UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

CÂMPUS CORNÉLIO PROCÓPIO

DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO MARCOS DE OLIVEIRA

RASTREAMENTO DA MÁXIMA POTÊNCIA EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS SOB EFEITO DE SOMBREAMENTO PARCIAL BASEADO NO MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

DISSERTAÇÃO

CORNÉLIO PROCÓPIO

2015

FERNANDO MARCOS DE OLIVEIRA

RASTREAMENTO DA MÁXIMA POTÊNCIA EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS SOB EFEITO DE SOMBREAMENTO PARCIAL BASEADO NO MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para a obtenção do título de "Mestre em Engenharia Elétrica".

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva.

Co-orientador: Prof. Dr. Fábio Renan Durand.

CORNÉLIO PROCÓPIO

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

O48 Oliveira, Fernando Marcos de

Rastreamento da máxima potência em arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial baseado no método de otimização por enxame de partículas / Fernando Marcos de Oliveira. – 2015.

98 p. : il. ; 30 cm

Orientador: Sérgio Augusto Oliveira da Silva.

Coorientador: Fábio Renan Durand.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Cornélio Procópio, 2015.

Bibliografia: p. 92-96.

1. Inteligência coletiva. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Amplificadores de potência. 4. Engenharia elétrica – Dissertações. I. Silva, Sérgio Augusto Oliveira da, orient. II. Durand, Fábio Renan, coorient. III. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD (22. ed.) 621.3

Biblioteca UTFPR - Câmpus Cornélio Procópio

Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Cornélio Procópio
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Título da Dissertação Nº 22:

"Rastreamento da máxima potência em arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial baseado no método de otimização por enxame de partículas".

por

Fernando Marcos de Oliveira

Orientador: **Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva**

Esta dissertação foi apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA – Área de Concentração: Sistemas Eletrônicos Industriais, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR – Câmpus Cornélio Procópio, às **9 horas** do dia 22 **de outubro de 2015**. O trabalho foi aprovado pela Banca Examinadora, composta pelos professores:

Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva
(Presidente)

Prof. Dr. Luigi Galotto Júnior
(UFMS)

Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio
(UTFPR-CP)

Prof. Dr. Fábio Renan Durand
(UTFPR-CP)

Visto da coordenação:

Paulo Rogério Scalassara
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
UTFPR Câmpus Cornélio Procópio

A Folha de Aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Programa.

Dedico este trabalho a minha família, em especial aos meus pais José Messias de Oliveira e Márcia de Fátima Costa Oliveira, minha esposa Lara Camila de Oliveira, minhas irmãs Cinthya de Fatima Oliveira Strada e Thaissy Fernanda de Oliveira e a todos os meus amigos, por sempre me apoiarem no decorrer deste curso**.**

AGRADECIMENTOS

A Deus por estar presente e me abençoando em toda minha caminhada.

Aos meus pais José Messias de Oliveira e Márcia de Fátima Costa Oliveira pelo apoio e amor incondicional durante toda minha vida.

A minha esposa Lara Camila de Oliveira pelo grande apoio, compreensão e amor.

As minhas Irmãs pelo apoio e incentivo em sempre seguir em frente.

Ao meu orientador, o Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva, pelos conselhos técnicos e pessoais, e pela grande orientação durante o decorrer do curso e no desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu co-orientador, o Prof. Dr. Fabio Renan Durand, pela colaboração e contribuição para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores Leonardo Sampaio e Luigi Galoto Junior, participantes da banca de avaliação.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UTFPR - câmpus Cornélio Procópio.

Aos meus amigos e companheiros de curso, Clayton Luiz Graciola e Avyner Lohan de Oliveira Vitor.

Aos meus amigos e companheiros do grupo de pesquisas do LEPQER.

Aos professores Leonardo Campanhol e Rodrigo Modesto pelos auxílios e conselhos relacionados ao trabalho.

A secretária Tatiane Siqueira Dos Santos, pelo apoio em assuntos relacionados a questões administrativas.

A CAPES pela ajuda de custo através da bolsa de estudo de demanda social.

Ao campus Cornélio Procópio, pela liberação do espaço, ferramentas e materiais necessários para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

EPÍGRAFE

“A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original”

Albert Einstein

RESUMO

OLIVEIRA, Fernando Marcos. **Rastreamento da Máxima Potência em Arranjos Fotovoltaicos sob Efeito de Sombreamento Parcial Baseado no Método de Otimização por Enxame de Partículas**. 2015. 98 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2015.

Este trabalho trata do estudo de uma técnica de rastreamento de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) baseado no método de Otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO), o qual é aplicado a um sistema fotovoltaico (*Photovoltaic* -PV) conectado a uma rede elétrica monofásica. A curva característica corrente-tensão dos painéis/arranjos fotovoltaicos têm um comportamento não-linear, e quando estes são submetidos a condições de sombreamento parcial, pode-se ocorrer o surgimento de pontos distintos de máximos locais e global. A maioria das técnicas de MPPT tradicionais não é capaz de encontrar o ponto de máximo global para a extração da máxima potência fornecida pelo sistema PV. Por conseguinte, a fim de contornar este problema, neste trabalho o método de MPPT-PSO proposto é utilizado para buscar a operação do sistema no ponto de máximo global, maximizando a extração de energia dos referidos arranjos PV. Simulações e ensaios experimentais com três topologias diferentes de conversores são apresentados para demonstrar a eficácia da proposta, quando esta é comparada com o método tradicional MPPT-PO conhecido como Perturbação e Observação Observe (P&O).

Palavras-chave: Método de otimização por enxame de partículas. P&O. Arranjos PV. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

ABSTRACT

OLIVEIRA, Fernando Marcos. **Maximum Power Tracking Applied to Photovoltaic System under Partial Shading Effect Based on Particle Swarm Optimization Method**. 2015. 98 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2015.

This paper consists of a study of a maximum power point tracking (MPPT) technique based on the Particle Swarm Optimization (PSO) method, which is applied to a single-phase grid-tied photovoltaic system. Since photovoltaic panels have nonlinear voltage-current characteristic curves, when they are submitted to partial shading conditions, it is possible to appear distinct local and global maximum power points. On the other hand, the most traditional MPPT methods are not able to find the maximum global point for extraction the maximum power provided by the PV array. Therefore, in order to overcome this problem, MPPT-PSO based method is used for obtaining the maximum global point, maximizing the power extraction in the photovoltaic arrangements. Numerical simulations and experimental results with three different topologies of converters are presented to demonstrate the effectiveness of the proposed MPPT-PSO technique, when it is compared with the well-known Perturb and Observe (P&O) MPPT-PO technique.

Keywords: Particle swarm optimization method. Perturb and observe MPPT technique. PV array. Grid-tied PV system.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fontes renováveis de energia elétrica 17
Figura 2 - Evolução da potência instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo 18
Figura 3 - Esquema básico de uma célula fotovoltaica 24
Figura 4 - Circuito Equivalente da célula fotovoltaica..... 25
Figura 5 - Curva característica (a) I-V da célula fotovoltaica (b) P-V da célula fotovoltaica. 27
Figura 6 – Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação solar. 27
Figura 7 - Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura. 27
Figura 8 - Configurações de painéis fotovoltaicos 28
Figura 9 - Topologia com um único estágio. 29
Figura 10 - Topologia com dois estágios. 29
Figura 11. Configuração de um arranjo fotovoltaico sombreado parcialmente 31
Figura 12 – Características de I-V do arranjo fotovoltaico sob efeito de sombreamento parcial. 31
Figura 13. Características de P-V um arranjo fotovoltaico sobre condições de sombreamento..... 31
Figura 14 – Conversor CC-CC boost 34
Figura 15 – Conversor *Boost Interleaved*..... 35
Figura 16 – Conversor *Boost* Quadrático 35
Figura 17 - Conversor Reboost..... 36
Figura 18 - Conversor Charge-Pump-Reboost 37
Figura 19 - Método MPPT de tensão constante 39
Figura 20. Fluxograma da técnica de MPPT-P&O..... 40
Figura 21 - Fluxograma do Método MPPT-PSO 46
Figura 22 - Modelo do conversor *boost* 50
Figura 23 – Diagrama de blocos representando o sistema de controle do conversor *boost*. 50
Figura 24 - Resposta em frequência das funções GPb e $GMAPIb$..... 53
Figura 25 – Topologia do inversor *full-bridge* conectado a rede elétrica 54
Figura 26 - Diagrama em blocos da malha de controle de corrente e de tensão do inversor 56
Figura 27 - Resposta em frequência das funções Gpv e $GMAPIv$. 58
Figura 28 – Resposta em frequência das funções Gpi e $GMApi$. 60
Figura 29 - Sistema PLL..... 61
Figura 30 – Sistema fotovoltaico para avaliação da técnica de MPPT 64
Figura 31 – Arranjo Fotovoltaico: (a) Caso 1; (b) Caso 2..... 65
Figura 32 – Curvas Características PV: (a) Caso 1 sem sombreamento parcial; (b) Caso 2 com sombreamento parcial..... 66

Figura 33 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); 67

Figura 34 - Resultados de simulações (Caso 2): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PO (50V/div – 5,3A/div - 530W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (20V/div – 5,3A/div - 530W/div, 1s/div). 67

Figura 35 - Curvas características experimental do arranjo PV: (a) Caso 1 sem sombreamento parcial (185W/div, 10ms/div); (b) Caso 2 com sombreamento parcial (100W/div, 10ms/div)..... 68

Figura 36 – Resultados experimentais (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div – 87,5W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 100W/div, 1s/div). 69

Figura 37 – Resultados experimentais (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 55W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 100W/div, 1s/div). 69

Figura 38 - Sistema PV conectado na rede elétrica com estágio CC-CC elevador. 70

Figura 39 - Arranjo Fotovoltaico: (a) Caso 1; (b) Caso 2; (c) Caso 3 71

Figura 40 - Curvas Características PV: (a) Caso 1; (b) Caso 2 ; (c) Caso 3..... 72

Figura 41 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div). 73

Figura 42 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-PO caso 1; (b) Método MPPT-PSO caso 1. 73

Figura 43 - Resultados de Simulação (Caso 2): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div). 74

Figura 44 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO. 74

Figura 45 - Resultados de Simulação (Caso 3): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div). 75

Figura 46 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO. 75

Figura 47 - Curvas de potência do arranjo PV para os Casos 1, 2 e 3 (200W/div; 10ms/div) 76

Figura 48 - Potência extraída do arranjo PV (45V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div): (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO 76

Figura 49 - Correntes injetadas na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO. 77

Figura 50 – Potência extraída do arranjo PV (45V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div): (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO 77

Figura 51 – Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO. 78

Figura 52 – Potência extraída do arranjo PV (45V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div): (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO 78

Figura 53 – Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO. 79

Figura 54 - Sistema PV conectado a rede elétrica sem estágio CC-CC elevador de tensão. 80

Figura 55 – Arranjo PV: (a) Caso (1); (b) Caso (2). 80

Figura 56 - Curvas Características P-V: (a) Caso 1; (b) Caso 2. 81

Figura 57 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (100V/div – 5A/div - 1000W/div, 1s/div); (b Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (100V/div - 5A/div - 1000W/div, 1s/div). 81

Figura 58 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO. 82

Figura 59 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (100V/div - 2A/div - 500W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (100V/div - 5A/div - 500W/div, 1s/div). 82

Figura 60 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO. 83

Figura 61 - Curva de potência do arranjo PV para o caso 2 (450W/div; 10ms/div); Curva de potência do arranjo PV para o caso 2 (200W/div; 10ms/div) 83

Figura 62 - Potência extraída do arranjo PV: (a) Método MPPT-PO (112,5V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div); (b) Método MPPT-PSO (112,5V/div, 3,75A/div, 500W/div; 1s/div) 84

Figura 63 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 5ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO. 84

Figura 64 – Potência extraída do arranjo PV: (a) Método MPPT-P&O (112,5V/div, 3,75A/div, 50W/div; 1s/div); (b) Método MPPT-PSO (112,5V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div) 85

Figura 65 – Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 5ms/div); (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO. 85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eficiência das células fotovoltaicas 25
Tabela 2 – Parâmetros do Método MPPT-PSO 47
Tabela 3 - Especificações para projeto do controlador PI do conversor *boost* 52
Tabela 4 – Especificações para projeto do controlador PI de tensão 57
Tabela 5 – Especificações para Projeto dos Controladores PI de Corrente 59
Tabela 6 – Parâmetros do painel fotovoltaico da SolarWorld® Sunmodule Plus SW 245 64
Tabela 7 – Parâmetros do conversor *boost* 65
Tabela 8– Resultados de simulação referentes à extração da máxima potência do sistema PV para os métodos MPPT-P&O e MPPT-PSO 86
Tabela 9 – Resultados experimentais referentes à extração da máxima potência do sistema PV para os métodos MPPT-P&O e MPPT-PSO 86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PV	*Photovoltaic*
MPPT	*Maximum Power Point Tracking*
PSO	*Particle Swarm Optimization*
P&O	*Perturb & Observ*
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
VSI	*Voltage Source Inverter*
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
PI	Proporcional-Integral
DSP	*Digital Signal Processor*

LISTA SÍMBOLOS

I_{ph}	Fotocorrente
I_r	Corrente de saturação reversa da célula fotovoltaica
R_s	Resistências série
R_p	Resistências em paralelo
q	Carga do elétron, 1,6x10-19 C
η	Fator de idealidade da junção p-n
k	Constante de Boltzmann
T	Temperatura ambiente
I_{cc}	Corrente de curto-circuito por célula fotovoltaica
V_{ca}	Tensão de circuito aberto
α	Coeficiente de temperatura
T_r	Temperatura de referência em Kelvin
G_{sun}	Intensidade de radiação solar em W/m²
I_{rr}	Corrente de saturação em STC
E_G	Energia de banda proibida
P_{MPP}	Potência máxima
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
L	Indutor
D	Diodo
C	Capacitor
S	Chave de potência
P	Potência
R	Resistência
V_o	Tensão de saída
V_{in}	Tensão de entrada
T_s	Tempo total do período de chaveamento
T_{on}	Tempo em que a chave de potência permanece fechada
d	Razão cíclica
n	Número de células *boost*
I_{pv}	Corrente do arranjo fotovoltaico
V_{pv}	Tensão do arranjo fotovoltaico

$\emptyset_1$	Constante positivas que correspondem à ações cognitivas individuais
$\emptyset_2$	Constante positiva que corresponde à ação cognitiva global
R_1, R_2	Números randômicos entre [0,1]
$Pbest$	Melhor posição local
$Gbest$	Melhor posição global
w	Constante inercial
v	Velocidade da partícula
x	Posição da partícula
V_{ref}	Tensão de referência
P_{pv}	Potência do arranjo fotovoltaico
V_s	Tensão da rede elétrica
Psb	Pulso da chave do conversor *boost*
$Ps1, Ps2, Ps3, Ps4$	Pulsos do inversor *full-bridge*
C_{dc}	Capacitor do barramento CC do inversor
V_{dc}	Tensão do barramento CC
I_c	Corrente de compensação
I_c^*	Corrente de referência de compensação do inversor
I_{dc}	Corrente do barramento CC
$\text{sen}(\theta), \cos(\theta)$	Coordenadas do vetor unitário síncrono
V_{PV}^*	Tensão de referência do barramento CC
L_f	Indutância do filtro do inversor
p^*	Potência ativa instantânea de referência
p'	Potência ativa instantânea fictícia
ω_{ff}	Frequência de *feed-forward*
ω	Frequência angular da rede elétrica
ω^*	Frequência angular de referência do PLL
θ^*	Ângulo de referência do PLL
i_α'	Corrente instantânea fictícia no eixo α
i_β'	Corrente instantânea fictícia no eixo β
v_α'	Tensão instantânea fictícia no eixo α
v_β'	Tensão instantânea fictícia no eixo β
V_p	Tensão de pico
L_s	Indutância da rede elétrica
R_{Lf}	Resistência série do indutor de filtragem

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 17
1.1 MOTIVAÇÃO 20
1.2 JUSTIFICATIVA 21
1.3 OBJETIVO GERAL 21
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 21
1.5 CONTRIBUIÇÃO E RELEVÂNCIA DO TRABALHO 22
1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 22
2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 24
2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA 24
2.2 TOPOLOGIAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 28
2.2.1 Topologia de único estágio 29
2.2.2 Topologia de dois estágios 29
2.3 SOMBREAMENTO PARCIAL EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 30
2.4 CONVERSORES CC-CC APLICADOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 32
2.4.1 Conversor CC-CC boost 33
2.4.2 Boost entrelaçado 34
2.4.3 *Boost* quadrático 35
2.4.4 Reboost 35
2.4.5 Charge-pump-reboost 36
2.5 TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA 38
2.5.1 Tensão Constante 38
2.5.2 Condutância Incremental 39
2.5.3 Perturbe e Observe (P&O - Perturb & Observe) 40
2.5.4 Outros Métodos de MPPT 41
2.6 CONCLUSÃO 41
3 TÉCNICA DE MPPT BASEADA NA OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS 42
3.1 OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS 42
3.2 MOVIMENTO DAS PARTICULAS 43
3.3 APLICAÇÃO DO MÉTODO MPPT-PSO 43
3.4 FUNÇÃO OBJETIVO 44
3.5 CONDIÇÃO DE REINICIALIZAÇÃO DO ALGORITIMO 45
3.6 CONCLUSÃO 47
4 MODELAGEM E CONTROLE DOS CONVERSORES 49
4.1 MODELAGEM DO CONVERSOR *BOOST* EM MODO CORRENTE 49
4.2 METODOLOGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES 51
4.2.1 Controlador do conversor *boost* 52
4.3 CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA 54

4.3.1 Controlador da malha de tensão 56
4.3.2 Controlador da malha de corrente 58
4.4 SISTEMA DE DETECÇÃO DE ÂNGULO DE FASE (PLL) 60
4.5 CONCLUSÃO 62
5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE ELÉTRICA 63
5.1 DADOS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS 63
5.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A UMA CARGA 64
5.2.1 Resultados de Simulações 66
5.2.2 Resultados experimentais 67
5.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO COM CONVERSORES DE DOIS ESTÁGIOS 70
5.3.1 Resultados de simulações 72
5.3.2 Resultados experimentais 75
5.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO COM CONVERSORES DE UM ÚNICO ESTÁGIO . 79
5.4.1 Resultados de simulações 81
5.4.2 Resultados experimentais 83
5.4.3 Resumo resultados 86
5.5 CONCLUSÃO 87
6 CONCLUSÕES 88
6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS 89
6.2 TRABALHOS PUBLICADOS 89
REFERÊNCIAS 91
APÊNDICE A 96

1 INTRODUÇÃO

Devido ao grande aumento do consumo de energia elétrica em âmbito mundial, tem-se investido muitos esforços em pesquisas e aplicações na área de fontes energéticas. O desenvolvimento de novas tecnologias em que se busca a redução da emissão de poluentes e a diminuição da degradação do meio ambiente aponta para o uso de fontes de energia renováveis como uma melhor opção. O sol, por sua vez, é uma fonte de energia inesgotável, tanto em forma de luz quanto em forma de calor. Ele também é responsável por grande parte de outras fontes de energia na terra (CEPEL, 2014). A Figura 1 ilustra diversos tipos de fontes renováveis de energia elétrica.

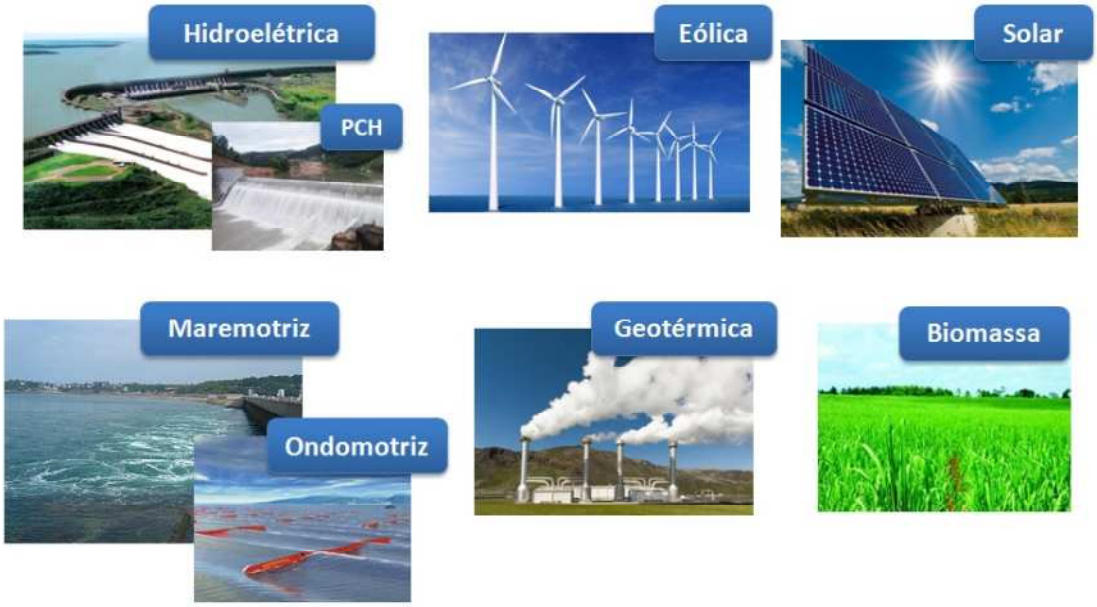


Figura 1 – Fontes renováveis de energia elétrica
Fonte: NEOSOLARENERGIA (2014)

A conversão de energia solar na forma de luz em energia elétrica se dá através dos sistemas fotovoltaicos (*Photovoltaic* - PV). Estes sistemas caracterizam-se como uma das fontes de energias renováveis bastante cotada para a contribuição de geração de suprimento extra de energia elétrica, pois a conversão de energia é ‘limpa’, ou seja, é uma fonte de energia livre de emissões de gases e não degrada o meio ambiente. Além disso, os painéis solares, que são responsáveis pela captação da radiação solar, possuem alta confiabilidade e durabilidade, de forma que, muitos países têm investido nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, em função dos benefícios encontrados neste tipo de geração de

energia (AGORRETA et al., 2011; ISHAQUE, K.; SALAM, 2013; LI et al., 2011; SERBAN; SERBAN, 2010).

Em países desenvolvidos, órgãos governamentais tem apoiado através de incentivos a instalação de sistemas fotovoltaicos. Nas últimas décadas a produção de energia elétrica solar vem crescendo quase que de forma exponencial. A Figura 2 mostra a evolução da produção deste tipo de energia em diferentes regiões do planeta.

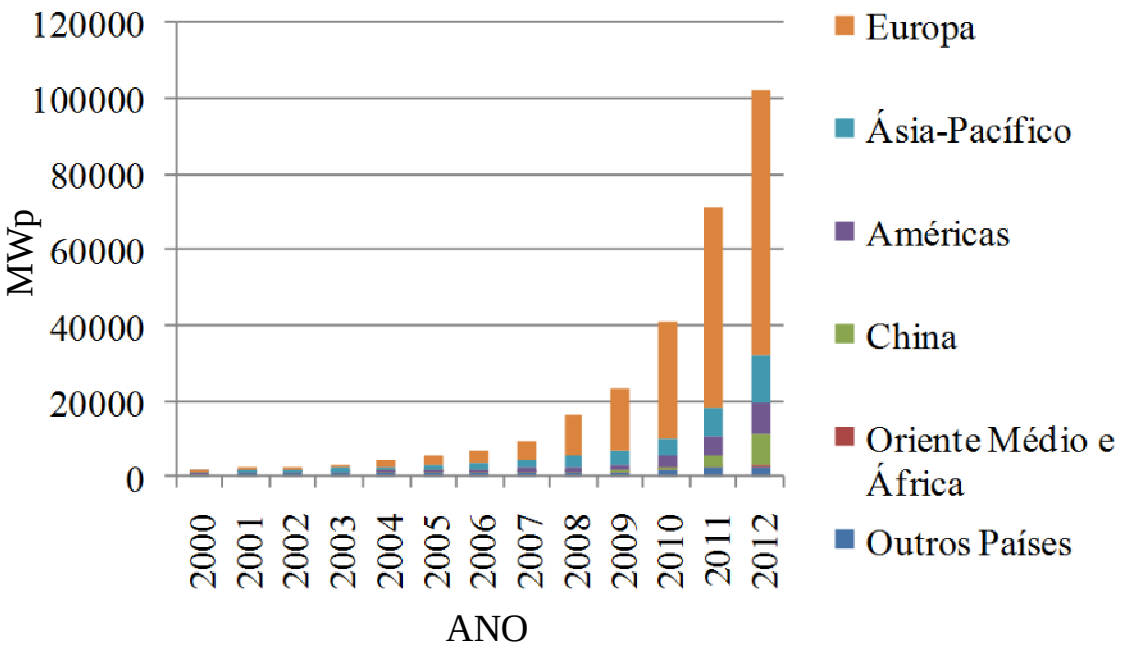


Figura 2 - Evolução da potência instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo
Fonte: Adaptado de EPIA (2013)

Apesar dos sistemas fotovoltaicos estarem se tornando importantes na matriz energética, eles apresentam alguns desafios, pois, os dispositivos utilizados para o condicionamento de energia, assim como as técnicas de controle empregadas para o funcionamento do sistema, devem garantir que o sistema forneça a máxima potência disponível, além de uma elevada eficiência. Devido a algumas características destes sistemas, isso se torna um desafio para a engenharia, pois estes apresentam curvas características de corrente-tensão (I-V) não lineares, as quais são fortemente influenciadas pelos fatores de radiação solar e temperatura (DENIZAR; MARCIO, 2008). Outro fator importante a ser considerado está relacionado com a eficiência das células fotovoltaicas, situando-se, na maioria das vezes, numa faixa entre 10% e 38%, dependo da tecnologia do material utilizado para a sua confecção (CEPEL, 2014). Para um melhor aproveitamento da energia elétrica gerada por estes sistemas, diversas topologias de conversores, bem como técnicas de controle

e rastreamento de máxima potência têm sido desenvolvidas. (BRITO et al., 2013; KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005).

As técnicas de rastreamento de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) são usadas para garantir que a máxima potência disponibilizada nos sistemas fotovoltaicos durante seu período de funcionamento seja aproveitada. Uma técnica de MPPT bastante difundida e utilizada é conhecida por Perturbe e Observe (*Perturb & Observe* - P&O). Esta técnica, além de possuir uma boa capacidade de rastreamento da máxima potência, é também de fácil implementação. Uma das principais desvantagens desta técnica é a perda de energia causada pelas oscilações em torno do ponto de máxima potência. Em situações em que os arranjos fotovoltaicos são submetidos a um sombreamento parcial, esta técnica pode ou não convergir para um ponto de máxima potência global dependendo do ponto de operação (JI; et al., 2011).

Com o aumento da utilização dos sistemas fotovoltaicos em meio aos grandes centros urbanos, fica cada vez mais difícil a instalação dos painéis em regiões onde não apresentem sombreamento parcial, pois prédios, árvores, construções, torres, dentre outros, podem interferir ocasionando sombras na distribuição de radiação sobre os arranjos solares, influenciando no desempenho das técnicas de MPPT tradicionais.

Para contornar os problemas apresentados nos algoritmos de rastreamento de máxima potência tradicionais, este trabalho apresenta uma técnica de MPPT baseado no método de otimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO) (KENNEDY; EBERHART, 1995). O método proposto busca o ponto de máxima potência global quando o arranjo fotovoltaico está sujeito, por exemplo, a uma condição de sombreamento parcial. Alguns métodos de MPPT baseado em PSO têm sido apresentados na literatura (ISHAQUE, K.; SALAM, 2013; ISHAQUE, K. et al., 2012; MIYATAKE, M. et al., 2011; RENAUDINEAU; DONATANTONIO; FONTCHASTAGNER, 2015; YI-HWA, 2012), porém, a maneira de implementação se difere uma das outras em cada literatura.

Neste trabalho é desenvolvida duas técnicas MPPT baseada em PSO e P&O aplicadas em duas topologias de conversores: a primeira contendo o estágio de elevação de tensão através de um conversor CC-CC *boost*, onde será empregada a técnica de MPPT tradicional P&O e comparada com o método proposto MPPT-PSO. A saída do conversor *boos*t será conectada ao barramento CC de um inversor monofásico tipo ponte completa (*full-bridge*) CC-CA que adequará a energia para a utilização convencional; a segunda topologia é implementada sem estágio CC-CC elevador, na qual a técnica de MPPT-P&O e MPPT-PSO serão aplicadas diretamente sobre o controle do barramento CC do inversor. Em seguida, uma

análise comparativa referente ao desempenho das duas técnicas de MPPT estudadas são realizadas.

1.1 MOTIVAÇÃO

A radiação solar possui a característica de ser uma fonte inesgotável de energia. No entanto, um dos principais desafios relacionados à geração desse tipo de energia está na fabricação e eficiência dos painéis fotovoltaicos, aliado ao processamento desta energia para viabilizar a sua utilização.

Normalmente, para a obtenção de níveis de tensão adequados e utilização dos conversores que injetarão a energia produzida na rede elétrica, os painéis são combinados em série, formando as chamadas *strings*. Contudo, esse tipo de conexão dos painéis podem receber de maneira não uniforme a radiação solar, pois dependem de áreas maiores para instalação. Sendo assim, a combinação em série de painéis PV estão mais sujeitos a serem afetados pelo sombreamento parcial, fazendo com que toda a estrutura de arranjo PV fique limitada a níveis mais baixos de potência.

A utilização de conversores CC-CC com característica elevadora de tensão permite reduzir a quantidade de painéis associados em série em uma *string*, além de permitir a realização do controle com rastreamento de máxima potência independente de cada *string* ou até mesmo de um único painel. A conexão direta de uma *string* no barramento CC de um conversor CC-CA pode ser uma estratégia viável, quando se pensa em termos de eficiência (KJAER et al., 2005). Porém, o nível de tensão de uma *string* conectada diretamente no barramento do inversor deve ser mais elevado.

Portanto, formas de conexões de arranjos fotovoltaicos e tipos de conversores a serem empregados no condicionamento de energia vêm sendo estudados (KJAER et al., 2005), assim como as técnicas de MPPT e controle aplicada nos conversores (ISHAQUE, K.; SALAM, 2013; ISHAQUE, K. et al., 2012; MIYATAKE, M. et al., 2011; RENAUDINEAU et al., 2015; YI-HWA, 2012).

O método MPPT-PSO proposto neste trabalho atua na geração de referência de controle para os conversores CC-CC e CC-CA, que pode ser adaptado para geração de referência de tensão ou de corrente, dependendo da topologia, diferente de alguns métodos propostos na literatura que atuam diretamente na geração de razão cíclica do conversor CC-

CC (ISHAQUE, K.; SALAM, 2013; ISHAQUE, K. et al., 2012; MIYATAKE, M. et al., 2011).

1.2 JUSTIFICATIVA

O problema relacionado ao sombreamento em *strings* de sistemas fotovoltaicos podem causar grandes perdas energéticas. Técnicas de MPPT tradicionais não conseguem contornar os problemas relacionados aos sombreamentos parciais em arranjos fotovoltaicos, devido a presença de máximos locais na curva de potência-tensão (P-V) do sistema. Quando se pensa em rendimento e maximização da extração da máxima potência, as técnicas de MPPT devem ser capazes de contornar tais problemas.

Este trabalho tem como proposta a implementação de uma técnica de MPPT baseada no método PSO, que contorne os problemas de máximos locais causados por sombreamento parcial, maximizando a extração da potência disponível nos arranjos fotovoltaicos. Também é realizada a comparação do método MPPT proposto com uma técnica tradicional conhecida como P&O.

1.3 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo geral realizar um estudo e implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, utilizando uma técnica de MPPT baseada no método de otimização por enxame de partículas.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Implementar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica utilizando um estágio CC-CC elevador de tensão;
- Implementar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica sem o estágio CC-CC elevador de tensão;
- Desenvolver a técnica de MPPT baseada em PSO para contornar problemas de sombreamento parcial sobre arranjos fotovoltaicos;

- Avaliar, por meio de simulações numéricas e experimentações, a técnica de MPPT-PSO aplicada no controle de conversores conectados à rede elétrica;
- Comparar a técnica de MPPT-PSO proposta com a técnica convencional MPPT-P&O para avaliar seus desempenhos.

1.5 CONTRIBUIÇÃO E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A contribuição deste trabalho consiste no desenvolvimento de uma técnica de MPPT-PSO diferente da apresentada na literatura, onde o método proposto foi adaptado para duas topologias de conversores distintas, trabalhando com a geração de referência de corrente ou de tensão. Neste caso também, a técnica MPPT-PSO proposta apresenta um número reduzido de iterações no algoritmo, assim como um número pequeno de partículas empregadas na solução do problema ocasionando uma menor perturbação no sistema durante o processo de busca do algoritmo.

Também foi realizada a comparação entre dois algoritmos de rastreamento de máxima potência, o MPPT-PSO proposto no trabalho e o método MPPT-P&O que é um método de rastreamento tradicional encontrado na literatura. Além disso, foram testados os algoritimos de MPPT em três topologias de conversores.

1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em seis capítulos como descrito a seguir:

No capítulo 2 é descrito o modelo matemático de uma célula fotovoltaica, as partes que compõem um sistema de geração fotovoltaica, o efeito de sombreamento parcial sobre o mesmo, os principais conversores CC-CC utilizados para o processamento de energia fotovoltaica e as principais técnicas utilizadas para o controle dos conversores para extração da máxima potência.

No capítulo 3 é apresentada a técnica de MPPT-PSO proposta no trabalho, onde é descrito o processo de implementação e aplicação em sistemas fotovoltaicos.

No capítulo 4 são apresentadas duas topologias de processamento da energia fotovoltaica e conexão com a rede elétrica. Uma das topologias o MPPT é realizado pelo conversor CC-CC elevador, o qual é conectado ao barramento CC do inversor e este, por sua vez, conectado à rede elétrica. A outra topologia dispensa o uso do conversor CC-CC

elevador, pois o arranjo PV é conectado diretamente ao barramento CC do inversor. Neste caso, um número maior de painéis PV devem ser conectados em série, bem como o MPPT é realizado pelo inversor de conexão com a rede.

No capítulo 5 são mostrados os resultados de simulação e experimentação, enquanto que no capítulo 6 são apresentadas as considerações finais deste trabalho e as propostas de continuidade.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

As células fotovoltaicas geram eletricidade a partir da radiação solar incidente sobre as mesmas. A energia elétrica produzida não é apropriada para as cargas residenciais convencionais, por isso necessitam do uso de conversores de potência para a padronização. Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica requer o uso de um conjunto de equipamentos e técnicas na área de eletrônica de potência e controle.

Será apresentado neste capítulo como é gerada a energia fotovoltaica e como os efeitos de sombreamentos parciais influenciam sobre os arranjos PV. Além disso, são apresentados os principais métodos de condicionamento da energia em arranjos fotovoltaicos no estágio CC e ainda, os algoritmos de MPPT aplicados em conversores CC-CC para aumentar a eficiência e maximização de potência extraída dos arranjos fotovoltaicos.

2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Uma célula solar ou fotovoltaica é um dispositivo semicondutor que consiste em absorver energia luminosa incidente sobre o dispositivo e converter em energia elétrica. As células fotovoltaicas são formadas basicamente por duas camadas de material semicondutor formando uma junção p-n como mostra a Figura 3.

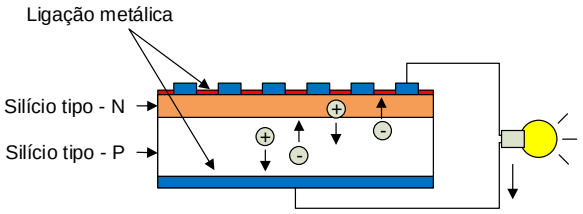


Figura 3 - Esquema básico de uma célula fotovoltaica
Fonte: Adaptado de Electrónica (2014).

Os materiais semicondutores mais apropriados a conversão de energia elétrica, são aqueles que apresentam maior sensibilidade a luz visível fornecendo um maior produto corrente por tensão (CEPEL, 2004). Os principais materiais utilizados em células fotovoltaicas são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Eficiência das células fotovoltaicas

Tecnologia	Eficiência (%)
Silício Monocristalino	$25 \pm 0{,}5$
Filmes finos	$20{,}1 \pm 0{,}4$
Silício Amorfo	$10{,}1 \pm 0{,}3$
Silício Multicristalino	$20{,}4 \pm 0{,}5$
Multijunção (InGaP/GaAs/InGaAs)	$37{,}7 \pm 1{,}2$

Fonte: Adaptado de (GREEN et. al., 2013)

A eficiência das células solares está diretamente relacionada com o material utilizado em sua fabricação.

Existem vários modelos matemáticos para expressar o comportamento de uma célula fotovoltaica (GOW; MANNING, 1999; YU, 2002). Em modelos mais simples, a célula é representada por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Porém, é de suma importância a utilização de um modelo que represente as características não ideais das células, utilizando para isso as resistências série e a paralela como mostrado na Figura 4.

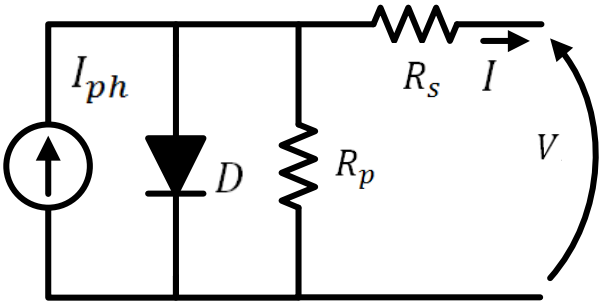


Figura 4 - Circuito Equivalente da célula fotovoltaica
Fonte: Adaptado de GOW (1999).

Em (GOW; MANNING, 1999) é representado o modelo matemático que contempla um modelo não ideal. Na Equação (1) é apresentado como é gerada a corrente em uma célula fotovoltaica.

$$I = I_{ph} - I_r \left[e^{q\left(\frac{V+IR_s}{\eta kT}\right)} - 1 \right] - (V + IR_s)/R_p \tag{1}$$

Onde os parâmetros são descritos por:

- V, I – Tensão e corrente nos terminais de saída da célula solar;
- I_{ph} – Fotocorrente;
- I_r – Corrente de saturação reversa do diodo;
- R_s, R_p– Resistências série e paralela da célula;

- q – Carga do elétron, $1{,}6 \times 10^{-19}\ C$;
- η – Fator de idealidade da junção p-n;
- k – Constante de Boltzmann, $1{,}38x10^{-23}\ J/K$;
- T – Temperatura ambiente, K;

O parâmetro I_{ph} depende dos valores da radiação solar e da temperatura incidentes na célula solar. A corrente fotoelétrica I_{ph} é descrita pela Equação (2). Já pelas Equações (3) e (4) podem ser obtidos os parâmetros I_r e I_{rr} respectivamente.

$$I_{ph} = [I_{cc} + \alpha(T - T_r)]\frac{G_{sun}}{1000} \tag{2}$$

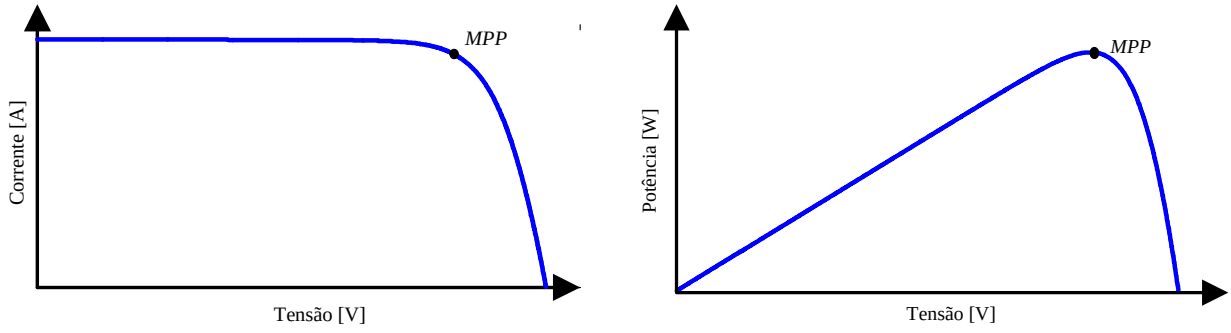
$$I_r = I_{rr}\left(\frac{T}{T_r}\right)^3 e^{\left[\frac{qE_G}{\eta k}\left(\frac{1}{T_r}-\frac{1}{T}\right)\right]} \tag{3}$$

$$I_{rr} = \frac{I_{cc} - \frac{V_{ca}}{R_p}}{e^{\frac{qV_{ca}}{\eta k T_r}} - 1} \tag{4}$$

Os parâmetros das equações (2), (3) e (4) são denominados a seguir:

- I_{cc} - é a corrente de curto-circuito por célula;
- V_{ca} - é a tensão de circuito aberto;
- α - coeficiente de temperatura de $\mathrm{I_{sc}}$;
- T_r - Temperatura de referência em Kelvin, $298K$;
- G_{sun} - Intensidade de radiação solar em $\frac{W}{m^2}$;
- I_{rr} - Corrente de saturação reversa de referência em STC;
- E_G - Energia de banda proibida ($1{,}1eV$);

A solução das equações do modelo matemático resulta na curva não linear característica I-V e P-V da célula fotovoltaica, como mostram a Figura 5 (a) e (b), respectivamente.



(a) **(b)**

Figura 5 - Curva característica (a) I-V da célula fotovoltaica (b) P-V da célula fotovoltaica.

Onde MPP (*Maximum Power Point*) significa a região de operação em que o arranjo opera com a máxima potência.

A radiação solar incidente em uma célula influencia diretamente no nível de corrente que ela pode produzir. Conforme a variação da radiação solar, a corrente da célula solar sofre uma maior influência como mostra a Figura 6. Já a Figura 7 mostra o comportamento da curva I-V sob variação da temperatura sobre as células solares. Nota-se que a temperatura pouco influencia na produção de corrente, por outro lado, a tensão já apresenta uma variação mais considerável.

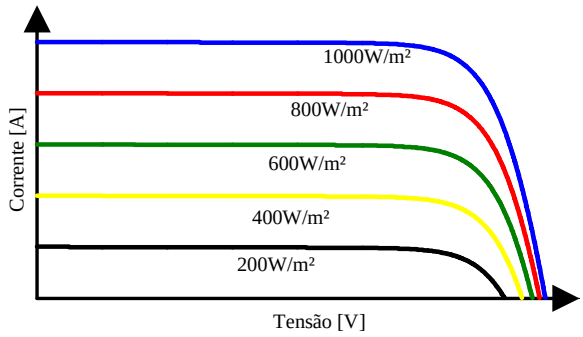


Figura 6 – Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação solar.

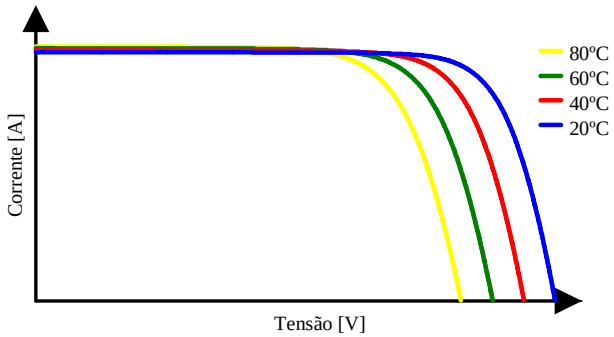


Figura 7 - Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura.

Os resultados apresentados na Figura 6, mostram diferentes níveis de radiação solar incidentes em um arranjo fotovoltaico. Porém, a distribuição da radiação solar e da

temperatura sobre ele é dada de maneira uniforme, ou seja, não há sombreamento parcial ou pontos com diferentes níveis de radiação sobre o mesmo.

As variações de temperatura e radiação solar resultam em mudanças no ponto de operação, de tal forma que uma variação na tensão e/ou na corrente influencia na extração da máxima potência.

2.2 TOPOLOGIAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os painéis ou módulos solares são formados através da associação das células em série ou em paralelo, pois uma única célula isolada produz uma tensão/corrente de saída baixa. Os painéis podem ser associados em série, paralelos ou uma combinação entre os dois, formando os arranjos fotovoltaicos, como mostrado na Figura 8. Atualmente, tem-se utilizado modelos de arranjos em forma de *strings*, ou seja, uma associação em série de painéis fotovoltaicos, cuja associação tende a aumentar a tensão de saída para uma dada aplicação. Para atingir níveis de potência específicos uma conexão em paralelo também se faz necessária.

A conexão de painéis em paralelo pode ser um problema quando há sombreamento parcial sobre o arranjo, sendo necessária a utilização de diodos de potência em série com cada *string*, evitando a circulação de corrente reversa entre elas por se tratarem de fontes em paralelo. Este diodo também reduz a eficiência do sistema, sendo desejável utilizar um conversor por string.

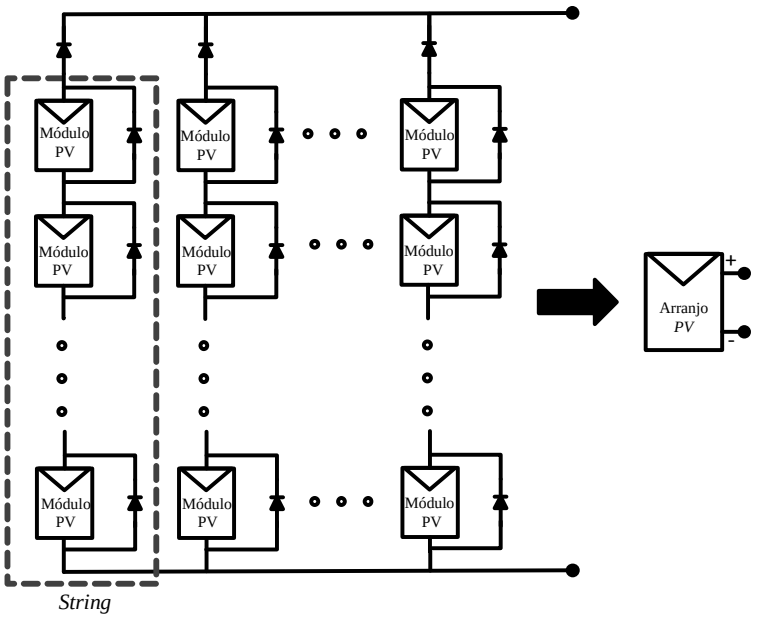


Figura 8 - Configurações de painéis fotovoltaicos

2.2.1 Topologia de único estágio

A Figura 9 apresenta a topologia para sistemas fotovoltaicos onde é utilizado apenas o estágio CC-CA de conversão de energia. Essa topologia foi uma das pioneiras para utilização de sistemas fotovoltaicos conectado na rede elétrica (MEINHARDT, CRAMER, et al. 2000). Esse tipo de topologia pode ser utilizada em sistemas monofásicos e trifásicos.

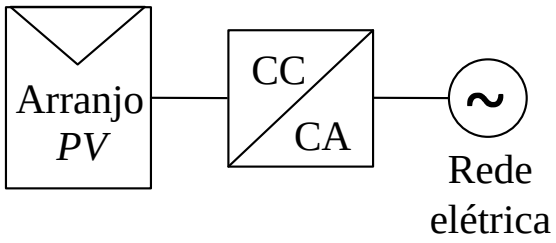


Figura 9 - Topologia com um único estágio.

Para aplicações de um único estágio, as tensões fornecidas pelos arranjos fotovoltaicos devem ser superiores a da tensão de pico da rede elétrica a qual o conversor será conectado. Sendo assim, um maior número de painéis será necessário para a adequação da tensão desejada.

Para aumentar a potência dos sistemas fotovoltaicos de um único estágio, sem aumentar por demasiado a tensão do sistema, utiliza-se *strings* em paralelo fornecendo assim uma maior corrente ao sistema. Como este tipo de topologia utiliza apenas um conversor para processar toda a energia disponível no arranjo, as perdas nos elementos em série das *strings* e a dificuldade no rastreamento da máxima potência podem ser considerados uma desvantagem.

2.2.2 Topologia de dois estágios

Na topologia apresentada na Figura 10, o sistema é composto por dois estágios de processamento de energia distintos.

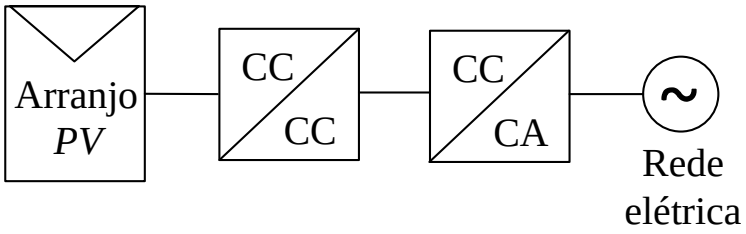


Figura 10 - Topologia com dois estágios.

O primeiro estágio CC-CC é designado ao rastreamento do ponto de máxima potência, ou seja, garante a máxima potência disponível no arranjo. Além disso, este estágio assegura a tensão necessária para o funcionamento adequado do segundo estágio.

O segundo estágio CC-CA está relacionado à disponibilização da energia gerada pelo arranjo fotovoltaico na rede elétrica. Uma das desvantagens de utilizar a topologia de sistemas fotovoltaicos de dois estágios está na possível redução da eficiência dos mesmos, quando comparada a topologia de um único estágio. Porém, este tipo de topologia promove o desacoplamento das variáveis de controle do rastreamento da máxima potência com as variáveis de controle de injeção da corrente elétrica na rede.

Por possuir um estágio CC-CC elevador de tensão, a topologia de sistema fotovoltaico de dois estágios permite a utilização de um número menor de painéis associados em série e possibilita uma maior faixa de operação de tensão de entrada.

Quando os arranjos fotovoltaicos são submetidos a sombreamentos parciais, os painéis conectados em série ficam limitados aos níveis de corrente do painel de pior desempenho.

Porém, em condições de sombreamento parcial incidente nos painéis fotovoltaicos, há uma mudança no comportamento do pico de potência, ou seja, as características de corrente e tensão são alteradas, e os módulos apresentam pontos de máximos locais e global de potência.

2.3 SOMBREAMENTO PARCIAL EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Baseado nas configurações adotadas em um arranjo fotovoltaico pode-se obter diferentes níveis de tensão e corrente. Quando há um sombreamento incidente parcialmente sobre um arranjo fotovoltaico, a curva característica se modifica devido à dependência do sistema com relação à radiação solar e a temperatura. Desta forma, em um mesmo arranjo fotovoltaico podem existir pontos com radiações solares e temperaturas diferentes.

As características de sombreamento parcial podem ser observadas em *strings* instaladas em meio urbano, onde o sombreamento parcial pode ser ocasionado por prédios, torres, estruturas, os quais se interpõem a radiação solar. Outra maneira de se obter pontos de sombreamento parcial em uma *string* está relacionada ao posicionamento no ato de instalação dos painéis.

Considerando um arranjo fotovoltaico sombreado parcialmente conforme a Figura 11, podem-se obter três pontos com diferentes níveis de radiação solar sobre o arranjo fotovoltaico. A Figura 12 mostra o comportamento da corrente em função da tensão do arranjo quando há essa diferença de radiação solar. Já na Figura 13, fica evidente esses pontos de potência em relação à tensão.

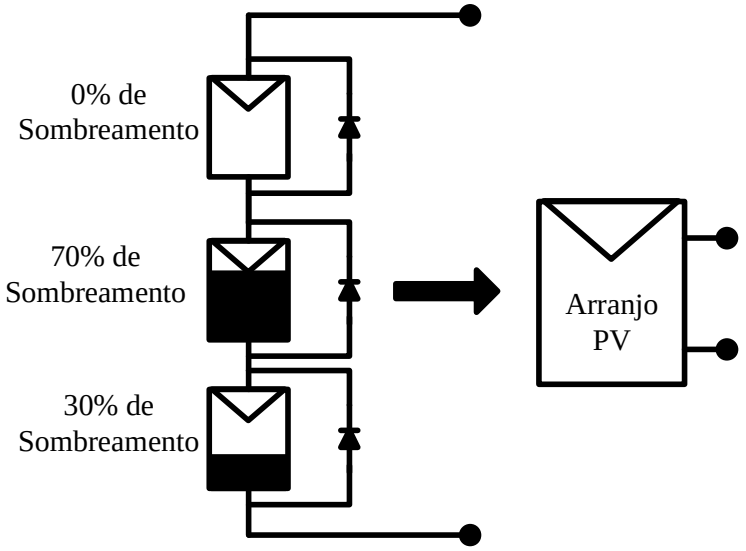


Figura 11. Configuração de um arranjo fotovoltaico sombreado parcialmente

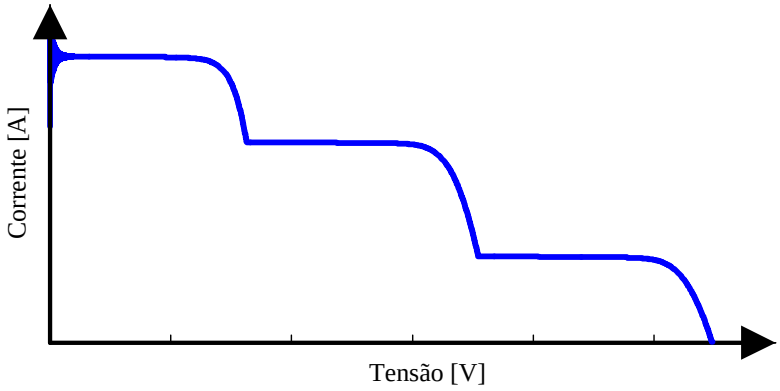


Figura 12 – Características de I-V do arranjo fotovoltaico sob efeito de sombreamento parcial.

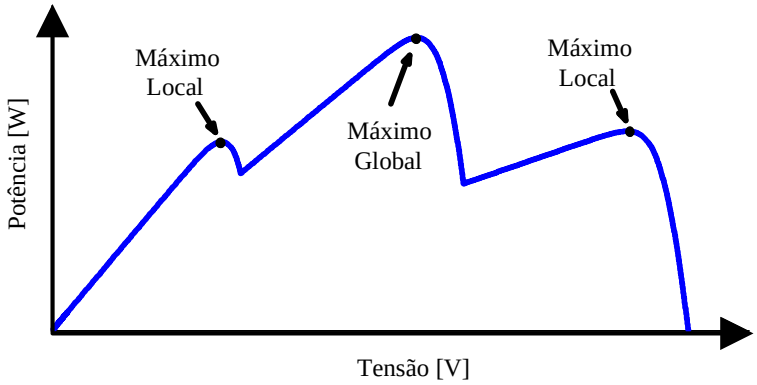


Figura 13. Características de P-V um arranjo fotovoltaico sobre condições de sombreamento

O arranjo fotovoltaico da Figura 13 demonstra a ocorrência de dois máximos locais e um global. Essa característica pode representar um problema para métodos de MPPT tradicionais, que na maioria das vezes não é capaz de contornar a ocorrência de um máximo local, ficando assim restrito a um ponto de menor potência.

2.4 CONVERSORES CC-CC APLICADOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Geralmente, a tensão de saída de um único painel fotovoltaico pode ser relativamente baixa, normalmente situada entre 12V e 40V. Portanto, para sua utilização, muitas vezes é necessário um estágio de elevação de tensão para adequação ao nível de tensão requerida pelos inversores conectados à rede elétrica.

A opção tradicional é a conexão de *strings* com maior número de painéis (HUTCHENS; WENSONG; JIH-SHENG, 2010). Todavia, transtornos em relação à incompatibilidade dos módulos e eventuais pontos de sombras, especialmente em áreas urbanas, interferem negativamente na potência de saída (LI et al., 2011), haja visto que, tais painéis entregam corrente contínua proporcional à radiação solar recebida por suas células. Nessas situações é mais viável a utilização da conexão paralela, a qual, contudo, não eleva a tensão na saída.

São diversas as aplicações que demandam o uso de conversores de corrente contínua. Especificamente, na maioria dos casos, para sistemas fotovoltaicos, os conversores devem ser do tipo elevadores de tensão, tendo, basicamente, as seguintes características em comum:

a) Elevado ganho de tensão: Em geral, tensão na saída maior que seis vezes a tensão na entrada é requerida. No que tange esse aspecto, as duas maiores preocupações são a respeito da elevada corrente na entrada e tensão na saída (QUN; LEE, 2003). Grandes magnitudes de corrente provocam grandes esforços e perdas ôhmicas no enrolamento do indutor presente na entrada. Elevadas tensões causam problemas de recuperação reversa nos diodos retificadores e/ou chaves estáticas, exigindo componentes de maior capacidade de bloqueio, dependendo da topologia.

b) Elevada eficiência: A maioria dos painéis apresenta eficiência não superior a 38%, sendo, portanto, considerada muito baixa em comparação com outras fontes de energia alternativa, como eólica ou célula combustível. Logo, o condicionamento da energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico deve apresentar rendimento superior a 90%, de modo a permitir que a energia do sistema seja aproveitada da melhor forma possível (ALVES, 2013).

c) Não é requerida isolação galvânica: Alguns conversores que possuem tal característica como o reboost e o charge-pump-reboost (BUTICCHI et al., 2010). Tal característica possui tanto vantagens quanto desvantagens. Todavia, recentemente, para aplicações de potência pouco elevada, a isolação galvânica tem sido removida com a finalidade de aumentar a eficiência e reduzir custos (BUTICCHI et al., 2010).

Resumindo, o que se procura é um conversor CC-CC que proporcione elevados ganhos com o maior rendimento possível, para que o investimento aplicado na implantação de arranjos fotovoltaicos seja amortizado em tempo reduzido, uma vez que seu custo inicial ainda é considerado alto.

Algumas topologias de conversores CC-CC que podem ser utilizadas a fim de elevar a tensão contínua disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos serão apresentadas a seguir, as quais permitem utilização em inversores conectados à rede elétrica.

2.4.1 Conversor CC-CC boost

O conversor boost (ou *step-up*) é considerado o mais comum conversor CC-CC elevador de tensão, sendo o preferido para esta finalidade em função de suas baixas perdas condutivas e simplicidade (TSENG; LIANG, 2004). Esse proporciona, facilmente, baixos ganhos de tensão, contudo, quando se necessita ganhos mais elevados as dificuldades de operação o inviabilizam seu uso. A Figura 14 exibe sua topologia. Como pode ser observado, esse conversor CC-CC utiliza apenas um indutor L1, um capacitor C_o, um diodo D_1 e uma chave S_1 de alta frequência. Dada uma tensão de entrada, V_{in}, é obtida na saída uma tensão $\mathrm{V_o}$ sempre superior ou igual à tensão $\mathrm{V_{in}}$.

A Equação (5) exibe o ganho de tensão do conversor boost no modo de condução contínua. A razão entre o tempo no qual a chave se encontra ligada ($\mathrm{T_{on}}$) e o tempo total do período ($\mathrm{T_s}$) é conhecida como razão cíclica D, ou seja, $D = \mathrm{T_{on}}/\mathrm{T_s}$.

$$\frac{Vo}{V_{in}} = \frac{1}{1 - D} \tag{5}$$

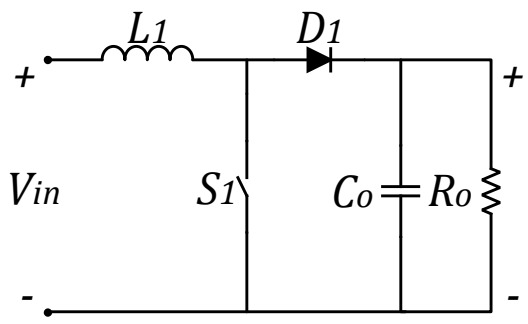


Figura 14 – Conversor CC-CC boost

Verifica-se que, teoricamente, o ganho de tensão tende ao infinito quando a razão cíclica se aproxima de um. Na prática, contudo, o ganho de tensão é limitado devido ás perdas associadas aos elementos passivos de filtragem (indutor e capacitor), bem como aos semicondutores (chave de potência e diodo) (TSENG; LIANG, 2004). Quanto mais elevada à razão cíclica, maior é o tempo no qual a chave permanece fechada, maior é a ondulação de corrente nos componentes e maiores são as perdas na chave e no diodo (LI et al., 2011). Da mesma forma, sérios problemas de recuperação reversa no diodo retificador da saída podem ser ocasionados, uma vez que este conduz por um período de tempo extremamente curto. Concluindo, uma elevada razão cíclica degrada radicalmente a eficiência do conversor, e, portanto, deve ser evitada.

2.4.2 Boost entrelaçado

O conceito de *boost* entrelaçado *(interleaved)* busca melhorar o funcionamento do conversor *boost* convencional acrescentando uma ou mais células *boost* em paralelo, cada uma contendo um novo indutor, chave de potência e diodo. Basicamente, cada nova célula aumenta a potência que pode ser entregue pelo conversor, permitindo obter um ganho maior de tensão pela redução dos esforços de corrente (ALVES, 2013). Caracterizam-se também como vantagens desta topologia (LI et al., 2011): minimização da ondulação de corrente; redução do tamanho dos componentes passivos; menor aquecimento pela distribuição da corrente entre as células; melhora da resposta transitória. A Figura 15 exibe a topologia do conversor *boost interleaved* com duas células.

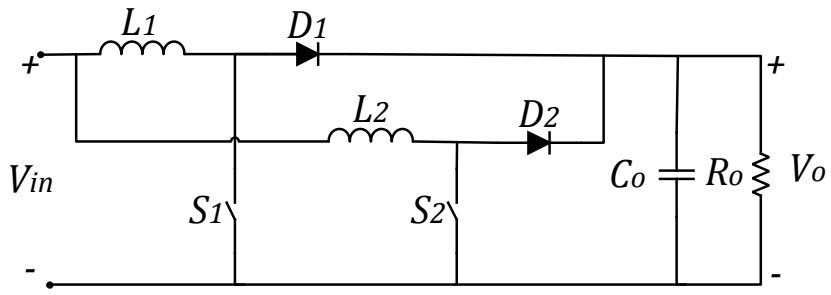


Figura 15 – Conversor *Boost Interleaved*

2.4.3 *Boost* quadrático

Também conhecido como conversor *boost* em cascata de dois estágios, esse conversor CC-CC é uma opção quando se necessita elevados ganhos sem incrementar a razão cíclica a níveis extremos. O ganho estático do *boost* quadrático é o dobro do *boost* convencional. De fato, o ganho ocorre em progressão geométrica de acordo com o número de estágios inseridos (LUO; YE, 2004). Cada estágio adiciona um indutor, um capacitor e um diodo, configurados conforme a Figura 16.

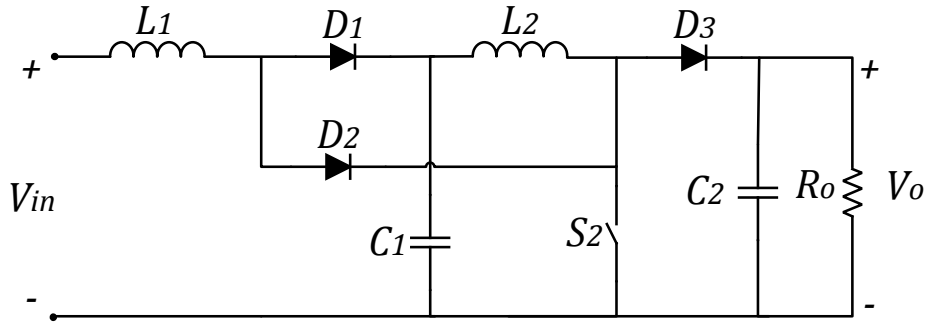


Figura 16 – Conversor *Boost* Quadrático

2.4.4 Reboost

O conversor CC-CC isolado *flyback* pode alcançar altos níveis de ganhos de tensão. Contudo, este apresenta baixa eficiência em função da reatância de dispersão (TSENG; LIANG, 2004). A fim de melhorar esse requisito foi concebido o conversor *reboost*, que pode ser observado na Figura 17.

A principal adversidade relativa ao *flyback* é justamente o fato de que toda a energia entregue à saída circula obrigatoriamente pelo transformador, gerando perdas e esforços extras nas chaves semicondutoras (ALVES, 2013). Portanto, a proposta do conversor *reboost*

é criar um caminho de fluxo de energia direto da entrada para a saída, fazendo com que parte da energia não mais circule pelo transformador. Tal caminho é chamado de *actived clamped circuit* e é responsável por reciclar a energia antes perdida pela reatância de dispersão (LIANG; TSENG, 2005). O capacitor C_C ainda suprime os picos de tensão que possam surgir na chave *S* durante o período transitório do chaveamento.

Como resultado dessas modificações, pode-se dizer que o reboost é formado por duas topologias distintas: o *flyback* e o *boost*. Percebe-se que o transformador, a chave S e o diodo de saída D_o formam o conversor *flyback*; enquanto que o primário do transformador, a chave S e o diodo D_C constituem o boost. Em razão disso, o conversor *reboost* é mais conhecido como *boost-flyback*. Além disso, uma pequena modificação no circuito é amplamente mais estudada na literatura: o capacitor da saída C_o não é conectado à referência, mas sim ao terminal do secundário do transformador. Essa adaptação não modifica o ganho do conversor, mas permite que um menor capacitor seja utilizado.

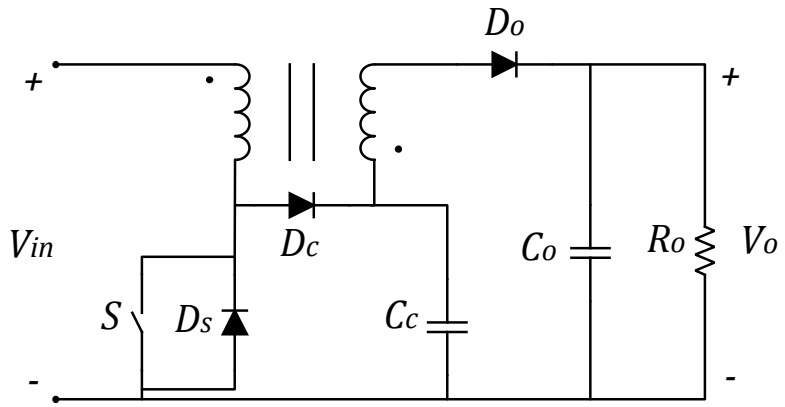


Figura 17 - Conversor Reboost

2.4.5 Charge-pump-reboost

Com o intuito de amenizar a alta variação de corrente na entrada provocada pelo conversor reboost, foi concebido o conversor charge-pump reboost, o qual pode ser observado na Figura 18. A diferença é a adição de um circuito denominado charge-pump (composto por um capacitor e um diodo), o qual permite a continuidade da corrente de entrada com poucas modificações no circuito, mas garantindo um alto ganho estático (G) e redução de esforços nos elementos semicondutores (ALVES, 2013).

Analisando a topologia deste conversor, nota-se que o charge-pump reboost é resultado da combinação de três diferentes configurações: boost, *flyback* e charge-pump. Primeiramente, o *flyback* permite elevados ganhos de tensão, haja vista a relação de

transformação N_s/N_p (KYRITSIS; TATAKIS; PAPANIKOLAOU, 2008). Os inconvenientes já mencionados referentes ao *flyback* são sanados pelo circuito *clamp* – idêntico ao circuito de saída do boost. Finalmente, adicionando o circuito charge-pump, tem-se um ganho ainda mais elevado em função do capacitor colocado através do transformador. Igualmente, esse capacitor reduz o problema da corrente na entrada evitando sua descontinuidade (YU; et al., 2009). Essa modificação, em especial, o torna mais apropriado em aplicações de sistemas fotovoltaicos.

A principal desvantagem desta topologia provém do próprio circuito charge-pump: quando esse é ligado, a corrente que vem do capacitor do circuito de *clamp* (C_c), é limitada somente por indutâncias parasitas (HUTCHENS et al., 2010). Com isso a corrente no circuito charge-pump pode se tornar extremamente alta no instante do acionamento ou para casos de razões cíclicas muito baixas. Conforme (YU; et al., 2009) é possível evitar essa corrente, denominada *inrush*, pela adição de um pequeno indutor em três lugares estratégicos na malha de charge-pump. Dessa forma, o circuito comporta-se como a topologia ressonante proposta por (KYRITSIS et al., 2008).

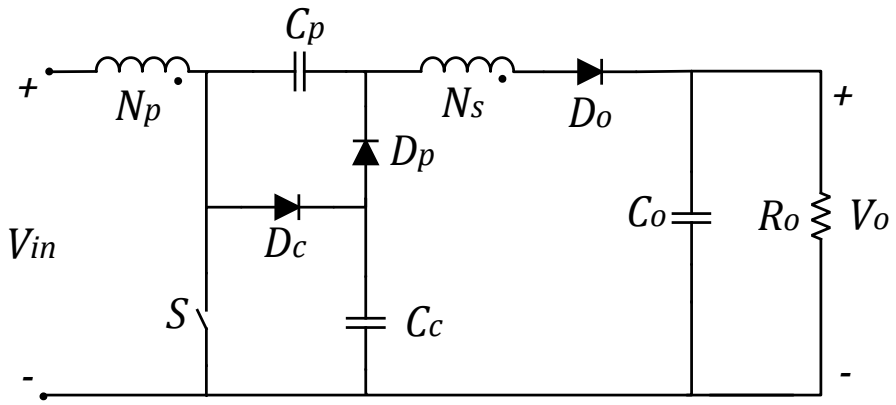


Figura 18 - Conversor Charge-Pump-Reboost

Neste trabalho é utilizado o conversor boost convencional com o intuito de avaliar as técnicas de MPPT em estudo, e não pelas características do conversor propriamente dito. No entanto, o conversor boost apresenta um baixo custo de implementação quando comparado aos outros conversores apresentados anteriormente, pois, necessita de um número reduzido de componentes para sua implementação.

2.5 TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

A energia disponível em sistemas fotovoltaicos está diretamente atrelada às condições climáticas como radiação solar e temperatura. Devido ao custo inicial de implementação e ao baixo rendimento os painéis fotovoltaicos, deve-se aproveitar ao máximo a potência gerada pelos mesmos.

Para maximizar a extração da máxima potência dos arranjos fotovoltaicos são utilizados algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência. Esses algoritmos tendem a garantir que os conversores utilizados em sistemas fotovoltaicos operem em todo instante de tempo sintetizando a máxima potência dos arranjos fotovoltaicos.

Diversas técnicas de MPPT têm sido empregadas na literatura (BRITO et al., 2013). Algumas das técnicas mais utilizadas serão discutidas a seguir.

2.5.1 Tensão Constante

Um dos métodos utilizados como técnica de MPPT é denominado tensão constante. Este método se baseia no rastreamento da tensão de saída do painel fotovoltaico, indicando que a tensão no ponto de máxima potência (V_{MPP}) é da ordem de 70% a 80% da tensão em circuito aberto (V_{ca}) do painel fotovoltaico para as condições de teste padrão, ou seja, este método utiliza resultados empíricos (BRITO et al., 2013).

O método de tensão constante necessita apenas de um sensor para a tensão de saída do arranjo fotovoltaico, sendo que apenas a tensão de circuito aberto precisa ser previamente conhecida, geralmente na inicialização a vazio ou por meio do manual do sistema (SALAS et al., 2007). A tensão nos terminais do painel varia muito pouco com a variação da radiação solar ao longo do dia. Porém, este algoritmo torna-se interessante de ser utilizado em regiões onde a temperatura não sofre grandes variações ao longo do dia. Assim não modificando o ponto de operação do sistema de maneira significativa. O modelo para este método está representado na Figura 19.

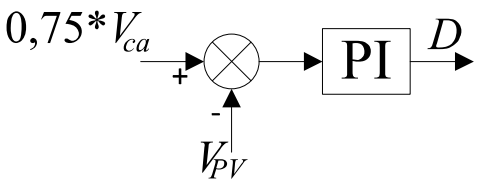


Figura 19 - Método MPPT de tensão constante

As vantagens relacionadas a este método estão na fácil implementação, utilização de um único sensor de tensão e consequentemente um custo mais reduzido. Por outro lado, as desvantagens estão em sua eficiência quando ocorrem variações significativas de temperatura e sombreamento parcial sobre os arranjos fotovoltaicos, além de depender dos parâmetros do fabricante.

2.5.2 Condutância Incremental

A técnica de MPPT de Condutância Incremental é baseada no fato de que a inclinação da curva de potência do arranjo fotovoltaico é nula no MPP ($dP/dV = 0$), positiva à esquerda e negativa à direita deste mesmo ponto. Porém, segundo (BRITO et al., 2013), valor nulo para esta derivada raramente ocorre devido à resolução dos controladores digitais. Entretanto, o controlador pode reduzir as oscilações em regime permanente minimizando tal problema.

Este método também necessita de dois sensores, um de corrente e outro de tensão. Uma vantagem desta técnica é que uma vez alcançado o MPP as perturbações são encerradas até que se observem alterações na corrente do painel (BRITO et al., 2013). Esse método também pode ser implementado com algumas modificações (MASTROMAURO et al., 2009), tais como o uso adicional de um controlador proporcional-integral (PI) e/ou por meio de passo variável para melhorar a eficácia deste método.

O método de condutância incremental pode apresentar alguma incerteza para se obter exatamente o MPP. Neste caso, uma pequena margem de erro é considerada satisfatória nos algoritmos práticos. Assim, o MPP pode ser obtido em função do incremento na condutância do sistema fotovoltaico (LAIRD et al., 2008).

As vantagens deste método consistem na sua implementação que pode ser tanto digital quanto analógica, e também, uma vez alcançado o MPP, as perturbações são encerradas até que se observem alterações na corrente do painel, além de possuir um bom fator de rastreamento. Já as suas principais desvantagens estão relacionadas ao cálculo das

derivadas de potência, podendo acarretar uma maior complexidade na implementação do algoritmo.

2.5.3 Perturbe e Observe (P&O - Perturb & Observe)

Dentre várias, uma das técnicas bastante usadas para a realização de MPPT é o algoritmo conhecido por P&O. O princípio de funcionamento deste método está na busca do ponto de máxima potência observando as variações de tensão e potência do painel, onde sua operação consiste em incrementar ou decrementar o sinal de saída do referido algoritmo (BRITO et al., 2013). O fluxograma deste método está mostrado na Figura 20.

.

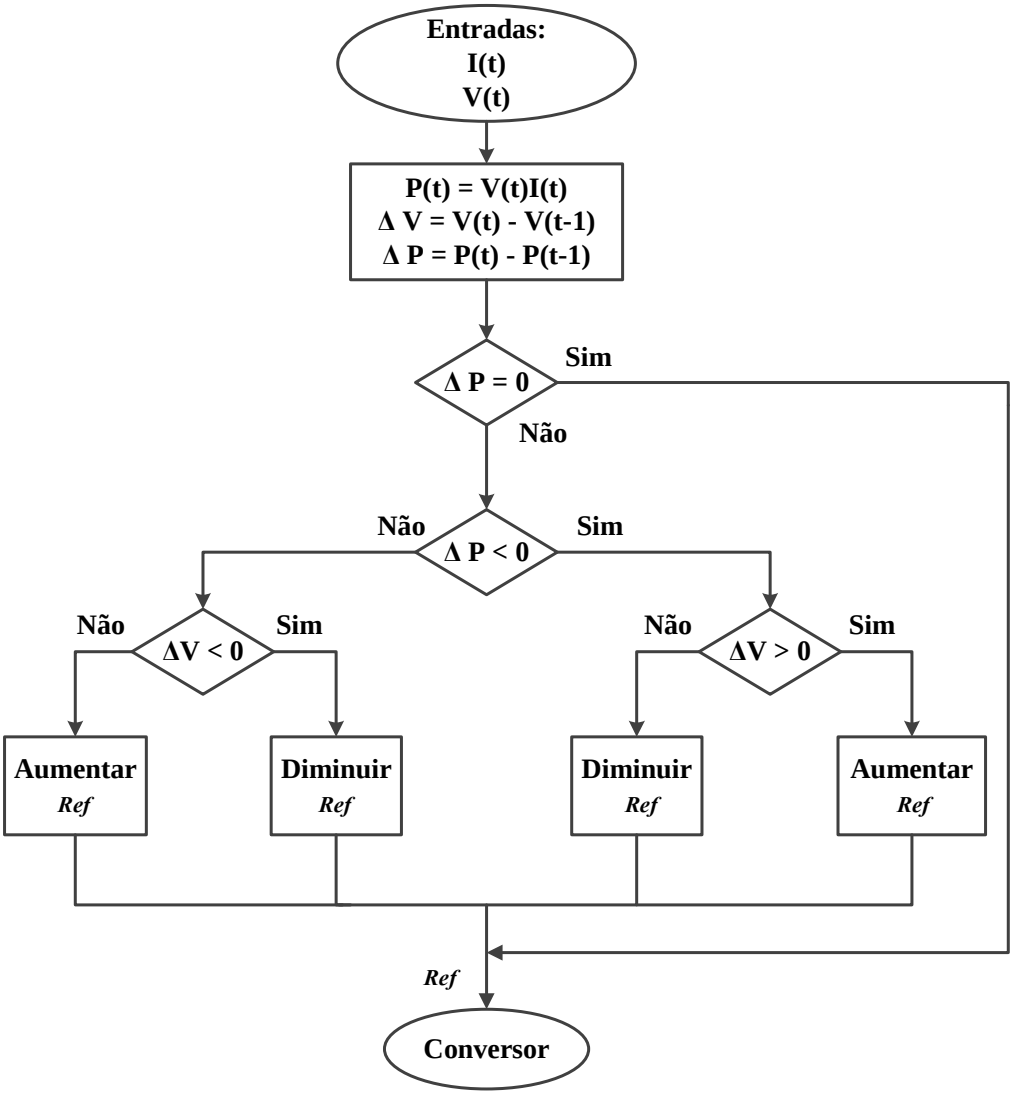


Figura 20. Fluxograma da técnica de MPPT-P&O

O início do algoritmo é feito por meio das leituras de corrente e tensão do painel, onde em seguida é calculada a potência. Na sequência, são verificadas as variações de potência e tensão obtidas pela comparação das grandezas atuais com aquelas encontradas no passo anterior. Após esse processo, os sinais das diferenças de potência e tensão são verificados. Com isso, se a potência do arranjo fotovoltaico aumenta e a tensão variar o sistema de controle muda o ponto de operação nesse sentido, caso contrário muda no sentido oposto. Para que isso ocorra é incrementado um valor de referência Ref, que pode ser o valor da razão cíclica aplicada diretamente na chave do conversor, ou a referência de tensão e/ou corrente do controle pretendido.

De acordo com a lógica do fluxograma da Figura 20, o incremento ou decremento da variável Ref deve ser ajustado de forma a reduzir oscilações bruscas no sistema e otimizar a busca do ponto de máxima potência.

2.5.4 Outros Métodos de MPPT

Além dos métodos citados anteriormente, muitos outros algoritmos de MPPT têm sido relatados na literatura. Pesquisas atuais apontam para inteligência computacional para a solução destes problemas (MIYATAKE, M.; et al., 2004; SYAFARUDDIN; KARATEPE; HIYAMA, 2009). Na busca de contornar problemas de sombreamento parcial, métodos de busca globais como o PSO também são uma solução plausível (ISHAQUE, K. et al., 2012; LIAN; JHANG; TIAN, 2014; MIYATAKE, M. et al., 2007; MIYATAKE, M. et al., 2011).

Este trabalho irá contemplar uma técnica de MPPT baseada em PSO. O intuito é a obtenção de um algoritmo que contorne problemas de sombreamento parcial. Como a técnica de MPPT-P&O é a mais difundida dentre as mencionadas, ela será utilizada como parâmetro de comparação para o algoritmo desenvolvido.

2.6 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou as principais curvas características dos arranjos fotovoltaicos relacionadas à corrente, tensão e potência. Além de apresentar tipos de conversores CC-CC aplicados em sistemas fotovoltaicos e as principais técnicas de MPPT.

Por fim, considerando as vantagens e simplicidade do conversor *boost*, optou-se pela implementação prática do mesmo. Além de, definir pela implementação do método de rastreamento de máxima potência P&O como parâmetro de comparação para a técnica baseada em PSO proposta no trabalho.

3 TÉCNICA DE MPPT BASEADA NA OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

Uma das maneiras de contornar problemas de sombreamento parcial sobre arranjos fotovoltaicos é utilizando a técnica de rastreamento de máxima potência baseada em otimização por enxame de partículas como já mencionado anteriormente MPPT-PSO. Este capítulo propõe uma metodologia de implementação do algoritmo de MPPT-PSO, que no capítulo 4 será empregada em duas estruturas de conexão dos arranjos fotovoltaicos conectados na rede elétrica.

3.1 OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

O PSO é um método de otimização largamente empregado na resolução de problemas complexos com múltiplos objetivos e múltiplas variáveis (HO; SHIYOU; GUANGZHENG, 2008; MALDONADO; CASTILLO, 2012). Este método é muito eficaz para os casos nos quais os problemas apresentam máximos locais e máximo global (KENNEDY; EBERHART, 1995). O método é baseado na observação do voo dos pássaros na busca de alimentos e cada partícula se movimenta de maneira a buscar a solução de um problema de maneira ótima. Para tanto, cada partícula possui uma determinada velocidade e posição no espaço que são ajustadas a cada iteração do algoritmo. Este ajuste de velocidade e posição é realizado de acordo com a experiência da própria partícula, bem como com a experiência das partículas vizinhas. Assim, o movimento das partículas é realizado de acordo com (6) e (7) (KENNEDY; EBERHART, 1995).

A metodologia empregada pelo PSO considera a geração de uma população contendo m partículas, as quais serão avaliadas em uma função objetivo (*fitness*). Uma vez definida a função de *fitness* do problema a ser resolvido, o desempenho das partículas deve ser calculado de maneira a obter os melhores resultados individuais ($Pbest$) e o melhor desempenho global ($Gbest$). Esses valores são armazenados e utilizados como comparação na nova iteração do método PSO.

$$v_m^{k+1} = wv_m^k + \emptyset_1 R_1 (Pbest_m - x_m^k) + \emptyset_2 R_2 (Gbest - x_m^k) \tag{6}$$

$$x_m^{k+1} = x_m^k + v_m^{k+1} \tag{7}$$

sendo v_m^{k+1} a nova velocidade ajustada da partícula, v_m^k é a velocidade da partícula na iteração anterior; $\emptyset_1$ e $\emptyset_2$ são constantes positivas que correspondem às ações cognitivas individuais e sociais das partículas no algoritmo, respectivamente; R_1 e R_2 são números aleatórios entre [0,1]; $Pbest_m$ é a melhor posição encontrada pela partícula avaliada na função objetivo; $Gbest$ é a melhor posição encontrada dentre todas as partículas avaliadas na função objetivo; o parâmetro w corresponde a um peso inercial que afeta diretamente a velocidade atual da partícula quando comparada a velocidade anterior, k é o número de iterações do método e m corresponde à partícula.

3.2 MOVIMENTO DAS PARTICULAS

Os parâmetros apresentados anteriormente influenciam o movimento das partículas no espaço de busca, bem como afetam a velocidade de convergência do algoritmo e a qualidade das soluções obtidas.

Neste contexto, verifica-se que por meio de diferentes pesos inerciais w é possível ampliar ou restringir o espaço de busca. Se o valor do peso inercial for um valor pequeno, a partícula irá realizar uma busca local mais refinada, porém, se tiver um valor maior, a busca será mais ampla, rastreando uma maior área dentro de uma região delimitada. Por tanto, a escolha de um valor de equilíbrio para o parâmetro w pode influenciar nas habilidades das partículas na exploração global e local.

O número de partículas empregadas na execução do algoritmo está relacionado com o tempo computacional para resolução do problema, pois o aumento do número de partículas aumenta a probabilidade do PSO encontrar o ponto ótimo da solução. Deve-se buscar uma boa relação custo-benefício entre o número de partículas empregadas e o tempo computacional na resolução dos problemas.

3.3 APLICAÇÃO DO MÉTODO MPPT-PSO

Para aplicação do método MPPT baseado em PSO deve-se definir os valores do sistema fotovoltaico os quais se deseja otimizar. Como em métodos de rastreamento de máxima potência, o principal parâmetro a ser analisado é a potência extraída do sistema fotovoltaico, as variáveis de controle que interferem na potência devem ser analisadas.

A curva característica de potência dos sistemas fotovoltaicos mostra a dependência da corrente e da tensão em relação à potência disponível no arranjo, ou seja, para uma determinada corrente ou tensão, está atrelada uma potência. Com isso, é possível definir como referência para o controle do sistema tanto corrente como tensão.

As referências definidas para cada topologia do sistema fotovoltaico analisado neste trabalho serão apresentadas no capítulo 5, contudo, pode-se definir como uma referência genérica (R^*) para a exemplificação do método neste capítulo. No capítulo 5 a variável R^* será substituída por uma referência de corrente (I^*_{ref}) para a topologia de dois estágios, e na topologia de um único estágio R^* será substituída por uma referência de tensão (V^*_{ref}) gerada pelo método de MPPT.

As partículas geradas pelo algoritmo PSO, serão dadas como referências do controle dos conversores aplicados nos sistemas fotovoltaicos. Neste trabalho foram utilizadas três partículas, portanto, cada partícula corresponde a um valor de referência gerado pelo PSO conforme a equação (8).

$$Ref = [Ref_1^k \quad Ref_2^k \;\; Ref_3^k] \tag{8}$$

O vetor Ref representa as partículas geradas (como referências de controle) para a k-ésima iteração do algoritmo. Neste trabalho foi adotado um número limite de 10 iterações realizadas pelo algoritmo.

Cada partícula do vetor Ref^k será testada no sistema fotovoltaico onde $x_m^k = Ref_m^k$ e ajustada através das equações (6) e (7).

3.4 FUNÇÃO OBJETIVO

Para a convergência do algoritmo é necessária a definição de uma função objetivo. Como já mencionado, as técnicas de MPPT visam rastrear a potência máxima disponível em arranjos fotovoltaicos, com isso, a potência pode ser definida como função objetivo do algoritmo.

$$\textit{Função objetivo} = {P_{PV}}_m^k \tag{9}$$

onde m representa a partícula testada e o k a iteração do algoritmo.

A atualização do $Gbest$ se dá somente no momento em que a potência atual entregue pelo sistema fotovoltaico for maior do que as potências já testadas anteriormente. Assim, $Gbest$ passa a ser a tensão de referência onde se obteve a maior potência extraída do arranjo fotovoltaico.

A condição de convergência ou de parada do algoritmo se dá quando um número limite de interações é alcançado.

$$k \geq k_{máx} \tag{10}$$

3.5 CONDIÇÃO DE REINICIALIZAÇÃO DO ALGORITIMO

Para trabalhar com o MPPT-PSO *on-line*, é necessária uma condição de reinicialização de busca, pois após o método iniciar, o algoritmo tende a convergir para um ponto de operação especifico do sistema fotovoltaico que pode variar de acordo com as condições climáticas. Como o algoritmo verifica a potência do sistema a todo o momento, esse fator pode ser utilizado como condição de reinicialização do método.

A equação (11) calcula a variação entre a potência anterior e a potência atual entregue pelo sistema fotovoltaico. Essa variação pode ser considerado a condição de reinicialização do método.

$$\frac{|{P_{PV}}^{k_{máx}} - P_{PV}|}{P_{PV}^{k_{máx}}} > \Delta P \tag{11}$$

Sendo P_{PV} a potência medida do arranjo fotovoltaico, ${P_{pv}}^{k_{máx}}$ é a potência encontrada pelos agentes do PSO após a convergência do método e ΔP é uma constante que relaciona a variação entre as potências. Neste caso foi considerado um $\Delta P = 0{,}1$, ou seja, uma condição de variação de potência maior que 10% reinicializa os agentes de busca do método.

O fluxograma que descreve o funcionamento da técnica MPPT-PSO aplicada neste trabalho está representado na Figura 21.

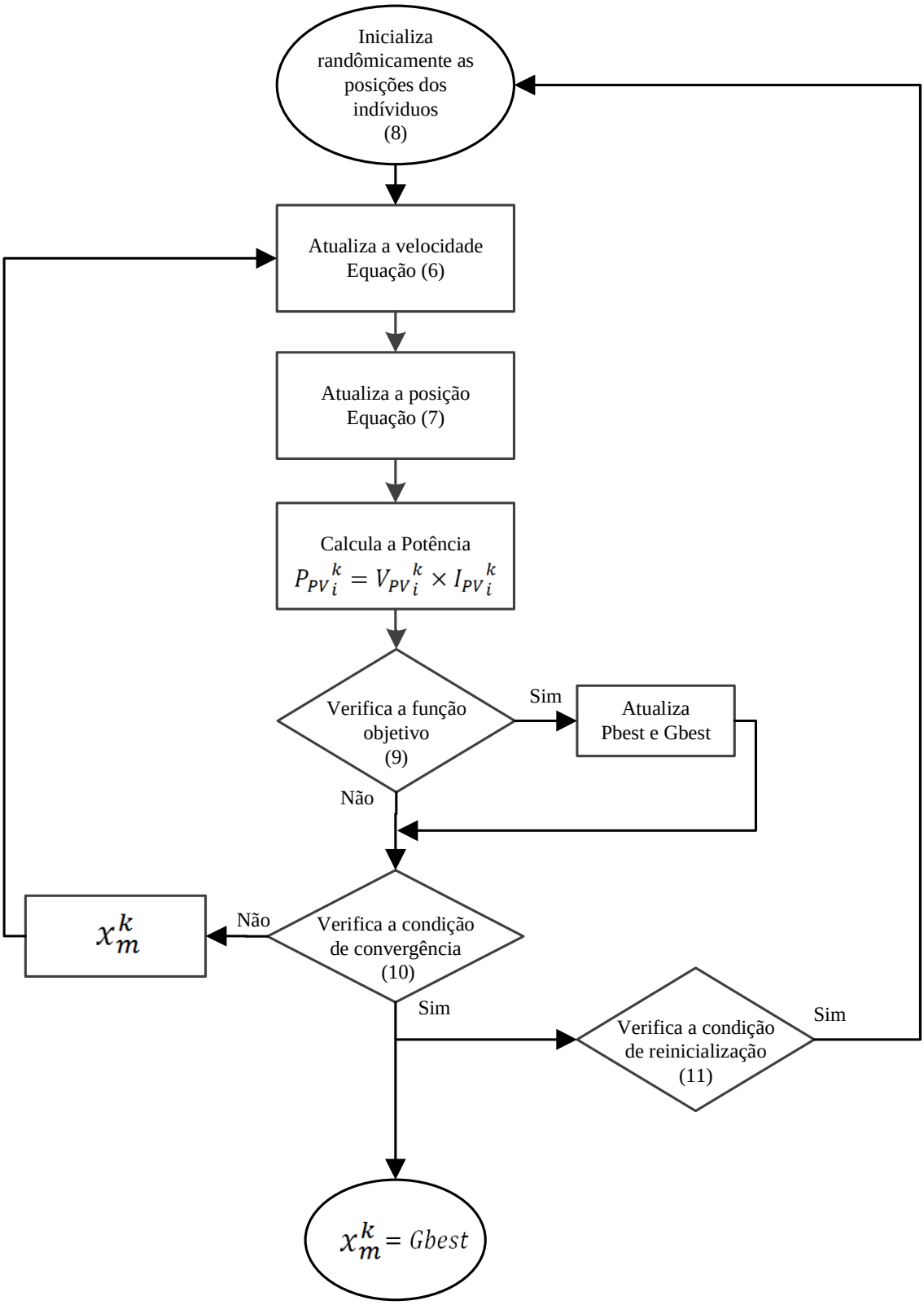


Figura 21 - Fluxograma do Método MPPT-PSO

O fluxograma se inicia com a geração aleatória das partículas (referências de controle do sistema fotovoltaico). Após a inicialização do método PSO, as partículas recebem um valor de velocidade inicial e de posição inicial, através das equações (6) e (7). Depois de

testadas cada partícula no sistema é calculada a potência referente a cada uma delas. Após o cálculo da potência, verifica-se a função objetivo e observa-se qual a maior potência atrelada a cada partícula e atualiza $Pbest_m$, ou seja, qual a maior potência atingida individualmente por cada partícula. Atualiza-se a maior potência gerada entre todas as partículas, $Gbest$ e atuliza-se cada partícula através de (6) e (7).

Por fim, verifica-se a condição de convergência, ou seja, se o número máximo de iterações foi alcançado. Se satisfeita, aguarda-se a condição de reinicialização e a referência de controle do sistema assume $Gbest$, que é a referência que encontrou a maior potência durante o processo de convergência. Se a potência do arranjo modificar-se em 10% em relação ao estado em que a potência convergiu, devido às condições climáticas, o algoritmo é reinicializado.

Os parâmetros do método PSO utilizados na aplicação deste trabalho foram obtidos em simulações não exaustivas, ou seja, através de testes empíricos onde encontrou-se parâmetros satisfatórios que estão descritos na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do Método MPPT-PSO

Parâmetros	Valores
$\emptyset_1$	2
$\emptyset_2$	1,8
w	0,8
Número de partículas	3
ΔP	0,1
$k_{máx}$	10

3.6 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou o método MPPT-PSO baseado no método de otimização por enxame de partículas.

O PSO é um método de otimização que pode ser utilizado na resolução de problemas complexos com múltiplos objetivos e múltiplas variáveis. Por isso, pode ser utilizado na solução de problemas relacionados com sombreamentos parciais sobre arranjos fotovoltaicos.

Por fim, o método MPPT-PSO apresentado foi desenvolvido com o intuito de maximizar a extração de potência em arranjos fotovoltaicos contornando os problemas de

máximos locais. No capítulo de resultados será apresentada a aplicação do método abordando o seu desempenho em comparação ao método MPPT-P&O.

4 MODELAGEM E CONTROLE DOS CONVERSORES

Neste trabalho são utilizadas duas topologias de conversores para o processamento de energia elétrica gerada pelos arranjos fotovoltaicos. Uma é a topologia de dois estágios que realiza a conexão do arranjo fotovoltaico à rede elétrica através de um conversor *boost* e um inversor. Neste caso, existem duas etapas de conversão de energia entre e o gerador fotovoltaico e a rede elétrica, sendo elas uma CC-CC e outra CC-CA. A outra topologia é composta por um único estágio, a qual apresenta apenas um inversor CC-CA entre o arranjo fotovoltaico e a rede elétrica.

Este capítulo dedica-se aos procedimentos de projetos dos controladores dos conversores das duas topologias utilizadas neste trabalho.

4.1 MODELAGEM DO CONVERSOR *BOOST* EM MODO CORRENTE

O conversor *boost* utilizado neste trabalho é controlado em corrente. Optou-se por este modo de controle devido à característica de fonte de corrente na entrada do conversor. Como a aplicação está voltada à elevação do nível de tensão de arranjos fotovoltaicos e como serão considerados os efeitos de sombreamento parcial sobre os mesmos, a variável com maior influência no sistema é a corrente de entrada do conversor *boost*, conforme mencionado no capítulo dois.

O estágio de saída do conversor *boost* é conectado ao barramento CC do inversor, de forma que esta é controlada pela malha de controle de tensão do conversor CC-CA. Desta forma, o controle de corrente de entrada do conversor *boost* é desacoplado do controle do inversor, uma vez que as variáveis de controle dos dois conversores são independentes.

O modelo matemático do conversor *boost* em modo corrente pode ser obtido através da análise do circuito da Figura 22. A tensão de saída pode ser considerada uma fonte de tensão constante desde que o filtro de saída seja suficientemente grande (LARICO, 2007).

A função transferência do conversor *boost* controlado em modo corrente pode ser obtida através da corrente de entrada do conversor (I_{in}) em relação à razão cíclica complementar (D'), como mostra a equação (12), onde V_o é a tensão de saída do conversor e L a indutância de entrada. A equação (13) apresenta a planta do conversor *boost* G_{P_b}considerando o ganho do modulador PWM (K_{PWM}). O ganho do modulador PWM aplicado o conversor *boost* pode ser obtido por (14), onde P_{PWM} é o valor do pico da onda

dente de serra (modulante) e V_c é o sinal de controle(LARICO, 2007). A função transferência da equação (13), não considera a influência da tensão de entrada e por isso a mesma não faz parte da função transferência da corrente do conversor. Além disso, a função transferência é dada pela relação da corrente de entrada do conversor pela razão cíclica complementar, ou seja, o tempo em que a chave do conversor permanece aberta em relação ao período de chaveamento $D^{'}(\mathrm{t}) = \mathrm{T_{off}}/\mathrm{T_s}$ (LARICO, 2007).

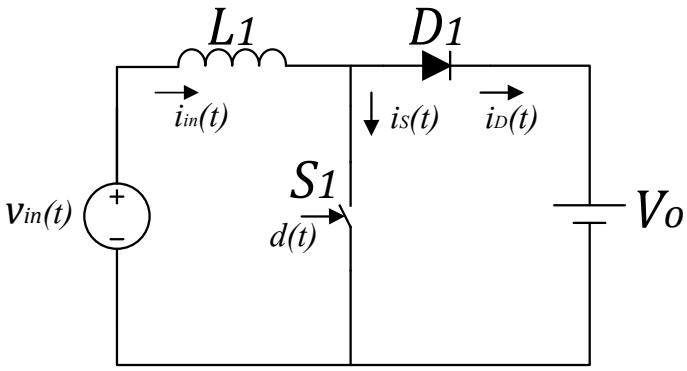


Figura 22 - Modelo do conversor *boost*

$$\frac{I_{in}(s)}{D'(s)} = \frac{V_o}{L1s} \tag{12}$$

$$G_{P_b}(s) = K_{PWM}\frac{V_o}{L1s} \tag{13}$$

$$\frac{D'(s)}{V_c(s)} = \frac{1}{P_{PWM}} = K_{PWM} \tag{14}$$

A Figura 23 mostra o diagrama em blocos da malha de controle de corrente do conversor *boost*.

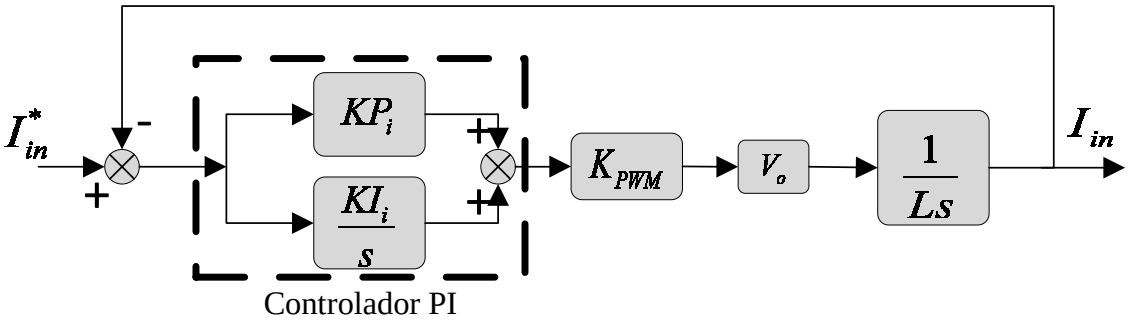


Figura 23 – Diagrama de blocos representando o sistema de controle do conversor *boost*.

Onde: I_{in}^{*} é a corrente de referência do controlador de corrente do conversor, KP_ie KI_i são os ganhos do controlador de corrente proporcional e integral respectivamente; e I_{in} é a corrente que flui através do indutor do conversor.

4.2 METODOLOGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES

A metodologia de projeto para todos os controladores utilizados neste trabalho é apresentada em (ANGELICO; CAMPANHOL; SILVA, 2014). Para um melhor entendimento, o projeto dos controladores PI é dividido em três etapas, como segue:

1º Etapa – Consiste no cálculo do ângulo de fase a ser compensado (φ_c) para a obtenção de margem de fase desejada MF_d na frequência de cruzamento ω_c especificada no projeto, de acordo com o ângulo de fase φ_p da planta na frequência desejada conforme (15).

$$\varphi_c = MF_d - \left(\varphi_p|_{\omega c} + 180^o\right) \tag{15}$$

2º Etapa – Consiste na inclusão de um compensador de fase $C(s)$ em série com a função de transferência da planta, representado por (16) onde T é uma constante, de modo a ajustar o ângulo de fase do sistema compensado em malha aberta (G_{MA_c}), dado por (17), de acordo com a margem de fase desejada.

$$C(s) = \frac{Ts + 1}{s} \tag{16}$$

$$G_{MA_c}(s) = C(s)G_{P_b}(s) \tag{17}$$

3º Etapa – Consiste na inclusão de um ganho K_c, dado por (18), que é incluído em série com o sistema compensado, de modo a fazer com que o módulo do sistema compensado em malha aberta na frequência ω_c tenha um ganho de 0 dB.

$$K_c = \frac{1}{|G_{MA_c}|\omega_c} \tag{18}$$

4.2.1 Controlador do conversor *boost*

Como parâmetros de projeto do controlador PI do conversor *boost*, consideram-se os dados que constam na Tabela 3.

Tabela 3 - Especificações para projeto do controlador PI do conversor *boost*

Frequência de chaveamento do conversor *boost*	$\boldsymbol{f_{ch} = 20\ kHz}$
Indutância do conversor *boost*	$\boldsymbol{L = 1,5 \times 10^{-3} H}$
Margem de fase desejada	$\boldsymbol{MF_d = 89,5^o}$
Frequência de cruzamento desejada	$\boldsymbol{\omega_c = 2\pi f_{ch}/26}$ rad/s
Tensão de saída do conversor *boost*	$\boldsymbol{V_o = 230\ V}$
Ganho do modulador PWM	$K_{PWM} = 2,66 \times 10^{-4}$

Na primeira etapa, o ângulo de fase φ_p apresentado pela planta G_{P_b} na frequência especificada ω_c é encontrado utilizando (19). Em seguida, calcula-se por meio de (20) ângulo de fase a ser compensado φ_c. A constante T pode ser obtida através de (21) conforme segue abaixo:

$$\varphi_p = \angle G_{P_b}(j\omega)|_{\omega=\omega_c} = \angle K_{PWM}\frac{V_o}{L(j\omega_c)} \rightarrow \varphi_p = -90^0 \tag{19}$$

$$\varphi_c = MF_d - \left(\varphi_p + 180^o\right) = 89,5 - (-90 + 180) \rightarrow \varphi_c = -0,5^0 \tag{20}$$

$$T = \frac{-1}{tg(\varphi_c)\omega_c} = \frac{-1}{tg(-0,5)4,833 \times 10^3} \rightarrow T = 0,0237 \tag{21}$$

Na segunda etapa, encontra-se por meio de (22) o compensador de fase (C). Em seguida, o compensador é inserido em série com a planta G_{P_b}, obtendo G_{MA_b} como dado por (23):

$$C(s) = \frac{Ts + 1}{s} = \frac{0,0237s + 1}{s} \tag{22}$$

$$G_{MA_b}(s) = C(s)G_{P_b}(s) \quad \rightarrow \quad G_{MA_b}(s)\frac{0,0237s + 1}{s}2,66 \times 10^{-4}\frac{230}{1,5 \times 10^{-3}s} \tag{23}$$

Na terceira etapa, a partir de G_{MA_b}, obtém-se seu respectivo valor de módulo, conforme a equação (24). Com este valor de módulo e utilizando (25) determina-se o ganho K_c.

O ganho K_c é inserido em série com o sistema G_{MA_c}, obtendo a expressão completa do controlador PI. O sistema controlado em malha aberta G_{MAPI_b} é dado por (26).

$$|G_{MA_b}| = \sqrt{\left(-\frac{K_{PWM}V_oT}{L\omega_c{}^2}\right)^2 + \left(-\frac{K_{PWM}V_o}{L\omega_c{}^2}\right)^2} \rightarrow |G_{MA_b}| = 2{,}0053 \times 10^{-4} \tag{24}$$

$$K_c = \frac{1}{|G_{MA_b}|} \rightarrow K_c = 4{,}9867 \times 10^3 \tag{25}$$

$$G_{MAPI_b}(s) = K_c G_{MA_b} \rightarrow G_{MAPI_b}(s) = \frac{7{,}25\,s + 305{,}8}{0{,}0015\,s^2} \tag{26}$$

Portanto os ganhos KP e KI do controlador PI para o conversor *boost* podem ser obitidos por (27) e (28):

$$KP = K_c * T \rightarrow KP = 118{,}2 \tag{27}$$

$$KI = K_c \rightarrow KI = 4{,}9867 \times 10^3 \tag{28}$$

A Figura 24 apresenta o diagrama de Bode para a resposta em frequência da planta G_{P_b} e do sistema compensado G_{MAPI_b} em malha aberta.

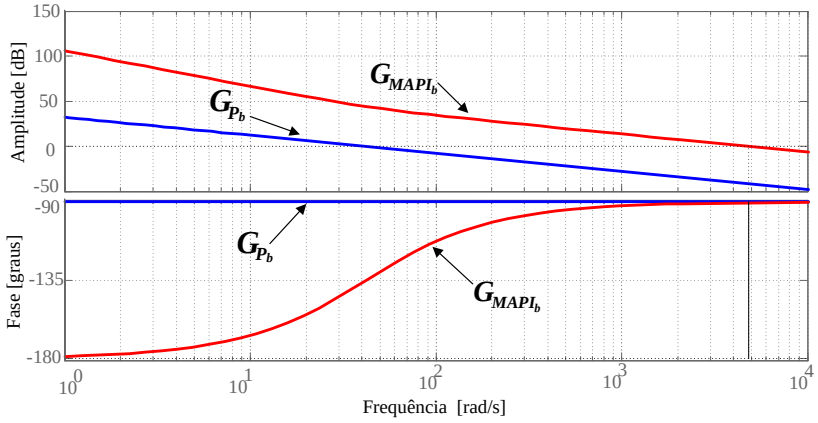


Figura 24 - Resposta em frequência das funções G_{P_b} e G_{MAPI_b}.

4.3 CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA

Inversores conectados à rede elétrica necessitam de uma referência de corrente adequada para a injeção de potência ativa. Para que o conversor imponha a corrente senoidal na rede elétrica, o controle da malha de corrente deve atuar. Portanto, deve-se obter um modelo matemático da planta do inversor de forma a possibilitar o projeto do controlador da malha de corrente.

Neste trabalho será adotada a topologia do inversor monofásico tipo *full-bridge.* A topologia do inversor *full-bridge* está apresentada na Figura 25, e modelando o inversor é possível obter a representação de sua função transferência conforme (29), (ANGELICO; CAMPANHOL; SILVA, 2014).

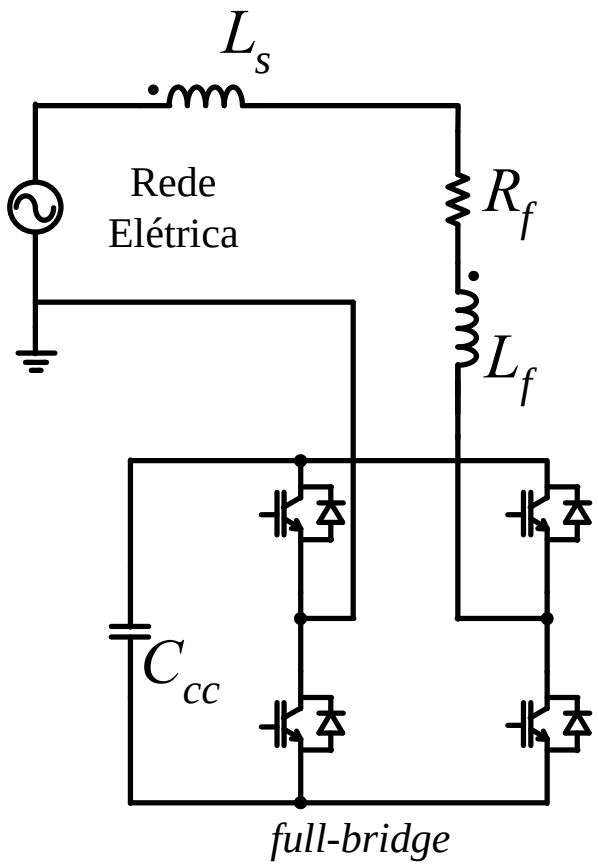


Figura 25 – Topologia do inversor *full-bridge* conectado a rede elétrica

A planta de corrente do inversor para injeção de corrente na rede elétrica é influenciada pela indutância de conexão. Esta topologia de conversor CC-CA apresenta um indutor de conexão L_f com resistência interna de R_{Lf}. A planta de corrente do inversor a ser

controlada no plano s é dada por (29), considerando V_{dc} a tensão sobre o capacitor do barramento CC.

$$G_{pi}(s) = K_{PWM}\frac{V_{dc}}{L_f s + R_{Lf}} \tag{29}$$

A malha de controle de tensão do barramento CC é responsável em manter a tensão no barramento no valor de referência especificado. A velocidade da malha de tensão não deve distorcer a corrente injetada e, portanto, deve apresentar uma ação lenta e atuar somente na amplitude da corrente de referência, de modo que o controle do inversor altere o fluxo de potência ativa entre a rede e o barramento CC, de forma a compensar as perdas nos conversores e, consequentemente, manter constante a tensão no barramento.

A planta de tensão do barramento CC do inversor é apresentada em (30) (ANGELICO; CAMPANHOL; SILVA, 2014), para o plano s, V_p é a tensão de pico da rede elétrica; C_{cc} é o valor da capacitância do barramento CC do inversor e onde V_{dc} é o valor da tensão no barramento.

$$G_{pv}(s) = \frac{V_p}{2C_{dc}V_{dc}s} \tag{30}$$

A Figura 26 mostra o diagrama de blocos da malha de controle de corrente que contem também a malha de tensão do barramento CC. Onde: KP_i e KI_i são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente do inversor, respectivamente; R_h é o termo ressonante em $60Hz$, K_{PWM} é o ganho do modulador PWM; L_{eq} é a indutância do filtro equivalente; R_{eq} é a resistência da indutância do filtro equivalente; I_{dc} é a corrente da malha de controle do barramento CC; V_{cc}^* é a tensão de referência do barramento CC.

O ganho do K_{PWM} pode ser calculado conforme a equação (31) apresentada por.

$$K_{PWM} = \frac{2}{P_{PWM}} \tag{31}$$

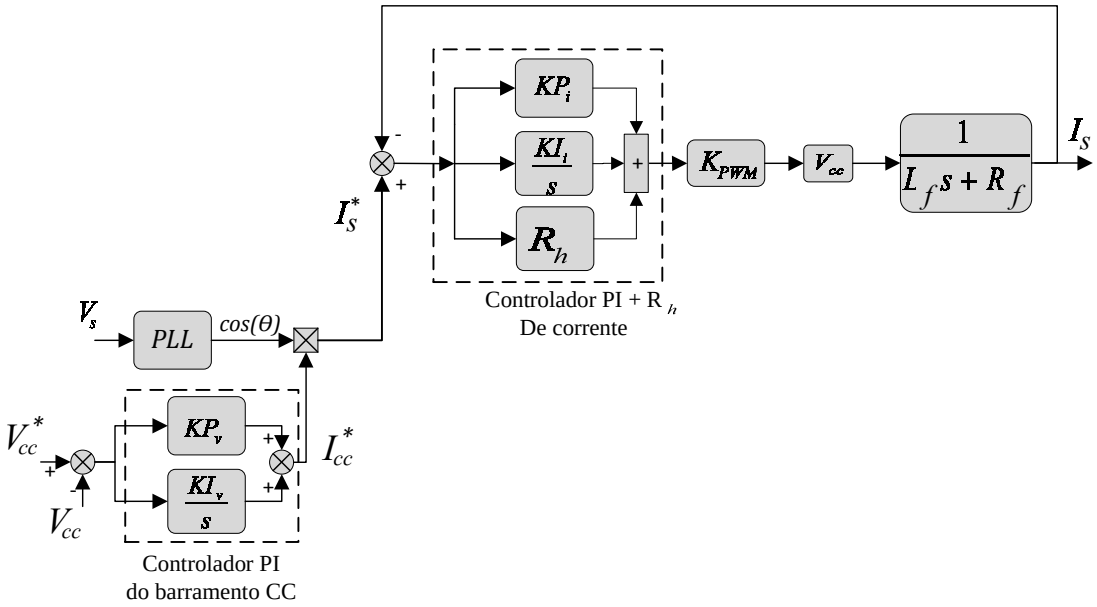


Figura 26 - Diagrama em blocos da malha de controle de corrente e de tensão do inversor

O sistema PLL *(Phase-Locked Loop)* obterá o ângulo de fase da rede elétrica para o sincronismo do sistema. O controle da malha de corrente é composto por um controlador PI ressonante (PI+R_h) (MATTAVELLI; FASOLO, 2000; TEODORESCU et al., 2004; XIAOMING, 2000), ou seja, um controlador proporcional integral (PI) mais um termo ressonante (R_h) ajustado na frequência desejada. Devido ao controlador PI não proporcionar um erro nulo em regime permanente para referências não contínuas, como é o caso da referência da malha de corrente do inversor, o termo ressonante se faz necessário de forma a melhorar o desempenho do controlador na frequência desejada. Neste caso, o intuito do inversor é injetar na rede elétrica uma corrente senoidal de frequência igual a 60Hz, a qual será a frequência que será sintonizado o termo ressonante do controlador.

A função transferência do termo ressonante é dada por (32), onde ω_h é a frequência em que deseja sintonizar o termo ressonante.

$$R_h = \frac{1}{s^2 + {\omega_h}^2} \tag{32}$$

4.3.1 Controlador da malha de tensão

Como parâmetros de projeto do controlador PI da malha de tensão, consideram-se os dados que constam da Tabela 4.

Tabela 4 – Especificações para projeto do controlador PI de tensão

Frequência de ondulação do barramento CC	$\boldsymbol{f_o = 120\,Hz}$
Margem de fase desejada	$\boldsymbol{MF_d = 88^o}$
Frequência de cruzamento desejada	$\boldsymbol{\omega_c = 2\pi f_o/5}$ rad/s
Capacitância do barramento CC	$\boldsymbol{C_{cc} = 2,115\,mF}$
Tensão no barramento CC	$\boldsymbol{V_{cc} = 230\,V}$
Tensão de pico da rede	$\boldsymbol{V_p = 180V}$

Verifica-se que a frequência de ondulação da tensão do barramento CC (f_o) é especificada em 120 Hz, a qual representa a ondulação de tensão no barramento CC. Na primeira etapa, o ângulo de fase φ_{pv} da planta G_{Pv} na frequência de cruzamento especificada ω_{cv} é encontrado utilizando (33). Em seguida, calcula-se por meio de (34) o ângulo de fase a ser compensado φ_{cv} e T_v através de (35), como segue:

$$\varphi_p = \angle G_{pv}(j\omega)|_{\omega=\omega_c} = \angle K_{PWM}\frac{V_p}{2V_{dc}C_{dc}(j\omega_c)} \rightarrow \varphi_p = -90^0 \tag{33}$$

$$\varphi_c = MF_d - \left(\varphi_p + 180^o\right) = 88 - (-90 + 180) \rightarrow \varphi_c = -2^0 \tag{34}$$

$$T = \frac{-1}{tg(\varphi_c)\omega_c} = \frac{-1}{tg(-2)150,8} \rightarrow T = 0,189 \tag{35}$$

Na segunda etapa, encontra-se por meio de (36) o compensador de fase e em seguida, o compensador é inserido em série com a planta G_{pv}, obtendo G_{MA_v} como dado por (37):

$$C(s) = \frac{Ts + 1}{s} = \frac{0,189s + 1}{s} \tag{36}$$

$$G_{MA_v}(s) = C(s)G_{pv}(s) \quad \rightarrow \quad G_{MA_v}(s)\frac{0,189s + 1}{s}\frac{180}{2 \times 230 \times 2,115 \times 10^{-3}s} \tag{37}$$

Na terceira etapa, a partir de G_{MA_v}, obtém-se seu respectivo valor de módulo, conforme a equação (38). Com este valor de módulo e utilizando (39) determina-se o ganho K_c.

O ganho K_c é inserido em série com o sistema G_{MA_v}, obtendo a expressão completa do controlador PI. O sistema controlado em malha aberta G_{MAPI_v} é dado por (40).

$$|G_{MA_v}| = \sqrt{\left(-\frac{V_p}{2V_{dc}C_{dc}\omega_c{}^2}\right)^2 + \left(-\frac{V_pT\omega_c}{2V_{dc}C_{dc}\omega_c{}^2}\right)^2} \rightarrow |G_{MA_v}| = 0{,}2135 \tag{38}$$

$$K_c = \frac{1}{|G_{MA_v}|} \rightarrow K_c = 4{,}6838 \tag{39}$$

$$G_{MAPI_v}(s) = K_cG_{MA_v} \rightarrow G_{MAPI_v}(s) = \frac{159{,}34\,s + 843{,}08}{0{,}9729\,s^2} \tag{40}$$

A Figura 27 apresenta o diagrama de Bode para a resposta em frequência da planta G_{pv} e do sistema controlado G_{MAPI_v} em malha aberta.

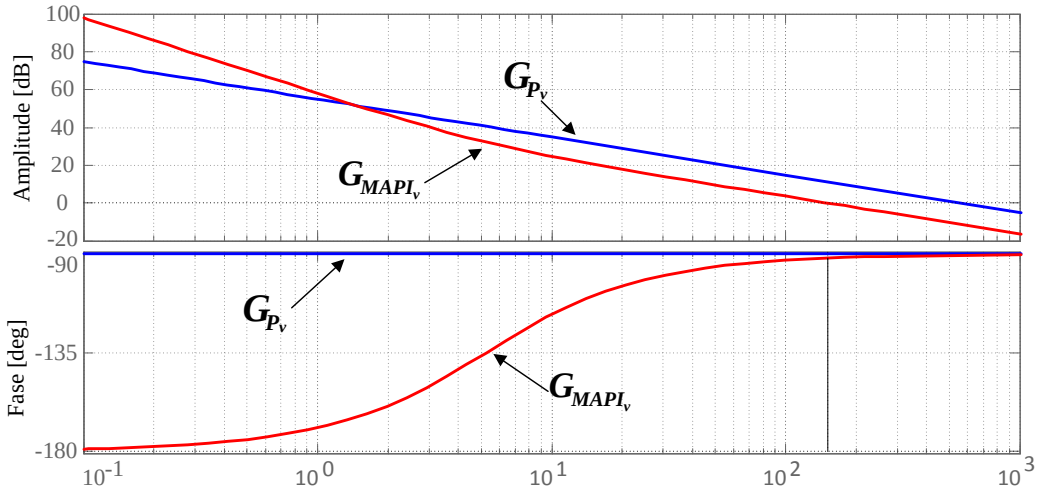


Figura 27 - Resposta em frequência das funções G_{pv} e G_{MAPI_v}.

4.3.2 Controlador da malha de corrente

Devido ao controlador PI alcançar erro em regime nulo para referências não contínuas, como é o caso da referência da malha de corrente do inversor, o termo ressonante se faz necessário. Neste caso, o desempenho do controlador na frequência desejada é melhorada.

Como parâmetros de projeto do controlador PI ressonante da malha de corrente, consideram-se os dados que constam na Tabela 5.

Tabela 5 – Especificações para Projeto dos Controladores PI de Corrente.

Frequência de chaveamento do inversor *full-bridge*	$f_s = 20\ kHz$
Margem de fase desejada	$M_{F_d} = 89{,}9^o$
Frequência de cruzamento desejada	$\omega_c = 2\pi f_s/8\ rad/s$
Frequência de sintonia do termo ressonante	ω_h = 60Hz
Indutância de acoplamento do filtro	$L_f = 1{,}629\ mH$
Resistência série do indutor de acoplamento do filtro	$R_{Lf} = 0{,}485\ \Omega$
Tensão do barramento CC	$V_{cc} = 230\ V$
Ganho do modulador PWM	$K_{PWM} = 5{,}33 \times 10^{-4}$

Fonte: Autoria Própria.

Na primeira etapa da metodologia de projeto, o ângulo de fase φ_p apresentado pela planta G_{pi} na frequência especificada ω_c é encontrado utilizando (41). Após encontrar φ_p, determina-se por meio de (42) o ângulo de fase a ser compensado φ_c e a constante T através de (43), conforme segue abaixo:

$$\varphi_p = \angle G_{pi}(j\omega)|_{\omega=\omega_c} = \angle K_{PWM}\frac{V_{dc}}{L_f(j\omega_c) + R_{Lf}} \rightarrow \varphi_p = -88{,}91^0 \tag{41}$$

$$\varphi_c = MF_d - \left(\varphi_p + 180^o\right) = 89{,}9 - (-88{,}91 + 180) \rightarrow \varphi_c = -1{,}19^0 \tag{42}$$

$$T = \frac{-1}{tg(\varphi_c)\omega_c} = \frac{-1}{tg(-1{,}19)15{,}707 \times 10^3} \rightarrow T = 3{,}065 \times 10^{-3} \tag{43}$$

Na segunda etapa, por meio de (44) encontra-se a função de transferência do compensador de fase. Através da equação (45), pode-se obter a função transferência do termo ressonante R_h na freqüência de ressonância desejada ${\omega_h}^2$. Em seguida, o compensador PI é somado ao termo ressonante R_h e inserido em série com a planta G_{pi}, obtendo G_{MA_i} conforme (46).

$$C(s) = \frac{Ts + 1}{s} = \frac{3{,}065 \times 10^{-3}s + 1}{s} \tag{44}$$

$$R_h(s) = \frac{\omega_c}{s^2 + {\omega_h}^2} = \frac{15{,}707 \times 10^3}{s^2 + 142{,}129 \times 10^3} \tag{45}$$

$$G_{MA_i}(s) = \left(\frac{Ts+1}{s} + \frac{\omega_c}{s^2+{\omega_h}^2}\right) K_{PWM} \frac{V_{dc}}{L_f s + R_{Lf}} \tag{46}$$

Na terceira etapa, após encontrar G_{MA_i} encontra-se o ganho K_c, o qual é inserido em série com G_{MA_i}, obtendo o sistema controlado em malha aberta $\mathrm{G_{MA_{Pi}}}$ conforme (47).

$$\mathrm{G_{MA_{Pi}}}(s) = \frac{24{,}09\, s^3 \;+\; 9757\, s^2 \;+\; 3{,}423 \times 10^6\, s \;+\; 1{,}113 \times 10^9}{0{,}001547\, s^4 \;+\; 0{,}485 s^3 \;+\; 219{,}9\, s^2 \;+\; 6{,}893 \times 10^4\, s} \tag{47}$$

Na Figura 28 é apresentado o diagrama de Bode contendo a resposta em frequência da planta G_{pi} e do sistema em malha aberta compensado G_{MApi}.

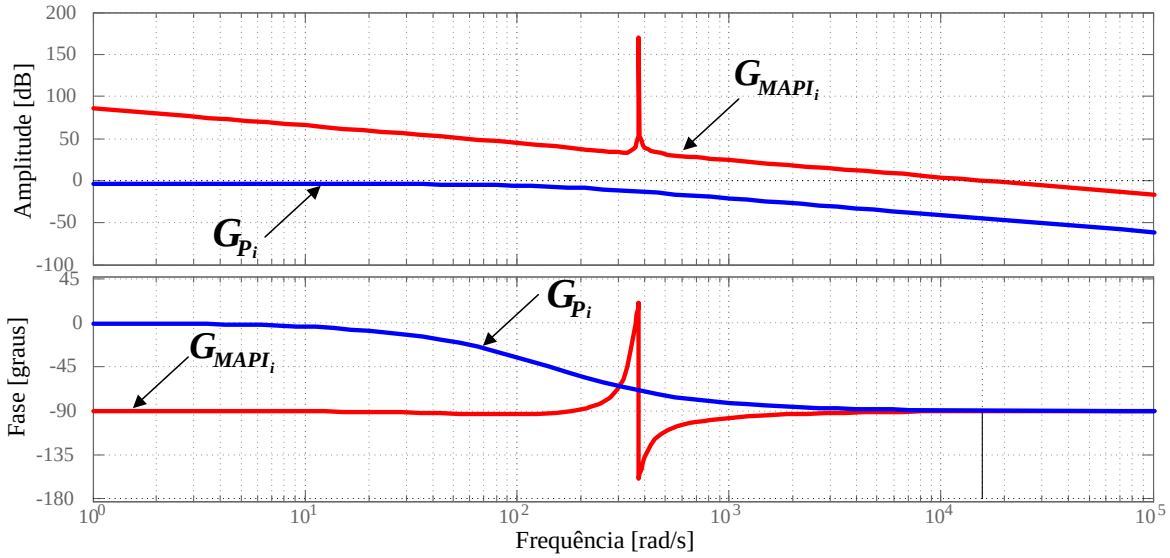


Figura 28 – Resposta em frequência das funções G_{pi} e G_{MApi}.

4.4 SISTEMA DE DETECÇÃO DE ÂNGULO DE FASE (PLL)

Para que seja possível a extração de potência ativa de sistemas PV e injeção dessa energia na rede elétrica, os conversores conectados necessitam de algumas informações da rede elétrica, tais como, ângulo de fase e frequência. O ângulo de fase e a frequência são necessárias para geração da corrente de referência do inversor. Normalmente, essas informações da rede são obtidas através de sistemas PLL. Na literatura, diversas topologias de sistemas PLL monofásica tem sido apresentadas, (SILVA, S. A. O. et al., 2006), (FILHO et al., 2008; SILVA, S. A. O. et al., 2009; SILVA, S. A. O.; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008; SILVA, S. M. et al., 2004).

Para aplicação deste trabalho foi considerado o sistema PLL monofásico (SILVA, S. A. O. et al., 2008). A Figura 29 mostra o diagrama em blocos do sistema PLL monofásico utilizado neste trabalho.

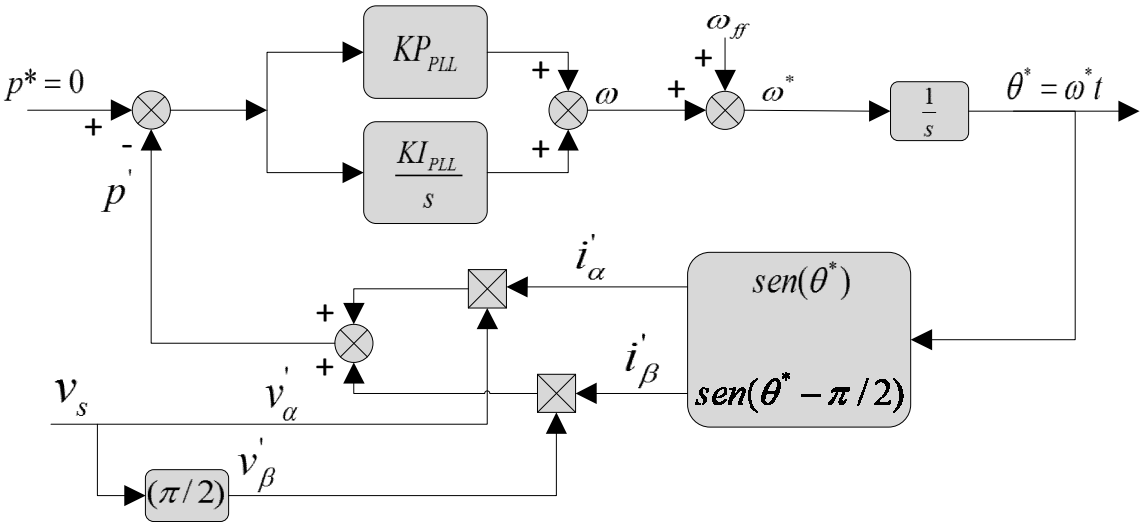


Figura 29 - Sistema PLL
Fonte: Adaptado de Silva (2008)

O sistema PLL apresentado na Figura 29 é baseado na teoria da potência ativa instantânea trifásica (p-PLL). Assim, como este sistema utiliza o eixo estacionário bifásico de coordenadas $\alpha\beta$, uma tensão fictícia de quadratura v'_β necessita ser gerada, de forma a assegurar que esta seja ortogonal à tensão monofásica medida. Para obtenção do sistema bifásico fictício, a tensão monofásica v_a medida da rede elétrica, é considerada a própria tensão v'_α, e para obtenção da tensão v'_β, uma defasagem de 90 graus é realizada na tensão monofásica medida. A equação (48) apresenta a matriz que representa este eixo estacionário bifásico fictício, e a equação (49) apresenta a matriz que representa as correntes fictícias e do sistema PLL. Já a potência ativa instantânea fictícia do PLL pode ser calculada por (50)

$$\begin{bmatrix} v'_\alpha \\ v'_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a(\omega t) \\ v_a(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2}Vsen(\omega t) \\ \sqrt{2}Vsen(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} \tag{48}$$

$$\begin{bmatrix} i'_\alpha \\ i'_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_a(\theta^*) \\ i_a(\theta^* - \pi/2) \end{bmatrix} \tag{49}$$

$$p' = V_p sen(\omega t) sen(\theta^*) + V_p sen(\omega t - \pi/2) sen(\theta^* - \pi/2) \tag{50}$$

O objetivo do sistema PLL é anular a componente CC $(\overline{p})$ referente à potência instantânea fictícia p'. Assim, quando esta for anulada, o sinal de saída do PLL estará atracado com a componente de frequência fundamental do sinal de entrada. Portanto, a dinâmica do PLL deverá ajustar a saída do controlador PI na frequência angular de referência $\omega^* = 2\pi f$, onde f é a frequência nominal da rede elétrica. O ângulo de fase θ^* é obtido pela integração de ω^*, a qual deverá ser idêntica à frequência angular da rede ω. Desse modo, θ^* é usado para calcular as correntes fictícias de realimentação i'_α e i'_β. Nota-se que para garantir o cancelamento de p', as correntes fictícias i'_α e i'_β devem ser ortogonais às tensões v'_α e v'_β, respectivamente (SILVA, S. A. O. et al., 2008).

4.5 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou a metodologia empregada no projeto dos controladores PI dos conversores CC-CC *boost* e nas malhas de tensão e de corrente do inversor monofásico *fullbridge*. Esta metodologia permite o projeto de controladores de forma que o sistema compensado em malha aberta apresente a margem de fase desejada e a frequência de cruzamento especificada pelo projetista.

Seguindo a metodologia proposta, os ganhos do controlador PI, que poderão ser utilizados na malha de controle de corrente de entrada do conversor *boost*, na malha de corrente e de tensão do barramento CC do inversor, foram determinados.

Por fim, os ganhos obtidos para os controladores foram utilizados em simulações numéricas, onde os controladores foram discretizados, para avaliação do desempenho e implementados digitalmente em um processador digital de sinais (DSP) a fim de avaliar os resultados experimentais.

5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados, por meio de simulações numéricas, os resultados obtidos do desempenho do algoritmo de MPPT-PSO proposto, o qual é aplicado em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Simulações são realizadas utilizando a ferramenta computacional MATLAB/Simulink®, na qual são implementados os sistemas fotovoltaicos, as técnicas de rastreamento de máxima potência MPPT-PSO e MPPT-P&O, o sistema PLL para sincronismo com a rede elétrica, o controlador do conversor *boost*, os controladores de corrente e de tensão do barramento CC do inversor, bem como a estrutura de conexão com a rede elétrica.

Ainda neste capítulo, são apresentados os resultados dos ensaios experimentais obtidas em laboratório. Como nas simulações, os ensaios experimentais são realizados considerando condições de sombreamento parcial incidindo sobre os arranjos fotovoltaicos. As grandezas de corrente da rede elétrica, tensão e a curva característica de potência dos arranjos fotovoltaicos, foram adquiridas utilizando o osciloscópio digital Tektronix TPS 2024. Já as variáveis dos arranjos fotovoltaicos como corrente, tensão e potência foram obtidas por meio do analisador de potência digital WT3000 da YOKOGAWA®.

Os algoritmos foram desenvolvidos em linguagem de programação C e implementados no processador digital de sinais (DSP) TMS320F28335.

Compõem o algoritmo completo implementado, as rotinas de aquisição de dados, os algoritmos de MPPT, o sistema PLL monofásico, as rotinas do modulador PWM a três níveis, além dos controladores.

5.1 DADOS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Para as simulações do sistema fotovoltaico são necessários os parâmetros referentes ao painel que se deseja utilizar. Como nas aplicações práticas serão utilizados os painéis da *SolarWorld*®, os parâmetros do painel físico serão utilizados para a realização das simulações numéricas. A Tabela 6 apresenta os parâmetros do painel fotovoltaico da *SolarWorld*® *Sunmodule Plus SW245 PV module* utilizados neste trabalho.

Tabela 6 – Parâmetros do painel fotovoltaico da SolarWorld® Sunmodule Plus SW 245

Parâmetros	Valores
I_{cc}	$8{,}49\ A$
V_{ca}	$37{,}5\ V$
P_{MPP}	$245\ W$
V_{MPP}	$30{,}8\ V$
I_{MPP}	$7{,}96\ A$

Onde:

- I_{cc} é a corrente de curto circuito do painel;
- V_{ca} é a tensão de circuito aberto;
- P_{MPP} é a potência máxima;
- V_{MPP} é a tensão no ponto de máxima potência;
- I_{MPP} é a corrente no ponto de máxima potência;

Os parâmetros apresentados na Tabela 6 normalmente são fornecidos pelos fabricantes. Os seus valores são obtidos em situações de teste padrão do painel, ou seja, 1000 W/m² e 25ºC.

5.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A UMA CARGA

Para um teste inicial, foi considerado um sistema fotovoltaico conectado a uma carga através de um conversor *boost*, conforme mostrado na Figura 30.

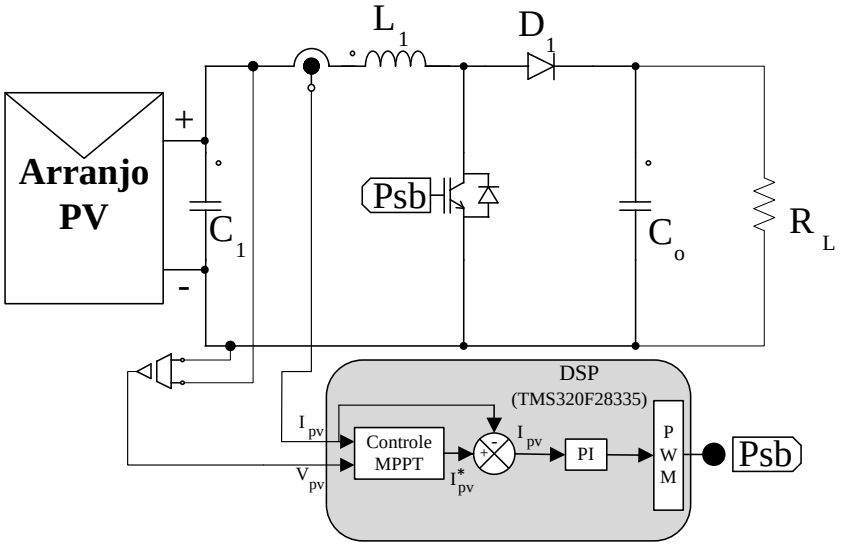


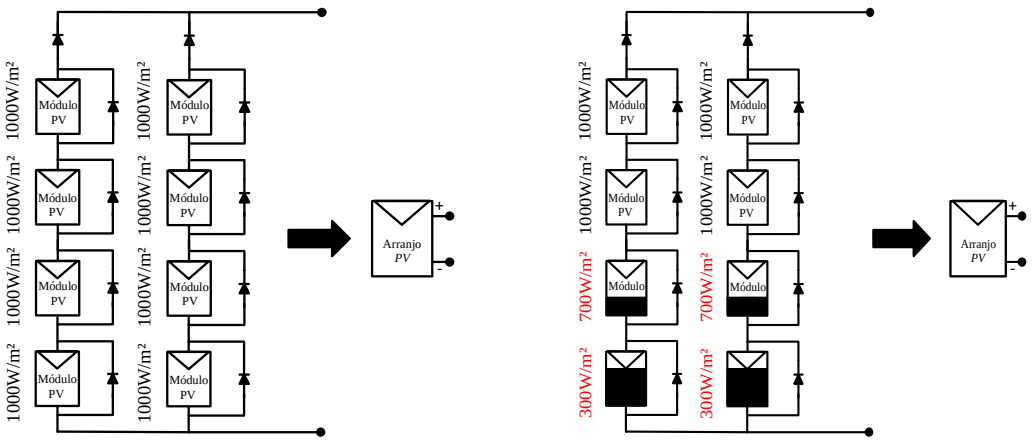
Figura 30 – Sistema fotovoltaico para avaliação da técnica de MPPT

Nesta topologia de controle do conversor *boost*, os métodos de MPPT fornecem referências de corrente para o controlador PI. Por isso, o incremento do método de MPPT-P&O são valores de corrente que ocasionarão a perturbação do sistema. Da mesma forma, as partículas do método de MPPT-PSO são valores de corrente que serão testadas e avaliadas pelo método para a convergência do algoritmo.

A Tabela 7 resume os principais parâmetros do conversor *boost*, tais como os ganhos do controlador PI utilizado, o valor de incremento do método MPPT-P&O e os parâmetros do método MPPT-PSO. Na Figura 31 são apresentados os dois arranjos fotovoltaicos para as condições de radiação solares distintos, especificados como Caso 1 e Caso 2, os quais se diferenciam entre si pela radiação incidente no arranjo PV.

Tabela 7 – Parâmetros do conversor *boost*

Filtro de entrada do conversor *boost*	C_1 = 100 µF
Capacitor de saída	C_{cc} = 2,3 mF
Indutor do conversor *boost*	L_1 = 1,5 mH
Carga Resistiva	R_L =100 Ω
Ganhos do controlador PI	K_p = 118,2 K_i = 4980
Incremento P&O	0,01 A
Parâmetros PSO	$\emptyset_1 = 1{,}5$ $\emptyset_2 = 1{,}2$ w =0,3



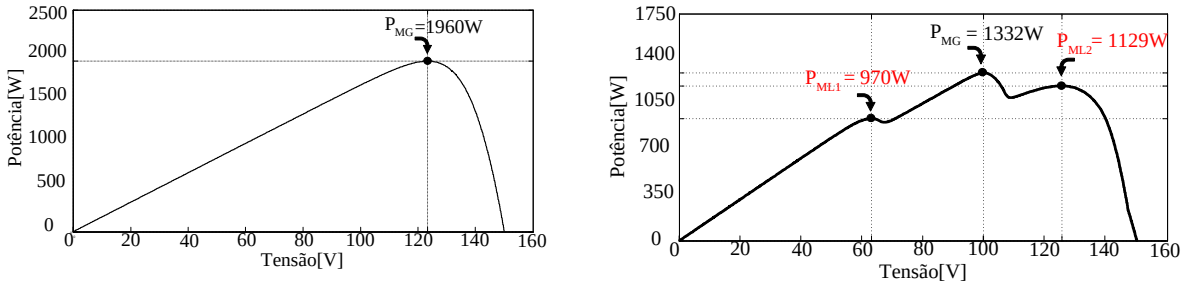
(a) **(b)**

Figura 31 – Arranjo Fotovoltaico: (a) Caso 1; (b) Caso 2

A configuração dos painéis fotovoltaicos utilizados para avaliação das técnicas de MPPT-P&O e MPPT-PSO utilizados nesta seção são compostos por duas *strings* de quatro painéis em série e conectadas em paralelo uma com a outra. Para efeito de comparação do método proposto, dois testes foram realizados considerando diferentes níveis de radiação solar nos arranjos fotovoltaicos. No Caso 1 todo o arranjo é submetido ao mesmo nível de radiação solar 1000W/m², ou seja, não há pontos de sombreamentos parciais, como mostra a Figura 31 (a). Já no Caso 2, conforme apresentado na Figura 31 (b), dois pontos de sombreamento são inseridos no arranjo fotovoltaico, ou seja, um dos painéis tem a incidência de radiação solar equivalente a 300W/m² e o outro 700W/m². O restante dos painéis do arranjo são submetidos a 1000W/m² de radiação solar.

5.2.1 Resultados de Simulações

Na Figura 32 são apresentadas as curvas características P-V para as condições de sombreamento dos Casos 1 e 2, as quais são obtidas por meio de simulações. A variável P_{MG} representa o ponto de máximo global de potência, e as varáveis P_{L1} e P_{L2} representam os pontos de máximos locais. Observa-se que a Figura 32 (a) apresenta apenas o ponto P_{MG} devido à distribuição uniforme da radiação solar, enquanto que, na Figura 32 (b) surgem os pontos P_{L1} e P_{L2}, os quais estão relacionados aos níveis diferentes de sombreamento incidentes no arranjo fotovoltaico.

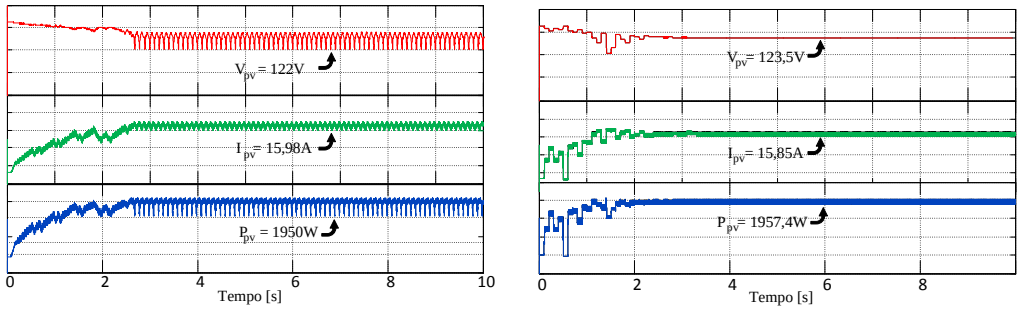


(a) **(b)**

Figura 32 – Curvas Características PV: (a) Caso 1 sem sombreamento parcial; (b) Caso 2 com sombreamento parcial

A Figura 33(a) e (b) mostra as potências extraídas do arranjo fotovoltaico usando as técnicas MPPT-P&O e MPPT-PSO, respectivamente. Considerando o Caso 1, onde a radiação solar é distribuída uniformemente, pode-se observar que ambos os métodos MPPT-P&O e MPPT-PSO conseguem rastrear a máxima potência disponível no arranjo fotovoltaico, ou seja, atingirem o ponto P_{MG}. Observa-se que o método MPPT-P&O extraiu uma potência máxima de aproximadamente 1950W, enquanto que com o método MPPT-PSO a potência

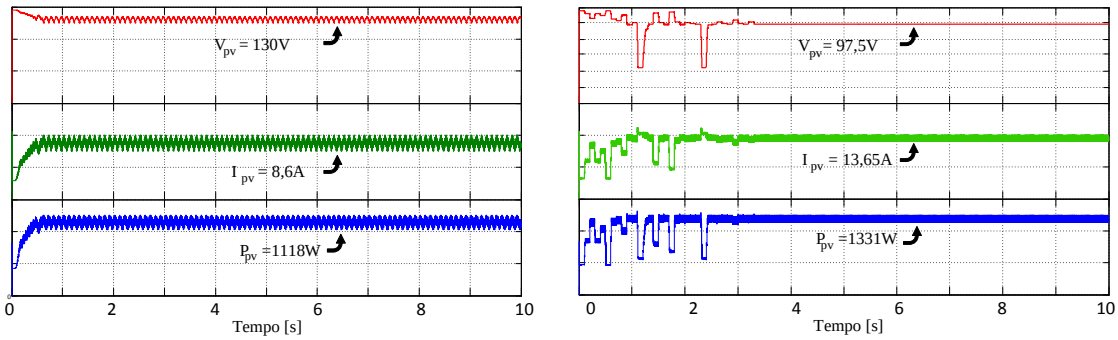
máxima extraída foi equivalente a 1957,4W. Além disso, a potência extraída utilizando o método MPPT-PSO apresentou uma menor oscilação em torno do ponto de máxima potência, quando comparado com o método P&O.



(a) **(b)**

Figura 33 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div);

Por outro lado, considerando o Caso 2, onde ocorre o sombreamento parcial, o método MPPT-P&O rastreou um ponto de máximo local P_{ML2}, disponibilizando uma potência de $P_{PV} = 1118\text{W}$ como apresentado na Figura 34 (a). Já o método MPPT-PSO rastreou o ponto de máxima potência global P_{MG}, com um valor de $P_{PV} = 1331\text{W}$ como mostra a Figura 34 (b). Assim, os resultados comprovam que o método proposto MPPT-PSO pode operar em diferentes pontos de operação do sistema, com a capacidade de contornar pontos de máximos locais e buscar sempre o máximo global.



(a) (b)

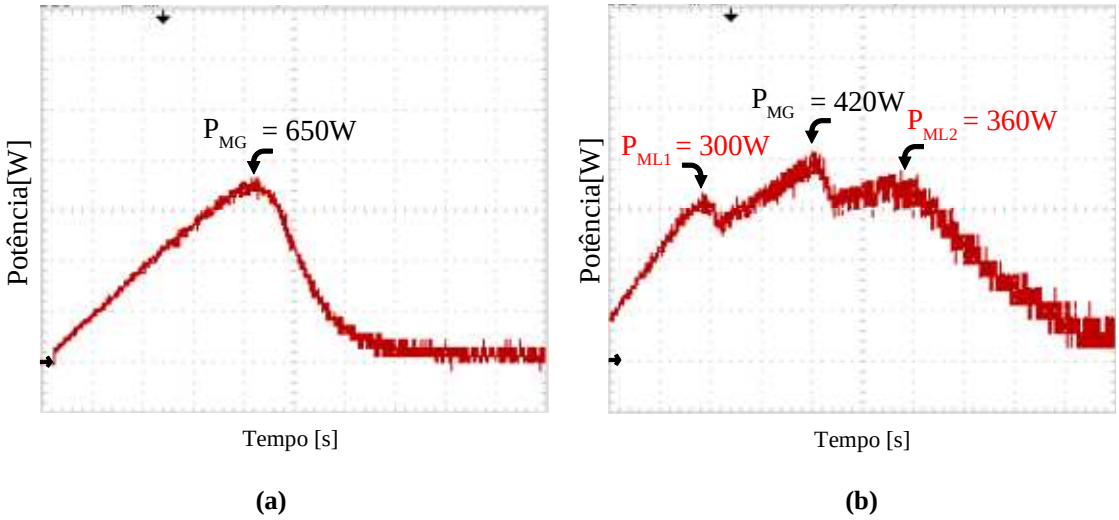
Figura 34 - Resultados de simulações (Caso 2): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PO (50V/div – 5,3A/div - 530W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (20V/div – 5,3A/div - 530W/div, 1s/div).

5.2.2 Resultados experimentais

A comparação de testes experimentais entre os métodos MPP-P&O e MPPT-PSO foi realizada a fim de demonstrar a melhoria da extração da energia disponível em sistemas fotovoltaicos. A Figura 35 (a) (Caso 1) mostra a curva de potência P_{PV} obtida experimentalmente sem a ocorrência de sombreamento parcial. Nesta condição, a potência máxima (P_{MG}) disponível no arranjo fotovoltaico é igual a 650W. Já a Figura 35 (b) apresenta a curva característica de potência com a ocorrência de sombreamento parcial (Caso 2). Neste caso, a curva de potência apresenta três pontos de potência P_{MG} =420W, P_{ML1} =300W e P_{ML2} =360W.

Para a obtenção dos resultados experimentais, os valores de radiação solar incidentes nos arranjos fotovoltaicos dependem das condições climáticas no momento dos testes.

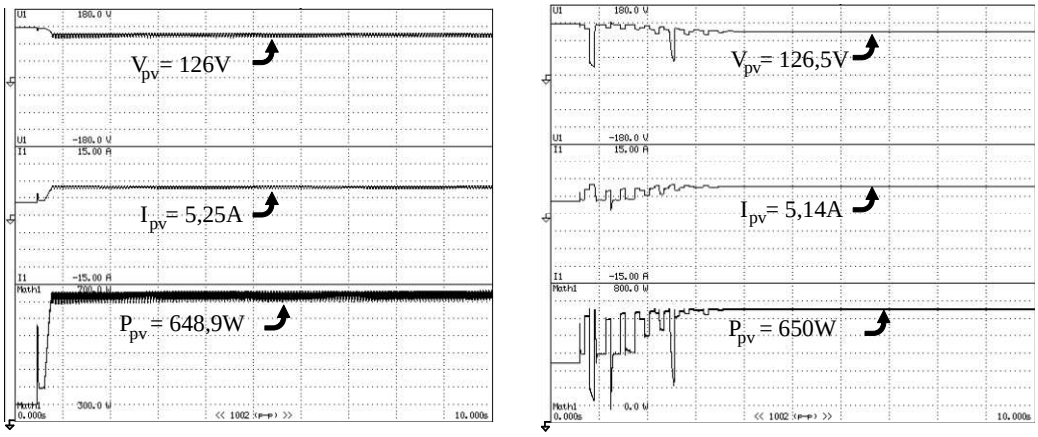
Para a geração das curvas experimentais, com sombreamento parcial, foram adicionadas barreiras entre os raios solares em determinados painéis do arranjo fotovoltaico a fim de obter o sombreamento parcial desejado (ver apêndice A).



(a) **(b)**

Figura 35 - Curvas características experimental do arranjo PV: (a) Caso 1 sem sombreamento parcial (185W/div, 10ms/div); (b) Caso 2 com sombreamento parcial (100W/div, 10ms/div).

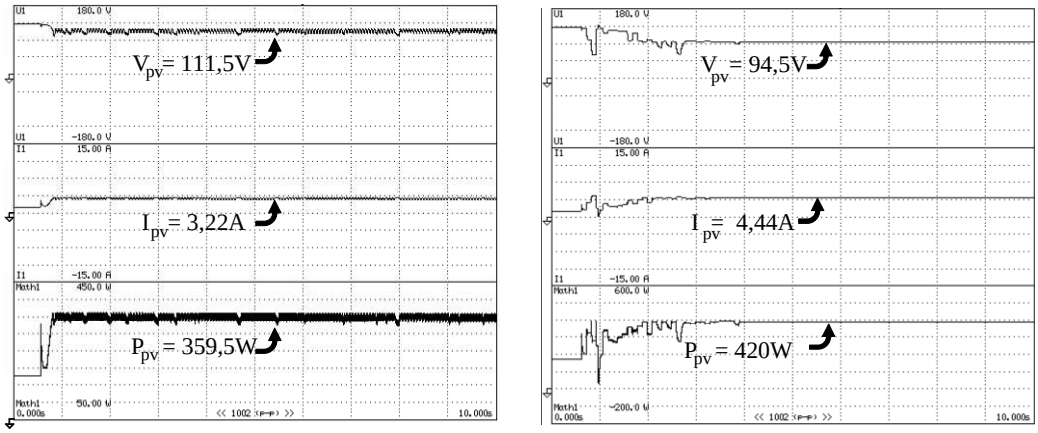
A Figura 36 (a) e (b) mostra a potência extraída do arranjo fotovoltaico usando a técnica MPPT-P&O e a MPPT-PSO, respectivamente, considerando as mesmas condições de sombreamento apresentadas na Figura 35, porém, com níveis de radiação diferentes. Pode-se notar que ambos os métodos de MPPT rastrearam os pontos de máxima potência. No entanto, o método de MPPT-PSO convergiu para o ponto de máxima potência apresentando uma menor oscilação em regime permanente.



(a) (b)

Figura 36 – Resultados experimentais (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div – 87,5W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 100W/div, 1s/div).

Os resultados considerando o Caso 2 é apresentado na Figura 35, onde ocorre a condição de sombreamento parcial. O método MPPT-P&O rastreou um ponto de máximo local P_{ML2}, disponibilizando uma potência $P_{PV} = 359{,}5\text{W}$, como apresentado na Figura 37 (a). Já o método MPPT-PSO rastreou o ponto de máxima potência global P_{MG} equivalente a $P_{PV} = 420\text{W}$,como mostra a Figura 37 (b). Assim, os resultados comprovam que o método proposto MPPT-PSO é um método que pode operar em diferentes pontos de operação do sistema, com a capacidade de contornar pontos de máximos locais, bem como manter uma menor oscilação em torno do ponto de máxima potência.



(a) **(b)**

Figura 37 – Resultados experimentais (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 55W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV utilizando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 100W/div, 1s/div).

5.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO COM CONVERSORES DE DOIS ESTÁGIOS

Os resultados que serão apresentados nesta seção, consideram o sistema de dois estágios utilizado para conexão do arranjo fotovoltaico com a rede elétrica. O conversor *boost* utilizado nesta topologia é o mesmo utilizado na seção anterior. O sistema completo está apresentado na Figura 38.

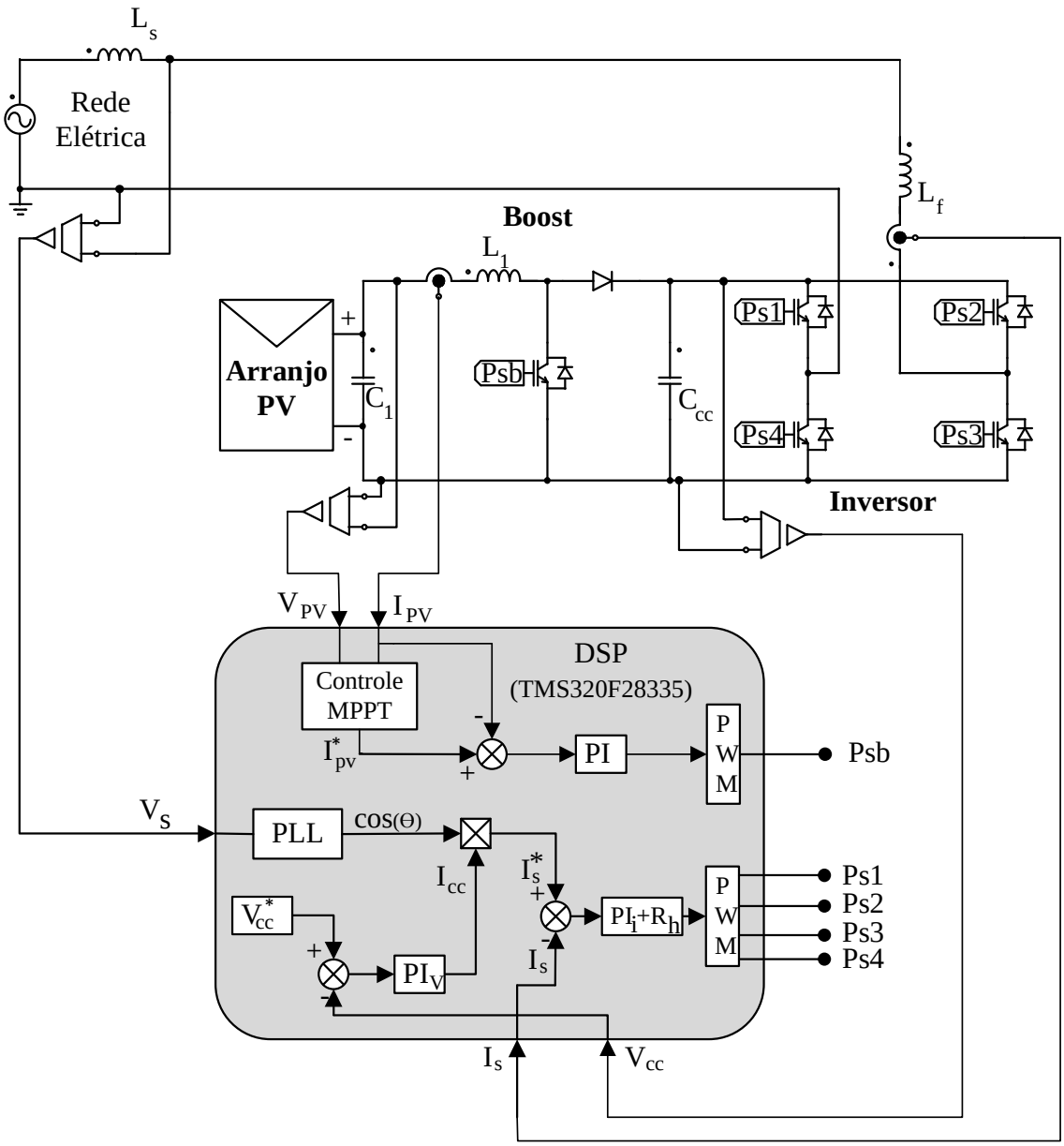


Figura 38 - Sistema PV conectado na rede elétrica com estágio CC-CC elevador.

O conversor *boost* é utilizado tanto para a realização do MPPT, bem como para a elevação de tensão no barramento CC do inversor. A energia disponível nos terminais de saída do arranjo PV é injetada na rede em forma de potência ativa. O sistema é conectado na

rede elétrica por meio de um inversor *full-bridge* do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*). Utilizando as técnicas de MPPT-P&O e MPPT-PSO ambas fornecerão a referência de corrente para o controlador PI do conversor *boost*.

As técnicas de MPPT empregadas geram uma corrente de referência, a qual é comparada com a corrente do arranjo fotovoltaico. O sinal de erro gerado é utilizado por controlador do tipo PI de forma a gerar a razão cíclica empregada no modulador do conversor *boost*.

A configuração dos painéis fotovoltaicos utilizados para avaliação das técnicas de MPPT-P&O e MPPT-PSO considerando o sistema de dois estágios utilizados nesta seção do trabalho são iguais aquele apresentado na Figura 32.

Para efeito de comparação do método de MPPT proposto com o método P&O, aplicado na topologia de dois estágios, três testes foram realizados considerando diferentes níveis de radiação solar nos arranjos fotovoltaicos. Nota-se que em cada caso a distribuição de radiação solar é diferente. Para o Caso 1, Figura 39 (a), a radiação solar de 1000W/m² é distribuída uniformemente sobre o arranjo PV, ou seja, sem a incidência de sombreamento parcial. Já a Figura 39 (b) apresenta o Caso 2, onde pode ser notado dois painéis submetidos a uma condição de sombreamento onde apenas 500W/m² incidem sobre os mesmos. Já no Caso 3, mostrado na Figura 39 (c), são considerados dois pontos de radiação solar diferentes do restante do arranjo fotovoltaico, ou seja, dois dos painéis são submetidos a uma radiação de 300W/m², enquanto outros dois a uma radiação de 700W/m².

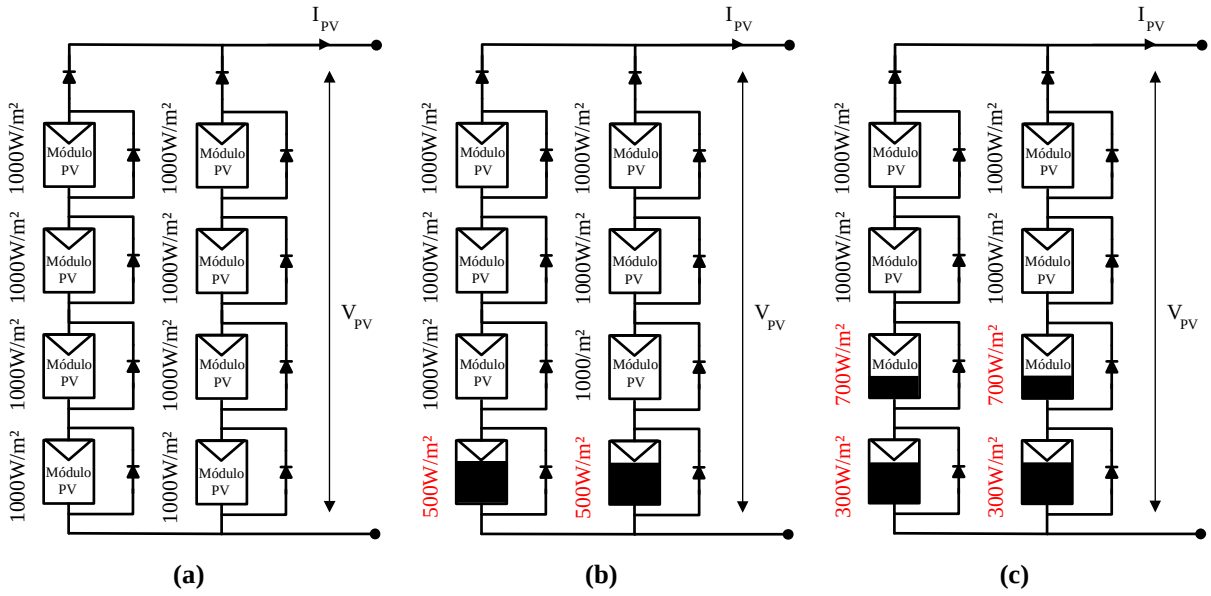


Figura 39 - Arranjo Fotovoltaico: (a) Caso 1; (b) Caso 2; (c) Caso 3

5.3.1 Resultados de simulações

Na Figura 40 são apresentadas as curvas características P-V para as condições de sombreamento para o Caso 1, Caso 2 e Caso 3, obtidos através de simulação.

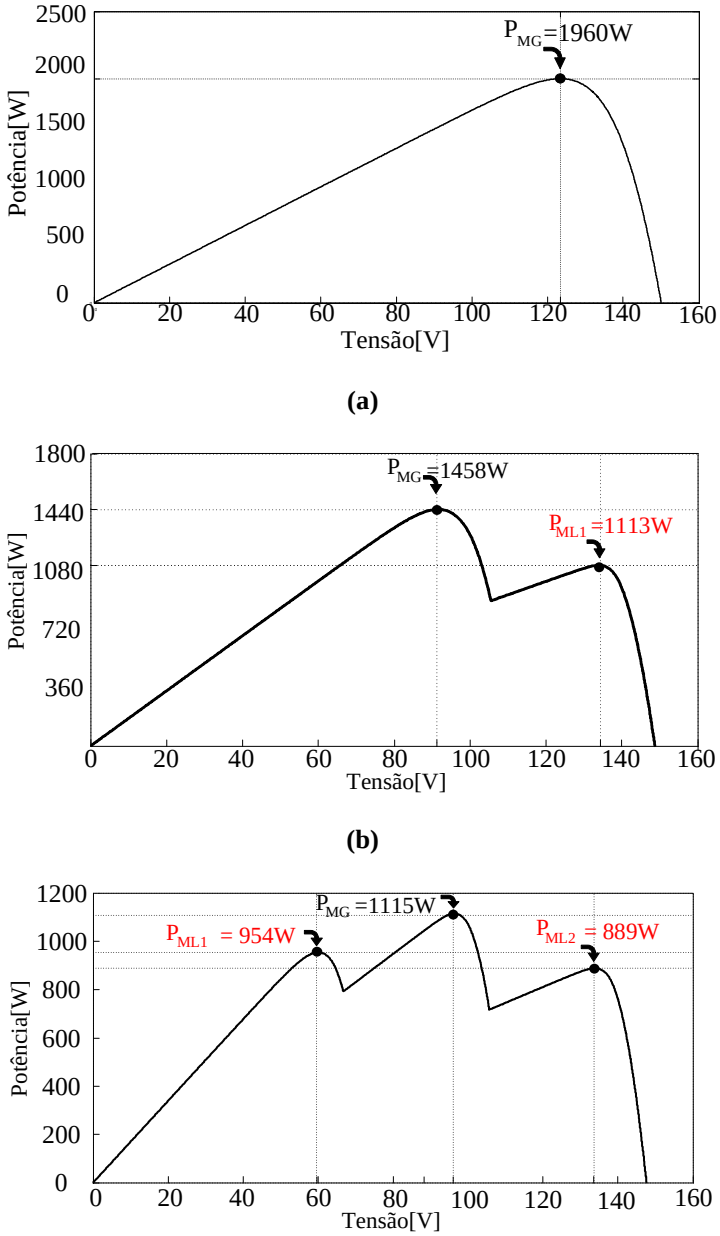
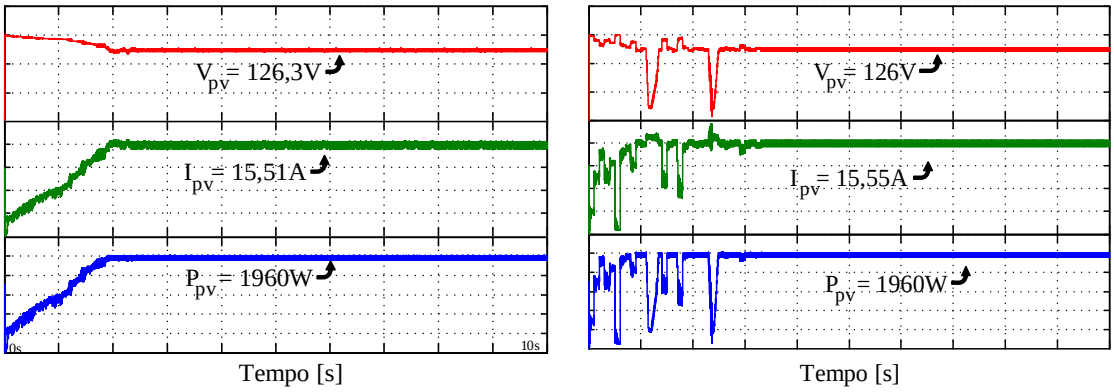


Figura 40 - Curvas Características PV: (a) Caso 1; (b) Caso 2 ; (c) Caso 3.

A Figura 41 (a) e (b) mostra as potências extraídas do arranjo fotovoltaico usando as técnicas MPPT-P&O e MPPT-PSO, respectivamente. Considerando o Caso 1 pode-se observar que ambos os métodos MPPT-P&O e MPPT-PSO conseguem rastrear a máxima

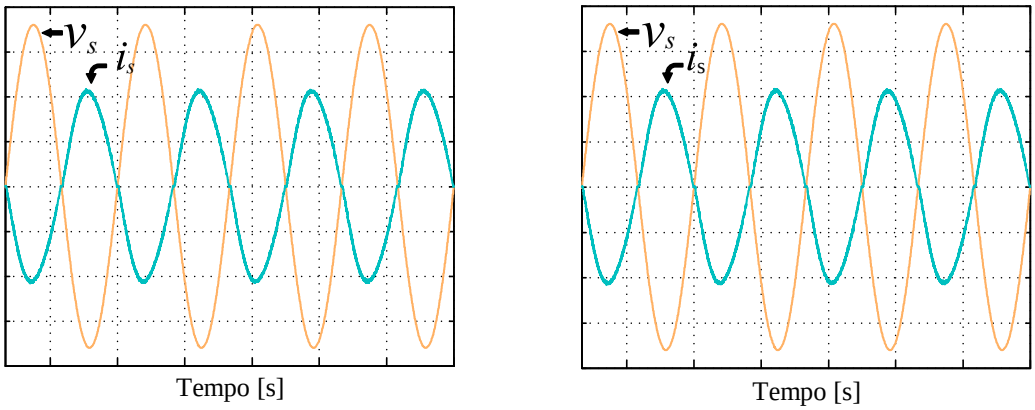
potência disponível no arranjo fotovoltaico (P_{MG}), cuja potência aproximada é de $P_{PV} = 1960\text{W}$.



(a) (b)

Figura 41 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div).

A Figura 42 apresenta as correntes injetadas na rede elétrica, utilizando os dois métodos de MPPT em estudo. Nota-se que as correntes estão em fase oposta a fase da tensão da rede elétrica, indicando que a corrente está sendo injetada na rede elétrica. A Figura 42 (a) mostra a corrente na rede elétrica em relação à tensão utilizando o método MPPT-P&O e a Figura 42 (b) utilizando o método MPPT-PSO.

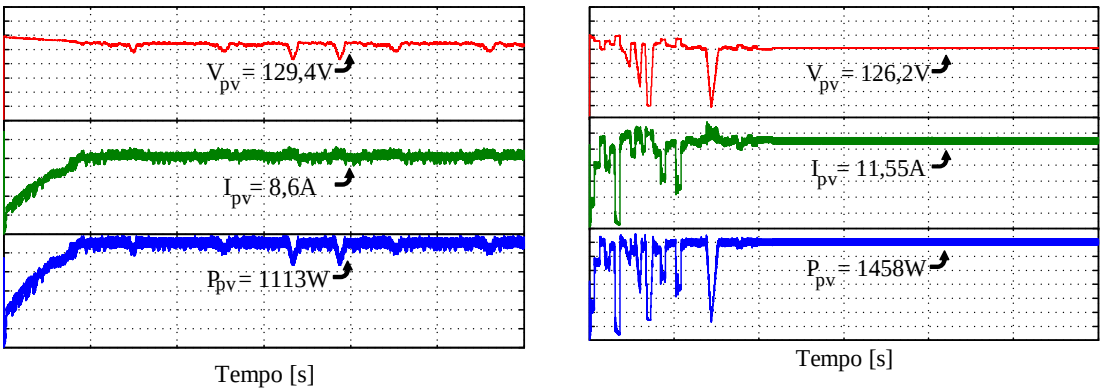


(a) (b)

Figura 42 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-PO caso 1; (b) Método MPPT-PSO caso 1.

Já para o Caso 2, a Figura 43 (a) e (b) mostra as potências extraídas do arranjo fotovoltaico usando as técnicas MPPT-P&O e MPPT-PSO, respectivamente. O método MPPT-P&O rastreou um ponto de máximo local P_{ML1} extraindo uma potência $P_{PV} = 1113\text{W}$. Percebe-se que mesmo após alcançar o regime permanente, o método MPPT-P&O apresentou

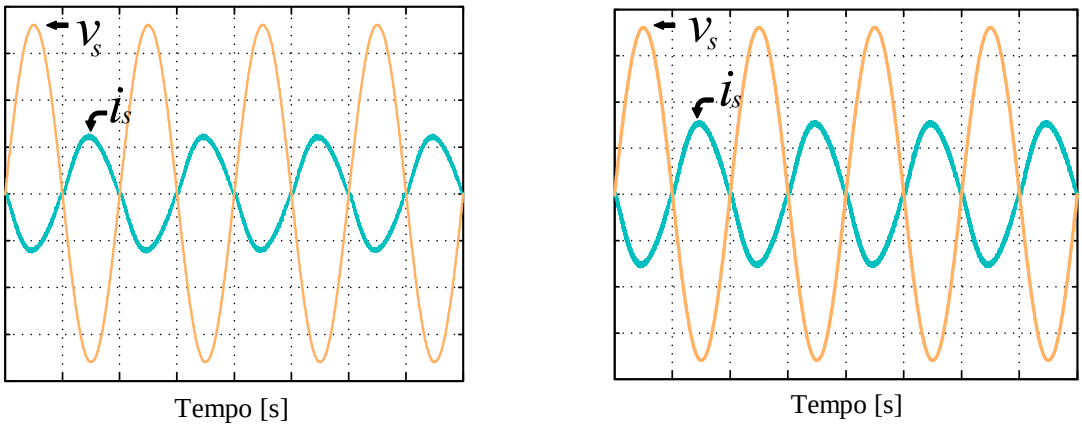
uma oscilação em torno do ponto de potência rastreado. Já o método MPPT-PSO conseguiu rastrear o ponto de máxima potência global (P_{MG}) disponível no arranjo fotovoltaico, de modo que $P_{PV} = 1458\text{W}$. Além disso, a potência extraída utilizando o método MPPT-PSO apresentou uma menor oscilação em regime permanente.



(a) **(b)**

Figura 43 - Resultados de Simulação (Caso 2): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div).

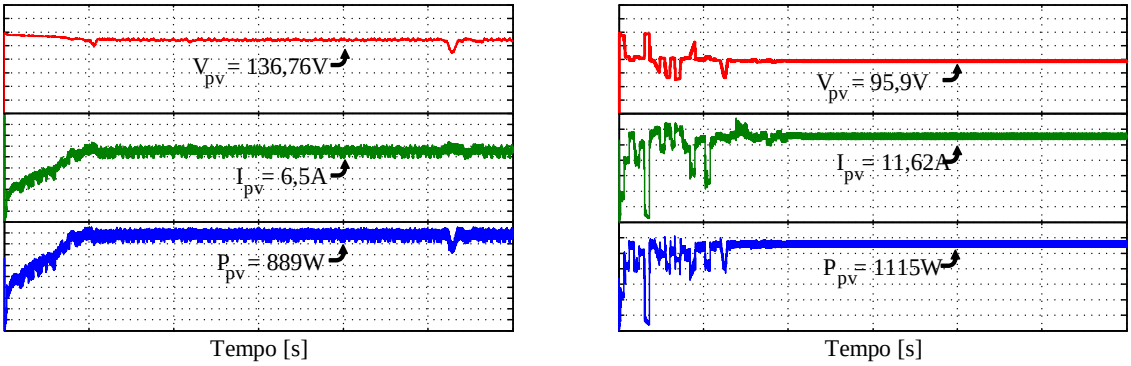
A Figura 43 apresenta as correntes injetadas na rede elétrica para o Caso 2. Nota-se que as correntes apresentam amplitudes diferentes, indicando níveis distintos de potência extraídos por cada método de MPPT. A Figura 44 (a), mostra a corrente na rede elétrica em relação a tensão utilizando o método MPPT-P&O e a Figura 44 (b) utilizando o método MPPT-PSO.



(a) **(b)**

Figura 44 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO.

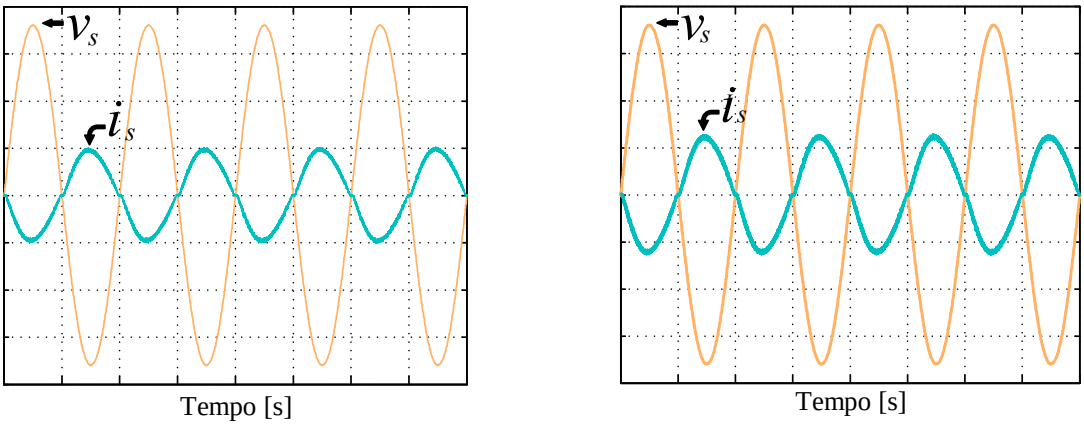
As potências extraídas para o Caso 3, apresentados na Figura 45 (a) e (b) mostra que o método MPPT-P&O rastreou um ponto de máximo local P_{ML2}, com uma potência de $P_{PV} = 889\text{W}$. Já o método MPPT-PSO conseguiu rastrear a máxima potência global disponível no arranjo fotovoltaico, cuja potência aproximada é de $P_{PV} = 1115\text{W}$.



(a) **(b)**

Figura 45 - Resultados de Simulação (Caso 3): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div); (b Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (45V/div – 3,75A/div - 500W/div, 1s/div).

A Figura 46 (a) e (b) mostra as correntes e a tensão da rede elétrica utilizando o método MPPT-P&O e MPPT-PSO, respectivamente, considerando o Caso 3.



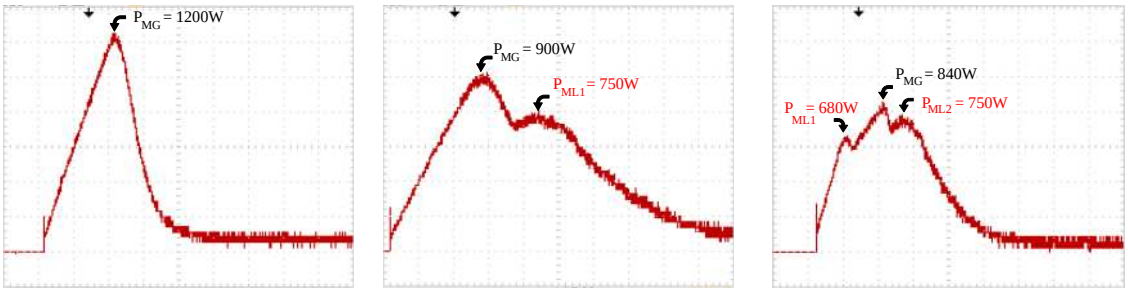
(a) **(b)**

Figura 46 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO.

5.3.2 Resultados experimentais

A Figura 47 (a), (b) e (c) apresenta as curvas características de potência P_{PV} obtidas experimentalmente, para os Casos (1), (2) e (3), respectivamente. No Caso (1), Figura 47 (a), a potência disponível no arranjo fotovoltaico P_{MG} =1200W. Já a Figura 47 (b), o ponto de

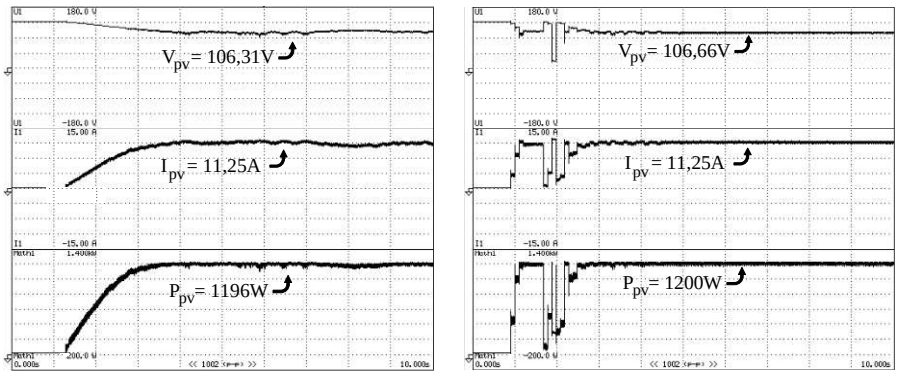
máxima potência global $P_{MG} = 900$W e local $P_{ML1} = 750$W. E por fim, para o Caso 3 Figura 47 (c), a curva de potência que apresenta três pontos de potência, , ou seja, o ponto de máxima potência global com P_{MG} =420W, e os pontos de potência locais, tais que P_{ML1} =300W e P_{ML2} =360W.



(a) **(b)** **(c)**

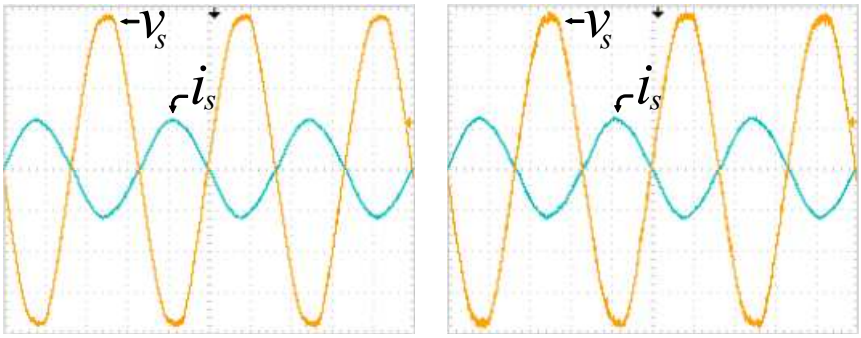
Figura 47 - Curvas de potência do arranjo PV para os Casos 1, 2 e 3 (200W/div; 10ms/div)

A Figura 48 (a) e (b) apresenta as potências extraídas do arranjo fotovoltaico usando as técnicas MPPT-P&O e MPPT-PSO, respectivamente, com relação ao Caso 1 (Figura 47 (a)). Pode-se observar que ambos os métodos de MPPT rastrearam o ponto de máxima potência. O método MPPT-P&O da Figura 48 (a) apresentou um pequeno erro, devido à oscilação em torno da potência rastreada. A Figura 49 apresenta as correntes injetadas na rede elétrica considerando Caso 1.



(a) **(b)**

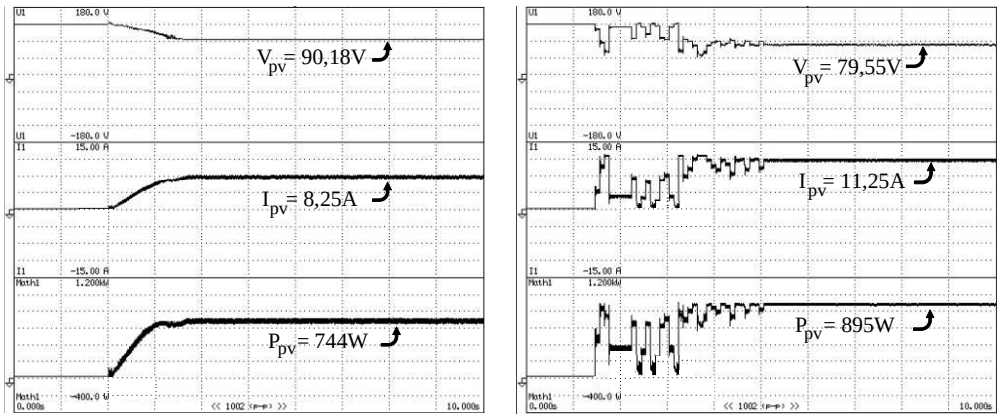
Figura 48 - Potência extraída do arranjo PV (45V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div): (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO



(a) **(b)**

Figura 49 - Correntes injetadas na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO.

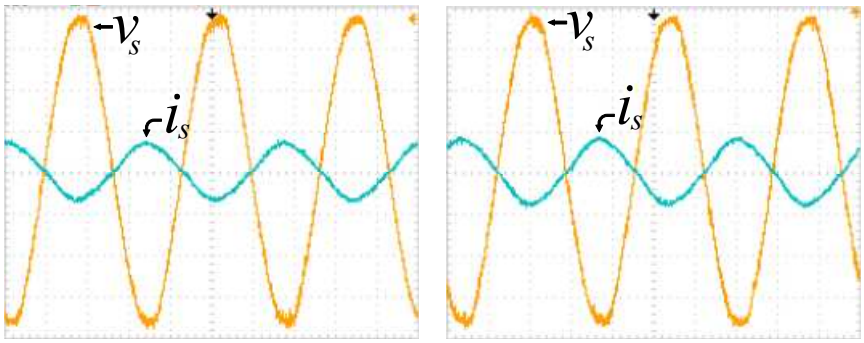
Os resultados considerando o Caso 2 são apresentados na Figura 50, onde ocorre o sombreamento parcial. Observa-se que o método MPPT-P&O rastreou um ponto de máximo local P_{ML1}, disponibilizando uma potência $P_{PV} = 744\text{W}$ conforme apresentado na Figura 47 (b). Já o método MPPT-PSO rastreou o ponto de máxima potência global P_{MG}, onde $P_{PV} = 895\text{W}$ como mostra a Figura 50 (b).



(a) **(b)**

Figura 50 – Potência extraída do arranjo PV (45V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div): (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO

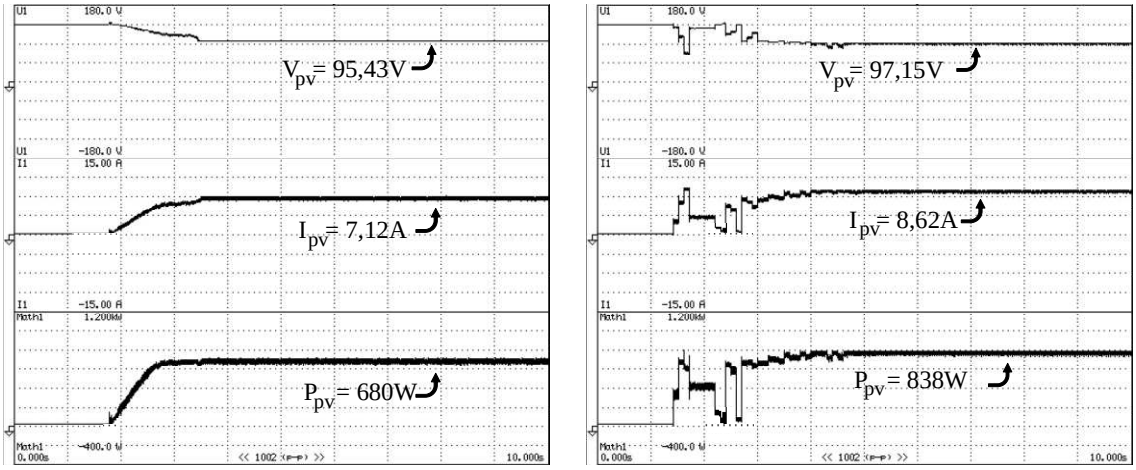
A Figura 51 apresenta as correntes injetadas na rede elétrica considerando o Caso 2. Nota-se que as correntes possuem uma sutil diferença de amplitude para os dois casos, devido à diferença de potência extraída do arranjo fotovoltaico. A corrente da Figura 51 (a) apresenta uma menor amplitude quando comparada com a amplitude de corrente da Figura 51 (b).



(a) **(b)**

Figura 51 – Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO.

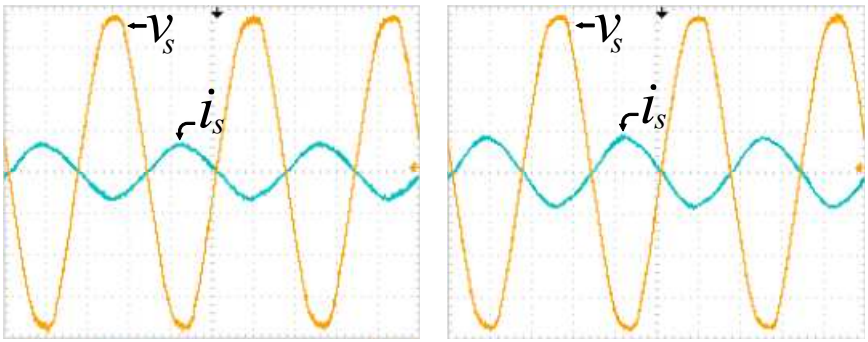
Os resultados considerando o Caso 3 são apresentados na Figura 52. O método MPPT-P&O novamente rastreou um ponto de máximo local P_{ML1}, disponibilizando uma potência $P_{PV} = 680\text{W}$ como apresentado na Figura 53 (a). Já o método MPPT-PSO, como nos casos anteriores, rastreou o ponto de máxima potência global P_{MG}, com $P_{PV} = 838\text{W}$ como mostra a Figura 53 (b).



(a) **(b)**

Figura 52 – Potência extraída do arranjo PV (45V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div): (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO

A Figura 53 apresenta as correntes injetadas na rede elétrica considerando o Caso 3, para os dois métodos em estudo. Novamente, como pode ser observado, as correntes injetadas na rede elétrica para os dois métodos de MPPT apresentam diferentes amplitudes, o que caracteriza diferentes níveis de potência extraídos pelos métodos de MPPT implementados.



(a) **(b)**

Figura 53 – Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO.

5.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO COM CONVERSORES DE UM ÚNICO ESTÁGIO

Na topologia de controle de um único estágio mostrada na Figura 54, a técnica de MPPT utilizada deverá fornecer uma tensão de referência para o controle de tensão do barramento CC do inversor. Neste caso, o controle MPPT da topologia de um único estágio, ou seja, sem estágio CC-CC elevador de tensão, irá atuar diretamente na referência de tensão do controle do barramento CC do inversor, de modo que o fluxo de energia ativa entre o arranjo fotovoltaico e a rede elétrica seja controlado.

Uma vez que a tensão de barramento CC não é controlada por meio do conversor CC-CC na topologia de um estágio, a sua amplitude pode mudar. Desse modo, o inversor utiliza o controle do barramento CC-CC para manter um valor de tensão constante. Para este efeito, o controle do barramento CC funciona aumentando ou diminuindo o valor de referência da corrente utilizada para injetar a energia ativa na rede elétrica. Assim, em conjunto com o sistema PLL a malha de controle do barramento CC gera a referência de corrente usada no circuito de controle de corrente. O algoritmo PLL gera uma referência senoidal, que é sincronizada com a tensão da rede elétrica. Ambas as malhas de controle do barramento CC e de controle da corrente utilizam os controladores Proporcional-Integral (PI) em suas estruturas. Os controladores PI são projetados por meio de diagrama de Bode, onde a frequência de cruzamento e margem de fase são usados como parâmetros de projeto para encontrar os valores dos ganhos do compensador.

A Figura 55 apresenta o arranjo PV contendo uma string de 10 painéis fornecendo uma tensão no ponto de máxima potência equivalente a 307 V. Na Figura 55 (a), o arranjo PV está representado sem sombreamento parcial, ou seja, a distribuição da radiação solar sobre o arranjo é uniforme em todos os pontos dos painés (Caso 1). Já na Figura 55 (b) o arranjo

apresenta um ponto de sombreamento parcial apresentando dois níveis diferentes de radiação solar incidende em um dos dez painéis que compõe o arranjo fotovoltaico (Caso 2).

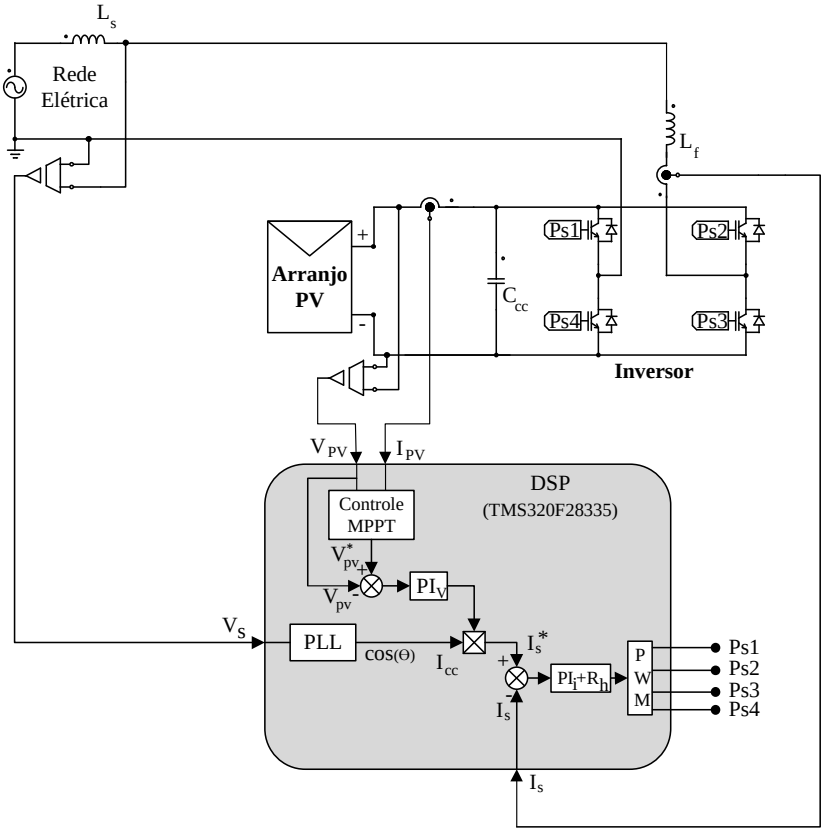


Figura 54 - Sistema PV conectado a rede elétrica sem estágio CC-CC elevador de tensão.

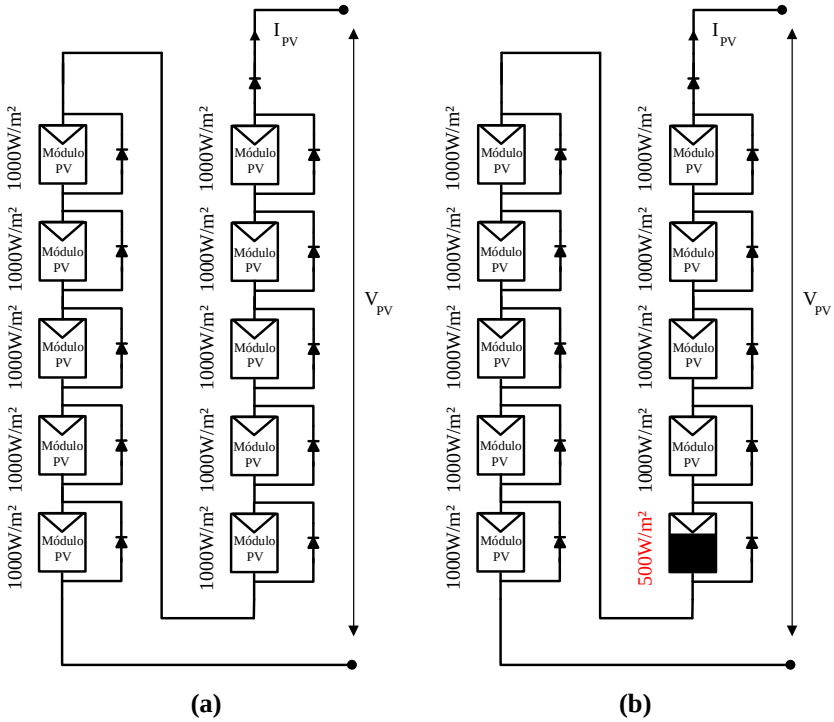
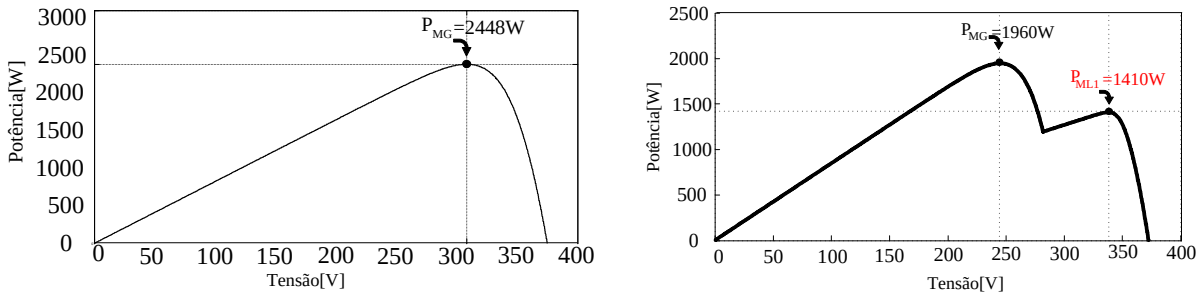


Figura 55 – Arranjo PV: (a) Caso (1); (b) Caso (2).

5.4.1 Resultados de simulações

Na Figura 56 (a) e (b) são apresentadas as curvas características P-V de potência para as duas condições de radiação solar incidentes sobre o arranjo fotovoltaico (Casos 1 e 2), os quais foram obtidos através de simulações.

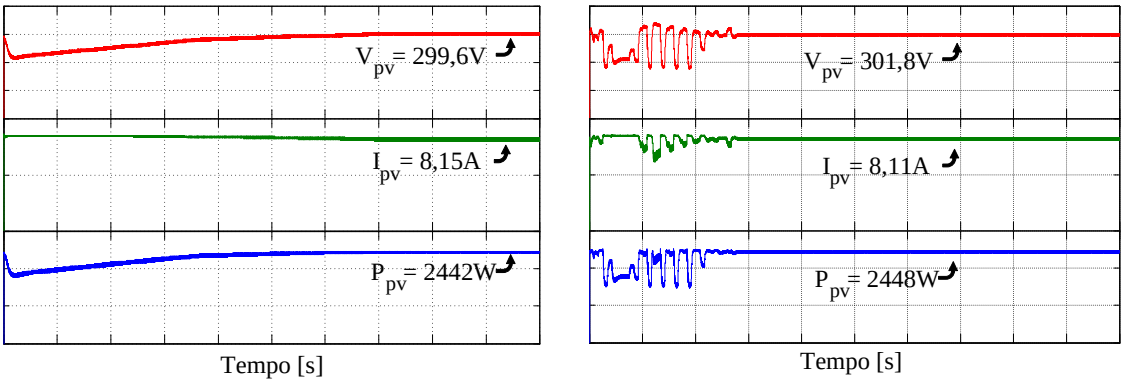


(a) (b)

Figura 56 - Curvas Características P-V: (a) Caso 1; (b) Caso 2.

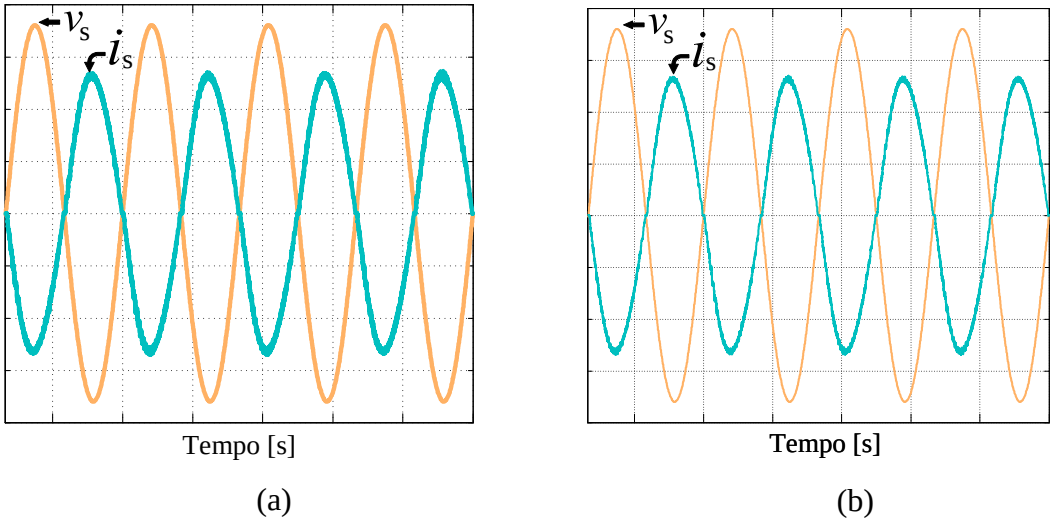
A Figura 57 (a) e (b) mostra as potências extraídas do arranjo fotovoltaico usando as técnicas MPPT-P&O e MPPT-PSO, respectivamente, considerando o Caso 1. Ambos os métodos de MPPT conseguiram rastrear a máxima potência disponível no arranjo fotovoltaico, ou seja, o ponto P_{MG}, cuja potência máxima extraída pelo método MPPT-P&O foi $P_{PV} = 2442\text{W}$, enquanto pelo método de MPPT-PSO foi $P_{PV} = 2448\text{W}$.

A Figura 58 apresenta as correntes injetadas na rede elétrica utilizando os dois métodos em estudo considerando o Caso 1.



(a) (b)

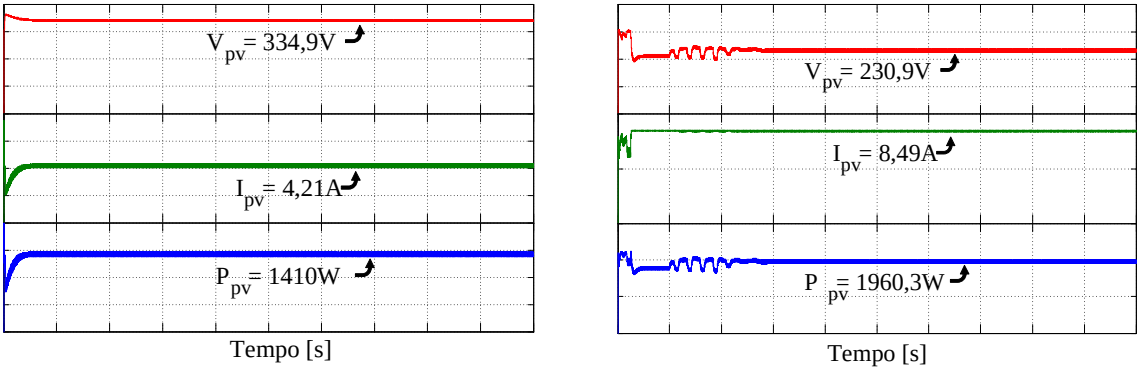
Figura 57 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (100V/div – 5A/div - 1000W/div, 1s/div); (b Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (100V/div - 5A/div - 1000W/div, 1s/div).



(a) (b)

Figura 58 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO.

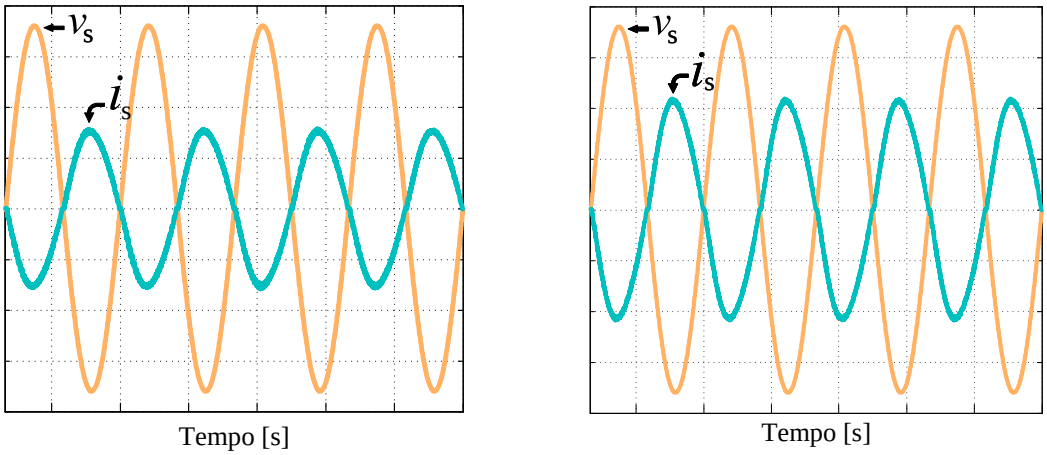
Já para o Caso 2, a Figura 59 (a) e (b) mostra as potências extraídas do arranjo fotovoltaico usando as técnicas MPPT-P&O e MPPT-PSO, respectivamente. O método MPPT-P&O rastreou um ponto de máximo local P_{ML1} onde $P_{PV} = 1113\text{W}$. Já o método MPPT-PSO conseguiu rastrear a máxima potência disponível no arranjo fotovoltaico, ou seja, o ponto P_{MG}, onde $P_{PV} = 1458\text{W}$. Além disso, como pode ser observado, a máxima potência extraída utilizando o método MPPT-PSO apresentou menor oscilações em regime permanente quando comparado ao método MPPT-P&O.



(a) (b)

Figura 59 - Resultados de Simulação (Caso 1): (a) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-P&O (100V/div - 2A/div - 500W/div, 1s/div); (b) Extração de potência do arranjo PV usando técnica MPPT-PSO (100V/div - 5A/div - 500W/div, 1s/div).

A Figura 60 apresenta as correntes injetadas na rede elétrica considerando o Caso 2.

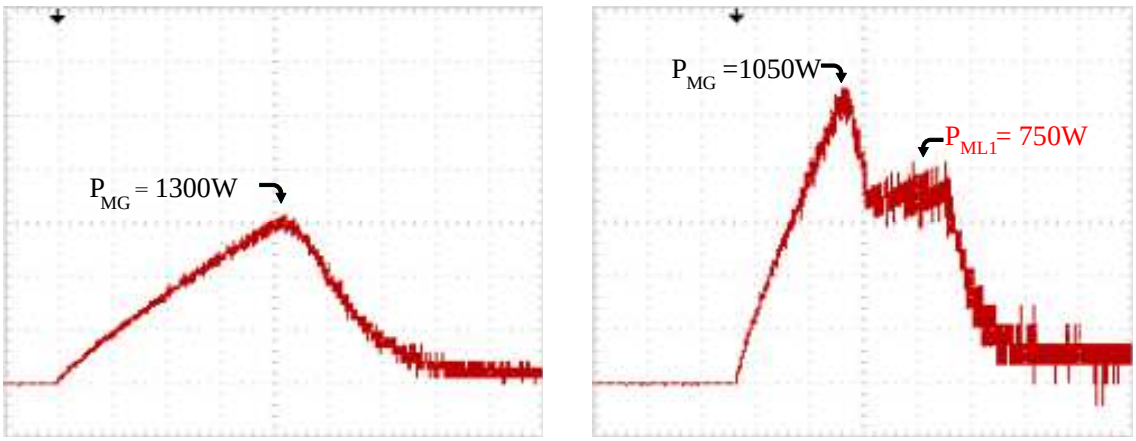


(a) (b)

Figura 60 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 10ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO.

5.4.2 Resultados experimentais

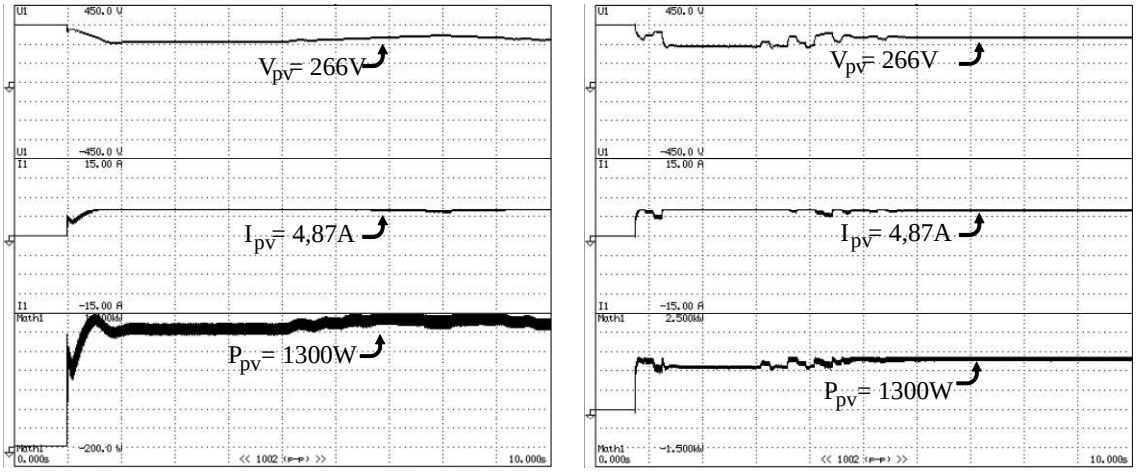
A Figura 61 apresenta as curvas de potência disponíveis obtidas experimentalmente no sistema PV de um único estágio. A Figura 61 (a) está relacionada ao Caso 1 enquanto a Figura 61(b) se refere ao Caso 2.



(a) **(b)**

Figura 61 - Curva de potência do arranjo PV para o caso 2 (450W/div; 10ms/div); Curva de potência do arranjo PV para o caso 2 (200W/div; 10ms/div)

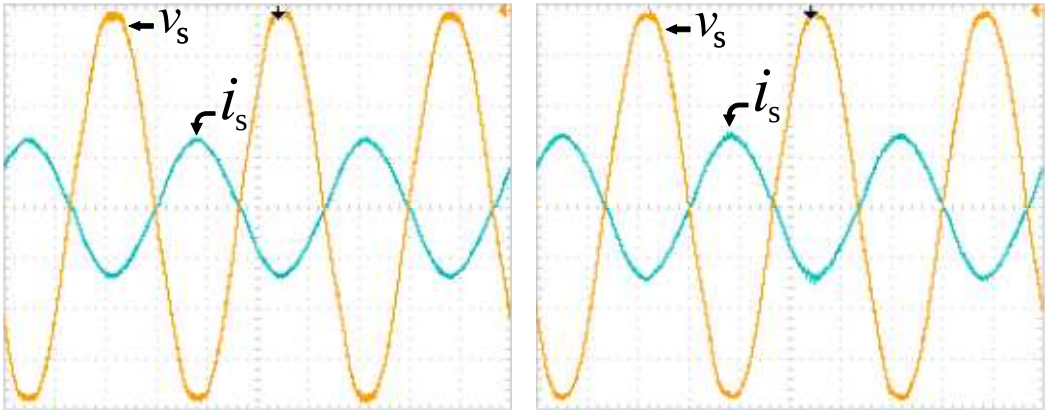
A Figura 62 (a) e (b) apresenta, respectivamente, a potência extraída do arranjo fotovoltaico para o sistema de um único estágio, por meio dos métodos MPPT-P&O e MPPT-PSO.



(a) **(b)**

Figura 62 - Potência extraída do arranjo PV: (a) Método MPPT-PO (112,5V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div); (b) Método MPPT-PSO (112,5V/div, 3,75A/div, 500W/div; 1s/div)

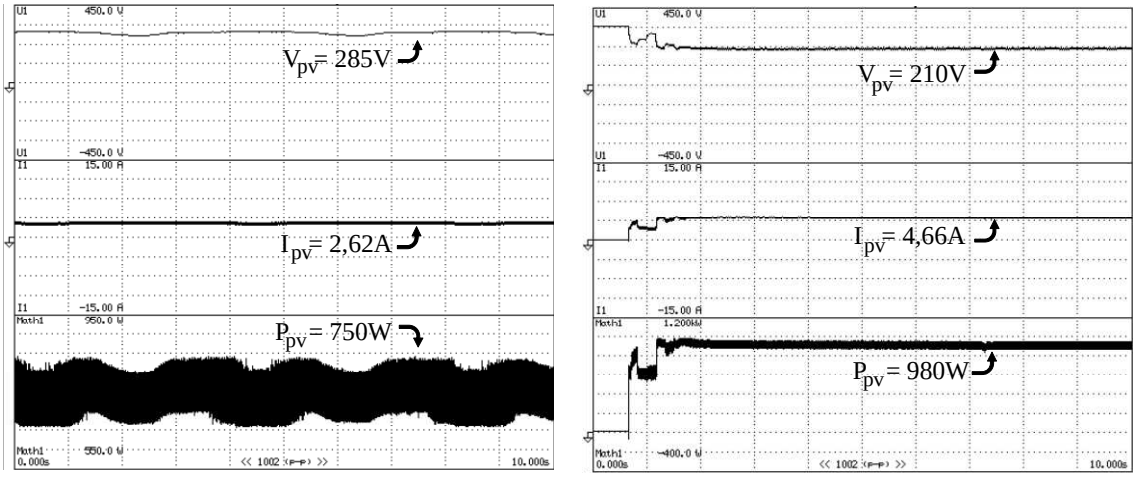
A Figura 63 (a) e (b) apresenta as correntes e tensão na rede elétrica considerando a técnica de MPPT-P&O e MPPT-PSO para o Caso 1, respectivamente.



(a) **(b)**

Figura 63 - Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 5ms/div); (a) Método MPPT-P&O; (b) Método MPPT-PSO.

A Figura 64 (a) e (b) apresenta, respectivamente, a potência extraída do arranjo PV através das técnicas MPPT-P&O e MPPT-PSO. Para este caso, os resultados obtidos pelo método de MPPT-P&O apresentado na Figura 64 (a) extraiu uma potência $P_{PV} = 750\text{W}$, enquanto o método MPPT-PSO extraiu uma potência $P_{PV} = 980\text{W}$, conforme observado pelos resultados apresentados na Figura 64 (b).

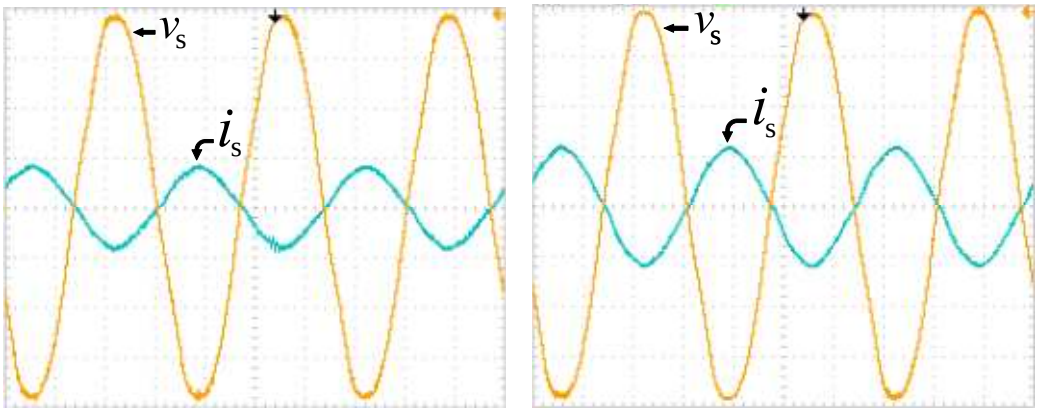


(a) **(b)**

Figura 64 – Potência extraída do arranjo PV: (a) Método MPPT-P&O (112,5V/div, 3,75A/div, 50W/div; 1s/div); (b) Método MPPT-PSO (112,5V/div, 3,75A/div, 200W/div; 1s/div)

A potência máxima disponível no arranjo PV para o Caso 2, conforme apresentado na Figura 61 (b), é de P_{MG}=1050W. No entanto, o método de MPPT-PSO extraiu uma potência de 980W, devido ao fato do algoritmo estar limitado a uma tensão mínima para funcionamento do inversor, que para esta aplicação prática foi definida em 210V. Nesta condição, a tensão relacionada ao ponto de máxima potência estaria em torno de V_{MPP} =190V, o que inviabilizaria o funcionamento do inversor conectado à rede elétrica. Assim, o método de MPPT-PSO limitou-se em extrair a máxima potência possível do arranjo PV para garantir o funcionamento adequado do inversor, e, mesmo assim, contornou o problema de sombreamento parcial.

A Figura 65 (a) e (b) apresenta as correntes e tensão na rede elétrica considerando as técnicas de MPPT em estudo.



(a) **(b)**

Figura 65 – Corrente injetada na rede e tensão da rede (10A/div, 50V/div; 5ms/div); (a) Método MPPT-PO; (b) Método MPPT-PSO.

5.4.3 Resumo resultados

As Tabelas 8 e 9 apresentam as potências extraídas dos arranjos fotovoltaicos utilizando os métodos de MPPT-P&O e MPPT-PSO obtidas por meio de simulações e experimentos práticos. A Tabela 8 apresenta os resultados de simulação, onde pode-se comparar a potência extraída pelos métodos de MPPT empregados e as potências máximas disponíveis no arranjo. Fica evidente que em todos os casos simulados o método de MPPT-PSO conseguiu rastrear, com e sem sombreamento, o ponto de máxima potência global disponível no arranjo fotovoltaico.

Tabela 8– Resultados de simulação referentes à extração da máxima potência do sistema PV para os métodos MPPT-P&O e MPPT-PSO

Topologia do sistema fotovoltaico	Distribuição de radiação solar W/m²	Potência máxima disponível [W] P_{MG}	Potência extraída [W] (Regime permanente)	
			MPPT-P&O	MPPT-PSO
Sistema PV conectado à carga isolada	Caso 1	1960	1950	1957
	Caso 2	1332	1118	1331
Sistema PV com dois estágios conectados à rede	Caso 1	1960	1960	1960
	Caso 2	1458	1113	1458
	Caso 3	1115	889	1115
Sistema PV com único estágio conectado à rede	Caso 1	2448	2442	2448
	Caso 2	1960	1410	1960

Na Tabela 9 também fica evidente pelos resultados experimentais, que o método de MPPT-PSO conseguiu rastrear, com e sem sombreamento, o ponto de máxima potência global disponível no arranjo fotovoltaico.

Tabela 9 – Resultados experimentais referentes à extração da máxima potência do sistema PV para os métodos MPPT-P&O e MPPT-PSO

Topologia do sistema fotovoltaico	Distribuição de radiação solar W/m²	Potência máxima disponível [W] P_{MG}	Potência extraída [W]	
			MPPT-P&O	MPPT-PSO
Sistema PV conectado à carga isolada	Caso 1	650	648,9	650
	Caso 2	420	359,5	420
Sistema PV com dois estágios conectados à rede	Caso 1	1200	1196	1200
	Caso 2	900	744	895
	Caso 3	840	680	838
Sistema PV com único estágio conectado à rede	Caso 1	1300	1300	1300
	Caso 2	1050	750	980

5.5 CONCLUSÃO

Este trabalho propôs um método de MPPT-PSO para maximizar a extração de energia disponível em arranjos fotovoltaicos conectados a rede elétrica. O método PSO aplicado no rastreamento de máxima potência pode trabalhar sobre condições de sombreamento parcial incidente sobre os painéis fotovoltaicos, contornando pontos de potência locais, obtendo o melhor ponto de potência disponível, máximo global.

O comportamento do método proposto para a resolução de problemas associados ao aparecimento de pontos máximos locais causados pelo sombreamento parcial em geradores fotovoltaicos apresentou baixas oscilações em torno do ponto de máxima potência encontrado. Além disso, simulação e resultados experimentais demonstraram que não é adequado desconsiderar os efeitos causados pelo sombreamento parcial em geradores fotovoltaicos, o que pode causar impactos significativos sobre a extração de potência máxima.

Finalmente, por meio da simulação e os resultados experimentais, foi demonstrado o melhor desempenho da técnica de MPPT-PSO quando comparado com o método tradicional MPPT-P&O.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o estudo e implementação prática de um método de MPPT-PSO para maximizar a extração de energia disponível em arranjos fotovoltaicos conectados a rede elétrica.

Ao longo desta dissertação foi abordado todo o processo que envolve a transferência de energia retirada de painéis solares fotovoltaicos para a rede elétrica. Primeiramente foi apresentado o comportamento dos sistemas fotovoltaicos. Para um melhor entendimento do funcionamento de um painel fotovoltaico foi utilizado um circuito equivalente que se comporta de uma forma semelhante. A partir da equação do circuito equivalente foi implementado em simulação em MatLab/Simulink que permitiu observar o comportamento do painel, bem como traçar as curvas I-V e P-V para diversos valores de radiação solar. Verifica-se que existe uma alteração considerável das curvas características perante efeitos de sombreamentos parciais. Também, foram apresentados vários conversores CC-CC que podem ser utilizados para o acoplamento de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica. Com isso, foi possível compreender que para a avaliação do método de MPPT proposto o conversor *boost* se torna uma configuração viável, por sua simplicidade de implementação. Este é um conversor que apresenta na sua saída uma tensão superior à tensão que está na entrada, o que é fundamental para adequação de tensão utilizada no barramento CC de inversores conectados a rede elétrica.

Foram exibidos os principais métodos de rastreamento de máxima potência, para permitir uma melhor compreensão destes tipos de algoritmos. Um método MPPT baseado em PSO foi apresentado, o qual atua na busca da potência global de arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamentos parciais.

Os controladores utilizados nas topologias foram projetados. Todo o processo de projeto foi apresentado a fim de obter os ganhos para os controladores PI utilizados.

Todo o sistema de conversão foi descrito e analisado, desde o painel fotovoltaico até à ligação com a rede eléctrica. Foram efetuadas simulações de vários casos do sistema para melhor demonstrar o funcionamento do método de MPPT-PSO e compará-lo com o método tradicional MPPT-P&O e verificou-se que o método proposto cumpre os objetivos deste trabalho.

Por fim foram realizados testes experimentais em laboratório. Foi avaliado o algoritmo MPPT-P&O e MPPT-PSO frente a sombreamentos parciais. Foram apresentadas as potências extraídas dos sistemas fotovoltaicos e as correntes injetadas na rede elétrica.

Por fim, pode-se dizer que este projeto permitiu uma aprendizagem mais aprofundada na área dos sistemas de conversão de energia fotovoltaica. E compreender a importância da maximização da extração de potência destes sistemas, pois apesar de ser fonte de energia inesgotável, ainda é pouco competitiva, em termos de rendimento e custo, com outras formas de energia.

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

São propostas de continuidade deste trabalho:

- Utilizar outras topologias de conversores conectados a rede elétrica, para avaliar o método MPPT-PSO proposto;
- Realizar uma comparação com outros métodos de MPPT;
- Testar outros parâmetros do algoritmo de PSO, afim de melhorar o desempenho dinâmico do método proposto.

6.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Durante a realização deste trabalho como resultados foram publicados os seguintes artigos:

Trabalho publicado em periódico

- OLIVEIRA, F. M.; SILVA, S. A. O.; DURAND, F. R.; SAMPAIO, L. P. Maximum Power Point Tracking Technique Based on Particle Swarm Optimization Method Applied to a Single-Phase Grid-Tied Photovoltaic System. **Renewable Energy & Power Quality Journal (RE&PQJ)**, v. 1, p. 1-6, 2015.

Trabalho aceito para publicação em periódico

- OLIVEIRA, F. M.; SILVA, S. A. O.; DURAND, F. R.; SAMPAIO, L.P.; BACON, V.; CAMPANHOL, L. G. Grid-Tied Photovoltaic System Based on PSO MPPT Technique with Active Power Line Condition in. **Power Electronics, IET**, 2015.

Trabalho publicado em congresso internacional

- OLIVEIRA, F. M.; SILVA, S. A. O.; DURAND, F. R.; SAMPAIO, L. P. Técnica de Rastreamento de Máxima Potência em Arranjos Fotovoltaicos Sob Efeito de Sombreamento Baseado no Método PSO. In: **XI IEEE/IAS International Conference on Industry Applications**, 2014, Juiz de Fora-MG. INDUSCON-2014. p. 1-8, 2014.

Trabalho aceito para publicação em congresso internacional

- OLIVEIRA, F. M.; SILVA, S. A. O.; DURAND, F. R.; SAMPAIO, L.P. Application of PSO Method for Maximum Power Point Extraction in Photovoltaic Systems under Partial Shading Conditions. **COBEP-SPEC**, 2015.

REFERÊNCIAS

AGORRETA, J. L. et al. Modeling and Control of N -Paralleled Grid-Connected Inverters With LCL Filter Coupled Due to Grid Impedance in PV Plants. **Power Electronics, IEEE Transactions on,** v. 26, n. 3, p. 770-785, 2011.

ALVES, M. G. **Mini-inversores para aproveitamento de energia fotovoltaica, com técnicas de mppt, sincronismo e conexão com a rede de ca em bt, proteção de ilhamento, gerenciamento da energia e da operação**. 2013. (Master). Universidade Estadual Paulista

ANGELICO, B. A.; CAMPANHOL, L. B. G.; SILVA, S. A. O. Proportional-integral/proportional-integral-derivative tuning procedure of a single-phase shunt active power filter using Bode diagram. **Power Electronics, IET,** v. 7, n. 10, p. 2647-2659, 2014.

BRITO, M. A. G. et al. Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on,** v. 60, n. 3, p. 1156-1167, 2013.

BUTICCHI, G. et al. A novel compensation strategy of actual commutations for ground leakage current reduction in PV transformerless converters. **IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2010**. 7-10 Nov. 2010. p.3179-3184.

CEPEL. **Manual de engenharia para Sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro. Ediouro 2004.

_____. **Manual de engenharia para Sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro. Ediouro 2014.

DENIZAR, C. M.; MARCIO, M. C. **Modelo de Arranjo Fotovoltaico Destinado a Análises em Eletrônica de Potência via Simulação**. Revista Eletrônica de Potência. 13**:** 141-146 p. 2008.

EPIA. **Global market outlook for photovoltaics 2013-2017** European Photovoltaic Industry Assiciation**:** 60 p. 2013.

FILHO, R. M. S. et al. Comparison of Three Single-Phase PLL Algorithms for UPS Applications. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on,** v. 55, n. 8, p. 2923-2932, 2008.

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

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. **Solar cell eficiency tables (version 41)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 21. 2013. p. 1-11.

HO, S. L.; SHIYOU, Y.; GUANGZHENG, N. Incorporating A Priori Preferences in a Vector PSO Algorithm to Find Arbitrary Fractions of the Pareto Front of Multiobjective Design Problems. **Magnetics, IEEE Transactions on,** v. 44, n. 6, p. 1038-1041, 2008.

HUTCHENS, C.; WENSONG, Y.; JIH-SHENG, L. Modeling and control of charge-pumped reboost converter for pv applications. **Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2010 IEEE 12th Workshop on**, 2010. 28-30 June 2010. p.1-5.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z. A Deterministic Particle Swarm Optimization Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on,** v. 60, n. 8, p. 3195-3206, 2013.

ISHAQUE, K. et al. An Improved Particle Swarm Optimization (PSO)–Based MPPT for PV With Reduced Steady-State Oscillation. **Power Electronics, IEEE Transactions on,** v. 27, n. 8, p. 3627-3638, 2012.

JI;, Y.-H. et al. A Real Maximum Power Point Tracking Method for Mismatching Compensation in PV Array Under Partially Shaded Conditions. **IEEE Transactions on Power Electronics,** v. 26, n. 4, p. 1001-1009, 2011.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. Neural Networks, 1995. Proceedings., **IEEE International Conference on**, 1995. Nov/Dec 1995. p.1942-1948 vol.4.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. **Industry Applications, IEEE Transactions on,** v. 41, n. 5, p. 1292-1306, 2005.

KYRITSIS, A. C.; TATAKIS, E. C.; PAPANIKOLAOU, N. P. Optimum Design of the Current-Source Flyback Inverter for Decentralized Grid-Connected Photovoltaic Systems. **Energy Conversion, IEEE Transactions on,** v. 23, n. 1, p. 281-293, 2008.

LAIRD, I. et al. Comparative study of maximum power point tracking algorithms for thermoelectric generators. **Power Engineering Conference, 2008. AUPEC '08**. Australasian Universities, 2008. 14-17 Dec. 2008. p.1-6.

LARICO, H. R. E. **Conversor Boost Controlado em Corrente Aplicado ao Retificador Monofásico**. 2007. (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina

LI, Z. et al. A Modular Grid-Connected Photovoltaic Generation System Based on DC Bus. **Power Electronics, IEEE Transactions on,** v. 26, n. 2, p. 523-531, 2011.

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. **Photovoltaics, IEEE Journal of,** v. 4, n. 2, p. 626-633, 2014.

LIANG, T. J.; TSENG, K. C. Analysis of integrated boost-flyback step-up converter. **Electric Power Applications, IEE Proceedings -,** v. 152, n. 2, p. 217-225, 2005.

LUO, F. L.; YE, H. Positive output cascade boost converters. **Electric Power Applications, IEE Proceedings -,** v. 151, n. 5, p. 590-606, 2004.

MALDONADO, Y.; CASTILLO, O. Comparison between multiobjective GA and PSO for parameter optimization of AT2-FLC for a real application in FPGA. **Fuzzy Information Processing Society (NAFIPS), 2012 Annual Meeting of the North American, 2012**. 6-8 Aug. 2012. p.1-6.

MASTROMAURO, R. A. et al. A Single-Phase Voltage-Controlled Grid-Connected Photovoltaic System With Power Quality Conditioner Functionality. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on,** v. 56, n. 11, p. 4436-4444, 2009.

MATTAVELLI, P.; FASOLO, S. A closed-loop selective harmonic compensation for active filters. **Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2000. APEC 2000**. Fifteenth Annual IEEE, 2000. 2000. p.399-405 vol.1.

MIYATAKE, M. et al. Control characteristics of a fibonacci-search-based maximum power point tracker when a photovoltaic array is partially shaded. **Power Electronics and Motion Control Conference, 2004**. IPEMC 2004. The 4th International, 2004. 14-16 Aug. 2004. p.816-821 Vol.2.

MIYATAKE, M. et al. A Novel maximum power point tracker controlling several converters connected to photovoltaic arrays with particle swarm optimization technique. **Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on, 2007**. 2-5 Sept. 2007. p.1-10.

MIYATAKE, M. et al. Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach. **Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on,** v. 47, n. 1, p. 367-380, 2011.

NEOSOLARENERGIA. 2014. Disponível em: < www.neosolar.com.br >. Acesso em: 12 dez. 2014.

QUN, Z.; LEE, F. C. High-efficiency, high step-up DC-DC converters. **Power Electronics, IEEE Transactions on,** v. 18, n. 1, p. 65-73, 2003.

RENAUDINEAU, H.; DONATANTONIO, F.; FONTCHASTAGNER, J., ET AL. **A PSO-based global MPPT technique for distributed PV power generation**. Industrial Electronics. IEEE Transactions 62**:** 1047-1058 p. 2015.

SALAS, V. et al. **Review of the maximum power point tracking algorithms for standalone photovoltaic systems**. Solar Energy Materials and Solar Cells. Amsterdã. 90**:** 1555-1578 p. 2007.

SERBAN, E.; SERBAN, H. A Control Strategy for a Distributed Power Generation Microgrid Application With Voltage- and Current-Controlled Source Converter. **Power Electronics, IEEE Transactions on,** v. 25, n. 12, p. 2981-2992, 2010.

SILVA, S. A. O. et al. A comparative analysis of p-PLL algorithms for single-phase utility connected systems. **Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on**, 2009. 8-10 Sept. 2009. p.1-10.

SILVA, S. A. O.; NOVOCHADLO, R.; MODESTO, R. A. Single-phase PLL structure using modified p-q theory for utility connected systems. **Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008**. IEEE, 2008. 15-19 June 2008. p.4706-4711.

SILVA, S. A. O. et al. PLL Structures for Utility Connected Systems under Distorted Utility Conditions. **IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference on**, 2006. 6-10 Nov. 2006. p.2636-2641.

SILVA, S. M. et al. Performance evaluation of PLL algorithms for single-phase grid-connected systems. Industry Applications Conference, 2004. **39th IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2004 IEEE, 2004**. 3-7 Oct. 2004. p.2259-2263 vol.4.

SYAFARUDDIN; KARATEPE, E.; HIYAMA, T. Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions. **Renewable Power Generation, IET,** v. 3, n. 2, p. 239-253, 2009.

TEODORESCU, R. et al. A new control structure for grid-connected LCL PV inverters with zero steady-state error and selective harmonic compensation. **Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04**. Nineteenth Annual IEEE, 2004. 2004. p.580-586 Vol.1.

TSENG, K. C.; LIANG, T. J. Novel high-efficiency step-up converter. **Electric Power Applications, IEE Proceedings -,** v. 151, n. 2, p. 182-190, 2004.

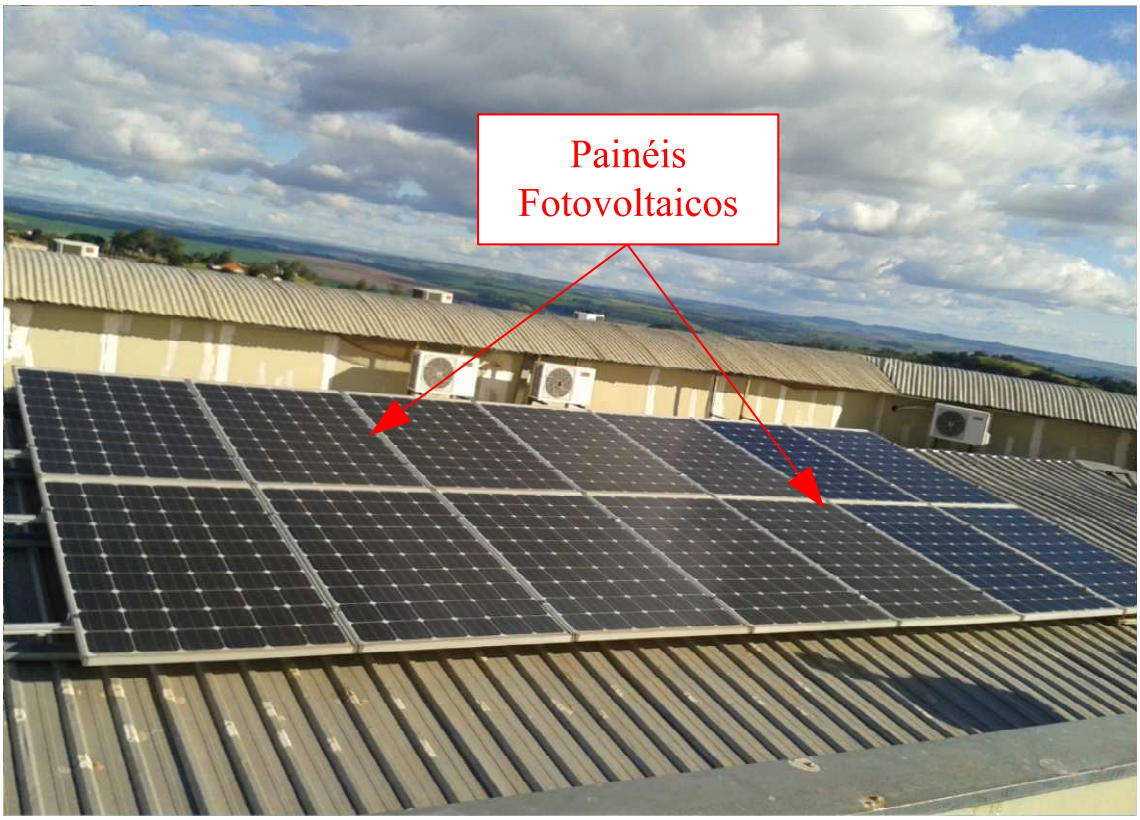
XIAOMING, Y. A., J. MERK, W. STEMMLER, H. Stationary frame generalized integrators for current control of active power filters with zero steady state error for current harmonics of concern under unbalanced and distorted operation conditions. Industry Applications Conference, 2000. **Conference Record of the 2000 IEEE, 2000.** Oct 2000. p.2143-2150 vol.4.

YI-HWA, L. S.-C., HUANG. JIA-WEI, HUANG. WEN-CHENG, LIANG. A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions. **Energy Conversion, IEEE Transactions on,** v. 27, n. 4, p. 1027-1035, 2012.

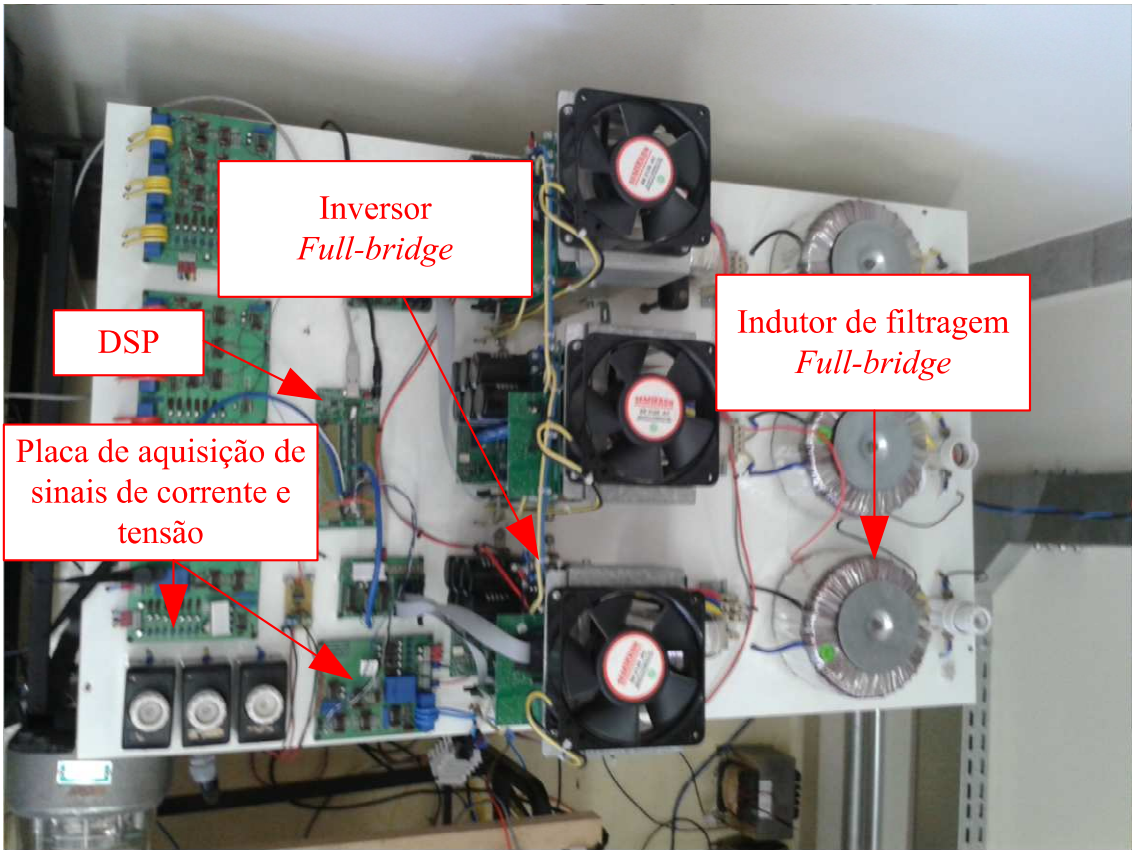
YU, G. J. J., Y. S. CHOI, J. Y. CHOY, I. SONG, J. H. KIM, G. S. A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms. **Photovoltaic Specialists Conference, 2002**. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002. 19-24 May 2002. p.1531-1534.

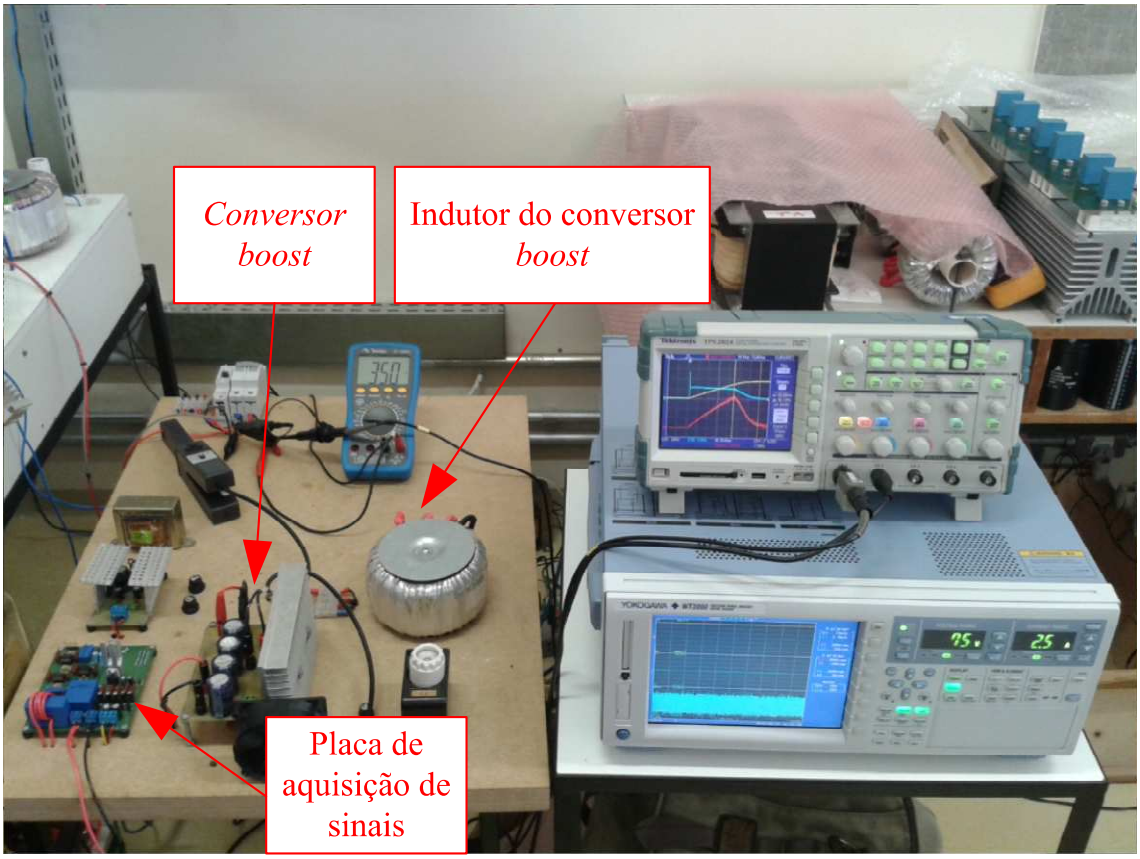
YU;, W. et al. High efficiency converter with charge pump and coupled inductor for wide input photovoltaic AC module applications. **Energy Conversion Congress and Exposition, 2009**. ECCE 2009. IEEE, 2009. 20-24 Sept. 2009. p.3895-3900.

APÊNDICE A


Painéis
Fotovoltaicos

Sombreamento
parcial no arranjo
fotovoltaico


Inversor
Full-bridge
DSP
Placa de aquisição de sinais de corrente e tensão
Indutor de filtragem
Full-bridge


Conversor boost
Indutor do conversor *boost*
Placa de aquisição de sinais