

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

**DESENVOLVIMENTO DE CONVERSORES ESTÁTICOS
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Johninson Imhoff

Santa Maria, RS, Brasil

2007

DESENVOLVIMENTO DE CONVERSORES ESTÁTICOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS

por

Johninson Imhoff

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Hélio Leães Hey

Santa Maria, RS, Brasil

2007

Imhoff, Johninon, 1979-
I32d
Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos / por Johninon Imhoff ; orientador Hélio Leães Hey. – Santa Maria, 2007.
146 f. ; il.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2007.

1. Engenharia elétrica 2. Eletrônica de potência
3. Energia solar fotovoltaica 4. Conversores estaticos
I. Hey, Hélio Leães, orient. II. Título

CDU: 621.314

Ficha catalográfica elaborada por
Luiz Marchiotti Fernandes – CRB 10/1160
Biblioteca Setorial do Centro de Ciências Rurais/UFSM

© 2007

Todos os direitos autorais reservados à Johninon Imhoff. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser realizada com autorização por escrito do autor.

Endereço: Rua Curitiba, nº 285D/803, Centro, Chapecó, RS, 89801-341

Fone (0xx) 49.3322.2744; Endereço eletrônico: johninon@gmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado

**DESENVOLVIMENTO DE CONVERSORES ESTÁTICOS
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS**

elaborada por
Johninson Imhoff

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Hélio Leães Hey, Dr.
(Presidente/Orientador)

Roger Gules, Dr. (UTFPR)

Vicente Mariano Canalli, Dr. (PUCRS)

Santa Maria, 12 de julho de 2007.

*Dedico esta Dissertação:
aos meus pais, Genemio e Eneli,
à minha irmã, Sodriane.*

Agradecimentos

A conclusão desse trabalho não seria possível sem a ajuda de muitas pessoas, que de alguma forma colaboraram para o seu desenvolvimento. Com carinho, agradeço:

Ao professor Hélio Leães Hey, pela confiança e dedicação demonstradas durante esses anos de pesquisa, pelo exemplo de seriedade profissional e pelo entusiasmo demonstrado em todas as discussões relacionadas a este trabalho.

Aos professores do curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e em especial aos professores do GEPOC, José Renes Pinheiro, Humberto Pinheiro e Hilton Abílio Gründling.

Aos colegas e, acima de tudo, amigos, Alexandre Ritter Bülow, Cleber Zanatta, Daniel Damasceno, Diorge Zambra, Dreifus Medeiros Costa, Guilherme Fração Rodrigues, Igor Weide Jaskulski, Jean Patric da Costa, Jumar Luís Russi, Leandro Roggia, Marlon Pieniz, Mario Lúcio da Silva Martins, Vanessa Sartori Colpo e demais colegas do GEPOC que sempre colaboraram prontamente.

Aos amigos do NUPEDDEE e da PPGEE, em especial aos funcionários Luiz Fernando e Cleonice, que colaboraram na realização desse trabalho.

A CAPES, pelo apoio financeiro, indispensável para a realização de uma pesquisa de qualidade, e a Universidade Federal de Santa Maria, pela infra-estrutura empregada na realização deste trabalho.

Aos meus pais, Genemio e Eneli, e a minha irmã, Sodriane, pelos ensinamentos que carregarei por toda a vida, pelo exemplo de família, pela confiança e pelo amor em mim depositados.

A minha namorada Lara Vargas Becker, pelo carinho e compreensão durante todos estes anos.

Aos amigos Pyta e Larissa, pela atenção e palavras de apoio durante os momentos difíceis.

“Eu nunca fiz algo que valesse a pena por acidente,
nem nenhuma das minhas invenções aconteceram por acidente;
elas vieram pelo trabalho.”

Thomas Edison

Resumo

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

DESENVOLVIMENTO DE CONVERSORES ESTÁTICOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS

AUTOR: ENG. JOHNINSON IMHOFF

ORIENTADOR: DR. ENG. HÉLIO LEÃES HEY

Santa Maria, julho de 2007.

Esta dissertação de mestrado apresenta um novo sistema de condicionamento de energia para aplicação em sistemas fotovoltaicos autônomos com banco de baterias.

Inicialmente são apresentadas as características da energia solar fotovoltaica, a modelagem de uma célula fotovoltaica e um circuito elétrico equivalente.

Em um segundo momento são apresentados os sistemas de geração fotovoltaica e uma revisão dos conversores estáticos aplicados a sistemas fotovoltaicos autônomos com banco de baterias.

A partir deste estudo é proposto um novo sistema de geração fotovoltaica, com processamento distribuído de energia baseada em conversores CC-CC conectados em série.

O sistema proposto apresenta um melhor aproveitamento da energia gerada pelos painéis através da utilização de mais de um arranjo de painéis fotovoltaicos e o emprego de um conversor estático de potência para cada subsistema.

Assim, as perdas por sombreamento são reduzidas bem como é aumentada a confiabilidade do sistema, pois mesmo com a falha de um dos subsistemas o sistema continuará garantindo energia elétrica para as cargas de maior interesse.

Posteriormente, são apresentadas as análises do funcionamento do sistema e resultados de simulação.

Por fim, resultados experimentais são apresentados, comparando a eficiência no aproveitamento da energia gerada pelo estágio de entrada do sistema proposto e de um sistema tradicionalmente empregado em sistemas fotovoltaicos autônomos, demonstrando um ganho de energia de 16% com a utilização do sistema proposto para situações em que pelo menos um painel está sombreado.

Palavras-chaves: Eletrônica de Potência, energia solar fotovoltaica, conversores estáticos.

Abstract

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Federal University

DEVELOPMENT OF STATIC CONVERTERS TO STAND ALONE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

AUTHOR: ENG. JOHNINSON IMHOFF
RESEARCH SUPERVISOR: DR. ENG. HÉLIO LEÃES HEY
Santa Maria, July, 2007.

This work presents a new energy conditioning system for application in stand-alone photovoltaic systems with battery bank.

Firstly, the characteristics of solar photovoltaic energy, the modeling of a photovoltaic cell and the equivalent electrical circuit are presented.

In a second moment, the photovoltaic generation systems and a review of the static converters applied to stand-alone photovoltaic systems with battery bank are presented.

From this study it is proposed a new photovoltaic generation system, with distributed energy processing based on series-connected DC-DC converters.

The proposed system presents better utilization of the energy generated by the panels through the employment of more than one array of photovoltaic panels and a static power converter for each subsystem.

Thereby, the losses through shading are reduced, and also the reliability of the system is increased, once even if one of the subsystems fails, the system will keep on generating electricity to the loads of higher priority.

Posteriorly, the analyses of the operation of the system and simulation results are presented.

Finally, it is presented experimental results, comparing the efficiency of the utilization of the energy generated by the input stage of the proposed system and by a system traditionally employed in stand-alone photovoltaic systems, showing an energy gain of 16% with the utilization of the proposed system for situations in which at least one panel is shaded.

Keywords: Power electronics, solar photovoltaic energy, static converters

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Distribuição da demanda energética mundial	21
Figura 1.2. Perspectivas dos custos da energia solar fotovoltaica.....	22
Figura 1.3. Sistemas fotovoltaicos utilizados em localidades remotas	23
Figura 1.4. Crescimento da utilização de sistemas fotovoltaicos.....	23
Figura 1.5. Panorama das energias renováveis em 2040.....	24
Figura 1.6. Evolução da capacidade de geração fotovoltaica na Alemanha	25
Figura 1.7. Geração fotovoltaica na Europa.....	25
Figura 1.8. Geração fotovoltaica mundial no ano de 2003 (EPIA).....	26
Figura 1.9. Mapa solarimétrico do Brasil.....	28
Figura 1.10 - Sistema Fotovoltaico Autonomo Série	29
Figura 1.11 – Sistema fotovoltaico com dois estágios de conversão para diferentes tensões entre o arranjo de painéis fotovoltaicos e banco de baterias. Carregador de baterias (a) Buck-Boost, (b) Boost e (c) Buck	30
Figura 1.12 - Sistema Fotovoltaico Autônomo em Paralelo	32
Figura 1.13 – Topologias multiestágios paralelo para sistemas fotovoltaicos com banco de baterias: (a) carregador Buck-boost, regulador Boost, (b) carregador Buck/Boost, regulador Buck-boost.....	34
Figura 1.14 – Sistema Fotovoltaico Autônomo com VRBESS.....	34
Figura 1.15 – Topologias multiestágios paralelo com dois estágios de conversão: (a) Buck-boost bidirecional, (b) Boost/Buck, (c) Buck/Boost	35
Figura 1.16 - Sistema Fotovoltaico Autonomo Integrado.....	36
Figura 2.1. Custos dos componentes de um Sistemas Fotovoltaico.....	42
Figura 2.2. Controlador de Carga Série.....	45
Figura 2.3. Controlador de Carga "Shunt"	45
Figura 2.4. Sistemas Fotovotlaicos Conectados a Rede Elétrica.....	48
Figura 2.5. Sitemas Fotovoltaicos Híbridos	49
Figura 2.6. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CC sem Armazenamento de energia.....	50
Figura 2.7. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CC com Armazenamento de Energia.....	51
Figura 2.8. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CA sem armazenamento de energia.....	51
Figura 2.9. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CA e MPPT.....	52

Figura 2.10. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CA, Armazenamento de energia e MPPT	52
Figura 2.11. <i>Central Inverter</i>	53
Figura 2.12. <i>Module Integrated</i>	54
Figura 2.13. <i>Multi String Inverter</i>	55
Figura 2.14. Team Concept	56
Figura 3.1 – Junção pn	59
Figura 3.2 - Diagrama do circuito elétrico equivalente e curva característica da célula na escuridão ..	60
Figura 3.3 – Diagrama do circuito elétrico equivalente e curva característica da célula irradiada	60
Figura 3.4 - Curva característica de uma célula fotovoltaica.	61
Figura 3.5. Circuito equivalente detalhado de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z.....	61
Figura 3.6. Curva característica IxV de um painel fotovoltaico.....	63
Figura 3.8. Efeitos da variação da temperatura nas curva IxV de um painel fotovoltaico.....	67
Figura 3.9 - Curva característica P vs V para variação de temperatura e radiação solar	67
Figura 3.10 - Circuito equivalente do painel fotovoltaico simulado	68
Figura 3.11 – (a) Curva característica de um painel fotovoltaico simulado no Software PSIM, (b) Curva característica do painel utilizado como referência fornecida pelo fabricante.....	69
Figura 3.12 - Curva característica de potência de um painel fotovoltaico simulado no Software Psim.	70
Figura 4.1 – Simulação da técnica Tensão Constante para variação de radiação solar.....	73
Figura 4.2 - Fluxograma da técnica Perturbação & Observação.....	74
Figura 4.3 – Resultados de simulação da técnica P&O para variação da radiação incidente	75
Figura 4.4 - Fluxograma da técnica de busca do ponto de máxima potência <i>Hill Climbing</i>	76
Figura 4.5 – Simulação do algoritmo da técnica de busca do ponto de máxima potência.	76
Figura 4.6 – Fluxograma do algoritmo da técnica de busca do ponto de máxima potência Condutância Incremental.....	78
Figura 4.7 - Resultado de simulação do algoritmo da técnica de busca do ponto de máxima potência <i>Incremental conductance</i>	79
Figura 5.1 - Sistema tradicional.	82
Figura 5.2 - Sistema fotovoltaico descentralizado apresentado Walker e Sernia.....	84
Figura 5.3 - Sistema fotovoltaico Autônomo baseados em conversores CC-CC em Série.....	85
Figura 5.4 - Modos de operação do sistema descentralizado	87
Figura 5.5 – (a) Curva IxV para arranjo com seis painéis fotovoltaicos, (b) curva PxV IxV para arranjo com seis painéis fotovoltaicos.....	90
Figura 5.6 – (a) Curva características IxV para um arranjo com 3 painéis em série; (b) Curva características PxV para um arranjo com 3 painéis em série	91
Figura 5.7 Potência entre ao barramento pelo Sistema fotovoltaico Centralizado sob radiação solar uniforme de 1000W/m ²	92

Figura 5.8 Potência entregue à carga pelo Sistema fotovoltaico Centralizado considerando que metade dos painéis está sombreados	93
Figura 5.9. Dois módulos do sistema proposto conectados em série	93
Figura 5.10. Potência entregue à carga considerando os dois arranjos de painéis sob radiação de 1000W/m^2	94
Figura 5.11. Potência entregue ao barramento CC pelo arranjo de painéis fotovoltaicos sombreado, radiação incidente de 700W/m^2	95
Figura 5.12 - Potência entregue ao barramento CC pelo arranjo de painéis fotovoltaicos sob radiação incidente de 1000W/m^2	96
Figura 5.13. Potência total entregue à carga pelo sistema proposto com um dos arranjos de painéis fotovoltaicos sombreado	96
Figura 5.14 – Tensão na saída de cada conversor e do barramento CC com comandos em fase.....	98
Figura 5.15 - Tensão na saída de cada conversor e do barramento CC com comandos defasados 180°	98
Figura 6.1 – Fotografia da bancada de testes.	101
Figura 6.2 - Estágio de entrada do sistema centralizado implementado.	101
Figura 6.3 – Fotografia dos conversores implementados.....	102
Figura 6.4 - Formas de onda da topologia centralizada sob radiação solar de 1000W/m^2	103
Figura 6.5 – Sistema centralizado sob radiação de 1000W/m^2 , onde $\eta = P^2/P_1$	104
Figura 6.6 - Formas de onda da topologia centralizada sob ação de sombreamento.	105
Figura 6.7 - Sistema centralizado com metade dos painéis que compõe o arranjo sob radiação de 700W/m^2 , onde $\eta = P^2/P_1$	105
Figura 6.8 – Estágio de entrada do sistema descentralizado implementado.	106
Figura 6.9 – Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor A, para o sistema descentralizado com radiação incidente de 1000W/m^2	108
Figura 6.10 - Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor B, para o sistema descentralizado com radiação incidente de 1000W/m^2	108
Figura 6.11 – Sistema descentralizado com todos os painéis fotovoltaicos sob radiação solar de 1000W/m^2 , onde $\eta = P^4/P_1 + P_2$	109
Figura 6.12 - Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor A, para o sistema descentralizado com um dos arranjos sob radiação de 700W/m^2	110
Figura 6.13 - Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor B, para o sistema descentralizado com um dos arranjos sob radiação de 700W/m^2	110
Figura 6.14 - Sistema descentralizado operando com metade de seus painéis fotovoltaicos sob radiação solar de 700W/m^2 , onde $\eta = P^4/P_1 + P_2$	111

Figura 6.15 – Ondulação na tensão de saída do sistema descentralizado com razão cíclica de 0,5 e comandos em fase.	112
Figura 6.16 – Ondulação na tensão de saída do sistema descentralizado com razão cíclica de 0,5 e comandos defasados em 180°.....	113
Figura 6.17 – Ondulação na tensão de saída do sistema centralizado.....	113
Figura A.1 - Custos do arranjo de painéis fotovoltaicos em função da potência.	126
Figura A.2 - Relação Profundidade de Descarga X Vida útil, número de baterias e custos.	131
Figura A.3 - Relação Custo X Capacidade do banco de baterias.	131
Figura A.4 - Relação Volume X Capacidade do banco de baterias.	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1. Emissão CO ₂ nos estágios de produção de energia	21
Tabela 1.2. Topologia do Carregador de Baterias de Acordo com a Tensão do banco de Baterias.....	30
Tabela 1.3 - Possíveis configurações para um sistema fotovoltaico paralelo	33
Tabela 2.1. Resumo das características da bateria chumbo-ácido.....	43
Tabela 2.2. – Resumo das características da bateria níquel-cádmio	44
Tabela 3.1 - Características elétricas de um painel de 80Wp.....	68
Tabela 6.1 - Especificações do protótipo centralizado.....	102
Tabela 6.2 – Parâmetros do arranjo de painéis fotovoltaicos do Sistema Centralizado.....	103
Tabela 6.3 - Especificações do protótipo de cada conversor implementado no sistema descentralizado	107
Tabela 6.4 – Parâmetros do arranjo de painéis fotovoltaicos do Sistema Descentralizado.....	107
Tabela A.1 - Determinação do consumo diário da residência.....	123
Tabela A.2 - Índices de radiação solar em Santa Maria-RS (kWh/m ²).....	124
Tabela A.3 - Índices de radiação solar em Santa Maria com um ângulo de instalação de 50°, maior valor mínimo mensal de radiação solar.....	124
Tabela A.4 - Parâmetros para dimensionamento dos equipamentos do sistema fotovoltaico.....	127
Tabela A.5 - Fator de correção de corrente dos módulos fotovoltaicos de acordo com material.	128
Tabela B.1 - Especificações do conversor boost do protótipo centralizado.....	134
Tabela B.2 - Núcleos de ferrite tipo EE	138
Tabela B.3 - Fios esmaltados.	140
Tabela B.4 - Características do MOSFET IRFP360LC	143
Tabela B.5 - Características do diodo IRF 20CTH03	144
Tabela B.6 - Especificações dos conversores boost do protótipo descentralizado.....	144
Tabela B.7 – Parâmetros dos componentes do sistema descentralizado.....	145

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

EPIA	European Photovoltaic Industry Association
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROINFA	Programa de incentivo as Fontes Alternativas
V_{PV}	Tensão nos terminais do arranjo de painéis fotovoltaicos
V_{BAT}	Tensão do banco de baterias
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
MOSFET	Metal-oxide-semiconductor field effect transistor
I	Corrente de saída da célula fotovoltaica
I_{PV}	Corrente fotogerada
I_0	Corrente inversa máxima de saturação do diodo
V_T	Potencial térmico da célula
k	Constante de Boltzmann
T	Temperatura

q	Carga elétrica do elétron
m	Fator de idealidade do diodo
I_{SC}	Corrente de Curto Circuito
V_{OC}	Tensão de Circuito Aberto
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
MPP	Ponto de Máxima Potência
I'_{SC}	Corrente de curto circuito nas condições de referência
G	Radiação solar
G'	Radiação solar de referência
I'_o	Corrente inversa máxima de saturação do diodo – Condições de referência
T^r	Temperatura na célula – Condições de referência
V_T^r	Potencial térmico da célula – Condições de referência
R_{SM}	Resistência série da célula/painel fotovoltaico
R_{PM}	Resistência paralela da célula/painel fotovoltaico
MPPT	Maximum power point tracking
CV	Técnica de busca do ponto de máxima potência Tensão Constante

P&O	Técnica de busca do ponto de máxima potência Perturbação e Observação
IncCond	Técnica de busca do ponto de máxima potência Condutância Incremental

SUMÁRIO

Lista de Figuras	9
Lista de Tabelas	13
Simbologia e Abreviaturas	14
Simbologia e Abreviaturas	14
Capítulo 1 Introdução.....	20
1.1. Panorama da Energia Solar	20
1.2. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	28
1.3. Organização da Dissertação.....	37
Capítulo 2 Sistemas Fotovoltaicos	39
2.1. Introdução.....	39
2.2. Componentes de um Sistema Fotovoltaico	40
2.2.1 Painel Fotovoltaico	40
2.2.2 Baterias	41
2.2.2.1 Tecnologias empregadas em sistemas fotovoltaicos.....	42
2.2.3 Controlador de Carga.....	44
2.2.4 Inversores	46
2.3. Sistemas Fotovoltaicos.....	47
2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.....	47
2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos Híbridos	48
2.3.3 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	49
2.3.3.1 Carga CC sem armazenamento de energia.....	50

2.3.3.2 Carga CC com armazenamento de energia	50
2.3.3.3 Carga CA sem armazenamento de energia	51
2.3.3.4 Carga CA com armazenamento de energia	52
2.4. Topologias Empregadas em Sistemas Fotovoltaicos.....	53
2.4.1 <i>Central Inverters</i>	53
2.4.2 <i>Module Integrated</i> ou <i>AC Module</i>	54
2.4.3 <i>Multi String Inverters</i>	54
2.4.4 <i>Team Concept</i>	55
2.5. Conclusões	56
Capítulo 3 Energia solar Fotovoltaica	58
3.1. Introdução.....	58
3.2. Efeito Fotovoltaico.....	58
3.3. Modelo Matemático e Elétrico da Célula Fotovoltaica	59
3.3.1. Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica	62
3.4. Efeitos dos Fatores Meteorológicos nas Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos	64
3.4.1. Radiação Solar	65
3.4.2. Temperatura	66
3.5. Modelo do Painel Fotovoltaico Simulado.....	68
3.6. Conclusões	70
Capítulo 4 Busca do Ponto de Máxima Potência (MPPT)	71
4.1. Introdução.....	71
4.2. Técnicas de Busca do Ponto de Máxima Potência.....	72
4.2.1. Técnica Tensão Constante (<i>CV</i>)	72
4.2.2. Técnica Perturbação e Observação (<i>P&O</i>)	73
4.2.3. Técnica <i>Hill Climbing</i> (<i>HC</i>)	75

4.2.4. Técnica Condutância Incremental (<i>IncCond</i>)	77
4.3. Conclusões	79
Capítulo 5 Sistema Fotovoltaico Autônomo Baseado Em Conversores CC-CC	
Conectados em Série	81
5.1. Introdução.....	81
5.2. Sistemas Centralizados	82
5.3. Sistemas Fotovoltaicos Descentralizados.....	84
5.3.1. Princípio de Funcionamento do Sistema Descentralizado.....	86
5.4. Simulação dos Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	88
5.4.1. Simulação de um Sistema Fotovoltaico Autônomo Centralizado.....	91
5.4.2. Simulação do Sistema Proposto	93
5.4.3. Simulação da Ondulação na Tensão de Barramento.....	97
5.5. Conclusões	99
Capítulo 6 Resultados Experimentais	100
6.1. Introdução.....	100
6.2. Sistema Fotovoltaico Centralizado.....	101
6.3. Sistema Fotovoltaico Descentralizado	106
6.4. Investigação da Ondulação de Tensão no Barramento CC	112
6.5. Conclusões	114
Capítulo 7 Conclusões Gerais	115
Referências	118
Apêndice A Exemplo de Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico	122
Apêndice B Projeto dos Conversores Estáticos de Potência	134

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. Panorama da Energia Solar

O crescente aumento no desenvolvimento do setor industrial mundial e a utilização de equipamentos eletro-eletrônicos nas mais diversas atividades desenvolvidas pelo homem, fez com que a demanda por energia elétrica sofresse aumentos exponenciais nas últimas décadas.

Este aumento na demanda aliado aos baixos investimentos realizados no setor de geração de energia elétrica [1], fez com que alguns países tenham experimentado um princípio de colapso no seu sistema energético [2-4] provocando um alerta mundial a este respeito.

A Figura 1.1 apresenta o gráfico, com dados referentes ao ano de 2000, da distribuição percentual das principais fontes primárias de energia que suprem a demanda energética mundial [5]. Observa-se que 13,8% desta energia é provida por fontes renováveis, sendo que deste percentual, 80% provém de biomassa, 16,5% provém de recursos hídricos e apenas 3,5% é derivado de fontes geotérmicas, solares, eólicas e das marés. Observa-se também que a maior parte da energia mundial é obtida através de fontes não renováveis, como o petróleo (34,8%) e o carvão (23,5%).

A utilização de fontes não renováveis derivadas do petróleo apresenta um impacto ambiental bastante negativo. A emissão de gases tóxicos na atmosfera, resultantes da queima do petróleo, provocam o aquecimento global, afetando o clima e o ecossistema de uma forma geral, podendo resultar em consequências catastróficas em longo prazo.

A preocupação da sociedade com estes problemas ambientais e a escassez de combustíveis fósseis fez com que governantes desenvolvessem medidas para tentar barrar o aumento indiscriminado do uso de combustíveis fósseis poluentes, reduzir a emissão de gases que provocam o efeito estufa, principal causa do aquecimento global, e incentivar o uso de fontes alternativas renováveis. Um exemplo é o protocolo de Kyoto, que propõe um

calendário pelo qual os países desenvolvidos têm a obrigação de reduzir a quantidade de gases poluentes em, pelo menos, 5,2% até 2012, em relação aos níveis de 1990.

2000 Fuel Shares of World Total Primary Energy Supply*

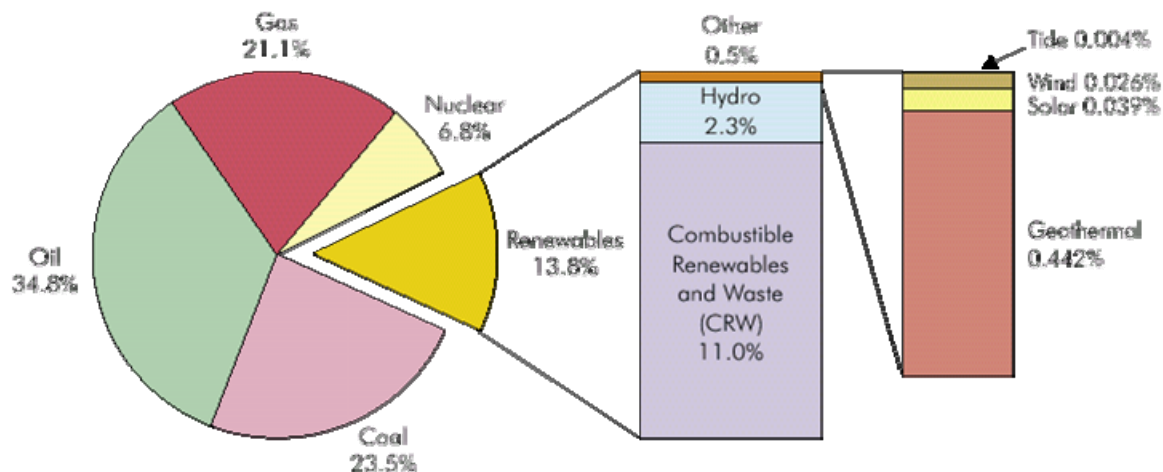


Figura 1.1. Distribuição da demanda energética mundial [5]

Além disso, há um grande esforço da comunidade científica na busca de formas alternativas e ecologicamente corretas para resolver o problema da falta de energia elétrica mundial [6].

A Tabela 1.1 apresenta a quantidade de gás carbônico (CO₂) que é emitido durante as etapas de extração, construção e operação de algumas das fontes primárias de energia. Observa-se nesta tabela que as fontes primárias menos poluidoras são as solares e as hidrelétricas de grande porte.

Tabela 1.1. Emissão CO₂ nos estágios de produção de energia [7]

Tecnologias	Emissão de CO ₂ nos estágios de produção de energia (ton/GWh)			
	Extração	Construção	Operação	Total
Queima de carvão	1	1	962	964
Queima de gás	0	0	484	484
Pequenas hidrelétricas	-	10	-	10
Energia eólica	-	7	-	7
Solar fotovoltaica	-	5	-	5
Grandes hidrelétricas	-	4	-	4

A energia solar fotovoltaica além de ser uma das fontes primárias menos poluentes, também se destaca por ser uma fonte silenciosa, modular, necessitar de baixa manutenção, possuir curtos prazos de instalação e operação [6, 8], provocar baixo impacto na fauna e flora local e poder ser facilmente integrada as construções, gerando eletricidade localmente, sem a necessidade de linhas de transmissão que acarretam perdas e alto impacto ambiental.

Entretanto, os altos custos dos sistemas fotovoltaicos sempre foram uma barreira para a disseminação desta tecnologia. Até a década de 70 sua utilização era restrita a aplicações muito específicas, como por exemplo, em satélites espaciais [8] onde altos orçamentos eram empregados. Porém, com a crise do petróleo na década de 70 a energia fotovoltaica recebeu grandes investimentos [6, 8], tanto do setor público, através de programas de incentivos governamentais, como de empresas privadas, que vislumbraram na energia solar fotovoltaica um grande nicho para investimentos.

Como consequência desta política de investimentos na pesquisa e no desenvolvimento dos painéis fotovoltaicos, a sua produção mundial e a sua utilização cresceu expressivamente, fazendo com que os custos da geração fotovoltaica de energia elétrica apresentassem um decréscimo significativo, Figura 1.2.

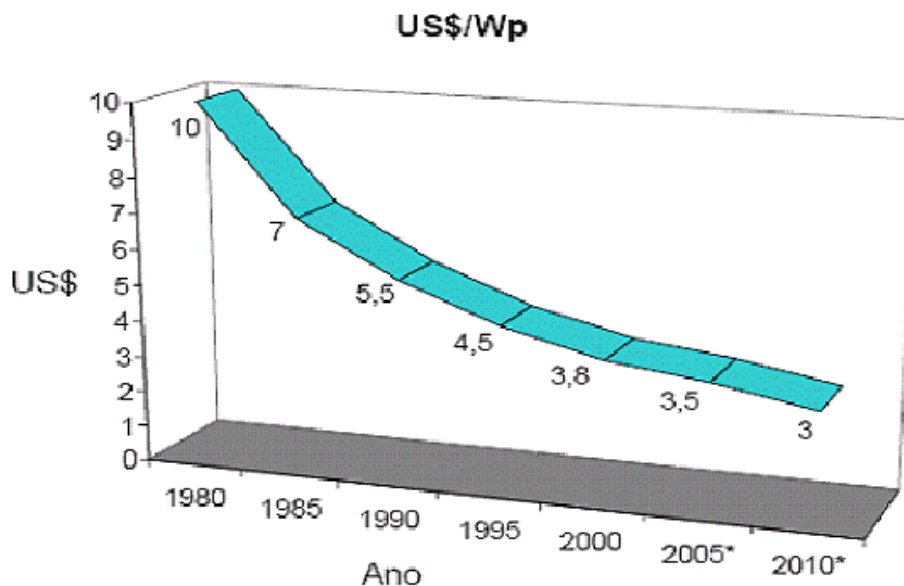


Figura 1.2. Perspectivas dos custos da energia solar fotovoltaica [9]

Com a redução dos custos, os sistemas fotovoltaicos se tornaram mais acessíveis e começaram a ser instalados principalmente em localidades remotas e de clima severo [8], Figura 1.3.



Figura 1.3. Sistemas fotovoltaicos utilizados em localidades remotas

A Figura 1.4 apresenta o crescimento da utilização dos sistemas fotovoltaicos no mundo no período de 1998 a 2004. Em especial destaque, Estados Unidos, Japão e Alemanha, os maiores produtores de energia solar fotovoltaica na atualidade.

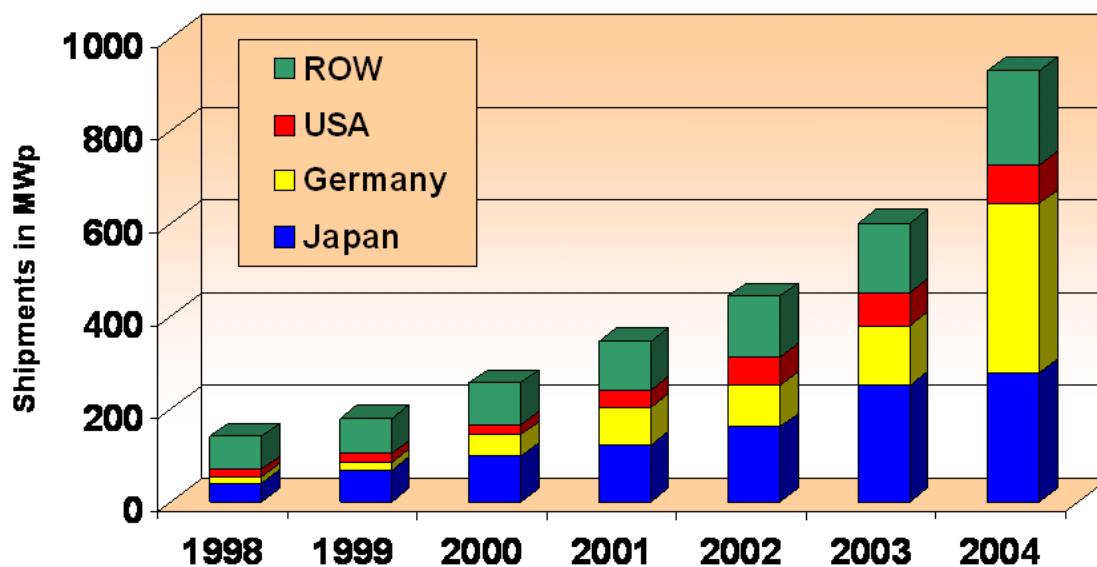


Figura 1.4. Crescimento da utilização de sistemas fotovoltaicos [10]

Um crescimento ainda maior na utilização da energia fotovoltaica durante os próximos anos é esperado pela Associação das Indústrias de Módulos Fotovoltaicos da Europa (EPIA), com uma taxa de crescimento de 27% até o ano de 2010, 34% entre 2010 e 2020 e 15% entre 2020 e 2040 [11].

A EPIA estima também que no ano de 2040, dos 36.346 TWh que serão consumidos no mundo, cerca de 82% serão fornecidos por fontes alternativas renováveis, onde destes, a

energia solar fotovoltaica deverá ser responsável por até 31% da produção de energia, como apresentado na Figura 1.5.

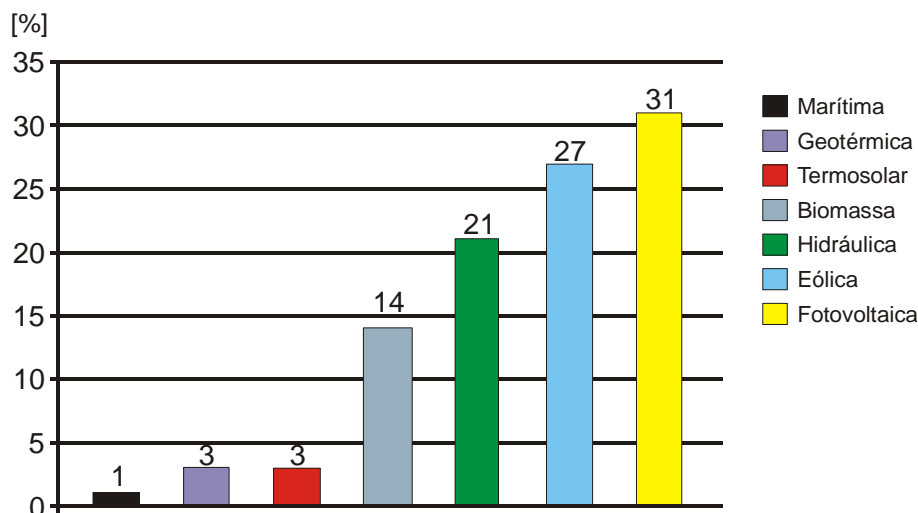


Figura 1.5. Panorama das energias renováveis em 2040 [11]

Este crescente aumento na utilização da energia solar fotovoltaica se deve aos incentivos governamentais criados nos mais diversos países, que tem como objetivo ampliar a geração de eletricidade através da diversificação de sua matriz energética e da exploração de fontes de geração menos poluentes.

A Alemanha, por exemplo, após a desistência da utilização da energia nuclear, que corresponde a 1/3 de sua matriz energética, pretende aumentar a participação das energias renováveis para 10% do total de energia gerada até 2010 [12].

Para alcançar essa meta, o governo alemão já está trabalhando dentro do seu segundo programa de incentivos à geração fotovoltaica, o “100.000 Rooftop”, lançado em 1999, que tinha como objetivo promover a instalação de sistemas fotovoltaicos em cem mil residências, atingindo uma capacidade de geração de 300MW em seis anos [13].

A Figura 1.6 apresenta a evolução da capacidade de geração fotovoltaica na Alemanha após o lançamento dos programas de incentivos do governo, tornando-se hoje o país da Europa com a maior capacidade de geração fotovoltaica instalada, Figura 1.7, seguido da Holanda e Espanha.

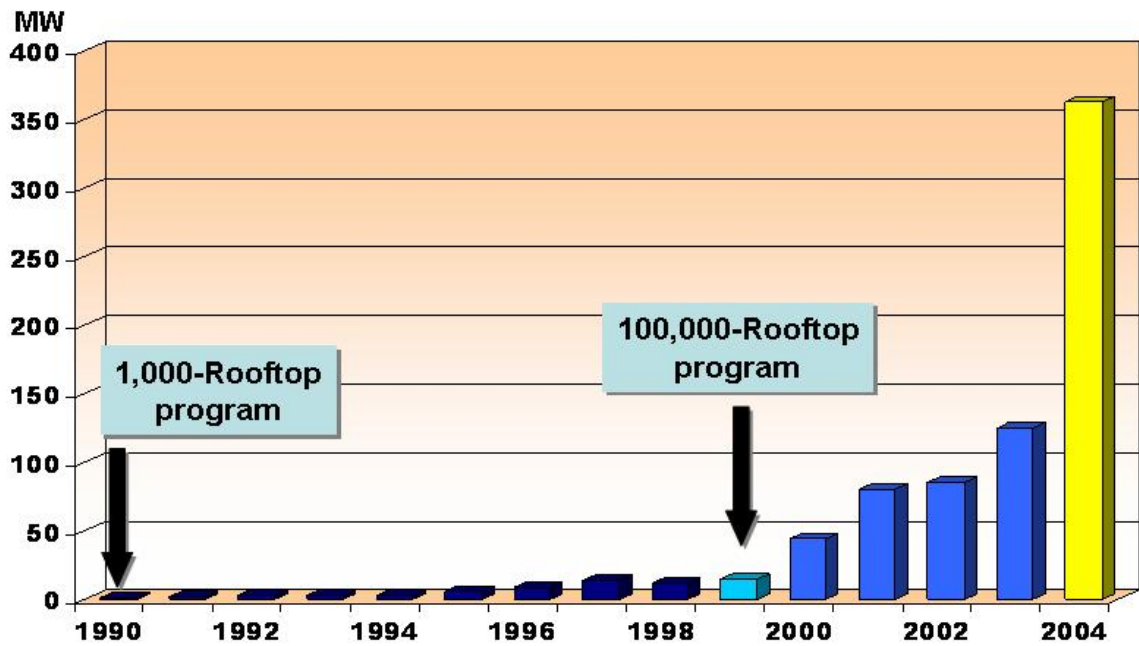


Figura 1.6. Evolução da capacidade de geração fotovoltaica na Alemanha [10]

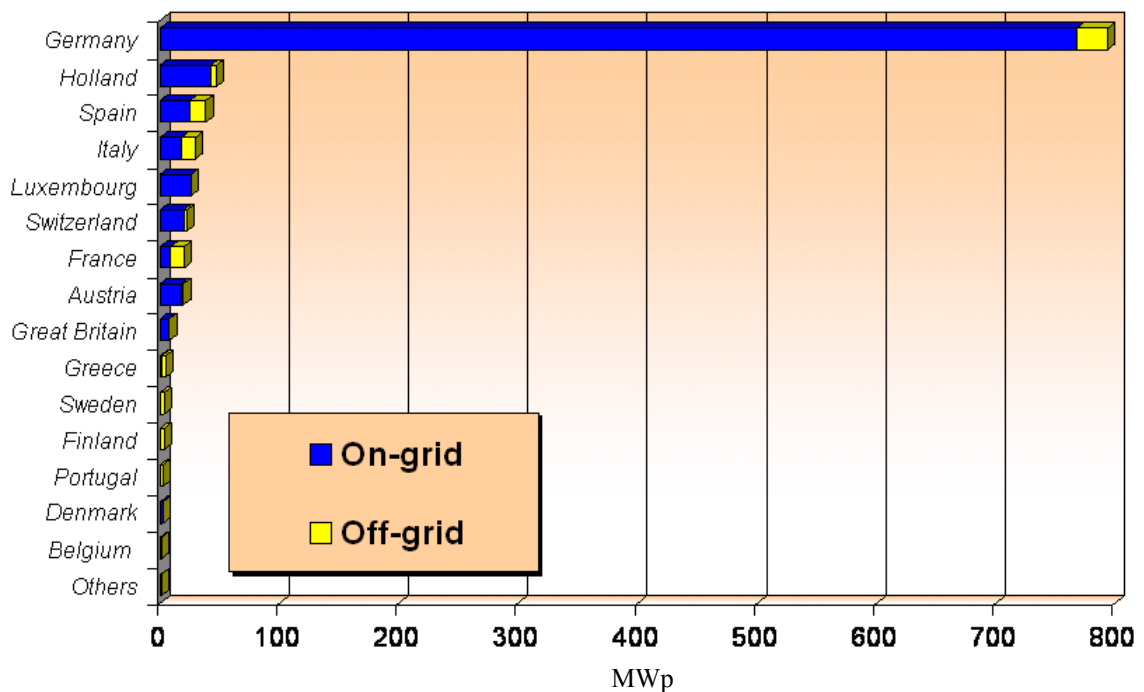


Figura 1.7. Geração fotovoltaica na Europa [10]

Outros países, como o Japão, por exemplo, onde a extensão territorial e a bacia hidrográfica não permitem a geração de energia através de usinas hidrelétricas e fazendas eólicas, e a sociedade é contrária a utilização de usinas nucleares e térmicas devido ao grande impacto ambiental, a opção pela energia solar fotovoltaica é uma realidade, devido a sua baixa poluição, alta modularidade e a sua boa adequação arquitetônica.

O Japão após o lançamento do programa Sunshine em 1974, revitalizado em 1993, e diversos esforços para a inserção de fontes alternativas renováveis em sua matriz energética, é hoje o país com a maior capacidade de geração fotovoltaica instalada no mundo, atingindo em 2003 363,91MWp de um total de 744MWp da produção mundial.

No Brasil, o governo federal, seguindo a tendência mundial, lançou importantes programas para a disseminação das energias renováveis nestes últimos anos. Entre os programas desenvolvidos no país merecem destaque o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), o PROINFA (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas) e o Programa Luz para Todos.

Estes programas têm como objetivo acabar com a exclusão elétrica no país e prover até o ano de 2008 o acesso à luz elétrica aos 12 milhões de brasileiros que ainda não possuem acesso a esse serviço [14], perfazendo um total de 115MW [15] em painéis fotovoltaicos instalados até o fim deste período.

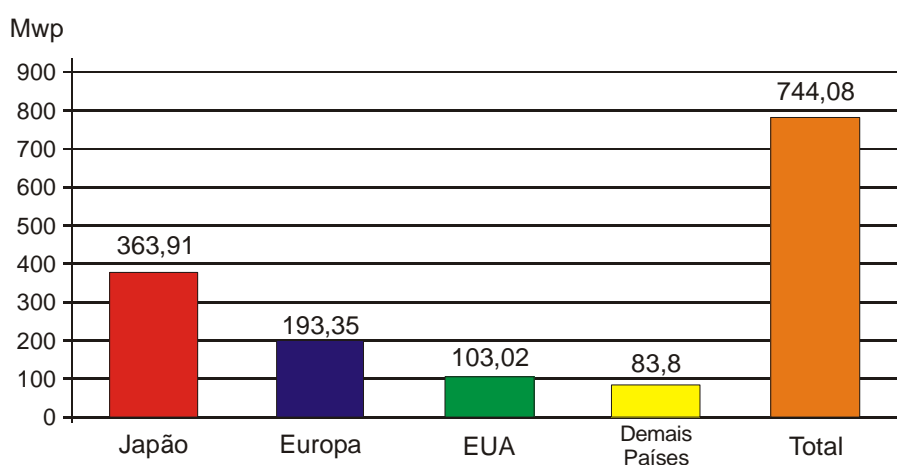


Figura 1.8. Geração fotovoltaica mundial no ano de 2003 (EPIA)

Diferentemente do cenário mundial onde a maioria dos sistemas fotovoltaicos são conectados à rede elétrica convencional, Figura 1.7, no Brasil os programas governamentais priorizaram a instalação dos sistemas fotovoltaicos em localidades isoladas [16]. Estes sistemas são instalados com o objetivo de utilizar a energia como vetor de desenvolvimento social e econômico destas comunidades, facilitando o acesso a serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento [14].

Os sistemas instalados através dos programas do governo, com destaque ao PRODEEM, englobam diversos aspectos da utilização da energia solar: sistemas fotovoltaicos

de geração de energia elétrica, sistemas fotovoltaicos de bombeamento d'água e sistemas fotovoltaicos de iluminação pública.

A comunidade de Boa Sorte, na cidade de Correguinho – MS, foi a primeira a se beneficiar com um sistema fotovoltaico instalado através do PRODEEM [17]. O sistema instalado, com potência total de 2,1 kWp, fornece energia para iluminação, radiocomunicação, bombeamento de água e refrigeração de vacinas da comunidade de Boa Sorte.

O total da potência em módulos fotovoltaicos envolvidos no PRODEEM já compreende cerca de 5,2MWp [16, 18], com mais de 8.700 sistemas. Estes sistemas estão instalados espalhados por todos os 26 Estados Brasileiros, especialmente nas regiões Nordeste (semi-árido) e Norte (Amazônia) [16, 18].

Estima-se que atualmente o Brasil já possua cerca de 12 MWp instalados, principalmente em comunidades rurais isoladas, onde ocorreram as instalações dos primeiros sistemas fotovoltaicos utilizados para iluminação de escolas, centros comunitários e bombeamento de água.

Entretanto, apesar do Brasil estar localizado em uma zona de insolação bastante elevada, superior a de países como Estados Unidos, que possui uma média de incidência de radiação solar de 4kWh/m^2 , a energia fotovoltaica ainda não é bem explorada.

A Figura 1.9 apresenta o mapa solarimétrico do Brasil com os dados de radiação média (Wh/m^2), onde se observam radiações superiores a $4,5\text{kWh/m}^2$ em todo o território. Esses índices são suficientemente altos para um bom aproveitamento da energia solar como forma de geração de eletricidade.

O baixo interesse na geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos no Brasil se dá pelo fato do país possuir uma grande bacia hidrográfica, propícia à geração através de grandes usinas hidrelétricas.

Porém, a geração de energia de forma centralizada, como é realizada hoje no Brasil, possui suas peculiaridades, uma vez que a instalação de grandes usinas ocorre, muitas vezes, distante dos centros consumidores, necessitando de grandes linhas de transmissão, o que torna economicamente inviável levar energia a comunidades isoladas. Nestes casos, a energia fotovoltaica torna-se a alternativa economicamente mais interessante, quando comparado aos custos necessários para implantação de linhas de transmissão até estas comunidades.

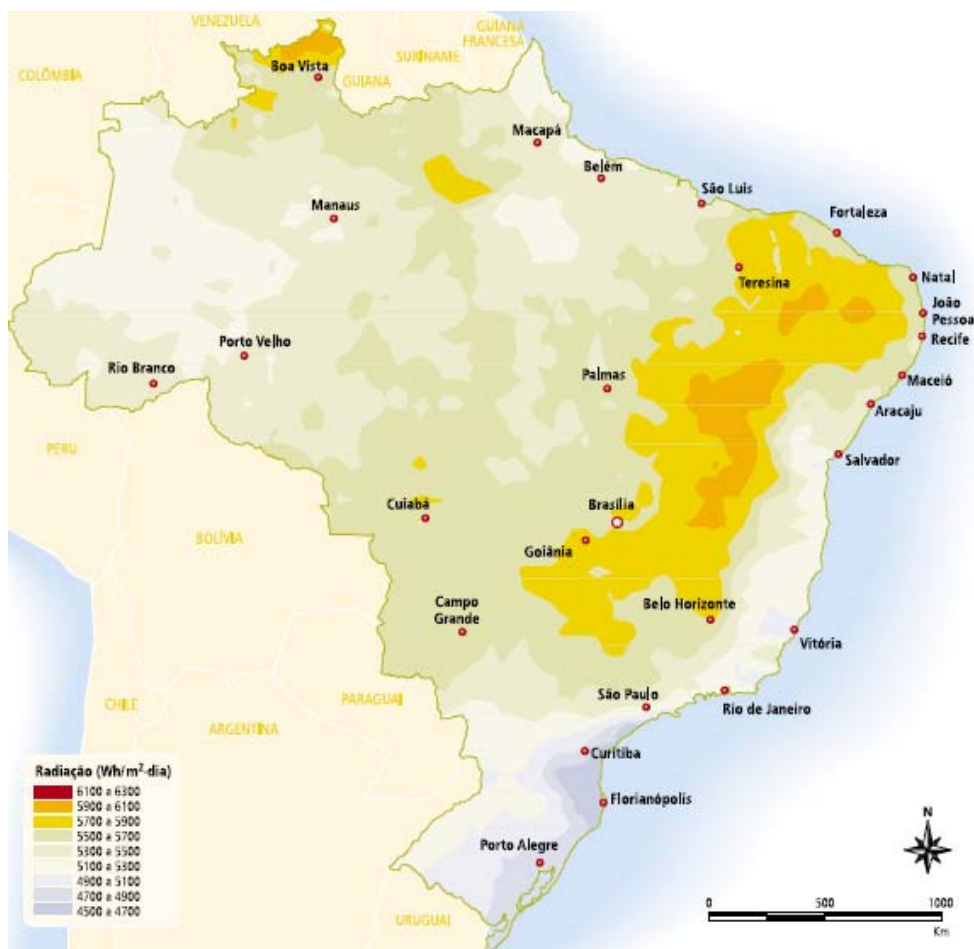


Figura 1.9. Mapa solarimétrico do Brasil [16]

1.2. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Devido a grande extensão territorial do Brasil, e o elevado número de comunidades sem acesso a luz elétrica, localizada em regiões distantes dos grandes centros, os sistemas fotovoltaicos empregados são, em sua grande maioria, sistemas fotovoltaicos autônomos de baixa potência, destinados principalmente a iluminação, refrigeração e bombeamento de água.

Os sistemas fotovoltaicos autônomos se caracterizam por possuir como fonte primária apenas a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. Desta forma, faz-se necessário a utilização de um sistema de armazenamento de energia, geralmente um banco de baterias, para garantir o fornecimento de energia durante a noite ou em grandes períodos sem incidência solar.

Estes sistemas podem ser classificados de duas formas [19]: Sistemas em Série ou Sistemas em Paralelo, que se diferenciam pela forma com que o sistema de armazenamento de energia é empregado.



Figura 1.10 - Sistema Fotovoltaico Autônomo Série

Nos sistemas em série, Figura 1.10, o banco de baterias é colocado em série com o fluxo de energia.

Nesta configuração o carregador de baterias além de realizar o ajuste da tensão para carga do banco de baterias, também busca o ponto de máxima potência.

O estágio elevador, como o próprio nome sugere, eleva a tensão das baterias para o nível necessário no barramento CC, de acordo com a tensão senoidal desejada na saída do inversor. Neste estágio também é realizada a regulação da tensão no barramento CC.

Se o conversor utilizado neste estágio não for capaz de regular a tensão no barramento CC de forma adequada, um outro conversor regulador pode ser adicionado entre o conversor elevador e o inversor.

Na configuração série o número de estágios e a topologia dos conversores utilizados para a conversão da energia solar em energia elétrica podem variar de acordo com os níveis de tensão utilizados no banco de baterias, barramento CC e no arranjo fotovoltaico.

Um exemplo da utilização de um sistema série pode ser encontrado em [20], onde um sistema fotovoltaico com dois estágios de elevação, juntamente com um inversor trifásico 4 pernas é utilizado para alimentar cargas não balanceadas.

Em [21] e [22] também são apresentados sistemas fotovoltaicos na configuração série. Entretanto, estes autores apresentam sistemas fotovoltaicos com apenas dois estágios de conversão, utilizando os conversores abaixadores buck em [21] e Cúk em [22], para gerar a tensão de 12V utilizada pelo banco de baterias, além do estágio de inversão. Estas configurações apresentam o inconveniente de possuir um transformador 12/220V na saída do inversor, aumentando as perdas, volume, peso e custo do sistema.

Em [19], os três sistemas fotovoltaicos apresentados, também com apenas dois estágios de conversão, Figura 1.11, utilizam a mesma tensão no banco de baterias e no barramento CC, evitando o uso de um estágio de elevação de tensão ou de transformador na saída do sistema, como ocorre nos sistemas citados anteriormente.

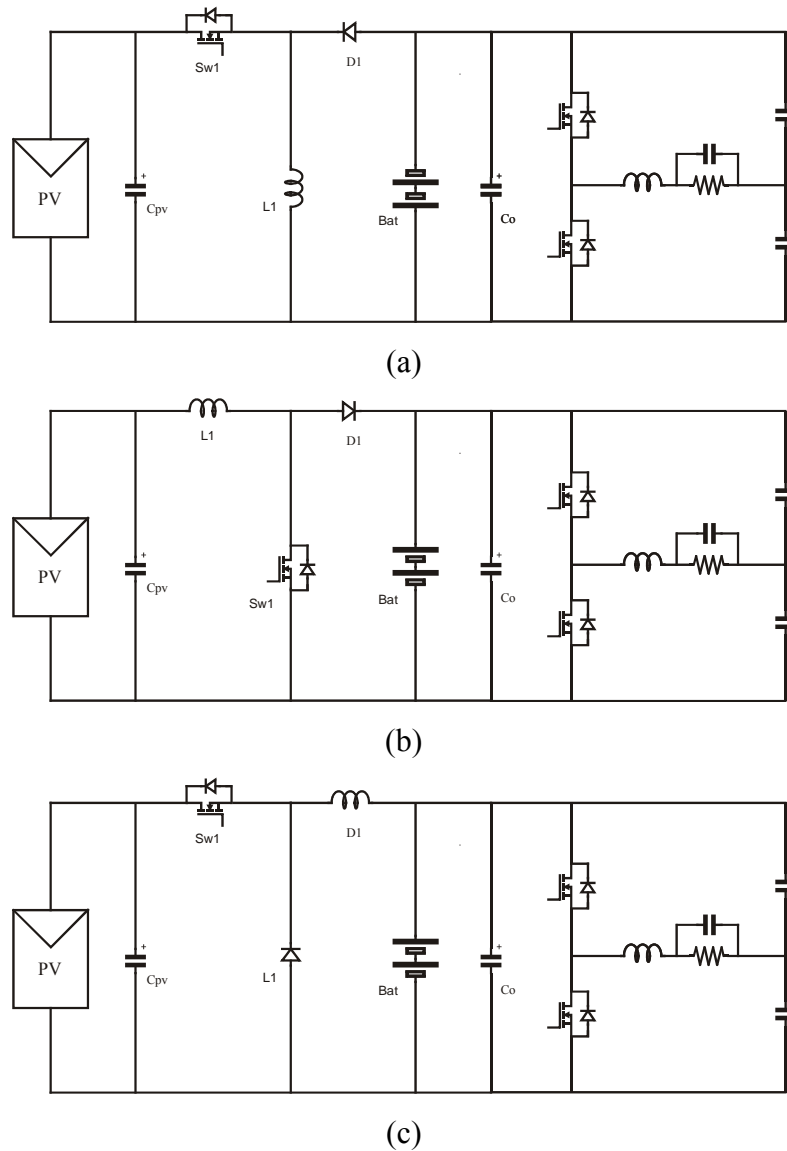


Figura 1.11 – Sistema fotovoltaico com dois estágios de conversão para diferentes tensões entre o arranjo de painéis fotovoltaicos e banco de baterias. Carregador de baterias (a) Buck-Boost, (b) Boost e (c) Buck

Nestes sistemas a topologia do conversor estático de potência que realiza a função de carregar o banco de baterias é escolhida de acordo com as tensões do arranjo dos painéis fotovoltaicos e o banco de baterias conforme Tabela 1.2 e como mostrado na Figura 1.11.

Tabela 1.2. Topologia do Carregador de Baterias de acordo com a Tensão do banco de Baterias

<i>Tensões</i>	<i>Conversor</i>
$V_{PV} = V_{bat}$	Buck-Boost
$V_{PV} < V_{bat}$	Boost
$V_{PV} > V_{bat}$	Buck

Já em [23] é apresentado um sistema fotovoltaico série com inversor multinível. O sistema é composto por sete inversores *full-bridge* em série, gerando uma tensão de saída com 15 níveis. Cada inversor *full-bridge* é conectado a um arranjo de painéis fotovoltaicos e um banco de baterias. Este sistema tem como vantagem, devido ao elevado número de níveis na tensão de saída, uma redução no filtro de saída, além de ser um sistema modular. Entretanto, o sistema apresentado não possui busca do ponto de máxima potência, o que leva a um baixo aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Conforme visto, é possível sintetizar algumas das desvantagens da utilização da configuração série em sistemas fotovoltaicos isolados com banco de baterias:

- i. Como nesta configuração o banco de baterias está em série com todo o sistema de potência, toda a energia utilizada pelo sistema circula pelo banco de baterias, reduzindo desta forma a vida útil das baterias, acarretando em um aumento nos custos de manutenção do sistema.
- ii. Em sistemas fotovoltaicos residenciais a tensão do arranjo de painéis fotovoltaicos, do banco de baterias e do barramento CC são comumente de ordens distintas, exigindo que o sistema possua três estágios de conversão. Isto resulta, além de uma menor eficiência devido ao grande número de conversores em série, um aumento no volume do sistema.

Já a configuração em paralelo tem como característica principal o emprego do banco de baterias em paralelo com o fluxo de energia do sistema, Figura 1.12.

Da mesma forma como no sistema série, este sistema fotovoltaico pode ser composto por um arranjo de painéis fotovoltaicos, um carregador de baterias, um conversor elevador, um conversor regulador, se necessário, e por último um inversor.

A diferença nesta configuração é que o conversor que realiza a carga do banco de baterias, o banco de baterias e o conversor elevador de tensão não estão em série com os demais estágios de processamento de energia.

A redução do número de estágios condicionadores de energia em série resulta em um aumento na eficiência global do sistema fotovoltaico [24].

Desta forma, esta configuração possui algumas vantagens em relação a anterior, principalmente pelo fato do banco de baterias, após estar completamente carregado, ser desconectado do sistema, podendo a carga ser alimentada apenas pela energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

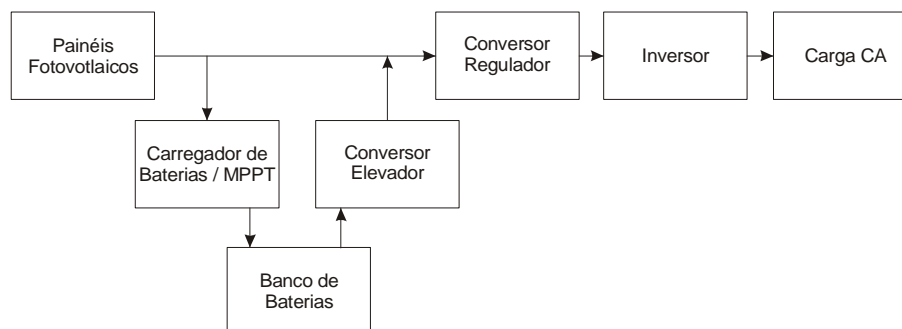


Figura 1.12 - Sistema Fotovoltaico Autônomo em Paralelo

O banco de baterias, nesta configuração, é acionado apenas quando a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é inferior a demanda exigida pela carga, evitando assim cargas e descargas desnecessárias, que acabam comprometendo a vida útil do banco de baterias.

Esta configuração também permite um melhor controle da carga do banco de baterias e, pelo fato de apenas a energia necessária para a recarga das baterias circular por elas, a sua vida útil é aumentada significativamente, comparada ao sistema série. Além disso, como a potência processada por este conversor durante a carga das baterias e o estágio de elevação de tensão são diferentes, a frequência de operação e os componentes (semicondutores) utilizados em cada modo de operação são dimensionados de acordo com a potência processada [25], e não para a potência nominal, como no caso da configuração série.

Um outro benefício da configuração em paralelo é a possibilidade da realização da recarga do banco de baterias e a elevação de tensão através de um único conversor bidirecional.

Nesta configuração, como na configuração série, diversas são as possibilidades de conversores que podem ser utilizados para o processamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, e a escolha de cada estágio de processamento de energia deve ser escolhida de acordo com as tensões do arranjo de painéis fotovoltaicos, banco de baterias e barramento CC.

Em [19] são apresentadas algumas das possibilidades para a configuração de um sistema fotovoltaico em paralelo. A Tabela 1.3 sintetizada todas as possíveis configurações de acordo com a tensão utilizada para o banco de baterias, tensão dos painéis fotovoltaicos e tensão do barramento CC.

Tabela 1.3 - Possíveis configurações para um sistema fotovoltaico paralelo

<i>Tensões</i>				<i>Conversor Bidirecional</i>	<i>Conversor Regulador</i>	
V_{Bat}	<	V_{PV}	<	V_{cc}	Buck/Boost	Boost
V_{Bat}	<	V_{PV}	=	V_{cc}	Buck/Boost	Buck-Boost
V_{Bat}	<	V_{PV}	>	V_{cc}	Buck/Boost	Buck
V_{Bat}	=	V_{PV}	<	V_{cc}	Buck-boost	Boost
V_{Bat}	=	V_{PV}	=	V_{cc}	Buck-boost	Buck-boost
V_{Bat}	=	V_{PV}	>	V_{cc}	Buck-boost	Buck
V_{Bat}	>	V_{PV}	<	V_{cc}	Boost/buck	Boost
V_{Bat}	>	V_{PV}	=	V_{cc}	Boost/buck	Buck-boost
V_{Bat}	>	V_{PV}	>	V_{cc}	Boost/buck	Buck

Na Figura 1.13, são apresentadas duas topologias de sistemas fotovoltaicos autônomos com banco de baterias encontradas em [19].

Estas topologias têm como vantagem, quando comparadas as topologias em série, o uso de um estágio de conversão dedicado ao banco de baterias, podendo obter desta forma um melhor controle nas cargas e descargas do banco de baterias, aumentando sua vida útil.

Em [26] e [27] também é proposto um sistema fotovoltaico autônomo em paralelo, com três estágios de conversão, Figura 1.14.

Neste sistema os autores utilizam o *Voltage Regulator – Battery Energy Storage System (VR-BESS)*, que consiste em uma combinação de um conversor CC-CC e um banco de baterias em uma estrutura simplificada, para realizar a busca do ponto de máxima potência, carregar o banco de baterias e manter a tensão do barramento CC constante. Esta configuração também permite que o número de chaves estáticas seja reduzido, quando comparado com o sistema proposto em [19], apresentado na Figura 1.13a, por exemplo.

Como em qualquer outro sistema, num sistema fotovoltaico é de suma importância a redução, quando possível, do número de estágios utilizados para a conversão da energia solar em energia elétrica, para a redução do volume, peso e, principalmente, aumentar a eficiência do sistema.

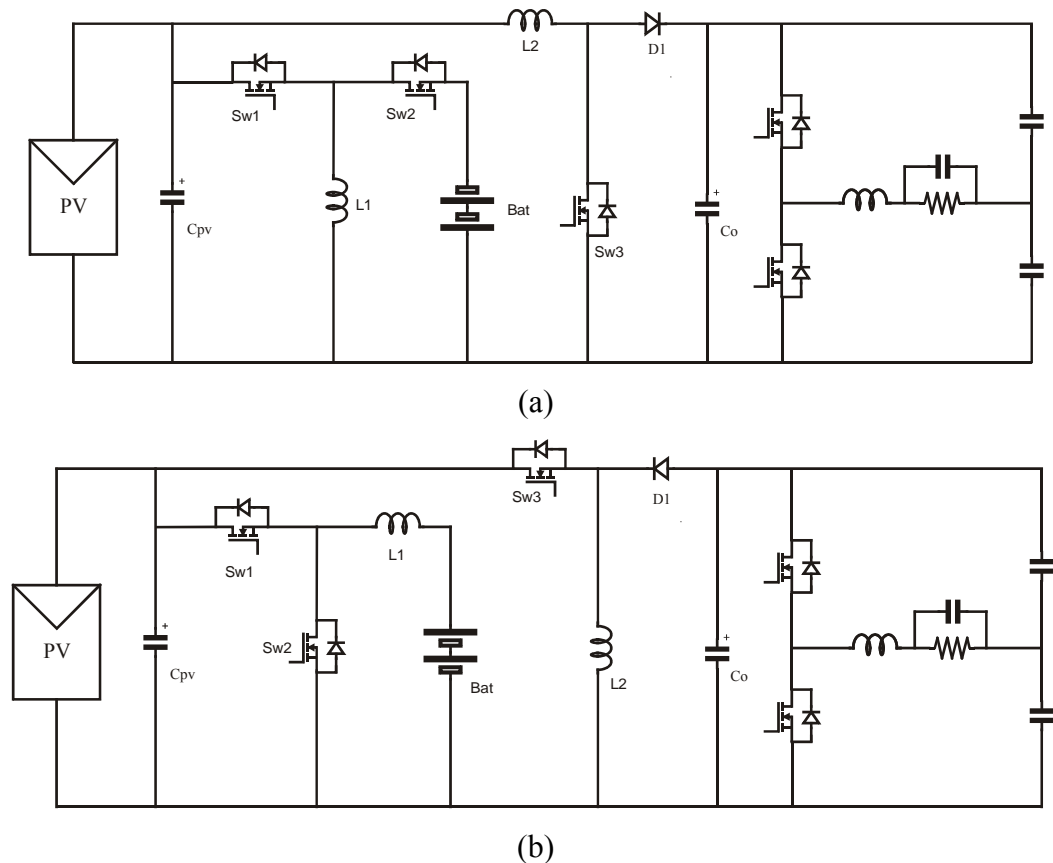


Figura 1.13 – Topologias multiestágios paralelo para sistemas fotovoltaicos com banco de baterias: (a) carregador Buck-boost, regulador Boost, (b) carregador Buck/Boost, regulador Buck-boost

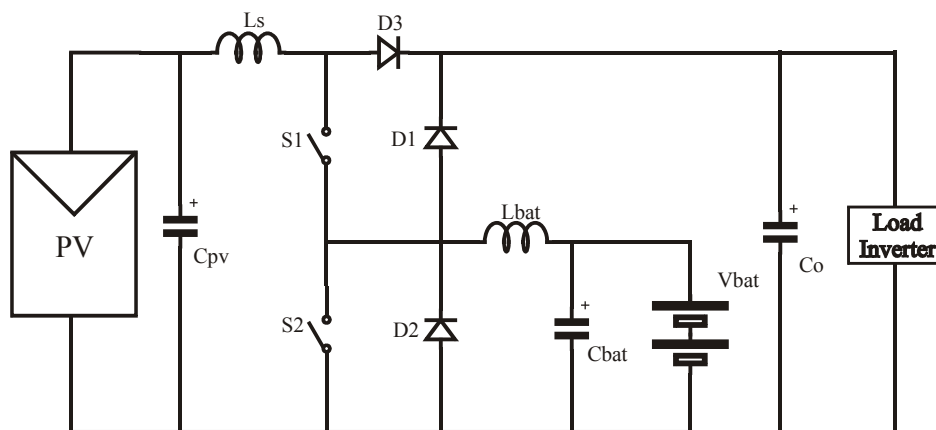
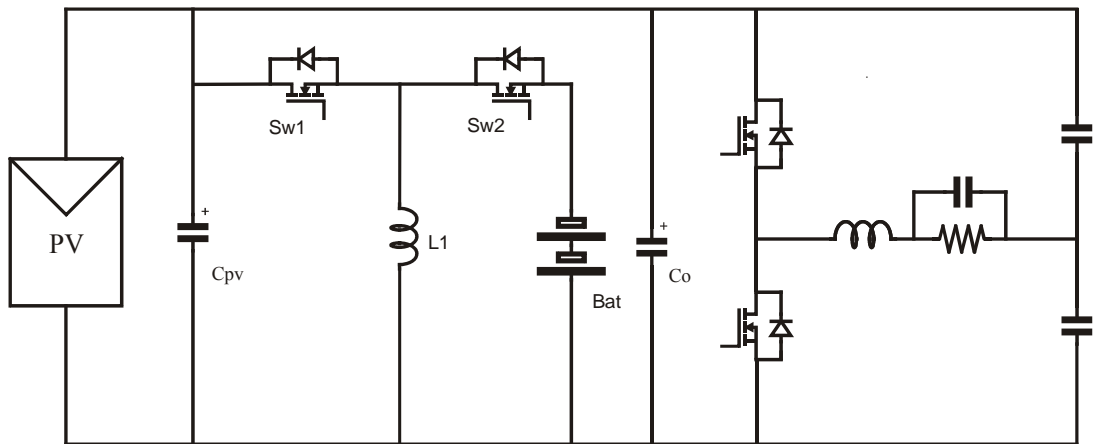


Figura 1.14 – Sistema Fotovoltaico Autônomo com VRBESS [26, 27]

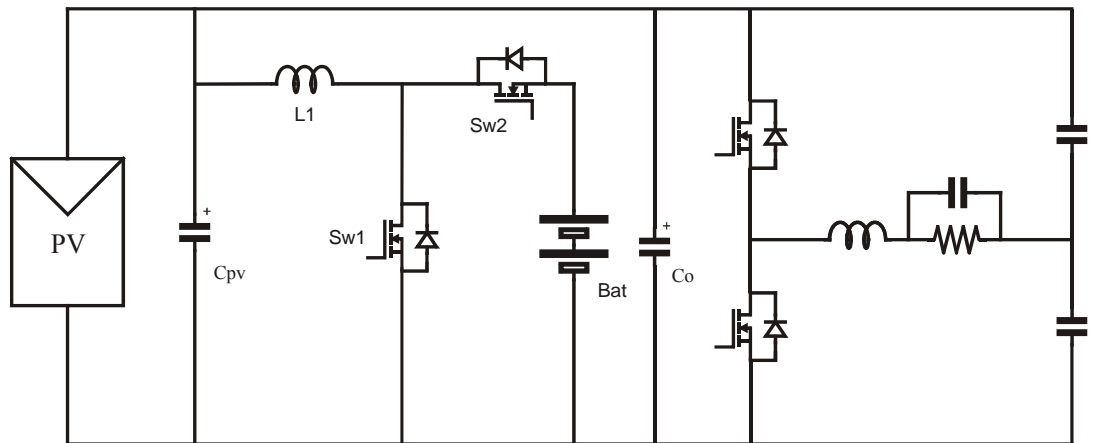
Na configuração paralela esta redução é possível quando a tensão do arranjo de painéis fotovoltaicos e do barramento CC são iguais. Neste caso, o conversor regulador, Figura 1.12, pode então ser suprimido, resultando em um sistema com apenas dois estágios de conversão.

Em [19] são apresentadas três possíveis configurações, onde apenas dois estágios de conversão são utilizados para o processamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

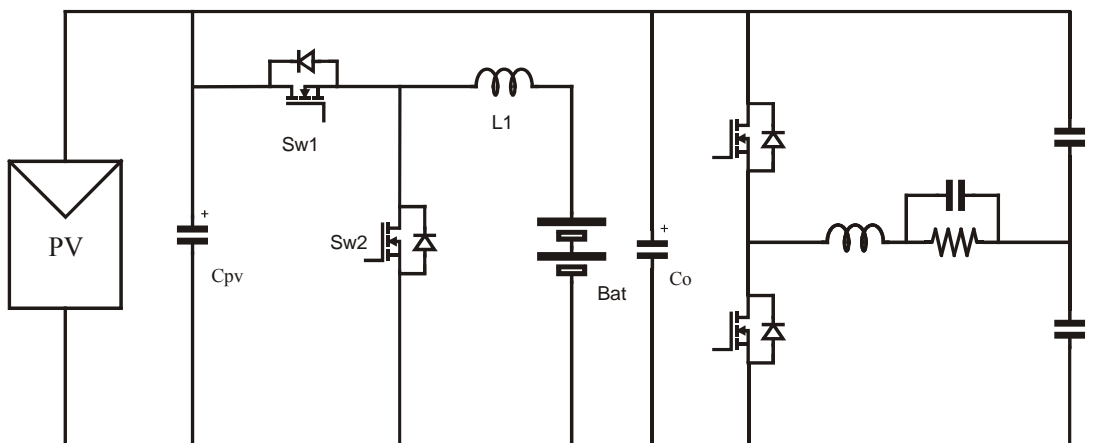
A Figura 1.15 apresenta as três configurações propostas em [19].



(a)



(b)



(c)

Figura 1.15 – Topologias multiestágios paralelo com dois estágios de conversão: (a) Buck-boost bidirecional, (b) Boost/Buck, (c) Buck/Boost

Um sistema integrado, fazendo uso de um número reduzido de chaves estáticas de potência, também é proposto em [24], Figura 1.16.

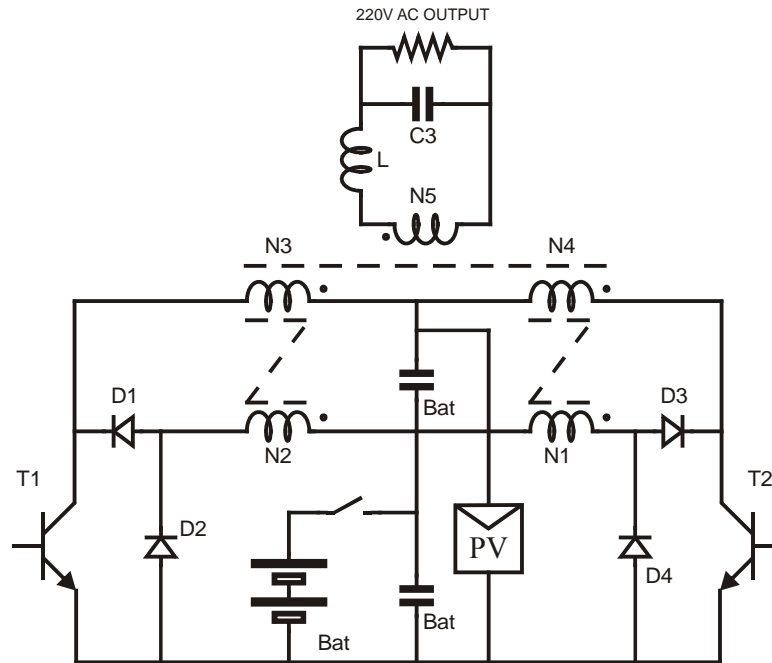


Figura 1.16 - Sistema Fotovoltaico Autonomo Integrado [24]

Esta topologia utiliza apenas duas chaves estáticas de potência, e o conversor integrado proposto é responsável pela busca do ponto de máxima potência, carga das baterias e inversão de corrente. Entretanto, a topologia apresentada necessita de um transformador em sua saída, para ajustar o nível de tensão, aumentando o volume e peso sistema e reduzindo sua eficiência.

Um problema que afeta tanto os sistemas fotovoltaicos em série e em paralelo está relacionado a configuração do arranjo de painéis fotovoltaicos.

Nas configurações citadas, com exceção do sistema proposto por [23], é utilizado um único arranjo de painéis fotovoltaicos para alimentar o sistema, onde os painéis são conectados em série e/ou paralelo, de acordo com a potência e aplicação do sistema.

Esta configuração resulta em um baixo aproveitamento da energia fornecida pelos painéis fotovoltaicos, pois a produção de energia pode ser fortemente reduzida caso um dos painéis que compõe o arranjo estiver sobre a ação de sombreamento, danificado ou até mesmo pela ação do envelhecimento, pois nestes casos a corrente gerada pelo painel é reduzida, diminuindo sensivelmente a capacidade de produção de energia das células fotovoltaicas [28].

Para solucionar este problema, sistemas com processamento descentralizado de energia estão sendo largamente empregados em sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica [29-32].

Estas configurações oferecem algumas vantagens, quando comparadas as configurações centralizadas, principalmente em casos de sombreamento/defeito de um ou mais painéis, onde esta configuração proporciona um melhor aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Entretanto, esta configuração não tem sido explorada nos sistemas fotovoltaicos autônomos, onde a modularidade além de proporcionar um melhor aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos aumentaria a confiabilidade do sistema. Isso ocorre devido ao fato de que a falha de um único conversor estático de potência não compromete por inteiro o fornecimento de energia para a carga. Esse fator é de fundamental relevância quando se trata de sistemas de fornecimento de energia instalados em localidades isoladas ou muito distantes de dos grandes centros.

Com vistas a este nicho de aplicação para os sistemas descentralizados e a grande potencialidade para utilização de sistemas fotovoltaicos autônomos no Brasil, este trabalho apresenta um sistema fotovoltaico autônomo, com processamento descentralizado de energia, baseado em conversores CC-CC conectados em série.

Este processamento descentralizado de energia permite o uso de técnicas de busca do ponto de máxima potência para um número reduzido de painéis fotovoltaicos, aumentando assim o aproveitamento da energia gerada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos, além de garantir uma maior confiabilidade para o sistema de geração.

A avaliação das potencialidades e benefícios da utilização destes sistemas é realizado através da comparação do aproveitamento de energia do estágio de entrada de um destes sistemas com um sistema tradicionalmente empregado na geração de energia elétrica em localidades isoladas através de painéis fotovoltaicos.

1.3. Organização da Dissertação

Capítulo 1 - Este capítulo introduz o tema Energia Solar Fotovoltaica, salientando sua importância e crescente aumento de sua utilização no Brasil e no mundo como forma alternativa de geração de energia elétrica. Também são apresentadas as configurações e topologias utilizadas em sistemas fotovoltaicos.

Capítulo 2 - Neste capítulo são apresentados os diversos sistemas fotovoltaicos utilizados para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica, de acordo com a sua aplicação, e os dispositivos que compõem um sistema fotovoltaico.

Capítulo 3 - Neste capítulo é apresentada uma breve descrição do funcionamento de uma célula fotovoltaica.

Também é apresentado o circuito equivalente para representação de uma célula fotovoltaica, o seu modelo matemático, bem como os principais fatores que alteram as características de funcionamento de uma célula fotovoltaica.

Capítulo 4 – Este capítulo trata do melhor aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos através do uso de técnicas de busca do ponto de máxima potência (MPPT). As principais técnicas utilizadas em sistemas fotovoltaicos são apresentadas, simuladas e comparadas.

Capítulo 5 - O capítulo 5 apresenta o sistema de conversão para aplicação em sistemas fotovoltaicos autônomos, com processamento descentralizado de energia, com suas principais características e benefícios.

Um sistema centralizado, comumente aplicado em sistemas fotovoltaicos isolados também é apresentado e discutido.

A análise do funcionamento do sistema proposto e resultados de simulação é apresentada, discutidos e comparados com os sistemas tradicionais.

Capítulo 6 – Neste capítulo são apresentados os resultados experimentais dos dois protótipos implementados em laboratório para avaliar e comparar as duas topologias de sistemas fotovoltaicos autônomos discutidos neste trabalho.

Capítulo 7 - As principais contribuições e conclusões obtidas na dissertação são sumarizadas nesta seção. Também são sugeridos tópicos para investigações futuras.

Capítulo 2

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1. Introdução

Os painéis fotovoltaicos convertem a energia do sol diretamente em energia elétrica. Esta energia gerada é disponibilizada nos terminais dos painéis fotovoltaicos na forma contínua (CC). Estes painéis podem ser conectados diretamente em cargas CC, como lâmpadas, motores e alguns refrigeradores. Entretanto, os equipamentos que funcionam a partir de uma fonte CC são bastante restritos no mercado, além de possuírem um custo relativamente elevado. Assim, os sistemas fotovoltaicos necessitam de um sistema de conversão para transformar de forma eficiente esta energia CC na forma alternada (CA), utilizada pelos aparelhos eletro-eletrônicos comumente disponibilizados comercialmente.

Uma outra característica destes sistemas é que a fonte primária dos sistemas fotovoltaicos é uma fonte intermitente e dependente de condições climáticas, fazendo com que os sistemas fotovoltaicos isolados necessitem de um sistema de armazenamento de energia. Nestes casos, um banco de baterias é utilizado para suprir as necessidades das cargas durante a noite ou em períodos de baixa ou nenhuma insolação.

Assim, um sistema fotovoltaico pode ser configurado de diversas maneiras, de acordo com a carga, sistema de armazenamento de energia e os estágios de processamento de energia.

Este capítulo descreverá os principais componentes de um sistema fotovoltaico de geração, além de uma descrição das principais configurações em que os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos.

2.2. Componentes de um Sistema Fotovoltaico

2.2.1 Painel Fotovoltaico

O painel fotovoltaico é o responsável por transformar a energia solar em energia elétrica. Ele é formado por células fotovoltaicas conectadas entre si. Cada célula fotovoltaica isoladamente tem capacidade reduzida de produção de energia elétrica, tipicamente 1,5W, correspondente a uma tensão de 0,5V e uma corrente de 3 A. Portanto, para atender a demanda de energia da maioria dos equipamentos elétricos faz-se necessário a associação de várias células, através de ligações série e paralelo, formando os painéis fotovoltaicos.

O número de células em um painel é determinado pelas necessidades de tensão e corrente da carga a alimentar. Normalmente um módulo fotovoltaico é constituído por cerca de 33 a 36 células ligadas em série, resultando em tensão suficiente para alimentar uma bateria de 12V.

As células fotovoltaicas são fabricadas, na sua grande maioria, usando o silício (Si) e podendo ser constituída de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

Silício monocristalino: Estas células são obtidas a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais. As células são obtidas por corte das barras em forma de pastilhas quadradas finas (0,4-0,5 mm de espessura). O limite teórico da conversão da luz em energia elétrica para esta tecnologia é de 27%, porém em produtos comerciais são encontrados valores limitados a faixa de 12 a 16%. Devido às quantidades de material utilizado e a energia envolvida no processo de fabricação deste tipo de célula, esta tecnologia apresenta grandes barreiras na redução dos custos, mesmo com a sua produção em grande escala.

Silício policristalino: Estas células são produzidas a partir do mesmo material que as células do tipo monocristalinas, porém ao invés de formar uma única barra de cristal forma-se uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. A presença desta superfície reduz a eficiência destas células. Na prática, células com eficiência praticamente iguais as de monocristalino são encontradas, porém a energia envolvida no processo de fabricação das células policristalinas é menor.

Silício amorfo: Estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal. A sua eficiência na conversão de luz solar em eletricidade varia entre 5% e 7%. A grande vantagem desta tecnologia é a sua alta

flexibilidade. Os painéis fotovoltaicos são confeccionados em forma de mantas, que podem facilmente ser moldadas sobre telhados e em fachadas de construções.

2.2.2 Baterias

Em sistemas fotovoltaicos autônomos faz-se indispensável a utilização de um sistema de armazenamento de energia. Para isso, são comumente empregados bancos de baterias, que são dimensionados de acordo com a potência e a confiabilidade do sistema.

Nos sistemas fotovoltaicos a bateria serve, então, para armazenar a energia produzida e não consumida em períodos de excesso de insolação, para que possa ser posteriormente utilizada em períodos de baixa insolação ou durante a noite, ou seja, garantir o fornecimento constante de energia.

O banco de baterias, nestes sistemas, acaba se tornando um dos componentes mais caros do sistema [6, 33, 34], podendo representar até 15% [35] dos custos iniciais para a instalação do sistema fotovoltaico, ou até mesmo 46% [35] se forem considerados os custos de manutenção do sistema. Este aumento nos custos se dá principalmente pelo fato das baterias possuírem vida útil muito inferior aos demais componentes do sistema fotovoltaico.

As baterias empregadas em sistemas fotovoltaicos estão sujeitas às mais diversas condições operacionais, devido à geração não-linear de energia pelos painéis fotovoltaicos. Como principais cenários, pode-se citar:

- Cargas e descargas irregulares, devido à variação de radiação solar durante o dia;
- Descargas com corrente de baixa intensidade;
- Cargas escassas, devido à ausência de sol por vários dias.

Pelo fato de a maioria dos sistemas fotovoltaicos estarem instalados em localidades isoladas ou de difícil acesso, as baterias destinadas a essa aplicação devem apresentar um alto rendimento energético, confiabilidade e mínima necessidade de manutenção.

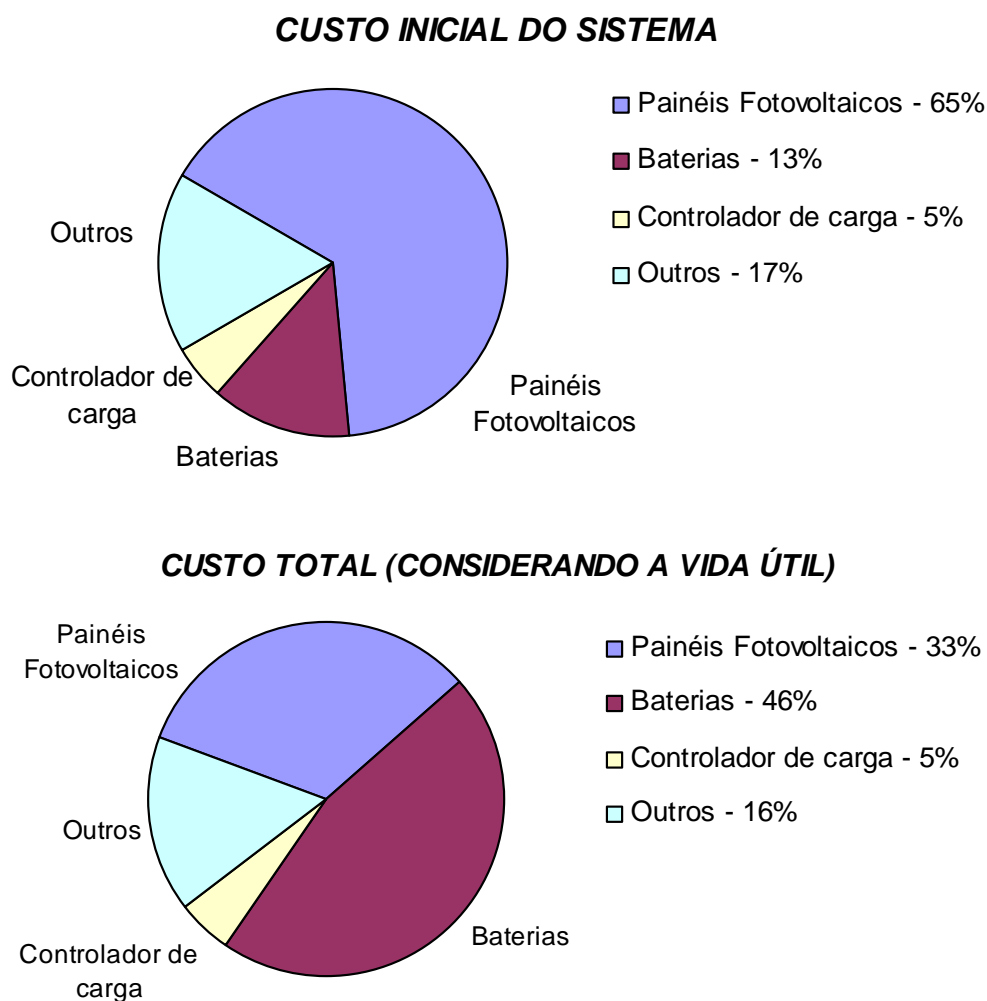


Figura 2.1. Custos dos componentes de um Sistemas Fotovoltaico [35]

2.2.2.1 Tecnologias empregadas em sistemas fotovoltaicos

A bateria chumbo-ácido é a mais utilizada para armazenamento de energia nos sistemas fotovoltaicos, absorvendo mais de 90% do mercado [36], devido principalmente ao seu baixo custo em comparação outros tipos de baterias e a sua grande disponibilidade no mercado em uma larga faixa de capacidades [37].

As baterias chumbo-ácido são formadas por uma placa de peróxido de chumbo (PbO^2) e uma placa de chumbo (Pb), denominados elementos ou células, imersas em uma solução de ácido sulfúrico (H_2SO_4) [38]. Ambas as placas positiva e negativa podem apresentar certa porcentagem de antimônio (Sb) em sua composição. A principal razão em utilizar esse elemento nas placas é que ele aumenta, significativamente, a vida útil da bateria sem trazer grandes prejuízos para a operação global [38]. Outro composto que pode ser utilizado

juntamente com o chumbo em uma liga é o cálcio, que minimiza a taxa de gaseificação a ponto de não ser necessário preencher o eletrólito regularmente com água [39].

Os elementos são interligados convenientemente no interior da bateria de forma a definir sua tensão e capacidade nominal. A tensão nominal de um elemento de uma bateria Chumbo-ácido é 2V.

A capacidade nominal de uma bateria é definida para um regime de descarga de 10 horas com corrente constante, à temperatura de 25°C, até a tensão final de 1,75V por elemento [36].

Um parâmetro importante na escolha de uma bateria chumbo-ácido é sua profundidade de descarga. A profundidade de descarga define o percentual em relação a sua de capacidade nominal que uma bateria pode fornecer sem que seja comprometida sua vida útil [36]. Existem baterias chumbo-ácido de baixa profundidade de descarga, empregadas principalmente em automóveis, e baterias de alta profundidade de descarga, que são as mais indicadas para aplicação nos sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica [37].

Um outro problema relacionado com o processo de descarga da bateria, que contribui para degradação da vida útil das baterias chumbo-ácido é a sulfatação. A sulfatação é a formação de cristais de sulfato de chumbo nas placas dos elementos. Os cristais vão acumulando sobre as placas formando uma barreira entre o eletrólito e o material ativo das placas. Para minimizar a sulfatação deve-se evitar manter a bateria descarregada por longos períodos de tempo, carregamentos parciais prolongados e a operação contínua em temperaturas acima de 45°C [37].

O resumo das principais características das baterias chumbo-ácido é apresentado na tabela abaixo.

Tabela 2.1. Resumo das características da bateria chumbo-ácido

<i>Custo (US\$/Wh)</i>	65-196
<i>Eficiência (%)</i>	80-94
<i>Auto descarga (%/mês)</i>	1-4
<i>Vida útil</i>	100-1500 ciclos (3-15 anos)
<i>Capacidade (Ah)</i>	5-6000
<i>Potência</i>	até 10 MW
<i>Densidade de energia (Wh/kg)</i>	35-40

Outro tipo de bateria também empregada nos sistemas geração de energia elétrica fotovoltaicos são as baterias níquel-cádmio. Essas baterias apresentam uma estrutura física

semelhante à das baterias chumbo-ácido. Porém, nessa tecnologia, utiliza-se hidróxido de níquel para as placas positivas e óxido de cádmio para as placas negativas. O eletrólito é o hidróxido de potássio (tão prejudicial quanto o ácido sulfúrico das células chumbo-ácido [39]), sendo que sua principal função é transferir cargas elétricas entre os eletrodos, diferentemente do eletrólito da bateria chumbo-ácido, que participa das reações.

Atualmente, possuem apenas uma pequena parcela do mercado, devido ao seu alto custo. O metal cádmio é raro e tóxico, tornando o processo de fabricação do acumulador mais complexo.

Em comparação com as baterias chumbo-ácido as baterias níquel-cádmio são menos afetadas por sobrecargas e podem ser totalmente descarregadas, não estando sujeitas a sulfatação e o seu carregamento não sofre influência da temperatura.

Assim, esta bateria tem como principal nicho de aplicação localidades de temperaturas extremamente baixas, onde o funcionamento das baterias chumbo-ácido é extremamente afetado.

As características destas baterias são apresentadas de forma resumida na tabela, Tabela 2.2.

Tabela 2.2. – Resumo das características da bateria níquel-cádmio

<i>Custo (US\$/Wh)</i>	290-4180
<i>Eficiência (%)</i>	60-83
<i>Auto descarga (%/mês)</i>	5-40
<i>Vida útil</i>	500-3000 ciclos
<i>Capacidade (Ah)</i>	até 350
<i>Potência</i>	1-100 kW
<i>Densidade de energia (Wh/kg)</i>	40-1300

2.2.3 Controlador de Carga

Controladores de carga são dispositivos eletrônicos que controlam o fluxo de potência entre os painéis fotovoltaicos, as baterias e a carga.

Os controladores devem desconectar o arranjo de painéis fotovoltaicos quando a bateria atinge carga plena e interromper o fornecimento de energia à carga quando o estado de carga da bateria atingir um limite crítico [39], determinado pelo fabricante.

Existem basicamente dois tipos de controladores de carga: série e paralela (shunt) [40].

As configurações shunt e série se diferenciam pela forma que o controlador utiliza para desconectar os painéis fotovoltaicos da bateria quando esta atingir plena carga [39].

Um controlador de carga com características série, Figura 2.2, desconectará o arranjo de painéis fotovoltaicos quando o banco de baterias atingirem plena carga.

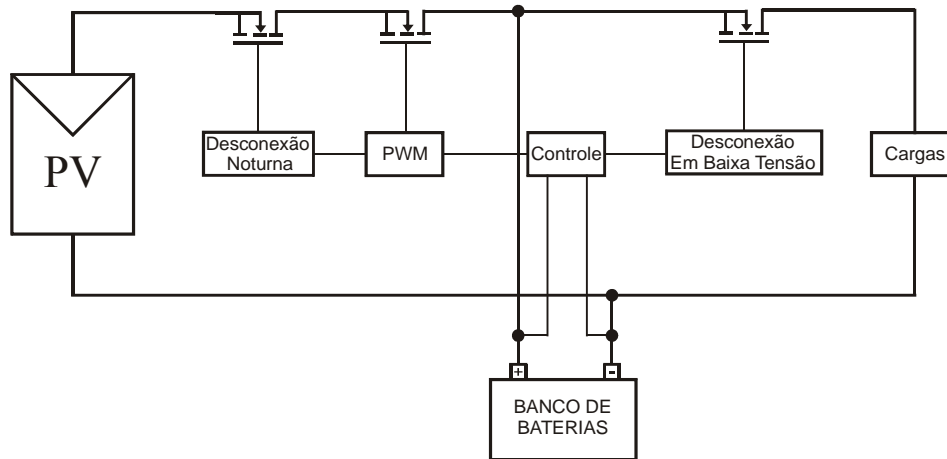


Figura 2.2. Controlador de Carga Série

Já um controlador de carga com características “shunt”, Figura 2.3, irá curto-circuitar os terminais do painel fotovoltaico. Isso é possível porque os painéis fotovoltaicos podem operar curto-circuitados sem qualquer problema, mas um diodo é necessário para evitar um curto-circuito na bateria.

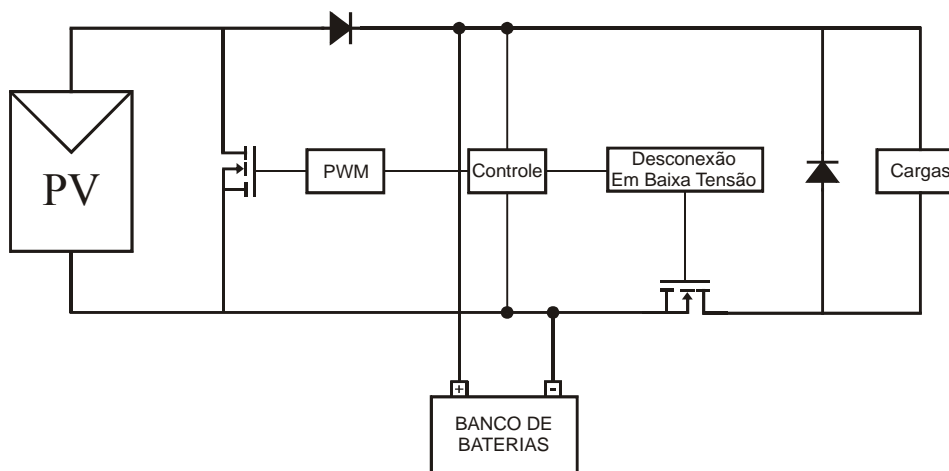


Figura 2.3. Controlador de Carga "Shunt"

Uma pesquisa envolvendo 85 controladores de carga de 14 fabricantes, apresentada em [40], constatou que 60% dos controladores pesquisados apresentavam configuração série, 16% configuração “shunt” e os demais 24% uma configuração mista, onde o diodo de bloqueio utilizado na configuração “shunt” é substituído por um segundo transistor, ou seja, o circuito passa a trabalhar simultaneamente como um controlador série e paralelo.

A baixa ocorrência do circuito elétrico por chaveamento em paralelo pode ser explicada a partir de algumas vantagens que a “configuração em série” possui em relação ao circuito “shunt”, como especificado a seguir [40]:

- O elemento de controle (MOSFET), nessa configuração, necessita de um nível de tensão aplicada (sobretensão transitória) menor, para todas as suas fases de operação, ou seja, o mesmo é submetido a um nível menor de “stress”;

- Permite a eliminação do diodo de bloqueio (“Schottky”), o que proporciona vários benefícios, tais como: menor queda tensão e aquecimento do circuito como um todo, eliminação da corrente de fuga reversa, por um diodo de bloqueio.

2.2.4 Inversores

Os painéis fotovoltaicos geram energia na forma CC, ou seja, corrente contínua. Entretanto, a maioria dos equipamentos eletroeletrônicos comercialmente encontrados necessita de energia na forma CA. Para isso, faz-se necessário a utilização de inversores entre a carga e o sistema fotovoltaico para adequar a energia gerada pelos painéis à forma comercial (tensões de 110VCA ou 220VCA, na frequência de 60 Hz).

Os inversores podem ser classificados de acordo com o tipo da tensão CA produzida em sua saída, como segue [39]:

a) Inversores de onda quadrada: Fornecem uma saída CA com harmônicos elevados e pequena regulação de tensão. A onda quadrada é obtida alternando-se a tensão e a corrente.

Estes inversores são tipicamente mais baratos, porém não são recomendados aplicações com cargas indutivas [39].

b) Inversores de onda quadra modificada ou retangular: Trata-se de uma versão melhorada dos inversores de onda quadrada, ou seja, chaveamentos adicionais são feitos para que a forma de onda se aproxime de uma senoidal, diminuindo assim a quantidade de harmônicos. São adequados para uso com diversos tipos de cargas tais como, lâmpadas, equipamentos eletrônicos e a maioria dos motores elétricos [39].

c) **Inversores de onda senoidal:** São geralmente mais caros, entretanto, são os inversores que produzem uma tensão de saída e desempenho mais adequados, distorção harmônica muito baixa, e podem alimentar qualquer aparelho CA. Utilizam normalmente a técnica PWM com uma filtragem posterior [39].

Os inversores, como qualquer outro componente de um sistema fotovoltaico, devem dissipar o mínimo de potência, produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica, quando o sistema estiver conectado à rede elétrica [39].

Normalmente, a eficiência dos inversores varia entre uma faixa de 50 a 90% para operação em condições nominais.

Os inversores são dimensionados considerando-se basicamente os seguintes fatores:

- A potência elétrica que deverá ser fornecida em condição normal de operação;
- A potência de pico necessária para suprir cargas que requeiram uma energia elétrica momentânea maior do que a nominal, por exemplo, um motor para entrar em funcionamento precisa de 7 a 10 vezes a corrente nominal por um breve período de tempo;
- A tensão de alimentação CC e a faixa variação admitida

2.3. Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em 3 principais categorias:

- Sistemas conectados à rede (*Grid Connection*);
- Sistemas híbridos (*Hybrid System*) e;
- Sistemas isolados (*Stand Alone*).

A opção por qualquer uma das configurações, acima citada, dependerá da aplicação do sistema e disponibilidade de recursos energéticos.

Cada configuração poderá ser de complexidade variável e fazer uso de diferentes números de componentes e fontes geradoras.

2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Estes sistemas geralmente utilizam um número elevado de painéis fotovoltaicos, e não utilizam armazenamento de energia, pois toda a geração é entregue diretamente à rede. Representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual esta conectada.

O arranjo de painéis fotovoltaicos é conectado diretamente a inversores e logo em seguida à na rede elétrica.

Sistemas como este, estão se tornando mais populares, principalmente nos países europeus onde as grandes companhias elétricas, utilizam a geração distribuída para tardar e muitas vezes até evitar a extensão e construção de novas redes elétricas.

Estes sistemas exigem certa complexidade no projeto dos inversores, uma vez que devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada.

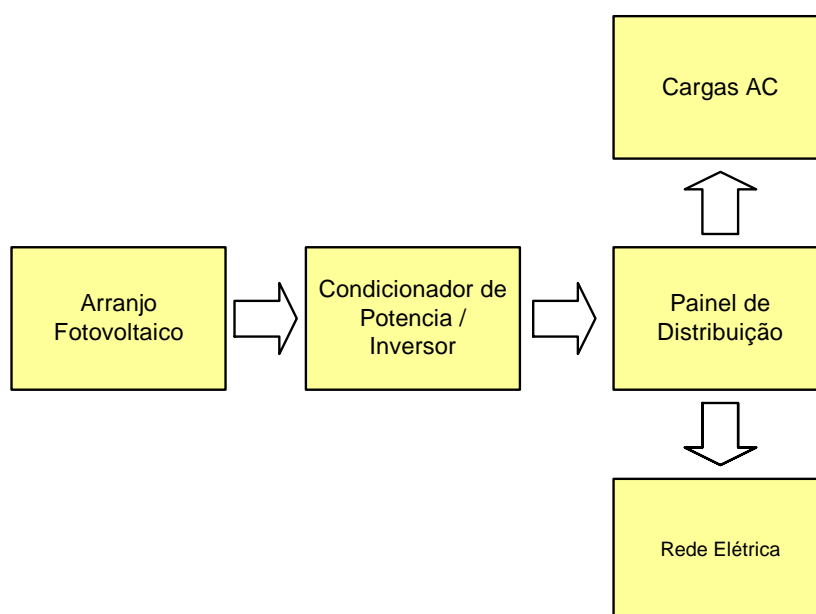


Figura 2.4. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica

2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

Os sistemas híbridos apresentam mais de uma fonte de geração de energia como, por exemplo: turbinas eólicas, geração diesel, células de combustível, módulos fotovoltaicos entre outras.

Com a utilização de várias formas de geração de energia elétrica o tamanho do arranjo fotovoltaico pode ser reduzido, juntamente com a capacidade do banco de baterias, pois a outra forma de geração (ou outras) garante o fornecimento de energia elétrica para a carga durante a noite ou em períodos de pouca insolação.

A definição do número de painéis fotovoltaicos, da capacidade do banco de baterias e das demais fontes geradoras é realizada no sentido de reduzir os custos de combustível e manutenção.

Muitas vezes, os sistemas fotovoltaicos são adicionados a sistemas de geração à diesel pré-existentes com o intuito de diminuir os custos do transporte deste combustível e melhorar a qualidade da energia fornecida aos consumidores [41, 42].

Esta configuração torna-se complexa, pois necessita de um controle para otimização do uso de todas as fontes de energia para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário. Um diagrama de blocos de um sistema híbrido é apresentado na Figura 2.5:

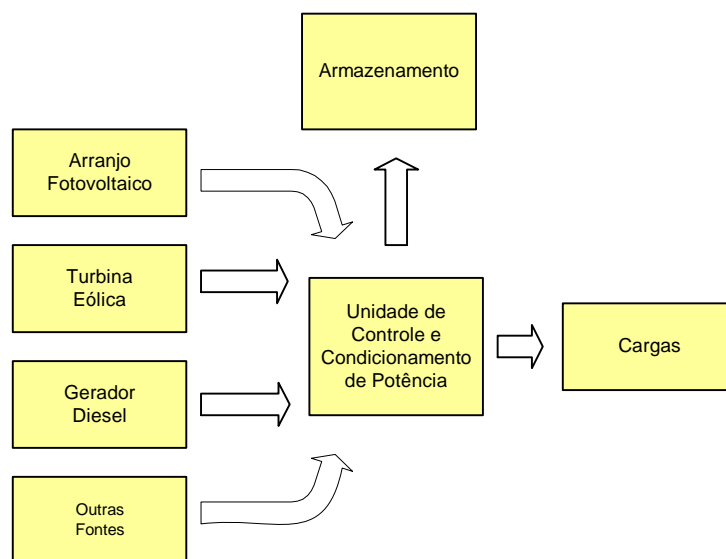


Figura 2.5. Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

2.3.3 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Nesta configuração a carga é suprida apenas pelos painéis fotovoltaicos. É comumente empregada em situações em que a extensão da rede elétrica ou o emprego de outra forma de geração de energia se torna muito oneroso.

Como visto em [43, 44] para pequenas localidades distantes mais de 3Km da rede convencional de energia elétrica, a geração através de painéis fotovoltaicos é a opção mais vantajosa.

Os sistemas isolados são divididos basicamente em 4 grupos, de acordo com a carga a ser suprida e a utilização ou não de armazenamento de energia, como segue:

- Carga CC sem armazenamento de energia;
- Carga CC com armazenamento de energia;
- Carga CA sem armazenamento de energia;
- Carga CA com armazenamento de energia.

2.3.3.1 Carga CC sem armazenamento de energia

Este é a configuração mais simples de um sistema isolado. A carga CC é diretamente conectada a saída do módulo, ou arranjo fotovoltaico e nenhum sistema de condicionamento ou armazenagem de energia é empregado.

Geralmente empregado em sistemas de bombeamento de água, em que não há necessidade de um fornecimento contínuo de energia.

Este modo de configuração do sistema apresenta o problema de não aproveitar toda a capacidade de fornecimento de potência do arranjo fotovoltaico, pois como já citado nas seções anteriores, a alteração das condições climáticas desloca o ponto de máxima potência sobre a curva característica $I \times V$, e sem um sistema que garante o funcionamento do sistema sobre esse ponto, a eficiência do mesmo será reduzida.

Uma alternativa para melhorar o desempenho do sistema fotovoltaico é o emprego de um sistema de condicionamento de energia que garanta o funcionamento do sistema sobre o ponto onde a máxima potência é alcançada.

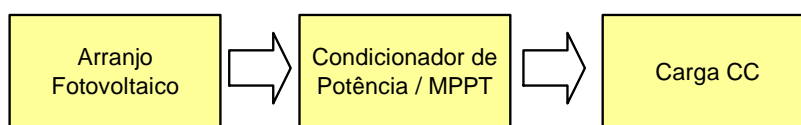


Figura 2.6. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CC sem Armazenamento de energia

O objetivo das técnicas de MPPT (maximum power point tracking) é mover a corrente de operação do painel fotovoltaico próximo ao ponto de máxima potência sob variações meteorológicas. A utilização destas técnicas garante um aumento na eficiência do sistema fotovoltaico em até 25% [45] [34].

Uma análise econômica deve ser realizada para cada caso, verificando se o aumento da eficiência da conversão de energia justifica o acréscimo de um estágio de condicionamento de energia ao sistema.

2.3.3.2 Carga CC com armazenamento de energia

Esta configuração é empregada em casos em que se deseja fornecer energia elétrica à cargas sem a geração fotovoltaica simultânea, como por exemplo: iluminação, televisor, sistemas de comunicação. O excedente de energia que é gerado durante o dia é armazenado

em baterias para que possa ser utilizada durante a noite ou em períodos chuvosos e de pouca luminosidade.

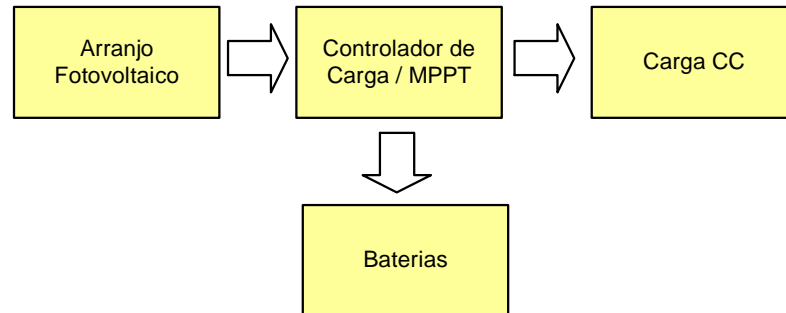


Figura 2.7. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CC com Armazenamento de Energia

A esta configuração deve ser agregado um controlador de carga, para proteger o banco de baterias contra sobrecargas ou descargas profundas, aumentando a vida útil das baterias. Também, como no caso anterior, um sistema de condicionamento de energia que garanta a operação do sistema sob o ponto de máxima potência pode ser agregado ao sistema garantindo um melhor aproveitamento da potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos.

2.3.3.3 Carga CA sem armazenamento de energia

Este sistema é empregado quando equipamentos CA são utilizados como carga. Para isto, basta a inclusão de um inversor entre o sistema de geração fotovoltaica e a carga, como visto na Figura 2.8.

Como para o caso dos sistemas CC sem armazenamento de energia, a carga será suprida de energia elétrica somente durante o período de insolação.

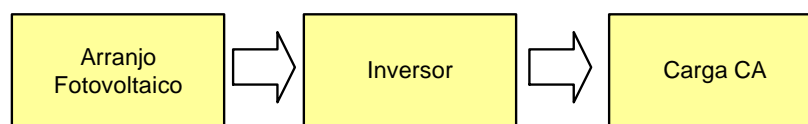


Figura 2.8. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CA sem armazenamento de energia

Esta configuração tem seu desempenho prejudicado, uma vez que não há um controle da tensão no barramento CC (entrada do inversor), a qual fica dependente do nível de tensão gerada pelos painéis fotovoltaicos, que é função das variações climáticas (temperatura e irradiação solar).

Para melhorar a eficiência desta configuração podem ser incluídos entre o arranjo de painéis e o inversor um estágio CC-CC e um banco capacitivo, proporcionando o controle da tensão no barramento CC. Além disto, este estágio CC possibilita também o funcionamento do sistema sob o ponto de máxima potência, possibilitando um melhor aproveitamento da energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos.

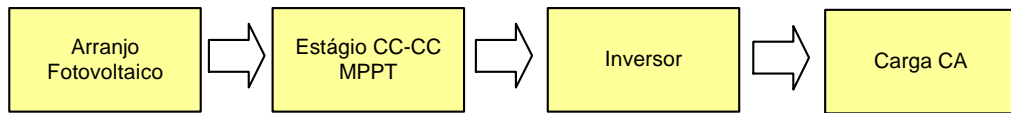


Figura 2.9. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CA e MPPT

2.3.3.4 Carga CA com armazenamento de energia

Esta configuração se diferencia da anterior por possuir um banco de baterias que armazena a energia que é produzida em excesso pelos módulos fotovoltaicos durante o dia, permitindo a utilização de cargas durante a noite ou em períodos de baixa luminosidade.

Este sistema é muito utilizado em residências isoladas, que utilizam eletrodomésticos convencionais.

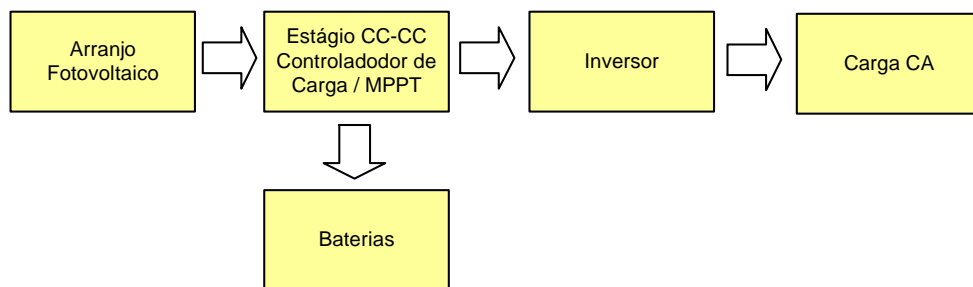


Figura 2.10. Sistema Fotovoltaico Isolado com Carga CA, Armazenamento de energia e MPPT

Para esta configuração, o estágio CC-CC, empregado entre o arranjo fotovoltaico e o inversor, além de garantir um controle da tensão do barramento CC de entrada do inversor e o funcionamento do sistema sob o ponto de máxima potência, deve garantir uma carga eficiente do banco de baterias e protegê-los contra sobrecargas e descargas profundas.

O sistema com carga CA e armazenamento de energia em baterias, descrito anteriormente, será o utilizado nesse estudo.

2.4. Topologias Empregadas em Sistemas Fotovoltaicos.

Uma outra classificação que é realizada nos sistemas fotovoltaicos é de acordo com o configuração (disposição) do(s) arranjo(s) de painéis fotovoltaicos e estágios de conversão que compõem o sistema de geração de energia elétrica. Esta classificação é feita em cinco famílias topológicas: *Central Inverters*, *Module Integrated* ou *Module Orientated Inverters*, *Multi String Inverters* e *Team Concept*.

2.4.1 Central Inverters

Este arranjo topológico foi o primeiro a ser utilizado em sistemas fotovoltaicos, e continua até hoje sendo utilizada em grande escala [29].

Esta configuração se caracteriza por possuir apenas um único inversor, responsável pela inversão da corrente CC [31, 46].

Todos os painéis do sistema são ligados em série, criando uma fonte de tensão elevada e, posteriormente ligada via conexão CC ao inversor [31, 46].

Esta topologia possui como grande desvantagem a utilização de apenas um sistema de busca do ponto de máxima potência (MPPT) [29-31]. Isto resulta em baixa eficiência em sistemas de grande potência, onde a área utilizada pelos painéis fotovoltaicos é elevada e o sombreamento de alguns painéis pode influenciar na eficiência do sistema como um todo. Outra desvantagem é a utilização de cabos com corrente CC o que pode reduzir a segurança das instalações [30, 31]. Porém este é um sistema robusto [29] e de elevado rendimento.

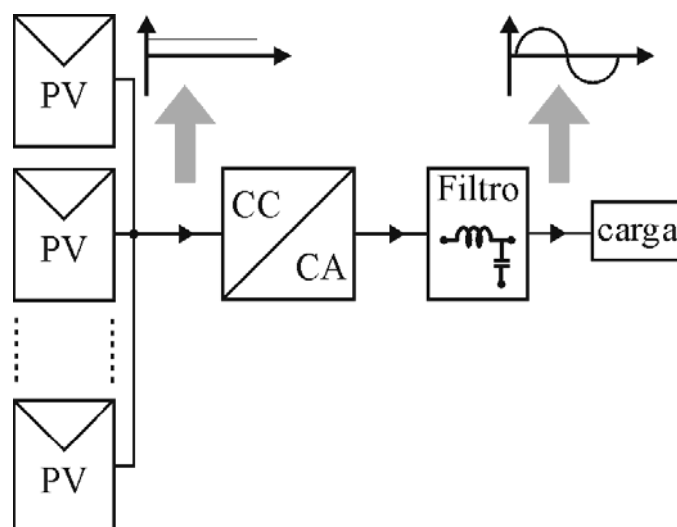


Figura 2.11. Central Inverter

2.4.2 *Module Integrated ou AC Module*

Nesta topologia o sistema é conectado diretamente a apenas um painel fotovoltaico [31] ou a um pequeno grupo de painéis, formando um arranjo de até 500W com tensão entre 30 e 150V [29].

Posteriormente todos os inversores são ligados em paralelo e colocados junto à carga. A baixa tensão de entrada do sistema exige a utilização de um transformador ou conversor elevador para o ajuste da tensão de saída de acordo com as exigências da carga [29, 47], elevando os custos do sistema.

A vantagem desta topologia em relação a sua precursora é a possibilidade de utilização de um sistema MPPT para cada painel [48] ou pequeno grupo de painéis fotovoltaicos, maximizando a potência entregue à carga e elevando a simplicidade de projeto e instalação, pois pode ser utilizado um conversor padrão para todo o sistema. Esta padronização do sistema leva também a uma redução dos custos do sistema, pois os conversores podem ser produzidos em larga escala.

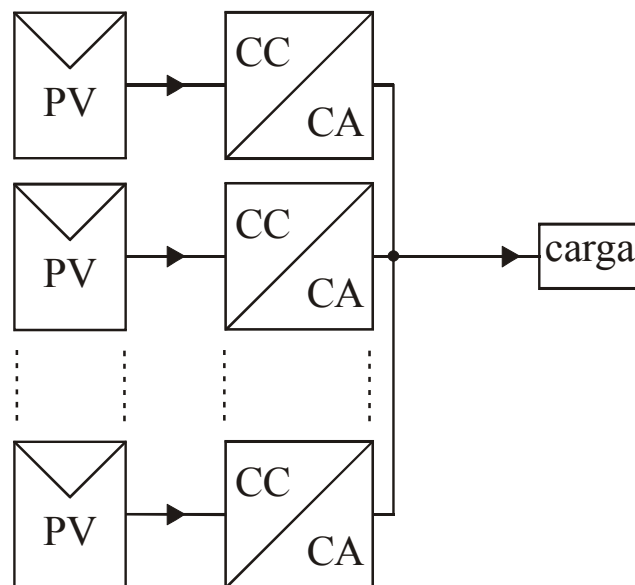


Figura 2.12. *Module Integrated*

2.4.3 *Multi String Inverters*

Esta topologia apresenta conversores CC-CC de baixa potência diretamente conectados a pequenos arranjos de painéis fotovoltaicos. Estes conversores são conectados em série e posteriormente ligados a um único inversor [29, 31, 46, 48].

Cada arranjo possui seu próprio sistema de busca do ponto de máxima potência (MPPT) [29, 31], maximizando a energia entregue a carga e possibilitando a instalação dos painéis fotovoltaicos em diferentes orientações, facilitando a sua instalação em fachada de prédios.

Como os conversores CC-CC são de baixa potência, semicondutores de baixa potência largamente utilizados na indústria podem ser aplicados, reduzindo os custos das chaves.

A facilidade de expansão do sistema utilizando esta topologia é uma de suas principais características. Para expandir o sistema apenas um novo arranjo de painéis fotovoltaicos, juntamente com seu conversor CC-CC, deve ser adicionado [29, 46], desde que o inversor empregado na saída dos conversores tenha sido projetado para suportar este acréscimo de potência.

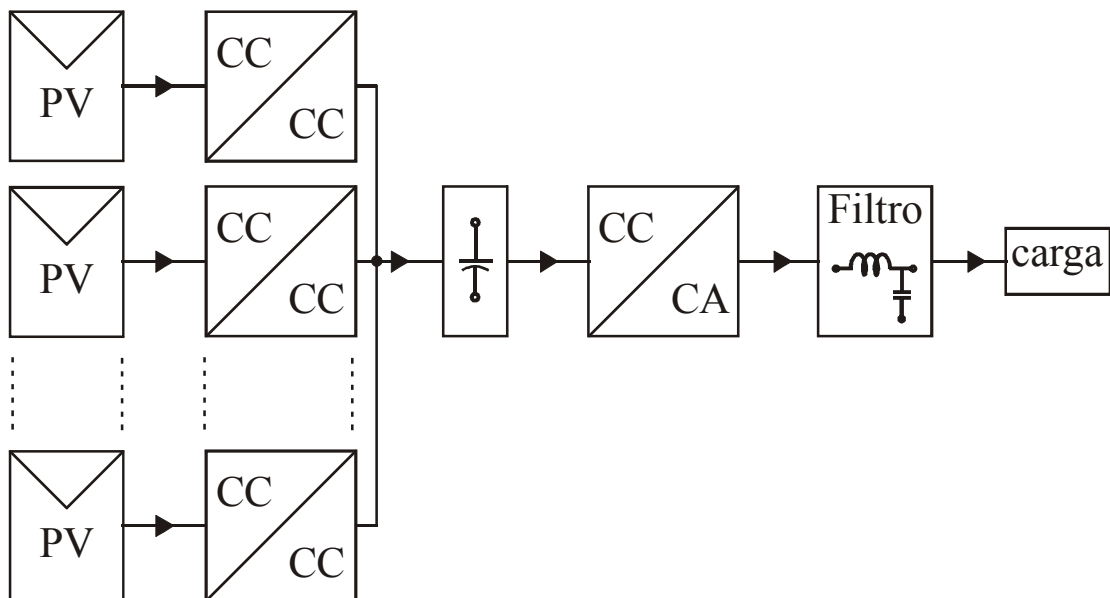


Figura 2.13. *Multi String Inverter*

2.4.4 *Team Concept*

A topologia *team concept*, Figura 2.14, busca o melhor aproveitamento da eficiência dos inversores através de sua utilização próximo a potência nominal para a qual foi projetado.

Nesta topologia os painéis fotovoltaicos são ligados a conversores CC-CA como na topologia “*module integrated*”, mantendo a vantagem de cada grupo de painéis possuir seu próprio MPPT.

Quando o sistema opera sob baixa radiação solar todos os painéis são ligados a um único inversor, fazendo com que este trabalhe próximo de sua potência nominal, aumentando sua eficiência [29, 30].

Com o aumento da radiação solar o arranjo de painéis fotovoltaicos é distribuído novamente em pequenas “strings”, até que todos os inversores operem normalmente.

A utilização deste sistema aproveita todas as vantagens da topologia “module integrated”, porém o sistema de controle exige um grau maior de complexidade.

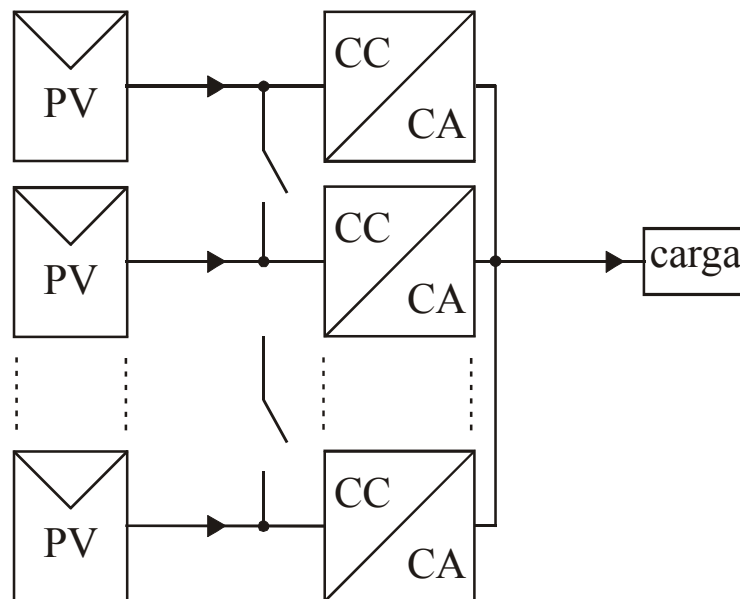


Figura 2.14. Team Concept

2.5. Conclusões

Este capítulo apresentou os principais componentes de um sistema fotovoltaico, suas características de construção e funcionamento.

O estudo apresentado definiu as baterias chumbo-ácido como mais indicadas para o uso em sistemas fotovoltaicos, principalmente pelo seu baixo custo, exceto em localidades onde temperaturas negativas são atingidas com frequência, pois pode ocorrer o congelamento do eletrólito, danificando a bateria. Este componente tem papel fundamental na definição dos custos de um sistema fotovoltaico autônomo, principalmente nos custos de manutenção destes sistemas.

Verificou-se também que há um grande número de possibilidade nas configurações e topologias a serem utilizadas em sistemas fotovoltaicos, onde as características da aplicação determinarão qual a melhor configuração para o sistema fotovoltaico deverá ser utilizado.

Capítulo 3

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. Introdução

Neste capítulo é apresentada a descrição do funcionamento de uma célula fotovoltaica a partir do efeito fotovoltaico.

Além disso, os circuitos equivalentes para a representação de uma célula fotovoltaica, o seu modelo matemático e como alguns fatores meteorológicos alteram as características de funcionamento de uma célula fotovoltaica.

O modelo elétrico de um painel fotovoltaico também é simulado e a curva característica obtida é comparada com a curva fornecida pelo fabricante de um painel fotovoltaico disponibilizado comercialmente.

3.2. Efeito Fotovoltaico

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje, sem sombra de dúvidas, uma das alternativas energéticas mais promissoras para se enfrentar os desafios do novo milênio [39, 49].

A Energia Solar Fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade. O dispositivo base para a conversão da luz em energia elétrica é a célula fotovoltaica que, através do efeito fotovoltaico, converte diretamente energia solar em elétrica [50].

O efeito fotovoltaico definido por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial, produzida pela absorção da luz, nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, [39, 49].

As células fotovoltaicas são constituídas por um material semiconductor ao qual são adicionadas substâncias, ditas dopantes, de modo a criar um meio adequado para o estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, conversão direta da potência associada à radiação solar em potência elétrica CC [51].

Se em um pedaço de silício puro, material mais utilizado para a construção de células fotovoltaicas, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama de junção *pn*, Figura 3.1. Nesta junção, elétrons livres do lado *n* passam para o lado *p* até ocorrer um equilíbrio de cargas, fazendo assim, com que o lado *p* se torne negativamente carregado e o lado *n* eletricamente positivo.

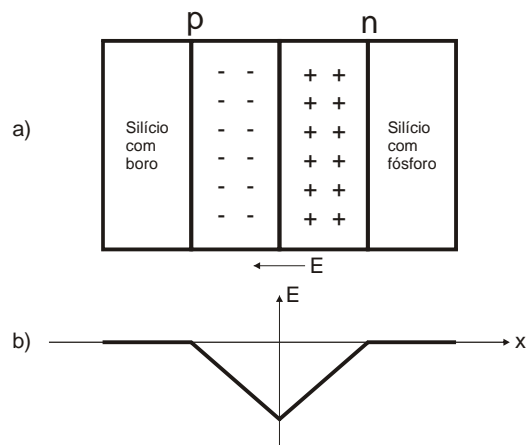


Figura 3.1 – Junção pn

Se uma junção *pn* for exposta à radiação solar onde os fótons possuam energia maior que o *gap*, próximo de 1eV (elétron-volt), ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, Figura 3.1, as cargas elétricas serão aceleradas, gerando uma corrente através da junção *pn*, dando origem a uma diferença de potencial. Se as duas extremidades do "pedaço" de silício forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de corrente elétrica [36, 39, 49].

3.3. Modelo Matemático e Elétrico da Célula Fotovoltaica

Uma célula fotovoltaica, fabricada a partir do silício e dopada com impurezas do tipo *p* e do tipo *n*, tem o princípio de funcionamento e as propriedades elétricas semelhantes a de um diodo comum, também de silício e do ponto de vista elétrico pode ser representada através de um circuito elétrico equivalente [52].

O diagrama equivalente e a curva característica de funcionamento de uma célula fotovoltaica não iluminada são representados, nesta situação, por um diodo e sua curva característica, Figura 3.2 [52]. Para uma célula solar monocristalina, a tensão limiar de condução é de aproximadamente 0,5 V e a tensão de bloqueio de 12-50 V (dependendo da qualidade e do material da célula).

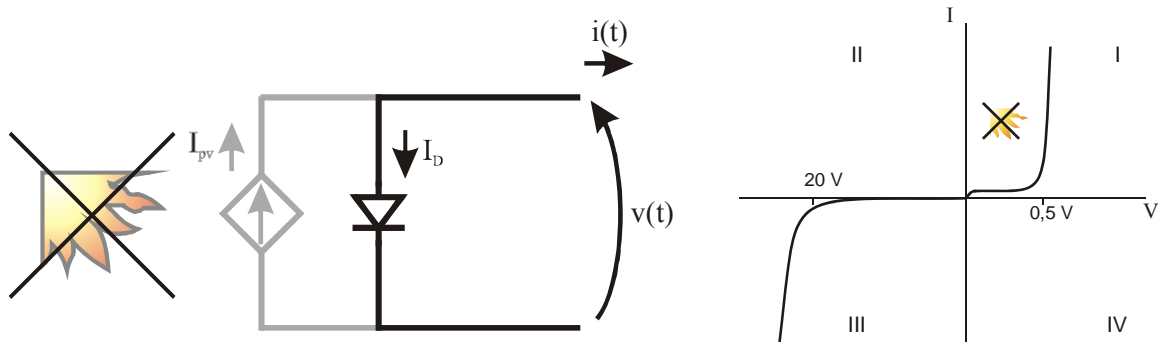


Figura 3.2 - Diagrama do circuito elétrico equivalente e curva característica da célula na escuridão

Quando a luz incide na célula solar, gerando o efeito fotovoltaico, o circuito equivalente que representa a célula fotovoltaica é formado por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, Figura 3.3 [52]. A fonte de corrente produz uma corrente fotoelétrica I_{pv} proporcional a radiação solar incidente. Nesta situação, a curva característica da célula fotovoltaica é representada pela curva no terceiro e quarto quadrante de um diodo. Esta curva é desviada pela magnitude da corrente gerada na direção da polarização inversa, Figura 3.3.

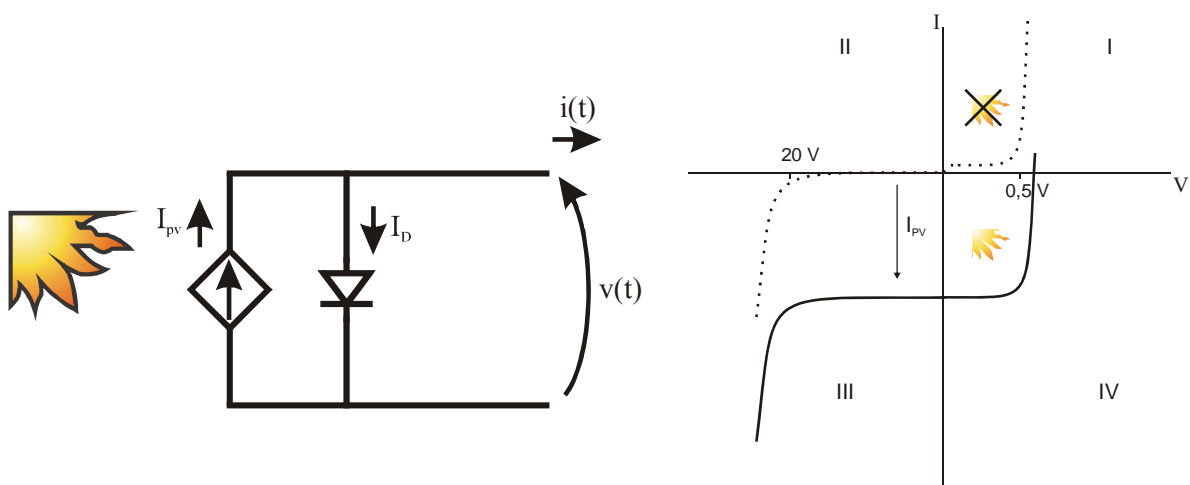


Figura 3.3 – Diagrama do circuito elétrico equivalente e curva característica da célula irradiada

Na literatura técnica, é encontrada com frequência apenas a parte da curva de corrente e de tensão na qual a célula fotovoltaica produz corrente, quarto quadrante da curva característica na Figura 3.3. Nesta representação comercial, para facilitar a visualização dos pontos de operação da célula, a curva do quarto quadrante é refletida segundo o eixo da tensão e é então denominada curva característica da célula fotovoltaica, Figura 3.4.

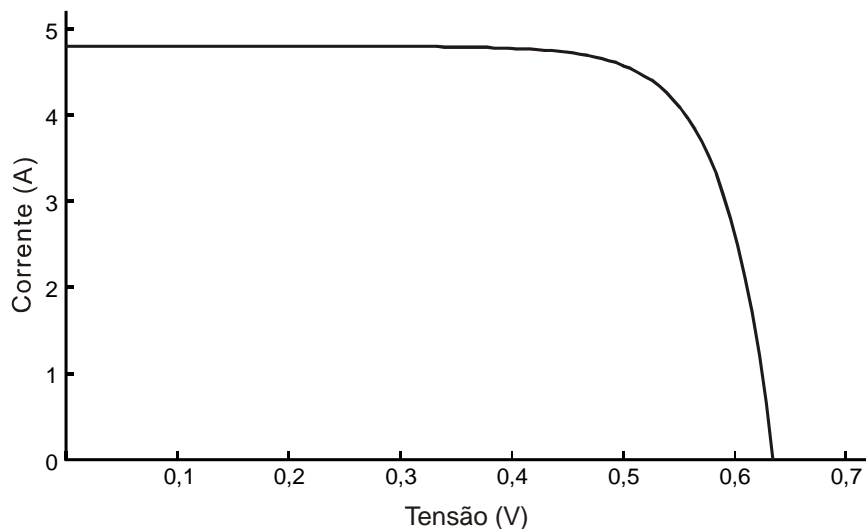


Figura 3.4 - Curva característica de uma célula fotovoltaica.

O circuito equivalente da célula fotovoltaica apresentada na Figura 3.2 e na Figura 3.3 é denominado circuito equivalente simplificado.

Outro circuito comumente utilizado para representar com mais precisão o funcionamento de uma célula fotovoltaica é o apresentado na Figura 3.5 [52], que adiciona uma resistência em série e outra em paralelo ao circuito simplificado, representando a queda de tensão, quando os portadores de carga migram do semicondutor para os contatos elétricos, e a corrente de fuga inversa do diodo, respectivamente.

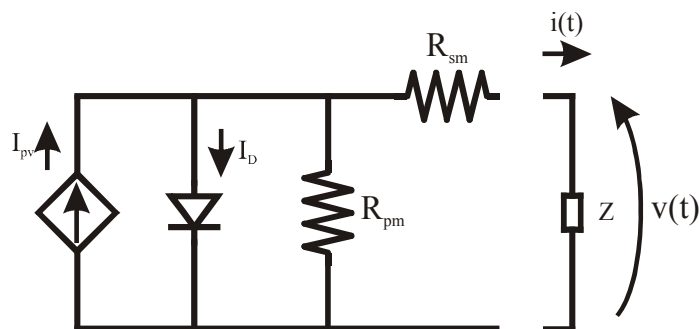


Figura 3.5. Circuito equivalente detalhado de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z

Além dos circuitos equivalentes apresentados são ainda utilizados outros modelos mais detalhados para representar o funcionamento da célula solar. O objetivo destes modelos da célula solar é o de descrever a curva característica solar o mais fielmente possível.

Porém, o modelo de circuito equivalente apresentado na Figura 3.5 permite determinar a curva característica de células fotovoltaicas sob diferentes condições de operação de forma bastante satisfatória para os objetivos deste trabalho.

3.3.1. Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica

Como mencionado na seção anterior, a célula fotovoltaica pode ser representada através de um circuito elétrico equivalente, Figura 3.5.

O conhecimento do modelo de uma célula fotovoltaica e, conseqüentemente de um painel fotovoltaico é importante para o melhor entendimento do comportamento de um arranjo de painéis sob diferentes condições de operação.

Considerando a Figura 3.5, a corrente que a célula é capaz de entregar à carga é a diferença entre a corrente I_{PV} , que representa a corrente elétrica gerada pelo efeito fotovoltaico quando a junção pn é iluminada, e a corrente I_D , corrente da célula fotovoltaica com a junção pn sem iluminação [52]:

$$I = I_{PV} - I_D \quad (3.1)$$

Sendo:

$$I_D = I_o \left(e^{\frac{V}{m \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (3.2)$$

onde:

I = Corrente de saída da célula fotovoltaica (A);

I_{PV} = Corrente fotogerada (A);

I_o = Corrente inversa máxima de saturação do diodo (A);

V = Tensão nos terminais da célula (V);

V_T = Potencial térmico da célula: $V_T = \frac{KT}{q}$ (V);

k = Constante de Boltzmann ($K = 1,38 \times 10^{-23}$) (J/K);

T = Temperatura na célula (K);

q = Carga elétrica do elétron ($q = 1,6 \times 10^{-19}$) (C);

m = Fator de idealidade do diodo (ideal $m=1$, real $m>1$);

Desta forma, a corrente de saída I da célula fotovoltaica será:

$$I = I_{PV} - I_o \cdot \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (3.3)$$

A curva característica corrente *versus* tensão para um painel nas condições padrão de testes dos painéis fotovoltaicos, definida para uma radiação de 1000W/m^2 e temperatura de 25°C na célula, é apresentada na Figura 3.6.

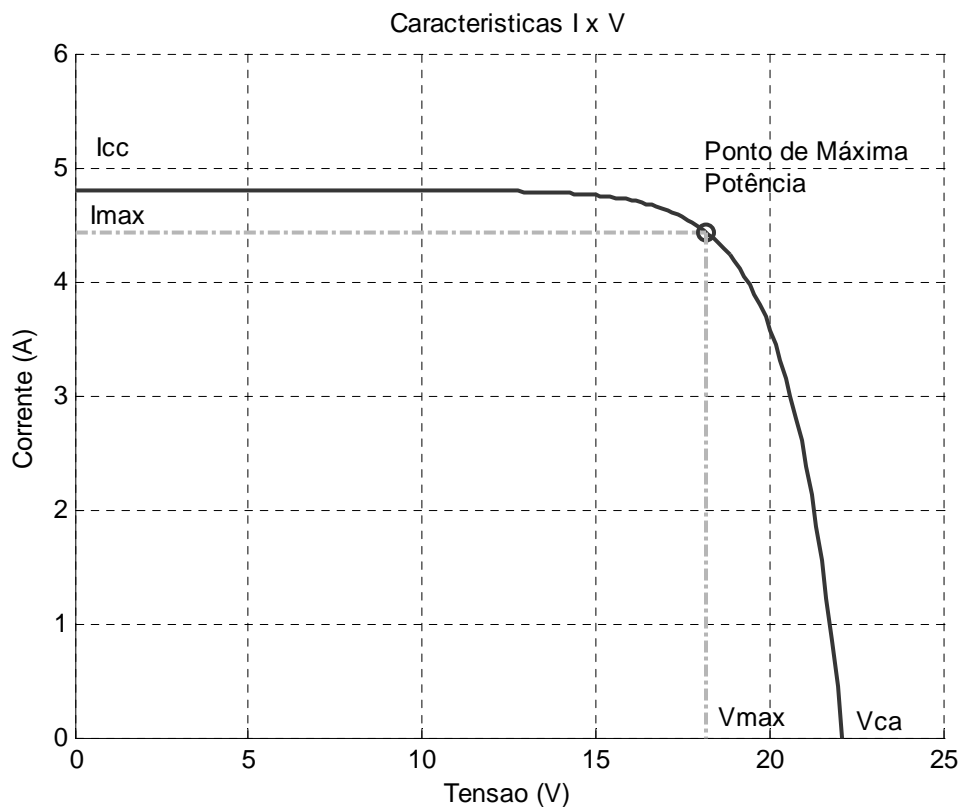


Figura 3.6. Curva característica IxV de um painel fotovoltaico

Três pontos de operação do módulo fotovoltaico merecem atenção particular:

a) Corrente de Curto Circuito (I_{SC}): é o valor máximo da corrente de carga, igual, portanto, à corrente gerada por efeito fotovoltaico. O seu valor é uma característica da célula,

sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

Onde:

$$\begin{aligned} V &= 0 \\ I_D &= 0 \\ I &= I_{PV} = I_{SC} \end{aligned} \quad (3.4)$$

b) Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}): é o máximo valor da tensão nos terminais do módulo fotovoltaico, quando nenhuma carga está conectada a ele. O seu valor é fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

Onde:

$$\begin{aligned} I &= 0 \\ V_{OC} &= m.V_T \cdot \ln \left(1 + \frac{I_{PV}}{I_o} \right) \end{aligned} \quad (3.5)$$

c) Ponto de Máxima Potência (MPP): Para cada ponto na curva $I \times V$, o produto corrente vs. tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. Em um módulo fotovoltaico, para uma dada condição climática, só existe um ponto na curva $I \times V$ onde a potência máxima pode ser alcançada. Este ponto corresponde ao produto da tensão de potência máxima e corrente de potência máxima.

3.4. Efeitos dos Fatores Meteorológicos nas Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

As características elétricas de uma célula fotovoltaica e, portanto, de um painel fotovoltaico, são influenciadas diretamente por dois fatores climáticos: intensidade da radiação solar e temperatura das células.

Para o desenvolvimento de uma ferramenta que simule as características de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico, o modelo matemático utilizado deve observar o comportamento de cada variável sob condições de temperatura e radiação solar diferentes das condições padrões de testes (radiação solar de 1000W/m^2 e temperatura de 25°C).

3.4.1. Radiação Solar

Com a variação da intensidade da radiação solar incidente em um painel fotovoltaico ocorre uma variação proporcional na corrente gerada por este painel, Figura 3.7. A tensão de circuito aberto (V_{OC}) sofre poucas alterações com a variação da intensidade luminosa, exceto para os casos quando a radiação solar é muito baixa e V_{OC} decresce rapidamente até zero, nas condições de escuridão.

$$I_{SC} = I'_{SC} \times \frac{G}{G'} \quad (3.6)$$

onde:

I'_{SC} = Corrente de curto circuito nas condições de referência;

G = Radiação solar;

G' = Radiação solar de referência;

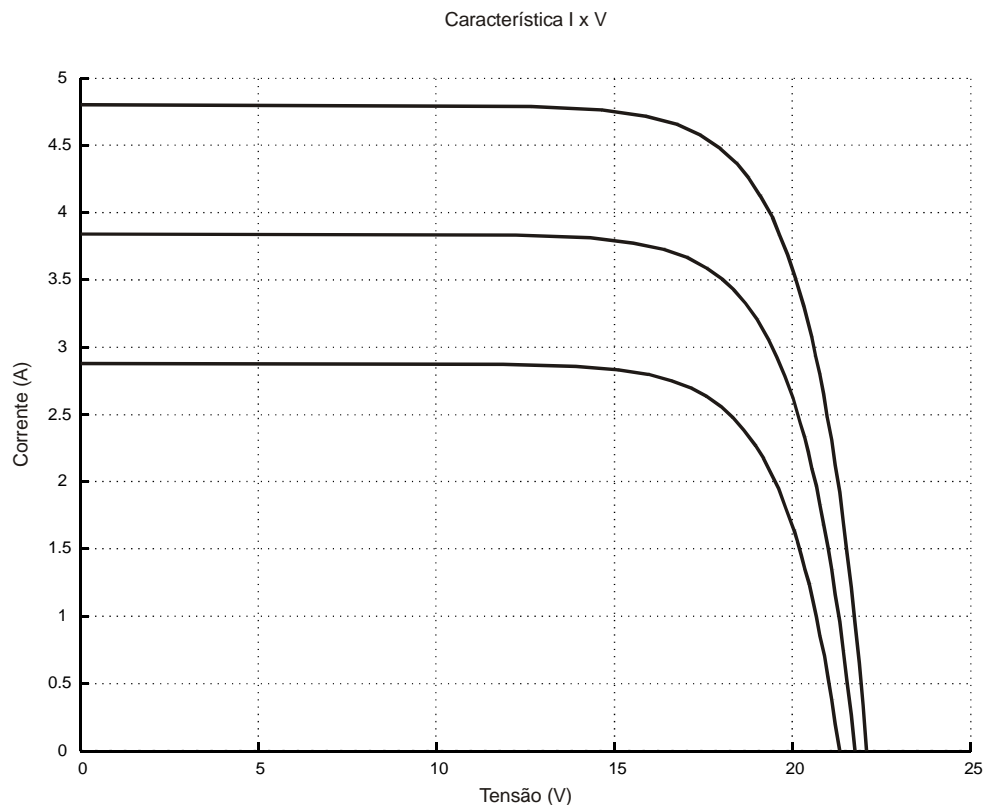


Figura 3.7. Efeitos da variação da radiação solar na curva IxV de um painel fotovoltaico

3.4.2. Temperatura

Ao contrário do caso anterior, a corrente gerada pelo módulo fotovoltaico apresenta poucas variações com a alteração da temperatura da célula fotovoltaica. Porém, com o aumento da temperatura da célula, a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico apresenta uma diminuição em seus valores.

$$I_o = I_o^r \cdot \left(\frac{T}{T^r} \right)^3 \cdot e^{\frac{\varepsilon}{m'} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)} \quad (3.7)$$

Onde:

I_o^r = Corrente inversa máxima de saturação do diodo (A) – Condições de referência

$$I_o^r = \frac{I_{cc}}{e^{\frac{V_{ca}}{m \cdot V_T}} - 1};$$

T^r = Temperatura na célula (K) – Condições de referência;

V_T^r = Potencial térmico da célula (V) – Condições de referência $V_T^r = K \cdot T^r$;

m' = fator de idealidade do módulo $m' = \frac{m}{N_{sm}}$.

Como a corrente inversa máxima é diretamente influenciada pela temperatura da célula, a tensão de circuito aberto também irá se alterar.

$$V_{OC} = m \cdot V_T \cdot \ln \left(1 + \frac{I_{PV}}{I_o} \right) \quad (3.8)$$

A Figura 3.8 apresenta as curvas características de um módulo fotovoltaico sob intensidade de radiação solar constante (1000W/m^2) a diferentes temperaturas.

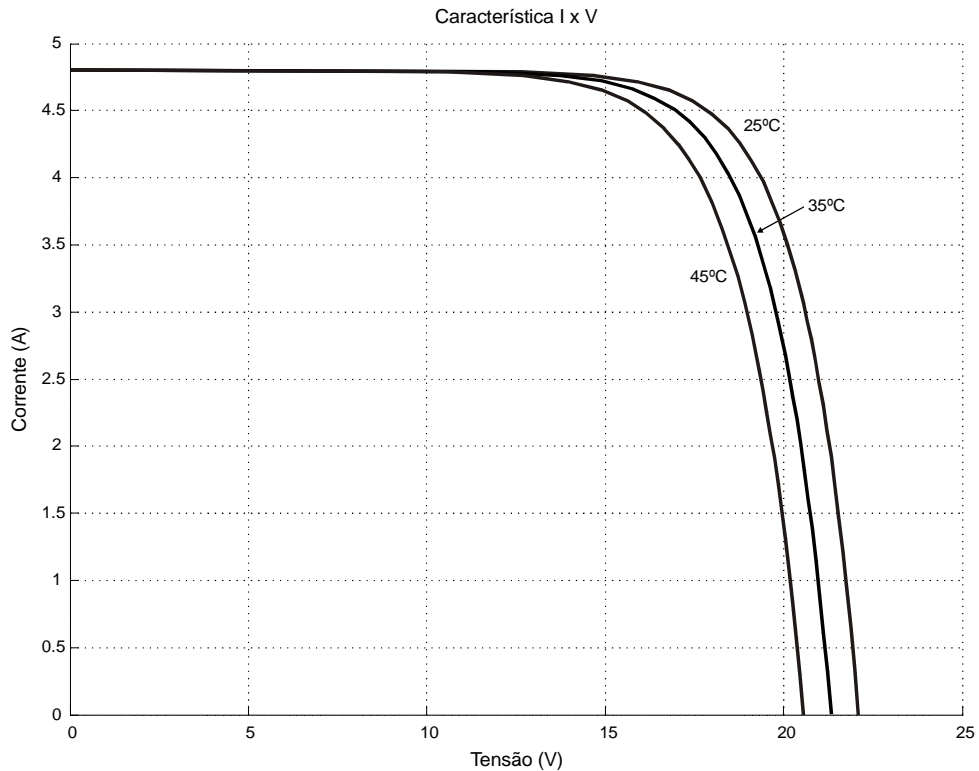


Figura 3.8. Efeitos da variação da temperatura nas curva IxV de um painel fotovoltaico.

Na Figura 3.9 é apresentada a curva característica P vs V e o deslocamento do ponto de máxima potência para a variação da temperatura, considerando a radiação solar constante a 1000W/m^2 .

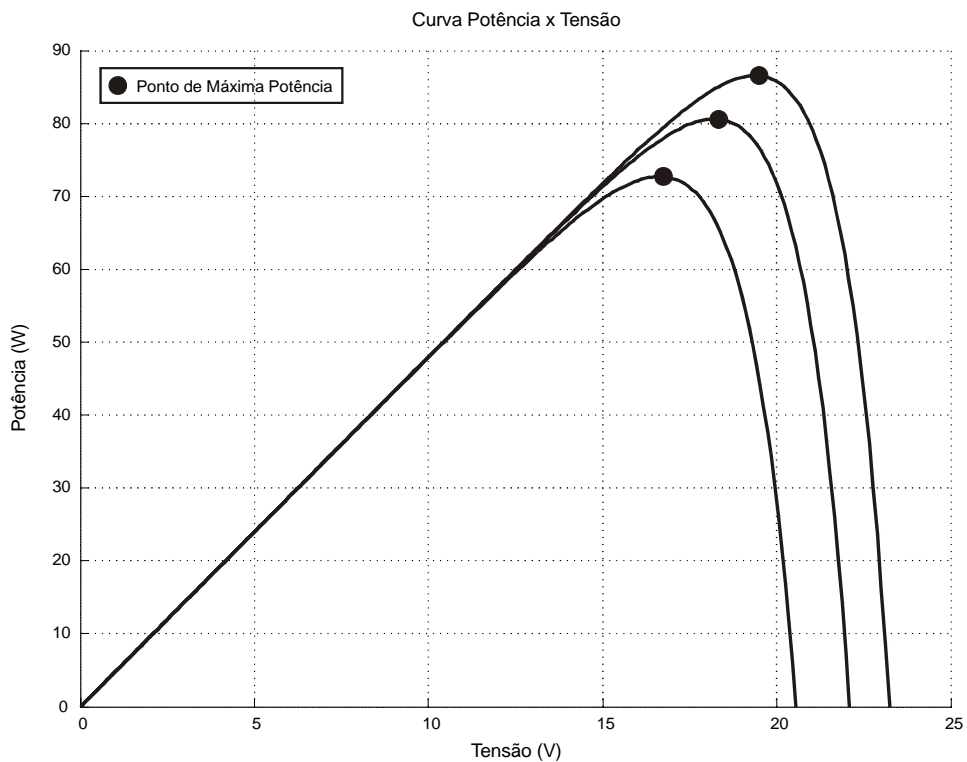


Figura 3.9 - Curva característica P vs V para variação de temperatura e radiação solar

3.5. Modelo do Painel Fotovoltaico Simulado

Para simulação dos conversores estáticos de potência e sistemas fotovoltaicos apresentados neste trabalho o circuito equivalente de um painel fotovoltaico descrito na seção anterior, Figura 3.5, foi simulado em software CAD apropriado.

Os resultados desta seção apresentam a validação do circuito elétrico que simula as características de funcionamento de um painel fotovoltaico para radiações de 1000W/m^2 e 700W/m^2 .

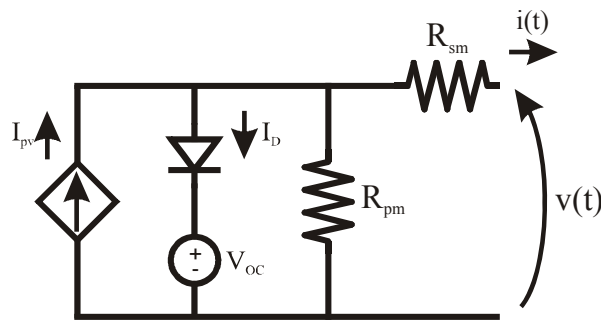


Figura 3.10 - Circuito equivalente do painel fotovoltaico simulado [53]

Onde:

$$R_{sm} = \frac{V_{oc} - V_{MPP}}{I_{MPP}}$$

$$R_{pm} = \frac{V_{oc}}{I_{CC} - I_{MPP}}$$

O circuito da Figura 3.10 [53] representa um painel fotovoltaico de 80Wp disponibilizado comercialmente, com as seguintes características elétricas:

Tabela 3.1 - Características elétricas de um painel de 80Wp.

Potência Máxima	80Wp
Tensão no Ponto de Máxima Potência	17.6V
Corrente no Ponto de Máxima Potência	4.55A
Corrente de Curto Circuito	4.8A
Tensão de Circuito Aberto	22.1V

Este circuito é formado por uma fonte de corrente, representado a corrente fotogerada, em paralelo com um diodo ideal e uma fonte de tensão CC, representando a tensão de circuito

aberto do painel fotovoltaico, além de uma resistência em série e outra em paralelo representando a queda de tensão do painel fotovoltaico e a corrente de fuga reversa do diodo, respectivamente.

Para a simulação do painel fotovoltaico e obtenção da curva característica, a tensão nos terminais do circuito equivalente foi variada de 0 a 22,1 V, tensão de circuito aberto do painel utilizado como referência, Tabela 3.1.

Além disso, as resistências série e paralela também foram variadas, representando a variação da radiação incidente no painel solar.

A Figura 3.11, apresenta as curvas características obtidas a partir da simulação do circuito descrito tomando como radiação incidente 1000 e 700 W/m^2 , além da curva característica fornecida pelo fabricante do painel referência.

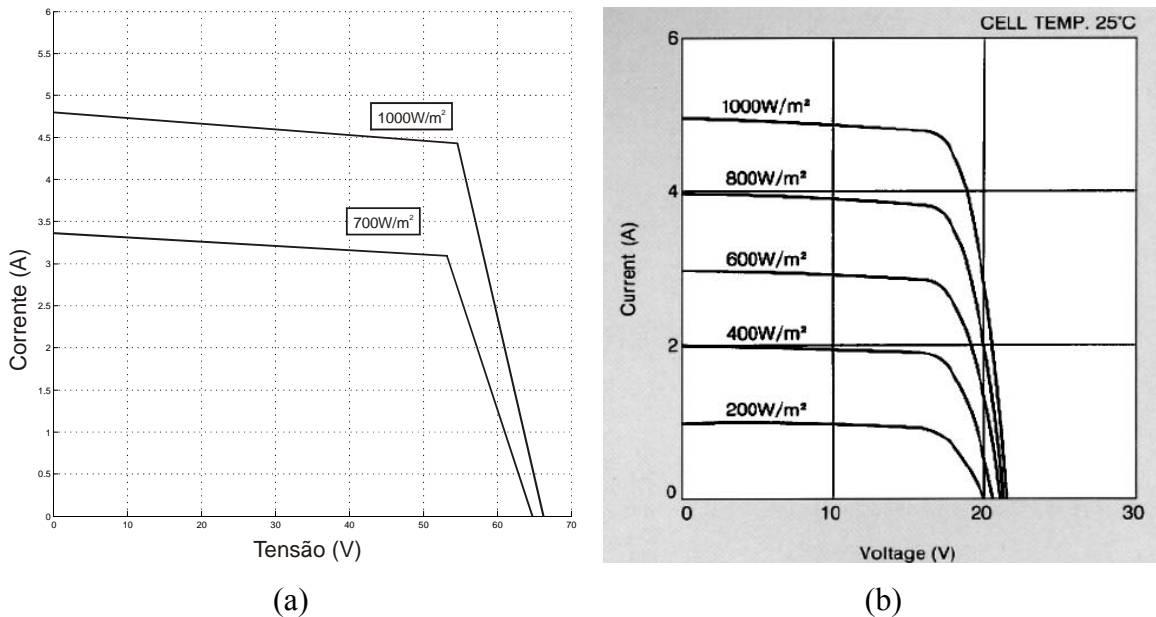


Figura 3.11 – (a) Curva característica de um painel fotovoltaico simulado no Software PSIM, (b) Curva característica do painel utilizado como referência fornecida pelo fabricante [54].

A Figura 3.12 apresenta a curva característica de potência gerada pelo painel fotovoltaico simulado para radiações solares de 1000 e 700 W/m^2 e temperatura constante de 25°C. Pode-se observar que para uma radiação solar de 1000 W/m^2 a potência fornecida pelo painel fotovoltaico é de 80W, conforme estabelece o fabricante.

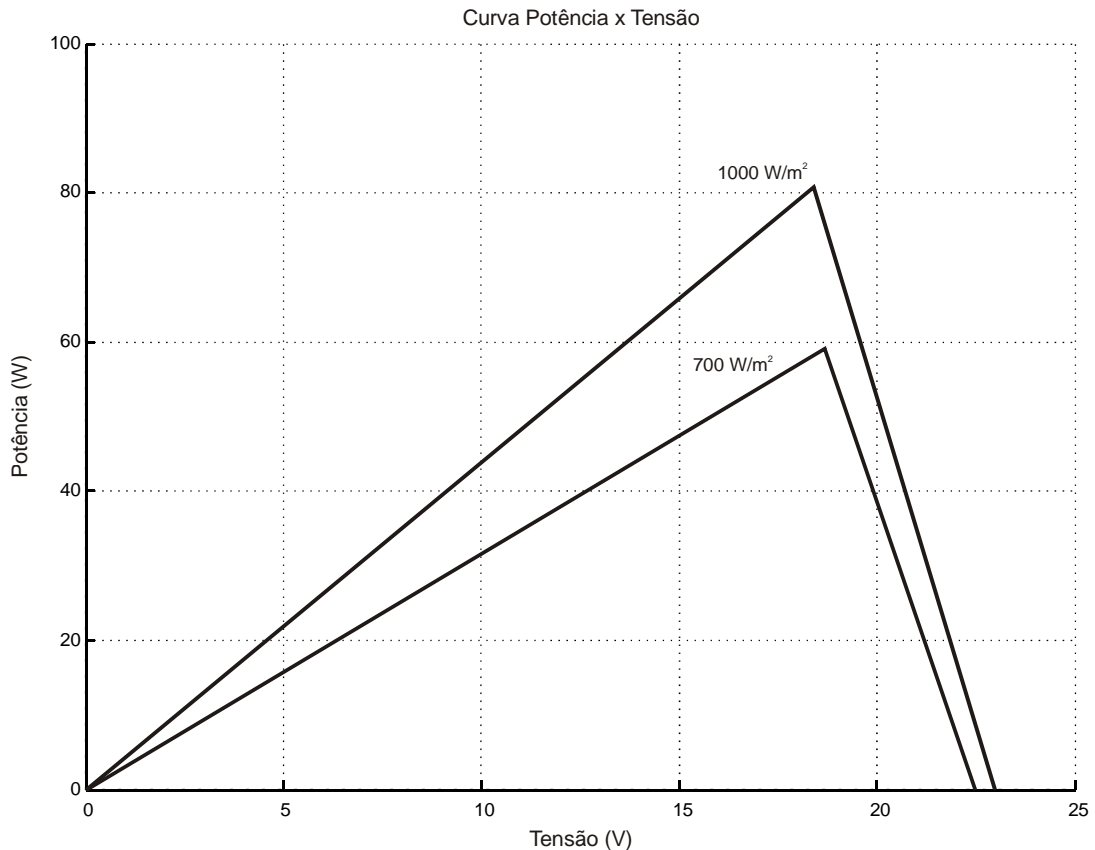


Figura 3.12 - Curva característica de potência de um painel fotovoltaico simulado no Software Psim.

Como apresentado na Figura 3.11 e Figura 3.12, o circuito equivalente simulado apresenta uma curva característica I vs.V e P vs.V bastante aproximada da curva característica fornecida pelo fabricante do painel fotovoltaico, representando de forma significativa as características de funcionamento do painel para a variação da radiação solar incidente.

3.6. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os princípios de funcionamento de uma célula fotovoltaica. O circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica e o seu modelo matemático também foram apresentados.

Os parâmetros que influenciam no comportamento de uma célula fotovoltaica e os efeitos dos mesmos na curva característica I vs.V e P vs. V foram analisados e simulados.

O circuito equivalente com duas resistências foi escolhido para ser utilizado nas simulações e análises dos conversores estáticos de potência e sistemas fotovoltaicos avaliados nos próximos capítulos por apresentar resultados bastante aproximados das curvas características apresentadas pelo fabricante.

Capítulo 4

BUSCA DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)

4.1. Introdução

A baixa eficiência de conversão das células solares e o alto custo de instalação são os maiores obstáculos da geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos.

Com vistas a isto, é de fundamental importância extrair a máxima potência gerada pelos painéis fotovoltaicos para, desta forma, aumentar a eficiência do sistema e reduzir os custos da energia gerada. Para que este aproveitamento ocorra, faz-se necessário garantir que o sistema opere o maior tempo possível sobre o ponto de máxima potência. Porém, como visto no Capítulo 3, devido às características dos painéis fotovoltaicos este ponto é variável e fortemente dependente da temperatura e radiação solar incidente.

Para garantir o funcionamento do sistema sobre o ponto de máxima potência, mesmo com variações meteorológicas, a utilização de uma técnica que busque continuamente o ponto de máxima potência deve ser utilizada. Assim, é possível gerar mais energia com o mesmo número de painéis [55], podendo-se obter um incremento na geração da ordem de 15 a 30 % [34, 45, 56].

Este capítulo apresenta as principais técnicas de busca do ponto de máxima potência utilizadas em sistemas fotovoltaicos. As técnicas são apresentadas, simuladas e uma breve comparação entre os resultados obtidos é realizada.

4.2. Técnicas de Busca do Ponto de Máxima Potência

Nas últimas décadas, diversos métodos para busca do ponto de máxima potência foram desenvolvidos. Segundo [55] os métodos on-line de busca do ponto de máxima potência podem ser classificados como: Tensão Constante (*CV*), Perturbação e Observação (*P&O*) e Condutância Incremental (*IncCond*).

Estas técnicas são diferenciadas pela forma com que o ponto de máxima potência é rastreado, resultando em diferenças significativas no aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

4.2.1. Técnica Tensão Constante (*CV*)

Esta técnica é uma das mais simples para a busca do ponto de máxima potência. Para rastrear o ponto de operação em que a máxima potência pode ser extraída do painel fotovoltaico a técnica Tensão Constante considera que a tensão de máxima potência (V_{mpp}) de um arranjo de painéis fotovoltaicos é de aproximadamente 76% da tensão de circuito aberto (V_{oc}) deste arranjo [57]. Nesta técnica o conversor é desconectado do arranjo de painéis fotovoltaicos periodicamente, e o valor de V_{oc} é amostrado e então o valor de V_{mpp} é ajustado. A principal limitação desta técnica é a presença de erro em regime permanente, que é resultado da relação entre a tensão de circuito aberto V_{oc} e a tensão de operação no ponto de máxima potência V_{mpp} não ser constante [55].

A simulação desta técnica, para verificar o seu funcionamento, foi realizada através do software Matlab®, e é apresentada na Figura 4.1.

Observa-se na Figura 4.1 que independente da radiação solar incidente a potência extraída do painel fotovoltaico apresentou erro em regime permanente. Isto se deve pelo fato da relação V_{mpp}/V_{oc} não ser constante e igual a 0,76, como considera o algoritmo desta técnica.

Além disso, para implementar esta técnica é necessário o uso de chaves adicionais para desconectar os painéis fotovoltaicos do conversor de potência para que as aquisições possam ser realizadas, o que resulta em uma falta momentânea de energia.

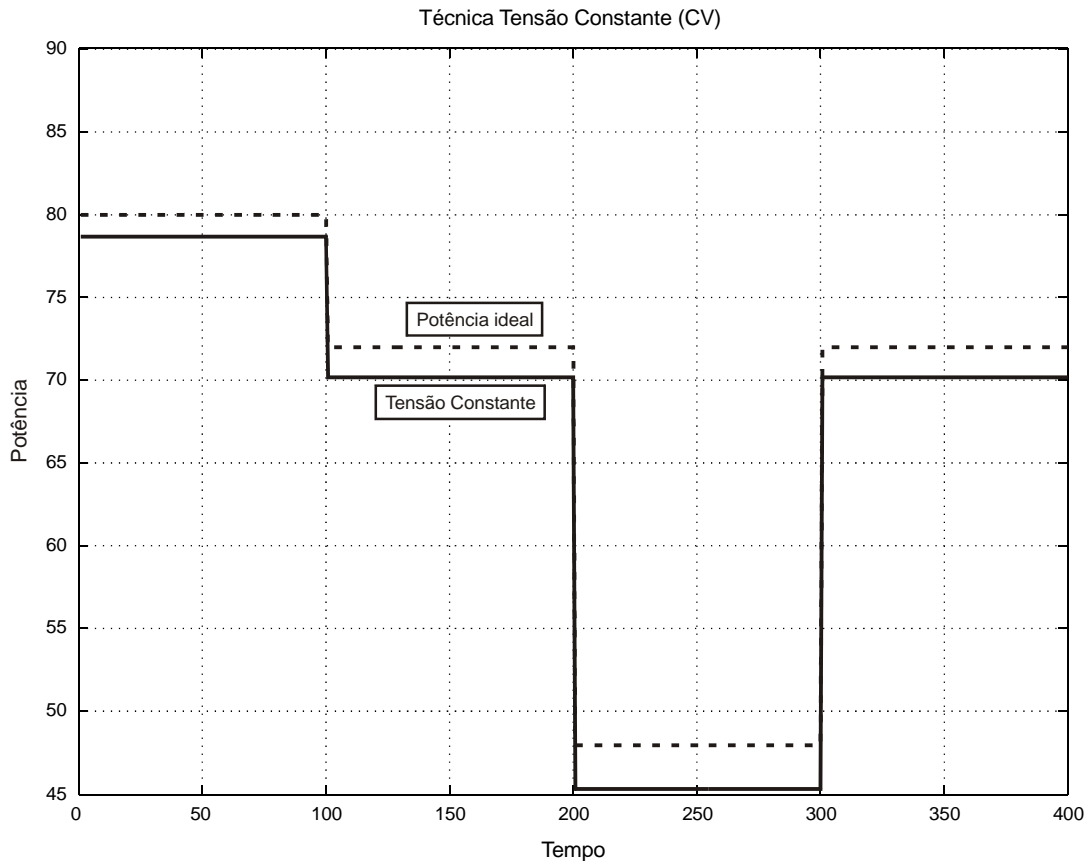


Figura 4.1 – Simulação da técnica Tensão Constante para variação de radiação solar.

4.2.2. Técnica Perturbação e Observação (*P&O*)

O método de busca do ponto de máxima potência Perturbação e Observação é baseado na alteração da referência e na comparação da potência disponibilizada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos antes e depois desta alteração, definindo o sentido da próxima perturbação [55, 58, 59].

A Figura 4.2 apresenta o fluxograma do algoritmo desta técnica de busca do ponto de máxima potência.

Nesta técnica o valor de tensão ou de corrente utilizada como referência é acrescido ou reduzido por um fator constante a cada iteração, levando o sistema a operar próximo ao ponto de máxima potência do arranjo de painéis fotovoltaicos.

Entre as limitações desta técnica, citam-se a presença de erro em regime permanente, resposta dinâmica lenta e operação fora do ponto de máxima potência caso ocorram mudanças rápidas na temperatura e na radiação solar [55, 59].

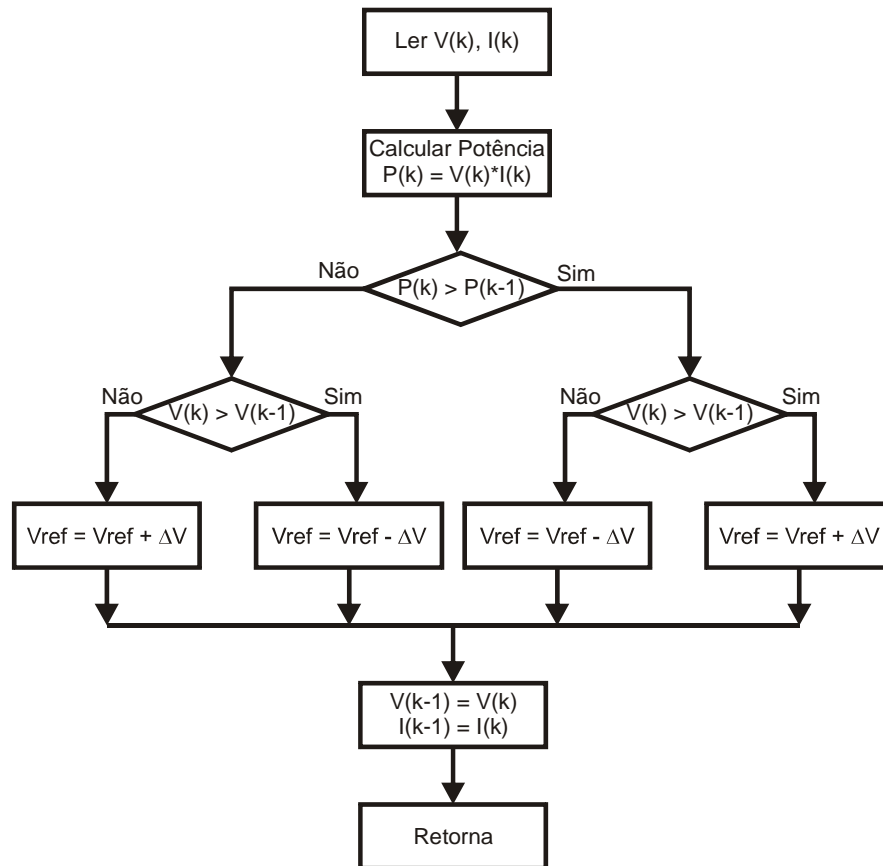


Figura 4.2 - Fluxograma da técnica Perturbação & Observação

Os resultados de simulação do algoritmo para a variação da radiação são apresentados na Figura 4.3.

Esta técnica apresenta um melhor aproveitamento da energia disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos se comparada com a técnica Tensão Constante, porém para a variação de uma baixa radiação incidente para uma mais elevada há um atraso no algoritmo para aproximar-se do ponto de máxima potência, o que reduz ainda mais o aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

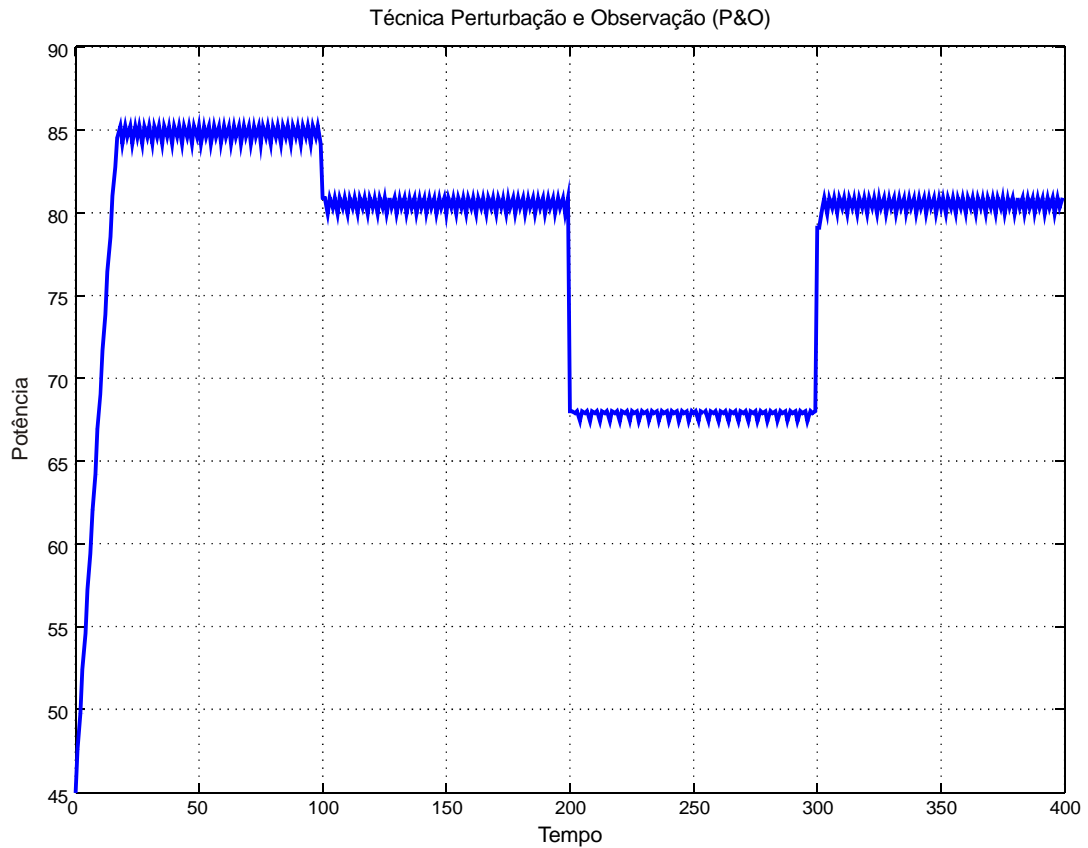


Figura 4.3 – Resultados de simulação da técnica P&O para variação da radiação incidente

4.2.3. Técnica *Hill Climbing* (HC)

Esta técnica é baseada na relação entre a potência do arranjo de painéis fotovoltaicos e a razão cíclica do conversor estático de potência [39].

O algoritmo utilizando nesta técnica, mostrado na Figura 4.4, possui os mesmos problemas apresentados pela técnica Perturbação e Observação quando submetida a rápidas variações de incidência de radiação solar.

Porém, o erro de regime permanente apresentado por esta técnica é bastante superior ao erro apresentado pela técnica Perturbação e Observação.

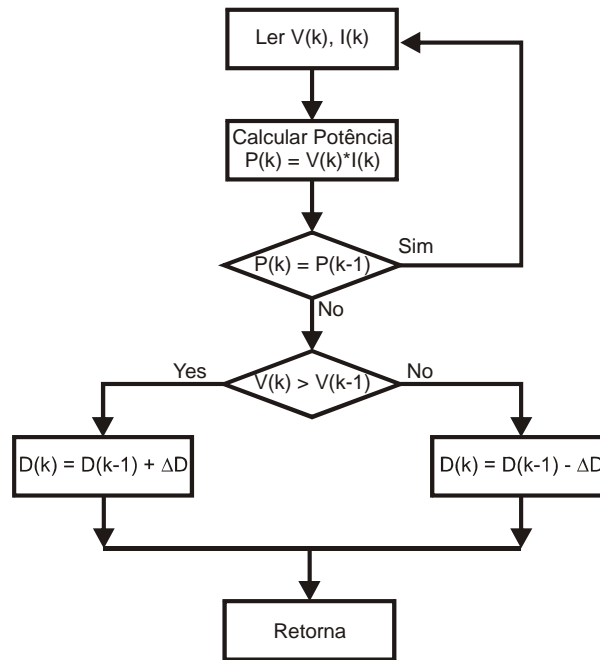


Figura 4.4 - Fluxograma da técnica de busca do ponto de máxima potência *Hill Climbing*

A Figura 4.5 apresenta o resultado de simulação do algoritmo desta técnica para a variação da radiação solar incidente.

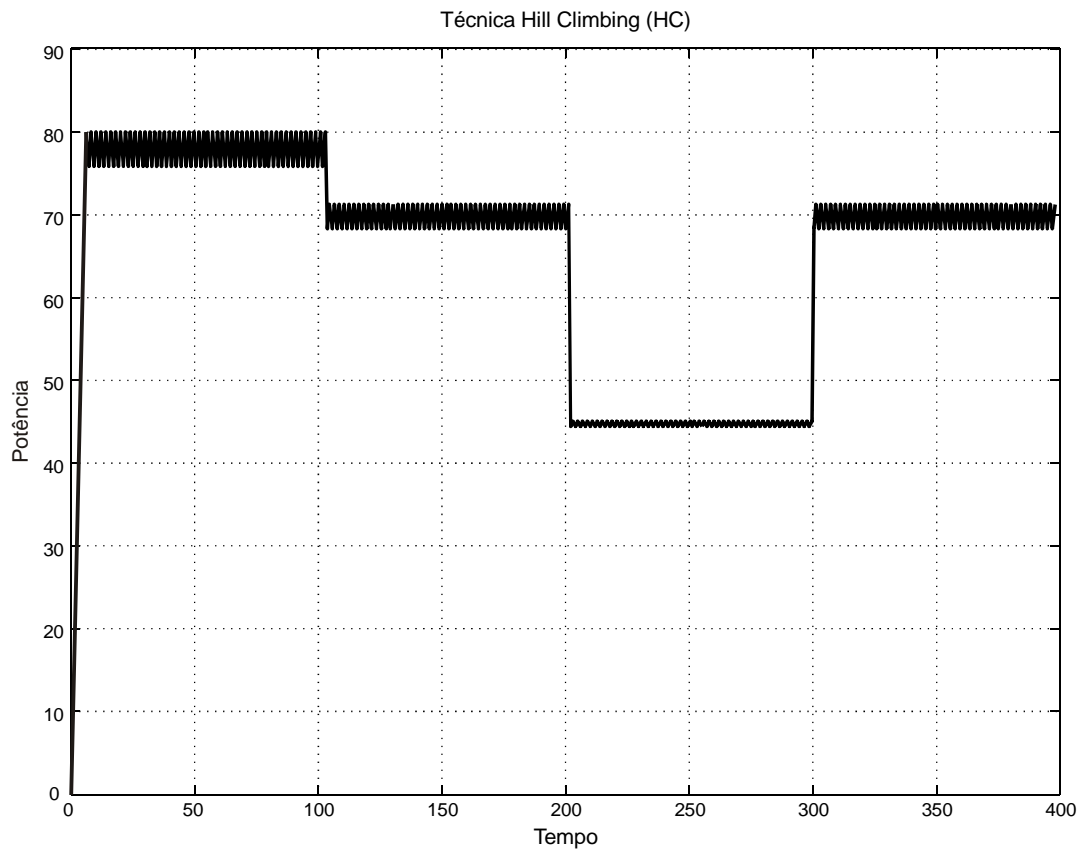


Figura 4.5 – Simulação do algoritmo da técnica de busca do ponto de máxima potência.

4.2.4. Técnica Condutância Incremental (*IncCond*)

Diferentemente das técnicas apresentadas anteriormente, a técnica Condutância Incremental apresenta melhores resultados em regime permanente e também para rápidas mudanças de radiação [55].

Nesta técnica a curva Potência versus Tensão do arranjo de painéis fotovoltaicos é utilizada para a busca do ponto de máxima potência [55].

A localização do ponto onde a máxima potência é extraída dos painéis é dada pela equação (3.9).

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (3.9)$$

Que pode ser reescrita como:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \quad (3.10)$$

O fluxograma de funcionamento da técnica Condutância Incremental é apresentado na Figura 4.6.

O algoritmo funciona da seguinte forma: primeiramente os valores atuais de tensão $V(k)$ e corrente $I(k)$ do painel fotovoltaico são obtidos. Em seguida, os desvios dV e dI são calculados, subtraindo os valores de tensão $V(k-1)$ e corrente $I(k-1)$, obtidos na leitura anterior, dos valores $V(k)$ e $I(k)$, respectivamente.

A principal comparação realizada pelo algoritmo confronta os valores de $\frac{dI}{dV}$ e $-\frac{I}{V}$.

Segundo a equação (3.10), no ponto de máxima potência $\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$ e portanto, nenhuma ação é tomada. Os valores de $V(k-1)$ e $I(k-1)$ são atualizados e o algoritmo retorna ao início.

Quando $\frac{dI}{dV} \neq -\frac{I}{V}$ a tensão de referência V_{ref} é ajustada no sentido de mover a tensão do painel fotovoltaico até a tensão de máxima potência, de acordo com o sinal de $\frac{dP}{dV}$.

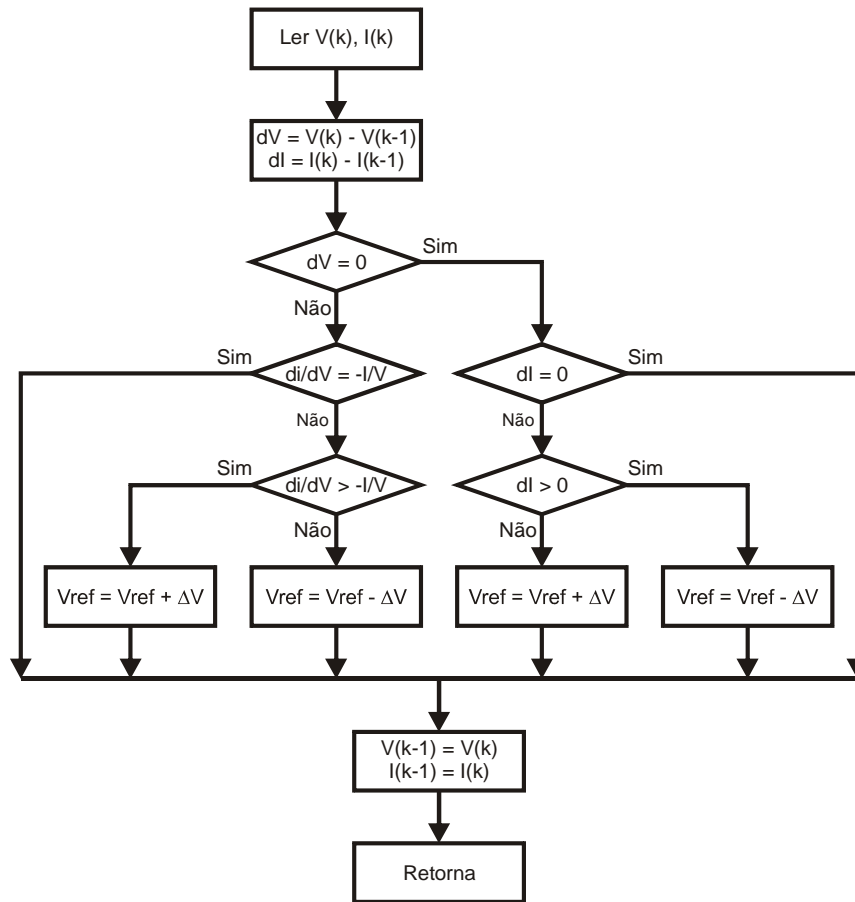


Figura 4.6 – Fluxograma do algoritmo da técnica de busca do ponto de máxima potência Condutância Incremental.

Se o sistema já estiver operando no ponto de máxima potência ($dV=0$) as alterações climáticas serão detectadas através de $dI \neq 0$ e o ajuste da tensão de referência V_{ref} dependerá do sinal de dI .

A Figura 4.7 apresenta o resultado de simulação do algoritmo da técnica de busca do ponto de máxima potência Condutância Incremental para a variação da radiação incidente e temperatura constante de 25°C .

Esta técnica apresentou erro em regime permanente muito pequeno, apresentando um melhor aproveitamento da energia gerada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos quando comparado com as técnicas de busca do ponto de máxima potência apresentados nas seções anteriores.

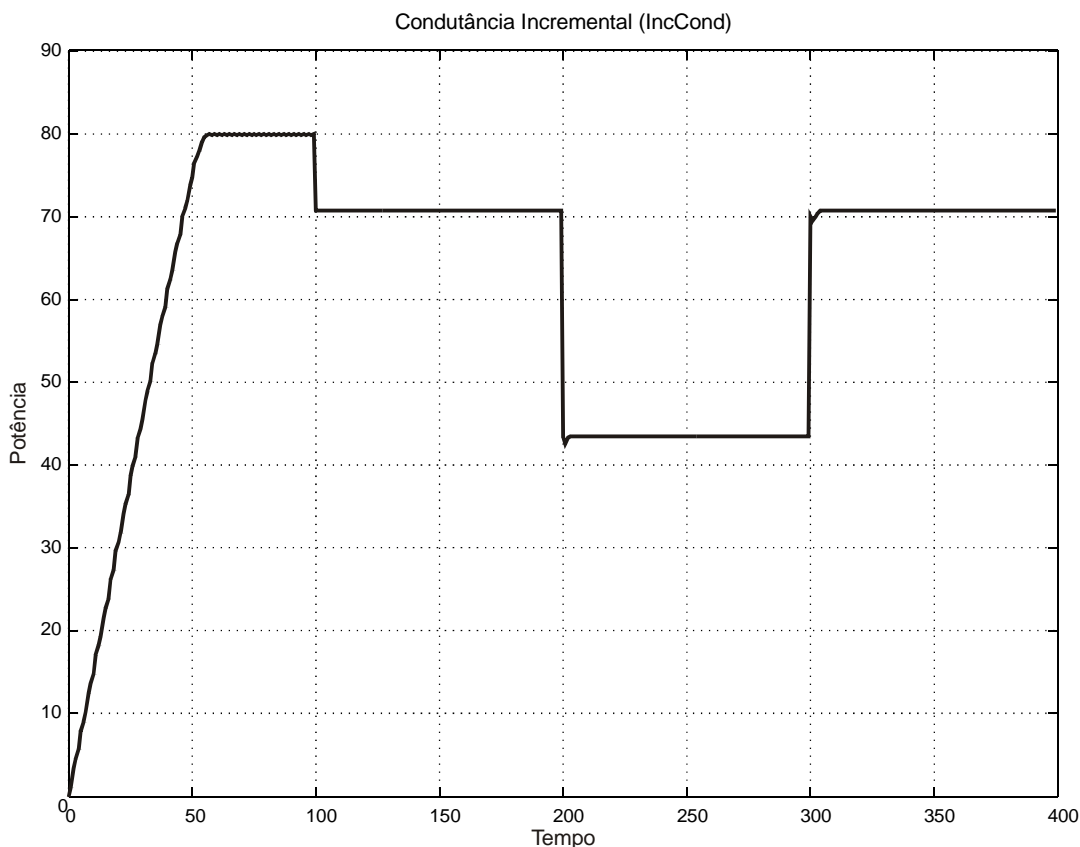


Figura 4.7 - Resultado de simulação do algoritmo da técnica de busca do ponto de máxima potência *Incremental conductance*.

4.3. Conclusões

O máximo aproveitamento da energia disponibilizada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos é de fundamental importância para a redução dos custos da energia elétrica gerada em um sistema fotovoltaico.

Devido as características de funcionamento dos painéis fotovoltaicos o ponto de trabalho onde a máxima potência é gerada não é constante, variando com a temperatura, e radiação solar.

Desta forma, para um sistema fotovoltaico aproveitar ao máximo a energia gerada, o seu ponto de trabalho deve ser constantemente alterado. Para isso, o uso de um sistema de busca do ponto de máxima potência se torna imprescindível.

Neste capítulo foram apresentadas e simuladas as principais técnicas utilizadas em sistemas fotovoltaicos para realização da busca do ponto de máxima potência.

De acordo com os resultados de simulação apresentados, a técnica Tensão Constante obteve o menor aproveitamento da energia gerada pelos painéis, pelo fato de possuir um erro

em regime constante. Além disso, a desconexão do arranjo de painéis do conversor se faz necessário para a realização do rastreamento do ponto de máxima potência.

As técnicas P&O e HC apresentaram resultados superiores a técnica tensão constante, porém ambas possuem oscilações em torno do ponto de máxima potência, o que reduz a potência média extraída dos painéis fotovoltaicos.

Já a técnica Condutância Incremental não apresentou oscilações em torno do ponto de máxima potência, resultando na técnica com o melhor aproveitamento da energia gerada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos, quando comparada com as demais técnicas abordadas neste capítulo.

Capítulo 5

SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO BASEADO EM CONVERSORES CC-CC CONECTADOS EM SÉRIE

5.1. Introdução

É sabido que a maioria dos sistemas fotovoltaicos autônomos encontrados hoje é caracterizada por sistemas fotovoltaicos centralizados.

Estes sistemas, quando operam sob condições adversas como, por exemplo, quando um ou mais painéis fotovoltaicos estão sombreados ou com defeito, apresentam um baixo aproveitamento da energia gerada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos.

Além disso, observa-se que nestes sistemas o banco de baterias é empregado de forma a ficar em série com o fluxo de energia do sistema, exigindo, muitas vezes, ações de carga e descarga desnecessárias.

Com vistas a estes problemas verifica-se a necessidade do desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos que possam melhor aproveitar a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos quando um ou mais painéis estejam sombreados ou com defeito.

Além disso, faz-se necessário também o emprego de sistemas de carga/descarga do banco de baterias mais eficientes, fazendo com que o banco de baterias seja acionado somente nos períodos em que o arranjo de painéis fotovoltaicos não for capaz de suprir a demanda de energia exigida pela carga.

Neste capítulo será apresentado um sistema de geração fotovoltaica autônomo, com banco de baterias, baseado em conversores CC-CC em série, alternativo aos sistemas tradicionais, que visa obter um melhor aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos em situações de sombreamento/defeito.

O sistema centralizado, apresentado na Figura 5.1, é a configuração mais utilizada em sistemas fotovoltaicos residências. As principais características desta configuração também são suas principais desvantagens.

Os sistemas residenciais instalados em sua maioria em localidades isoladas e de difícil acesso raramente fazem uso de um sistema de busca do ponto de máxima potência, o que resulta em um baixo aproveitamento da energia gerada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos. Em seu lugar, é adicionado um controlador de cargas, que tem como objetivo proteger o banco de baterias contra sobrecargas e descargas profundas.

Estes controladores desconectam os painéis fotovoltaicos do sistema quando o banco de baterias estiver totalmente carregado e desconecta o banco de baterias quando este atingir uma capacidade mínima de carga, determinada pelo consumidor.

As desvantagens destes sistemas ao não utilizar o MPPT é bastante clara, e resulta em um maior custo no KWh gerado [24, 34, 45].

Porém, mesmo fazendo uso de um sistema de rastreamento do ponto de máxima potência, estes sistemas por se caracterizarem como uma configuração em série, deixam de aproveitar toda a capacidade de geração do arranjo de painéis fotovoltaicos, pois quando o banco de baterias estiver carregado os painéis fotovoltaicos são desconectados do sistema, “desperdiçando” uma quantidade de energia que ainda poderia ser gerada pelos painéis fotovoltaicos que, em muitos casos, poderia estar fornecendo energia diretamente para a carga. Este fato pode resultar em cargas e descargas desnecessárias do banco de baterias, pois no momento em que os painéis fotovoltaicos são desconectados do sistema o banco de baterias é o responsável pelo fornecimento de energia a carga, até que o limite mínimo de carga seja atingido, reconectando os painéis ao sistema.

Além disso, esta configuração, por utilizar apenas um arranjo de painéis fotovoltaicos, apresenta um baixo aproveitamento da energia fornecida pelos painéis fotovoltaicos no caso de sombreamento ou defeito de um ou mais painéis.

Este fato se dá pois em um arranjo fotovoltaico, onde os painéis são conectados em série, todos os painéis deverão conduzir a mesma corrente, que será limitada pelo painel sombreado/defeituoso. Assim, todos os painéis fotovoltaicos estarão, obrigatoriamente, trabalhando fora do ponto de máxima potência, “desperdiçando” a capacidade de geração de energia. A perda de energia em um painel fotovoltaico sombreado é bastante significativa e pode chegar a até 48,2% [28].

A confiabilidade destes sistemas também é reduzida quando comparada a outros sistemas que utilizam uma configuração descentralizada, Figura 5.3, pois no caso de falha do

conversor estático de potência o fornecimento de energia à carga fica totalmente comprometido, bem como em casos de manutenção do conversor, reposição de painéis ou troca de baterias.

5.3. Sistemas Fotovoltaicos Descentralizados

Diferentemente dos sistemas apresentados na seção anterior, os sistemas fotovoltaicos baseados em configurações descentralizadas caracterizam-se pela conexão de um menor número de painéis em serie e/ou paralelo, Figura 5.2.

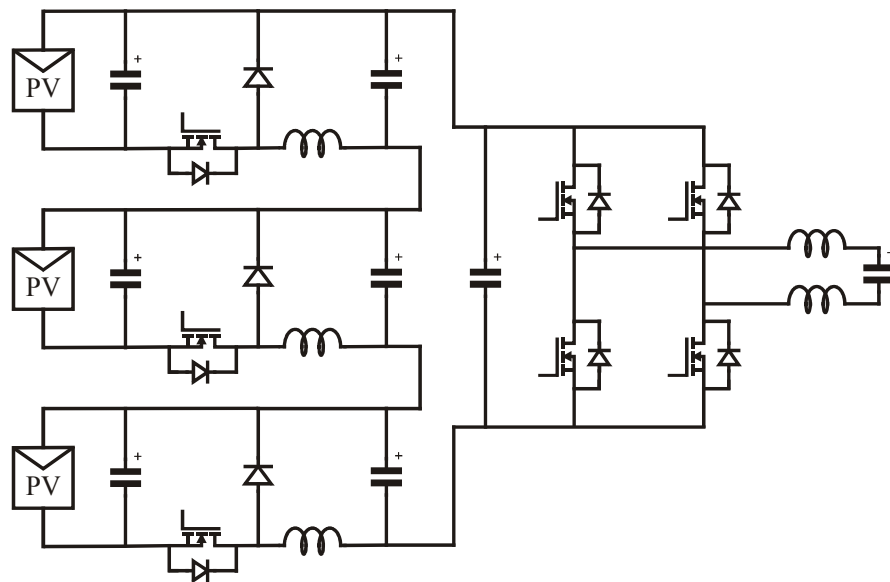


Figura 5.2 - Sistema fotovoltaico descentralizado apresentado Walker e Sernia em [47, 60]

Estas configurações começaram a ser desenvolvidas na Alemanha, a partir do “1000 Roofs Program” [29] do Governo Federal Alemão e hoje são largamente utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica e são apresentados em [29-32] ou então em sistemas que utilizam diferentes fontes geradoras [61, 62].

Estes sistemas se caracterizam por dividir o arranjo de painéis fotovoltaicos em subconjuntos, onde cada subconjunto possui seu próprio conversor CC-CC, que são conectados em série, formando um barramento CC.

A estrutura modular dos sistemas descentralizado, baseados em conversores CC-CC conectados em série, evita muitos dos problemas encontrados nos sistemas fotovoltaicos centralizados. Entretanto, estas configurações não têm sido exploradas nos sistemas fotovoltaicos autônomos.

Com vistas a este nicho de aplicação para os sistemas descentralizados um sistema fotovoltaico autônomo, com processamento descentralizado de energia, baseado em conversores CC-CC conectados em série é proposto, Figura 5.3.

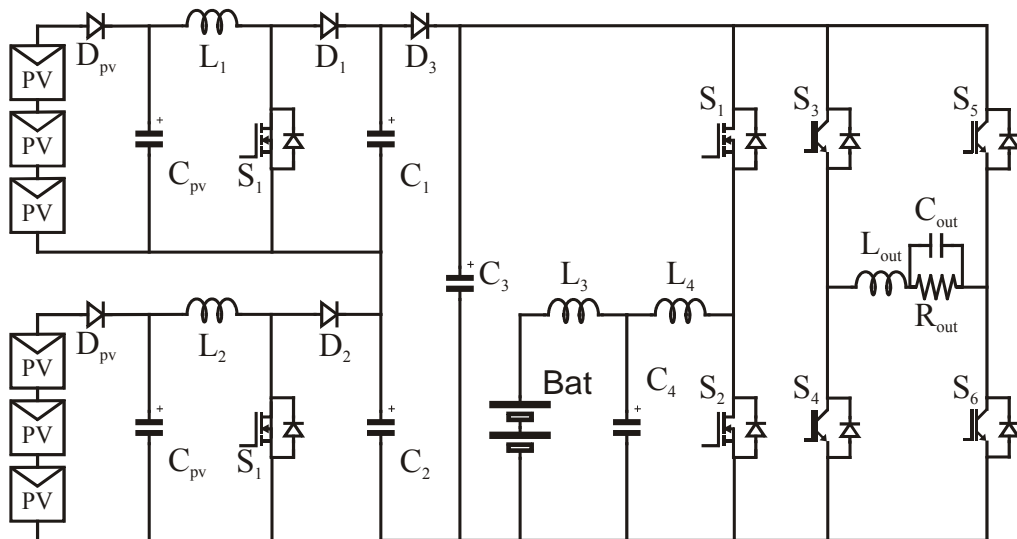


Figura 5.3 - Sistema fotovoltaico Autônomo baseados em conversores CC-CC em Série

O sistema proposto é composto por dois conversores CC-CC elevadores, conectados em série.

A implementação de um conversor CC-CC elevador para um número reduzido de painéis fotovoltaicos possibilita que cada sistema seja capaz de “gerenciar” ao mesmo tempo a energia gerada por cada arranjo, enquanto uma única saída do sistema fornece energia à carga e ao banco de baterias.

A utilização de um sistema de busca do ponto de máxima potência individualizado reduz os efeitos do sombreamento/defeitos dos painéis fotovoltaicos, maximizando a energia gerada pelo sistema. Além disso, o uso de um conversor para cada arranjo de painéis fotovoltaicos viabiliza a utilização de painéis de potências distintas, além de permitir a instalação dos arranjos com diferentes orientações, facilitando a adequação do sistema fotovoltaico a arquitetura de prédios, casas e demais construções.

O sistema também se diferencia das topologias tradicionais utilizadas em sistemas fotovoltaicos autônomos, Figura 5.1, por possuir integrados, um conversor redutor e um conversor elevador, com controle bidirecional do fluxo de potência, dedicado ao banco de baterias, que é colocado fora do fluxo principal de potência, proporcionando um melhor controle na carga e descarga das baterias, obtendo desta forma uma maior vida útil das baterias e a redução nos custos de manutenção do sistema.

Um outro benefício alcançado com a utilização de sistemas descentralizados é o aumento da confiabilidade do sistema.

Tendo em vista que os sistemas fotovoltaicos autônomos, em sua maioria, são instalados em comunidades de difícil acesso, é imprescindível o desenvolvimento de sistemas com alto grau de confiabilidade.

Diferentemente dos sistemas fotovoltaicos centralizados, onde o fornecimento de energia à carga fica totalmente comprometido com a falha do sistema de conversão, nos sistemas fotovoltaicos descentralizados, baseados em conversores CC-CC em série, o uso de técnicas de controle adequadas possibilitam que o sistema continue operando mesmo quando um dos conversores falhar.

Nestes casos a potência entregue à carga será, logicamente, reduzida, porém as cargas de maior prioridade continuarão recebendo energia até que o conversor seja substituído.

5.3.1. Princípio de Funcionamento do Sistema Descentralizado

A topologia descentralizada para sistemas fotovoltaicos autônomos avaliada neste trabalho é composta por dois conversores CC-CC elevadores, com suas saídas conectadas em série.

Cada conversor possui, naturalmente, dois modos de operação, determinados pelo estado das chaves semicondutoras.

Quando a chave está conduzindo, o diodo do conversor elevador é reversamente polarizado, isolando o capacitor de saída do circuito. A energia vinda dos painéis fotovoltaicos carrega o indutor de entrada, enquanto o capacitor é descarregado com a corrente da carga. Quando a chave é desligada, o capacitor de saída é carregado através da energia armazenada no indutor, durante o primeiro intervalo, e da energia vinda dos painéis fotovoltaicos.

Entretanto, na topologia proposta, cada conversor elevador opera de forma independente, resultando em uma combinação de dois ou mais dos 4 modos de operação possíveis, conforme apresentados na Figura 5.4.

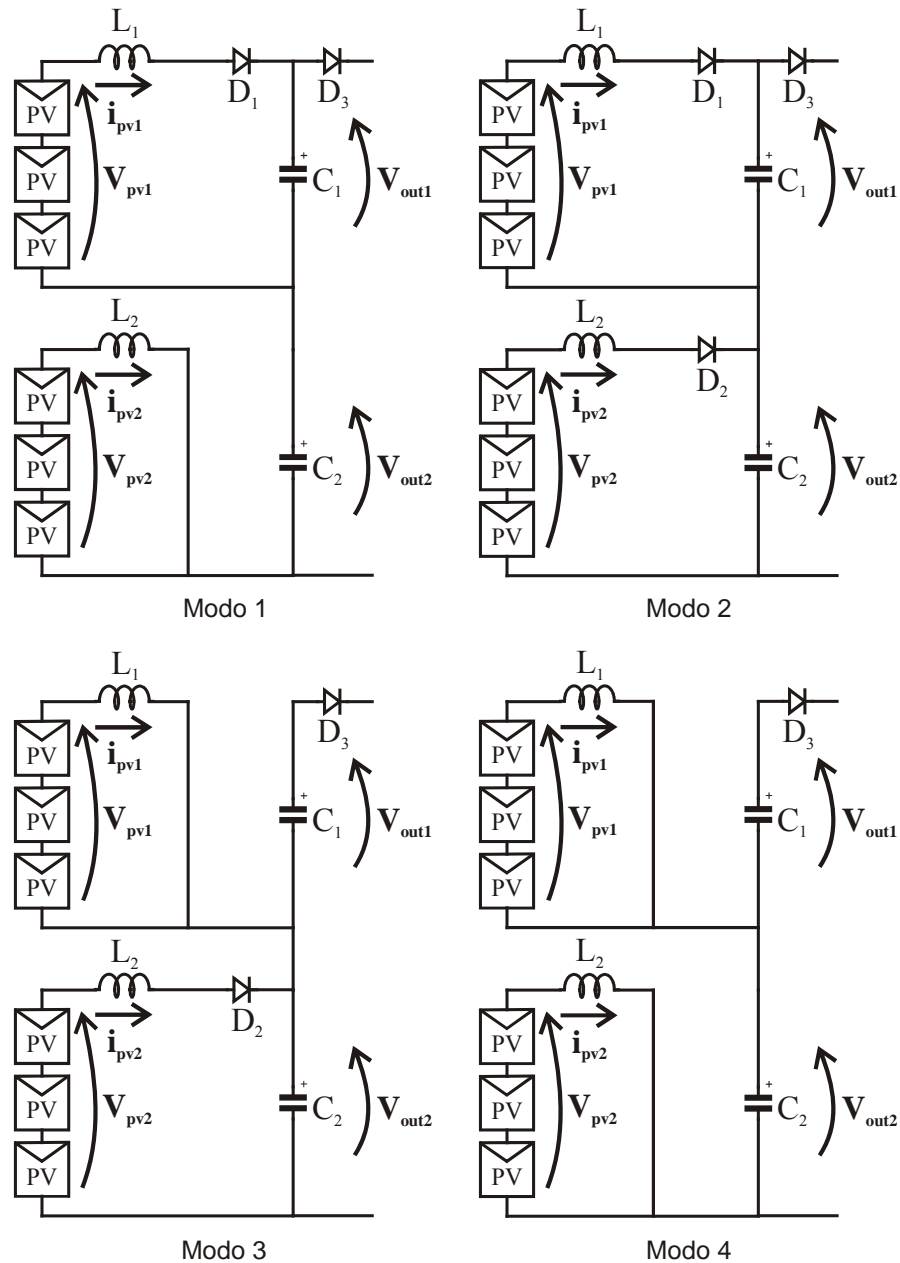


Figura 5.4 - Modos de operação do sistema descentralizado [61]

Esta atuação independente de cada conversor regula a potência retirada de cada arranjo de painéis fotovoltaicos ajustando continuamente a razão cíclica D_a e D_b das chaves S_a e S_b , possibilitando assim a busca individualizada do ponto de máxima potência para cada arranjo, conseguindo desta forma minimizar os efeitos negativos do sombreamento ou defeito de um ou mais painéis que compõe o arranjo e maximizar a capacidade de geração de cada arranjo de painéis fotovoltaicos.

Quando a demanda exigida pela carga for inferior a máxima potência disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos a estratégia de controle do sistema atua de tal forma a mover o

ponto de operação dos painéis fotovoltaicos para a região de tensão constante, assegurando desta forma a tensão no barramento CC.

Há também nesta configuração, através da utilização de um controle adequado, a possibilidade de desconexão de um dos arranjos de painéis fotovoltaicos, em casos de troca ou manutenção de um ou mais painéis, sem comprometer totalmente o fornecimento de energia à carga.

Nesta situação, quando um arranjo for desconectado do sistema, a tensão de saída do conversor associado a este conversor cai a zero, e o diodo conectado em antiparalelo com a chave é diretamente polarizado, isolando a entrada do sistema e garantindo um caminho para a corrente. Esta situação permanece até que a chave semicondutora for acionada novamente.

Uma outra situação semelhante a esta ocorre quando houver baixa insolação ou nos períodos da noite, onde o banco de baterias é acionado para garantir o fornecimento de energia à carga, polarizando inversamente o diodo D_3 , que é colocado em série com o sistema, isolando todo o sistema de geração da carga.

Uma outra vantagem, obtida através da utilização de sistemas descentralizados e de técnicas de controle adequado é a redução do volume e, conseqüentemente, dos custos do capacitor de barramento do sistema.

Este benefício pode ser alcançado pelo fato dos conversores serem controlados de forma independente e, através da defasagem dos comandos dos conversores, como apresentado em [61, 62] a ondulação na tensão de saída pode ser reduzido e até mesmo eliminado, a medida que esta defasagem se aproxime dos 180° , para o caso de dois conversores em série.

5.4. Simulação dos Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Para verificar o funcionamento das duas topologias de sistemas fotovoltaicos autônomos e posterior comparação entre as duas topologias em relação ao aproveitamento da capacidade de geração do arranjo de painéis fotovoltaicos e da energia disponibilizada ao barramento CC, estes dois sistemas foram simulados no programa PSIM®.

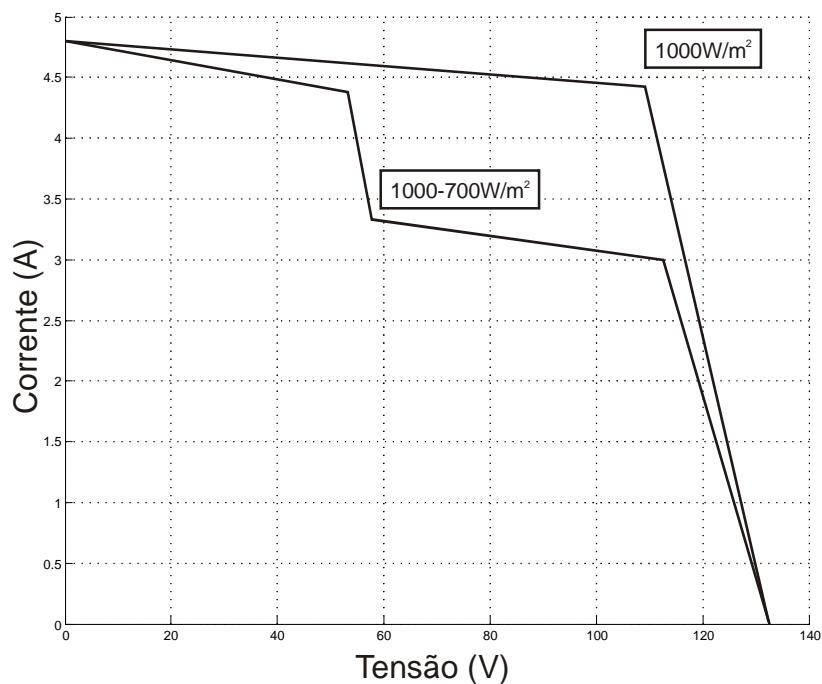
As simulações foram realizadas utilizando o modelo elétrico de um painel fotovoltaico apresentado por [53] considerando as seguintes condições:

- i.) Os arranjos de painéis fotovoltaicos dos dois sistemas são submetidos a uma radiação solar uniforme de $1000\text{W}/\text{m}^2$ em todos os painéis fotovoltaicos;

- ii.) Metade dos painéis fotovoltaicos que compõe os arranjos são submetidos a uma radiação solar de 1000W/m^2 , enquanto os demais painéis são submetidos a uma radiação solar de 700W/m^2 , caracterizando sombreamento, falha ou envelhecimento destes painéis.

A Figura 5.5 apresentada as curvas características IxV e PxV para um arranjo com seis painéis fotovoltaicos conectados em série com metade de seus painéis sob uma radiação solar de 700W/m^2 e os demais sob uma radiação de 1000W/m^2 e para o caso em que todos os painéis estão sob uma radiação de 1000W/m^2 .

É possível verificar que o ponto de máxima potência se dá para uma tensão de aproximadamente 111V e uma corrente de 3A para o caso em que metade dos painéis estão sob radiação inferior aos demais e em uma tensão de aproximadamente 109V e uma corrente de 4,4A quando todos os painéis estão sob uma radiação solar de 1000W/m^2 .



(a)

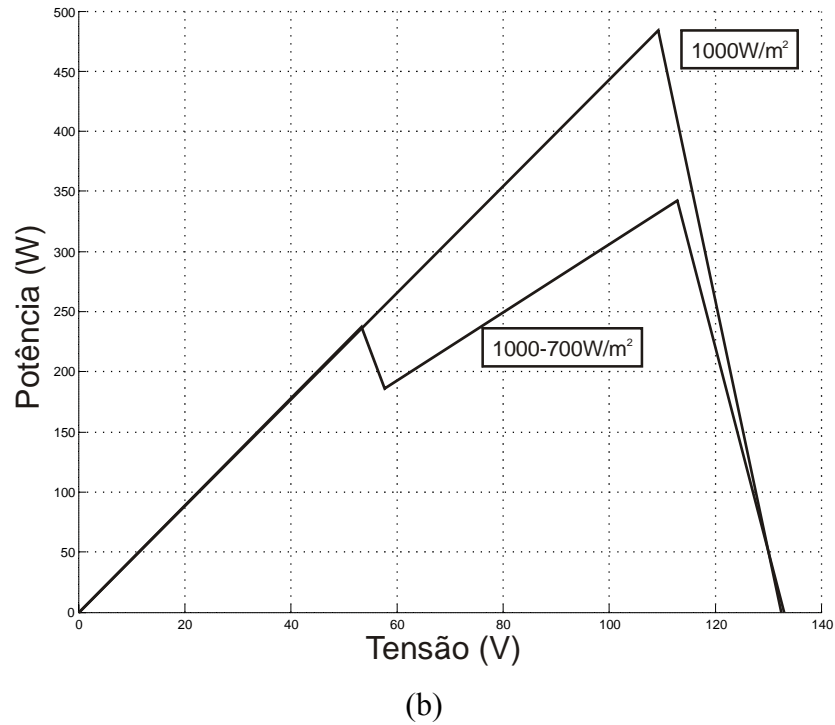
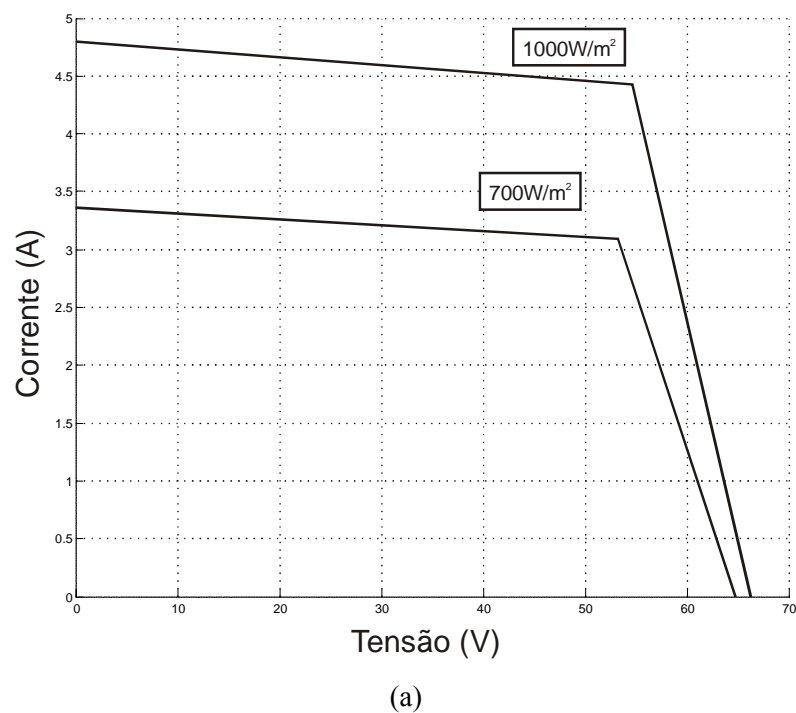
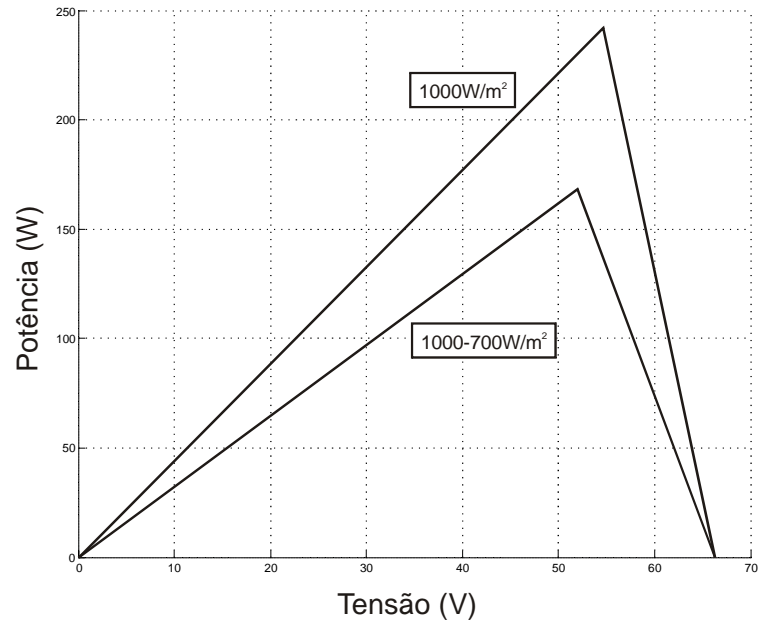


Figura 5.5 – (a) Curva IxV para arranjo com seis painéis fotovoltaicos, (b) curva PxV IxV para arranjo com seis painéis fotovoltaicos

Na Figura 5.6 é apresentada as curvas características IxV e PxV para um arranjo com 3 painéis em série sob radiações solares de 1000W/m^2 e 700W/m^2 , onde observa-se que a máxima potência é extraída em uma tensão de aproximadamente 53V e uma corrente de 3A , para uma radiação de 700W/m^2 e em uma tensão de aproximadamente $54,5\text{V}$ e uma corrente de $4,4\text{A}$ para uma radiação solar incidente de 1000W/m^2 .





(b)

Figura 5.6 – (a) Curva características IxV para um arranjo com 3 painéis em série; (b) Curva características P x V para um arranjo com 3 painéis em série

5.4.1. Simulação de um Sistema Fotovoltaico Autônomo Centralizado

Nesta seção são apresentados os resultados de simulação de um sistema (central inverter) tradicionalmente empregado no Brasil para geração de energia para residências de localidades isoladas, composto por seis painéis de 80W em série, totalizando uma capacidade de geração de aproximadamente 480Wp.

Primeiramente é apresentada a simulação do sistema sob uma radiação solar de 1000W/m^2 incidindo de forma uniforme em todos os painéis fotovoltaicos que compõe o sistema de geração.

A Figura 5.7 apresenta a potência de saída (conversor CC-CC) do sistema fotovoltaico simulado quando operando sobre o ponto de máxima potência.

Para a condição de irradiação considerada na primeira simulação, o sistema é capaz de disponibilizar para a carga 481,41W.

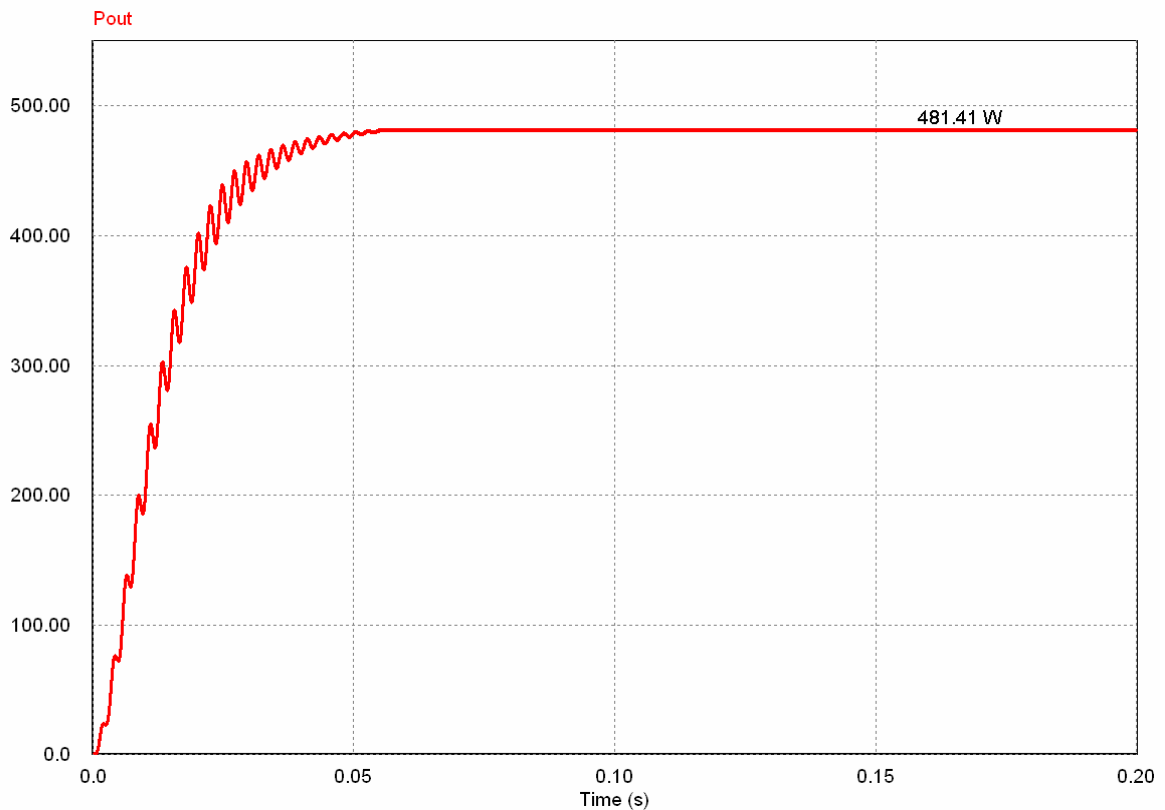


Figura 5.7 Potência entre ao barramento pelo Sistema fotovoltaico Centralizado sob radiação solar uniforme de 1000W/m^2

A segunda simulação para esta configuração, Figura 5.8, apresenta a curva da potência entregue ao barramento CC quando três dos seis painéis fotovoltaicos que compõe o sistema estão sombreados.

Considerando-se que os três painéis sombreados estão sob uma radiação de 700W/m^2 , enquanto os demais continuam sob uma radiação solar de 1000W/m^2 e o sistema está operando no ponto de máxima potência, a potência total disponibilizada ao barramento CC pelo sistema centralizado é de $343,55\text{ W}$, representando uma redução de aproximadamente 40% na potência total, como pode ser observado na Figura 5.8,

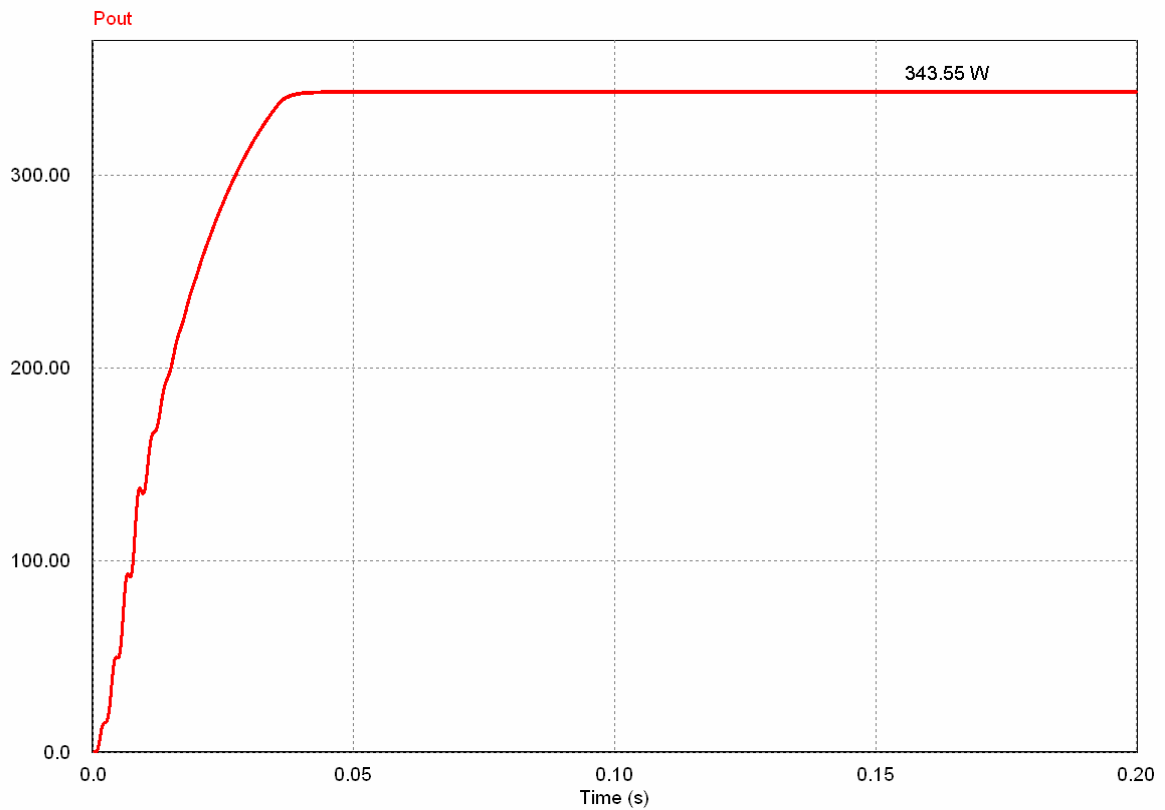


Figura 5.8 Potência entre à carga pelo Sistema fotovoltaico Centralizado considerando que metade dos painéis esta sombreados

5.4.2. Simulação do Sistema Proposto

Esta seção apresenta a simulação de um sistema fotovoltaico autônomo descentralizado, baseado em conversores CC-CC conectados em série, de 480Wp.

O sistema simulado é composto por dois arranjos de painéis fotovoltaicos, sendo cada um formado por 3 painéis 80Wp conectados em série, totalizando 240Wp, conforme Figura 5.9.

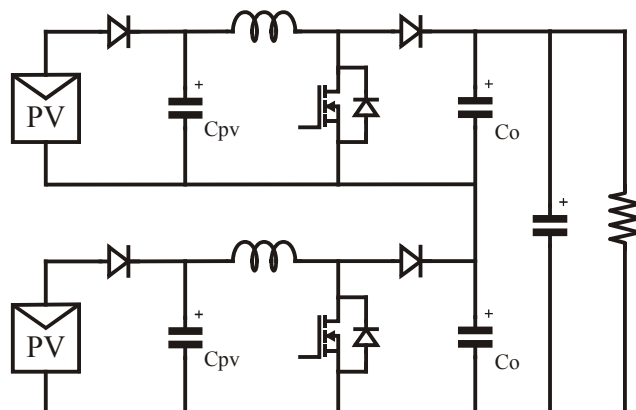


Figura 5.9. Dois módulos do sistema proposto conectados em série

Primeiramente o sistema descentralizado foi simulado considerando a situação em que os dois arranjos de painéis fotovoltaicos estão sob a mesma radiação solar, $1000\text{W}/\text{m}^2$, incidindo em sua superfície.

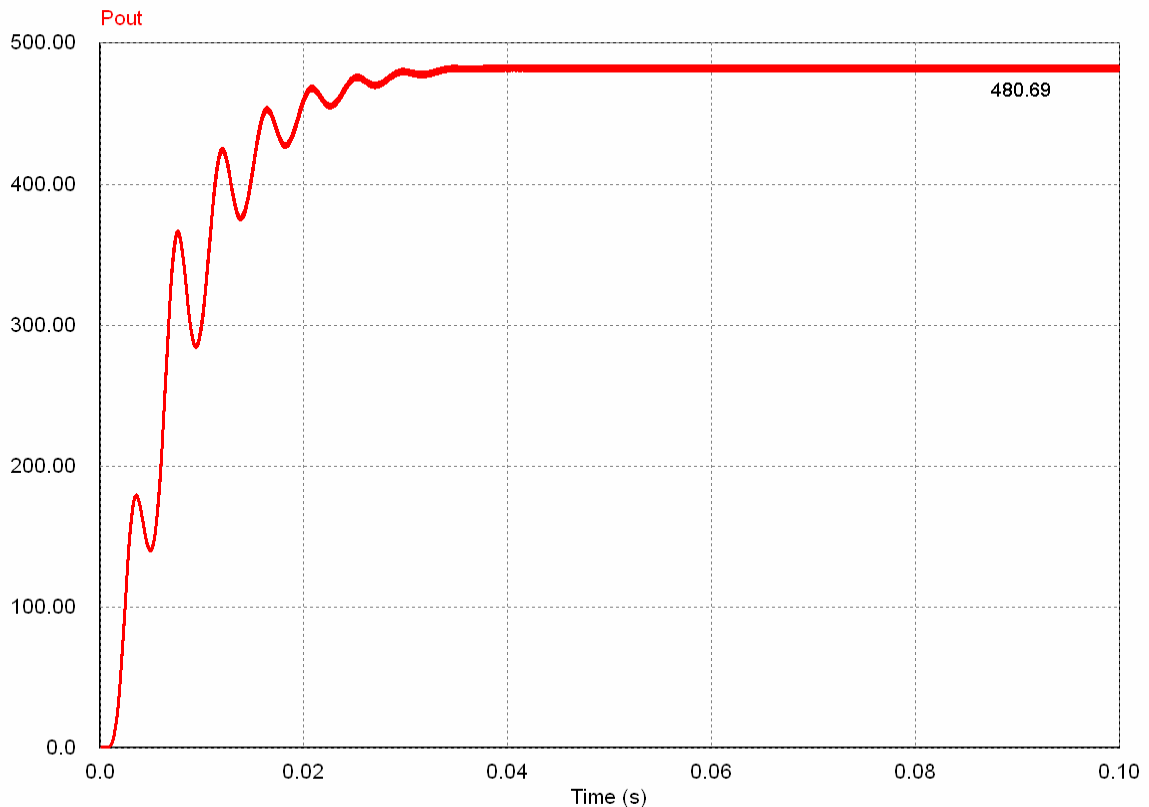


Figura 5.10. Potência entregue à carga considerando os dois arranjos de painéis sob radiação de $1000\text{W}/\text{m}^2$

Conforme a Figura 5.10, o sistema, quando atuando no ponto de máxima potência, é capaz de disponibilizar ao barramento CC uma potência total de $480,69\text{W}$, soma das potências fornecidas por cada um dos arranjos de painéis fotovoltaicos.

Observa-se que a potência disponibilizada por este sistema é bastante próxima a potência entregue pelo sistema centralizado para esta mesma condição de radiação solar incidente, Figura 5.7.

O sistema proposto, apresentado na Figura 5.9, também foi simulado considerando que um dos módulos do sistema está sob efeito de sombreamento, tendo uma radiação incidente de $700\text{W}/\text{m}^2$.

A Figura 5.11 apresenta a potência disponibilizada ao barramento CC pelo arranjo de painéis fotovoltaicos que está sob ação de sombreamento.

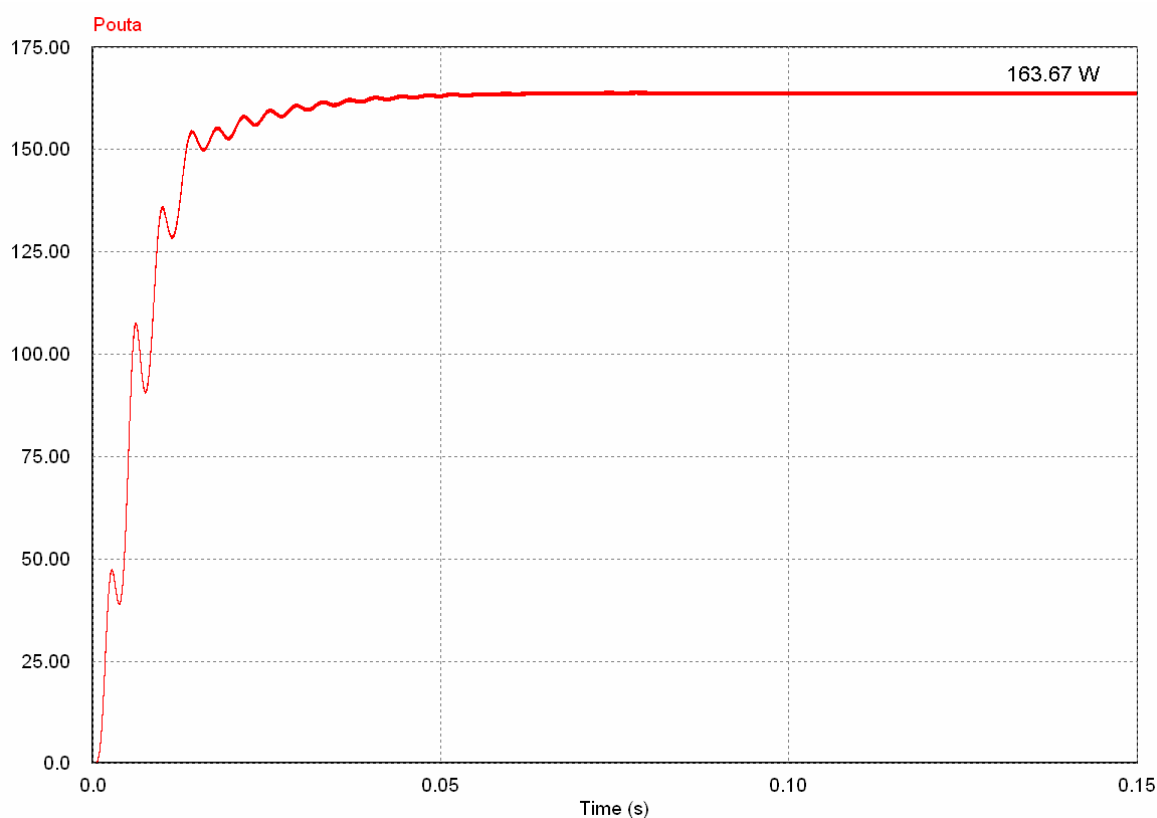


Figura 5.11. Potência entregue ao barramento CC pelo arranjo de painéis fotovoltaicos sombreado, radiação incidente de 700W/m^2 .

Já a Figura 5.12 apresenta o resultado da simulação da potência entregue ao barramento CC pelo arranjo de painéis fotovoltaicos sob radiação incidente de 1000W/m^2 .

Observa-se que neste caso os painéis fotovoltaicos sob menor radiação solar não limitaram a potência gerada pelos demais painéis, permitindo assim que cada módulo disponibilize para o barramento CC a máxima potência gerada pelos painéis que compõem cada módulo, aumentando desta forma o rendimento global do sistema fotovoltaico.

A Figura 5.13 apresenta a potência total disponibilizada ao barramento, soma das potências geradas em cada módulo, pelo sistema descentralizado.

O sistema fotovoltaico proposto, mesmo tendo um conjunto de painéis sob radiação de 700W/m^2 e o outro sob 1000W/m^2 , é capaz de entregar ao barramento CC uma potência máxima de $404,58\text{W}$ que, comparada com a potência disponibilizada pelo sistema centralizado, sob estas mesmas condições, $343,55\text{W}$, apresenta um aumento de mais de 17% na potência disponibilizada ao barramento CC.

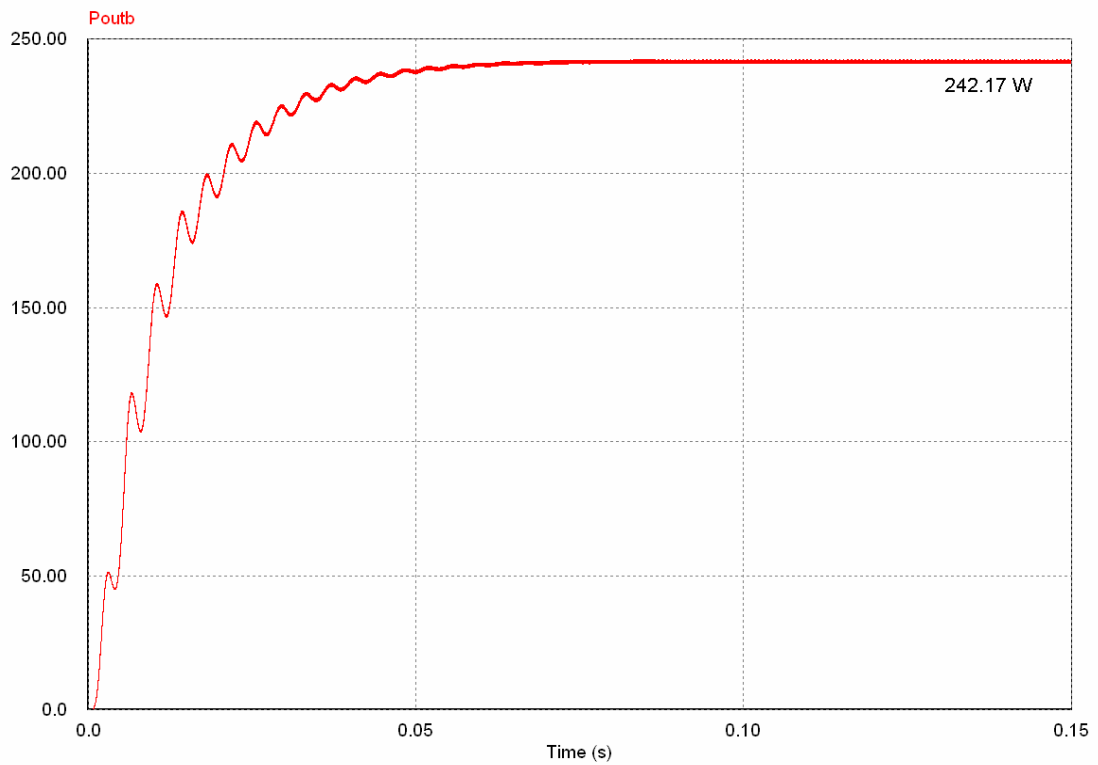


Figura 5.12 - Potência entregue ao barramento CC pelo arranjo de painéis fotovoltaicos sob radiação incidente de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

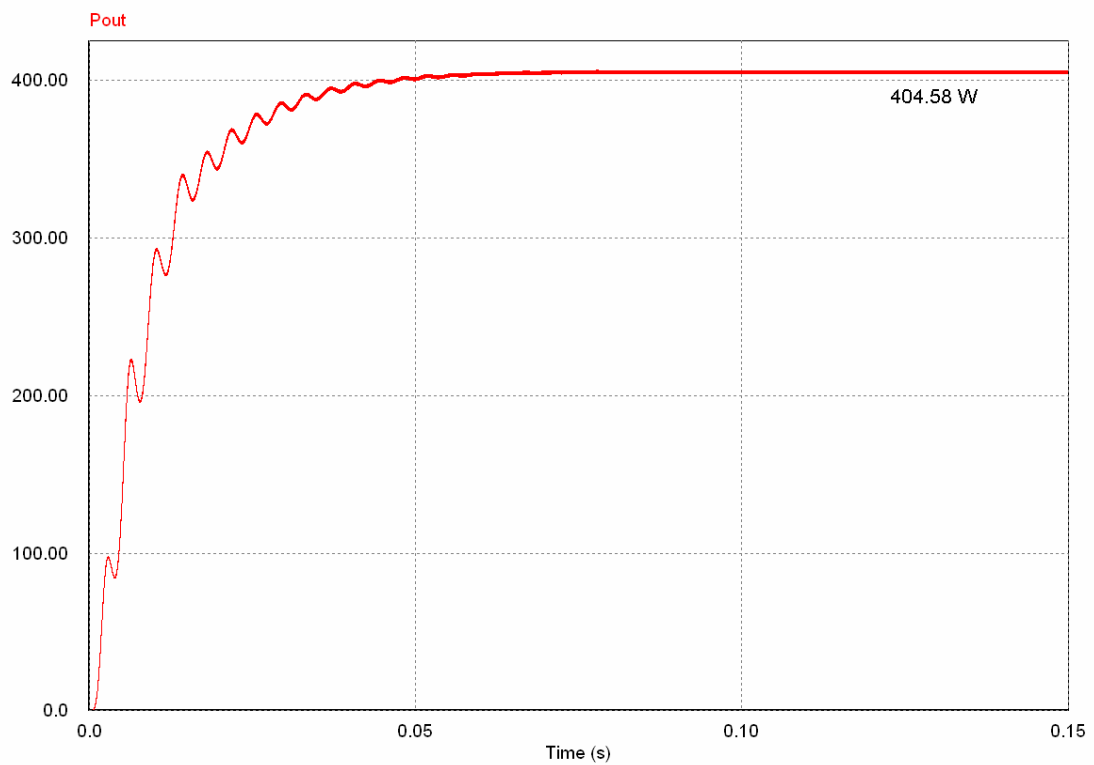


Figura 5.13. Potência total entregue à carga pelo sistema proposto com um dos arranjos de painéis fotovoltaicos sombreado

5.4.3. Simulação da Ondulação na Tensão de Barramento

Conforme apresentado nas seções anteriores, a utilização de sistemas fotovoltaicos descentralizados, baseados em conversores CC-CC em série, apresentam inúmeras vantagens quando comparadas a sistemas fotovoltaicos autônomos tradicionais.

Um destas vantagens é a possibilidade do aproveitamento do controle individual dos conversores de forma a reduzir a ondulação na tensão de saída o que traz, como consequência, a utilização de um capacitor de barramento de menor capacidade e valor.

Conforme apresentado em [61, 62] a ondulação da tensão de saída dependerá diretamente da seqüência em que os modos de operação, Figura 5.4, ocorrerem.

Para demonstrar esta dependência o conversor apresentado na Figura 5.3 foi simulado considerando duas situações:

- i) A razão cíclica de cada conversor igual a 0,5 sem defasagem;
- ii) A razão cíclica de cada conversor igual a 0,5 com defasagem de 180°.

A Figura 5.14, apresenta em destaque a tensão de saída de cada conversor e a tensão no barramento CC quando os dois conversores estão operando com a mesma razão cíclica e sem nenhuma defasagem entre o acionamento das chaves.

Para este primeiro caso, o sistema opera apenas nos modos 2 e 4, Figura 5.3, e a ondulação na tensão de barramento é igual a duas vezes a ondulação na tensão de cada conversor.

Entretanto, quando considerado o funcionamento dos conversores com uma defasagem de 180° entre o acionamento de cada chave, permanecendo ambos os conversores com razão cíclica igual a 0,5, não há ondulação na tensão do barramento CC, Figura 5.15 considerando que os conversores possuam capacitores de mesmo valor.

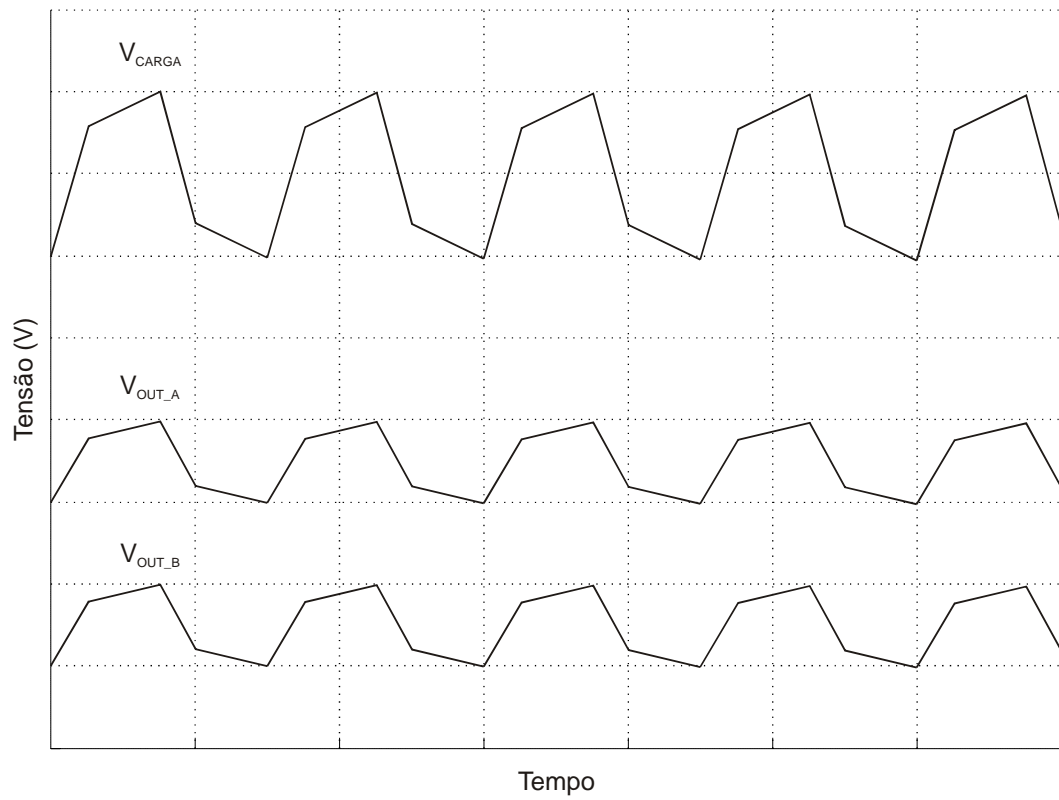


Figura 5.14 – Tensão na saída de cada conversor e do barramento CC com comandos em fase

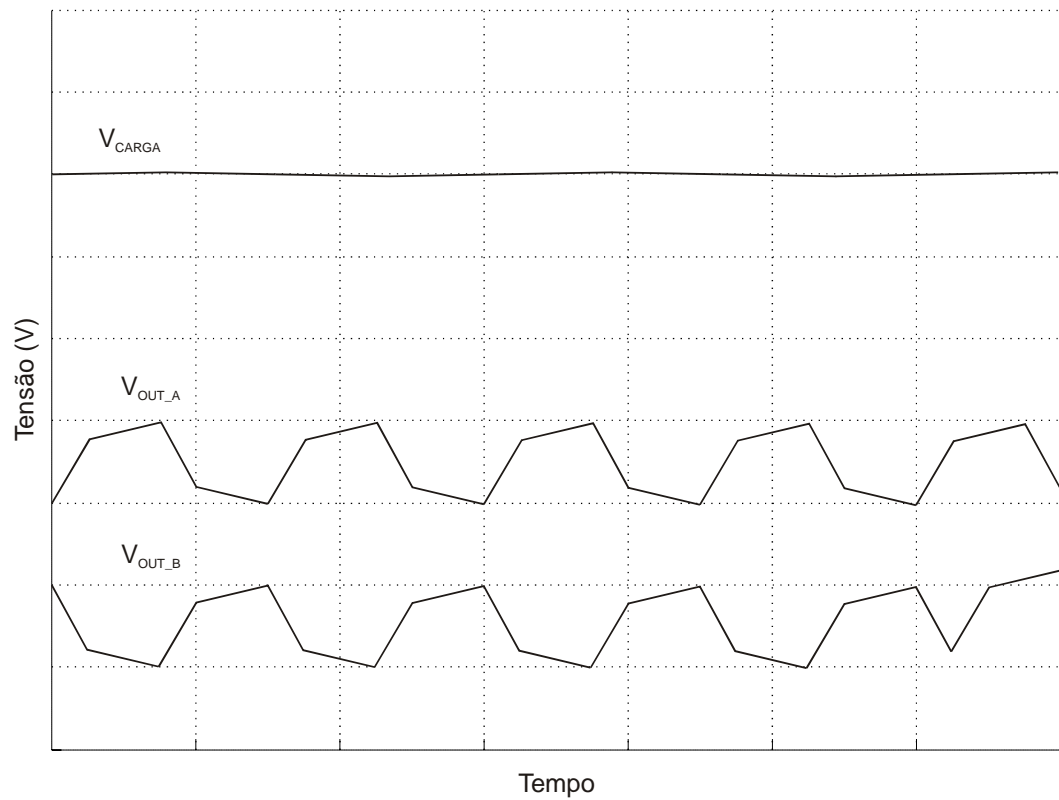


Figura 5.15 - Tensão na saída de cada conversor e do barramento CC com comandos defasados 180°

5.5. Conclusões

Os sistemas fotovoltaicos autônomos tradicionalmente empregados na geração de energia para residências de localidades afastadas da rede elétrica de distribuição são baseados em estruturas centralizadas. A utilização destes sistemas resulta em um baixo aproveitamento da energia gerada quando um ou mais painéis fotovoltaicos que compõe o sistema são sombreados ou danificados, além de possuir baixa qualidade quanto ao sistema de gerenciamento do sistema de armazenamento de energia, que emprega o banco de baterias conectado em série com o fluxo de potência do sistema.

Este capítulo apresentou as características e o princípio de funcionamento de uma nova topologia para sistemas fotovoltaicos autônomos, baseado em estruturas descentralizadas, que empregam um conversor CC-CC dedicado a um número reduzido de painéis fotovoltaicos, obtendo um melhor aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. Para o caso analisado, o ganho de energia disponibilizado ao barramento CC foi de 17%, quando comparado a um sistema centralizado.

A estrutura apresentada também apresentou, através de resultados de simulação, a possibilidade da redução de forma significativa da ondulação na tensão do barramento com o emprego de uma defasagem de 180° entre o acionamento das chaves dos conversores CC-CC.

Capítulo 6

RESULTADOS EXPERIMENTAIS

6.1. Introdução

Para confirmar as análises teóricas e avaliar os benefícios, principalmente em relação ao ganho de potência disponibilizado ao barramento CC da topologia descentralizada em relação a centralizada, descritos no capítulo anterior, um protótipo de 480Wp, frequência de chaveamento de 30kHz e tensão do barramento CC de 200V foi implementado para cada um dos sistema de geração.

Os dois sistemas foram submetidos as mesmas situações de funcionamento que foram consideradas na seção anterior: i.) os dois sistemas submetidos a uma radiação uniforme de 1000 W/m² em todos os painéis (ensaio 1); ii.) metade dos painéis que compõe o arranjo sob uma radiação de 700W/m², caracterizando sombreamento/falha/envelhecimento destes painéis (ensaio 2).

Para realizar os ensaios uma fonte programável Agilent 6813B e uma fonte Agilent E4350B, que simula arranjos painéis fotovoltaicos, foram utilizadas no lugar dos painéis fotovoltaicos. Esta fonte, controlada por computador, é capaz de gerar a curva IxV de qualquer painel, ou arranjo de painéis, a partir do fornecimento da tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e tensão e corrente do ponto de máxima potência do painel ou arranjo que se deseja simular. Desta forma, a fonte foi programada para simular os arranjos de painéis, compostos por painéis de 80Wp conectados em série, utilizados em nossos experimentos.

A Figura 6.1 apresenta uma fotografia da bancada de testes, composta pelo microcomputador, a fonte Agilent E4350B e os protótipos implementados.

Os ensaios foram realizados de forma a garantir que os sistemas estivessem operando sobre o ponto de máxima potência para ambos os casos avaliados.

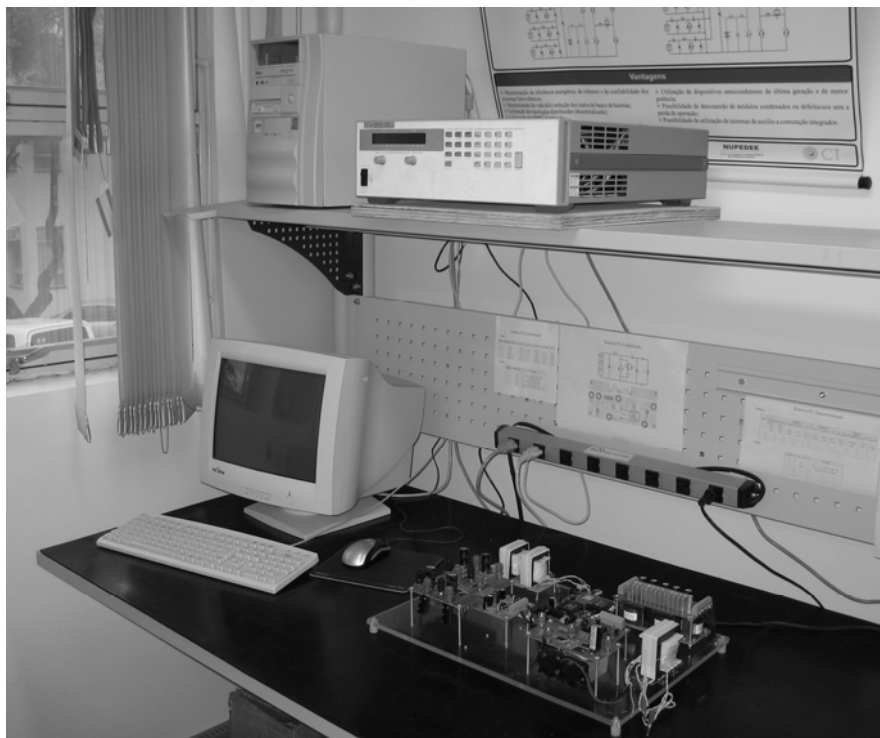


Figura 6.1 – Fotografia da bancada de testes.

O procedimento de projeto dos conversores utilizados em cada um dos sistemas é mostrado no APÊNDICE B.

6.2. Sistema Fotovoltaico Centralizado

O diagrama do primeiro protótipo montado, referente a topologia centralizada, que constitui a maioria dos sistemas fotovoltaicos autônomos, é mostrado na Figura 6.2.

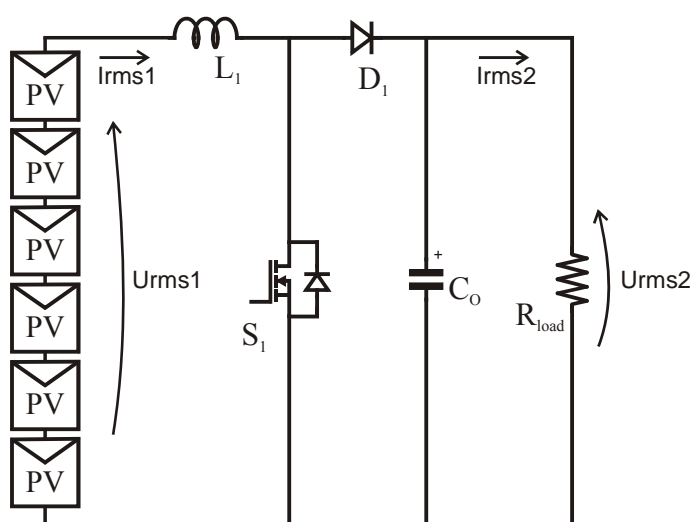


Figura 6.2 - Estágio de entrada do sistema centralizado implementado.

O sistema centralizado implementado é composto por um arranjo de seis painéis fotovoltaicos de 80Wp, conectados em série, e por um conversor CC-CC elevador, responsável pela operação do sistema no ponto de máxima potência.

A Figura 6.3 apresenta uma fotografia dos conversores implementados.

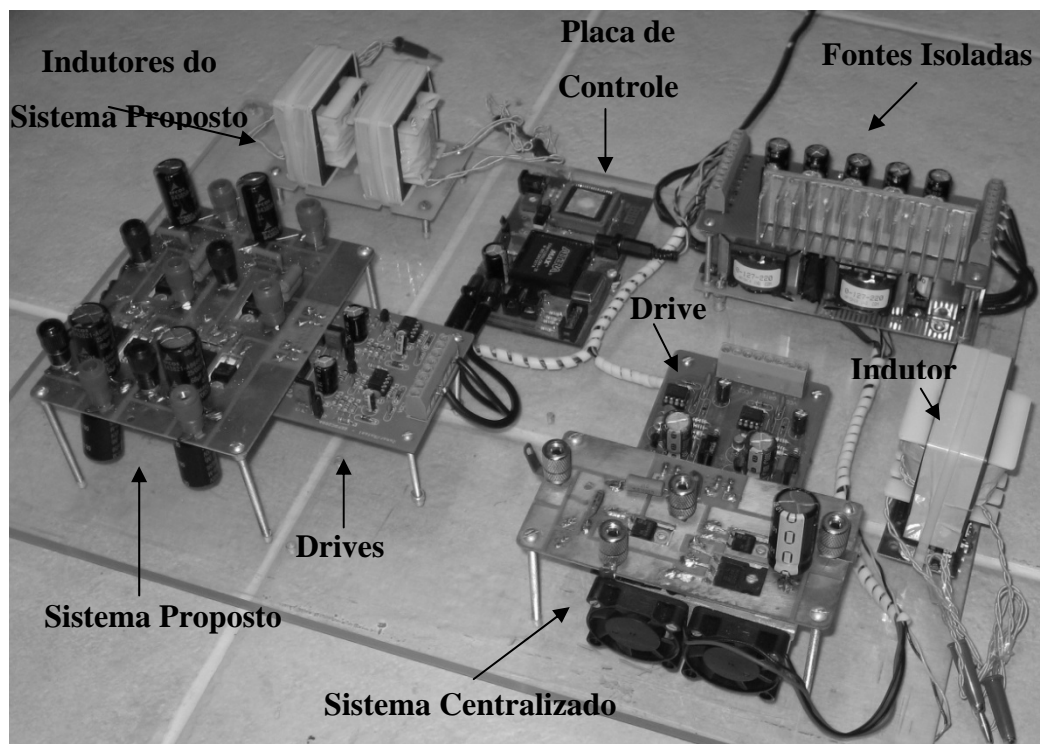


Figura 6.3 – Fotografia dos conversores implementados.

As especificações e os parâmetros deste protótipo são mostrados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Especificações do protótipo centralizado

Componente/Parâmetro	Especificação/Valor
P_{MAX}^*	498,7 W
V_{MAX}^*	136,89 V
I_{MAX}^*	4,8 A
f	30 kHz
V_{OUT}	200 V
S_1	MOSFET IRFP360LC
D_1	DIODE RHRP870
C_O	100 μ F/400V
L_1	EE-65/26 Thorton = 1,5mH

* Dados obtidos da simulação dos arranjos para uma radiação solar de 1000W/m² e temperatura de 45°C

Um circuito de auxílio a comutação (*snubber* RCD), para auxílio no bloqueio da chave, foi incluído ao circuito apresentado na Figura 6.2.

Os parâmetros do arranjo de painéis fotovoltaicos, considerando as duas radiações solares que foram utilizadas nos experimentos, são apresentados na Tabela 6.2 .

Tabela 6.2 – Parâmetros do arranjo de painéis fotovoltaicos do Sistema Centralizado

Radiação solar de 1000W/m ²		Radiação solar de 1000/700W/m ²	
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
P _{MPP}	483,67 W	P _{MPP}	343,40 W
V _{OC}	132,60 V	V _{OC}	131,47 V
V _{MPP}	109,19 V	V _{MPP}	111,23 V
I _{SC}	4,80 A	I _{SC}	4,73 A
I _{MPP}	4,43A	I _{MPP}	3,09 A

Na Figura 6.4 são apresentadas as formas de onda da corrente no indutor boost, tensão de entrada, tensão e corrente de saída do conversor, além de seus valores RMS obtidos do protótipo implementado através do osciloscópio Agilent 54624A, quando considerado uma radiação solar uniforme de 1000W/m² em todos os painéis que compõe o sistema.

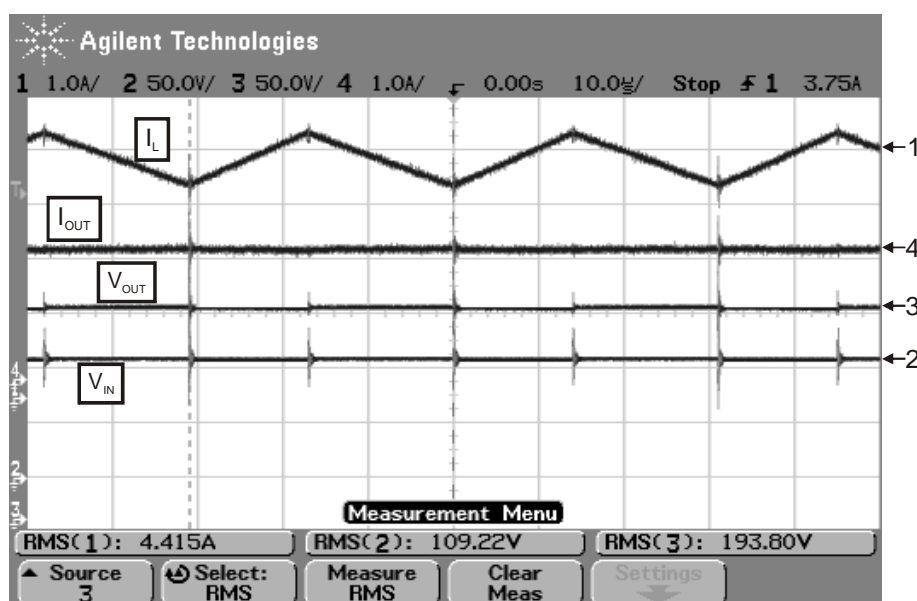


Figura 6.4 - Formas de onda da topologia centralizada sob radiação solar de 1000W/m².

Observando os dados apresentados na Tabela 6.2 e valores da tensão (RMS(2)) e corrente (RMS(1)) de entrada do conversor, Figura 6.4, obtidos neste primeiro ensaio, pode-se verificar que o sistema esta operando sobre o ponto de máxima potência e, desta forma, aproveitando a máxima capacidade de geração dos painéis fotovoltaicos.

Para validar estes resultados e obter a eficiência deste conversor novos, resultados foram obtidos utilizando o medidor de potência digital da marca Yokogawa®, modelo WT1600.

A Figura 6.5 apresenta os valores RMS da tensão (U_{rms1}), corrente (I_{rms1}) e potência ($P1$) extraídos do arranjo de painéis fotovoltaicos, além da tensão (U_{rms2}), corrente (I_{rms2}) e potência ($P2$) de saída do sistema centralizado.

Novamente, comparando os dados da Tabela 6.2 e os resultados obtidos na Figura 6.5, podemos verificar que o sistema esta operando bastante próximo do ponto de máxima potência, extraíndo aproximadamente 482W.

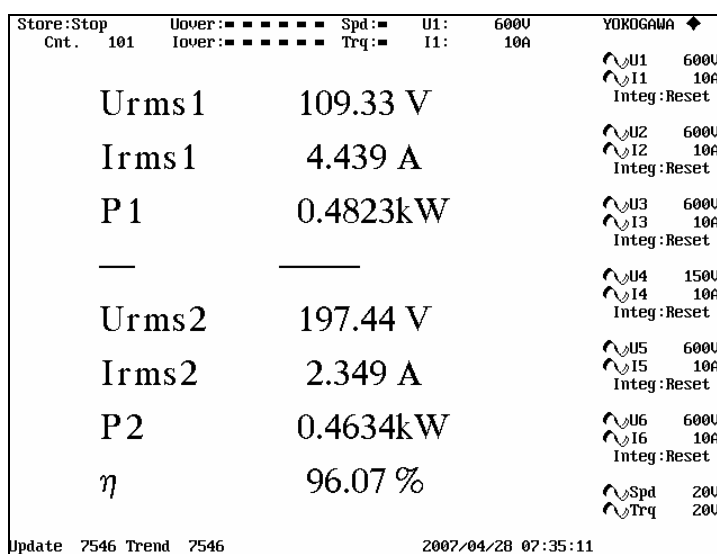


Figura 6.5 – Sistema centralizado sob radiação de $1000\text{W}/\text{m}^2$, onde $\eta = P2/P1$.

A Figura 6.5 apresenta também o rendimento do sistema centralizado para este ensaio, que ficou acima dos 96%, resultando em uma potência disponibilizada pelo conversor centralizado ao barramento CC de 463,4W.

Na Figura 6.6 e Figura 6.7, observa-se as formas de onda e os valores RMS de interesse do sistema centralizado quando operando com metade de seus painéis sombreados.

Nesta situação, foi considerado que os painéis sombreados tiveram uma redução de 30% na radiação solar incidente, o que resulta em uma redução na corrente e, conseqüentemente, na potência gerada por estes painéis, como observado nas figuras.

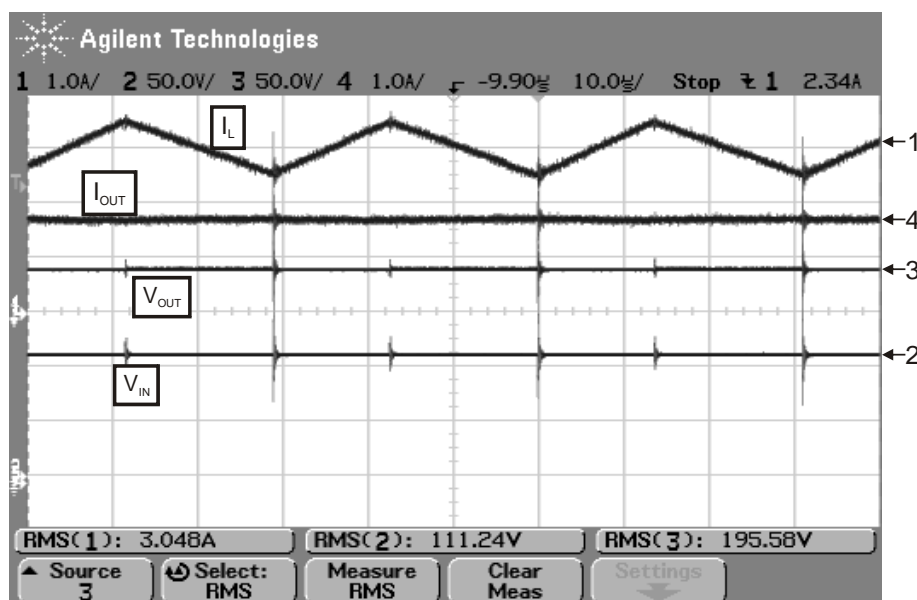


Figura 6.6 - Formas de onda da topologia centralizada sob ação de sombreamento.

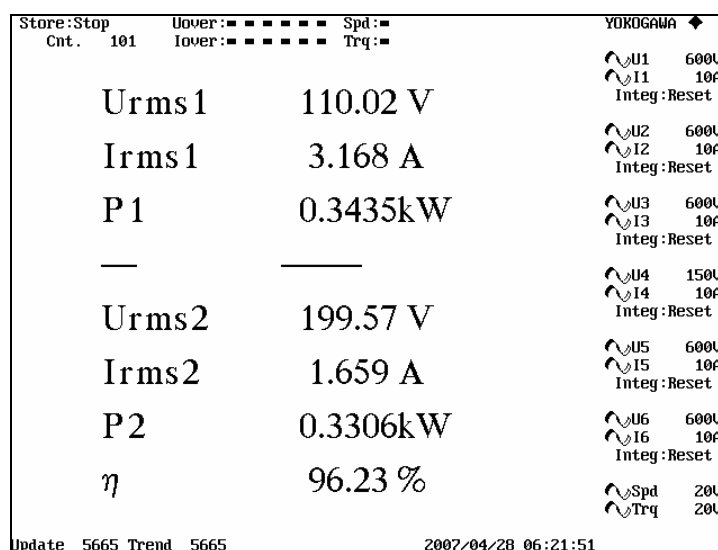


Figura 6.7 - Sistema centralizado com metade dos painéis que compõe o arranjo sob radiação de $700\text{W}/\text{m}^2$, onde $\eta = P2/P1$.

Novamente, comparando a Tabela 6.2 e os valores obtidos experimentalmente através do medidor de potência WT1600, verifica-se que o sistema está operando no ponto de máxima potência para esta situação. Porém, o sistema não é capaz de aproveitar toda a

potencialidade de geração dos painéis fotovoltaicos, pois em um arranjo onde os painéis fotovoltaicos são conectados em série a queda na geração de corrente em um dos painéis faz com que os demais painéis fotovoltaicos do arranjo tenham que conduzir a mesma corrente, reduzindo o aproveitamento de geração dos painéis que continuam sob radiação mais elevada.

6.3. Sistema Fotovoltaico Descentralizado

O Sistema Fotovoltaico Descentralizado em estudo neste trabalho, composto por dois arranjos de painéis fotovoltaicos, cada um com 3 painéis de 80Wp conectados em série, e dois conversores CC-CC elevadores, de 240W, foi implementado de acordo com o diagrama da Figura 6.8.

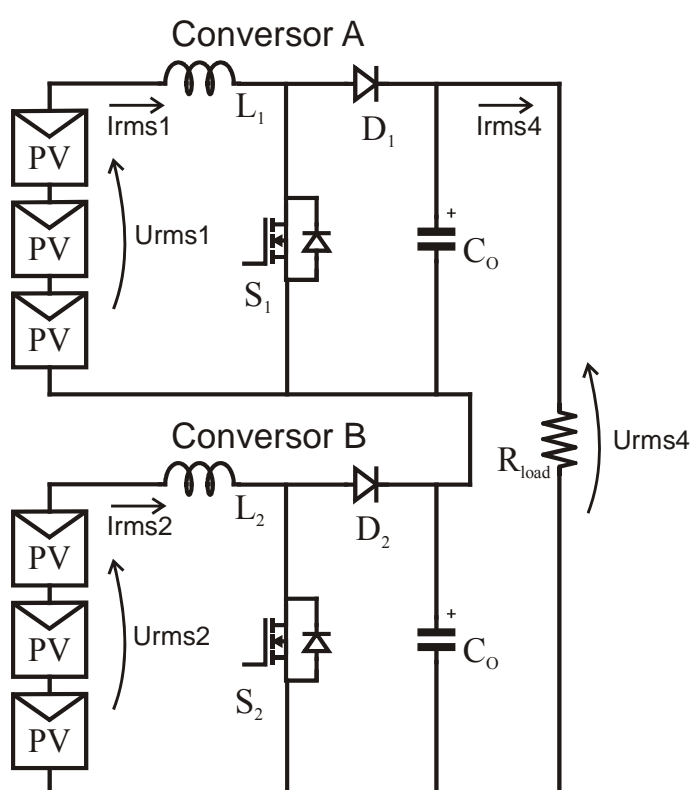


Figura 6.8 – Estágio de entrada do sistema descentralizado implementado.

Da mesma forma como no conversor do sistema centralizado, um *snubber* RCD foi incluído ao circuito para auxílio no bloqueio da cada chave semicondutora de cada conversor.

As especificações e os parâmetros deste protótipo são mostrados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 - Especificações do protótipo de cada conversor implementado no sistema descentralizado

Componente/Parâmetro	Especificação/Valor
P_{MAX}^*	241,91 W
V_{MAX}^*	67,09 V
I_{MAX}^*	4,8 A
f	30 kHz
V_{OUT}	100 V
S_1	MOSFET IRFP360LC
D_1	DIODE RHRP870
C_O	100 μ F/400V
L_1	EE-55/21 Thorton = 767 μ H

* Dados obtidos da simulação dos arranjos para uma radiação solar de 1000W/m² e temperatura de 45°C

Os parâmetros do arranjo de painéis fotovoltaicos, considerando as duas radiações solares que foram utilizados nos experimentos, são apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Parâmetros do arranjo de painéis fotovoltaicos do Sistema Descentralizado

Radiação solar de 1000 W/m ²		Radiação solar de 700 W/m ²	
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
P_{MPP}	241,84 W	P_{MPP}	164,24 W
V_{OC}	66,30 V	V_{OC}	64,67 V
V_{MPP}	54,60 V	V_{MPP}	53,09 V
I_{SC}	4,80 A	I_{SC}	3,36 A
I_{MPP}	4,43A	I_{MPP}	3,09 A

As Figura 6.9 e Figura 6.10 mostram as formas de onda da corrente no indutor boost, e tensão de entrada, dos dois conversores boost utilizados na estrutura descentralizada, para o primeiro ensaio realizado, onde se considerou que todos os painéis fotovoltaicos que compõem o sistema estão sendo irradiados de forma uniforme por uma radiação de 1000W/m².

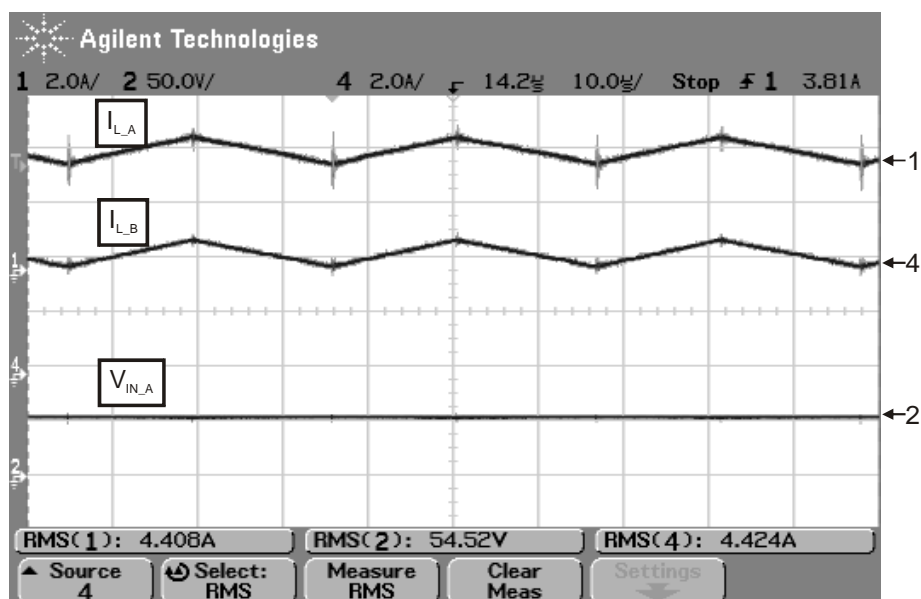


Figura 6.9 – Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor A, para o sistema descentralizado com radiação incidente de 1000W/m^2 .

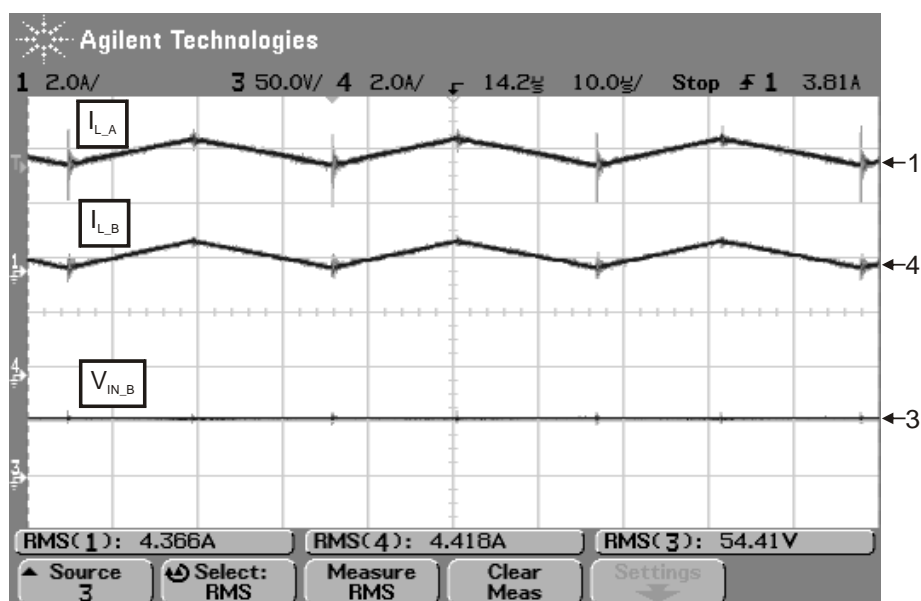


Figura 6.10 - Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor B, para o sistema descentralizado com radiação incidente de 1000W/m^2

A Figura 6.11 mostra os resultados obtidos para este sistema utilizando o medidor de potência Yokogawa® WT1600.

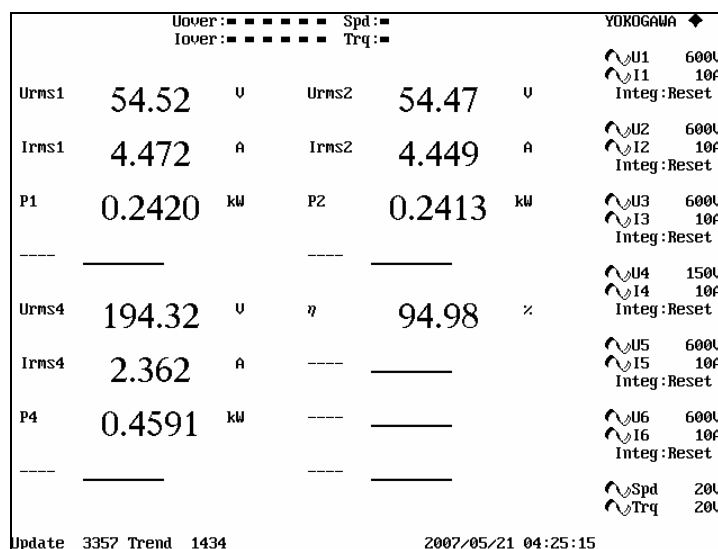


Figura 6.11 – Sistema descentralizado com todos os painéis fotovoltaicos sob radiação solar de $1000\text{W}/\text{m}^2$, onde $\eta = \frac{P4}{P1 + P2}$.

Verifica-se, através das tensões de entrada U_{rms1} e U_{rms2} e das correntes de entrada I_{rms1} e I_{rms2} , dos conversores A e B, respectivamente, e comparando com os dados da Tabela 6.4, que o sistema proposto também está operando próximo do ponto de máxima potência dos dois arranjos de painéis fotovoltaicos.

A Figura 6.11 apresenta também os valores RMS da tensão (U_{rms4}), corrente (I_{rms4}) e potência ($P4$) disponibilizados ao barramento CC, onde a potência entregue ao barramento ficou próxima dos 459W, valor este bastante próximo da potência disponibilizada pelo sistema centralizado, Figura 6.5, que foi de aproximadamente 463W.

Esta redução na potência disponibilizada pelo sistema descentralizado deve-se ao fato deste sistema apresentar uma eficiência de aproximadamente 95%, um pouco abaixo da eficiência obtida para o sistema centralizado. Esta redução na eficiência se dá pelo aumento do número de elementos que esta topologia apresenta.

No segundo ensaio realizado para avaliar esta topologia considerou-se, como para a topologia centralizada, que metade dos painéis que compõem o sistema está recebendo uma radiação solar 30% inferior que os demais painéis.

As Figura 6.12 e Figura 6.13 mostram as formas de onda das correntes e tensões de entrada dos dois conversores para esta situação.

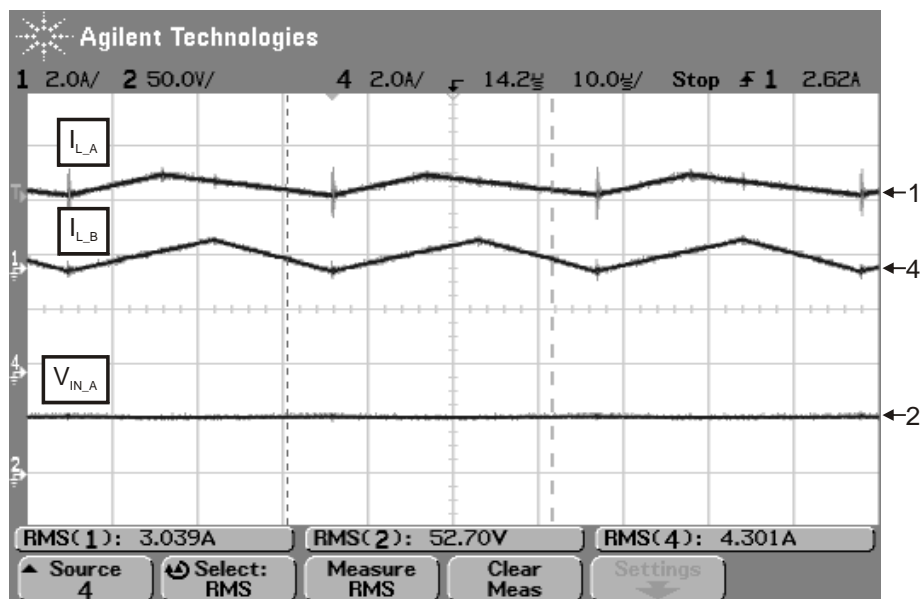


Figura 6.12 - Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor A, para o sistema descentralizado com um dos arranjos sob radiação de $700\text{W}/\text{m}^2$.

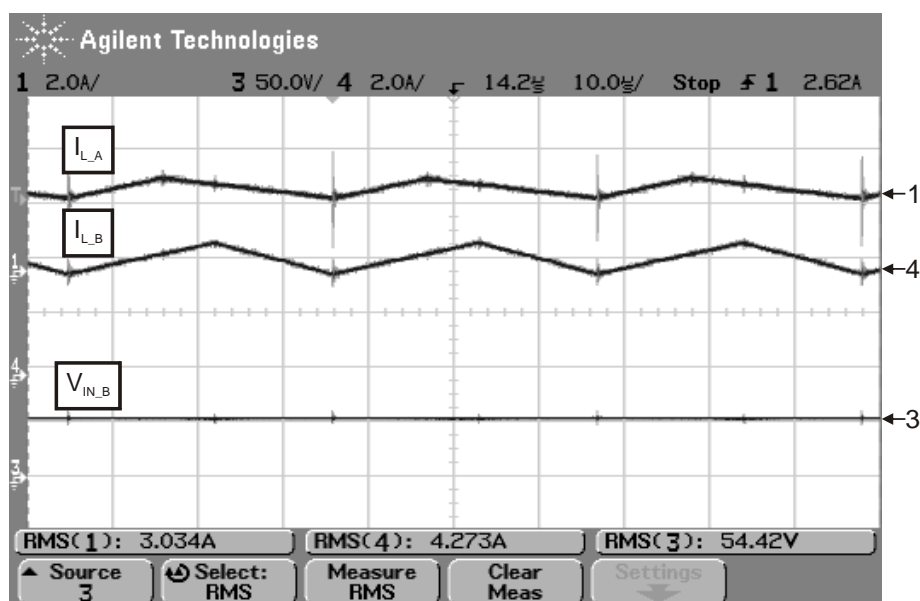


Figura 6.13 - Formas de onda da corrente de entrada dos conversores A e B e tensão de entrada do conversor B, para o sistema descentralizado com um dos arranjos sob radiação de $700\text{W}/\text{m}^2$.

Verifica-se, nas figuras acima, que há uma defasagem entre as correntes extraídas de cada arranjo. Isso se deve ao fato de que cada arranjo de painéis fotovoltaicos possui seu próprio conversor, que são capazes, através de comandos independentes, alterar a razão cíclica e realizar a busca do ponto de máxima potência de forma independente para cada arranjo, garantindo assim, um melhor aproveitamento da capacidade de geração de cada arranjo.

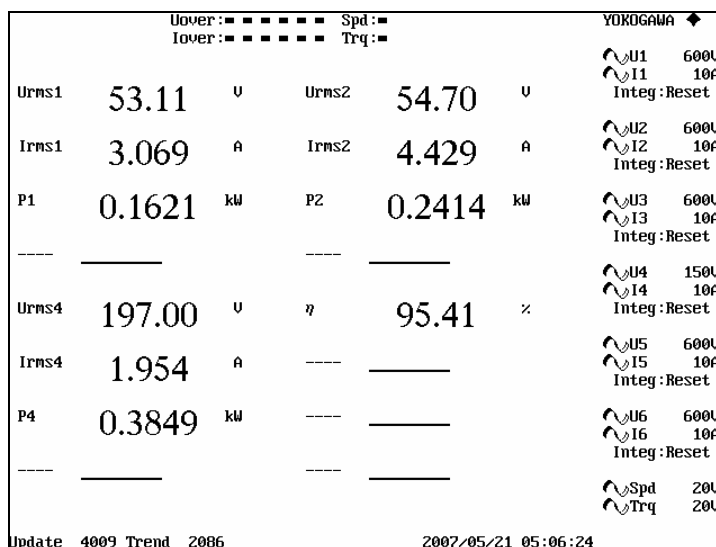


Figura 6.14 - Sistema descentralizado operando com metade de seus painéis fotovoltaicos sob radiação solar de 700W/m^2 , onde $\eta = P4 / (P1 + P2)$.

A Figura 6.14 apresenta os resultados obtidos através do medidor de potência WT1600 da marca Yokogawa[®] que confirmam, através das tensões de entrada Urms1 e Urms2 e das correntes de entrada Irms1 e Irms2, dos conversores A e B, respectivamente, a operação de cada arranjo bastante próximo do ponto de máxima potência, Tabela 6.4.

Diferentemente do sistema centralizado, onde a redução da corrente gerada por três dos painéis que compunham o sistema fez com que todos os painéis reduzissem a potência gerada, no sistema descentralizado este problema já não afeta de forma tão significativa o aproveitamento da energia gerada.

Figura 6.14 mostra também houve um pequeno aumento na eficiência do sistema descentralizado para esta situação. Este aumento se deve a redução da corrente no conversor A, conectado ao arranjo de painéis fotovoltaicos que teve a radiação incidente reduzida.

Conforme a Figura 6.14 a potência disponibilizada pelo sistema descentralizado (P4) é de aproximadamente 385 W que, se comparada à potência disponibilizada pelo sistema centralizado quando metade dos painéis também estão com radiação incidente reduzida, 330,6W, Figura 6.7, apresenta um ganho de potência disponibilizada pelo arranjo de aproximadamente 16%.

6.4. Investigação da Ondulação de Tensão no Barramento CC

Conforme apresentado no Capítulo 5, uma das vantagens da utilização de sistemas descentralizados é a possibilidade do aproveitamento do controle individual dos conversores para reduzir a ondulação na tensão de saída o que pode trazer como consequência a redução da capacitância necessária a ser utilizada no barramento CC.

Para avaliar esta possibilidade dois ensaios foram realizados com a topologia descentralizada: i) usando razão cíclica igual a 0,5 nos dois conversores sem defasagem entre os comandos e ii) usando razão cíclica igual a 0,5 nos dois conversores, porém defasando o acionamento de cada chave em 180° .

A Figura 6.15 apresenta a tensão no barramento CC, V_{OUT} , e as tensões na saída de cada conversor, V_{OUT_A} e V_{OUT_B} do sistema descentralizado, quando as razões cíclicas dos conversores foram setadas em 0,5 e não há defasagem entre os comandos das chaves.

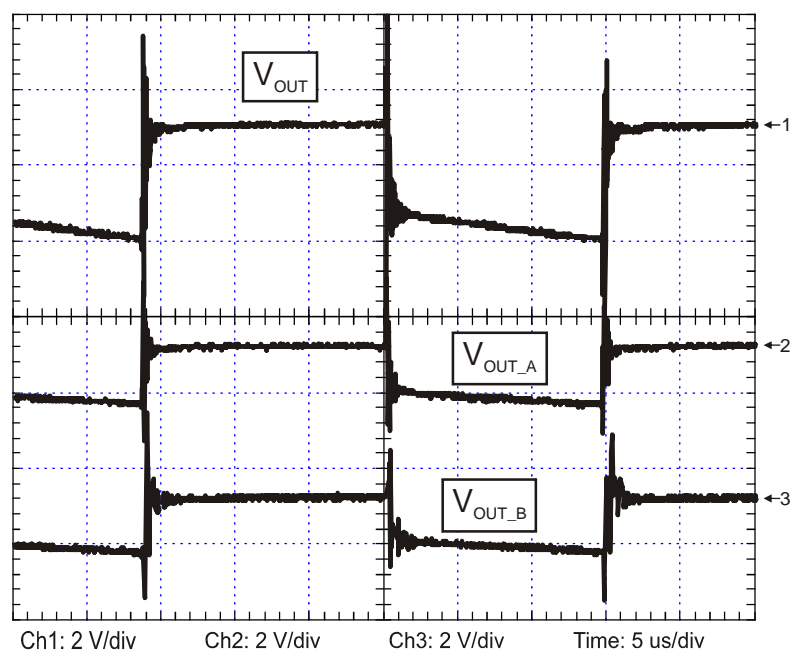


Figura 6.15 – Ondulação na tensão de saída do sistema descentralizado com razão cíclica de 0,5 e comandos em fase.

Assim, quando os comandos das chaves estão sendo acionados com a mesma razão cíclica e em fase, a ondulação na tensão de saída é a soma da ondulação na tensão de saída de cada conversor.

Entretanto, se os comandos das chaves forem defasados em 180° , Figura 6.16, a transferência de energia dos capacitores de saída de cada conversor para a carga se dará de forma alternada, o que resulta em uma ondulação na tensão do barramento próximo a zero.

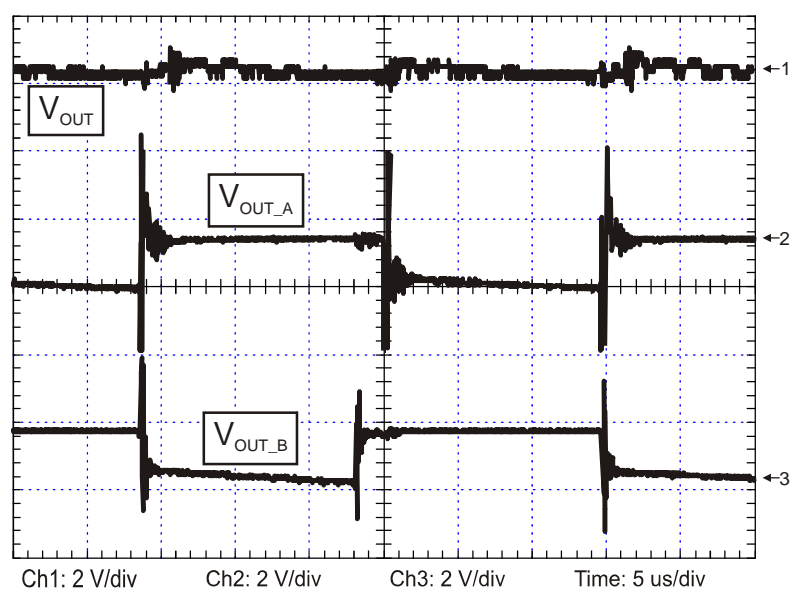


Figura 6.16 – Ondulação na tensão de saída do sistema descentralizado com razão cíclica de 0,5 e comandos defasados em 180°.

A topologia centralizada também foi ensaiada de forma a verificar a ondulação da tensão no barramento CC.

A Figura 6.17 apresenta a tensão de saída do único conversor que compõe a topologia centralizada.

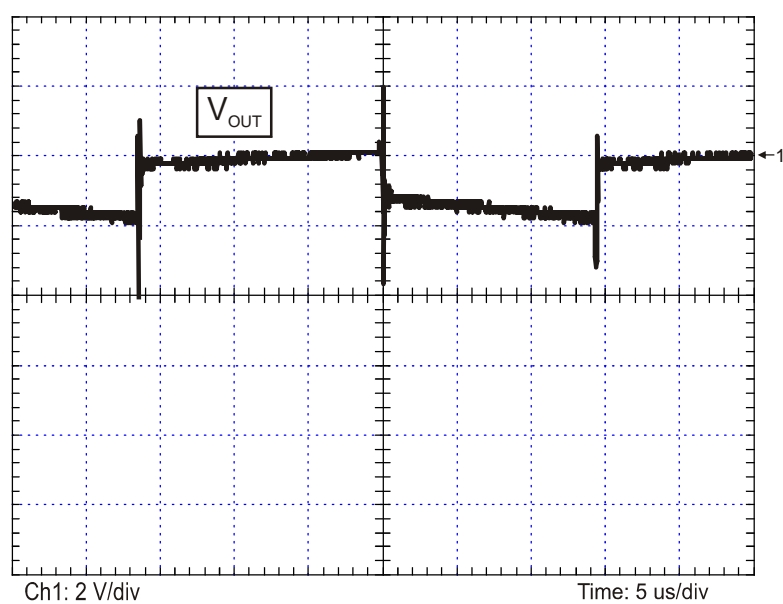


Figura 6.17 – Ondulação na tensão de saída do sistema centralizado.

Através da Figura 6.17 pode-se verificar que a ondulação na tensão do barramento CC para o sistema centralizado é bastante próxima da ondulação gerada pelo sistema descentralizado quando os comandos não são defasados. Entretanto, quando comparada com a ondulação na tensão de saída do sistema descentralizado com defasagem entre os comandos das chaves, Figura 6.16, utilizando a mesma capacitância de barramento, verifica-se que a ondulação apresentada pelo sistema centralizado é superior. Desta forma, com uso dos acionamentos defasados dos conversores do sistema descentralizado pode-se reduzir as capacitâncias utilizadas no barramento CC.

6.5. Conclusões

Este capítulo apresentou os principais resultados experimentais obtidos a partir dos dois protótipos montados em laboratório.

Através destes resultados comprovou-se que os sistemas fotovoltaicos descentralizados apresentam uma maior eficiência no aproveitamento da capacidade de geração dos painéis fotovoltaicos em situações em que pelo menos um dos painéis tem sua capacidade de geração reduzida, chegando a ter, para o caso analisado, um ganho de aproximadamente 16% na potência disponibilizada ao barramento.

Além disso, verificou-se que através da utilização de uma técnica de controle adequada, os sistemas descentralizados podem reduzir de forma significativa a ondulação na tensão no barramento CC. A maior redução da ondulação se dá para os modos de operação em que a razão cíclica dos conversores é igual, ou seja, para as condições normais de funcionamento do sistema, quando todos os painéis estão sob a mesma radiação solar.

Capítulo 7

CONCLUSÕES GERAIS

Foi apresentado nesta dissertação de mestrado um sistema fotovoltaico autônomo com processamento de energia descentralizado, baseado em conversores CC-CC conectados em série.

No capítulo 2 foram apresentados os diversos sistemas fotovoltaicos utilizados para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica, de acordo com a sua aplicação, e os dispositivos que compõem um sistema fotovoltaico. Verificou-se que os sistemas fotovoltaicos possuem uma diversidade bastante grande de configurações e topologias que podem ser utilizadas para o tratamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Neste capítulo também foi apresentada uma breve descrição dos principais componentes de um sistema fotovoltaico, dando destaque ao banco de baterias, o qual têm papel fundamental na definição dos custos de um sistema fotovoltaico autônomo, tanto nos custos de instalação bem como nos custos de manutenção dos sistemas se um sistema para carga/descarga não for adequadamente projetado.

O capítulo 3 apresentou o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica, o circuito elétrico equivalente e o seu modelo matemático.

Foram analisados os fatores climáticos como temperatura e radiação solar, que influenciam diretamente no comportamento de uma célula fotovoltaica. Os efeitos destes fatores na curva característica $I \times V$ foram analisados e apresentados.

No capítulo 4 foram apresentadas e analisadas as principais técnicas de busca do ponto de máxima potência utilizadas em sistemas fotovoltaicos. Dentre as técnicas abordadas neste capítulo a que utiliza o algoritmo Condutância Incremental apresentou os melhores resultados sem relação ao aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

No capítulo 5 o sistema fotovoltaico baseado em uma topologia descentralizada, que é proposto nesta dissertação, foi apresentado e analisado, destacando principais características

e vantagens sobre os sistemas baseados em topologias centralizadas que são tradicionalmente utilizados em sistemas de geração fotovoltaica autônomos com banco de baterias.

Verificou-se que a topologia de conversão comumente utilizada em sistemas fotovoltaicos autônomos apresenta uma redução na energia gerada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos quando pelo menos um dos painéis que compõe o sistema é submetido a uma radiação solar inferior aos demais.

Já a topologia apresentada neste trabalho demonstrou um melhor aproveitamento da energia gerada quando submetido a mesma situação, devido a utilização de um conversor para um número menor de painéis fotovoltaicos, possibilitando a busca individualizada do ponto de máxima potência, permitindo, para as condições analisadas, um acréscimo de 16% na energia disponibilizada ao barramento, quando comparada a configuração centralizada.

A topologia avaliada neste trabalho também apresentou a possibilidade da redução da ondulação na tensão do barramento CC, quando os comandos dos conversores são acionados de forma complementar. A maior redução na ondulação da tensão foi obtida para os modos de operação em que a razão cíclica dos conversores é igual, anulando a ondulação no barramento CC.

Além disso, pelo uso de mais de um conversor estático para o processamento de energia, o sistema tem sua confiabilidade aumentada, pois mesmo com a falha de um dos conversores o sistema pode continuar operando, suprindo energia às cargas mais críticas.

No capítulo 6 os resultados experimentais obtidos a partir de dois protótipos implementados em laboratório comprovaram a maior eficiência do sistema com processamento descentralizado de energia ao disponibilizar mais energia à carga do que um sistema centralizado quando o arranjo de painéis fotovoltaicos está sombreado ou um dos painéis apresenta defeito.

Proposta para trabalhos futuros:

- Desenvolver o projeto de todo o sistema de geração, incluindo o conversor para carga/descarga do banco de baterias, inversor e sistema de gerenciamento de energia do sistema;
- Implementar a técnica de busca do ponto de máxima potência ao sistema proposto;
- Implementar o sistema proposto para avaliar o seu comportamento experimentalmente;

- Desenvolver um estudo para a utilização de técnicas de comutação suave e novos dispositivos semicondutores avaliando o impacto dos custos e rendimento em sistemas fotovoltaicos autônomos baseados em estruturas descentralizadas com conversores CC-CC em série;
- Desenvolver uma metodologia de projeto de sistemas fotovoltaicos autônomos que avalie a eficiência do sistema fotovoltaico para a redução do número de painéis fotovoltaicos.

ARTIGOS PUBLICADOS:

Os artigos publicados no decorrer deste trabalho são:

- ❖ J. Imhoff, G. F. Rodrigues, R. Gules, J. R. Pinheiro, and H. L. Hey, "A Stand-Alone Photovoltaic System Based on Dc-Dc Converters in a Multi-String Configuration," in Rio 6: world climate and energy event: proceedings of the international conference, vol. 1, 2006, pp. 267-276.
- ❖ J. Imhoff, G. F. Rodrigues, J. R. Pinheiro, and H. L. Hey, "A Stand-Alone Photovoltaic System with Dc-Dc Converters in a Multi-String Configuration," in EPE 2007 - 12th European Conference on Power Electronics and Applications, 2007. Aceito para publicação
- ❖ J. Imhoff, G. F. Rodrigues, J. R. Pinheiro, and H. L. Hey, "Dc-Dc Converters in a Multi-String Configuration Applied to a Stand-Alone Photovoltaic System" in COBEP 2007 – 9º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, 2007. Aceito para publicação.

REFERÊNCIAS

- [1] L. P. Rosa, "A Falta de Energia Elétrica e a Sobra de Gás," in *Planeta COPPE* (www.planeta.coppe.ufrj.br).
- [2] B. Forth and T. Tobin, "Right power, right price [enterprise energy management systems]," in *Computer Applications in Power*, vol. 15, 2002, pp. 22 - 27.
- [3] "The California Energy Crisis," in *Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, 2001, pp. 570 - 572.
- [4] G. J. Miranda, "Be prepared!" in *IEEE Industry Applications Magazine*, 2003, pp. 12 - 20.
- [5] "Renewables in Global Energy Supply," International Energy Agency (IEA).
- [6] D. C. Martins, "Conversores Estáticos de Potência Utilizados no Processamento da Energia Solar Fotovoltaica," in *Conferência Internacional de Aplicações Industriais*, vol 2, 2000, pp. 67-77.
- [7] "Renewable Energy Resources: Opportunities and Constraints, 1990-2020," World Energy Council 1993.
- [8] M. S. C. Dias, "Energia Solar Fotovoltaica para Linhas de Transmissão," in *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1999.
- [9] "Formas Não-convencionais de Geração e Uso Racional de Energia," SIEMENS.
- [10] M. Viaud, "Development of the PV industry in Europe," *Sustainable Energy 2005 (EPIA)*, 2005.
- [11] "EPIA Road Map," European Photovoltaic Industry Association 2004.
- [12] "Inserção das Energias Alternativas Renováveis no Setor Elétrico Brasileiro," 3º *Fórum Brasileiro de Energia Elétrica*, 2003.
- [13] H. Scheer, "Germany's 100,000 Roof Photovoltaic Programme," 1999.
- [14] "Programa Luz para Todos," in *Ministerio de Minas e Energia* (www.mme.gov.br), 2005.
- [15] N. Fraidenraich, "Tecnologia Solar no Brasil: os próximos 20 anos," 2002.
- [16] *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- [17] M. Ellern, G. Janólio, G. Ett, V. Ett, A. Ebesui, J. A. Jardini, and G. Y. Saiki, "Desenvolvimento de Células a Combustível de Polímero Sólido (PEMFC) para Aplicação em Geração de Energia Elétrica Distribuída," in *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, 2003.
- [18] M. A. Galdino and J. H. G. Lima, "PRODEEM – O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica," in *IX Congresso Brasileiro de Energia - CBE*, 2002.
- [19] T. Wu, C. Chang, and Y. Wu, "Single-Stage Converters for PV Lighting Systems with MPPT and Energy Backup," in *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 35, 1999, pp. 1306 - 1317.
- [20] S. El-Barbari and W. Hofmann, "Digital control of a four leg inverter for standalone photovoltaic systems with unbalanced load," in *IECON 2000*, vol. 1, 2000, pp. 729-734.

- [21] F. M. Ishengoma and L. E. Norum, "Design and implementation of a digitally controlled stand-alone photovoltaic power supply," presented at Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, 2002.
- [22] M. N. F. Nashed, "Low cost highly efficient of complete PV system," in *Proceedings of the Power Conversion Conference*, vol. 2, 2002, pp. 845 - 849.
- [23] A. R. Beig, U. R. Y. Kumar, and V. T. Ranganathan, "A novel fifteen level inverter for photovoltaic power supply system," in *Industry Applications Conference - IAS*, 2004.
- [24] J. H. R. Enslin and D. B. Snyman, "Combined Low-Cost, High-Efficient Inverter, Peak Power Tracker and Regulator for PV Applications," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 6, 1991, pp. 73 - 82.
- [25] L. Schuch, "Sistema CA/CC com um Conversor PWM Bidirecional para Interface entre o Barramento CC e o Banco de Baterias," in *Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica*, vol. master. Santa Maria - RS: Universidade Federal de Santa Maria, 2001.
- [26] V. M. Pacheco, L. C. Freitas, J. B. V. Jr, E. A. A. Coelho, and V. J. Farias, "Stand-Alone Photovoltaic Energy Storage System With Maximum Power Point Tracking," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition*, vol. 1, 2003, pp. 97 - 102.
- [27] V. M. Pacheco, L. C. Freitas, J. B. V. Jr, E. A. A. Coelho, and V. J. Farias, "A DC-DC converter adequate for alternative supply system applications," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition*, vol. 2, 2002, pp. 1074 - 1080.
- [28] B. Lindgren, "A Power Converter for Photovoltaic Applications," Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden February 2000.
- [29] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V. G. Agelidis, "Inverters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems - An overview," in *Power Electronics Specialists Conference*, vol. 4, 2002, pp. 1995 - 2000.
- [30] J. Myrzik and M. Calais, "String and Module Integrated Inverters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems - A Review," in *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 2, 2003, pp. 8.
- [31] M. Meinhardt and G. Cramer, "Multi-String Converter: The next step in evolution of String-Converter Technology," in *9th European Conference on Power Electronics and Applications*, 2001.
- [32] O. Alonso, P. Sanchis, E. Gúbia, and L. Marroyo, "Cascaded H-Bridge Multilevel Converter for Grid Connected Photovoltaic Generators with Independent Maximum Power Point Tracking of each Solar Array," in *Power Electronics Specialist Conference*, vol. 2, 2003, pp. 731 - 735.
- [33] G. F. Rodrigues, "Estudo Sobre Baterias para Aplicação em Sistemas Fotovoltaicos Isolados," in *Relatório de Publicação Interna GEPOC/UFSM*, 2005.
- [34] J. H. R. Enslin, M. S. Wolf, D. B. Snyman, and W. Swiegers, "Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 44, 1997, pp. 769 - 773.
- [35] IEA, "Management of Storage Batteries used in Stand-Alone Photovoltaic Power Systems - Report IEA_PVPS_T3-10:2002," International Energy Agency (IEA) 2002.
- [36] "Células Fotovoltaicas," Laboratório de Energia Solar – PROMEC.
- [37] R. H. Rosembach, "Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando como Controlador de Carga de Baterias em um Sistema Fotovoltaico," vol. Master. Juiz de Fora - MG: UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA, 2004.
- [38] J. F. C. d. Moura, "Caracterização de Baterias Automotivas para Uso Solar Fotovoltaico," vol. Dissertação de Mestrado: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1996.

- [39] A. P. C. Guimarães, C. M. Ribeiro, L. E. G. Bastos, L. C. G. Valente, P. C. d. Silva, and R. X. d. Oliveira, "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos," CEPEL - CRESESB, Rio de Janeiro 2004.
- [40] L. G. M. Oliveira, "Estratégias de Controle de Carga e Descarga em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares," in *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia*. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2005.
- [41] C. L. Warner, R. W. Taylor, C. M. Ribeiro, M. Moszkowicz, and A. J. V. Borba, "PV-hybrid village power systems in Amazonia," in *25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1996, pp. 1469 - 1472.
- [42] U. Able-Thomas and R. Hill, "Techno-economic comparison of PV and diesel systems for telecommunications and aviation navigational aids," in *2th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1996, pp. 1481 - 1484.
- [43] G. F. Rodrigues, J. Imhoff, H. Tomas, and H. L. Hey, "Análise Comparativa entre os Custos de Extensão da Rede Elétrica e Instalação de Sistemas Fotovoltaicos para Localidades Isoladas," in *XIX CRICTE*, 2004.
- [44] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, 1^a ed. New York: CRC Press, 1999.
- [45] D. B. Snyman and J. H. R. Enslin, "Simplified Maximum Power Point Controller for PV Installations," in *2nd IEEE Photovoltaics Specialists Conference*, 1993, pp. 1240-1245.
- [46] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, 2004, pp. 1184 - 1194.
- [47] G. R. Walker and P. C. Sernia, "Cascaded DC-DC Converter Connection of Photovoltaic Modules," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, 2004, pp. 1130 - 1139.
- [48] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaics Modules," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, 2005, pp. 1292 - 1305.
- [49] C. d. R. p. E. S. e. E. S. d. S. B.-. CRESESB, "Energia Solar - Princípios e Aplicações," Cresesb - CEPEL.
- [50] I. Zanesco, "Redução no Custo de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos," in *Relatório de Produtividade CNPq*, 2003.
- [51] R. M. G. Castro, "Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Fotovoltaica," Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa 2004.
- [52] "Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação," GREENPRO - Comissão Européia 2004.
- [53] E. Mineiro, S. Daher, F. L. M. Antunes, and C. M. T. Cruz, "Photovoltaic System For Suply Public Illumination in Electrical Energy Demand Peak," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition*, vol. 3, 2004, pp. 1501 - 1506.
- [54] Kyocera, "KC 80 - Módulo Policristalino de Alta Eficiência - Datasheet," in <http://www.kyocerasolar.com.br/>.
- [55] K. C. Oliveira, M. C. Cavalcanti, G. M. S. Azevedo, and F. A. S. Neves, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Systems," in *VII INDUSCON*, 2006.
- [56] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. C. Voulgaris, "Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System.," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 16, 2001, pp. 46 - 54.
- [57] D. P. Hohm and M. E. Ropp, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed," in *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000, pp. 1699 - 1702.

- [58] J. L. Santos and F. L. M. Antunes, "Maximum Power Point Tracker for PV Systems," in *RIO 03 - World Climate & Energy Event*, 2003, pp. 75 - 80.
- [59] Y.-T. Hsiao and C.-H. Chen, "Maximum Power Tracking for Photovoltaic Power System," in *Industry Applications Conference*, vol. 2, 2002, pp. 1035 - 1040.
- [60] G. R. Walker and P. C. Sernia, "Cascaded DC-DC Converter Connection of Photovoltaic Modules," in *Power Electronics Specialists Conference*, vol. 1. Cairns, Australia, 2002, pp. 24 - 29.
- [61] F. Caricchi, F. Crescimbin, A. D. Napoli, O. Honorati, and E. Santini, "Testing of a New DC-DC Converter Topology for Integrated Wind-Photovoltaic Generation System," in *5th European Conference on Power Electronics and Applications*, 1993, pp. 83 - 88.
- [62] L. Solero, F. Caricchi, F. Crescimbin, O. Honorati, and F. Mezetti, "Performance of A 10kW Power Electronic Interface For Combined Wind/PV Isolated Generating Systems," in *27th Power Electronics Specialists Conference*, vol. 2, 1996, pp. 1027 - 1032.
- [63] "Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL," in www.eletrobras.gov.br/procel acessado em 05/03/2006.
- [64] I. Barbi and D. C. Martins, *Conversores CC-CC Básicos Não Isolados*. Florianópolis, 2000.

Apêndice A

EXEMPLO DE DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este apêndice apresenta um exemplo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo para geração de energia elétrica para uma residência de baixa renda e com baixo consumo, características observadas pelas concessionárias brasileiras para a instalação deste tipo de sistema.

Para o dimensionamento deste sistema foram considerados os dados solarimétricos da cidade de Santa Maria – RS, extraídos do programa SUNDATA, desenvolvido pelo CRESESB-CEPEL.

A.1. Determinação do consumo da residência

O projeto de um sistema fotovoltaico é o “casamento” entre a energia fornecida pelo sol ao sistema e a demanda de energia pela carga [39]. Para um bom “casamento” faz-se necessário um bom conhecimento do consumo da carga que este sistema irá alimentar e de algumas características meteorológicas da localidade em que o sistema será implantado.

Para a determinação do consumo diário da residência em estudo foram adotados valores padrão de potência e tempo de utilização dos equipamentos eletro-eletrônicos fornecidos pela Eletrobrás em [63].

Tabela A.1 - Determinação do consumo diário da residência

<i>Cargas</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Utilização / dia (h)</i>	<i>Consumo / dia</i>
Lâmpada* sala	23	4	92
Lâmpada* quarto 1	23	3	69
Lâmpada* quarto 2	23	3	69
Lâmpada* cozinha	15	4	60
Lâmpada* banheiro	11	1	11
Lâmpada* área serviço	15	2	30
Lâmpada* varanda	15	3	45
Televisor 20"	90	5	450
Receptor por satélite	25	5	125
Aparelho de som	20	4	80
Geladeira 1 porta	90	10**	900
Outros	500	0.25	125
Total	850	Total	2056Wh

* Lâmpadas compactas

** Tempo do compressor ligado para garantir a temperatura interna desejada

De acordo com a Tabela A.1, a residência em estudo apresenta uma carga instalada de 850 Watts e um consumo diário de aproximadamente 2056 Wh.

Estes dados são de suma importância para o dimensionamento do arranjo de painéis fotovoltaicos, banco de baterias e demais componentes do sistema fotovoltaico.

A.2. Níveis de radiação solar da localidade

Além do conhecimento do consumo diário da residência e potência instalada, um outro dado indispensável para um bom projeto de um sistema fotovoltaico são os índices de incidência de radiação solar na localidade onde o sistema será implantado.

Através dos dados sobre a incidência solar é possível determinar a capacidade de geração de um painel solar e, conseqüentemente, o número de painéis necessários para suprir a demanda diária da residência.

Com o auxílio do programa SUNDATA, desenvolvido pelo CRESESB-CEPEL, que se destina à fornecer a radiação solar média diária mensal de qualquer ponto do território nacional foi possível determinar os índices de radiação para Santa Maria – RS.

Tabela A.2 - Índices de radiação solar em Santa Maria-RS (kWh/m²)

MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Radiação	5,97	5,61	4,86	4,03	3,14	2,50	2,81	3,44	4,19	5,67	6,61	6,97
MÍNIMO : 2,50			MÁXIMO : 6,97				MÉDIA : 4,65					

Através dos resultados apresentados, Tabela A.2, pode-se verificar que a cidade de Santa Maria possui uma incidência solar média anual de 4,65 kWh/m² e uma incidência de 2,5 kWh/m² para o mês de junho, mês com a menor incidência solar durante o ano.

O projeto de um sistema fotovoltaico deve garantir o fornecimento de energia elétrica para a residência durante todos os meses do ano, por isso, no dimensionamento de um sistema fotovoltaico deve-se levar em consideração o menor índice de radiação durante o ano. Entretanto, um equívoco que ocorre durante o processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico é a utilização dos índices de radiação solar no plano horizontal, da forma como geralmente estas informações são encontradas nos mapas solarimétricos.

O software SUNDATA fornece, além dos índices de radiação para o plano horizontal, os índices para dois diferentes ângulos de instalação dos módulos solares: ângulo no qual se obtém maior média diária de incidência solar durante o ano e, o para o ângulo que fornece o maior valor mínimo mensal de radiação solar.

Tabela A.3 - Índices de radiação solar em Santa Maria com um ângulo de instalação de 50°, maior valor mínimo mensal de radiação solar

MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Ângulo de instalação(50N):	4,44	4,65	4,71	4,78	4,56	3,86	4,25	4,34	4,34	4,94	4,98	4,93
MÍNIMO: 3,86		MÁXIMO: 4,98					MÉDIA: 4,56					

Com a instalação dos painéis fotovoltaicos com um ângulo de 50° a incidência média anual é reduzida, Tabela A.3, porém, um melhor aproveitamento da radiação solar durante os meses de inverno é alcançado, reduzindo assim o número de painéis fotovoltaicos necessários para garantir o fornecimento de energia para a carga nestes meses, quando comparado a um projeto realizado com os dados de incidência solar no plano horizontal.

Assim, o projeto de um sistema fotovoltaico para a cidade de Santa Maria deve ser realizado considerando uma radiação de 3,86 kWh/m², Tabela A.3.

A.3. Projeto

De acordo com os dados do consumo diário da residência em estudo e dos níveis de incidência de radiação solar obtidos na Tabela A.1 e Tabela A.3 pode-se determinar a potência e o número de painéis fotovoltaicos necessários para garantir o fornecimento de energia elétrica para a residência.

A.4. Painéis Fotovoltaicos

O painel fotovoltaico é o principal componente de um sistema fotovoltaico. Os painéis fotovoltaicos são os responsáveis pela transformação da energia luminosa provinda do sol em eletricidade.

Os painéis são compostos por células conectadas em arranjos produzindo tensão e corrente suficientes para a utilização de energia [39].

É indispensável o agrupamento destas células em módulos pois uma célula é capaz de gerar, tipicamente, apenas 1,5W (correspondentes a uma tensão de 0,5V e uma corrente de 3A).

Para a obtenção de maiores potências, estas células são ligadas em série e/ou paralelo, formando então os módulos fotovoltaicos, com potências que variam de 5 a 190W.

O número de células em um módulo é determinado pelas necessidades de tensão e corrente da carga a alimentar. Normalmente um módulo fotovoltaico é constituído por cerca de 33 a 36 células ligadas em série, resultando em tensão suficiente para alimentar uma bateria de 12V, carga bastante comum em aplicações fotovoltaicas.

Diversas são as marcas e potências de painéis fotovoltaicos encontradas comercialmente hoje. A escolha adequada da potência dos painéis irá influenciar diretamente no número de painéis necessários para a geração exigida pela carga e, logicamente, nos custos do sistema fotovoltaico.

A Figura A.1 apresenta os custos dos painéis fotovoltaicos necessários para garantir o fornecimento de energia elétrica para a residência em estudo (2056 Wh/dia).

Como pode ser observado, os painéis com potência acima de 100Wp ainda possuem um custo bastante elevado, sendo economicamente mais viável, para o caso em estudo, a utilização de painéis fotovoltaicos de 80Wp, mesmo que com esta configuração o arranjo possua quatro painéis a mais, 16 no total, quando comparado com um arranjo utilizando painéis de 125Wp que utilizaria 12 no total.

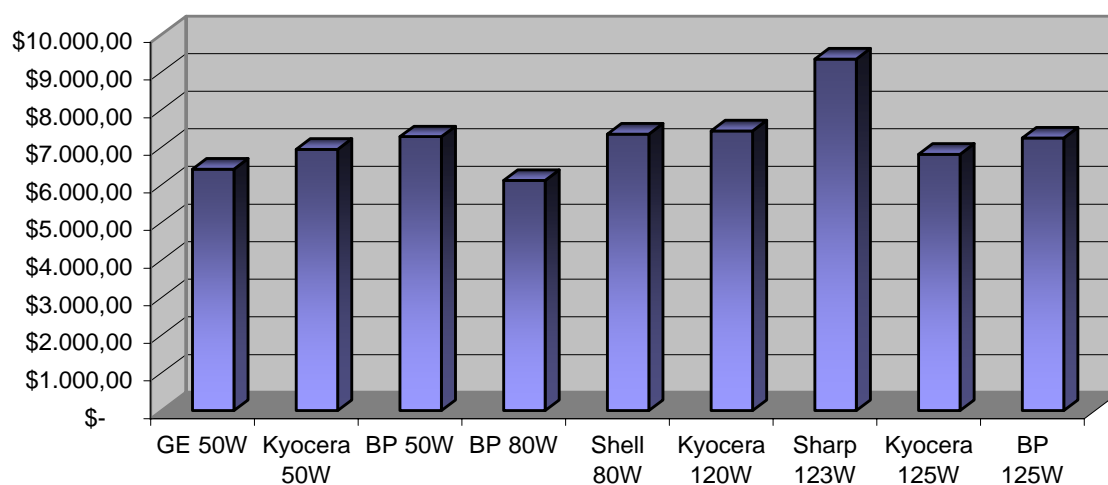


Figura A.1 - Custos do arranjo de painéis fotovoltaicos em função da potência.

Entretanto, em alguns casos, um fato limitador para a instalação do sistema fotovoltaico pode ser a área ocupada pelo arranjo dos painéis. Nestes casos, a melhor alternativa então, é a utilização de painéis com maior potência, tendo como ônus um aumento significativo dos custos da energia gerada.

A.5. Determinação do Arranjo de Painéis Fotovoltaicos

Como já mencionado em seções anteriores, o dimensionamento do arranjo de painéis fotovoltaicos é feito com base na incidência de radiação solar na localidade em que o sistema será instalado.

Entretanto, conhecer apenas as características de consumo da carga a ser alimentada pelo sistema e da radiação solar da localidade onde este será instalado não é suficiente para o projeto do arranjo de painéis fotovoltaicos, bem como dos demais componentes do sistema.

Faz-se necessário também conhecer os níveis de tensão em que o sistema irá operar, perdas na fiação, baterias e inversores.

Como o objetivo deste trabalho é reproduzir com a maior fidelidade possível um sistema comercialmente vendido no Brasil, será tomada como tensão de operação do sistema 24 volts.

Este valor é adotado pelas empresas de instalação de sistemas fotovoltaicos pelo fato de reduzir a corrente CC, quando comparado a um sistema operando em 12 volts, e necessitar então uma menor bitola dos cabos elétricos utilizados nas instalações do sistema fotovoltaico.

Tensões de operação acima de 24 volts são evitadas pelo número reduzido de controladores de carga e inversores comercialmente disponíveis que trabalhem com este nível de tensão.

Assim, os parâmetros adotados para o cálculo do arranjo de painéis fotovoltaicos e demais componentes do sistema são apresentados na Tabela A.4:

Tabela A.4 - Parâmetros para dimensionamento dos equipamentos do sistema fotovoltaico.

Consumo diário	2056 Wh/dia
Radiação Solar	3,86 kWh/m ²
Painel Fotovoltaico BP Solar	80Wp(4,55A/17,6V)
Tensão de Operação do Sistema	24 volts
Tensão de Saída em Corrente Alternada	110 volts
Eficiência da Fiação*	98 %
Eficiência do Banco de Baterias*	95 %
Eficiência do Inversor*	85 %

*Valor padrão sugerido em [39].

○ **Projeto**

O projeto dos painéis fotovoltaicos bem como do banco de baterias é realizada em função da corrente consumida pela carga.

Desta forma temos:

Consumo em Ah:

$$\frac{2056Wh}{24V} = 85,67 Ah / dia \quad (A.1)$$

Consumo corrigido (considerando as perdas):

$$\frac{85,67}{(0,85 \times 0,98 \times 0,95)} = 108,26 Ah / dia \quad (A.2)$$

Produção de cada Módulo:

A capacidade de geração do painel fotovoltaico a ser instalado é determinada a partir da energia acumulada durante o dia na localidade onde o sistema será instalado. Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo do dia é através do número de horas do Sol Pleno. Esta grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão [39].

Para a cidade de Santa Maria-RS temos:

$$SP = \frac{3,86[\text{kWh}/\text{m}^2]}{1[\text{kWh}/\text{m}^2]} = 3,86 \quad (\text{A.3})$$

E a capacidade de diária de geração do painel é de:

$$4,55 \times 3,86 = 17,56 \text{ Ah} / \text{dia} \quad (\text{A.4})$$

Produção de cada módulo Corrigida:

Faz-se uso de um fator de correção, Tabela A. 5, para ajustar a corrente do painel fotovoltaico considerando que em condições reais de funcionamento poderá haver um acúmulo de poeira sobre os painéis, perdas entre os módulos mal conectados, degradação ao longo do tempo, etc, que ocasionam uma redução na corrente gerada.

Tabela A. 5 - Fator de correção de corrente dos módulos fotovoltaicos de acordo com material.

Fator de Correção	
Tipo de módulo	Valor
Cristalino	0,9
Amorfo	0,7

Como os painéis escolhidos para este sistema são de silício multicristalino, o fator de correção aplicado é 0,9. Assim, a capacidade de produção do painel fica:

$$17,56 \times 0,9 = 15,81Ah \quad (A.5)$$

Quantidade de módulos para produzir 108,26 Ah:

$$108,26 / 15,81 = 6,85 \quad (A.6)$$

Como não se trabalha com fração de painéis, arredonda-se para 7 painéis em paralelo.

Sendo a tensão de operação do sistema 24 volts, são necessários dois painéis em série para atingirmos este nível de tensão.

Logo, o total de módulos necessários para fornecer energia para a residência em estudo será:

$$7p \times 2s = 14 \text{ módulos} \quad (A.7)$$

Atingindo assim uma potência instalada de 1120 Wp em painéis fotovoltaicos.

A.6. Banco de Baterias

Como a fonte de energia primária dos sistemas fotovoltaicos é intermitente e dependente das condições climáticas, o emprego de um sistema de armazenamento de energia que garanta o fornecimento de energia à carga durante a noite ou em períodos de falta de sol se faz imprescindível.

Entretanto, em sistemas fotovoltaicos autônomos o banco de baterias corresponde ao componente de mais alto custo, pois necessitam de manutenções periódicas e têm uma vida útil normalmente de quatro a seis vezes menor que os painéis fotovoltaicos [6, 33], merecendo grande atenção no momento da escolha do tipo de bateria a ser utilizada, no dimensionamento e escolha dos métodos de carga e descarga, de forma a garantir uma maior vida útil e a redução dos custos.

Da mesma forma como os painéis fotovoltaicos, existem disponíveis no mercado baterias com diversas capacidades de armazenamento, e estas podem ser arranjadas em série e/ou paralelo de acordo com as necessidades da carga.

Para o projeto do banco de baterias, além dos parâmetros de projeto definidos na Tabela A.4, outros parâmetros como autonomia e profundidade de descarga devem ser levados em consideração.

A autonomia do sistema corresponde ao número de dias nos quais a energia armazenada no banco de baterias é suficiente para suprir a demanda sem nenhuma reposição de energia pelos painéis fotovoltaicos.

Este parâmetro representa a confiabilidade do sistema fotovoltaico, entretanto o aumento do número de dias de autonomia do sistema acarreta em um aumento direto nos custos do banco de baterias e consequentemente do sistema como um todo.

Nos estudos será considerada uma autonomia de 2 (dois) dias, de acordo com a resolução normativa nº 83, de 20 de setembro de 2004 da ANEEL, que determina este valor como mínimo para sistemas com consumo diário de 2 kW/h.

O segundo parâmetro a ser considerado no dimensionamento do banco de baterias, a profundidade de descarga, indica, em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirada a partir do estado de plena carga [39].

A profundidade de descarga está relacionada diretamente com a vida útil das baterias e o número de baterias que compõe o sistema de armazenamento de energia.

Conforme é apresentado na Figura A. 2, com a utilização de uma profundidade de descarga elevada, mesmo fazendo uso de um número menor de baterias, o sistema se torna mais oneroso, quando considerado as reposições das baterias, devido a vida útil das baterias decair significativamente com profundidades de descarga elevadas.

Assim, para o projeto do sistema de armazenamento de energia do sistema fotovoltaico em estudo, será considerada uma profundidade de descarga de 30%. Mesmo não sendo este o valor que apresenta a maior vida útil e o menor custo para o banco de baterias, apresentará um número reduzido de baterias, e o volume ocupado pelas baterias também é um fator que deve ser considerado no projeto de um sistema fotovoltaico.

Antes do projeto propriamente dito do sistema de armazenamento de energia, é feita uma breve análise para a escolha adequada da capacidade das baterias a serem utilizadas em relação ao custo e volume, conforme metodologia apresentada em [25].

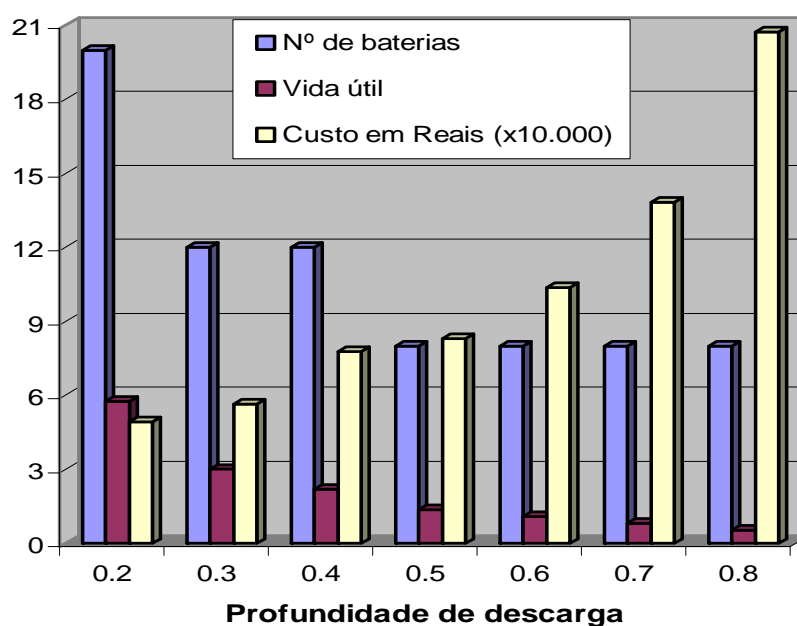


Figura A. 2 - Relação Profundidade de Descarga X Vida útil, número de baterias e custos.

De acordo com a Figura A. 3, a melhor opção para a capacidade das baterias a ser utilizada no banco de baterias, com relação aos custos, é de 150 Ah.

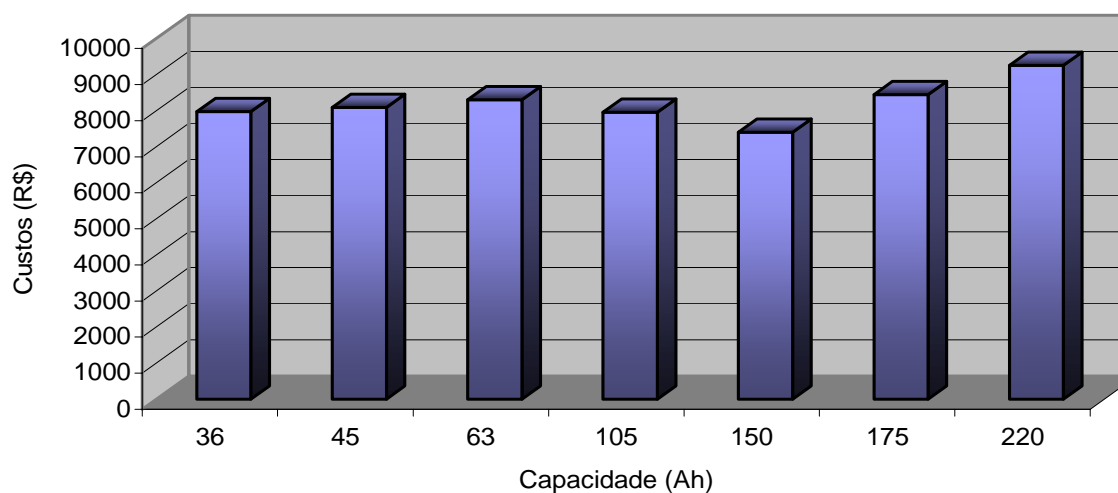


Figura A. 3 - Relação Custo X Capacidade do banco de baterias.

Já com o auxílio da Figura A. 4, é possível observar que o volume ocupado por um sistema de armazenamento utilizando baterias de 150 Ah é ligeiramente superior se a opção fosse feita por baterias de menor capacidade.

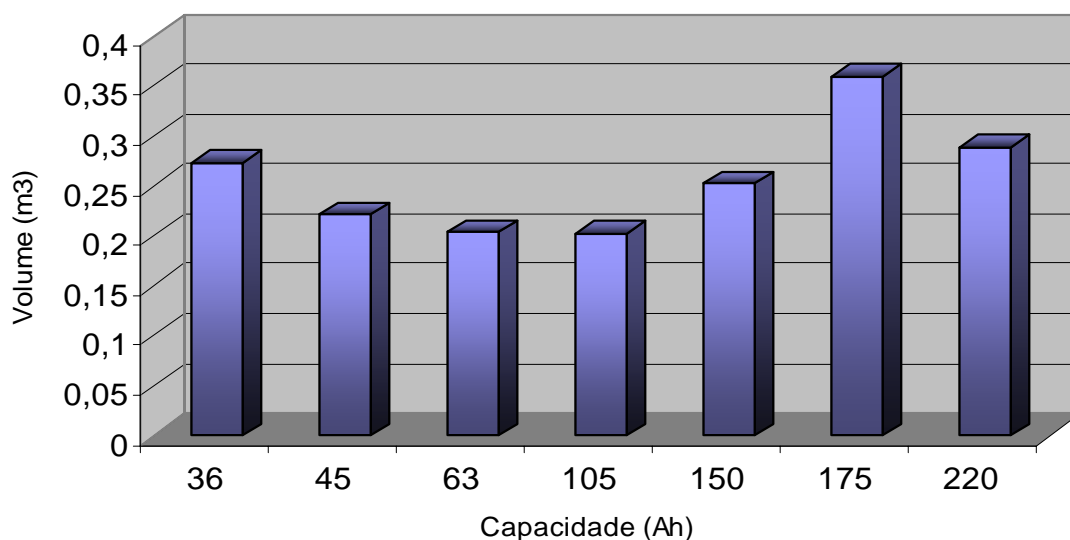


Figura A. 4 - Relação Volume X Capacidade do banco de baterias.

Entretanto, a opção por baterias de menor capacidade ocasionaria uma elevação nos custos do banco de baterias, conforme Figura A. 3, mantendo-se então, como melhor opção a utilização de baterias de 150 Ah.

o **Projeto**

Como já mencionado em seções anteriores, o banco de baterias é dimensionado em função da corrente consumida pela carga, tensão e autonomia do sistema fotovoltaico.

Consumo em Ah:

De acordo com a equação (A.2) o consumo em Ah corrigido é:

$$108,26Ah \quad (A.8)$$

Capacidade total do banco de baterias:

$$\frac{\text{Consumo em Ah} \times \text{Autonomia}}{\text{Profundidade de Descarga}} = \frac{108,26 \times 2}{0,3} = 721,73Ah \quad (A.9)$$

Quantidade de baterias em paralelo:

$$\frac{\text{Capacidade total do banco de baterias}}{\text{Capacidade das baterias}} = \frac{721,73}{150} = 4,8 \quad (A.10)$$

Como não se trabalha com fração de baterias, arredonda-se para 5 (cinco) baterias em paralelo.

Quantidade de baterias em série:

$$\frac{\text{Tensão do sistema}}{\text{Tensão da bateria}} = \frac{24V}{12V} = 2 \quad (\text{A.11})$$

Sendo a tensão de operação do sistema 24 volts, precisamos então de duas baterias em série para atingirmos este nível de tensão.

Logo, o total de baterias necessárias para fornecer energia para a residência em estudo será:

$$5p \times 2s = 10 \text{ baterias} \quad (\text{A.12})$$

Apêndice B

PROJETO DOS CONVERSORES ESTÁTICOS DE POTÊNCIA

Este apêndice apresenta o projeto dos conversores elevadores utilizados nos dois protótipos implementados em laboratório.

B.1. Projeto do Conversor elevador para a Topologia Centralizada

A Tabela B.1 apresenta as principais especificações para projeto do conversor elevador para o sistema fotovoltaico centralizado quando este estiver operando na situação mais crítica, com uma radiação incidente no arranjo de painéis fotovoltaicos de 1000W/m^2 e com uma temperatura de 45°C .

Tabela B.1 - Especificações do conversor boost do protótipo centralizado

Componente/Elemento	Especificação/Parâmetro
P_{MAX}	498,7 W
V_{MAX}	136,89 V
I_{MAX}	4,8 A
ΔI_L	20 %
f	30 kHz
V_{OUT}	200 V
ΔV_{OUT}	1%

A partir destas especificações é possível determinar os parâmetros dos componentes a serem utilizados na implementação do sistema centralizado.

O conversor elevador, operando em condução contínua pode ser projetado, conforme [64], da seguinte forma:

$$D = \frac{V_o - V_i}{V_o} \quad (\text{B.1})$$

onde:

D = Razão Cíclica;

V_i = Tensão de entrada (V);

V_o = Tensão de saída (V).

Assim,

$$D = \frac{200 - 136,8}{200} = 0,316 \quad (\text{B.2})$$

- Indutor

$$L = \frac{V_i \times D}{f_s \times \Delta I} \quad (\text{B.3})$$

onde:

L = Indutância do Conversor Elevador (H);

V_i = Tensão de entrada (V);

D = Razão Cíclica;

f_s = Frequência de chaveamento do Conversor (Hz);

ΔI = Ondulação de corrente no indutor (A).

Assim,

$$L = \frac{136,8 \times 0,316}{30 \times 10^3 \times 0,960} = 1,501 \text{mH} \quad (\text{B.4})$$

- Capacitor de entrada:

$$C_e = \frac{L \times I \times \Delta I}{V_i \times \Delta V_i} \quad (\text{B.5})$$

onde:

C_e = Capacitância de Entrada (F);

I = Corrente de Entrada (A);

ΔI = Ondulação de corrente no indutor (A).

V_i = Tensão de entrada (V);

ΔV_i = Variação na Tensão de entrada (V);

Assim,

$$C_e = \frac{1,5 \times 10^{-3} \times 4,8 \times 0,960}{136,8 \times 1,368} = 36,96 \mu F \quad (\text{B.6})$$

- Capacitor de Saída:

$$C_o = \frac{P_o / V_o \times D}{f_s \times \Delta V_o} \quad (\text{B.7})$$

onde:

C_o = Capacitância de Saída (F);

P_o = Potência de Saída (W);

V_o = Tensão de entrada (V);

D = Razão Cíclica;

f_s = Frequência de chaveamento do Conversor (Hz);

I = Corrente de Entrada (A);

ΔV_o = Variação na Tensão de Saída (V);

Assim,

$$C_o = \frac{498,7 / 200 \times 0,316}{30 \times 10^3 \times 2} = 13,13 \mu F \quad (\text{B.8})$$

B.2. Projeto Físico do Indutor do Conversor Elevador

Segundo [25], o indutor do conversor elevador pode ser determinado como segue:

- Determinação do núcleo:

O produto das áreas do núcleo pode ser obtido através da equação:

$$A_e \times A_w = \frac{L \cdot I_{pico} \cdot I_{eficaz} \cdot 10^4}{K_w \cdot B_{máx} \cdot J_{máx}} \quad (B.9)$$

onde:

A_e = área efetiva da perna central do núcleo (cm^2);

A_w = área da janela do carretel (onde é situado o núcleo) (cm^2);

L = indutância (H);

ΔI_L = ondulação da corrente no indutor (A);

$I_{L\,eficaz}$ = corrente eficaz no indutor (A);

K_w = fator de utilização da área do enrolamento;

$B_{máx}$ = máxima densidade de fluxo magnético (T);

$J_{máx}$ = máxima densidade de corrente no condutor do indutor (A/cm^2)

Assim,

$$A_e \times A_w = \frac{1,501 \cdot 10^{-3} \cdot 5,28 \cdot 4,8 \cdot 10^4}{0,6 \cdot 0,3 \cdot 450} = 4,70 cm^4 \quad (B.10)$$

Com o valor obtido em (B.10) e de acordo com a Tabela B.2, deve-se escolher o núcleo EE-55/21, porém utilizando este núcleo o projeto não é executável. Desta maneira, optou-se por utilizar o núcleo EE-65/26, que é o próximo maior, disponível no laboratório.

Tabela B.2 - Núcleos de ferrite tipo EE

Núcleo	$A_e \times A_w$ (cm ⁴)	A_e (cm ²)	A_w (cm ²)	l_e (cm)	l_t (cm)	V_n (cm ³)
EE-30/07	0,48	0,600	0,80	6,70	5,60	4,00
EE-30/14	1,02	1,200	0,85	6,70	6,70	8,00
EE-42/15	2,84	1,810	1,57	9,70	8,70	17,60
EE-42/20	3,77	2,400	1,57	9,70	10,50	23,30
EE-55/21	8,85	3,540	2,50	12,00	11,60	42,50
EE-65/13	9,84	2,660	3,70	14,70	14,80	39,10
EE-65/26	19,68	5,320	3,70	14,70	14,80	78,20
EE-65/39	29,53	7,980	3,70	14,70	14,80	117,30

onde:

l_e = comprimento magnético;

l_t = comprimento médio de uma espira;

V_t = volume de ferrite.

- Determinação do número de espiras:

O número de espiras do indutor é obtido através de:

$$N = \frac{L \cdot i_{L \text{ pico}} \cdot 10^4}{B_{\text{máx}} \cdot A_e} \quad (\text{B.11})$$

Assim,

$$N = \frac{1,501 \cdot 10^{-3} \cdot 5,28 \cdot 10^4}{0,3 \cdot 5,32} = 49,66 \cong 50 \text{ espiras} \quad (\text{B.12})$$

- Dimensionamento do condutor:

A área total dos condutores é obtida pela equação

$$S_T = \frac{I_{L \text{ eficaz}}}{J_{\text{máx}}} \quad (\text{B.13})$$

Assim,

$$S_T = \frac{4,8}{450} = 0,0106\text{cm}^2 \quad (\text{B.14})$$

Para evitar o efeito pelicular (efeito *skin*) e minimizar o efeito de proximidade, provocada pela circulação de corrente alternada de alta frequência no enrolamento do indutor, devem-se associar fios em paralelo, formando o fio Litz. Nesse caso, o raio de cada fio deve ser menor do que a profundidade de penetração Δ . Recomenda-se também, para minimizar o efeito de proximidade, o emprego de uma única camada de fios para cada enrolamento. Assim, o diâmetro máximo do condutor é obtido pela equação (B.15):

$$\phi_{m\acute{a}x} = 2 \cdot \Delta = 2 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\pi \cdot \mu_0 \cdot \mu_r \cdot f_s}} \quad (\text{B.15})$$

onde:

$\phi_{m\acute{a}x}$ = diâmetro máximo do condutor (cm);

Δ = profundidade de penetração da corrente no condutor (cm);

μ_0 = permeabilidade do ar ($\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \text{H} / \text{m}$);

μ_r = permeabilidade relativa do condutor ($\mu_{r \text{ cobre}} = 1$);

ρ = resistividade do condutor ($\rho_{\text{cobre}} = 1,72 \cdot 10^{-4} \Omega\text{cm}^2 / \text{m}$);

f_s = frequência de chaveamento (Hz).

Assim,

$$\phi_{m\acute{a}x} = 2 \cdot \Delta = 2 \cdot \sqrt{\frac{1,72 \cdot 10^{-4}}{\pi \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot 30 \cdot 10^3}} = 0,0762\text{cm} \quad (\text{B.16})$$

Como o fio litz disponível no laboratório é formado por 63 condutores de bitola 37 AWG e, de acordo com a Tabela B.3, o diâmetro do condutor 37 AWG é inferior ao diâmetro máximo encontrado em (B.16), optou-se por utilizar este fio Litz.

Tabela B.3 - Fios esmaltados.

<i>AWG</i>	<i>Diâmetro do cobre (cm)</i>	<i>Área do cobre (cm²)</i>	<i>Diâmetro isolamento (cm)</i>	<i>Área do isolamento (cm²)</i>	<i>OHMS/cm (20°C)</i>	<i>OHMS/cm (100°C)</i>	<i>Corrente para J = 450A/cm² (A)</i>
10	0,259	0,052620	0,273	0,058572	0,000033	0,000044	23,679
11	0,231	0,041729	0,244	0,046738	0,000041	0,000055	18,778
12	0,205	0,033092	0,218	0,037309	0,000052	0,000070	14,892
13	0,183	0,026243	0,195	0,029793	0,000066	0,000080	11,809
14	0,163	0,020811	0,174	0,023800	0,000083	0,000111	9,365
15	0,145	0,016504	0,156	0,019021	0,000104	0,000140	7,427
16	0,129	0,013088	0,139	0,015207	0,000132	0,000176	5,890
17	0,115	0,010379	0,124	0,012164	0,000166	0,000222	4,671
18	0,102	0,008231	0,111	0,009735	0,000209	0,000280	3,704
19	0,091	0,006527	0,100	0,007794	0,000264	0,000353	2,937
20	0,081	0,005176	0,089	0,006244	0,000333	0,000445	2,329
21	0,072	0,004105	0,080	0,005004	0,000420	0,000561	1,847
22	0,064	0,003255	0,071	0,004013	0,000530	0,000708	1,465
23	0,057	0,002582	0,064	0,003221	0,000668	0,000892	1,162
24	0,051	0,002047	0,057	0,002586	0,000842	0,001125	0,921
25	0,045	0,001624	0,051	0,002078	0,001062	0,001419	0,731
26	0,040	0,001287	0,046	0,001671	0,001339	0,001789	0,579
27	0,036	0,001021	0,041	0,001344	0,001689	0,002256	0,459
28	0,032	0,000810	0,037	0,001083	0,002129	0,002845	0,364
29	0,029	0,000642	0,033	0,000872	0,002685	0,003587	0,289
30	0,025	0,000509	0,030	0,000704	0,003386	0,004523	0,229
31	0,023	0,000404	0,027	0,000568	0,004269	0,005704	0,182
32	0,020	0,000320	0,024	0,000459	0,005384	0,007192	0,144
33	0,018	0,000254	0,022	0,000371	0,006789	0,009070	0,114
34	0,016	0,000201	0,020	0,000300	0,008560	0,011437	0,091
35	0,014	0,000160	0,018	0,000243	0,010795	0,014422	0,072
36	0,013	0,000127	0,016	0,000197	0,013612	0,018186	0,057
37	0,011	0,000100	0,014	0,000160	0,017165	0,022932	0,045
38	0,010	0,000080	0,013	0,000130	0,021644	0,028917	0,036
39	0,009	0,000063	0,012	0,000106	0,027293	0,036464	0,028
40	0,008	0,000050	0,010	0,000086	0,034417	0,045981	0,023
41	0,007	0,000040	0,009	0,000070	0,043399	0,057982	0,018

O número total de condutores que devem ser associados em paralelo é obtido pela equação (B.17):

$$n_f = \frac{S_T}{S_f} \quad (\text{B.17})$$

onde:

n_f = número de condutores em paralelo;

S_T = área total dos condutores (cm²);

S_f = área da seção transversal do cobre obtida na Tabela B.3 (cm²).

Assim,

$$n_f = \frac{0,0106}{63 \cdot 0,0001} = 1,68 \cong 2 \text{ condutores} \quad (\text{B.18})$$

A porcentagem da área da janela do carretel ocupada pelos condutores é dada pela equação (B.19):

$$S_{\%} = \frac{n_f \cdot N \cdot S_{fi} \cdot 100}{A_w} \quad (\text{B.19})$$

onde:

$S_{\%}$ = percentual da área da janela ocupada;

S_{fi} = área do condutor (fio Litz) com isolamento (cm²).

Assim:

$$S_{\%} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 0,011 \cdot 100}{3,7} = 29,73\% \quad (\text{B.20})$$

- Determinação do entreferro:

O comprimento do entreferro é dado pela equação (B.21):

$$l_g = \frac{N^2 \cdot \mu_0 \cdot \mu_r \cdot A_e \cdot 10^{-2}}{L} \quad (\text{B.21})$$

onde: l_g = entreferro do núcleo (cm).

Assim,

$$l_g = \frac{50^2 \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot 1,5,32 \cdot 10^{-2}}{1,501 \cdot 10^{-3}} = 1,11 \text{mm} \quad (\text{B.22})$$

Sendo o núcleo escolhido do tipo EE, pode-se dividir o entreferro em duas partes iguais. Com isto, a perna central (que tem seção transversal igual ao dobro das pernas laterais) fica com a metade do valor do entreferro, e as pernas laterais com a outra metade.

- Possibilidade de execução

A última etapa no projeto físico de um indutor é verificar a possibilidade de execução, ou seja, verificar se é possível colocar os enrolamentos na janela do núcleo (A_w).

Para acondicionar o enrolamento calculado anteriormente é necessária uma janela mínima dada por:

$$A_{w\text{mín}} = \frac{N \cdot n_f \cdot S_{fi}}{K_w} \quad (\text{B.23})$$

Assim,

$$A_{w\text{mín}} = \frac{50 \cdot 2 \cdot 0,011}{0,6} = 1,83 \quad (\text{B.24})$$

A possibilidade de execução é definida como:

$$Exec = \frac{A_{w\text{mín}}}{A_{w\text{núcleo}}} < 1 \quad (\text{B.25})$$

Uma vez que,

$$\frac{A_{w\text{mín}}}{A_{w\text{núcleo}}} = \frac{1,83}{3,7} = 0,4946 < 1 \quad (\text{B.26})$$

Logo, o projeto é executável.

B.3. Escolha dos Semicondutores

- MOSFET

A chave semicondutora deve ser escolhida em função da tensão e corrente máxima circulante pelo MOSFET.

A corrente e tensão máxima aplicada na chave é dada pelas equações (B.27) e (B.28), respectivamente:

$$I_{SW_{max}} = I_i + \frac{\Delta I_L}{2} \quad (B.27)$$

$$V_{SW_{max}} = V_{out} \quad (B.28)$$

Assim, considerando o conversor operando na pior situação de radiação solar e temperatura, Tabela B.1, tem-se:

$$\begin{aligned} I_{SW_{max}} &= 5,28A \\ V_{SW_{max}} &= 200V \end{aligned} \quad (B.29)$$

O MOSFET IRFP360LC da International Rectifier® foi utilizado no protótipo implementado, por ser o MOSFET disponível no laboratório que atende os valores apresentados na equação (B.29). A Tabela B.4 apresenta as principais características da chave semicondutora escolhida.

Tabela B.4 - Características do MOSFET IRFP360LC

IRFP360LC	
V_{DSS}	400 V
I_D	14 A
$R_{DS(ON)}$	0,20 Ω

- DIODO

O diodo é escolhido de acordo com a máxima tensão reversa aplicada a ele e a corrente média a ser conduzida, onde:

$$I_D = I_o \quad (B.30)$$

$$V_D = V_{out} \quad (B.31)$$

Assim, aplicando os valores apresentados na Tabela B.1 nas equações (B.30) e (B.31) tem-se:

$$\begin{aligned} I_D &= 2.48A \\ V_D &= 200V \end{aligned} \quad (B.32)$$

Assim, o diodo RHRP870 da International Rectifier® foi utilizado no protótipo implementado, por ser o diodo disponível no laboratório que atende os valores apresentados na equação (B.32). A Tabela B. 5 apresenta as principais características do diodo escolhido.

Tabela B. 5 - Características do diodo IRF 20CTH03

IRF20CTH03	
V_R	700 V
$I_{F(AV)}$	8 A
T_{rr}	60 ns

B.4. Projeto dos Conversores Elevadores para a Topologia Descentralizada

A Tabela B.6 apresenta as principais especificações para projeto de cada um dos conversores elevadores para o sistema fotovoltaico descentralizado quando este estiver operando na situação mais crítica, com uma radiação incidente no arranjo de painéis fotovoltaicos de $1000W/m^2$ e com uma temperatura de $45^\circ C$.

Tabela B.6 - Especificações dos conversores boost do protótipo descentralizado.

Componente/Elemento	Especificação/Parâmetro
P_{MAX}	242 W
V_{MAX}	67,1 V
I_{MAX}	4,8 A
ΔI_L	20 %
f	30 kHz
V_{OUT}	100 V
ΔV_{OUT}	1%

A partir destas especificações e fazendo uso da mesma metodologia apresentada na seção anterior, os parâmetros dos componentes a serem utilizados na implementação do sistema descentralizado foram determinados, como mostra a Tabela B.7.

Tabela B.7 – Parâmetros dos componentes do sistema descentralizado.

IRF20CTH03	
L ₁ , L ₂	EE-55/21 Thorton = 766,5μH
C _e	78,45μF
C _o	26,54μF
S ₁ , S ₂	MOSFET IRFP360LC
D ₁ , D ₂	DIODE RHRP870