

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

Renan Diego de Oliveira Reiter

ANÁLISE E PROJETO DE CONVERSORES ESTÁTICOS PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS

Santa Maria, RS

2016

Renan Diego de Oliveira Reiter

**ANÁLISE E PROJETO DE CONVERSORES ESTÁTICOS PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS**

Tese de Doutorado apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Leandro Michels

Santa Maria, RS

2016

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Reiter, Renan Diego de Oliveira
Análise e Projeto de Conversores Estáticos para
Sistemas Fotovoltaicos Parcialmente Sombreados / Renan
Diego de Oliveira Reiter.- 2016.
199 p.; 30 cm

Orientador: Leandro Michels
Coorientador: Hélio Leães Hey
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2016


1. Energia fotovoltaica 2. Arquitetura híbrida 3.
Conversores estáticos 4. Sombreamento parcial I.
Michels, Leandro II. Hey, Hélio Leães III. Título.

Renan Diego de Oliveira Reiter

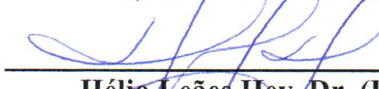
**ANÁLISE E PROJETO DE CONVERSORES ESTÁTICOS PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS**

Tese apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica.**

Aprovado em 29 de agosto de 2016:




Leandro Michels, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)




Hélio Leães Hey, Dr. (UFSM)
(Coorientador)




Sérgio Vidal Garcia Oliveira, Dr. (UDESC)



Francisco de Assis dos Santos Neves, Dr. (UFPE)



Isis Portolan dos Santos, Dra. (UFSM)



Mário Lúcio da Silva Martins, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2016

RESUMO

ANÁLISE E PROJETO DE CONVERSORES ESTÁTICOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS

AUTOR: RENAN DIEGO DE OLIVEIRA REITER

ORIENTADOR: LEANDRO MICHELS

Este trabalho apresenta um estudo e análise de sistemas fotovoltaicos que apresentam redução da produção de energia devido ao sombreamento parcial em módulos fotovoltaicos. Para mitigar este problema, é proposta uma nova arquitetura de sistemas fotovoltaicos denominada *arquitetura híbrida*. Nessa arquitetura, o sistema é separado em um arranjo de módulos que podem ser parcialmente ou totalmente sombreados e outro com módulos não-sombreados. Os módulos do arranjo passíveis de sombreamento são conectados em paralelo entre si para se maximizar sua produção de energia, enquanto que os módulos não-sombreados são arranjados em série. Um conversor CC-CC é empregado junto ao arranjo dos módulos passíveis de sombreamento para extração da máxima potência desse arranjo, para compatibilizar a tensão de operação dos dois arranjos, e para garantir que durante a operação conjunta, o arranjo que nunca é sombreado opere no ponto de máxima potência. Adicionalmente, obtém-se a modelagem de pequenos sinais do conversor CC-CC através da modelagem generalizada, com a inclusão da dinâmica de um arranjo fotovoltaico através de um modelo equivalente aproximado por uma fonte de tensão em série com uma resistência, e linearizado para diversos pontos da curva do painel. Como proposta de sistema de controle desse conversor, utiliza-se um controlador baseado no princípio do modelo interno, como o ressonante, cujo objetivo é, além de eliminar a ondulação em baixa frequência presente na entrada dos painéis para reduzir as perdas do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência, também possibilitar a redução da capacitância do barramento CC de inversores de duplo estágio. Sistemas fotovoltaicos sombreados apresentam maior complexidade para se prever a produção de energia. Isso ocorre pois existem diversas configurações para se conectar os módulos fotovoltaicos entre si, cujo impacto resulta em diferentes valores da energia gerada. Por consequência, uma metodologia generalizada de previsão da produção de energia que utilize apenas a área sombreada dos módulos como fator de análise pode ser pouco precisa. Com base nisso, uma nova metodologia para previsão da produção de energia em sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados é apresentada. O método proposto consiste em identificar os módulos sombreados em cada hora, quantificar a irradiação horária incidente em todos os módulos, analisar a configuração elétrica do arranjo e, a partir disso, calcular a energia produzida. Por fim são apresentados resultados de simulação e experimentais que validam a utilização da arquitetura híbrida em sistemas fotovoltaicos que apresentam condições de sombreamento parcial.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Arquitetura híbrida. Conversores estáticos. Sombreamento parcial.

ABSTRACT

ANALYSIS AND DESIGN OF POWER CONVERTERS APPLIED TO PHOTOVOLTAIC SYSTEMS PARTIALLY SHADED

AUTHOR: RENAN DIEGO DE OLIVEIRA REITER
ADVISOR: LEANDRO MICHELS

This work presents a study and analysis of photovoltaic systems subject to partial shading, where the main consequence is the reduction of its energy production. To mitigate this problem, it is proposed a new photovoltaic architecture known as hybrid architecture. In this architecture, the system is separated into arrays that can be partially or completely shaded with other arrays that are not shaded. The partially shaded modules are connected in parallel to maximize its energy production, while unshaded ones are connected in series. A dc-dc converter is used with the array with the modules subject to partial shading for maximum power extraction of this array, to match the operating voltage of both arrays, and to ensure that during its operation, the unshaded array operates in maximum power point. Additionally, it is presented the small signal modeling of the dc-dc converter through the generalized modeling technique, with the inclusion of the dynamic of a photovoltaic array through an equivalent approximate model by a voltage source with a series resistance, and linearized for different curve points of the photovoltaic module. The proposed control system for this converter uses a controller based on the internal model principle, as the resonant one, whose objective is, besides eliminating the low frequency ripple at the input of photovoltaic module to reduce the losses of the maximum power point tracking algorithm, also reduce the dc-bus capacitance in dual-stage photovoltaic inverters. Shaded photovoltaic systems present higher complexity to predict its energy production. This is because there are different configurations to connect photovoltaic modules among each other, which results in different values of generated power. Consequently, a general methodology of energy production forecast that uses only the shaded area of the modules as a factor of analysis can be imprecise. Based on this, a new methodology for energy production forecast in partially shaded photovoltaic systems is presented. The proposed method consists in identifying the shaded modules in each time, to quantify the hourly irradiation incident on all modules, analyze the electrical configuration of the array and, from that, calculate the produced energy. At the end are presented simulation and experimental results that validate the use of hybrid architecture in photovoltaic systems that present partial shading conditions.

Key words: Photovoltaic energy. Hybrid architecture. Static Converters. Partial shading.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Análise comparativa da capacidade de geração de energia por m ² entre a cana-de-açúcar e sistemas fotovoltaicos	25
Figura 2 – Sistema fotovoltaico com arquitetura híbrida	30
Figura 3 – Curvas características de um arranjo fotovoltaico. (a) Curva corrente versus tensão. (b) Curva potência versus tensão	35
Figura 4 – Módulos fotovoltaicos em condições de sombreamento parcial.....	37
Figura 5 – Curva corrente vs. tensão de uma célula fotovoltaica operando na região com polaridade reversa	37
Figura 6 – Diodo de <i>bypass</i> em paralelo com células fotovoltaicas sombreadas.....	38
Figura 7 – Curva potência versus tensão de um arranjo fotovoltaico em condições de sombreamento parcial	39
Figura 8 – Curva de potência vs. tensão. (a) Linha de carga e curva de potência com e sem sombreamento parcial. (b) Rastreamento do máximo global com função linear	42
Figura 9 – Configurações de arranjos fotovoltaicos para reduzir o impacto do sombreamento parcial na produção de energia. (a) 6x4 SP. (b) 6x4 TCT. (c) 6x4 BL	44
Figura 10 – Arquiteturas de sistemas fotovoltaicos. (a) Centralizado. (b) Micro-conversores conectados em série. (c) Micro-conversores conectados em paralelo. (d) Micro-inversores	45
Figura 11 – Conversor diodo-grampeado cinco níveis conectado à três arranjos FV	47
Figura 12 – Efeito do incremento de tensão em uma fileira de módulos fotovoltaicos. (a) Sem injeção de tensão. (b) Com injeção de tensão	48
Figura 13 – Circuito para permitir o alinhamento de uma fileira de módulos sombreada a uma não sombreada com a injeção de tensão	49
Figura 14 – Circuito de injeção de tensão para desativar módulos sombreados	50
Figura 15 – Conversor <i>boost</i> com múltiplas entradas	51
Figura 16 – <i>Boost converter with a voltage multiplier cell</i> (BC-VMC).....	51
Figura 17 – Arquitetura híbrida	52
Figura 18 – Arquitetura híbrida. (a) Sistema de controle. (b) Modelo equivalente do painel fotovoltaico	54
Figura 19 – Representação do circuito elétrico da arquitetura híbrida. (a) Representação simplificada. (b) Circuito incluindo o modelo do conversor e módulos. (c) Circuito equivalente Norton. (d) Circuito equivalente Thevenin	55
Figura 20 – High step-up active-clamp converter with input-current doubler and output-voltage doubler (HS-AC-ICD-OVD).....	58
Figura 21 – Conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD	59
Figura 22 – Comando das chaves do conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD	59
Figura 23 – Etapas de operação do conversor CC-CC. (a) Etapa 1. (b) Etapa 2. (c) Etapa 3. (d) Etapa 4. (e) Etapa 5. (f) Etapa 6	60
Figura 24 – Modelo do painel FV linearizado.....	70
Figura 25 – Diagrama de Bode da planta com variação paramétrica. (a) Variação em C_{dc} . (b) Variação em L_{lk} . (c) Variação em r_1r_2	72
Figura 26 – Resultados experimentais. (a) Perturbação para ponto A. (b) Perturbação para ponto B. (c) Perturbação para ponto C.....	75

Figura 27 – Resultados experimentais com bateria como fonte de entrada. (a) Variação paramétrica de L_{lk} . (b) Variação paramétrica de C_{dc} . (c) Resposta ao degrau da corrente de entrada.....	76
Figura 28 – Diagrama de Bode em laço aberto considerando configuração série de painéis FV	79
Figura 29 – Diagrama de Bode em laço aberto considerando configuração paralelo de painéis FV	79
Figura 30 – Gráfico da eficiência MPPT do arranjo série em função da ondulação do barramento CC	82
Figura 31 – Gráfico da eficiência do sistema FV utilizando arquitetura híbrida em função da configuração do arranjo	83
Figura 32 – Diagrama de blocos do conversor CC-CC TDIHF.....	84
Figura 33 – Sinal da portadora triangular, sinais PWM e instantes de amostragem/atualização.	88
Figura 34 – (a) Diagrama de Bode em laço aberto da malha de corrente considerando atraso de transporte $T_s / 3$. (b) Mapeamento de polos e zeros da FT malha fechada da corrente com variação paramétrica de L , n , e V_{dc} considerando atraso de transporte de $T_s / 3$. (c) Mapeamento de polos e zeros da FT malha fechada da corrente com variação paramétrica de L , n , e V_{dc} considerando atraso de transporte de T_s	91
Figura 35 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 70 \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res	95
Figura 36 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 100 \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res	96
Figura 37 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 330 \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res.	97
Figura 38 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 660 \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res	98
Figura 39 – Sistema fotovoltaico empregado para a Simulação I.....	102
Figura 40 – Resultados da Simulação I com degrau reduzindo a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo II. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	104
Figura 41 – Resultados da Simulação I com degrau reduzindo a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	105
Figura 42 – Resultados da Simulação I com degrau aumentando a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	106
Figura 43 – Resultados da Simulação I com degrau aumentando a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	107
Figura 44 – Sistema fotovoltaico empregado para simulação II.....	108
Figura 45 – Resultados da Simulação II com degrau reduzindo a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo II. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	109

Figura 46 – Resultados da Simulação II com degrau reduzindo a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	110
Figura 47 – Resultados da Simulação II com degrau aumentando a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo II. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	111
Figura 48 – Resultados da Simulação II com degrau aumentando a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.	112
Figura 49 – Painéis utilizados no ensaio experimental da arquitetura híbrida	113
Figura 50 – Protótipo do conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD	114
Figura 51 – Montagem experimental da arquitetura híbrida. (a) diagrama esquemático. (b) foto da montagem.....	115
Figura 52 – Ensaio com painéis FV operando sem sombreamento em regime permanente. (a) Tela de monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....	117
Figura 53 – Degrão de referência de corrente positiva com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....	118
Figura 54 – Degrão de referência de corrente negativa com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....	119
Figura 55 – Degrão de referência de 0 A para valor nominal com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (b) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (c) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)	121
Figura 56 – Degrão de referência de valor nominal para 0 A com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (b) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro),	

	Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (c) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....	122
Figura 57 – Ilustração da declinação solar máxima e mínima. (a) Inverno no HS. (b) Verão no HS		130
Figura 58 – Radiação solar direta, difusa e refletida em uma superfície inclinada		133
Figura 59 – Representação Gráfica (a) Visão isométrica. (b) Visão superior		134
Figura 60 – Dados de entrada. (a) Constantes. (b) Variáveis		140
Figura 61 – Diagrama de blocos da metodologia para estimar a irradiância, potência e temperatura de módulos fotovoltaicos não sombreados		141
Figura 62 – Sistema de validação experimental da potência instantânea produzida. (a) Aparato para execução dos ensaios. (b) Equipamento portátil de testes.....		142
Figura 63 – Diagrama do estimador de dias ensolarados e nublados para cada mês do ano		145
Figura 64 – Curva irradiância solar para um dia ensolarado de referência.....		146
Figura 65 – Curva de irradiância para cada dia do mês de janeiro em Santa Maria (INMET, 2013).....		147
Figura 66 – Diagrama estimador de irradiância incidente sobre módulos fotovoltaicos em dias ensolarados e nublados		148
Figura 67 – Diagrama estimador da energia total gerada por sistemas fotovoltaicos sombreados.....		149
Figura 68 – Local utilizado como referência na simulação do sistema fotovoltaico. (a) Vista isométrica. (b) Vista superior. (c) Vista frontal		151
Figura 69 – Configuração 1		153
Figura 70 – Configuração 2		154
Figura 71 – Obstáculo para sombreamento parcial em arranjo série e paralelo		157
Figura 72 – Arranjo série sem sombreamento parcial		158
Figura 73 – Protótipo desenvolvido para obter dados de tensão e corrente dos três arranjos fotovoltaicos		158
Figura 74 – Diagrama esquemático do protótipo para coleta de dados dos arranjos FV.....		159
Figura 75 – Curva potência versus tensão. (a) 15:30 h. (b) 13:00 h. (c) 17:00 h. (d) 8:00 h.....		160
Figura 76 – Arranjo série parcialmente sombreado		161
Figura 77 – Arranjo paralelo parcialmente sombreado.....		161
Figura 78 – Arranjo série sem sombreamento		162
Figura 79 – Ensaio com painéis FV em série com sombreamento, e operando em regime permanente. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)		163
Figura 80 – Degrau de referência de corrente positiva com painéis FV em série, e operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo		

	FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....	165
Figura 81 – Degrau de referência de corrente negativa com painéis FV em série, e operando com sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....		166
Figura 82 – Ensaio com painéis FV em paralelo com sombreamento, e operando em regime permanente. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....		168
Figura 83 – Degrau de referência de corrente positiva com painéis FV em paralelo, e operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....		169
Figura 84 – Degrau de referência de corrente negativa com painéis FV em paralelo operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro).....		170
Figura 85 – Distribuição percentual do desvio azimutal da água do telhado sem sombreamento.....		177
Figura 86 – Potencial de um sistema fotovoltaico sem aterramento funcional.....		180
Figura 87 – Aterramento funcional do terminal negativo do sistema fotovoltaico.....		180

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre diferentes técnicas MPPT	36
Tabela 2 – Comparação entre diferentes técnicas MPPT para encontrar o máximo global	40
Tabela 3 – Especificações do conversor CC-CC	70
Tabela 4 – Modelo equivalente	70
Tabela 5 – Variação paramétrica de C_{dc} e L_{lk}	72
Tabela 6 – Variação paramétrica de r_1 e r_2	72
Tabela 7 – Resultados experimentais	75
Tabela 8 – Resultados experimentais	77
Tabela 9 – Especificações do controlador do conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD	78
Tabela 10 – Especificações do conversor CC-CC TDIHF	86
Tabela 11 – Parâmetros do conversor CC-CC TDIHF	86
Tabela 12 – Especificações do controlador do conversor CC-CC	87
Tabela 13 – Análise comparativa dos resultados experimentais do teste B	98
Tabela 14 – Parâmetros utilizados na Simulação I e II	102
Tabela 15 – Elementos medidos no Yokogawa	115
Tabela 16 – Comparação entre casos I, II e III para ensaio com painel sem sombreamento	120
Tabela 17 – Potências do ensaio 5.2.2	122
Tabela 18 – Dia médio recomendado para cada mês do ano	140
Tabela 19 – Comparação entre a medição e a estimação pelo modelo proposto da potência instantânea para um módulo fotovoltaico de silício cristalino	143
Tabela 20 – Média mensal de dias ensolarados e nublados em Santa Maria, RS	146
Tabela 21 – Descrição dos dados do exemplo da simulação	152
Tabela 22 – Sombreamento dos módulos fotovoltaicos do arranjo analisado	155
Tabela 23 – Energia gerada para a configuração 1	156
Tabela 24 – Energia gerada para a configuração 2	156
Tabela 25 – Razão entre energia gerada na configuração 1 e 2	157
Tabela 26 – Comparação entre casos I, II e III para ensaio com painel em série com sombreamento	167
Tabela 27 – Comparação entre caso I, II e III para ensaio com painel em série com sombreamento	171
Tabela 28 – Irradiância global na horizontal (W/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e velocidade do vento (m/s) para média mensal	181
Tabela 29 – Irradiância global na horizontal (W/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e velocidade do vento (m/s) para dias ensolarados	182
Tabela 30 – Irradiância global na horizontal (W/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e velocidade do vento (m/s) para dias nublados	183
Tabela 31 – Irradiância total média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^{\circ}C$) mensal nos dias ensolarado	185
Tabela 32 – Irradiância difusa média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^{\circ}C$) mensal nos dias ensolarado	186
Tabela 33 – Irradiância total média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^{\circ}C$) mensal nos dias nublados	187
Tabela 34 – Irradiância difusa média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^{\circ}C$) mensal nos dias nublados	188
Tabela 35 – Irradiância total (W/m^2) e temperatura do módulo ($^{\circ}C$) mensal para um dia médio	189

Tabela 36 – Irradiância difusa (W/m^2) e temperatura do módulo ($^{\circ}C$) mensal para um dia médio	190
---	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC-NPIO-ZVS-PWM	<i>Active clamping non-pulsating input and output current zero voltage switching pulse width modulation</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC-VMC	<i>Boost Converter With a Voltage Multiplier Cell</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
BL	<i>Bridge-Link</i> (Configuração de arranjo FV)
CC-CA	Conversor estático que converte uma entrada em corrente contínua para uma saída em corrente alternada
CC-CC	Conversor estático que converte uma entrada em corrente contínua para uma saída em corrente contínua
CGC	Circuito de Controle de Geração
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
DC	Direct Current (Corrente contínua)
EHS-IDCC-CAC	<i>Efficient high-step-up interleaved dc-dc converter with a common active clamp</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
FB-ZVS-PWM-PS	<i>Full-bridge zero voltage switching pulse width modulation phase shift</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
<i>Forward ZVS-PWM</i>	<i>Forward zero voltage switching pulse width modulation</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
FV	Fotovoltaico (o mesmo que PV)
HB-ZVS-PWM	<i>Half-bridge zero voltage switching pulse width modulation</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
HN	Hemisfério Norte
HS	Hemisfério Sul
HS-AC-ICD-OVD	<i>High step-up active-clamp converter with input-current doubler and output-voltage doubler</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
I	Corrente
IncCond	Condutância Incremental (Algoritmo MPPT)
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Internacional de Eletrotécnica)
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i> (Transistor de Efeito de Campo Metal-Óxido Semiconductor)
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (Ponto de Máxima Potência)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Algoritmo de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
NBR	Denominação de normas da ABNT
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energias Renováveis)
NTC	<i>Negative Temperature Coefficient</i> (Sensor de temperatura de coeficiente negativo)
P&O	Perturbação e Observação (Algoritmo MPPT)

PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i> (Algoritmo MPPT)
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
RS	Estado do Rio Grande do Sul
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SP	Série Vs. Paralelo (Configuração de arranjo FV)
TCT	<i>Total-Cross-Tie</i> (Configuração de arranjo FV)
TDIHF	Conversor Trifásico CC-CC Isolado em Alta Frequência
TL-ZVS-PWM-NPC	<i>Three level zero voltage switching pulse width modulation neutral point clamped</i> (Conversor CC-CC de alto ganho)
V	Tensão
ZVS	<i>Zero Voltage Switching</i> (Comutação sob tensão nula)

LISTA DE SÍMBOLOS

A_{pv}	Área de células do módulo
b_o	Coefficiente de reflexão do vidro dos módulos fotovoltaicos
C_{in1}	Capacitor de entrada 1
C_{in2}	Capacitor de entrada 2
CL	Grupo de dados associados aos dados climáticos locais
$d_{clim}(\text{dia,hora})$	Dados climáticos variáveis de hora em hora para um dia de referência
dn	Dia do ano
D_{g1}	Diodo grampeador de tensão 1
D_{g2}	Diodo grampeador de tensão 2
DH	Grupo de dados associados ao movimento do Sol
dt	Ajuste de hora para horário de verão
E	Equação do tempo em horas
\hat{E}_{anual}	Energia média anual
\hat{E}_{anual_total}	Previsão da energia anual geradas por sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados
E_o	Fator de correção da excentricidade da órbita terrestre
f_{rfl}	Fator de reflexão dos módulos fotovoltaicos
GMT	Ajuste de horas em graus dependendo do fuso horário
hl	Hora local
I_d	Corrente do barramento CC
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
I_n	Corrente da fileira
i	Irradiância global na horizontal
$i_{(dn,12)}$	Irradiância global horizontal ao meio dia solar
\hat{i}_{dia_med}	Irradiância global na horizontal representando um dia médio
\hat{i}_{dia_nub}	Irradiância global na horizontal representando um dia nublado
\hat{i}_{dia_sol}	Irradiância global na horizontal representando um dia ensolarado
\hat{i}_{dif}	Irradiância difusa
$\hat{i}_{dif\ pv}$	Irradiância difusa incidente sobre o módulo fotovoltaico
$\hat{i}_{dif\ pv_nub}$	Irradiância difusa incidente sobre o módulo fotovoltaico para dias nublados
$\hat{i}_{dif\ pv_sol}$	Irradiância difusa incidente sobre o módulo fotovoltaico para dias ensolarados
\hat{i}_{dir}	Irradiância direta
$\hat{i}_{dir\ pv}$	Irradiância direta incidente sobre o módulo fotovoltaico
i_o	Irradiância extraterrestre em uma superfície normal
\hat{i}_{pv}	Irradiância total sobre o módulo fotovoltaico
\hat{i}_{pv_nub}	Irradiância total sobre o módulo fotovoltaico para dias nublados
\hat{i}_{pv_sol}	Irradiância total sobre o módulo fotovoltaico para dias ensolarados
$\hat{i}_{rfl\ pv}$	Irradiância refletida incidente sobre o módulo fotovoltaico
k_t	Índice de limpidez atmosférica
K_{pv}	Coefficiente de perda de potência em função da temperatura
L_{in}	Indutor de entrada
LOC	Grupo de dados da localização geográfica do sistema fotovoltaico
L_r	Indutor ressonante
L_{sh}	Fator de perda por sombreamento
lst	Hora solar em graus

m	Número de módulos fotovoltaicos na fileira
n	<i>Eficiência</i>
MOD	Grupo de dados relacionados ao módulo fotovoltaico
$n_{mês}$	Número de dias de cada mês
n_{nub}	Número de dias nublados
n_{sol}	Número de dias ensolarados
η_{pv}	Eficiência dos módulos fotovoltaicos
$\hat{P}_{i,j}$	Estimativa da potência média gerada
POS	Grupo de dados do posicionamento do arranjo fotovoltaico
\hat{P}_{pv}	Potência gerada pelo módulo fotovoltaico
\hat{P}_{pv_nub}	Potência gerada pelo módulo fotovoltaico para dias nublados
\hat{P}_{pv_sol}	Potência gerada pelo módulo fotovoltaico para dias ensolarados
r_b	Fator de correção geométrica
S_1	Interruptor
S_2	Interruptor
$somb_{(dia,hora)}$	Identificação dos módulos sombreados a cada hora
t_{amb}	Temperatura ambiente
\hat{t}_{pv}	Temperatura do módulo fotovoltaico
\hat{t}_{pv_nub}	Temperatura do módulo fotovoltaico para dias nublados
\hat{t}_{pv_sol}	Temperatura do módulo fotovoltaico para dias ensolarados
V_{bias}	Tensão reversa em que as células sombreadas devem apresentar para que possibilite a passagem da corrente comum às demais células não-sombreadas
V_{bias}^i	Tensão de polarização
V_{in}	Tensão de entrada
V_D	Tensão direta do diodo
V_{OC}	Tensão de circuito-aberto
V_{out}	Tensão de saída do sistema fotovoltaico
V_{max}^n	Tensão de operação do MPP na fileira de módulos não-sombreados
V_{max}^s	Tensão de operação do MPP na fileira de módulos sombreados
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
v_{vto}	Velocidade média do vento
α	Altitude solar
β	Inclinação do módulo em relação à superfície horizontal
δ	Declinação solar
θ	Ângulo de incidência solar sobre o módulo fotovoltaico
θ_z	Ângulo zenital do Sol
ρ	Albedo
σ	Longitude do local em graus
Γ	Ângulo do dia em radianos
ω	Ângulo horário do Sol
Υ	Desvio azimutal do módulo
Υ_{pv}	Ângulo entre o módulo fotovoltaico e o norte geográfico
Υ_z	Azimute solar
ϕ	Latitude do local em graus

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	MOTIVAÇÃO.....	23
1.1.1	Sombreamento em sistemas fotovoltaicos	27
1.2	PROPOSTA.....	28
1.3	OBJETIVO	29
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	31
2	SISTEMA DE CONVERSÃO HÍBRIDA PARA MAXIMIZAÇÃO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS.....	33
2.1	REVISÃO DAS TÉCNICAS PARA MINIMIZAÇÃO DO IMPACTO DO SOMBREAMENTO PARCIAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	33
2.1.1	Módulos fotovoltaicos.....	34
2.1.2	Impacto do sombreamento parcial na geração fotovoltaica.....	35
2.1.3	Soluções para maximizar a geração fotovoltaica em condições de sombreamento parcial	39
2.2	PROPOSTA DE ARQUITETURA HÍBRIDA PARA MITIGAÇÃO DO PROBLEMA DE SOMBREAMENTO PARCIAL	51
2.3	SUMÁRIO.....	56
3	CONVERSOR CC-CC DE ALTO GANHO PARA SISTEMA DE CONVERSÃO HÍBRIDA.....	57
3.1	ANÁLISE DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD.....	58
3.2	MODELAGEM DINÂMICA DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD.....	61
3.3	VALIDAÇÃO DO MODELO DINÂMICO DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD	69
3.4	PROJETO DO CONTROLADOR DA MALHA DE CORRENTE DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD	77
3.5	SUMÁRIO.....	80
4	PROPOSTA PARA MAXIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA EXTRAÍDA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR UM CONVERSOR CC-CC.....	81
4.1	TOPOLOGIA UTILIZADA NO INVERSOR DE DUPLO ESTÁGIO	83
4.1.1	Topologia do conversor TDIHF	84
4.1.2	Estratégia de controle.....	85

4.2 PROJETO DO CONTROLADOR.....	86
4.2.1 Malha de controle interna da corrente	87
4.2.2 Malha de controle externa de tensão.....	92
4.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS.....	93
4.4 SUMÁRIO	99
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E EXPERIMENTAIS DA ARQUITETURA	
HÍBRIDA	101
5.1 SIMULAÇÃO DA ARQUITETURA HÍBRIDA	101
5.1.1 Simulação I	102
5.1.2 Simulação II.....	108
5.2 RESULTADO EXPERIMENTAL DA ARQUITETURA HÍBRIDA	113
5.2.1 Ensaio com painéis sem sombreamento	116
5.2.2 Ensaio com painéis sem sombreamento (Degrau de referência de 0 para corrente nominal)	120
5.3 SUMÁRIO	123
6 ANÁLISE DO IMPACTO ENERGÉTICO DE UM SISTEMA PARCIALMENTE SOMBREADO	125
6.1 REVISÃO DOS MÉTODOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM SOMBREAMENTO PARCIAL.....	125
6.2 MÉTODO PROPOSTO PARA PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	128
6.2.1 Estimativa da irradiância solar direta e difusa na superfície terrestre	129
6.2.2 Estimativa da irradiância solar incidente sobre o módulo fotovoltaico.....	134
6.2.3 Estimativa da temperatura do módulo fotovoltaico	137
6.2.4 Estimativa da potência gerada pelo módulo fotovoltaico.....	137
6.2.5 Estimativa da produção de energia média anual.....	138
6.2.6 Validação do método proposto para a estimativa de produção fotovoltaica por sistemas não sujeitos a sombreamentos parciais.....	142
6.3 MÉTODO PARA PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS.....	144
6.3.1 Classificação dos dias em ensolarados e nublados	145
6.4 ANÁLISE ENERGÉTICA ENTRE ARQUITETURA CENTRALIZADA E HÍBRIDA	

6.4.1	Configuração 1	152
6.4.2	Configuração 2	153
6.4.3	Metodologia aplicada na análise das situações	154
6.5	COLETA DE DADOS PARA ANÁLISE COMPARATIVA	157
6.6	RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA ARQUITETURA HÍBRIDA COM PAINÉIS PARCIALMENTE SOMBREADOS	162
6.6.1	Ensaio com painéis em série com sombreamento parcial	162
6.6.2	Ensaio com painéis em paralelo com sombreamento parcial	167
6.7	SUMÁRIO	172
7	CONCLUSÕES	173
7.1	CONTRIBUIÇÕES DA TESE	175
7.2	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	176
	ANEXO A – ESTUDO DE CAMPO NA CIDADE DE SANTA MARIA - RS	177
	ANEXO B – ATERRAMENTO EM MÓDULOS DE FILMES FINOS	179
A.1	CORROSÃO TRANSPARENT CONDUCTIVE OXIDE (TCO)	179
A.2	EFEITO DE POLARIZAÇÃO	179
	APÊNDICE A – TABELAS DE IRRADIÂNCIA GLOBAL NA HORIZONTAL, TEMPERATURA AMBIENTE E VELOCIDADE DO VENTO	181
	APÊNDICE B – TABELAS DE IRRADIÂNCIA INCIDENTE E TEMPERATURA DO MÓDULO	185
	REFERÊNCIAS	191

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Até o final do século XX as preocupações da humanidade em relação à energia estavam concentradas no desenvolvimento de novas formas de consumo. A disponibilidade de combustíveis de origem fóssil oriunda da conversão bioquímica da energia solar por milhões de anos parecia ser uma fonte inesgotável de energia.

Contudo, o aumento do crescimento populacional associado ao expressivo incremento do consumo individual de energia mudou rapidamente esse cenário. As fontes de combustíveis fósseis mostraram-se finitas e geradoras de grandes problemas ambientais. Constatou-se que o modelo empregado até então era insustentável e que havia a necessidade de uma mudança de paradigma.

A partir deste cenário, concluiu-se que era necessário adotar um novo modelo energético através do uso de fontes renováveis de energia. Sendo o Sol o principal fornecedor de energia renovável ao planeta, buscou-se expandir a utilização da energia a partir desta fonte. Brilhando há mais de cinco bilhões de anos, estima-se que o Sol ainda disponibilizará energia por outros seis bilhões de anos com fornecimento de quatro mil vezes mais energia que aquela consumida pela humanidade por ano (LOBO, 2004). Logo, na dimensão humana de tempo, esta se constitui em uma fonte infinita de energia.

O Sol é o provedor primário de energia para diversas fontes renováveis, como a hidráulica, eólica, solar, biomassa, entre outras. O uso de sistemas de conversão direta de energia solar em energia elétrica, tornou-se uma meta. Contudo, houve um maior desenvolvimento das formas indiretas de geração de energia elétrica a partir do Sol, como a hidráulica, eólica e biomassa, pois essas se mostraram, num primeiro momento, economicamente mais viáveis que os sistemas fotovoltaicos.

Nos últimos anos, a redução dos custos dos módulos para conversão direta da energia solar em elétrica tem tornado competitivos os sistemas fotovoltaicos. Atualmente, a energia fotovoltaica é a fonte de energia em maior crescimento no mundo (IEA, 2015).

Em comparação à energia eólica e energia hidrelétrica, a eficiência da conversão solar fotovoltaica em energia elétrica parece ser bastante reduzida. O fator de capacidade¹ de um

¹ Relação entre potência máxima instalada e potência média produzida.

sistema fotovoltaico se aproxima de 20% para regiões com uma irradiação de 5kWh/m²/dia, como o Brasil. No caso da energia eólica, esse fator é de 30%, e nas hidrelétricas brasileiras estimam-se valores entre 50% e 55% (INSTITUTO BRAUDEL, 2012). Contudo é necessário considerar outros aspectos vantajosos dos sistemas fotovoltaicos, como o reduzido impacto ambiental, a pouca necessidade de manutenção, fácil integração às edificações, e principalmente a proximidade em relação ao ponto de consumo, entre outras.

Apesar de a maioria dos módulos fotovoltaicos comerciais apresentarem uma eficiência de conversão da energia solar em elétrica da ordem de 15%, essa eficiência é alta se comparável a outras fontes. Por exemplo, em comparação à cana-de-açúcar, que é considerada uma das culturas com maior eficiência na conversão de energia solar em energia bioquímica, na forma de biomassa, um sistema fotovoltaico é várias vezes mais eficiente na extração de energia por área efetiva.

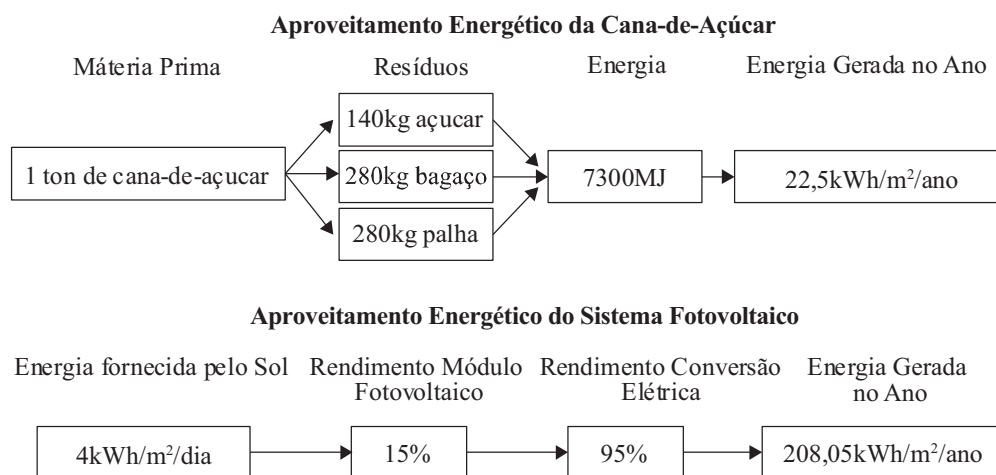
A Figura 1 apresenta um diagrama que ilustra essa comparação. De acordo com Leite (2010), as colheitas ótimas de cana-de-açúcar resultam em torno de 110 toneladas/ha de colmos in natura, o que corresponderia a uma produção de energia bruta de aproximadamente 22,5 kWh/m²/ano. Considerando que a conversão dessa energia bioquímica em elétrica possui eficiência inferior a 40%, resulta na geração de energia elétrica em torno de 9 kWh/m²/ano. Por outro lado, um sistema fotovoltaico instalado no local com menor irradiação média no Brasil (COGEN, 2012), onde a irradiação média anual no plano horizontal é de cerca de 4 kWh/m²/dia, empregando módulos com potência de pico de 235W com 15% de eficiência, gera aproximadamente 219 kWh/m²/ano. Esse valor considera a instalação dos módulos no plano horizontal para uma comparação justa da produção por área, embora não seja o ângulo ótimo de instalação. A associação dos módulos fotovoltaicos a um inversor com eficiência de 95% resulta em 208,05 kWh/m²/ano. Ou seja, a produção por área de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos típicos, no pior caso, apresenta uma eficiência por área aproximadamente dez vezes maior que uma das formas mais eficientes de conversão bioquímica.

Outro fator de grande importância do ponto de vista da sustentabilidade é a relação energética entre a energia gerada ao longo da sua vida útil por uma dada fonte e a energia consumida para sua produção e reciclagem. De acordo com NREL (2004), a energia necessária para se produzir um módulo fotovoltaico policristalino, que é a tecnologia mais empregada, é de aproximadamente 570 kWh. Considerando-se a irradiação média do Brasil (5 kWh/m².dia), um módulo leva aproximadamente três anos para gerar a energia gasta para a sua produção. Assumindo-se que a durabilidade dos módulos seja superior a 30 anos, e

sabendo-se que a energia necessária para a sua reciclagem e para a fabricação dos demais elementos do sistema é inferior à quantidade necessária para a produção dos módulos, tem-se ao longo da sua vida útil um ganho de energia superior a sete vezes. Logo, essa fonte mostra-se energeticamente sustentável.

Do ponto de vista ambiental, essa forma de produção de energia também se mostra ecologicamente correta. A fabricação da maior parte dos elementos do sistema envolve processos não poluentes de produção, destacando-se a fabricação de vidro, plástico e processamento de metais. Por outro lado, a fabricação das células fotovoltaicas de silício, que correspondem a cerca de 2% do peso dos módulos, envolvem agentes químicos tóxicos. Contudo, os processos de fabricação normalmente empregados são ambientalmente corretos e não causam poluição ambiental. A água empregada para a fabricação dos módulos é quase 100% reciclada, e mais de 90% dos processos químicos e ácidos empregados no processo são purificados e reutilizados no processo de fabricação. O restante que não pode ser aproveitado são reduzidos e eliminados, gerando pouco resíduo tóxico, além de água residual livre de substâncias prejudiciais à saúde (THERMOENERGY, [200-]).

Figura 1 – Análise comparativa da capacidade de geração de energia por m^2 entre a cana-de-açúcar e sistemas fotovoltaicos



Além disso, após a sua vida útil, os componentes dos sistemas fotovoltaicos podem ser reciclados. Cada módulo de silício possui 80% de vidro, 10% de metais ferrosos e não ferrosos (principalmente alumínio e cobre), 8% de plásticos, e apenas 2% de semicondutores de silício. Desse total, mais de 85% é reciclável (PV CYCLE, [201-?]). Nos demais elementos do sistema, formado pela estrutura, cabos e inversor, a taxa de reciclabilidade é ainda maior.

Por fim, a produção de energia solar possui ainda outras vantagens técnicas. A primeira é de poder ser implementada de forma distribuída e capilarizada, não demandando uma grande potência instalada para ser viável sua implementação. Por exemplo, pequenos aproveitamentos elétricos com potência de 3 kW, valor típico para sistemas fotovoltaicos residenciais, podem ser economicamente viáveis, o que raramente ocorre com outras fontes de energia.

A segunda vantagem é a possibilidade de serem instalados próximos aos locais de consumo. Essa característica tem como principal vantagem a possibilidade de redução das perdas de transmissão e distribuição de energia, que não precisa ser transportada a longas distâncias. Destaca-se que a geração de energia solar fotovoltaica é viável também em grandes centros urbanos, onde está a maior parte do consumo de energia elétrica, pois há normalmente a mesma radiação solar disponível nesses locais quanto em áreas remotas. Além disso, por não envolver partes móveis, apresenta segurança elétrica e baixa manutenção, não se exigindo que a sua instalação seja realizada em áreas especialmente delimitadas e controladas (ZILLES et al., 2012). Por isso, essa forma de geração de energia pode ser empregada em nível residencial, desde que respeitadas as normas técnicas vigentes (IEC 60364-7-712, 2002; ANEEL RN481, 2012; ANEEL RN482, 2012; ABNT NBR IEC 62116, 2012; ABNT NBR 16149, 2013; ABNT NBR 16150, 2013).

A terceira vantagem é que não é necessário inutilizar áreas agricultáveis ou eliminar locais verdes para a instalação de sistemas fotovoltaicos, o que acontece com outras fontes convencionais. Observa-se que nas cidades existe uma grande parcela de área cuja cobertura vegetal já foi eliminada por outro objetivo, como a construção de casas, prédios, estacionamentos, rodovias, entre outros, que são totalmente adequados para a geração de energia solar. Além disso, conforme anteriormente apresentado, cada hectare de área coberta que é utilizada para produção de energia solar fotovoltaica evita que, no mínimo, 10 hectares de terras agricultáveis sejam empregados na produção de cana-de-açúcar para a geração da mesma quantidade de energia.

Portanto, a geração de energia solar fotovoltaica mostra-se eficiente, energeticamente sustentável, ecologicamente correta e tecnicamente viável. Apesar de todas essas vantagens, o seu uso ainda é muito restrito no Brasil devido ao seu elevado custo. Contudo, destaca-se que o custo de instalação desses sistemas, que é o seu principal ponto negativo, tem se reduzido significativamente nos últimos anos (IEA, 2013; TEODORESCU; KATSANEVAKIS, 2013), o que se leva a inferir que essa forma de produção de energia terá em um futuro próximo, um papel importante na matriz energética nacional.

Devido à contínua tendência de redução dos custos, a instalação de sistemas fotovoltaicos deverá ser atrativa mesmo em locais onde o posicionamento do arranjo não é ótimo. Como demonstrado anteriormente, mesmo que houvesse uma redução de 30% na produção da energia devido à instalação de sistemas fotovoltaicos em uma orientação não ótima, esse sistema ainda produziria sete vezes mais energia por área que uma plantação de cana-de-açúcar.

1.1.1 Sombreamento em sistemas fotovoltaicos

Diferentemente das usinas geradoras que são usualmente instaladas em zonas rurais, em muitos ambientes urbanos não se dispõe de locais com orientações e ângulos de inclinação ótimos para a instalação dos módulos, pois estes normalmente são instalados nos telhados. Além dos locais não possuírem orientações e ângulos que maximizem a produção de energia, muitos desses telhados com espaço físico para a instalação de sistemas fotovoltaicos são previsivelmente sombreados ao longo do dia. Entre as causas desse sombreamento, destacam-se a presença de chaminés, paredes, telhados, construções diversas, árvores, entre outras causas. Além disso, existem sombreamentos sem previsibilidade causados por nuvens, e outros fatores aleatórios. O Brasil, sendo um país com clima diversificado, apresenta estações do ano bem definidas, com verões quentes e invernos frios, o que resulta em muitas residências utilizarem métodos passivos de baixo custo para minimizar as fortes ondas de calor durante o verão através do uso de árvores frondosas próximas à residência. Isso resulta em uma aumento da eficiência energética da residência. Entretanto, muitas vezes isso se converte em uma grande parcela de sombreamento no telhado durante todo o ano, inclusive no inverno, o que reduz a disponibilidade para a produção da energia, e por consequência, aumenta o tempo de retorno de investimento dos mesmos.

Com a minimização dos custos de sistemas fotovoltaicos, e o aumento do custo da tarifa de energia, muitos desses locais não muito apropriados podem apresentar uma boa capacidade de produção de energia em relação ao retorno do investimento, e caso o sejam, devem se tornar em um futuro próximo, locais propícios para a instalação de módulos fotovoltaicos.

Para confirmar esta hipótese, realizou-se um estudo de campo na cidade de Santa Maria (RS), cuja metodologia e resultado são apresentados no ANEXO A.

Pode-se concluir que como a maioria das residências existentes não apresentam telhados apropriados para a instalação de sistemas fotovoltaicos, caso as previsões de que sistemas fotovoltaicos sombreados se tornem lucrativos em termos de retorno de investimento em um futuro próximo, certamente existirá um amplo mercado para sistemas com essas características, onde soluções de baixo custo para reduzir as perdas por esse efeito, principalmente sem a necessidade de trocar equipamentos comerciais já utilizados nos sistemas fotovoltaicos implantados atualmente, tornem-se uma solução interessante.

Contudo, a grande maioria dos telhados existentes apresenta orientação não muito apropriada, com grande possibilidade de ocorrência de sombreamento parcial em diversos períodos em que há luz solar com a possibilidade de geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos. O sombreamento parcial previsível impacta significativamente na produção de energia de sistemas fotovoltaicos, pois a sombra gerada em um módulo fotovoltaico, mesmo que seja através de um pequeno galho de árvore, muitas vezes já é o suficiente para diminuir significativamente a produção de energia do sistema completo, caso esse não possua meios para evitar o mesmo. No programa “1.000 telhados fotovoltaicos” realizado na Alemanha início da década de 90, foi registrado que 41% dos sistemas fotovoltaicos instalados tinha sido afetado por sombreamento, com perdas de energia da ordem de 10%. Resultados similares foram encontrados no programa para estimular o uso de energia fotovoltaica do Japão (DRIFF et al., 2008).

Nesse contexto, pode-se utilizar os seguintes meios para se maximizar a conversão da energia: técnicas MPPT modificadas para se detectar o máximo global na curva de potência de sistemas fotovoltaicos com múltiplos picos de potência; configurações distintas de arranjos fotovoltaicos agrupando-os de certa forma, para que minimize os problemas principalmente associados ao sombreamento parcial; arquiteturas distintas para interligar o sistema fotovoltaico à rede, através de micro conversores, micro inversores, associados à *string inverters*, entre outras arquiteturas; circuitos eletroeletrônicos incorporados ao sistema com o objetivo de minimizar as perdas de geração em sistemas fotovoltaicos.

1.2 PROPOSTA

A proposta desse trabalho é minimizar o impacto da redução da produção de energia de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados, ou que possuam ângulos distintos entre os módulos conectados entre si no mesmo arranjo do sistema, através do uso de conversores

estáticos, formando uma arquitetura híbrida de arranjo FV. O trabalho propõe o uso de um sistema fotovoltaico com uma arquitetura híbrida, composta fundamentalmente por uma arquitetura centralizada formada por um arranjo fotovoltaico não-sombreado².

Este arranjo é conectado em paralelo a saída de um conversor CC-CC isolado com elevado ganho de tensão, cuja entrada é conectada a um arranjo fotovoltaico parcialmente sombreado. O conversor CC-CC tem o objetivo de extrair a máxima potência dos módulos sombreados, que são conectados em paralelo ou em um arranjo série-paralelo com poucos módulos em série. Desta forma, o efeito do sombreamento de um módulo torna-se pouco significativo na energia extraída pelo arranjo, reduzindo o efeito do sombreamento parcial na energia produzida por todo o sistema.

Os módulos não-sombreados não têm sua energia processada por dois estágios, o que aumenta a eficiência da conversão. Além disso, para analisar a produção de energia de sistemas fotovoltaicos sob vários aspectos e fazer uma comparação justa do retorno financeiro, é proposto um método de previsão de energia gerada por sistemas fotovoltaicos, considerando-se as condições climáticas locais, bem como as perdas associadas ao sombreamento parcial.

1.3 OBJETIVO

Este trabalho propõe uma alternativa para minimizar o impacto da redução da produção de energia em sistemas FV parcialmente sombreados.

A solução proposta nesse trabalho é a utilização de um sistema FV com arquitetura híbrida, baseada em um inversor centralizado, como mostra a Figura 2. Essa estrutura surgiu da análise de sistemas reais, onde se observa que na maior parte dos casos, somente uma parte do sistema fotovoltaico é sujeita a algum tipo de sombreamento previsível ao longo do ano.

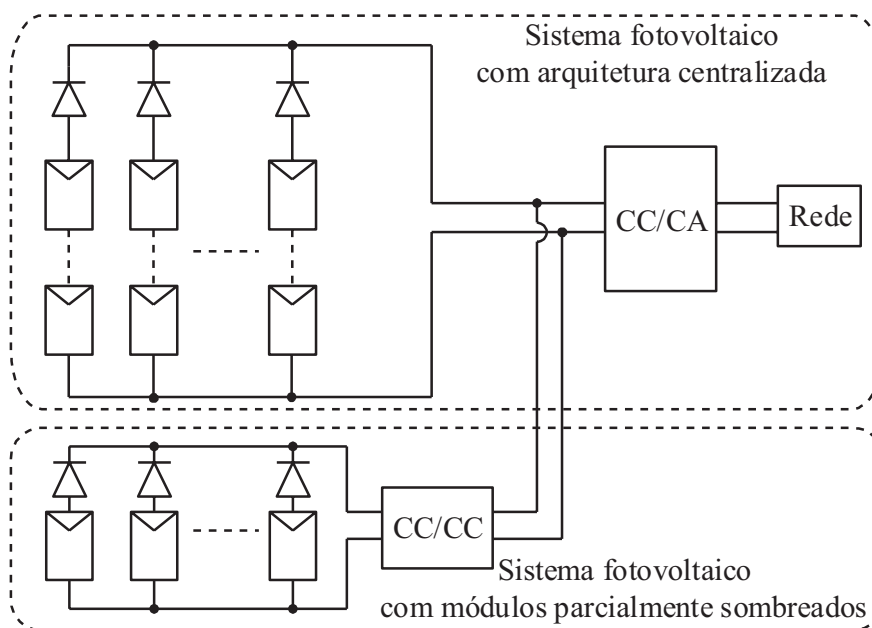
Nesse sistema, os módulos FV não-sombreados são conectados através de um arranjo série ao inversor, e os módulos sujeitos à sombreamento parcial são conectados a um conversor CC-CC, cuja saída é ligada em paralelo ao arranjo série.

O propósito do uso de um sistema híbrido é a de otimizar o processamento da energia, pois se utiliza apenas um conversor adicional para processar a energia proveniente dos módulos que estejam parcialmente sombreados. Nesse sistema, os módulos parcialmente sombreados são conectados em paralelo ou em arranjos de poucos módulos em série, pois esta

² Corresponde aos módulos fotovoltaicos que jamais estarão sujeitos à sombreamento parcial causados por um obstáculo previsível.

configuração apresenta uma redução do impacto do sombreamento parcial de um módulo na produção de energia do arranjo (REITER et al., 2012). Além disso, a conexão de poucos ou nenhum módulo em série reduz significativamente a ocorrência de múltiplos picos de potência na curva potência vs. tensão, permitindo o uso de técnicas MPPT convencionais. Com isso, é possível utilizar microcontroladores de baixo custo nos conversores CC-CC reduzindo seu custo e consumo de energia.

Figura 2 – Sistema fotovoltaico com arquitetura híbrida



Por fim, o objetivo do conversor CC-CC é se conectar a sistemas fotovoltaicos convencionais com arquitetura centralizada, e em paralelo à entrada de inversores comerciais já conectados a uma fileira FV como apresenta a Figura 2, sem prejudicar o algoritmo de seguimento de máxima potência do inversor atuando sobre a fileira FV previamente instalada. Além de utilizar módulos FV parcialmente sombreados, o conversor CC-CC pode utilizar em sua entrada módulos com tecnologias diferentes da existente na arquitetura centralizada, instalados em uma orientação solar distinta, ou podem ser módulos que apresentem características elétricas diferentes das já instaladas no sistema FV centralizado. Com isso, também torna-se possível que sistemas já em operação possam ter sua capacidade de geração aumentada sem significativa elevação de custo, caso o inversor tenha capacidade de processamento da energia adicional, sem a necessidade de se garantir que os módulos devam possuir a mesmas características do modelo previamente instalado.

São contribuições previstas desse trabalho:

- Desenvolvimento de arquitetura híbrida para maximizar a produção de energia em sistemas FV parcialmente sombreados;
- Validação experimental de um modelo equivalente de painéis FV linearizado para diversos pontos da curva de operação do painel;
- Aplicação da modelagem generalizada para obtenção do modelo de pequenos sinais do conversor CC-CC empregado;
- Aplicação de controlador ressonante para redução da ondulação de baixa frequência presente na entrada dos painéis, tanto para arquitetura centralizada como inversores de duplo estágio;
- Análise da redução de capacitância do barramento CC de inversores sem impactar na energia extraída por painéis fotovoltaicos em sistemas com duplo estágio;
- Desenvolvimento de uma metodologia para previsão da produção de energia em sistemas FV com base nos dados climáticos locais, sujeitos ou não a sombreamento parcial;

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado com a seguinte estrutura. Inicialmente, no Capítulo 1, é apresentado o escopo da tese de doutorado, incluindo a motivação para o estudo do tema e as contribuições propostas. No Capítulo 2, é apresentada a revisão da literatura técnico científica desse trabalho, onde ao final é apresentada a proposta da arquitetura híbrida para mitigação do problema de sombreamento parcial, também mostrando o conceito de operação da mesma. No Capítulo 3, primeiramente é apresentado um resumo de conversores CC-CC de alto ganho. Na sequência, é mostrada uma análise do conversor CC-CC definido para operar na arquitetura híbrida. Como esse conversor não possibilita utilizar a técnica da modelagem clássica por espaço de estados, é apresentada a modelagem de pequenos sinais através de uma técnica pouco aplicada, conhecida por modelagem generalizada. Além disso, também se inclui o modelo equivalente do painel FV para obtenção do modelo de pequenos sinais do conversor. Ao final são apresentados resultados comparativos entre modelo matemático, simulação computacional e experimental para validação do modelo obtido. No Capítulo 4, é mostrada uma análise detalhada da utilização de uma estratégia de controle para se maximizar a

produção de energia na arquitetura híbrida ou inversores de duplo estágio, podendo ainda reduzir a capacitância do barramento CC para utilizar capacitor de filme e aumentar a vida útil do equipamento. No capítulo 5, são mostrados resultados de simulação e experimentais da arquitetura híbrida para validação do conceito. No Capítulo 6, é apresentada a descrição detalhada do método para previsão da produção da energia elétrica gerada em sistemas fotovoltaicos com e sem sombreamento parcial, incluindo resultados de simulação para validação da metodologia. Também é apresentada uma análise comparativa entre a energia produzida por um sistema fotovoltaico convencional com arquitetura centralizada sob influência de sombreamento parcial, e um sistema fotovoltaico utilizando a arquitetura híbrida proposta, com o mesmo sombreamento para se verificar a redução do impacto do sombreamento parcial. Além disso, são apresentados dados coletados para se comparar um arranjo sombreado série com um paralelo, ambos com mesmo padrão de sombreamento. Ao final são apresentados resultados experimentais da arquitetura híbrida operando com arranjo FV com sombreamento. No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões obtidas nessa tese e as propostas para trabalhos futuros.

2 SISTEMA DE CONVERSÃO HÍBRIDA PARA MAXIMIZAÇÃO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS

Os sistemas fotovoltaicos normalmente são projetados para ocupar apenas as áreas que proporcionam elevada produção de energia, devido ao custo e ao tempo de retorno de investimento desses sistemas. Dessa forma, as áreas sujeitas a algum sombreamento parcial causada por obstáculos ainda não são usualmente empregadas.

A maioria dos sistemas fotovoltaicos instalados atualmente utilizam a arquitetura centralizada. Nessa arquitetura, o arranjo fotovoltaico é composto por vários módulos fotovoltaicos conectados em série e dispostos em uma ou mais fileiras. Esse arranjo é conectado a um único inversor fotovoltaico conectado à rede, conforme apresentado durante a introdução na Figura 2. Essa arquitetura se mostra vantajosa para sistemas que não são sujeitos a sombreamentos parciais, o que se constitui na grande maioria dos casos práticos atuais.

Contudo, caso o sistema esteja sujeito a sombreamentos parciais, a solução centralizada não se mostra eficiente (REITER et al., 2012). A seguir é apresentada uma revisão bibliográfica sobre meios para se reduzir o impacto do sombreamento parcial.

2.1 REVISÃO DAS TÉCNICAS PARA MINIMIZAÇÃO DO IMPACTO DO SOMBREAMENTO PARCIAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A ocorrência de sombreamento parcial é um problema recorrente em sistemas fotovoltaicos, principalmente os residenciais (DRIFF et al., 2008). Como esse trabalho propõe uma nova solução para minimizar o impacto da redução da energia extraída do arranjo fotovoltaico em decorrência de sombreamento, essa seção apresenta uma revisão bibliográfica de vários aspectos associados ao tema.

Primeiramente, são apresentados os efeitos que o sombreamento parcial causa no módulo e em suas células. Além disso, há uma subseção apresentando várias soluções encontradas na literatura para minimizar o impacto do sombreamento parcial na produção de energia, como algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), arranjos, arquiteturas e topologias de circuitos. Por fim, são apontadas algumas topologias de

conversores CC-CC de alto ganho capazes de compor o sistema híbrido proposto nesse trabalho.

2.1.1 Módulos fotovoltaicos

A célula fotovoltaica é um dispositivo conversor de energia solar em eletricidade, onde a conexão entre essas células compõe módulos fotovoltaicos. Para aumentar a capacidade de geração elétrica, as células são conectadas em série para aumentar a tensão e em paralelo para aumentar a corrente. As tecnologias existentes para fabricação de células fotovoltaicas, na sua grande maioria, compreendem a utilização do silício como material base. As mais encontradas são silício monocristalino, policristalino e amorfo. Existem outras tecnologias, que utilizam material orgânico, translúcido e material plástico, também denominados de filmes finos. O silício é o material mais utilizado por vários fatores, primeiro por ser uma tecnologia que utiliza uma das matérias primas mais abundantes encontradas na natureza, e segundo, devido ao aperfeiçoamento do material pela microeletrônica no século XX, o que possibilitou seu uso em grande escala com um alto grau de pureza (ZILLES et al., 2012).

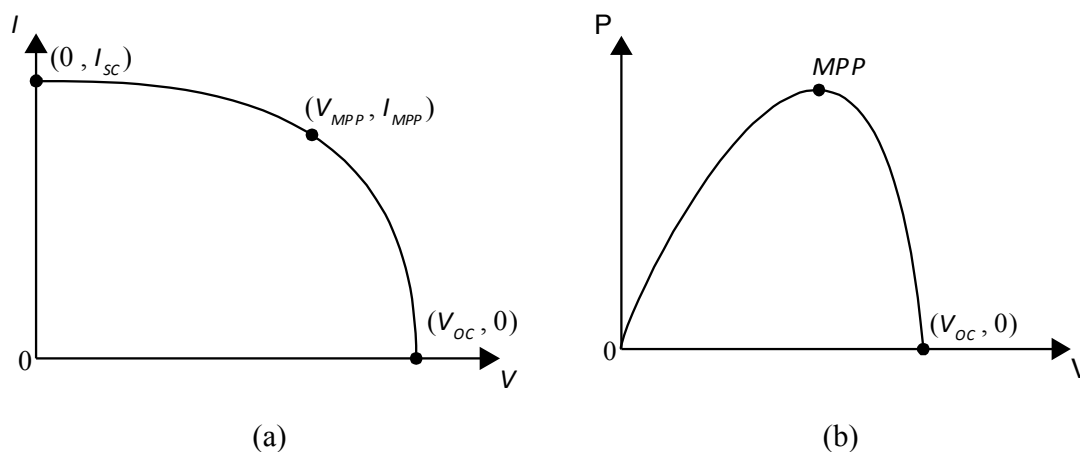
Embora o tamanho da célula não afete o valor de tensão, está diretamente relacionado ao nível de corrente. Por exemplo, uma única célula gera tensão aproximada de 0,6V independente do seu tamanho, mas quanto maior a célula, maior será o nível de corrente gerada (RAUSCHENBACH, 2014). As não idealidades da célula, como as resistências equivalentes, afetam os valores de tensão e corrente gerados. A temperatura também contribui para a mudança do valor da tensão e a irradiância para a alteração do valor da corrente (KALDELLIS et al., 2014). Na medida em que a temperatura se eleva, o desempenho da célula é diretamente influenciado. Quando o semicondutor está quente, ocorre a aceleração da vibração dos átomos e as colisões com os fótons fazem com que a geração de corrente aumente. Mas, em contrapartida, a temperatura elevada gera excesso de energia térmica nos elétrons livres e lacunas dificultando a sua movimentação, e resultando na diminuição da tensão de saída da célula (RAUSCHENBACH, 2014).

A grande maioria das células fotovoltaicas encontradas no mercado são descritas por fabricantes, em *standard test condition* (STC) com seu valor de máxima potência medida sob uma condição de irradiância de 1000W/m^2 e uma temperatura de 25°C . As condições obtidas pelos módulos para obter sua geração máxima só são possíveis caso nenhuma célula possua

sombreamento ou esteja danificada, ou seja, que os módulos operem em condições ideais. Dessa forma, é possível obter curvas de potência bem conhecidas na literatura, cuja forma apresenta apenas um pico de máxima potência.

A Figura 3 mostra curvas típicas de corrente versus tensão e potência versus tensão para arranjos fotovoltaicos com irradiância uniforme em todos os módulos. Dessa forma, técnicas convencionais de MPPT apresentadas na Tabela 1, conseguem obter facilmente a tensão e corrente para que o sistema fotovoltaico opere no ponto de máxima potência (MPP) (ROMERO-CADAVAL et al., 2013). Contudo, essas técnicas convencionais de algoritmos MPPT podem operar de forma inadequada quando os módulos fotovoltaicos do arranjo não possuem uma distribuição homogênea da irradiância solar em sua superfície (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

Figura 3 – Curvas características de um arranjo fotovoltaico. (a) Curva corrente versus tensão. (b) Curva potência versus tensão



Vários fatores como o envelhecimento, acúmulo de poeira e sombreamento parcial resultam no efeito *mismatch*¹, dessa forma, causando condições de operação não uniformes (SALAM; RAMLI, 2012; EL-DEIN et al., 2013; RANI et al., 2013).

2.1.2 Impacto do sombreamento parcial na geração fotovoltaica

Sombreamento parcial é um fenômeno frequente que ocorre quando células de um ou mais módulos ou arranjos são sombreadas de forma previsível por edifícios, ou de forma não

¹ Perdas por efeito *mismatch* são causadas pela conexão de células ou módulos fotovoltaicos cujas propriedades físicas não são idênticas ou que estejam sob condições diferentes uma da outra.

previsível como pássaros, passagem de nuvens, ou outros objetos, conforme se apresenta na Figura 4.

Uma vez que a corrente de curto-circuito (I_{SC}) em uma célula fotovoltaica é proporcional aos níveis de irradiância aplicados sobre a mesma, o efeito do sombreamento parcial causa uma redução da corrente da célula fotovoltaica sombreada enquanto que as células não-sombreadas continuam a operar com uma corrente de maior intensidade (GHITAS; SABRY, 2006; SPERTINO; AKILIMALI, 2009; MAKI; VALKEALAHTI, 2012).

Tabela 1 – Comparação entre diferentes técnicas MPPT

Técnica	Dependência do arranjo FV	Verdadeiro MPPT	Analógico ou digital	Velocidade de convergência	Complexidade de implementação	Sensores
Hill-climbing / P&O	Não	Sim	Ambos	Varia	Baixa	Tensão, Corrente
IncCond	Não	Sim	Digital	Varia	Média	Tensão, Corrente
Fractional Voc	Sim	Não	Ambos	Média	Baixa	Tensão
Fractional Isc	Sim	Não	Ambos	Média	Média	Corrente
Lógica Fuzzy	Sim	Sim	Digital	Alta	Alta	Varia
Redes neurais	Sim	Sim	Digital	Alta	Alta	Varia
RCC	Não	Sim	Analógico	Alta	Baixa	Tensão, Corrente
Current sweep	Sim	Sim	Digital	Baixa	Alta	Tensão, Corrente
DC link capacitor droop control	Não	Não	Ambos	Média	Baixa	Tensão
Load I or V maximization	Não	Não	Analógico	Alta	Baixa	Tensão, Corrente

Fonte: (ROMERO-CADAVAL et al., 2013)

Uma vez que a corrente que circula em todas as células de um arranjo de módulos conectados em série deve ser igual, a célula sombreada deve conduzir a mesma corrente que as não-sombreadas. Para tanto, as células sombreadas passam a operar reversamente polarizadas em tensão para permitir a condução de uma corrente maior nas células sombreadas (BIDRAM et al., 2012). A Figura 5 ilustra a corrente que flui através das células fotovoltaicas sombreadas e não-sombreadas conectadas em série. A tensão V_{bias} representa a tensão reversa em que as células sombreadas devem operar para que possibilite a passagem da corrente comum às demais células não-sombreadas.

Figura 4 – Módulos fotovoltaicos em condições de sombreamento parcial

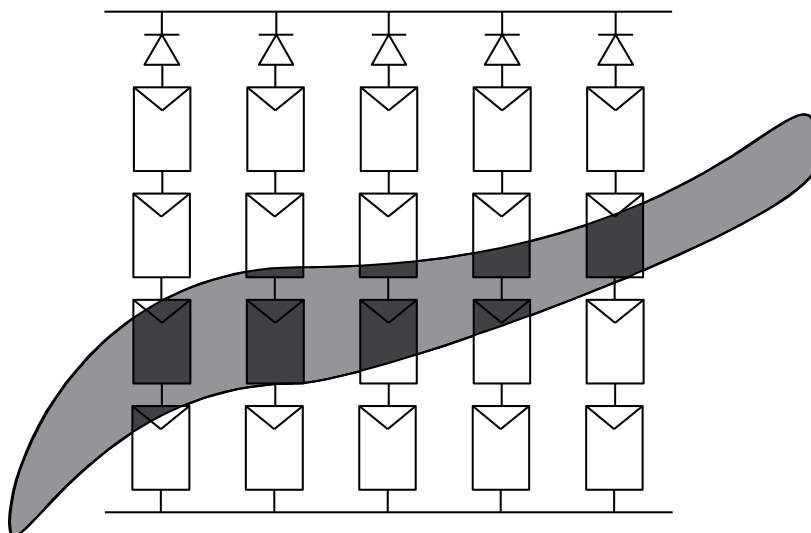
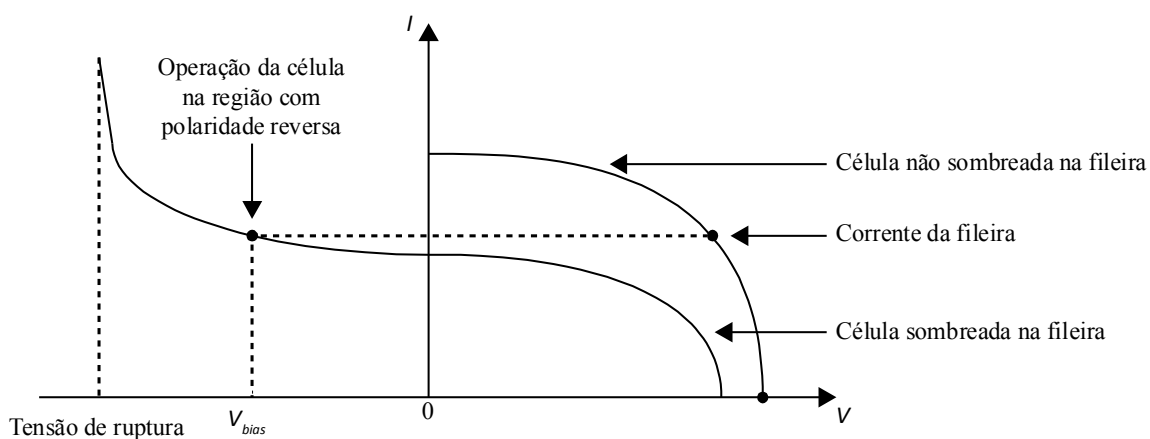


Figura 5 – Curva corrente vs. tensão de uma célula fotovoltaica operando na região com polaridade reversa



Observa-se que ao invés de gerar energia, as células sombreadas absorvem energia devido à polaridade reversa da tensão. Por isso, a potência máxima de um arranjo fotovoltaico sob sombreamento parcial pode apresentar uma diminuição maior que a potência das células não sombreadas. Adicionalmente, a aplicação de elevadas tensões reversas sobre as células também podem causar um aumento da corrente de fuga, ou corrente reversa. Esse, por sua vez, pode causar uma ruptura térmica da célula, criando o efeito conhecido por *hot-spot* (MOBALLEGH; JIANG, 2014). O aquecimento excessivo pode causar uma queima da célula se não for detectado a tempo, o que pode resultar em um circuito aberto na fileira sombreada.

Esses problemas podem ser evitados através do uso de diodos de *bypass*. Esses diodos são conectados em paralelo com as células para limitar a tensão reversa e, por consequência, as perdas causadas pelo sombreamento das células. Como exemplo, em módulos constituídos por 36 células conectadas em série, um diodo é normalmente conectado através de cada conjunto de 18 células em série totalizando 2 diodos por módulo.

Caso a tensão reversa sobre as células sombreadas aumente, o diodo de *bypass* restringe a tensão reversa para menos do que a tensão de ruptura das células fotovoltaicas. Por exemplo, o diodo de *bypass* mostrado na Figura 6 começa a conduzir quando a condição dada por:

$$V_2 - \sum_{i=1}^n V_i \geq V_D, \quad i \neq 2 \quad (2.1)$$

é satisfeita, onde a tensão V_D é a tensão direta do diodo. Uma vez que os diodos de *bypass* fornecem um caminho alternativo para a passagem da corrente, as células de um módulo não conduzem mais a mesma corrente quando sombreados parcialmente. Entretanto, a curva potência vs. tensão desenvolve múltiplos picos, conforme mostrado na Figura 7, onde algoritmos MPPT convencionais podem não ser capazes de distinguir entre o pico máximo local e o pico máximo global com a ocorrência desse efeito.

Figura 6 – Diodo de *bypass* em paralelo com células fotovoltaicas sombreadas

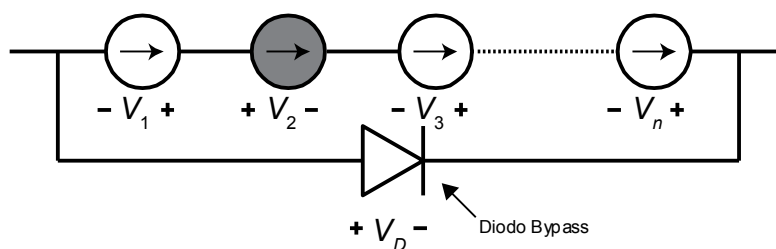
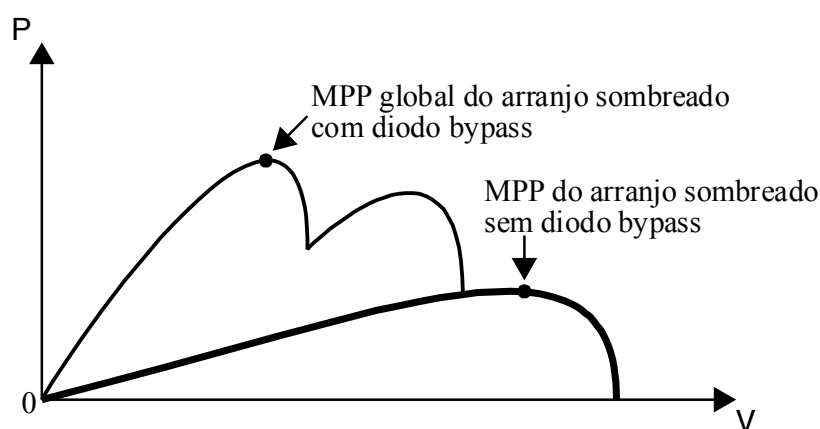


Figura 7 – Curva potência versus tensão de um arranjo fotovoltaico em condições de sombreamento parcial



2.1.3 Soluções para maximizar a geração fotovoltaica em condições de sombreamento parcial

As soluções propostas para reduzir o impacto do efeito do sombreamento parcial podem ser divididas em quatro grupos (BIDRAM et al., 2012; RANI et al., 2013), cujo detalhamento é apresentado a seguir.

2.1.3.1 Técnicas MPPT modificadas

A baixa eficiência de conversão dos módulos fotovoltaicos e os custos de instalação e manutenção, relativamente altos, fazem com que a utilização dessa tecnologia ainda ocorra de forma tímida, principalmente em países em que não exista algum tipo de incentivo governamental efetivo. Assim, torna-se imprescindível a aplicação de técnicas para se extrair a máxima potência instantânea incidente nos módulos fotovoltaicos. Por esses motivos, é importante que o sistema fotovoltaico opere no seu ponto de máxima potência sempre que possível, mesmo com a variação da irradiância solar e temperatura. Com a aplicação de uma técnica de MPPT robusta estima-se um incremento entre 15% e 30% da geração de energia comparando-se com a mesma quantidade de módulos fotovoltaicos em operação sem uma técnica MPPT (ENSLIN et al., 1997; KOUTROULIS et al., 2001; IMHOFF, 2007).

Os primeiros circuitos para rastreamento do ponto de máxima potência surgiram na década de 60, com a intenção de se aumentar a eficiência de fontes de energia não constantes (SHAYANI, 2006). Com o intuito da aplicação do algoritmo MPPT, muitas técnicas foram desenvolvidas. O surgimento dos microcontroladores e dos processadores digitais,

possibilitou o desenvolvimento de diversas técnicas. Utilizando a técnica analógica faz-se uso de amplificadores operacionais e comparadores. No modo digital, aplica-se a discretização do sinal analógico através dos microcontroladores, onde são implementados os algoritmos discretos. Para aplicar a técnica de MPPT geralmente se empregam sensores de corrente e tensão no módulo fotovoltaico (SHAYANI, 2006; KOUTROULIS; BLAABJERG, 2012).

Existem diversos algoritmos MPPT descritos na literatura, entre os quais, os mais conhecidos são: Condutância Incremental (IncCond) e Perturbação & Observação (P&O), pela simplicidade de execução quando não são conhecidas informações sobre o arranjo FV (SHAYANI, 2006).

Para sistemas FV suscetíveis à ocorrência de sombreamento parcial em determinados períodos do dia, não se deve utilizar algoritmos MPPT convencionais, pois os mesmos foram desenvolvidos para curvas de potência que apresentam uma forma com apenas um pico de potência, o que não ocorre em sistemas fotovoltaicos sombreados, já que podem apresentar múltiplos picos de potência. Algoritmos MPPT convencionais podem ficar presos em um dos picos de máximo local, mesmo que esse não seja o máximo global. Dessa forma, foram desenvolvidas técnicas de MPPT mais complexas para serem aplicadas nesse tipo de cenário.

As características das técnicas MPPT modificadas, e aplicadas a arranjos sujeitos a sombreamento parcial mais conhecidas na literatura são apresentadas na Tabela 2. A seguir é apresentada uma breve descrição de cada uma das técnicas:

Tabela 2 – Comparação entre diferentes técnicas MPPT para encontrar o máximo global

Tipo		Sintonização periódica	Velocidade de rastreamento	Precisão de rastreamento	Complexidade de implementação	Sensores
<i>Power curve slope</i>		Não	Média	Muito precisa	Média	Tensão e corrente
MPPT Linha de carga	Tipo I	Sim	Alta	Não funciona sempre	Baixa	Tensão e corrente
	Tipo II	Sim	Alta	Precisa	Média	Tensão e corrente
Técnica incremento de potência		Não	Alta	Muito precisa	Média	Tensão e corrente
Busca Fibonacci		Não	Média	Não funciona sempre	Média	Tensão e corrente
Rede neural artificial		Sim	Alta	Precisa	Alta	Temp., irrad. e corr.
Otimização <i>Particle swarm</i>		Não	Média	Precisa	Alta	Tensão e corrente

2.1.3.1.1 *Power curve slope*

Este método é simples, mas eficaz, para rastrear o máximo global em condições de sombreamento parcial e pode ser implementado através de um microcontrolador de baixo custo. Segundo o autor, apresenta boa resposta para condições de irradiância uniforme no arranjo fotovoltaico. Os picos de potência presentes na curva potência vs. tensão apresentam uma tendência específica em que a potência de um pico continua a aumentar até atingir o máximo global, e depois, diminui continuamente. Esse método é baseado nessa observação, e, portanto, não requer a digitalização da curva potência vs. tensão por inteiro. Isso resulta em um tempo de rastreamento inferior a outros métodos (PATEL; AGARWAL, 2008).

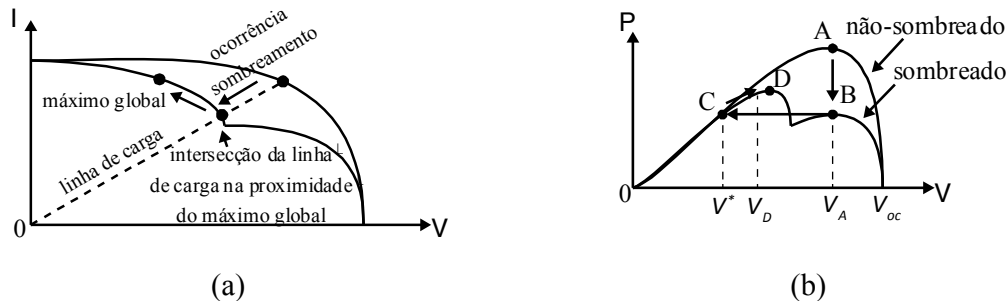
2.1.3.1.2 MPPT linha de carga

Duas técnicas distintas MPPT linha de carga são encontradas na literatura, definidas por Tipo I e Tipo II.

No Tipo I, a linha de carga é definida pela relação entre V_{mpp} e I_{mpp} . Essa linha pode ser calculada através da medição da tensão de circuito aberto V_{oc} e corrente de curto-circuito I_{sc} do arranjo fotovoltaico sob irradiância uniforme. V_{mpp} e I_{mpp} são definidas para 80% de V_{oc} e 90% de I_{sc} , respectivamente. Subsequente à condição de sombreamento parcial, o ponto de operação é deslocado para a vizinhança do máximo global que é o resultado da intersecção da linha de carga com a curva de corrente-tensão, apresentado na Figura 8(a). Uma vez na vizinhança do MPP, um método de MPPT convencional como condutância incremental é utilizado para encontrar o máximo global. Segundo o autor, essa técnica apresenta um tempo de rastreamento na ordem de 0,2 a 0,3 segundos. A técnica da linha de carga se baseia no pressuposto de que o ponto de operação estimado irá cair na proximidade do máximo global. No entanto, o sombreamento parcial pode resultar em curvas de potência vs. tensão mais complexas. Portanto, essa técnica só pode acompanhar o máximo global em certas condições de sombreamento (KOBAYASHI et al., 2006).

No Tipo II, uma função linear traz o ponto de operação para a proximidade do máximo global. O processo de rastreamento se inicia a partir do momento em que é detectado uma condição de sombreamento parcial. Quando isso ocorre, o ponto de operação se move do ponto A para o B, como se apresenta na Figura 8(b). Então, o controlador responde ajustando a operação do conversor para mover para a referência de tensão no ponto C. Essa técnica pode ser implementada por um microcontrolador através de um sensor de tensão e corrente. A precisão dessa técnica reduz com o envelhecimento dos componentes (YOUNG-HYOK et al., 2011).

Figura 8 – Curva de potência vs. tensão. (a) Linha de carga e curva de potência com e sem sombreamento parcial. (b) Rastreamento do máximo global com função linear



2.1.3.1.3 Técnica do incremento de potência

Essa técnica deve operar em um conversor CC-CC com o arranjo fotovoltaico conectado em sua entrada e o estágio inversor em sua saída. Inicialmente, o conversor opera como uma fonte de potência constante ajustável. Começa operando em circuito aberto com potência nula e vai aumentando sua potência entregue até se aproximar da corrente de curto circuito. Dessa forma, o algoritmo consegue detectar todos os máximos locais existentes na curva de potência, de modo a evitar ficar preso em um desses picos. Sabendo qual o máximo global da curva, ele passa a operar com um algoritmo MPPT convencional como um P&O, e a cada 15 minutos faz uma nova varredura na curva do sistema (KOUTROULIS; BLAABJERG, 2012). De acordo com Trova (2010), essa varredura a cada 15 minutos resulta em uma perda inferior a 0,06% em arranjos não-sombreados. Além disso, essa técnica sempre encontra o máximo global e permite que seja implementada de forma simples em microcontroladores.

2.1.3.1.4 Busca de Fibonacci

O método de busca de Fibonacci é um método utilizado tanto em conversores CC-CC quanto CC-CA, porém o método não fornece a certeza de se encontrar o máximo global em condições de sombreamento parcial. Miyatake et al. (2004) apresenta um aperfeiçoamento dessa técnica para melhorar o rastreamento do máximo global. A nova função incluída faz com que inicie as condições de rastreamento toda vez que é detectada uma mudança repentina na irradiância do sistema através da medição com sensores de irradiância, melhorando a detecção do máximo global em condições de sombreamento parcial. Em comparação com outros métodos, apresenta maior complexidade sem apresentar resultados eficazes.

2.1.3.1.5 Redes neurais

Através da medição dos níveis de irradiância solar, temperatura ambiente, e a posição do sol como dados de entrada, e a potência de saída do arranjo fotovoltaico como dado de saída, os dados de treino para a rede neural são recebidos por medição nos momentos em que o módulo é sombreado. Após o treinamento, a precisão e generalização do modelo da rede neural são verificados por dados de teste. Esse método apresenta grande rapidez para encontrar o máximo global. Entretanto, apresenta muita complexidade para ser implementado, além de necessitar do uso de sensores de irradiância e temperatura, sendo que os de irradiância necessitam de um cuidado especial com a limpeza, além de serem caros, inviabilizando a utilização dessa técnica para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte (NGUYEN et al., 2007).

2.1.3.1.6 Otimização *particle swarm*

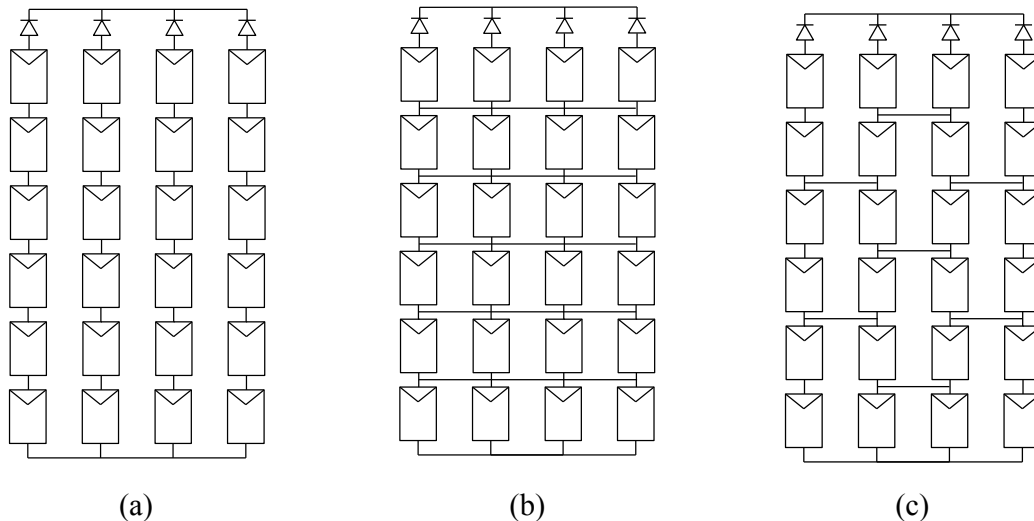
A otimização *particle swarm* (PSO) é um método meta-heurístico simples e eficaz, que pode ser aplicado à otimização de uma função multivariável com diversos máximos locais. Sendo assim, é possível utilizá-la em algoritmos MPPT destinados a sistemas fotovoltaicos sombreados que apresentam vários máximos locais em sua curva de potência vs. tensão. O método necessita de apenas dois sensores, um para medir a tensão e outro para medir a corrente. No entanto, o algoritmo se mostra complexo para ser implementado, e necessita de um microcontrolador de grande capacidade de processamento para sua implementação digital. O algoritmo apresenta um tempo de 1 a 2 segundos para encontrar o máximo global do arranjo fotovoltaico. Esse tempo se mostra quase independente da forma do sombreamento sobre o arranjo de módulos fotovoltaicos (MIYATAKE et al., 2011).

2.1.3.2 Configuração de arranjo

As perdas por sombreamento parcial não são proporcionais à área sombreada, mas dependem do padrão de sombreamento, configuração do arranjo e da localização do módulo sombreado no arranjo (RANI et al., 2013). Diferentes configurações de arranjos têm sido propostas na literatura, de modo que são vistas como uma das soluções mais frequentemente relacionadas à redução do impacto do sombreamento parcial (RAO et al., 2014). Entre as configurações mais conhecidas se destacam a série vs. paralelo (SP), *total-cross-tie* (TCT), e configurações *bridge-link* (BL), sendo mostradas nas Figura 9 (a), (b) e (c), respectivamente (WOYTE et al., 2003; KARATEPE; BOZTEPE; et al., 2007). As interconexões entre as fileiras fotovoltaicas permitem a circulação de diferentes níveis de corrente nas configurações

TCT e BL. Isso ajuda a diminuir a parcela de corrente que circula através de células sombreadas mantendo a mesma na região polarizada direta, bloqueando a operação do diodo de *bypass*.

Figura 9 – Configurações de arranjos fotovoltaicos para reduzir o impacto do sombreamento parcial na produção de energia. (a) 6x4 SP. (b) 6x4 TCT. (c) 6x4 BL



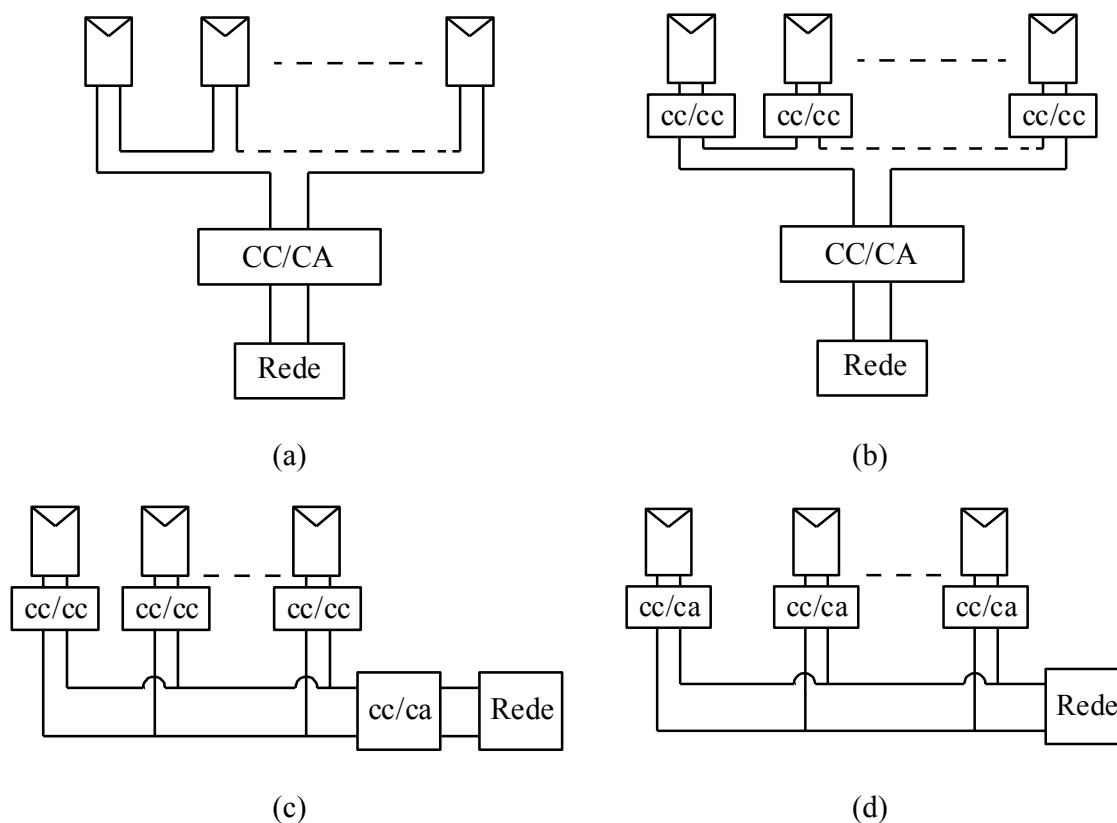
Comparado-as à configuração tradicional SP, as configurações TCT e BL aumentam a capacidade do arranjo de rastrear o MPP em condições de sombreamento parcial. Em um estudo realizado por Picault et al. (2010), uma planta fotovoltaica de 2,2kWp foi sombreada artificialmente. O estudo comparativo mostra que a configuração BL e TCT resultaram em um aumento de 2,3% e 3,8% respectivamente no rastreamento do MPP em relação à configuração usual SP. Considerando o número de interconexões, a configuração SP possui a mínima quantidade de cabeamento, enquanto a TCT apresenta a maior quantidade de cabos. O maior aumento no número de interconexões incrementa um pouco as perdas no sistema fotovoltaico em função das perdas adicionais nos cabos. Entretanto, o padrão de conexão da configuração TCT para grandes arranjos fotovoltaicos simplifica o cabeamento do arranjo (PICAULT et al., 2010).

2.1.3.3 Arquiteturas de sistemas fotovoltaicos

A arquitetura de sistemas fotovoltaicos descreve como os conversores estáticos são conectados aos arranjos de módulos. Uma arquitetura que permite a execução do MPPT em cada módulo do arranjo muitas vezes pode gerar mais energia do que a execução do MPPT

em uma fileira de módulos ou em um arranjo de fileira de módulos (ROMAN et al., 2006; DHOPLE et al., 2010). As principais configurações de arquitetura de sistemas fotovoltaicos conectados à rede são apresentadas na Figura 10:

Figura 10 – Arquiteturas de sistemas fotovoltaicos. (a) Centralizado. (b) Micro-conversores conectados em série. (c) Micro-conversores conectados em paralelo. (d) Micro-inversores



2.1.3.3.1 Arquiteturas centralizadas

A arquitetura centralizada mostrada na Figura 10 (a), é a mais utilizada. Entretanto, apresenta muita vulnerabilidade a sombreamento e *mismatch*, pois não consegue obter o rastreamento individual do máximo global de cada módulo fotovoltaico.

2.1.3.3.2 Micro-conversores conectados em série

A Figura 10(b) apresenta a arquitetura de micro-conversores CC-CC conectados em série, onde os conversores CC-CC são utilizados para rastrear o MPP individual de cada módulo. Nesta arquitetura, a saída dos mesmos são conectadas em série e posteriormente alimentam um inversor centralizado.

2.1.3.3.3 Micro-conversores conectados em paralelo

A Figura 10(c) apresenta a arquitetura de micro-conversores CC-CC conectados em paralelo, onde a saída dos mesmos são conectadas diretamente a um inversor centralizado.

2.1.3.3.4 Micro-inversores

A Figura 10(d) apresenta a arquitetura de micro-inversores, onde eliminam o uso de um inversor centralizado mantendo o rastreamento do MPP individual de cada módulo.

2.1.3.4 Topologias de conversores

A topologia de circuito utilizada no sistema fotovoltaico depende diretamente da configuração do arranjo e da arquitetura utilizada. O conversor estático utilizado pode ser modificado para aumentar ainda mais a potência extraída de sistemas fotovoltaicos que estejam sob condição de sombreamento parcial e fornecer um MPPT em nível de módulo fotovoltaico (RODRIGUEZ et al., 2002; OZDEMIR et al., 2009).

Dentre as topologias que podem ser empregadas para minimizar o impacto dos efeitos do sombreamento parcial no sistema fotovoltaico, destacam-se:

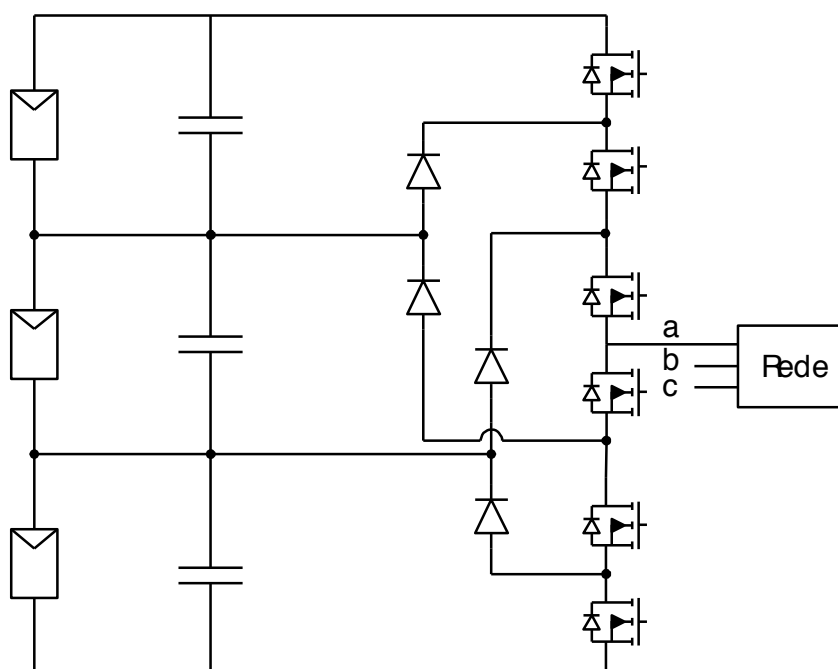
2.1.3.4.1 Conversores multiníveis

Esse tipo de conversor possui como característica principal uma arquitetura centralizada ligeiramente modificada (RODRIGUEZ et al., 2002; BLAABJERG et al., 2004; BUSQUETS-MONGE et al., 2008; CAVALCANTI et al., 2012). Entre as topologias de conversores multiníveis existentes, na literatura destaca-se o conversor diodo grampeado multinível, onde é possível conectar um arranjo fotovoltaico em paralelo com cada capacitor e controlar a tensão de operação MPPT de cada arranjo conforme mostra a Figura 11. Segundo Busquets-Monge et al. (2008), essa topologia apresenta um incremento de 30% na produção de energia em relação a um inversor convencional com o sistema fotovoltaico sob condições de sombreamento parcial.

2.1.3.4.2 Topologia regulação série de tensão

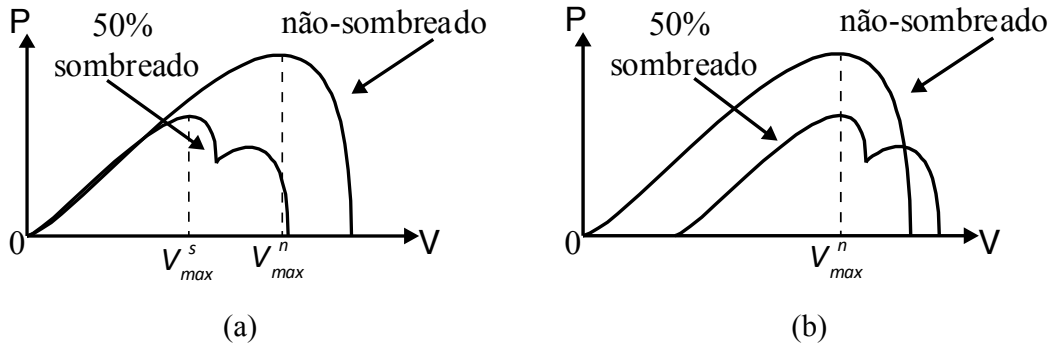
Na topologia de injeção de tensão, as potências extraídas dos sistemas fotovoltaicos são aumentadas através da injeção de uma tensão nas fileiras de módulos sombreados (MISHIMA; OHNISHI, 2004; KARATEPE; HIYAMA; et al., 2007; KARATEPE et al., 2008).

Figura 11 – Conversor diodo-grampeado cinco níveis conectado à três arranjos FV



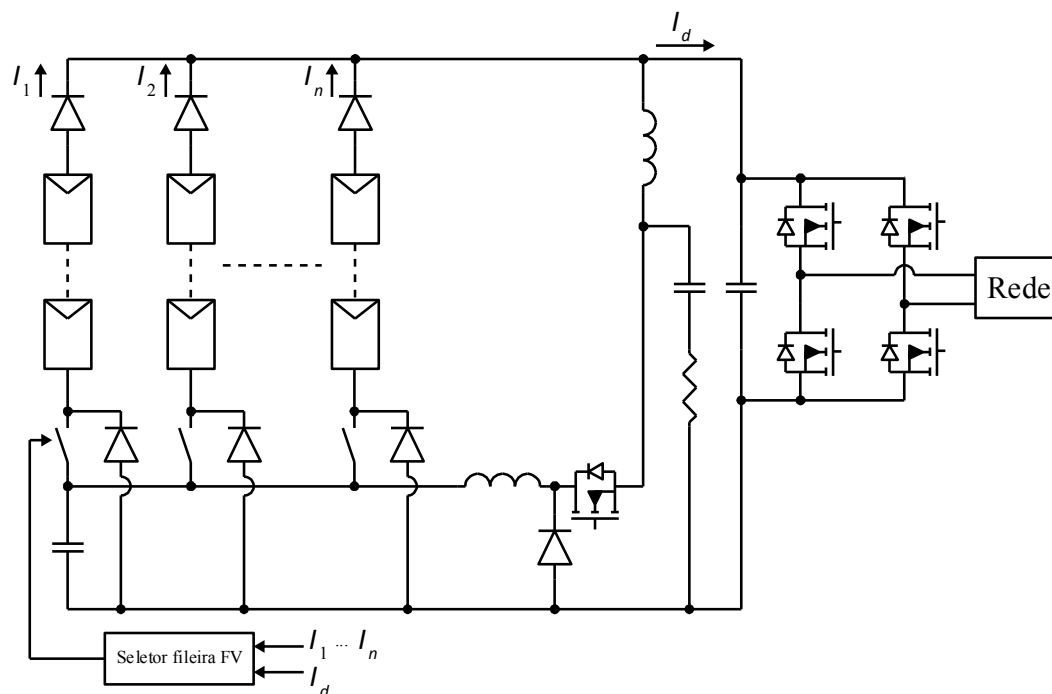
Na primeira abordagem, definida aqui como Tipo I, a tensão é incrementada para alinhar o MPP global dos arranjos fotovoltaicos sombreados com o MPP dos arranjos fotovoltaicos não-sombrados. Esse procedimento é elaborado para duas fileiras de módulos operando em paralelo, onde uma delas é sombreada em 50%. As curvas de potência por tensão das duas fileiras são apresentadas na Figura 12. V_{\max}^n e V_{\max}^s são as tensões de operação do MPP nas fileiras de módulos não-sombradas e sombradas respectivamente. Conforme mostrado na Figura 12 (b), o MPP global da fileira sombreada está alinhada com o MPP da fileira não-sombrada através da injeção de uma tensão na fileira sombreada. A tensão adicional pode ser proporcionada através da ligação em série de um capacitor à fileira de módulos sombreados.

Figura 12 – Efeito do incremento de tensão em uma fileira de módulos fotovoltaicos. (a) Sem injeção de tensão. (b) Com injeção de tensão



O circuito proposto para a abordagem à base de regulação série de tensão mencionado acima é mostrado na Figura 13. Como se pode notar, o capacitor é conectado em série com as fileiras de módulos sombreados. O seletor da fileira de módulos conecta a fileira sombreada com o capacitor dependendo da corrente da fileira I_1, \dots, I_n e a corrente I_d do barramento CC (MISHIMA; OHNISHI, 2004). A chave que seleciona as fileiras desconecta a mesma caso a tensão que precisa ser injetada, se torne muito pequena. De acordo com Mishima et al. (2004), para um sistema fotovoltaico de 300 W sombreado, a injeção de tensão na fileira sombreada aumentou a potência extraída do módulos fotovoltaico em 20% sob uma determinada condição de sombreamento parcial. O circuito proposto na abordagem Tipo I pode ser facilmente implementada por um microcontrolador de baixo custo. Entretanto, uma desvantagem dessa topologia é que, se duas ou mais fileiras de módulos apresentam diferentes níveis de sombreamento, cada fileira sombreada necessitará de uma tensão diferente. Portanto, uma vez que o circuito proposto não pode fornecer diferentes tensões de polarização simultaneamente, a potência máxima do módulo não poderá ser extraída, e a eficiência energética do sistema fotovoltaico diminui (KARATEPE et al., 2008).

Figura 13 – Circuito para permitir o alinhamento de uma fileira de módulos sombreada a uma não sombreada com a injeção de tensão

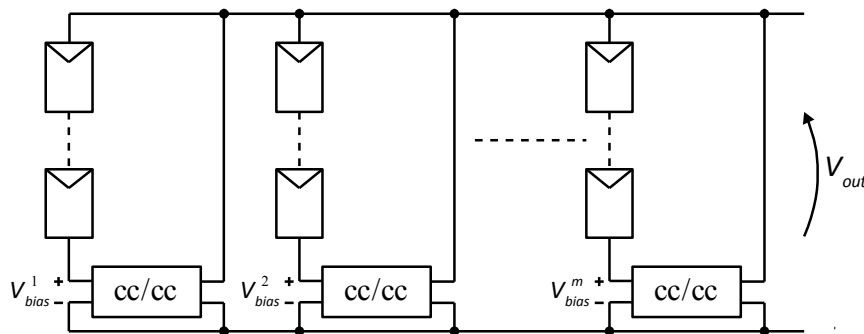


Na segunda abordagem, referida aqui como Tipo II, as tensões de polarização podem desativar módulos fotovoltaicos sombreados em uma fileira, conforme se apresenta na Figura 14. Nesse circuito, conversores CC-CC individuais são posicionados em cada fileira de módulos. Cada conversor CC-CC é alimentado a partir da tensão de saída do sistema fotovoltaico V_{out} e proporciona a tensão de polarização V_{bias}^i para a fileira i th. Os módulos fotovoltaicos sombreados em cada fileira são desativados pela polarização direta dos diodos de *bypass*. O número de módulos fotovoltaicos que precisa ser desativado especifica a tensão de polarização necessária para cada fileira de módulos. Portanto, a tensão de cada módulo precisa ser monitorada e comparada com a tensão de outros módulos para extrair o número de módulos sombreados em cada fileira. Um complexo sistema de controle é necessário para gerenciar os conversores CC-CC.

Conforme relatado por Karatepe et al. (2007), em um sistema fotovoltaico com três fileiras e oito módulos conectados em série em cada uma, a abordagem Tipo II aumentou a eficiência energética do sistema fotovoltaico sombreado de 23% para 95%. Ao contrário do Tipo I, a abordagem II opera corretamente quando duas ou mais fileiras apresentam diferentes níveis de sombreamento. Uma das desvantagens da abordagem Tipo II é que a capacidade completa do sistema fotovoltaico não pode ser utilizada pois os módulos sombreados são

desativados desperdiçando aquela energia. A abordagem pode ser expandida utilizando mais conversores CC-CC conforme o número de fileiras aumenta. No entanto, o aumento do número de conversores CC-CC aumenta o custo do sistema (KARATEPE; HIYAMA; et al., 2007; KARATEPE et al., 2008).

Figura 14 – Circuito de injeção de tensão para desativar módulos sombreados

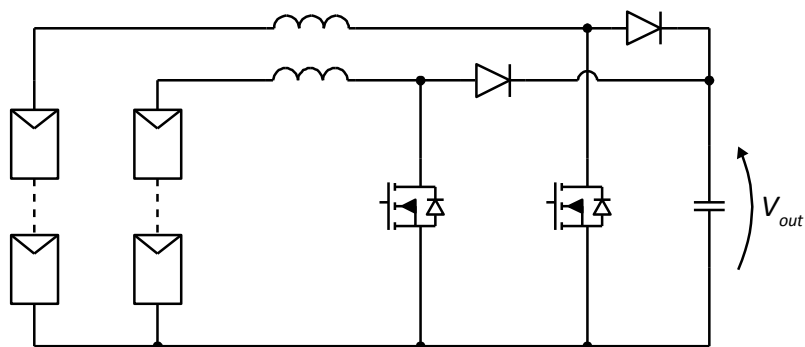


2.1.3.4.3 Conversores módulo-integrado

Cada módulo fotovoltaico possui um conversor CC-CC integrado. Essa topologia de circuitos facilita a operação de módulos conectados em série com diferentes níveis de corrente circulando. Cada conversor possui um controlador próprio para extrair a máxima potência do respectivo módulo fotovoltaico. As topologias mais utilizadas são conversores convencionais como *buck*, *boost*, *buck-boost* e *cuk* (WALKER; SERNIA, 2004; QUAN; WOLFS, 2008). Existem outras topologias com eficiência mais alta utilizadas recentemente (LINARES et al., 2009; HESTER et al., 2011).

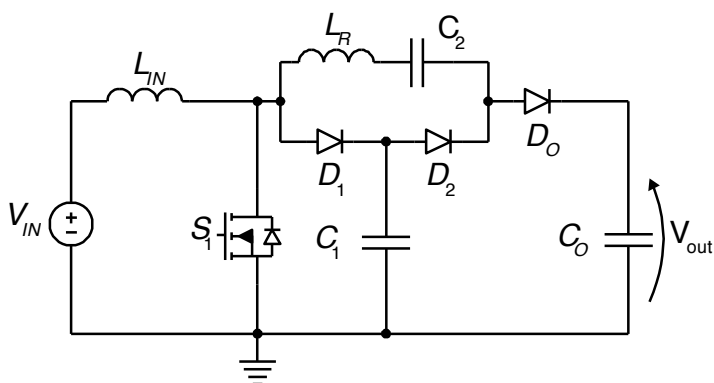
2.1.3.4.4 Conversores com múltiplas entradas

Normalmente, os conversores com essas características são do tipo CC-CC com múltiplas entradas e apenas uma saída conforme se apresenta na Figura 15 (DHOPLE et al., 2010). Dessa forma, é possível implementar algoritmos MPPT independentes para pequenos arranjos fotovoltaicos. O benefício aproximado na utilização de conversores com várias entradas em aplicações solares com sombreamento parcial gira em torno de 7% a 43%, dependendo da característica do sombreamento parcial existente (POSHTKOUSHI; TRESCASES, 2011). Entretanto, com um número maior de entradas, aumenta a quantidade de semicondutores, indutores e capacitores, o que aumenta o tamanho e custo dos conversores.

Figura 15 – Conversor *boost* com múltiplas entradas

2.1.3.4.5 Conversores CC-CC de alto ganho

Conversores CC-CC de alto ganho são uma solução para compor sistemas com arquiteturas mostradas na Figura 12(c). Diversas topologias foram propostas na literatura, e são melhores discutidas no Capítulo 3. Um exemplo é o conversor BC-VMC sem isolamento galvânica apresentado na Figura 16. Esse conversor apresenta um multiplicador de tensão, cujo objetivo é apresentar ganhos mais elevados na saída, redução de tensão no interruptor, e corrente zero durante o acionamento do interruptor.

Figura 16 – *Boost converter with a voltage multiplier cell (BC-VMC)*

2.2 PROPOSTA DE ARQUITETURA HÍBRIDA PARA MITIGAÇÃO DO PROBLEMA DE SOMBREAMENTO PARCIAL

Na seção anterior foram apresentadas diversas soluções para maximizar a produção de energia em sistemas FV nessas condições. Entre as soluções, foram apresentados algoritmos

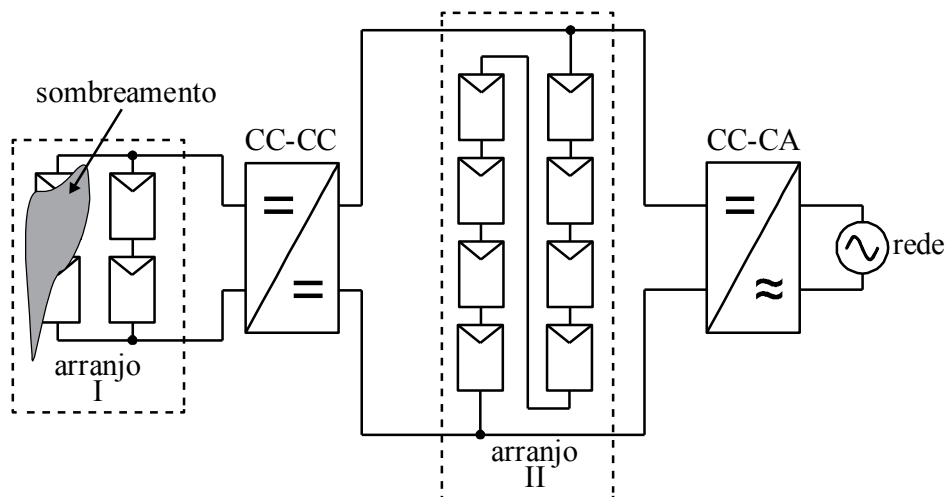
MPPT, configurações de arquiteturas, configurações de arranjos e novas topologias de circuitos elétricos.

Neste trabalho, propõe-se um novo conceito de arquitetura de sistemas fotovoltaicos para maximizar a produção de energia em sistemas FV parcialmente sombreados. A proposta é uma arquitetura híbrida, mostrada na Figura 17, cuja composição é formada por dois ou mais arranjos em paralelo:

- arranjo paralelo de módulos sujeitos a significativo sombreamento parcial previsível (Arranjo I);
- arranjo série de módulos não-sujeitos a significativo sombreamento parcial previsível (Arranjo II).

Contudo, a conexão em paralelo destes dois arranjos não pode ser realizada diretamente, pois a tensão de operação dos mesmos é distinta. Para possibilitar a conexão dos dois arranjos propõe-se o uso de um conversor CC-CC entre os módulos conectados no Arranjo I e o Arranjo II, como mostra a Figura 17. Nesse sistema, o inversor conectado à rede rastreia o MPP do arranjo II. O arranjo I, inserido ao sistema através do conversor CC-CC de alto ganho, opera como uma fonte de corrente. Possui elevada impedância de saída, o que acaba não impactando no rastreamento da máxima potência do arranjo II. Dessa forma, tanto o MPPT do arranjo I quanto o II podem ser rastreados de forma independente.

Figura 17 – Arquitetura híbrida



O conceito da arquitetura híbrida apresenta algumas vantagens quando utilizado em locais com possibilidade de sombreamento parcial no arranjo FV. Dentre essas destacam-se:

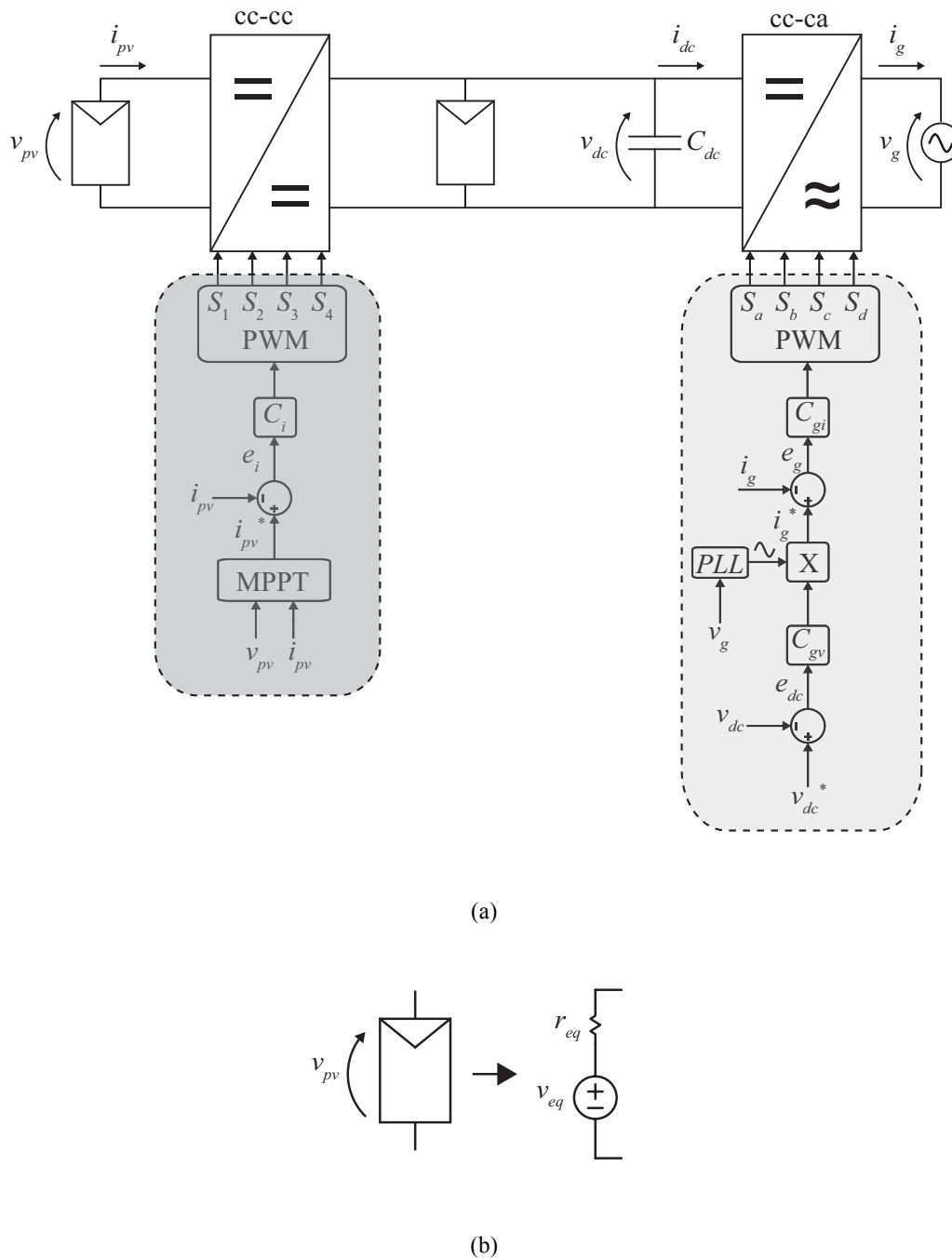
- aumento de eficiência da energia extraída do arranjo FV em sistemas parcialmente sombreados, pois o duplo processamento é utilizado somente quando necessário, ou seja, somente serão conectados ao conversor CC-CC os painéis passíveis de terem a produção reduzida pelos efeitos da sombra;
- redução de custo em relação ao uso de múltiplos inversores independentes, pois cada inversor necessita de um conjunto de dispositivos necessários para que esse equipamento seja compatível com as normas vigentes.

Os conversores CC-CC propostos não necessitam atender a grande parte dos requisitos de segurança e compatibilidade com a rede, uma vez que estes serão garantidos pelo inversor comercial certificado conectado na saída.

A Figura 18 apresenta o sistema de controle proposto para a arquitetura híbrida. Nesse sistema, os módulos FV presentes na entrada do conversor CC-CC são conectados entre si através de um arranjo predominantemente paralelo, o que reduz o impacto do sombreamento parcial de um módulo na produção de energia do arranjo FV (REITER et al., 2012). Além disso, a conexão de poucos ou nenhum módulo em série reduz significativamente a ocorrência de múltiplos picos de potência na curva potência vs. tensão, permitindo o uso de técnicas MPPT convencionais.

Os inversores FV mais empregados nas instalações normalmente são de arquitetura centralizada / *string inverter*, ou seja, possuem um arranjo de painéis predominantemente conectados em série diretamente à entrada do inversor, onde normalmente há um banco de capacitores com um valor de capacitância expressivo. Analisando a Figura 18 (a), observa-se que os painéis não-sombreados estariam conectados em paralelo com a capacitância C_{dc} do barramento CC. Com uma arquitetura de duplo estágio ou híbrida, é possível reduzir consideravelmente o valor do capacitor do barramento CC, viabilizando a substituição de capacitores eletrolíticos por capacitores de filme com uma vida útil maior. Entretanto, a redução da capacitância do barramento CC aumenta a ondulação em baixa frequência, resultando em uma propagação dessa ondulação para os terminais dos painéis fotovoltaicos na entrada do conversor CC-CC, onde em alguns casos, acaba afetando o MPPT. Em (REITER et al., 2016), é apresentado o uso de um controlador ressonante na malha de corrente de um conversor CC-CC de uma arquitetura de duplo estágio. Com isso, possibilitou reduzir a capacitância no barramento CC sem propagar a ondulação em baixa frequência para os painéis, resultando em um aumento da energia extraída dos mesmos apenas com a modificação da lei de controle.

Figura 18 – Arquitetura híbrida. (a) Sistema de controle. (b) Modelo equivalente do painel fotovoltaico

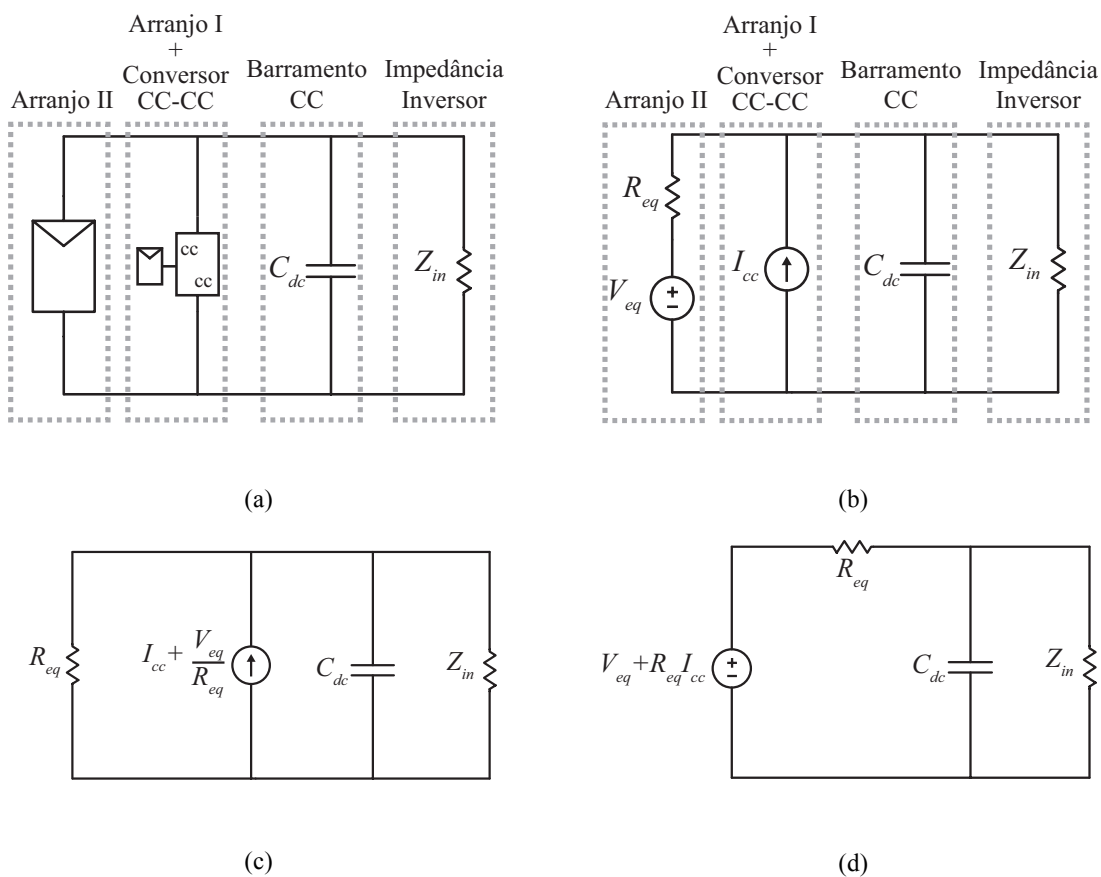


A Figura 18 (a) também apresenta as malhas de controle vinculadas ao inversor e ao conversor CC-CC. O inversor é responsável por controlar a tensão do barramento CC e pela injeção da corrente à rede. O conversor CC-CC rastreia o MPP dos painéis sujeitos a sombreamento e designa uma referência de corrente para controlar a corrente extraída dos painéis FV. O controlador proposto para ser utilizado na malha de corrente do conversor CC-CC é um controlador com característica ressonante para eliminar a componente em baixa

frequência nos terminais dos painéis. Desta forma, torna-se possível reduzir a capacitância do barramento CC e maximizar a energia extraída do arranjo de painéis FV.

Para validação teórica do conceito proposto é analisado o circuito equivalente da arquitetura híbrida. A Figura 19 (a) mostra uma simplificação ao desenho da arquitetura híbrida apresentada na Figura 17, onde C_{dc} é a capacitância do barramento CC de entrada do inversor e Z_{in} representa a impedância de entrada do estágio inversor.

Figura 19 – Representação do circuito elétrico da arquitetura híbrida. (a) Representação simplificada. (b) Circuito incluindo o modelo do conversor e módulos. (c) Circuito equivalente Norton. (d) Circuito equivalente Thevenin



A Figura 19 (b) mostra o circuito elétrico equivalente do circuito mostrado na Figura 19 (a). Nessa figura em que o arranjo II é representado equivalentemente por uma fonte de tensão em série com uma resistência, pois embora seu comportamento seja não-linear, o seu modelo em torno de qualquer ponto de operação pode ser aproximado pelo circuito linear descrito no Teorema de Thévenin. Adicionalmente, como no conceito proposto ao conversor CC-CC com o arranjo de painéis I possui controle da corrente de entrada, o mesmo pode ser

representado equivalentemente por uma fonte de corrente em série com uma resistência r_s , onde essa resistência está associada às perdas internas do conversor CC-CC.

A Figura 19 (c) apresenta um equivalente Norton do circuito da Figura 19 (b). A resistência equivalente r_s é desprezada, uma vez que a impedância de saída do conversor é muito menor que R_{eq} , ou seja, $r_s \ll R_{eq}$. A Figura 19 (d) apresenta o equivalente Thévenin do circuito da Figura 19 (c). Através desse circuito pode-se comprovar que caso as premissas anteriormente assumidas sejam verdadeiras, a máxima transferência de potência dos painéis do arranjo II não é impactada pela inserção do conversor CC-CC com controle da corrente de entrada.

2.3 SUMÁRIO

Este capítulo teve o objetivo de apresentar as principais características relacionadas à operação da arquitetura híbrida. Antes de iniciar a apresentação da arquitetura, foi mostrada a revisão bibliográfica dos principais meios de se mitigar os efeitos prejudiciais causados pelo sombreamento em sistemas FV, cuja divisão é feita em quatro grupos: i) técnicas *mppt* modificadas. ii) configuração do arranjo. iii) arquiteturas de sistemas FV. iv) topologias de conversores.

Adicionalmente, foi apresentada a proposta da técnica de controle e uma análise de comportamento da solução híbrida na extração da máxima potência. A análise mostra que o sistema proposto mantém a operação no MPP, desde que o conversor CC-CC em paralelo ao arranjo série apresente uma lei de controle capaz de controlar a corrente de entrada.

3 CONVERSOR CC-CC DE ALTO GANHO PARA SISTEMA DE CONVERSÃO HÍBRIDA

Neste trabalho propõe-se o uso de um conversor CC-CC para compor a arquitetura híbrida mostrada no Capítulo 2. O conversor CC-CC para o sistema proposto tem como especificações: i) Baixa tensão na entrada e alta tensão na saída; ii) Elevada eficiência; iii) Isolação galvânica. A isolamento galvânica foi assumida para evitar que o conversor CC-CC influencie na operação do inversor principal, principalmente com relação à corrente de fuga do mesmo, possibilitando que se possa empregar uma topologia sem transformador (*transformerless*) para esse inversor. Além disso, a isolamento galvânica possibilita o uso de módulos com tecnologia de filmes finos, já que os mesmos devem possuir aterramento funcional em um de seus terminais para operar de forma adequada (MASTERVOLT, 2010). Mais informações sobre o aterramento funcional de módulos de filmes finos são apresentados no Anexo B.

Uma das vantagens de se utilizar o conversor CC-CC no sistema híbrido, à exceção das já apresentadas com relação ao sombreamento parcial, é que o mesmo não precisa atender a todas as exigências apresentadas nas normas de inversores conectados à rede. Como sua instalação é realizada no lado CC do inversor, o conversor deve respeitar somente as exigências encontradas na norma para instalação de sistemas FV (IEC 60364-7-712, 2002). Com isso, é possível reduzir significativamente a complexidade, e conseqüentemente, o custo dos sistemas de proteção incluídos no equipamento.

Portanto, conclui-se que para essa aplicação o conversor CC-CC deve possuir elevado ganho, elevada eficiência e isolamento galvânica. Nesse trabalho, não é proposta a topologia do inversor, e sim a escolha de uma topologia adequada à aplicação. A topologia escolhida é o conversor *High step-up active-clamp converter with input-current doubler and output-voltage doubler* (HS-AC-ICD-OVD) (KWON, 2009), pelos motivos apresentados a seguir.

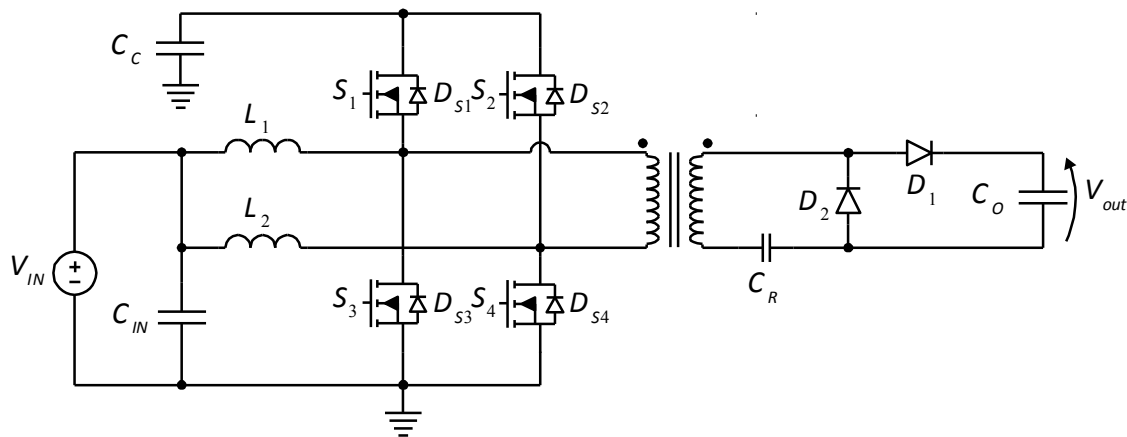
Como um dos objetivos do trabalho é o de apresentar um projeto adequado do sistema de controle, uma das propostas deste trabalho é utilizar a técnica de modelagem generalizada para encontrar o modelo de pequenos sinais do conversor CC-CC utilizado na arquitetura híbrida proposta. Como esse sistema é utilizado em uma aplicação solar FV, a modelagem do conversor CC-CC também deve incluir um modelo linearizado do painel FV. Sendo assim, utiliza-se um modelo do painel FV aproximado por uma fonte de tensão em série com uma

resistência conforme mostrado na Figura 18 (b), mantendo-se dinâmicas equivalentes durante o regime transitório.

3.1 ANÁLISE DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD

O conversor HS-AC-ICD-OVD isolado é apresentado na Figura 20. Essa topologia apresenta vantagens para ser utilizada como o conversor CC-CC de alto ganho do sistema híbrido. Entre as vantagens, destaca-se o uso de um dobrador da corrente de entrada e um circuito de grampeamento ativo. O dobrador de corrente da entrada e o dobrador da tensão da saída proporcionam um alto ganho sem precisar aumentar a relação de transformação do transformador. Dessa forma, é possível aumentar a eficiência do conversor. O circuito série ressonante do dobrador de tensão da saída remove o problema das perdas associadas à recuperação reversa dos diodos retificadores. O circuito grampeador grampeia as sobretensões nos interruptores e devolve ao circuito a energia armazenada na indutância de dispersão do transformador.

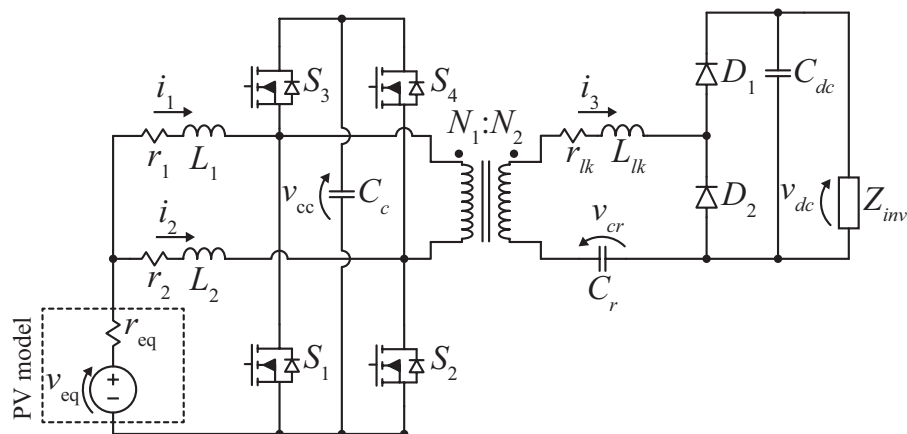
Figura 20 – High step-up active-clamp converter with input-current doubler and output-voltage doubler (HS-AC-ICD-OVD)



Os resultados apresentados por Kwon (2009) demonstram que essa topologia possibilita projetos com alta eficiência. Segundo o autor, o conversor proposto nesse artigo possui uma eficiência Europeia de 96% para uma entrada de 30V e uma saída de 350V com 1kW de potência, valores semelhantes aos empregados nesse trabalho.

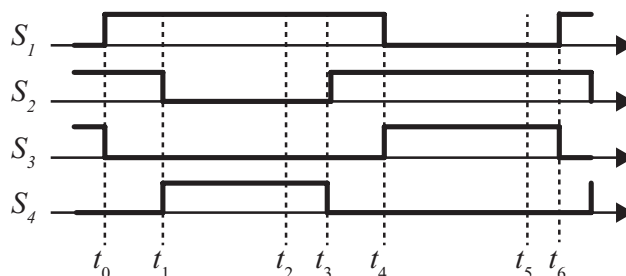
O conversor CC-CC mostrado na Figura 20 é apresentado na Figura 21 já com o modelo equivalente do painel FV.

Figura 21 – Conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD



O conversor possui seu comando através de PWM. Dois pulsos deslocados em 180° comandam as chaves principais S_1 e S_2 , e as chaves auxiliares S_3 e S_4 são complementares às chaves S_1 e S_2 respectivamente, conforme apresenta a Figura 22.

Figura 22 – Comando das chaves do conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD



O conversor CC-CC possui seis estágios de operação descritos a seguir:

Etapa 1 – As chaves S_1 e S_2 estão fechadas permitindo que os indutores sejam carregados. Tanto a tensão como a corrente no enrolamento primário e secundário do transformador são nulas.

Etapa 2 – A chave S_2 é aberta e a chave S_4 é fechada. A corrente no indutor L_1 continua a ser carregada enquanto que a corrente no indutor L_2 passa a ser descarregada. Durante essa etapa ocorre a transferência de potência do lado primário para o lado secundário. O capacitor C_r passa a ser carregado conforme a Figura 23 (b).

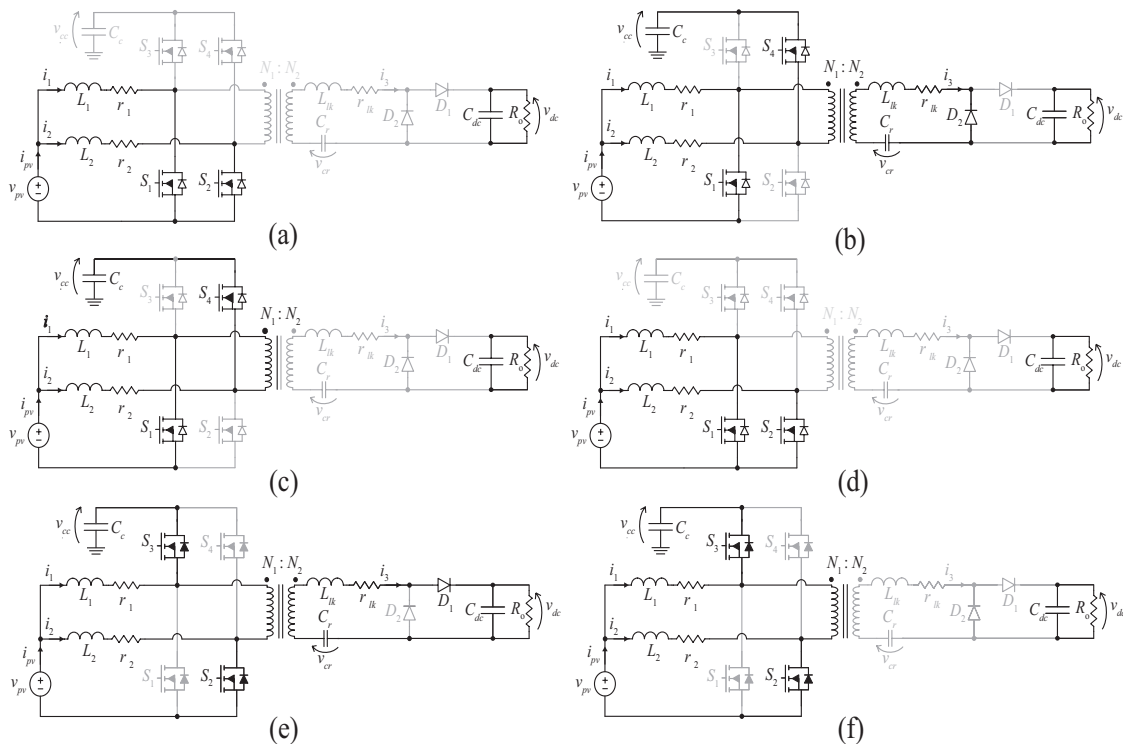
Etapa 3 – A corrente no indutor L_1 continua a ser carregada e no indutor L_2 a ser descarregada. Nessa etapa a corrente no diodo D_2 torna-se zero devido à ressonância entre o indutor L_{lk} e o capacitor C_r , evitando assim as perdas associadas à recuperação reversa do diodo.

Etapa 4 – Idêntica à primeira etapa.

Etapa 5 – A chave S_1 é aberta e a chave S_3 é fechada. A corrente no indutor L_2 continua a ser carregada enquanto que a corrente no indutor L_1 passa a ser descarregada. Durante essa etapa ocorre novamente a transferência de potência do lado primário para o lado secundário. A tensão do enrolamento secundário do transformador e do capacitor C_r são transferidas para a carga.

Etapa 6 – Mantém-se a mesma posição das chaves e a corrente no diodo D_1 torna-se zero, evitando as perdas associadas à recuperação reversa do diodo.

Figura 23 – Etapas de operação do conversor CC-CC. (a) Etapa 1. (b) Etapa 2. (c) Etapa 3. (d) Etapa 4. (e) Etapa 5. (f) Etapa 6



Esse conversor sempre opera no modo de condução contínua (CCM), considerando-se que indutores de entrada estão sempre sujeitos às tensões v_{pv} ou $v_{cc}-v_{pv}$. Essa afirmação é

comprovada através das equações de estado na seção 3.2, durante a apresentação da modelagem do conversor.

3.2 MODELAGEM DINÂMICA DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD

Um dos objetivos desse trabalho é propor a modelagem de pequenos sinais para se implementar a estratégia de controle do conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD. Como a corrente na indutância parasita L_{lk} possui valor médio nulo, não é possível abordar a técnica da modelagem clássica por espaço de estados. Dessa forma, optou-se pela aplicação da modelagem generalizada, apresentada no trabalho (SANDERS et al., 1991). Para a modelagem definiu-se a variável de entrada como a tensão de entrada v_{pv} e as variáveis de estado como sendo:

- Correntes nos indutores L_1 , L_2 e L_{lk}
- Correntes na indutância de dispersão L_{lk}
- Tensões nos capacitores C_c , C_r e C_{dc}

Conforme informado anteriormente, o conversor CC-CC permanece na 3ª e na 6ª etapa de operação durante um tempo muito pequeno se comparado com as demais etapas, assim optou-se por desprezar essas etapas da modelagem. Portanto, o conversor foi modelado para a 1ª, 2ª, 4ª e 5ª etapa de operação. Durante as etapas de operação consideradas, as seguintes chaves estão conduzindo:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Etapas 1 e 4} \rightarrow S_1, S_2 \\ \text{Etapas 2} \rightarrow S_1, S_4 \\ \text{Etapas 5} \rightarrow S_2, S_3 \end{array} \right. \quad (3.1)$$

De acordo com a Figura 22, o tempo t_6 pode ser definido como a frequência de comutação do conversor, ou seja T_s . O tempo t_4 define-se pela razão cíclica de comutação do conversor, ou seja $D \cdot T_s$. O tempo t_3 é dado pelo tempo t_6 com um atraso de 180° , ou seja $T_s - T_s/2$. Já o tempo t_1 é o tempo t_4 com um atraso de 180° , ou seja $D \cdot T_s - T_s/2$. Resumindo:

$$\left\{ \begin{array}{l} t_0 = 0 \\ t_1 = \frac{T_s(2D-1)}{2} \\ t_3 = \frac{T_s}{2} \\ t_4 = DT_s \\ t_6 = T_s \end{array} \right. \quad (3.2)$$

Deve-se aplicar a lei das tensões e das correntes de Kirchhoff para obter as equações da derivada das correntes nos indutores e da derivada das tensões nos capacitores. Para a 1ª e a 4ª etapa de operação, as equações de estado são dadas por:

$$L_1 \frac{di_1(t)}{dt} = V_{pv} - R_1 i_1(t) \quad (3.3)$$

$$L_2 \frac{di_2(t)}{dt} = V_{pv} - R_2 i_2(t) \quad (3.4)$$

$$C_o \frac{dv_{Co}(t)}{dt} = -\frac{v_{Co}(t)}{R_o} \quad (3.5)$$

A derivada da corrente no indutor L_3 e a derivada das tensões nos capacitores C_c e C_r são nulas na primeira e na quarta etapa de operação do conversor. Para a segunda etapa de operação as equações de estado são dadas por:

$$L_1 \frac{di_1(t)}{dt} = V_{pv} - r_1 i_1(t) \quad (3.6)$$

$$L_2 \frac{di_2(t)}{dt} = V_{pv} - r_2 i_2(t) - v_{Cc}(t) \quad (3.7)$$

$$L_{lk} \frac{di_3(t)}{dt} = v_{Cr}(t) - n v_{Cc}(t) - r_{lk} i_3(t) \quad (3.8)$$

$$C_c \frac{dv_{Cc}(t)}{dt} = i_2(t) + n i_3(t) \quad (3.9)$$

$$C_r \frac{dv_{Cr}(t)}{dt} = -i_3(t) \quad (3.10)$$

$$C_o \frac{dv_{Co}(t)}{dt} = -\frac{v_{Co}(t)}{R_o} \quad (3.11)$$

Enquanto que na quinta etapa de operação as equações de estado são dadas por:

$$L_1 \frac{di_1(t)}{dt} = V_{pv} - r_1 i_1(t) - v_{Cc}(t) \quad (3.12)$$

$$L_2 \frac{di_2(t)}{dt} = V_{pv} - r_2 i_2(t) \quad (3.13)$$

$$L_{lk} \frac{di_3(t)}{dt} = v_{Cr}(t) + n v_{Cc}(t) - r_{lk} i_3(t) - v_{Co}(t) \quad (3.14)$$

$$C_c \frac{dv_{Cc}(t)}{dt} = i_1(t) - n i_3(t) \quad (3.15)$$

$$C_r \frac{dv_{Cr}(t)}{dt} = -i_3(t) \quad (3.16)$$

$$C_o \frac{dv_{Co}(t)}{dt} = -\frac{v_{Co}(t)}{R_o} + i_3(t) \quad (3.17)$$

Para aplicar o método da modelagem generalizada é necessário obter uma única equação para cada variável de estado, sendo que essa equação deve ser válida durante todas as etapas de operação. Assim definiram-se duas equações de comutação $q_1(t)$ e $q_2(t)$, que permitem reescrever as equações de estado obtidas tornando-as válidas para todas as etapas de operação.

$$Q_1(t) = \begin{cases} 0 & \text{Etapas 1, 3, 4} \\ 1 & \text{Etapa 2} \end{cases} \quad (3.18)$$

$$Q_2(t) = \begin{cases} 0 & \text{Etapas 1, 2, 3} \\ 1 & \text{Etapa 4} \end{cases} \quad (3.19)$$

Aplicando as equações de comutação nas equações de estado obtêm-se as seguintes equações válidas durante todas as etapas de operação:

$$L_1 \frac{di_1(t)}{dt} = V_{pv} - r_1 i_1(t) - v_{cc}(t) q_2(t) \quad (3.20)$$

$$L_2 \frac{di_2(t)}{dt} = V_{pv} - r_2 i_2(t) - v_{cc}(t) q_2(t) \quad (3.21)$$

$$L_{lk} \frac{di_3(t)}{dt} = -r_{lk} i_3(t) + v_{cr} q_1(t) + v_{cr} q_2(t) + v_{dc}(t) q_2(t) \quad (3.22)$$

$$C_c \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = i_1(t) q_2(t) + i_2(t) q_1(t) + n i_3(t) q_1(t) - n i_3(t) q_2(t) \quad (3.23)$$

$$C_r = \frac{dv_{cr}(t)}{dt} = -i_3(t) \quad (3.24)$$

$$C_{dc} = \frac{dv_{dc}(t)}{dt} = -\frac{V_{dc}}{R_o} + i_3(t) q_2(t) \quad (3.25)$$

onde:

- L_1, L_2 Indutância de entrada;
- r_1, r_2 Resistência série equivalente de L_1 e L_2 ;
- C_c Capacitor de grampeamento;
- n Relação de transformação do transformador;
- L_{lk} Indutância de dispersão do transformador;
- r_{lk} Resistência série equivalente do transformador;
- C_r Capacitor ressonante;
- C_{dc} Capacitor de saída;
- R_o Resistência de carga.

Assumindo que as variáveis de estado e a variável de entrada não possuem grandes ondulações, pode-se empregar os seus valores médios. A modelagem clássica por espaço de estados é aplicada quando todas as variáveis de estado possuem valor médio não nulo. Como a corrente do indutor L_{lk} possui valor médio nulo, optou-se por utilizar a técnica da modelagem generalizada.

Para aplicar a transformada de Fourier nas equações de estado, deve-se utilizar da equação (3.30) de acordo com (QIN; KIMBALL, 2012). A modelagem generalizada utiliza a série de Fourier com mais termos, onde levam-se em consideração não somente os valores médios, mas também os valores da fundamental e das demais harmônicas das variáveis de estado. Neste trabalho utilizaram-se os valores médios e fundamental, ou seja, $k=0$ e $k=1$ da equação (3.30), para se obter o modelo do conversor.

Considera-se que o conversor está operando em regime permanente com razão cíclica D . A seguinte transformada de Fourier complexa é aplicada nas funções de chaveamento q_1 e q_2 (QIN; KIMBALL, 2012).

$$\langle Q_w \rangle_k^z = \frac{1}{T_s} \int_{t-T_s}^t q(t) e^{j \frac{2\pi k t}{T_s}} dt \quad (3.26)$$

onde ω_s é a frequência de comutação do conversor, o índice k é a ordem da harmônica, o índice z refere-se à parte real ou imaginária, e T_s representa o período de chaveamento.

A partir de (3.26), os seguintes coeficientes da função de chaveamento para valores médios e fundamental são obtidos:

$$\langle Q \rangle_o = \langle Q_1 \rangle_o = \langle Q_2 \rangle_o = 1 - D \quad (3.27)$$

$$\langle Q \rangle_1^r = -\langle Q_1 \rangle_1^r = \langle Q_2 \rangle_1^r = -\frac{\sin(2\pi D - \pi)}{2\pi} \quad (3.28)$$

$$\langle Q \rangle_1^i = -\langle Q_1 \rangle_1^i = \langle Q_2 \rangle_1^i = \frac{1 - \cos(2\pi D)}{2\pi} \quad (3.29)$$

onde “ r ” e “ i ” representam a parte real e imaginária do número complexo, respectivamente. Termos reais e imaginários são necessários para representar a informação da fase das harmônicas, cuja aplicação não é utilizada para as componentes de valor médio.

Posteriormente, as equações de estado são representadas utilizando a série de Fourier dada por:

$$\frac{d\langle x \rangle_k(t)}{dt} = \left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle_k - jk\omega_s \langle x \rangle_k \quad (3.30)$$

onde ω_s é a frequência de comutação do conversor, e $\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle_k$ representa a média da diferença de uma variável de estado para o coeficiente da harmônica k .

O índice k médio do produto de duas variáveis de estado genéricas x_1 e x_2 é dado por:

$$\langle x_1 x_2 \rangle_k = \sum_{i=-\infty}^{\infty} \langle x_1 \rangle_{k-1} \langle x_2 \rangle_i \quad (3.31)$$

O produto de dois termos variantes no tempo para $k=0$ e $k=1$ resulta nas seguintes relações:

$$\langle x_1 x_2 \rangle_0 = \langle x_1 \rangle_0 \langle x_2 \rangle_0 + 2 \langle x_1 \rangle_1^r \langle x_2 \rangle_1^r + 2 \langle x_1 \rangle_1^i \langle x_2 \rangle_1^i \quad (3.32)$$

$$\langle x_1 x_2 \rangle_1^r = \langle x_1 \rangle_0 \langle x_2 \rangle_1^r + \langle x_1 \rangle_1^r \langle x_2 \rangle_0 \quad (3.33)$$

$$\langle x_1 x_2 \rangle_1^i = \langle x_1 \rangle_0 \langle x_2 \rangle_1^i + \langle x_1 \rangle_1^i \langle x_2 \rangle_0 \quad (3.34)$$

Para simplificar, assumem-se apenas os termos médios de Fourier para a maioria das variáveis de estado. A exceção ocorre para a corrente i_3 , calculada para a componente média e fundamental. Consequentemente, as variáveis de estado resultantes e as equações de estado completas são dadas, respectivamente por:

$$x(t) = \begin{bmatrix} i_{1,0} & i_{2,0} & i_{3,0} & i_{3,1}^r & i_{3,1}^i & v_{cc,0} & v_{cr,0} & v_{dc,0} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (3.36)$$

onde:

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{r_1}{L_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{\langle Q \rangle_0}{L_1} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{r_2}{L_2} & 0 & 0 & 0 & -\frac{\langle Q \rangle_0}{L_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{r_{lk}}{L_{lk}} & 0 & 0 & 0 & \frac{2\langle Q \rangle_0}{L_{lk}} & -\frac{\langle Q \rangle_0}{L_{lk}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{r_{lk}}{L_{lk}} & \omega_s & \frac{2n\langle Q \rangle_1^r}{L_{lk}} & 0 & -\frac{\langle Q \rangle_1^r}{L_{lk}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{r_{lk}}{L_{lk}} & \frac{2n\langle Q \rangle_1^i}{L_{lk}} & 0 & -\frac{\langle Q \rangle_1^i}{L_{lk}} \\ \frac{\langle Q \rangle_0}{C_c} & \frac{\langle Q \rangle_0}{C_c} & 0 & \frac{-4n\langle Q \rangle_1^r}{C_c} & \frac{-4n\langle Q \rangle_1^i}{C_c} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C_r} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\langle Q \rangle_0}{C_{dc}} & \frac{2\langle Q \rangle_1^r}{C_{dc}} & \frac{2\langle Q \rangle_1^i}{C_{dc}} & 0 & 0 & -\frac{1}{R_o C_{dc}} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_1} & \frac{1}{L_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \quad (3.38)$$

$$u(t) = v_{pv}(t) \quad (3.39)$$

Para obter a função de transferência de pequenos sinais, assume-se que a tensão de entrada, razão cíclica e as variáveis de estado são dadas por seu valor médio e uma pequena perturbação, dadas por:

$$\begin{aligned} d &= \hat{d} + D \\ v_{pv} &= \hat{v}_{pv} + V_{pv} \\ i_1 &= \hat{i}_1 + I_1 \\ i_2 &= \hat{i}_2 + I_2 \\ i_3 &= \hat{i}_3 + I_3 \\ v_{cc} &= \hat{v}_{cc} + V_{cc} \\ v_{cr} &= \hat{v}_{cr} + V_{cr} \\ v_{dc} &= \hat{v}_{dc} + V_{dc} \end{aligned} \quad (3.40)$$

Utilizando (3.40) em (3.36)-(3.39) e desprezando os termos em regime permanente, é possível obter a seguinte equação de espaço de estados de pequenos sinais:

$$\hat{x}(t) = \hat{A}\hat{x}(t) + \hat{B}\hat{u}(t) \quad (3.41)$$

onde:

$$\hat{x}(t) = \begin{bmatrix} \hat{i}_{1,0} & \hat{i}_{2,0} & \hat{i}_{3,0} & \hat{i}_{3,1}^r & \hat{i}_{3,1}^i & \hat{v}_{cc,0} & \hat{v}_{cr,0} & \hat{v}_{dc,0} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

$$\hat{u}(t) = \begin{bmatrix} \hat{v}_{pv} & \hat{u} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} -\frac{r_1}{L_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1+D}{L_1} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{r_2}{L_2} & 0 & 0 & 0 & \frac{-1+D}{L_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{r_{lk}}{L_{lk}} & 0 & 0 & 0 & \frac{2-2D}{L_{lk}} & \frac{-1+D}{L_{lk}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{r_{lk}}{L_{lk}} & \omega_s & \frac{-n \sin(2\pi D)}{\pi L_{lk}} & 0 & \frac{\sin(2\pi D)}{L_{lk}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{r_{lk}}{L_{lk}} & \frac{n-n \cos(2\pi D)}{\pi L_{lk}} & 0 & \frac{-1+\cos(2\pi D)}{L_{lk}} \\ \frac{1-D}{C_c} & \frac{1-D}{C_c} & 0 & \frac{2n \sin(2\pi D)}{\pi C_c} & \frac{-2n+2n \cos(2\pi D)}{\pi C_c} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C_r} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1-D}{C_{dc}} & -\frac{\sin(2\pi D)}{\pi C_{dc}} & \frac{1-\cos(2\pi D)}{\pi C_{dc}} & 0 & 0 & -\frac{1}{R_o C_{dc}} \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

$$\hat{B} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_1} & \frac{V_{cc,0}}{L_1} \\ \frac{1}{L_2} & \frac{V_{cc,0}}{L_2} \\ 0 & -\frac{2v_{cr,0} + v_{co,0}}{L_{lk}} \\ 0 & -\frac{2nv_{cc,0} \cos(2\pi D) + v_{co,0} \cos(2\pi D)}{L_{lk}} \\ 0 & \frac{2nv_{cc,0} \cos(2\pi D) + v_{co,0} \cos(2\pi D)}{L_{lk}} \\ 0 & \frac{-i_{1,0} - i_{2,0} + 4ni_{3,1}^r \cos(2\pi D) - 4ni_{3,1}^i \sin(2\pi D)}{C_c} \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{-i_{3,0} - 2i_{3,1}^i \cos(2\pi D) - 2i_{3,1}^i \sin(2\pi D)}{C_c} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

A função de transferência que relaciona a corrente de entrada \hat{i}_{pv} e a razão cíclica \hat{d} é dada por:

$$\frac{\hat{i}_{pv}(s)}{\hat{d}(s)} = \hat{C}(sI - \hat{A})\hat{B} \quad (3.46)$$

onde:

$$\hat{C} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

O modelo de oitava ordem pode ser reescrito na forma de resíduo normalizado:

$$G(s) = \frac{r_1}{p_1} \left(\frac{1}{\frac{s}{p_1} + 1} \right) + \dots + \frac{r_8}{p_8} \left(\frac{1}{\frac{s}{p_8} + 1} \right) \quad (3.48)$$

A amplitude de r_i/p_i por $i=1, \dots, 8$ representa a influência de cada polo. Rejeitando os termos em que $|r_i/p_i|$ é menor que 10 vezes a amplitude do maior termo $|r_a/p_a|$, pode-se obter o seguinte modelo simplificado de 2ª ordem:

$$G(s) = \frac{r_a}{p_a} \left(\frac{1}{\frac{s}{p_a} + 1} \right) + \dots + \frac{r_b}{p_b} \left(\frac{1}{\frac{s}{p_b} + 1} \right) \quad (3.49)$$

Para alguns casos, $|r_b/p_b| < 0,1 |r_a/p_a|$, resulta em um modelo de 1ª ordem.

3.3 VALIDAÇÃO DO MODELO DINÂMICO DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD

Esta seção apresenta simulações e resultados experimentais para validação da modelagem generalizada apresentada na Seção 3.3. As especificações do conversor CC-CC utilizado para validação da modelagem são apresentadas na Tabela 3. Como diferencial dessa modelagem com relação ao que normalmente é apresentado na literatura, o modelo considera

a característica dos módulos FV, que não podem ser aproximados por fontes ideais de tensão ou de corrente.

Tabela 3 – Especificações do conversor CC-CC

Parâmetro	Descrição	Valor
P_{in}	Máxima potência de entrada	1000 W
V_{pv}	Variação da tensão de entrada	34 V ~ 59 V
I_{in}	Variação da corrente de entrada	0 A ~ 30 A
ΔI_{in}	Máxima ondulação na corrente de entrada	2 A
V_{dc}	Tensão nominal no barramento CC	350 V
ΔV_{dc}	Máxima ondulação de tensão no barramento CC	10 V
f_{sw}	Frequência de chaveamento	50 kHz

Primeiramente é apresentada a linearização da curva do painel FV considerando três pontos distintos conforme mostra a Figura 24. A Tabela 4 apresenta os valores de tensão e resistência do modelo equivalente do painel mostrado anteriormente na Figura 18 (b), para os pontos A, B e C conforme apresentado na Figura 24.

Figura 24 – Modelo do painel FV linearizado

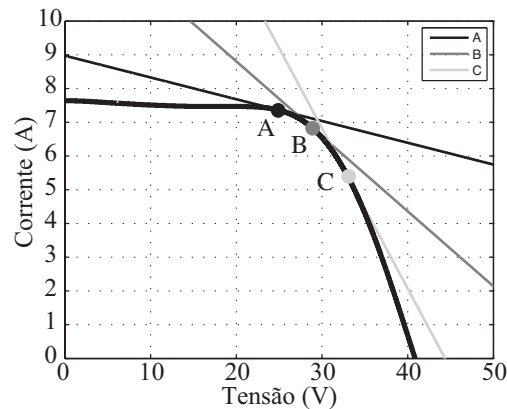


Tabela 4 – Modelo equivalente

Ponto	Tensão equivalente (V)	Resistência equivalente (Ω)
A	139,08	15,50
B	59,63	4,50
C	44,35	2,10

A função de transferência (FT) do conversor nos pontos A, B e C linearizados a partir da curva do painel foram obtidas através de (3.46), e são definidas respectivamente por $G_a(s)$, $G_b(s)$, $G_c(s)$ dadas respectivamente por:

$$G_a(s) = \frac{3,4432 \times 10^6 (s + 3,719)}{(s + 2,314)(s + 5,166 \times 10^5)} \quad (3.50)$$

$$G_b(s) = \frac{3,4722 \times 10^6}{(s + 1,493 \times 10^5)} \quad (3.51)$$

$$G_c(s) = \frac{3,2654 \times 10^6 (s + 3,817)}{(s + 7,606)(s + 7,138 \times 10^4)} \quad (3.52)$$

Através das FT (3.50), (3.51) e (3.52), são realizadas análises de variação paramétrica da planta a partir do diagrama de Bode. O primeiro parâmetro utilizado na análise é o capacitor C_{dc} do barramento CC. Há uma necessidade de reduzir o valor dessa capacitância para possibilitar o aumento da vida útil do conversor através da substituição da tecnologia eletrolítica empregada normalmente nesse dispositivo. Como a variação desse valor pode ser bastante expressiva dependendo do modelo do inversor, considera-se importante avaliar o impacto na dinâmica do conversor. O segundo parâmetro analisado é a indutância de dispersão L_{lk} refletida para a saída do transformador. Como essa indutância pode variar dependendo da forma construtiva do dispositivo, também optou-se por analisar seu impacto na dinâmica do conversor. O último parâmetro considerado na análise de variação paramétrica do conversor é a resistência equivalente do modelo do painel r_{eq} , onde se considera que $r_1 = r_2 = 2r_{eq}$. Como essa resistência se modifica em torno do ponto de operação, também foi verificado esse impacto na dinâmica do conversor. A Figura 25(a) apresenta o diagrama de Bode da planta para a variação paramétrica em C_{dc} . A Figura 25(b) apresenta o diagrama de Bode da planta para a variação paramétrica em L_{lk} . A Figura 25(c) apresenta o diagrama de Bode da planta para a variação paramétrica em r_{eq} . Foram utilizados cinco valores distintos para a variação paramétrica de cada parâmetro em cada ponto de operação. Os parâmetros considerados para a variação de C_{dc} e L_{lk} são mostrados na Tabela 5. Os parâmetros considerados para a variação de r_{eq} são mostrados na Tabela 6.

Tabela 5 – Variação paramétrica de C_{dc} e L_{lk}

Varição	I	II	III	IV	V
C_{dc} (μF)	100	300	500	700	900
L_{lk} (μH)	1	3	5	7	9

Tabela 6 – Variação paramétrica de r_1 e r_2

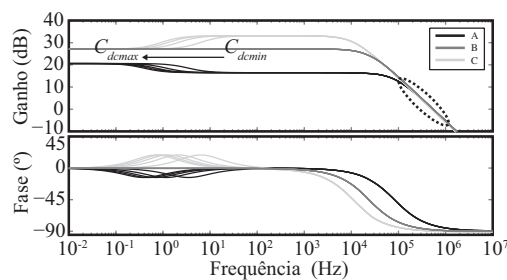
$r_1 = r_2$ Ω	I	II	III	IV	V
A	30,0	30,5	31,0	31,5	32,0
B	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0
C	3,2	3,7	4,2	4,7	5,2

Analisando a Figura 25 (a), (b) e (c), pode-se constatar que mesmo com a variação paramétrica da planta, na área circulada em pontilhado, a dinâmica do conversor praticamente não sofre alteração mantendo um comportamento de um sistema de 1ª ordem com polo na origem, cuja característica se torna semelhante à do conversor *Boost*. Usualmente, para projetar o controlador para a malha de corrente do conversor *Boost*, se utiliza o modelo simplificado dado por:

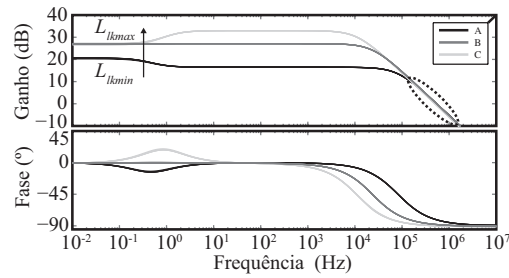
$$G_i(s) = \frac{V_{dc}}{Ls} \quad (3.53)$$

onde se considera uma fonte de tensão constante na saída. A utilização desse modelo simplificado de um conversor *Boost* convencional para projetar o controlador apresenta resultados similares aos obtidos com a utilização do modelo completo.

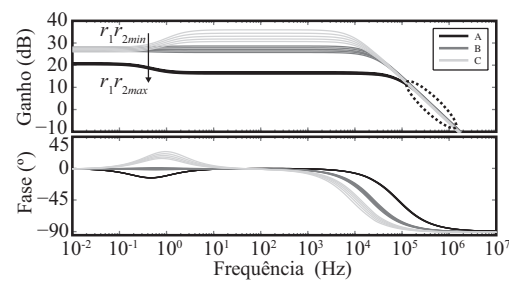
Figura 25 – Diagrama de Bode da planta com variação paramétrica. (a) Variação em C_{dc} . (b) Variação em L_{lk} . (c) Variação em $r_1 r_2$



(a)



(b)



(c)

Em contrapartida, o modelo simplificado do conversor HS-AC-ICD-OVD para essa região é dado por:

$$G_i(s) = \frac{I_L(s)}{d(s)} = \frac{2V_{dc}}{nLs} \quad (3.54)$$

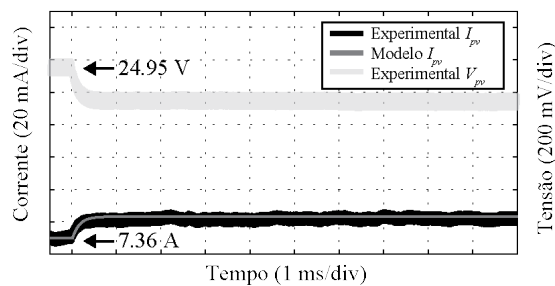
onde $L=L_1=L_2$. Este modelo não garante um bom resultado para o projeto do controlador. Apesar de o controlador projetado apresentar condições de estabilidade utilizando a FT do modelo simplificado, quando aplicado em simulação e experimentalmente, o sistema pode não ser capaz de rastrear uma referência de valor constante. O motivo para esta diferença é o ganho muito reduzido nas baixas frequências do modelo do conversor com relação ao modelo simplificado que apresenta um polo na origem. Dessa maneira, nesse conversor não se mostra adequado empregar o modelo simplificado para o projeto do controlador.

A seguir são apresentadas análises comparativas entre os resultados obtidos entre o modelo da FT de pequenos sinais e o experimental da corrente de saída do painel, a partir de pequenas perturbações na razão cíclica. A montagem do conversor para validação experimental possui os mesmos parâmetros apresentados na Tabela 3.

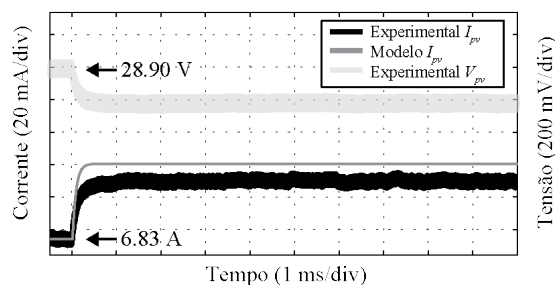
Três experimentos foram realizados para validar a modelagem generalizada do conversor CC-CC. Os resultados experimentais são apresentados em figuras distintas para cada ponto de operação definido pela linearização da curva do painel FV. Em cada figura é apresentada a comparação entre o modelo matemático simulado e o resultado obtido experimentalmente, juntamente com a forma de onda da tensão do painel FV.

Por restrições de laboratório, não foi possível utilizar uma fonte emuladora de painéis fotovoltaicos que atendesse os níveis de tensão e corrente necessários para viabilizar os ensaios experimentais com a potência nominal do conversor CC-CC. O uso da fonte emuladora Agilent E4360 possibilitou obter os resultados apresentados na Figura 26 com um nível de potência máxima de aproximadamente 200W, cujo valor se encontra abaixo da potência nominal do conversor. As Figuras 26 (a), (b) e (c) apresentam o comportamento em regime transitório da corrente e tensão do painel a partir de uma perturbação da razão cíclica de +0,2% com o conversor operando respectivamente nos pontos A, B e C. Pode-se notar que a resposta transitória para a corrente obtida experimentalmente é similar à simulada para todos os pontos de operação. Na curva A, o valor do ganho em regime para a perturbação é semelhante entre o modelo matemático e o resultado experimental. Na curva B houve uma pequena diferença no ganho obtido em regime. Isto ocorre, pois, o ponto B é aproximadamente o ponto de máxima potência da curva do painel fotovoltaico. Qualquer pequeno distúrbio nessa região resulta em um deslocamento considerável no entorno deste ponto, fazendo com que a linearização da curva neste ponto possua erros de ganho reduzidos. Entretanto, a dinâmica durante o regime transitório apresenta resultados similares. Do mesmo modo que para os casos anteriores, a curva C apresenta um erro de ganho em regime permanente, porém a dinâmica durante o regime transitório mantém-se idêntica. O erro de ganho observado em todos os casos ocorre devido à linearização do conversor em torno de um ponto de operação. A Tabela 7 apresenta todos os parâmetros obtidos antes (I) e depois (II) da perturbação da razão cíclica durante o ensaio experimental.

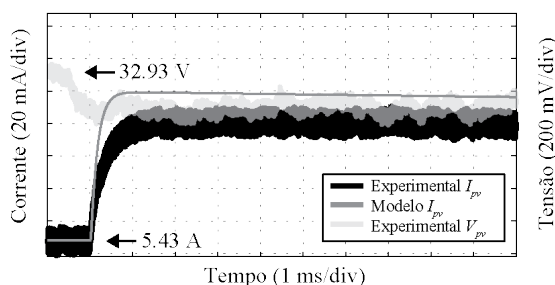
Figura 26 – Resultados experimentais. (a) Perturbação para ponto A. (b) Perturbação para ponto B. (c) Perturbação para ponto C



(a)



(b)



(c)

Tabela 7 – Resultados experimentais

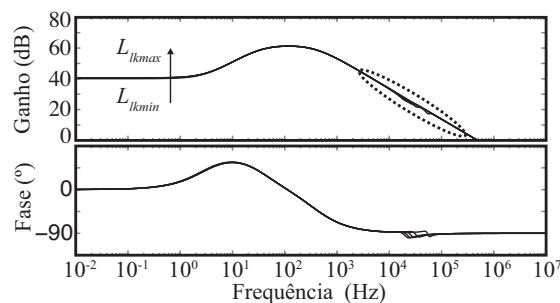
Parâmetros	A (I/II)	B (I/II)	C (I/II)
D	0,773 / 0,775	0,735 / 0,737	0,679 / 0,681
Vin (V)	24,950 / 24,650	28,900 / 28,720	32,930 / 32,840
Iin (A)	7,356 / 7,370	6,825 / 6,866	5,429 / 5,476
Vout (V)	347,100 / 344,400	355,500 / 355,700	344,000 / 345,000
Iout (A)	0,490 / 0,4800	0,510 / 0,510	0,565 / 0,565

Para validação da modelagem generalizada com a potência do conversor CC-CC próxima do valor nominal, empregaram-se baterias conectadas em série como fonte de entrada, uma vez que com os emuladores FV não era possível. Além disso, também foram empregadas, pois seu valor de resistência série apresenta valores menores o que contribui para validação do modelo do conversor CC-CC para outras condições. Primeiramente foi obtido o ensaio das baterias para adquirir o valor da resistência equivalente série das mesmas a fim de se inserir esses valores no modelo matemático do conversor como tensão equivalente com resistência série. O banco de baterias utilizado é composto de três baterias de 12 V e 105 Ah conectadas em série. A resistência série obtida através do ensaio da bateria é de 74,15 mΩ. A FT do conversor CC-CC com a tensão equivalente da bateria em série com sua resistência é apresentada em (3.55). A variação empregada é a mesma apresentada na Tabela 5. A Figura 27 (a) e (b) apresentam uma análise da variação paramétrica de C_{dc} e L_{lk} através do diagrama de Bode da seguinte FT:

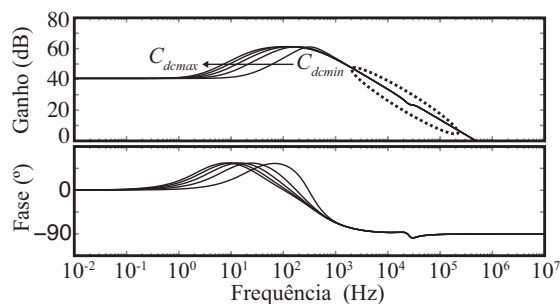
$$G_{bat}(s) = \frac{3,0623 \times 10^6 (s + 19,15)}{(s + 2422)(s + 226,4)} \quad (3.55)$$

A Figura 27 (c) apresenta o comportamento em regime transitório da corrente da bateria a partir de um distúrbio da razão cíclica de +3%. Pode-se notar que tanto a dinâmica em regime transitório como o ganho em regime permanente entre o modelo matemático e o resultado experimental são similares, o que resulta na validação da modelagem do conversor CC-CC através da técnica de modelagem generalizada utilizando o modelo equivalente do painel por uma fonte de tensão em série com uma resistência. A Tabela 8 apresenta todos os parâmetros obtidos antes (I) e depois (II) da perturbação da razão cíclica durante o ensaio experimental.

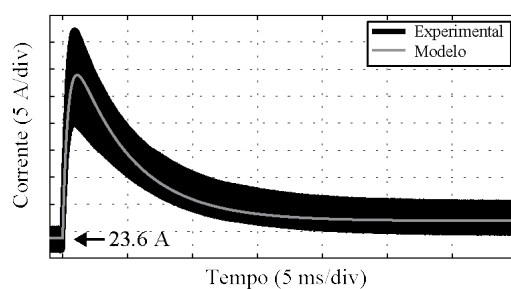
Figura 27 – Resultados experimentais com bateria como fonte de entrada. (a) Variação paramétrica de L_{lk} . (b) Variação paramétrica de C_{dc} . (c) Resposta ao degrau da corrente de entrada



(a)



(b)



(c)

Tabela 8 – Resultados experimentais

Parâmetros	Bateria (I/II)
D	0,65 / 0,68
V_{in} (V)	35,50 / 35,33
I_{in} (A)	23,60 / 27,50
V_{out} (V)	328,50 / 353,60
I_{out} (A)	2,40 / 2,56

3.4 PROJETO DO CONTROLADOR DA MALHA DE CORRENTE DO CONVERSOR CC-CC HS-AC-ICD-OVD

Nesta seção será projetado o controlador da malha de corrente do conversor CC-CC. A FT da planta foi definida em (3.51). As especificações desejadas para o projeto são apresentadas na Tabela 9. O controlador projetado é implementado com uma parcela ressonante para se reduzir a propagação da ondulação em baixa frequência para os terminais dos painéis, provenientes da tensão do barramento CC.

Tabela 9 – Especificações do controlador do conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD

Parâmetros	Descrição	Valor
f_{s1l}	Frequência de amostragem – corrente de entrada	25 kHz
f_{c1l}	Banda passante – malha de corrente	400 Hz
PM_{1l}	Margem de fase mínima – malha de corrente	60°

Na medição da corrente de entrada do conversor CC-CC, foi implementado um filtro *anti-aliasing* de primeira ordem com banda passante de 2,5 kHz, ou seja, uma década abaixo da frequência de amostragem.

As FT da planta em série com o filtro *anti-aliasing* discretizado pelo método *ZOH*, e com a inclusão do atraso de transporte de um ciclo são apresentadas em (3.57) e (3.59). A primeira é para a planta considerando um arranjo FV com mais painéis em série e a segunda é para um arranjo com menos painéis em série.

$$G_i(s) = \frac{3,2654 \times 10^6 (s + 3,817)}{(s + 7,138 \times 10^4)(s + 7,606)} \quad (3.56)$$

$$G_i(z) = \frac{15,2z^2 - 10,28z - 4,914}{z^4 - 1,591z^3 + 0,6216z^2 - 0,03069z} \quad (3.57)$$

$$G_i(s) = \frac{2,0207 \times 10^6 (s + 3,865)}{(s + 1,348 \times 10^4)(s + 28,05)} \quad (3.58)$$

$$G_i(z) = \frac{17,37z^2 - 5,607z - 11,76}{z^4 - 2,116z^3 + 1,427z^2 - 0,3108z} \quad (3.59)$$

Baseado nas especificações do controlador, o compensador projetado para a FT (3.57) é dado por:

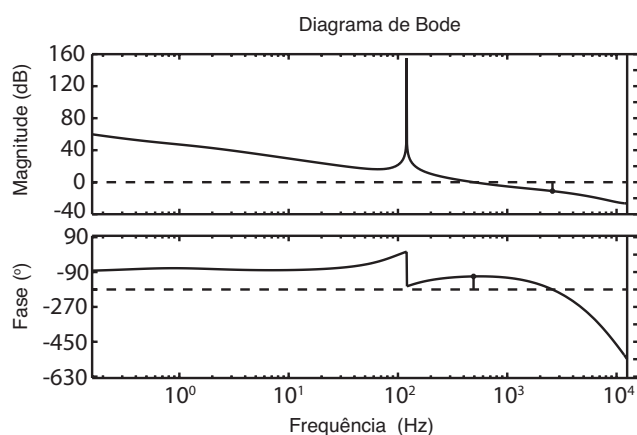
$$C(z) = \frac{0,00920283z^3 - 0,025052z^2 + 0,02257z - 0,006720204}{z^4 - 3,066z^3 + 3,2z^2 - 1,201z + 0,06709} \quad (3.60)$$

Baseado nas especificações do controlador, o compensador projetado para a FT (3.59) é dado por:

$$C(z) = \frac{0,005335z^3 - 0,0154z^2 + 0,01481z - 0,004744}{z^4 - 3,066z^3 + 3,2z^2 - 1,201z + 0,06709} \quad (3.61)$$

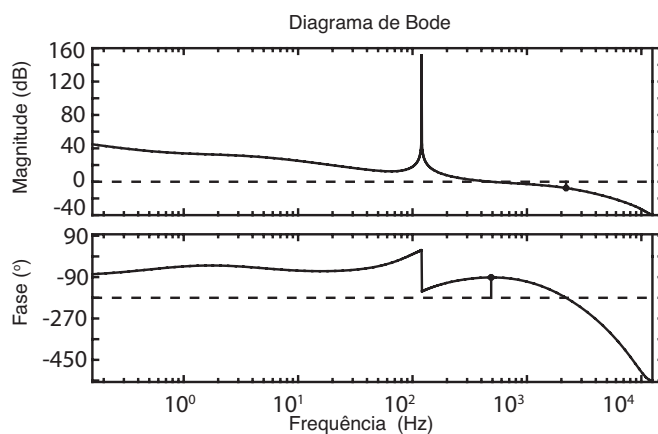
A Figura 28 apresenta o diagrama de bode em laço aberto de (3.57) em série com (3.60). A margem de fase apresenta um valor de $67,6^\circ$ e a frequência de cruzamento é 492 Hz. Considerando as especificações de projeto apresentadas na Tabela 9, pode-se concluir que as mesmas foram atingidas.

Figura 28 – Diagrama de Bode em laço aberto considerando configuração série de painéis FV



A Figura 29 apresenta o diagrama de bode em laço aberto de (3.57) em série com (3.61). A margem de fase apresenta um valor de 88° e a frequência de cruzamento é 487 Hz. Considerando as especificações de projeto apresentadas na Tabela 9, pode-se concluir que as mesmas foram atingidas.

Figura 29 – Diagrama de Bode em laço aberto considerando configuração paralelo de painéis FV



3.5 SUMÁRIO

Com base na arquitetura híbrida mostrada no capítulo anterior, nesse capítulo escolheu-se um conversor CC-CC que fosse adequado para a aplicação. O conversor escolhido possui um dobrador de tensão de corrente e um dobrador de tensão na saída, o que possibilita uma reduzida relação de transformação, resultando em elevada eficiência.

O conversor escolhido é complexo para fins de modelagem dinâmica. Destaca-se a necessidade de se utilizar uma técnica de modelagem não-usual para obter o modelo de pequenos sinais, pois o conversor apresenta uma corrente na saída do transformador com valor médio nulo. Essa modelagem também considera a elevada resistência série dos módulos com relação a uma fonte de tensão ideal. Analisou-se a diferença entre o modelo equivalente do painel e o ensaio realizado com a bateria, cuja resistência série é muito pequena. Os resultados demonstraram o significativo impacto causado pela mudança da resistência série no comportamento transitório da corrente de entrada.

Ao final foram apresentados resultados comparativos entre o modelo obtido a partir da modelagem generalizada e os resultados experimentais para cada ponto de operação da curva apresentada na Figura 24. Os resultados mostraram que o modelo linearizado apresenta uma boa aproximação da dinâmica de um painel FV. Para validação do conversor operando com potência nominal, foram utilizadas baterias como fonte primária de energia no lugar de emuladores fotovoltaicos. Para adaptar a bateria ao modelo equivalente do painel, foram adquiridos os valores de tensão e resistência série da mesma, e substituídas no circuito equivalente simulando a linearização de um ponto de operação na curva de um painel. As comparações entre o modelo matemático e o resultado experimental também validaram a técnica de modelagem generalizada.

Além disso, também foi feito o projeto do controlador da malha de corrente, o qual será implementado no capítulo 5 para obtenção dos resultados experimentais.

4 PROPOSTA PARA MAXIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA EXTRAÍDA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR UM CONVERSOR CC-CC

No Capítulo 2 foi apresentada a estrutura conceitual do sistema de controle a ser empregado no conversor CC-CC da arquitetura híbrida. Nesse capítulo, é apresentado um estudo mais aprofundado das vantagens obtidas com o uso dessa estratégia de controle, quando aplicada em uma arquitetura híbrida, cuja aplicabilidade também pode ser empregada para inversores com duplo estágio em sistemas FV.

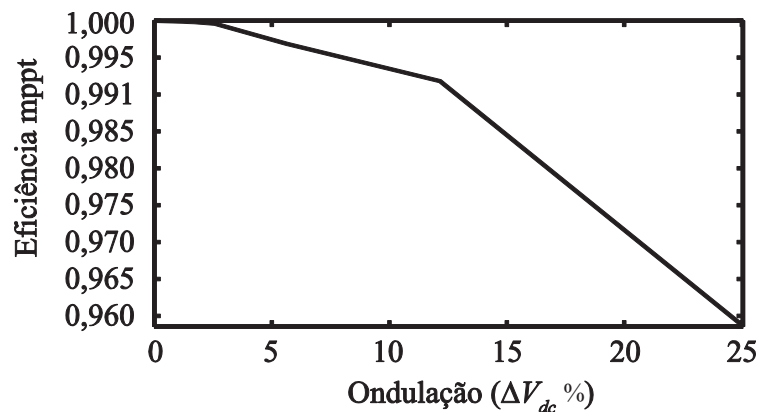
Normalmente as instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) empregam inversores centralizados, onde é usual utilizar grandes valores de capacitância no barramento CC de entrada para redução da ondulação em baixa frequência presente nos terminais dos painéis (VILLANUEVA et al., 2009; KARANAYIL et al., 2014; BREAZEAL; AYYANAR, 2015; LIU et al., 2015). Essa ondulação de tensão em baixa frequência com o dobro da frequência da rede CA, cuja ocorrência é perceptível apenas em sistemas monofásicos acaba sendo indesejável, pois dependendo da amplitude, interfere na operação do algoritmo MPPT e reduz a produção de energia dos painéis (ZHOU et al., 2011; SULLIVAN et al., 2013; MAHADEVA IYER; JOHN, 2015; SHI et al., 2016). Por outro lado, uma redução da capacitância do barramento CC é desejável, pois possibilita a substituição de capacitores eletrolíticos por tecnologias de filme, que normalmente apresentam elevado *mean time between failure* (MTBF) (CARDESÍN et al., 2013; KARANAYIL et al., 2014; JANE et al., 2015).

Na arquitetura híbrida, cujo conceito é mostrado na Figura 17, a presença de ondulação em baixa frequência no barramento CC não prejudica o rastreamento do MPPT do arranjo I (parcialmente sombreado), pois o conversor CC-CC utiliza uma lei de controle que rejeita distúrbios no lado dos painéis oriundos da ondulação da tensão de saída. Leis de controle baseadas no princípio do modelo interno, como a ressonante e repetitiva, são adequadas para tal função. Por outro lado, os painéis FV pertencentes ao arranjo II, cuja conexão é realizada diretamente ao barramento CC do inversor, têm seu MPPT prejudicado em função da ondulação presente no barramento CC do inversor.

Para exemplificar este comportamento, a Figura 30 apresenta uma curva de eficiência do seguimento de máxima potência dos painéis FV pertencentes ao arranjo II em função da ondulação presente na tensão do barramento CC, quando o mesmo opera em uma tensão

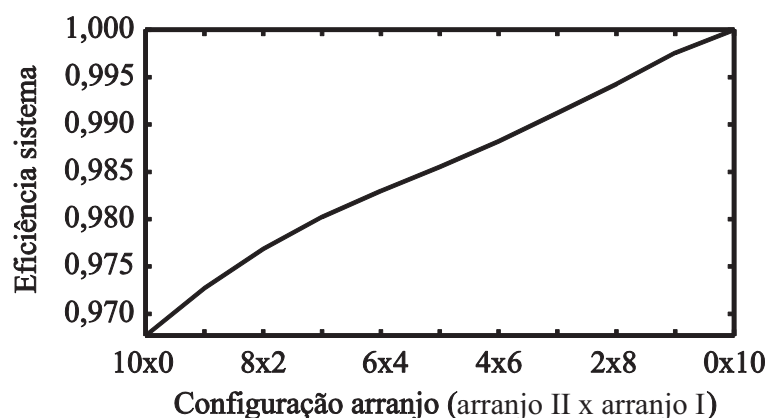
nominal de 360 V. Pode-se notar que ondulações pequenas resultam em pouca variação na eficiência, mas a partir de 10% as perdas de seguimento de máxima potência se tornam significativas. É importante ressaltar que durante essa análise foi utilizado um sistema FV operando com arquitetura híbrida, e para cada ondulação na faixa apresentada na Figura 30, as perdas MPPT encontradas no arranjo I da arquitetura híbrida não se alteraram.

Figura 30 – Gráfico da eficiência MPPT do arranjo série em função da ondulação do barramento CC



A Figura 31 apresenta um gráfico da eficiência total do sistema FV operando com a arquitetura híbrida, com uma ondulação constante de 25% da tensão nominal de 360 V no barramento CC. O eixo das abcissas do gráfico mostra a configuração do arranjo FV da arquitetura híbrida, onde o primeiro número representa a quantidade de painéis presente no arranjo II (conectado diretamente ao barramento CC do inversor), e o segundo número mostra a quantidade de painéis presentes no arranjo I (painéis conectados na entrada do conversor CC-CC). Pode-se notar que conforme se diminui a quantidade de painéis conectados diretamente ao barramento CC do inversor e se aumenta a quantidade na entrada do conversor CC-CC, mais eficiente se torna o sistema FV através do conceito da arquitetura híbrida, pois a ondulação presente no barramento CC não impacta no MPPT dos painéis presentes no arranjo I.

Figura 31 – Gráfico da eficiência do sistema FV utilizando arquitetura híbrida em função da configuração do arranjo



Para apresentar o emprego desse sistema de controle nesse trabalho, onde a ideia é maximizar a energia extraída de um arranjo FV, foi utilizado um conversor trifásico CC-CC isolado em alta frequência (TDIHF) (OLIVEIRA; BARBI, 2011). Poderia ter sido utilizada qualquer outra topologia tal como a empregada na arquitetura híbrida proposta neste trabalho, mas empregou-se o TDIHF devido à disponibilidade de protótipo para obtenção de resultados experimentais. Diferentemente do que é apresentado nos resultados experimentais da arquitetura híbrida mostrada no Capítulo 5, onde se utiliza um inversor comercial, esse capítulo mostra uma montagem utilizando um protótipo de um inversor conectado à rede, o que possibilita a substituição do capacitor do barramento CC.

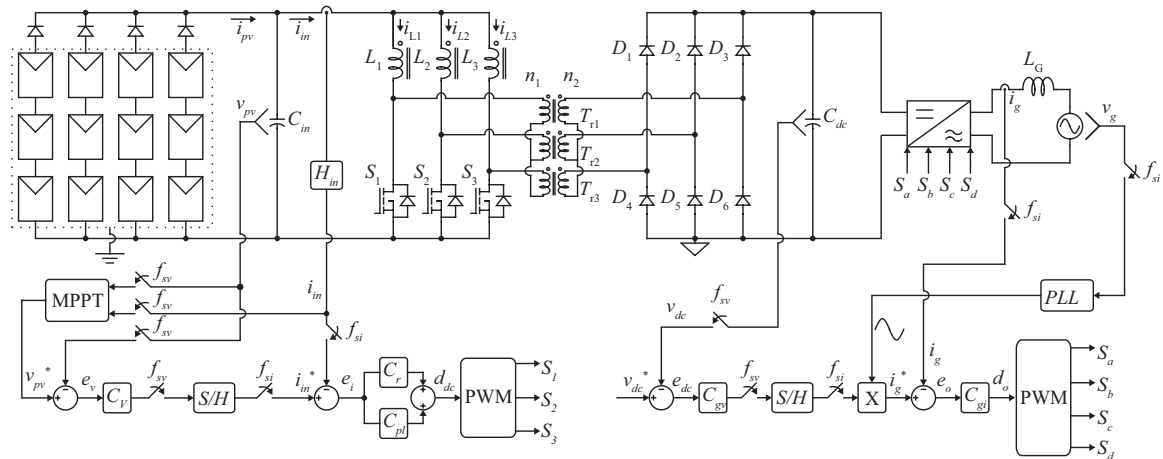
O objetivo principal é aumentar a confiabilidade do conversor através da substituição do capacitor eletrolítico do barramento CC por capacitores de filme sem resultar na redução da potência extraída do sistema FV. Para isso, se utiliza um controlador com duas malhas de controle. Uma malha de tensão com um controlador PI para se rastrear a referência obtida através do algoritmo MPPT e uma malha de corrente com uma ação de controle ressonante para se eliminar a ondulação em baixa frequência com o dobro da frequência da rede presente nos terminais dos painéis, e proveniente da ondulação presente no barramento CC (SERA et al., 2005; HERMAN et al., 2014).

4.1 TOPOLOGIA UTILIZADA NO INVERSOR DE DUPLO ESTÁGIO

A topologia do conversor CC-CC utilizada no inversor de duplo estágio é apresentada na Figura 32. O sistema é composto por um inversor sem transformador com uma topologia

full-bridge conectado à rede, um barramento CC para desacoplamento, um conversor CC-CC de alto ganho e isolado em alta frequência, e um arranjo de painéis FV.

Figura 32 – Diagrama de blocos do conversor CC-CC TDIHF



O sistema proposto apresenta uma série de vantagens para aplicações em sistemas fotovoltaicos descritas a seguir:

- Isolação galvânica, permitindo o uso de painéis fotovoltaicos com tecnologia de filme fino;
- Baixa tensão de entrada pelo alto ganho presente no conversor;
- Possibilidade de ser utilizado em sistemas FV parcialmente sombreados em função de sua baixa tensão de entrada, o que permite seu uso em arranjos FV com característica paralelo.

4.1.1 Topologia do conversor TDIHF

O conversor CC-CC é projetado para aumentar a tensão dos painéis fotovoltaicos no barramento CC para o valor mínimo, garantindo-se a operação do inversor. Além disso, também é projetado para rastrear o MPP do arranjo FV, fornecer isolação galvânica, e eliminar a ondulação de baixa frequência do arranjo FV proveniente da ondulação da tensão do barramento CC (KEREKES et al., 2009).

Um conversor CC-CC trifásico com transformador em alta-frequência foi utilizado nessa aplicação. Esse conversor apresenta alto ganho de tensão em um único estágio, e

reduzida ondulação em alta frequência na corrente de entrada (OLIVEIRA; BARBI, 2011). Como resultado, um capacitor de baixa tensão de filme pode ser utilizado em paralelo com os terminais dos painéis.

4.1.2 Estratégia de controle

A estratégia de controle proposta consiste em duas estruturas independentes (RAHIM et al., 2011). Uma estrutura é utilizada para controlar a entrada do conversor CC-CC enquanto a outra é utilizada para controlar o inversor.

A estratégia de controle do inversor de saída possui os seguintes objetivos:

- Injetar a potência gerada pelo SF na rede CA com baixa THD e fator de potência adequado;
- Controlar a potência ativa injetada na rede através da regulação da tensão média no barramento CC.

Essa estratégia de controle é baseada em duas malhas em cascata. A malha externa controla a tensão do barramento CC, enquanto a malha de corrente interna garante o rastreamento da referência senoidal. O período de amostragem ($T_{sv} = 1/f_{sv}$) da malha externa é escolhido como dez vezes menor que o período de amostragem da malha de corrente interna ($T_{si} = 1/f_{si}$) para melhor precisão dos coeficientes.

A estratégia de controle do conversor CC-CC apresenta os seguintes objetivos:

- Rastrear o MPP dos painéis fotovoltaicos;
- Rejeitar a ondulação em baixa frequência nos terminais dos painéis provenientes da ondulação de tensão do barramento CC.

Essa estrutura de controle também utiliza duas malhas em cascata. Um algoritmo MPPT é utilizado para gerar uma tensão de referência para o arranjo FV (XIAO et al., 2007; JI et al., 2009). A malha de tensão gera uma referência de corrente para o conversor CC-CC, cuja regulação é feita através de uma malha de corrente interna. Essa malha possui dinâmica rápida e é projetada para eliminar a ondulação de baixa frequência na corrente de entrada dos painéis fotovoltaicos (XIAO et al., 2007).

A estratégia de controle proposta no estágio de entrada emprega um controlador PI na malha de tensão. Esse controlador garante que a tensão de referência gerada pelo algoritmo MPPT é rastreada com erro nulo em regime. O controlador proposto para a malha interna de corrente utiliza um controlador ressonante com um avanço de fase. O controlador ressonante é

utilizado para se obter um alto ganho em 120Hz, o que possibilita uma rejeição da ondulação em baixa frequência na entrada do conversor CC-CC TDIHF. Essa estratégia foi considerada para possibilitar a redução do capacitor do barramento CC.

4.2 PROJETO DO CONTROLADOR

A Tabela 10 apresenta as especificações do conversor CC-CC TDIHF apresentado na Figura 32. Através dessas especificações são definidos os parâmetros do conversor, cujos valores são apresentados na Tabela 11. A Tabela 12 apresenta as especificações do projeto de controle.

Tabela 10 – Especificações do conversor CC-CC TDIHF

Parâmetros	Descrição	Valor
P_{in}	Máxima potência de entrada	1500 W
V_{pv}	Varição da tensão de entrada	34 V ~ 59 V
I_{in}	Varição da corrente de entrada	0 A ~ 30 A
ΔI_{in}	Máxima ondulação da corrente de entrada	2 A
V_{dc}	Tensão nominal do barramento CC	360 V
ΔV_{dc}	Máxima ondulação da tensão do barramento CC	10 V
f_g	Frequência da rede	60 Hz
f_{dc}	Frequência fundamental da tensão de ondulação do barramento CC	120 Hz

Tabela 11 – Parâmetros do conversor CC-CC TDIHF

Parâmetros	Descrição	Valor
n	Relação de transformação	4
$L = L_1 = L_2 = L_3$	Indutância de entrada	187,5 μ H
C_{in}	Capacitor de entrada (filme)	10 μ F
C_{dc}	Capacitância do barramento CC (eletrolítico)	100 μ F
f_{sw}	Frequência de chaveamento	20 kHz

Tabela 12 – Especificações do controlador do conversor CC-CC

Parâmetros	Descrição	Valor
f_{si}	Frequência de amostragem – corrente de entrada	20 kHz
f_{ci}	Banda passante – malha de corrente	1,3 kHz
PM_i	Margem de fase mínima – malha de corrente	50°
f_{sv}	Frequência de amostragem – tensão de entrada	2 kHz
f_{cv}	Banda passante – malha de tensão	13 Hz
PM_v	Margem de fase mínima – malha de tensão	80°

4.2.1 Malha de controle interna da corrente

O modelo dinâmico do conversor TDIHF que relaciona a razão cíclica e a corrente de entrada do conversor é utilizada na malha de corrente. Considerando a operação exclusivamente na região R_2 , pode-se obter o modelo simplificado a seguir (OLIVEIRA; BARBI, 2011):

$$G_i(s) = \frac{I_{in}(s)}{D_{dc}(s)} = \frac{3V_{dc}}{s n L} \quad (4.1)$$

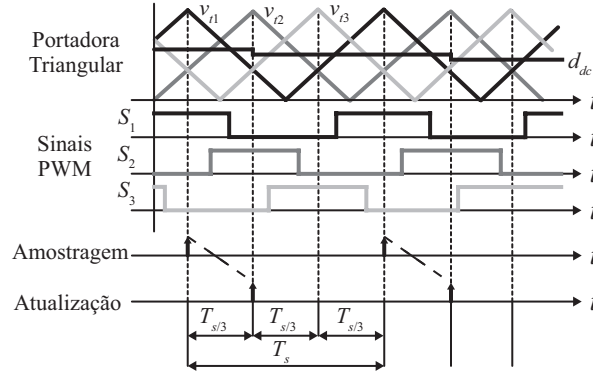
para $L = L_1 = L_2 = L_3$.

É importante mencionar que a corrente de entrada i_{in} é filtrada por um filtro passa-baixa de segunda ordem com frequência de corte (ω_{in}) igual à metade da frequência de chaveamento e coeficiente de amortecimento $\zeta = 0,7$.

$$H_{in}(s) = \frac{\omega_{in}^2}{s^2 + 2\zeta\omega_{in}s + \omega_{in}^2} \quad (4.2)$$

A Figura 33 apresenta o sinal modulante e as três portadoras triangulares v_{t1} , v_{t2} , e v_{t3} , utilizados para gerar os sinais PWM das chaves S_1 , S_2 , e S_3 , respectivamente. As portadoras triangulares possuem a mesma frequência e são defasadas entre si em 120°.

Figura 33 – Sinal da portadora triangular, sinais PWM e instantes de amostragem/atualização.



Leis de controle convencionais utilizadas nesse tipo de conversor atualizam suas ações de controle somente após um período de amostragem, o que resulta em um tempo de atraso de um período T_s . Esse atraso é modelado no tempo discreto em sistemas de controle através da FT z^{-1} .

$$G_i H_{in}(z) = \frac{37.6600z^2 + 41.7100z + 3.4380}{z^3 - 0.8618z^2 - 0.1259z - 0.0123} \frac{1}{z} \quad (4.3)$$

Entretanto, esse atraso de transporte reduz a margem de fase da lei de controle, conseqüentemente prejudicando o desempenho da lei de controle. Por outro lado, pode-se observar que os sinais PWM S_1 , S_2 , e S_3 apresentam chaveamento nos picos apenas durante os instantes em que $d_{dc} = 1$. Por conseqüência, esses instantes são favoráveis para amostrar e atualizar a lei de controle. Para aumentar a margem de fase da malha de corrente, é proposta a redução do atraso de transporte para 1/3 do período de chaveamento. A Figura 33 apresenta que isso é possível através da amostragem da corrente de entrada i_{in} no pico da portadora triangular v_{t1} e atualizando a lei de controle d_{dc} no pico da portadora triangular v_{t2} .

A FT no tempo discreto da corrente de entrada considerando a implementação do atraso de transporte de $T_s / 3$ pode ser obtida através da transformada z modificada (OGATA, 1995), dada por:

$$G_i(z) = G_i(z, m) = \left(\frac{z-1}{z^2} \right) \sum_j \text{Res} \left(\frac{G(s)}{s} \frac{e^{msT_s} z}{z - e^{sT_s}}, p_j \right) \quad (4.4)$$

onde $m = 2/3$.

O modelo no tempo discreto em (4.1), em série com o filtro passa-baixa em (4.2), assumindo o atraso de transporte $T_s / 3$ para os parâmetros dados na Tabela 10, Tabela 11 e Tabela 12 é dado por:

$$G_i H_m(z) = \frac{16.2600z^3 + 56.8400z^2 + 9.5860z + 0.0768}{z^4 - 0.8617z^3 - 0.1260z^2 - 0.0123z} \quad (4.5)$$

A malha de controle da corrente foi projetada para se obter erro nulo em regime para as referências de corrente geradas a partir da malha externa de tensão. Essa estratégia de controle também foi projetada para rejeitar ondulações de baixa frequência na corrente de entrada do conversor CC-CC em função da ondulação em baixa frequência presente no barramento CC.

Os objetivos de controle em regime podem ser atingidos com um alto ganho em malha aberta em 0 Hz e 120 Hz. Um integrador e um compensador ressonante em 120Hz são capazes de atingir esses objetivos, respectivamente. Importante mencionar que o integrador não é incluído na malha de corrente, pois foi incorporado à malha de tensão, como previamente descrito. Por outro lado, o compensador avanço-de-fase foi incluído na malha de corrente para melhorar o desempenho durante o regime transitório.

O controlador da malha de corrente definido por um avanço-de-fase juntamente com um ressonante (AF + Res) é dado por:

$$C_i(s) = C_r(s) + C_{pl}(s) \quad (4.6)$$

onde C_r e C_{pl} são definidos como compensador ressonante e avanço-de-fase, respectivamente.

O compensador ressonante foi projetado como um par de polos complexos conjugados e posicionados no eixo imaginário, na frequência (f_{dc}) correspondente à baixa ondulação existente no barramento CC. Além disso, foram incluídos dois zeros para aumentar a margem de fase. A FT do compensador ressonante é dada por:

$$C_r(s) = k_r \frac{(s + z_{r1})(s + z_{r2})}{s^2 + (2\pi f_{dc})^2} \quad (4.7)$$

O compensador avanço-de-fase foi projetado com seu zero localizado em uma frequência suficientemente menor do que a frequência de cruzamento por 0 dB, e o polo

localizado em uma frequência acima desse ponto, mas suficientemente menor do que a frequência de chaveamento f_s . A FT do compensador avanço-de-fase é dada por:

$$C_{pl}(s) = k_{pl} \frac{s + z_{pl}}{s + p_{pl}} \quad (4.8)$$

Ambos os compensadores da malha de corrente foram projetados utilizando o plano-w (OGATA, 1995), uma vez que a banda passante da malha de corrente é definida como sendo menor que dez vezes a frequência de chaveamento. Considerando o modelo da planta em (4.5), foram obtidos os seguintes parâmetros: $k_r = -0,00044036$, $z_{r1} = -40000$, $z_{r2} = 904,8$, $f_{dc} = 120$, $k_{pl} = 0,017988$, $z_{pl} = 9351$, $p_{pl} = 30550$. Os seguintes compensadores em tempo discreto foram obtidos na forma implementável a partir da discretização de (4.7) e (4.8) considerando esses parâmetros:

$$C_r(z^{-1}) = \frac{0.0009003z^{-1} - 0.0008605z^{-2}}{1 - 1.9986z^{-1} + z^{-2}} \quad (4.9)$$

$$C_{pl}(z^{-1}) = \frac{0.01258 - 0.007814z^{-1}}{1 - 0.1339z^{-1}} \quad (4.10)$$

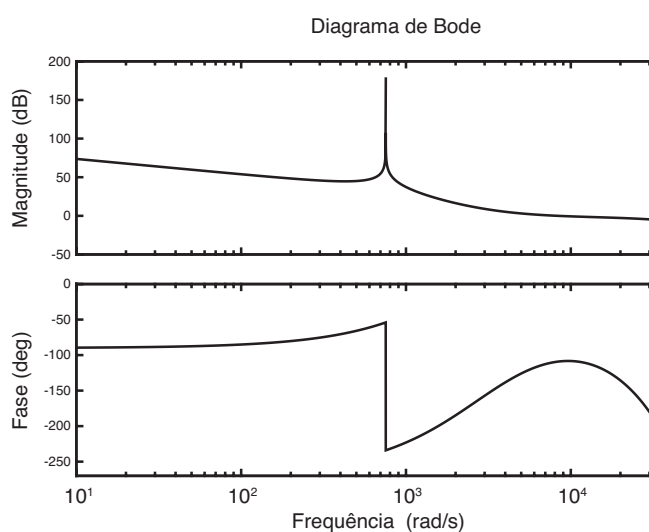
A Figura 34 (a) apresenta o diagrama de Bode em laço aberto da malha de corrente considerando os parâmetros nominais da planta e um atraso de transporte $T_s / 3$ apresentado em (4.5). Pode-se notar que as especificações no projeto do controlador foram atingidas. O impacto das variações paramétricas de L , n , e V_{dc} na estabilidade da malha de corrente foram atingidas. A Figura 34 (b) e (c) apresentam o mapeamento de polos e zeros em malha fechada da malha de corrente para $159,4 \mu\text{H} < L < 215,6 \mu\text{H}$, $3,4 < n < 4,6$, e $306 \text{ V} < V_{dc} < 414 \text{ V}$. Pode-se verificar na Figura 34 (b), que o sistema em malha fechada possui estabilidade em todas as combinações de variação paramétrica definidas acima para um atraso de transporte de $T_s / 3$.

Por outro lado, a Figura 34 (c) mostra que quando utilizado o atraso de transporte de T_s para o sistema operando em malha fechada, ocorre instabilidade para algumas combinações de variação paramétrica. Como exemplo, considerando $L = L_{min} = 154,9 \mu\text{H}$, $n = n_{min} = 3,4$, e $V_{dc} = V_{dcmax} = 414 \text{ V}$, se obtém a seguinte FT em malha fechada:

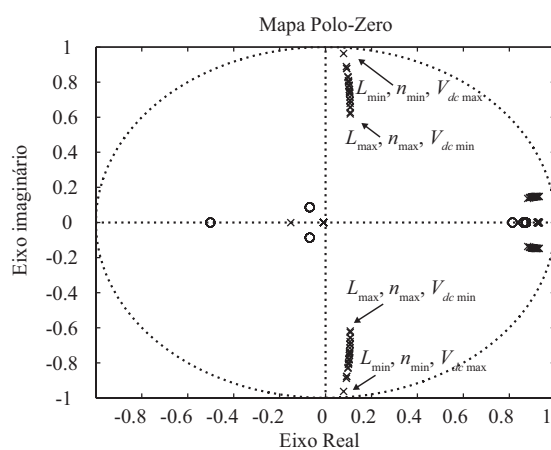
$$G_{cl}(z) = \frac{0.75375(z+1.02)(z-0.8729)(z-0.8616)(z-0.8136)(z+0.08968)}{(z-0.9202)(z+0.5913)(z+0.09004)(z^2-1.743z+0.7789)(z^2-1.013z+1.105)} \quad (4.11)$$

Observando a FT em (4.11), nota-se a presença de polos complexos conjugados em $0,5065 \pm j0,9211$. Esses polos estão fora do círculo de raio unitário do plano z , resultando em um sistema instável.

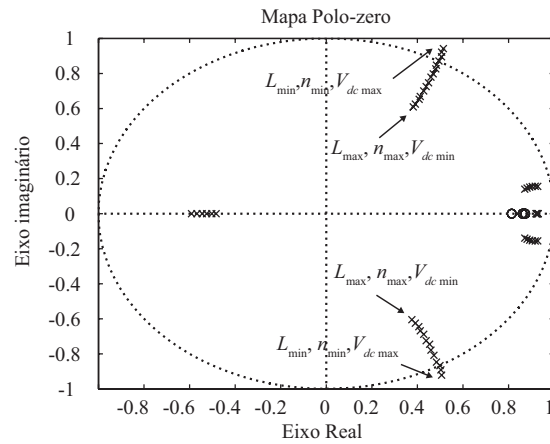
Figura 34 – (a) Diagrama de Bode em laço aberto da malha de corrente considerando atraso de transporte $T_s / 3$. (b) Mapeamento de polos e zeros da FT malha fechada da corrente com variação paramétrica de L , n , e V_{dc} considerando atraso de transporte de $T_s / 3$. (c) Mapeamento de polos e zeros da FT malha fechada da corrente com variação paramétrica de L , n , e V_{dc} considerando atraso de transporte de T_s



(a)



(b)



(c)

4.2.2 Malha de controle externa de tensão

A estratégia de controle proposta para o conversor TDIHF utiliza uma malha de tensão externa para gerar a referência da malha de corrente, cuja regulação é feita pela malha de corrente interna. Essa malha de tensão é utilizada, pois o MPP dos painéis FV normalmente apresenta poucas variações na tensão quando comparado às variações de corrente para diferentes níveis de irradiância na superfície do painel, resultando em um algoritmo MPPT mais eficiente (GAO et al., 2009).

A malha de controle da tensão é projetada para assumir um sistema de controle de duas camadas, conforme apresentado na Figura 32, onde a malha de corrente possui uma banda passante muito maior que a malha de tensão. Como resultado, ambas as malhas assumem estarem dinamicamente desacopladas e a malha de corrente pode ser simplificada por um ganho. O modelo dinâmico de TDIHF que relaciona a tensão de entrada com a corrente de entrada é dada por:

$$G_v(s) = \frac{V_{pv}(s)}{I_{in}(s)} = -k_i \frac{1/C_{in}}{s + 1/(C_{in}r_{pv})} \quad (4.12)$$

onde k_i é o ganho da malha de corrente e r_{pv} é a resistência equivalente do arranjo FV (L. V. BELLINASSO et al., 2014). Para a variação da tensão e corrente de entrada do arranjo fotovoltaico especificado na Tabela 10, a variação é de $0,77 \Omega < r_{pv} < 2,32 \Omega$. Nesse projeto, foram considerados $k_i = 1$ e $r_{pv} = 1,67 \Omega$.

A malha de controle de tensão teve sua banda passante projetada uma década abaixo da malha de corrente para evitar qualquer interação entre as mesmas. Para evitar problemas numéricos associados à frequência de amostragem alta, foi assumida a frequência de amostragem da malha de tensão sendo dez vezes menor do que a malha de corrente. Para essas condições, o modelo no tempo discreto de (4.12) é dado por:

$$G_v(z) = \frac{V_{pv}(z)}{I_{in}(z)} = -\frac{1.67}{z - 9.935 \times 10^{-14}} \quad (4.13)$$

O objetivo do controlador da malha de tensão é obter erro nulo em regime para referências constantes. Por isso, é projetado e implementado um controlador do tipo PI de acordo com as especificações da Tabela 12. Devido ao ganho negativo da FT em (4.13), o controlador resultante também apresenta um ganho negativo.

$$C_v(z) = -\frac{0.040286(z - 0.3954)}{z - 1} \quad (4.14)$$

A partir de (4.13) e (4.14) foi obtida uma malha de controle com margem de fase de 90° e $f_{cv} = 13$ Hz, estando em acordo com as especificações de controle.

4.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Para validar essa estratégia de controle proposta para o conversor CC-CC TDIHF apresentado na Figura 34, foi implementada uma montagem do sistema. A Tabela 11 apresenta os parâmetros do protótipo do conversor de 1500W. Os controladores de tensão e corrente e o algoritmo MPPT foram implementados no DSC TMS320F28335 da Texas Instruments.

Dois experimentos foram conduzidos para avaliar a estratégia de controle, cujos objetivos principais eram eliminar a ondulação de baixa frequência nos painéis fotovoltaicos em inversores de duplo estágio através do uso de um controlador ressonante digital. Ambos experimentos tiveram seus resultados comparados e analisados entre a proposta do avanço-de-fase + ressonante e um PI convencional. Foi verificado o impacto total da potência extraída do arranjo fotovoltaico para diferentes irradiâncias e valores de capacitância e tecnologia de capacitores.

Arranjos de painéis FV foram emulados por dois simuladores fotovoltaicos Agilent E4360 conectados em paralelo. Esse equipamento possibilita a reprodução similar das condições do arranjo fotovoltaico para diferentes testes. Em todos os experimentos, o arranjo fotovoltaico do simulador utilizou as seguintes configurações: $V_{oc} = 60$ V, $I_{sc} = 17$ A, $V_{mpp} = 48$ V, e $I_{mpp} = 15$ A. Foi empregada essa configuração, pois representa 50% da potência nominal do conversor CC-CC empregado no ensaio, cuja potência representa o ponto onde se obtém a máxima quantidade de energia processada por conversores em aplicações fotovoltaicas de acordo com a eficiência europeia (SOCIETY, 2008). É importante mencionar que a P_{mpp} nesse equipamento pode apresentar erros de até 10% nesse ponto de operação (TECHNOLOGIES, 2011).

O equipamento medidor de potência digital Yokogawa WT1600 foi utilizado para fazer as medições de tensão, corrente, e potência. As ponteiras de corrente A622 e o kit AM503A+A6302 foram utilizados para medir a corrente em baixa frequência e a forma de onda da corrente do barramento CC, respectivamente.

O objetivo desses experimentos foi verificar a hipótese de que a rejeição da ondulação em baixa frequência na corrente de entrada do conversor CC em função da ondulação da tensão do barramento CC resulta em um incremento da energia obtida através dos painéis fotovoltaicos. Para tal análise, é comparado o desempenho do controlador da malha de corrente Avanço-de-fase + Ressonante, cujo projeto foi especificamente realizado para rejeitar a ondulação em baixa frequência, em relação ao controlador PI convencional, amplamente utilizado nesse tipo de aplicação.

Para essa avaliação foi considerada a malha de corrente interna do conversor TDIHF apresentada na Figura 32, onde ambos o controlador da malha de tensão e o algoritmo MPPT foram desabilitados. Esses laços foram substituídos por uma referência de corrente constante, cujo valor foi definido por *software* para igualar ao valor exato da corrente no MPP do simulador de painéis. Esse procedimento foi implementado para evitar possíveis interações dinâmicas entre a malha de tensão e corrente que pudessem prejudicar a análise dos resultados.

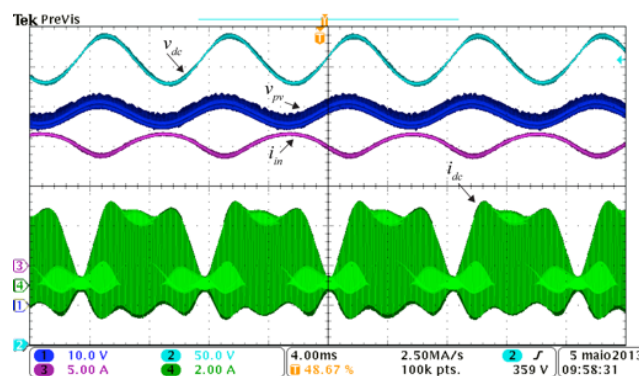
O controlador avanço-de-fase + ressonante utilizado nessa análise é apresentado em (4.6), (4.9) e (4.10), enquanto o controlador PI convencional da malha de corrente projetado para a análise comparativa é dado por:

$$C_{pi}(z) = \frac{0,005947z - 0,005582}{z - 1} \quad (4.15)$$

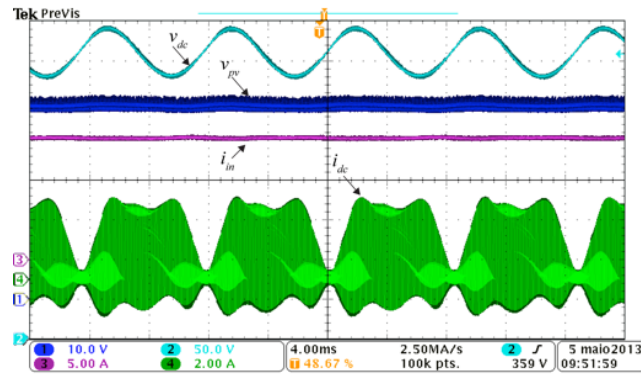
A Tabela 11 apresenta os parâmetros do conversor CC-CC TDIHF utilizado em todos os experimentos, onde o capacitor C_{dc} do barramento CC foi alterado de 70 μF (filme), e 100 μF , 330 μF , e 660 μF (eletrolítico). Pode-se observar que a ondulação de tensão do barramento CC varia significativamente para cada caso devido aos valores diferenciados de C_{dc} . Por isso, para se obter uma comparação justa, foram utilizados valores para v_{dc}^* na saída do controlador do inversor para garantir que em todos os casos, exista uma tensão mínima no barramento CC por volta de 330 V.

A Figura 35 (a), Figura 36 (a), Figura 37 (a), e a Figura 38 (a) apresentam formas de onda obtidas experimentalmente para diferentes valores de capacitância utilizando como controlador da malha de corrente, o compensador PI em (4.15). Pode-se observar que a ondulação em baixa frequência da tensão (ciano) não é rejeitada pelo sistema de controle, resultando em uma baixa ondulação de corrente (magenta) e tensão (azul) dos painéis, mesmo para altos valores de capacitância. Por outro lado, a Figura 35 (b), Figura 36 (b), Figura 37 (b), e a Figura 38 (b) apresentam resultados análogos para o controlador avanço-de-fase + ressonante. Pode-se observar para esses casos que ambos a corrente (magenta) e a tensão (azul) dos painéis não apresenta uma ondulação significativa.

Figura 35 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 70 \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res



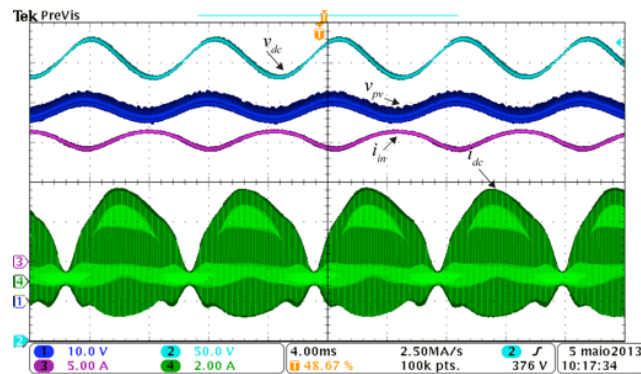
(a)



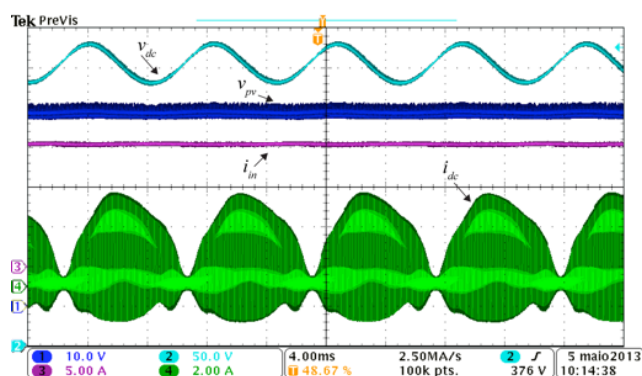
(b)

A Tabela 13 apresenta uma análise comparativa dos resultados experimentais. Pode-se observar que a diferença da potência extraída utilizando o controlador avanço-de-fase + ressonante com um capacitor do barramento CC de $70\mu\text{F}$ resulta em um incremento de 1% na potência extraída dos painéis fotovoltaicos. Todavia, capacitores de filme de $70\mu\text{F}$ fornecem a maior potência extraída dos painéis entre todos os experimentos, mesmo com a presença de ondulação em baixa frequência de 60V presente na tensão do barramento CC.

Figura 36 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 100\ \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res

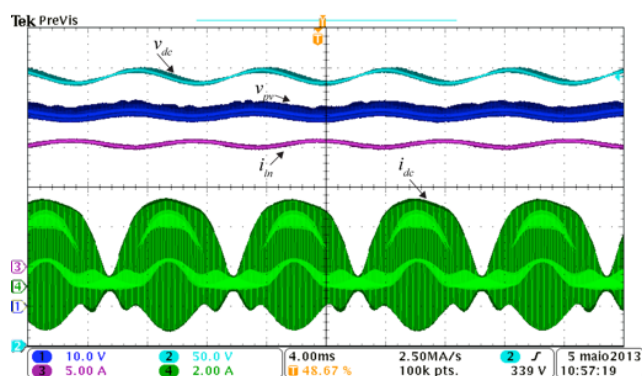


(a)

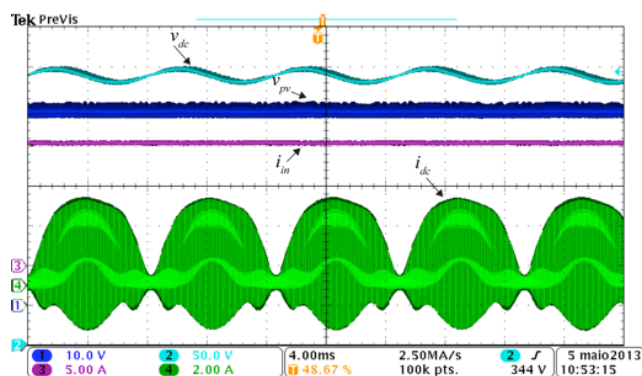


(b)

Figura 37 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 330 \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res.

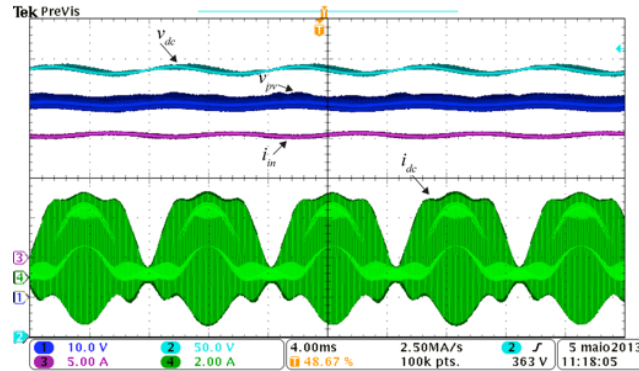


(a)

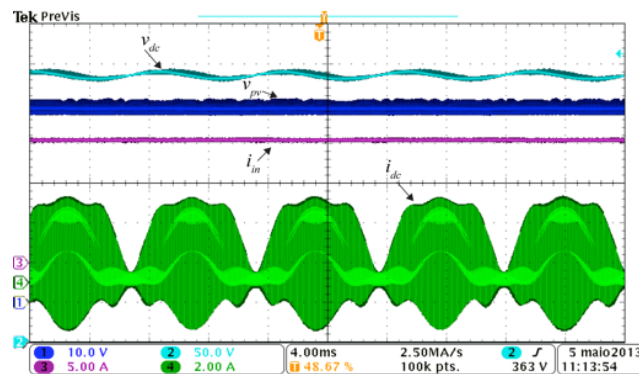


(b)

Figura 38 – Formas de onda obtidas experimentalmente para $C_{dc} = 660 \mu\text{F}$, onde i_{in} (magenta), i_{dc} (verde), v_{pv} (blue), e v_{dc} (ciano). (a) PI. (b) PL+Res



(a)



(b)

Tabela 13 – Análise comparativa dos resultados experimentais do teste B

Controlador	Capacitor do barramento CC (C_{dc})	Valor medido de C_{dc} (μF)	P_{pv} (W)	$P_{dc,o}$ (W)	v_{dc} (V)	Δv_{dc} (V)	i_{dc} (A)	i_{pv} (A)	Componente 120 Hz i_{pv} (mA)	Forma de onda experimental
PI	70 μF filme	70,8	706,8	634,9	360,87	61,00	1,76	14,73	1360,0	Figura 35 (a)
PL+Res	70 μF filme	70,8	713,4	641,6	358,14	62,22	1,79	14,74	48,0	Figura 35 (b)
PI	100 μF eletrolítico	86,2	708,9	635,7	355,04	50,54	1,79	14,74	1100,0	Figura 36 (a)
PL+Res	100 μF eletrolítico	86,2	713,3	640,3	354,97	51,05	1,80	14,74	37,5	Figura 36 (b)
PI	330 μF eletrolítico	295,1	712,6	639,7	338,52	22,63	1,89	14,74	406,0	Figura 37 (a)
PL+Res	330 μF eletrolítico	295,1	713,1	640,7	338,51	22,71	1,89	14,74	15,0	Figura 37 (b)
PI	660 μF eletrolítico	583,0	713,0	640,2	335,13	17,82	1,91	14,74	220,0	Figura 38 (a)
PL+Res	660 μF eletrolítico	583,0	713,0	640,1	335,08	17,85	1,91	14,74	8,0	Figura 38 (b)

4.4 SUMÁRIO

O principal objetivo desse capítulo foi propor uma forma de possibilitar o aumento da confiabilidade do inversor FV através da substituição de capacitores eletrolíticos por filme, sem resultar na redução da potência extraída dos painéis.

Os resultados experimentais demonstram as vantagens do uso da técnica de controle proposta, baseada no uso de controlador ressonante, em comparação com um controlador PI convencional. A ondulação em baixa frequência da tensão no barramento CC é grande para pequenos valores de capacitância, o que pode resultar em oscilações de corrente e tensão no arranjo de painéis FV. Controladores PI normalmente não são capazes de rejeitar a ondulação de corrente de 120 Hz, o que resulta em uma ondulação da operação em volta do MPP. Nesse caso, não é possível extrair a máxima potência do arranjo FV. Por outro lado, foi demonstrado que o controlador ressonante proposto mitiga esse problema.

A estratégia de controle proposta possibilita uma redução significativa na capacitância do barramento CC sem resultar em redução da energia extraída dos painéis FV, caso os mesmos estejam conectados a um conversor CC-CC, como o proposto na arquitetura híbrida. Consequentemente, outras tecnologias de capacitores com alto MTBF como filme, podem se tornar economicamente viáveis.

5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E EXPERIMENTAIS DA ARQUITETURA HÍBRIDA

Neste capítulo são apresentadas simulações e resultados experimentais para validação da arquitetura híbrida em sistemas FV sujeitos a sombreamento parcial. Inicialmente é apresentada uma simulação preliminar relacionada à operação da arquitetura. Para isso, são mostradas duas comparações, cujo objetivo é demonstrar o desempenho do conceito da arquitetura sem considerar as técnicas de controle ou tipos de conversores empregados na mesma.

Na sequência são apresentados resultados experimentais obtidos com a arquitetura híbrida. Para implementar a arquitetura, são apresentados os dados do conversor CC-CC projetado e também é mostrado o projeto do controlador, cujos objetivos são definidos *a priori*. Por se utilizar um inversor comercial, e o mesmo possui um valor expressivo de capacitância no barramento CC, não é possível realizar as comparações entre a utilização de um controlador ressonante ou PI na malha de corrente de entrada do conversor CC-CC.

Os resultados experimentais apresentados buscam validar o conceito da arquitetura híbrida.

5.1 SIMULAÇÃO DA ARQUITETURA HÍBRIDA

Para demonstrar a operação do sistema FV com a arquitetura híbrida, são apresentadas duas simulações. Para executar a simulação elétrica do sistema fotovoltaico, é utilizada a topologia de um conversor CC-CC com entrada em corrente, cuja topologia não é definida, pois nesse primeiro momento o objetivo é apenas avaliar a operação da arquitetura, independentemente da topologia utilizada. Por esse motivo, nesse momento também não é apresentado o projeto da lei de controle. Tanto os dados relacionados à topologia quanto a lei de controle projetada para o conversor CC-CC empregado, são apresentadas na etapa experimental seguinte. A topologia do inversor conectado à rede utilizada na simulação é do tipo ponte completa com transformador em baixa frequência na saída, cuja descrição na literatura é bem usual (TONG et al., 2016). Além disso, é importante ressaltar que todos os componentes da simulação foram considerados ideais para se avaliar apenas a operação da arquitetura híbrida.

5.1.1 Simulação I

A Figura 39 apresenta a configuração da conexão dos arranjos e conversores para a Simulação I. Para esse caso, conectou-se a saída do conversor CC-CC em paralelo com o arranjo II, cujos terminais alimentam o lado CC do inversor conectado à rede. Os parâmetros da simulação são apresentados na Tabela 14. Tanto o arranjo I quanto o II não apresentam efeitos de *mismatch*.

Figura 39 – Sistema fotovoltaico empregado para a Simulação I

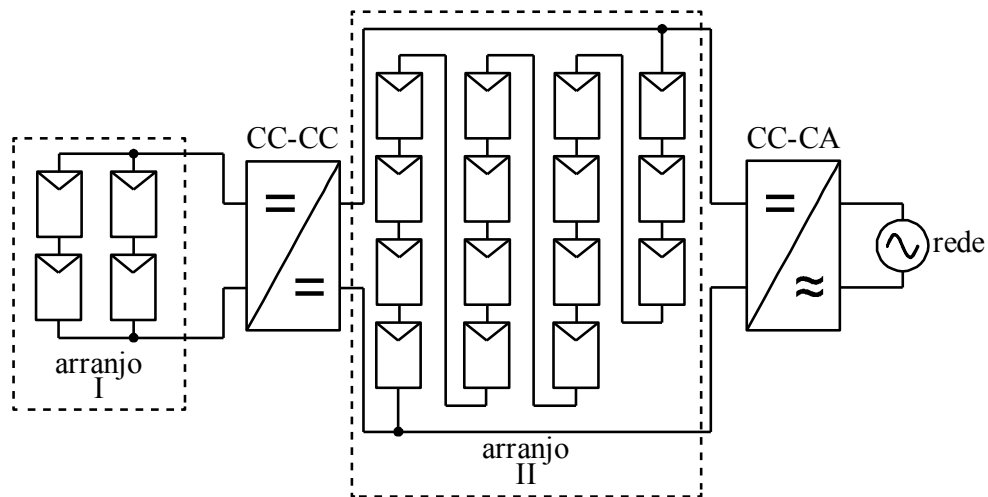


Tabela 14 – Parâmetros utilizados na Simulação I e II

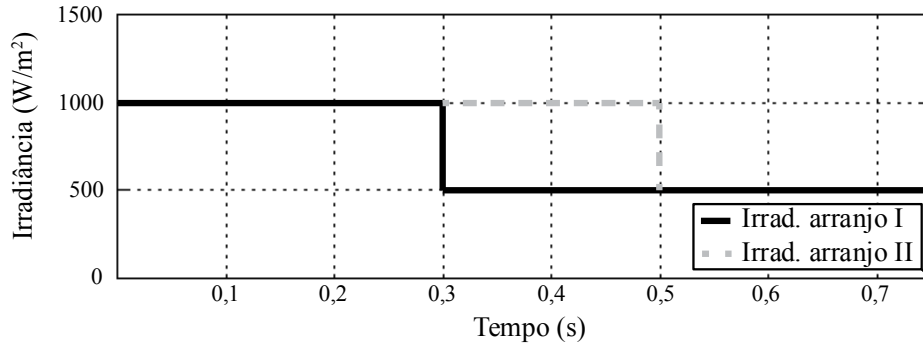
Descrição	Quantidade
Quantidade de módulos arranjo I	4
Quantidade de módulos arranjo II	15
Temperatura arranjo I e II	25 °C
Tempo de transição de irradiância 1	0,3 s
Tempo de transição de irradiância 2	0,5 s
Nível 1 de irradiância	500 W/m ²
Nível 2 de irradiância	1000 W/m ²
Potência MPPT de um módulo	235 W
Tensão MPPT de um módulo	29,2 V
Corrente MPPT de um módulo	8,05 A
Tensão circuito aberto de um módulo	36,7 V
Corrente de curto circuito de um módulo	8,47 A

Foram realizadas quatro simulações distintas para a Simulação I. A Figura 40, Figura 41, Figura 42, e Figura 43 apresentam tempos de transição e degraus distintos de irradiância aplicados nos arranjos I e II. A Figura 40 (a) apresenta o degrau de irradiância aplicado nos arranjos I e II. Pode-se observar que é aplicada uma alteração súbita na irradiância de 1000W/m^2 para 500W/m^2 , primeiramente no arranjo I e posteriormente no arranjo II. As Figuras 40 (b) e (c) apresentam as potências extraídas pelos arranjos I e II respectivamente. Pode-se notar que as duas figuras apresentam a potência máxima que o arranjo pode fornecer e a quantidade que está sendo extraída, onde se percebe que os dois arranjos mantêm o rastreamento do MPP mesmo com a transição do nível de irradiância. A Figura 40 (d) apresenta a tensão do arranjo II, onde se nota que ao ocorrer uma transição no nível de potência extraída pelo arranjo I em 0,3s, o mesmo causa uma perturbação na tensão. Entretanto, o inversor rastreia novamente a tensão para o arranjo II operar no MPP. Na transição do nível de irradiância do arranjo II, a tensão de operação se modifica pois existe uma pequena alteração da tensão no MPP com a variação da irradiância, mas o arranjo continua operando no MPP.

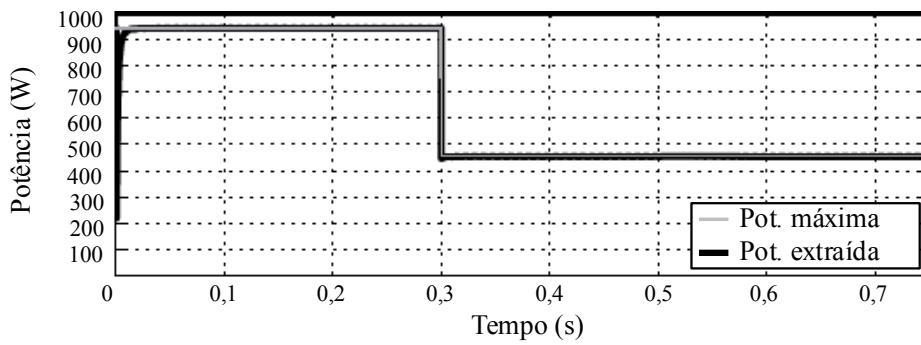
A diferença da segunda simulação em relação à primeira é a troca do tempo de transição do nível de irradiância do arranjo I pelo arranjo II apresentado na Figura 41. Nota-se que durante a transição do nível de irradiância de 1000W/m^2 para 500W/m^2 do arranjo I, houve um período transitório para o conversor CC-CC encontrar o MPP do arranjo I. Entretanto, esse período transitório não prejudicou a operação do arranjo II, pois o mesmo recuperou o rastreamento da tensão.

A terceira simulação apresentada na Figura 42 mostra uma transição crescente no nível de irradiância incidente sobre os arranjos I e II. Primeiramente ocorre no arranjo I em 0,3s e posteriormente em 0,5s no arranjo II. Pode-se notar que os dois arranjos conseguem rastrear o MPP mesmo com a transição aplicada. A quarta simulação apresentada na Figura 43 é similar à terceira. A diferença ocorre no tempo de transição do arranjo I e II que são trocados entre si. Nota-se que, novamente os dois arranjos têm sua potência máxima extraída mesmo com a ocorrência da transição do nível de irradiância incidente sobre os arranjos fotovoltaicos.

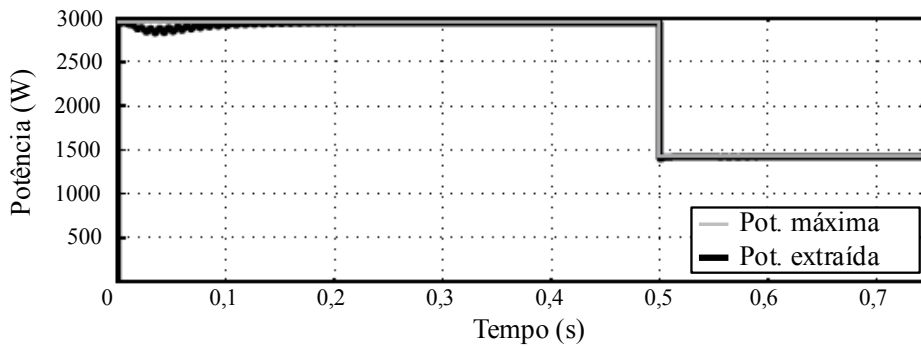
Figura 40 – Resultados da Simulação I com degrau reduzindo a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo II. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



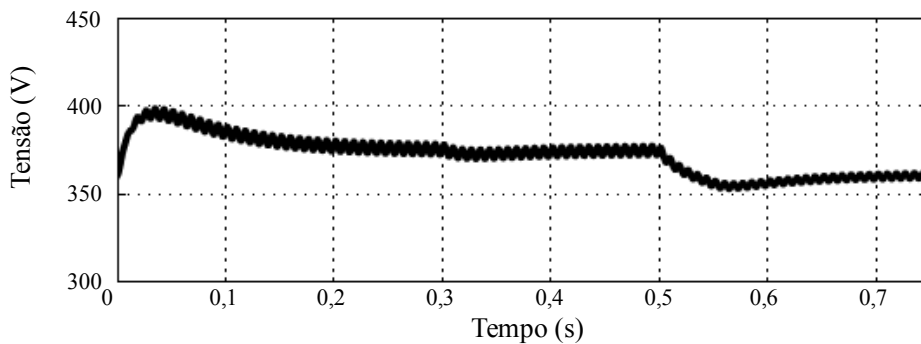
(a)



(b)

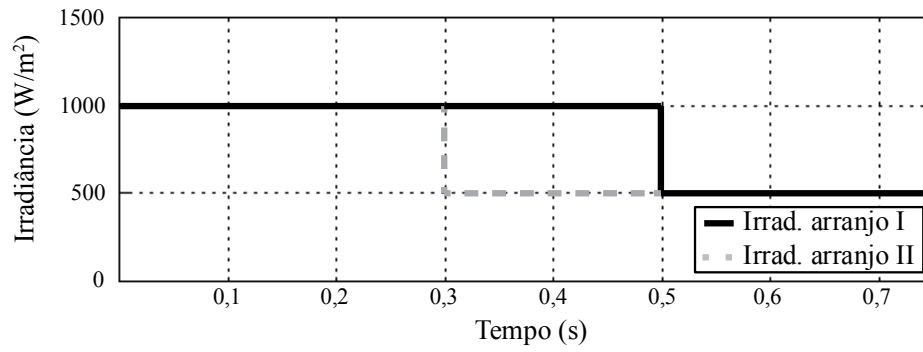


(c)

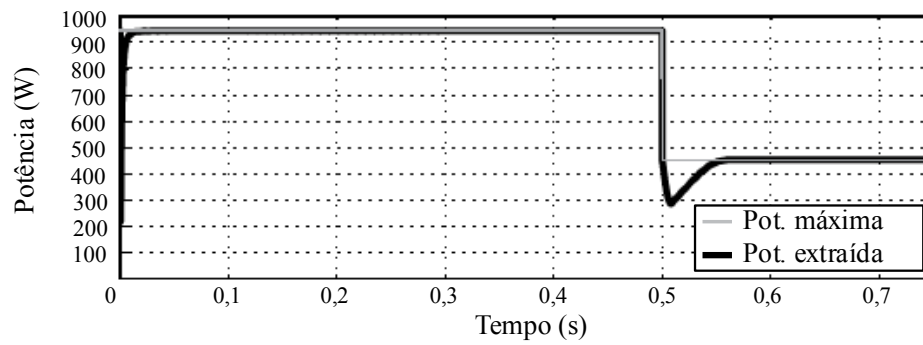


(d)

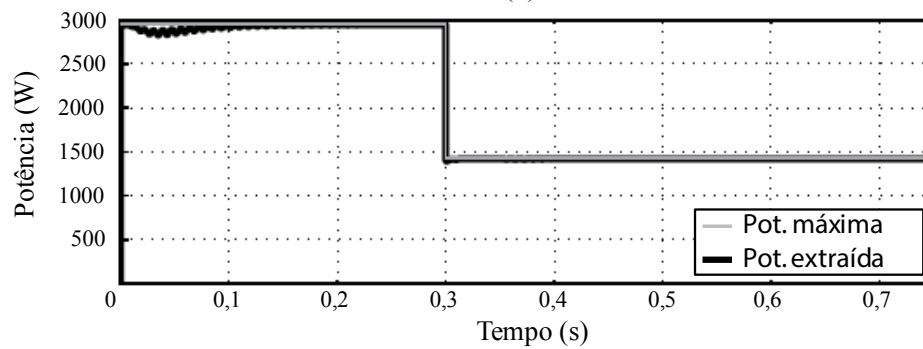
Figura 41 – Resultados da Simulação I com degrau reduzindo a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



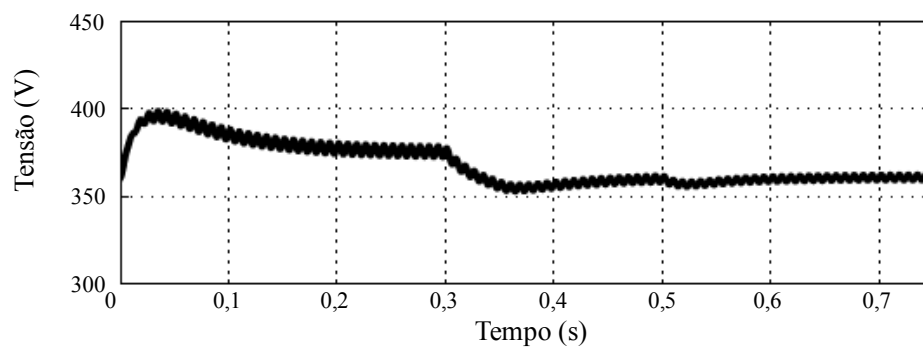
(a)



(b)

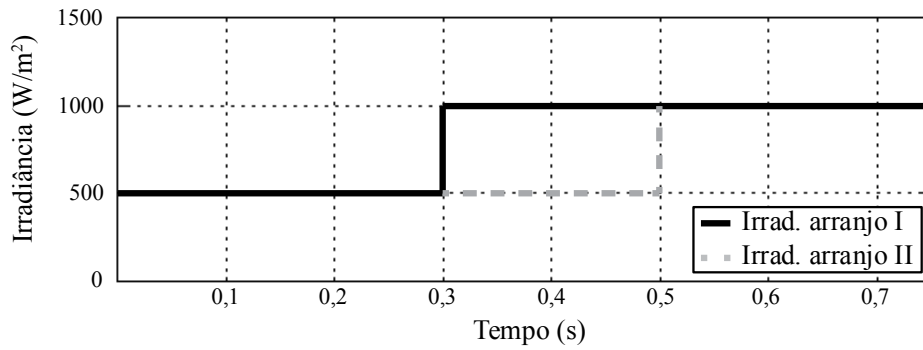


(c)

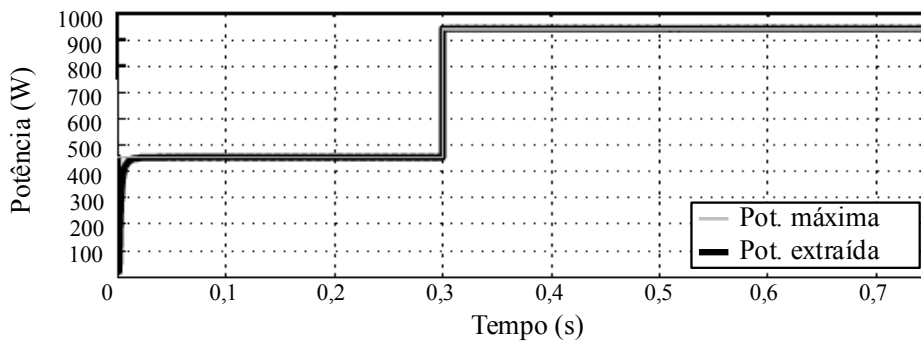


(d)

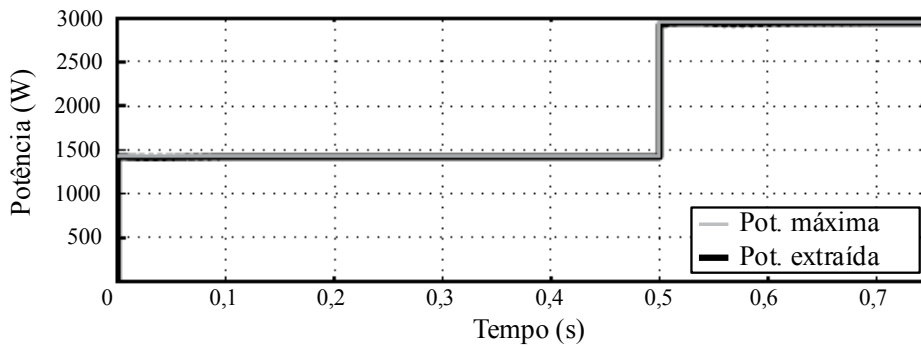
Figura 42 – Resultados da Simulação I com degrau aumentando a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo II. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



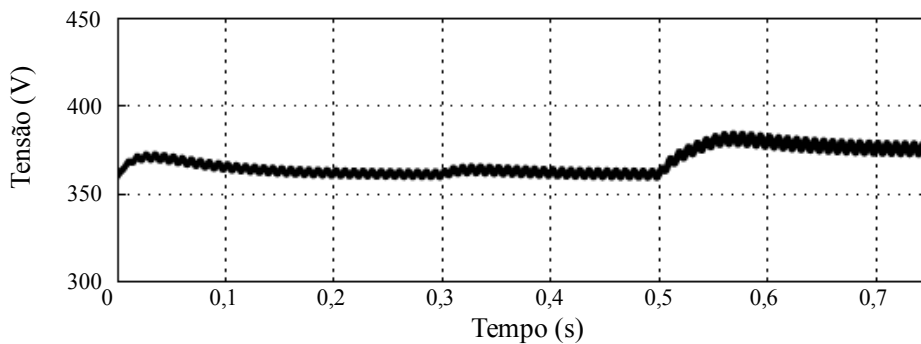
(a)



(b)

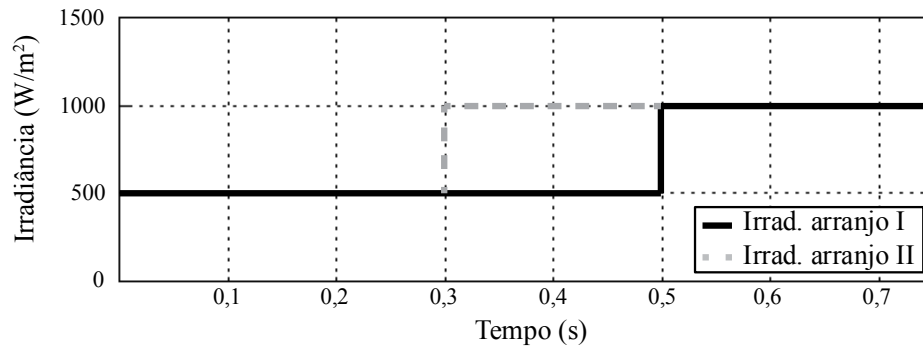


(c)

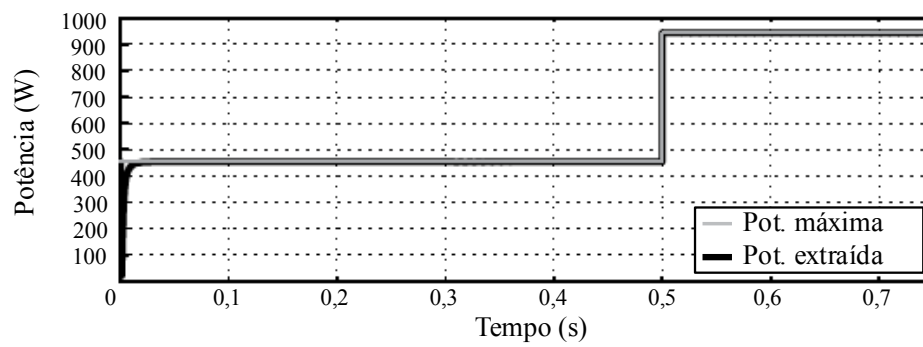


(d)

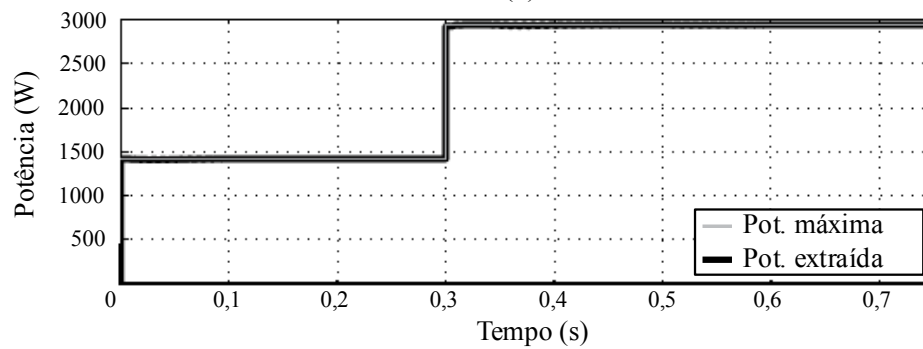
Figura 43 – Resultados da Simulação I com degrau aumentando a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



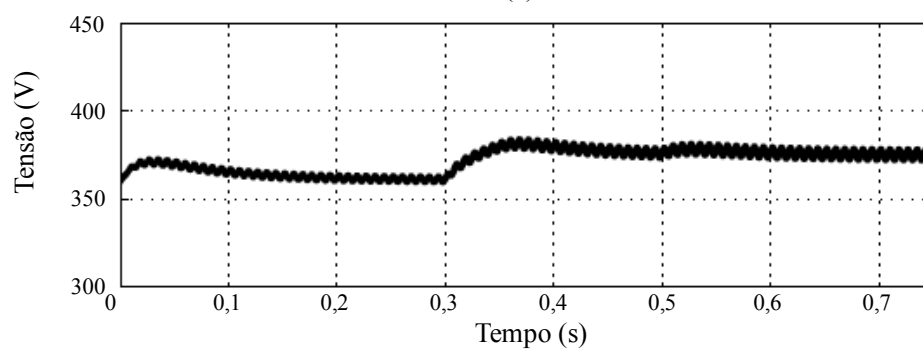
(a)



(b)



(c)



(d)

5.1.2 Simulação II

A Figura 44 apresenta a configuração da conexão dos arranjos e conversores para a Simulação II. Para validar a afirmação de que o conversor CC-CC presente na arquitetura híbrida não prejudica a operação do algoritmo MPPT do inversor sobre o arranjo II, é realizada a simulação com as mesmas configurações utilizadas na Simulação I com os parâmetros apresentados na Tabela 14. Entretanto, a diferença entre as duas é a ausência de conexão entre a saída do conversor CC-CC e o arranjo II. Dessa forma, garante-se que não haja interação entre os dois arranjos podendo-se analisar as mesmas formas de onda, assim como foi feito para a Simulação I. Como não há controle da tensão de saída do conversor CC-CC, foi utilizada uma fonte CC com tensão fixa de 360V conectada em sua saída.

Assim como foi apresentado para a Simulação I, foram realizadas quatro simulações distintas. A Figura 45, Figura 46, Figura 47, e Figura 48 apresentam tempos de transição e degraus distintos de irradiância aplicados nos arranjos I e II, iguais aos utilizados na Simulação I. Exceto pela ausência do período transitório da potência extraída do arranjo I, ocorrido durante a transição do nível de irradiância na segunda simulação do primeiro caso, nota-se que os dois sistemas operam de forma similar para as duas simulações.

Por fim, pode-se concluir que os resultados apresentados nessa simulação validam o conceito proposto do uso de uma arquitetura híbrida para sistemas fotovoltaicos, pois os dois arranjos conseguem operar no MPP.

Figura 44 – Sistema fotovoltaico empregado para simulação II

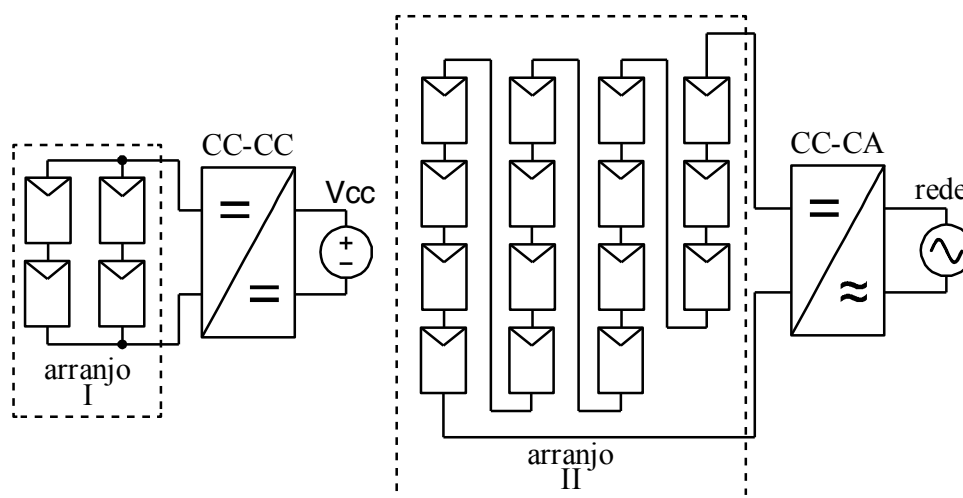
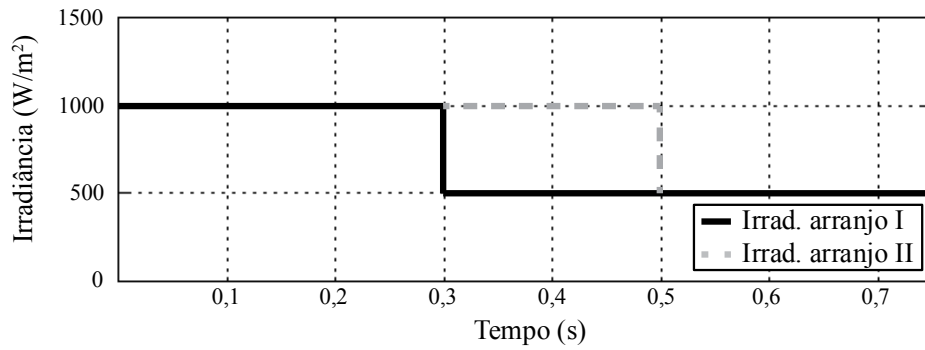
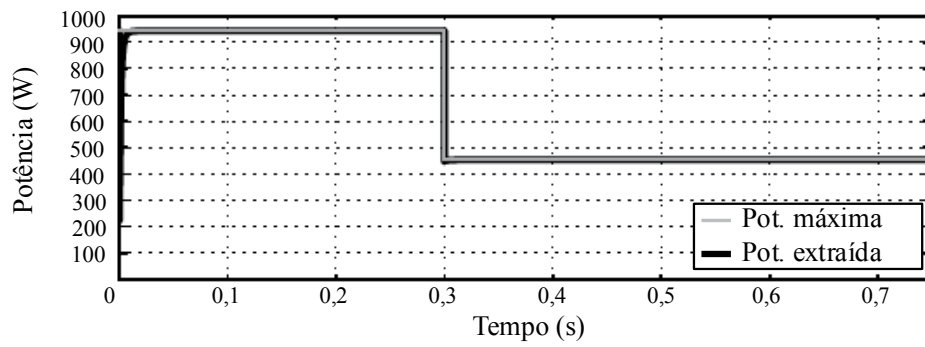


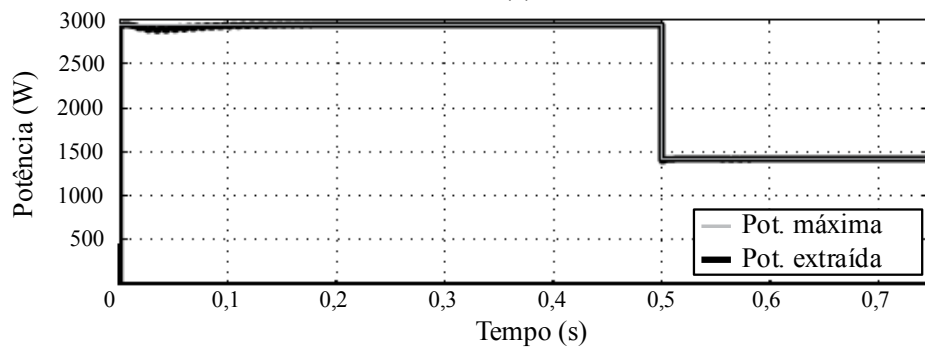
Figura 45 – Resultados da Simulação II com degrau reduzindo a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo II. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



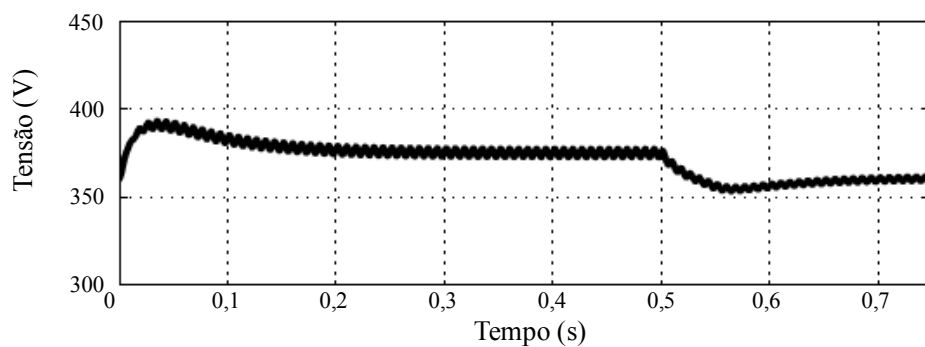
(a)



(b)

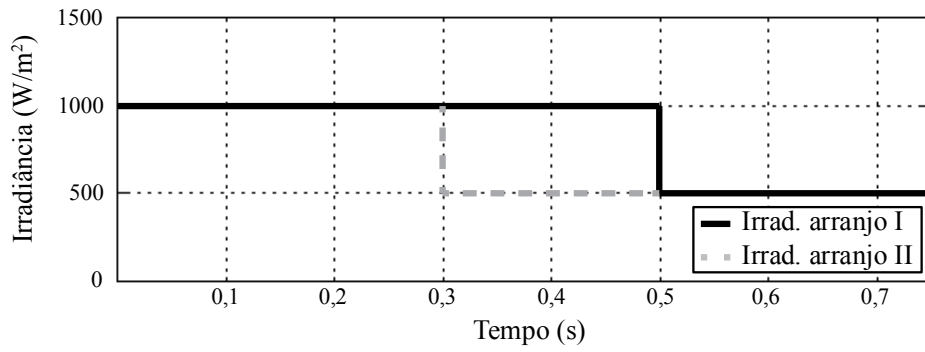


(c)

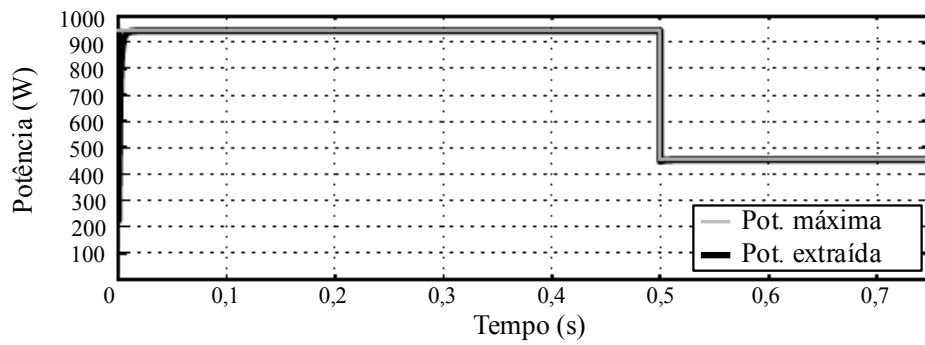


(d)

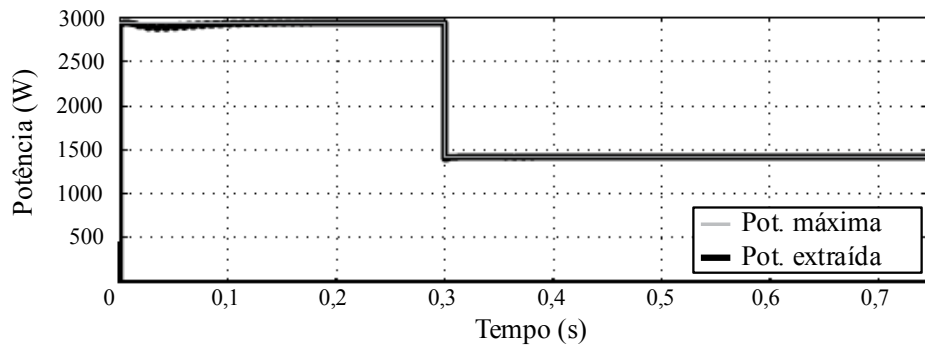
Figura 46 – Resultados da Simulação II com degrau reduzindo a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



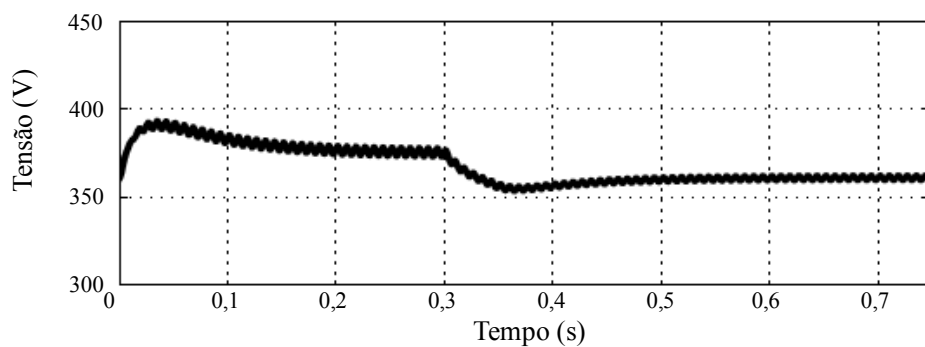
(a)



(b)

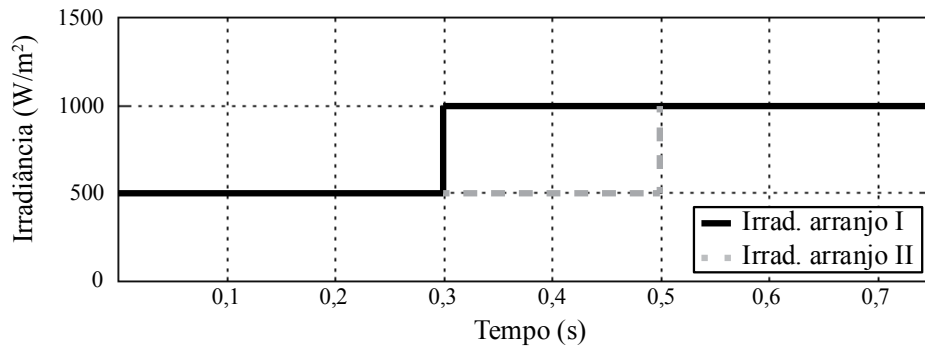


(c)

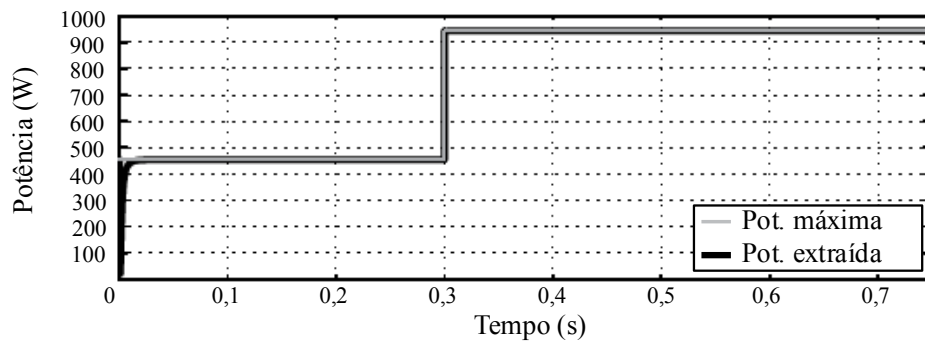


(d)

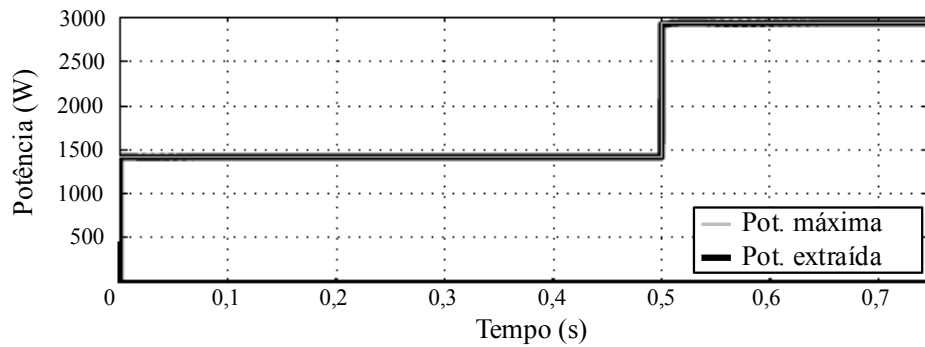
Figura 47 – Resultados da Simulação II com degrau aumentando a irradiância no arranjo I e posteriormente no arranjo II. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



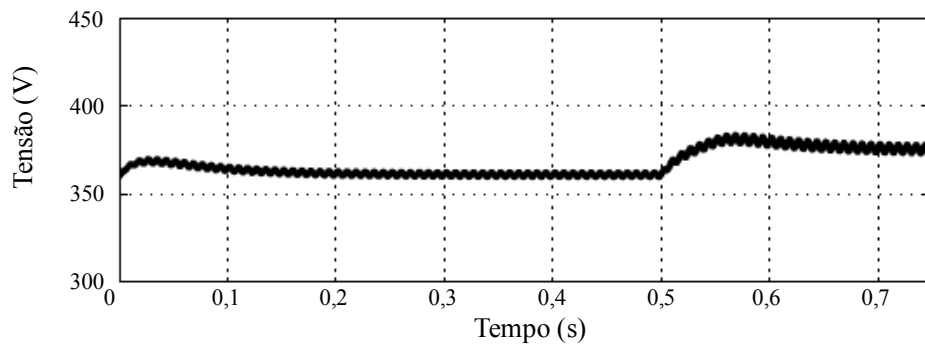
(a)



(b)

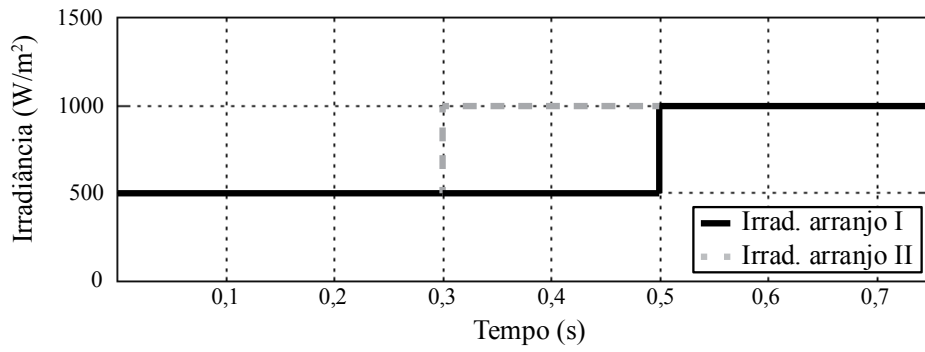


(c)

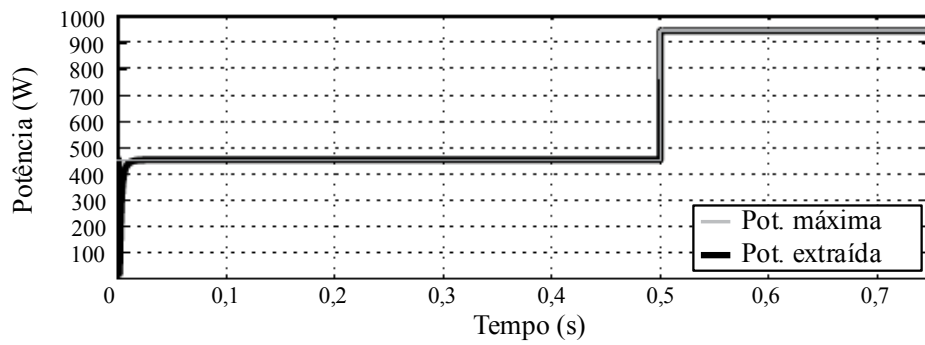


(d)

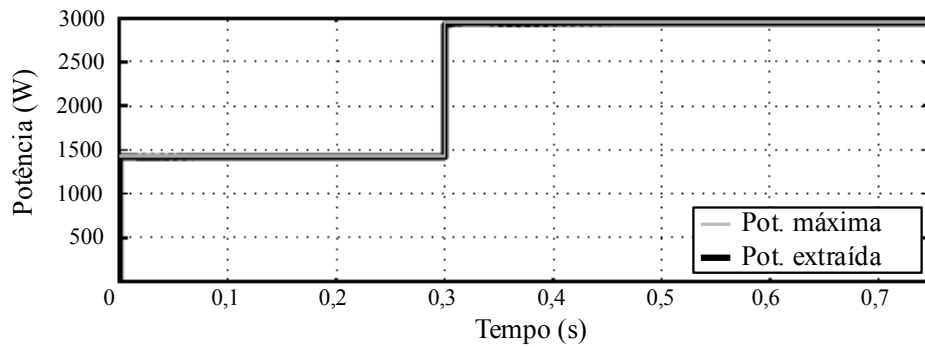
Figura 48 – Resultados da Simulação II com degrau aumentando a irradiância no arranjo II e posteriormente no arranjo I. (a) Irradiância sobre os arranjos I e II. (b) Potência extraída do arranjo I. (c) Potência extraída do arranjo II. (d) Tensão do arranjo II.



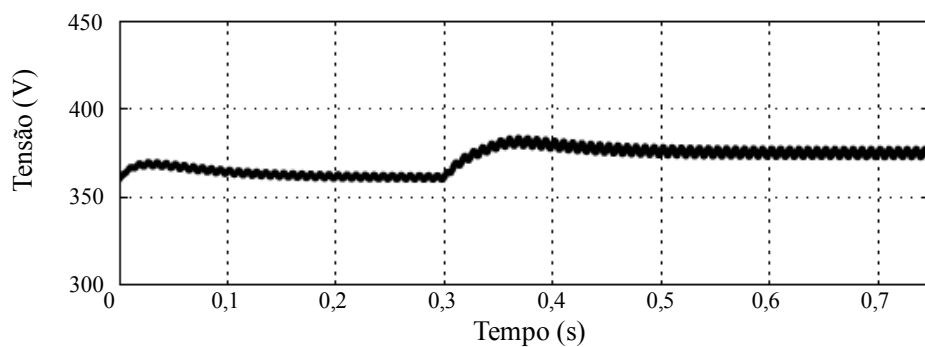
(a)



(b)



(c)



(d)

5.2 RESULTADO EXPERIMENTAL DA ARQUITETURA HÍBRIDA

Nesta seção são apresentados os resultados experimentais da operação de um sistema FV utilizando o modelo da arquitetura híbrida proposta nesse trabalho.

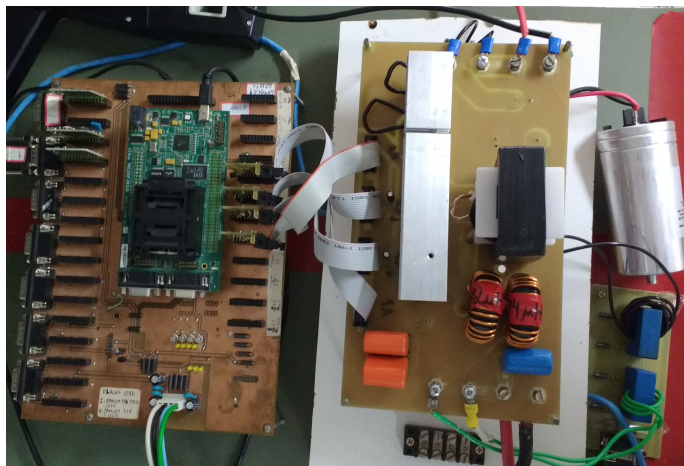
Como o principal objetivo desse trabalho é validar a utilização da arquitetura híbrida para se obter ganhos da energia extraída de um sistema FV, quando o mesmo está sujeito a condições de sombreamento parcial, há a necessidade de se obter condições similares durante o ensaio experimental. Para isso, é utilizado o mesmo conceito apresentado na Figura 17. Para montar o *setup* da arquitetura híbrida, utilizou-se um inversor comercial da SMA, modelo SMC6000TL com 6kW de potência nominal, conectado a um arranjo de painéis FV da marca SunEarth de 235 Wp mostrados na Figura 49. O protótipo do conversor CC-CC desenvolvido neste trabalho foi conectado em paralelo ao arranjo fotovoltaico. Os mesmos estão instalados no telhado do prédio onde está localizado o laboratório onde foram realizados os ensaios. O arranjo configurado para conectar ao inversor é composto por duas fileiras, cada uma com 14 painéis em série. Para comprovar o desempenho proposto, empregou-se o sistema fotovoltaico ao invés de emuladores, para garantir que o sistema proposto neste trabalho opere adequadamente em um sistema fotovoltaico real. Destaca-se que no dia em que foram executados todos os experimentos, 19/06/2016, as condições climáticas eram favoráveis, com céu limpo. Como as análises foram obtidas em um intervalo de tempo curto (3 a 5 minutos) para a mudança de referência na lei de controle, a variação da irradiância e temperatura dos painéis mostrou-se pouco significativa, possibilitando a validação dos resultados.

Figura 49 – Painéis utilizados no ensaio experimental da arquitetura híbrida



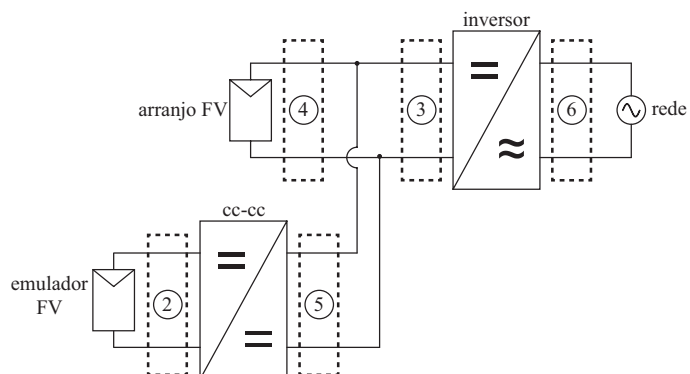
O protótipo do conversor CC-CC é apresentado na Figura 50. Os ensaios realizados a seguir foram obtidos para uma configuração de painéis sem sombreamento para validação da operação da arquitetura híbrida. Neste capítulo serão apresentados resultados experimentais da arquitetura híbrida com arranjo de painéis parcialmente sombreados na entrada do conversor CC-CC. Para evitar a dependência de condições climáticas atuantes sobre um arranjo de painéis FV real conectado à entrada do conversor CC-CC, foram utilizadas duas fontes emuladoras de painéis fotovoltaicos da Agilent modelo E4360 com suas saídas conectadas em paralelo. Essa fonte emuladora permite gerar uma curva de potência *versus* tensão dos painéis FV com a forma desejada a partir de uma tabela de pontos. Com isso, possibilita a criação de curvas com características com e sem sombreamento parcial.

Figura 50 – Protótipo do conversor CC-CC HS-AC-ICD-OVD

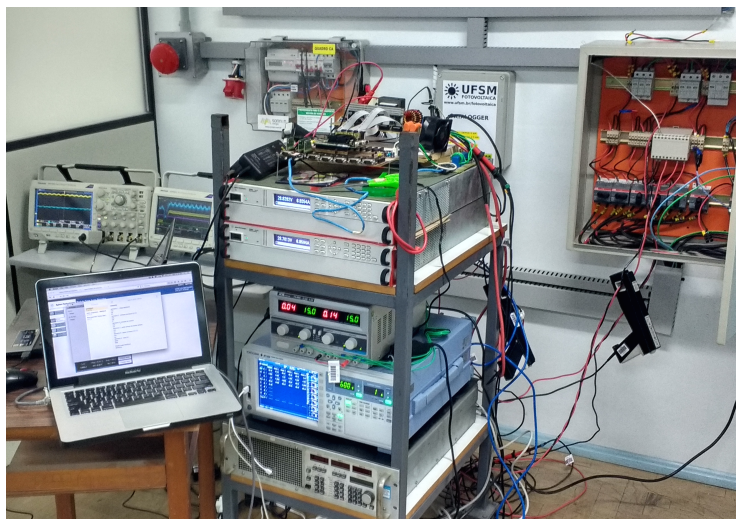


A Figura 51 (a) apresenta um diagrama esquemático da montagem dos equipamentos utilizados no *setup* do laboratório. Já a Figura 51 (b) apresenta uma foto da montagem do *setup*. Dentre os itens utilizados, destaca-se uma caixa de junção com a possibilidade de configurar os painéis fotovoltaicos apresentados na Figura 49, conforme o arranjo desejado. Para garantir medidas de tensão e corrente com precisão, foi utilizado o equipamento Yokogawa WT3000. Esse equipamento foi configurado para medir 6 elementos distintos, cuja descrição individual é apresentada na Tabela 15. Para obter o registro das formas de onda, foram utilizados dois osciloscópios, Tektronix DPO3054 e Tektronix MSO3054. Os dois equipamentos estavam sincronizados entre si para que as duas imagens fossem capturadas ao mesmo tempo. Foram utilizados dois osciloscópios pela limitação de canais presente nos mesmos, já que era necessário um mínimo de 6 entradas.

Figura 51 – Montagem experimental da arquitetura híbrida. (a) diagrama esquemático. (b) foto da montagem



(a)



(b)

Tabela 15 – Elementos medidos no Yokogawa

Elementos	Descrição
1	-
2	Entrada do conversor CC-CC
3	Entrada do inversor conectado à rede
4	Arranjo dos painéis fotovoltaicos
5	Saída do conversor CC-CC
6	Rede CA

Como o arranjo FV conectado à entrada do conversor CC-CC se dá pelo uso de uma fonte emuladora, é conhecido o valor da tensão e corrente no MPP. Com isso, elimina-se o uso de um algoritmo MPPT e a necessidade de se implementar uma lei de controle da malha de tensão, uma vez que os valores de referência são previamente definidos. Dessa maneira, minimiza-se a ocorrência de possíveis erros motivados pela possibilidade de interação entre a malha interna e externa do conversor CC-CC. Sabendo desses detalhes, optou-se por implementar apenas a lei de controle da malha de corrente. O projeto desse controlador é apresentado a seguir.

A seguir são apresentados os ensaios realizados. Para avaliação de comparação de dados de medição, serão utilizados apenas os valores apresentados pelo medidor de potência Yokogawa WT3000.

5.2.1 Ensaio com painéis sem sombreamento

Este ensaio utiliza painéis com uma configuração sem sombreamento, ou seja, a curva potência versus tensão não apresenta irregularidades. São apresentados três casos. O primeiro apresenta resultados para o conversor CC-CC operando em regime permanente. O segundo caso apresenta os resultados obtidos aplicando um degrau na referência de corrente em +5% em relação à corrente nominal para rastrear o MPP da fonte emuladora. O terceiro caso apresenta os resultados obtidos aplicando um degrau na referência de corrente em -5% em relação à corrente nominal para rastrear o MPP da fonte emuladora. Ao final dos três casos é apresentada uma tabela para comparar os resultados de potência obtidas.

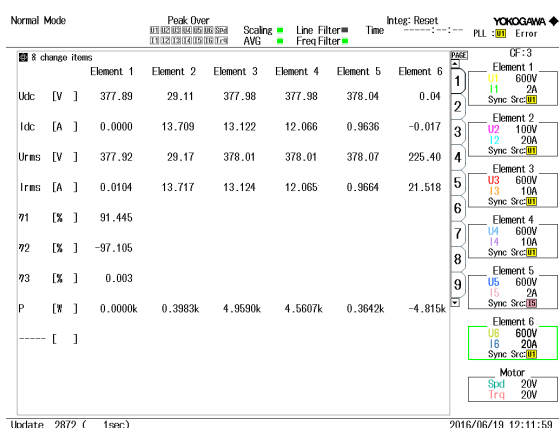
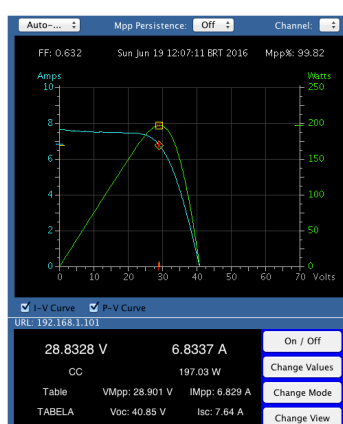
5.2.1.1 Caso I

Neste primeiro caso, são apresentados vários dados e formas de onda da arquitetura híbrida com o conversor CC-CC operando em regime permanente no MPP. A Figura 52 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a tensão e corrente no MPP são definidas por 28,83 V e 6,83 A, respectivamente. A Figura 52 (b) apresenta os dados obtidos do medidor de potência Yokogawa WT3000. A partir da Tabela 15, pode-se identificar cada elemento mostrado nessa imagem.

Primeiramente foi definido um valor de referência de 13,65 A, o que resulta no dobro do valor apresentado na Figura 52 (a) para a corrente no ponto de máxima potência da fonte

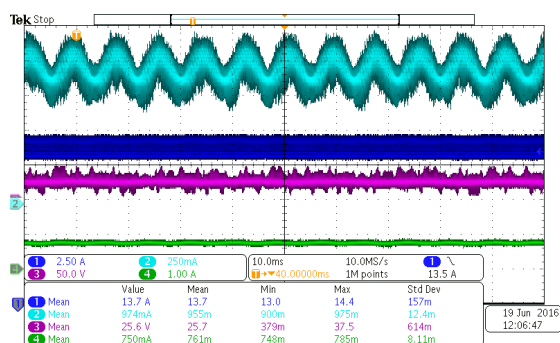
emuladora de painéis FV. Isso ocorre por haver duas fontes dessa operando em paralelo, cuja interface de monitoramento permite adquirir apenas os dados de uma de cada vez.

Figura 52 – Ensaio com painéis FV operando sem sombreamento em regime permanente. (a) Tela de monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)

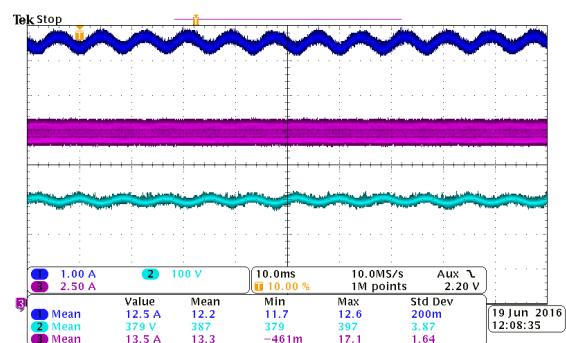


(a)

(b)



(c)



(d)

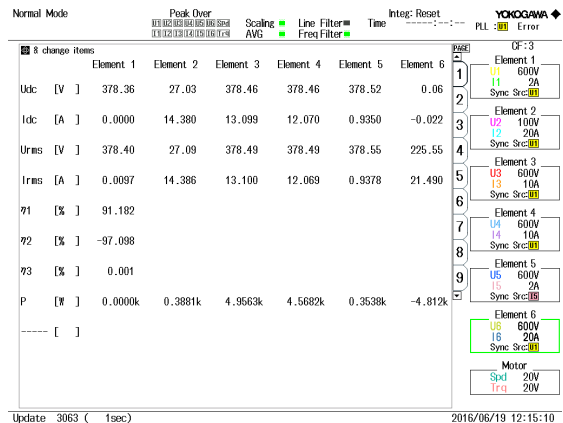
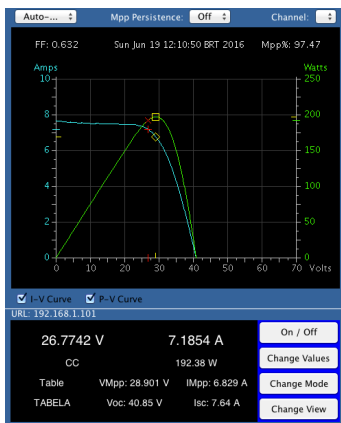
5.2.1.2 Caso II

Nesse caso, são apresentados vários dados e formas de onda da arquitetura híbrida com o conversor CC-CC após ser aplicado um degrau de referência de +5% na corrente de entrada em relação à corrente nominal utilizada no caso I. Isso acaba resultando na operação

do emulador fora do MPP. A Figura 53 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a mesma não está operando no MPP.

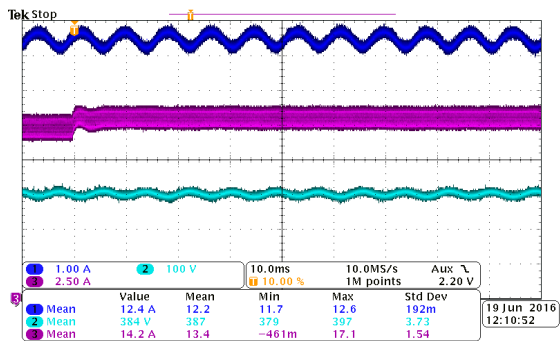
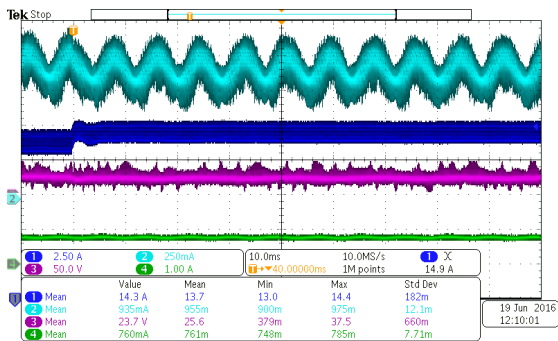
Analisando a Figura 53 (d), pode-se notar que no momento em que é feita a transição da referência da corrente em +5% (14,34 A), a mesma não impacta em uma alteração visível na forma de onda da tensão e corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC do inversor.

Figura 53 – Degrau de referência de corrente positiva com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



(a)

(b)



(c)

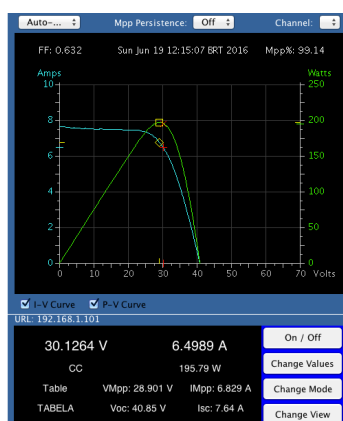
(d)

5.2.1.3 Caso III

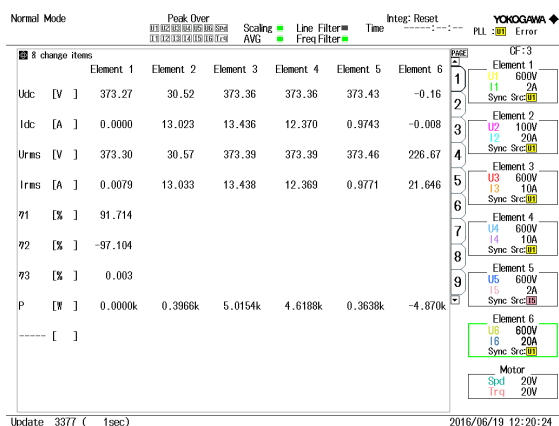
Nesse caso, são apresentados vários dados e formas de onda da arquitetura híbrida com o conversor CC-CC após ser aplicado um degrau de referência de -5% na corrente de entrada em relação à corrente nominal utilizada no caso I. Isso também acaba resultando na operação do emulador fora do MPP. A Figura 54 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a mesma não está operando no MPP.

Analisando a Figura 54 (d), pode-se notar que no momento em que é feita a transição da referência da corrente em -5% (12,98A), a mesma também não impacta em uma alteração visível na forma de onda da tensão e corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC do inversor.

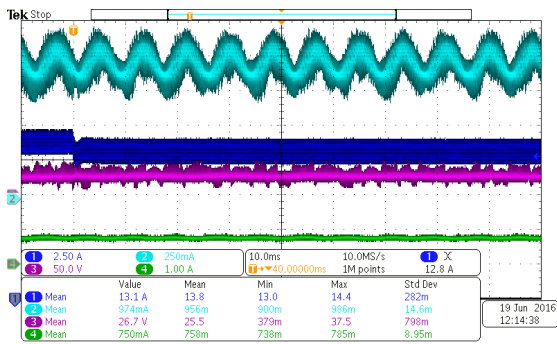
Figura 54 – Degrau de referência de corrente negativa com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



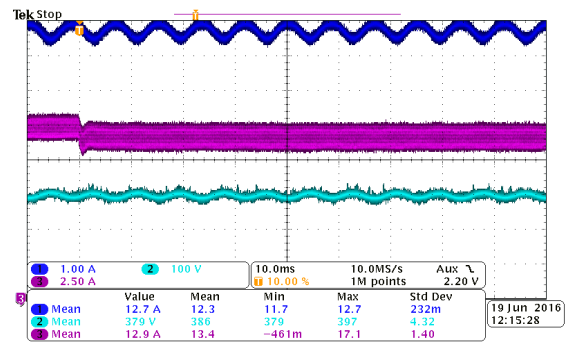
(a)



(b)



(c)



(d)

5.2.1.4 Análise comparativa

A Tabela 16 apresenta as potências medidas para cada caso. Pode-se notar que para o Caso I, onde o emulador de painéis está operando no MPP, há a maior potência extraída entre os três casos. O caso III, quando é aplicado uma referência de corrente reduzida, apresenta uma potência maior do que para o Caso II. Nota-se que há uma diferença de 3 a 5 minutos entre a obtenção dos resultados para cada caso. Isso ocorre pelo tempo de gravação dos dados.

Tabela 16 – Comparação entre casos I, II e III para ensaio com painel sem sombreamento

Ponto de medição	Caso I	Caso II	Caso III
Entrada do conversor CC-CC	398,3 W	388,1 W	396,6 W
Entrada do Inversor	4959,0 W	4956,3 W	5015,4 W
Saída do arranjo de painéis	4560,7 W	4568,2 W	4618,8 W

Analisando a potência de saída do arranjo de painéis conectado ao barramento CC, pode-se notar que a mesma aumenta do Caso I para o Caso II, e do Caso II para o Caso III. Esse aumento é decorrente da diferença de horário entre cada ensaio, onde o valor da irradiância foi aumentando, resultando nessa diferença de valores.

5.2.2 Ensaio com painéis sem sombreamento (Degrau de referência de 0 para corrente nominal)

Para realizar este ensaio, foi utilizada a mesma curva do painel do ensaio apresentado na seção 4.4.2. Primeiramente definiu-se uma referência nula para a corrente de entrada do

conversor CC-CC, até que o inversor conectado à rede já estivesse operando no MPP do arranjo FV conectado diretamente ao barramento CC. A Figura 55 (d) apresenta o momento de transição da corrente de entrada do conversor CC-CC. Nessa mesma figura, é possível verificar que ocorre uma pequena alteração da tensão e corrente do arranjo FV já conectado ao barramento CC, cujo retorno para suas condições iniciais ocorre alguns milissegundos posteriormente. A Figura 56 apresenta o inverso, ou seja, com o conversor operando no MPP, é provocada uma alteração na referência de corrente para um valor nulo. Novamente nota-se uma alteração na medida da tensão e corrente do arranjo FV presente no barramento CC, cujo retorno para as condições originais também acontece alguns milissegundos depois.

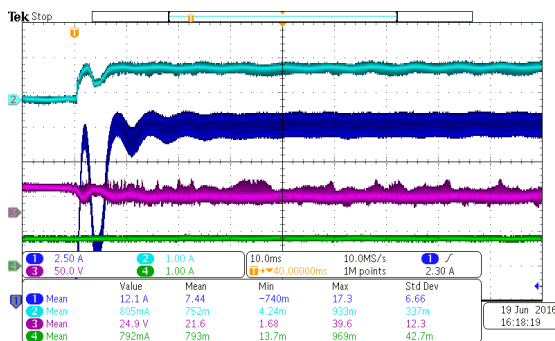
Figura 55 – Degrau de referência de 0 A para valor nominal com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (b) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (c) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)

Normal Mode Peak Over Scaling Line Filter Time Integ: Reset YOKOGAWA

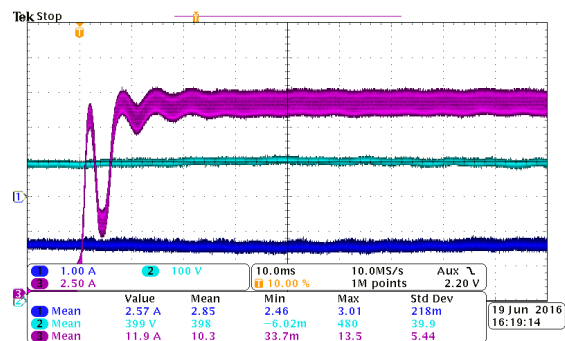
8 change items	Element 1	Element 2	Element 3	Element 4	Element 5	Element 6
Udc [V]	383.48	28.79	383.75	383.75	384.04	0.11
I _{dc} [A]	0.0016	13.837	3.487	2.451	0.9502	0.012
U _{rms} [V]	383.49	28.85	383.76	383.76	384.05	223.75
I _{rms} [A]	0.0098	13.845	3.487	2.451	0.9507	5.904
γ ₁ [%]	91.781					
γ ₂ [%]	-97.740					
γ ₃ [%]	0.155					
P [W]	0.0006k	0.3976k	1.3382k	0.9406k	0.3649k	-1.306k
----- []						

Update: 8193 (1sec) 2016/06/19 16:21:12

(a)

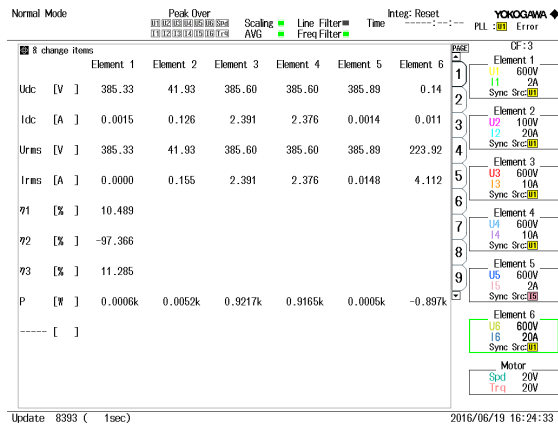


(c)

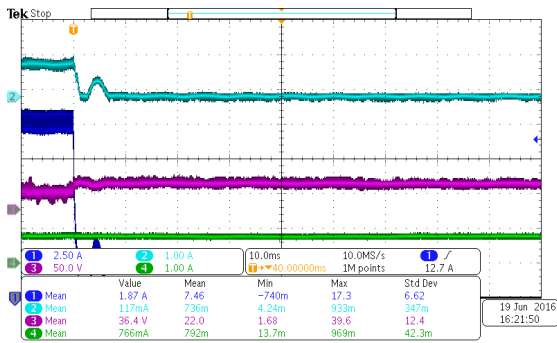


(d)

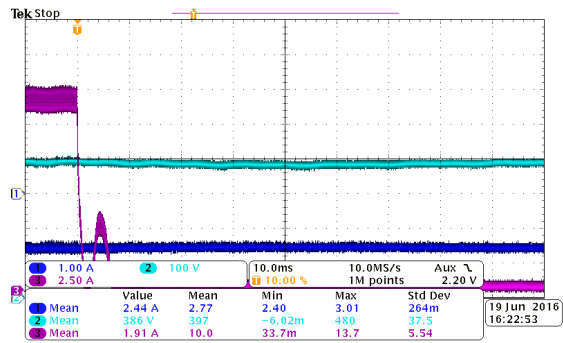
Figura 56 – Degrau de referência de valor nominal para 0 A com painéis FV operando sem sombreamento. (a) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (b) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (c) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



(a)



(b)



(c)

A Tabela 11 apresenta as potências medidas para os dois casos. Pode-se notar que o ensaio de referência nula para corrente nominal foi obtido antes do segundo ensaio. Como esse ensaio foi realizado após as 16h, o período entre um ensaio e outro acabou resultando em uma redução na potência dos painéis em aproximadamente 20 W.

Tabela 17 – Potências do ensaio 5.2.2

Ponto de medição	0 para 100%	100% para 0
Entrada do conversor CC-CC	397,6 W	0 W
Entrada do Inversor	1338,2 W	921,7 W
Saída do arranjo de painéis	940,6 W	921,7 W

5.3 SUMÁRIO

Este capítulo apresentou resultados de simulação e experimentais para validação da operação da arquitetura híbrida. As simulações preliminares da operação da arquitetura híbrida mostraram que mesmo em situações com mudanças bruscas nos níveis de irradiância, os dois arranjos FV continuam a extrair sua máxima potência.

Também foram apresentados os projetos do controlador implementado no conversor CC-CC, cujo principal objetivo era eliminar a ondulação em baixa frequência proveniente do barramento CC para maximizar a potência extraída.

Os resultados experimentais realizados apresentaram resultados similares aos obtidos nas simulações preliminares, validando o conceito da operação da arquitetura híbrida, pois o MPP dos arranjos FV continuava operando em seu valor máximo, com pequenas variações durante regime transitório.

É importante ressaltar que as pequenas variações ocorridas na medida da potência em regime permanente durante os ensaios experimentais, ocorreu devido à utilização de painéis FV reais, cuja influência direta da radiação solar foi suficiente para ocasionar modificações perceptíveis.

6 ANÁLISE DO IMPACTO ENERGÉTICO DE UM SISTEMA PARCIALMENTE SOMBREADO

Sistemas fotovoltaicos geram mais energia quando a incidência solar ocorre no plano normal ao módulo. Como a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos possuem estruturas fixas, esses não podem rastrear o movimento do Sol para obter a máxima potência fornecida durante todo o período de insolação. Por isso, usualmente busca-se que a orientação dos painéis FV seja tal que maximize a energia produzida ao longo do ano. Para tanto, no hemisfério norte (HN), os módulos são instalados preferencialmente com sua face voltada para a orientação sul, enquanto no hemisfério sul (HS) preferencialmente para o norte. A escolha do ângulo de inclinação dos módulos depende de fatores como latitude e tipo de sistema fotovoltaico, se é conectado à rede ou um sistema autônomo (RÜTHER, 2004).

Definir as perdas em um sistema FV em função do perfil do sombreamento é um ponto crítico encontrado na literatura, pois elas dependem de diversos fatores. Além de apresentar um resumo de diversas metodologias para previsão da produção de energia em sistemas FV parcialmente sombreados, esse capítulo também apresenta uma metodologia própria.

Essa metodologia proposta é aplicada através de simulação e resultados experimentais. Apresenta-se uma comparação entre a energia extraída através de um sistema FV parcialmente sombreado com arquitetura centralizada e híbrida. Também é mostrada uma análise da coleta de dados experimental realizada durante o período de um ano entre três arranjos FV com características diferentes. Ao final são apresentados resultados experimentais com o protótipo da arquitetura híbrida operando com painéis FV parcialmente sombreados na entrada.

6.1 REVISÃO DOS MÉTODOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM SOMBREAMENTO PARCIAL

A maior parte das pesquisas científicas realizadas sobre produção de energia através de sistemas fotovoltaicos considera a utilização de posicionamentos ótimos de instalação dos módulos (SANTOS; RÜTHER, 2013). Essas considerações são pertinentes considerando-se o elevado custo dos módulos, cujo uso deve ser otimizado. Por esse motivo, a maior parte dos

métodos de previsão da produção de energia para um determinado local considera apenas a média estatística da irradiação solar para o ano meteorológico típico - TMY (HIBBERD, B.; YATES, 2010; PEREZ et al., 1990; PV EDUCATION.ORG, [200-]). Outros métodos também consideram a orientação azimutal e o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos para determinar a irradiação solar média incidente sobre os mesmos, e depois calcular a previsão da produção da energia do sistema fotovoltaico. Entretanto, a maioria desses métodos é imprecisa para avaliação a longo prazo em projetos de sistemas fotovoltaicos, por não considerar informações precisas sobre o clima local (CHEGAAR, A; CHIBANI, 2000; BAKIRCI, 2009; GHOBADIAN, B.; GORJIAN, 2012).

Para aperfeiçoar a previsão da produção de energia em sistemas fotovoltaicos, as condições climáticas locais devem ser incluídas nos modelos (SANTOS; RÜTHER, 2013). Por exemplo, a temperatura do módulo é um fator que determina a eficiência de geração do mesmo. Quanto maior a temperatura, menor a potência extraída do módulo (BURGER; RÜTHER, 2006). Observa-se que a energia gerada pelo módulo é reduzida em até 15% com a elevação da temperatura do módulo (NORDMANN; CLAVADETSCHER, 2013), principalmente para os módulos de silício cristalino, que é a tecnologia mais empregada atualmente (IEA, 2013).

Destaca-se que as condições climáticas do Brasil são muito diferentes das condições climáticas europeias, para os quais se tem maior número de estudos. Para exemplificar, o local de menor irradiação média diária incidente em um módulo fotovoltaico no Brasil, e instalado com uma inclinação igual à latitude do local é de aproximadamente 4,8 kWh/m²/dia, quantia 30% maior que o local com melhor incidência solar na Alemanha, país com maior capacidade fotovoltaica instalada (COGEN, 2012). Portanto, o impacto da elevação da temperatura dos módulos na produção torna-se muito significativo nas condições climáticas brasileiras.

Para estimar as perdas de sombreamento em arranjos fotovoltaicos, existem alguns métodos encontrados na literatura que se baseiam na combinação de duas etapas independentes. A primeira etapa consiste na obtenção da irradiância sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos. Essa etapa emprega como dados de entrada a irradiância horária, temperatura, velocidade do vento e uma descrição dos obstáculos acerca do arranjo fotovoltaico. A comparação do perfil dos obstáculos e o sol determina os horários e partes do arranjo fotovoltaico que são sombreados. Na segunda etapa, é obtida uma estimativa da energia gerada pelo sistema fotovoltaico. A comparação entre a geração sem sombreamento e com sombreamento resulta em um fator adimensional chamado de fator de perda por

sombreamento (L_{sh}). Este fator é empregado nos projetos em conjunto com as demais perdas do sistema fotovoltaico (MASA-BOTE; CAAMAÑO-MARTÍN, 2014).

Nas últimas décadas, vários métodos foram desenvolvidos para estimar as perdas de sombreamento em sistemas fotovoltaicos na literatura. Alguns destes métodos incluem as duas etapas acima descritas ou são limitados a apenas uma das etapas. Alonso-Garcia et al. (2006; 2006), Di Piazza et al. (2010), Karatepe et al. (2007) e Kawamura et al. (2003) apresentam modelos teóricos para simular o comportamento dos módulos fotovoltaicos em condições de irradiância não-uniforme. Entretanto, eles não apresentam métodos para se obter a distribuição das sombras sobre os módulos. O modelo de Kawamura, considera o efeito de diodos de *bypass*. Kawamura e Alonso-Garcia também incluem a característica da curva de corrente vs. tensão de uma célula sombreada para estimar a curva de corrente vs. tensão do módulo afetado pelo sombreamento.

Por outro lado, outros autores apresentam modelos para estimar a irradiância efetiva, ou seja, após a incorporação de efeitos de sombreamento. Contudo, esses modelos não estimam as perdas elétricas em que o sistema fotovoltaico fica sujeito devido ao efeito não uniforme da irradiância. Driff et al. (2008) propõem um modelo baseado na descrição geométrica de obstáculos em que considera cada componente do feixe de radiação solar, direta e difusa, separadamente. O modelo de Driff foi validado experimentalmente em um sistema fotovoltaico localizado na Universidade de Jaén (Espanha). Niewenda et al. (1996) introduziram uma ferramenta de software, SOMBRERO, que permite obter a irradiância sobre qualquer superfície na presença de obstáculos. Inclusive essa ferramenta pode ser utilizada para outras aplicações que não sejam um sistema solar fotovoltaico.

Oozeki et al. (2003) analisam as perdas de sombreamento a partir da perspectiva da produção de eletricidade do sistema fotovoltaico global, concentrando sua análise sobre as perdas da energia elétrica, em vez das perdas por irradiância. Oozeki introduz um modelo para estimar as perdas elétricas causadas por sombras, bem como outras perdas, com base no monitoramento do sistema durante um ano. A grande vantagem do modelo de Oozeki é que ele não exige uma caracterização dos obstáculos presentes. Por outro lado, a principal desvantagem é que exige um intervalo de tempo de um ano, e que não pode ser utilizado para perdas estimadas de sombreamento durante a fase de projeto de um sistema fotovoltaico.

Melo (2012) apresenta uma metodologia para estimar o fator de sombreamento através de modelos tridimensionais com o uso do software SketchUp (TRIMBLE, 2014). Esse modelo não tem finalidade de estimar a energia produzida por módulos fotovoltaicos, uma vez que devido ao sombreamento parcial, também há perdas associadas ao comportamento

elétrico e térmico das células. O modelo também não contempla as perdas de irradiância de origem óptica.

Por fim, apesar de existirem alguns métodos descritos na literatura, observa-se uma pouca quantidade de pesquisas envolvendo a previsão de produção de energia por sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados. Muito se deve pelo fato de existirem muitas variáveis, tais como tecnologia dos módulos, tipo de arranjo, perfil de sombreamento e condições climáticas locais que influenciam no resultado, o que dificulta a obtenção de um método que possa ser utilizado de forma generalizada para qualquer aplicação.

6.2 MÉTODO PROPOSTO PARA PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Nesta seção é proposto um método aprimorado para previsão da produção média de energia por sistemas fotovoltaicos. Para isso, é proposto um modelo de estimação da potência instantânea produzida por módulos fotovoltaicos, para o qual se obtém o valor médio de produção de energia anual empregando o histórico de dados climáticos locais.

Nessa metodologia, considerou-se a disponibilidade do histórico dos dados climáticos locais, hora a hora, da irradiância global na horizontal, da temperatura ambiente e da velocidade dos ventos. Estes dados foram escolhidos como parâmetro para o modelo por existir uma consolidada rede de estações meteorológicas no Brasil que por muito anos vêm registrando estas medições (INMET, 2013).

O método proposto consiste, inicialmente, na estimação das irradiâncias solar direta e difusa na superfície terrestre, com base no valor medido da irradiância global na horizontal e da posição geográfica terrestre (latitude e longitude). A partir das estimativas de irradiância direta e difusa e considerando-se a orientação azimutal e a inclinação dos módulos, estima-se a irradiância solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos. Na sequência estima-se a temperatura de operação dos módulos, considerando-se a temperatura ambiente, o aquecimento provocado pela irradiância incidente sobre os módulos, e a dissipação de parte desse calor devido à sua exposição ao vento. Com base na estimativa da irradiância incidente sobre os módulos e da sua temperatura de operação, chega-se no modelo para estimação da potência instantânea produzida pelos módulos. Por fim, com base nesse modelo de potência instantânea, aplicam-se os valores médios dos dados climáticos locais, hora a hora, para se estimar a energia média anual produzida pelo sistema fotovoltaico.

6.2.1 Estimativa da irradiância solar direta e difusa na superfície terrestre

A irradiância solar na superfície horizontal da Terra é dependente do fluxo total da radiação solar extraterrestre, que é associado aos efeitos geométricos de rotação e translação do planeta em torno do Sol, e aos efeitos da passagem deste fluxo solar pela atmosfera, conforme apresentado a seguir.

6.2.1.1 Fluxo total da radiação solar extraterrestre

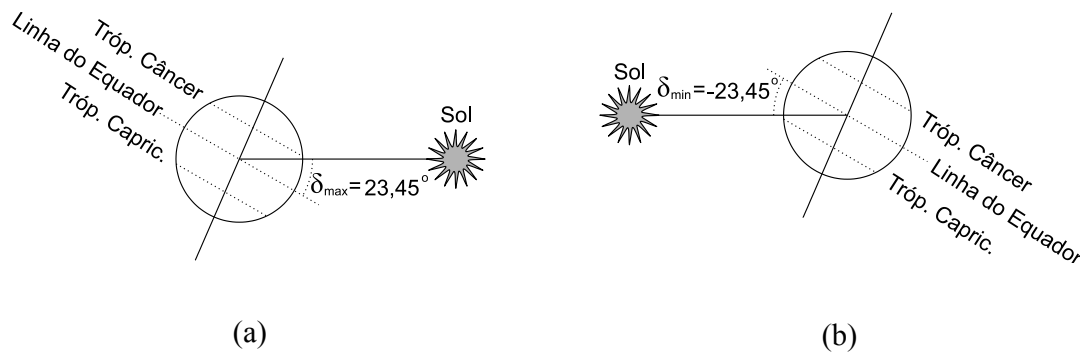
A Terra é quase esférica, possui um diâmetro aproximado de 12.742 km. Realiza uma rotação em torno de seu eixo a cada 24 horas e completa uma revolução em torno do Sol em um período de aproximadamente 365 1/4 dias.

O movimento de rotação da Terra ao redor do Sol ocorre em uma trajetória elíptica quase circular, com o Sol localizado em um dos pontos focais. A distância entre a Terra e o Sol é de aproximadamente 150.000.000 km. No início do mês de janeiro a Terra está mais próxima do Sol, enquanto que em torno de 1 de julho está cerca de 3,3% mais longe. Uma vez que a intensidade da radiação solar incidente sobre o topo da atmosfera varia inversamente com o quadrado da distância Terra-Sol, a Terra recebe cerca de sete por cento mais radiação em janeiro do que em julho em função da declinação solar (RAMSEY; STANLEY, 2009).

A Terra gira em torno do seu eixo com uma inclinação de 23,45° em relação à direção perpendicular do plano da sua órbita em torno do Sol, como mostrado na Figura 57. Essa inclinação é responsável pela ocorrência das estações climáticas que ocorrem na Terra. O verão ocorre quando, devido à posição da Terra em relação ao Sol, o número de horas de insolação é maior e, conseqüentemente, é também maior o aquecimento dessa parte do globo terrestre. No verão do HS, devido ao fato da Terra estar mais próxima do Sol, a radiação solar direta é mais intensa do que àquela observada no verão do HN.

Esses efeitos devem ser considerados para se determinar o fluxo total da radiação em qualquer ponto da superfície terrestre. Para tanto, é necessário inicialmente determinar a declinação solar, o ângulo horário do Sol e o ângulo zenital do Sol.

Figura 57 – Ilustração da declinação solar máxima e mínima. (a) Inverno no HS. (b) Verão no HS



6.2.1.2 Declinação solar

É definida como a distância angular dos raios solares em relação ao plano que contém a linha do Equador da Terra (IQBAL, 1978). Esse ângulo indica a latitude do movimento aparente do Sol, sendo positivo quando o Sol está no HN como mostra a Figura 57(a), e negativo no HS como mostra a Figura 57(b) (DUFFIE; BECKMAN, 2005). Esse valor pode ser obtido por:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left[360 \left(\frac{284 + dn}{365} \right) \right] \quad (6.1)$$

onde dn é o dia do ano e varia de 1 a 365 (1 de janeiro a 31 de dezembro).

6.2.1.3 Ângulo horário do Sol

É o deslocamento angular do Sol para leste (no período da manhã) ou oeste (no período da tarde) em relação ao meridiano local devido ao movimento de rotação da Terra sobre seu eixo, o qual ocorre na razão de 15° por hora. Esse ângulo é considerado negativo pela manhã e positivo pela tarde (RAMSEY; STANLEY, 2009). O ângulo horário do Sol ω pode ser obtido por:

$$\omega = 15(lst - 12) \quad (6.2)$$

onde lst é a hora solar em graus, que é obtida através da seguinte equação:

$$lst = hl + (1/15) [-GMT - (-\sigma)] + E + dt \quad (6.3)$$

onde hl é a hora local que deve ser inserida, GMT é o ajuste de horas em graus dependendo do fuso horário, dt é o ajuste de horas caso a hora local esteja no horário de verão, σ é a longitude do local e E é a equação do tempo (horas), que é definida por:

$$E = 0,165\text{sen}(2B) - 0,126\text{cos}(B) - 0,025\text{sen}(B) \quad (6.4)$$

sendo B dado por:

$$B = 360 \left(\frac{dn - 81}{364} \right) \quad (6.5)$$

6.2.1.4 Ângulo zenital do Sol

É o ângulo que determina a posição do Sol em relação ao plano vertical local (AL-RAWAHI et al., 2011), sendo obtido por:

$$\theta_z = \arccos[\text{sen}(\delta)\text{sen}(\phi) + \text{cos}(\delta)\text{cos}(\phi)\text{cos}(\omega)] \quad (6.6)$$

onde ϕ é a latitude local em graus, sendo por convenção, positiva para o HN.

6.2.1.5 Irradiância extraterrestre em uma superfície normal

A radiação extraterrestre representa a intensidade da luz solar no topo da atmosfera da Terra. É geralmente expressa em unidades de irradiância (W/m^2) em um plano normal ao Sol. Ela varia ao longo do ano por causa da órbita elíptica da Terra, o que resulta na variação da distância Terra-Sol durante o ano de uma forma previsível (DUFFIE; BECKMAN, 2005). O seu valor é determinado por:

$$i_0 = 1367E_0 \cos(\theta_z) \quad (6.7)$$

onde E_0 é o fator de correção da excentricidade da órbita terrestre, obtido por:

$$E_0 = 1,00011 + 0,034221\text{cos}(\Gamma) + 0,00128\text{cos}(\Gamma) + 0,000719\text{cos}(2\Gamma) + 0,000077\text{sen}(2\Gamma) \quad (6.8)$$

e Γ representa, em radianos, o ângulo do dia, dado por:

$$\Gamma = 2\pi \left(\frac{dn - 1}{365,242} \right) \quad (6.9)$$

6.2.1.6 Fluxo total da radiação solar na superfície terrestre

O fluxo de radiação extraterrestre apresenta alterações durante seu percurso entre o topo da atmosfera e a superfície terrestre. Uma parte da energia é refletida, enquanto outra parte é modificada pelo espalhamento e absorção. O que determina a taxa de absorção, espalhamento ou reflexão é o comprimento de onda da energia que está sendo transportada, assim como o tamanho e natureza do material que intervém. Por isso, a intensidade da radiação solar para uma localidade na superfície da Terra não está associada somente aos elementos químicos presentes na atmosfera, mas também à posição solar, pois o comprimento do caminho que a radiação solar percorre de massa de ar estão diretamente relacionados à altitude e o ângulo zenital do Sol. Por fim, destaca-se a influência dos fatores meteorológicos no fluxo de radiação incidente sobre a superfície terrestre. Por exemplo, sob condições de céu nublado, observa-se um significativo aumento da absorção e aos espalhamentos dos raios solares, que podem reduzir o fluxo incidente em até 85% (GUIMARÃES, 2003).

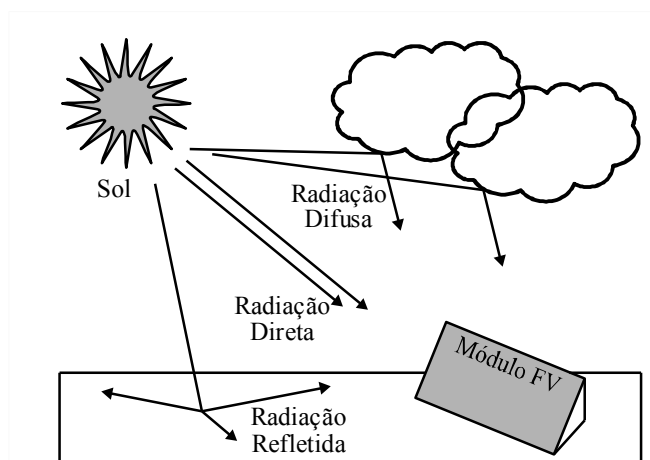
Em função dos fenômenos anteriormente apresentados, somente uma parte da radiação solar que chega ao topo da atmosfera (i_o) atinge a superfície terrestre (RAMSEY; STANLEY, 2009). A radiação que atinge a superfície terrestre a partir da radiação extraterrestre pode ser classificada em:

- Radiação direta: é a fração da radiação que atinge a superfície sem interagir com a atmosfera.
- Radiação difusa: é a fração da radiação extraterrestre que sofre difusão na atmosfera, seletiva ou não seletiva.
- Radiação refletida: é a fração da radiação global refletida pela superfície. Muitos autores a consideram como parte da radiação difusa.

A Figura 58 ilustra cada uma dessas componentes. A soma das três componentes resulta na radiação global na horizontal (i) que atinge a superfície terrestre.

Uma vez conhecida a radiação extraterrestre e dada a radiação global na horizontal, é possível se estimar a quantidade de radiação direta e difusa que incide na superfície terrestre. Para tanto, é necessário calcular-se o índice de limpidez atmosférica, a partir do qual se estimam as outras duas componentes.

Figura 58 – Radiação solar direta, difusa e refletida em uma superfície inclinada



6.2.1.7 Índice de limpidez atmosférica

É a proporção de radiação solar do limite extremo da atmosfera que efetivamente atinge a superfície terrestre (DUFFIE; BECKMAN, 2005):

$$k_t = \frac{i}{i_0} \quad (6.10)$$

onde i é a irradiância global na horizontal medida na superfície terrestre.

6.2.1.8 Estimativa da irradiância difusa

A radiação difusa é a componente da radiação solar mais complexa de se obter medidas confiáveis através de instrumentação. A forma mais usual de estimar o índice de radiação difusa é a partir do valor obtido para k_t . Existem diversas equações apresentadas na literatura para estimar a irradiância difusa \hat{i}_{dif} , sendo empregado neste trabalho o modelo de Duffie e Beckman (2005) com modificações nos limites:

$$\hat{i}_{dif} = \begin{cases} (0,995 - 0,081k_t)i & , k_t < 0,35 \\ (0,724 + 2,738k_t - 8,32k_t^2 + 4,967k_t^3)i & , 0,35 \leq k_t < 0,7 \\ 0,06i & , k_t > 0,7 \end{cases} \quad (6.11)$$

6.2.1.9 Estimativa da irradiância direta

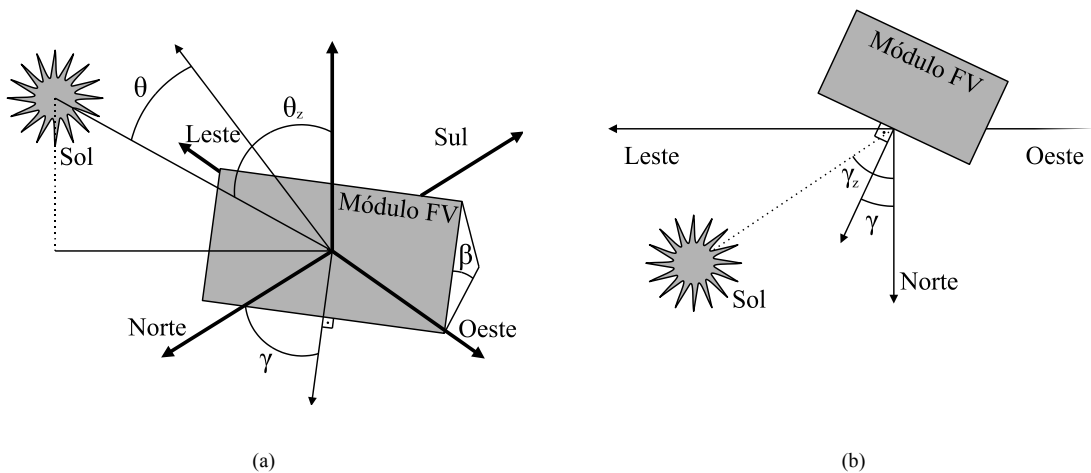
A irradiância direta na superfície horizontal pode ser estimada a partir da estimativa da irradiância difusa \hat{i}_{dif} .

$$\hat{i}_{dir} = i - \hat{i}_{dif} \quad (6.12)$$

6.2.2 Estimativa da irradiância solar incidente sobre o módulo fotovoltaico

A irradiância solar que incide sobre o módulo é a soma da irradiância direta, difusa e refletida que incide sobre o mesmo, conforme mostrado anteriormente na Figura 58. Para estimar essa irradiância, é preciso se estimar as irradiâncias direta, difusa e refletida incidente sobre o módulo, tendo como base o azimute solar, o azimute do módulo fotovoltaico e o ângulo de incidência solar sobre o módulo, representados na Figura 59.

Figura 59 – Representação Gráfica (a) Visão isométrica. (b) Visão superior



6.2.2.1 Azimute solar

É o ângulo formado entre a projeção do ângulo de incidência solar e o meridiano de referência, nesse caso o sul, pois a equação foi desenvolvida para o HN (RAMSEY; STANLEY, 2009):

$$\gamma_z = \begin{cases} -\arccos\left[\frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\alpha)}\right] & , \omega < 0 \\ \arccos\left[\frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\alpha)}\right] & , \omega \geq 0 \end{cases} \quad (6.13)$$

onde α é a altitude solar, que é definida como o ângulo formado entre o raio solar e sua projeção na superfície, sendo calculado por:

$$\alpha = 90^\circ - \theta_z \quad (6.14)$$

6.2.2.2 Azimute do módulo fotovoltaico

É o ângulo γ_{pv} entre os módulos fotovoltaicos e o norte geográfico, obtido por:

$$\gamma_{pv} = \begin{cases} \gamma - 180^\circ & , \gamma > 0 \\ \gamma + 180^\circ & , \gamma \leq 0 \end{cases} \quad (6.15)$$

onde γ é o desvio azimutal do módulo (0° é norte, 90° é leste, 180° é sul e -90° é oeste).

6.2.2.3 Ângulo de incidência solar sobre o módulo fotovoltaico

É o ângulo entre os raios solares irradiados sobre uma superfície e a linha normal a essa superfície (RAMSEY; STANLEY, 2009), calculado por:

$$\theta = \arccos\left[\cos(\alpha)\cos(|\gamma_z - \gamma_{pv}|)\sin(\beta) + \sin(\alpha)\cos(\beta)\right] \quad (6.16)$$

onde β é a inclinação do módulo em relação à superfície horizontal.

6.2.2.4 Estimativa da irradiância direta incidente sobre o módulo fotovoltaico

É a estimativa da irradiância direta que incide nas células de silício do módulo fotovoltaico, e é obtida por (DUFFIE; BECKMAN, 2005):

$$\hat{i}_{dir\,pv} = \hat{i}_{dir} r_b f_{rfl} \quad (6.17)$$

onde f_{rfl} é o fator de reflexão dos módulos fotovoltaicos e r_b é o fator de correção geométrica associado à irradiância direta, dado por:

$$r_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (6.18)$$

Caso o ângulo de incidência seja maior que 90° , nenhuma radiação direta está incidindo sobre o módulo. Logo, nestes casos, assumiu-se o valor nulo para r_b .

O fator de reflexão dos módulos fotovoltaicos acrescenta o efeito da reflexão solar sobre o vidro superior que protege as células do módulo, que é significativo para ângulo de incidência próximos de 90° (LUQUE; HEGEDUS, 2011). Este fator é obtido por:

$$f_{rfl} = 1 - b_0 \left[\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right] \quad (6.19)$$

onde b_0 é o coeficiente de reflexão do vidro dos módulos fotovoltaicos. O valor típico para módulos fotovoltaicos é 0,05 (PVSYST, 2012).

6.2.2.5 Estimativa da irradiância difusa incidente sobre o módulo fotovoltaico

A estimativa da irradiância difusa no módulo é dada por (DUFFIE; BECKMAN, 2005):

$$\hat{i}_{dif\ pv} = 0,5 \hat{i}_{dif} [1 + \cos(\beta)] \quad (6.20)$$

6.2.2.6 Estimativa da irradiância refletida incidente sobre o módulo fotovoltaico

A estimativa da irradiância refletida sobre o módulo é obtida por (DUFFIE; BECKMAN, 2005):

$$\hat{i}_{rfl\ pv} = 0,5 i \rho [1 - \cos(\beta)] \quad (6.21)$$

onde ρ é o albedo, cujos valores típicos são apresentados em (OKE, 1992; AHRENS, 2006). Neste trabalho, considerou-se o valor 0,3 para todos os casos, pois é considerado o valor médio encontrado na Terra (GALE, 2002).

6.2.2.7 Estimativa da irradiância total sobre o módulo fotovoltaico

A estimativa da irradiância total é a soma das irradiâncias direta, difusa e refletida sobre o módulo, ou:

$$\hat{i}_{pv} = \hat{i}_{dir\ pv} + \hat{i}_{dif\ pv} + \hat{i}_{rfl\ pv} \quad (6.22)$$

6.2.3 Estimativa da temperatura do módulo fotovoltaico

A estimativa da temperatura de um módulo fotovoltaico considerando a temperatura ambiente, irradiância e a velocidade do vento no local é dada por (TAMIZHMANI, 2003):

$$\hat{t}_{pv} = 0,943 t_{amb} + 0,028 \hat{i}_{pv} - 1,528 v_{vto} + 4,3 \quad (6.23)$$

onde t_{amb} é a temperatura ambiente e v_{vto} é a velocidade média do vento.

Esse modelo pode ser aplicado para qualquer tecnologia de módulo fotovoltaico com eficiência entre 5% e 20%, onde a energia do Sol é quase totalmente absorvida pelo módulo e predominantemente convertida em energia térmica.

6.2.4 Estimativa da potência gerada pelo módulo fotovoltaico

Segundo Skoplaki e Palyvos (2009), a estimativa da potência instantânea de saída de módulos fotovoltaicos pode ser obtida por:

$$\hat{p}_{pv} = \hat{i}_{pv} \eta_{pv} A_{pv} \left[1 - K_{pv} (\hat{t}_{pv} - 25) \right] \quad (6.24)$$

onde K_{pv} é o coeficiente de perda de potência em função da temperatura, η_{pv} é a eficiência dos módulos fotovoltaicos e A_{pv} é a área do módulo.

A eficiência do módulo fotovoltaico é dada por:

$$\eta_{pv} = \frac{\hat{i}_{mpp} v_{mpp}}{1000 A_{pv}} \quad (6.25)$$

onde i_{mpp} e v_{mpp} são a corrente e a tensão dos módulos no ponto de máxima potência, respectivamente.

O coeficiente de perda de potência em função da temperatura dos módulos é normalmente fornecido pelo fabricante do módulo fotovoltaico. Em (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009) são apresentados valores de K_{pv} para diversas tecnologias de módulos.

6.2.5 Estimativa da produção de energia média anual

A estimativa da energia anual produzida por cada módulo fotovoltaico pode ser obtida a partir da integração da estimativa da potência instantânea gerada pelo módulo ao longo do ano:

$$\hat{E}_{anual} = \int_{t_1}^{t_2} \hat{p}_{pv}(t) dt \quad (6.26)$$

onde o intervalo t_2-t_1 representa o período de tempo de um ano.

Contudo, para obter-se uma previsão da energia média anual gerada por um dado sistema fotovoltaico, é preciso considerar-se a série histórica das condições climáticas locais. Neste trabalho, propõe-se empregar a média histórica horária mensal da irradiância global na horizontal, temperatura ambiente e velocidade do vento para se prever a energia média anual gerada.

O método proposto para previsão da produção de energia média consiste em aplicar as médias históricas horárias mensais, obtidas a partir dos registros históricos dos dados climáticos locais, no método anteriormente apresentado para estimativa da potência instantânea gerada pelo sistema fotovoltaico. Desta forma, obtém-se uma previsão da energia média horária diária produzida em cada mês do ano. Os valores calculados para todas as horas do dia são somados e multiplicados pelo número de dias do mês, resultando na previsão da produção de energia média mensal. A soma das previsões para cada mês do ano resulta na previsão da produção de energia média anual. Esse método pode ser descrito matematicamente por:

$$\hat{E}_{anual} = \sum_{i=1}^{12} \left[n_{mês} \left(\sum_{j=1}^{24} \hat{P}_{i,j} \right) \right] \quad (6.27)$$

onde $n_{mês}$ é o número de dias de cada mês e $\hat{P}_{i,j}$ é a estimativa da potência média gerada em cada j hora de cada i mês do ano.

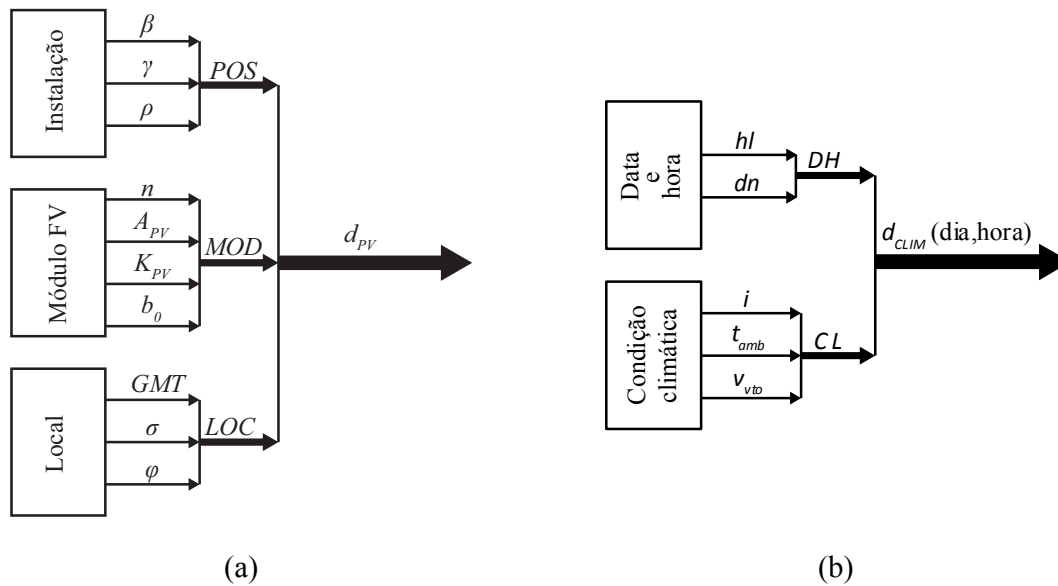
É importante destacar que a posição solar com relação à superfície terrestre varia ao longo de cada hora do dia. Por isso, se assumiu no cálculo da estimativa da potência média horária do mês a posição solar para o dia que melhor caracteriza cada mês conforme apresenta a Tabela 18 (BROMAN, 2011), que neste trabalho foi denominado de *dia médio do mês*. De forma similar, também assumiu-se nos cálculos a posição solar para este dia na metade do intervalo de tempo da hora. Por exemplo, para o intervalo entre as 10h e 11h do mês de janeiro, assumiu-se a posição solar do dia 17, às 10h30min.

Para melhor entendimento da metodologia utilizada para estimação de potência em sistemas fotovoltaicos, primeiramente é preciso definir os tipos de dados de entrada a serem inseridos no método proposto. Sendo assim, os dados de entrada são divididos em dois grupos conforme mostrado na Figura 60, onde os valores constantes são apresentados na Figura 60 (a) e os valores variáveis são apresentados na Figura 60 (b).

Os dados constantes são aqueles que não se alteram, pois estão associados a características físicas do sistema instalado, que é assumido como sendo fixo. Estes dados estão agrupados nos seguintes grupos:

- *POS*: associados ao posicionamento do arranjo fotovoltaico, como inclinação dos módulos (β), ângulo azimutal dos módulos (γ) e albedo (ρ);
- *MOD*: relacionados ao módulos fotovoltaicos empregados, que inclui a eficiência (η), a área (A_{pv}), a constante térmica (K_{pv}) e fator de refletividade (b_0);
- *LOC*: dados da localização geográfica do local da instalação, que inclui o ajuste da hora de Greenwich (GMT), a longitude (σ) e a latitude (Φ).

Figura 60 – Dados de entrada. (a) Constantes. (b) Variáveis



Os dados variáveis são aqueles que constantemente são alterados pois estão associados ao movimento solar e às condições climáticas. Estes dados estão agrupados nos seguintes grupos:

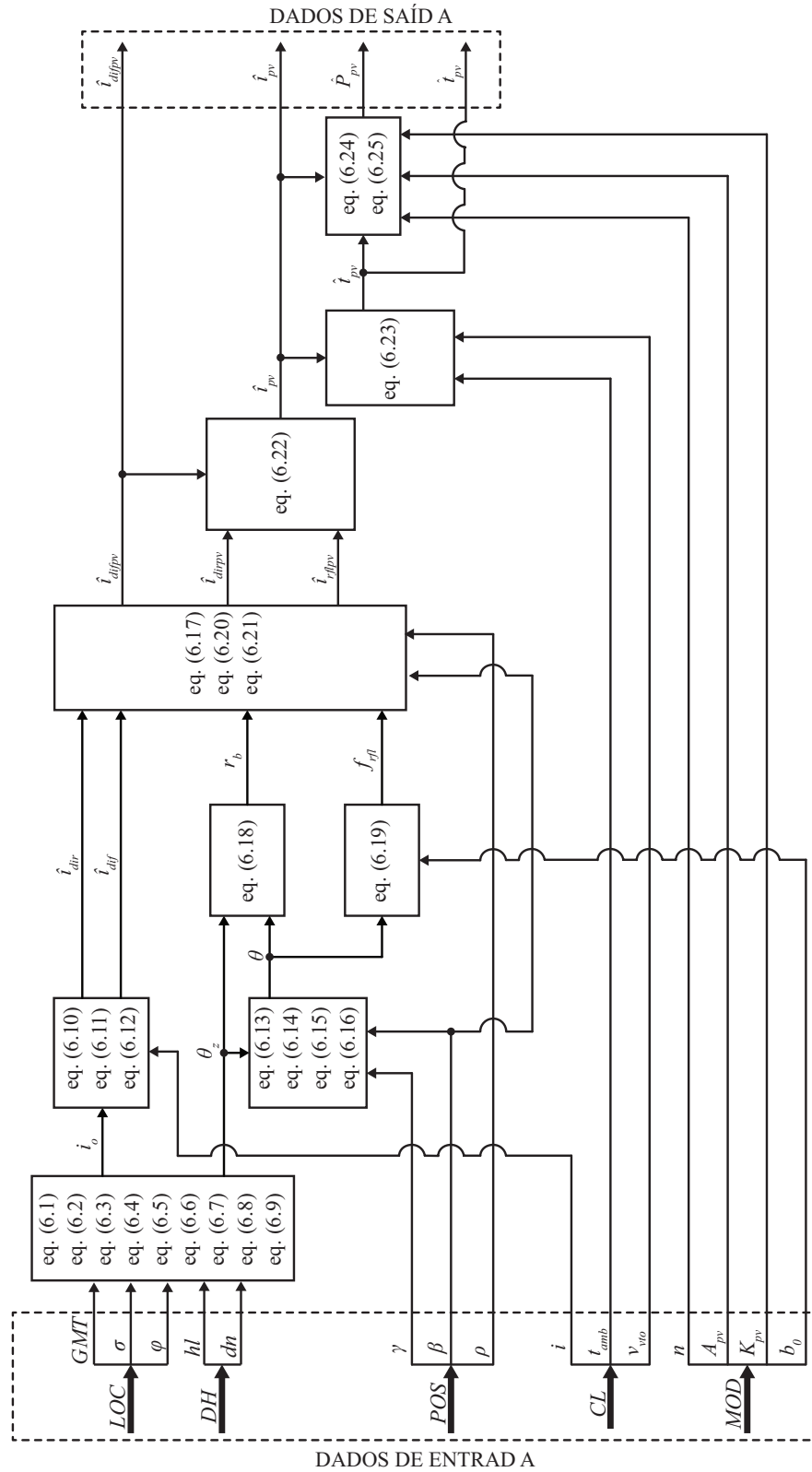
Tabela 18 – Dia médio recomendado para cada mês do ano

Mês	Dia do mês	Declinação solar
Janeiro	17	-20,9 °
Fevereiro	16	-13,0 °
Março	16	-2,4 °
Abril	15	9,4 °
Maio	15	18,8 °
Junho	11	23,1 °
Julho	17	21,2 °
Agosto	16	13,5 °
Setembro	15	2,2 °
Outubro	15	-9,6 °
Novembro	14	-18,9 °
Dezembro	10	-23,0 °

- DH : associados ao movimento do Sol, como dia do ano (dn) e hora (hl);
- CL : associados aos dados climáticos locais, como valor de irradiância global na horizontal (i), temperatura ambiente (t_{amb}) e velocidade do vento (v_{vto}).

A Figura 61 apresenta um diagrama de blocos da metodologia proposta com destaque para as equações utilizadas em cada etapa do método.

Figura 61 – Diagrama de blocos da metodologia para estimar a irradiância, potência e temperatura de módulos fotovoltaicos não sombreados



6.2.6 Validação do método proposto para a estimativa de produção fotovoltaica por sistemas não sujeitos a sombreamentos parciais

6.2.6.1 Estimação da potência instantânea

A validação experimental do modelo de estimativa da potência instantânea proposto foi realizada através de diversos ensaios com desvios azimutais e inclinações distintas do módulo fotovoltaico. O protótipo empregado no ensaio é mostrado na Figura 62 (a), sendo composto por um módulo fotovoltaico KC130TM (KYOCERA, 2007), piranômetro modelo SP-110 (APOGEE, 2012), sensor NTC para medir a temperatura ambiente e do módulo, bússola e inclinômetro digital, anemômetro e um equipamento portátil de teste.

O equipamento portátil de teste, apresentado na Figura 62 (b), foi desenvolvido para este estudo. Este equipamento emprega um conversor estático para rastrear o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico, além de monitoramento da corrente e tensão do módulo fotovoltaico (aferidas por instrumento de elevada precisão), da temperatura ambiente, da temperatura do módulo, da velocidade do vento e da irradiância global na horizontal.

Figura 62 – Sistema de validação experimental da potência instantânea produzida. (a) Aparato para execução dos ensaios. (b) Equipamento portátil de testes



(a)



(b)

A Tabela 19 apresenta alguns resultados experimentais obtidos com o equipamento para comparação com dados obtidos com o modelo de estimativa. Pode-se observar que o erro da estimativa de potência gerada, para diferentes orientações e inclinações, é inferior a 5%.

Tabela 19 – Comparação entre a medição e a estimativa pelo modelo proposto da potência instantânea para um módulo fotovoltaico de silício cristalino

Data	Hora local	Hora GMT	Desvio azimutal / Inclinação	Irradiação global horizontal (W/m^2)	Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	Velocidade do vento (m/s)	Potência medida (W)	Potência estimada (W)	Erro da estimativa de potência
06/11/2013	09:45	06:45	+20° / 8°	780	21,0	0,1	92,5	95,5	+3,1%
07/11/2013	14:15	11:15	+5° / 36°	1000	27,7	0,2	109,3	105,3	-3,8%
06/11/2013	09:45	06:45	-67° / 22°	780	21,0	0,1	63,0	65,0	+3,1%
07/11/2013	14:15	11:15	-85° / 33°	1000	27,7	0,1	107,3	108,0	+0,6%
06/11/2013	09:45	06:45	+90° / 27°	780	21,0	0,0	116,3	116,0	-0,3%
07/11/2013	14:15	11:15	+84° / 31°	1000	27,7	0,0	90,0	90,2	+0,2%
06/11/2013	09:45	06:45	-166° / 34°	780	21,0	0,1	79,5	76,0	-4,6%
07/11/2013	14:15	11:15	173° / 42°	1000	27,7	0,0	69,75	73,0	+4,4%

6.2.6.2 Estimação da energia mensal produzida

A validação experimental do método proposto para a estimativa da energia produzida foi obtida em um sistema fotovoltaico de 2,115 kWp, instalado no campus da UFSM em Santa Maria, RS. O arranjo é formado por nove módulos fotovoltaicos conectados em série, sendo cada módulo de potência nominal de 235 Wp, 14,4% de eficiência e área total de células de 1,44m² (SUNEARTH, 2012). O arranjo foi instalado com um desvio azimutal de 15 graus para o leste e uma inclinação de 8 graus, em área que não apresenta sombreamento parcial ao longo dia. O arranjo foi conectado ao inversor Theia 2.0He-t para garantir a operação do sistema no ponto de máxima potência, tendo sido medida a energia gerada nos terminais de entrada do inversor (ELTEK VALERE, 2012).

A avaliação foi realizada no período de 1° a 28 de janeiro de 2014, no qual registrou-se a produção de 295,404 kWh de energia pelo arranjo. Para este mesmo período, empregando-se os dados climáticos disponibilizados pela estação meteorológica automática que se encontra no campus da UFSM (INMET, 2013), calculou-se a média horária da irradiância global na horizontal, temperatura ambiente e velocidade do vento. Após obtida essa média utilizando-se o método proposto nesse trabalho, obteve-se o valor estimado de 304,343 kWh, que resulta em um erro de estimativa de +3,0%. Por outro lado, desconsiderando-se a temperatura ambiente no modelo de estimativa da potência instantânea gerada ($K_{pv} = 0$), obteve-se o resultado de 336,157kWh, que resulta em um erro de estimativa de +13,8%. Portanto, os resultados validam o método proposto, pois o erro encontra-se na faixa de precisão da instrumentação empregada para os ensaios. Por fim, esse resultado também corrobora a necessidade de se incluir a temperatura dos módulos nas estimativas de

geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos. Como o valor médio da velocidade do vento obtida possui uma baixa intensidade, acaba não impactando nos resultados, podendo ser desprezada.

6.3 MÉTODO PARA PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS.

Na seção 6.2 foi apresentado um método de estimação da produção de energia de sistemas FV considerando-se um conjunto de dados de entrada constantes e variáveis. Entretanto, o cálculo para estimação da potência instantânea e energia anual apresentados na seção 6.2, são válidos somente quando ocorre uma distribuição homogênea da irradiância solar sobre a superfície de módulos do arranjo FV. Nesta seção são incluídas novas etapas na metodologia descrita anteriormente para proporcionar a previsão das perdas de energia em arranjos com módulos sombreados ou parcialmente sombreados ao longo do dia.

Para a metodologia para previsão de energia produzida em sistemas fotovoltaicos considerando o impacto do sombreamento parcial, primeiramente devem ser obtidos os valores estatísticos médios mensais da irradiância global na horizontal, temperatura ambiente e velocidade do vento do local a ser instalado o sistema. Estes dados são os mesmos empregados na metodologia apresentada na seção 6.2. Essa média é obtida considerando a posição solar para o dia médio de cada mês, para o qual se obtém um valor horário de irradiância, temperatura e velocidade do vento.

Contudo, a utilização de um valor médio não é condizente com a análise de sombreamento, pois a diferença de produção de energia entre sistemas sombreados e não-sombreados é diferente para dias ensolarados e dias nublados. Isso acontece pois em dias nublados a irradiância total que predomina é a parcela difusa, praticamente não havendo diferença entre a irradiância total e difusa incidente nos módulos. Para dias ensolarados essa diferença se torna significativa, pois os módulos não sombreados possuem uma amplitude de irradiância incidente maior que os módulos sombreados que recebem apenas a parcela difusa, que nessas condições é muito menor que a total. Adicionalmente, a temperatura sobre os módulos também se altera. Sendo assim, caso se considere os dados variáveis de irradiância global na horizontal, temperatura ambiente e velocidade do vento apenas para um dia médio mensal, a previsão de energia não se torna realista pois a irradiância total é maior que a irradiância difusa em todos os dias.

6.3.1 Classificação dos dias em ensolarados e nublados

A classificação dos dias entre ensolarados e nublados é necessária para estimar o número estatístico dessa quantidade de dias para cada mês do ano. O método proposto neste trabalho consiste de várias etapas, mostradas em diagrama de blocos na Figura 63. Primeiramente, há que se definir um dia de referência para os dias ensolarados. Para isso, se analisa a curva de irradiância em todos os dias de cada mês e se escolhe aquela que possui o formato que melhor representa um dia sem nuvens, ou seja, um dia de céu azul que proporcione uma curva de irradiância com um formato similar ao mostrado na Figura 64. Este mesmo valor poderia ser obtido analiticamente considerando-se a irradiância teórica sobre a superfície terrestre em cada época do ano.

Com os dados obtidos de hora em hora para um dia ensolarado de referência ($d_{clim}(\text{dia,hora})$), define-se um fator que delimita a irradiância mínima para se classificar um dia como sendo ensolarado para cada época do ano. Neste trabalho, o método de classificação empregado considera para esta classificação somente a irradiância ao meio dia solar ($i(dn,12)$), ou seja:

Figura 63 – Diagrama do estimador de dias ensolarados e nublados para cada mês do ano

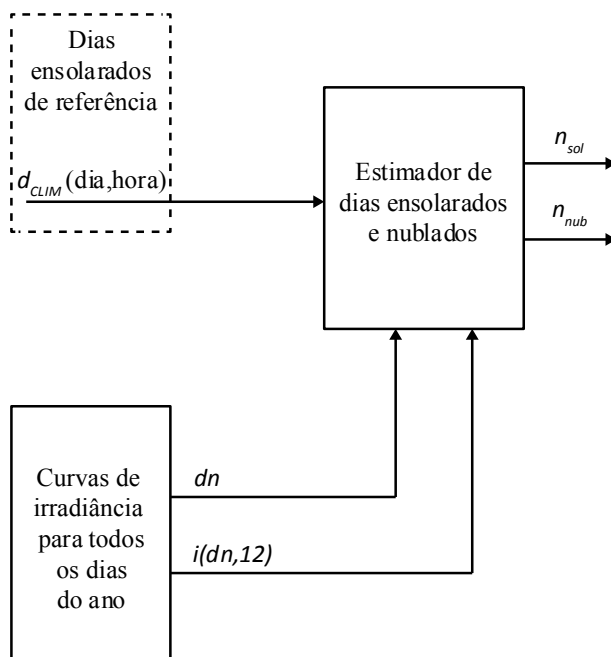
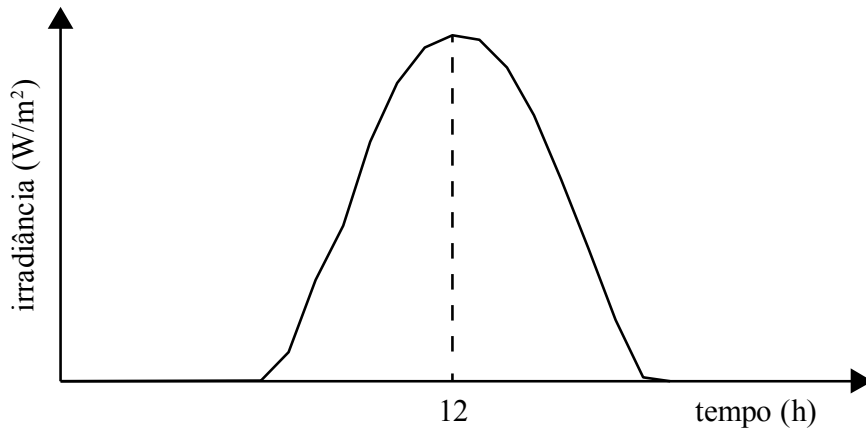


Figura 64 – Curva irradiância solar para um dia ensolarado de referência



$$n_{sol} = \sum_{i=1}^{n_{mês}} \begin{cases} 1 & \text{se } i(d_n, 12) > d_{CLIM}(dia, hora) \\ 0 & \text{se } i(d_n, 12) \leq d_{CLIM}(dia, hora) \end{cases} \quad (6.28)$$

$$n_{nub} = n_{mês} - n_{sol}$$

A Figura 65 apresenta um exemplo para o mês de janeiro em Santa Maria-RS, onde apresenta uma linha de referência demarcando os limites para considerar um dia nublado ou ensolarado neste mês. Os dias que apresentam valores de irradiância às 12h localizados acima da linha de referência são classificados como dias ensolarados, enquanto os que não atingem este valor são classificados em dias nublados. A Tabela 20 apresenta o resultado da extensão desta classificação para cada mês do ano na cidade de Santa Maria, RS, obtida a partir de dados do INMET (INMET, 2013). Observa-se que este local apresenta uma média por ano de 265 dias ensolarados e 100 dias nublados.

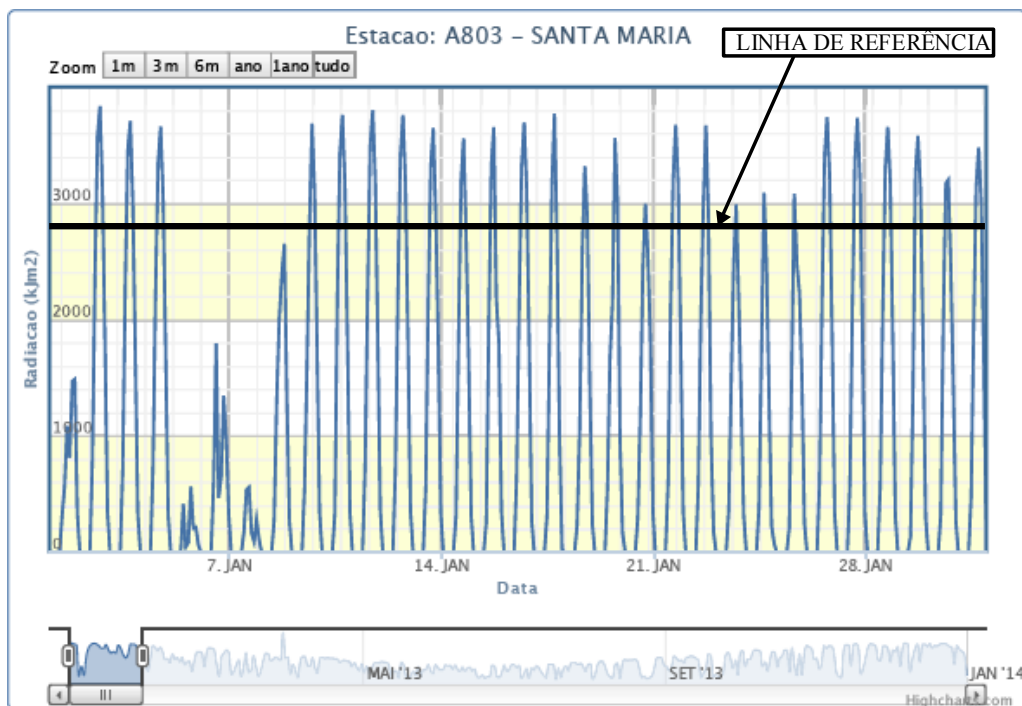
Tabela 20 – Média mensal de dias ensolarados e nublados em Santa Maria, RS

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Dias ensolarados (n_{sol})	26	22	20	25	19	21	24	19	21	23	24	20	265
Dias nublados (n_{nub})	5	6	11	5	12	9	7	12	9	8	6	11	100

A partir da determinação do número de dias ensolarados e nublados para cada mês do ano, e com base nos dados climáticos ($d_{clim}(dia, hora)$) para um dia médio ensolarado, são obtidos os dados climáticos de referência para os dias médios nublados. Para apurar o mesmo, é necessário obter também os dados climáticos para um dia médio mensal de referência.

Dessa forma, através dos dados climáticos de um dia ensolarado de referência e os dados climáticos de um dia médio mensal de referência, juntamente com a quantidade de dias ensolarados e nublados obtidas para o respectivo mês, é possível obter os dados climáticos para um dia médio nublado para o mês escolhido:

Figura 65 – Curva de irradiância para cada dia do mês de janeiro em Santa Maria (INMET, 2013)



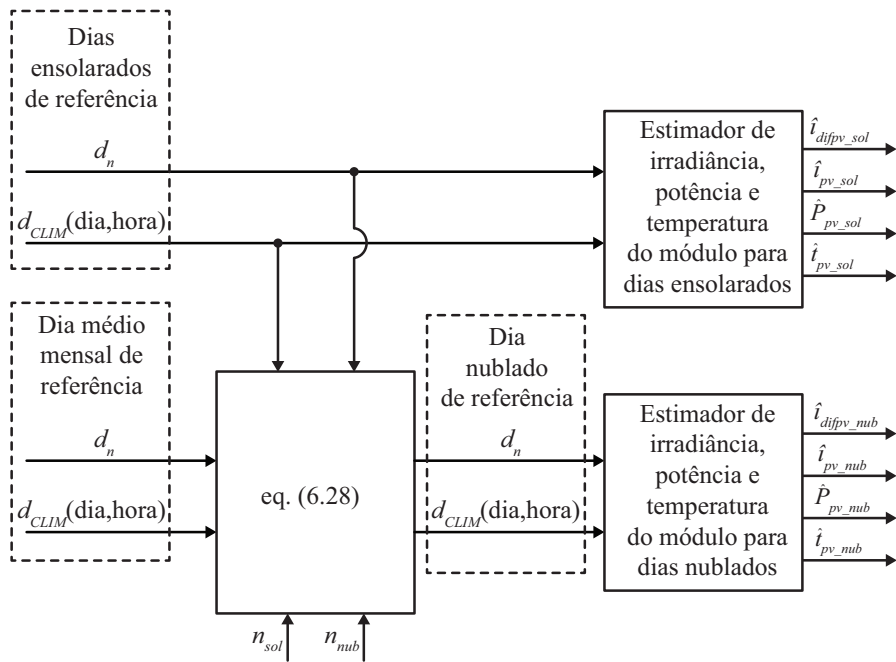
$$i_{dia_nub}(h) = \frac{i_{dia_medio}(h)n_{mes} - i_{dia_sol}(h)n_{sol}}{n_{nub}} \quad (6.29)$$

onde i_{dia_nub} é a irradiância global na horizontal representando um dia nublado, i_{dia_medio} é a irradiância global na horizontal representando uma média mensal, n_{mes} é a quantidade de dias que o mês em análise possui, i_{dia_sol} é a irradiância global na horizontal do dia ensolarado de referência, n_{sol} é a quantidade de dias ensolarados e n_{nub} é a quantidade de dias nublados do mês. Deve-se lembrar que o valor da irradiância global na horizontal muda para cada hora do dia.

A Figura 66 apresenta o diagrama com as etapas necessárias para obter a estimativa da irradiância e temperatura em módulos fotovoltaicos em dias ensolarados e nublados, onde se nota que após obter os dados climáticos para um dia nublado de referência, o bloco

responsável por estimar a irradiância, potência e temperatura de um módulo, é o mesmo apresentado anteriormente na Figura 61 para um sistema fotovoltaico não sombreado.

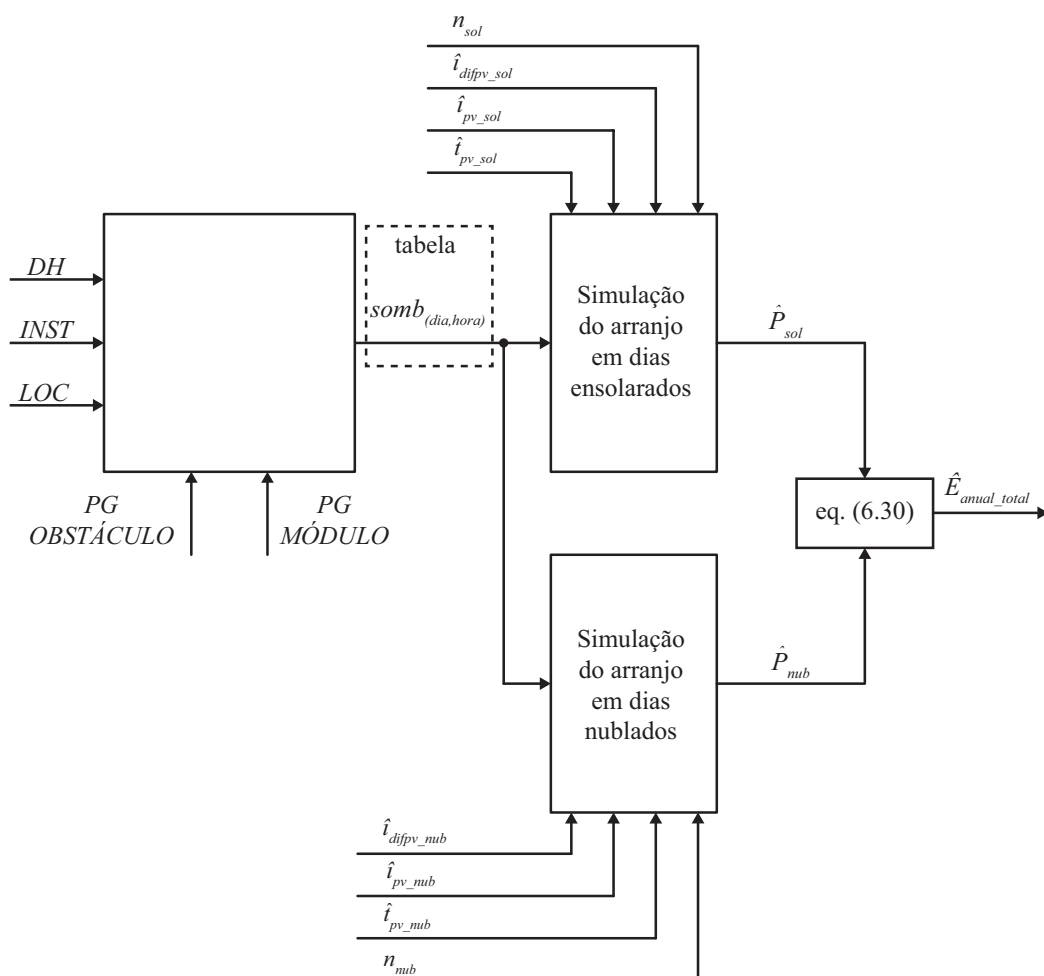
Figura 66 – Diagrama estimador de irradiância incidente sobre módulos fotovoltaicos em dias ensolarados e nublados



6.3.1.1 Classificação dos dias em ensolarados e nublados

O método para previsão da produção de energia em sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados empregando a classificação dos dias é apresentado na Figura 67. Primeiramente deve ser definida a potência do sistema fotovoltaico, a quantidade de módulos e a disposição geométrica ($PG \text{ MÓDULOS}$) dos mesmos no local a ser instalado. Além disso, é necessário determinar a posição geométrica dos obstáculos ($PG \text{ OBSTÁCULOS}$) próximos do arranjo. Com essas informações, somado aos dados de localização e data e hora, é possível avaliar a projeção das sombras dos obstáculos sobre o arranjo. Para isso, é possível utilizar diversas ferramentas computacionais existentes. Uma ferramenta com versão gratuita e muito difundida que possui o movimento do Sol e pode ser utilizada para essa aplicação é o SketchUp (TRIMBLE, 2014), que além disso, também possui bibliotecas com diversos modelos de módulos fotovoltaicos. Dessa forma, é possível analisar um dia representativo para cada mês do ano, e identificar os módulos sombreados a cada hora ($somb(\text{dia, hora})$), onde se obtém uma tabela de sombreamento.

Figura 67 – Diagrama estimador da energia total gerada por sistemas fotovoltaicos sombreados



Sabendo quais são os módulos sombreados em determinados períodos do dia para o decorrer do ano, é possível escolher a melhor configuração para a conexão elétrica do arranjo de módulos para maximizar a produção de energia em função do sombreamento parcial. Essa análise pode inclusive ser realizada durante a simulação do arranjo. Na Figura 67, é possível notar que devem ser realizadas duas simulações, sendo uma com os dados climáticos obtidos para dias ensolarados e outra com os dados climáticos para dias nublados.

Diferentemente de sistemas fotovoltaicos sem sombreamento, no caso de ocorrência de sombreamento parcial conforme apresentado na revisão bibliográfica, existem diversas soluções que impactam na energia extraída desses sistemas. Dessa forma, o melhor meio de se estimar a real energia produzida por sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados, é através da simulação do circuito elétrico do arranjo, pois assim, é possível incluir a configuração do arranjo, definir qual o algoritmo de MPPT utilizado, entre outros fatores.

Dessa forma, o modelo de previsão de energia se torna mais preciso do que se utilizar apenas um fator de perdas como é o usual encontrado na literatura. Além disso, vale ressaltar que durante a simulação assume-se que na superfície de módulos fotovoltaicos não sombreados incide a irradiância total (\hat{i}_{pv}).

Por outro lado, quando ocorre o sombreamento de um módulo, a irradiância incidente sobre o mesmo deve ser definida de forma diferente. Muitos fabricantes adicionam na caixa de junção do módulo, um ou mais diodos de *bypass* para reduzir a possibilidade de queima de células que estejam sob efeito *mismatch*. Como a quantidade de diodos de *bypass* é muito variável dependendo do fabricante, há dois meios de se considerar a irradiância sobre o módulo parcialmente sombreado nesse caso. Uma abordagem separa o grupo de células que possuem diodo de *bypass* em paralelo e analisa individualmente quais grupos são sombreados. Esta análise depende do conhecimento do módulo empregado, pois cada fabricante emprega quantidades e distribuições distintas de diodos de *bypass* (SILVESTRE et al., 2009). A outra abordagem considera que todo módulo que possui algum sombreamento em sua superfície não gera energia.

A metodologia aplicada nesse trabalho considera a segunda abordagem, pois possibilita análises genéricas independentes da estrutura interna dos módulos. Neste modelo, assume-se que a irradiância incidente sobre os módulos parcialmente sombreados é composta apenas pela parcela difusa (\hat{i}_{dif}) da irradiância total.

Desta forma, a produção de energia anual pode ser aproximada por:

$$\hat{E}_{anual_total} = \sum_{i=1}^{12} \left[n_{sol_i} \sum_{j=1}^{24} \hat{P}_{i,j}^{sol} + n_{nub_i} \sum_{j=1}^{24} \hat{P}_{i,j}^{nub} \right] \quad (6.30)$$

onde i representa os meses do ano e j as horas do dia.

A seção 6.4 utilizará essa metodologia desenvolvida para obter uma análise energética comparativa entre duas arquiteturas de sistemas FV.

6.4 ANÁLISE ENERGÉTICA ENTRE ARQUITETURA CENTRALIZADA E HÍBRIDA

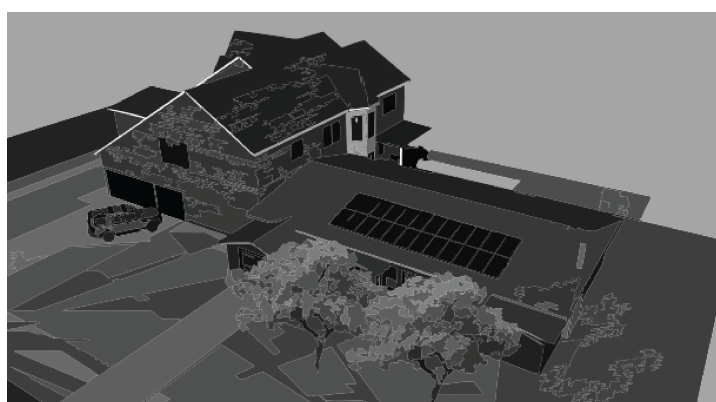
Para validar o uso da arquitetura híbrida proposta nesse trabalho quando há a ocorrência de sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos, essa seção apresenta uma comparação entre a energia produzida ao longo de um ano para um sistema fotovoltaico operando com uma arquitetura centralizada, e outro com a arquitetura híbrida proposta.

Primeiramente, definiu-se um telhado de uma moradia com as condições de obstáculos em sua proximidade conforme apresentado na Figura 68.

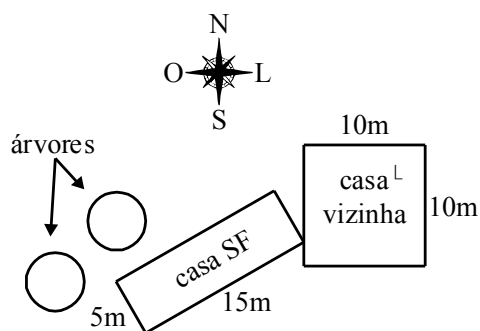
Uma ilustração do sistema fotovoltaico e seus obstáculos é mostrado na Figura 68 (a). Observa-se que o arranjo FV é sujeito a sombreamento parcial ou total em algumas horas do dia, dependendo da época do ano, causado pela residência vizinha ao leste e duas árvores ao norte. Pode-se supor que o sombreamento causado pelas árvores poderia ser facilmente solucionado com o corte das mesmas, porém considera-se os casos reais onde as podas não são regulares e muitas vezes nem permitidas pela legislação.

O arranjo FV estabelecido para essa análise e apresentado na Figura 68 (a) é composto por vinte e quatro módulos fotovoltaicos, onde os mesmos possuem desvio azimutal de 30° para o Oeste em relação ao Norte, e uma inclinação de 25° em relação ao plano horizontal. Maiores informações sobre a instalação são apresentadas na Tabela 21. As medidas da casa e demais obstáculos são apresentados na Figura 68(b) e Figura 68(c).

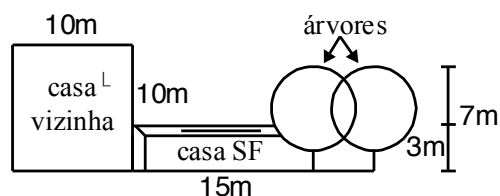
Figura 68 – Local utilizado como referência na simulação do sistema fotovoltaico. (a) Vista isométrica. (b) Vista superior. (c) Vista frontal



(a)



(b)



(c)

Tabela 21 – Descrição dos dados do exemplo da simulação

Cidade	Santa Maria
Latitude (Φ)	-29,42°
Longitude (σ)	-53,43°
Quantidade de módulos	24
Potência do módulo (P_{pv})	235 W
Eficiência (η)	14,2 %
Tensão máxima potência (V_{MPPT})*	29,2 V
Corrente máxima potência (I_{MPPT})*	8,05 A
Tensão circuito aberto (V_{OC})*	36,7 V
Corrente curto circuito (I_{SC})*	8,47 A
Desvio azimutal do arranjo fotovoltaico (γ)	-30°
Inclinação dos módulos fotovoltaicos (β)	25°

* Esses dados são obtidos considerando 1000W/m² e 25°C.

As duas configurações de arranjo dos módulos foram analisadas na análise comparativa da produção de energia. Um sistema FV com arquitetura centralizada é apresentado na Configuração 1, enquanto que a Configuração 2 apresenta a solução com a arquitetura híbrida, com o objetivo de reduzir o impacto do sombreamento de módulos fotovoltaicos na produção total da energia gerada pelo sistema.

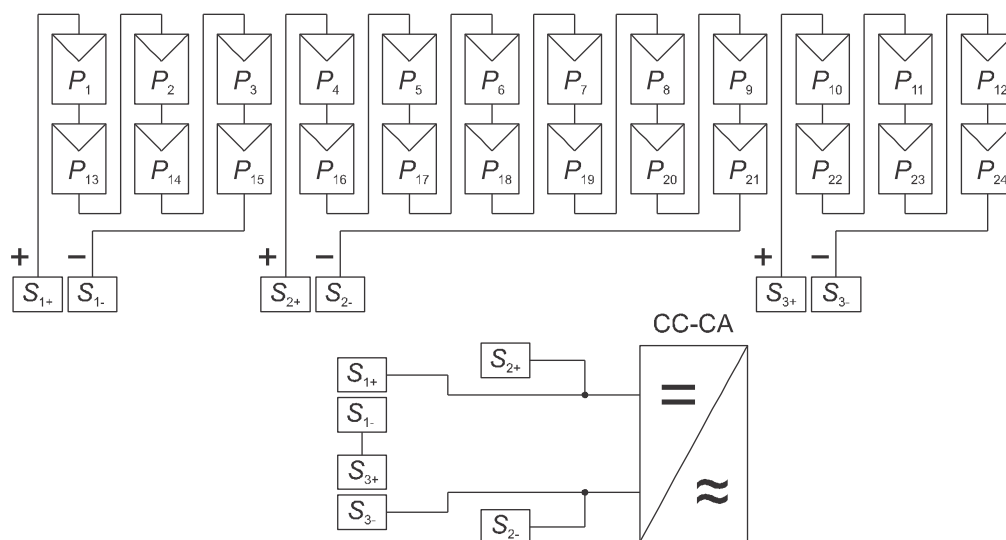
6.4.1 Configuração 1

A configuração 1 apresentada na Figura 69, utiliza duas fileiras com 12 módulos em série conectados à um único inversor com conexão à rede. Essa configuração é baseada em um arranjo centralizado (BIDRAM et al., 2012). Entre os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, essa é a configuração de arranjo de módulos mais empregada atualmente. Nesse estudo, essa configuração é empregada como referência para a análise da produção de energia pelo sistema híbrido proposto.

Entre as vantagens dessa configuração destacam-se:

- Possui baixa corrente no lado CC, reduzindo o custo de cabos específicos para aplicações fotovoltaicas;
- Não há dispositivos eletrônicos intermediários entre a conexão dos módulos e o inversor;
- Instalação simplificada;

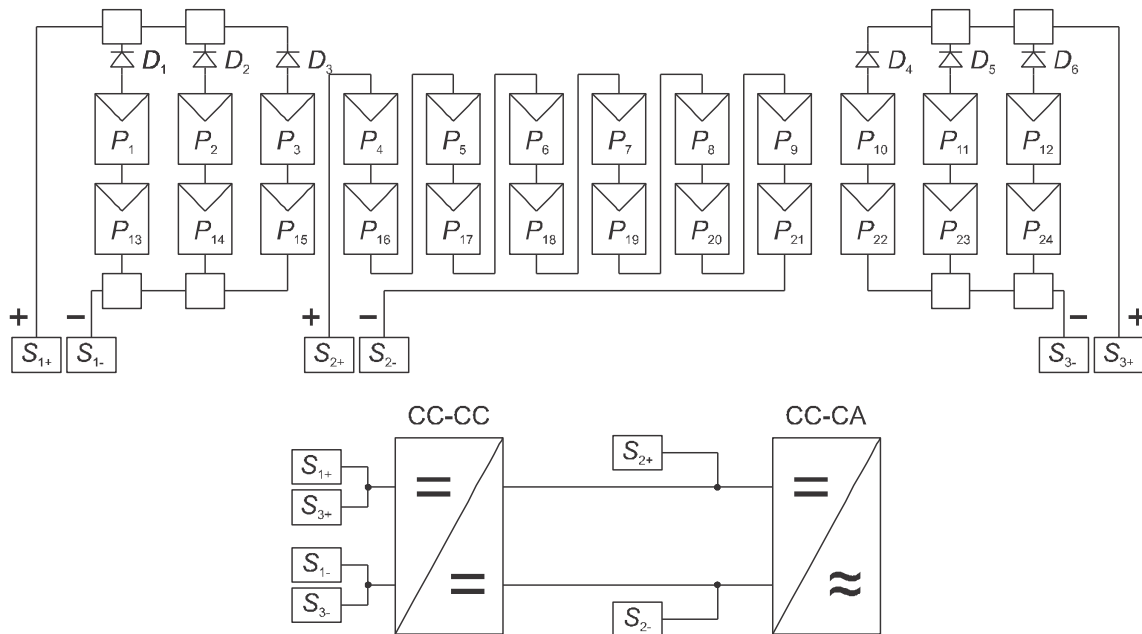
Figura 69 – Configuração 1



6.4.2 Configuração 2

A configuração 2, mostrada na Figura 70, possui 12 módulos conectados em série na entrada do inversor. Os 12 módulos restantes possuem uma configuração de 2 módulos em série com 6 fileiras em paralelo, onde as mesmas alimentam um conversor CC-CC cuja saída é conectada junto à entrada do inversor, em paralelo à outra fileira com 12 módulos em série. Como desvantagem nesse sistema híbrido em relação à solução usual apresentada na configuração 1, acrescentam-se perdas por conversão de energia com a adição de um conversor CC-CC ao sistema e de diodos de bloqueio. Além disso, essa solução inclui mais cabos, emendas para conectores MC4 e diodos de bloqueio, estando em acordo com normas internacionais de instalação de sistemas FV (IEC 60364-7-712, 2002).

Figura 70 – Configuração 2



6.4.3 Metodologia aplicada na análise das situações

Para avaliar a produção de energia do arranjo FV apresentado na Figura 68 em duas situações distintas com mesmo sombreamento parcial, adotou-se a metodologia de estimação de produção de energia descrita nesse capítulo, para sistemas parcialmente sombreados.

O local utilizado para a análise das duas situações propostas é a cidade de Santa Maria. Os dados de entrada para a estimação da irradiância e temperatura dos módulos fotovoltaicos, foram obtidos através da base de dados do Inmet (INMET, 2013). A análise tem a finalidade de obter a diferença da produção de energia entre as duas configurações durante o período de um ano, para verificar o impacto do sombreamento parcial na energia gerada em cada configuração. Para realizar a estimativa da produção de energia dos módulos, foi considerada a metodologia proposta nesse capítulo.

A Tabela 22 informa os módulos FV do arranjo que são sombreados em cada mês, para cada hora do dia, durante o período em que há luz solar. A numeração dos módulos fotovoltaicos apresentados na tabela segue o mesmo padrão apresentado na Figura 69 e Figura 70, representando o arranjo fotovoltaico instalado no telhado da residência da Figura 68. Uma vez conhecidos quais módulos estão sombreados, obteve-se a estimativa da irradiância e da temperatura de operação de cada módulo individualmente. Para simplificar a análise, foi

considerado que os módulos sombreados possuem somente a irradiância difusa sobre o plano inclinado, enquanto os módulos não-sombreados possuem a irradiância total. Para obter uma análise adequada, utilizaram-se valores de irradiância global na horizontal e temperatura ambiente diferentes para dias ensolarados e dias nublados.

Tabela 22 – Sombreamento dos módulos fotovoltaicos do arranjo analisado

Hora local	Hora GMT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
06	03	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS
07	04	1-3,13-16	1 a 4,13-18	10-12,24	TS	TS	TS	TS	TS	TS	1-5,13-19	1-3,13-17	1-3,13-16
08	05	1-4,13-18	1-6,13-20	11, 12, 23, 24	TS	TS	TS	TS	TS	TS	1-8,13-21	1-4,13-18	1-4,13-17
09	06	1-4,13-15	1-4,13-16	1-5,13-17	1-7,13-19	1-8,13-21	1-9,13-22	1-9,13-21	1-7,13-19	1-6,13-18	1-4,13-16	1-4,13-16	1-3,13-15
10	07	1,13	1,2,13	1,2,13,14	1-3,13-15	1-3,13-15	1-4,13-16	1-4,13-15	1-3,13-15	1,2,13,14	1,2,13	1,13	1,13
11	08	NS	NS	NS	24	23,24	1,22-24	1,23,24	23,24	NS	NS	NS	NS
12	09	NS	NS	NS	22-24	11,12,21-24	10-12,21-24	11,12,21-24	21-24	23,24	NS	NS	NS
13	10	NS	NS	21-23	10,11,20-24	9-12,20-24	9-12,20-24	9-12,20-24	9-12,20-24	20-24	NS	NS	NS
14	11	NS	NS	18-23	7-11,18-24	7-12,18-24	7-12,19-24	7-12,18-24	7-12,18-24	8-10,18-23	19-22	NS	NS
15	12	12,23,24	12,17-21,23-24	6-8,12,16-24	10,12,16-24	12,17-24	12,17-24	12,17-24	12,17-24	5-9,12,16-24	12,17-24	12,18,23,24	23,24
16	13	9-12,15-18,20-24	9 A 24	TS	12,14-24	2-3,12,15-24	3-12,15-24	3-12,15-24	2-12,14-24	TS	1-7,9-24	9 A 24	10-12,20-24
17	14	4 A 24	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	3 A 24	4 A 24
18	15	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS
19	16	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS
20	17	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS	TS

NS (Nenhum módulo sombreado), TS (Todos os módulos estão sombreados).

Considerando-se a quantidade de dias nublados e ensolarados de cada mês, obtendo-se a irradiância global na horizontal e temperatura ambiente para cada hora de cada mês, e determinando-se quais módulos possuem sombreamento parcial em dias ensolarados para cada hora do dia, conforme mostrado na Tabela 22, é possível estimar a produção da energia anual para as duas situações apresentadas.

Para estimar a produção de energia de cada sistema para cada hora em cada mês, simulou-se o arranjo fotovoltaico com as configurações 1 e 2, e calculou-se a energia gerada

para cada hora a partir da potência extraída no ponto de máxima potência do arranjo para cada hora.

A estimativa da produção de energia do sistema fotovoltaico da configuração 1 para o período de um ano é apresentada na Tabela 23 e a estimativa da produção de energia para o sistema da configuração 2 é apresentada na Tabela 24. Como a análise da produção de energia não considerou as perdas específicas pelo acréscimo de cabos, diodos e o rendimento do conversor CC-CC, para evitar qualquer vantagem dos resultados da configuração 2 em relação à configuração 1, foi considerado um rendimento de 90% da energia gerada pelo arranjo de 2 módulos em série com 6 fileiras em paralelo da configuração 2. Dessa forma é possível incluir com certa margem de segurança, as perdas do conversor CC-CC conectado a esse arranjo, além das perdas adicionais dos diodos de bloqueio e dos cabos.

A Tabela 25 apresenta uma análise comparativa entre a energia gerada para cada mês durante um ano, entre os sistemas FV das configurações 1 e 2. Nota-se que mesmo considerando uma eficiência baixa para o arranjo 2×6 (série×paralelo) da configuração 2 em consequência das perdas do conversor CC-CC, diodos, e cabos, ainda assim houve um acréscimo de 12% na produção de energia anual em relação à configuração 1 com o arranjo centralizado. Observa-se, inclusive, um aumento significativo da energia produzida durante os meses de inverno, em função da altitude solar ser menor nessa época, ocasionando maiores sombreamentos parciais no sistema fotovoltaico durante o dia para o local utilizado na simulação.

Tabela 23 – Energia gerada para a configuração 1

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Energia (kWh/mês)	683,3	551,9	452,8	269,7	260,2	213,6	188,1	258,5	444,2	525,4	710,8	840,7
Energia(kWh/ano)	5.399,0											

Tabela 24 – Energia gerada para a configuração 2

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Energia (kWh/mês)	708,7	564,7	542,5	440,8	327,9	288,4	292,6	344,5	455,1	562,9	717,0	833,6
Energia(kWh/ano)	6.078,0											

Tabela 25 – Razão entre energia gerada na configuração 1 e 2

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Razão (Tabela 13/Tabela14) mensal	0,96	0,98	0,83	0,61	0,79	0,74	0,64	0,75	0,97	0,93	0,99	1,01
Razão (Tabela 13/Tabela14) anual	0,88											

*A quantidade de energia estimada para a produção anual é medida na entrada (lado CC) do inversor.

6.5 COLETA DE DADOS PARA ANÁLISE COMPARATIVA

Esta seção apresenta um estudo comparativo entre a energia produzida a partir de um arranjo série de painéis não-sombreados, um arranjo série parcialmente sombreado, e um arranjo paralelo parcialmente sombreado. Para realizar esse estudo, foram utilizados 9 módulos FV da SolarWorld de 130W, onde cada arranjo foi montado com três painéis. A Figura 71 apresenta os arranjos série e paralelo com obstáculo para ocorrência de sombreamento parcial idênticos. A Figura 72 mostra três painéis marcados para compor o arranjo série sem sombreamento parcial.

Os três arranjos FV são conectados a um equipamento para coleta de dados de tensão e corrente ao mesmo tempo. A Figura 73 mostra uma imagem do protótipo desenvolvido para coletar os dados dos painéis FV.

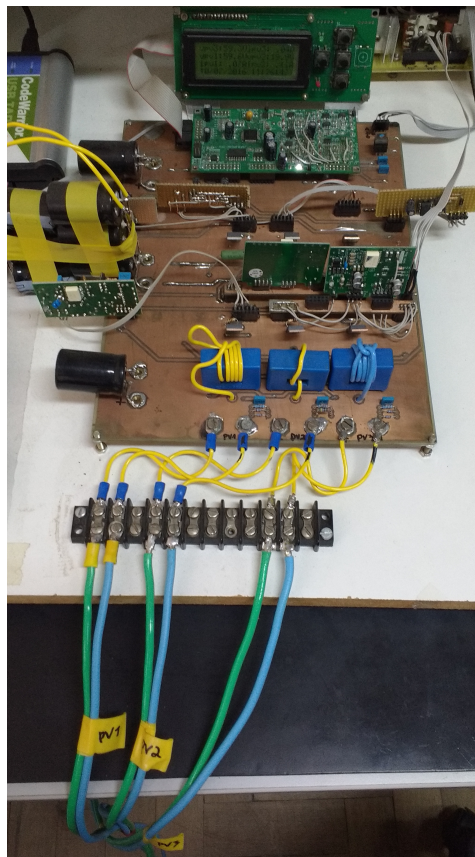
Figura 71 – Obstáculo para sombreamento parcial em arranjo série e paralelo



Figura 72 – Arranjo série sem sombreamento parcial



Figura 73 – Protótipo desenvolvido para obter dados de tensão e corrente dos três arranjos fotovoltaicos

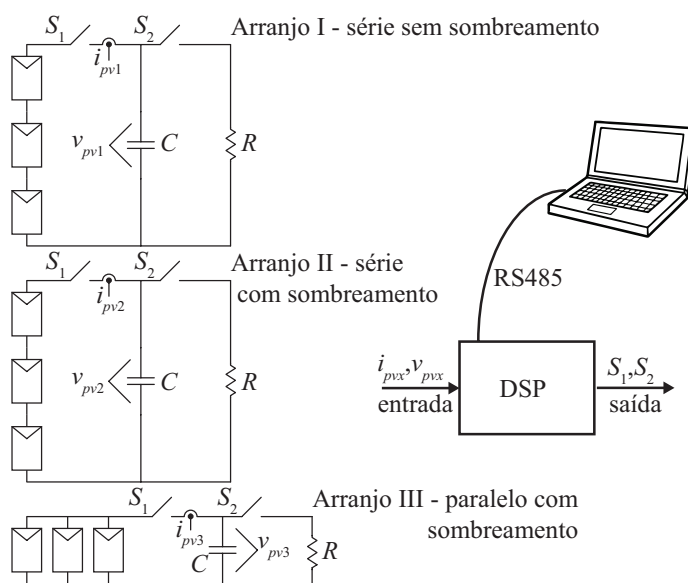


O protótipo desenvolvido foi projetado para que a cada 15 minutos, realize uma varredura da tensão e corrente de cada arranjo FV e posteriormente envie esses dados para serem armazenados em um computador através de comunicação RS485. Definiu-se esse período de tempo por se considerar um valor adequado para mudanças de comportamento de

sombra durante o dia. Para obter a varredura de tensão e corrente capaz de plotar a curva padrão de potência versus tensão, foi utilizado um método de carga de capacitores. A Figura 74 apresenta um diagrama esquemático simplificado para entender a montagem desse sistema.

A obtenção dos dados funciona da seguinte forma: i) Parte-se do princípio que os capacitores estão completamente descarregados. ii) o DSP comanda a chave S_1 , e inicia a amostragem do sinal da corrente e tensão do arranjo FV em análise. iii) Como um capacitor descarregado se comporta como um curto-circuito, assim que a chave S_1 é fechada, o painel FV opera com tensão nula e corrente de curto-circuito. O DSP permanece monitorando a medida de tensão do capacitor até que a mesma opere com tensão constante em regime permanente, ou seja, isso significa que o arranjo FV já estará operando em sua tensão de circuito aberto.

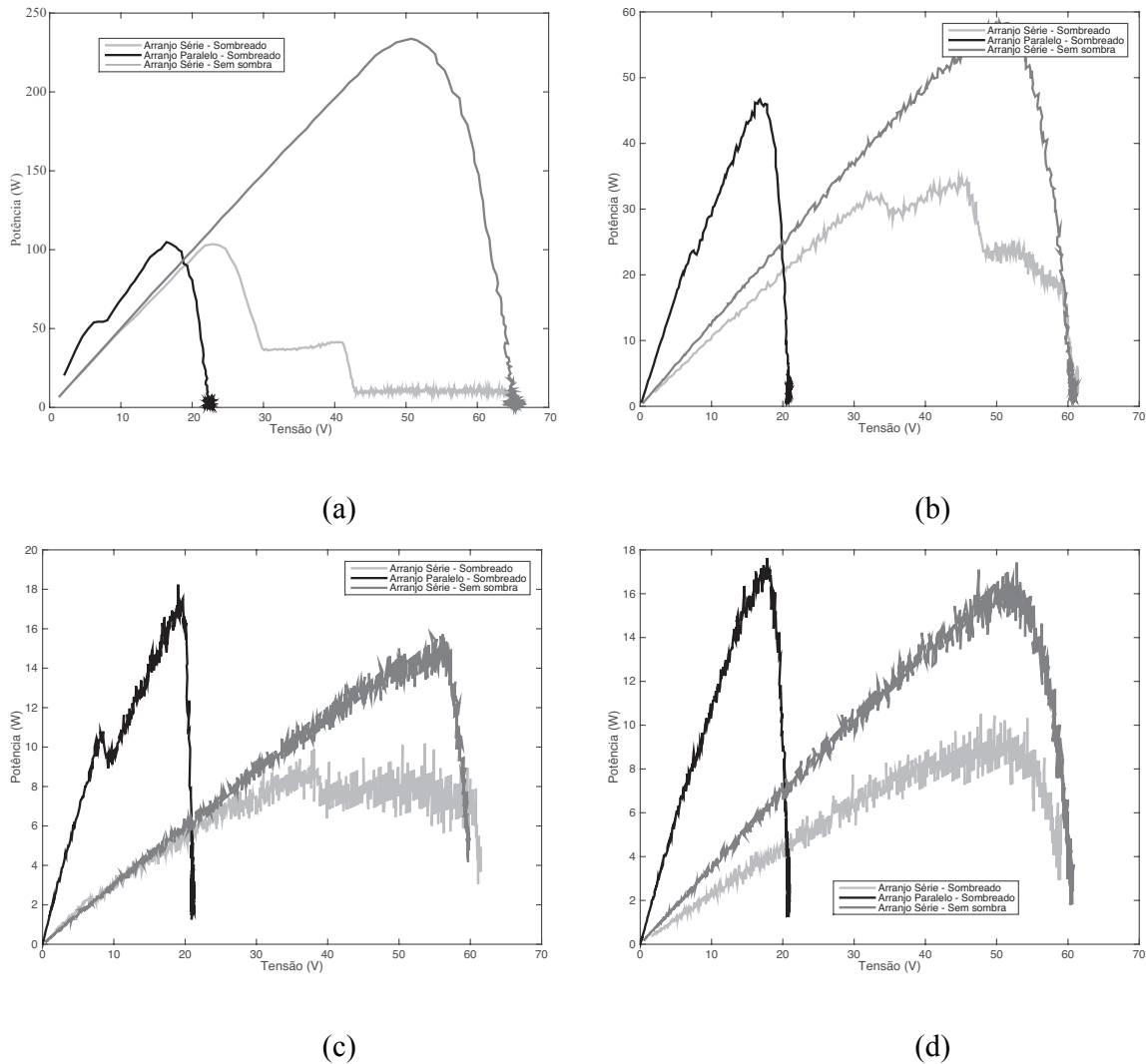
Figura 74 – Diagrama esquemático do protótipo para coleta de dados dos arranjos FV



Após obter as medidas dos três arranjos de forma sequencial, os dados são enviados para um computador. As imagens que compõem a Figura 75 apresentam um comparativo entre a potência extraída entre um arranjo FV série não-sombreado, um série sombreado e um paralelo sombreado para horários distintos considerando os arranjos montados de acordo com a Figura 71 e a Figura 72. Nos casos em que o sombreamento parcial se torna relevante, o arranjo paralelo apresenta o MPP maior que o arranjo série sombreado. Além disso, nota-se que o arranjo paralelo praticamente não apresenta múltiplos MPP, diferente do que ocorre com o arranjo série, pois além de apresentar múltiplos picos, muitas vezes o MPP global

ocorre em um valor de tensão abaixo do valor nominal, o que muitas vezes pode acabar saindo fora da faixa que o algoritmo MPPT é capaz de operar em um inversor comercial.

Figura 75 – Curva potência versus tensão. (a) 15:30 h. (b) 13:00 h. (c) 17:00 h. (d) 8:00 h



A Figura 76, a Figura 77 e a Figura 78 apresentam a curva potência versus tensão do arranjo série parcialmente sombreado, arranjo paralelo parcialmente sombreado e arranjo série não-sombreado, respectivamente. As três curvas foram geradas para o mesmo dia com as mesmas condições de orientação, inclinação e obstáculo de sombreado. Além disso, as imagens apresentam a excursão das curvas de potência versus tensão desde o nascer do Sol até o pôr do Sol. Com isso, pode-se notar claramente o impacto que um arranjo série sofre em relação à ocorrência de múltiplos MPP quando comparado ao arranjo paralelo com as mesmas condições de sombreado. A Figura 78 tem o objetivo de mostrar a excursão da curva

potência versus tensão de um arranjo FV sem a presença de sombreamento parcial, onde é possível verificar que a curva do arranjo paralelo sombreado possui características muito similares no formato obtido.

Fazendo um comparativo entre o arranjo série e o paralelo quando há ocorrência de sombreamento parcial, pode-se concluir que é vantajoso optar por uma configuração paralelo, pois além de obter curvas de potência versus tensão mais uniformes, a potência extraída é superior. Com isso, a utilização de conexões de painéis em paralelo na entrada do conversor CC-CC da arquitetura híbrida torna-se vantajosa.

Figura 76 – Arranjo série parcialmente sombreado

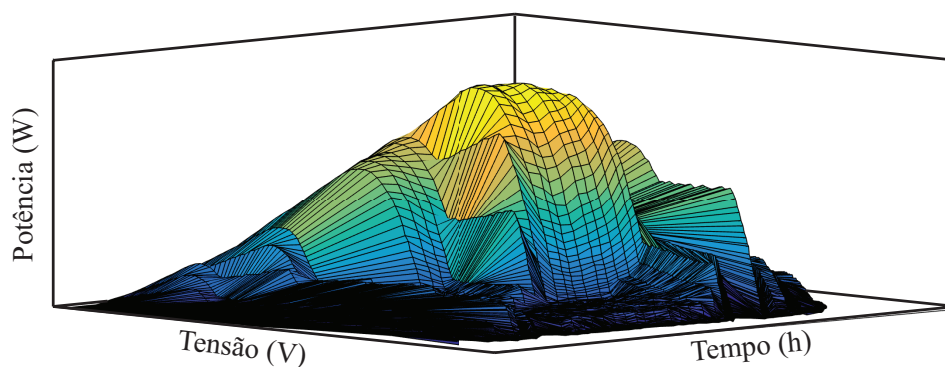


Figura 77 – Arranjo paralelo parcialmente sombreado

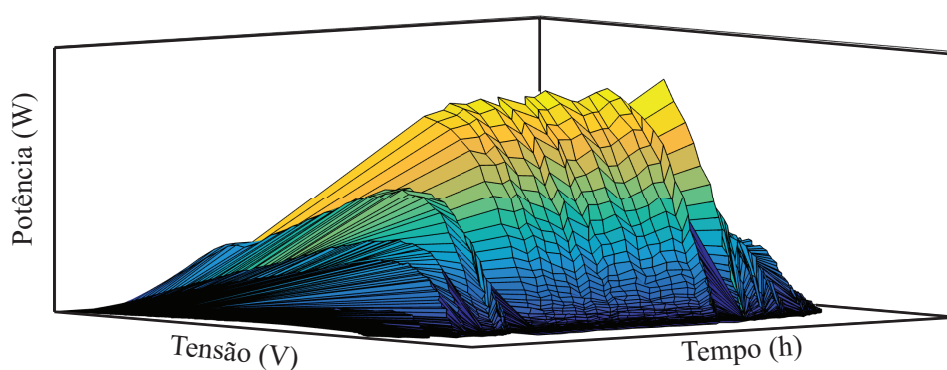
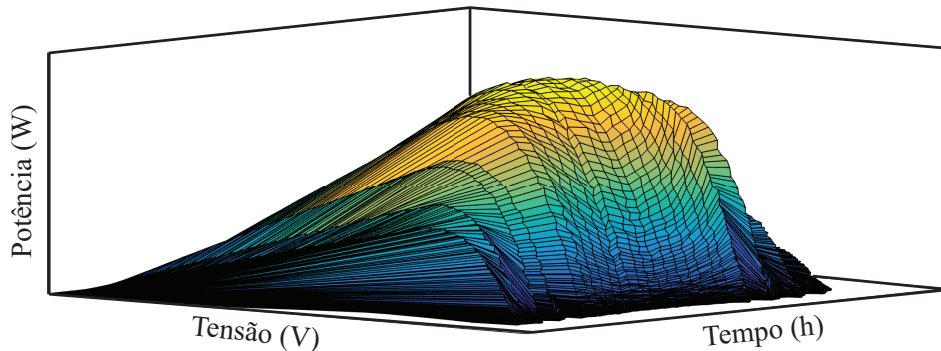


Figura 78 – Arranjo série sem sombreamento



6.6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA ARQUITETURA HÍBRIDA COM PAINÉIS PARCIALMENTE SOMBREADOS

Na seção 6.5 é apresentado um estudo através de coleta de dados experimentais, cujo objetivo é apresentar a variação da produção de energia entre um arranjo série não-sombreado, e um arranjo sombreado série e outro sombreado paralelo.

Nessa seção, são apresentados dois resultados experimentais da arquitetura híbrida. O primeiro considera um arranjo de painéis FV com característica de sombreamento parcial em arranjo série e o segundo considera um arranjo com característica de sombreamento parcial em arranjo paralelo. Para determinar o desenho da curva potência versus tensão dos arranjos fotovoltaicos, utilizou-se um modelo real obtido na seção 6.5 durante o mesmo horário para a configuração série e paralelo.

O objetivo dessa análise é avaliar o impacto do ganho de energia entre um arranjo série e paralelo em uma arquitetura híbrida.

6.6.1 Ensaio com painéis em série com sombreamento parcial

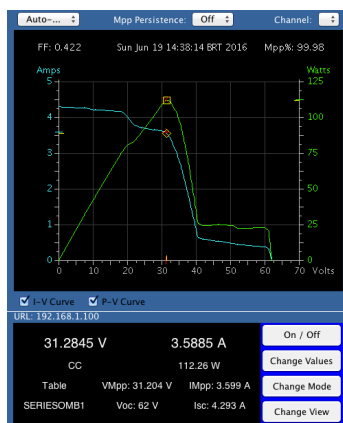
Nessa seção são apresentados três casos considerando uma curva de painel com característica de sombreamento série. O primeiro caso apresenta resultados para o conversor CC-CC operando em regime permanente. O segundo caso apresenta os resultados obtidos aplicando um degrau na referência de corrente em +5% em relação à corrente nominal para rastrear o MPP da fonte emuladora. O terceiro caso apresenta os resultados obtidos aplicando um degrau na referência de corrente em -5% em relação à corrente nominal para rastrear o

MPP da fonte emuladora. Ao final dos três casos é apresentada uma tabela para comparar os resultados de potência obtidos.

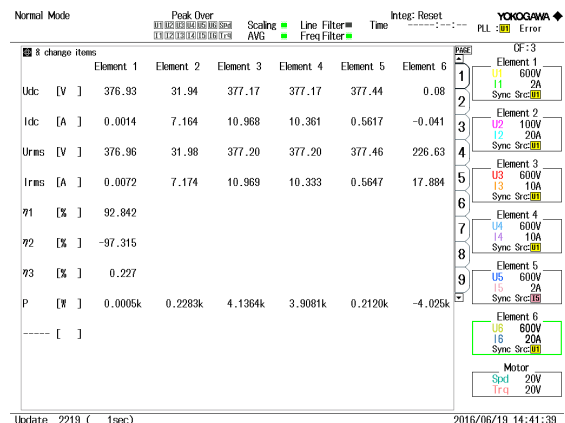
6.6.1.1 Caso I

Neste primeiro caso, são apresentados vários dados e formas de onda da arquitetura híbrida com o conversor CC-CC operando em regime permanente no MPP do arranjo série parcialmente sombreado. A Figura 79 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a tensão e corrente no MPP é definida por 31,20 V e 3,60 A, respectivamente. A Figura 79 (b) apresenta os dados obtidos do medidor de potência Yokogawa WT3000.

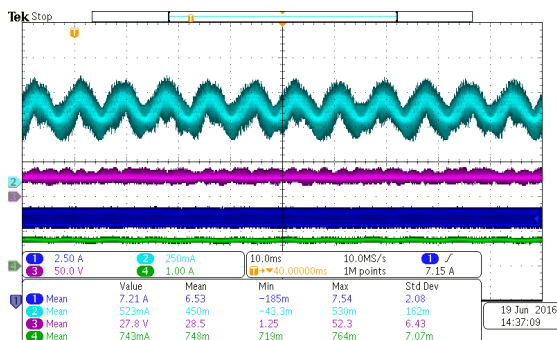
Figura 79 – Ensaio com painéis FV em série com sombreado, e operando em regime permanente. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



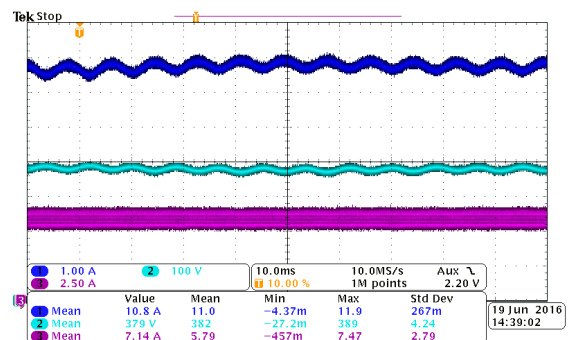
(a)



(b)



(c)



(d)

Primeiramente foi definido um valor de referência de 7,1 A, o que resulta no dobro do valor apresentado na Figura 79 (a) para a corrente no ponto de máxima potência da fonte emuladora de painéis FV. Isso ocorre por haver duas fontes dessa operando em paralelo, cuja interface de monitoramento permite adquirir apenas os dados de uma de cada vez.

6.6.1.2 *Caso II*

Nesse caso, são apresentados vários dados e formas de onda da arquitetura híbrida com o conversor CC-CC após ser aplicado um degrau de referência de +5% na corrente de entrada em relação à corrente nominal utilizada no caso I. Isso acaba resultando na operação do emulador de painéis fora do MPP. A Figura 80 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a mesma não está operando no MPP.

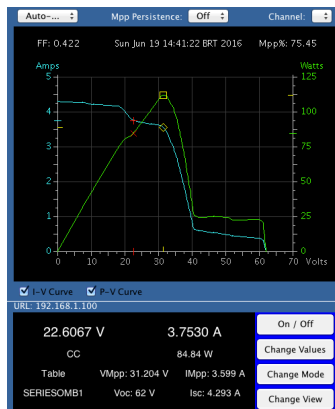
Analisando a Figura 80 (d), pode-se notar que no momento em que é feita a transição da referência da corrente em +5% (7,45 A), a mesma não impacta em uma alteração visível na forma de onda da tensão e corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC do inversor.

6.6.1.3 *Caso III*

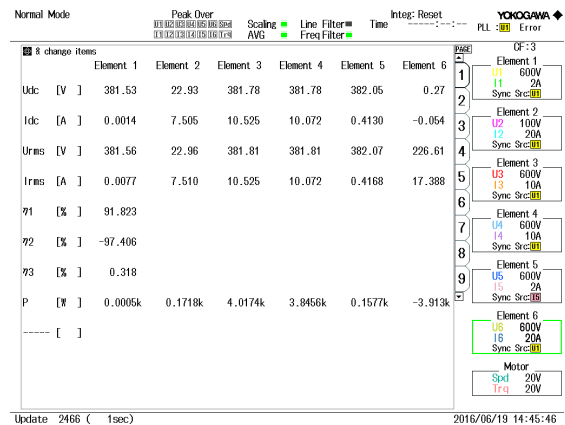
Nesse caso, após ser aplicado um degrau de referência de -5% na corrente de entrada em relação à corrente nominal utilizada no caso I, isso também acaba resultando na operação do emulador de painéis fora do MPP. A Figura 81 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a mesma não está operando no MPP.

Analisando a Figura 81 (d), pode-se notar que no momento em que é feita a transição da referência da corrente em -5% (6,74 A), a mesma também não impacta em uma alteração visível na forma de onda da tensão e corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC do inversor.

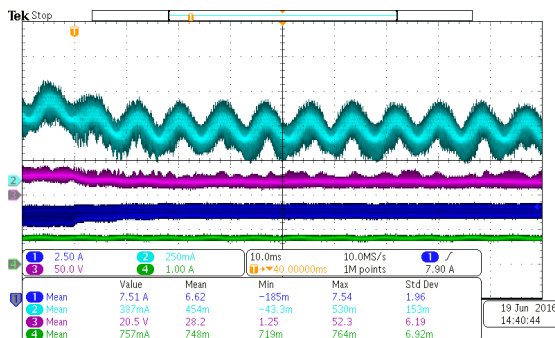
Figura 80 – Degrau de referência de corrente positiva com painéis FV em série, e operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



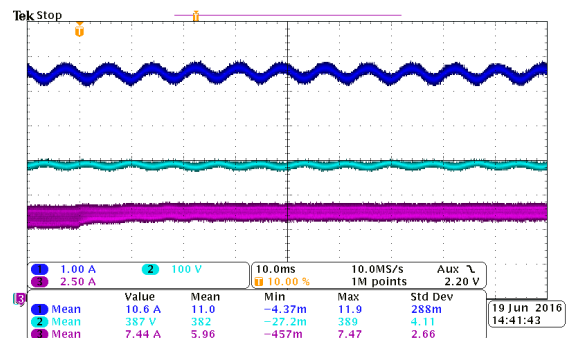
(a)



(b)

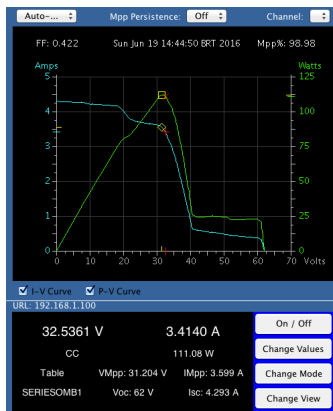


(c)

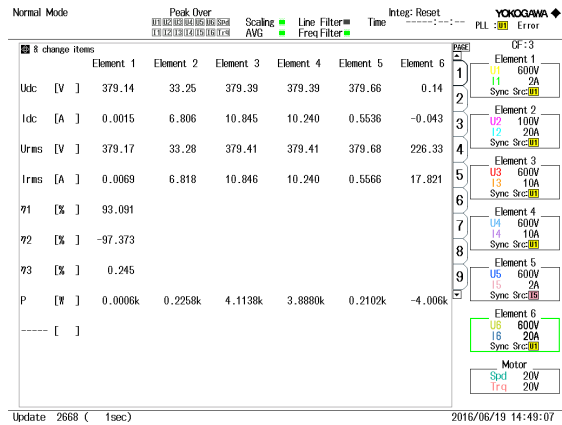


(d)

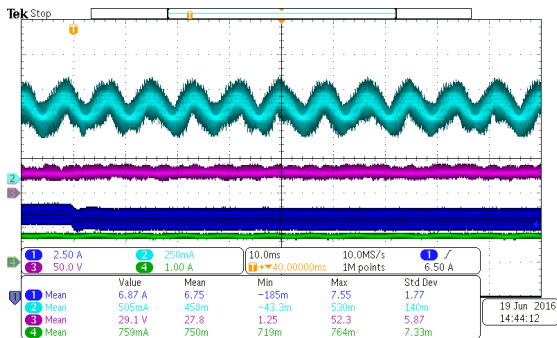
Figura 81 – Degrau de referência de corrente negativa com painéis FV em série, e operando com sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



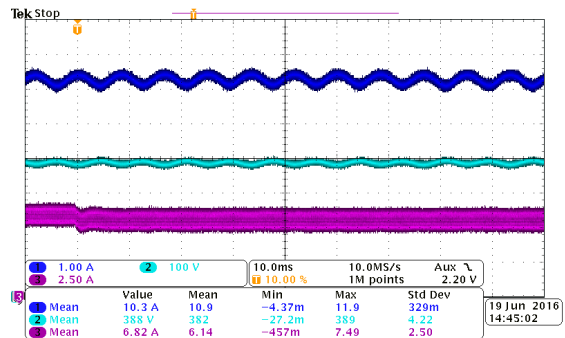
(a)



(b)



(c)



(d)

6.6.1.4 Análise comparativa

A Tabela 26 apresenta as potências medidas em cada caso. Pode-se notar que para o Caso I, onde o emulador de painéis está operando no MPP, há a maior potência extraída entre os três casos. O caso II mostra uma perda considerável em relação ao caso I. No caso III, quando se aplica uma referência de corrente menor do que a nominal, as perdas são menores do que as obtidas no caso II. Além disso, a potência de saída do arranjo dos painéis conectados ao barramento CC varia conforme o caso analisado. Vale ressaltar que na hora em que foram obtidos esses dados, já havia algumas nuvens presentes no céu, o que acaba impactando na variação da potência extraída pelos painéis fotovoltaicos.

Tabela 26 – Comparação entre casos I, II e III para ensaio com painel em série com sombreamento

Ponto de medição	Caso I	Caso II	Caso III
Entrada do conversor CC-CC	228,3 W	171,8 W	225,8 W
Entrada do Inversor	4136,4 W	4017,4 W	4113,8 W
Saída do arranjo de painéis	3908,1 W	3845,6 W	3888,0 W

6.6.2 Ensaio com painéis em paralelo com sombreamento parcial

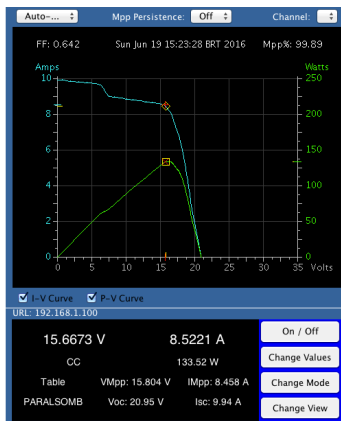
Nessa seção são apresentados três casos considerando uma curva de painel com característica de sombreamento paralelo. O primeiro caso apresenta resultados para o conversor CC-CC operando em regime permanente. O segundo caso apresenta os resultados obtidos aplicando um degrau na referência de corrente em +5% em relação à corrente nominal para rastrear o MPP da fonte emuladora. O terceiro caso apresenta os resultados obtidos aplicando um degrau na referência de corrente em -5% em relação à corrente nominal para rastrear o MPP da fonte emuladora. Ao final dos três casos é apresentada uma tabela para comparar os resultados de potência obtidas.

6.6.2.1 Caso I

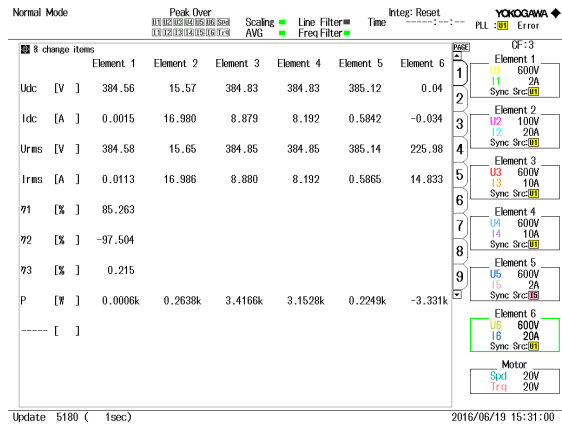
Neste primeiro caso, são apresentados vários dados e formas de onda da arquitetura híbrida com o conversor CC-CC operando em regime permanente no MPP do arranjo paralelo parcialmente sombreado. A Figura 82 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a tensão e corrente no MPP é definida por 15,80 V e 8,46 A, respectivamente. A Figura 82 (b) apresenta os dados obtidos do medidor de potência Yokogawa WT3000.

Primeiramente foi definido um valor de referência de 16,92 A, o que resulta no dobro do valor apresentado na Figura 82(a) para a corrente no ponto de máxima potência da fonte emuladora de painéis FV. Isso ocorre por haver duas fontes operando em paralelo, cuja interface de monitoramento permite adquirir apenas os dados de uma de cada vez.

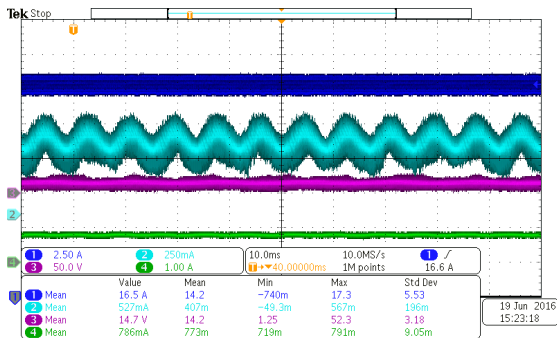
Figura 82 – Ensaio com painéis FV em paralelo com sombreamento, e operando em regime permanente. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



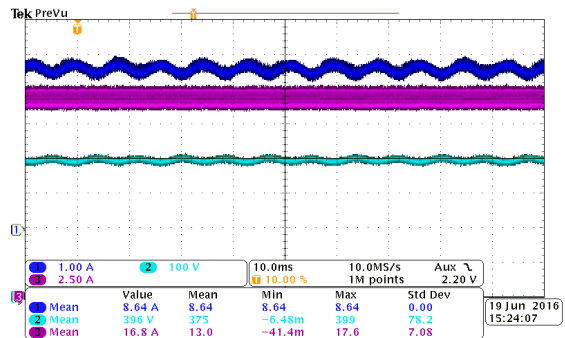
(a)



(b)



(c)



(d)

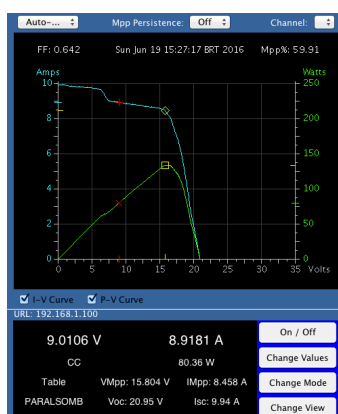
6.6.2.2 Caso II

Nesse caso, são apresentados vários dados e formas de onda da arquitetura híbrida com o conversor CC-CC após ser aplicado um degrau de referência de +5% na corrente de entrada em relação à corrente nominal utilizada no caso I. Isso acaba resultando na operação do emulador de painéis fora do MPP. A Figura 83 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora I×V e P×V, onde pode-se notar que a mesma não está operando no MPP.

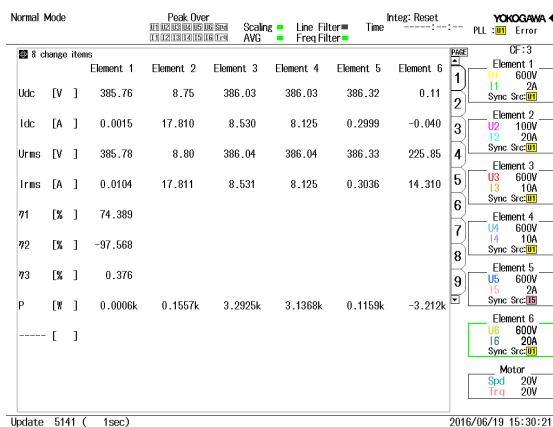
Analisando a Figura 83 (d), pode-se notar que no momento em que é feita a transição da referência da corrente em +5% (17,762 A), a mesma não impacta em uma alteração visível

na forma de onda da tensão e corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC do inversor.

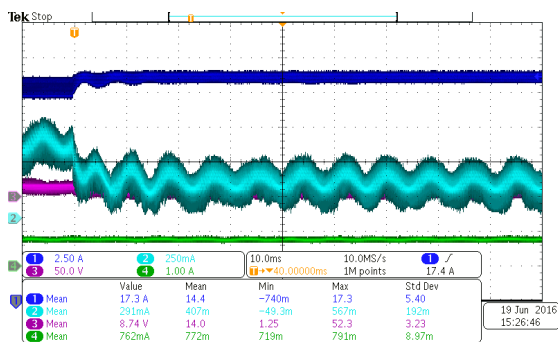
Figura 83 – Degrau de referência de corrente positiva com painéis FV em paralelo, e operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



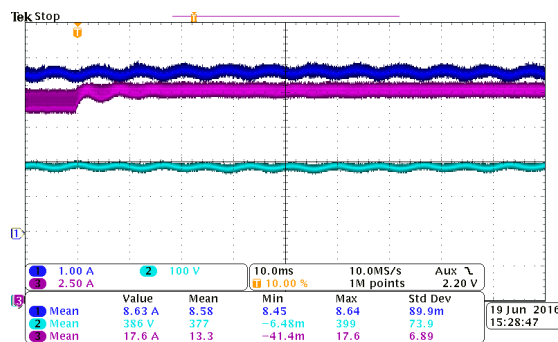
(a)



(b)



(c)



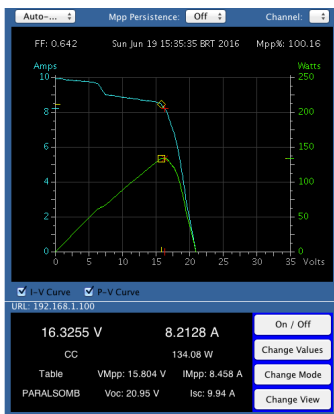
(d)

6.6.2.3 Caso III

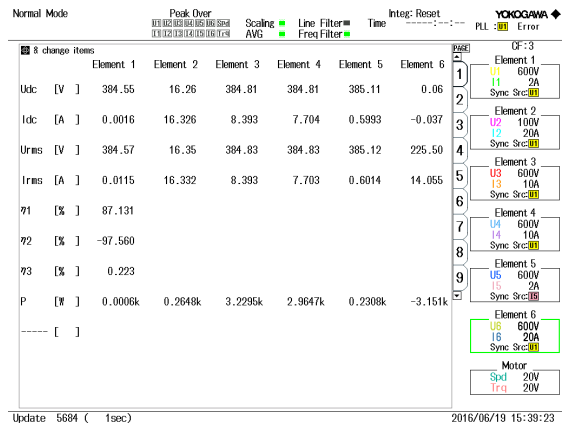
Nesse caso, após ser aplicado um degrau de referência de -5% na corrente de entrada em relação à corrente nominal utilizada no caso I, isso também acaba resultando na operação do emulador de painéis fora do MPP. A Figura 84 (a) apresenta a curva implementada na fonte emuladora $I \times V$ e $P \times V$, onde pode-se notar que a mesma não está operando no MPP.

Analisando a Figura 84 (d), pode-se notar que no momento em que é feita a transição da referência da corrente em -5% (16,07 A), a mesma também não impacta em uma alteração visível na forma de onda da tensão e corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC do inversor.

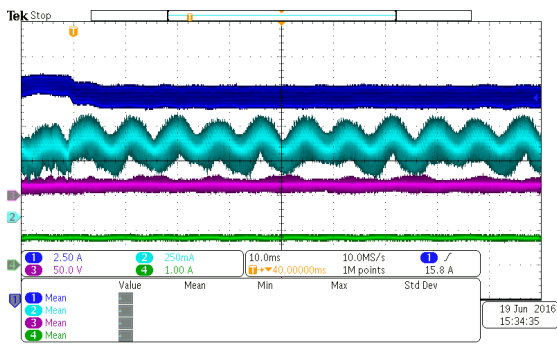
Figura 84 – Degrau de referência de corrente negativa com painéis FV em paralelo operando sem sombreamento. (a) Monitoramento fonte emuladora FV Agilent. (b) Dados da arquitetura híbrida obtidos com Yokogawa WT3000. (c) Corrente de saída conversor CC-CC (azul claro), Corrente de entrada conversor CC-CC (azul escuro), Tensão de entrada do conversor CC-CC (rosa), Corrente carga eletrônica (verde). (d) Corrente do arranjo FV conectado ao barramento CC (azul escuro), Corrente de entrada conversor CC-CC (rosa), Tensão barramento CC (azul claro)



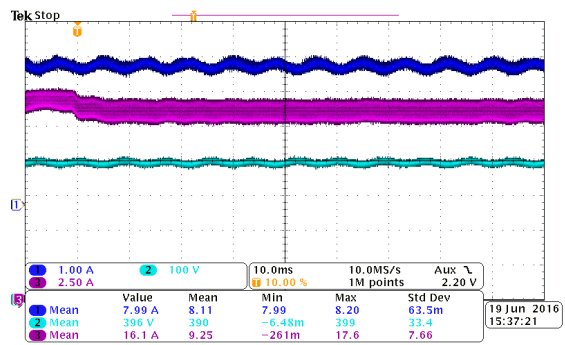
(a)



(b)



(c)



(d)

6.6.2.4 Análise comparativa

A Tabela 27 apresenta as potências medidas em cada caso. Pode-se notar que para o Caso I, onde o emulador de painéis está operando no MPP, há a maior potência extraída entre os três casos. O caso II mostra uma perda considerável em relação ao caso I. No caso III,

quando se aplica uma referência de corrente menor do que a nominal, as perdas são menores do que as obtidas no caso II. Além disso, a potência de saída do arranjo dos painéis conectados ao barramento CC varia conforme o caso analisado, onde nota-se que conforme a hora vai se aproximando do final da tarde, menor é a potência extraída do arranjo de painéis.

Tabela 27 – Comparação entre caso I, II e III para ensaio com painel em série com sombreamento

Ponto de medição	Caso I	Caso II	Caso III
Entrada do conversor CC-CC	263,8 W	155,7 W	264,8 W
Entrada do Inversor	3416,6 W	3292,5 W	3229,5 W
Saída do arranjo de painéis	3152,8 W	3136,8 W	2964,7 W

6.6.2.5 *Análise comparativa entre o arranjo série e paralelo sombreado*

Os resultados apresentados nessa seção, além de validar a operação do conversor CC-CC com arranjo de painéis FV parcialmente sombreados, também permite uma análise comparativa entre a potência extraída dos dois arranjos (série e paralelo). A curva do arranjo série e paralelo parcialmente sombreado da seção 5.5.1 e 5.5.2 foi gerada a partir dos dados reais obtidos do monitoramento apresentado na seção 5.4. Ambas as curvas foram geradas no mesmo horário, com mesma configuração de posicionamento dos painéis e obstáculo para sombreamento.

Nessa análise comparativa, considera-se que o conversor CC-CC possui um algoritmo MPPT com ótimo desempenho, garantindo que os painéis sempre estejam operando no MPP. Essa análise considera as potências medidas na entrada do conversor. Para o arranjo série com sombreamento, a potência obtida é de 228,3 W. O arranjo paralelo com o mesmo padrão de sombreamento obteve o valor de 263,8 W. Considerando que o conversor CC-CC utilizado possui uma eficiência de 90% (valor pessimista), resultaria em uma potência extraída do arranjo paralelo de 237,42 W. Ainda assim, a potência extraída resultante é maior do que utilizar um arranjo com painéis em série, quando os mesmos estão sujeitos a sombreamento parcial.

6.7 SUMÁRIO

Este capítulo apresentou uma proposta de metodologia para previsão de produção de energia em sistemas FV com e sem sombreamento parcial.

A análise energética entre a arquitetura centralizada e a arquitetura híbrida sob as mesmas condições de sombreamento parcial, apresentaram resultados favoráveis para a arquitetura híbrida com um ganho de 12%, mesmo considerando uma eficiência do conversor CC-CC de 90%.

A coleta de dados realizada durante o período de um ano de três arranjos FV com o mesmo modelo de painel, mesma quantidade, mesmo obstáculo de sombreamento, mesma orientação e inclinação foi importante para se avaliar principalmente, o desempenho do arranjo paralelo em relação ao série quando os mesmos estão sujeitos às mesmas condições de sombreamento através de obstáculos. Os resultados obtidos favorecem o arranjo paralelo, pois além de se extrair mais potência, apresenta menos múltiplos picos de máxima potência, o que reduz a complexidade do algoritmo MPPT implementado.

Por fim, são apresentados resultados experimentais da arquitetura híbrida operando com um arranjo série e outro paralelo sombreado. Ambos os formatos da forma de onda (potência vs tensão) foram obtidos através da coleta de dados para serem inseridos no emulador FV. Os resultados mostraram que para os dois arranjos foi possível operar no MPP. Entretanto, pode-se notar que o arranjo paralelo apresentou maior potência.

7 CONCLUSÕES

O tema sistemas fotovoltaicos sujeitos a sombreamento parcial ou total previsível, ainda é pouco estudado dentre a maior parte das pesquisas realizadas em energia solar fotovoltaica. Acredita-se que isso se deva ao fato de sistemas fotovoltaicos ainda possuírem um elevado custo, tornando os sistemas sujeitos a sombreamento preteridos em relação aos que não sofrem dessas características.

A busca pela maximização da produção de energia em sistemas fotovoltaicos é normalmente a principal prioridade. Dessa forma, normalmente são desconsideradas a sua instalação em locais sujeitos a sombreamento parcial que resultem em uma menor produção de energia com relação a outros locais não-sombreados. Entretanto, há que se considerar que a redução do custo desses sistemas, aliada ao aumento do custo da energia elétrica adquirida de forma convencional, e somada com o desejo das pessoas de praticarem a sustentabilidade, corrobora para que sistemas fotovoltaicos sejam cada vez mais instalados, mesmo em locais que apresentem sombreamento parcial em determinados períodos do dia. Nota-se que em muitos telhados há pouco espaço para se instalar um arranjo completo em apenas uma água, ou mesmo em águas de telhados voltadas para orientações que não apresentam ganho ótimo da produção de energia. Nesse sentido, através da revisão bibliográfica realizada nesse trabalho, notou-se um abrangente campo de estudo na área de sistemas fotovoltaicos direcionado ao sombreamento parcial previsível.

Com a proposta de desenvolver uma solução para minimizar o impacto da produção de energia em sistemas FV parcialmente sombreados, verificou-se a necessidade de desenvolver uma arquitetura adequada para esse problema. Por isso, o trabalho propõe o conceito da arquitetura híbrida adequada para sistemas fotovoltaicos sujeitos a sombreamento parcial.

A topologia definida para o conversor CC-CC apresentou complexidade para obter o modelo de pequenos sinais, uma vez que não é possível utilizar a modelagem clássica por espaço de estados, pois a indutância de dispersão na saída do transformador não apresenta corrente média não-nula. Para garantir um comportamento dinâmico correto do modelo do conversor CC-CC operando com um arranjo fotovoltaico na entrada, também incluiu-se na modelagem o modelo equivalente dos painéis fotovoltaicos aproximado por uma fonte de tensão em série com uma resistência através da linearização de vários pontos da curva do painel fotovoltaico. Os resultados experimentais validaram o modelo, pois a dinâmica durante

o regime transitório se mostrou equivalente, tanto para o resultado experimental quanto para a resposta do modelo. Além disso, resultados experimentais com baterias, cuja resistência série é muito pequena, também foram realizados para se comprovar a necessidade de se incluir o modelo do painel fotovoltaico durante a modelagem de um conversor, pois a resistência série elevada dos painéis impacta na dinâmica do conversor quando comparada a uma fonte de tensão ideal.

Com o objetivo de maximizar a produção de energia em sistemas fotovoltaicos, a técnica de controle aplicada na malha de corrente do conversor CC-CC busca eliminar a ondulação em baixa frequência proveniente do barramento CC do inversor. Os resultados apresentados mostraram que é possível obter um incremento na potência extraída dos painéis fotovoltaicos, e além disso também é possível obter a redução do valor da capacitância presente no barramento CC, podendo até mesmo ser capaz de substituir capacitores eletrolíticos por tecnologias de filme com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema.

Tanto os resultados de simulação quanto experimentais do sistema fotovoltaico validaram o conceito da arquitetura híbrida. Foram realizados testes com mudanças pequenas nos níveis de irradiância, assim como mudanças bruscas, e notaram-se variações no ponto de máxima potência de ambos os arranjos FV apenas durante o regime transitório. Após ocorrer uma acomodação, ambos retornam para seus respectivos rastreamentos independentes. Além disso, a eliminação da ondulação em baixa frequência proveniente do barramento CC operou de forma adequada na arquitetura híbrida. Como foi utilizado um inversor comercial para operar na arquitetura híbrida, cujo equipamento apresenta um banco de capacitores com um valor expressivo, não foi possível avaliar ganhos na potência extraída dos painéis variando o controlador empregado para esse ensaio.

Para avaliar o desempenho do sistema proposto, verificou-se a necessidade de primeiramente buscar um método que fosse capaz de prever a produção de energia em sistemas sujeitos a sombreamento parcial previsível. Nesse sentido, a busca na literatura não encontrou nenhuma metodologia que pudesse ser utilizada de forma genérica para qualquer sistema com boa precisão. Por esse motivo, desenvolveu-se uma metodologia para esse fim, sendo esta uma das propostas deste trabalho. Dessa forma, propôs-se uma metodologia de previsão da produção de energia em sistemas fotovoltaicos em que a distribuição da radiação solar sobre a superfície do arranjo ocorra de forma homogênea. Os resultados experimentais apresentados validaram a metodologia proposta, tanto para validação da potência instantânea para diversas inclinações e desvios azimutais quanto para validação da produção de energia.

Entretanto, essa metodologia inicialmente apresentada não possibilita seu uso em arranjos que apresentem sombreamento parcial no decorrer do dia.

Para se contemplar esta possibilidade, é incluída uma extensão da análise previamente apresentada, onde se incluem questões geométricas, um conceito de dias ensolarados e nublados e a simulação elétrica do sistema fotovoltaico. A metodologia proposta para previsão de sombreamento parcial se mostra mais complexa que as apresentadas na literatura. Entretanto, ela se mostra mais confiável, pois é possível incluir a configuração exata do arranjo, além da arquitetura do sistema, o que certamente impacta na eficiência do sistema total de maneira distinta, conforme mostrado na revisão bibliográfica.

Para avaliar o desempenho do sistema proposto, é apresentada uma análise comparativa entre um sistema fotovoltaico com arquitetura centralizada e outro com a arquitetura híbrida proposta nessa tese. Empregando a metodologia para prever a produção da energia em sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados proposta no Capítulo 6, as simulações mostraram que a arquitetura híbrida apresentou um ganho de 12% na energia produzida em relação ao sistema com arquitetura centralizada. Também foram apresentados resultados experimentais com o sistema híbrido operando com arranjos fotovoltaicos parcialmente sombreados. Os resultados apresentados também mostraram ganhos de extração de energia através do uso da arquitetura híbrida em relação à centralizada.

Por fim, conclui-se que a arquitetura híbrida apresenta vantagens para ser utilizada em sistemas fotovoltaicos sujeitos a sombreamento parcial em função do ganho energético proporcionado. Entretanto, uma das principais vantagens dessa arquitetura, ocorre em sua utilização em sistemas já existentes, onde se deseja aumentar a potência instalada do mesmo, e que a área de expansão apresente sombreamento parcial previsível.

7.1 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

As principais contribuições propostas da tese de doutorado, podem ser assim sumarizadas:

- Concepção do conceito de uma arquitetura híbrida para sistemas fotovoltaicos, cujo objetivo é maximizar a produção de energia em sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados através da conexão do arranjo que apresenta sombreamento a um conversor CC-CC ligado em paralelo a um arranjo sem

sombreamento, onde o conversor busca operar igualmente ao arranjo conectado em sua saída para evitar prejudicar seu rastreamento do MPP;

- Desenvolvimento de um modelo equivalente de um painel FV para ser utilizado na modelagem de conversores através da modelagem generalizada;
- Desenvolvimento de uma metodologia para previsão da produção de energia em sistemas FV sujeitos ou não a sombreamento parcial com base nos dados climáticos locais.

-

Os seguintes artigos foram publicados relacionados a esta tese:

BASQUERA, M. ; REITER, R. D. O. ; DUPONT, F. H. ; MICHELS, L. “ Impact of Local Climate Conditions on Photovoltaic Module Efficiency”. In: XII Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, 2013, Gramado.

REITER, R. D. O. ; TRETER, M. E. ; PIETTA, L. P. ; BASQUERA, M. ; MICHELS, L. “ Modeling of a Control of a High-Step-up Active-Clamp dc-dc Converter Applied to a Hybrid Architecture of PV Converters”. In: XIII Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP/SPEC), 2015, Fortaleza.

REITER, R. D. O. ; OLIVEIRA, S. V. G. ; MICHELS, L. ; PERES, A. “ Digital Resonant Controller for Dual-Stage Photovoltaic Inverter System With Small dc-bus Capacitor”. IET Power Electronics, v. 9, p 1315-1321, 2016.

Por fim, o seguinte artigo será submetido para publicação:

REITER, R. D. O.; HAAB, C.; BASQUERA, M. F.; TRETER, M. E.; PIETTA, L. P.; RECH, C.; MICHELS, L. “ Generalizing Modeling of a High Step-Up Active-Clamp dc-dc Converter Applied to a Dual Stage PV Inverter”. IET Renewable Power Generation, 2016.

7.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Como propostas para trabalhos futuros, destacam-se os seguintes pontos:

- Estudar novas topologias de conversores CC-CC isolados com alta eficiência;
- Obter resultados experimentais em longo prazo para validação da metodologia para previsão da produção de energia em sistemas FV parcialmente sombreados;

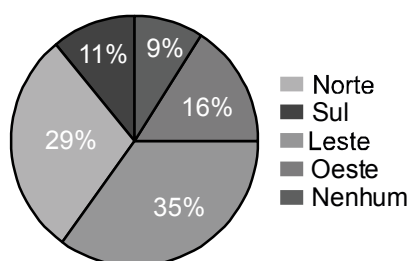
Utilizar dados preditivos de irradiância e temperatura ambiente para estimação de energia produzida por usinas FV através da metodologia proposta.

ANEXO A – ESTUDO DE CAMPO NA CIDADE DE SANTA MARIA - RS

Na pesquisa de campo foram obtidos o ângulo azimutal e inclinação dos telhados de 79 residências de duas ruas do bairro Camobi. Nessa pesquisa coletou-se através de observação e bússola a posição das águas dos telhados das construções, onde se identificou dentre as águas existentes, aquelas que não apresentam sombreamento parcial. A Figura 85 apresenta a distribuição percentual dos resultados obtidos, onde se observa que apenas 29% das residências apresentam telhados com a água não sombreada voltada para o norte.

Constatou-se que várias dessas residências possuem duas ou mais águas sem sombreamento, sendo várias delas com telhados com águas com face oeste e leste. Nestes casos, para o projeto de sistemas fotovoltaicos é importante se conhecer em qual dessas águas se obtém a maior produção de energia. Além disso, para tais orientações, é desejável se saber o impacto da variação do ângulo de inclinação dos módulos na produção de energia fotovoltaica.

Figura 85 – Distribuição percentual do desvio azimutal da água do telhado sem sombreamento



ANEXO B – ATERRAMENTO EM MÓDULOS DE FILMES FINOS

As exigências impostas pelas tecnologias de módulos de filmes finos podem ser divididas em duas categorias (MASTERVOLT, 2010):

A.1 CORROSÃO TRANSPARENT CONDUCTIVE OXIDE (TCO)

Em alguns módulos de filme finos existe um risco de corrosão da TCO. É a camada eletricamente condutora diretamente no topo do material semicondutor da célula solar. Danos a essa camada resultam em perdas de potência que não podem ser reparadas. A corrosão TCO ocorre quando um módulo solar tem um potencial positivo em relação à terra. Quando não são tomadas medidas preventivas esse efeito é perceptível após vários meses ou mesmo anos (MASTERVOLT, 2010).

A.2 EFEITO DE POLARIZAÇÃO

Certas células solares sofrem com o “efeito de polarização” quando existe um potencial negativo para a terra. Essas células têm diferentes campos elétricos em relação a células solares convencionais e concentram-se na parte de trás das células solares. O efeito de polarização é, em contraste com a corrosão TCO, reversível. A escala de tempo para a ocorrência desse efeito é de dias e a recuperação pode levar semanas (MASTERVOLT, 2010).

Durante a operação normal de um sistema fotovoltaico, metade dos painéis fotovoltaicos tem um potencial positivo para o chão e a outra metade tem um potencial negativo, conforme apresentado na Figura 86 (MASTERVOLT, 2010).

O potencial negativo entre o arranjo fotovoltaico e a terra pode ser evitado através da ligação do terminal negativo para a terra. Esse tipo de ligação à terra, mostrado na Figura 87, é chamado de aterramento funcional, uma vez que não tem a função de melhorar a segurança. Aterramento funcional do terminal positivo também é possível, porém, a maioria dos equipamentos comerciais, como inversores, não utilizam esse padrão.

Figura 86 – Potencial de um sistema fotovoltaico sem aterramento funcional

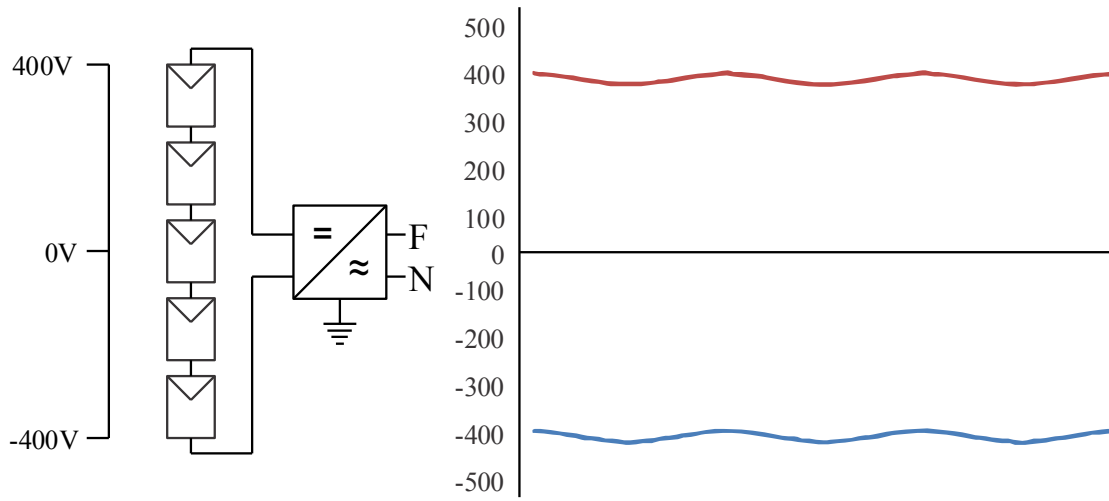
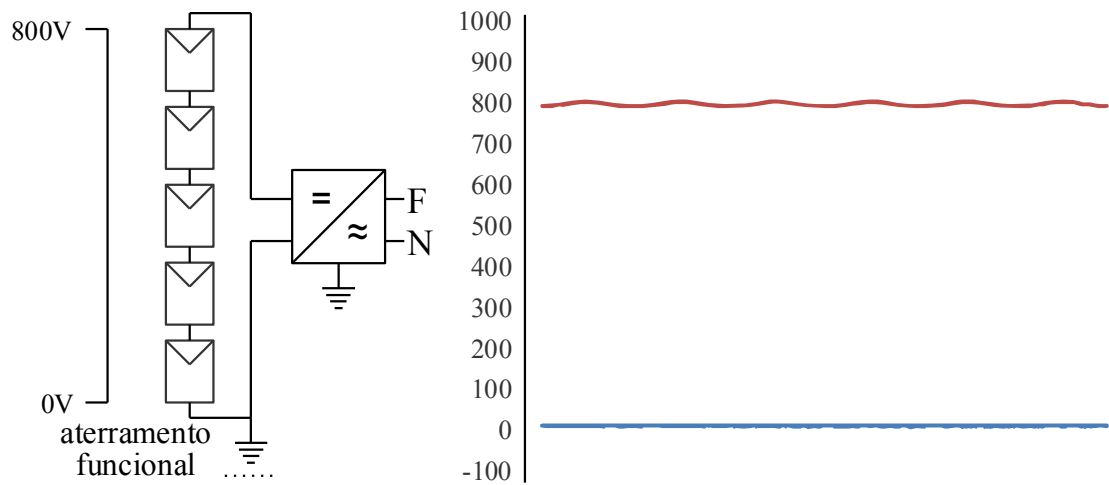


Figura 87 – Aterramento funcional do terminal negativo do sistema fotovoltaico



APÊNDICE A – TABELAS DE IRRADIÂNCIA GLOBAL NA HORIZONTAL, TEMPERATURA AMBIENTE E VELOCIDADE DO VENTO

Os dados apresentados nas tabelas a seguir foram obtidos através do INMET para a cidade de Santa Maria.

Tabela 28 – Irradiância global na horizontal (W/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e velocidade do vento (m/s) para média mensal

Hora local GMT	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro																	
	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)																
06	2	3	0	24	3	0	18	2	0	15	2	0	13	3	0	16	2	0	16	2	0	16	3	0	16	3	0	14	3	6	16	3	8	18	3					
07	04	26	3	25	24	3	6	17	2	1	15	2	0	12	3	0	16	2	0	16	2	0	16	2	0	16	3	10	16	3	50	14	3	106	17	3	100	18	3	
08	05	228	26	3	160	25	3	112	18	2	68	15	2	12	12	3	8	16	2	10	16	2	31	16	3	88	17	3	185	15	3	289	18	3	286	20	3			
09	06	419	28	3	337	26	3	294	19	2	223	16	2	100	13	3	98	16	3	102	16	2	141	16	3	241	18	3	343	16	3	472	20	3	478	21	3			
10	07	609	29	3	514	27	3	473	21	3	386	18	2	288	15	3	219	18	3	227	17	3	272	17	4	381	19	3	488	18	3	635	21	3	646	22	3			
11	08	755	31	3	662	28	3	616	23	2	518	20	2	405	16	3	327	18	3	337	18	3	394	18	4	501	20	3	606	19	3	752	23	3	777	24	3			
12	09	818	31	3	763	29	3	702	24	2	611	21	2	487	17	3	395	19	3	418	19	3	486	19	4	573	21	3	673	20	3	814	24	3	843	25	3			
13	10	806	32	3	782	29	3	726	25	2	635	22	2	517	18	3	432	20	3	450	20	3	512	20	4	591	21	3	695	21	2	801	24	3	857	25	3			
14	11	772	32	3	752	29	3	707	25	2	599	22	2	475	19	3	411	20	3	436	21	3	490	21	3	577	22	3	653	21	3	782	25	3	822	26	3			
15	12	726	32	3	682	29	3	639	25	2	523	22	2	393	19	3	347	21	3	371	21	3	428	21	3	511	22	3	571	21	2	688	25	3	736	26	3			
16	13	591	32	3	558	29	3	519	25	2	404	22	2	282	19	3	242	21	3	271	20	2	328	21	3	399	22	3	449	21	2	573	25	3	619	26	3			
17	14	442	31	3	429	29	3	363	25	2	252	22	2	151	18	3	123	20	2	147	20	2	200	21	3	252	22	3	305	21	2	415	24	3	461	26	3			
18	15	292	30	3	263	28	3	197	24	2	91	20	2	30	17	2	18	19	2	32	19	2	65	19	3	104	21	3	153	20	2	238	24	3	293	25	3			
19	16	133	30	3	100	27	2	41	22	2	5	19	2	0	16	2	0	18	2	0	18	2	0	18	2	0	18	3	4	20	3	20	18	2	64	22	3	120	24	3
20	17	10	29	2	5	26	2	0	21	2	0	18	2	0	15	2	0	18	2	0	18	2	0	18	2	0	18	3	0	19	3	0	17	2	0	21	2	1	22	3

Tabela 29 – Irradiância global na horizontal (W/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e velocidade do vento (m/s) para dias ensolarados

Hora local GMT	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro																	
	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I	V																
(m/m^2)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)	($^{\circ}C$)	(m/s)																
06	03	3	25	3	0	24	3	0	18	2	0	15	2	0	13	3	0	16	2	0	16	2	0	16	3	0	16	3	0	14	3	6	16	3	9	18	3			
07	04	82	26	3	26	24	3	10	17	2	1	15	2	0	12	3	0	16	2	0	16	2	0	16	2	0	16	3	10	16	3	71	14	3	131	17	3	100	18	3
08	05	264	26	3	211	25	3	146	18	2	83	15	2	14	12	3	8	16	2	10	16	2	40	16	3	88	17	3	265	15	3	337	18	3	345	20	3			
09	06	461	28	3	415	26	3	344	19	2	256	16	2	112	13	3	120	16	3	125	16	2	196	16	3	257	18	3	428	16	3	543	20	3	512	21	3			
10	07	646	29	3	607	27	3	546	21	3	444	18	2	275	15	3	271	18	3	282	17	3	373	17	4	486	19	3	669	18	3	719	21	3	682	22	3			
11	08	800	31	3	781	28	3	699	23	2	588	20	2	390	16	3	403	18	3	411	18	3	518	18	4	469	20	3	798	19	3	844	23	3	842	24	3			
12	09	904	31	3	881	29	3	805	24	2	669	21	2	562	17	3	480	19	3	496	19	3	615	19	4	808	21	3	842	20	3	924	24	3	925	25	3			
13	10	946	32	3	851	29	3	826	25	2	731	22	2	579	18	3	530	20	3	542	20	3	657	20	4	886	21	3	913	21	2	948	24	3	954	25	3			
14	11	882	32	3	895	29	3	853	25	2	690	22	2	587	19	3	476	20	3	528	21	3	634	21	3	753	22	3	858	21	3	896	25	3	926	26	3			
15	12	859	32	3	851	29	3	777	25	2	625	22	2	509	19	3	421	21	3	458	21	3	554	21	3	584	22	3	761	21	2	814	25	3	844	26	3			
16	13	729	32	3	716	29	3	637	25	2	478	22	2	374	19	3	315	21	3	338	20	2	425	21	3	472	22	3	607	21	2	658	25	3	707	26	3			
17	14	554	31	3	503	29	3	462	25	2	311	22	2	208	18	3	169	20	2	184	20	2	263	21	3	334	22	3	410	21	2	479	24	3	527	26	3			
18	15	363	30	3	344	28	3	257	24	2	117	20	2	34	17	2	19	19	2	30	19	2	75	19	3	157	21	3	196	20	2	274	24	3	322	25	3			
19	16	167	30	3	138	27	2	52	22	2	9	19	2	0	16	2	0	18	2	0	18	2	0	18	2	0	18	3	5	20	3	22	18	2	66	22	3	113	24	3
20	17	18	29	2	9	26	2	0	21	2	0	18	2	0	15	2	0	18	2	0	18	2	0	18	2	0	18	3	0	19	3	0	17	2	0	21	2	14	22	3

Tabela 30 – Irradiância global na horizontal (W/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e velocidade do vento (m/s) para dias nublados

Hora local GMT	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro																	
	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)	I (W/m^2)	V (m/s)																
06	0	25	3	0	24	3	0	18	2	0	15	2	0	13	3	0	16	2	0	16	2	0	16	3	0	16	3	0	14	3	7	16	3	5	18	3				
07	04	4	26	3	22	24	3	1	17	2	0	15	2	0	12	3	0	16	2	0	16	2	0	16	2	0	16	3	10	16	3	4	14	3	5	17	3	100	18	3
08	05	80	26	3	27	25	3	49	18	2	10	15	2	8	12	3	8	16	2	11	16	2	16	16	3	88	17	3	40	15	3	98	18	3	178	20	3			
09	06	245	28	3	36	26	3	205	19	2	62	16	2	82	13	3	47	16	3	22	16	2	53	16	3	206	18	3	99	16	3	191	20	3	416	21	3			
10	07	453	29	3	159	27	3	338	21	3	96	18	2	308	15	3	98	18	3	38	17	3	114	17	4	136	19	3	47	18	3	296	21	3	581	22	3			
11	08	520	31	3	207	28	3	463	23	2	171	20	2	429	16	3	150	18	3	83	18	3	198	18	4	575	20	3	53	19	3	382	23	3	661	24	3			
12	09	372	31	3	308	29	3	516	24	2	324	21	2	370	17	3	198	19	3	152	19	3	281	19	4	103	21	3	188	20	3	373	24	3	693	25	3			
13	10	79	32	3	521	29	3	545	25	2	158	22	2	420	18	3	202	20	3	136	20	3	282	20	4	150	21	3	68	21	2	212	24	3	681	25	3			
14	11	199	32	3	203	29	3	440	25	2	144	22	2	299	19	3	259	20	3	120	21	3	262	21	3	167	22	3	63	21	3	322	25	3	632	26	3			
15	12	34	32	3	33	29	3	389	25	2	14	22	2	208	19	3	174	21	3	74	21	3	227	21	3	342	22	3	25	21	2	186	25	3	540	26	3			
16	13	118	32	3	62	29	3	305	25	2	34	22	2	137	19	3	71	21	3	43	20	2	174	21	3	229	22	3	65	21	2	233	25	3	458	26	3			
17	14	57	31	3	74	29	3	184	25	2	15	22	2	61	18	3	14	20	2	23	20	2	102	21	3	61	22	3	48	21	2	160	24	3	342	26	3			
18	15	48	30	3	52	28	3	87	24	2	4	20	2	24	17	2	16	19	2	42	19	2	50	19	3	14	21	3	30	20	2	94	24	3	239	25	3			
19	16	17	30	3	17	27	2	21	22	2	1	19	2	0	16	2	0	18	2	0	18	2	0	18	2	0	18	3	1	20	3	15	18	2	58	22	3	131	24	3
20	17	0	29	2	1	26	2	0	21	2	0	18	2	0	15	2	0	18	2	0	18	2	0	18	2	0	18	3	0	19	3	0	17	2	0	21	2	0	22	3

APÊNDICE B – TABELAS DE IRRADIÂNCIA INCIDENTE E TEMPERATURA DO MÓDULO

Os dados obtidos a seguir foram obtidos módulos de silício policristalino instalados na cidade de Santa Maria com um desvio azimutal de -30° e inclinação de 25° .

Tabela 31 – Irradiância total média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^\circ C$) mensal nos dias ensolarado

Hora local	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ag	Set	Out	Nov	Dez																			
GMT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ag	Set	Out	Nov	Dez																			
I (W/m^2)	T ($^\circ C$)	I (W/m^2)	T ($^\circ C$)	I (W/m^2)	T ($^\circ C$)	I (W/m^2)	T ($^\circ C$)	I (W/m^2)	T ($^\circ C$)	I (W/m^2)	T ($^\circ C$)	I (W/m^2)	T ($^\circ C$)																		
06:00	03:00	3	23	0	22	0	18	0	18	0	12	0	12	0	16	0	16	0	15	0	15	0	15	0	13	6	15	9	17		
07:00	04:00	77	26	25	23	10	18	1	15	0	11	0	11	0	1	0	16	0	15	10	15	10	15	67	15	67	15	123	19	94	19
08:00	05:00	213	30	174	28	138	22	79	18	13	11	8	17	17	10	17	38	16	84	18	227	20	272	25	266	26					
09:00	06:00	376	37	343	34	302	28	239	23	108	15	116	18	121	20	186	20	242	24	381	26	450	31	422	32						
10:00	07:00	552	43	530	40	502	34	434	31	273	22	277	25	285	24	368	25	464	31	610	34	593	36	590	37						
11:00	08:00	692	49	706	46	682	42	607	37	403	26	438	29	440	29	540	30	461	32	767	39	766	43	735	43						
12:00	09:00	843	53	859	51	843	48	769	43	702	36	551	33	560	33	727	37	887	44	863	43	894	47	865	48						
13:00	10:00	932	56	878	52	915	50	889	47	767	38	731	39	728	39	822	40	1026	48	985	49	964	49	939	50						
14:00	11:00	906	55	967	54	994	53	889	47	832	41	707	39	760	41	844	43	921	46	969	47	948	50	947	51						
15:00	12:00	914	56	959	54	955	52	866	46	794	40	695	39	725	40	798	42	760	42	900	46	892	48	890	49						
16:00	13:00	799	53	842	51	836	49	738	43	688	37	630	38	630	38	692	39	669	39	759	43	745	45	765	46						
17:00	14:00	623	47	624	45	673	44	599	39	582	34	577	-9	513	35	556	36	557	37	558	37	561	39	580	41						
18:00	15:00	417	41	467	40	486	39	486	39	486	39	486	39	486	39	486	39	486	39	484	35	337	31	336	34						
19:00	16:00	193	35	285	37	50	23	9	19	0	16	0	18	0	18	0	17	5	19	21	19	7	21	105	27						
20:00	17:00	17	28	9	26	0	21	0	18	0	15	0	18	0	18	0	17	0	18	0	17	0	17	0	13	21					

Tabela 32 – Irradiância difusa média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^{\circ}C$) mensal nos dias ensolarado

Hora local GMT	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro															
I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)														
06:00	03:00	3	23	0	22	0	18	0	15	0	12	0	1	0	16	0	15	0	15	0	15	0	13	6	15	8	17
07:00	04:00	76	26	24	23	9	18	1	15	0	11	0	1	0	16	0	15	9	15	66	15	121	19	93	19		
08:00	05:00	194	30	162	28	135	22	77	18	13	11	8	17	9	17	37	16	82	18	197	20	224	25	220	26		
09:00	06:00	266	37	241	34	222	28	189	23	104	15	111	18	116	20	160	20	214	24	278	26	276	31	285	32		
10:00	07:00	300	43	280	40	264	34	245	31	215	22	192	25	196	24	234	25	287	31	284	34	69	36	316	37		
11:00	08:00	76	49	74	46	67	42	263	37	265	26	227	29	235	29	260	30	346	32	76	39	80	43	80	43		
12:00	09:00	86	53	84	51	77	48	64	43	54	36	234	33	244	33	59	37	77	44	80	43	88	47	88	48		
13:00	10:00	90	56	81	52	79	50	70	47	55	38	51	39	52	39	63	40	84	48	87	49	90	49	91	50		
14:00	11:00	84	55	85	54	81	53	66	47	56	41	45	39	50	41	60	43	72	46	82	47	85	50	88	51		
15:00	12:00	82	56	81	54	74	52	60	46	49	40	40	39	44	40	53	42	56	42	73	46	78	48	80	49		
16:00	13:00	69	53	68	51	61	49	46	43	36	37	30	38	32	38	41	39	45	39	58	43	63	45	67	46		
17:00	14:00	53	47	48	45	44	44	30	39	20	34	16	-9	18	35	25	36	32	37	39	37	46	39	50	41		
18:00	15:00	35	41	33	40	24	39	11	20	32	18	18	20	28	20	7	18	15	35	19	31	26	33	31	34		
19:00	16:00	16	35	13	37	49	23	9	19	0	16	0	18	0	18	0	17	5	19	21	19	6	21	11	27		
20:00	17:00	17	28	9	26	0	21	0	18	0	15	0	18	0	18	0	17	0	18	0	17	0	21	13	21		

Tabela 33 – Irradiância total média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^{\circ}C$) mensal nos dias nublados

Hora local GMT	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro			
	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)		
06:00 03:00	0	23	0	22	0	18	0	15	0	12	0	16	0	16	0	15	0	15	0	15	0	13	7	15	5	17
07:00 04:00	4	24	21	23	1	17	0	15	0	11	0	16	0	16	0	15	10	10	15	4	13	5	16	94	19	
08:00 05:00	77	26	26	24	47	20	10	16	8	11	8	17	11	17	15	15	84	18	38	15	15	94	19	170	23	
09:00 06:00	234	33	35	25	197	25	60	18	18	14	46	16	21	17	51	16	198	22	95	17	184	24	368	30		
10:00 07:00	418	39	153	29	323	29	93	21	309	23	95	19	37	17	110	17	131	21	45	18	285	28	521	35		
11:00 08:00	491	43	200	32	449	36	166	25	452	28	146	21	81	19	192	21	572	35	51	19	369	32	614	40		
12:00 09:00	359	39	298	35	509	38	315	30	380	26	193	23	148	22	274	24	100	22	182	24	361	32	662	42		
13:00 10:00	76	32	510	41	548	40	154	26	452	29	198	24	133	22	275	25	146	24	66	23	205	28	663	42		
14:00 11:00	193	35	197	33	440	37	140	26	294	26	255	26	117	23	256	27	162	25	61	21	312	32	624	42		
15:00 12:00	33	31	32	28	393	36	14	22	205	23	172	24	72	22	223	26	348	30	24	22	180	28	538	39		
16:00 13:00	114	33	60	29	312	34	33	23	136	21	70	21	42	21	172	24	225	27	63	23	226	30	462	37		
17:00 14:00	55	30	72	29	181	30	15	22	62	18	14	20	23	21	103	22	60	22	47	22	156	27	348	34		
18:00 15:00	47	29	51	28	87	26	4	20	23	18	15	20	40	20	5	18	14	20	29	21	92	25	249	31		
19:00 16:00	16	28	17	27	20	23	1	19	0	16	0	18	0	18	0	17	1	19	14	19	6	21	121	28		
20:00 17:00	0	29	1	26	0	21	0	18	0	15	0	18	0	18	0	17	0	18	0	17	0	21	0	20		

Tabela 34 – Irradiância difusa média horária (W/m^2) e temperatura do módulo média horária ($^{\circ}C$) mensal nos dias nublados

Hora local	Hora GMT	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro			
		I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)		
06:00	03:00	0	23	0	22	0	18	0	15	0	12	0	16	0	16	0	15	0	15	0	15	0	15	7	15	5	17
07:00	04:00	4	24	21	23	1	17	0	15	0	11	0	16	0	16	0	15	9	15	4	13	5	16	93	19		
08:00	05:00	75	26	25	24	46	20	9	16	8	11	8	17	10	17	15	15	82	18	38	15	92	19	165	23		
09:00	06:00	227	33	34	25	190	25	58	18	77	14	44	16	21	17	50	16	191	22	93	17	178	24	302	30		
10:00	07:00	345	39	149	29	282	29	90	21	218	23	92	19	36	17	107	17	127	21	44	18	275	28	359	35		
11:00	08:00	396	43	194	32	351	36	160	25	258	28	140	21	78	19	185	21	332	35	50	19	354	32	401	40		
12:00	09:00	345	39	287	35	384	38	300	30	286	26	184	23	142	22	261	24	97	22	176	24	346	32	425	42		
13:00	10:00	75	32	412	41	391	40	148	26	290	29	188	24	127	22	261	25	141	24	64	23	199	28	426	42		
14:00	11:00	186	35	190	33	357	37	135	26	275	26	239	26	112	23	243	27	156	25	59	21	299	32	404	42		
15:00	12:00	32	31	31	28	315	36	13	22	193	23	161	24	70	22	210	26	280	30	24	22	174	28	361	39		
16:00	13:00	111	33	58	29	249	34	32	23	127	21	66	21	40	21	161	24	212	27	61	23	216	30	293	37		
17:00	14:00	54	30	70	29	170	30	14	22	57	18	13	20	22	21	94	22	57	22	45	22	149	27	212	34		
18:00	15:00	45	29	49	28	80	26	4	20	23	18	15	20	40	20	5	18	13	20	28	21	87	25	108	31		
19:00	16:00	16	28	16	27	20	23	1	19	0	16	0	18	0	18	0	17	1	19	14	19	6	21	12	28		
20:00	17:00	0	29	1	26	0	21	0	18	0	15	0	18	0	18	0	17	0	18	0	17	0	21	0	20		

Tabela 35 – Irradiância total (W/m^2) e temperatura do módulo ($^{\circ}C$) mensal para um dia médio

Hora local	Hora GMT	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro								
		I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)					
06:00	03:00	1	24	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	14	0	0	1	13	6	16	7	17
07:00	04:00	61	26	24	23	6	18	1	15	0	0	0	0	0	15	0	14	10	15	47	14	100	19	105	20	20	47	14	100	19	105	20
08:00	05:00	198	30	151	28	106	21	65	17	25	13	9	15	10	16	29	15	98	18	176	19	250	24	244	25	176	19	250	24	244	25	
09:00	06:00	355	36	299	32	268	26	211	22	142	17	95	18	99	19	136	18	232	23	319	24	411	30	405	31	319	24	411	30	405	31	
10:00	07:00	529	42	465	38	441	33	376	28	287	22	218	23	224	23	266	22	366	28	460	29	570	36	566	37	460	29	570	36	566	37	
11:00	08:00	685	48	620	44	598	39	527	34	422	27	339	27	346	27	395	27	494	31	585	34	702	41	709	43	585	34	702	41	709	43	
12:00	09:00	774	51	741	48	710	43	651	39	534	31	427	30	449	31	507	31	581	35	668	37	788	44	789	46	668	37	788	44	789	46	
13:00	10:00	788	52	785	50	761	45	705	41	596	34	492	33	505	34	553	34	617	37	708	40	797	45	843	48	708	40	797	45	843	48	
14:00	11:00	773	52	775	50	768	46	694	41	572	34	495	33	517	34	550	34	625	38	682	39	827	47	840	48	682	39	827	47	840	48	
15:00	12:00	772	52	723	48	786	47	725	42	503	32	455	33	471	33	507	33	579	36	615	38	754	45	777	46	615	38	754	45	777	46	
16:00	13:00	617	47	607	45	682	44	624	40	415	30	368	31	390	31	426	31	481	34	501	35	648	41	669	43	501	35	648	41	669	43	
17:00	14:00	469	43	532	42	529	39	486	35	423	30	418	32	411	32	423	32	345	30	363	31	486	37	507	38	363	31	486	37	507	38	
18:00	15:00	335	38	357	37	373	35	10	21	29	18	17	20	31	20	7	19	322	30	264	28	291	31	321	33	264	28	291	31	321	33	
19:00	16:00	154	34	207	34	40	24	4	19	0	16	0	18	0	18	1	17	7	19	23	19	7	21	111	27	23	19	7	21	111	27	
20:00	17:00	15	28	5	26	0	21	0	18	0	15	0	18	0	18	0	17	0	18	0	17	1	20	9	22	0	17	1	20	9	22	

Tabela 36 – Irradiância difusa (W/m^2) e temperatura do módulo ($^{\circ}C$) mensal para um dia médio

Hora local	Hora GMT	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro		
		I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	I (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	
06:00	03:00	1	24	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	04:00	60	26	24	23	6	18	1	15	0	0	0	0	0	15	0	14	10	15	46	14	99	19	104	20	
08:00	05:00	186	30	148	28	104	21	64	17	24	13	15	10	16	16	29	15	95	18	171	19	222	24	220	25	
09:00	06:00	276	36	251	32	223	26	182	22	136	17	18	95	19	131	18	223	23	273	24	301	30	296	31		
10:00	07:00	320	42	319	38	293	33	260	28	217	22	182	23	187	23	226	22	294	28	347	29	343	36	335	37	
11:00	08:00	337	48	353	44	328	39	298	34	263	27	239	27	246	27	289	27	347	31	387	34	363	41	348	43	
12:00	09:00	357	51	361	48	341	43	302	39	276	31	263	30	272	31	314	31	367	35	399	37	365	44	80	46	
13:00	10:00	376	52	365	50	338	45	292	41	262	34	257	33	269	34	313	34	362	37	384	40	364	45	82	48	
14:00	11:00	359	52	348	50	309	46	267	41	239	34	229	33	243	34	288	34	327	38	351	39	74	47	78	48	
15:00	12:00	69	52	307	48	61	47	50	42	196	32	182	33	199	33	239	33	271	36	296	38	66	45	70	46	
16:00	13:00	262	47	256	45	50	44	38	40	130	30	119	31	136	31	171	31	200	34	226	35	55	41	59	43	
17:00	14:00	197	43	41	42	35	39	24	35	14	30	12	32	14	32	19	32	116	30	140	31	40	37	44	38	
18:00	15:00	28	38	25	37	19	35	9	21	29	18	17	20	31	20	6	19	10	30	15	28	23	31	28	33	
19:00	16:00	13	34	10	34	39	24	4	19	0	16	0	18	0	18	1	17	7	19	23	19	6	21	11	27	
20:00	17:00	15	28	5	26		21	0	18	0	15	0	18	0	18	0	17	0	18	0	17	1	20	9	22	

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL RN481. Resolução Normativa 481. , 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL RN482. Resolução Normativa 482. , 2012.

AHRENS, C. D. **Meteorology Today. An Introduction to Weather, Climate, and the Environment**. 8. ed. [S.l.], 2006.

AL-RAWAHI, N. Z.; ZURIGAT, Y. H.; AL-AZRI, N. A. Prediction of Hourly Solar Radiation on Horizontal and Inclined Surfaces for Muscat / Oman. , v. 8, n. 2, p. 19–31, 2011.

ALONSO-GARCIA, M. C.; RUIZ, J. M.; CHENLO, F. Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, p. 329–340, 2006.

ALONSO-GARCIA, M. C.; RUIZ, J. M.; HERRMANN, W. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. **Renewable Energy**, v. 31, p. 1986–1993, 2006.

ALVES, A. **Estudo, projeto e implementação de unidades retificadoras de - 48V/10A para telecomunicações utilizando circuitos de supervisão microcontrolados**, 2002. 336 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2002.

APOGEE. Catálogo: piranometro SP-110. , 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16149. Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. , 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16150. Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade. , 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR IEC 62116. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. , 2012.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. COGEN. **Inserção da Energia Solar no Brasil**. 2012.

BAKIRCI, K. Correlations for Estimation of Daily Global Solar Radiation with Hours of Bright Sunshine in Turkey. **Energy**, v. 34, p. 485–501, 2009.

BARBI, I.; SOUZA, F. P. **Conversores CC-CC isolados em alta frequência com comutação suave**. Florianópolis, 1999.

BIDRAM, A.; DAVOUDI, A.; BALOG, R. S. Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 2, n. 4, p. 532–546, 2012.

BLAABJERG, F.; CHEN, Z.; KJAER, S. B. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, p. 1184–1194, 2004.

BREAZEALE, L. C.; AYYANAR, R. A Photovoltaic Array Transformer-Less Inverter With Film Capacitors and Silicon Carbide Transistors. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 30, n. 3, p. 1297–1305, 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6815697>>..

BROMAN, L. **Solar Engineering - a Condensed Course**. 2011.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32–45, 2006.

BUSQUETS-MONGE, S.; ROCABERT, J.; RODRIGUEZ, P.; ALEPUZ, S.; BORDONAU, J. Multilevel Diode-Clamped Converter for Photovoltaic Generators With Independent Voltage Control of Each Solar Array. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, n. 7, p. 2713–2723, 2008.

CARDESÍN, J.; LOPEZ, E.; DALLA COSTA, M. A.; et al. High-power-factor light-emitting diode lamp power supply without electrolytic capacitors for high-pressure-sodium lamp retrofit applications. **IET Power Electronics**, v. 6, n. 8, p. 1502–1515, 2013. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-pel.2012.0142>>..

CAVALCANTI, M. C.; FARIAS, A. M.; OLIVEIRA, K. C.; NEVES, F. A. S.; AFONSO, J. L. Eliminating leakage currents in neutral point clamped inverters for photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 59, p. 435–443, 2012.

CHEGAAR, A; CHIBANI, M. A Simple Method for Computing Global Solar Radiation. **Energ. Ren. Chemss**, p. 111–115, 2000.

DHOPLE, S. V.; EHLMANN, J. L.; DAVOUDI, A.; CHAPMAN, P. L. Multiple-input boost converter to minimize power losses due to partial shading in photovoltaic modules. 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2010 - Proceedings. **Anais...** p.2633–2636, 2010.

DRIFF, M.; PEREZ, P. J.; AGUILERA, J.; AGUILAR, J. D. A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 33, p. 2048–2056, 2008.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Engineering of Thermal Processes**. 3. ed. New York, 2005.

DURAND, S. Attaining thirty-year photovoltaic system lifetime. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 1994.

EL-DEIN, M. Z. S.; KAZERANI, M.; SALAMA, M. M. A. Optimal Photovoltaic Array Reconfiguration to Reduce Partial Shading Losses. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 1, p. 145–153, 2013.

ELTEK VALERE. **Manual Inversor Theia 2.0He-t**. 2012.

ENSLIN, J. H. R.; WOLF, M. S.; SNYMAN, D. B.; SWIEGERS, W. Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter. **Industrial Electronics**, v. 44, n. 6, p. 769–773, 1997.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, p. 439–449, 2007.

GALE, T. **Environmental Encyclopedia**. 3rd ed. Gale Cengage, 2002.

GAO, L.; DOUGAL, R. A.; LIU, S.; IOTOVA, A. P. Parallel-connected solar PV system to address partial and rapidly fluctuating shadow conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 5, p. 1548–1556, 2009.

GHITAS, A. E.; SABRY, M. A study of the effect of shadowing location and area on the Si solar cell electrical parameters. **Vacuum**, v. 81, p. 475–478, 2006.

GHOBIAN, B.; GORJIAN, S. H. T. T. Estimation of Mean Monthly and Hourly Global Solar Radiation on Surfaces Tracking the Sun: Case Study: Tehran. **2nd Renewable Energy and Distributed Generation (ICREDG) Conf. Proceed.**, p. 172–177, 2012.

GUIMARÃES, A. P. C. **Estimativa de parâmetros da camada atmosférica para cálculo da irradiação solar incidente na superfície terrestre**, 2003. 185 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. 2003.

HERMAN, L.; PAPIC, I.; BLAZIC, B. A Proportional-Resonant Current Controller for Selective Harmonic Compensation in a Hybrid Active Power Filter. **IEEE Transaction on power delivery**, v. 29, n. 5, p. 2055–2065, 2014.

HESTER, R. K.; THORNTON, C.; DHOPE, S.; et al. High efficiency wide load range buck/boost/bridge photovoltaic microconverter. Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC. **Anais...** p.309–313, 2011.

HIBBERD, B.; YATES, T. Production Modeling for Grid-Tied PV Systems. **Solarpro: Optimal Design, Installation and Performance**, p. 30–56, 2010.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**, 2007. 146 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2007.

INSTITUTO BRAUDEL. O que são usinas hidrelétricas “a fio d’água” e quais os custos inerentes à sua construção? Disponível em: <<http://www.brasil-economia-governo.org.br>>. Acesso em: 16/1/2014.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. INMET. Dados Meteorológicos. .

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60364-7-712. Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems. , 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. IEA. **Trends in Photovoltaic Applications 2015 - Survey Report of Selected IEA Countries between 1992-2014**. 2015.

IQBAL, M. Estimation of the monthly average of the diffuse component of total insolation on a horizontal surface. **Solar Energy**, v. 20, p. 101–105, 1978.

JANE, G.-C.; LIN, Y.-L.; CHIU, H.-J.; LO, Y.-K. Dimmable light-emitting diode driver with cascaded current regulator and voltage source. **IET Power Electronics**, v. 8, n. 7, p. 1305–1311, 2015. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-pel.2013.0908>>. .

JI, Y. H.; JUNG, D. Y.; WON, C. Y.; LEE, B. K.; KIM, J. W. Maximum power point tracking method for PV array under partially shaded condition. 2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2009. **Anais...** p.307–312, 2009.

KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M.; KAVADIAS, K. A. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. **Renewable Energy**, v. 66, p. 612–624, 2014.

KARANAYIL, B.; AGELIDIS, V. G.; POU, J. Performance Evaluation of Three-

Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters Using Electrolytic or Polypropylene Film Capacitors. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 4, p. 1297–1306, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6894625>>.

KARATEPE, E.; BOZTEPE, M.; ÇOLAK, M. Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells. **Solar Energy**, v. 81, p. 977–992, 2007.

KARATEPE, E.; HIYAMA, T.; BOZTEPE, M.; COLAK, M. Power controller design for photovoltaic generation system under partially shaded insolation conditions. **Proc. Intell. Syst. Appl. Power Syst.**, p. 1–6, 2007.

KARATEPE, E.; HIYAMA, T.; BOZTEPE, M.; ÇOLAK, M. Voltage based power compensation system for photovoltaic generation system under partially shaded insolation conditions. **Energy Conversion and Management**, v. 49, n. 8, p. 2307–2316, 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S019689040800037X>>. Acesso em: 18/11/2013.

KAWAMURA, H.; NAKA, K.; YONEKURA, N.; et al. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 75, p. 613–621, 2003.

KEREKES, T.; TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; KLUMPNER, C.; SUMNER, M. Evaluation of three-phase transformerless photovoltaic inverter topologies. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, p. 2202–2211, 2009.

KOBAYASHI, K.; TAKANO, I.; SAWADA, Y. A study of a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, p. 2975–2988, 2006.

KOUTROULIS, E.; BLAABJERG, F. A New Technique for Tracking the Global Maximum Power Point of PV Arrays Operating Under Partial-Shading Conditions. **IEEE Journal of Photovoltaics**, 2012.

KOUTROULIS, E.; KALAITZAKIS, K.; VOULGARIS, N. C. Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. **Power Electronics**, v. 16, n. 1, p. 46–54, 2001.

KWON, J. M.; KWON, B. H. High step-up active-clamp converter with input-current doubler and output-voltage doubler for fuel cell power systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, p. 108–115, 2009.

KYOCERA. **Catálogo Módulo Fotovoltaico KC130TM**. 2007.

L. V. BELLINASSO; R. P. VIEIRA; H. A. GRUNDLING; L. MICHELS. Adaptive control of PV boost converter for minimal passive components and fast maximum power point tracking. **2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, p. 1–7, 2014.

LEITE, R. C. C. Fotossíntese e Cana-Energia. , v. 215, n. 1, p. 1–2, 2010.

LINARES, L.; ERICKSON, R. W.; MACALPINE, S.; BRANDEMUEHL, M. Improved energy capture in series string photovoltaics via smart distributed power electronics. **Proc. Appl. Power Electron. Conf. Expo.**, p. 904–910, 2009.

LIU, W.; WANG, K.; CHUNG, H. S.; CHUANG, S. T. Modeling and Design of Series Voltage Compensator for Reduction of DC-Link Capacitance in Grid-Tie Solar Inverter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 30, n. 5, p. 2534–2548, 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6851910>>.

LOBO, A. F. **Simulação de sistemas de aquecimento solar com materiais em mudança de fase (MMF) adaptados de resíduos pesados do refino do petróleo sob condições transitórias de insolação e demanda**, 2004. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa Interdisciplinar de Pós-Graduação em Engenharia - PIPE. Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba. 2004.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2011.

MAASS, G. J. **Um estudo de dois conversores forward com grampeamento ativo aplicados a telecomunicações**, 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 1999.

MAHADEVA IYER, V.; JOHN, V. Low-frequency dc bus ripple cancellation in single phase pulse-width modulation inverters. **IET Power Electronics**, v. 8, n. 4, p. 497–506, 2015. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-pel.2014.0320>> . .

MAKI, A.; VALKEALAHTI, S. Power losses in long string and parallel-connected short strings of series-connected silicon-based photovoltaic modules due to partial shading conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 27, p. 173–183, 2012.

MASA-BOTE, D.; CAAMAÑO-MARTÍN, E. Methodology for estimating building integrated photovoltaics electricity production under shadowing conditions and case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 31, p. 492–500, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.019>> . .

MASTERVOLT. **Info Bulletin Solar: Functional grounding**. 2010.

MELO, E. G. **Geração solar fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelo tridimensionais de edificações**, 2012. 130 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo.

MISHIMA, T.; OHNISHI, T. A power compensation and control system for a partially shaded PV array. **Electr. Eng. Jpn.**, v. 146, p. 74–82, 2004.

MIYATAKE, M.; INADA, T.; HIRATSUKA, I.; et al. Control characteristics of a fibonacci-search-based maximum power point tracker when a photovoltaic array is partially shaded. **The 4th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2004. IPEMC 2004.**, v. 2, 2004.

MIYATAKE, M.; VEERACHARY, M.; TORIUMI, F.; FUJII, N.; KO, H. Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach. **IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems**, v. 47, p. 367–380, 2011.

MOBALLEGH, S.; JIANG, J. Modeling , Prediction , and Experimental Validations of Power Peaks of PV Arrays Under. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 1, p. 293–300, 2014.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. NREL. What is the energy payback for PV ? , 2004.

NGUYEN, D. D.; LEHMAN, B.; KAMARTHI, S. Solar Photovoltaic Array's Shadow Evaluation Using Neural Network with On-Site Measurement. **2007 IEEE Canada Electrical Power Conference**, 2007.

NIEWENDA, A.; HEIDT, F. D. SOMBRERO: A PC-tool to calculate shadows on arbitrarily oriented surfaces. Solar Energy. **Anais...** . v. 58, p.253–263, 1996.

NORDMANN, T.; CLAVADETSCHER, L. Understanding temperature effects on PV

systems performance. , p. 2–5, 2013.

OGATA, K. **Discrete time control systems**. Prentice Hall, 1995.

OKE, T. R. **Boundary Layer Climates**. 2. ed. New York, 1992.

OLIVEIRA, S. V. G.; BARBI, I. A three-phase step-up DC-DC converter with a three-phase high-frequency transformer for DC renewable power source applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, p. 3567–3580, 2011.

OLIVEIRA REITER, R. D. DE; MICHELS, L.; PINHEIRO, J. R.; et al. Comparative analysis of series and parallel photovoltaic arrays under partial shading conditions. 2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2012. **Anais...** , 2012.

OOZEKI, T.; IZAWA, T.; OTANI, K.; KUROKAWA, K. An evaluation method of PV systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 75, p. 687–695, 2003.

OZDEMIR, E.; OZDEMIR, S.; TOLBERT, L. M. Fundamental-frequency-modulated six-level diode-clamped multilevel inverter for three-phase stand-alone photovoltaic system. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, p. 4407–4415, 2009.

PATEL, H.; AGARWAL, V. Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, 2008.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, p. 271–289, 1990.

PIAZZA, M. C. DI; VITALE, G. Photovoltaic field emulation including dynamic and partial shadow conditions. **Applied Energy**, v. 87, p. 814–823, 2010.

PICAULT, D.; RAISON, B.; BASCHA, S.; AGUILERA, J.; LA CASA, J. DE. Changing photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses: A case study. **Proc. 9th Int. Conf. Environ. Electr. Eng.**, p. 37–40, 2010.

POSHTKOUSHI, S.; TRESCASES, O. Multi-input single-inductor dc-dc converter for MPPT in parallel-connected photovoltaic applications. **2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)**, p. 41–47, 2011.

PV CYCLE. Recycling of Silicon Based PV. Disponível em: <<http://www.pvcycle.org.uk/pv-recycling/recycling-of-si/>>. .

PV EDUCATION.ORG. Typical meteorological year data (TMY). Disponível em: <<http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/typical-meteorological-year-data>>. Acesso em: 16/1/2014.

PVSYST. PVsyst: Study of Photovoltaic Systems. , 2012. PVsyst SA.

QIN, H.; KIMBALL, J. W. Generalized average modeling of dual active bridge DC-DC converter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 4, p. 2078–2084, 2012.

QUAN, L.; WOLFS, P. A review of the single phase photovoltaic module integrated converter topologies with three different DC link configurations. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2008.

RAHIM, N. A.; CHANIAGO, K.; SELVARAJ, J. Single-phase seven-level grid-connected inverter for photovoltaic system. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, p. 2435–2443, 2011.

RAMSEY, J. W.; STANLEY, N. Thermal Environmental Engineering Laboratory. ,

2009.

RANI, B. I.; ILANGO, G. S.; NAGAMANI, C. Enhanced Power Generation From PV Array Under Partial Shading Conditions by Shade Dispersion Using Su Do Ku Con fi guration. **IEEE Transaction on Sustainable Energy**, v. 4, n. 3, p. 594–601, 2013.

RAO, P. S.; ILANGO, G. S.; NAGAMANI, C. Maximum Power from PV Arrays Using a Fixed Configuration Under Different Shading Conditions. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 4, n. 2, p. 679–686, 2014.

RAUSCHENBACH, H. S. **Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion**. 2014.

REITER, R. D. O.; MICHELS, L.; PINHEIRO, J. R.; et al. Comparative analysis of series and parallel photovoltaic arrays under partial shading conditions. **2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications**, p. 1–5, 2012. Ieee. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6452791>>. .

REITER, R. D. O.; OLIVEIRA, S. V.; PÉRES, A.; MICHELS, L. Digital resonant controller for dual-stage photovoltaic inverter system with small dc-bus capacitor. **IET Power Electronics**, 2016. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-pel.2015.0489>>. .

RODRIGUEZ, J.; LAI, J. S.; PENG, F. Z. Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 49, p. 724–738, 2002.

ROMAN, E.; ALONSO, R.; IBANEZ, P.; ELORDUIZAPATARIETXE, S.; GOITIA, D. Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 53, p. 1066–1073, 2006. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1667904>>. .

ROMANELI, E. F. R.; BARBI, I. An isolated ZVS-PWM active clamping nonpulsating input and output current DC-DC converter. **2000 IEEE 31st Annual Power Electronics Specialists Conference. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37018)**, v. 1, 2000.

ROMERO-CADAVAL, E.; SPAGNUOLO, G.; FRANQUELO, L. G.; et al. Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants. **IEEE Industrial Electronics magazine**, v. 7, n. 3, p. 6–20, 2013.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. [S.l.] ed. Florianópolis, 2004.

SALAM, Z.; RAMLI, M. Z. A Simple Circuit to Improve the Power Yield of PV Array During Partial Shading. , p. 1622–1626, 2012.

SANDERS, S. R.; NOWOROLSKI, J. M.; LIU, X. Z.; VERGHESE, G. C. Generalized Averaging Method for Power Conversion Circuits. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 6, n. 2, p. 251–259, 1991.

SANTOS, I. P.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, v. 63, p. 116–124, 2013. Elsevier Ltd.

SERA, D.; KEREKES, T.; LUNGEANU, M.; et al. Low-cost digital implementation of proportional-resonant current controllers for PV inverter applications using delta operator. IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference). **Anais...** . v. 2005, p.2517–2522, 2005.

SHAYANI, R. A. **Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico**

isolado utilizando módulos de 32 células, 2006. 225 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2006.

SHI, Y.; LI, R.; XUE, Y.; LI, H. High-Frequency-Link-Based Grid-Tied PV System With Small DC-Link Capacitor and Low-Frequency Ripple-Free Maximum Power Point Tracking. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n. 1, p. 328–339, 2016.

SHIMIZU, T.; HIRAKATA, M.; KAMEZAWA, T.; WATANABE, H. Generation Control Circuit for Photovoltaic Modules. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 16, p. 293–300, 2001.

SILVESTRE, S.; BORONAT, A.; CHOUDER, A. Study of Bypass Diodes Configuration on PV Modules. **Applied Energy**, v. 86, p. 1632–1640, 2009.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009. Elsevier Ltd.

SOCIETY, G. E. **Planning & Installing Photovoltaic Systems: A guide for installers, architects and engineers**. UK: Earthscan, 2008.

SPERTINO, F.; AKILIMALI, J. S. Are manufacturing I-V mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays? **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, p. 4520–4531, 2009.

SULLIVAN, C. R.; AWERBUCH, J. J.; LATHAM, A. M. Decrease in Photovoltaic Power Output from Ripple: Simple General Calculation and the Effect of Partial Shading. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 2, p. 740–747, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6220268>>. .

SUNEARTH. **Catálogo Módulo Fotovoltaico 235Wp**. 2012.

TAMIZHMANI, G. J. ET AL. Photovoltaic Module Thermal / Wind Performance: Long -Term Monitoring and Model Development For Energy Rating. , p. 936–939, 2003.

TECHNOLOGIES, A. Modular Array Simulator - Series E4360 - User's Guide. , 2011.

TEODORESCU, R.; KATSANEVAKIS, M. An Optimization Method for Designing Large PV Plants. , v. 3, n. 2, p. 814–822, 2013.

THERMOENERGY. PV Solar Panel Manufacturing. Disponível em: <<http://www.thermoenergy.com/wastewater-recovery/applications/pv-solar-panel-manufacturing>>. .

TONG, Y. N.; LI, C. L.; ZHOU, F. Synchronization control of single-phase full bridge photovoltaic grid-connected inverter. **Optik**, v. 127, n. 4, p. 1724–1728, 2016.

TRIMBLE. Sketchup. , 2014. Trimble Navigation.

TROVA, M. Top 5 performers in PHOTON inverter tests. **Photon's 1st PV Inverter Conf.**, 2010.

VILLANUEVA, E.; CORREA, P.; RODRIGUEZ, J.; PACAS, M. Control of a Single-Phase Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter for Grid-Connected Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, 2009.

WALKER, G. R.; SERNIA, P. C. Cascaded DC – DC Converter Connection of Photovoltaic Modules. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, p. 1130–1139, 2004.

WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with

different system configurations: Literature review and field test results. **Solar Energy**, v. 74, p. 217–233, 2003.

XIAO, W.; OZOG, N.; DUNFORD, W. G. Topology study of photovoltaic interface for maximum power point tracking. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 54, p. 1696–1704, 2007.

YOUNG-HYOK, J.; DOO-YONG, J.; CHUNG-YUEN, W.; BYOUNG-KUK, L.; JIN-WOOK, K. A real maximum power point tracking method for mismatching compensation in PV array under partially shaded conditions. **IEEE Transaction on Power Electronics**, v. 26, n. 4, p. 1001–1009, 2011.

ZHANG, Q.; LI, Q. Temperature and Reverse Voltage across a Partially Shaded Si PV Cell under Hot Spot Test Condition. , p. 1344–1347, 2011.

ZHOU, L.; CHEN, Y.; GUO, K.; JIA, F. New approach for MPPT control of photovoltaic system with mutative-scale dual-carrier chaotic search. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, p. 1038–1048, 2011.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 1st ed. São Paulo, 2012.