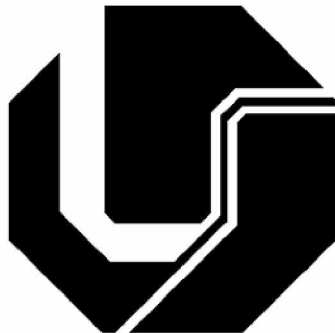


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**UMA CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE INVERSORES
SOLARES COM DUAS ENTRADAS DE MPPT INDEPENDENTES E CAPACIDADE
DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM CONDIÇÕES DE
SOMBREAMENTO PARCIAL**

CLÁUDIO JOSÉ DE OLIVEIRA JÚNIOR

Uberlândia
2017

CLÁUDIO JOSÉ DE OLIVEIRA JÚNIOR

**UMA CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE INVERSORES
SOLARES COM DUAS ENTRADAS DE MPPT INDEPENDENTES E CAPACIDADE
DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM CONDIÇÕES DE
SOMBREAMENTO PARCIAL**

Dissertação de mestrado submetida à Universidade Federal de Uberlândia – Núcleo de Pesquisas em Eletrônica de Potência (NUPEP), perante a banca de examinadores abaixo, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de mestre em Ciências.

Área de concentração: Eletrônica de Potência.
Orientador: Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas.
Coorientador: Dr. Danillo Borges Rodrigues

Banca Examinadora:

Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas (UFU)

Dr. Danillo Borges Rodrigues (UFTM)

Dr. Sergio Batista da Silva (IFG)

A Bolsa de Estudos para esta pesquisa foi concedida pelo CNPq - Brasil.

Uberlândia
2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

O48c
2017

Oliveira Júnior, Cláudio José de, 1991-

Uma contribuição ao estudo e desenvolvimento de inversores solares com duas entradas de MPPT independentes e capacidade de rastreamento do ponto de máxima potência em condições de sombreamento parcial / Cláudio José de Oliveira Júnior. - 2017.

113 f. : il.

Orientador: Luiz Carlos Gomes de Freitas.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 3. Conversores de corrente elétrica - Teses. I. Freitas, Luiz Carlos Gomes de, 1976- II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

CLÁUDIO JOSÉ DE OLIVEIRA JÚNIOR

**UMA CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE INVERSORES
SOLARES COM DUAS ENTRADAS DE MPPT INDEPENDENTES E CAPACIDADE
DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM CONDIÇÕES DE
SOMBREAMENTO PARCIAL**

Dissertação de mestrado submetida à Universidade Federal de Uberlândia – Núcleo de Pesquisas em Eletrônica de Potência (NUPEP), como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de mestre em Ciências.

Prof. Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas
Orientador

Prof. Dr. Alexandre Cardoso
Coordenador da Pós-Graduação

Uberlândia
2017

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais Cláudio e Helena,
às minhas irmãs Loanne e Marcella,
à minha Avó Adelina,
a todos meus amigos e familiares.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela vida, por me manter sempre firme em busca dos meus sonhos.

Agradeço aos meus pais, Cláudio e Helena, pela educação que foi me dada, pelo conforto nas horas difíceis e apoio em minhas decisões. Não mediram esforços para me proporcionar todas as condições de cursar um ensino superior e seguir ainda mais adiante nos estudos, são peças-chaves de todas as minhas conquistas.

Ao meu Avô José Adelino pelos ensinamentos, pelos conselhos. Emociono-me todas as vezes ao falar dele, uma pessoa incrível. Infelizmente ele não pôde ver meu ingresso na faculdade, mas sempre me incentivou nos estudos. Hoje, finalizando um curso de mestrado, dedico a ele e tenho certeza de que ele está feliz pela minha conquista.

Às minhas irmãs Loanne e Marcella e à minha Avó Adelina pelo apoio, amor e pelos conselhos. Vocês são essenciais em minha vida.

Ao professor Luiz Carlos Gomes de Freitas pela orientação, conselhos, ensinamentos e pela confiança. A sua dedicação pelo laboratório, assim como a de os professores do núcleo na busca de todos os recursos necessários para realização dos trabalhos é fundamental para o êxito das pesquisas realizadas.

A um grande amigo que fiz no laboratório, Lucas Pires. Trabalhar junto de você me fez aprender muito, a sua dedicação, persistência e competência são admiráveis. A todos os outros amigos do laboratório pela prestatividade, pelos ensinamentos e pela convivência harmoniosa no decorrer desse período.

A todos os amigos e familiares que contribuíram de alguma forma para a realização desse sonho em minha vida.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e a FAPEMIG (Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais), pelo incentivo financeiro dado para o desenvolvimento deste trabalho, para publicações e pela bolsa de estudo.

“Não existem sonhos impossíveis para aqueles que realmente acreditam que o poder realizador reside no interior de cada ser humano. Sempre que alguém descobre esse poder, algo antes considerado impossível, se torna realidade”

(Albert Einstein)

RESUMO

Este trabalho apresenta duas estratégias utilizadas para melhorar o aproveitamento na extração de energia solar a partir de um sistema fotovoltaico. A primeira delas trata-se da utilização de um inversor solar do tipo *multistring*, composto por duas *strings* fotovoltaicas conectadas de forma independente a conversores CC-CC *Boost*. Esses, são dotados de algoritmos de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) P&O (Perturbe e Observe) clássicos. A segunda estratégia consiste no aprimoramento da técnica de MPPT P&O a partir da implementação de um algoritmo especificamente criado para detecção do ponto global de máxima potência.

A utilização de uma estrutura *multistring* associada ao algoritmo de detecção do ponto global de máxima potência desenvolvido, tem como objetivo mitigar o efeito negativo causado pelos sombreamentos parciais, devido às sujeiras nos painéis solares, falta de manutenção especialmente em lugares onde o acesso é difícil, sombreamentos causados por objetos nas proximidades e etc. Com o algoritmo criado, cada conversor é capaz de extrair a máxima potência disponível de sua respectiva *string*, mesmo sob condições de sombreamento parcial e variações de radiação solar, maximizando a geração de energia solar fotovoltaica.

As especificações de projeto, a modelagem matemática do conversor utilizado e a estratégia de controle são apresentadas detalhadamente. Por fim, são apresentados os resultados de simulação e experimentais obtidos que corroboram com a teoria exposta.

Palavras chaves: Sistema fotovoltaico, Conversor CC-CC *Boost*, Sombreamento parcial, Extração independente de potência, Algoritmo para detecção do ponto global de máxima potência.

ABSTRACT

This work presents two strategies used to improve the extraction of solar energy from a photovoltaic system. The first of these consists of the use of a multistring solar inverter type which is composed of two photovoltaic strings independently connected to DC-DC Boost converters. These are endowed with classical MPPT (Maximum Power Point Tracking) P&O (Perturb and Observe) algorithms. The second strategy is to improve the P&O technique by implementing an algorithm specifically designed to detect the global maximum power point.

The use of a multistring structure associated to the developed algorithm aims to mitigate the negative effect caused by partial shading, due to dirt in the solar panels, lack of maintenance especially in places where access is difficult, shadowing caused by nearby objects and so on. With the algorithm created, each converter is able to extract the maximum available power from its respective string even under conditions of partial shading and variations of solar radiation, thus maximizing the generation of photovoltaic solar energy.

The design specifications, the modeling analysis of the converter used and the control strategy are detailed in the course of this work. Finally, simulation and experimental results are presented corroborating with the theory exposed.

Keywords: Photovoltaic system, DC-DC Boost converter, Partial shading, Independent power extraction, Algorithm for detection of the maximum power global point.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 - CAPACIDADE GLOBAL DE ENERGIA FOTOVOLTAICA INSTALADA POR PAÍSES DESDE 2005 ATÉ 2015.	17
FIGURA 1.2 - PAÍSES COM MAIOR CAPACIDADE DE ENERGIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EM 2015.	17
FIGURA 1.3 - CUSTOS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS DESDE 1976 E PROJEÇÃO ATÉ 2035.	18
FIGURA 2.1 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DE TENSÃO E CORRENTE DOS PAINÉIS: A) EM VÁRIAS TEMPERATURAS DA CÉLULA; B) EM VÁRIOS NÍVEIS DE IRRADIÂNCIA.	21
FIGURA 2.2 - CURVA P-V DE UM PAINEL SOB CSP.	21
FIGURA 2.3 - FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DA TÉCNICA DE MPPT PROPOSTA.	22
FIGURA 2.4 - A) FLUXOGRAMA DA TÉCNICA DE MPPT PROPOSTA; B) DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLADOR PROPOSTO.	23
FIGURA 2.5 - OPERAÇÃO DO ALGORITMO BASEADO NA REFERÊNCIA DE TENSÃO.	24
FIGURA 2.6 - FLUXOGRAMA DO MÉTODO PROPOSTO BASEADO: A) NA REFERÊNCIA DE TENSÃO, B) NA REFERÊNCIA DE CORRENTE.	24
FIGURA 2.7 - A) INVERSOR MULTINÍVEL MONOFÁSICO PONTE H EM CASCATA; B) ESQUEMA DO PROTÓTIPO IMPLEMENTADO COM DIAGRAMA DE CONTROLE.	25
FIGURA 2.8 - INVERSOR MULTINÍVEL COM CONTROLE DE MPPT INDEPENDENTE.	26
FIGURA 2.9 - ESTRUTURA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONSTITUÍDO POR DUAS <i>STRINGS</i> COM EXTRAÇÃO GLOBAL E INDEPENDENTE DE POTÊNCIA E CONEXÃO À REDE ELÉTRICA POR MEIO DE UM INVERSOR SOLAR BIDIRECIONAL.	28
FIGURA 3.1 - CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i> CLÁSSICO.	30
FIGURA 3.2 - CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i> CONECTADO A <i>STRING</i> FOTOVOLTAICA.	34
FIGURA 3.3 - CIRCUITO UTILIZADO PARA MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i>	35
FIGURA 3.4 - PRIMEIRA ETAPA DE OPERAÇÃO DO CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i> : S_B FECHADA.	35
FIGURA 3.5 - SEGUNDA ETAPA DE OPERAÇÃO DO CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i> : S_B ABERTA.	37
FIGURA 4.1 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DA TÉCNICA DE MPPT P&O.	46
FIGURA 4.2 - A) DESEMPENHO DA TÉCNICA P&O PARA UM PASSO ΔV ; B) PERTURBAÇÕES DE TENSÃO COM PASSOS DIFERENTES.	47
FIGURA 4.3 - ESTRUTURA SIMPLIFICADA RESPONSÁVEL PELA APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE MPPT P&O E DO ALGORITMO GMPP EM CADA <i>STRING</i> DE FORMA INDEPENDENTE.	47
FIGURA 4.4 - DIAGRAMA DE BLOCOS DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE UTILIZADA.	48
FIGURA 4.5 - LUGAR DAS RAÍZES E DIAGRAMAS DE BODE DA PLANTA NÃO COMPENSADA.	49
FIGURA 4.6 - RESPOTA AO DEGRAU UNITÁRIO DO SISTEMA NÃO COMPENSADO.	49
FIGURA 4.7 - LUGAR DAS RAÍZES E DIAGRAMAS DE BODE DO SISTEMA COMPENSADO.	50
FIGURA 4.8 - RESPOTA AO DEGRAU UNITÁRIO DO SISTEMA COMPENSADO.	51
FIGURA 4.9 - OPERAÇÃO INICIAL DO ALGORITMO GMPP IMPLEMENTADO.	52

FIGURA 4.10 - OPERAÇÃO DO ALGORITMO NA SUBIDA SUAVE AO GMPP.	53
FIGURA 4.11 - OPERAÇÃO DO ALGORITMO NA DESCIDA SUAVE PARA A V_{oc}	54
FIGURA 4.12 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PARA DETECÇÃO DO GMPP.	55
FIGURA 5.1 - PERFIL DE IRRADIÂNCIA SIMULADO PARA A <i>STRING</i> 1.	58
FIGURA 5.2 - PERFIL DE IRRADIÂNCIA SIMULADO PARA A <i>STRING</i> 2.	58
FIGURA 5.3 – CIRCUITO DE POTÊNCIA E DIAGRAMA DE CONTROLE DO ISB NA PLATAFORMA COMPUTACIONAL PSIM®	59
FIGURA 5.4 - TENSÃO DE REFERÊNCIA DO MPPT (V_{REF}) E TENSÃO NOS TERMINAIS DA <i>STRING</i> 2 (V_{PV}) COM CONTROLADOR PID PARA $K=0,1$, $F_{MPPT}=10$ HZ E $\Delta V=0,5$ V.	60
FIGURA 5.5 - TENSÃO DE REFERÊNCIA DO MPPT (V_{REF}) E TENSÃO NOS TERMINAIS DA <i>STRING</i> 2 (V_{PV}) COM CONTROLADOR PID PARA $K=0,2$, $F_{MPPT}=10$ HZ E $\Delta V=0,5$ V.	60
FIGURA 5.6 - TENSÃO DE REFERÊNCIA DO MPPT (V_{REF}) E TENSÃO NOS TERMINAIS DA <i>STRINGS</i> 2 (V_{PV}) COM CONTROLADOR PID PARA $K=0,3$, $F_{MPPT}=10$ HZ E $\Delta V=0,5$ V.	61
FIGURA 5.7 - COMPORTAMENTO DINÂMICO DO MPPT UTILIZADO ($200 \text{ W/M}^2 - 1000 \text{ W/M}^2$).	61
FIGURA 5.8 - ONDULAÇÃO DE TENSÃO NOS TERMINAIS DAS <i>STRINGS</i> FOTOVOLTAICAS.	62
FIGURA 5.9 - PERFIL DE IRRADIÂNCIA SIMULADO DAS <i>STRINGS</i> 1 E 2 PARA VERIFICAR O COMPORTAMENTO DA TENSÃO NO BARRAMENTO CC.	62
FIGURA 5.10 - TENSÃO NO BARRAMENTO CC DIANTE DO PERFIL DE IRRADIÂNCIA SIMULADO.	63
FIGURA 5.11 - PROTÓTIPO CONSTITUÍDO POR DOIS CONVERSORES CC-CC <i>BOOST</i> PARA EXTRAÇÃO GLOBAL E INDEPENDENTE DE POTÊNCIA E CONEXÃO À REDE ELÉTRICA POR MEIO DE UM INVERSOR SOLAR BIDIRECIONAL.	64
FIGURA 5.12 - MICROUSINA FOTOVOLTAICA INSTALADA SOBRE O TELHADO DO NUPEP.	64
FIGURA 5.13 - ESQUEMA DE LIGAÇÃO DO INSTRUMENTO SOLAR I-V.	67
FIGURA 5.14 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 313 W/M^2 ; B) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1.	69
FIGURA 5.15 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 736 W/M^2 ; B) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1.	69
FIGURA 5.16 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 1065 W/M^2 ; B) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1.	69
FIGURA 5.17 - LUGAR DAS RAÍZES E DIAGRAMAS DE BODE DO SISTEMA COMPENSADO (COM GANHO REDUZIDO).	70
FIGURA 5.18 - A) SOMBREAMENTO REALIZADO PARA O ENSAIO; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 602 W/M^2 ; C) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1 PARA OPERAÇÃO NO FMPP; D) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1 PARA OPERAÇÃO NO GMPP.	71
FIGURA 5.19 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 391 W/M^2 ; B) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1 PARA OPERAÇÃO NO GMPP.	72
FIGURA 5.20 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 817 W/M^2 ; B) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1 PARA OPERAÇÃO NO FMPP.	73

FIGURA 5.21 - A) SOMBREAMENTO REALIZADO PARA O ENSAIO; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 1024 W/M ² ; C) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 1 PARA OPERAÇÃO NO GMPP.	73
FIGURA 5.22 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 485 W/M ² ; B) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 2.....	74
FIGURA 5.23 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 1039 W/M ² ; B) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 2.....	75
FIGURA 5.24 - A) SOMBREAMENTO REALIZADO PARA O ENSAIO; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 487 W/M ² ; C) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DO CONVERSOR 2 PARA OPERAÇÃO NO GMPP.	75
FIGURA 5.25 - TENSÕES DE ENTRADA DOS CONVERSORES E TENSÃO DO BARRAMENTO DA MICRORREDE CC.	77
FIGURA 5.26 - PULSO NO INTERRUPTOR S1 (V_{G1}), PULSO NO INTERRUPTOR S2 (V_{G2}), TENSÃO NO INTERRUPTOR S2 (V_{S2}), TENSÃO NO DIODO D2 (V_{D2}).	77
FIGURA 5.27 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 489 W/M ² ; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 493 W/M ² ; C) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DOS CONVERSORES 1 E 2.....	78
FIGURA 5.28 - A) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 603 W/M ² ; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 603 W/M ² ; C) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DOS CONVERSORES 1 E 2.....	79
FIGURA 5.29 - A) SOMBREAMENTO REALIZADO NA <i>STRING</i> 1 PARA O ENSAIO; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 387 W/M ² ; C) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 390 W/M ² ; D) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DOS CONVERSORES 1 E 2.....	80
FIGURA 5.30 - A) SOMBREAMENTO REALIZADO NA <i>STRING</i> 2 PARA O ENSAIO; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 500 W/M ² ; C) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 506 W/M ² ; D) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DOS CONVERSORES 1 E 2.....	81
FIGURA 5.31 - A) SOMBREAMENTO REALIZADO NAS <i>STRINGS</i> 1 E 2 PARA O ENSAIO; B) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 1 PARA IRRADIÂNCIA DE 597 W/M ² ; C) CURVAS I-V E P-V DA <i>STRING</i> 2 PARA IRRADIÂNCIA DE 602 W/M ² ; D) TENSÃO E CORRENTE DE ENTRADA DOS CONVERSORES 1 E 2.	82

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 - ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS DO PAINEL KYOCERA KD140SX-UFBS.	31
TABELA 3.2 - ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS DO PAINEL KYOCERA KD135SX-UPU.	31
TABELA 3.3 - ESPECIFICAÇÕES DE PROJETO.	32
TABELA 5.1 - PARÂMETROS DO PROTÓTIPO.	63
TABELA 5.2 - ESPECIFICAÇÕES DO CIRCUITO DE GATILHO DRO100S25A DA <i>SUPPLIER</i> ®.	65
TABELA 5.3 - ESPECIFICAÇÕES DA FONTE DE ALIMENTAÇÃO ISOLADA DS320-08A DA <i>SUPPLIER</i> ®.	65
TABELA 5.4 - ESPECIFICAÇÕES DO DSP TMS320F28335 DA <i>TEXAS INSTRUMENTS</i> ®.	66
TABELA 5.5 - ESPECIFICAÇÕES DA PLACA DE CONVERSÃO DE SINAIS DE 3,3 V PARA 15 V.	66
TABELA 5.6 - ESPECIFICAÇÕES DA PLACA DE AQUISIÇÃO DE SINAIS ANALÓGICOS.	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

A	Ampère, unidade de corrente elétrica
A/D	Conversor analógico / digital
A_{med}	Matriz de sistema média
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B_{med}	Matriz de entrada média
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
C_{pv}	Capacitor de entrada do conversor CC-CC <i>Boost</i>
CSP	Condições de sombreamento parcial
$C_{Vpv}(s)$	Função de transferência do compensador de tensão do conversor
D_B	Diodo do conversor
$D_{inicial}$	Razão cíclica na condição inicial do escaneamento
D_{final}	Razão cíclica na condição final do escaneamento
D_{mp}	Razão cíclica de máxima potência
D_{Voc}	Razão cíclica de tensão de circuito aberto
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
FMPP	<i>False Maximum Power Point</i>
f_{mppt}	Frequência de atualização do algoritmo MPPT P&O
f_s	Frequência de chaveamento
GMPP	<i>Global Maximum Power Point</i>
$G_{PWM}(s)$	Função de transferência do modulador PWM
$G_{Vpv_D}(s)$	Função de transferência da tensão de entrada em relação à razão cíclica de chaveamento do conversor
$H_v(s)$	Função de transferência do sensor de tensão
Hz	Hertz, unidade de frequência
$i_{LB}(t)$	Corrente no indutor do conversor
I_{max_in}	Corrente máxima de entrada do conversor
I_{mp}	Corrente de máxima potência
ISB	Inversor Solar Bidirecional
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
I-V	Curva corrente x tensão do painel fotovoltaico
kHz	Kilohertz, unidade de frequência
K_{Isc}	Coefficiente de temperatura da corrente do painel fotovoltaico (% / °C)
K_{Voc}	Coefficiente de temperatura da tensão do painel fotovoltaico (% / °C)
kW	Kilowatt, unidade de potência ativa
kWh/m ²	Kilowatt-hora por metro quadrado, unidade de irradiação solar
L_1	Indutor do conversor 1
L_2	Indutor do conversor 2

MCC	Modo de Condução Contínuo
MDF	<i>Medium Density Fiberboard</i>
mH	Milihenry, unidade de indutância
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
ms	Milissegundo, unidade de tempo
NUPEP	Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência
P&O	Perturbe e Observe
PID	Compensador Proporcional Integral Derivativo
P_{mp}	Ponto de máxima potência
P-V	Curva potência x tensão do painel fotovoltaico
PWM	<i>Pulse With Modulate</i>
R_{LB}	Resistência representativa das perdas no indutor do conversor
R_{SB}	Resistência representativa das perdas de condução do conversor
R_{pv}	Impedância de saída da <i>string</i> para irradiância máxima
S_B	Interruptor do conversor
T_s	Período de chaveamento
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
$u(t)$	Vetor de entrada
V	Volt, unidade de tensão elétrica
V_{DB}	Queda de tensão no diodo do conversor
V_{bar}	Tensão do barramento CC
V_{max_in}	Tensão máxima de entrada do conversor
V_{mp}	Tensão de máxima potência
V_{ref}	Tensão de referência da técnica de MPPT P&O
$x(t)$	Vetor de estados
W	Watt, unidade de potência ativa
W_p	Watt-pico, unidade de potência gerada por painéis fotovoltaicos
W/m^2	Watt por metro quadrado, unidade de irradiância solar
°C	Graus Celsius, unidade de temperatura
ΔD	Passo de razão cíclica no escaneamento
ΔI	Ondulação de corrente (%) no indutor do conversor
ΔV	Passo de perturbação da tensão
ΔV_{pv}	Ondulação de tensão (%) no capacitor do conversor
Ω	Ohm, unidade de resistência elétrica
μF	Microfarad, unidade de capacitância
μs	Microssegundo, unidade de tempo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	19
2	ESTADO DA ARTE	20
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	20
2.2	TÉCNICAS ESPECÍFICAS DE CONTROLE PARA DETECÇÃO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA.....	20
2.3	ESTRUTURA <i>MULTISTRING</i> PARA EXTRAÇÃO DE ENERGIA INDEPENDENTE	25
2.4	ESTRUTURA PROPOSTA NO TRABALHO	27
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	28
3	DIMENSIONAMENTO E MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC BOOST APLICADO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	30
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	30
3.2	ESPECIFICAÇÕES DE PROJETO E DIMENSIONAMENTO DO CONVERSOR CC-CC BOOST	30
3.3	MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC BOOST - ESPAÇO DE ESTADOS MÉDIO	33
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	44
4	ESTRATÉGIA DE CONTROLE	45
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	45
4.2	TÉCNICA DE CONTROLE DE MPPT	45
4.3	PROJETO DO COMPENSADOR DE TENSÃO DO CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i>	48
4.4	ALGORITMO PARA DETECÇÃO DO GMPP	51
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
5	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E EXPERIMENTAIS	58
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	58
5.2	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	58
5.3	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	63
5.3.1	ESPECIFICAÇÕES DO PROJETO / CONSTRUÇÃO DO PROTÓTIPO	63
5.3.2	SEQUÊNCIA DA OBTENÇÃO DOS RESULTADOS	67
5.3.3	PROCEDIMENTO E ETAPAS PARA INICIALIZAÇÃO DO SISTEMA	68
5.3.4	EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA - <i>STRING 1</i>	68
5.3.5	EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA - <i>STRING 2</i>	74
5.3.6	EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA INDEPENDENTE	76
6	CONCLUSÕES GERAIS	83
	REFERÊNCIAS.....	85
	APÊNDICE A - CÓDIGO DO CONTROLE IMPLEMENTADO EM LINGUAGEM C, UTILIZADO NO DSP TMS320F28335	88

1 INTRODUÇÃO

A utilização de fontes de energia renováveis para auxílio no atendimento da demanda de energia elétrica e redução de impactos ambientais se tornou uma tendência mundial. Desse modo, obtém-se a diversificação da matriz energética, evitando sobrecargas dos sistemas de geração e auxiliando na manutenção da qualidade de energia entre aos consumidores. Nesse contexto, cada vez mais são realizados estudos para utilização das fontes de energia renováveis em diversas configurações, como por exemplo, a utilização de sistemas fotovoltaicos para aplicação em microrredes CC (corrente contínua) (HARTONO, BUDIYANTO e RUDY, 2013).

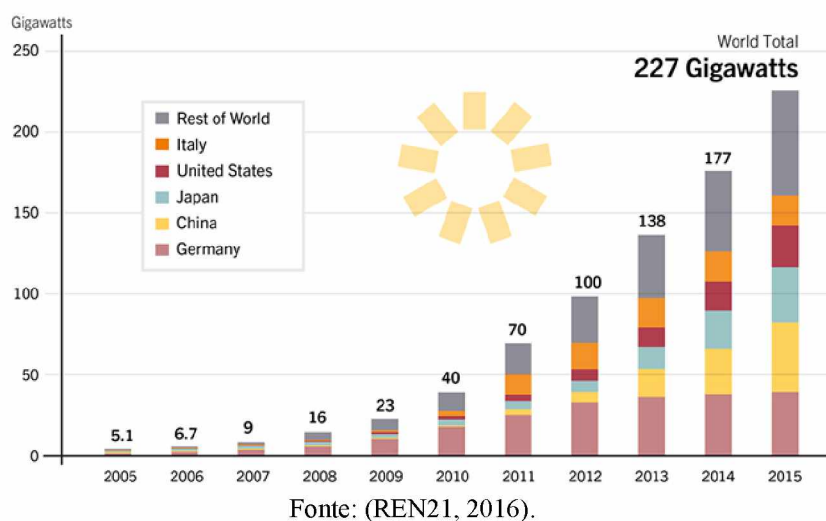
Essas, por sua vez, consistem na interconexão das diversas formas de geração alternativa de energia elétrica, associado às cargas, aos sistemas de armazenamento e aos conversores eletrônicos visando aumentar a qualidade da energia entregue aos consumidores finais e melhorar a eficiência dos sistemas de distribuição e geração de energia elétrica, minimizando o consumo e o impacto ambiental (KROPOSKI, BASSO e DEBLASIO, 2008), (BADER, KHALED, *et al.*, 2013).

Em se tratando de energia solar, estima-se que a energia proveniente do sol incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial (ANEEL, 2014).

O Brasil é um dos países com maior potencial de energia solar do mundo. No entanto, em se tratando de usinas comerciais, possui apenas 23.008 kW de capacidade instalada de energia fotovoltaica, 346.000 kW de empreendimentos em construção, e 2.634.397 kW de empreendimentos com construção ainda não iniciada (ANEEL, 2017), e ainda, possui 8.213 unidades consumidoras com geração fotovoltaica distribuída, representando 63.958,07 kW de potência instalada (ANEEL, 2017).

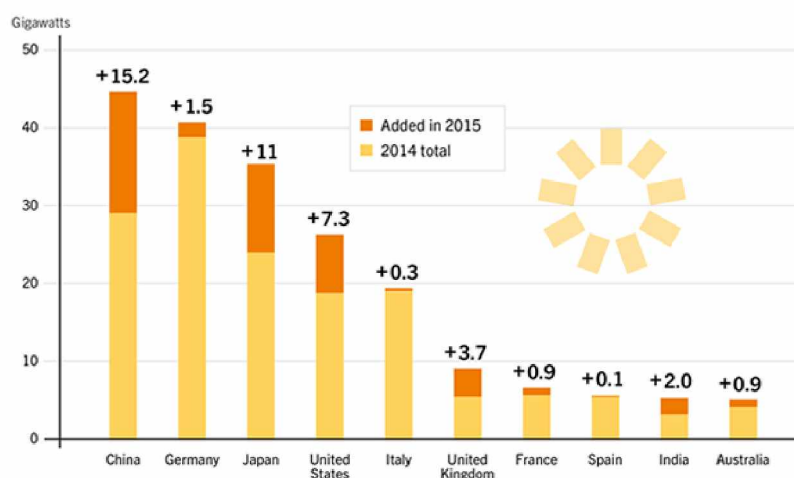
A Figura 1.1 mostra o crescimento da capacidade global de energia fotovoltaica instalada por países entre os anos de 2005 a 2015. Destaca-se o crescimento de potência instalada na China e também no Japão, representando juntos, em 2015, aproximadamente 45% da capacidade total instalada no mundo nesse período.

Figura 1.1 - Capacidade global de energia fotovoltaica instalada por países desde 2005 até 2015.
Solar PV Global Capacity, by Country/Region, 2005–2015



Na Figura 1.2 são apresentados os 10 países com maior capacidade de energia fotovoltaica instalada em 2015 e o crescimento nesse período. Ressalta-se que os países apresentados possuem níveis de irradiação solar muito inferiores aos do Brasil. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500 - 2500 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900 - 1250 kWh/m²), França (900 - 1650 kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²) (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2006).

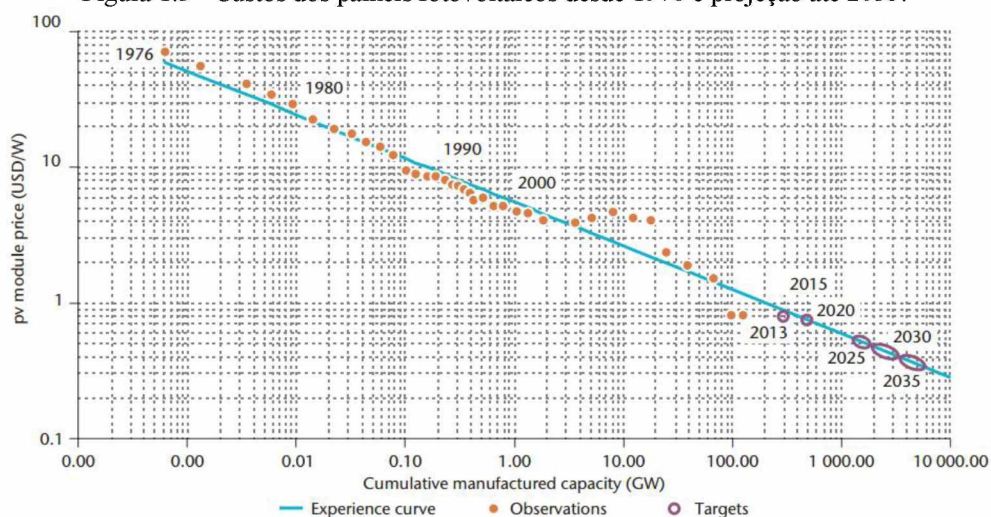
Figura 1.2 - Países com maior capacidade de energia fotovoltaica instalada em 2015.
Solar PV Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2015



Um empecilho para utilização da energia solar fotovoltaica ainda são os custos elevados do sistema. No entanto, os custos dos painéis fotovoltaicos em 2012, por exemplo, quando comparados com 1976 são 87 vezes menores, passando de US\$ 70/Wp para US\$ 0,8/Wp e com projeção de diminuir ainda mais (IEA, 2014), como é ilustrado na Figura 1.3. Outro ponto negativo é a baixa eficiência de conversão das células. Contudo, a evolução na tecnologia dos materiais semicondutores vem aumentando significativamente a eficiência dos painéis com perspectivas positivas de melhorias (IEA, 2014).

Nesse contexto, a utilização de técnicas que venham a tornar o sistema mais eficiente no que tange ao melhor aproveitamento energético do mesmo, deixa ainda mais atrativa a utilização de sistemas fotovoltaicos.

Figura 1.3 - Custos dos painéis fotovoltaicos desde 1976 e projeção até 2035.



Fonte: (IEA, 2014).

Assim, esta pesquisa propõe a utilização de um sistema fotovoltaico aplicado em microrredes CC, com técnicas utilizadas para o melhor aproveitamento na extração de energia a partir da geração de energia solar fotovoltaica. O sistema proposto é capaz de minimizar as perdas de energia sob condições de sombreamento parcial (CSP), utilizando uma estrutura *multistring* para extração de energia independente, além de uma técnica desenvolvida para detecção do ponto global de máxima potência (*GMPP - Global Maximum Power Point*) sob todas as condições de operação.

1.1 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Para descrever de forma sequencial o desenvolvimento de todo o trabalho realizado, este documento foi dividido em seis capítulos, incluindo este sobre as perspectivas mundiais da energia solar.

No capítulo 2, será apresentado o estado da arte contendo as principais pesquisas encontradas na literatura acerca da utilização dos sistemas fotovoltaicos com técnicas específicas de controle para o melhor aproveitamento energético, a partir da geração de energia solar fotovoltaica. Apresenta-se ainda, a estrutura completa do sistema proposto, sendo essa constituída por duas *strings* fotovoltaicas com extração global e independente de potência e conexão à rede elétrica por meio de um Inversor Solar Bidirecional (ISB), além de detalhar o diagrama de controle completo de todo o sistema.

No capítulo 3, serão apresentados o dimensionamento e a modelagem do conversor CC-CC *Boost* aplicado a um sistema fotovoltaico para extração de potência. A modelagem será feita utilizando o método de espaço de estados médio para obtenção da função de transferência da planta para controle em malha fechada.

O capítulo 4, trata-se da estratégia de controle do conversor *Boost* utilizado, que consiste em controlar a tensão nos terminais das *strings* fotovoltaicas de modo a extrair a máxima potência disponível pelas mesmas. Apresenta-se ainda, o compensador utilizado bem como os diagramas de Bode e o lugar das raízes para verificação da estabilidade do sistema e detalha-se o algoritmo desenvolvido para detecção do GMPP sob CSP.

No capítulo 5, serão apresentados os principais resultados de simulação e práticos obtidos para validação de toda a teoria exposta.

O capítulo, 6 contém as conclusões gerais. Por fim, seguem-se as referências bibliográficas e o apêndice contendo o código embarcado no microprocessador DSP (*Digital Signal Processor*) TMS320F28335 utilizado para todo o controle do sistema.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os principais estudos relacionados à utilização de sistemas fotovoltaicos aplicado em microrredes CC, com ênfase nas técnicas desenvolvidas para o melhor aproveitamento energético a partir da geração de energia solar fotovoltaica, utilizando estrutura *multistring* para extração de energia independente e/ou técnicas específicas de controle para detecção do ponto correto de operação do sistema para diversos níveis de radiação solar a que o mesmo estará submetido, e também para as CSP.

2.2 TÉCNICAS ESPECÍFICAS DE CONTROLE PARA DETECÇÃO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

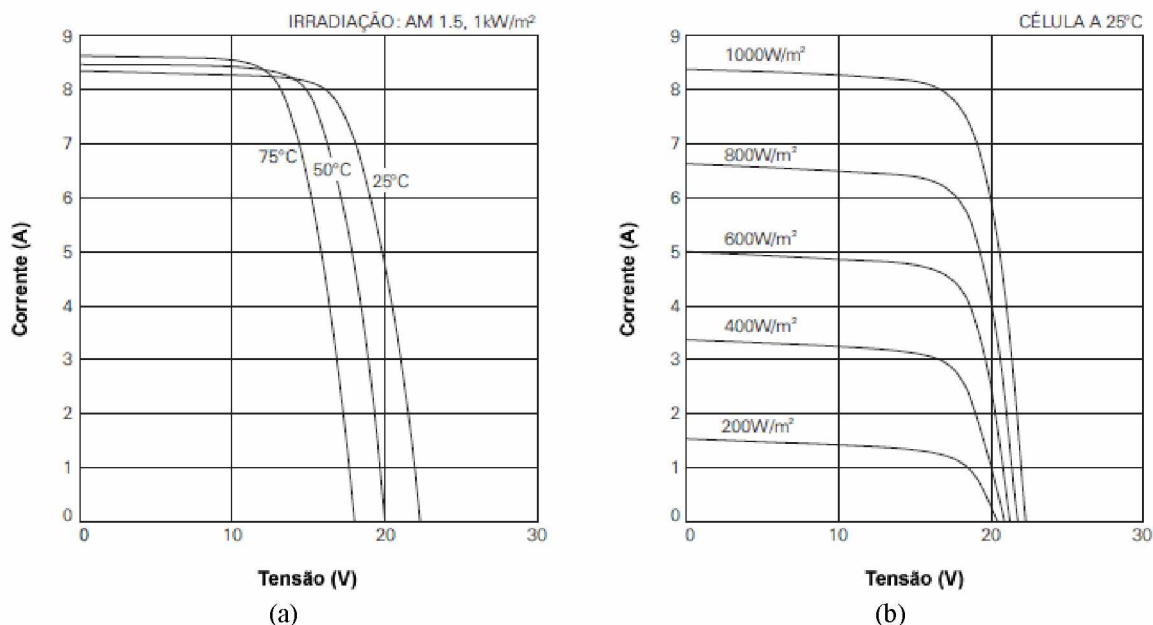
Nos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, a utilização de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT - Maximum Power Point Tracking*) é essencial, isso devido ao comportamento não linear da tensão e corrente nas saídas dos painéis solares fotovoltaicos.

A potência gerada pelos painéis fotovoltaicos depende da intensidade da radiação solar incidente sob sua superfície e também da temperatura. Como esses parâmetros mudam constantemente, ocorrem variações também constantes no ponto de máxima potência (*MPP - Maximum Power Point*).

A Figura 2.1 mostra as características elétricas dos painéis para condições de irradiância solar uniforme e, nessa condição, as técnicas de MPPT convencionais são eficientes para acompanhar o MPP e garantir a extração da máxima energia disponível. Todavia, quando os painéis não recebem irradiância solar uniforme, ou seja, quando estão submetidos a CSP, devido às nuvens, árvores, edifícios, sujeiras nos painéis, etc., há uma perda da potência gerada devido a disparidade entre as células dos mesmos, denominadas perdas por *Mismatch* e ainda, aparecem na curva característica P-V (potência x tensão) dos painéis, pontos de máximos locais múltiplos. Nessa situação, as técnicas convencionais de MPPT podem deixar de acompanhar o MPP real, reduzindo assim, o rendimento energético dos sistemas fotovoltaicos.

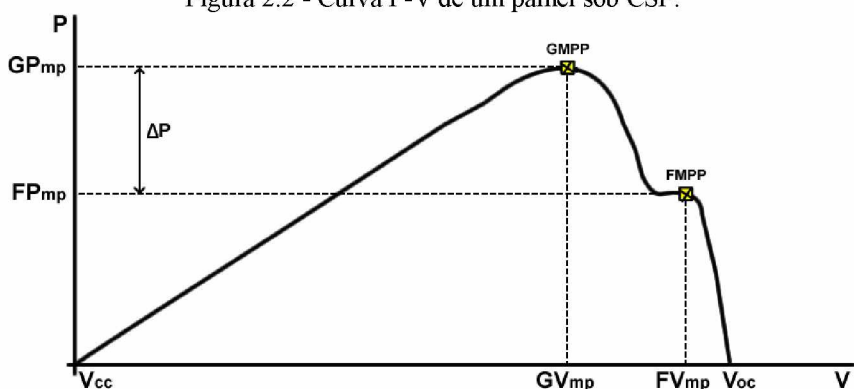
A Figura 2.2 mostra a curva característica P-V de um painel fotovoltaico sob CSP destacando o prejuízo (ΔP) na extração de energia pela operação em um ponto de máximo local.

Figura 2.1 - Características elétricas de tensão e corrente dos painéis: a) em várias temperaturas da célula; b) em vários níveis de irradiação.



Fonte: (KYOCERA).

Figura 2.2 - Curva P-V de um painel sob CSP.



Fonte: Dados do próprio autor.

As perdas na extração de potência de um sistema fotovoltaico podem chegar a 70% sob CSP (BRÜNDLINGER, BLETTERIE, *et al.*, 2006). Nesse contexto, alguns pesquisadores têm desenvolvido técnicas específicas de controle para detecção do MPP sob CSP. A seguir serão descritas algumas dessas técnicas encontradas na literatura.

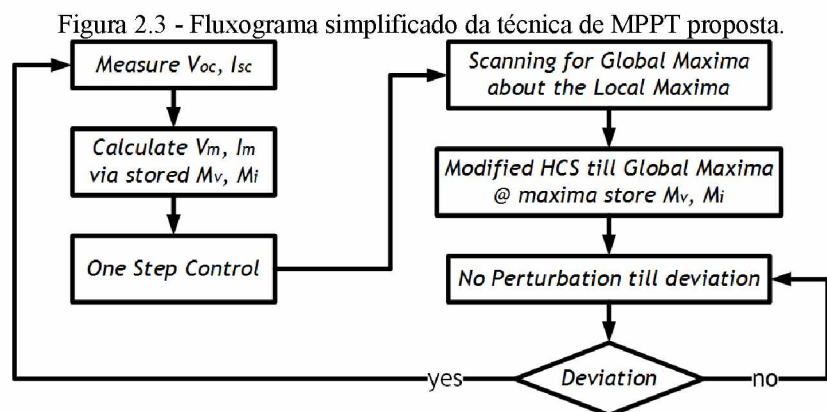
Em (INGEGNOLI e IANNOPOLLO, 2010), é proposta a utilização da técnica P&O (Perturbe e Observe) com comparação em três pontos do que apenas em dois como é feito na técnica P&O clássica. Além de possuir incremento de tensão variável, a técnica proposta melhora o desempenho no rastreamento, entretanto, o ponto de operação ainda pode ficar preso

em um máximo local da curva. Por isso, uma busca periódica pelo ponto de operação é feita a cada intervalo de 5 a 10 minutos, aumentando assim, a probabilidade de detectar o ponto correto de operação.

Na literatura há uma variedade de métodos de dois estágios para melhorar o desempenho das técnicas convencionais sob CSP. Essa técnica consiste tipicamente em um processo no primeiro estágio para mover o ponto de operação próximo ao MPP previsto e converge para o mesmo, usando uma técnica de MPPT convencional no segundo estágio.

Em (YOUNG-HYOK, DOO-YONG, *et al.*, 2011), uma função linear é definida no primeiro estágio para mover o ponto de operação quando CSP são detectadas e, no segundo estágio é utilizado a técnica condutância incremental para rastrear o MPP exatamente. A técnica proposta melhora o rastreamento sob CSP.

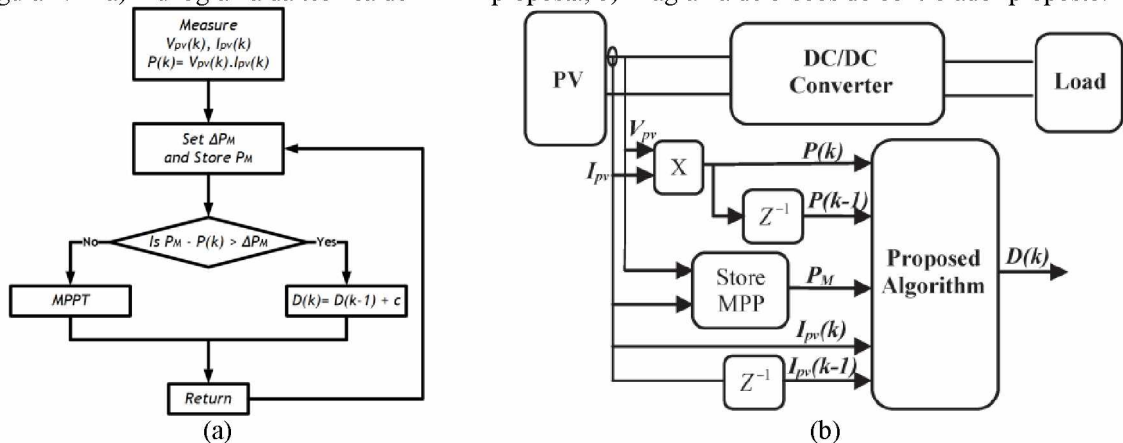
Os autores em (RAZA, GOTO, *et al.*, 2009) utilizam um controlador que realiza a variação da razão cíclica do conversor de 0 para 1, objetivando a medição da tensão de circuito aberto e a corrente de curto circuito da *string* fotovoltaica. Com as medições realizadas e utilizando fatores de proporcionalidade, é estimado os valores da corrente e da tensão de máxima potência, assim como a razão cíclica correspondente. Após determinado os parâmetros, é realizado uma escaneamento sobre o ponto de operação, movendo o mesmo para direita e para esquerda, através de um incremento/decremento na razão cíclica do conversor para verificação da correta operação do sistema, isso, no primeiro estágio da técnica. Já no segundo estágio, com a verificação do ponto correto de operação, os valores ótimos são atualizados e é utilizado a técnica de MPPT *hill climbing* modificada para manter o sistema no ponto de máxima potência. Na Figura 2.3 é apresentado o fluxograma simplificado da técnica proposta.



Fonte: (RAZA, GOTO, *et al.*, 2009).

Um estudo realizado por (BADER, KHALED, *et al.*, 2013), propõe a utilização da técnica de MPPT *hill climbing* baseado em lógica *fuzzy* para rastrear o ponto máximo global em condições não uniformes de irradiância solar. O controlador utilizado digitaliza e armazena a máxima potência durante o estágio de perturbação e observação para decidir as regras do controlador. Um valor máximo aceito entre a diferença da máxima potência e a potência de operação é predefinido. Se a diferença entre a máxima potência e a potência de operação for maior que o valor predefinido, a razão cíclica do conversor é aumentada. Caso contrário, o MPPT baseado em lógica *fuzzy* é aplicado. A Figura 2.4 ilustra o fluxograma e o diagrama de controle da técnica proposta.

Figura 2.4 - a) Fluxograma da técnica de MPPT proposta; b) Diagrama de blocos do controlador proposto.



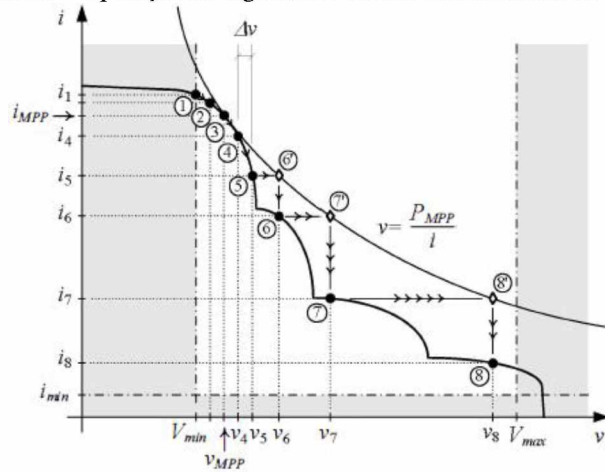
Fonte: (BADER, KHALED, *et al.*, 2013).

Alguns autores têm desenvolvido técnicas para detecção do ponto global de máxima potência baseado na observação das características das curvas I-V (corrente x tensão) e P-V sob CSP. Em (ESCOBAR, HO e PETTERSSON, 2012), os autores apresentam dois métodos para detecção do ponto global de máxima potência.

A ideia do primeiro método proposto é ilustrada na Figura 2.5. Esse, consiste em varrer a curva (a partir de V_{min}) com passo de tensão constante (Δv) e, tenta utilizar a trajetória da hipérbole retangular, para permitir maiores incrementos, aumentando assim, a velocidade no processo de busca do ponto de máximo global.

Já o segundo método proposto é análogo ao primeiro apresentado, mas agora a referência considerada para o cálculo do ponto máximo global é a corrente, enquanto no primeiro método foi utilizado a tensão.

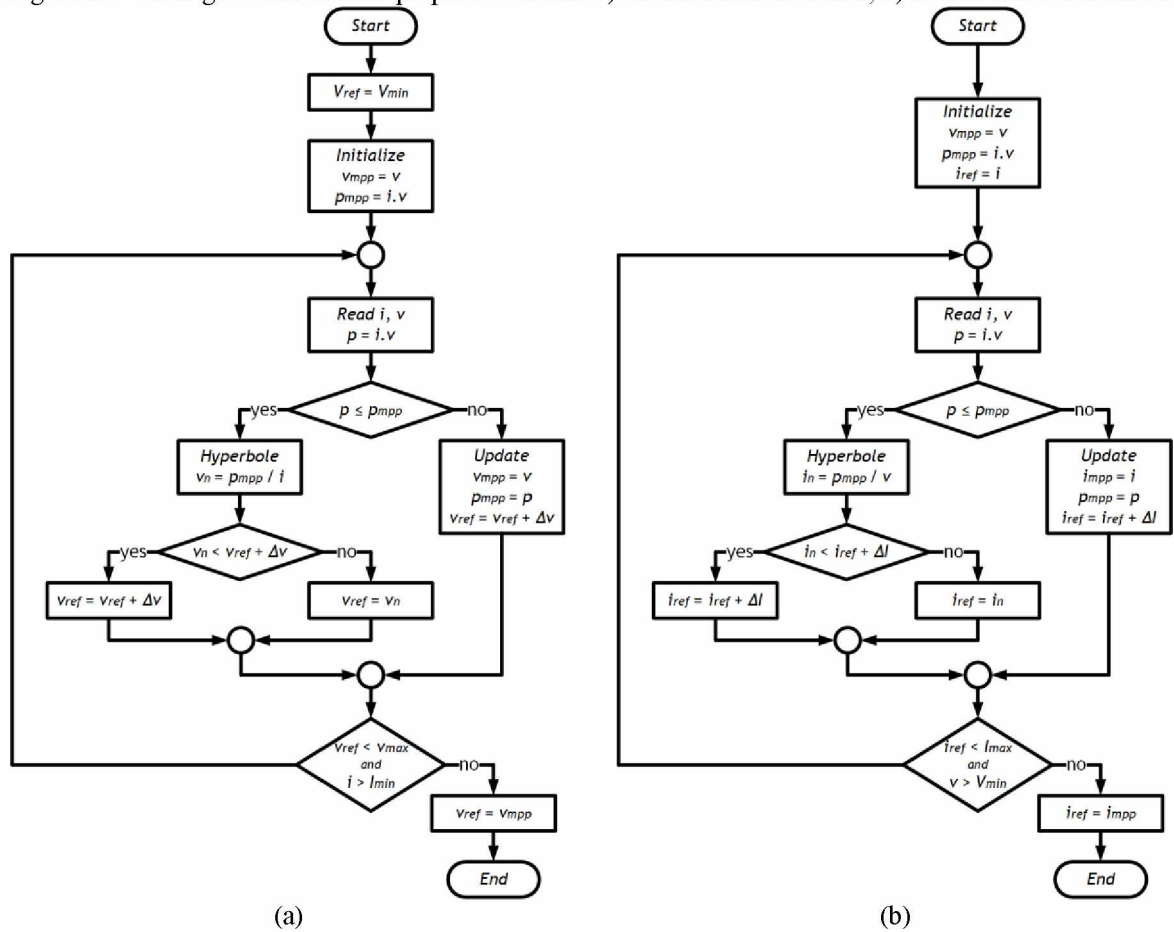
Figura 2.5 - Operação do algoritmo baseado na referência de tensão.



Fonte: (ESCOBAR, HO e PETTERSSON, 2012).

Os fluxogramas dos métodos propostos são apresentados na Figura 2.6 para a melhor visualização da estratégia adotada.

Figura 2.6 - Fluxograma do método proposto baseado: a) na referência de tensão, b) na referência de corrente.



Fonte: (ESCOBAR, HO e PETTERSSON, 2012).

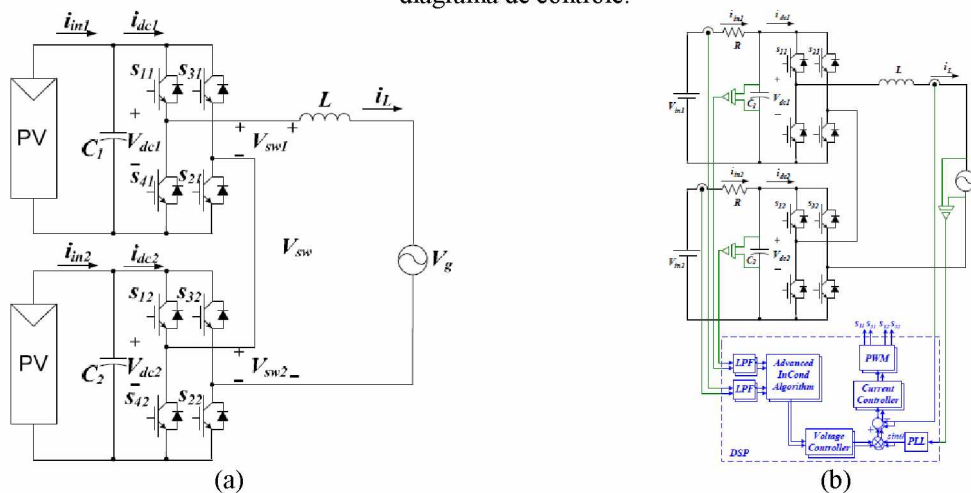
Esses métodos para detecção do ponto global de máxima potência baseado em observação das características das curvas I-V e P-V sob CSP melhoram o desempenho no rastreamento, uma vez que a faixa de pesquisa é menor. No entanto, essas técnicas aumentam ligeiramente o custo e a complexidade do MPPT convencional e, em alguns casos, podem levar ao rastreamento de um MPP local (LYDEN, HAQUE, *et al.*, 2013).

2.3 ESTRUTURA MULTISTRING PARA EXTRAÇÃO DE ENERGIA INDEPENDENTE

Como já foi mencionado, os sombreamentos parciais, poeiras e disparidade entre os painéis causam diferenças nas curvas características dos mesmos, dando origem a pontos de máximos locais múltiplos. Para minimizar esse inconveniente, foram citadas as técnicas específicas de controle para detecção do GMPP. Contudo, em uma *string* fotovoltaica sob condições de sombreamento, a operação no MPP resultante da associação não significa que cada um dos painéis que a compõe encontram-se operando no seu MPP e, as perdas na extração de energia podem ser consideráveis em algumas CSP (XIE, QI, *et al.*, 2014). Para resolver esse problema, é utilizado uma estrutura *multistring*, cujo controle de MPPT é realizado de forma independente e, dessa maneira o efeito de sombreamento parcial pode ser atenuado, aumentando assim a geração de energia.

Em (LEE, BAE e CHO, 2009) o autor propõe a utilização de um inversor multinível monofásico ponte H em cascata, conforme ilustrado na Figura 2.7 (a).

Figura 2.7 - a) Inversor multinível monofásico ponte H em cascata; b) Esquema do protótipo implementado com diagrama de controle.

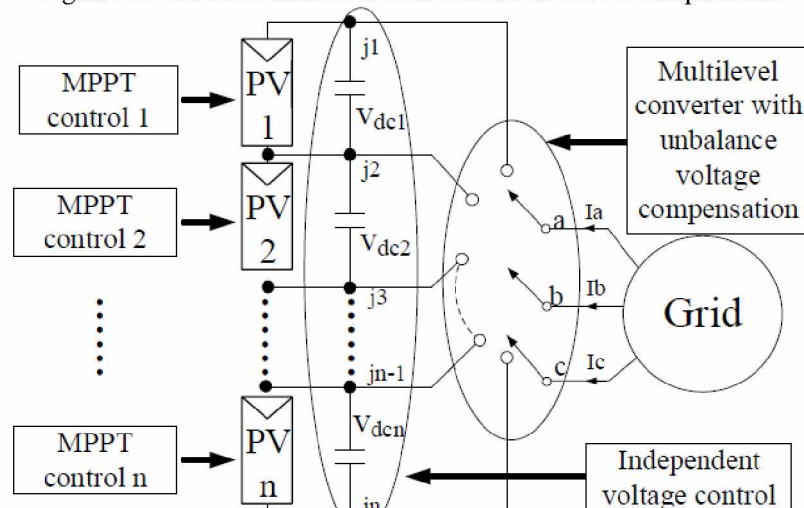


Fonte: (LEE, BAE e CHO, 2009).

Entre os inversores de vários níveis, esse é comumente usado devido a sua estrutura de circuito modular. A potência de cada fonte fotovoltaica pode ser maximizada através do algoritmo de MPPT utilizado em cada uma das fontes. Todavia, o modelo experimental adotado pelos autores foi a emulação de uma fonte fotovoltaica utilizando uma fonte CC em série com uma resistência (Figura 2.7 (b)) e, essa representação não reflete o comportamento adequado da fonte fotovoltaica, principalmente em CSP.

Os autores em (XIE, QI, *et al.*, 2014), apresentam um inversor multinível com controle independente de MPPT, conforme ilustrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 - Inversor multinível com controle de MPPT independente.



Fonte: (XIE, QI, *et al.*, 2014).

A fim de atenuar o problema de *Mismatch* pela ligação em série dos painéis, o controle independente de tensão é realizado em cada unidade CC, comutando as saídas CA (corrente alternada) para as junções corretas de acordo com as correntes CA em tempo real e as referências. As estratégias tradicionais de modulação multinível são todas baseadas em uma tensão CC desequilibrada, ocasionando em erro e distorção da tensão de saída CA, dessa maneira, os autores propõem uma estratégia de compensação de tensão eficaz.

O controle de tensão proposto é limitado, portanto haverá operação instável sob irradiância extremamente irregular, sendo esse um ponto negativo da estrutura apresentada, além de uma estratégia de controle relativamente complexa.

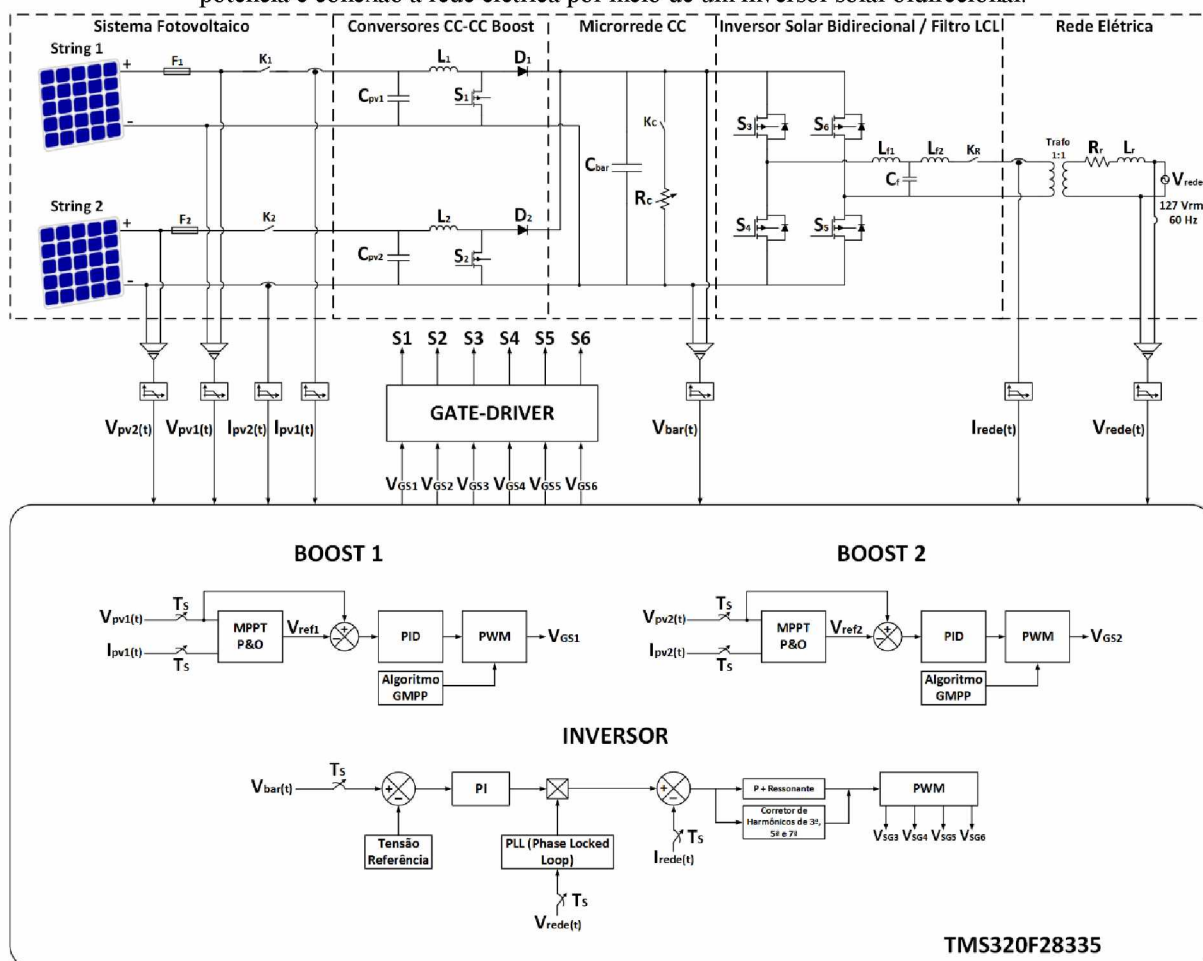
2.4 ESTRUTURA PROPOSTA NO TRABALHO

Para fins de validação e comprovação da eficácia das estratégias de extração de máxima potência de painéis fotovoltaicos em pauta neste trabalho, uma estrutura de inversor solar *multistring* foi projetada e implementada experimentalmente. O diagrama esquemático da referida estrutura é apresentado na Figura 2.9. A primeira *string* é composta pela associação série de 7 painéis Kyocera KD140SX-UFBS, totalizando 980 Wp nas CPT (Condições Padrão de Teste: irradiância = 1000 W/m² e temperatura dos painéis = 25°C). A segunda *string* é composta pela associação série de 7 painéis KD135SX-UPU, totalizando 945 Wp nas CPT. Para extração da máxima potência disponível, são utilizados, para cada uma das *strings*, um conversor CC-CC *Boost* operando de forma independente. A técnica de MPPT utilizada é a P&O clássica associada a um algoritmo de controle desenvolvido especificamente para detecção do ponto global de máxima potência.

Para conexão com a rede elétrica da concessionária, o sistema possui um inversor *Full-Bridge*. Esse, é o responsável por regular a tensão no barramento da microrrede CC e injetar a energia extraída das *strings* fotovoltaicas na rede elétrica da concessionária. Vale destacar, que em condições em que a carga conectada na microrrede CC demande mais energia que a produzida pelo sistema fotovoltaico, o inversor promove a inversão no fluxo de potência, ou seja, extrai energia elétrica da rede CA da concessionária, afim atender às necessidades da carga, operando, dessa forma, como um circuito retificador.

Neste cenário, cabe ressaltar que a dissertação de mestrado em pauta tem como objetivo apresentar todos os trabalhos atrelados ao projeto e implementação dos conversores CC-CC *Boost* e suas respectivas técnicas de controle. Informações detalhadas acerca do projeto e implementação inversor *Full-Bridge*, tanto no que tange ao seu desempenho na injeção de potência ativa na rede em corrente alternada, quanto na regulação da tensão do barramento CC da microrrede, podem ser encontradas em (PIRES, 2016).

Figura 2.9 - Estrutura do sistema fotovoltaico constituído por duas *strings* com extração global e independente de potência e conexão à rede elétrica por meio de um inversor solar bidirecional.



Fonte: Dados do próprio autor.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados dois artifícios utilizados para maximização da energia elétrica produzida a partir de sistemas fotovoltaicos. Com relação às técnicas específicas de controle para detecção do ponto de máxima potência encontradas na literatura, algumas se mostraram de fácil implementação, no entanto, apresentaram falhas na detecção do ponto global de máxima potência. Outras, se mostraram eficazes na busca do ponto global de máxima potência, mas com complexidades maiores de implementação.

Já com relação às estruturas *multistring* citadas, em uma delas, o modelo experimental adotado foi a emulação de uma fonte fotovoltaica utilizando uma fonte CC em série com uma resistência e, essa representação não reflete o comportamento adequado da fonte fotovoltaica, principalmente em condições de sombreamentos. Em outra, há uma operação instável quando

as unidades CC de entrada estão submetidas a irradiâncias extremamente irregulares, e ainda, possui uma estrutura de controle relativamente complexa.

Diante do exposto, vale destacar como contribuição da pesquisa proposta, o desenvolvimento e implementação de um algoritmo simples e eficaz para detecção do ponto global de máxima potência, o qual é apresentado detalhadamente no capítulo 4. Além da baixa complexidade e facilidade de implementação, esse, é capaz de detectar o ponto global de máxima potência em qualquer condição de operação e de forma independente em cada *string* fotovoltaica, promovendo maior eficiência na geração de energia elétrica.

3 DIMENSIONAMENTO E MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC BOOST APLICADO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

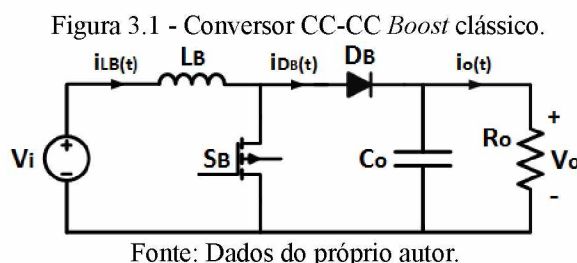
Este capítulo apresenta o dimensionamento e também a modelagem matemática do conversor CC-CC *Boost* aplicado a um sistema fotovoltaico para fins de extração da máxima potência disponível em cada uma das *strings* que compõe o sistema.

A modelagem matemática de um sistema visa representá-lo por uma função de transferência, a qual determina o comportamento estático e/ou dinâmico do mesmo. Para modelagem do conversor, será utilizado o método de espaço de estados médio.

3.2 ESPECIFICAÇÕES DE PROJETO E DIMENSIONAMENTO DO CONVERSOR CC-CC BOOST

O conversor CC-CC *Boost* tradicionalmente regula a tensão média de saída para um nível superior ao de entrada. A tensão de entrada V_i está em série com um indutor L_B que age como uma fonte de corrente. O interruptor S_B é desligado periodicamente, fornecendo a energia da fonte e do indutor para aumentar a tensão na saída V_o .

O circuito do conversor *Boost* é ilustrado na Figura 3.1. Quando o interruptor S_B é ligado a fonte de entrada é aplicada ao indutor e, o diodo fica reversamente polarizado ($V_o > V_i$). A energia acumulada no indutor é enviada ao capacitor C_o e à carga R_o quando o interruptor desligar. O conversor pode operar no modo de condução contínua (MCC), ou seja, a corrente $i_{LB}(t)$ flui continuamente pelo indutor, ou também no modo de condução descontínua (MCD), onde a corrente se anula em uma parte do período.



Para aplicação desse conversor em um sistema fotovoltaico, a fonte de tensão de entrada será o gerador fotovoltaico e terá amplitude variável, devendo essa, ser controlada para

extração da máxima potência. Já a fonte de tensão de saída passa a ser controlada pelo inversor conectado em série.

As Tabelas 3.1 e 3.2 mostram as especificações elétricas dos painéis utilizados na *string* 1 (Kyocera® KD140SX-UFBS) e também os painéis utilizados na *string* 2 (Kyocera® KD135SX-UPU) nas CPT. Nas tabelas são detalhadas as especificações elétricas referentes a associação de 7 painéis em série, compondo assim, as duas *strings* do sistema fotovoltaico.

Tabela 3.1 - Especificações elétricas do painel Kyocera KD140SX-UFBS.

Parâmetros	1 Pannel	7 Painéis em Série (STRING 1)
P_{mp}	140 W	980 W
V_{mp}	17,7 V	123,9 V
I_{mp}	7,91 A	7,91 A
V_{oc}	22,1 V	154,7 V
I_{sc}	8,68 A	8,68 A
Tolerância	± 5	± 5
$K_{I_{sc}}$	0,5208 A/°C ou 0,060 %/°C	0,5208 A/°C ou 0,060 %/°C
$K_{V_{oc}}$	7,95 V/°C ou -0,36 %/°C	7,95 V/°C ou -0,36 %/°C

Fonte: (KYOCERA).

Tabela 3.2 - Especificações elétricas do painel Kyocera KD135SX-UPU.

Parâmetros	1 Pannel	7 Painéis em Série (STRING 2)
P_{mp}	135 W	945 W
V_{mp}	17,7 V	123,9 V
I_{mp}	7,63 A	7,63 A
V_{oc}	22,1 V	154,7 V
I_{sc}	8,37 A	8,37 A
Tolerância	± 5	± 5
$K_{I_{sc}}$	$5,02 \cdot 10^{-3}$ A/°C ou $6 \cdot 10^{-4}$ %/°C	$5,02 \cdot 10^{-3}$ A/°C ou $6 \cdot 10^{-4}$ %/°C
$K_{V_{oc}}$	$-8,0 \cdot 10^{-2}$ V/°C ou $3,62 \cdot 10^{-3}$ %/°C	$-8,0 \cdot 10^{-2}$ V/°C ou $3,62 \cdot 10^{-3}$ %/°C

Fonte: (KYOCERA).

Para o cálculo dos componentes do conversor seguiram-se os procedimentos descritos em (VILELA, 2011) e, considera-se para o mesmo, o MCC. Na Tabela 3.3 são detalhadas as especificações de projeto.

Tabela 3.3 - Especificações de projeto.

Potência máxima da <i>string</i> (P_{mp}):	Tensão de máxima potência (V_{mp}):
$P_{mp} = 980 \text{ W}$	$V_{mp} = 123,9 \text{ V}$
Tensão máxima de entrada (V_{max_in}):	Tensão de saída do conversor (V_{bar}):
$V_{max_in} = 154,7 \text{ V}$	$V_{bar} = 400 \text{ V}$
Corrente de máxima potência (I_{mp}):	Corrente máxima de entrada (I_{max_in}):
$I_{mp} = 7,91 \text{ A}$	$I_{max_in} = 8,68 \text{ A}$
Impedância de saída da <i>string</i> para irradiância máxima (R_{pv}):	Razão cíclica para máxima potência (D_{mp}):
$R_{pv} = \frac{V_{mp}^2}{P_{mp}} = 15,6645 \Omega$	$\frac{V_{bar}}{V_{mp}} = \frac{1}{1 - D_{mp}}$ $D_{mp} = 0,69025$
Frequência de chaveamento (f_s):	Período de chaveamento (T_s):
$f_s = 25 \text{ kHz}$	$T_s = \frac{1}{f_s} = 40 \mu\text{s}$
Ondulação de corrente nos indutores (ΔI):	Ondulação de tensão nos capacitores (ΔV_{pv}):
$\Delta I = 0,5 \cdot I_{mp} = 3,955 \text{ A}$	$\Delta V_{pv} = 0,06 \cdot V_{mp} = 7,434 \text{ V}$

Fonte: Dados do próprio autor.

Com as especificações de projeto detalhadas, dimensionou-se o indutor do conversor CC-CC *Boost* 1, obtido através da equação (3.1). Devido à similaridade entre as características elétricas das *strings* utilizadas, os mesmos valores de indutor e capacitor obtidos para o conversor 1, também foram utilizados no conversor 2.

$$L_1 = L_2 = \frac{V_{mp} \cdot D_{mp}}{f_s \cdot \Delta I} = \frac{123,9 \cdot 0,69025}{25 \cdot 10^3 \cdot 3,955} = 864,95 \mu\text{H} \quad (3.1)$$

O capacitor de entrada do conversor C_{pv} é utilizado para estabilizar a tensão nos terminais da *string*, de modo que essa não varie rapidamente devido a comutação da chave. Sendo assim, qualquer capacitor utilizado que não permita uma grande variação de tensão pode ser utilizado, atentando-se à tensão a que o mesmo será submetido (RIBEIRO, 2011).

Em (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERG, 2005) é descrito os critérios para o dimensionamento do capacitor C_{pv} , sendo obtido através da equação (3.2).

$$C_{pv1} = C_{pv2} = \frac{P_{mp}}{4 \cdot \pi \cdot f \cdot V_{mp} \cdot \Delta V_{pv}} \quad (3.2)$$

A frequência de oscilação f da tensão nos terminais da *string* é igual ao o dobro da frequência fundamental da rede elétrica (120 Hz) (JAIN e AGARWAL, 2007). Logo, com as especificações detalhadas anteriormente tem-se que $C_{pv1} = C_{pv2} = 705,57 \mu F$.

Na prática, utilizou-se indutor de 1 mH e associação de dois capacitores série de 330 μF , totalizando assim, 660 μF , sendo esses, os valores mais próximos disponíveis no laboratório de pesquisa.

3.3 MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC BOOST - ESPAÇO DE ESTADOS MÉDIO

A representação de um sistema no espaço de estado é uma maneira de escrever as equações diferenciais que descrevem o sistema. As equações de estados do sistema podem ser escritas em forma de matriz, como mostra as equações (3.3) e (3.4).

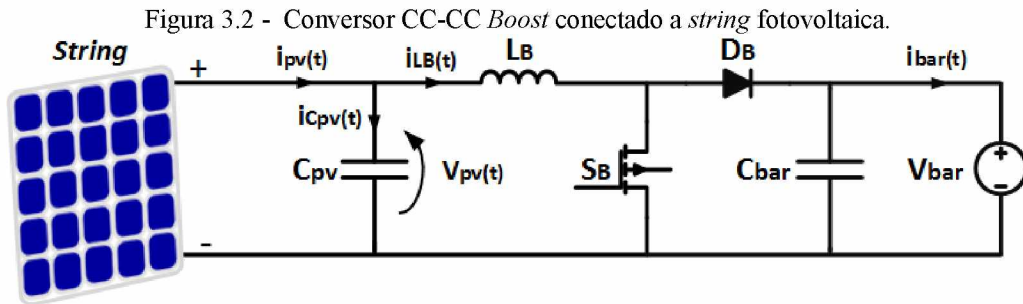
$$K \frac{dx(t)}{dt} = A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \quad (3.3)$$

$$y(t) = C \cdot x(t) + D \cdot u(t) \quad (3.4)$$

Onde:

- $x(t)$: vetor de estados;
- $\frac{dx(t)}{dt}$: derivada do vetor de estados;
- $u(t)$: vetor de entrada;
- A : matriz de sistema;
- B : matriz de entrada;
- C : matriz de saída;
- D : matriz de ação avançada.

As variáveis de estados para o conversor CC-CC *Boost* em uma representação física são associadas ao armazenamento de energia, que é a corrente no indutor e a tensão no capacitor. Tradicionalmente, aplicando os conceitos de espaço de estado médio para modelagem desse conversor, determina-se que a matriz de estado terá dois termos, sendo eles, a corrente no indutor $i_{LB}(t)$ e a tensão no capacitor de saída $V_{Cbar}(t)$. No entanto, para aplicação desse conversor em um sistema fotovoltaico com dois estágios (conversor CC-CC em série com o inversor), a fonte de tensão de entrada terá amplitude variável e deverá ser controlada. Já a tensão de saída do conversor passa a ser controlada pelo inversor. Nessa situação, aplicando os conceitos de espaço de estado médio, as variáveis de estados serão a corrente no indutor $i_{LB}(t)$ e a tensão no capacitor de entrada $V_{pv}(t)$.



Fonte: Dados do próprio autor.

Portanto:

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} i_{LB}(t) \\ V_{pv}(t) \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Para modelagem do conversor CC-CC *Boost* não ideal considera-se a perda de condução, sendo essa representada por uma resistência R_{SB} da chave S_B , a queda de tensão no diodo D_B (V_{DB}) e ainda a perda no indutor, sendo essa, representada por uma resistência R_{LB} .

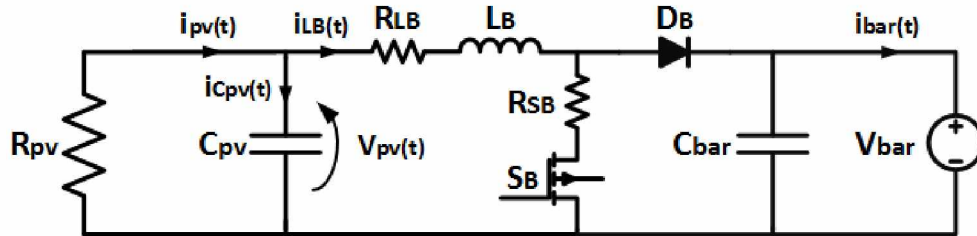
As variáveis do vetor de entrada são representadas pelas fontes de tensão independentes do sistema. Para a aplicação do conversor utilizado, a tensão de saída V_{bar} e a queda de tensão no diodo V_{DB} são inseridas no vetor de entrada.

Portanto:

$$\mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} V_{bar} \\ V_{DB} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

O circuito utilizado para modelagem do conversor pode ser representado conforme mostra a Figura 3.3.

Figura 3.3 - Circuito utilizado para modelagem do conversor CC-CC Boost.

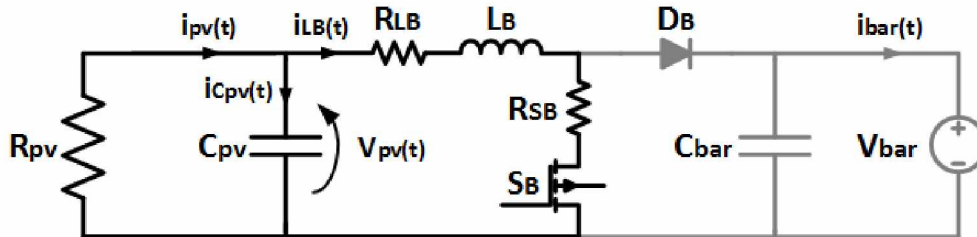


Fonte: Dados do próprio autor.

Como visto, a tensão de saída V_{bar} é considerada fixa, representada por uma fonte de tensão CC, uma vez que essa será controlada pelo ISB. Já a tensão nos terminais da *string* V_{pv} é controlada pelo conversor CC-CC Boost. A *string* do sistema foi representada por uma resistência R_{pv} , isso é feito pois a tensão em seus terminais varia frequentemente com as condições climáticas, como a radiação solar e temperatura, e tal efeito é emulado como uma carga variável ligada em paralelo com o capacitor de entrada C_{pv} .

Após apresentada as considerações feitas no circuito para a modelagem matemática, serão descritas as equações de estados para cada etapa de operação do conversor. Na primeira etapa, a chave S_B está fechada (estado 1), e o circuito a ser analisado nesta etapa é apresentado na Figura 3.4.

Figura 3.4 - Primeira etapa de operação do conversor CC-CC Boost: S_B fechada.



Fonte: Dados do próprio autor.

Da Figura 3.4, tem-se às seguintes equações de malha:

$$V_{pv(t)} - R_{LB} \cdot i_{LB(t)} - V_{LB(t)} - R_{SB} \cdot i_{LB(t)} = 0 \quad (3.7)$$

$$V_{LB(t)} = V_{pv(t)} - R_{LB} \cdot i_{LB(t)} - R_{SB} \cdot i_{LB(t)} \quad (3.8)$$

$$L_B \frac{di_{LB(t)}}{dt} = V_{pv(t)} - R_{LB} \cdot i_{LB(t)} - R_{SB} \cdot i_{LB(t)} \quad (3.9)$$

$$\frac{di_{LB(t)}}{dt} = \frac{V_{pv(t)}}{L_B} - \frac{R_{LB} \cdot i_{LB(t)}}{L_B} - \frac{R_{SB} \cdot i_{LB(t)}}{L_B} \quad (3.10)$$

$$i_{pv(t)} = i_{LB(t)} + i_{cpv(t)} \quad (3.11)$$

$$i_{pv(t)} = i_{LB(t)} + C_{pv} \frac{dV_{pv(t)}}{dt} \quad (3.12)$$

$$\frac{dV_{pv(t)}}{dt} = \frac{i_{pv(t)}}{C_{pv}} - \frac{i_{LB(t)}}{C_{pv}} \quad (3.13)$$

$$\frac{dV_{pv(t)}}{dt} = -\frac{V_{pv(t)}}{R_{pv} \cdot C_{pv}} - \frac{i_{LB(t)}}{C_{pv}} \quad (3.14)$$

As equações (3.10) e (3.14) referentes à primeira etapa de operação do conversor são representadas como matrizes de estados, conforme apresentada em (3.15):

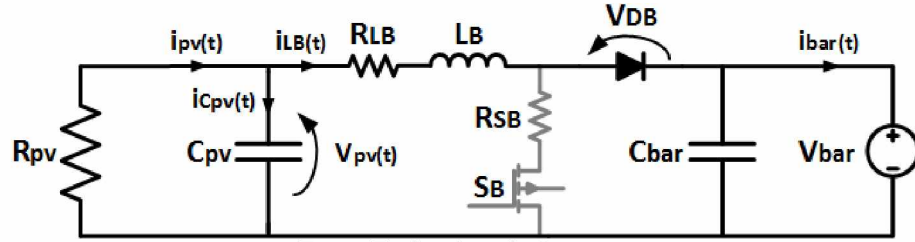
$$\begin{bmatrix} \frac{di_{LB(t)}}{dt} \\ \frac{dV_{pv(t)}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{LB} - R_{SB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{LB(t)} \\ V_{pv(t)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{bar} \\ V_{DB} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

A partir de (3.15), têm-se as matrizes de sistema e de entrada para a primeira etapa de operação do conversor, dadas por:

$$A_1 = \begin{bmatrix} \frac{-R_{LB} - R_{SB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \quad B_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

A mesma análise de malhas feita para a primeira etapa de operação do conversor, também é feita para a segunda etapa. Na segunda etapa, a chave S_B está aberta (estado 2), e o circuito a ser analisado é apresentado na Figura 3.5.

Figura 3.5 - Segunda etapa de operação do conversor CC-CC Boost: S_B aberta.



Fonte: Dados do próprio autor.

Da Figura 3.5, têm-se as seguintes equações de malha:

$$V_{pv(t)} - R_{LB} \cdot i_{LB(t)} - V_{LB(t)} - V_{DB} - V_{bar} = 0 \quad (3.17)$$

$$V_{pv(t)} - R_{LB} \cdot i_{LB(t)} - L_B \frac{di_{LB(t)}}{dt} - V_{DB} - V_{bar} = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{di_{LB(t)}}{dt} = \frac{V_{pv(t)}}{L_B} - \frac{R_{LB} \cdot i_{LB(t)}}{L_B} - \frac{V_{DB}}{L_B} - \frac{V_{bar}}{L_B} \quad (3.19)$$

$$i_{pv(t)} = i_{LB(t)} + i_{cpv(t)} \quad (3.20)$$

$$i_{pv(t)} = i_{LB(t)} + C_{pv} \frac{dV_{pv(t)}}{dt} \quad (3.21)$$

$$\frac{dV_{pv(t)}}{dt} = \frac{i_{pv(t)}}{C_{pv}} - \frac{i_{LB(t)}}{C_{pv}} \quad (3.22)$$

$$\frac{dV_{pv(t)}}{dt} = -\frac{V_{pv(t)}}{R_{pv} \cdot C_{pv}} - \frac{i_{LB(t)}}{C_{pv}} \quad (3.23)$$

As equações (3.19) e (3.23) referentes à segunda etapa de operação do conversor são representadas como matrizes de estados, conforme apresentada em (3.24):

$$\begin{bmatrix} \frac{di_{LB(t)}}{dt} \\ \frac{dV_{pv(t)}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{LB(t)} \\ V_{pv(t)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_B} & -\frac{1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{bar} \\ V_{DB} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

A partir de (3.24), têm-se as matrizes de sistema e de entrada para a segunda etapa de operação do conversor, dadas por:

$$A_2 = \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ \frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \quad B_2 = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_B} & -\frac{1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Levando em consideração que o conversor *Boost* opera no MCC, a matriz média de sistema A_{med} e de entrada B_{med} para um período de chaveamento são dadas por:

$$A_{med} = A_1 \cdot D + A_2 \cdot (1 - D) \quad (3.26)$$

$$A_{med} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{LB} - R_{SB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \cdot D + \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ \frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \cdot (1 - D) \quad (3.27)$$

$$A_{med} = \begin{bmatrix} \frac{-D \cdot R_{LB} - D \cdot R_{SB}}{L_B} & \frac{D}{L_B} \\ -\frac{D}{C_{pv}} & -\frac{D}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{D \cdot R_{LB}}{L_B} & \frac{D}{L_B} \\ -\frac{D}{C_{pv}} & -\frac{D}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$A_{med} = \begin{bmatrix} \frac{-D \cdot R_{SB} - R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$B_{med} = B_1 \cdot D + B_2 \cdot (1 - D) \quad (3.30)$$

$$B_{med} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot D + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_B} & -\frac{1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot (1 - D) \quad (3.31)$$

$$B_{med} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_B} & -\frac{1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{D}{L_B} & -\frac{D}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

$$B_{med} = \begin{bmatrix} \frac{D - 1}{L_B} & \frac{D - 1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Em seguida, lineariza-se o sistema de equações de espaço de estados ao redor de um ponto de operação, em outras palavras, as equações de espaço de estados serão analisadas em regime permanente. Assim, obtêm-se os valores médios das variáveis de estados utilizados as matrizes médias de sistema e entrada encontradas anteriormente e zerando a derivada da matriz de estado (análise em regime permanente ou em um ponto de operação). Logo:

$$\frac{dx(t)}{dt} = A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \quad (3.34)$$

$$0 = A_{med} \cdot X + B_{med} \cdot U \quad (3.35)$$

$$X = -A_{med}^{-1} \cdot B_{med} \cdot U \quad (3.36)$$

Substituindo (3.6), (3.29) e (3.33) na equação (3.36), tem-se:

$$X = - \begin{bmatrix} \frac{-D \cdot R_{SB} - R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{D-1}{L_B} & \frac{D-1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{bar} \\ V_{DB} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$X = \begin{bmatrix} \frac{(D-1) \cdot (V_{bar} + V_{DB})}{D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}} \\ -\frac{R_{pv} \cdot (D-1) \cdot (V_{bar} + V_{DB})}{D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Após serem determinados os valores de equilíbrio das variáveis de estado, determina-se o modelo de pequenos sinais, perturbando as variáveis de estado no ponto de operação. Considera-se que o valor total das variáveis de estado é constituído pelo seu valor médio e pelas pequenas perturbações realizadas ao redor do ponto de operação. Adicionam-se, ainda, perturbações na razão cíclica para análise do modelo matemático.

Portanto:

$$\begin{aligned} \square \quad x(t) &= X + \hat{x}(t); \\ \square \quad u(t) &= U + \hat{u}(t); \\ \square \quad d(t) &= D + \hat{d}(t); \\ \square \quad d'(t) &= 1 - d(t) = D' - \hat{d}(t). \end{aligned} \quad (3.39)$$

Aplicando-se o modelo de pequenos sinais na equação de espaços de estado médio, tem-se que:

$$\frac{dx(t)}{dt} = A_{med} \cdot X + B_{med} \cdot U \quad (3.40)$$

$$\frac{dx(t)}{dt} = [A_1 \cdot d(t) + A_2 \cdot d'(t)] \cdot x(t) + [B_1 \cdot d(t) + B_2 \cdot d'(t)] \cdot u(t) \quad (3.41)$$

Substituindo (3.39) na equação (3.41) e, desenvolvendo a mesma, tem-se:

$$\begin{aligned} \frac{d[X + \hat{x}(t)]}{dt} &= \{A_1 \cdot [D + \hat{d}(t)] + A_2 \cdot [D' - \hat{d}(t)]\} \cdot [X + \hat{x}(t)] \\ &+ \{B_1 \cdot [D + \hat{d}(t)] + B_2 \cdot [D' - \hat{d}(t)]\} \cdot [U + \hat{u}(t)] \end{aligned} \quad (3.42)$$

$$\begin{aligned} \frac{d[X + \hat{x}(t)]}{dt} &= \{A_1 \cdot [D + \hat{d}(t)] + A_2 \cdot [D' - \hat{d}(t)]\} \cdot X \\ &+ \{A_1 \cdot [D + \hat{d}(t)] + A_2 \cdot [D' - \hat{d}(t)]\} \cdot \hat{x}(t) \\ &+ \{B_1 \cdot [D + \hat{d}(t)] + B_2 \cdot [D' - \hat{d}(t)]\} \cdot U \\ &+ \{B_1 \cdot [D + \hat{d}(t)] + B_2 \cdot [D' - \hat{d}(t)]\} \cdot \hat{u}(t) \end{aligned} \quad (3.43)$$

$$\begin{aligned} \frac{d[X + \hat{x}(t)]}{dt} &= [A_1 \cdot D + A_2 \cdot D'] \cdot X + [A_1 \cdot \hat{d}(t) - A_2 \cdot \hat{d}(t)] \cdot X + [A_1 \cdot D + A_2 \cdot D'] \cdot \hat{x}(t) \\ &+ [A_1 \cdot \hat{d}(t) - A_2 \cdot \hat{d}(t)] \cdot \hat{x}(t) + [B_1 \cdot D + B_2 \cdot D'] \cdot U \\ &+ [B_1 \cdot \hat{d}(t) - B_2 \cdot \hat{d}(t)] \cdot U + [B_1 \cdot D + B_2 \cdot D'] \cdot \hat{u}(t) \\ &+ [B_1 \cdot \hat{d}(t) - B_2 \cdot \hat{d}(t)] \cdot \hat{u}(t) \end{aligned} \quad (3.44)$$

Na equação (3.44), o quarto e o oitavo termo apresenta multiplicação entre duas perturbações $\hat{d}(t) \cdot \hat{x}(t)$ e $\hat{d}(t) \cdot \hat{u}(t)$, respectivamente. O resultado dessa operação representará valores muito pequenos, podendo assim, serem desconsiderados. Logo, a equação (3.44) pode ser representada por:

$$\begin{aligned} \frac{d[X + \hat{x}(t)]}{dt} &= [A_1 \cdot D + A_2 \cdot D'] \cdot X + [A_1 \cdot \hat{d}(t) - A_2 \cdot \hat{d}(t)] \cdot X + [A_1 \cdot D + A_2 \cdot D'] \cdot \hat{x}(t) \\ &+ [B_1 \cdot D + B_2 \cdot D'] \cdot U + [B_1 \cdot \hat{d}(t) - B_2 \cdot \hat{d}(t)] \cdot U \\ &+ [B_1 \cdot D + B_2 \cdot D'] \cdot \hat{u}(t) \end{aligned} \quad (3.45)$$

$$\begin{aligned} \frac{d[X + \hat{x}(t)]}{dt} = & A_{med} \cdot X + [A_1 - A_2] \cdot \hat{d}(t) \cdot X + A_{med} \cdot \hat{x}(t) + B_{med} \cdot U \\ & + [B_1 - B_2] \cdot \hat{d}(t) \cdot U + B_{med} \cdot \hat{u}(t) \end{aligned} \quad (3.46)$$

Separando os termos CC na equação (3.46), tem-se que:

$$\frac{dX}{dt} = A_{med} \cdot X + B_{med} \cdot U \quad (3.47)$$

Os termos CA de primeira ordem da equação (3.46) são obtidos eliminando os termos CC. Logo, tem-se que:

$$\frac{d\hat{x}(t)}{dt} = \frac{d[X + \hat{x}(t)]}{dt} - \frac{dX}{dt} \quad (3.48)$$

Os termos CC da equação são zerados uma vez que a derivada do valor X no ponto de operação é zero (termo constante). Logo, substituindo (3.46) e (3.47) na equação (3.48), tem-se que:

$$\begin{aligned} \frac{d\hat{x}(t)}{dt} = & A_{med} \cdot X + [A_1 - A_2] \cdot \hat{d}(t) \cdot X + A_{med} \cdot \hat{x}(t) + B_{med} \cdot U + [B_1 - B_2] \cdot \hat{d}(t) \cdot U \\ & + B_{med} \cdot \hat{u}(t) - [A_{med} \cdot X + B_{med} \cdot U] \end{aligned} \quad (3.49)$$

$$\frac{d\hat{x}(t)}{dt} = [A_1 - A_2] \cdot \hat{d}(t) \cdot X + A_{med} \cdot \hat{x}(t) + [B_1 - B_2] \cdot \hat{d}(t) \cdot U + B_{med} \cdot \hat{u}(t) \quad (3.50)$$

$$\frac{d\hat{x}(t)}{dt} = A_{med} \cdot \hat{x}(t) + B_{med} \cdot \hat{u}(t) + \{[A_1 - A_2] \cdot X + [B_1 - B_2] \cdot U\} \cdot \hat{d}(t) \quad (3.51)$$

Seja:

$$B_d = [A_1 - A_2] \cdot X + [B_1 - B_2] \cdot U \quad (3.52)$$

Substituindo (3.6), (3.16), (3.25) e (3.38) na equação (3.52) e desenvolvendo a mesma, tem-se que:

$$B_d = \left\{ \begin{bmatrix} \frac{-R_{LB} - R_{SB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \right\} \cdot \begin{bmatrix} \frac{(D-1) \cdot (V_{bar} + V_{DB})}{D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}} \\ -\frac{R_{pv} \cdot (D-1) \cdot (V_{bar} + V_{DB})}{D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}} \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

$$+ \left\{ \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_B} & -\frac{1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \right\} \cdot \begin{bmatrix} V_{bar} \\ V_{DB} \end{bmatrix}$$

$$B_d = \begin{bmatrix} \frac{(V_{bar} + V_{DB}) \cdot (R_{SB} + R_{LB} + R_{pv})}{L_B \cdot (D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv})} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

Aplicando a transformada de Laplace na equação (3.51), resulta em:

$$\hat{X}(s) = (s \cdot I - A_{med})^{-1} \cdot [B_{med} \cdot \hat{U}(s) + B_d \cdot \hat{D}(s)] \quad (3.55)$$

Por fim, aplicou-se o princípio da superposição em (3.55) para obter as funções de transferências. Considerando a perturbação na razão cíclica nula ($\hat{D}(s) = 0$), calculam-se as funções de transferências das variáveis de estado em relação à matriz de entrada. Logo:

$$\hat{X}(s) = (s \cdot I - A_{med})^{-1} \cdot B_{med} \cdot \hat{U}(s) \quad (3.56)$$

$$\hat{G}_{xu}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{U}(s)} = (s \cdot I - A_{med})^{-1} \cdot B_{med} \quad (3.57)$$

$$\hat{G}_{xu}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{U}(s)} = \left\{ s \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{-D \cdot R_{SB} - R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \right\}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{D-1}{L_B} & \frac{D-1}{L_B} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

$$\hat{G}_{xu}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{U}(s)} = \begin{bmatrix} \frac{(L_B + C_{pv} \cdot L_B \cdot R_{pv} \cdot s) \cdot (D-1)}{L_B \cdot (C_{pv} \cdot L_B \cdot R_{pv} \cdot s^2 + C_{pv} \cdot D \cdot R_{SB} \cdot R_{pv} \cdot s + C_{pv} \cdot R_{LB} \cdot R_{pv} \cdot s + L_B \cdot s + D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv})} & \text{igual a } a_{11} \\ \frac{R_{pv} - D \cdot R_{pv}}{C_{pv} \cdot L_B \cdot R_{pv} \cdot s^2 + C_{pv} \cdot D \cdot R_{SB} \cdot R_{pv} \cdot s + C_{pv} \cdot R_{LB} \cdot R_{pv} \cdot s + L_B \cdot s + D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}} & \text{igual a } a_{21} \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Em (3.59), o elemento encontrado na primeira linha e primeira coluna representa a função de transferência da corrente no indutor em relação à tensão de saída ($\hat{G}_{iLB_Vbar}(s)$). O elemento encontrado na segunda linha e primeira coluna representa a função de transferência da tensão de entrada em relação à tensão de saída ($\hat{G}_{Vpv_Vbar}(s)$).

Considerando agora a perturbação na tensão de saída nula ($\hat{U}(s) = 0$), calculam-se as funções de transferências das variáveis de estado em relação à razão cíclica. Logo:

$$\hat{X}(s) = (s.I - A_{med})^{-1} \cdot B_d \cdot \hat{D}(s) \quad (3.60)$$

$$\hat{G}_{xd}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{D}(s)} = (s.I - A_{med})^{-1} \cdot B_d = \begin{bmatrix} \hat{G}_{iLB_D}(s) \\ \hat{G}_{Vpv_D}(s) \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

$$\hat{G}_{xd}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{D}(s)} = \left\{ s \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{-D \cdot R_{SB} - R_{LB}}{L_B} & \frac{1}{L_B} \\ -\frac{1}{C_{pv}} & -\frac{1}{R_{pv} \cdot C_{pv}} \end{bmatrix} \right\}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} (V_{bar} + V_{DB}) \cdot (R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}) \\ L_B \cdot (D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.62)$$

$$\hat{G}_{xd}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{D}(s)} = \begin{bmatrix} \frac{(V_{bar} + V_{DB}) \cdot (R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}) \cdot (L_B + C_{pv} \cdot L_B \cdot R_{pv}) \cdot s}{(C_{pv} \cdot L_B \cdot R_{pv} \cdot s^2 + C_{pv} \cdot D \cdot R_{SB} \cdot R_{pv} \cdot s + C_{pv} \cdot R_{LB} \cdot R_{pv} \cdot s + L_B \cdot s + D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}) \cdot L_B \cdot (D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv})} \\ \frac{(V_{bar} + V_{DB}) \cdot R_{pv} \cdot (R_{SB} + R_{LB} + R_{pv})}{(C_{pv} \cdot L_B \cdot R_{pv} \cdot s^2 + C_{pv} \cdot D \cdot R_{SB} \cdot R_{pv} \cdot s + C_{pv} \cdot R_{LB} \cdot R_{pv} \cdot s + L_B \cdot s + D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv}) \cdot (D \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{pv})} \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Em (3.63), o elemento encontrado na primeira linha e primeira coluna, representa a função de transferência da corrente no indutor em relação à razão cíclica de chaveamento ($\hat{G}_{iLB_D}(s)$). O elemento encontrado na segunda linha e primeira coluna, representa a função de transferência da tensão de entrada em relação à razão cíclica de chaveamento ($\hat{G}_{Vpv_D}(s)$).

Como o intuito é controlar a tensão de entrada dos conversores *Boost* de modo a extrair a máxima potência disponível pelas *strings* fotovoltaicas, a função de transferência utilizada é a $\hat{G}_{Vpv_D}(s)$. Simplificou-se a função de transferência a ser utilizada considerando a queda de tensão no diodo (V_{DB}) e a resistência da chave (R_{SB}) igual a zero. Logo:

$$\hat{G}_{Vpv_D}(s) = \frac{\hat{V}_{pv}(s)}{\hat{D}(s)} = \frac{V_{bar} \cdot R_{pv}}{(C_{pv} \cdot L_B \cdot R_{pv} \cdot s^2 + C_{pv} \cdot R_{LB} \cdot R_{pv} \cdot s + L_B \cdot s + R_{LB} + R_{pv})} \quad (3.64)$$

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas as especificações de projeto para o dimensionamento do conversor CC-CC *Boost*. Para modelagem matemática, utilizou-se o método de espaço de estados médios e, através das perturbações realizadas ao redor do ponto de operação, encontram-se as várias funções de transferência da planta. Como o intuito é controlar a tensão na entrada do conversor atuando na sua razão cíclica, utilizou-se a função de transferência $\hat{G}_{V_{pv_D}}(s)$, necessária para implementação do controle em malha fechada. Os detalhes da estratégia de controle desenvolvida serão descritos no capítulo 4.

4 ESTRATÉGIA DE CONTROLE

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta a estratégia de controle do conversor CC-CC *Boost* para aplicação em um sistema fotovoltaico. A estratégia de controle desenvolvida, consiste em controlar a tensão de entrada do conversor CC-CC *Boost* de modo a extrair a máxima potência disponibilizada pelas *strings* fotovoltaicas, mesmo sob condições de irradiância solar não uniforme. Para implementação do controle, foi utilizado o microprocessador DSP TMS320F28335 da *Texas Instruments*[®], especializado em processamento de sinais digitais, sendo esse, capaz de gerar os sinais PWM (*Pulse With Modulate*) necessários para controlar o conversor.

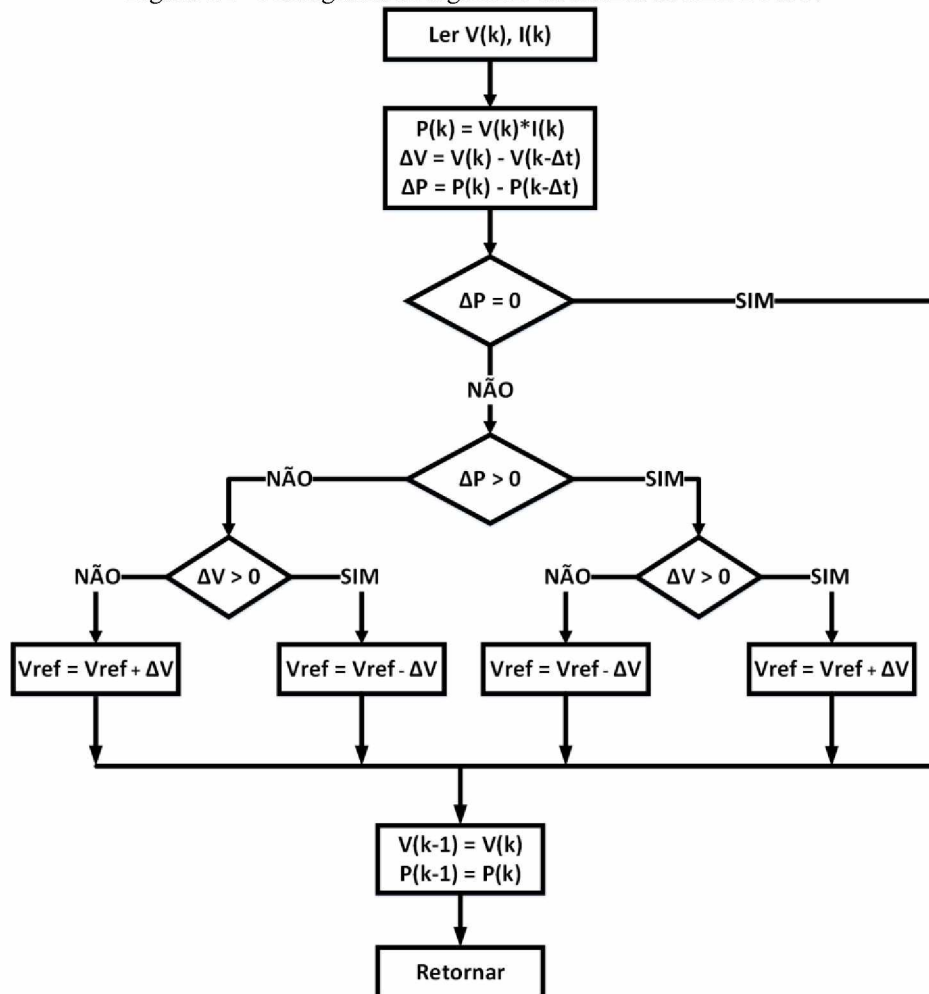
4.2 TÉCNICA DE CONTROLE DE MPPT

O valor de tensão dos painéis solares que retorna a máxima potência gerada por sistemas fotovoltaicos varia sob condições ambientais, tais como a radiação solar e a temperatura (KYOCERA). Nesse sentido, faz-se necessário a utilização de técnicas de MPPT com o objetivo de manter cada arranjo operando no ponto de máxima potência, de modo a maximizar a energia produzida.

Uma das técnicas mais utilizadas para o rastreamento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos é a P&O (FARANDA, LEVA e MAUGERI, 2008), sendo essa, a escolhida para o rastreamento da máxima potência nas duas *strings* da estrutura proposta (Figura 2.9). A Figura 4.1 ilustra o fluxograma do algoritmo da técnica de MPPT P&O.

Essa técnica consiste na leitura da tensão e corrente nos terminais da *string* do sistema fotovoltaico e, após a leitura, calcula-se a potência de saída ($P_{pv(n)} = V_{pv(n)} \cdot I_{pv(n)}$) e compara com a potência calculada no instante anterior ($n-1$). Caso a tensão do sistema seja incrementada e a potência do mesmo aumentar $\left(\frac{dP}{dV_{pv}} > 0\right)$, o controle move o ponto de operação nesse sentido, caso contrário, o ponto é deslocado no sentido contrário.

Figura 4.1 - Fluxograma do algoritmo da técnica de MPPT P&O.

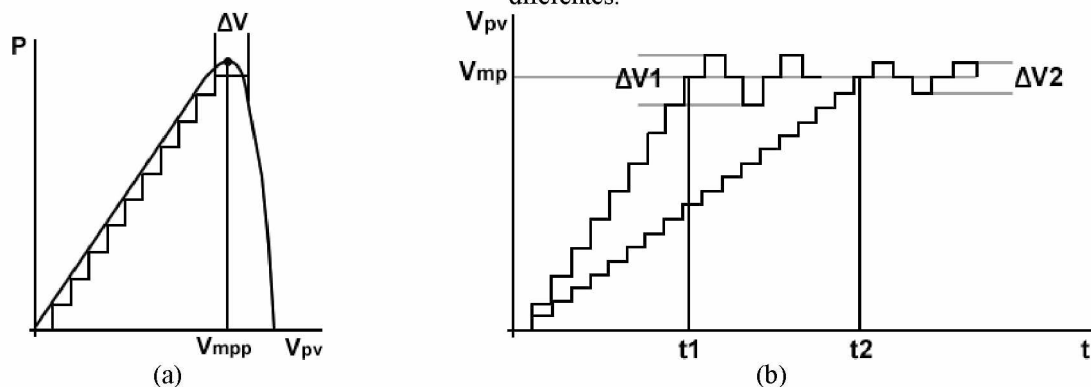


Fonte: Dados do próprio autor.

Uma minuciosa escolha no passo de perturbação da tensão (ΔV) nessa técnica é de fundamental importância, uma vez que a tensão terminal é perturbada em cada ciclo de MPPT, sendo assim, mesmo quando o ponto de máxima potência é atingido, a potência de saída oscila em torno do máximo valor, resultando assim em perdas na extração de potência, essa situação é ilustrada na Figura 4.2 (a).

Na Figura 4.2 (b) é ilustrado o desempenho da técnica de MPPT para perturbações de tensão com passos diferentes. Com um passo maior, a técnica consegue chegar mais rápido no ponto representativo de máxima potência (V_{mp}), todavia, há uma oscilação (ΔV_1) em torno do mesmo causando maiores perdas em regime permanente. Já com a utilização de um passo menor, a técnica é mais lenta para detecção do V_{mp} , no entanto, ao detectar o mesmo, a oscilação é menor (ΔV_2), resultando em menores perdas em regime permanente.

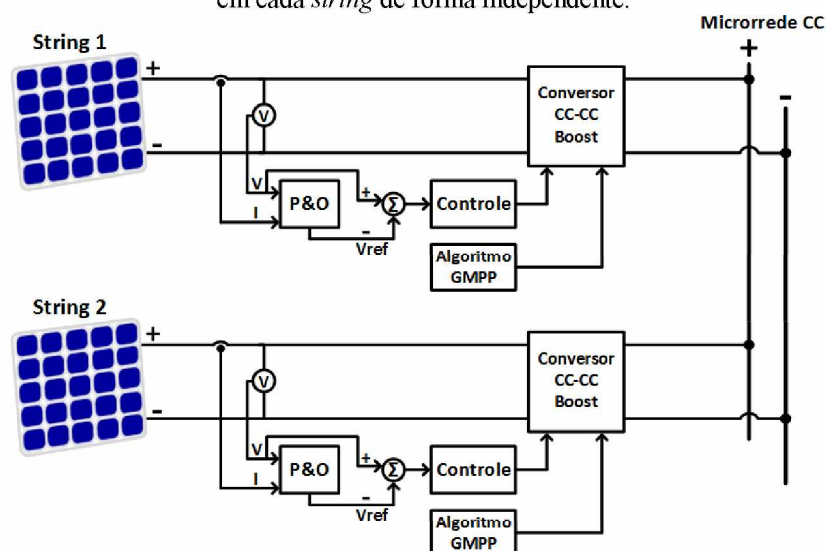
Figura 4.2 - a) Desempenho da técnica P&O para um passo ΔV ; b) Perturbações de tensão com passos diferentes.



Fonte: Dados do próprio autor.

A estrutura ilustrada na Figura 4.3 consiste na utilização da técnica de MPPT P&O clássica associada ao algoritmo criado para detecção do GMPP. A técnica de MPPT P&O possui como variáveis de entrada a tensão e a corrente nos terminais da *string* e como saída, uma tensão referência, sendo essa, a representativa da máxima potência disponível para a extração.

Figura 4.3 - Estrutura simplificada responsável pela aplicação da técnica de MPPT P&O e do Algoritmo GMPP em cada *string* de forma independente.



Fonte: Dados do próprio autor.

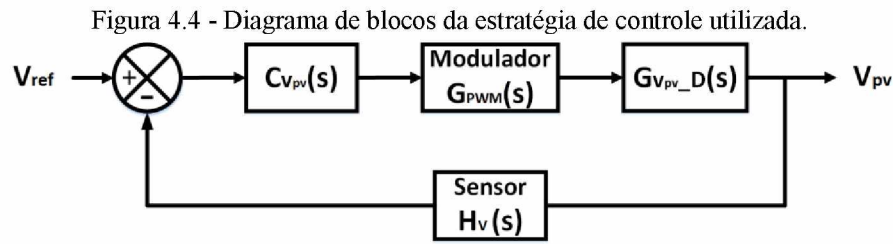
A estratégia para imposição dessa tensão nos terminais das *strings* fotovoltaicas é apresentada na secção 4.3 deste capítulo e, o algoritmo desenvolvido para detecção do GMPP é apresentado na secção 4.4.

Para o controle de todo o sistema foi desenvolvido um código em linguagem C que pode ser visualizado no Apêndice A.

4.3 PROJETO DO COMPENSADOR DE TENSÃO DO CONVERSOR CC-CC BOOST

A estratégia de controle adotada para as *strings* consiste em um compensador $C_{V_{pv}}(s)$ em cascata com a planta $G_{V_{pv_D}}(s)$ (função de transferência a ser controlada), sendo essa obtida através da modelagem em espaço de estados médio e, expressa na equação (3.64).

O controlador trabalha no sentido de compensar o erro entre a tensão de referência (obtida pela técnica de MPPT P&O) e a tensão de saída da *string* fotovoltaica, atuando na razão cíclica de chaveamento do conversor de modo a impor essa tensão de referência nos terminais da *string*. O diagrama de blocos da estratégia de controle utilizada é ilustrado na Figura 4.4.



Fonte: Dados do próprio autor.

Na Figura 4.4, o modulador $G_{PWM}(s)$ e o sensor de tensão $H_V(s)$ são considerados com ganho unitário. Com as especificações de projeto apresentadas no capítulo 3, considerando as perdas no indutor do conversor (R_{LB}) igual a 10 mΩ e, substituindo os valores na equação (3.64), tem-se:

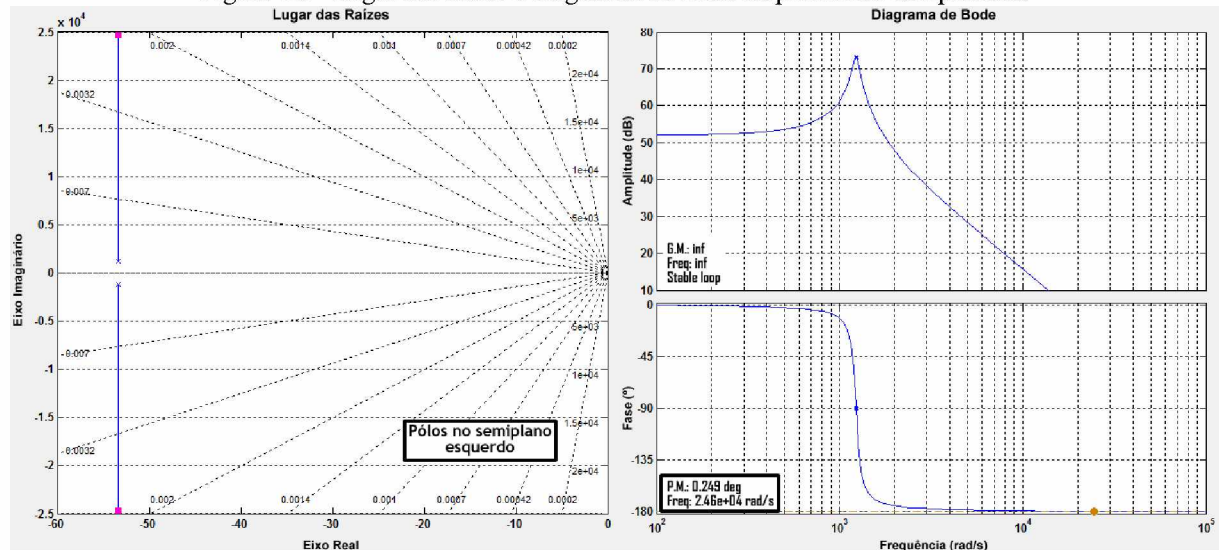
$$\hat{G}_{V_{pv_D}}(s) = \frac{6266}{(1,035 \cdot 10^{-5} \cdot s^2 + 0,001103 \cdot s + 15,67)} \quad (4.1)$$

A partir da planta a ser controlada verificou-se o funcionamento do sistema sem a utilização do compensador. A Figura 4.5 ilustra o lugar das raízes e os diagramas de Bode da planta não controlada.

Sabe-se que para verificar a estabilidade, o sistema deve apresentar margem de fase entre 0° e 180°. Além disso, para que o sistema apresente baixo tempo de acomodação e

ultrapassagem percentual (UP%) reduzida, é desejável que a margem de fase esteja entre 45° e 76° (OGATA, 2011), (DORF e BISHOP, 2001), (PEREIRA e CUPERTINO, 2011).

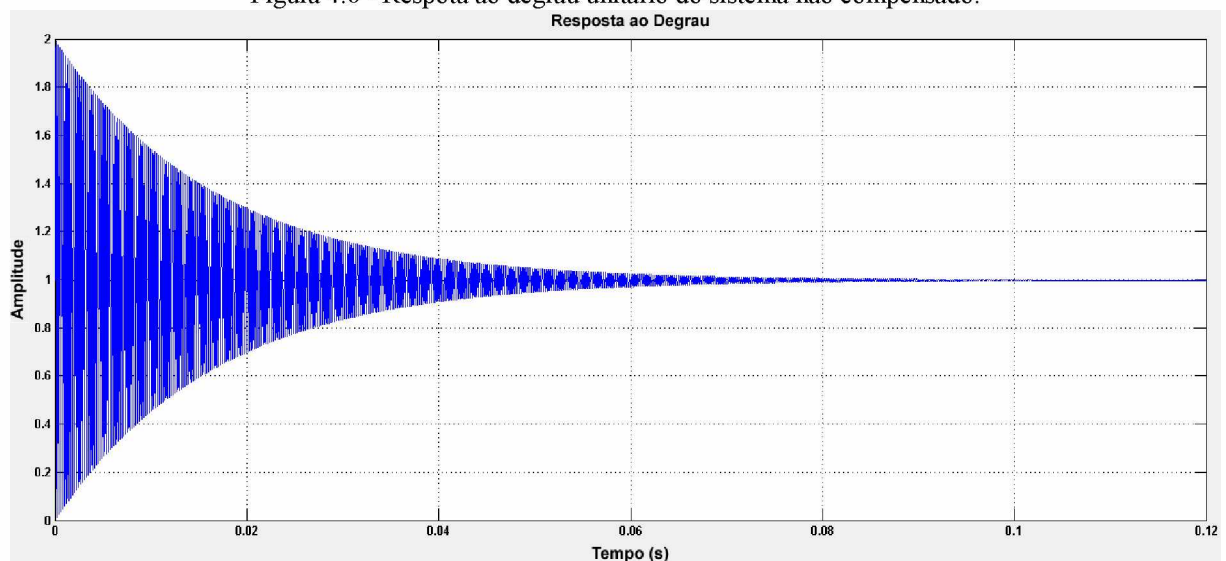
Figura 4.5 - Lugar das raízes e diagramas de Bode da planta não compensada.



Fonte: Dados do próprio autor.

O sistema apresentado na Figura 4.5 é estável, mas, apresenta uma margem de fase de $0,249^\circ$, nessa situação um compensador é utilizado para alocar a resposta de modo a atender os critérios de estabilidade já mencionados.

Figura 4.6 - Resposta ao degrau unitário do sistema não compensado.



Fonte: Dados do próprio autor.

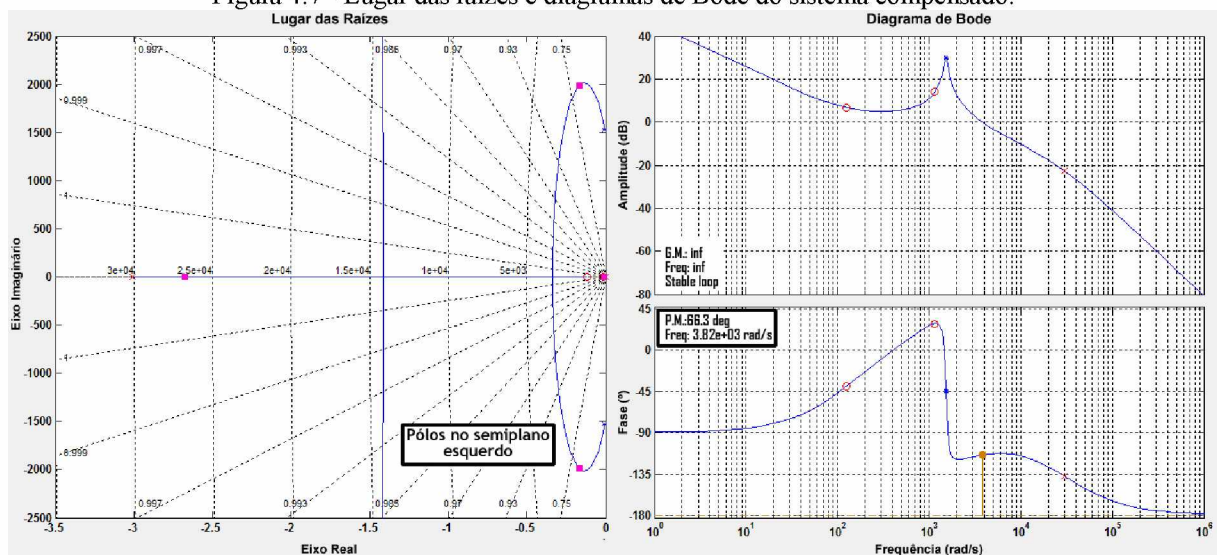
Observa-se na Figura 4.6 uma resposta oscilatória diante de um degrau unitário no sistema não compensado. Nessa situação, o sistema não consegue zerar o erro e oscila em torno do valor desejado até 0,102 s. Dessa maneira, utilizou-se um compensador para corrigir esse inconveniente.

Adotou-se um compensador do tipo PID (Proporcional Integral Derivativo). A ação proporcional irá prover uma resposta mais rápida sob uma variação no sinal de entrada. A ação integral tem como objetivo anular o erro em regime permanente, ou seja, atingir um estado estável cujo valor seja o desejado no sinal de entrada, por fim, a ação derivativa possui um efeito de antecipação da correção do valor de saída do sistema de forma a melhorar a rapidez da resposta do sistema. A combinação dessas três ações irá fazer com que o controlador em conjunto com a planta, forneça uma resposta adequada a uma determinada variação na entrada (NEVES, 2014). A função de transferência do compensador utilizado é apresentada na equação (4.2).

$$C_{vpv}(s) = 0,1 \frac{(s + 124) \cdot (s + 1150)}{s(s + 3,01 \cdot 10^4)} \quad (4.2)$$

O ganho, os zeros e os pólos do compensador foram ajustados utilizando a ferramenta *sisotool* do Matlab® para atender aos critérios de estabilidade mencionados. A Figura 4.7 ilustra o lugar das raízes e os diagramas de Bode do sistema compensado.

Figura 4.7 - Lugar das raízes e diagramas de Bode do sistema compensado.

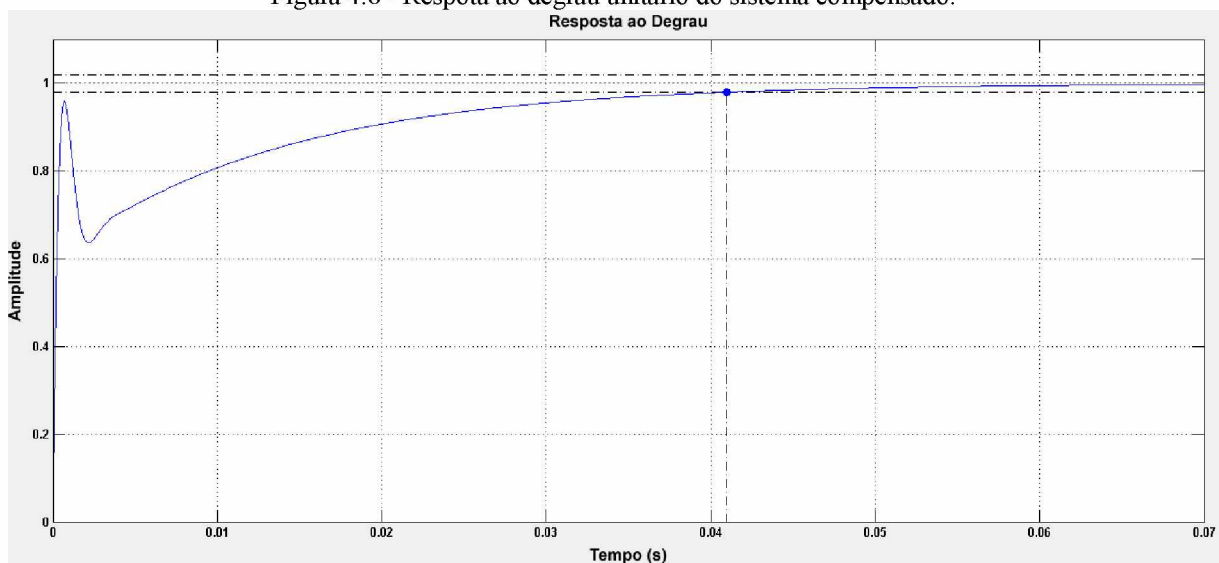


Fonte: Dados do próprio autor.

O sistema apresentado na Figura 4.7 é estável, pois os pólos estão localizados no semiplano esquerdo e, com o compensador utilizado, a nova margem de fase do sistema é de $66,3^\circ$, sendo esse, um valor dentro da faixa mencionada anteriormente.

Com a utilização do PID apresentado na equação (4.2), observa-se, na Figura 4.8, que na resposta ao degrau unitário do sistema compensado não existem as oscilações observadas anteriormente. Observa-se ainda, que o sistema atinge o regime permanente com tempo de assentamento de 0,041 s.

Figura 4.8 - Resposta ao degrau unitário do sistema compensado.



Fonte: Dados do próprio autor.

4.4 ALGORITMO PARA DETECÇÃO DO GMPP

O algoritmo criado para detecção do GMPP é realizado em cada *string* de forma independente, assim como a técnica de MPPT utilizada. O objetivo do algoritmo implementado é a mitigação do efeito negativo causado pelo sombreamento parcial (aparecimento de máximos locais múltiplos na curva P-V), fazendo com que o sistema opere no GMPP, uma vez que as técnicas de MPPT convencionais não são imunes a esse efeito e, sendo assim, o sistema pode operar em um ponto falso de máxima potência da curva (*FMPP - False Maximum Power Point*), resultando em grandes prejuízos na extração de potência.

A Figura 4.9 ilustra o estágio de operação inicial do algoritmo implementado. Ao iniciar o sistema, o algoritmo GMPP é habilitado, e o mesmo inicia a operação definindo a razão cíclica que corresponda nas curvas características das *strings* a tensão de circuito aberto

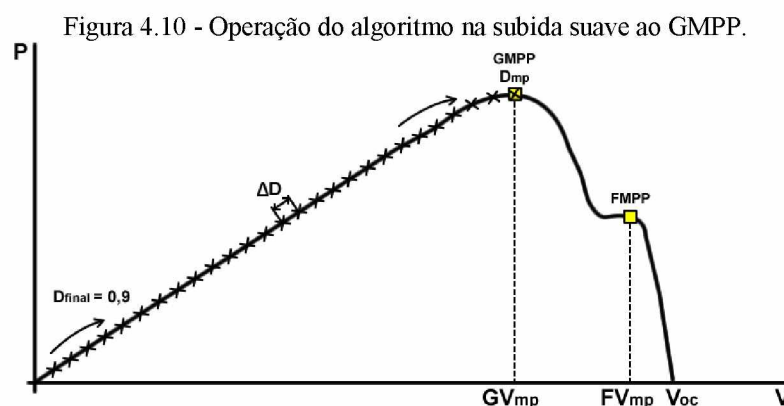
Com a detecção do ponto máximo da curva e a razão cíclica corresponde ao mesmo, a técnica de MPPT é habilitada para os conversores e a mesma realiza perturbações de tensão em torno desse ponto, garantindo assim, a operação no ponto correto da curva. A cada intervalo de tempo (que poder ser ajustado pelo contador implementado) é habilitado novamente o algoritmo para detecção do GMPP, mas agora em momentos diferentes para cada uma das *strings*, evitando, assim, oscilações de tensão no barramento da microrrede CC. Destaca-se que durante

a operação do algoritmo GMPP a técnica de MPPT utilizada está desabilitada, de modo a não interferir na busca pelo verdadeiro ponto de máxima potência da curva.

É importante ressaltar que a tensão do barramento da microrrede CC tem influência direta na dinâmica dos conversores, uma vez que a ação de controle realizada por imposição da tensão representativa da máxima potência nos terminais das *strings* tem como premissa uma tensão de saída (tensão no barramento CC da microrrede) regulada. Portanto, um controle de tensão eficiente no barramento CC, o qual deve ser realizado pelo ISB, auxilia o controle de extração de máxima potência do sistema fotovoltaico e contribui para uma melhor eficiência da técnica de MPPT. Os detalhes técnicos relacionados a operação do ISB são descritos em (PIRES, 2016).

A tensão nos terminais das *strings* na condição final do escaneamento da curva P-V possui um valor baixo. Já o ponto de máxima potência detectado pelo algoritmo possui um valor de tensão mais elevado. Com isso, ao sair instantaneamente da condição final do escaneamento para o ponto de máxima potência da curva, há uma variação instantânea de tensão nos terminais das *strings* e, experimentalmente, isso acarretava, às vezes, a queima da chave e/ou diodo dos conversores devido aos transitórios, além de causar oscilações de tensão mais severas no barramento da microrrede CC, devido ao fluxo de energia instantâneo proveniente da *string* fotovoltaica. Como solução ao problema encontrado, implementou-se no algoritmo uma subida suave ao ponto de máxima potência.

A subida consiste em um decréscimo de razão cíclica (D_{final} até D_{mp}) com um determinado passo (ΔD), conforme ilustra a Figura 4.10. O passo utilizado nesta etapa é maior que o passo utilizado no estágio inicial de operação para minimizar as perdas durante o processo de escaneamento da curva.

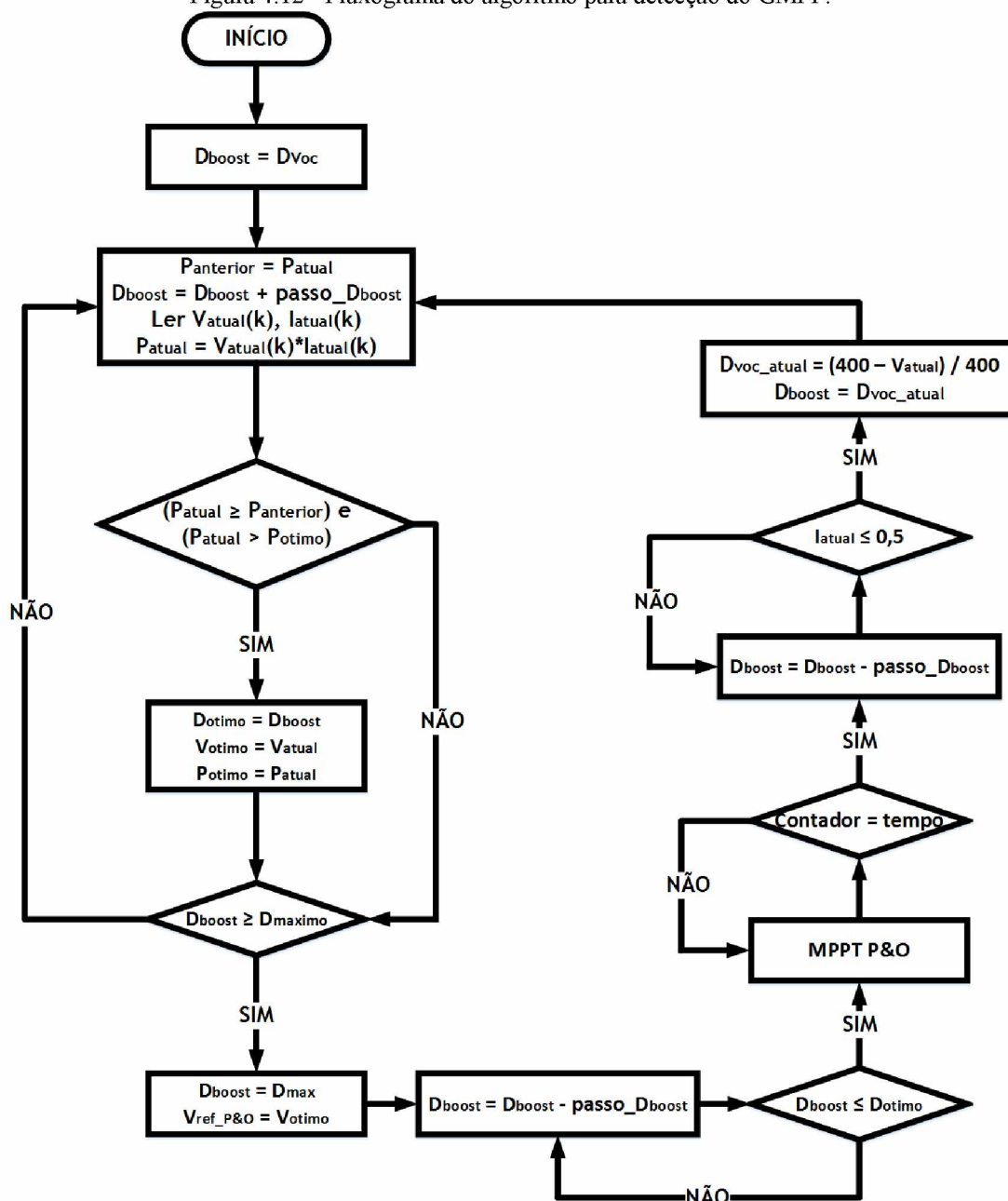


Fonte: Dados do próprio autor.

Após descrito e ilustrado todo o funcionamento do algoritmo criado para detecção do GMPP, é apresentado na Figura 4.12 o fluxograma do mesmo, o que facilita a interpretação do fluxo de informações e a sequência que caracteriza a operação do algoritmo.

Além disso, pode ser visualizado no Apêndice A, todo o código em linguagem C do algoritmo implementado.

Figura 4.12 - Fluxograma do algoritmo para detecção do GMPP.



Fonte: Dados do próprio autor.

Para facilitar o entendimento do fluxograma do algoritmo implementado, é apresentado em tópicos a descrição de forma simplificada da sequência de ações que caracteriza a operação do mesmo:

- Início do algoritmo, primeira iteração;
 - Com os conversores ainda desabilitados, mede-se a tensão de circuito aberto das *strings* e calcula a razão cíclica correspondente, definindo a operação inicial para essa condição ($D_{\text{boost}} = D_{V_{oc}} = \frac{400 - V_{oc}}{400}$);
 - Incrementa a razão cíclica do conversor com um determinado passo, calculando a potência em cada ponto da curva;
 - Compara a potência atual com a potência calculada no instante anterior e também com a potência ótima obtida até o momento;
 - Armazena os valores ótimos de razão cíclica, tensão e potência detectados;
 - Incrementa a razão cíclica até $D_{\text{maximo}} = 0,9$, fazendo um escaneamento completo da curva P-V;
 - Realizado o escaneamento da curva, tem-se a tensão de referência, sendo essa, a representativa da máxima potência disponível;
 - Realiza a subida suave de D_{maximo} até a razão cíclica correspondente ao ponto de máxima potência (D_{otimo});
 - Realizado o escaneamento e a subida suave ao ponto de máxima potência, é habilitada a técnica de MPPT P&O clássica até o tempo definido para novamente realizar o escaneamento da curva;
 - Atingido o tempo definido, é feita a descida suave até condição inicial ($D_{V_{oc}}$) para novamente iniciar o escaneamento. Como a tensão V_{oc} medida inicialmente pode mudar, definiu como ponto final de descida uma corrente menor ou igual a 0,5 A. Nessa situação, a tensão está muito próxima da tensão de circuito aberto.
 - A razão cíclica para novamente iniciar o escaneamento é calculada baseada na tensão correspondente a corrente de 0,5 A na curva característica da *string*.
- Volta ao terceiro tópico.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentaram-se os detalhes acerca da operação da estratégia de controle utilizada para maximização de energia a partir de um sistema fotovoltaico.

Ressalta-se os seguintes aspectos da estratégia adotada:

- O algoritmo criado para detecção do ponto global de máxima potência é executado nas *strings* em momentos diferentes, evitando dessa maneira, oscilações de tensão mais severas no barramento da microrrede CC. Tem-se ainda, a flexibilidade de ajuste do tempo entre os escaneamentos;
- Com a subida suave implementada no algoritmo criado, evitou-se transitórios de tensão, preservando a integridade dos componentes do circuito, e ainda, tem-se uma maior qualidade da tensão do barramento CC, uma vez que não há um fluxo instantâneo de energia ao sair da condição final de escaneamento para o ponto de máxima potência detectado, auxiliando dessa maneira, o controle de tensão do barramento realizado pelo ISB;
- Tem-se a maximização da energia produzida pela ação de controle realizada de forma independente em cada uma das *strings* fotovoltaicas. As condições de sombreamentos, painéis danificados e sujeiras em uma das *strings* não prejudica a operação da outra na extração da máxima potência disponível.

Ressalta-se ainda, que a operação do sistema foi em condições reais de operação, ou seja, gerador fotovoltaico conectado na entrada do conversor e inversor conectado em série, o que torna a estrutura do inversor solar *multistring* apresentada próxima a de um inversor comercial.

No capítulo 5 serão apresentados os resultados de simulação e experimentais, os quais irão validar a estratégia de controle apresentada.

5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E EXPERIMENTAIS

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

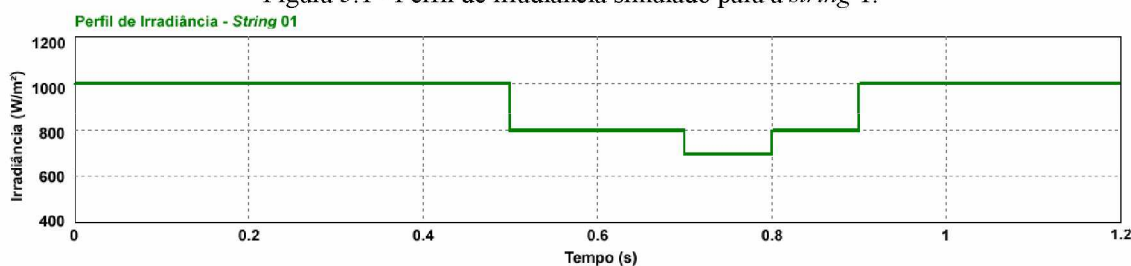
Este capítulo apresenta os resultados de simulação realizados na plataforma computacional PSIM[®] e também os resultados experimentais. Uma vez obtidos os resultados de simulação para análise da topologia nas condições de funcionamento desejada e definida a estratégia de controle a ser empregada, construiu-se um protótipo para extração dos resultados experimentais e validação das técnicas de controle desenvolvidas.

5.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A simulação foi realizada utilizando o software PSIM[®] devido os seus recursos e funcionalidades específicas, como por exemplo, a ferramenta *Solar Module (physical model)* que permite configurar o modelo físico de um painel solar, através da inserção de parâmetros que envolvem os aspectos físicos e construtivos do mesmo.

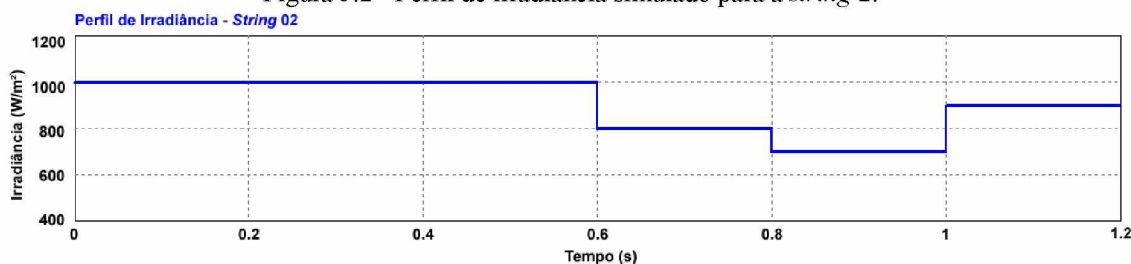
A Figura 5.1 e a Figura 5.2 apresentam, respectivamente, o perfil de irradiância simulado das *strings* 1 e 2 para obtenção dos resultados. A Figura 5.3 ilustra o circuito de potência e a estratégia de controle de todo o sistema na plataforma computacional utilizada.

Figura 5.1 - Perfil de irradiância simulado para a *string* 1.



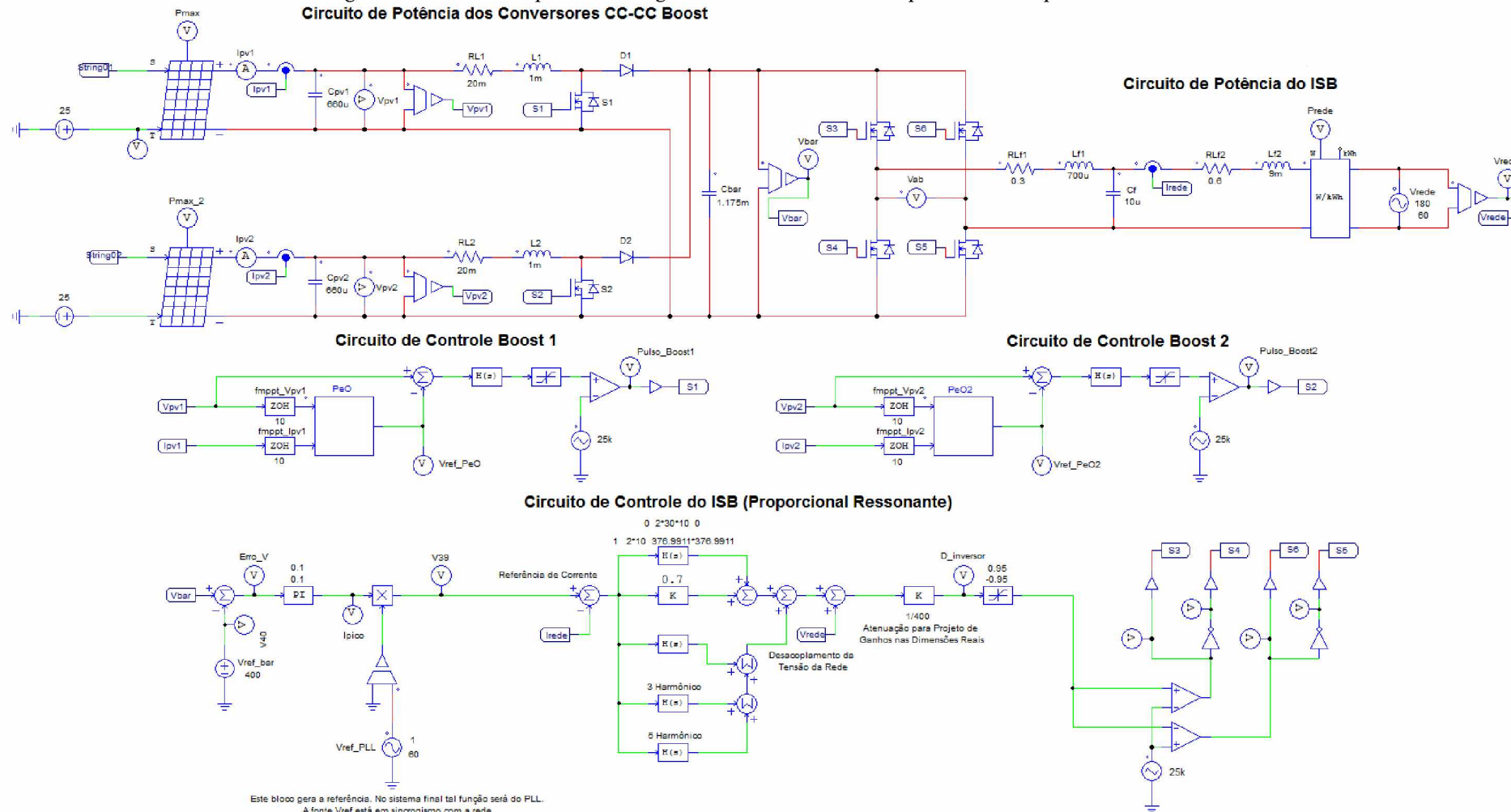
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 5.2 - Perfil de irradiância simulado para a *string* 2.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 5.3 - Circuito de potência e diagrama de controle do ISB na plataforma computacional PSIM®.

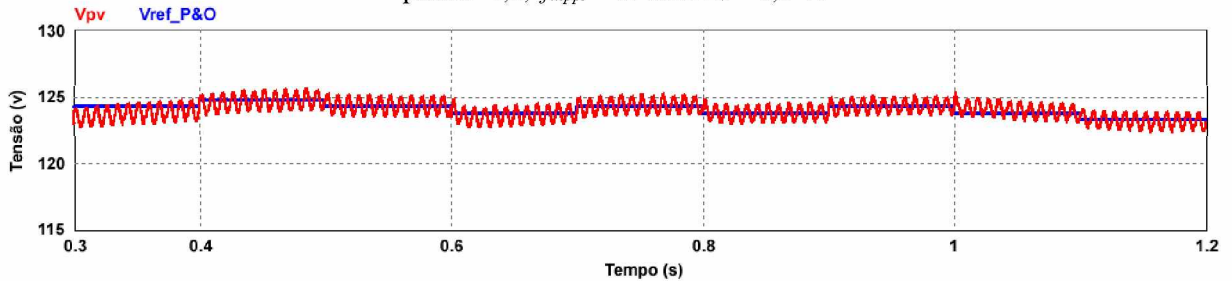


Fonte: Dados do próprio autor.

Para avaliar a resposta do controlador PID projetado iniciou-se o sistema com as duas *strings* operando sob CPT e, inseriram-se degraus de irradiância conforme o perfil mostrado anteriormente.

Na Figura 5.4 ilustra a tensão de referência advinda da técnica de MPPT P&O e também a tensão nos terminais da *string* 2. Nessa situação o ganho (k) do controlador utilizado é igual a 0,1, a frequência de atualização do MPPT (f_{mppt}) igual a 10 Hz e o passo de perturbação de tensão (ΔV) a igual 0,5 V.

Figura 5.4 - Tensão de referência do MPPT (V_{ref}) e tensão nos terminais da *string* 2 (V_{pv}) com controlador PID para $k=0,1$, $f_{mppt}=10$ Hz e $\Delta V=0,5$ V.

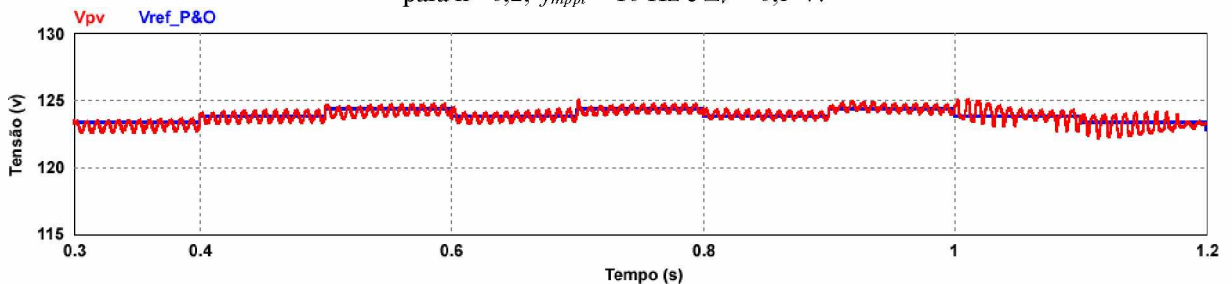


Fonte: Dados do próprio autor.

Similarmente a Figura 5.4, as Figuras 5.5 e 5.6 ilustram a tensão de referência do MPPT e a tensão nos terminais da *string* 2 com ganhos iguais a 0,2 e 0,3, respectivamente. Os demais parâmetros foram mantidos iguais.

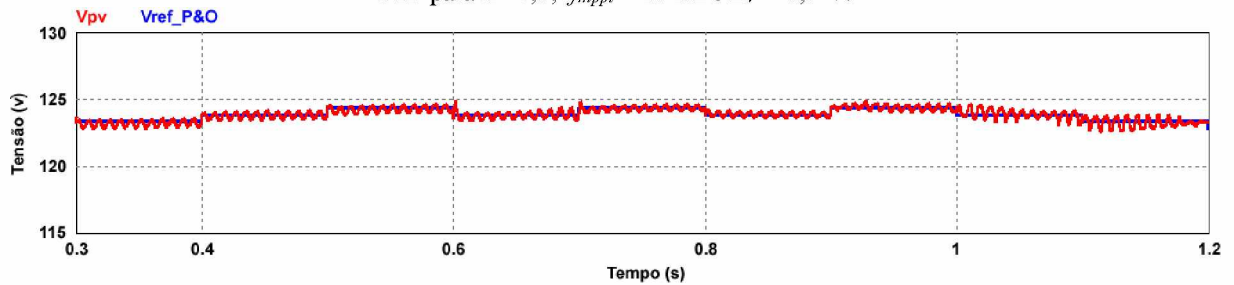
Nota-se com os resultados apresentados uma melhoria na resposta. Com ganho do controlador igual a 0,1 a tensão nos terminais da *string* acompanha sua referência, mas com ondulação (*ripple*) de tensão um pouco maior comparados aos resultados com ganhos iguais a 0,2 e 0,3.

Figura 5.5 - Tensão de referência do MPPT (V_{ref}) e tensão nos terminais da *string* 2 (V_{pv}) com controlador PID para $k=0,2$, $f_{mppt}=10$ Hz e $\Delta V=0,5$ V.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 5.6 - Tensão de referência do MPPT (V_{ref}) e tensão nos terminais da *strings* 2 (V_{pv}) com controlador PID para $k=0,3$, $f_{mppt}=10$ Hz e $\Delta V=0,5$ V.

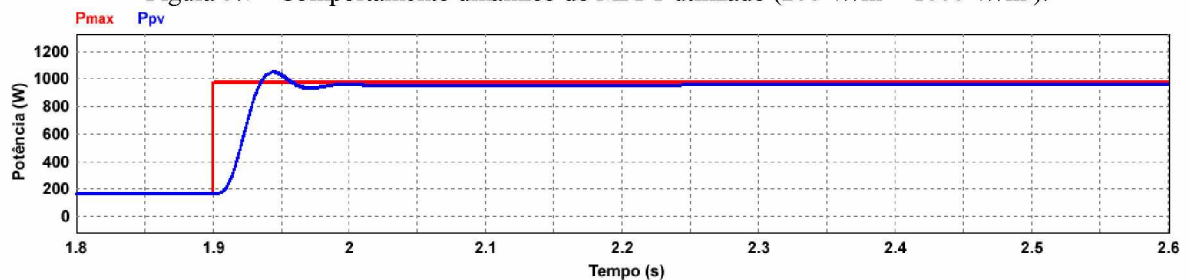


Fonte: Dados do próprio autor.

O aumento do ganho acelera a resposta e diminui os erros. Entretanto, o aumento excessivo do ganho pode levar o sistema em malha fechada à instabilidade e amplificação indesejada de ruídos de medidas presentes no sistema (ANGELICO, SCALASSARA e VARGAS, 2016). A ondulação de tensão nos terminais das *strings* utilizando o controlador PID com $k=0,1$, $f_{mppt}=10$ Hz e $\Delta V=0,5$ V, já foi o suficiente para garantir a extração da máxima potência, conforme será mostrado adiante.

Para avaliar o método de MPPT utilizado com relação à sua resposta dinâmica, ou seja, como se comporta quando a potência nas *strings* é mínima e a mesma é alterada rapidamente para condição nominal, é realizado um degrau positivo de 200 W/m^2 para 1000 W/m^2 , conforme é ilustrado na Figura 5.7.

Figura 5.7 - Comportamento dinâmico do MPPT utilizado ($200 \text{ W/m}^2 - 1000 \text{ W/m}^2$).



Fonte: Dados do próprio autor.

Ainda na Figura 5.7, observa-se que após o degrau realizado em 1,9 s, o tempo para entrar novamente em regime permanente foi de 0,2 s. Nessa situação, o controlador utilizado é o PID projetado ($k=0,1$, $f_{mppt}=10$ Hz, $\Delta V=0,5$ V), mostrando bom desempenho diante de um degrau acentuado.

Outro resultado importante é a verificação da ondulação de tensão nos terminais das *strings* fotovoltaicas em regime permanente, uma vez que há um limite de ondulação para que

a *string* permaneça efetivamente no ponto de máxima potência. Para que a técnica de MPPT alcance o patamar de 98% de energia extraída, a ondulação de tensão no MPP não deve ultrapassar 8,5 % (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERG, 2005).

A Figura 5.8 ilustra a ondulação de tensão nos terminais das *strings* sob CPT. Nessa situação o controlador utilizado também é o PID projetado e a ondulação observada foi igual a 1,49 V, correspondendo a 1,19% do valor da tensão de MPP (124,38 V), ficando assim, dentro da faixa citada anteriormente.

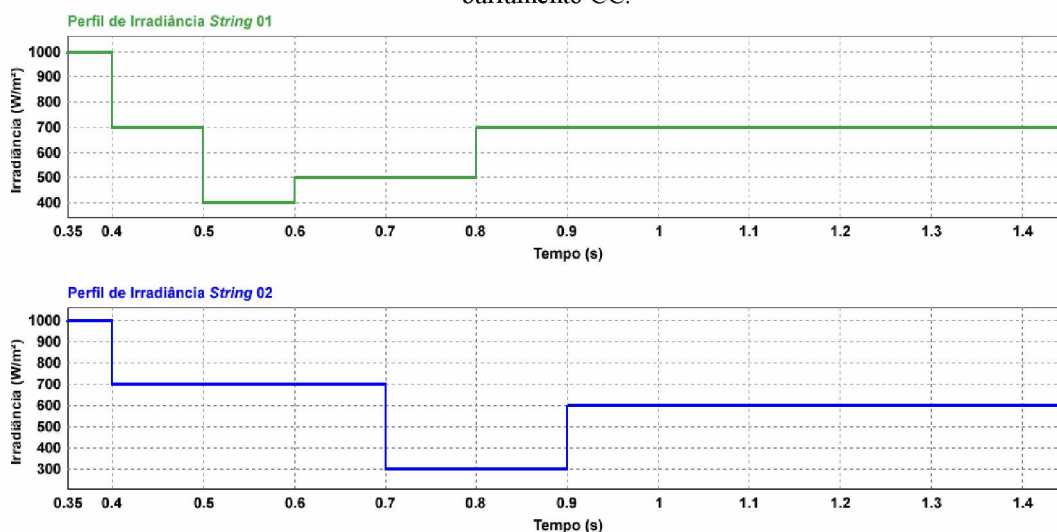
Figura 5.8 - Ondulação de tensão nos terminais das *strings* fotovoltaicas.



Fonte: Dados do próprio autor.

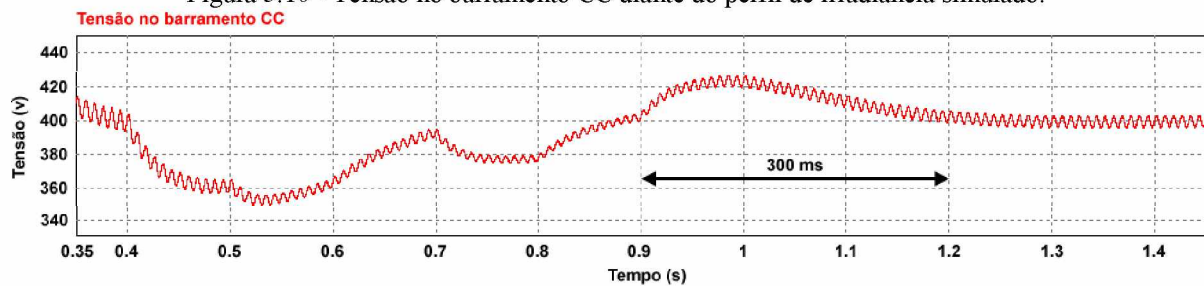
Uma tensão no barramento da microrrede CC regulada contribui para uma melhor eficiência da técnica de MPPT. Nesse sentido, simulou-se um perfil de irradiância para as *strings* (Figura 5.9) e verificou-se comportamento da tensão no barramento diante dessas inerentes intermitências na geração fotovoltaica.

Figura 5.9 - Perfil de irradiância simulado das *strings* 1 e 2 para verificar o comportamento da tensão no barramento CC.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 5.10 - Tensão no barramento CC diante do perfil de irradiância simulado.



Na Figura 5.10 observam-se as oscilações de tensão no barramento CC diante o perfil de irradiância simulado. Após o último degrau de irradiância realizando em 0,9 s na *string* 2, o controle de tensão do ISB regula a tensão do barramento (400 V) em 300 ms.

O controle do ISB é caracterizado basicamente por uma malha interna responsável pelo controle da corrente injetada ou drenada da rede elétrica e, uma malha externa responsável pela regulação de tensão do barramento CC. Nessa estrutura de controle, a malha interna deve ser mais rápida que a malha externa para que a tensão no barramento seja regulada a partir da variação da amplitude da corrente. Maiores detalhes são apresentados em (PIRES, 2016).

5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

5.3.1 ESPECIFICAÇÕES DO PROJETO / CONSTRUÇÃO DO PROTÓTIPO

A Tabela 5.1 apresenta as especificações do projeto, bem como os indutores, capacitores e semicondutores utilizados para a construção do protótipo.

Tabela 5.1 - Parâmetros do protótipo.

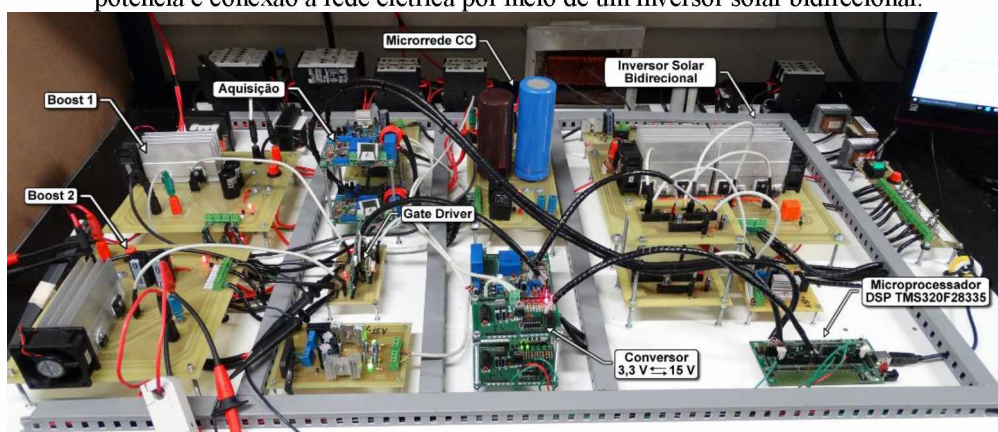
$C_{pv1} = C_{pv2}$	660 μ F, 500 V (2 x 330 μ F, 250 V), eletrolítico
$L_1 = L_2$	1 mH, 10 A, ferrite
f_s, V_{bar}	25 kHz; 400 V
$D_1 = D_2$	FES16JT, 600 V, 16 A
$S_1 = S_2$	IGBT: IRGPF40F, 900 V, 17 A
C_{bar}, C_f	1,1 mF (associação de capacitores eletrolíticos); 10 μ F, CA
L_{f1}, L_{f2}	700 μ H, 20 A, ferrite; 9 mH, aço silício
$S_3 = S_4 = S_5 = S_6$	IGBT: IRG4PC40KD, 600 V, 25 A
$D_{S3} = D_{S4} = D_{S5} = D_{S6}$	FES16JT, 600 V, 16 A
Transformador Isolador	Relação de espiras - 1:1
Microprocessador	DSP TMS320F28335

Fonte: Dados do próprio autor.

A montagem do protótipo e a extração dos resultados experimentais foram realizadas nas instalações do NUPEP da Universidade Federal de Uberlândia (UFU). O NUPEP possui a instalação completa do sistema fotovoltaico e todos os equipamentos necessários para realização dos ensaios. A Figura 5.11 mostra o protótipo construído para obtenção dos resultados práticos.

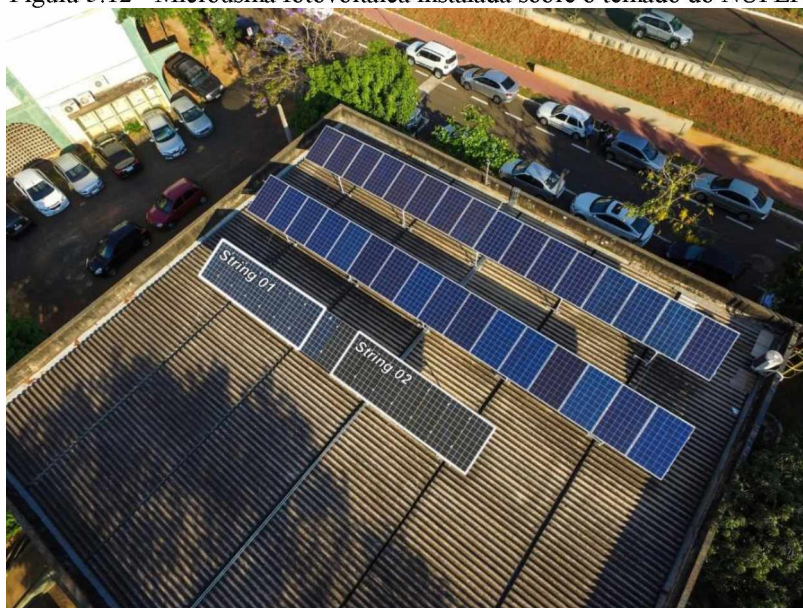
A microusina fotovoltaica instalada sobre o telhado do NUPEP é apresentada na Figura 5.12, sendo destacado na mesma, as duas *strings* utilizadas para realização dos ensaios práticos deste trabalho.

Figura 5.11 - Protótipo constituído por dois conversores CC-CC *Boost* para extração global e independente de potência e conexão à rede elétrica por meio de um inversor solar bidirecional.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 5.12 - Microusina fotovoltaica instalada sobre o telhado do NUPEP.



Fonte: Dados do próprio autor.

Para o acionamento das chaves dos conversores *Boost*, utilizou-se o circuito de gatilho (*gate driver*) DRO100S25A da *Supplier*[®]. Esse possui integrado em sua estrutura, a proteção contra curto-circuito através do monitoramento da tensão entre coletor e emissor e proteção contra baixa tensão de alimentação nos secundários dos optoacopladores. Para alimentação do *gate driver*, utilizou-se a fonte de alimentação isolada DS320-08A da *Supplier*[®]. O *gate driver* e a fonte utilizada para sua alimentação são mostrados nas Tabelas 5.2 e 5.3, respectivamente.

Tabela 5.2 - Especificações do circuito de gatilho DRO100S25A da *Supplier*[®].



Tensão de alimentação: 15 V
Frequência de comutação: até 100 kHz
Tensão de monitoramento entre coletor e emissor: 1000 V
Tensão de gatilho ligado: 15 V
Tensão de gatilho desligado: -8 V
Limiar de tensão alta: 9 V
Limiar de tensão baixa: 6,3 V

Fonte: (SUPPLIER).

Tabela 5.3 - Especificações da fonte de alimentação isolada DS320-08A da *Supplier*[®].



Tensão de alimentação: 15 V
Tensão de isolamento entre primário e secundário: 1500 V
Proteção contra curto-circuito: fusível 750 mA
Proteção de sobretensão: diodo zener de 18 V
Temperatura de operação: 85 °C
Transformador de pulso: utilizado em conjunto com a fonte para alimentar até dois drivers

Fonte: (SUPPLIER).

Para implementação do controle digital utilizado no protótipo construído, utilizou-se o microprocessador DSP TMS320F28335 da *Texas Instruments*[®]. A tensão dos pinos de controle desse está na faixa de 0 a 3,3 V e o acionamento de gatilho das chaves está na faixa de 0 a 15 V. Nesse sentido, para adequar os níveis de tensão, utilizou-se uma placa de conversão de sinais de 3,3 V para 15 V. O microprocessador utilizado, bem como a placa de conversão de sinais são mostrados nas Tabelas 5.4 e 5.5, respectivamente.

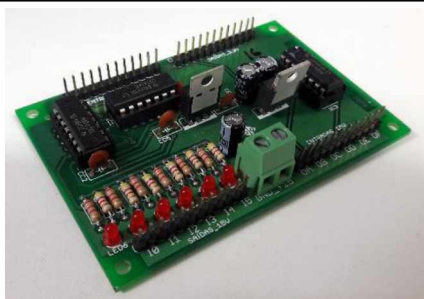
Tabela 5.4 - Especificações do DSP TMS320F28335 da *Texas Instruments*[®].



Conversor analógico / digital (A/D)
 Arquitetura de ponto flutuante de 32 bits
 Frequência de *clock* de 150 MHz
 Memória flash: 512 kB
 Memória RAM: 68 kB
 176 pinos de entrada / saída de propósito geral

Fonte: (INSTRUMENTS).

Tabela 5.5 - Especificações da placa de conversão de sinais de 3,3 V para 15 V.



Conversão 3,3 V ↔ 15 V
 6 entradas 3,3 V / 6 entradas 15 V
 6 saídas 3,3 V / 6 saídas 15 V

Fonte: Dados do próprio autor.

Para a aquisição de todos os sinais de corrente e tensão analógicos, os quais deverão ser monitorados (para controle ou proteção do sistema), utilizou-se uma placa de aquisição de sinais para adequação dos mesmos e conexão às entradas A/D (analógico - digital) do microprocessador utilizado. A placa de aquisição utilizada está apresentada na Tabela 5.6.

Para a alimentação da fonte isolada DS320-08A da *Supplier*[®], da placa de conversão e aquisição de sinais e dos *coolers*, utilizaram-se circuitos auxiliares de alimentação com saídas reguladas em +15 V, ± 15 V e +12 V.

Tabela 5.6 - Especificações da placa de aquisição de sinais analógicos.



Tensão de alimentação: ± 15 V
 Sensor hall de tensão (LV 25-P) – máxima
 tensão eficaz de medição: 500 V
 Faixa de medição de tensão: -500 V a +500 V
 Sensor hall de corrente (LA 55-P) – máxima
 corrente eficaz de medição: 50 A
 Faixa de medição de corrente: -70 A a + 70 A
 Nível de *offset*: 1,5 V

Fonte: Dados do próprio autor.

O equipamento denominado SOLAR-02 no esquema mostrado, é o responsável por receber as informações de medição de temperatura e de radiação solar e transmitir essas informações remotamente para o instrumento Solar I-V. Com a inserção das especificações elétricas do painel, recebida as informações de temperatura e radiação solar e, feita as medições necessárias de tensão e corrente, o instrumento é capaz de apresentar as curvas características I-V e P-V, as quais serão a base de verificação do ponto de operação dos conversores.

5.3.3 PROCEDIMENTO E ETAPAS PARA INICIALIZAÇÃO DO SISTEMA

Conforme já mencionado, a extração dos resultados experimentais foi realizada com o sistema em funcionamento por completo, ou seja, as duas *strings* conectadas em paralelo com a microrrede CC através dos conversores CC-CC *Boost* e conexão da microrrede CC com a rede elétrica a partir do ISB.

Para energização do sistema, o primeiro procedimento é a realização da pré-carga dos capacitores da microrrede CC, procedimento esse realizado pelo ISB. Ao fechar o contator K_R (Figura 2.9) aparece nos terminais do capacitor C_{bar} a tensão de pico da rede ($\cong 180$ V), a partir deste momento o controle do inversor é liberado, e o mesmo é encarregado de elevar essa tensão para o valor desejado (400 V), através da absorção de energia da rede elétrica. Com a pré-carga realizada e as *strings* ligadas através de uma chave seccionadora, o controle dos conversores *Boost* podem ser liberados, iniciando assim, a extração de potência a partir das *strings* do sistema fotovoltaico.

A obtenção das curvas I-V e P-V feitas através do equipamento de medição fotovoltaico Solar I-V foi realizada antes de cada respectivo ensaio feito no protótipo, uma vez que é necessário abrir o circuito para realização dos mesmos. Para cada valor de irradiância escolhido para realização dos testes, mediram-se as curvas características e, logo em seguida, iniciaram-se os testes com o protótipo. Vale ressaltar, que existe um pequeno intervalo de tempo entre as medidas feitas pelo equipamento e as medidas realizadas com o protótipo em funcionamento, no entanto, a diferença de irradiância e temperatura entres os ensaios é mínima, o que permite uma comparação adequada entre os resultados para fins de verificação da correta operação dos conversores.

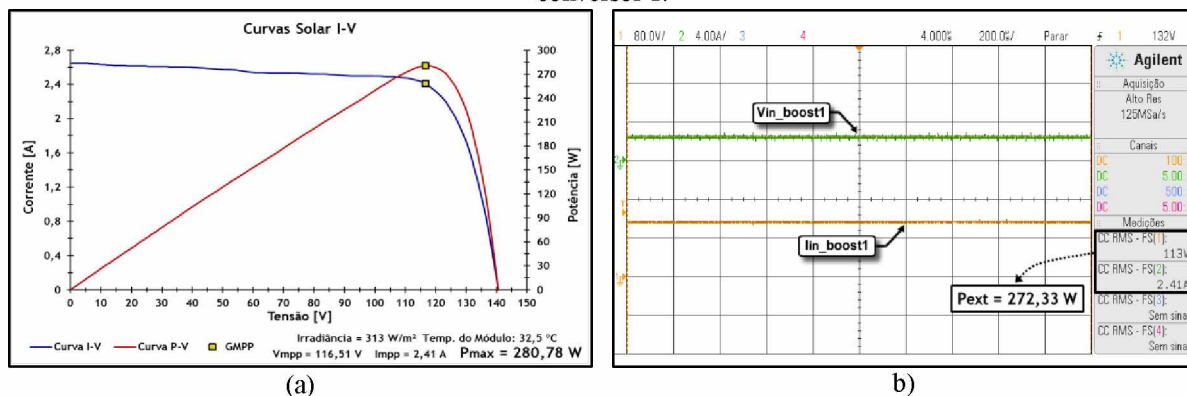
5.3.4 EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA - *STRING* 1

A seguir serão mostrados os resultados referentes à operação do conversor 1 realizando a extração de potência sob condições de irradiância solar uniforme, ou seja, sem CSP.

As Figuras 5.14 (a), 5.15 (a) e 5.16 (a) ilustram as curvas I-V e P-V para diferentes irradiâncias solares uniformes detalhando a localização do ponto de máxima potência, irradiância e temperatura no momento da realização do ensaio. Os pontos representativos das curvas ilustradas foram obtidos através do instrumento de medição fotovoltaico Solar I-V e,

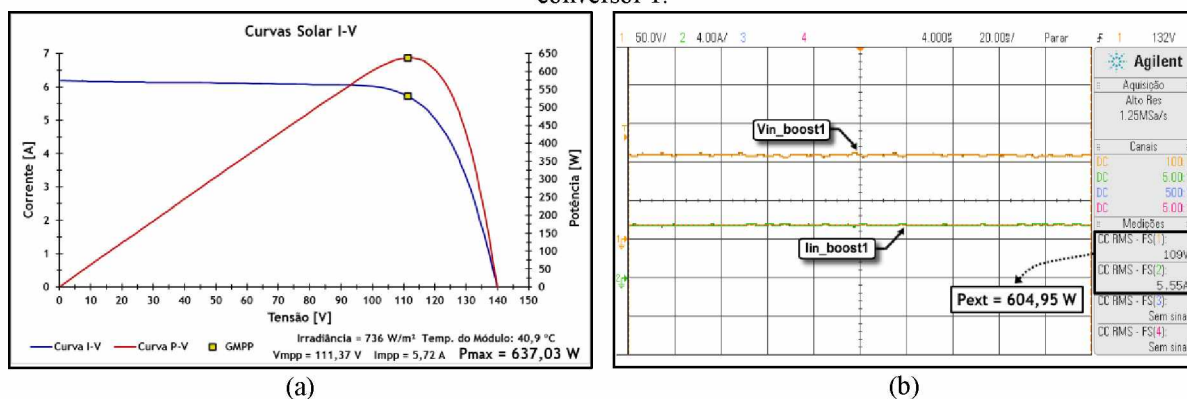
através dos mesmos, plotou-se as curvas no software Excel, para uma melhor formatação das mesmas.

Figura 5.14 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 313 W/m²; b) Tensão e corrente de entrada do conversor 1.



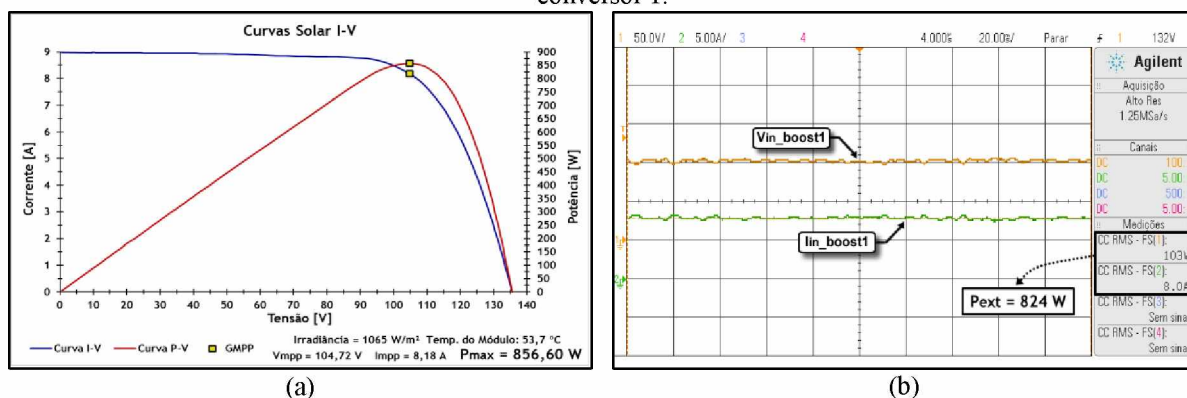
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 5.15 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 736 W/m²; b) Tensão e corrente de entrada do conversor 1.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 5.16 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 1065 W/m²; b) Tensão e corrente de entrada do conversor 1.



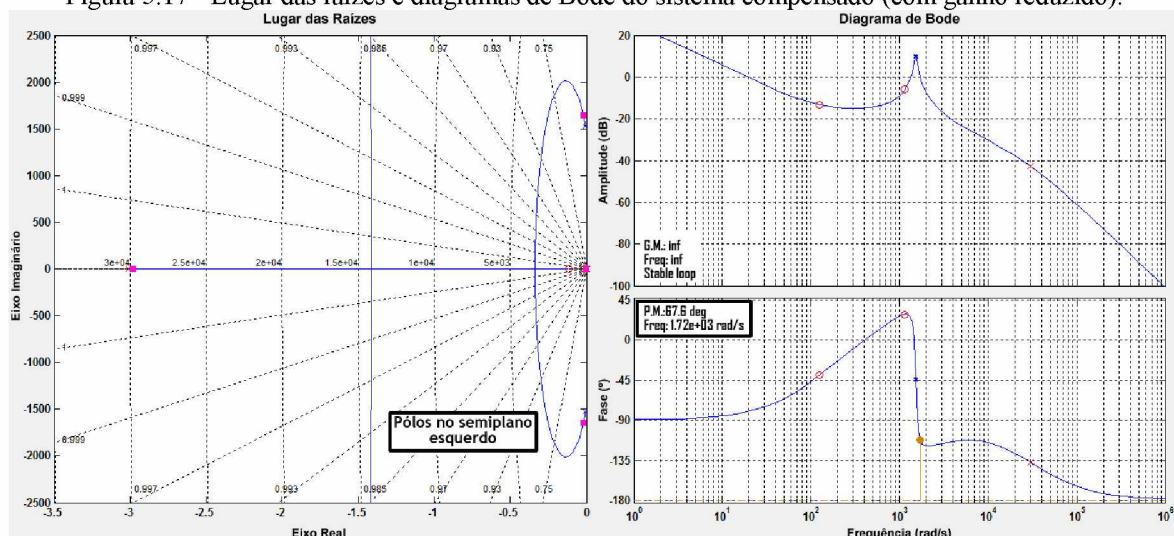
Fonte: Dados do próprio autor.

As Figuras 5.14 (b), 5.15 (b) e 5.16 (b) ilustram as formas de ondas da tensão e corrente de entrada do conversor 1 obtidas na realização dos ensaios com o protótipo, nota-se, através desses resultados obtidos, que os conversores estavam operando no GMPP extraíndo a máxima potência disponível pela *string*. A diferença de tensão e corrente obtida experimentalmente com os valores apresentados em suas respectivas curvas I-V e P-V é pequena, e pode ser justificada por alguns fatores, como por exemplo, pela diferença de tempo entre a realização dos ensaios e também a calibração dos sensores de tensão e corrente.

A obtenção dos resultados experimentais foi realizada com uma frequência de atualização do MPPT (f_{mppt}) de 10 Hz e um passo de perturbação de tensão (ΔV) igual a 0,1 V. Experimentalmente várias outras combinações de f_{mppt} e ΔV foram testadas, em algumas, a oscilação em torno do ponto de operação era elevada, resultando em perdas na extração de potência, em outras, a dinâmica estava muito lenta. Após diversos ensaios realizados, optou-se por uma $f_{mppt} = 10$ Hz e $\Delta V = 0,1$ V, sendo esses os melhores valores encontrados experimentalmente.

Como ajuste prático, o compensador PID projetado teve o ganho reduzido de 0,1 para 0,01. No entanto, a redução feita não comprometeu os critérios de estabilidade mencionados no capítulo 4. A Figura 5.17 ilustra o lugar das raízes e os diagramas de Bode do sistema compensado com o ganho do compensador reduzido em 10 vezes. Nessa situação, a margem de fase é igual a 67,6°, sendo esse um valor dentro da faixa de 45° a 76°, mencionada anteriormente.

Figura 5.17 - Lugar das raízes e diagramas de Bode do sistema compensado (com ganho reduzido).

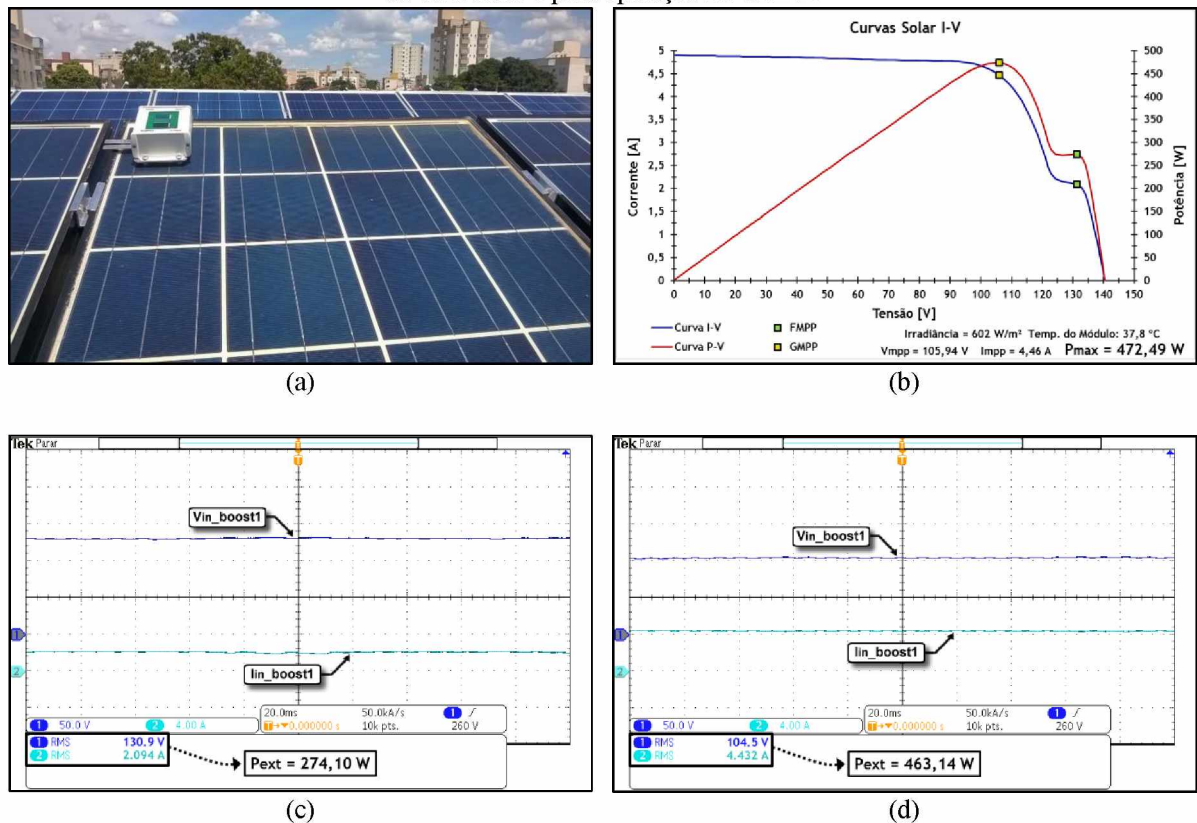


Fonte: Dados do próprio autor.

Com a obtenção de bons resultados do conversor 1 na extração de potência sob irradiância solar uniforme utilizando a técnica de MPPT P&O, iniciaram-se os ensaios com o conversor 1 extraindo potência sob CSP, apresentados a seguir.

A Figura 5.18 (a) ilustra o sombreamento feito com o medidor de irradiância, que está sobre uma célula de um painel pertencente a *string* 1. O efeito causado pelo sombreamento realizado é apresentado nas curvas I-V e P-V na Figura 5.18 (b). Nota-se, que há dois pontos de máximo local, contudo, um deles é um FMPP e a operação nesse ponto pode causar perdas expressivas na geração de energia elétrica.

Figura 5.18 - a) Sombreamento realizado para o ensaio; b) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 602 W/m²; c) Tensão e corrente de entrada do conversor 1 para operação no FMPP; d) Tensão e corrente de entrada do conversor 1 para operação no GMPP.



Fonte: Dados do próprio autor.

O resultado ilustrado na Figura 5.18 (c) refere-se à extração de potência do conversor 1 utilizando a técnica de MPPT P&O. Como a técnica utilizada não é imune aos efeitos de sombreamento parcial, a operação do conversor ficou no FMPP, pois ao realizar a perturbação da tensão em torno desse ponto não é encontrado valores maiores de potências. Nessa situação,

a perda na extração potência pela operação no FMPP foi de aproximadamente 42% da potência total disponível pela *string*.

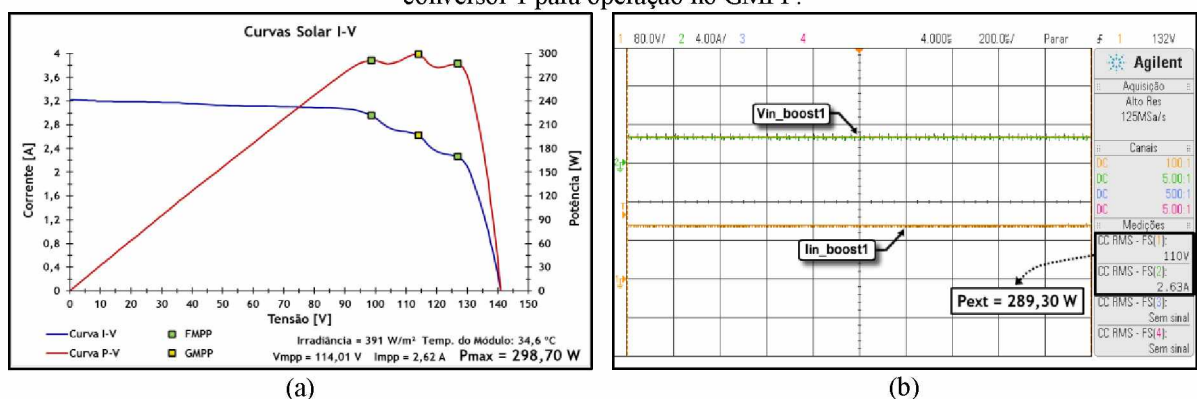
Com o intuito tornar a técnica utilizada imune aos efeitos dos sombreamentos parciais, foi habilitado o algoritmo desenvolvido para detecção do GMPP. A Figura 5.18 (d) ilustra as formas de onda da tensão e corrente de entrada do conversor 1 obtidas com o algoritmo para detecção do GMPP habilitado, nota-se, para essa situação, a correta operação do conversor.

Para analisar melhor desempenho do algoritmo GMPP implementado, foram realizados outros ensaios com diferentes irradiâncias solares e CSP, apresentados a seguir.

As Figuras 5.19 (a) e 5.20 (a) ilustram as curvas I-V e P-V obtidas para irradiâncias de 391 W/m² e 817 W/m², respectivamente. As curvas obtidas para irradiância de 391 W/m² possuem três pontos de máximo local. Isso ocorreu pela posição do sol no horário do ensaio realizado, uma vez a sombreamento realizado para obtenção das curvas é o mesmo ilustrado na Figura 5.18 (a).

Na Figura 5.19 (b), têm-se as formas de onda de tensão e corrente de entrada do conversor 1 obtidas com o algoritmo GMPP habilitado. Nessa situação, o conversor estava operando no GMPP.

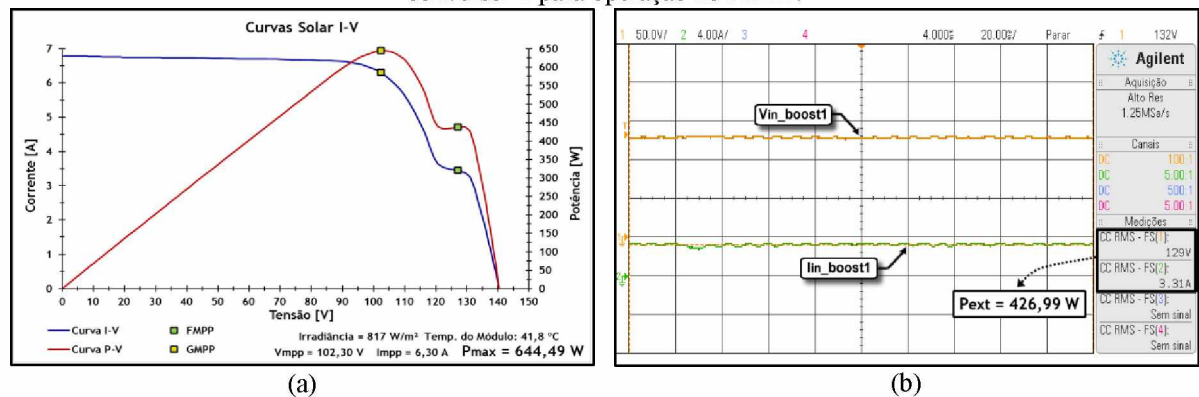
Figura 5.19 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 391 W/m²; b) Tensão e corrente de entrada do conversor 1 para operação no GMPP.



Fonte: Dados do próprio autor.

Na Figura 5.20 (b), com algoritmo GMPP desabilitado, a operação do conversor é no FMPP, o que representou para essa situação, uma perda na extração de potência de 33,7% da potência total disponível pela *string*.

Figura 5.20 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 817 W/m²; b) Tensão e corrente de entrada do conversor 1 para operação no FMPP.

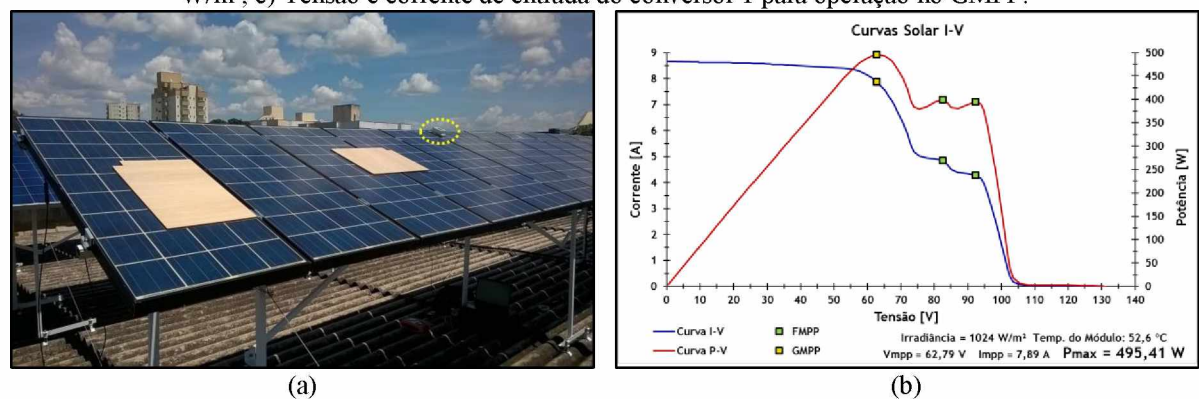


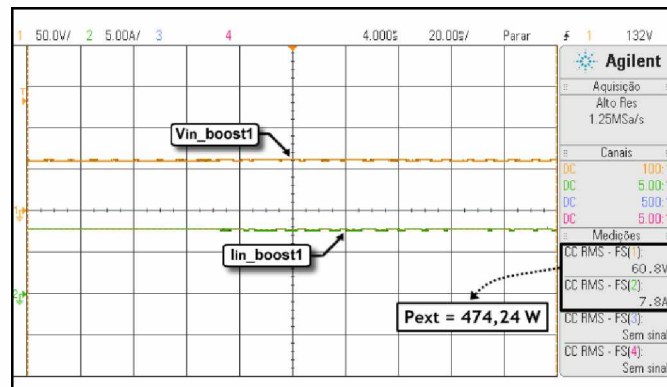
Fonte: Dados do próprio autor.

Por fim, realizou-se uma CSP diferente da realizada até então e, com o algoritmo GMPP habilitado, obteve os resultados apresentados a seguir.

O efeito do sombreamento ilustrado na Figura 5.21 (a) realizado com duas placas de MDF (*Medium Density Fiberboard*) e o medidor de irradiância é mostrado nas curvas I-V e P-V na Figura 5.21 (b). No momento da obtenção das curvas a irradiância era de 1024 W/m² e temperatura nos painéis igual a 52,6 °C, o que representaria uma máxima potência muito maior do que a obtida (495,41 W), evidenciando assim as perdas na geração de energia elétrica causada pelos sombreamentos nos painéis fotovoltaicos. Com a operação do conversor no FMPP, esse prejuízo seria ainda maior, o que torna imprescindível o uso de técnicas para detecção do GMPP nas curvas. A Figura 5.21 (c) ilustra as formas de onda de tensão e corrente de entrada do conversor 1, nota-se, que a operação do conversor está no GMPP.

Figura 5.21 - a) Sombreamento realizado para o ensaio; b) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 1024 W/m²; c) Tensão e corrente de entrada do conversor 1 para operação no GMPP.





(c)

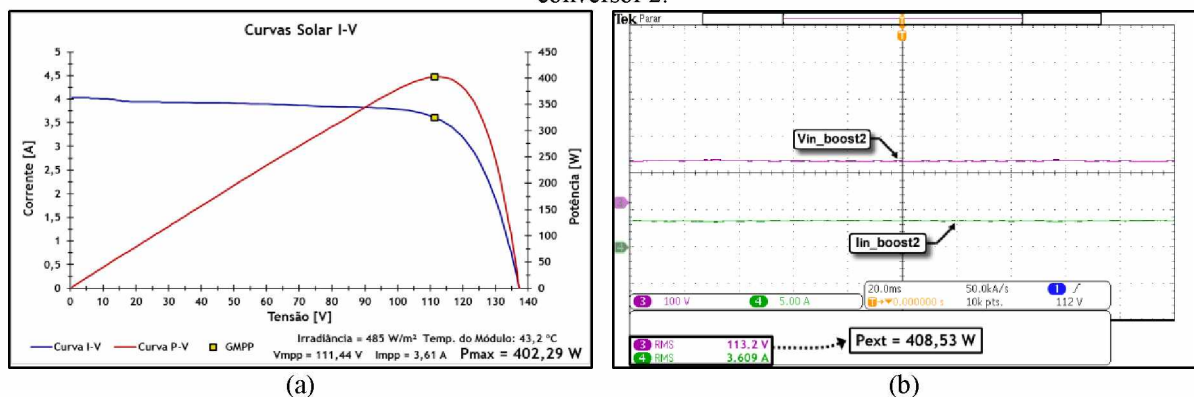
Fonte: Dados do próprio autor.

5.3.5 EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA - *STRING 2*

Ensaio similares aos realizados para a extração de potência pelo conversor 1 serão feitos para o conversor 2, mesmo sendo iguais, os ensaios são importantes para validar o correto funcionamento do mesmo, e, em seguida, realizar os ensaios com dois conversores em paralelo, realizando a extração de potência de forma independente.

As Figuras 5.22 (a), 5.23 (a), ilustram as curvas I-V e P-V referentes à *string 2* para diferentes irradiâncias solares uniformes. Os resultados experimentais ilustrados nas Figuras 5.22 (b), 5.23 (b), mostram a correta operação do conversor (GMPP), extraindo a máxima potência disponível nos ensaios realizados utilizando a técnica de MPPT P&O. A frequência de atualização do MPPT e o incremento de tensão utilizados foram os mesmos para os ensaios realizados na *string 1* ($f_{mppt} = 10$ Hz e $\Delta V = 0,1$ V).

Figura 5.22 - a) Curvas I-V e P-V da *string 2* para irradiância de 485 W/m²; b) Tensão e corrente de entrada do conversor 2.

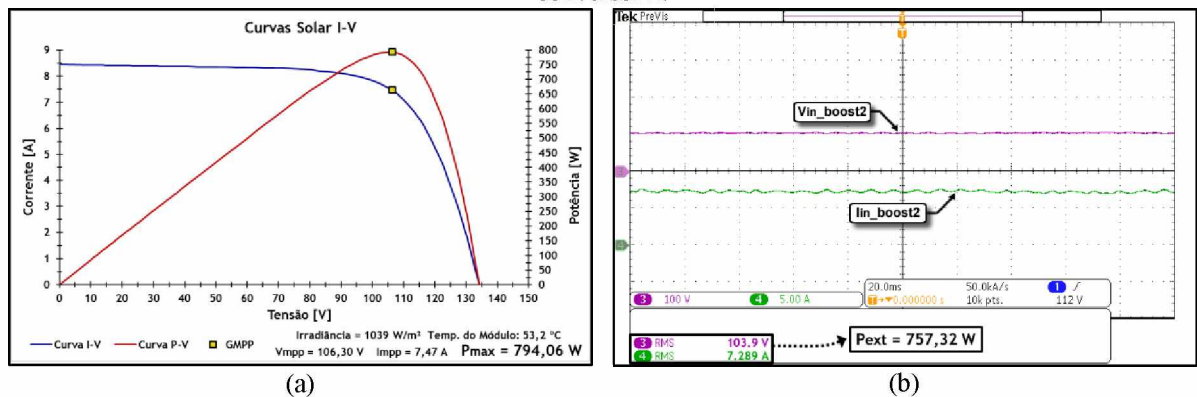


(a)

(b)

Fonte: Dados do próprio autor.

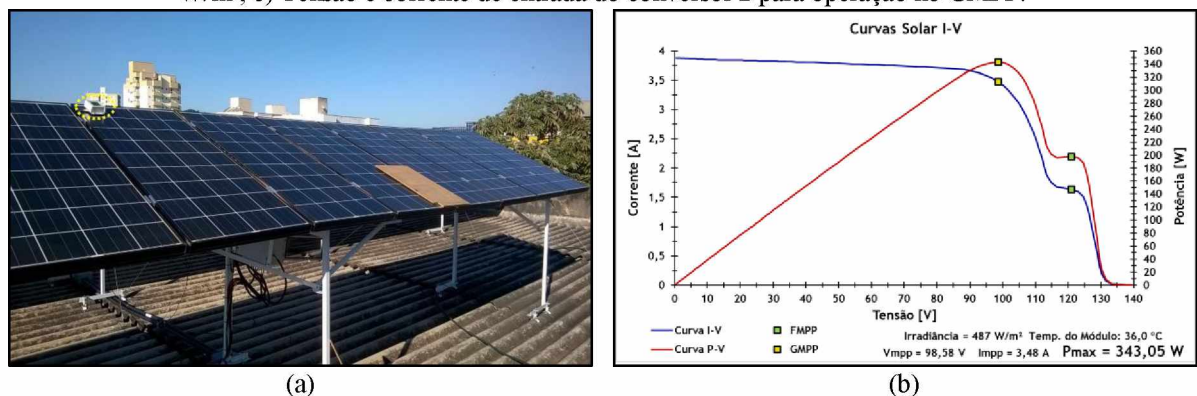
Figura 5.23 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 2 para irradiância de 1039 W/m²; b) Tensão e corrente de entrada do conversor 2.

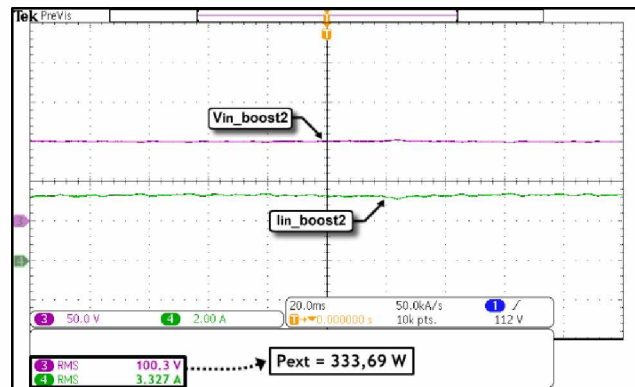


Fonte: Dados do próprio autor.

Por fim é apresentado o resultado obtido com o conversor 2 extraindo potência sob CSP. O reflexo do sombreamento feito com uma placa de MDF e o medidor de irradiância (Figura 5.24 (a)) é ilustrado nas curvas I-V e P-V da Figura 5.24 (b). O resultado obtido para a *string* 2 diante do sombreamento realizado é ilustrado na Figura 5.24 (c), nota-se, que o conversor está operando no ponto representativo da máxima potência (GMPP) e, nessa situação, o algoritmo GMPP estava habilitado.

Figura 5.24 - a) Sombreamento realizado para o ensaio; b) Curvas I-V e P-V da *string* 2 para irradiância de 487 W/m²; c) Tensão e corrente de entrada do conversor 2 para operação no GMPP.





(c)

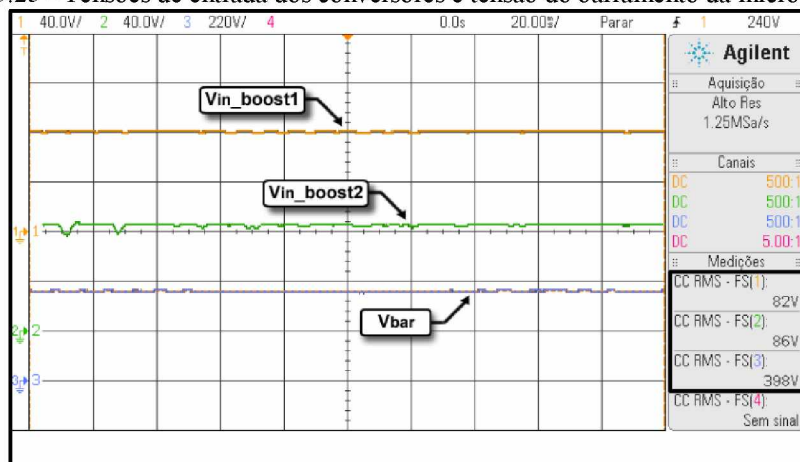
Fonte: Dados do próprio autor.

Para o conversor 1 foram realizados mais ensaios em relação ao conversor 2 com o intuito de mostrar variações de irradiância, efeitos nas curvas I-V e P-V para diferentes condições de sombreamentos e a operação do algoritmo GMPP para tais situações. Como o conversor 2 é exatamente igual ao conversor 1, a ideia foi apenas verificar o correto funcionamento do mesmo, o que foi obtido com os resultados apresentados.

5.3.6 EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA INDEPENDENTE

A Figura 5.25 ilustra a tensão de entrada dos dois conversores operando em paralelo e também a tensão no barramento da microrrede CC. No resultado apresentado, as duas *strings* estavam sob condições uniformes de irradiância solar e as tensões de operação dos conversores estão próximas, assim como era previsto, uma vez que as *strings* possuem características elétricas similares. No entanto, o objetivo do resultado é enfatizar que a tensão do barramento foi regulada (400 V) pelo ISB, assim como foi em todas as condições de ensaio realizadas, contribuindo dessa maneira para uma melhor eficiência na extração de máxima potência.

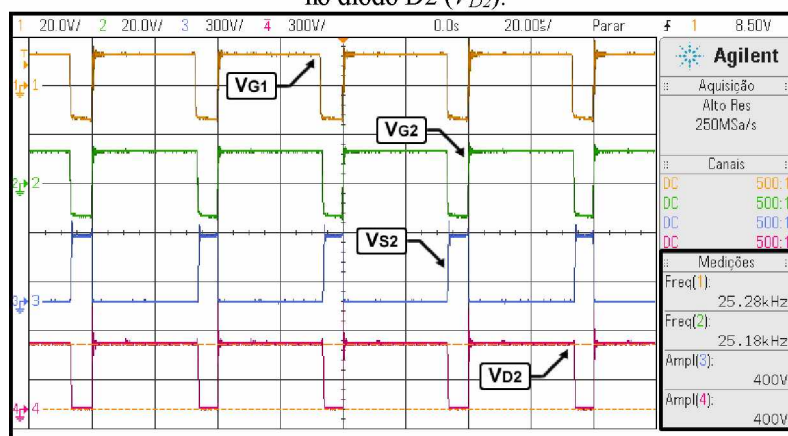
Figura 5.25 - Tensões de entrada dos conversores e tensão do barramento da microrrede CC.



Fonte: Dados do próprio autor.

Os pulsos de gatilho de cada interruptor dos conversores, bem como a tensão no interruptor e a tensão no diodo são apresentados na Figura 5.26. Na realização dos testes práticos, esses sinais são sempre monitorados para verificação da correta operação do sistema e também para garantir integridade dos elementos do circuito.

Figura 5.26 - Pulso no interruptor S1 (V_{G1}), pulso no interruptor S2 (V_{G2}), tensão no interruptor S2 (V_{S2}), tensão no diodo D2 (V_{D2}).



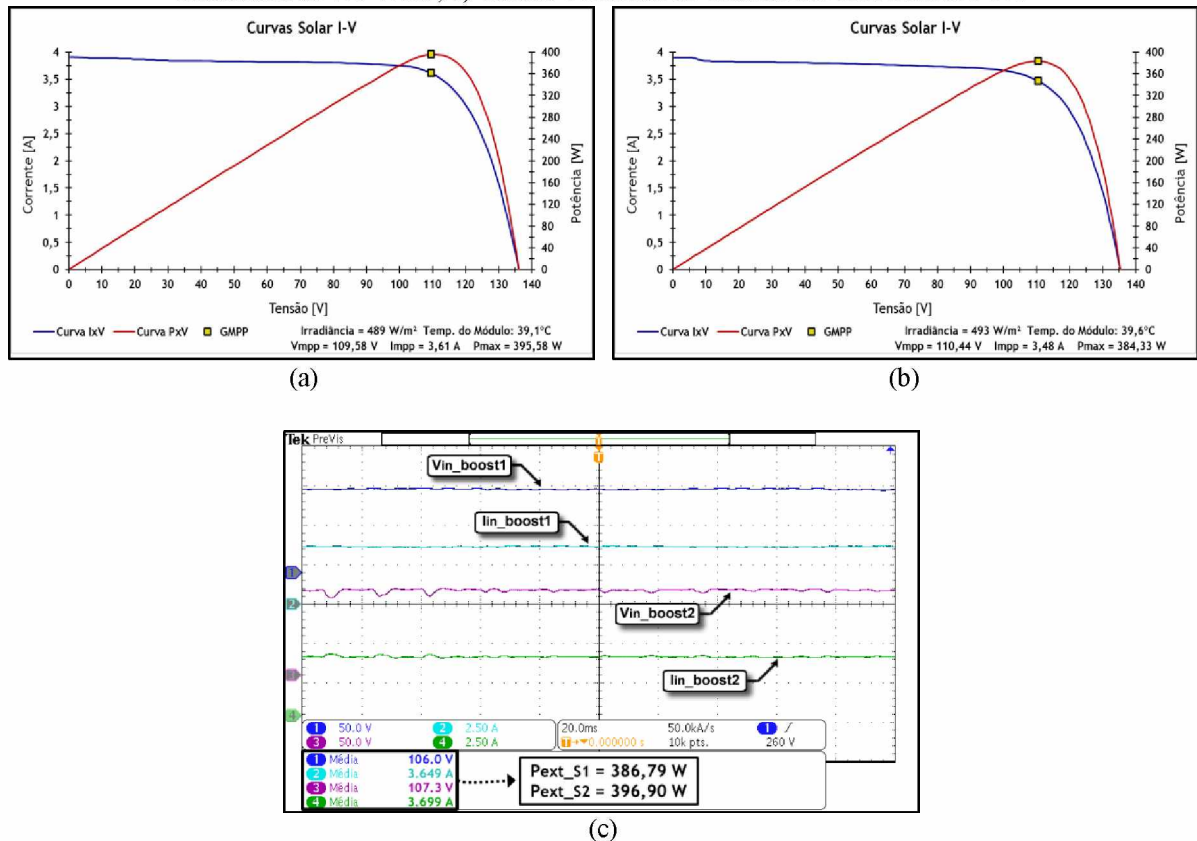
Fonte: Dados do próprio autor.

A seguir serão apresentados os resultados com os dois conversores em operação realizando a extração da máxima potência de forma independente para diferentes irradiâncias solares e CSP.

Os resultados apresentados nas Figuras 5.27 e 5.28 ilustram a operação dos conversores em paralelo realizando a extração de potência de forma independente sob

condições de irradiância solar uniforme para as duas *strings*. As Figuras 5.27 (a) e 5.27 (b) ilustram as curvas I-V e P-V para irradiância de 489 W/m² e 493 W/m² referentes às *strings* 1 e 2, respectivamente.

Figura 5.27 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 489 W/m²; b) Curvas I-V e P-V da *string* 2 para irradiância de 493 W/m²; c) Tensão e corrente de entrada dos conversores 1 e 2.

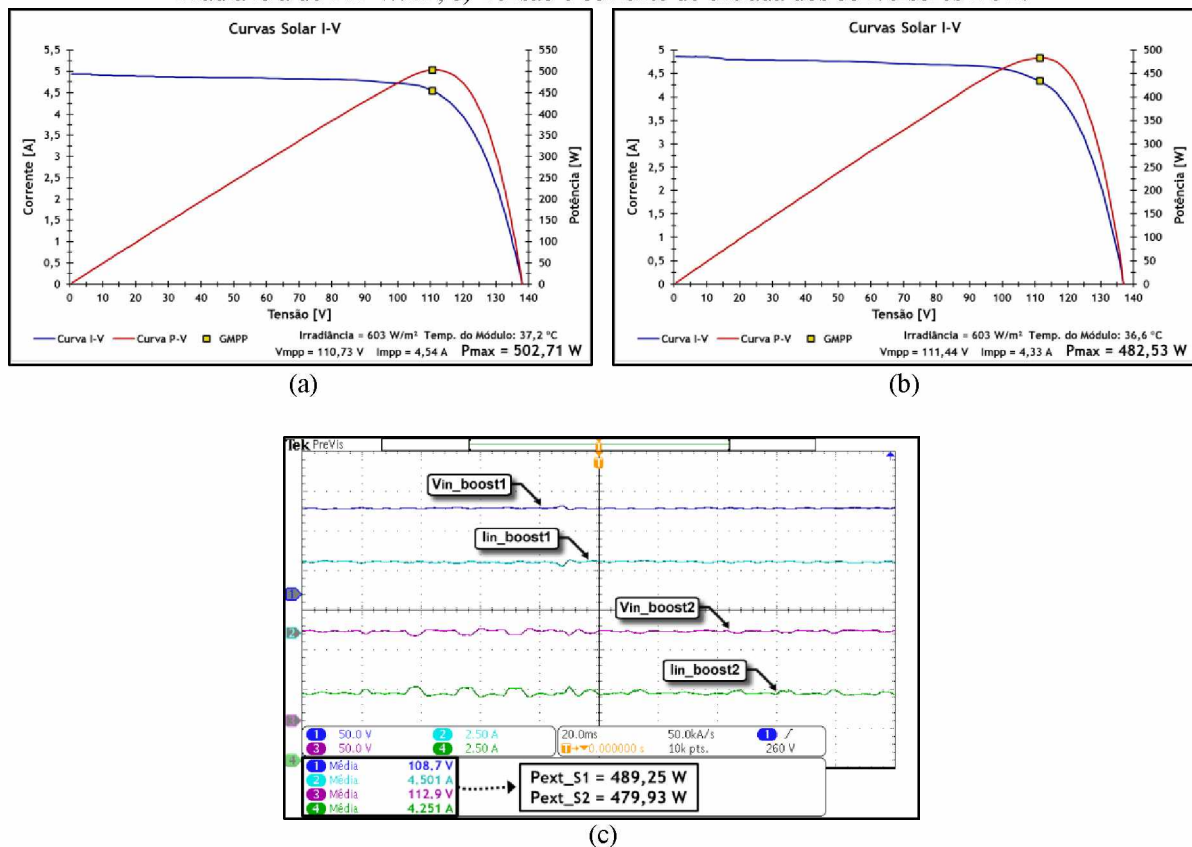


Fonte: Dados do próprio autor.

A obtenção das curvas para cada *string* não é feita simultaneamente (o equipamento Solar I-V não realiza ensaios simultâneos), por isso, pode haver uma pequena diferença de irradiância entre elas. Após a obtenção das curvas, realizou-se o ensaio experimental. As formas de onda de tensão e corrente de entrada referente aos dois conversores são ilustradas na Figura 5.27 (c), nota-se, nessa situação, que os conversores estavam operando no GMPP.

Da mesma forma, o resultado apresentado na Figura 5.28 ilustra as curvas I-V e P-V referentes às duas *strings* e as formas de onda de tensão e corrente de entrada dos conversores. Nesse caso, a irradiância no momento da obtenção das curvas para às duas *strings* foram exatamente iguais (603 W/m²). Para essa situação, os conversores também operam no GMPP extraindo a máxima potência disponível de cada respectiva *string*.

Figura 5.28 - a) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 603 W/m²; b) Curvas I-V e P-V da *string* 2 para irradiância de 603 W/m²; c) Tensão e corrente de entrada dos conversores 1 e 2.



Fonte: Dados do próprio autor.

A seguir serão mostrados os resultados referentes à extração de potência de forma independente sob CSP.

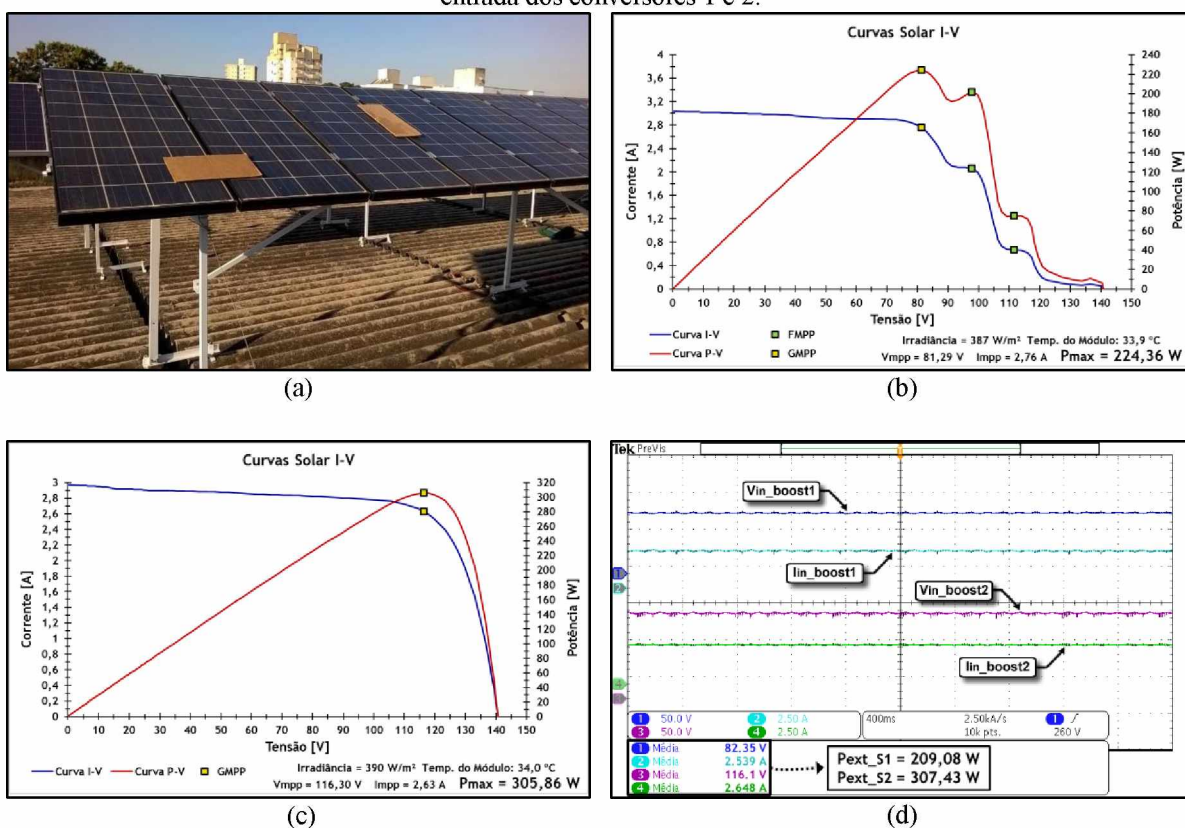
A Figura 5.29 ilustra a operação dos conversores em paralelo realizando a extração de potência de forma independente sob CSP na *string* 1, realizado com duas placas de papelão, conforme ilustrado na Figura 5.29 (a), já na segunda *string* não é realizado sombreamento.

As curvas I-V e P-V referente à *string* 1 são ilustradas na Figura 5.29 (b). As mesmas foram obtidas com irradiância de 387 W/m² e, as curvas referentes à *string* 2 são ilustradas na Figura 5.29 (c), obtidas com irradiância de 390 W/m². Com irradiâncias praticamente iguais, a máxima potência disponível pela *string* 1 é um pouco maior que a máxima disponível pela *string* 2, isso, para condições de irradiância solar uniforme (conforme observado nos resultados anteriores), uma vez que os painéis fotovoltaicos pertencentes a mesma tem potência um pouco maior. Com o sombreamento realizado na *string* 1, a máxima potência disponível foi de

224,36 W, enquanto na *string* 2 a máxima potência disponível foi de 305,86 W, evidenciando também nessa situação, as perdas na geração de energia elétrica causadas pelos sombreamentos.

O resultado experimental para a condição apresentada é ilustrado na Figura 5.29 (d). Nessa situação, o algoritmo GMPP está habilitado e o ponto de operação de cada conversor está localizado no máximo de suas respectivas curvas (GMPP). Ressalta-se que a operação em algum dos pontos falsos da curva da Figura 5.29 (b) representaria em perdas ainda mais elevadas.

Figura 5.29 - a) Sombreamento realizado na *string* 1 para o ensaio; b) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 387 W/m²; c) Curvas I-V e P-V da *string* 2 para irradiância de 390 W/m²; d) Tensão e corrente de entrada dos conversores 1 e 2.

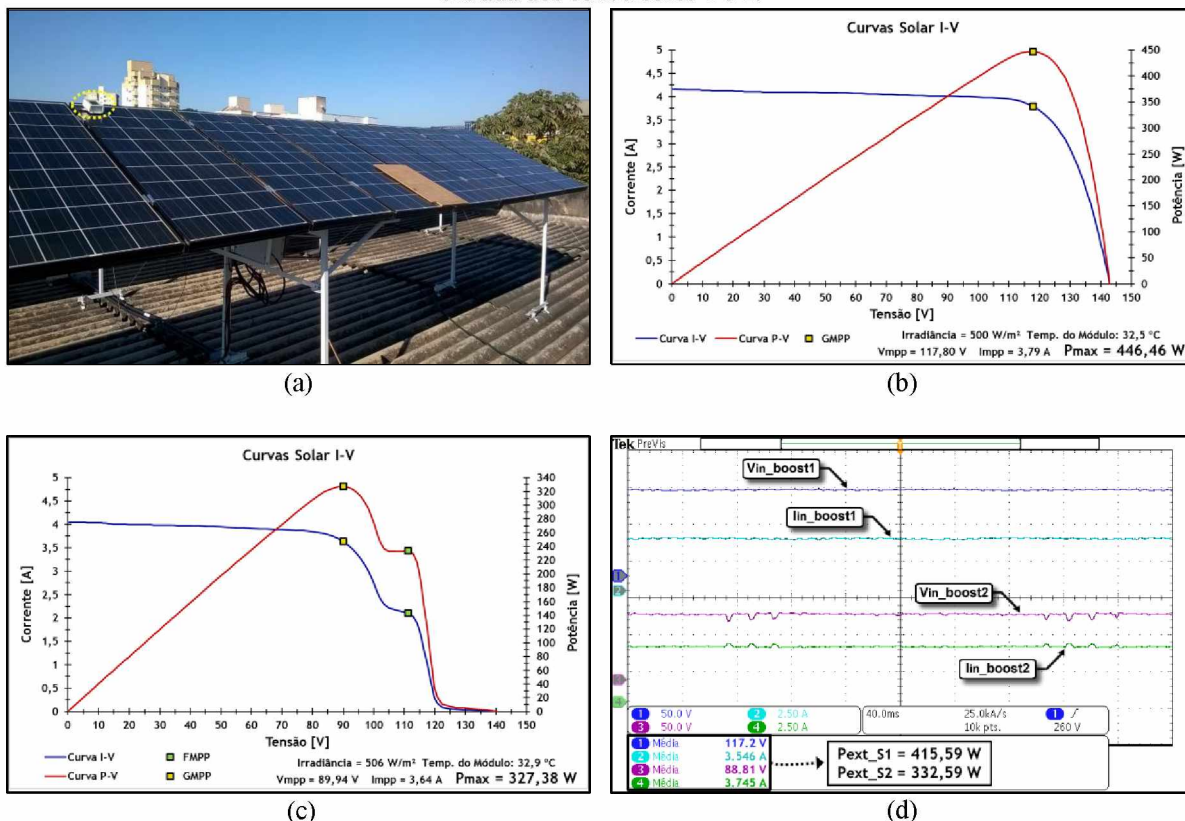


Fonte: Dados do próprio autor.

Os resultados apresentados na Figura 5.30 ilustram a *string* 1 operando sob condições de irradiância uniforme e a *string* 2 sob CSP, situação contrária à mostrada anteriormente. O sombreamento realizado na *string* 2 é ilustrado na Figura 5.30 (a) e suas respectivas curvas I-V e P-V obtidas com irradiância de 506 W/m² são ilustradas na Figura 5.30 (c). Já as curvas referentes a *string* 1 são ilustradas na Figura 5.30 (b) e foram obtidas com irradiância igual a

500 W/m². A Figura 5.30 (d) ilustra o resultado experimental obtido para as condições apresentadas. Nessa situação, o algoritmo GMPP está habilitado, e a operação dos conversores está no GMPP.

Figura 5.30 - a) Sombreamento realizado na *string* 2 para o ensaio; b) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 500 W/m²; c) Curvas I-V e P-V da *string* 2 para irradiância de 506 W/m²; d) Tensão e corrente de entrada dos conversores 1 e 2.



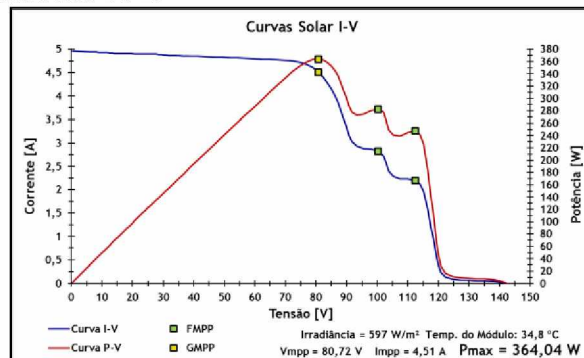
Fonte: Dados do próprio autor.

Por fim, realizou-se sombreamento parcial nas duas *strings*, conforme ilustrado na Figura 5.31 (a). O efeito do sombreamento realizado é ilustrado nas curvas I-V e P-V das *strings* 1 e 2, nas Figuras 5.31 (b) e 5.31 (c), respectivamente. O resultado experimental obtido para as condições apresentadas é ilustrado na Figura 5.31 (d), nota-se, que a operação dos conversores também está no ponto de máxima potência de suas respectivas curvas (GMPP).

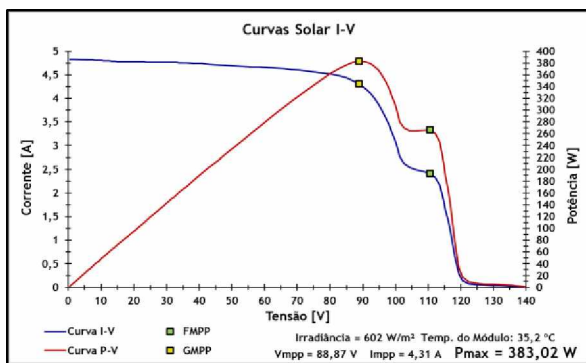
Figura 5.31 - a) Sombreamento realizado nas *strings* 1 e 2 para o ensaio; b) Curvas I-V e P-V da *string* 1 para irradiância de 597 W/m²; c) Curvas I-V e P-V da *string* 2 para irradiância de 602 W/m²; d) Tensão e corrente de entrada dos conversores 1 e 2.



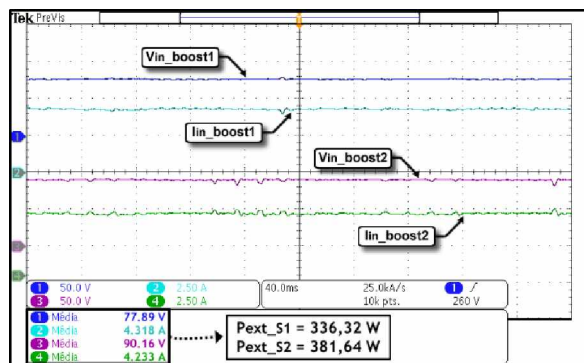
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: Dados do próprio autor.

6 CONCLUSÕES GERAIS

Nesta dissertação de mestrado foram apresentados os trabalhos atrelados ao estudo e implementação de uma estrutura de Inversor Solar Bidirecional (ISB) monofásico do tipo *multistring*.

A utilização de uma estrutura *multistring* para extração independente de energia e o desenvolvimento e implementação de um algoritmo de controle com imunidade aos sombreamentos parciais, representam uma importante contribuição desta pesquisa, uma vez, que no estado da arte apresentado, não foi evidenciado o uso desses dois artifícios juntos para a maximização da energia produzida.

Com a inserção de degraus de irradiância, avaliaram-se, através dos resultados de simulação, o controlador projetado com os parâmetros da técnica de MPPT escolhidos ($f_{mppt} = 10$ Hz e $\Delta V = 0,5$ V). Nessa situação, a tensão nos terminais da *string* fotovoltaica acompanha a referência do MPPT, mostrando o bom desempenho do PID projetado.

Ainda nos resultados de simulação, tem-se a boa resposta do controlador utilizado diante de um degrau de 200 W/m^2 para 1000 W/m^2 , gastando $0,2$ s para retornar ao regime permanente após a perturbação inserida. Destaca-se também, a ondulação de tensão de $1,19\%$ nos terminais da *string* em regime permanente, ficando dentro da faixa (até $8,5\%$) que não compromete a operação no ponto de máxima potência.

Com relação aos resultados experimentais, destaca-se a correta operação dos conversores sob diversas condições de irradiância solar, e também, sob diferentes condições de sombreamentos parciais, mostrando a importância da utilização da técnica desenvolvida para detecção do ponto global de máxima potência, que além de fácil implementação, se mostrou eficiente em todas as condições de operação apresentadas, sendo esse, outro ponto relevante desta pesquisa. Já com o algoritmo desenvolvido inativo, a operação dos conversores ficou em pontos de máximos locais e, nessa situação, a perda na extração de potência chegou a 42% da potência total disponível.

Destaca-se, ainda nos resultados experimentais, que com a utilização da estrutura *multistring* para extração independente de energia, tem-se a maximização da energia produzida, uma vez que os sombreamentos em uma *string* não afetam a extração da máxima potência na outra. Esse tipo de estrutura ainda possibilita a utilização de *strings* com inclinações distintas, sendo essa, uma característica importante em telhados com espaço reduzido, e ainda, a

utilização de *strings* com tamanhos e módulos diferentes, permitindo uma maior flexibilidade na composição das mesmas.

Como sugestão para trabalhos futuros, propõe-se a utilização de algum sistema para verificação da operação dos conversores em tempo real. Outra sugestão, seria fazer um ajuste fino no passo de escaneamento da técnica implementada, de modo a tornar o escaneamento mais rápido possível sem perder a eficiência, diminuindo assim, as perdas durante o processo de busca, e ainda, realizar ensaios em ambiente controlado inserindo degraus de irradiância.

Por fim, ressalta-se a contribuição de estudos relacionados as fontes renováveis de energia, em que há preocupação com a preservação dos recursos naturais. Além disso, tem-se o auxílio no atendimento da demanda de energia elétrica, diversificando a matriz energética e evitando sobrecargas dos sistemas de geração.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Energia Solar. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2014. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)>. Acesso em: 18 Maio 2015.
- ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 16 Fevereiro 2017.
- ANEEL. Geração Distribuída. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 16 Fevereiro 2017.
- ANGELICO, B. A.; SCALASSARA, P. R.; VARGAS, A. N. Projeto de sistemas de controle, 2016. Disponível em: <http://paginapessoal.utfpr.edu.br/avargas/courses-1/principios_de_controle/principios_de_controle/principiosCap10.pdf>. Acesso em: 12 Dezembro 2016.
- BADER, N. A. et al. A Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Systems in Microgrids. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS**, v. 60, n. 4, p. 1596-1606, Abril 2013.
- BRÜNDLINGER, R. et al. Maximum power point tracking performance under partially shaded PV array conditions. **21st EUPVSEC**, Setembro 2006. 2157-2160.
- DORF, R. C.; BISHOP, R. H. **Sistemas de Controle Modernos**. 8ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2001.
- ESCOBAR, G.; HO, C. N. M.; PETTERSSON, S. Maximum power point searching method for partial shaded PV strings. **IEEE**, 2012. 5726-5731.
- FARANDA, R.; LEVA, S.; MAUGERI, V. **MPPT techniques for PV Systems: energetic and cost comparison**. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. [S.l.]: IEEE. 2008.
- HARTONO, B. S.; BUDIYANTO, Y.; RUDY, S. Review of Microgrid Technology. **Proc. International Conference on QIR (Quality in Research)**, Yogyakarta, Indonesia, 2013. 127-132.
- IEA. **Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy**. International Energy Agency. Paris, p. 60. 2014.
- INGEGNOLI, A.; IANNOPOLLO, A. A Maximum Power Point Tracking algorithm for stand-alone Photovoltaic systems controlled by low computational power devices. **IEEE**, 2010.
- INSTRUMENTS, T. TMS320F28335 Delfino Microcontroller. **Texas Instruments**. Disponível em: <<http://www.ti.com/product/TMS320F28335>>. Acesso em: 20 Junho 2016.
- JAIN, S.; AGARWAL, V. Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems. **IET Electrical Power Applications**, v. 1, n. 5, p. 753-762, September 2007.

- KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1292-1306, September/October 2005.
- KROPOSKI, B.; BASSO, T.; DEBLASIO, R. Microgrid Standards and Technologies. **Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, Pittsburgh, 2008.
- KYOCERA. High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module. **Kyocera Solar**. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br/pdf/KD140SX-UFBs.pdf>>. Acesso em: 30 Março 2015.
- KYOCERA. Módulo Policristalino de Alta Eficiência - KD135SX-UPU. **Kyocera Solar**. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br/site/arquivos/produtos/68.pdf>>. Acesso em: 30 Março 2015.
- LEE, S. J.; BAE, H. S.; CHO, B. H. Modeling and Control of the Single-Phase Photovoltaic Grid-Connected Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter, 2009. 43-47.
- LYDEN, S. et al. Review of Maximum Power Point Tracking Approaches Suitable for PV Systems Under Partial Shading Conditions. **Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, Hobart, 29 Setembro 2013.
- NEVES, F. Controlador PID digital: Uma modelagem prática para microcontroladores - Parte 1. **Embarcados**, 2014. Disponível em: <<https://www.embarcados.com.br/controlador-pid-digital-uma-modelagem-pratica-para-microcontroladores-parte-1/>>. Acesso em: 2015.
- OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. 5ª. ed. [S.l.]: Pearson Education - Br, 2011.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1ª. ed. São José dos Campos: [s.n.], 2006. 64 p.
- PEREIRA, H. A.; CUPERTINO, A. F. **Desenvolvimento, modelagem e controle de conversores estáticos de potência: Conversor Boost**. [S.l.]: [s.n.], 2011.
- PIRES, L. P. **Projeto e Desenvolvimento de um Inversor Solar Ponte Completa Bidirecional para Microrredes CC conectadas à rede CA em baixa tensão**. Uberlândia: Dissertação de Mestrado, UFU, v. Único, 2016.
- RAZA, K. S. M. et al. An Improved and Very Efficient MPPT Controller for PV Systems subjected to Rapidly Varying Atmospheric Conditions and Partial Shading, 2009.
- REN21. Renewables 2016 Global Status Report. **REN21- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century**, 2016. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>>. Acesso em: 16 Fevereiro 2017.
- RIBEIRO, R. V. **Sistema Fotovoltaico Autônomo baseado em Conversores CC-CC Boost**. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2011.

SUPPLIER. Drivers para Transistores de Potência / Acessórios para Drivers. **Supplier**. Disponível em: <http://www.supplier.ind.br/produtos_img/dro100s25a_11012016112313.pdf>. Acesso em: 20 Junho 2016.

TEQUIPMENT. HT Instruments SOLAR I-V PV Single Phase Certifier and I-V Curve Checker. **TEquipment**. Disponível em: <<http://www.tequipment.net/HT-Instruments/SOLAR-I-V/Solar-Analyzer/>>. Acesso em: 22 Novembro 2016.

VILELA, A. O. R. **Projeto e Construção de um Conversor Boost controlado em modo de tensão**. Viçosa: Monografia, UFV, v. Único, 2011.

XIE, L. et al. Multi-level PV Inverter with Photovoltaic Groups Independent MPPT Control. **17th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)**, Hangzhou, 22 Outubro 2014. 829-834.

YOUNG-HYOK, J. 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, Abril 2011.

APÊNDICE A - CÓDIGO DO CONTROLE IMPLEMENTADO EM LINGUAGEM C, UTILIZADO NO DSP TMS320F28335

```

/*****
// This code is created by SimCoder Version 9.1 for TI F28335 Hardware Target
// SimCoder is copyright by Powersim Inc., 2009-2011
// Date: February 25, 2016 15:30:11
*****/
/
#include <math.h>
#include "PS_bios.h"
typedef float DefaultType;
#define GetCurTime() PS_GetSysTimer()

interrupt void Task();

// DECLARAÇÕES DE VARIÁVEIS GLOBAIS
int tempo_execucao = 0; // Tempo de processamento do código
float D_chave_inversor = 0; // Razão cíclica do Inversor Solar Bidirecional (ISB)
float d_teste = 0.5; // Teste de razão cíclica
int contador_protecao_I_b2 = 0; // Contador de proteção de sobrecorrente
int controle_pre_carga = 0; // Ativação do controle de pré-carga
float D_teste = 0.5; // Teste de razão cíclica
int parada_contador_pre_carga = 0; // Parada de contagem de pré-carga
long int contador_startboost = 0; // Contador para entrada dos conversores boost
float valor_ref = 100; // Tensão de referência do MPPT
int flag_pwm_ativo = 0; // Verificação de PWM
int Capacitor_Carregado = 0; // Verificação de capacitor carregado
int flag_iniciar = 0; // Verificação de inicialização

// RELÉS PARA ACIONAMENTO DE CONTADORES
int rele_boost1 = 1; // Relé boost 1 (ativo baixo)
int rele_boost2 = 1; // Relé boost 2 (ativo baixo)
int rele_pre_carga_link = 1; // Relé pré-carga (ativo baixo)
int rele_carga_link = 1; // Relé carga (ativo baixo)
int rele_rede = 1; // Relé rede elétrica (ativo baixo)

// INICIALIZAÇÃO DO SISTEMA
int start_boost = 0; // Libera ação dos conversores boost
int start_inversor = 0; // Libera ação do ISB
int Liga_Aquisicao = 0; // Libera aquisição dos sinais

// PROTEÇÃO DO SISTEMA

// BOOST
float Imax = 13; // Corrente máxima dos conversores boost
float Dmax = 0.9; // Razão cíclica máxima de chaveamento do boost 1
float Dmax_2 = 0.9; // Razão Cíclica máxima de chaveamento do Boost 2
int protecao_corrente_BOOST = 0; // Atuação da proteção por sobrecorrente dos conversores
int protecao_tensao_BOOST = 0; // Atuação da proteção por sobretensão dos conversores

// INVERSOR
float Imax_inversor = 25; // Corrente de pico máxima do ISB

```



```

float Vmax_LINK = 550;    // Tensão de pico máxima do ISB
float Vmax_FILTRO = 300;  // Tensão de pico máxima do capacitor do filtro LCL
int PROTECAO = 0;         // Variável para proteção do sistema
int Protecao_IREDE = 0;   // Atuação da proteção por sobrecorrente do ISB
int Protecao_VFILTRO = 0; // Atuação da proteção por sobretensão do capacitor do filtro
                           // LCL
int Protecao_VLINK = 0;   // Atuação da proteção por sobretensão do capacitor do
                           // barramento CC
int contador_protecao_I_rede = 0; // Contador de proteção de sobrecorrente
int contador_protecao_V_link = 0; // Contador de proteção de sobretensão
int parada_auxiliar = 0;   // Parada de operação após tempo determinado

// CONSTANTES DE GANHO DOS SENSORES
// BOOST
float K_V1 = 134; // Constante do sensor de tensão do boost 1
float K_I1 = 11.4; // Constante do sensor de corrente do boost 1
float K_V2 = 139.7; // Constante do sensor de tensão do boost 2
float K_I2 = 11.8; // Constante do sensor de corrente do boost 2

// INVERSOR
float K_VLINK = 656.1893; // Constante do sensor de tensão do barramento CC
float K_VFILTRO = 6800.315; // Constante do sensor de tensão do capacitor do
                             // filtro LCL
float K_VREDE = 684.9315; // Constante do sensor de tensão da rede elétrica
float K_IREDE = 16.39; // Constante do sensor de corrente da rede elétrica

// OFFSETS
// BOOST
float offset_V1 = 0; // Offset do sensor de tensão do boost 1
float offset_I1 = 0; // Offset do sensor de corrente do boost 1
float offset_V2 = 0; // Offset do sensor de tensão do boost 2
float offset_I2 = 0; // Offset do sensor de corrente do boost 2

// INVERSOR
float offset_VLINK = 0; // Offset do sensor de tensão do barramento CC
float offset_VFILTRO = 0; // Offset do sensor de tensão do capacitor do filtro LCL
float offset_VREDE = 0; // Offset do sensor de tensão da rede elétrica
float offset_IREDE = 0; // Offset do sensor de corrente da rede elétrica

// AQUISIÇÃO DE SINAIS
// BOOST
float Vatual1 = 0; // Tensão atual na string 1
float Iatual1 = 0; // Corrente atual na string 1
float Vatual2 = 0; // Tensão atual na string 2
float Iatual2 = 0; // Corrente atual na string 2

// INVERSOR
float Iatual_REDE = 0; // Corrente atual na rede elétrica
float Vatual_REDE = 0; // Tensão atual na rede elétrica
float Vatual_FILTRO = 0; // Tensão atual no capacitor do filtro LCL
float Vatual_LINK = 0; // Tensão atual no barramento CC

// PRÉ CARGA CAPACITOR C_LINK
int Pre_Carga_Link = 0; // Variável de pré-carga do barramento cc
int flag_pre_carga = 0; // Verificação de pré-carga do barramento cc

```

// VARIÁVEIS CONVERSOR BOOST 1

```

float Patual1 = 0; // Potência atual da string 1
float Panterior1 = 0; // Potência anterior da string 1
float Vanterior1 = 0; // Tensão anterior da string 1
float Iantterior1 = 0; // Corrente anterior da string 1
float Vref1 = 115; // Tensão de referência (inicial) da string 1
float deltaP1 = 0; // Diferença da potência atual pela potência no instante anterior da string 1
float deltaV1 = 0; // Diferença da tensão atual pela tensão no instante anterior da string 1
float erro1 = 0; // Erro atual para o controle da string 1
float erro1_ant1 = 0; // Erro anterior para o controle da string 1
float erro1_ant2 = 0; // Erro anterior 2 para controle da string 1
float D1 = 0; // Razão cíclica de chaveamento do boost 1
float D_chave1 = 0.0; // Razão cíclica de chaveamento do boost 1
float D1_ant1 = 0; // Razão cíclica de chaveamento anterior 1 do boost 1
float D1_ant2 = 0; // Razão cíclica de chaveamento anterior 2 do boost 1
float Vmax_mppt1 = 180; // Tensão máxima da string 1
float incV1 = 0.1; // Incremento de tensão do método P&O da string 1
int habilita_mppt_1 = 0; // Habilita execução do MPPT - string 1
float Dvoc = 0; // Cálculo da razão cíclica Dvoc inicial da string 1
float Dvoc_atual = 0; // Cálculo da razão cíclica Dvoc a partir da segunda iteração da string 1
int flag_Dvoc_atual = 0; // Variável auxiliar para o cálculo da razão cíclica

int flag_Dvoc = 0; // Para executar o cálculo de Dvoc apenas na primeira iteração

```

// VARIÁVEIS CONVERSOR BOOST 2

```

int contador_mppt2 = 1;
float Patual2 = 0; // Potência atual da string 2
float Panterior2 = 0; // Potência anterior da string 2
float Vanterior2 = 0; // Tensão anterior da string 2
float Iantterior2 = 0; // Corrente anterior da string 2
float Vref2 = 115; // Tensão de referência (inicial) da string 2
float deltaP2 = 0; // Diferença da potência atual pela potência no instante anterior da string 2
float deltaV2 = 0; // Diferença da tensão atual pela tensão no instante anterior da string 2
float erro2 = 0; // Erro atual para o controle da string 2
float erro2_ant1 = 0; // Erro anterior para o controle da string 2
float erro2_ant2 = 0; // Erro anterior 2 para controle da string 2
float D2 = 1; // Razão cíclica de chaveamento do boost 2
float D_chave2 = 0.0; // Razão cíclica de chaveamento do boost 2
float D2_ant1 = 0; // Razão cíclica de chaveamento anterior 1 do boost 2
float D2_ant2 = 0; // Razão cíclica de chaveamento anterior 2 do boost 2
float Vmax_mppt2 = 180; // Tensão máxima da string 2
float incV2 = 0.1; // Incremento de tensão do método P&O da string 2
int habilita_mppt_2 = 0; // Habilita execução do MPPT - string 2
float Dvoc2 = 0; // Cálculo da razão cíclica Dvoc inicial da string 2
float Dvoc2_atual = 0; // Cálculo da razão cíclica Dvoc a partir da segunda iteração da string 2
int flag_Dvoc2_atual = 0; // Variável auxiliar para o cálculo da razão cíclica

int contador_10_Hz = 0; // Contador para execução do MPPT em 10 Hz
int entrou = 0;

```

```
// VARIÁVEIS ISB
// PHASE LOCKED LOOP (PLL)
float w0 = 376.9911; // Frequência angular central do PLL (60 Hz)
float wpll = 376.9911; // Frequência angular do oscilador do PLL (60 Hz)
float fpll = 60; // Valor da frequência do PLL em Hz
float theta = 0; // Fase do oscilador do PLL
float yd = 0; // Oscilador em fase com a entrada (seno)
float yq = 1; // Oscilador em quadratura com a entrada (cosseno)
float filtroin = 0; // Entrada do filtro passa baixa (FPB)
float filtroout = 0; // Saída do FPB
float intpll = 0; // Parte integral do controlador
float proporcional_pll = 0; // Parte proporcional do controlador
float Ts = 40e-6; // Período de amostragem
float wc = 37.6991; // Frequência de corte do FPB (6 Hz)
float num_filtro = 0.00075323221; // Numerador do FPB de 2 ordem
float den_filtro = -0.99849354; // Denominador do FPB de 2 ordem

// FILTRO DO PLL
float b0_PLL = 0.0015056895;
float b1_PLL = 0.0015056895;
float a1_PLL = -0.99698862;
float b0_PI_PLL = 0.10002;
float b1_PI_PLL = -0.09998;
float a1_PI_PLL = -1;

float wpll_ant1 = 0; // Frequência angular anterior do PLL
float filtroin_ant1 = 0; // Entrada anterior do filtro
float filtroout_ant1 = 0; // Saída anterior do filtro
float Vactual_REDE_PLL = 0; // Tensão atual da rede elétrica para o PLL
int saida_fase = 0; // Variável para saída em fase
int saida_quadratura = 0; // Variável para saída em quadratura
int Sincronismo = 0; // PLL sincronizado = 1 e PLL não sincronizado = 0
int contador_sincronismo = 0; // Contador de interrupções em sincronismo com a rede
int contador_sync_segundo = 0; // Contador de segundos sincronizados com a rede
int contador_sincronizado = 0; // Contador de milissegundos sincronizados com a rede
int contador_sincronizado_ms = 0; // Variável auxiliar para contar milissegundos sincronizados

int flag_teste = 0;
int flag_init_pwm = 0; // Para verificar inicialização do PWM quando estiver sincronizado

// VARIÁVEIS DO CONTROLE DE CORRENTE DO ISB
float Pico_I_inversor = 0; // Corrente de pico
int injecao_de_corrente = 0; // Para liberar a injeção de corrente na rede elétrica
float erro_I_inversor_ant_1 = 0; // Erro de corrente anterior 1
float erro_I_inversor_ant_2 = 0; // Erro de corrente anterior 2
float erro_I_inversor = 0; // Erro atual de corrente
float Iref_REDE = 0; // Corrente de referência da rede

// AÇÃO DE CONTROLE DA PARTE RESSONANTE
float Acao_I_inversor_ant_1_RES = 0; // Ação ressonante anterior 1
float Acao_I_inversor_ant_2_RES = 0; // Ação ressonante anterior 2
float Acao_I_inversor_RES = 0; // Ação ressonante atual

// AÇÃO DE CONTROLE DA PARTE PROPORCIONAL
float Acao_I_inversor_ant_1_PROP = 0; // Ação proporcional anterior 1
```



```

float Acao_I_inversor_ant_2_PROP = 0; // Ação proporcional anterior 2
float Acao_I_inversor_PROP = 0;      // Ação proporcional atual

// AÇÃO DE CONTROLE DO HC 3
float Acao_ant_1_HC_3 = 0;           // Ação HC 3 anterior 1
float Acao_ant_2_HC_3 = 0;           // Ação HC 3 anterior 2
float Acao_HC_3 = 0;                 // Ação HC 3 atual

// AÇÃO DE CONTROLE DO HC 5
float Acao_ant_1_HC_5 = 0;           // Ação HC 5 anterior 1
float Acao_ant_2_HC_5 = 0;           // Ação HC 5 anterior 2
float Acao_HC_5 = 0;                 // Ação HC 5 atual

// AÇÃO DE CONTROLE DO HC 7
float Acao_ant_1_HC_7 = 0;           // Ação HC 7 anterior 1
float Acao_ant_2_HC_7 = 0;           // Ação HC 7 anterior 2
float Acao_HC_7 = 0;                 // Ação HC 7 atual

// AÇÃO RESULTANTE
float Acao_I_inversor = 0;           // Ação resultante do ISB
float Acao_I_desacoplada = 0;        // Ação do ISB desacoplada da rede elétrica
float D_inversor = 0;                // Razão cíclica de chaveamento do ISB
float D_inversor_max = 0.8;          // Razão cíclica máxima de chaveamento do ISB
float D_inversor_min = -0.8;         // Razão cíclica mínima de chaveamento DO ISB

// VARIÁVEIS DO CONTROLE DE TENSÃO DO ISB
float erro_V_inversor_ant_1 = 0;     // Erro anterior 1 de tensão do barramento CC
float erro_V_inversor_ant_2 = 0;     // Erro anterior 2 de tensão do barramento CC
float erro_V_inversor = 0;           // Erro atual de tensão do barramento CC
float V_referencia_link = 400;       // Tensão de referência do barramento CC
float Acao_V_inversor_ant_1 = 0;     // Ação anterior 1 de tensão do barramento CC
float Acao_V_inversor_ant_2 = 0;     // Ação anterior 2 de tensão do barramento CC
float Acao_V_inversor = 0;           // Ação atual de tensão do barramento CC

// RELÓGIO
int contador = 0;                    // Contador de interrupções
int contador_segundo = 0;            // Contador de segundos
int contador_minuto = 0;              // Contador de minutos

// ESCANEMANTO DAS STRINGS (ALGORITMO PARA DETECÇÃO DO GMPP)
float D_Scan_1 = 0;                  // Razão cíclica de escaneamento da string 1
float passo_D_1 = 0.3e-6;           // Passo de razão cíclica do escaneamento da string 1
float D_otimo_1 = 0;                 // Razão cíclica ótima (Dmpp) da string 1
float V_otimo_1 = 0;                 // Tensão ótima (Vmpp) da string 1
float P_otimo_1 = 0;                 // Potência ótima (Pmpp) da string 1
float D_Scan_2 = 0;                  // Razão cíclica de escaneamento da string 2
float passo_D_2 = 0.3e-6;           // Passo de razão cíclica do escaneamento da string 2
float D_otimo_2 = 0;                 // Razão cíclica ótima (Dmpp) da string 2
float V_otimo_2 = 0;                 // Tensão ótima (Vmpp) da string 2
float P_otimo_2 = 0;                 // Potência ótima (Pmpp) da string 2
int contador_passado = 0;             // Contador de escaneamento
int contador_ms = 0;                 // Contador de milissegundos do escaneamento
int contador_ms_passado = 0;         // Contador de milissegundos passado do escaneamento
int habilita_mppt = 0;               // Para habilitar o MPPT
float passo_suave = 0.6e-6;          // Passo de incremento / decremento da razão cíclica

```

```

int descida_suave_mppt1 = 0;    // Descida suave de escaneamento da string 1
int subida_suave_mppt1 = 0;    // Subida suave do escaneamento da string 1
int descida_suave_mppt2 = 0;    // Descida suave do escaneamento da string 2
int subida_suave_mppt2 = 0;    // Subida suave do escaneamento da string 2
int scaneando_1_terminou = 0;   // Indica final do escaneamento da string 1
int scaneando_2_terminou = 0;   // Indica final do escaneamento da string 2
int scaneamento_inicial_b1 = 0; // Indica escaneamento inicial da string 1
int scaneamento_inicial_b2 = 0; // Indica escaneamento inicial da string 2
int scaneando_1 = 0;            // Indica escaneamento da string 1
int scaneando_2 = 0;            // Indica escaneamento da string 2

// CONTROLADORES DO SISTEMA
// CONVERSORES BOOST
// CONTROLADOR DO MPPT P&O -> PID: 25 kHz, k = 0,01, MÉTODO DE CONVERSÃO: EULER
float b0_PID = 0.0047694563;
float b1_PID = -0.0093056261;
float b2_PID = 0.0045372051;
float a1_PID = -1.4537205;
float a2_PID = 0.45372051;

// INVERSOR SOLAR BIDIRECIONAL (ISB)
// PI DO PLL a 25 kHz
float kp_pll = 0.02;           // Ganho da parte proporcional
float ki_pll = 0.03;           // Ganho da parte integral

// PROPORCIONAL RESSONANTE TIPO 2 (CORRENTE) -> 25 kHz, ki = 30, wc = 10, MÉTODO DE CONVERSÃO:
// TUSTIN
float b0_Ki = 0.01199452;
float b1_Ki = 0;
float b2_Ki = -0.01199452;
float a1_Ki = -1.9989731;
float a2_Ki = 0.99920037;

float b0_Kp = 0.1; // Kp = 0.1
float b1_Kp = 0.1;
float a1_Kp = 1;

// CORRETOR DE HARMÔNICOS DE ORDEM 3 DO ISB, 25 kHz, ki = 20, wc = 4, TUSTIN
float b0_HC_3 = 0.0031978522;
float b1_HC_3 = 0;
float b2_HC_3 = -0.0031978522;
float a1_HC_3 = -1.997635;
float a2_HC_3 = 0.99968021;

// CORRETOR DE HARMÔNICOS DE ORDEM 5 DO ISB, 25 kHz, ki = 20, wc = 4, TUSTIN
float b0_HC_5 = 0.0031949481;
float b1_HC_5 = 0;
float b2_HC_5 = -0.0031949481;
float a1_HC_5 = -1.9940046;
float a2_HC_5 = 0.99968051;

// CORRETOR DE HARMÔNICOS DE ORDEM 7 DO ISB, 25 kHz, ki = 20, wc = 4, TUSTIN
float b0_HC_7 = 0.0031906018;
float b1_HC_7 = 0;
float b2_HC_7 = -0.0031906018;
float a1_HC_7 = -1.9885713;
float a2_HC_7 = 0.99968094;

```



```
// CONTROLADOR DE TENSÃO DO BARRAMENTO CC - PI
// k = 0.1, T = 0.1
float b0_PI_V = 0.10002;
float b1_PI_V = -0.09998;
float a1_PI_V = -1;

// CONTROLAR DE PRÉ-CARGA DO CAPACITOR DO BARRAMENTO CC - PID
// 25 kHz, k = 0.01, T = 0.5
float b0_pre_carga = 0.0100004;
float b1_pre_carga = -0.0099996;
float a1_pre_carga = -1;

// CÁLCULO DAS GRANDEZAS FÍSICAS DO INVERSOR
// VALOR RMS DA TENSÃO DA REDE ELÉTRICA
float V_auxiliar = 0;
float V_pico_rede = 0;
float V_RMS_rede = 0;
float V_anterior_rede = 0;
int flag_V_rms_rede = 0;
int semiciclo_negativo_rede = 0;
int semiciclo_positivo_rede = 0;

// VALOR RMS DA TENSÃO DO CAPACITOR DO FILTRO LCL
float V_auxiliar_filtro = 0;
float V_pico_filtro = 0;
float V_RMS_filtro = 0;
float V_anterior_filtro = 0;
int flag_V_rms_filtro = 0;
int semiciclo_negativo_filtro = 0;
int semiciclo_positivo_filtro = 0;

// VALOR RMS DA CORRENTE INJETADA NA REDE ELÉTRICA
float I_auxiliar_rede = 0;
float I_pico_rede = 0;
float I_RMS_rede = 0;
float I_anterior_rede = 0;
int flag_I_rms_rede = 0;
int semiciclo_negativo_i_rede = 0;
int semiciclo_positivo_i_rede = 0;

// FIM DAS DECLARAÇÕES DE VARIÁVEIS GLOBAIS

interrupt void Task() // Execução da função de interrupção do sistema
{
    // DEFINIÇÕES DO SOFTWARE PSIM
    DefaultType fADC, fZOH_V1, fADC_1, fZOH15, fADC_2, fZOH16, fADC_3, fZOH17,
    fADC_8, fZOH_IG;
    DefaultType fADC_9, fZOH_VG, fADC_10, fZOH_VFILTRO, fADC_11, fZOH_VLINK,
    fCCS, fCCS_1;
    DefaultType fCCS_2, fCCS_3, fCCS_4, fCCS_5, fCCS_6, fCCS_7, fCCS_8;

    PS_EnableIntr(); // Habilita as interrupções

    // AQUISIÇÕES
```

```
fADC = PS_GetDcAdc(0);
fADC_1 = PS_GetDcAdc(1);
fADC_2 = PS_GetDcAdc(2);
fADC_3 = PS_GetDcAdc(3);
fADC_8 = PS_GetDcAdc(8);
fADC_9 = PS_GetDcAdc(9);
fADC_10 = PS_GetDcAdc(10);
fADC_11 = PS_GetDcAdc(11);

// SALVANDO OS VALORES AQUISIÇIONADOS
fZOH_V1 = fADC;
fZOH15 = fADC_1;
fZOH16 = fADC_2;
fZOH17 = fADC_3;
fZOH_IG = fADC_8;
fZOH_VG = fADC_9;
fZOH_VFILTRO = fADC_10;
fZOH_VLINK = fADC_11;
{
    // AQUISIÇÕES
    if (Liga_Aquisicao == 0) // Enquanto não for 1 os offsets são atualizados
    {
        offset_V1 = fZOH_V1;
        offset_I1 = fZOH15;
        offset_V2 = fZOH16;
        offset_I2 = fZOH17;
        offset_IREDE = fZOH_IG;
        offset_VREDE = fZOH_VG;
        offset_VFILTRO = fZOH_VFILTRO;
        offset_VLINK = fZOH_VLINK;
    }
    Vanterior1 = Vatuall1; // Atualização da tensão do boost 1
    Ianterior1 = Iatuall1; // Atualização da corrente do boost 1
    Vanterior2 = Vatuall2; // Atualização da tensão do boost 2
    Ianterior2 = Iatuall2; // Atualização da corrente do boost 2
    // Cálculo do valor real da tensão do boost 1
    Vatuall1 = (fZOH_V1 - offset_V1)*K_V1;
    // Cálculo do valor real da corrente do boost 1
    Iatuall1 = (fZOH15 - offset_I1)*K_I1;
    // Cálculo do valor real da tensão do boost 2
    Vatuall2 = (fZOH16 - offset_V2)*K_V2;
    // Cálculo do valor real da corrente do boost 2
    Iatuall2 = (fZOH17 - offset_I2)*K_I2;
    // Cálculo do valor real da corrente da rede elétrica
    Iatuall_REDE = (fZOH_IG - offset_IREDE)* K_IREDE;
    // Cálculo do valor real da tensão da rede elétrica
    Vatuall_REDE =(fZOH_VG - offset_VREDE)*K_VREDE;
    // Cálculo do valor real da tensão do capacitor do filtro LCL
    Vatuall_FILTRO = (fZOH_VFILTRO - offset_VFILTRO)* K_VFILTRO;
    // Cálculo do valor real da tensão do barramento CC
    Vatuall_LINK = (fZOH_VLINK - offset_VLINK)* K_VLINK;

    // CÁLCULO AUTOMÁTICO DO VALOR DA RAZÃO CÍCLICA DE INÍCIO DO ESCANEAMENTO (Dvoc)
    if (flag_Dvoc == 0)
    {
        if (Capacitor_Carregado == 1) // Garante que já houve a pré-carga do
        capacitor do barramento CC
```

```

    {
        // Razão cíclica que corresponde na curva PxV a uma tensão próxima de
        // Voc (boost 1)
        Dvoc = (400 - Vatual1) / 400;
        // Razão cíclica que corresponde na curva PxV a uma tensão próxima de
        // Voc (boost 2)
        Dvoc2 = (400 - Vatual2) / 400;
        flag_Dvoc = 1; // Executa a ação apenas na primeira interação
    }
}

// PRÉ-CARGA DO CAPACITOR DO BARRAMENTO CC
if (Pre_Carga_Link == 1 && Sincronismo == 1)
{
    start_inversor = 1; // Inicialização do ISB
    controle_pre_carga = 1;
    if (Vatual_LINK >= 420)
    {
        Pre_Carga_Link = 0; // Inabilita entrada na próxima
        // interrupção
        Capacitor_Carregado = 1; // Capacitor carregado com 400 V
        controle_pre_carga = 0; // Desabilita controle de pré-carga
    }
    if ( Vatual_LINK >= 415 && Capacitor_Carregado == 0)
    {
        rele_pre_carga_link = 0; // Fechando do contator de pré-carga
        // (ativo baixo)
    }
}

if (Capacitor_Carregado == 1 && parada_contador_pre_carga == 0)
{
    // Contagem para liberação do estágio CC-CC de entrada
    contador_startboost = contador_startboost + 1;
}

if ((Capacitor_Carregado == 1) && (Sincronismo == 1) && (flag_iniciar
== 0) && (contador_startboost == 25000))
{
    rele_pre_carga_link = 0; // Fechamento do contator de pré-carga (ativo
    // baixo)
}

if ((Capacitor_Carregado == 1) && (Sincronismo == 1) && (flag_iniciar
== 0) && (contador_startboost == 75000))
{
    start_boost = 1; // Inicialização dos conversores boost
    flag_iniciar = 1;
    contador_startboost == 0;
}

if (contador_startboost == 125000)
{
    parada_contador_pre_carga = 1;
}

// INICIAR PWM QUANDO AUTORIZADO PELO OPERADOR
if (start_boost == 1 && flag_pwm_ativo == 0)

```

```

{
    PS_StartPwm(1);    // Libera chaveamento do boost 1
    PS_StartPwm(2);    // Libera chaveamento do boost 2
    flag_pwm_ativo = 1; // Indica que o PWM dos conversores está ativo
    rele_boost1 = 0;    // Fechamento do contator do boost 1 (ativo baixo)
    rele_boost2 = 0;    // Fechamento do contator do boost 2 (ativo baixo)
    scaneamento_inicial_b1 = 1; // Libera o escaneamento inicial do boost 1
    scaneamento_inicial_b2 = 1; // Libera o escaneamento inicial do boost 2
}

// IMPLEMENTAÇÃO DO RELÓGIO
contador = contador + 1; // Contador de interrupções
if (contador - contador_passado == 25)
{
    contador_ms = contador_ms + 1; // Contador de milissegundos
    contador_passado = contador;
}
if (contador == 25000) // Corresponde a 1 segundo
{
    contador_segundo = contador_segundo + 1; // Contador de segundos
    contador_ms = 0;
    contador_ms_passado = 0;
    contador_passado = 0;
    contador = 0;
    contador_10_Hz = 0;
}
if (contador_segundo == 60) // Contador de minutos e zera o contador de segundos
{
    contador_minuto = contador_minuto + 1;
    contador_segundo = 0;
    contador_ms = 0;
}
if (start_boost == 1) // Somente habilita o MPPT após barramento carregar
{
    if (contador - contador_10_Hz == 2500) // Garante a execução do MPPT
                                         em 10 Hz
    {
        habilita_mppt_1 = 1; // Habilita o MPPT da string 1
        habilita_mppt_2 = 1; // Habilita o MPPT da string 2
        contador_10_Hz = contador;
    }
}

// CÁLCULO DO VALOR RMS DA TENSÃO DA REDE
V_auxiliar = V_atual_REDE;
if (V_auxiliar < 0) // Semiciclo negativo da tensão da rede elétrica
{
    semiciclo_negativo_rede = 1;
    semiciclo_positivo_rede = 0;
    V_anterior_rede = 0;
    flag_V_rms_rede = 0;
}
if (V_auxiliar >= 0) // Semiciclo positivo da tensão da rede elétrica
{
    semiciclo_positivo_rede = 1;

```



```

        semiciclo_negativo_rede = 0;
    }
    if (semiciclo_positivo_rede == 1) // Utilização apenas do semiciclo positivo
    {
        if (V_auxiliar < V_anterior_rede)
        {
            if(flag_V_rms_rede == 0)
            {
                V_pico_rede = V_anterior_rede;
                V_RMS_rede = V_pico_rede / (sqrt (2));
                flag_V_rms_rede = 1;
            }
        }
        V_anterior_rede = V_auxiliar;
    }

    // CÁLCULO DO VALOR RMS DA TENSÃO DO CAPACITOR DO FILTRO LCL
    V_auxiliar_filtro = V_atual_FILTRO;
    if (V_auxiliar_filtro < 0) // Semiciclo negativo da tensão do capacitor
                                do filtro LCL
    {
        semiciclo_negativo_filtro = 1;
        semiciclo_positivo_filtro = 0;
        V_anterior_filtro = 0;
        flag_V_rms_filtro = 0;
    }

    if (V_auxiliar_filtro >= 0) // Semiciclo positivo da tensão do capacitor
                                do filtro LCL
    {
        semiciclo_positivo_filtro = 1;
        semiciclo_negativo_filtro = 0;
    }
    if (semiciclo_positivo_filtro == 1) // Utilização apenas do semiciclo positivo
    {
        if (V_auxiliar_filtro < V_anterior_filtro)
        {
            if(flag_V_rms_filtro == 0)
            {
                V_pico_filtro = V_anterior_filtro;
                V_RMS_filtro = V_pico_filtro / (sqrt (2));
                flag_V_rms_filtro = 1;
            }
        }
        V_anterior_filtro = V_auxiliar_filtro;
    }

    // CÁLCULO DO VALOR RMS DA CORRENTE INJETADA NA REDE ELÉTRICA
    I_auxiliar_rede = I_atual_REDE;
    if (I_auxiliar_rede < 0) // Semiciclo negativo da corrente na rede elétrica
    {
        semiciclo_negativo_i_rede = 1;
        semiciclo_positivo_i_rede = 0;
        I_anterior_rede = 0;
        flag_I_rms_rede = 0;
    }

```



```
if (I_auxiliar_rede >= 0) // Semiciclo positivo da corrente na rede elétrica
{
    semiciclo_positivo_i_rede = 1;
    semiciclo_negativo_i_rede = 0;
}

if (semiciclo_positivo_i_rede == 1) // Utilização apenas do semiciclo positivo
{
    if (I_auxiliar_rede < I_anterior_rede)
    {
        if(flag_I_rms_rede == 0)
        {
            I_pico_rede = I_anterior_rede;
            I_RMS_rede = (I_pico_rede) / (sqrt(2));
            flag_I_rms_rede = 1;
        }
    }
    I_anterior_rede = I_auxiliar_rede;
}

if (PROTECAO == 0) // Garante que está tudo certo com o sistema
{
    // ESCANEAMENTO DA CURVA - STRING 1
    if (start_boost == 1)
    {
        if (((contador_minuto == 1) && (scaneando_1 == 0) &&
            (scaneando_1_terminou == 0)) || ((scaneamento_inicial_b1
            == 1) && (scaneando_1 == 0)))
        {
            // Começo da descida suave
            if(scaneamento_inicial_b1 == 0)
            {
                // Decrementa a razão cíclica com o passo definido
                D1 = D1 - passo_suave;
                // A placa de conversão inverte o status para a chave
                D_chave1 = 1 - D1;
                // Habilita a descida suave
                descida_suave_mppt1 = 1;
                flag_Dvoc_atual = 1;
                // Condição para definir o novo ponto para começar o
                // escaneamento
                if (Iatual1 <= 0.5)
                {
                    // Cálculo de Dvoc a partir da segunda
                    // iteração
                    Dvoc_atual = (400 - Vatual1) / 400;
                }
            }
            if (((D1 <= Dvoc) && (flag_Dvoc_atual == 0)) ||
                (D1 <= Dvoc_atual) || (scaneamento_inicial_b1 ==
                1))
            {
                scaneando_1 = 1; // Habilita escaneamento
                if (flag_Dvoc_atual == 0)
                {
```

```

        // Defini o ponto inicial para o escaneamento
        // (primeira iteração)
        D_Scan_1 = Dvoc;
    }
    else
    {
        // Defini o ponto inicial para o escaneamento
        // (a partir da segunda iteração)
        D_Scan_1 = Dvoc_atual;
    }
    // Razão cíclica do conversor
    D1 = D_Scan_1;
    // A placa de conversão inverte o status para a chave
    D_chave1 = 1 - D1;
    // Zera variável de potência ótima
    P_otimo_1 = 0;
    // Descida suave desabilitada
    descida_suave_mppt1 = 0;
    // Escaneamento inicial desabilitado
    scaneamento_inicial_b1 = 0;
}
}
if (scaneando_1 == 1)
{
    // Atualiza o valor da potência
    Panterior1 = Patual1;
    // Incrementa a razão cíclica
    D_Scan_1 = D_Scan_1 + passo_D_1;
    // Atualiza a razão cíclica do conversor
    D1 = D_Scan_1;
    // A placa de conversão inverte o status para a chave
    D_chave1 = 1 - D1;
    // Cálculo da nova potência
    Patual1 = (Vatual1*Iatual1);
    if ((Patual1 >= Panterior1) && (Patual1 >
    P_otimo_1))
    {
        // Armazena o valor da razão cíclica ótima
        D_otimo_1 = D_Scan_1;
        // Armazena o valor da tensão ótima
        V_otimo_1 = Vatual1;
        // Armazena o valor da potência ótima
        P_otimo_1 = Patual1;
    }
    if (D_Scan_1 >= Dmax)    // Começo da subida suave
    {
        // Desabilita o escaneamento
        scaneando_1 = 0;
        // Desabilita o escaneamento inicial
        scaneamento_inicial_b1 = 0;
        // Desabilita a descida suave
        descida_suave_mppt1 = 0;

        // Habilita a subida suave
        subida_suave_mppt1 = 1;
        // Atualiza a razão cíclica
        D1 = Dmax;
        // A placa de conversão inverte o status para a chave
        D_chave1 = 1 - D1;
    }
}

```

```

        // Atualiza a tensão de referência
        Vref1 = V_otimo_1;
    }
}
if (subida_suave_mppt1 == 1)    // Subida suave
{
    // Decrementa a razão cíclica
    D1 = D1 - passo_suave;
    // A placa de conversão inverte o status para a chave
    D_chave1 = 1 - D1;
    // Subida até a razão cíclica ótima encontrada anteriormente
    if (D1 <= D_otimo_1)
    {
        // Atualiza a razão cíclica
        D1 = D_otimo_1;
        // A placa de conversão inverte o status para a chave
        D_chave1 = 1 - D1;
        // Fim do escaneamento da curva
        scaneando_1_terminou = 1;
        // Desabilita a subida suave
        subida_suave_mppt1 = 0;
        // Desabilita a descida suave
        descida_suave_mppt1 = 0;
        // Desabilita o escaneamento inicial
        scaneamento_inicial_b1 = 0;
        // Desabilita o escaneamento
        scaneando_1 = 0;
    }
}
}

// MPPT P&O - BOOST 1
if (scaneando_1 == 0 && descida_suave_mppt1 == 0 &&
subida_suave_mppt1 == 0 && start_boost == 1 &&
scaneamento_inicial_b1 == 0)
{
    if (habilita_mppt_1 == 1) // Execução do MPPT em 10 Hz
    {
        Patual1 = Vatural1*Iatural1;
        deltaV1 = Vatural1 - Vanterior1;
        deltaP1 = Patual1 - Panterior1;
        if (deltaP1 != 0)
        {
            if (deltaP1 <= 0 && deltaV1<=0)
                Vref1 = Vref1 + incV1;
            if (deltaP1 < 0 && deltaV1>0)
                Vref1 = Vref1 - incV1;
            if (deltaP1 >= 0 && deltaV1<=0)
                Vref1 = Vref1 - incV1;
            if (deltaP1 > 0 && deltaV1>0)
                Vref1 = Vref1 + incV1;
            if (Vref1 >= Vmax_mppt1)
                Vref1 = Vmax_mppt1;
            if (Vref1 <= 0)
                Vref1 = 0;
        }
        Vanterior1 = Vatural1;    // Atualiza a tensão
    }
}

```

```

        Panterior1 = Patual1;        // Atualiza a potência
        habilita_mppt_1 = 0;        // Desabilita o MPPT
    }
}

// ESCANEAMENTO DA CURVA - STRING 2
if (start_boost == 1)
{
    if (((contador_minuto == 2) && (scaneando_2 == 0) &&
        (scaneando_2_terminou == 0)) || ((scaneamento_inicial_b2
        == 1) && (scaneando_2 == 0)))
    {
        // Começo da descida suave
        if (scaneamento_inicial_b2 == 0)
        {
            // Decrementa a razão cíclica com o passo definido
            D2 = D2 - passo_suave;
            // A placa de conversão inverte o status para a chave
            D_chave2 = 1 - D2;
            // Habilita a descida suave
            descida_suave_mppt2 = 1;
            flag_Dvoc2_atual = 1;
            // Condição para definir o novo ponto para começar o
            // escaneamento
            if (Iatual2 <= 0.5)
            {
                // Cálculo de Dvoc2 a partir da segunda
                // iteração
                Dvoc2_atual = (400 - Vatual2) / 400;
            }
        }
        if (((D2 <= Dvoc2) && (flag_Dvoc2_atual == 0)) ||
            (D2 <= Dvoc2_atual) || (scaneamento_inicial_b2 ==
            1))
        {
            scaneando_2 = 1;        // Habilita o escaneamento
            if (flag_Dvoc2_atual == 0)
            {
                // Defini o ponto inicial para o escaneamento
                // (primeira iteração)
                D_Scan_2 = Dvoc2;
            }
            else
            {
                // Defini o ponto inicial para o escaneamento
                // (a partir da segunda iteração)
                D_Scan_2 = Dvoc2_atual;
            }
            // Razão cíclica do conversor
            D2 = D_Scan_2;
            // A placa de conversão inverte o status para a chave
            D_chave2 = 1 - D2;
            // Zera a variável de potência ótima
            P_otimo_2 = 0;
        }
    }
    if (scaneando_2 == 1)
    {

```

```
// Atualiza o valor da potência
Panterior2 = Patual2;
// Incrementa a razão cíclica
D_Scan_2 = D_Scan_2 + passo_D_2;
// Atualiza a razão cíclica do conversor
D2 = D_Scan_2;
// A placa de conversão inverte o status para a chave
D_chave2 = 1 - D2;
// Cálculo da nova potência
Patual2 = (Vatual2*Iatual2);
if ((Patual2 >= Panterior2) && (Patual2 >
P_otimo_2))
{
    // Armazena o valor da razão cíclica ótima
    D_otimo_2 = D_Scan_2;
    // Armazena o valor da tensão ótima
    V_otimo_2 = Vatual2;
    // Armazena o valor da potência ótima
    P_otimo_2 = Patual2;
}
if (D_Scan_2 >= Dmax_2)    // Começo da subida suave
{
    // Desabilita o escaneamento
    scaneando_2 = 0;
    // Desabilita o escaneamento inicial
    scaneamento_inicial_b2 = 0;
    // Desabilita a descida suave
    descida_suave_mppt2 = 0;
    // Habilita a subida suave
    subida_suave_mppt2 = 1;
    // Atualiza a razão cíclica
    D2 = Dmax_2;
    // A placa de conversão inverte o status para a chave
    D_chave2 = 1 - D2;
    // Atualiza a tensão de referência
    Vref2 = V_otimo_2;
}
}
if (subida_suave_mppt2 == 1)    // Subida suave
{
    // Decremento da razão cíclica
    D2 = D2 - passo_suave;
    // A placa de conversão inverte o status para a chave
    D_chave2 = 1 - D2;
    // Subida até a razão cíclica ótima encontrada anteriormente
    if (D2 <= D_otimo_2)
    {
        // Atualiza a razão cíclica
        D2 = D_otimo_2;
        // A placa de conversão inverte o status para a chave
        D_chave2 = 1 - D2;
        // Fim do escaneamento da curva
        scaneando_2_terminou = 1;
        // Desabilita a subida suave
        subida_suave_mppt2 = 0;
        // Desabilita a descida suave
        descida_suave_mppt2 = 0;
        // Desabilita o escaneamento inicial
        scaneamento_inicial_b2 = 0;
        // Desabilita o escaneamento
    }
}
```



```

        scaneando_2 = 0;
    }
}

// Permissão para zerar o contador de minuto após os 2 escaneamentos
if (scaneando_1_terminou == 1 && scaneando_2_terminou == 1)
{
    contador_minuto = 0;
    contador_segundo = 0;
    scaneando_1_terminou = 0;
    scaneando_2_terminou = 0;
}

// MPPT P&O - BOOST 2
if (scaneando_2 == 0 && start_boost == 1 &&
    scaneamento_inicial_b2 == 0 && descida_suave_mppt2 == 0 &&
    subida_suave_mppt2 == 0) //
{
    if (habilita_mppt_2 == 1) // Execução do MPPT em 10 Hz
    {
        Patual2 = Vactual2*Iatual2;
        deltaV2 = Vactual2 - Vanterior2;
        deltaP2 = Patual2 - Panterior2;
        if (deltaP2 != 0)
        {
            if (deltaP2 <= 0 && deltaV2<=0)
                Vref2 = Vref2 + incV2;
            if (deltaP2 < 0 && deltaV2>0)
                Vref2 = Vref2 - incV2;
            if (deltaP2 >= 0 && deltaV2<=0)
                Vref2 = Vref2 - incV2;
            if (deltaP2 > 0 && deltaV2>0)
                Vref2 = Vref2 + incV2;
            if (Vref2 >= Vmax_mppt2)
                Vref2 = Vmax_mppt2;
            if (Vref2 <= 0)
                Vref2 = 0;
        }
        Vanterior2 = Vactual2; // Atualiza a tensão
        Panterior2 = Patual2; // Atualiza a potência
        habilita_mppt_2 = 0; // Desabilita o MPPT
    }
}

// INÍCIO DOS CONTROLADORES
// CONVERSOR BOOST 1
if (scaneando_1 == 0 && descida_suave_mppt1 == 0 &&
    subida_suave_mppt1 == 0 && start_boost == 1 &&
    scaneamento_inicial_b1 == 0)
{
    erro1_ant2 = erro1_ant1;
    erro1_ant1 = erro1;
    erro1 = Vactual1 - Vref1;
    D1_ant2 = D1_ant1;
}

```

```
D1_ant1 = D1;

// EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS - 2ª ORDEM
D1 = -a2_PID*D1_ant2 - a1_PID*D1_ant1 + b0_PID*erro1 +
b1_PID*erro1_ant1 + b2_PID*erro1_ant2;

if (D1 >= Dmax)
{
    D1 = Dmax;
}
if (D1 <= 0)
{
    D1 = 0;
}
// A placa de conversão inverte o status para a chave
D_chave1 = 1 - D1;
}

// CONVERSOR BOOST 2
if (scaneando_2 == 0 && descida_suave_mppt2 == 0 &&
subida_suave_mppt2 == 0 && start_boost == 1 &&
scaneamento_inicial_b2 == 0)
{
    erro2_ant2 = erro2_ant1;
    erro2_ant1 = erro2;
    erro2 = Vactual2 - Vref2;
    D2_ant2 = D2_ant1;
    D2_ant1 = D2;

    // EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS - 2ª ORDEM
    D2 = -a2_PID*D2_ant2 - a1_PID*D2_ant1 + b0_PID*erro2 +
b1_PID*erro2_ant1 + b2_PID*erro2_ant2;

    if (D2 >= Dmax_2)
    {
        D2 = Dmax_2;
    }
    if (D2 <= 0)
    {
        D2 = 0;
    }
    // A placa de conversão inverte o status para a chave
    D_chave2 = 1 - D2;
}
}

// PHASE LOCKED LOOP (PLL)
if (PROTECAO == 0)
{
    Vactual_REDE_PLL = Vactual_REDE;

    // CÁLCULO DE ENTRADA DO FILTRO
    filtroin_ant1 = filtroin;
    filtroin = (Vactual_REDE_PLL*yq);
    filtroout_ant1 = filtroout;
    // APLICAÇÃO DO FPB
```

```

filtroout = -a1_PLL*filtroout_ant1 + b0_PLL*filtroin +
b1_PLL*filtroin_ant1;

// PATE INTEGRAL
intpll = intpll + ki_pll*filtroout*Ts;

// LIMITAÇÃO (EVITAR SATURAÇÃO DO CONTROLE)
if (intpll > 31.42)           // 31.42 rad/s = 5 Hz
{
    intpll = 31.42;
}
if (intpll < -31.42)         // -31.42 rad/s = -5 Hz
{
    intpll = -31.42;
}

proporcional_pll = kp_pll*filtroout; // Parte proporcional
wpll = w0 + intpll + proporcional_pll; // Execução do controle
fppll = wpll / 6.2831; // Frequência em hertz
theta = theta + wpll*Ts; // Obtenção do ângulo teta
yq = cos (theta); // Saída em quadratura
yd = sin (theta); // Saída em fase
if (theta >= 6.2831) // Reiniciando a variável theta
{
    theta = theta - 6.2831;
}
if (yd >= 0) // Verificando o sincronismo através da GPIO 58
{
    tempo_execucao = 1;
}
else
{
    tempo_execucao = 0;
}
fCCS_8 = tempo_execucao; // Mudando variável para GPIO58
(fCCS_8 == 0) ? PS_ClearDigitOutBitB((Uint32)1 << (58 - 32)) :
PS_SetDigitOutBitB((Uint32)1 << (58 - 32));

// Estabelecendo se o PLL está ou não sincronizado com a rede elétrica
if ((fppll >= 59) && (fppll <= 61) && (Liga_Aquisicao == 1))
{
    // Implementação de um tempo de garantia de sincronismo
    if ((Sincronismo == 0))
    {
        PS_StopPwm(4); // Parada do PWM 4 - ISB
        // Contador de interrupções
        contador_sincronismo = contador_sincronismo + 1;

        // Contador de segundos sincronizados
        if (contador_sincronismo == 25000)
        {
            contador_sync_segundo =
            contador_sync_segundo + 1;
            contador_sincronismo = 0;
        }
    }
}

```

```

        if (contador_sync_segundo == 10 && Liga_Aquisicao
            == 1) // 10 segundos sincronizados
        {
            // Fechamento do contator da rede (ativo baixo)
            rele_rede = 0;
            // Fechamento do contator do boost 1 (ativo baixo)
            rele_boost1 = 0;
            // Fechamento do contator do boost 2 (ativo baixo)
            rele_boost2 = 0;
        }

        // Libera a operação (já sincronizado)
        if (contador_sync_segundo == 25)
        {
            Sincronismo = 1;
            injecao_de_corrente = 1;
            contador_sincronismo = 0;
            flag_init_pwm = 0;
        }
    }
}
else
{
    PS_StopPwm(4); // Parada do PWM 4 - ISB
    Sincronismo = 0; // Perda de sincronismo
    injecao_de_corrente = 0; // Parada de operação do ISB
    contador_sincronismo = 0; // Reset de variável
    contador_sync_segundo = 0; // Reset de variável
    flag_teste = 1; // Flag de teste
    flag_init_pwm = 0; // Flag de auxílio
}
}

// INVERSOR SOLAR BIDIRECIONAL (ISB)
if (PROTECAO == 0)
{
    // Habilita operação do ISB
    if (start_inversor == 1)
    {
        // Verificação de sincronismo com a rede elétrica
        if (Sincronismo == 1)
        {
            // Verificação de injeção de corrente na rede elétrica
            if (injecao_de_corrente == 1)
            {
                // CONTROLE DE TENSÃO - ISB

                // Atualização do valor de erro 2
                erro_V_inversor_ant_2 = erro_V_inversor_ant_1;
                // Atualização do valor de erro 1
                erro_V_inversor_ant_1 = erro_V_inversor;
                // Cálculo do erro atual de Tensão
                erro_V_inversor = V_atual_LINK - V_referencia_link;
                // Atualização do valor de ação 2
                Acao_V_inversor_ant_2 = Acao_V_inversor_ant_1;
                // Atualização do valor de ação 1
                Acao_V_inversor_ant_1 = Acao_V_inversor;
            }
        }
    }
}

```

```

if (controle_pre_carga == 0)
{
    // EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS PARA O CONTROLE DE TENSÃO DO
    // BARRAMENTO CC - 1ª ORDEM
    Acao_V_inversor = -
    a1_PI_V*Acao_V_inversor_ant_1 +
    b0_PI_V*erro_V_inversor +
    b1_PI_V*erro_V_inversor_ant_1;
}
if (controle_pre_carga == 1)
{
    // EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS PARA O CONTROLE DE PRÉ-CARGA
    // - 1ª ORDEM
    Acao_V_inversor = -
    a1_pre_carga*Acao_V_inversor_ant_1 +
    b0_pre_carga*erro_V_inversor +
    b1_pre_carga*erro_V_inversor_ant_1;
}

// ATUALIZAÇÃO DO VALOR DE PICO DE CORRENTE A SER
// INJETADO NA REDE ELÉTRICA (AÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO)
Pico_I_inversor = Acao_V_inversor;

// CONTROLE DE CORRENTE - ISB

// Redundância para o fechamento do contator da rede
// elétrica
rele_rede = 0;
// Onda em fase com a rede e pico definido pelo
// controle de tensão
Iref_REDE = Pico_I_inversor*yd;
// Atualização do valor de erro 2
erro_I_inversor_ant_2 =
erro_I_inversor_ant_1;
// Atualização do valor de erro 1
erro_I_inversor_ant_1 = erro_I_inversor;
// Erro atual de corrente
erro_I_inversor = Iref_REDE - Iatual_REDE;
// Atualização do valor de ação 2 (ressonante)
Acao_I_inversor_ant_2_RES =
Acao_I_inversor_ant_1_RES;
// Atualização do valor de ação 1 (ressonante)
Acao_I_inversor_ant_1_RES =
Acao_I_inversor_RES;
// Atualização do valor de ação 2 (proporcional)
Acao_I_inversor_ant_2_PROP =
Acao_I_inversor_ant_1_PROP;
// Atualização do valor de ação 1 (proporcional)
Acao_I_inversor_ant_1_PROP =
Acao_I_inversor_PROP;
// Atualização do valor de ação 2 (HC 3)
Acao_ant_2_HC_3 = Acao_ant_1_HC_3;
// Atualização do valor de ação 1 (HC 3)
Acao_ant_1_HC_3 = Acao_HC_3;
// Atualização do valor de ação 2 (HC 5)
Acao_ant_2_HC_5 = Acao_ant_1_HC_5;

// Atualização do valor de ação 1 (HC 5)
Acao_ant_1_HC_5 = Acao_HC_5;
// Atualização do valor de ação 2 (HC 7)

```



```
Acao_ant_2_HC_7 = Acao_ant_1_HC_7;
// Atualização do valor de ação 1 (HC 7)
Acao_ant_1_HC_7 = Acao_HC_7;

// EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS PARA O CONTROLE DE CORRENTE
(RESSONANTE)
Acao_I_inversor_RES = -
(a2_Ki*Acao_I_inversor_ant_2_RES) -
(a1_Ki*Acao_I_inversor_ant_1_RES) +
(b0_Ki*erro_I_inversor) +
(b1_Ki*erro_I_inversor_ant_1) +
(b2_Ki*erro_I_inversor_ant_2);

// EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS PARA O CONTROLE DE CORRENTE
(PROPORCIONAL)
Acao_I_inversor_PROP = -
(a1_Kp*Acao_I_inversor_ant_1_PROP) +
(b0_Kp*erro_I_inversor) +
(b1_Kp*erro_I_inversor_ant_1);

// EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS PARA O CONTROLE DE CORRENTE
(HC 3)
Acao_HC_3 = -(a2_HC_3*Acao_ant_2_HC_3) -
(a1_HC_3*Acao_ant_1_HC_3) +
(b0_HC_3*erro_I_inversor) +
(b1_HC_3*erro_I_inversor_ant_1) +
(b2_HC_3*erro_I_inversor_ant_2);

// EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS PARA O CONTROLE DE CORRENTE
(HC 5)
Acao_HC_5 = -(a2_HC_5*Acao_ant_2_HC_5) -
(a1_HC_5*Acao_ant_1_HC_5) +
(b0_HC_5*erro_I_inversor) +
(b1_HC_5*erro_I_inversor_ant_1) +
(b2_HC_5*erro_I_inversor_ant_2);

// EQUAÇÃO DE DIFERENÇAS PARA O CONTROLE DE CORRENTE
(HC 7)
Acao_HC_7 = -(a2_HC_7*Acao_ant_2_HC_7) -
(a1_HC_7*Acao_ant_1_HC_7) +
(b0_HC_7*erro_I_inversor) +
(b1_HC_7*erro_I_inversor_ant_1) +
(b2_HC_7*erro_I_inversor_ant_2);

// ATUALIZAÇÃO DO VALOR DE AÇÃO DO CONTROLE DE
CORRENTE (P + RES)
Acao_I_inversor = Acao_I_inversor_RES +
Acao_I_inversor_PROP + Acao_HC_3 +
Acao_HC_5 + Acao_HC_7;

// DESACOPLAMENTO COM A REDE ELÉTRICA (REALIMENTAÇÃO
FEED-FORWARD)
Acao_I_desacoplada = Acao_I_inversor +
Vatual_REDE;

// ATENUAÇÃO PARA PROJETO DE GANHO NAS DIMENSÕES REAIS

// 1 dividido por 400
D_inversor = Acao_I_desacoplada*(0.0025);
```

```

// LIMITADOR DE RAZÃO CÍCLICA
if (D_inversor >= D_inversor_max)
{
    D_inversor = D_inversor_max;
}
if (D_inversor <= D_inversor_min)
{
    D_inversor = D_inversor_min;
}
D_chave_inversor = D_inversor;

// Inicialização do chaveamento na primeira
interrupção com sincronismo
if (flag_init_pwm == 0)
{
    PS_StartPwm(4); // Habilita PWM 4 ISB
    flag_init_pwm = 1; // Flag de auxílio
}
}

Else // Perda de sincronismo com a rede elétrica
{
    injecao_de_corrente = 0; // Desabilita a injeção de
                             corrente na rede elétrica
    Sincronismo = 0;
    PS_StopPwm(4); // Parada do PWM 4 - ISB
}
}
rele_carga_link = 0;

// PROTEÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA
// BOOST MULTISTRING

// Condição de sobrecorrente no boost 1
if ((Iatual1 >= Imax) && (Capacitor_Carregado == 1))
{
    PROTECAO = 1;
}

// Condição de sobrecorrente no boost 2
if ((Iatual2 >= Imax) && (Capacitor_Carregado == 1))
{
    contador_protecao_I_b2 = contador_protecao_I_b2 + 1;
    if (contador_protecao_I_b2 >= 5) // Evita que ruídos acionem a proteção
    {
        PROTECAO = 1; // Aciona a proteção
        contador_protecao_I_b2 = 0;
    }
}
else
{
    if (contador_protecao_I_b2 > 0)
    {
        contador_protecao_I_b2 = contador_protecao_I_b2 - 1;
    }
}

```

```

    }

    // INVERSOR SOLAR BIDIRECIONAL (ISB)

    if (parada_auxiliar == 1)           // Implementação da parada auxiliar para
                                        // efetuação de testes no protótipo
    {
        PS_StopPwm(4);                 // Parada do PWM 4 - ISB
        rele_rede = 1;                 // Abre contator da rede elétrica
        Sincronismo = 0;               // Reinicia sincronismo
        injecao_de_corrente = 0;       // Parada da injeção de corrente
    }
    if (Iatual_REDE >= Imax_inversor)    // Proteção contra sobrecorrente na
                                        // rede (curto-circuito)
    {
        contador_protecao_I_rede = contador_protecao_I_rede + 1;
        if (contador_protecao_I_rede >= 5) // Evita que ruídos acionem a
                                        // proteção
        {
            PROTECAO = 1;              // Aciona a proteção
            Protecao_I_REDE = 1;
            contador_protecao_I_rede = 0;
        }
    }
    else
    {
        if (contador_protecao_I_rede > 0)
        {
            contador_protecao_I_rede = contador_protecao_I_rede - 1;
        }
    }

    if (Vatual_LINK >= Vmax_LINK)        // Proteção contra sobretensão - barramento CC
    {
        contador_protecao_V_link = contador_protecao_V_link + 1;
        if (contador_protecao_V_link >= 5) // Evita que ruídos acionem a
                                        // proteção
        {
            PROTECAO = 1;              // Aciona a proteção
            contador_protecao_V_link = 0;
        }
    }
    else
    {
        if (contador_protecao_V_link > 0)
        {
            contador_protecao_V_link = contador_protecao_V_link - 1;
        }
    }
    if (PROTECAO == 1)
    {
        PS_StopPwm(4);                 // Parada do PWM 4 - ISB
        PS_StopPwm(1);                 // Parada do PWM 1 - boost 1
        PS_StopPwm(2);                 // Parada do PWM 2 - boost 2
        rele_boost1 = 1;               // Abre contator do boost 1
    }

```

```

        rele_boost2 = 1;    // Abre contator do boost 2
        rele_pre_carga_link = 1; // Abre contator de pré-carga
        rele_carga_link = 1;    // Abre contator da carga do barramento
        rele_rede = 1;          // Abre contator da rede elétrica
        injecao_de_corrente = 0; // Parada da injeção de corrente
        Sincronismo = 0;        // Reinicia o sincronismo
        Liga_Aquisicao = 0;      // Desliga a aquisição do sistema
        start_inversor = 0;     // Interrompe ação do ISB
        start_boost = 0;        // Interrompe ação dos conversores boost
    }
    fCCS = D_chave1;            // Saída da razão cíclica do boost 1
    fCCS_1 = D_chave2;          // Saída da razão cíclica do boost 2
    fCCS_2 = rele_boost1;       // Saída para o contator do boost 1
    fCCS_3 = rele_boost2;       // Saída para o contator do boost 2
    fCCS_4 = rele_pre_carga_link; // Saída para o contator de pré-carga
    fCCS_5 = rele_carga_link;    // Saída para o contator de carga CC
    fCCS_6 = rele_rede;         // Saída para o contator da rede elétrica
    fCCS_7 = D_chave_inversor;  // Saída da razão cíclica do inversor
}
PS_SetPwm1Rate(fCCS);          // Definição da razão cíclica para o PWM 1 - boost 1
PS_SetPwm2Rate(fCCS_1);        // Definição da razão cíclica para o PWM 1 - boost 2
PS_SetPwm4Rate(fCCS_7);        // Definição da razão cíclica para o PWM 4 - ISB

// DEFINIÇÃO DAS SAÍDAS PARA OS CONTADORES
(fCCS_2 == 0) ? PS_ClearDigitOutBitC((Uint32)1 << (87 - 64)) :
PS_SetDigitOutBitC((Uint32)1 << (87 - 64));
(fCCS_3 == 0) ? PS_ClearDigitOutBitA((Uint32)1 << 12) :
PS_SetDigitOutBitA((Uint32)1 << 12);
(fCCS_4 == 0) ? PS_ClearDigitOutBitA((Uint32)1 << 20) :
PS_SetDigitOutBitA((Uint32)1 << 20);
(fCCS_5 == 0) ? PS_ClearDigitOutBitA((Uint32)1 << 24) :
PS_SetDigitOutBitA((Uint32)1 << 24);
(fCCS_6 == 0) ? PS_ClearDigitOutBitA((Uint32)1 << 10) :
PS_SetDigitOutBitA((Uint32)1 << 10);
(fCCS_8 == 0) ? PS_ClearDigitOutBitB((Uint32)1 << (58 - 32)) :
PS_SetDigitOutBitB((Uint32)1 << (58 - 32));
PS_ExitPwm1General();
}

void Initialize(void)    // Função de inicialização do DSP 28335
{
    // INICIALIZAÇÃO DO SISTEMA
    PS_SysInit(30, 10);
    PS_StartStopPwmClock(0);
    PS_InitTimer(0, 0xffffffff);

    // INICIALIZAÇÃO DOS PWM 1, 2 E 4
    PS_InitPwm(1, 0, 25000*1, 0*1e6, PWM_TWO_OUT, 34308); // pwnNo, waveType,
    frequency, deadtime, outtype, 34308
    PS_SetPwmPeakOffset(1, 1, 0, 1.0/1);
    PS_SetPwmIntrType(1, ePwmIntrAdc, 1, 0);
    PS_SetPwmVector(1, ePwmIntrAdc, Task);
    PS_SetPwm1Rate(0);
    PS_StopPwm(1);
    PS_InitPwm(2, 0, 25000*1, 0*1e6, PWM_TWO_OUT, 34308); // pwnNo, waveType,
    frequency, deadtime, outtype

```



```

    PS_SetPwmPeakOffset(2, 1, 0, 1.0/1);
    PS_SetPwmIntrType(2, ePwmNoAdc, 1, 0);
    PS_SetPwm2Rate(0);
    PS_StopPwm(2);

    PS_InitPwm(4, 1, 25000*1, (700e-9)*1e6, PWM_TWO_OUT, 42497); // pwnNo,
    waveType, frequency, deadtime, outtype 42497 34308
    PS_SetPwmPeakOffset(4, 2, (-1), 1.0/2);
    PS_SetPwmIntrType(4, ePwmNoAdc, 1, 0);
    PS_SetPwm4Rate(0);
    PS_StopPwm(4);

    // INICIALIZAÇÃO DO SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS
    PS_ResetAdcConvSeq();
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 0, 1.0);
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 1, 1.0);
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 2, 1.0);
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 3, 1.0);
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 8, 1.0);
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 9, 1.0);
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 10, 1.0);
    PS_SetAdcConvSeq(eAdcCascade, 11, 1.0);
    PS_AdcInit(1, !2);

    // CONFIGURAÇÃO DAS SAÍDAS DIGITAIS DO DSP
    PS_InitDigitOut(87);
    PS_InitDigitOut(12);
    PS_InitDigitOut(20);
    PS_InitDigitOut(24);
    PS_InitDigitOut(10);
    PS_InitDigitOut(58);

    PS_StartStopPwmClock(1);
}

void main() // Função de comando principal (loop infinito - sem ação)
{
    Initialize();
    PS_EnableIntr(); // Enable Global interrupt INTM
    PS_EnableDbgm();
    for (;;) {
    }
}

```