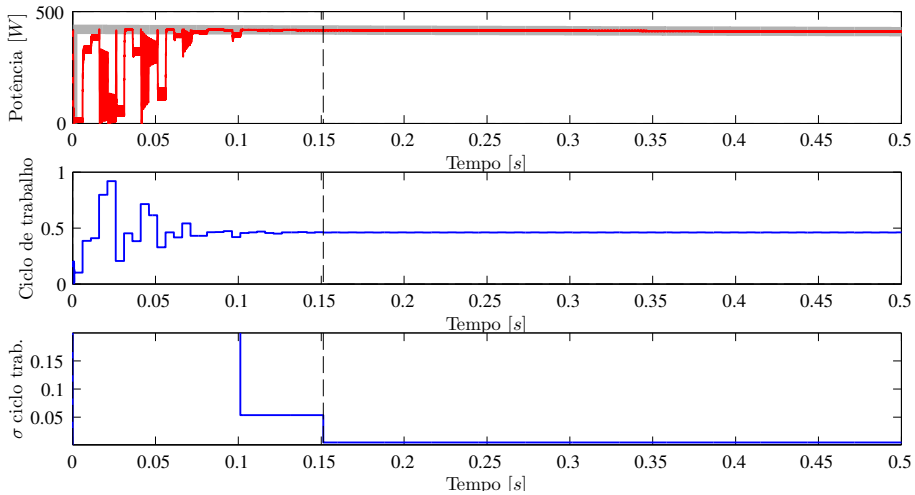


Figura 37 Caso 1b: Formas de onda da potência, ciclo de trabalho e o seu desvio padrão durante o período em que o ponto ótimo global é identificado.

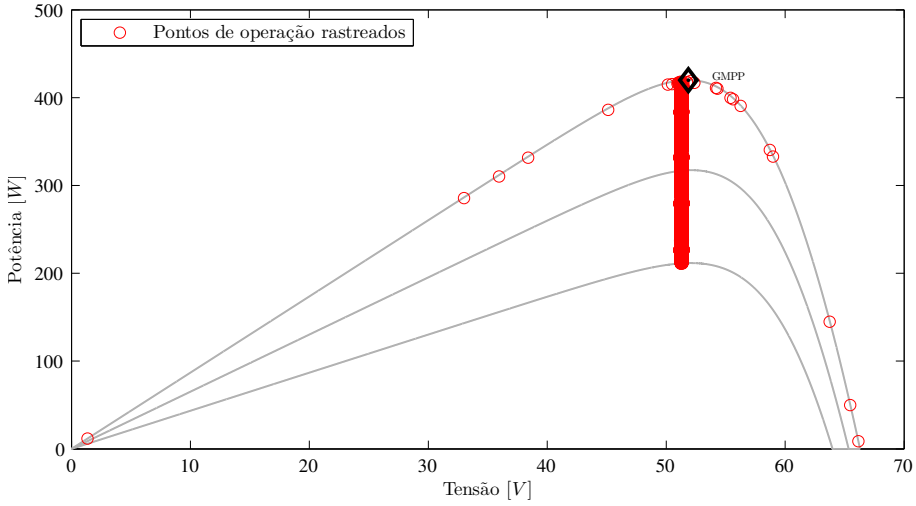


Figura 38 Caso 1b: Atuação do algoritmo InC na busca do ponto ótimo dada a variação suave da irradiância de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$. Os círculos representam os pontos de trabalho e as curvas P-V são incluídas como referência.

4.4.1.3 C) Dinâmica abrupta

O objetivo deste teste é apontar as características dinâmicas de reinicialização da busca do MPP após uma variação brusca na irradiância. Para isso, os painéis receberam uma irradiância constante com valor de $1000W/m^2$ durante o tempo de $5s$ e, em seguida, foi reduzido para de $500W/m^2$. Na condição inicial com irradiância de $1000W/m^2$, o GMPP foi identificado em menos de $0,1513s$ após o início da busca, apresentando eficiência de $99,43\%$.

Este caso teste durante todo o período de simulação é apresentado na Figura 39,

enquanto na Figura 40 são apresentados os mesmos resultados durante os períodos em que o algoritmo identifica o GMPP tanto com irradiância de $1000W/m^2$ quanto com irradiância de $500W/m^2$. A evolução do valor do ciclo de trabalho bem como o erro absoluto que é calculado entre a potência rastreada e a potência máxima disponível no painel são apresentados para cada uma das irradiâncias deste caso teste. É importante comentar que, neste caso teste, o algoritmo InC é habilitado a partir do instante em o GMPP na condição inicial é identificado e permanece habilitado até o instante em que a irradiância decai de forma quase instantânea de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$. Após este transitário, o algoritmo PSO é novamente habilitado para identificar o novo GMPP. Assim que o novo GMPP é identificado, o algoritmo PSO é desabilitado com o algoritmo InC habilitado mantendo o ponto de operação até o final da simulação.

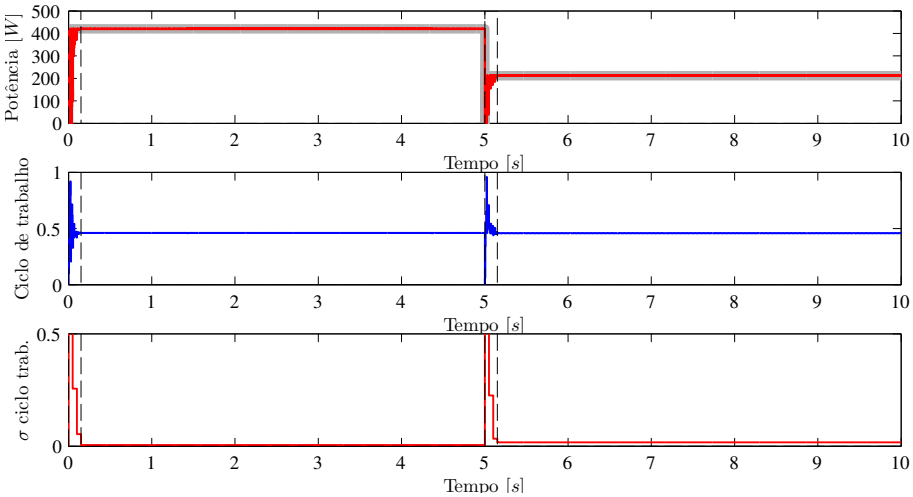
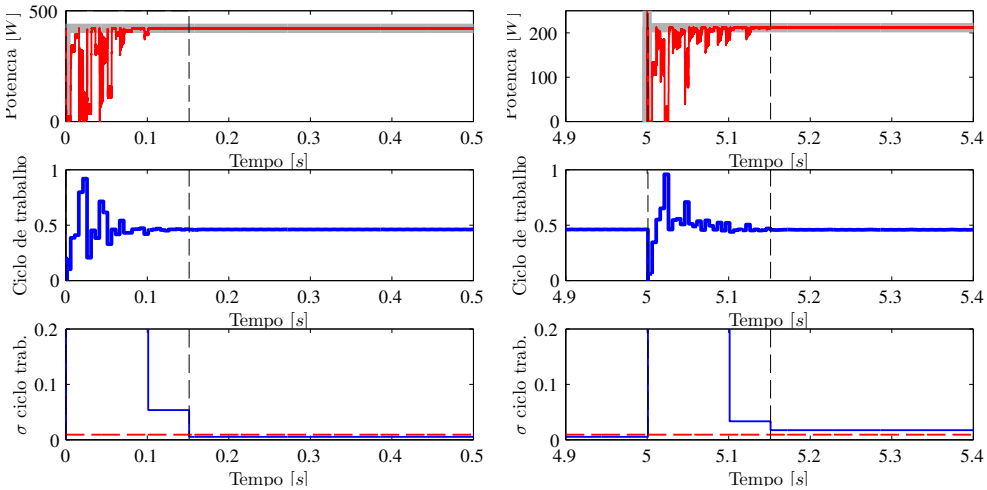


Figura 39 Caso 1c: Desempenho do algoritmo durante toda a simulação para o caso teste em que há uma variação abrupta da irradiância de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$. O algoritmo identifica os pontos ótimos para cada uma das irradiâncias em num intervalo de $0,1513$ após a perturbação.



(a) Desempenho do algoritmo para identificação do ponto GMPP com irradiância de $1000W/m^2$

(b) Desempenho do algoritmo para identificação do ponto GMPP com irradiância de $500W/m^2$

Figura 40 Caso 1c: Desempenho do algoritmo na identificação dos pontos ótimos globais para diferentes irradiâncias.

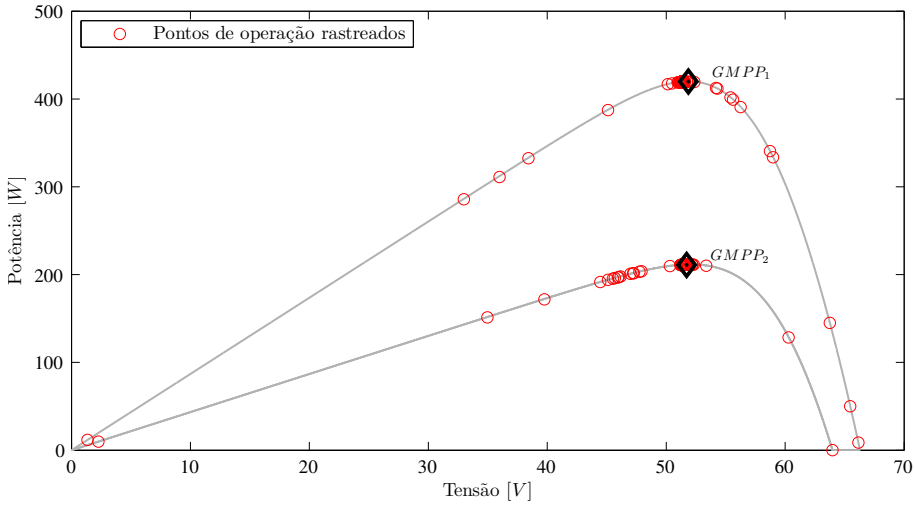


Figura 41 Caso 1c: Movimentação das partcículas para a identificação do GMPP dada a variação abrupta da irradiância de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$. No primeiro momento foi identificado o $GMPP_1$ com valor de e, após a perturbação, o $GMPP_2$. Os círculos representam os pontos de trabalho e as curvas P-V são incluídas como referência.

4.4.2 Caso teste 2: Sombreamento parcial (PSC)

No sombreamento parcial dos painéis em série a característica P-V possui mais de um máximo, como já descrito. Para simular o sombreamento, cada um dos três painéis recebeu um valor de irradiância distinto: $G_1 = 1000W/m^2$, $G_2 = 700W/m^2$ e $G_3 = 500W/m^2$. Para o caso estático este conjunto de valores foi mantido constante e para o

caso dinâmico este valor foi linearmente reduzido até a metade durante todo o período de simulação, isto é, para $G_1 = 500/m^2$, $G_2 = 350W/m^2$ e $G_3 = 250W/m^2$.

4.4.2.1 A) Estático

Neste cenário foi considerada uma irradiância não-uniforme e constante com os valores $G_1 = 1000W/m^2$, $G_2 = 700W/m^2$ e $G_3 = 500W/m^2$. A potência máxima disponível é $237.53W$. Conforme observado na Figura 42, o algoritmo identifica o ponto ótimo global em um intervalo de tempo inferior a 200 ms, a partir do instante em que foi inicializado, e com eficiência $\eta_{MPPT_{din}} = 99,64\%$. Assim que o GMPP é identificado, o algoritmo PSO é desabilitado com o algoritmo InC habilitado. A Figura 43 mostra o movimento das partículas convergindo para o ponto ótimo global.

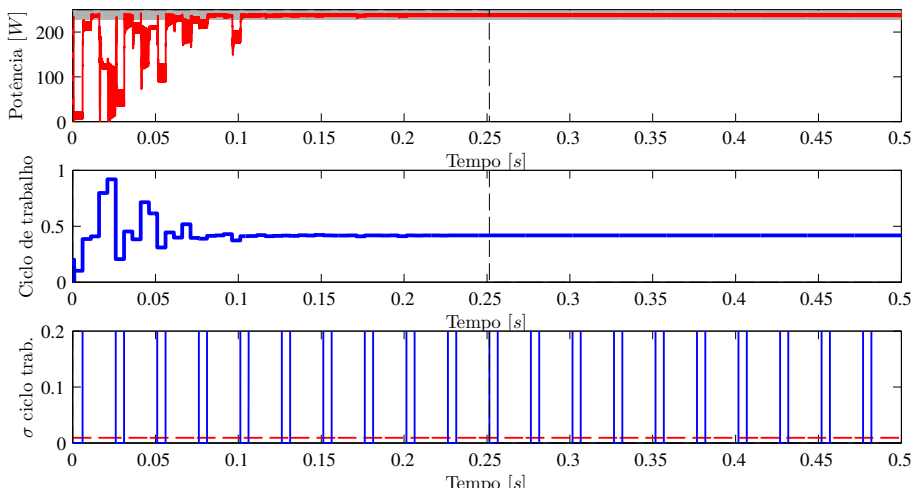


Figura 42 Caso 2a: Desempenho do algoritmo proposto para determinar o GMPP

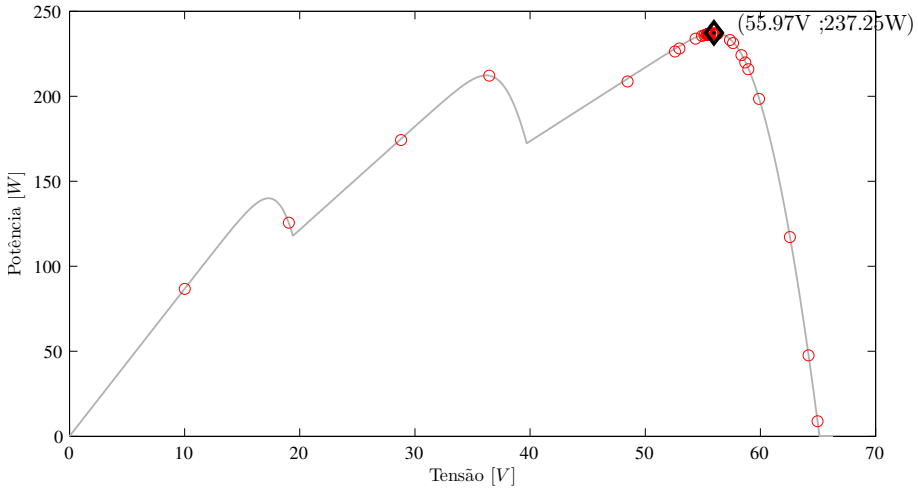


Figura 43 Caso 2a: curva P-V indicando o caminho percorrido pelas partículas na identificação do GMPP.

4.4.2.2 B) Dinâmico suave

No caso dinâmico, foi considerada uma irradiância não-uniforme aplicada em todos os painéis com e que é variada de forma suave durante todo o período de simulação. A irradiância iniciada com o seguinte grupo de valores $G_1 = 1000W/m^2$, $G_2 = 700W/m^2$ e $G_3 = 500W/m^2$, e foi decrementada a uma taxa de $50W/m^2/s$ durante $10s$ até atingir respectivamente os valores $G_1 = 500/m^2$, $G_2 = 350W/m^2$ e $G_3 = 250W/m^2$. Com este perfil de irradiância a potência máxima teórica do painel fica na faixa entre $220W$ até $110W$, como mostrado na Figura 44. O algoritmo PSO identifica o GMPP no instante $t = 0,1513s$ com eficiência dinâmica de $99,42\%$. A partir deste instante, o algoritmo PSO é desabilitado com o algoritmo InC habilitado. Tal situação permanece ao longo da simulação devido à variação suave da potência.

O desempenho do algoritmo durante todo o período da simulação é apresentado na Figura 45. Adicionalmente são apresentadas a evolução do valor do ciclo de trabalho bem como o erro absoluto que é calculado entre a potência rastreada e a potência máxima disponível no painel. O período em que o algoritmo PSO localiza o GMPP é detalhado na Figura 46. O caminho rastreado pelo algoritmo é apresentado na Figura 47 onde foram incluídas três curvas P-V com níveis intermediários para auxiliar na percepção do caminho.

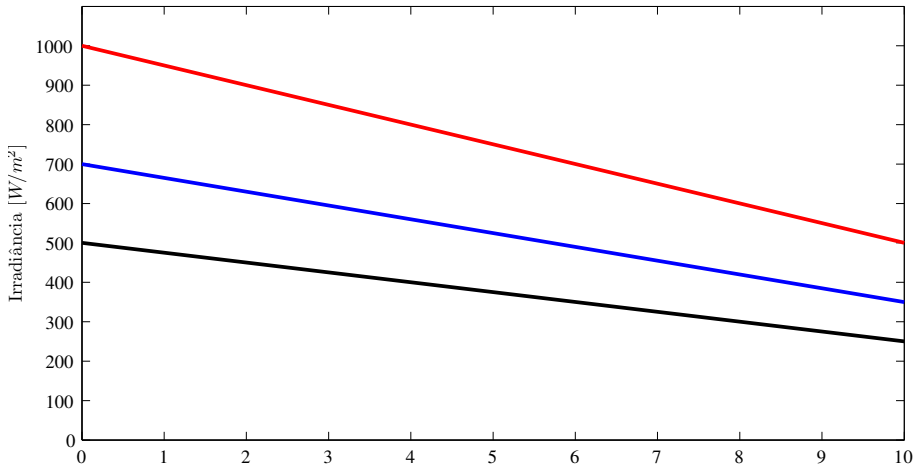


Figura 44 Caso 2b: Perfil das irradiâncias sobre os painéis durante todo o caso teste.

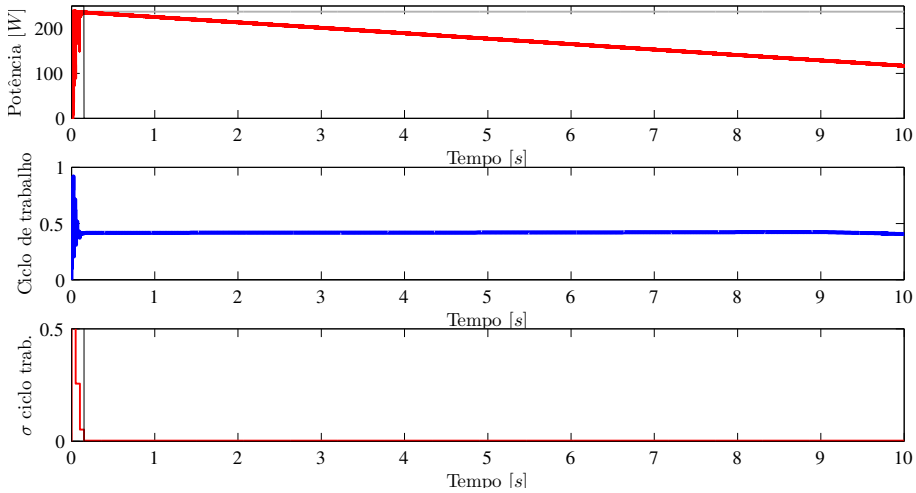


Figura 45 Caso 2b: Desempenho do algoritmo proposto durante todo o tempo de simulação do caso teste

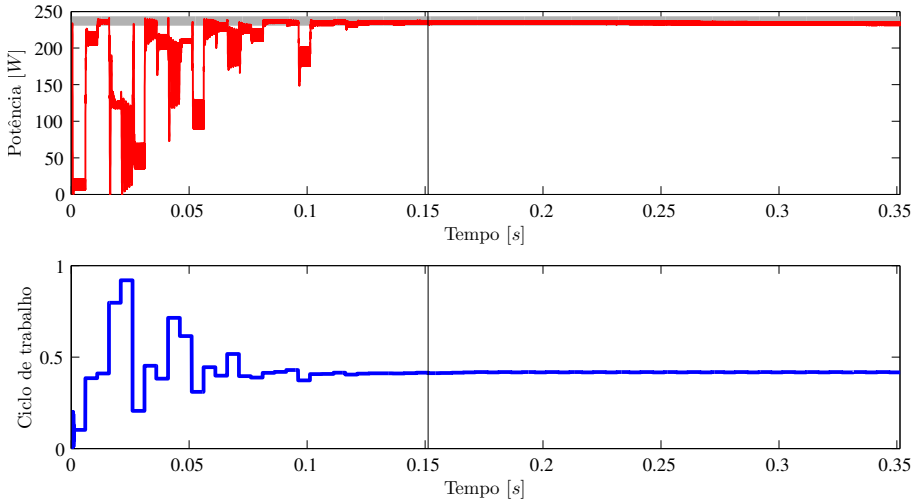


Figura 46 Caso 2b: Desempenho do algoritmo durante o período em que o GMPP foi identificado em uma janela temporal de $0,1513s$.

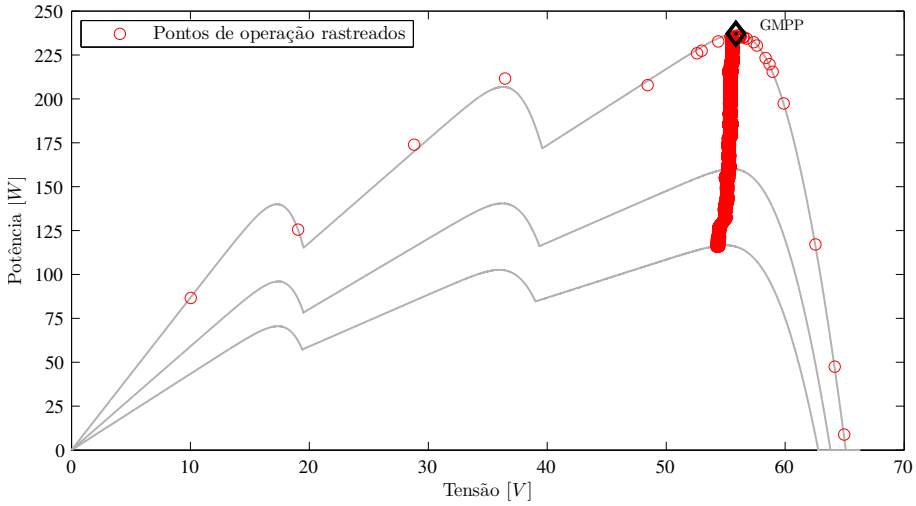


Figura 47 Caso 2b: Curva P-V indicando o caminho do rastreamento para identificar o GMPP.

4.4.2.3 C) Dinâmica abrupta

O objetivo deste teste foi apontar as características dinâmicas de reinicialização da busca do MPP após uma variação brusca na irradiância. Para isso, os painéis receberam uma irradiância constante com valor de $G_1 = 1000W/m^2$, $G_2 = 700W/m^2$ e $G_3 = 500W/m^2$. No instante de tempo $t = 5,0s$ as irradiâncias foram reduzidas à metade para os valores de $G_1 = 500/m^2$, $G_2 = 350W/m^2$ e $G_3 = 250W/m^2$, como indicado na Figura 48. O rastreamento foi realizado de forma eficiente em $0,1513s$ após o início da busca e com eficiência dinâmica de $99,45\%$.

O rastreamento completo é apresentado na Figura 49 e as dinâmicas dos parâmetros são apresentados Figura 50. A evolução do valor do ciclo de trabalho bem como o erro absoluto que é calculado entre a potência rastreada e a potência máxima disponível no painel são apresentados para ambas.

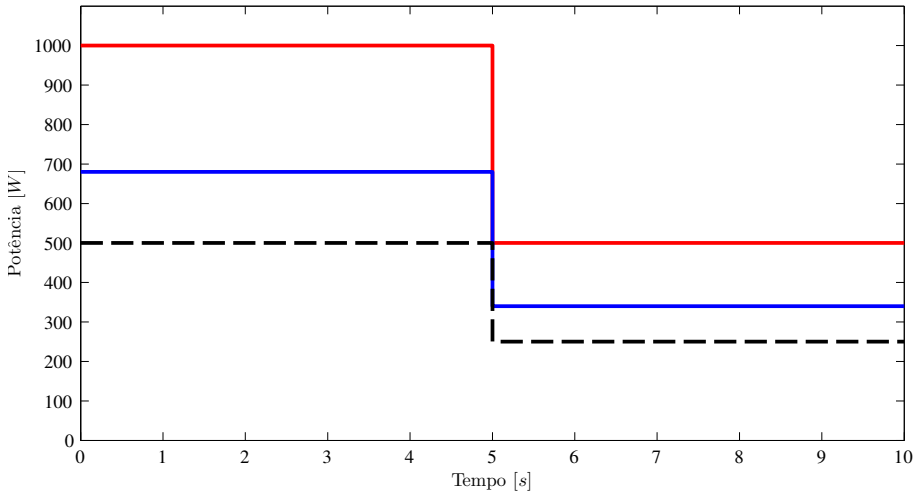


Figura 48 Caso 2c: Perfil das irradiâncias sobre os painéis, com variação abrupta no instante $t = 5,0s$

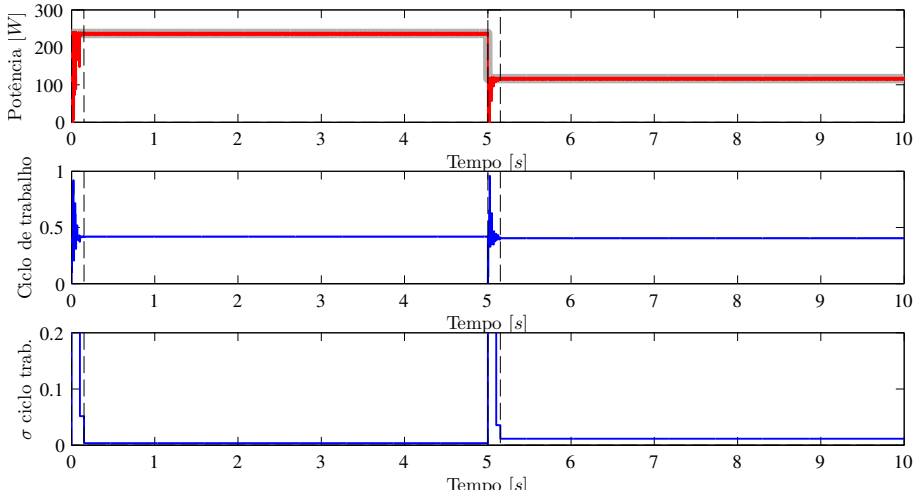
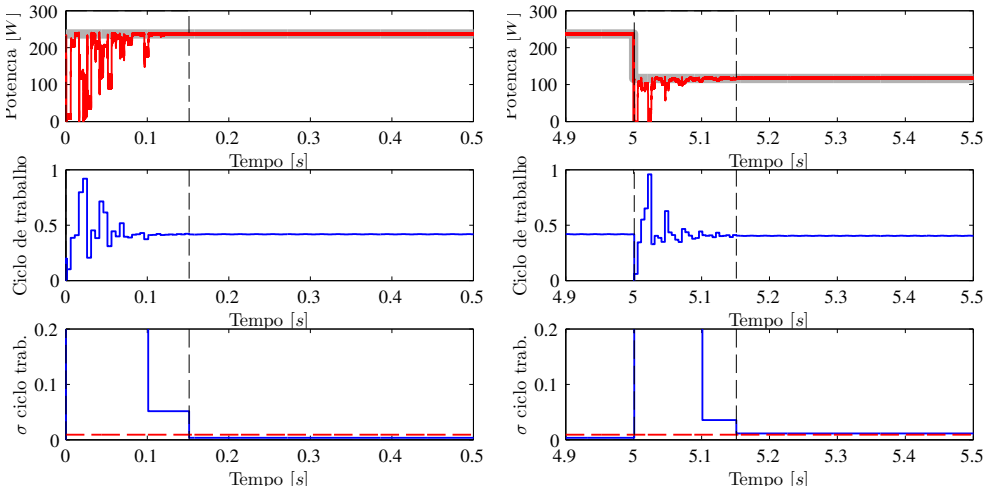


Figura 49 Caso 2c: Desempenho do algoritmo proposto durante todo o tempo de simulação com as irradiâncias sendo reduzidas à metade no instante de tempo $t = 5,0s$.



(a) Desempenho do algoritmo na identificação do GMPP a partir do instante em que foi inicializado

(b) Desempenho do algoritmo na identificação do novo GMPP após o transitório ocorrido em $t = 5s$

Figura 50 Caso 2c: Desempenho do algoritmo na identificação dos GMPPs

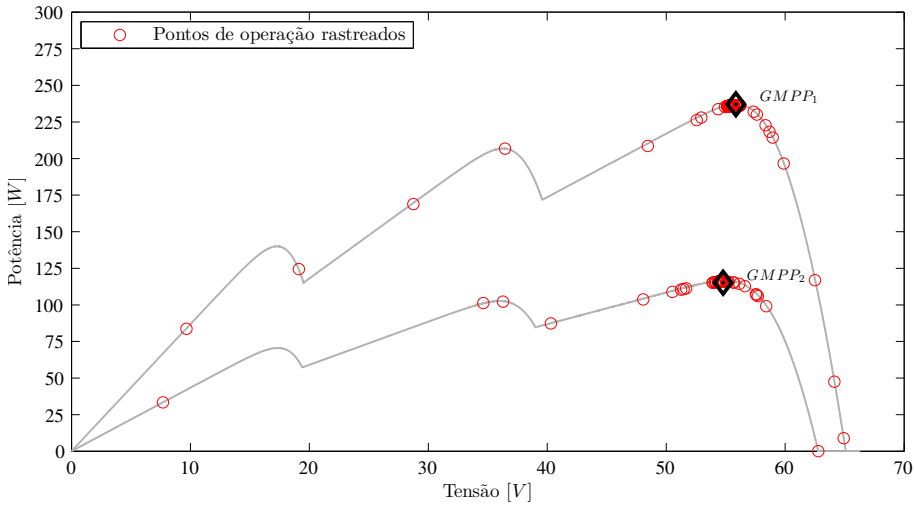


Figura 51 Caso 2c: Curva P-V indicando o caminho do rastreamento realizado.

A dinâmica de rastreamento para situações com painéis parcialmente sombreados pode ocorrer de forma mais lenta quando comparado à situação sem sombreamento. A eficiência estática e dinâmica do rastreamento foram superiores a 99%. Os resultados são sumarizados na Tabela 7:

4.5 Conclusões Parciais

Neste Capítulo foram descritas as características da planta simulada, as considerações e especificidades da implementação do algoritmo PSO para o controle de conversor

Tabela 7 Sumário de resultados dos 6 casos testes.

Caso teste	**GMPP rastreado**	**Tempo rastreamento**	**GMPP real**	**Eficiência η**
1a	$419,79$	$0,1513$	420	$99,67\%$
1b	$419,74 - 211.07$	$0,1513$	$419,97 - 211,88$	$99,51\%$
1c	$419,74 - 211,5$	$0,1513$	$419,97 - 211,88$	$99,42\%$
2a	$237,24$	$0,1513$	$237,53$	$99,64\%$
2b	$235,7 - 116,4$	$0,1513$	$237,6 - 116,3$	$99,42\%$
2c	$237,4 - 116,3$	$0,1513$	$237,6 - 116,3$	$99,45\%$

CC-CC, além dos ajustes dos hiper-parâmetros ótimos para o controle.

O algoritmo proposto foi aplicado em 6 diferentes casos testes, sendo três em condições uniformes de irradiância e os outros 3 restantes em condições não uniformes. Em todos os testes, o algoritmo proposto identificou o GMPP com precisão acima de 99%, além da capacidade de identificar a ocorrência de transitórios e fazer nova identificação do GMPP. Para os casos testes realizados entende-se que o algoritmo proposto apresentou um bom desempenho, no entanto o mesmo ainda carece de uma melhor análise quando submetido a outras condições não analisadas neste Capítulo, o que pode resultar em alterações e melhorias no mesmo.

Por outro lado, também entende-se com base nos resultados que a combinação de algoritmos GMPPT e MPPT é uma alternativa factível na concepção de algoritmos mais eficazes e com possibilidade de apresentar uma melhor resposta transitória dependendo de como for feito o arranjo na atuação dos mesmos.

CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a aplicação de métodos GMPPT para operação eficiente dos geradores fotovoltaicos tanto em situações de ambientais uniformes quanto não uniformes (especificamente a ocorrência de sombreamentos parciais sobre os painéis).

Também foram apresentados alguns dos algoritmos mais utilizados na literatura tanto para identificar o ponto de máximo local (MPP) quanto o global (GMPP), sendo o método de otimização por enxame de partículas (PSO) abordado em detalhes. Para o PSO foram apresentadas algumas topologias, ajustes de hiper-parâmetros e das adequações inerentes a implementação do método para o controle de conversor CC-CC para carregar uma bateria ideal.

Foi proposta uma aplicação combinando o método PSO com o método de Condutância Incremental (InC) e para verificação da eficiência do método, foram realizadas simulações com 6 diferentes casos testes considerando situações estáticas e dinâmicas. Para todos os testes, o algoritmo proposto identificou o GMPP com precisão acima de 99%, além da capacidade de identificar a ocorrência de transitórios e fazer nova identificação do GMPP.

Finalmente, para os casos testes realizados entende-se que o algoritmo proposto apresentou um bom desempenho, no entanto o mesmo ainda carece de uma melhor análise quando submetido a outras condições, o que pode resultar em alterações e melhorias no mesmo. Dado que foi identificado para algumas situações onde existam dois pontos de máximo com valores de potência próximos, o algoritmo pode ficar preso no máximo local próximo.

Deste modo, após a realização deste trabalho, foi observado o quanto é importante a pesquisa relacionada aos algoritmos capazes de condicionar as fontes de energia a produzirem a sua máxima energia possível, onde a combinação de algoritmos MPPT e GMPPT resultou na identificação do ponto ótimo de operação com eficiência superior a 99%. Tal fato indica o quanto esta combinação é promissora no desenvolvimento de novos algoritmos capazes de melhorar o desempenho das fontes alternativas na produção da sua máxima energia em tempo real.

Sugestões para Trabalhos Futuros

A análise do resultado final deste trabalho permitiu identificar pontos interessantes para a continuidade da pesquisa neste tópico.

Considerando o bom desempenho dinâmico do PSO, outras topologias de enxame de partículas podem ser testadas para o MPPT. Com possibilidade principalmente para a topologia em anel com dois vizinhos que pode vir a minimizar o erro na identificação de GMPP para os casos de MPP com valores de potências próximos, uma vez que o rastreamento do domínio ocorre de forma mais suave. Além deste, outros métodos de inteligência de enxame podem ser estudados para a busca do GMPP.

No sentido de melhorar o desempenho do rastreamento, pode-se buscar ajustes diferenciados no processo de inicialização das partículas. O mapeamento automático da quantidade de diodos no arranjo de painéis bem como o impacto nas curvas I-V e P-V podem ser considerados para uma etapa adicional de forma que as partículas iniciem suas buscas em regiões bem próximas da região ótima.

Com relação ao processo de simulação dos sistemas, podem ser considerados de forma mais rigorosa os erros de amostragem e quantização que são pouco tratados na literatura direcionada às energias renováveis. Neste sentido, é de especial interesse o desenvolvimento de uma plataforma de simulação para realização de testes de eficiência em acordo com os protocolos indicados no padrão britânico EN 50530:2010+A1:2013, identificando as perdas de energia durante o processo de rastreamento.

REFERÊNCIAS

[1] IEA, I. E. A. *2018 snapshot of global photovoltaic markets*. 2018 (Acessado em: 09/02/2019). Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf>.

[2] IEA. *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*. 2014 (Acessado em: 06/02/2019). Disponível em: <https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/solar/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy2014edition.pdf>.

[3] ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. 2016 (Acessado em: 01/02/2019). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>.

[4] ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*. 2019 (Acessado em: 07/02/2019). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.

[5] ANEEL. *Unidade Consumidoras com Geração Distribuída*. 2019 (Acessado em: 07/02/2019). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>.

[6] Yang, Z. et al. Analysis of improved pso and perturb and observe global mppt algorithm for pv array under partial shading condition. In: *2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 549–553. ISSN 1948-9447.

[7] LEOPOLDINO, A. M.; FREITAS, C. M.; MONTEIRO, L. C. On the effects of parameter adjustment on the performance of pso-based mppt of a pv-energy generation system. In: *Green Energy and Networking*. Cham: Springer International Publishing, 2019. p. 175–192.

[8] WALKER, G. et al. Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia*, Engineers Australia, v. 21, n. 1, p. 49, 2001.

[9] VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, Maio 2009. ISSN 0885-8993.

[10] ISHAQUE, K.; SALAM, Z. An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (pv) modules using differential evolution (de). *Solar energy*, Elsevier, v. 85, n. 9, p. 2349–2359, 2011.

[11] XIAO, W. et al. Overview of maximum power point tracking technologies for photovoltaic power systems. In: IEEE. *IECON 2011-37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2011. p. 3900–3905.

[12] KOLLIMALLA, S. K.; MISHRA, M. K. A novel adaptive p amp;amp;o mppt algorithm considering sudden changes in the irradiance. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 29, n. 3, p. 602–610, Set 2014. ISSN 0885-8969.

[13] de Brito, M. A. G. et al. Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 3, p. 1156–1167, Mar 2013. ISSN 0278-0046.

[14] FINKEL, D. E. *DIRECT Optimization Algorithm User Guide*. 2003.

[15] NGUYEN, T. L.; LOW, K. A global maximum power point tracking scheme employing direct search algorithm for photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 57, n. 10, p. 3456–3467, Oct 2010. ISSN 0278-0046.

[16] MIYATAKE, M. et al. Control characteristics of a fibonacci-search-based maximum power point tracker when a photovoltaic array is partially shaded. In: IEEE. *Power Electronics and Motion Control Conference, 2004. IPEMC 2004. The 4th International*. [S.l.], 2004. v. 2, p. 816–821.

[17] LYDEN, S.; HAQUE, M. E. A simulated annealing global maximum power point tracking approach for pv modules under partial shading conditions. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 31, n. 6, p. 4171–4181, June 2016. ISSN 0885-8993.

[18] ISLAM, M. R. *Advances in solar photovoltaic power plants*. [S.l.]: Springer, 2016.

[19] TRAN, P. Computed current control method for maximum power point tracking of a grid-connected photovoltaic system. In: IEEE. *2015 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*. [S.l.], 2015. p. 1–5.

[20] Leyva, R. et al. Mppt of photovoltaic systems using extremum - seeking control. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, v. 42, n. 1, p. 249–258, Jan 2006. ISSN 0018-9251.

[21] LIU, Y.-H. et al. Neural-network-based maximum power point tracking methods for photovoltaic systems operating under fast changing environments. *Solar energy*, Elsevier, v. 89, p. 42–53, 2013.

[22] BOUMAARAF, H.; TALHA, A.; BOUHALI, O. A three-phase npc grid-connected inverter for photovoltaic applications using neural network mppt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 49, p. 1171–1179, 2015.

[23] ROUZBEHI, K. et al. Identification and maximum power point tracking of photovoltaic generation by a local neuro-fuzzy model. In: IEEE. *IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2012. p. 1019–1024.

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

[25] 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, Março 2014. ISSN 2156-3381.

[26] Koad, R. B. A.; Zobaa, A. F.; El-Shahat, A. A novel mppt algorithm based on particle swarm optimization for photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 8, n. 2, p. 468–476, Abril 2017. ISSN 1949-3029.

[27] TITRI, S. et al. A new mppt controller based on the ant colony optimization algorithm for photovoltaic systems under partial shading conditions. *Applied Soft Computing*, v. 58, p. 465 – 479, 2017. ISSN 1568-4946. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494617302703>.

[28] GHIASSI-FARROKHFAL, Y. et al. Optimal design of solar pv farms with storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 4, p. 1586–1593, 2015.

[29] MASTERS, G. M. *Renewable and efficient electric power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. ISBN 978-1-118-63350-2.

[30] CHIN, V. J.; SALAM, Z.; ISHAQUE, K. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review. *Applied Energy*, Elsevier, v. 154, p. 500–519, 2015.

[31] SHAH, A. et al. Photovoltaic technology: The case for thin-film solar cells. *Science*, American Association for the Advancement of Science, v. 285, n. 5428, p. 692–698, 1999. ISSN 0036-8075. Disponível em: <http://science.sciencemag.org/content/285/5428/692>.

[32] TAYLOR, S. Abundance of chemical elements in the continental crust: a new table. *Geochimica et cosmochimica acta*, Elsevier, v. 28, n. 8, p. 1273–1285, 1964.

[33] SEDRA, A. S.; SMITH, K. C. *Microelectronic Circuits*. fifth. [S.l.]: Oxford University Press, 2004.

[34] ORTIZ-CONDE, A.; SÁNCHEZ, F. J. G.; MUCI, J. New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated i–v characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Elsevier, v. 90, n. 3, p. 352–361, 2006.

[35] CHAN, D.; PHILLIPS, J.; PHANG, J. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. *Solid-State Electronics*, Elsevier, v. 29, n. 3, p. 329–337, 1986.

[36] ALRASHIDI, M. et al. A new estimation approach for determining the i–v characteristics of solar cells. *Solar Energy*, Elsevier, v. 85, n. 7, p. 1543–1550, 2011.

[37] WEI, H. et al. Extracting solar cell model parameters based on chaos particle swarm algorithm. In: IEEE. *Electric Information and Control Engineering (ICEICE), 2011 International Conference on*. [S.l.], 2011. p. 398–402.

[38] HARRAG, A.; MESSALTI, S. Three, five and seven pv model parameters extraction using pso. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 119, p. 767–774, 2017.

[39] EL-NAGGAR, K. et al. Simulated annealing algorithm for photovoltaic parameters identification. *Solar Energy*, Elsevier, v. 86, n. 1, p. 266–274, 2012.

[40] MA, T.; YANG, H.; LU, L. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 36, p. 304–315, 2014.

[41] MARION, B.; RUMMEL, S.; ANDERBERG, A. Current–voltage curve translation by bilinear interpolation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Wiley Online Library, v. 12, n. 8, p. 593–607, 12 2004. ISSN 1099-159X. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/pip.551>.

[42] HISHIKAWA, Y.; IMURA, Y.; OSHIRO, T. Irradiance-dependence and translation of the iv characteristics of crystalline silicon solar cells. In: IEEE. *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*. [S.l.], 2000. p. 1464–1467.

[43] HASAN, M.; PARIDA, S. An overview of solar photovoltaic panel modeling based on analytical and experimental viewpoint. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 60, p. 75 – 83, 2016. ISSN 1364-0321.

[44] RODRIGUEZ, E. A. *Proposta de um otimizador para rastreamento do ponto de máxima potência de um conjunto de painéis solares conectados em um sistema híbrido de energia*. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2015.

[45] ISHAQUE, K. et al. Modeling and simulation of photovoltaic (pv) system during partial shading based on a two-diode model. *Simulation Modelling Practice and Theory*, Elsevier, v. 19, n. 7, p. 1613–1626, 2011.

[46] SHEPARD, N. *Diodes in Photovoltaic Modules and Arrays*. King of Prussia, Pennsylvania, mar 1984. March 15, 1984.

[47] BRITO, M. A. G. de et al. Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 3, p. 1156–1167, March 2013. ISSN 0278-0046.

[48] NOGUCHI, T.; TOGASHI, S.; NAKAMOTO, R. Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic-and-converter module system. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 49, n. 1, p. 217–223, Feb 2002. ISSN 0278-0046.

[49] ZHENG, H. et al. Comparative study of maximum power point tracking control strategies for solar pv systems. In: *PES T D 2012*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–8. ISSN 2160-8563.

[50] ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 22, n. 2, p. 439–449, June 2007. ISSN 0885-8969.

[51] HUSSEIN, K. H. et al. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, n. 1, p. 59–64, Jan 1995. ISSN 1350-2360.

[52] FEMIA, N. et al. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 20, n. 4, p. 963–973, July 2005. ISSN 0885-8993.

[53] LYDEN, S.; HAQUE, M. E. A simulated annealing global maximum power point tracking approach for pv modules under partial shading conditions. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 31, n. 6, p. 4171–4181, 2016.

[54] GHAFFARI, A.; SESHAGIRI, S.; KRSTIĆ, M. Multivariable maximum power point tracking for photovoltaic micro-converters using extremum seeking. *Control Engineering Practice*, Elsevier, v. 35, p. 83–91, 2015.

[55] SALAS, V. et al. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar energy materials and solar cells*, Elsevier, v. 90, n. 11, p. 1555–1578, 2006.

[56] TIANHUA, Z. et al. Comparison of global maximum power point tracking methods under partial shading conditions. In: IEEE. *Electricity Distribution (CICED), 2016 China International Conference on*. [S.l.], 2016. p. 1–4.

[57] RAMAPRABHA, R. et al. Modified fibonacci search based mppt scheme for spva under partial shaded conditions. In: *2010 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 379–384. ISSN 2157-0485.

[58] BRUNTON, S. L. et al. Maximum power point tracking for photovoltaic optimization using ripple-based extremum seeking control. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 25, n. 10, p. 2531–2540, 2010.

[59] KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*. [S.l.: s.n.], 1995. v. 4.

[60] ENGELBRECHT, A. P. *Computational intelligence: an introduction*. 2. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons Inc, 2007. 289-358 p. ISBN 978-0-470-03561-0.

[61] MILLONAS, M. M. *Swarms, phase transitions, and collective intelligence*. 1993 (Acessado em: 17/08/2018). Disponível em: <`https://arxiv.org/abs/adap-org/9306002`>.

[62] SUGANTHAN, P. N. Particle swarm optimiser with neighbourhood operator. In: *Proceedings of the 1999 Congress on Evolutionary Computation-CEC99 (Cat. No. 99TH8406)*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 3, p. 1958–1962 Vol. 3.

[63] SONG, M.-P.; GU, G.-C. Research on particle swarm optimization: a review. In: *Proceedings of 2004 International Conference on Machine Learning and Cybernetics (IEEE Cat. No.04EX826)*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 4, p. 2236–2241 vol.4.

[64] VALLE, Y. D. et al. Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2008.

[65] MIRHASSANI, S. M. et al. An improved particle swarm optimization based maximum power point tracking strategy with variable sampling time. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 64, p. 761–770, 2015.

[66] BUSO, S.; MATTAVELLI, P. *Digital Control in Power Electronics: Lectures on Power Electronics*. [S.l.]: Morgan & Claypool, 2015.

[67] OVERALL Efficiency of Grid Connected Photovoltaic Inverters. Bruxelas, jun. 2013. v. 2000.

[68] ISLAM, S. et al. Investigating performance, reliability and safety parameters of photovoltaic module inverter: Test results and compliances with the standards. *Renewable energy*, Elsevier, v. 31, n. 8, p. 1157–1181, 2006.

A FOLHA DE DADOS DO PAINEL KD140SX

KD 135 F, SX Series

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC) *STC = 1000 W/M² irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum**			
	KD135SX-UFBS	KD140SX-UFBS	
P_{mp}	135	140	W
V_{mp}	17.7	17.7	V
I_{mp}	7.63	7.91	A
V_{oc}	22.1	22.1	V
I_{sc}	8.37	8.68	A
$P_{tolerance}$	+5/-5	+5/-5	%
Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT) *NOCT = 800 W/M² irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum**			
T_{NOCT}	45	45	°C
P_{max}	97	101	W
V_{mp}	16.0	16.0	V
I_{mp}	6.10	6.33	A
V_{oc}	20.2	20.2	V
I_{sc}	6.78	7.03	A
Temperature Coefficients			
P_{max}	-0.45	-0.45	%/°C
V_{mp}	-0.52	-0.52	%/°C
I_{mp}	0.0066	0.0066	%/°C
V_{oc}	-0.36	-0.36	%/°C
I_{sc}	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	°C
System Design			
Series Fuse Rating			15 A
Maximum DC System Voltage (UL)			600 V
Hailstone Impact (23m/s)			1in (25mm) @ 51mph

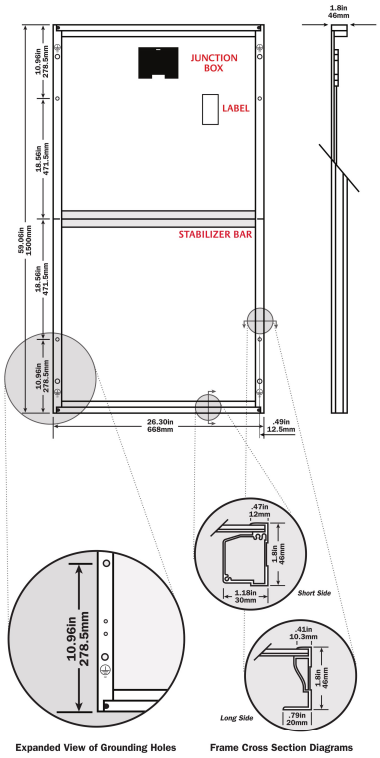
* Subject to simulator measurement uncertainty of +/ 3%.
KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions: *length/width/height*	59.06in/26.30in/1.8in (1500mm/668mm/46mm)
Weight:	28.4lbs (12.9kg)

PACKAGING SPECIFICATIONS

Modules per pallet:	20
Pallets per 53' container:	54
Pallet box dimensions: *length/width/height*	63.19in/27.56in/49.02in (1605mm/700mm/1245mm)
Pallet box weight:	650lbs (295kg)



NEC 2008 COMPLIANT
UL 1703 LISTED
CERTIFIED IEC61215 ED2 IEC61730 BY JET

Registered to ISO9001-2000

WARNING: Read the instruction manual in its entirety prior to handling, installing & operating Kyocera Solar modules.

Legend
MOUNTING HOLES .35in (9mm) · DRAINAGE HOLES · GROUND SYMBOL .35in (9mm)

041212

OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar, Inc. 800-223-9580 800-523-2329 fax www.kyocerasolar.com

ecoDIRECT
CLEAN ENERGY SOLUTIONS
www.ecodirect.com

B CÓDIGO FONTE DO ALGORITMO PROPOSTO

O código fonte desenvolvido para a DLL está disponível na plataforma GitHub através da url `https://github.com/lpdx/PEL_UERJ_Leopoldino_2019`.