

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ  
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE SISTEMAS DINÂMICOS E ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**MODELO DE SIMULAÇÃO PARA AVALIAR A  
INSERÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO A  
UMA MICRORREDE ELÉTRICA**

DAVID RODRIGO FRANCO LEÓN

FOZ DO IGUAÇU  
2013



David Rodrigo Franco León

**Modelo de Simulação para Avaliar a Inserção de um Sistema Fotovoltaico a uma Microrrede Elétrica**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia em Sistemas Dinâmicos e Energéticos. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador : Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu  
2013

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Biblioteca do Campus de Foz do Iguaçu – Unioeste  
Ficha catalográfica elaborada por Miriam Fenner R. Lucas - CRB-9/268

- L579 Léon, David Rodrigo Franco  
Modelo de simulação para avaliar a inserção de um sistema fotovoltaico a uma microrrede elétrica / David Rodrigo Franco Léon. – Foz do Iguaçu, 2013.  
56 p. : il. : tab. : graf.
- Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero.  
Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.
1. Energia elétrica – Fontes renováveis. 2. Sistema solar fotovoltaico. 3. Microrrede elétrica. 4. Conversor. I. Título.

CDU 620.91  
621.311.25

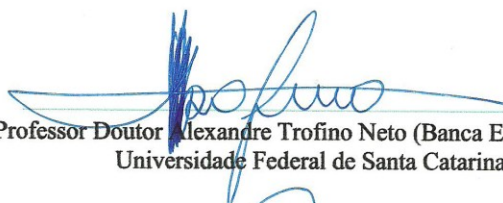
**Modelo de Simulação para Avaliar a Inserção de um Sistema Fotovoltaico a  
uma Microrrede Elétrica**

David Rodrigo Franco León

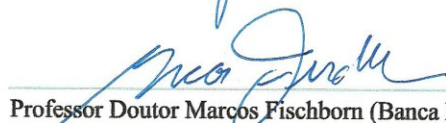
Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
de Sistemas Dinâmicos e Energéticos e aprovado pela Banca Examinadora:  
Data de defesa pública: 29/11/2013



Professor Doutor Roberto Cayetano Lotero (Orientador)  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná



Professor Doutor Alexandre Trofino Neto (Banca Examinadora)  
Universidade Federal de Santa Catarina



Professor Doutor Marcos Fischborn (Banca Examinadora)  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná



# Resumo

As fontes renováveis de energia para produção de energia elétrica, entre elas a que utiliza a tecnologia fotovoltaica, são alternativas utilizadas para atender a crescente demanda de energia elétrica. Particularmente vem sendo discutida a possibilidade de inserção dessas fontes junto às cargas, ao qual está associado o conceito de microrredes. Um modelo de simulação que permita determinar o comportamento do sistema fotovoltaico ao ser ligado à microrrede, em distintas condições ambientais, é fundamental para validar e prever futuros problemas que possam existir. Desta forma, o presente trabalho propõe um modelo de simulação de um sistema fotovoltaico, que inclui a representação do inversor e de um conversor bidirecional com unidade de armazenamento, que permite inserir a energia fotovoltaica numa microrrede elétrica em regime estacionário em distintas condições de irradiação solar. Os resultados mostram o comportamento da microrrede para distintas condições ambientais de irradiação, diferentes valores de cargas ligadas ao nó de geração e o comportamento do conversor bidirecional, quanto ao armazenamento ou não de energia para as condições simuladas. O comportamento do sistema fotovoltaico, como fonte de energia dentro de uma microrrede, foi analisado simulando diferentes valores de carga, irradiação e características elétricas da microrrede.

**Palavras-chaves:** conversor, sistema fotovoltaico, microrrede elétrica

# Abstract

The increasing use of renewable energy to produce electricity, including photovoltaic, is an alternative used to meet growing electricity demand. Particularly, has been discussed the possibility of inserting these sources associated to loads, which is related with the concept of micro grids. A simulation model that allows to determine the behavior of the PV system, connected to the micro grid in different weather conditions, is essential to validate and predict future problems that may exist. Thus, this paper proposes a simulation model of a photovoltaic system, which includes the representation of the inverter and a bidirectional converter with storage unit, allowing the insertion of photovoltaic in a micro grid in steady state under different conditions of solar irradiation. The results show the behavior of the micro grid to different environment conditions of irradiation, different values of loads connected to the node generation and behavior of bidirectional converter, as in the storage of electrical for the conditions simulated. The behavior of the PV system as a source of energy within a micro grid was analyzed by simulating different load values, irradiation and electrical characteristics of the micro grid.

**Keywords :** converter, photovoltaic system , electrical microgrid



Dedico este trabalho a Deus e a minha família.



# Agradecimentos

A meu pai Germán Gabriel e minha mãe Leli pelo apoio, educação e respeito ao longo da minha vida.

Ao Professor Dr. Roberto Cayetano Lotero pela orientação e ajuda ao longo destes anos.

Aos colegas e amigos pela ajuda e colaboração durante as aulas e fora delas.

Ao Parque Tecnológico Itaipú pela bolsa brindada durante estes anos.

À UNIOESTE e ao PGESDE pela oportunidade de fazer um mestrado fora do meu país.

A todos os que de alguma forma me ajudaram, muito obrigado.



# Sumário

<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>xv</b>
<b>Lista de Símbolos</b> .....	<b>xvii</b>
<b>Lista de Siglas</b> .....	<b>xxi</b>
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 OBJETIVO GERAL .....	3
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	4
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>5</b>
<b>DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>5</b>
2.1 INTRODUÇÃO .....	5
2.2 O SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	5
2.3 MÉTODOS DE CÁLCULO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA .....	7
2.3.1 <i>Perturbação e observação</i> .....	9
2.3.2 <i>Fração da tensão de circuito aberto</i> .....	10
2.3.3 <i>Fração da corrente de curto-circuito</i> .....	11
2.3.4 <i>Condutância incremental</i> .....	11
2.3.5 <i>Métodos Alternativos</i> .....	13
2.4 INVERSORES.....	13
2.5 TOPOLOGIAS DE MONTAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	16
2.5.1 <i>Inversor Central</i> .....	16
2.5.2 <i>Inversor em cadeia</i> .....	17
2.5.3 <i>Inversor Multicadeias</i> .....	18
2.6 IMPORTÂNCIA DAS MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	21
2.7 CONCLUSÃO.....	23
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>25</b>
<b>MODELO E EQUAÇÕES PARA SIMULAÇÃO</b> .....	<b>25</b>
3.1 INTRODUÇÃO .....	25
3.2 MODELO DE CONVERSÃO PARA INTERCONEXÃO COM A MICRORREDE.....	25
3.3 ESTRATÉGIAS OPERATIVAS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	28
3.4 MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA NA MICRORREDE ELÉTRICA .....	29
3.4.1 <i>Considerações e restrições no modelo de dois nós</i> .....	32
3.4.2 <i>Considerações para o modelo expandido a três nós</i> .....	35
3.5 CONCLUSÃO.....	35
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	<b>37</b>
<b>TESTES E RESULTADOS</b> .....	<b>37</b>

4.1	INTRODUÇÃO.....	37
4.2	DEFINIÇÃO DAS SIMULAÇÕES A SEREM EFETUADAS .....	37
4.3	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO MODELO MATEMÁTICO .....	39
4.4	CASOS DE ESTUDO .....	40
4.4.1	<i>Caso de dois nós</i> .....	41
4.4.2	<i>Caso três nós</i> .....	47
4.5	CONCLUSÃO.....	50
<b>CAPÍTULO 5</b>	.....	<b>51</b>
<b>CONCLUSÃO</b>	.....	<b>51</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	.....	<b>53</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1: Sistema fotovoltaico combinado com uma fonte eólica em uma microrrede elétrica operando de forma ilhada. ....	6
Figura 2.2: Esquema de microrrede ligada à rede de distribuição com fonte PV e Eólica sem armazenamento. ....	6
Figura 2.3: Modelo de Circuito Equivalente de uma célula fotovoltaica. Fonte: Villalva (2010). ....	7
Figura 2.4: Curva <i>Potência x Tensão</i> para diferentes valores de irradiação. Fonte: Villalva (2010). ....	7
Figura 2.5: Curva <i>Corrente x Tensão</i> para diferentes valores de irradiação e temperatura constante. Fonte: Villalva (2010). ....	8
Figura 2.6: Curva de <i>Corrente x Tensão</i> com variação da temperatura e irradiação de 1000 W/m <sup>2</sup> . Fonte: Villalva, 2010. ....	8
Figura 2.7: Algoritmo para o MPPT do P&O. ....	10
Figura 2.8: Algoritmo de condutância incremental. ....	12
Figura 2.9: Sistema fotovoltaico com conversor de um estágio. ....	15
Figura 2.10: Sistema com conversor de dois estágios. ....	15
Figura 2.11: Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor central trifásico de um estágio. ....	16
Figura 2.12: Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com conversor CC/CC e inversor CC/CA central trifásico de dois estágios. ....	17
Figura 2.13: Conversor de um estágio. Cada painel tem um inversor conectado à rede. ....	17
Figura 2.14: Conexão à rede por meio de conversor de dois estágios, com conversores em cadeias ( <i>strings</i> ) e inversores monofásicos em cada string. ....	18
Figura 2.15: Esquema fotovoltaico de conexão à rede de dois estágios, com um conversor CC/CC em cada cadeia ( <i>string</i> ) e inversor trifásico. ....	19
Figura 2.16: Sistema modular em que cada painel tem um conversor CC/CC dedicado. ....	20
Figura 2.17: Sistema modular com conversores CC/CC dedicados a grupos de painéis conectados em paralelo. ....	20
Figura 2.18: Exemplo de microrrede com fonte PV integrada com outras fontes. Fonte: Hatzigiorgiou, 2007. ....	22

Figura 3.1: Sistema fotovoltaico sem conversor bidirecional nem unidade de armazenamento. Fonte: Yi-bo (2008).....	28
Figura 3.2: Sistema que representa dois nós com conversor bidirecional. ....	30
Figura 3.3: Sistema de três nós com conversor bidirecional .....	30
Figura 3.4: Circuito equivalente da parte CA. ....	31
Figura 4.1: Valores de irradiação considerados na simulação .....	39
Figura 4.2: Diagrama unifilar representando a rede elétrica de dois nós.....	41
Figura 4.3: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $650 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	43
Figura 4.4: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $800 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	44
Figura 4.5: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $1000 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	44
Figura 4.6: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $200 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	45
Figura 4.7: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $650 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	45
Figura 4.8: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $800 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	46
Figura 4.9: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $1000 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	46
Figura 4.10: Potência nó Geração vs Potência Inversor para $200 \text{ W/m}^2$ irradiação. ....	47
Figura 4.11: Diagrama unifilar representando a rede elétrica de três nós.....	47
Figura 4.12: Potência injetada no nó Infinito para varios valores de relação X/R. ....	50



# Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Características do módulo fotovoltaico marca Solar Terra de 50Wp.....	38
Tabela 4.2: Parâmetros elétricos para simulação do fluxo de potência.....	38
Tabela 4.3: Parâmetros elétricos de resistência e reatância de linha de distribuição .....	38
Tabela 4.4: Parâmetros iniciais de simulação com distintos valores de irradiação .....	40
Tabela 4.5: Resultados do sistema com dois nós, considerando $Q_g = 0$ .....	42
Tabela 4.6: Corrente $I_l$ da bateria no barramento CC, para $Q_g = 0$ .....	42
Tabela 4.7: Potência disponibilizada pelas baterias no nó Inversor, para $Q_g = 0$ .....	43
Tabela 4.8: Resultados do caso de três nós. $P_g=0$ , $Q_g=0$ , $X/R=2,44$ .....	48
Tabela 4.9: Resultados do caso de três nós. $P_g=0$ , $Q_g=0$ , $X/R=2,4$ .....	48
Tabela 4.10: Resultados do caso de três nós. $P_g=0$ , $Q_g=0$ , $X/R=1,26$ .....	49
Tabela 4.11: Resultados do caso de três nós. $P_g=0$ , $Q_g=0$ , $X/R=0,5$ .....	49



# Lista de Símbolos

$B_T$	Condutância do transformador
$C_f$	Capacitância do filtro
$D$	Ciclo de trabalho ( <i>Duty cycle</i> )
$G$	Irradiação solar
$G_n$	Irradiação em condições nominais STC
$G_T$	Suceptância do transformador
$I_l$	Corrente contínua entrando ou saindo do conversor bidirecional lado alta
$I_{cell}$	Corrente em uma célula
$I_D$	Corrente Diodo
$I_{DC}$	Corrente contínua que chega no inversor lado CC
$I_L$	Corrente de luz ( <i>light current</i> )
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência
$I_o$	Corrente de saturação reversa do diodo
$I_{pv}$	Corrente fotovoltaica
$I_{SC}$	Corrente de Curto-Circuito
$k$	Constante de Boltzmann
$k_i$	Constante de proporcionalidade de corrente
$k_v$	Constante de proporcionalidade de tensão
$L$	Indutância da linha de distribuição
$L_f$	Indutância do filtro
$m_a$	Modulação de amplitude
$n$	relação de transformação
$N_{pp}$	Número de módulos em paralelo
$N_s$	Número de painéis em série
$N_{ss}$	Número de módulos em série

$p$	porcentagem de variação da tensão contínua em relação a $U_{DC}$
$P_{\infty}$	Potência Ativa nó Infinito
$P_{DC}$	Potência do lado de corrente contínua no barramento CC
$P_{esp}$	Potência ativa especificada
$P_g$	Potência Ativa nó Geração
$P_i$	Potência Ativa nó Inversor
$P_i$	Potência no inversor
$P_{mp,e}$	Potência máxima experimental
$P_{mp,m}$	Potência máxima do modelo
$P_{pv}$	Potência fotovoltaica
$P_{pv}$	Potência fotovoltaica
$Q_{\infty}$	Potência Reativa nó Infinito
$Q_{esp}$	Potência reativa esperada
$Q_g$	Potência Reativa nó Geração
$Q_i$	Potência Reativa nó Inversor
$R_{dc}$	Resistência lado CC do sistema fotovoltaico
$R_{eq}$	Resistência equivalente
$R_L$	Resistência da linha de distribuição
$R_p$	Resistência paralelo
$R_p$	Resistência série
$R_T$	Resistência do transformador
$S_N$	Potência aparente nominal
$T$	Temperatura do painel em Kelvin
$T$	Temperatura da célula
$T_n$	Temperatura a condições nominais STC da célula
$U_{BAT}$	Tensão na bateria
$U_{DC}$	Tensão do barramento CC

$U_{pv}$	Tensão fotovoltaica
$V_{cell}$	Tensão de uma célula
$V_D$	Tensão Diodo
$V_{eq}$	Tensão equivalente
$V_H$	Tensão lado de alta
$V_L$	Tensão lado de baixa
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$V_{pv}$	Tensão fotovoltaica
$V_t$	Tensão térmica
$X_L$	Reatância da linha de distribuição
$X_T$	Reatância do transformador
$Z_L$	Impedância da linha de distribuição
$\alpha$	Desfasagem angular
$\Gamma$	Modelo de representação do transformador
$\Delta I$	Varição de corrente
$\Delta P_i$	Diferença entre a Potência Máxima gerada $P_{mpp}$ e Potência Ativa na saída do inversor $P_i$
$\Delta P_{inv}$	Varição entre a potência ativa esperada e a calculada.
$\Delta Q_{inv}$	Varição entre a potência reativa esperada e a calculada
$\Delta V$	Varição de tensão



# Lista de Siglas

CA ou AC	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GTO	<i>Gate Turn-Off Switch.</i>
IGBT	<i>Isulated-Gate Bipolar Transistor</i>
MPPT	Maximum Power Point Tracker
P&O	Perturbação e Observação
PC	Ponto de Conexão
PMP ou MPP	Maximum Power Point
PTI	Parque Tecnológico Itaipú
PV	Sistemas Fotovoltaicos
RED	Recurso Energético Distribuido
SCR	Retificador controlado de silício
SD	<i>shutdown</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UNIOESTE	Universidade Estadual do Oeste do Paraná
VE	Veículo Elétrico





# Capítulo 1

## Introdução

O crescente interesse pelo uso de fontes renováveis de energia e o desenvolvimento de pequenas redes nas quais podem se conectar ao sistema elétrico as tecnologias de conversão dessas fontes, têm contribuído para o aumento da geração distribuída.

Entre as possíveis tecnologias de geração de energia elétrica em pequena escala encontram-se os sistemas fotovoltaicos (PV), turbinas eólicas, células de combustível, pequenas centrais hidrelétricas e plantas combinadas de calor e eletricidade, como motores de combustão interna e microturbinas a gás (Barnes, 2007). Essas microfontes de energia elétrica, juntamente com a possibilidade de resposta da demanda, formam os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs).

Dentre os REDs, os sistemas PVs têm adquirido significativa importância nos últimos anos, sendo utilizados em diversas aplicações, tais como carregamento de baterias, bombeamento de água, fornecimento residencial e comercial, podendo funcionar combinados com outras microfontes. Diversos trabalhos podem ser encontrados na literatura que analisam os sistemas fotovoltaicos produzindo energia elétrica nas microrredes de forma integrada com outras fontes, como eólica (Ghoddami et al., 2012; Chavez-Ramírez et al., 2012), biomassa e hidrogênio (Friberg, 1993). As microfontes estão normalmente conectadas à rede de potência através de dispositivos baseados em eletrônica de potência e controladas através das grandezas terminais, como sinais medidos (Binduhewa et al., 2008).

Nos estudos realizados por Villalva et al. (2011) e Villalva (2010) propõe-se um sistema fotovoltaico para injetar na rede elétrica a energia gerada, mas o conversor desenvolvido para isto não considera a possibilidade de funcionamento ilhado. Em Teodorescu (2011) também se encontram estas especificações. Somente se conecta o sistema de geração fotovoltaica com a rede elétrica uma vez feita a sincronização da corrente injetada na rede, e depois que a rede esteja em regime estacionário por um tempo de 3 a 5 minutos.

Os modelos de conversores propostos, no caso de ilhamento, não consideram explicitamente a conexão com uma microrrede, ou seja, no período que se encontra desligado da rede elétrica o sistema fotovoltaico não tem forma de injetar a energia gerada, mesmo que esteja produzindo, e não considera a possibilidade de armazenamento dessa energia para ser aproveitada depois. Mais outros trabalhos como os de Manz (2012) e de Rahimi-Eichi (2013) explanam sobre a necessidade de dispor de unidades de armazenamento, tratam da inserção

dos veículos elétricos (VE) e estabelecem uma relação com as redes elétricas inteligentes ou *Smart Grids*.

Alguns trabalhos, como os de Arns (2010), Kalaitzakis et al. (1987), Koutroulis et al. (2001) e Koutroulis et al. (2006), propõem a implementação de modelos de controle para maximizar a potência extraída dos sistemas fotovoltaicos, melhorando a região do ponto de máxima potência por meio de seguidores conhecidos pelas siglas SPMP (Seguimento de Ponto de Máxima Potência) ou em inglês MPPT<sup>1</sup>.

Quanto ao esquema de conexão do conversor, os tipos de dispositivos de eletrônica de potência utilizados para o chaveamento ou a topologia do conversor são encontrados em Masters (2004) e Patel (2006). No trabalho de Huang (2006) pode ser encontrada uma comparação entre eles e no trabalho de Hou (2011) é apresentado um modelo de simulação do inversor. Também Binduhewa et al. (2008) desenvolveram um conversor bidirecional para interagir entre o sistema fotovoltaico e a unidade de armazenamento.

Uma unidade de armazenamento de energia é usualmente considerada como sendo essencial para a microrrede, permitindo o balanço instantâneo de energia entre as microfones e as cargas, quando a microrrede está funcionando de forma ilhada (Binduhewa, 2008). A unidade de armazenamento pode ser constituída por um banco de baterias ou ultracapacitores. Cada uma tem características e vantagens em relação à outra, como a densidade de energia, o estado de carregamento das baterias, a capacidade de descarregamento e como isto afeta a vida útil da bateria. Para fins de simulação simplesmente pode ser utilizado um conjunto de capacitores ideais para armazenar a energia do sistema fotovoltaico, não sendo necessário analisar as características do ciclo de vida da bateria, pois isto está além do foco deste trabalho de pesquisa.

As microrredes têm sido propostas como uma solução para o dilema de integração de quantidades significativas de microgeração visando minimizar as interrupções do serviço. Uma microrrede é um pequeno sistema de potência no qual podem ser encontradas várias microfones de oferta de energia, cargas e alguma forma de unidade de armazenamento de energia (Lasseter, 2001; Lasseter, 2002). Uma característica relevante da microrrede é que pode operar ligada ou não com a rede de distribuição da concessionária local (Hatziargyriou, 2007; Piagi, 2006).

Uma propriedade muito importante da microrrede prática é a funcionalidade do tipo “*plug and play*”, de forma tal que as microfones possam se conectar à microrrede sem mudanças substanciais no controle e proteção dos recursos que formam parte do sistema. Esta é uma questão importante que deve ser resolvida sob pena de se tornar uma forte barreira para a aceitação da microrrede. Especificamente, a característica *plug and play* significa que o RED deve reconhecer a rede elétrica onde se encontra conectado, adaptando a tensão e frequência, sincronizando-se com ela, em outras palavras poderia se dizer que os componentes devem falar uma mesma linguagem.

---

<sup>1</sup> MPPT: Maximum Power Point Tracker

Em relação às microrredes elétricas, Farzan (2013) descreve os benefícios da implantação de uma microrrede, tanto econômicos como ambientais, para uma comunidade, e os problemas que podem ocorrer no futuro. Como uma solução elétrica proposta para o futuro das microrredes, estão os trabalhos que analisam a integração de redes elétricas híbridas CC/CA, como os de Karabiber et al. (2012) e de Wang (2013). Eles mostram que as microrredes estão sendo colocadas como um meio através do qual podem ser integradas pequenas fontes próximas das cargas, podendo dispor de um pequeno sistema elétrico que seja autônomo e autogerenciável.

Do ponto de vista de modelos para simulação de um sistema fotovoltaico inserido em sistema elétrico, deve ser destacado o trabalho de Yi-bo et al. (2008), no qual é proposto um modelo que permite calcular o fluxo de potência em regime estacionário de um sistema fotovoltaico ligado a um ponto de conexão à rede elétrica através de um inversor e um transformador, calculando previamente a potência máxima para uma irradiação dada. Outro trabalho que serviu como referência para o desenvolvimento da pesquisa é o de Mahesh (2012), que propõe um modelo de conversor bidirecional, assim como o estudo de Katiraei (2011) sobre o impacto da geração distribuída e o de Von Appen (2013) sobre fluxo reverso de potência em sistemas fotovoltaicos.

Portanto, a importância de ter um modelo de simulação está na necessidade de avaliar a produção de energia proveniente de um sistema fotovoltaico antes mesmo que ele esteja instalado em uma microrrede, desta forma é possível reduzir o tempo nas provas de campo (Koutroulis, 2006). Quanto mais aproximado esteja o modelo da realidade de funcionamento do sistema fotovoltaico, da curva característica de tensão-corrente e das características elétricas da microrrede, melhor será a capacidade de teste e simulação dos conversores e dos equipamentos antes que estejam instalados, e assim prever os problemas que possam ocorrer no futuro. Destaca-se que o recurso solar é uma fonte inesgotável e amplamente disponível de energia limpa que pode ser aproveitada. Este tipo de tecnologia tem a vantagem de, além de ser não poluente, requerer pouca manutenção. O custo de instalação é elevado e requer um módulo para condicionar a potência a ser enviada à carga que alimenta. Com o objetivo de minimizar o custo do sistema PV é necessário dispor de um módulo condicionador de elevada eficiência que consiga extrair o máximo possível de energia, ao mesmo tempo em que atenda a funcionalidade do tipo “*plug and play*”.

## 1.1 Objetivo geral

O objetivo do trabalho de pesquisa foi desenvolver um modelo que permita simular o desempenho de um sistema fotovoltaico (PV), contemplando suas limitações e os métodos utilizados para otimizar sua operação, inserido em uma microrrede de energia elétrica.

No presente trabalho propõe-se, além de disponibilizar um modelo de simulação que considere a maximização da energia gerada, analisar as condições para atender a funcionalidade *plug and play*. Para conseguir tal funcionalidade precisa-se de uma unidade

condicionadora de energia, de forma que, em caso de ausência de tensão do lado da rede, o sistema possa continuar suprindo a demanda local, permitindo também manter um nível constante de tensão no lado CC do conversor.

Através da aplicação do modelo proposto, que inclui o sistema fotovoltaico, o conversor bidirecional, o inversor, caracterização da linha de distribuição ligada a uma microrrede, busca-se identificar as características operativas que permitam comparar com um sistema fotovoltaico a ser instalado no Parque Tecnológico Itaipú (PTI).

## 1.2 Objetivos específicos

- Caracterizar um modelo de simulação de sistema fotovoltaico que permita modelar e calcular o fluxo de potência.
- Caracterizar o modelo com armazenamento de energia e sem armazenamento de energia.
- Determinar a forma ou modo de funcionamento do conversor bidirecional de acordo com os resultados de simulação de fluxo de potência.
- Caracterizar o modelo de dois nós expandido a três nós considerando linha de distribuição.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido em cinco Capítulos conforme a estrutura descrita a seguir.

O Capítulo 2 apresenta uma descrição do modelo fotovoltaico, as características de funcionamento representadas nas curvas características, os modos para determinar o ponto de funcionamento do sistema fotovoltaico na máxima potência, e os principais modelos de inversores encontrados na literatura.

O Capítulo 3 apresenta o modelo para simulação, com adaptações de outros modelos que permitem simular o funcionamento em regime estacionário de um sistema fotovoltaico ligado a uma microrrede elétrica.

O Capítulo 4 mostra os resultados obtidos neste trabalho, e finalmente o Capítulo 5 apresenta as conclusões final e recomendações para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Descrição do Sistema Fotovoltaico

### 2.1 Introdução

No presente capítulo são descritas as características do modelo fotovoltaico, focando somente nas informações básicas. Também são apresentados diferentes tipos de arranjos possíveis dos módulos que podem ser utilizados na etapa de instalação ou de montagem em campo e os métodos para calcular o ponto de máxima potência PMP. O conceito de microrrede elétrica também é apresentado juntamente com o modelo de inversor, o qual é descrito desde o ponto de vista elétrico, relacionando a geração proveniente do sistema fotovoltaico com o ponto de conexão à microrrede.

### 2.2 O Sistema Fotovoltaico

O conjunto chamado sistema fotovoltaico é formado por painéis fotovoltaicos, conversor, inversor, e pode incluir também uma unidade de armazenamento, um transformador e um filtro no lado de corrente alternada, antes de ligar com a rede elétrica.

A Figura 2.1 mostra um esquema de sistema fotovoltaico conectado a uma microrrede de energia elétrica que também inclui outra fonte de geração e uma carga. Essa microrrede pode funcionar de forma ilhada ou conectada com rede de distribuição elétrica.

No esquema de conexão do sistema fotovoltaico com a microrrede elétrica da Figura 2.2 pode ser observado que não é considerada a possibilidade de um sistema de armazenamento, porém é representado o filtro e o transformador antes da conexão com a rede de distribuição. O que se busca com esta configuração é estabilizar a tensão antes do ponto de conexão com a rede.

As cargas dentro da microrrede podem ser alimentadas pela fonte fotovoltaica, por outras fontes que podem existir dentro da microrrede e pela rede de distribuição à qual está ligada a microrrede.

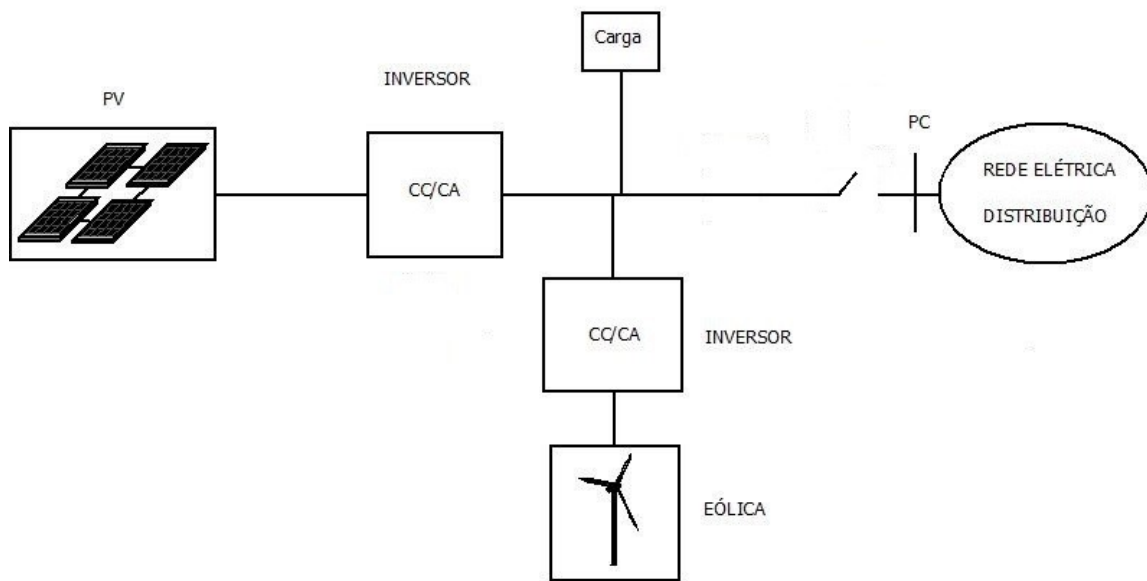


Figura 2.1: Sistema fotovoltaico combinado com uma fonte eólica em uma microrrede elétrica operando de forma ilhada.

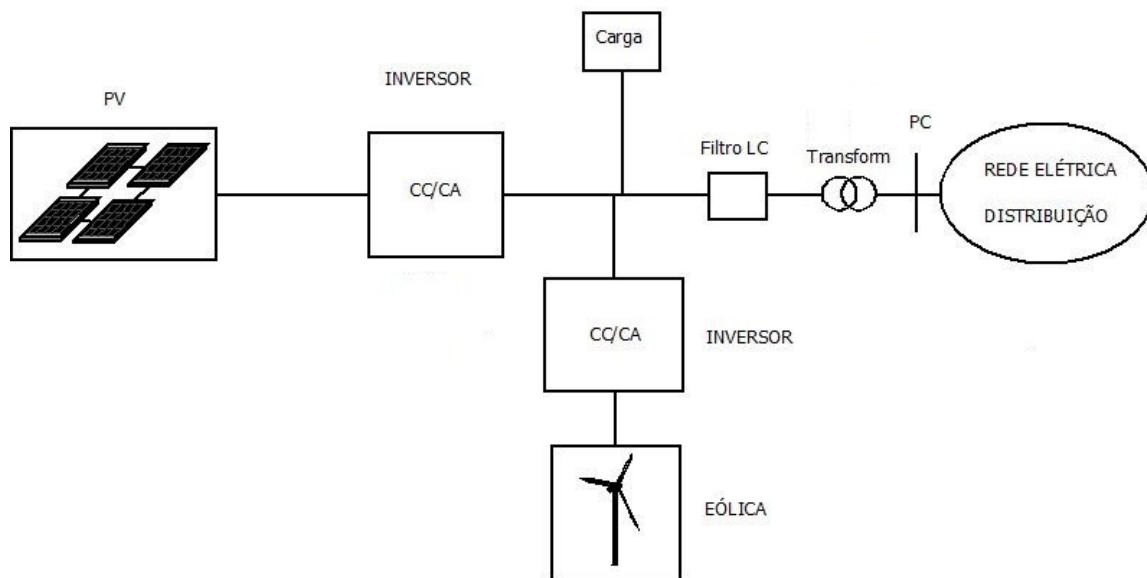


Figura 2.2: Esquema de microrrede ligada à rede de distribuição com fonte PV e Eólica sem armazenamento.

Cada painel está formado por uma associação de células fotovoltaicas. A célula funciona como um diodo semiconductor, que ao ser atingido pela radiação do sol produz corrente elétrica, podendo ser representada como um circuito formado por uma fonte de corrente, onde a corrente suprida é a corrente de curto-circuito  $I_{SC}$  em antiparalelo com um diodo, conforme mostrado na Figura 2.3. As resistências série e paralelo representam as perdas das conexões externas e internas dentro da célula, respectivamente (Villalva, 2010).

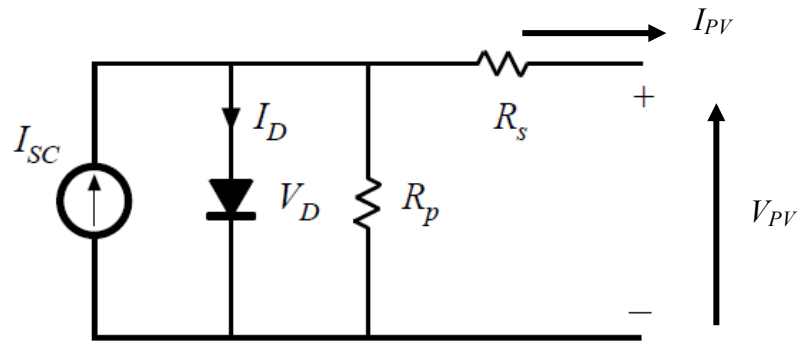


Figura 2.3: Modelo de Circuito Equivalente de uma célula fotovoltaica. Fonte: Villalva (2010).

Quando são associadas células em séries para formar painéis se aumenta a tensão suprida pelo sistema, da mesma forma, associando células em paralelo é aumentada a capacidade de corrente. Normalmente quando se fala de sistema fotovoltaico refere-se à associação de painéis fotovoltaicos, seja aquela associação em série ou paralelo dos painéis.

## 2.3 Métodos de Cálculo do Ponto de Máxima Potência

Busca-se que o sistema fotovoltaico trabalhe sempre em condições ótimas de operação. Este ponto de operação depende da temperatura do painel e da irradiação solar, que variam ao longo do dia. A Figura 2.4 mostra a variação das curvas de Potência vs. Tensão, onde o ponto de máxima potência (PMP) aumenta com o aumento da irradiação.

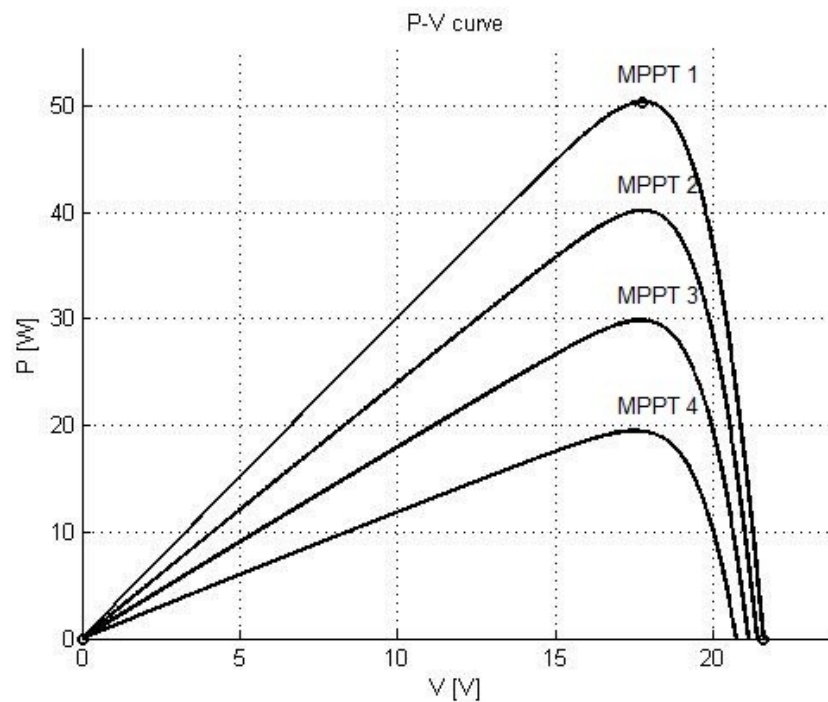


Figura 2.4: Curva Potência x Tensão para diferentes valores de irradiação. Fonte: Villalva (2010).

A Figura 2.5 mostra curvas de Tensão vs. Corrente para diferentes valores de irradiação, mantendo a temperatura do painel constante. O ponto de máxima potência neste caso encontra-se no joelho da curva I-V.

A Figura 2.6 mostra como a variação de temperatura influencia principalmente na tensão de saída para a mesma irradiação, quase sem alterar a corrente do sistema fotovoltaico.

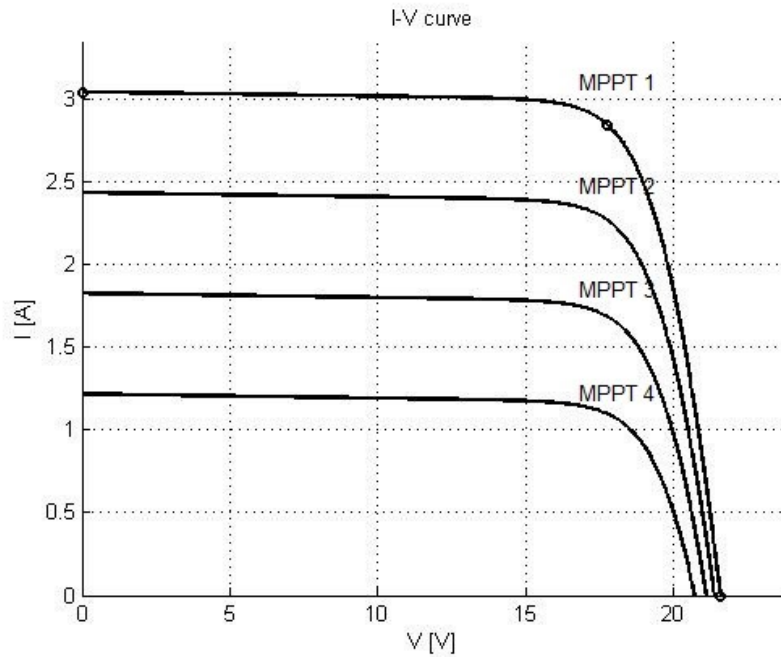


Figura 2.5: Curva *Corrente x Tensão* para diferentes valores de irradiação e temperatura constante. Fonte: Villalva (2010).

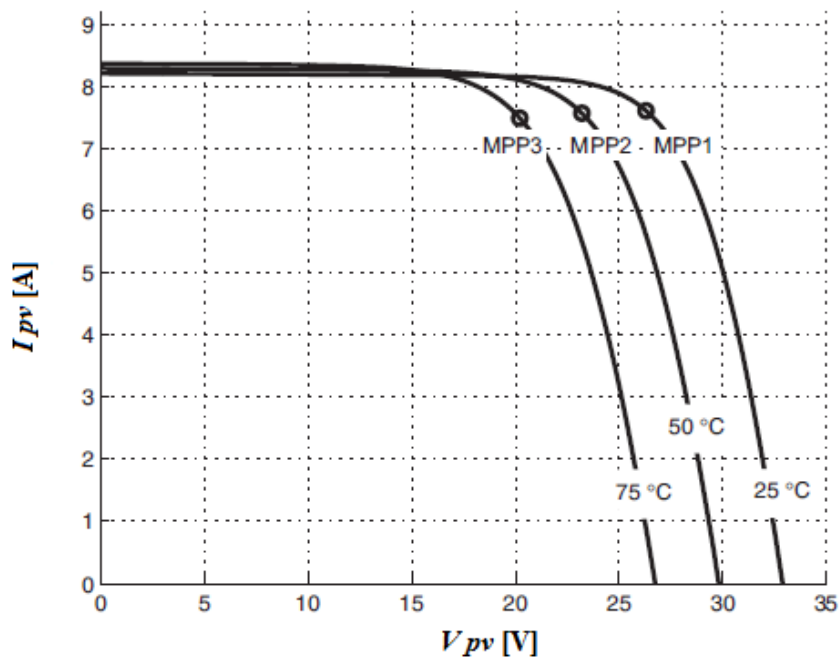


Figura 2.6: Curva de *Corrente x Tensão* com variação da temperatura e irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Fonte: Villalva, 2010.



O rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) é uma função realizada pelos conversores eletrônicos nos sistemas fotovoltaicos. Essa função é responsável pela extração da máxima potência instantânea dos painéis solares, ajustando o ponto de operação do sistema às diferentes condições de operação.

A potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico é variável devido às mudanças das condições de operação ao longo do dia ou devido à presença de irregularidades causadas pelo sombreamento parcial de painéis ou células. Ao longo do dia os níveis de irradiação e as temperaturas variam bastante, modificando constantemente a curva  $I \times V$  do dispositivo. Isso torna necessário fazer o rastreamento do ponto ótimo de operação do sistema com a finalidade de obter o máximo rendimento.

São diversos os métodos ou algoritmos de MPPT. Alguns deles, encontrados na maior parte dos trabalhos sobre sistemas fotovoltaicos, são conhecidos por sua simplicidade e robustez (Koutroulis et al., 2001). O maior desafio dos métodos de MPPT está na sua capacidade de operar em situações nas quais o sistema fotovoltaico apresenta múltiplos pontos locais de máxima potência.

A condição onde o sistema apresenta apenas “um único ponto de máxima potência” é difícil de ocorrer em sistemas reais formados por associação de painéis fotovoltaicos. A melhor alternativa para a maximização da eficiência desses sistemas, que tem sido usada em conversores comerciais, é a modularização, ou seja, o emprego do MPPT em painéis individuais ou em conjuntos pequenos de painéis, minimizando o impacto da presença de máximos locais de potência que podem existir em grandes conjuntos fotovoltaicos quando são sujeitos ao sombreamento parcial.

Os métodos utilizados para o seguimento do MPPT são descritos a seguir (Villalva, 2010; Erickson, 2011).

### **2.3.1 Perturbação e observação**

É o mais simples dos métodos de MPPT e o algoritmo é ilustrado na Figura 2.7. O princípio está em produzir perturbações na tensão e na corrente do dispositivo fotovoltaico e observar a potência resultante. Se a potência aumentou, continua-se perturbando no mesmo sentido na próxima execução do algoritmo. Se a potência diminuiu, no próximo passo perturba-se no sentido oposto. Esta é a maneira conceitualmente mais simples de se fazer o rastreamento do ponto de máxima potência de um dispositivo fotovoltaico.

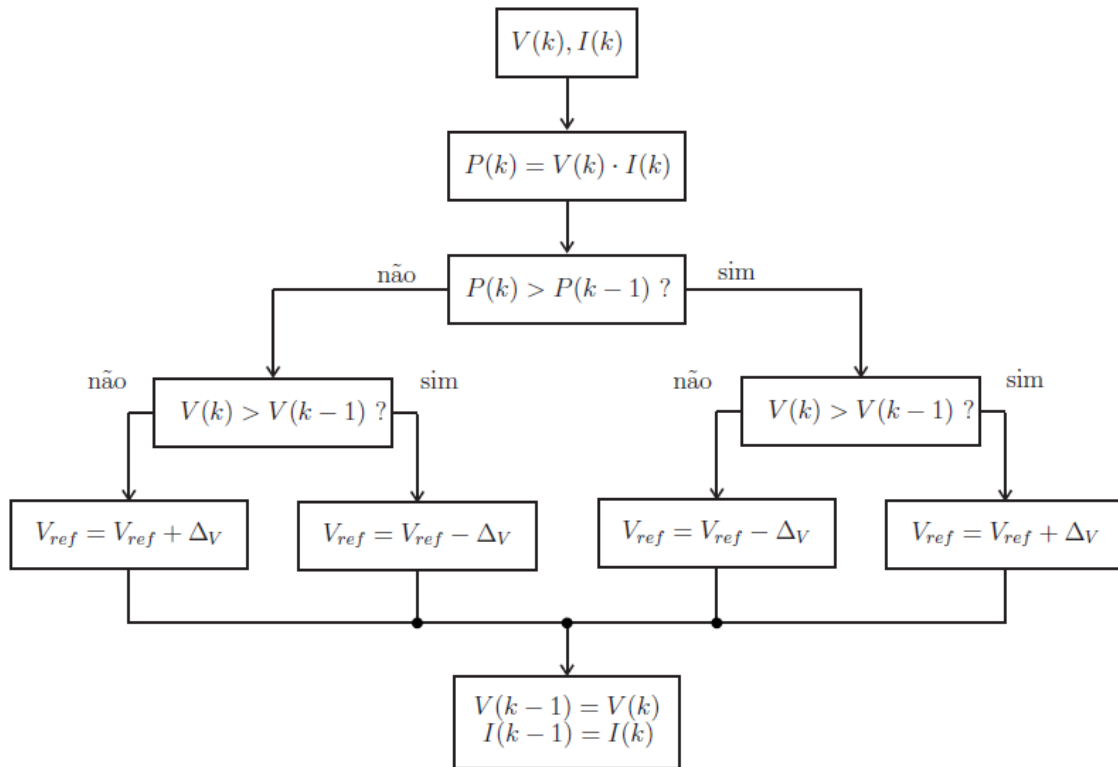


Figura 2.7: Algoritmo para o MPPT do P&O.

### 2.3.2 Fração da tensão de circuito aberto

O método da fração de tensão de circuito aberto consiste em fixar a tensão do dispositivo fotovoltaico em um valor calculado a partir da tensão medida de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Normalmente existe uma relação entre a tensão de máxima potência de um conjunto fotovoltaico que pode ser escrita da seguinte forma:

$$V_{mp} \approx V_{oc} k_v \quad (2.1)$$

Onde  $k_v$  é uma constante de proporcionalidade que depende das características do dispositivo fotovoltaico. Normalmente o valor de  $k_v$  está entre 71% e 76%. O valor correto da constante  $k_v$  deve ser determinado empiricamente, o que torna este método de MPPT pouco geral. Uma vez determinado o valor de  $k_v$  para o sistema em questão, o valor de  $V_{oc}$  pode ser obtido periodicamente pelo desligamento do conversor eletrônico, permitindo o ajuste do novo ponto de operação.

Além da dificuldade para obter o valor de  $k_v$ , este método é pouco atrativo devido à perda de energia causada pelo desligamento repetido do conversor com a finalidade de medir  $V_{oc}$ . Além disso, no intervalo de tempo entre duas medidas consecutivas de  $V_{oc}$ , o sistema pode operar fora do ponto de máxima potência, ocasionando ainda maior perda de energia. Na

presença de sombreamento parcial dos módulos o valor de  $k_v$  deixa de ser válido, o que praticamente inutiliza este método de MPPT nesta situação.

### 2.3.3 Fração da corrente de curto-circuito

No lugar de considerar que o ponto ótimo de operação está vinculado a uma fração da tensão de circuito aberto, pode-se tentar estabelecer um ponto ótimo em função da corrente de curto circuito. A relação entre a corrente de máxima potência e a corrente de curto-circuito é aproximadamente linear:

$$I_{mp} = I_{sc} k_i \quad (2.2)$$

O método da corrente de curto circuito é considerado mais eficiente do que aquele baseado na tensão devido à relação aproximadamente linear da Equação (2.2), o que não ocorre com a relação entre as tensões  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$ , embora normalmente a relação seja considerada linear. Entretanto, mesmo com a suposta vantagem deste método sobre o apresentado anteriormente, o valor de  $k_i$  não é constante e pode variar em função das condições de operação do dispositivo fotovoltaico, sobretudo na presença de sombras parciais. Além disso, é pouco desejável utilizar um método de MPPT que requer o controle da corrente do dispositivo fotovoltaico, pois, como foi indicado previamente o controle de tensão é preferível ao controle de corrente.

### 2.3.4 Condutância incremental

A técnica da condutância incremental é frequentemente apontada como a melhor dentro da classe de técnicas baseadas no princípio da perturbação e observação. Além da facilidade de implementação, apresenta bom desempenho em regime permanente e rápida resposta a mudanças de irradiação solar. Entretanto, esta técnica padece das mesmas dificuldades existentes nas demais quando as condições de iluminação são irregulares e os dispositivos fotovoltaicos estão sujeitos ao sombreamento parcial.

No método da condutância incremental a derivada (condutância) da curva  $P \times V$ , em cada uma das curvas da Figura 2.4 do dispositivo fotovoltaico, é usada na tomada de decisão do algoritmo. Isto permite melhorar o erro que pode existir ao calcular o MPPT, pois neste método o ponto de operação sofre menos perturbações do que no método de P&O.

O princípio do método está no cálculo da derivada da curva de potência mostrada na Figura 2.4., que deve ser zero no ponto de máxima potência:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (2.3)$$

A Equação (2.3) pode ser escrita como:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \approx I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0 \quad (2.4)$$

Portanto, a partir do cálculo de  $\Delta I$  e  $\Delta V$ , e usando os valores de  $I$  e  $V$  atuais, as seguintes relações podem ser empregadas para a tomada de decisão do algoritmo, fazendo a comparação entre a condutância instantânea  $I/V$  e a condutância incremental  $\Delta I/\Delta V$ :

$\Delta I/\Delta V = -I/V$  : o ponto de operação encontra-se exatamente no MPP.

$\Delta I/\Delta V > -I/V$  : o ponto de operação encontra-se à esquerda do MPP.

$\Delta I/\Delta V < -I/V$  : o ponto de operação encontra-se à direita do MPP.

Com base nos resultados das comparações acima, toma-se a decisão de incrementar ou decrementar o valor da tensão do dispositivo fotovoltaico. A Figura 2.8 ilustra o algoritmo de MPPT de condutância incremental.

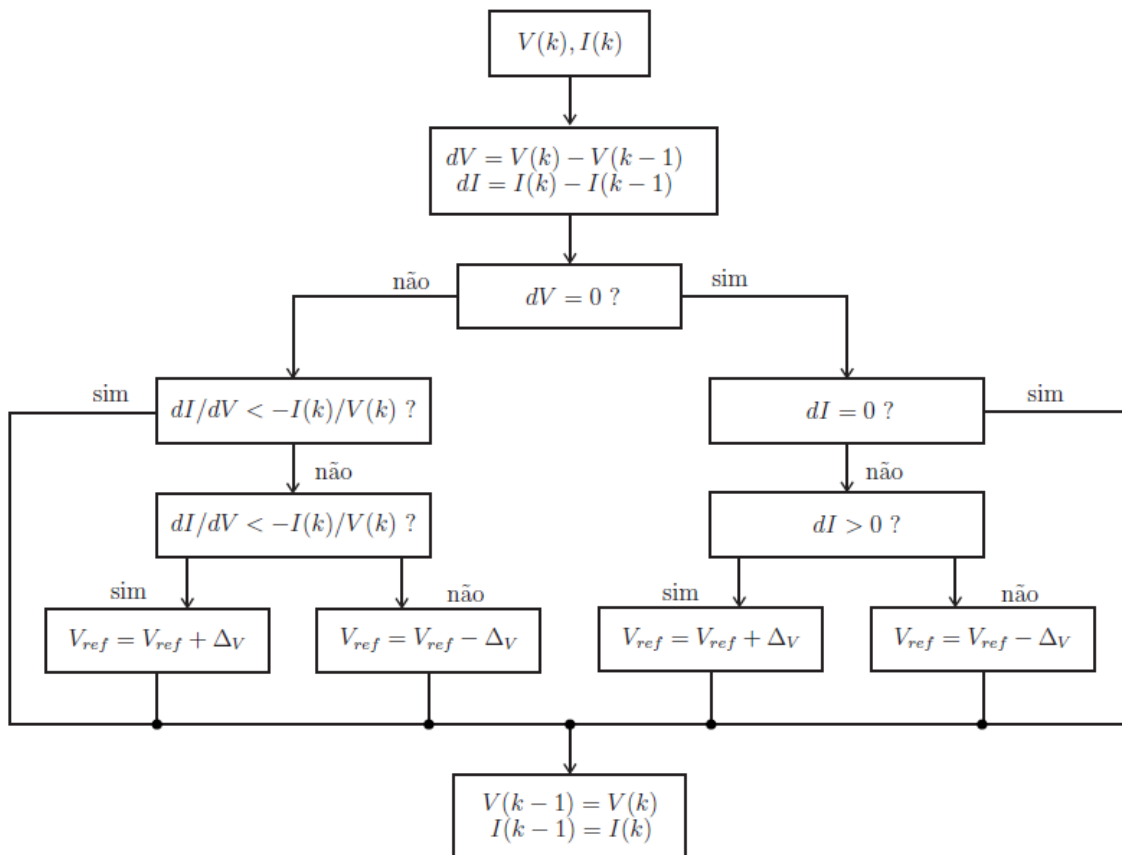


Figura 2.8: Algoritmo de condutância incremental.

### 2.3.5 Métodos Alternativos

Existem vários métodos como alternativa aos citados anteriormente, dentre os quais uma proposta interessante é a técnica analógica baseada na correlação da ondulação (*ripple correlation*) do chaveamento do conversor, considerada uma técnica rápida e apontada especialmente para sistemas fotovoltaicos de baixo custo baseados em eletrônica analógica. Embora o MPPT com correlação da ondulação seja uma técnica fundamentalmente analógica, existem propostas para a implementação digital, o que torna possível utilizar esta técnica em sistemas fotovoltaicos baseados em conversores microprocessados.

## 2.4 Inversores

Quanto ao modo de comutação os inversores, podem ser divididos em duas categorias: autocomutados e comutados pela rede. Os inversores autocomutados podem funcionar como fonte de tensão e fonte de corrente enquanto que os inversores comutados pela rede somente como fonte de corrente. Os inversores autocomutados podem ser utilizados em aplicações com sistemas fotovoltaicos isolados da rede ou conectados à mesma, enquanto que os inversores comutados pela rede somente podem ser utilizados em aplicações conectadas à rede. Os inversores autocomutados podem operar independentemente, sendo ativados unicamente por uma fonte de potência na entrada. Este tipo de inversor pode ser conectado à rede já que é capaz de sincronizar sua tensão alternada de saída com a tensão da rede elétrica. Esses inversores normalmente comutam em alta frequência, sendo que o sinal de saída é senoidal de baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência. O inconveniente deste tipo de inversores é o preço, já que são mais caros que os inversores baseados em tiristores.

Os inversores comutados pela rede são pontes retificadoras baseados em tiristores e só podem funcionar quando a tensão alternada da rede está presente. Esses inversores operam normalmente com baixo fator de potência e apresentam um alto nível de distorção harmônica em seu sinal de saída, e são mais baratos que os inversores autocomutados de alta frequência.

Também os inversores são classificados em: monofásicos, bifásicos e trifásicos. Os sistemas fotovoltaicos isolados da rede ou conectados à rede, de pequenas potências utilizam inversores monofásicos. Entretanto, em aplicações conectadas à rede, os inversores monofásicos, por injetarem corrente em uma única fase da rede, produzem desequilíbrio entre as fases. Por motivo de estabilidade é possível conectar uma potência máxima de 4,6 kW, com 10 % de tolerância, em uma fase para evitar uma maior assimetria entre as fases da rede elétrica, de acordo com (Arns, 2010).

Para potências maiores são necessários vários inversores monofásicos para garantir uma distribuição simétrica entre as três fases da rede. Para plantas fotovoltaicas de potências superiores a 5 kW é conveniente a utilização de inversores trifásicos, uma vez que o número de inversores da instalação, e conseqüentemente os custos, podem ser reduzidos. A utilização de inversores monofásicos ou bifásicos no sistema trifásico é simples, mas requer cuidados

especiais quanto ao balanceamento entre as fases. Alguns fabricantes de inversores defendem que a utilização de várias combinações arranjo-inversor descentralizadas para a conexão à rede é mais simples que combinar um único arranjo de módulos fotovoltaicos conectado a um inversor central.

Outro tipo de classificação seria o inversor com transformador ou sem transformador. Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentam diferentes circuitos de conversão de energia e opções de transformadores, sendo que comercialmente existem inversores com transformador de alta ou baixa frequência e inversores sem transformador. Cada tipo de configuração possui características próprias, implicando em vantagens e desvantagens umas em relação às outras mostradas também em Villalva (2010).

A presença de um transformador torna o sistema mais seguro, pois possibilita a isolamento completa entre o lado CC (painéis fotovoltaicos) e o lado CA (rede elétrica), impedindo a circulação de correntes de fuga. A isolamento por transformador também facilita o aterramento dos painéis fotovoltaicos, principalmente nos sistemas com neutro aterrado, uma vez que os potenciais da rede elétrica e dos painéis ficam dissociados. Um aspecto importante nos sistemas com transformador é a localização deste dispositivo: no estágio CC (transformador de alta frequência) ou na saída do estágio CA (transformador na frequência da rede elétrica), (Arns, 2010).

Por medida de segurança, os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede eram projetados para trabalharem em baixas tensões e, portanto, eram necessários transformadores na saída dos inversores. No entanto, os transformadores além de pesados e caros, sempre foram um obstáculo para os fabricantes conseguirem aumentar a eficiência de seus equipamentos.

Atualmente as plantas fotovoltaicas trabalham com tensões maiores e os inversores sem transformadores conquistaram espaço no mercado, apresentando eficiências maiores que os inversores com transformador. A utilização de inversores sem transformador depende da regulamentação vigente no país onde se projeta instalar a planta fotovoltaica.

Esta regulamentação pode exigir que exista separação galvânica entre o lado de corrente contínua e alternada. Além disso, determinados módulos cristalinos necessitam de uma ligação à terra do gerador fotovoltaico com elevada resistência e sem separação galvânica se produziria um curto circuito. Em módulos de filmes finos, em muitos casos, são necessários inversores com transformador, uma vez que, sem separação galvânica surge um potencial capaz de provocar nestes módulos uma corrosão elétrica, danificando suas células.

Outro tipo de classificação, de acordo com Villalva (2010), dos diferentes tipos de inversores seria a seguinte: de um estágio ou de dois estágios. Nos sistemas fotovoltaicos com inversor de um estágio a tensão de entrada dos inversores conectados à rede geralmente está entre 180 V e 500 V, segundo a fonte. Um determinado número de painéis conectados em série é necessário para alimentar o inversor dentro da sua faixa de operação (manipulação de tensão), enquanto um número de conjuntos idênticos é conectado em paralelo para

proporcionar o fornecimento de potência desejada (aumento ou diminuição da corrente). Se a tensão de entrada for suficientemente elevada para permitir alimentar um conversor CC/CA conectado à rede, então um único estágio de conversão pode ser empregado, como mostrado na Figura 2.10.

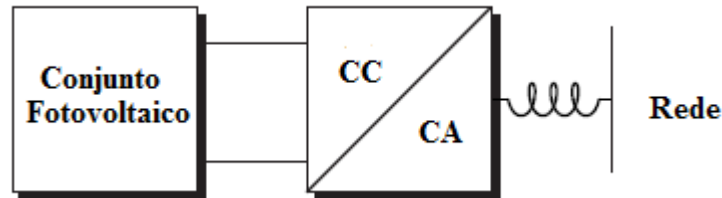


Figura 2.9: Sistema fotovoltaico com conversor de um estágio.

O inversor de um estágio tem a vantagem de reduzir o número de componentes e a complexidade do sistema, porém dificulta a isolação entre os painéis solares e a rede elétrica. As normas de alguns países exigem que os painéis sejam aterrados e isolados, o que torna complicado o uso de sistemas desse tipo, pois a rede fica eletricamente conectada com a terra por intermédio do conversor, o que pode gerar falhas devido à circulação de corrente da rede para a terra. Para resolver o problema da falta de isolação entre o conjunto fotovoltaico e a rede elétrica é possível introduzir um transformador de isolação na saída do conversor CC/CA, porém esta é uma solução indesejável devido ao grande volume e peso do transformador, que opera na frequência da rede, dependendo da potência do conversor.

Os sistemas com conversores de dois estágios, como a Figura 2.10, permitem o desacoplamento entre os painéis fotovoltaicos e a rede elétrica, além de tornar a faixa da tensão de entrada do sistema fotovoltaico independente da tensão da rede. O primeiro estágio fica responsável por alimentar um barramento de tensão contínua, constituído por um capacitor de desacoplamento de potência, enquanto o segundo estágio fica responsável por realizar a conexão da rede. A tensão do barramento comum entre os dois conversores depende da tensão da rede, porém a faixa de tensão de entrada do sistema, do lado dos painéis solares, depende apenas do ganho de tensão do primeiro estágio.

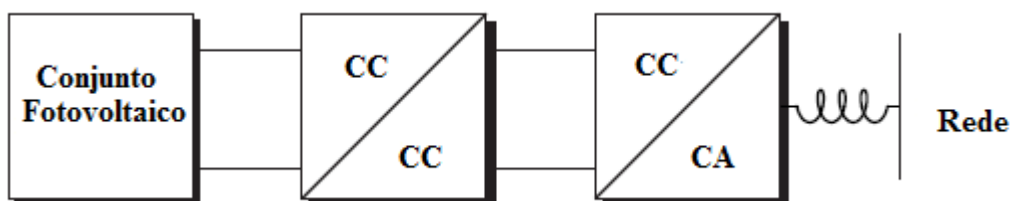


Figura 2.10: Sistema com conversor de dois estágios.

O conversor de dois estágios de Binduhewa et al. (2008), permite que entre o conversor CC/CC e inversor CC/CA possa incorporar-se um conversor bidirecional para conectar este conversor bidirecional a uma unidade de armazenamento.

## 2.5 Topologias de montagem de sistemas fotovoltaicos

São diversas as topologias de montagem encontradas na bibliografia. As seguintes são as mais conhecidas de acordo com Nema (2011), Arns (2010) e Villalva (2010). Uma explicação mais detalhada da estrutura pode ser encontrada também em Teodorescu (2011).

### 2.5.1 Inversor Central

Os inversores centrais de um estágio, com mostra a Figura 2.11, são comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos com potências entre 20 e 400 kW. O inversor é conectado a um conjunto de painéis fotovoltaicos associados em paralelo, ou seja, a conversão é centralizada em um único inversor. Outro tipo de inversor central pode ser de dois estágios como a Figura 2.12. A principal vantagem da utilização de um inversor central é a redução de custos, enquanto a desvantagem está na confiabilidade, pois no caso de falha do mesmo toda a instalação fica comprometida. Esta configuração também não permite que o sistema de busca do MPP seja independente para cada série de módulos.

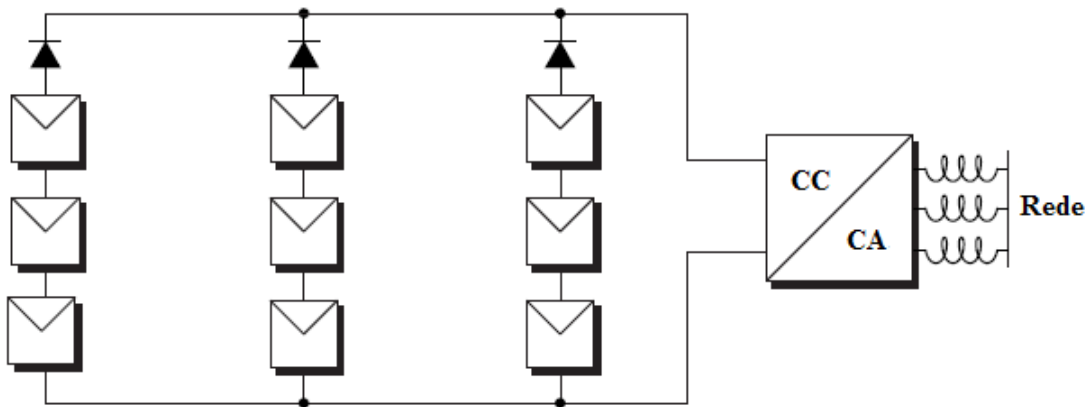


Figura 2.11: Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor central trifásico de um estágio.



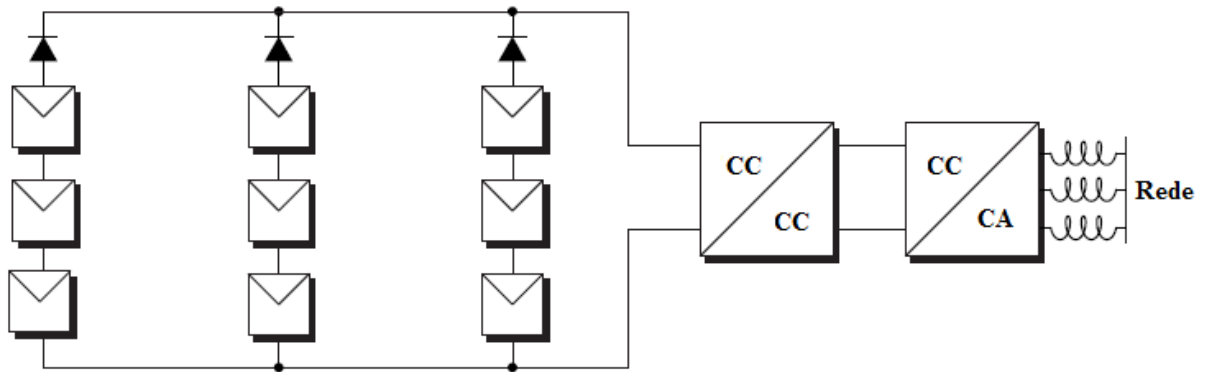


Figura 2.12: Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com conversor CC/CC e inversor CC/CA central trifásico de dois estágios.

### 2.5.2 Inversor em cadeia

Neste tipo o inversor é conectado diretamente ao painel fotovoltaico, no caso de um estágio, para depois ser conectado à rede, como mostrado na Figura 2.13.

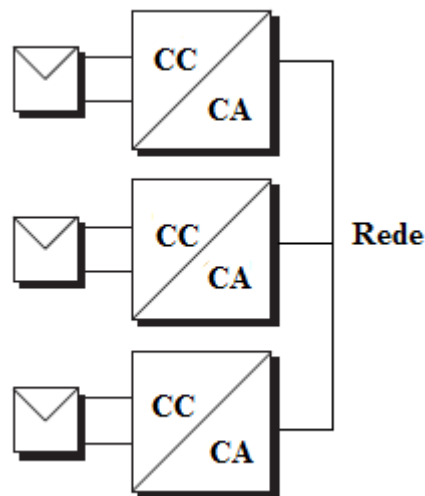


Figura 2.13: Conversor de um estágio. Cada painel tem um inversor conectado à rede.

Esta configuração reduz acoplamentos defeituosos, diminui as perdas ocasionadas por sombreamento e evita as perdas nos diodos de bloqueio. Essas vantagens implicam um aumento da eficiência energética e da confiabilidade do sistema. A desvantagem é o aumento dos custos, uma vez que é necessário um maior número de inversores de menor potência. Também tem o inconveniente de não permitir o máximo aproveitamento da energia caso as cadeias de painéis não sejam idênticas ou não operem em iguais condições, o que quase sempre ocorre na prática.

### 2.5.3 Inversor Multicadeias

Os inversores multicadeias (*multi-strings*) são indicados para sistemas que têm vários painéis ou arranjos com diferentes orientações e, conseqüentemente, submetidos a diferentes condições de irradiação e temperatura. Cada painel ou arranjo está ligado a um conversor CC/CC que tem a finalidade de polarizar o painel ou arranjo em seu ponto de máxima potência. Um inversor central capaz de suportar cargas assimétricas é responsável por fazer a conversão da corrente contínua em corrente alternada.

Uma maneira simples para melhorar o aproveitamento da energia gerada por cada cadeia de painéis é utilizar sistemas monofásicos dedicados. Esta estratégia de modularização, aplicável também em redes trifásicas, é interessante por sua simplicidade.

A Figura 2.14, mostra um esquema de sistema fotovoltaico com conversores em *strings* conectados à rede, que para exemplo é utilizado o esquema de conversor de dois estágios (conversores CC/CC dedicados e inversor CC/CA trifásico). A vantagem deste sistema é que os conversores CC/CC podem otimizar o uso das cadeias e, independentemente da potência gerada por cada uma delas, o inversor CC/CA trifásico distribui uniformemente a energia nas três fases da rede.

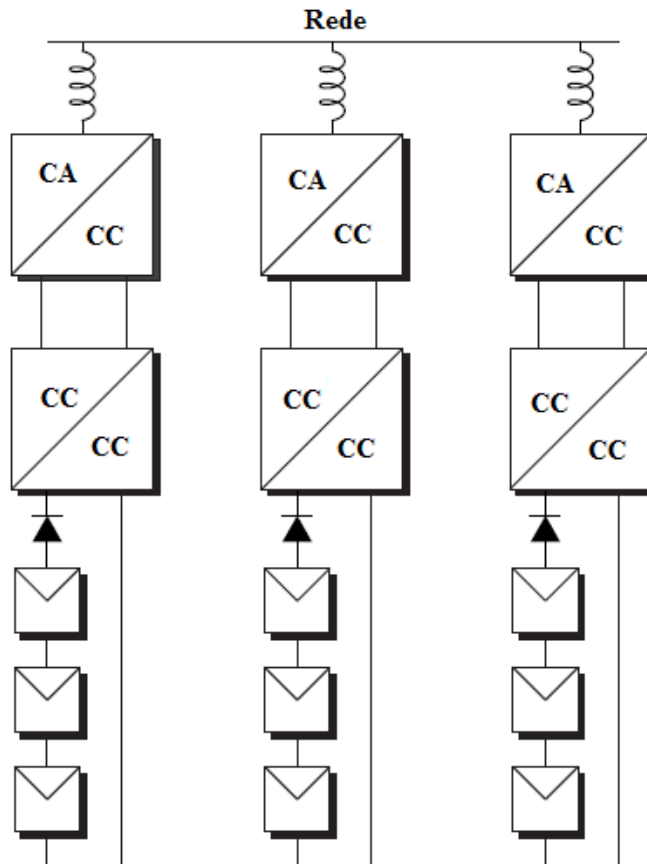


Figura 2.14: Conexão à rede por meio de conversor de dois estágios, com conversores em cadeias (*strings*) e inversores monofásicos em cada string.

Uma estratégia interessante para a modularização de sistemas fotovoltaicos é o uso de diversos conversores CC/CC alimentando um único inversor CC/CA concentrador. Sistemas desse tipo proporcionam o melhor aproveitamento da energia fotovoltaica, pois permitem que o rastreamento do ponto de máxima potência seja realizado individualmente para cada cadeia de painéis, evitando que falhas, diferenças entre painéis e sombreamento parcial de uma das cadeias afetem o desempenho do conjunto todo.

Além da vantagem da distribuição uniforme, a estratégia mostrada na Figura 2.15 é mais econômica do ponto de vista construtivo e também do ponto de vista de perdas de energia, pois um único inversor CC/CA pode ser alimentado por vários módulos CC-CC. O uso de diversos inversores CC/CA é economicamente desvantajoso, pois requer o uso de diversos aparelhos, cada qual com seu sistema de controle, elementos magnéticos, dispositivos de proteção etc. Além disso, o número de chaves é maior na estratégia com vários inversores CC/CA (por exemplo, três inversores CC/CA monofásicos, supondo inversores do tipo fonte de tensão com dois níveis, utilizam 12 transistores, ao passo que um inversor trifásico utiliza apenas seis).

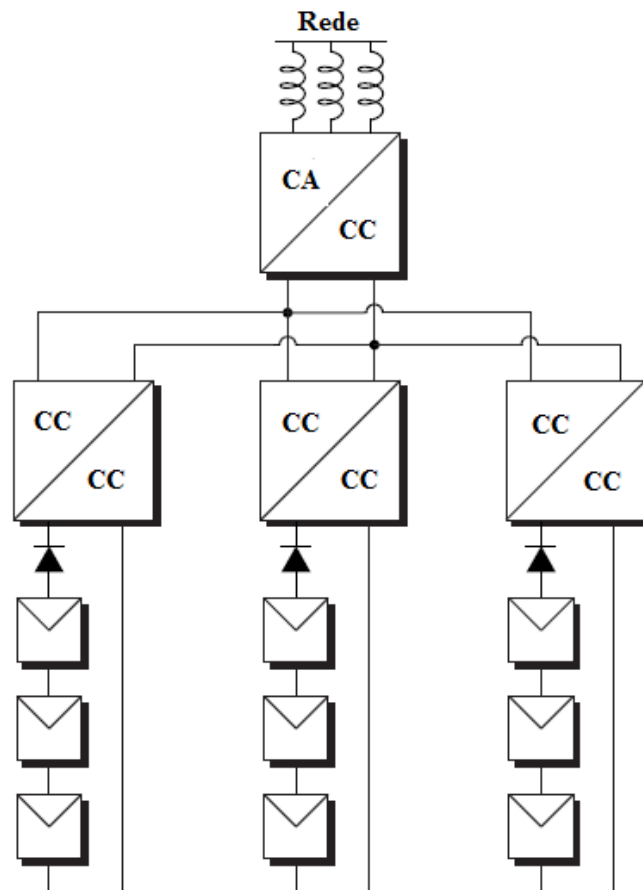


Figura 2.15: Esquema fotovoltaico de conexão à rede de dois estágios, com um conversor CC/CC em cada cadeia (*string*) e inversor trifásico.

Outros tipos de sistemas modulares que utilizam vários conversores CC/CC são possíveis e têm sido apresentados na literatura, mas não superam a simplicidade dos esquemas mostrados nas figuras anteriores. Embora a estratégia da Figura 2.16 possa aumentar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, a complexidade e a dificuldade de implementação desses sistemas são muito maiores do que nos sistemas convencionais não modulares ou multicadeias como o da Figura 2.17. A Figura 2.17 pode ser considerada uma variação do sistema modular da Figura 2.16, onde cada conversor é dedicado a um pequeno grupo de painéis paralelos, cada qual protegido por um diodo de bloqueio.

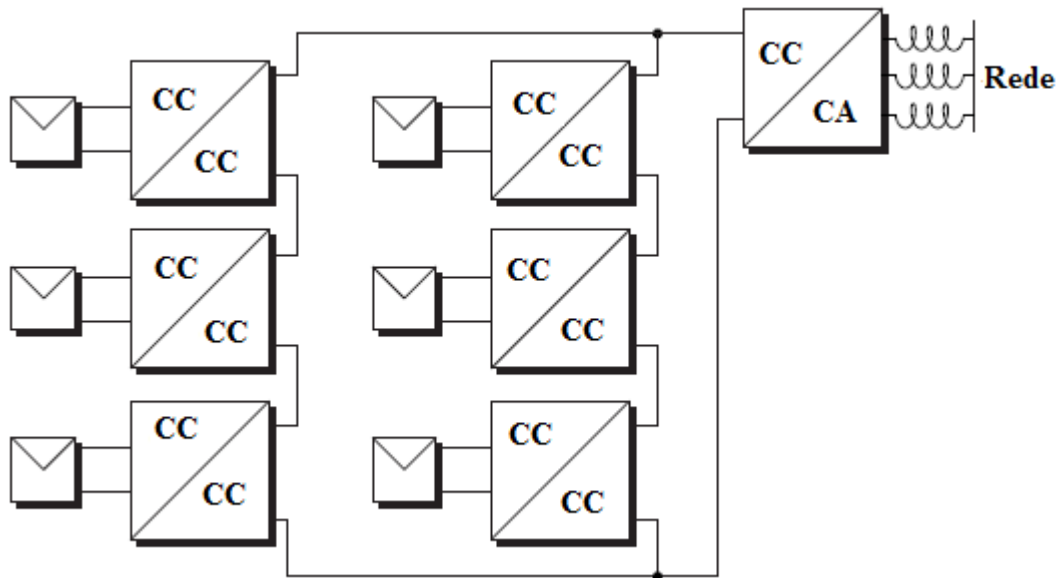


Figura 2.16: Sistema modular em que cada painel tem um conversor CC/CC dedicado.

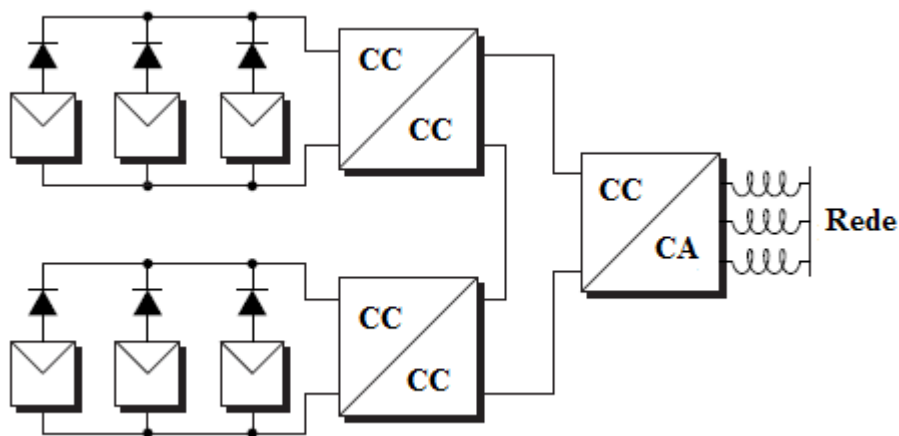


Figura 2.17: Sistema modular com conversores CC/CC dedicados a grupos de painéis conectados em paralelo.

Estes tipos de topologias podem servir para referências, segundo as necessidades de cada caso particular para montar o sistema fotovoltaico. Para o caso do modelo considera-se um modelo simples de conversor CC/CC e inversor CC/CA de dois estágios, onde todos os

painéis estão associados em série e em paralelo ligados a um conversor, logo o conversor ao inversor.

Estes tipos de conversores assim como as topologias de montagem podem ser utilizados para modelos de simulação. No entanto, tanto o inversor como os conversores estão incluídos fisicamente no sistema fotovoltaico, assim, no presente trabalho não são modelados de forma detalhada, pois o interesse está na análise de regime permanente.

O tipo de conversor para o sistema fotovoltaico deve ser de dois estágios para permitir a inclusão do conversor bidirecional na parte de corrente contínua, independentemente da topologia utilizada, sendo esta a solução adotada no presente trabalho.

Conforme mencionado anteriormente, a importância do algoritmo de MPPT está em que permite saber o ponto em que a energia é gerada com a máxima potência. O MPP varia com a irradiação solar e a temperatura dos painéis. Para cada mudança desses parâmetros deve ser achado um novo ponto utilizando algum dos algoritmos apresentados. Mesmo que o ponto seja inicialmente um dado, deve ser recalculado cada vez que mude um dos parâmetros acima. Aliás, o MPP normalmente é fornecido pelo fabricante em condições padrão ou *STC*, portanto, não precisa ser calculado inicialmente, mas sim deve ser modificado como mostrado no capítulo seguinte.

## **2.6 Importância das microrredes de energia elétrica para a inserção de sistemas fotovoltaicos**

Uma microrrede de energia elétrica constitui um pequeno sistema elétrico, autogerenciado localmente em uma determinada microrregião, e que pode operar de forma isolada ou ligada a um sistema de distribuição. A microrrede normalmente conta com um sistema de geração, transformação e distribuição de energia elétrica, destinada ao atendimento das cargas interligadas pela mesma (Huayllas et al., 2011; Barnes, 2007). Assim, uma de suas principais vantagens é a possibilidade de integrar diversos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) de pequeno porte, potencializando a utilização de fontes alternativas de energia, tais como biogás, solar, eólica e pequenas centrais hidrelétricas (Marnay e Venkataramanan, 2006; Ghosh et al., 2009). Lasseter (2004) destaca que uma forma de aumentar o potencial de geradores distribuídos é associando-os às cargas através das microrredes.

A Figura 2.18 representa uma microrrede com sistema fotovoltaico, gerador diesel, unidade de armazenamento com baterias e os conversores conectados a um barramento comum.

Na ocorrência de perturbações os geradores e as cargas, interligadas pela microrrede, podem ser separadas do sistema de distribuição, ilhando-as sem criar distúrbios na rede elétrica. Para alcançar esta funcionalidade o conceito *Plug and Play* surge como uma solução. Este conceito refere-se à flexibilidade de ligar os recursos energéticos distribuídos em

qualquer ponto da rede sem que seja necessário realizar grandes adaptações no sistema de interconexão. Isto facilita a locação de geradores perto das cargas, com é o caso da geração fotovoltaica.

O uso de REDs poderia contribuir com o aumento de confiabilidade do sistema e a redução de custos, porém introduzindo novos problemas, como a necessidade de sistemas de distribuição mais flexíveis e dinâmicos, capazes de suportar e controlar o fluxo bidirecional de energia. Nesse sentido, são necessários controladores com abordagens ativas, de forma que a rede de distribuição possa ser modificada e reconfigurada de acordo com as mudanças no fluxo de potência, além de sensores que possam monitorar distintas condições do sistema de distribuição (Sup, 2012; Alcântara, 2011).

Do o ponto de vista de uma microrrede, existem pequenas cargas, microgeradores e unidades de armazenamento interconectadas, como pode ser observado na Figura 2.18. A mesma pode ser projetada para atender necessidades especiais, tais como, melhorar a confiabilidade local, reduzir as perdas, melhorar níveis de tensão, proporcionar maior eficiência através do uso do calor residual no caso de uma planta de cogeração ou atuar como fonte de alimentação ininterrupta, para citar algumas funções (Lasseter, 2002).

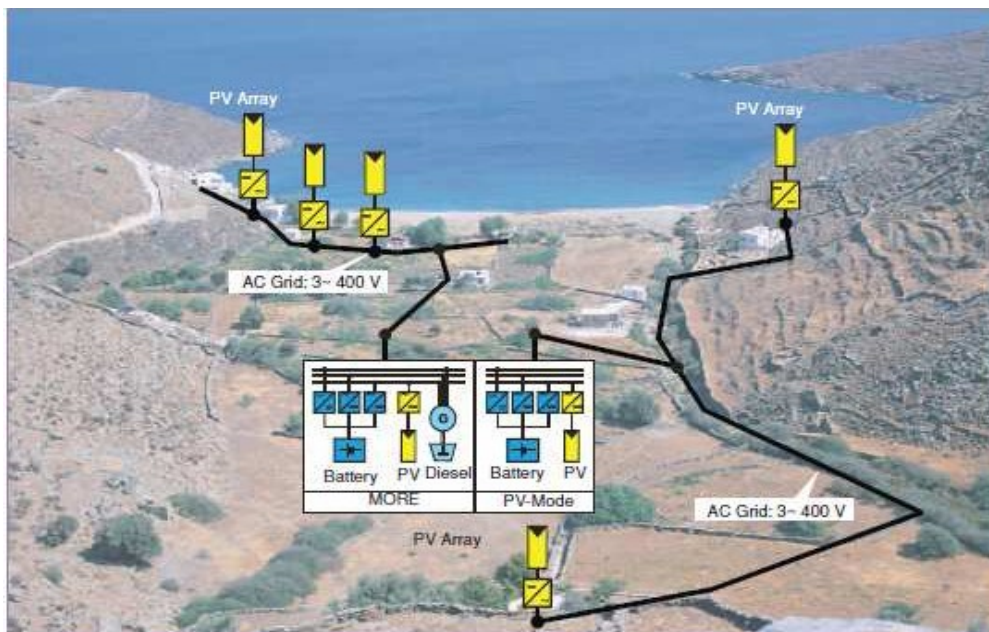


Figura 2.18: Exemplo de microrrede com fonte PV integrada com outras fontes. Fonte: Hatziargyriou, 2007.

Neste contexto, um conversor bidirecional com controlador cumpre duas importantes funções: manter a tensão aproximadamente constante do barramento CC e carregar a unidade de armazenamento de energia. A energia armazenada nesta unidade pode ser aproveitada para alimentar as cargas quando não se dispõe da geração fotovoltaica, ou seja, no caso da ausência do sol.

Caso não possa ser injetada energia na microrrede, a tensão deve manter-se constante no barramento comum CC e as unidades de armazenamento carregadas. Em caso de excedente de energia proveniente do sistema fotovoltaico, e quando a capacidade das unidades de armazenamento é ultrapassada, o mesmo deve injetar-se na microrrede elétrica.

Quando o sistema opera na forma ilhada, a microrrede oferece a possibilidade de integrar a geração de energia, quando a qualidade da rede externa à microrrede é baixa.

## **2.7 Conclusão**

Ao longo deste capítulo foram mostradas as características básicas de um sistema fotovoltaico, seus componentes e os diferentes modelos que existem na literatura. O modelo que permita simulá-lo conectado a uma microrrede elétrica é um modelo de dois estágios simples, que permite interligar com uma unidade de armazenamento.

Do ponto de vista do tipo de simulação que pretende ser realizada, o conversor não tem influência no equacionamento, mas ele está presente no sistema fotovoltaico mantendo a tensão constante e fazendo a interligação com o sistema de armazenamento. Também foram mostradas diversas topologias de conversão, mas casos com maior complexidade podem adotar topologias e estágios de conversores mais elaborados.

Culminando o capítulo, foi introduzido o conceito de microrredes elétricas e a sua importância para a integração dos sistemas fotovoltaicos.





# Capítulo 3

## Modelo e Equações para Simulação

### 3.1 Introdução

O modelo matemático que representa o sistema fotovoltaico, inserido em uma microrrede de energia elétrica, deve considerar a possibilidade de armazenar a energia sempre que a produção seja superior à requerida pela microrrede. Caso contrário, quando a energia produzida não é suficiente para alimentar as cargas da microrrede, devido a condições climáticas desfavoráveis ou pela ausência de sol, a energia deve ser suprida por unidades de armazenamento, como baterias, flywheels ou ultracapacitores. Este é o motivo pelo qual o conversor bidirecional é fundamental para a integração do sistema fotovoltaico à microrrede e a necessidade de conhecer seus parâmetros relevantes no desenvolvimento do modelo.

Neste capítulo é apresentado o modelo matemático que permite determinar as condições operativas em regime permanente de um sistema fotovoltaico que está conectado a um microrrede de energia elétrica. O modelo leva em consideração os parâmetros atmosféricos (temperatura e irradiação), os parâmetros elétricos da microrrede, os parâmetros do conversor bidirecional que permite armazenar ou descarregar um banco de baterias e os parâmetros do inversor. Inicialmente, para determinar o fluxo de carga, foi utilizado um modelo que considera dois nós, um na saída do inversor e outro no ponto de conexão com a microrrede, chamado nó geração. Este modelo é expandido para três nós, dessa forma introduz-se um nó infinito ao final de uma linha de distribuição.

### 3.2 Modelo de conversão para interconexão com a microrrede

Na bibliografia existem vários modelos para representar um sistema fotovoltaico (Sukamongkol, 2002; Edrington, 2010; Rodríguez, 2004; Xiao, 2004; Koutroulis, 2006). No presente trabalho foi escolhido o modelo de Yi-bo (2008), pois já considera na representação a interconexão do sistema fotovoltaico com uma microrrede elétrica. O modelo citado contempla o sistema fotovoltaico, o inversor, o filtro e o transformador, de forma que a máxima potência produzida pelo sistema fotovoltaico possa ser inserida na microrrede.

Através das simulações realizadas em regime permanente utilizando o modelo, baseado na característica dos componentes dos inversores e no fluxo de potência pela microrrede, é

possível analisar quanto da potência produzida é inserida na microrrede e quanta pode ser armazenada em uma unidade de armazenamento. É importante destacar que parte-se da condição de que o MPP é o valor dado na placa de cada fabricante de painel fotovoltaico.

Com as equações mostradas a continuação é possível calcular o MPP para diversos valores de irradiação e temperatura. O modelo da célula fotovoltaica é dado na Equação 3.1 e em Yi-bo, (2008).

$$I_{cell} = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{V_{cell} + I_{cell} R_s}{V_t \cdot a} \right) - 1 \right] - \frac{V_{cell} + I_{cell} R_s}{R_p} \quad (3.1)$$

Onde:  $V_{cell}$  e  $I_{cell}$  são, respectivamente, a tensão e corrente em uma célula;  $a$  é o fator de forma;  $R_s$  a resistência equivalente série;  $R_p$  a resistência equivalente paralelo e  $V_t$  é a tensão térmica, a qual está relacionada com a constante de Boltzmann  $k$ , a temperatura  $T$  do painel em Kelvin e a carga do elétron  $q$ , conforme a Equação 3.2.

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (3.2)$$

$I_L$  representa a corrente fotovoltaica (*light-current*), a qual pode ser determinada com a Equação 3.3 (Villalva et al., 2009).

$$I_L = (I_{L,n} + k_i (T - T_n)) \frac{G}{G_n} \quad (3.3)$$

$$I_o = I_{o,n} \left( \frac{T_n}{T} \right)^3 \exp \left[ \frac{q E_g}{a \cdot k} \left( \frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.4)$$

Onde,

$$I_{o,n} = \frac{I_{SC,n} + k_i \Delta T}{\exp \left( \frac{V_{oc,n} + k_v \Delta T}{a \cdot V_t} \right) - 1} \quad (3.5)$$

Sendo  $\Delta T = T - T_n$  a diferença de temperatura em Kelvin entre a temperatura medida na superfície da célula e a temperatura em condição nominal *STC*;  $k_v$  o coeficiente de tensão;  $G$  representa a irradiação em condição padrão *STC* (@25°C, 1000 W/m<sup>2</sup>);  $E_g$  é a energia de *bandgap* do semicondutor (para o silício policristalino é 1,12 eV @25°C). Posteriormente o modelo será melhorado ajustando o parâmetro  $I_o$  para desenhar a curva *P-V* e *I-V*

respectivamente (Villalva et al., 2009). O valor experimental da potência máxima  $P_{mp,e}$  deve ser igualado ao do modelo  $P_{mp,m}$ , ou seja:

$$P_{mp,e} = P_{mp,m} = V_{mp} I_{mp} \quad (3.6)$$

Para conseguir esta condição o valor de máxima potência obtido com o modelo, através da Equação 3.1, deve ser igual à potência máxima experimental fornecida pelo fabricante do painel sendo utilizado. Logo, são calculados os valores das resistências série  $R_s$  e paralelo  $R_p$ , utilizando as Equações 3.7 e 3.8 (Villalva et al., 2009).

$$P_{mp,n} = V_{mp} \left\{ I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t a N_s} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_p} \right\} = P_{mp,e} \quad (3.7)$$

$$R_p = V_{mp} (V_{mp} + I_{mp} R_s) / \left\{ V_{mp} I_L - V_{mp} I_o \exp \left[ \frac{(V_{mp} + I_{mp} R_s)}{V_t a N_s} \right] + V_{mp} I_o - P_{mp,e} \right\} \quad (3.8)$$

O processo é iterativo, começando com  $R_s = 0$ , incrementando gradualmente até encontrar o cruzamento do valor experimental e do modelo. Maiores detalhes podem ser encontrados em (Villalva et al. 2009; Villalva, 2010).

Uma vez obtidas as resistências série e paralelo, calculam-se os parâmetros faltantes nas equações (3.1) e (3.2), as quais podem ser expandidas considerando o número de associações  $N_s$  de painéis em série,  $N_{ss}$  de módulos em série e  $N_{pp}$  de módulos em paralelo. Assim, os valores da corrente e tensão nos extremos do sistema fotovoltaico podem ser calculados através das Equações (3.9).

$$\left. \begin{aligned} V_t &= \frac{N_s k T}{q} \\ U_{pv} &= N_s N_{ss} V_{cell} \\ I_{pv} &= N_{pp} I_{cell} \\ P_{pv} &= U_{pv} I_{pv} \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

Os parâmetros considerados dependem das condições climáticas, como a temperatura e irradiação. Normalmente os fabricantes proveem os parâmetros dos módulos na condição padrão de teste ou STC (*Standard Test Condition*) (25°C, 1000W/m<sup>2</sup>, AM 1,5). É necessário realizar os ajustes para considerar as condições variáveis desejadas nas simulações (De Soto, 2006). O ponto de operação considerado será o PMP (Ponto de Máxima Potência) ou MPP (*Maximum Power Point*), com a tensão  $V_{mpp}$  e a corrente  $I_{mpp}$  podendo ser calculadas utilizando as equações anteriores. Posteriormente é calculado o fluxo de potência na porção de sistema elétrico ao qual está conectado o sistema PV, conforme mostrado na Figura 3.1.

O armazenamento de energia é indispensável para conseguir a funcionalidade *plug and play*, como descrito em Binduhewa (2008) e Binduhewa et al. (2008). Este problema foi

abordado do ponto de vista do controle, mas neste trabalho é utilizado o conceito de *plug and play* dentro do modelo de fluxo de potência, expandindo a aplicação ao sistema elétrico.

A Figura 3.1 mostra o esquema do sistema sem considerar o armazenamento de energia. A primeira parte corresponde ao lado de corrente contínua (CC) e envolve o sistema fotovoltaico, resistência e capacitância. A resistência representa as perdas que ocorrem entre a conexão do sistema fotovoltaico com o conversor e posteriormente o inversor. A capacitância é um filtro de corrente contínua antes do inversor. A segunda parte constitui o inversor, que neste caso é trifásico de ponte completa, com modulador de largura de pulso senoidal SPWM. Os parâmetros considerados nesta parte serão o índice de modulação de amplitude  $m_a$  e a defasagem angular  $\alpha$ . A terceira parte corresponde ao lado de corrente alternada trifásica e inclui o filtro, com indutância  $L_f$  e capacitância  $C_f$ , e o transformador representado pelo modelo  $\Gamma$ . Aqui  $R_T$ ,  $X_T$ ,  $B_T$ ,  $G_T$ , representam a resistência, reatância, condutância e susceptância do transformador. A tensão no ponto de conexão comum PC encontra-se do lado de baixa tensão do transformador.

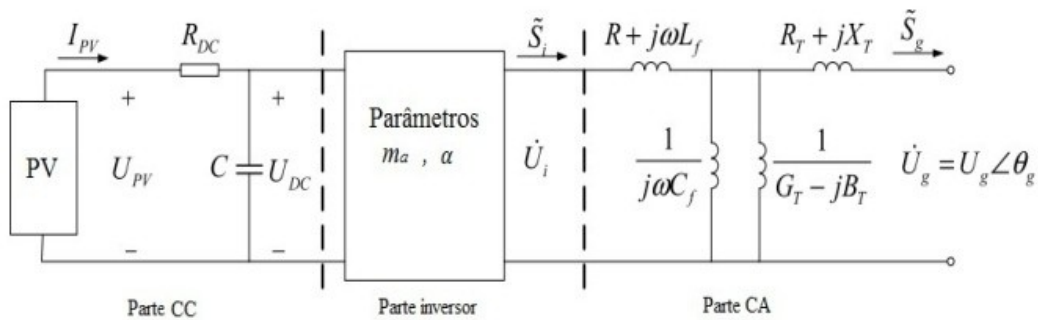


Figura 3.1: Sistema fotovoltaico sem conversor bidirecional nem unidade de armazenamento. Fonte: Yi-bo (2008).

### 3.3 Estratégias operativas do sistema fotovoltaico

Com o objetivo de determinar se a potência produzida pelo sistema fotovoltaico deve ser inserida na microrrede, ou parte dela deva ser armazenada ou suprida pelas baterias, é necessário estabelecer uma estratégia operativa. Dependendo do modo de operação, vários autores concordam em que para operar de forma bidirecional deve-se controlar o modo de:

1. Carregamento. Este modo de operação, chamado em Binduhewa (2008) como *Step Down* ou também como *Buck* em Gules (2008), permite carregar as baterias. Para isto deve existir uma tensão de referência no barramento CC, a qual não deve ser ultrapassada em 10 % do valor nominal para operar dentro de condições aceitáveis de tensão. Se a tensão ultrapassar este valor a mesma deve ser diminuída controlando o chaveamento dos dispositivos eletrônicos até alcançar o valor nominal novamente. Considera-se que o inversor injeta sempre a máxima potência gerada, isto é, o sistema PV está operando no MPP.

2. Descarregamento. Também chamado de *Step up* ou *Boost*, este modo de operação permite elevar a tensão do barramento CC uma vez que ela cai 10% abaixo do valor nominal. As baterias são descarregadas tentando elevar a tensão. As vezes devem suplementar a fonte fotovoltaica, quando a mesma não está gerando energia suficiente para atender o requerido na barra de geração, mesmo que esteja operando no MPP. Quando a fonte geradora de energia fotovoltaica estiver fora de operação o sistema de armazenamento pode substituir a fonte fotovoltaica.
3. Desligado. Este modo é considerado na estratégia de Liao (2008) quando tanto a tensão do lado de baixa  $V_L$  como do lado de alta  $V_H$  são menores que os valores mínimos permitidos. Neste caso o método estabelece que deve ser desligado o conversor, *shutdown* (SD)

Os métodos de controle utilizados nos conversores, assim como no inversor, não são implementados neste trabalho, porém é considerada a aplicação funcional no fluxo de potência, ou seja, a forma em que devem funcionar os controles em um dado momento dentro do modelo de simulação. Na determinação do fluxo de potência são calculados os valores de potência ativa e reativa e a tensão e o ângulo em cada nó, utilizando métodos numéricos de cálculo de fluxo de potência. Em seguida são calculadas as correntes no barramento comum CC. Por meio da análise de correntes de Kirchhoff é determinado se o modo de operação deve ser carregamento ou descarregamento.

Portanto, o modelo não depende do tipo de topologia implementada, seja ele de dois estágios ou um estágio para o cálculo do fluxo. Como mostra Binduhewa (2008), no estágio de corrente contínua, no barramento de enlace comum, é onde ocorre a transferência de potência em uma ou outra direção, e aqui mesmo ocorre a análise de corrente conforme mostrado no esquema da Figura 3.2 e Figura 3.3 para determinar o modo de funcionamento do conversor bidirecional.

### 3.4 Modelo de fluxo de potência na microrrede elétrica

Existem diversas formas de calcular o fluxo de potência, porém neste trabalho foi escolhido o modelo tradicional de Newton-Raphson para determinar os valores de potência ativa, reativa, tensão e ângulo em cada nó do sistema considerado.

Na Figura 3.1 foi apresentado um sistema elétrico de dois nós sem considerar o conversor bidirecional. Nesse sistema o primeiro nó representa a saída do inversor, que considera a geração de energia fotovoltaica à máxima potência *MPP*. No *MPP* são conhecidas a corrente e a tensão à saída dos painéis. Portanto, podem ser achados os valores de potência para este ponto de operação por meio de alguns dos métodos de seguimento descritos no Capítulo 2 para posteriormente determinar, utilizando as Equações (3.1) a (3.9), a corrente e tensão do sistema nessa condição.

O segundo nó, chamado de geração, representa a saída do transformador no lado de baixa tensão, no ponto de conexão com a microrrede elétrica, entre o primeiro e o segundo nó estão o filtro e o transformador.

Posteriormente o sistema é expandido com um terceiro nó que representa uma barra infinita interligada com o segundo nó por meio de uma linha de distribuição representada por uma impedância  $Z_L = R_L + j\omega L$ .

As Figuras 3.2 e 3.3 representam os sistemas de dois e três nós utilizados no presente trabalho. A diferença em relação ao sistema mostrado na Figura 3.1 é que foi considerada a inserção do conversor bidirecional interligado com as baterias, com a corrente  $I_{dc}$  sendo injetada no inversor.  $I_{mpp}$  é a corrente que provem do sistema fotovoltaico quando o mesmo está gerando à máxima potência nas condições de temperatura e irradiação dadas, e  $I_l$  é a corrente das baterias através do conversor bidirecional.

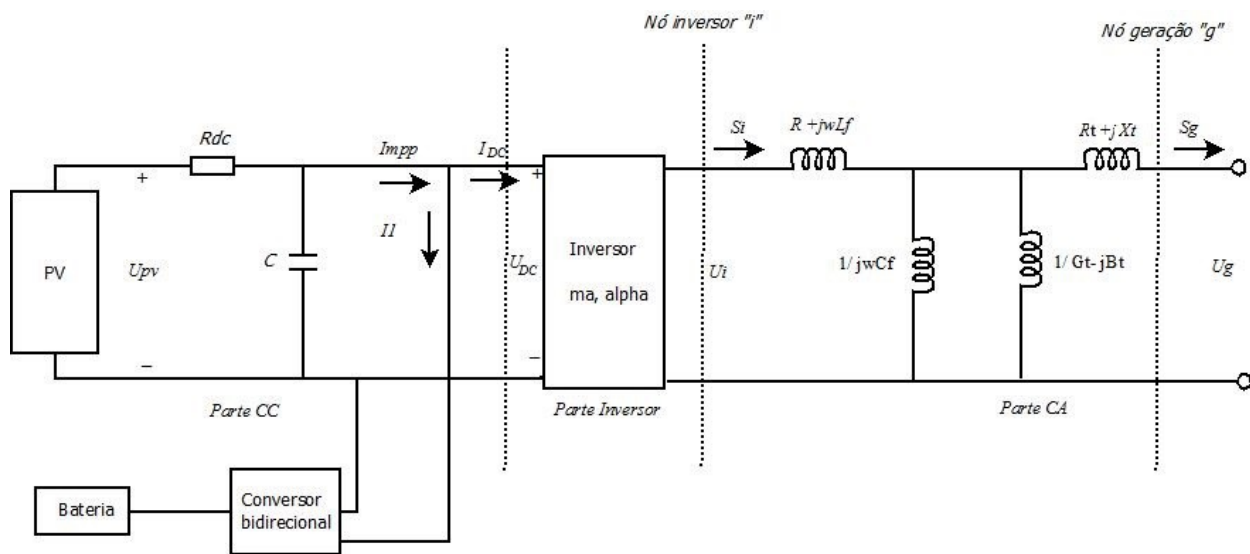


Figura 3.2: Sistema que representa dois nós com conversor bidirecional.

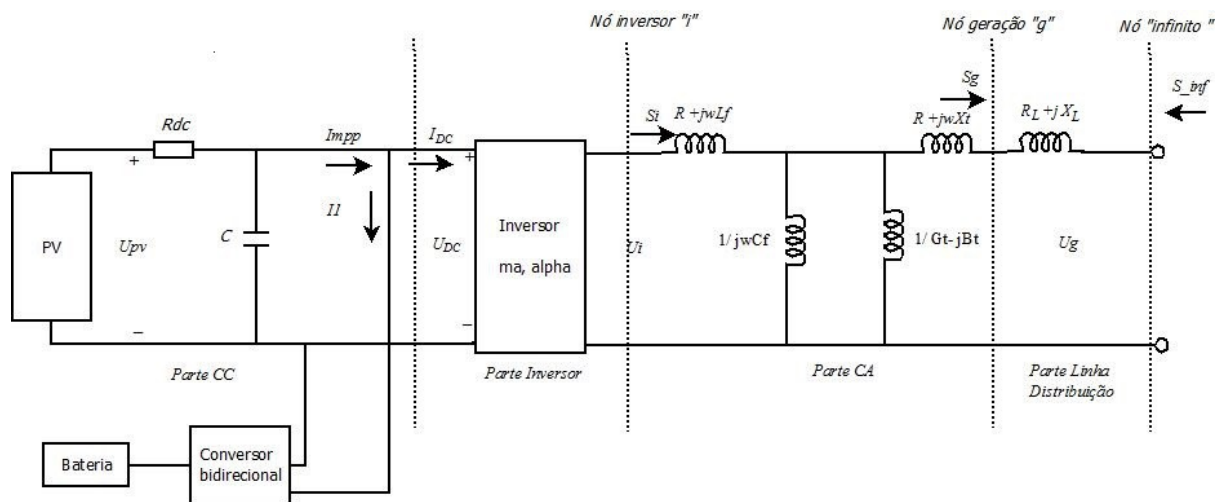


Figura 3.3: Sistema de três nós com conversor bidirecional

No balanço de potência considera-se que a potência ativa exportada pelo inversor  $P_i$  é igual à potência do lado de corrente contínua  $P_{DC}$  é igual à potência fotovoltaica  $P_{pv}$ :

$$P_i = P_{DC} = P_{pv} \quad (3.10)$$

A tensão da fase  $A$  mostra-se na Equação (3.11), considerando o inversor de ponte completo e SPWM.

$$\dot{U}_i = U_i \angle \alpha = \frac{\sqrt{2}}{2} m_a U_{DC} \angle \alpha \quad (3.11)$$

As fases  $B$  e  $C$  são iguais à tensão na fase  $A$  com os defasamentos angulares de  $120^\circ$  correspondentes. A parte do sistema de corrente alternada CA, utilizando a transformação série-paralela e  $Y/\Delta$ , mostra-se na Figura 3.4.

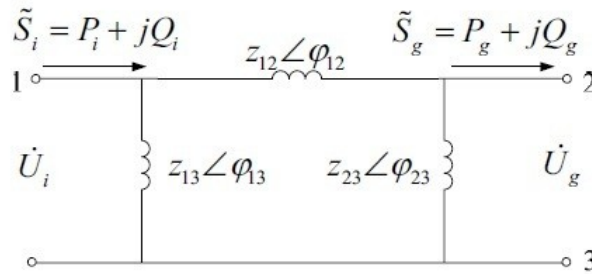


Figura 3.4: Circuito equivalente da parte CA.

As potências ativa e reativa injetadas na saída do inversor e no ponto de conexão com a microrrede podem ser calculadas com o conjunto de Equações (3.12) a (3.17).

$$P_i = U_i (U_i g_{11} + U_g g_{12} \cos \varphi_{12} + U_g b_{12} \sin \varphi_{12}) \quad (3.12)$$

$$Q_i = U_i (-U_i b_{11} + U_g g_{12} \sin \varphi_{12} - U_g b_{12} \cos \varphi_{12}) \quad (3.13)$$

$$P_g = U_g (U_g g_{22} + U_i g_{21} \cos \varphi_{21} + U_i b_{21} \sin \varphi_{21}) \quad (3.14)$$

$$Q_g = U_g (-U_g b_{22} + U_i g_{21} \sin \varphi_{21} - U_i b_{21} \cos \varphi_{21}) \quad (3.15)$$

$$\Delta P_{inv} = P_{esp} - U_i (U_i g_{11} + U_g g_{12} \cos \varphi_{12} - U_g b_{12} \sin \varphi_{12}) \approx 0 \quad (3.16)$$

$$\Delta Q_{inv} = Q_{esp} - U_i (-U_i b_{11} + U_g g_{12} \sin \varphi_{12} - U_g b_{12} \cos \varphi_{12}) \approx 0 \quad (3.17)$$

Os valores de  $g_{11}$ ,  $g_{12}$ ,  $g_{21}$ ,  $g_{22}$ ,  $b_{11}$ ,  $b_{12}$ ,  $b_{21}$ ,  $b_{22}$ , são as condutâncias e susceptâncias calculadas dos parâmetro do filtro e do modelo  $\Gamma$  do transformador, uma vez achadas as impedâncias  $z_{12}$ ,  $z_{13}$ ,  $z_{23}$ , e fazendo as inversas  $y_{ij} = 1/z_{ij}$ , onde  $y_{ij} = g_{ij} + b_{ij}$ .  $\Delta P_{inv}$  representa o balanço de potência ativa na saída do inversor, sendo  $P_{esp}$  a potência ativa a ser fornecida pelo

sistema PV na saída do inversor, a qual é considerada conhecida na Equação (3.16).  $\Delta Q_{inv}$ , na Equação (3.17) é a diferença entre a potência reativa especificada e a calculada na Equação (3.13). As potências ativas e reativas especificadas,  $P_{esp}$  e  $Q_{esp}$ , são conhecidas. O objetivo é resolver as equações até que  $\Delta P_{inv}$  e  $\Delta Q_{inv}$  sejam próximos de zero, estabelecendo um limite de parada no método iterativo de resolução.

### 3.4.1 Considerações e restrições no modelo de dois nós

Como foi considerado em Yi-bo (2008) e em Franco e Lotero (2012) o modelo considera a operação em regime permanente, haja vista que as condições meteorológicas não sofrem variações bruscas que afetem o comportamento dinâmico do sistema fotovoltaico. Como pode ser observado das equações, são nove as variáveis que devem ser determinadas,  $m_a$ ,  $\alpha$ ,  $U_i$ ,  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $P_g$ ,  $Q_g$ ,  $U_{pv}$  e  $P_{pv}$ , estando disponíveis sete Equações, (3.1), e (3.10)-(3.15). Para resolver esse sistema é necessário especificar algumas das variáveis, o qual ocorre definindo os possíveis modos de operação do sistema fotovoltaico conectado a uma microrrede. As estratégias possíveis são:

1. Seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) e fator de potência unitário. Esta é a aplicação típica. A potência reativa  $Q_g$  ajusta-se a zero. Os valores de  $U_{pv}$  e  $P_{pv}$  podem ser determinados das Equações (3.1) até a Equação (3.8), e as outras variáveis podem ser encontradas resolvendo as Equações (3.9) a (3.17).
2. Aplica-se a estratégia do SPMP, mas certa quantidade de potência reativa exporta-se para microrrede. O sistema PV fornece potência reativa para o suporte de tensão da microrrede. Neste caso pode atuar como um nó PQ, quando o valor de  $Q_g$  é predeterminado, ou PV quando é fixada a tensão. Este último como o caso anterior.
3. Não se aplica a estratégia de SPMP. Inserem-se equações e variáveis baseados em estratégias de controle específicas. Isto não será abordado neste trabalho.

Nos casos anteriores se considera que a microrrede está ligada à rede elétrica de distribuição, porém no caso de encontrar-se ilhada, a proposta a analisar contempla os seguintes casos:

4. O sistema PV fornece energia às cargas da microrrede sem carregar as baterias.
5. As baterias alimentam cargas da microrrede, caso o sistema PV encontra-se fora de serviço.

As restrições consideradas para a operação do sistema PV são:



- a. Restrições de capacidade: a potência aparente do sistema PV não deve ultrapassar a potência aparente nominal  $S_N$  e a restrição de potência reativa de acordo com a equação (3.18);

$$Q_g^2 \leq S_N^2 - P_g^2 \quad (3.18)$$

- b. Restrições de tensão: as tensões do lado CC e CA devem estar dentro de faixas permitidas.  
c. Taxa de modulação  $m_a$ : deve estar entre 0 e 1.

Uma característica que o modelo apresenta, uma vez conhecido o fluxo de potência, é o controle de corrente contínua no barramento CC incorporado no processo de cálculo. O controle da corrente é feito pelo conversor bidirecional da seguinte forma: uma vez que existe uma variação de tensão contínua, dentro de uma faixa aceitável pode ser controlada estabelecendo limites superior e inferior. Se a tensão está abaixo do limite inferior considerado deve entrar em operação o modo de *step up*. Neste modo a tensão do barramento CC é aumentada até que chegue ao valor mínimo dentro da faixa. Também neste modo a potência armazenada nas baterias é utilizada para elevar a tensão através do conversor bidirecional. Caso contrário, se a tensão ultrapassa o limite superior deve entrar em operação o modo *step down*. A tensão é reduzida até alcançar o limite superior considerado. O excesso de potência é armazenado nas baterias através do conversor bidirecional.

O controle de corrente não é feito diretamente, nem apresentado neste trabalho, só é calculada pela tensão na saída do inversor  $U_i$ , calculando o fluxo de potência e pela relação dada pela Equação (3.11), com índice de modulação  $m_a$  fixo neste caso.

Uma vez determinado o fluxo de potência, o valor da potência ativa de saída do inversor pode ser inferior ou superior ao valor máximo de geração possível do sistema fotovoltaico. Portanto, as unidades de armazenamento estão suprindo ou absorvendo aquela diferença através do conversor bidirecional. Quando a diferença de potência ativa seja negativa está suprindo à microrrede, e quando positiva está armazenando nas baterias. Neste caso se considera que a variação de tensão contínua é desprezível, assim a tensão contínua se mantém constante, o que pode variar seria o índice de modulação  $m_a$ . O esquema de funcionamento é descrito a seguir:

1. Encontrar as incógnitas através da resolução de fluxo de potência, entre elas o valor de  $P_i$ .

$$P_i = P_{mpp} + \Delta P_i \quad (3.19)$$

Onde  $\Delta P_i$  = diferença entre a Potência Máxima gerada  $P_{mpp}$  e Potência Ativa na saída do inversor  $P_i$ .

Se  $\Delta P_i = 0$  não tem variação de tensão e injeta a máxima potência ativa gerada na microrrede. Não interatua com baterias e conversor bidirecional fica inativo.

2. Se  $\Delta P_i > 0$  considera-se o caso de variação de potência ativa positiva. Neste caso a variação de tensão contínua sendo considerado igual a zero,  $\Delta V_{DC} = 0$ . O sistema tenta injetar a máxima potência gerada  $P_{mpp}$  na microrrede.

$$P_i = P_{mpp} + \Delta P_i \quad (3.20)$$

$$P_{mpp} = V_{mpp} I_{mpp} \quad (3.21)$$

Onde,  $V_{mpp}$  e  $I_{mpp}$  são dados conhecidos.

$$\Delta P_i = (\Delta U_{DC} + U_{DC}) \cdot I_l \quad (3.22)$$

Caso de variação de tensão contínua nula  $\Delta U_{DC} = 0$

$$\Delta P_i = U_{DC} |I_l| \quad (3.23)$$

$$I_{DC} = I_{mpp} \pm I_l \quad (3.24)$$

Onde,  $I_l$  é a corrente das baterias através do conversor bidirecional. A variação de potência  $\Delta P_i$  também pode ser considerada como a potência a ser suprida pelas baterias de acordo com a Equação;

$$\Delta P_i = U_{BAT} |I_l \cdot n| \quad (3.25)$$

Onde  $n$  é a relação de transformação do conversor bidirecional e  $U_{BAT}$  é a tensão da bateria, sendo esses dois parâmetros são conhecidos.

Neste caso,

$$\Delta P_i = U_{DC}(I_l) \quad I_l > 0 \quad \longrightarrow \quad \text{descarregar a bateria}$$

Se  $\Delta P_i < 0$  a Potência Ativa é menor da que precisa a microrrede. Por tanto, o excesso  $|\Delta P_i|$  é carregado e armazenado nas baterias. Logo:

$$P_i = P_{mpp} - \Delta P_i$$

$$\Delta P_i = U_{DC} (-I_l)$$

Pode ser calculada também:

$$|\Delta P_i| = U_{BAT} \times |I_l \cdot n|$$

Sendo  $I_l < 0 \quad \longrightarrow \quad \text{carregar a bateria}$

Para o controle por variação de tensão  $\Delta U_{DC}$  no caso anterior foi considerado que a variação de tensão era zero para simplificar o processo. Agora se considera que a variação de potência ativa  $\Delta P_i = 0$ .

$$\text{Se } U_{DC}^1 > \Delta U_{DC} + U_{DC}^0$$

Sendo,

$$\Delta U_{DC} = p \cdot U_{DC}^0$$

Onde  $p$  é a porcentagem de variação da tensão contínua em relação a  $U_{DC}$ , definida previamente, e  $\Delta U_{DC}$  é a variação de tensão contínua. Neste caso entra em operação o modo *step down* até o limite superior.

Caso contrário, se  $V_{DC}^1 < \Delta V_{DC} - V_{DC}^0$ , entra em operação o modo *step up* até o limite inferior. Entre as limitações do método estão os casos em que  $\Delta P_i \neq 0$  e  $\Delta V_{DC} \neq 0$  ao mesmo tempo. Estes casos não serão apresentados neste trabalho.

### 3.4.2 Considerações para o modelo expandido a três nós

Para o modelo que considere o sistema fotovoltaico interligado a uma barra infinita com linha de distribuição, representado por uma impedância  $Z_L = R_L + X_L$ , o modelo de fluxo de potência tem as seguintes equações adicionais para obter os parâmetros da barra infinita:

$$P_g = U_g (U_g g_{22} + U_i g_{21} \cos \varphi_{21} + U_i b_{21} \sin \varphi_{21} + U_\infty g_{24} \cos \varphi_{24} + U_\infty b_{24} \sin \varphi_{24}) \quad (3.26)$$

$$Q_g = U_g (-U_g b_{22} + U_i g_{21} \sin \varphi_{21} - U_i b_{21} \cos \varphi_{21} + U_\infty g_{24} \sin \varphi_{24} - U_\infty b_{24} \cos \varphi_{24}) \quad (3.27)$$

$$P_\infty = U_\infty (U_\infty g_{44} + U_g g_{42} \cos \varphi_{42} + U_g b_{42} \sin \varphi_{42}) \quad (3.28)$$

$$Q_\infty = U_\infty (-U_\infty b_{44} + U_g g_{42} \sin \varphi_{42} - U_g b_{42} \cos \varphi_{42}) \quad (3.29)$$

Os valores de  $P_\infty$  e  $Q_\infty$  são as potências ativa e reativa do nó infinito, o qual será considerado como referência para as simulações com três barras.

## 3.5 Conclusão

Este capítulo apresenta as considerações, restrições e processo de cálculo do modelo que permite simular as características de um sistema fotovoltaico interligado com uma microrrede. O modelo considera um caso inicial de dois nós para o cálculo do fluxo de potência, sendo expandido neste trabalho o modelo a três nós e também considerando o

conversor bidirecional. O terceiro nó representa um nó infinito, interligado com o nó Geração por meio de uma linha de distribuição representada por uma impedância série. Também foram definidas as estratégias para determinar a potência ativa injetada em cada nó. Especificamente no nó Inversor pode ser determinada a quantidade de potência que é armazenada ou descarregada da unidade de armazenamento para suprir ao sistema fotovoltaico em condições atmosféricas dadas. Assim, dos resultados do cálculo de potência ativa no nó Inversor pode ser determinado o modo de funcionamento do conversor bidirecional.

# Capítulo 4

## Testes e Resultados

### 4.1 Introdução

Os modelos matemáticos apresentados no capítulo anterior, do sistema fotovoltaico, do conversor bidirecional, do inversor, do transformador e da linha de distribuição, foram implementados computacionalmente de forma tal a realizar simulações de fluxos de potência em distintas condições ambientais, as quais afetam à geração fotovoltaica e, conseqüentemente, o funcionamento da microrrede. No presente capítulo serão analisados os sistemas apresentados no capítulo anterior de dois nós e de três nós. São obtidos resultados que permitem analisar o comportamento do sistema fotovoltaico com armazenamento ou não de energia para certo valor de carga no nó de geração.

Inicialmente serão apresentados os parâmetros utilizados nas simulações para depois descrever o processo seguido para a obtenção dos resultados, concluindo com a apresentação destes e uma discussão sobre as suas implicações.

### 4.2 Definição das simulações a serem efetuadas

No presente trabalho foi considerado um sistema fotovoltaico cujos dados correspondem a um painel solar da marca Solar Terra de 50 Wp de potência cada um. Esse sistema foi utilizado pelo fato de que um deles será instalado no laboratório de Energias Renováveis do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos da UNIOESTE. Espera-se que com a instalação desse sistema possam ser realizadas medições que permitam validar o modelo de simulação desenvolvido ao longo deste trabalho. Associando os painéis em série e paralelo podem obter-se as tensões e correntes desejadas para as simulações.

A Tabela 4.1 mostra as características de placa de cada painel fotovoltaico que servem como referência para a simulação. Na Tabela 4.2 são apresentados os dados utilizados no fluxo de potência, que representam ao filtro, ao transformador, e no caso de três nós à linha de distribuição. A tensão do barramento CC de corrente contínua  $U_{DC}$ , considera-se 400 V para as simulações. Na Tabela 4.3 são apresentados os valores de resistência e reatância para representar a linha de distribuição para caso de três nós.

Tabela 4.1: Características do módulo fotovoltaico marca Solar Terra de 50Wp

Parâmetros	valor
$I_{scn}$ : Corrente nominal curto circuito	3,04 A
$V_{ocn}$ : Tensão nominal curto circuito	21,56 V
$I_{mpp}$ : Corrente máxima de pico	2,84 A
$V_{mpp}$ : Tensão máxima de pico	17,74 V
$P_{mpp}$ : Potência máxima de pico	$P_{mpp} = V_{mpp} * I_{mpp}$ W
$K_v$ : Coeficiente de tensão/temperatura	- 0,38e-2 V/K
$K_i$ : Coeficiente de corrente/temperatura	0,1e-2 A/K
$N_s$ : Número de células em série por módulo	36
$G_n$ : Irradiação nominal @25°C	1000 W/m <sup>2</sup>
$T_n$ : Temperatura nominal @25°C	25 + 273,15 K

Tabela 4.2: Parâmetros elétricos para simulação do fluxo de potência

Parâmetros	valor
$L_f$ : Indutância do Filtro	250 $\mu$ H
$C_f$ : Capacitância do Filtro	450 $\mu$ F
$R$ : Resistência do Filtro	0,001 $\Omega$
$R_T$ : Resistência do Transformador	0,00321 $\Omega$
$X_T$ : Indutância do Transformador	0,01023 $\Omega$
$G_T$ : Condutância do Transformador	0,01524 S
$B_T$ : Suceptância do Transformador	0,05194 S
$U_{DC}$ : Tensão do barramento CC	400 V

Tabela 4.3: Parâmetros elétricos de resistência e reatância de linha de distribuição

$R_L$ [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]
0,0015	0,0036
0,0493	0,0251
0,1089	0,1373
0,2898	0,7091

Nas simulações realizadas considera-se que a irradiação é a principal variável que interfere na corrente gerada pelo sistema fotovoltaico. A temperatura dos painéis considera-se em condições normais de operação de 25°C, mesmo que a temperatura real de operação seja superior. Esta simplificação foi adotada pelo fato de que a influência da temperatura é menor do que a variação de irradiação. No entanto, a variação de temperatura pode ser facilmente

considerada no modelo.

Os valores mostrados na Figura 4.1, representam a irradiação que pode ocorrer ao longo do dia. Não são dados reais, mas podem ser utilizados nas simulações valores discretos de uma curva de irradiação de alguma região em particular. Esses dados podem ser adaptados a valores mais exatos para cada hora do dia, ou para períodos menores.

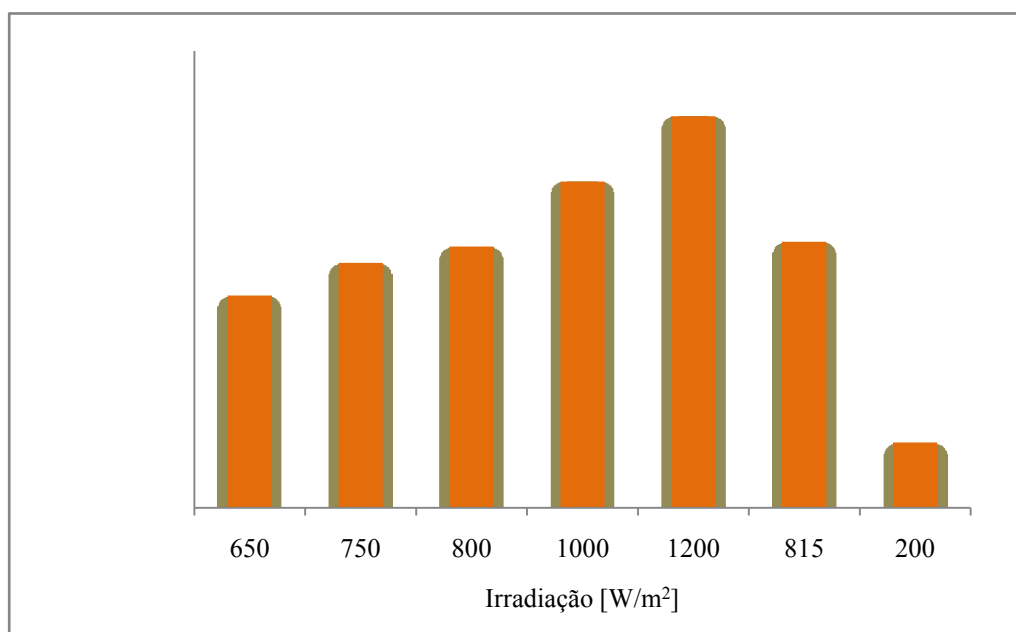


Figura 4.1: Valores de irradiação considerados na simulação

### 4.3 Implementação computacional do modelo matemático

Dois algoritmos foram implementados em Matlab: um para determinar a potência máxima gerada pelo painel fotovoltaico, dependente da irradiação e número de painéis em série e paralelo; e o segundo algoritmo para determinar o fluxo de potência.

Um dos métodos de obtenção do PMP do Capítulo 2 pode ser utilizado no caso de não contar com os valores iniciais de corrente e tensão para a máxima potência. No presente trabalho são conhecidos os valores iniciais e, portanto, são ajustados às condições ambientais especificadas.

No primeiro algoritmo foi utilizado o modelo de Villalva (2009), com os parâmetros da Tabela 4.1. Posteriormente se faz o ajuste da curva característica de *Corrente vs. Tensão* e *Potência vs. Corrente* para um painel. Uma vez obtidas as curvas *I-V* e *P-V* avalia-se as condições ambientais de irradiação, com a possibilidade de ajustar a temperatura caso seja necessário. Os valores tensão e corrente para máxima potência são calculados para um painel e, associando os módulos em série e paralelo, é obtida a potência desejada do sistema PV, a qual será injetada no nó inversor do sistema elétrico.

Uma vez obtidos estes valores, o segundo algoritmo calcula o fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson, utilizando os valores da Tabela 4.2 e Tabela 4.3, para os casos

de dois e três nós. O interesse está em analisar o impacto causado pela máxima potência que o sistema fotovoltaico gera quando o mesmo está inserido em uma microrrede elétrica.

Considera-se que a potência injetada pelo inversor,  $P_i$ , é igual à máxima potência  $P_{mpp}$ . Logo são calculados os valores de tensão, corrente, ângulo e potência ativa e reativa nos nós inversor, geração e infinito, dependendo do caso em questão, utilizando as Equações (3.12) a (3.17) ou (3.26) até (3.29)

Finalmente, com os resultados obtidos no fluxo de potência, são definidas estratégias de funcionamento do conversor bidirecional. As equações do modelo proposto (3.19) a (3.25) permitem determinar o modo de operação do conversor bidirecional, tanto no modo de carregamento ou descarregamento da energia armazenada nas baterias.

A Tabela 4.4 mostra os parâmetros iniciais determinados com os diferentes valores de irradiação considerados, associando 31 painéis em série e 60 em paralelo, para não exceder os limites do fabricante do painel. Na quarta coluna pode ser vista a potência máxima com a qual um único painel gera energia e os valores de potência máxima do sistema PV estão na última coluna.

Observando os valores pode ser percebida a grande influência da irradiação sobre a potência com a qual pode ser gerada energia pelo sistema PV.

Tabela 4.4: Parâmetros iniciais de simulação com distinto valores de irradiação

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	$I_{mpp}$ (módulo) [A]	$V_{mpp}$ (módulo) [V]	$P_{mpp}$ (módulo) [W]	$N_{ss}$	$N_{pp}$	$P_{mpp} = P_{inv}$ (Sistema Fotovoltaico) [W]
650	1,834	17,7	32,4	31	60	60344,7
750	2,122	17,722	37,6	31	60	69943,5
800	2,266	17,733	40,2	31	60	74725,2
1000	2,839	17,744	50,4	31	60	93709,7
1200	3,413	17,712	60,4	31	60	112430,3
815	2,308	17,743	41,0	31	60	76157,1
200	0,537	17,011	9,1	31	60	17001,0

## 4.4 Casos de Estudo

Os casos considerados neste trabalho estão divididos principalmente em caso de dois nós e caso de três nós. Estes casos são estudados dado que o modelo inicial de Yi-bo, (2008) foi um modelo de dois nós, onde o nó da referência é o nó Geração. No presente trabalho o nó de referência será o nó Inversor. Portanto, os cálculos anteriores a aquele nó, na parte de corrente contínua, que inclui o conversor bidirecional e as baterias assim como o conversor de dois estágios, não tem influência no fluxo de potência. Porém, o cálculo prévio da potência



fotovoltaica gerada com as Tabelas 4.1 e 4.3 comparando-o com o resultado do fluxo de potência, é o que permite determinar a quantidade de energia que deve armazenar ou suprir as baterias. Para o caso de três nós pretende-se caracterizar uma linha de distribuição no modelo e dessa forma incluir um terceiro nó de referência Infinito aos dois nós existentes. Desta forma o modelo de dois nós fica expandido, e o modelo considera agora o comprimento da linha de distribuição como a distância do sistema fotovoltaico ao ponto de conexão da microrrede, no outro extremo da linha. Neste ponto de conexão são alimentadas cargas com energia fotovoltaica na microrrede elétrica.

#### 4.4.1 Caso de dois nós

A Figura 4.2 mostra o diagrama unifilar que representa o segmento de rede elétrica entre o nó inversor e o nó geração e cujas equações para determinar o fluxo de potência foram apresentadas no capítulo anterior. Esse segmento da rede elétrica não considera a microrrede na qual o sistema PV poderia estar integrado com outros REDs, porém considera o modelo do transformador. Assim, o nó geração representa o ponto de conexão do sistema PV com a rede de distribuição.

A potência ativa injetada no nó inversor é designada por  $P_i$  e a potência reativa por  $Q_i$ . Da mesma forma as potências ativa e reativa injetadas no nó geração são designadas, respectivamente, por  $P_g$  e  $Q_g$ .

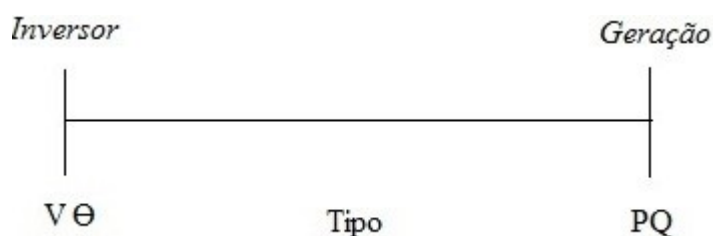


Figura 4.2: Diagrama unifilar representando a rede elétrica de dois nós.

Os resultados do fluxo de potência para o sistema descrito estão na Tabela 4.4. Para obter esses resultados o nó inversor foi designado como o nó de referência tipo  $V\Theta$  e o nó geração considera-se do tipo  $PQ$ , especificando diferentes valores de potência ativa e mantendo a potência reativa  $Q_g=0$ .

A corrente  $I_l$  nos terminais das baterias do lado CC do sistema PV podem ser observadas na Tabela 4.5, para diferentes valores de irradiação. O valor positivo de corrente significa que as baterias estão sendo descarregadas. Ou seja, que a potência máxima produzida pelo sistema fotovoltaico não é suficiente para suprir a microrrede, e por tanto, o conversor bidirecional deve injetar potência armazenada nas baterias na microrrede no nó do inversor. O valor negativo de corrente significa que a potência produzida pelo sistema fotovoltaico é superior à necessária no nó inversor. Por tanto, a energia excedente pode ser armazenada nas baterias, o conversor funciona no modo carregamento. Os valores de corrente

e potência adicional armazenadas nas baterias estão representadas nas Tabelas 4.5 e 4.6.

Tabela 4.5: Resultados do sistema com dois nós, considerando  $Q_g=0$

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	$U_g$ [pu]	$P_g$ [pu]	$Q_g$ [pu]	$\Theta_g$ [graus]	$U_i$ [pu]	$P_i$ [pu]	$Q_i$ [pu]	$\Theta_i$ [graus]
200 até 1200	1,005	-0,3	0	-1,591	1	0,316	-0,081	0
	1,003	-0,6	0	-3,116	1	0,617	-0,057	0
	1,000	-0,9	0	-4,653	1	0,919	-0,015	0
	0,999	-1	0	-5,169	1	1,020	0,002	0

Um valor negativo de corrente CC na Tabela 4.6 indica que o conversor bidirecional está carregando as baterias, caso contrário está descarregando as baterias para atender a carga no nó geração. Os parâmetros de carga considerados no nó geração estão especificados acima na Tabela 4.5. Igualmente, na Tabela 4.6 os valores negativos indicam que a potência adicional para a irradiação dada, está sendo carregada nas baterias. No caso do valor positivo aquela potência adicional é fornecida pelas baterias. Para cargas de 0,3 pu e 0,6 pu no nó Geração, só para uma irradiação de 200 W/m<sup>2</sup> é preciso descarregar a energia armazenada nas baterias. Para 0,9 pu, não funciona no modo carregamento para valores de irradiações de 1000 e 1200 W/m<sup>2</sup>. Para os outros caso é preciso carregar energia adicional das baterias através do conversor bidirecional. Para a potência nominal de 1pu no nó geração só para 1200 W/m<sup>2</sup> funciona no modo carregamento. Para valores inferiores é preciso descarregar as baterias.

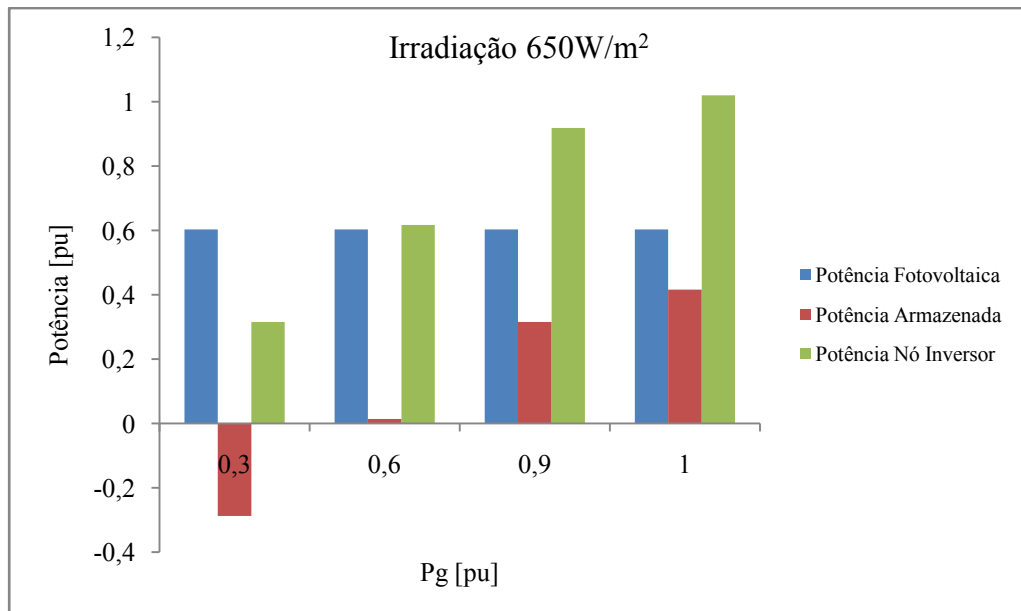
Tabela 4.6: Corrente  $I_l$  da bateria no barramento CC, para  $Q_g=0$

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	Demanda de Potência Ativa no Nó Geração [p.u.]			
	0,3	0,6	0,9	1
	$I_l$ [A]			
650	-71,90	3,37	78,84	104,03
750	-95,90	-20,63	54,84	80,04
800	-107,86	-32,58	42,89	68,08
1000	-155,32	-80,04	-4,58	20,62
1200	-202,12	-126,84	-51,38	-26,18
815	-111,44	-36,16	39,31	64,50
200	36,45	111,73	187,20	212,39

Tabela 4.7: Potência disponibilizada pelas baterias no nó Inversor, para  $Q_g = 0$ .

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	Demanda de Potência Ativa no Nó Geração [p.u.]			
	0,3	0,6	0,9	1
	Parâmetro $\Delta P_i$ [W]			
650	-28761,74	1348,73	31534,69	41613,82
750	-38360,49	-8250,02	21935,94	32015,07
800	-43142,22	-13031,75	17154,21	27233,34
1000	-62126,75	-32016,28	-1830,32	8248,81
1200	-80847,33	-50736,86	-20550,90	-10471,77
815	-44574,16	-14463,69	15722,27	25801,40
200	14581,96	44692,43	74878,39	84957,52

Outra forma mais simples de mostrar os resultados é através de gráficos. A continuação a Figura 4.3 mostra o balanço de potência considerando a potência injetada no nó Geração  $P_g$  variando de 0,3 pu até 1 pu, para um valor de irradiação de 650 W/m<sup>2</sup>. As barras verticais em cor verde representam a potência no nó inversor  $P_i$ . Tanto a potência fotovoltaica máxima injetada no inversor em azul, como a diferença entre a potência fotovoltaica e a potência no nó inversor, permitem determinar se a potência é armazenada ou descarregada das baterias. No caso de ser negativo o valor da potência armazenada, significa que o excesso de potência no nó inversor é armazenado, caso contrário descarregado das baterias.

Figura 4.3: Potência no Geração vs Potência Inversor para 650 W/m<sup>2</sup> irradiação.

Para a Figura 4.4 a irradiação considerada foi de 800 W/m<sup>2</sup>. Neste caso o valor da potência no nó Inversor, para uma carga de 0,6 pu no nó Geração, faz que a potência armazenada nas baterias seja negativa, pois a produção de energia é superior à carga atendida

no nó Geração. Portanto, esta diferença de energia é armazenada ao contrário do caso anterior. Neste caso o modo de funcionamento do conversor bidirecional deve ser de carregamento.

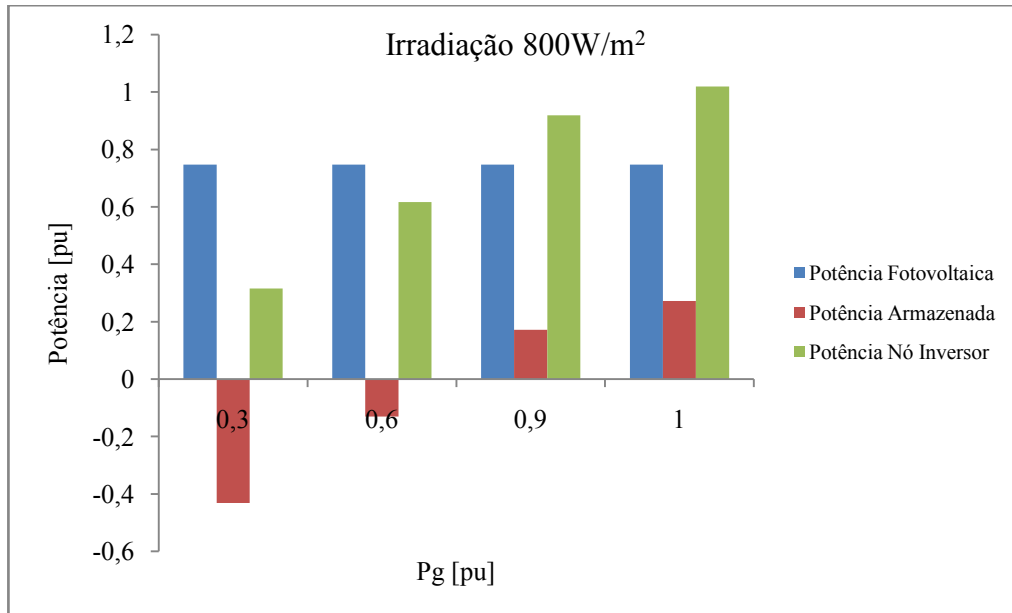


Figura 4.4: Potência nó Geração vs Potência Inversor para 800 W/m<sup>2</sup> irradiação.

A Figura 4.5 mostra que a energia armazenada é maior que nos dois casos anteriores para uma irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> e 0,3 pu e 0,6 pu de potência no nó Geração. Aliás, para uma potência de 0,9 pu no nó Geração, uma pequena quantidade de energia é armazenada.

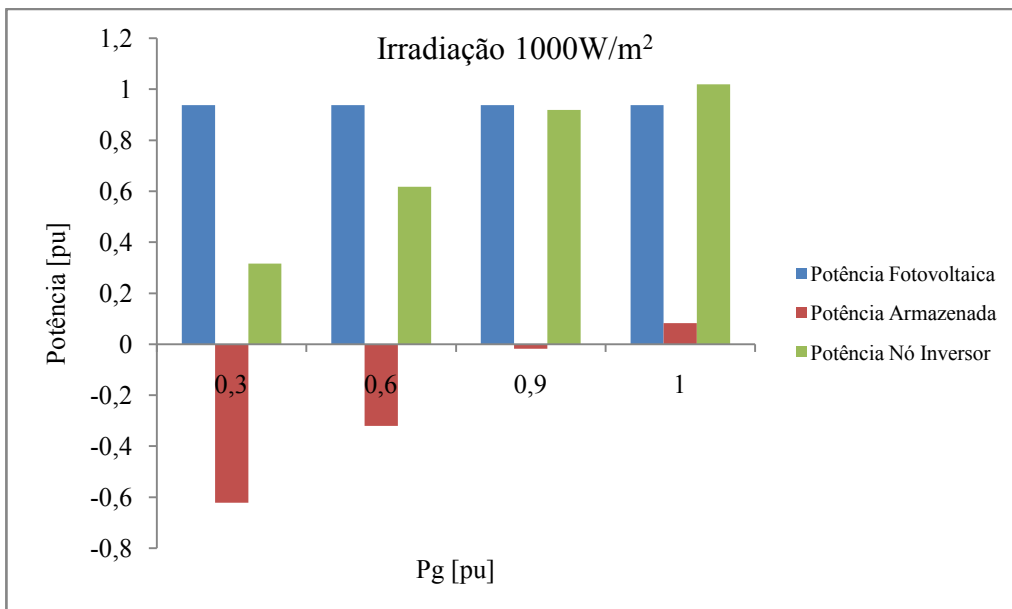


Figura 4.5: Potência nó Geração vs Potência Inversor para 1000 W/m<sup>2</sup> irradiação.

O caso mostrado na Figura 4.6 representa uma simulação com 200 W/m<sup>2</sup>. Dada a pouca irradiação, o sistema fotovoltaico não consegue prover potência suficiente no nó Inversor para

atender as cargas no nó Geração. Em todos os casos as unidades de armazenamento devem suprir a falta de potência no nó Inversor.

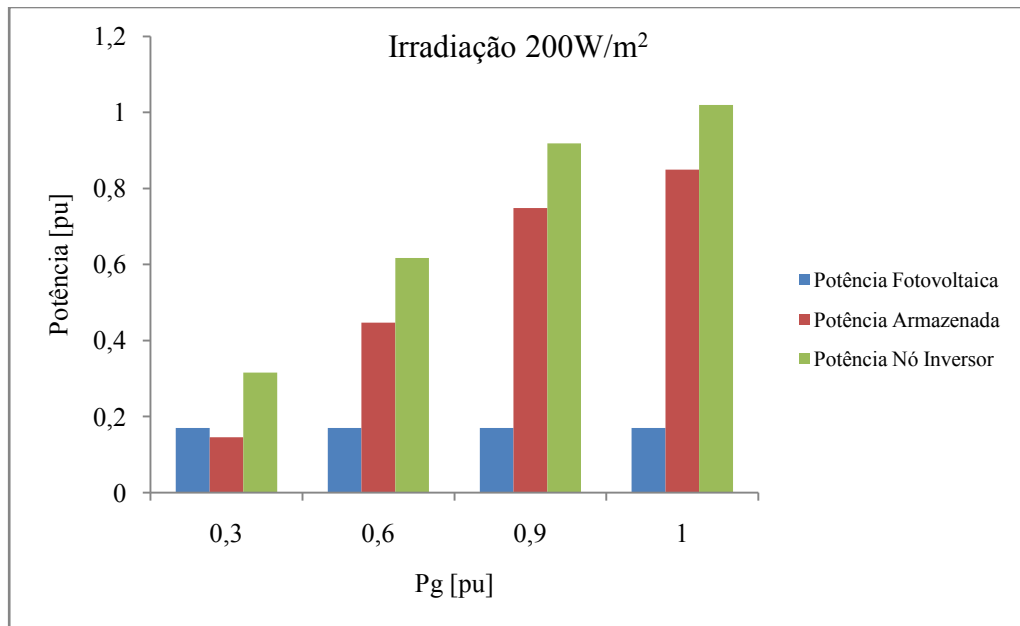


Figura 4.6: Potência nó Geração vs Potência Inversor para 200 W/m<sup>2</sup> irradiação.

A Figura 4.7 representa a simulação para o caso em que uma pequena quantidade de potência reativa é inserida na microrrede elétrica. Consideram-se três cargas no nó Geração de 0,3pu, 0,6 pu e 0,9 pu.

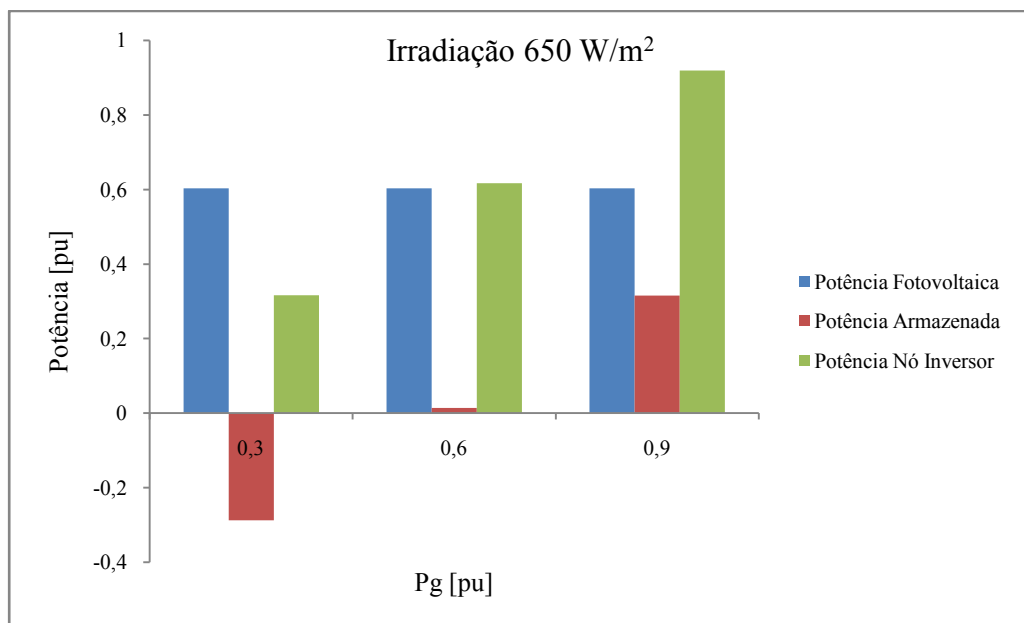


Figura 4.7: Potência nó Geração vs Potência Inversor para 650 W/m<sup>2</sup> irradiação.

O caso mostrado na Figura 4.8 é similar ao caso da Figura 4.4 em que para uma potência de 0,3 pu e 0,6 pu no nó Geração uma quantidade de potência é armazenada, no caso de injeção de 0,1 pu de potência reativa no nó Geração.

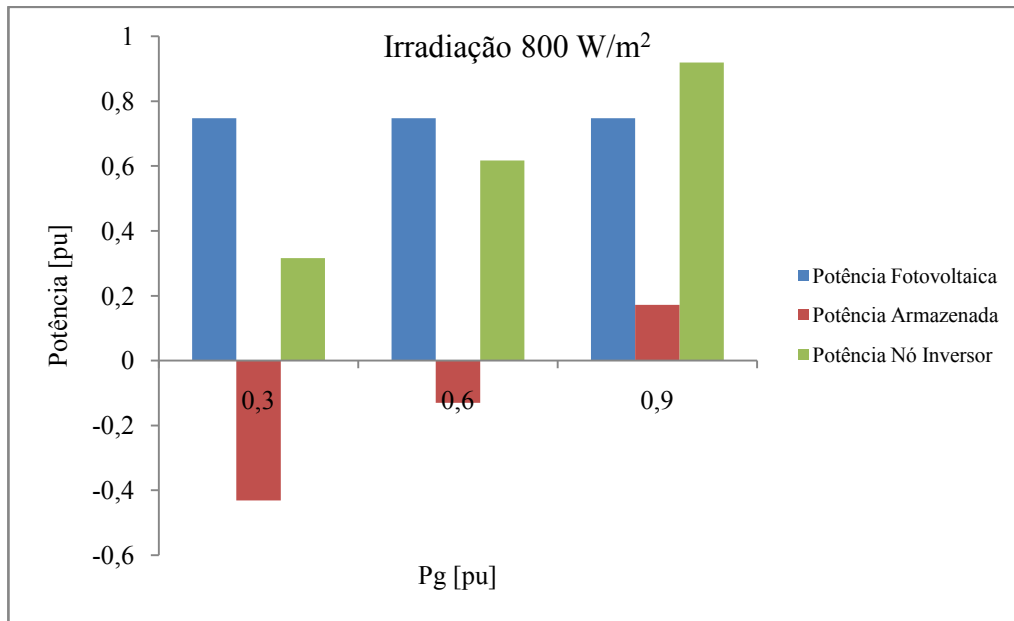


Figura 4.8: Potência nó Geração vs Potência Inversor para 800 W/m<sup>2</sup> irradiação.

Os casos mostrados nas Figuras 4.9 e 4.10, para 1000 W/m<sup>2</sup> e 200 W/m<sup>2</sup>, são similares aos casos anteriores com o mesmo valor de irradiação sem injeção de reativos na microrrede. Para 1000 W/m<sup>2</sup> nos três casos é armazenada energia. Para 200 W/m<sup>2</sup> é descarregada nos três casos de potência no nó Geração.

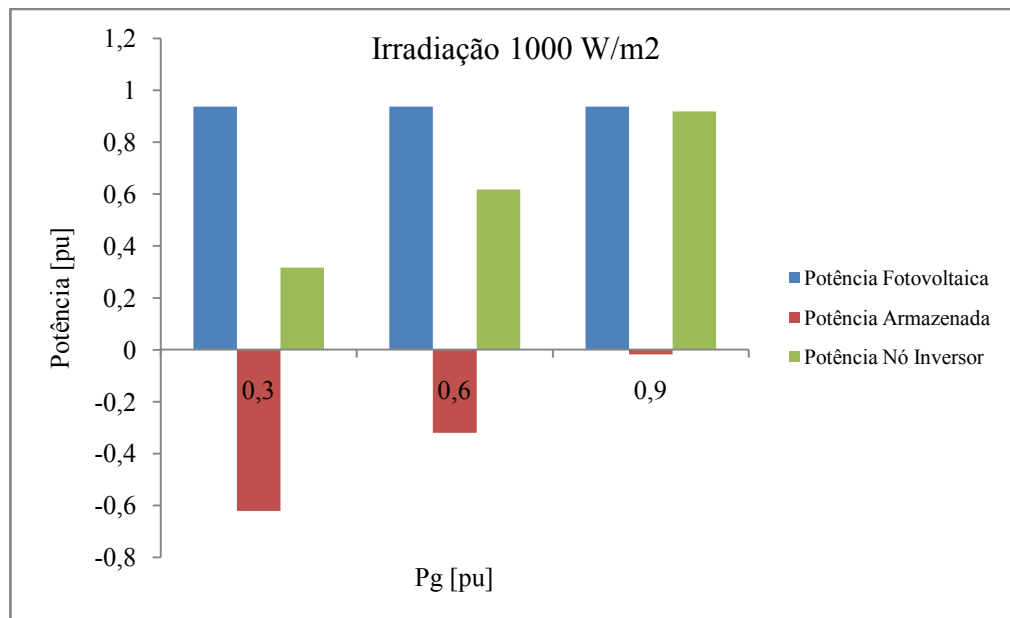


Figura 4.9: Potência nó Geração vs Potência Inversor para 1000 W/m<sup>2</sup> irradiação.

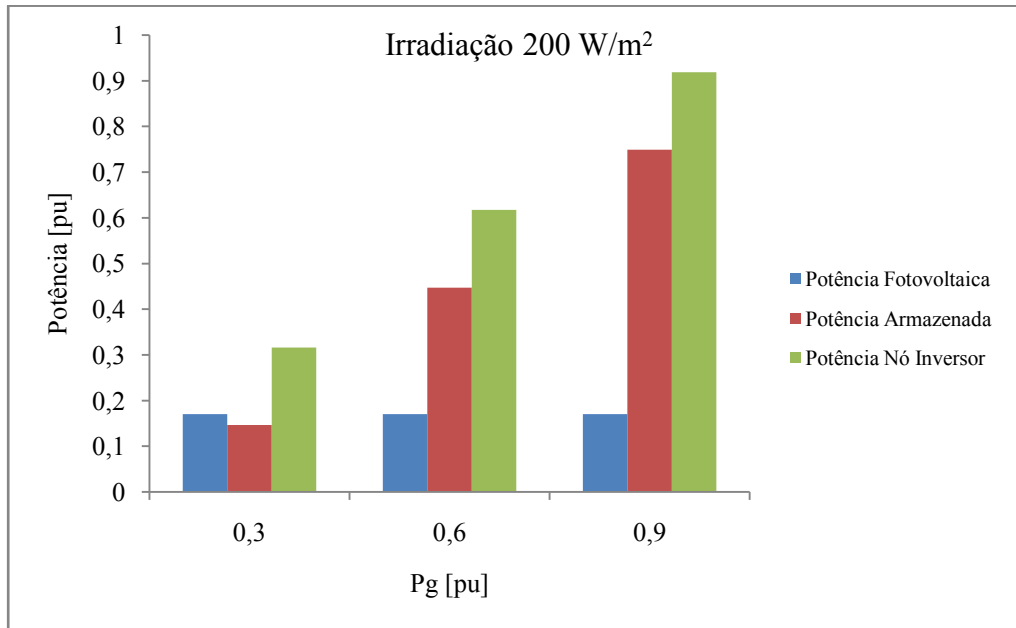


Figura 4.10: Potência no Geração vs Potência Inversor para 200 W/m<sup>2</sup> irradiação.

#### 4.4.2 Caso três nós

Para o caso de três nós, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 4.11, considera-se a impedância  $Z_L = R_L + jX_L$  para representar uma microrrede entre o nó geração e o nó infinito, que representa o ponto de conexão com a rede de distribuição. Os resultados apresentados tem o intuito de mostrar como o modelo permite analisar o impacto de uma microrrede que interliga o sistema PV a um nó infinito, distante do ponto de conexão PC, representado pelo nó Geração.



Figura 4.11: Diagrama unifilar representando a rede elétrica de três nós.

Neste caso, tanto a potência ativa como reativa no nó Geração consideram-se igual a zero, sendo injetada toda a potência gerada pelo sistema fotovoltaico na microrrede ligada no nó infinito. Os valores das resistências e reatâncias mostradas na Tabela 4.3 são utilizadas para estes cálculos, onde a relação X/R de cada par de resistência-reatância representa uma configuração diferente de linha de distribuição. Os valores de resistência  $R_L$  e reatância  $X_L$  utilizados para estes cálculos consideram a mesma base utilizada na Tabela 4.2.

Neste caso as unidades de armazenamento são desligadas e toda a potência fotovoltaica é injetada na microrrede. A Tabela 4.8 mostra os resultados para uma relação de  $X/R=2,44$ .

Tabela 4.8: Resultados do caso de três nós.  $P_g=0$ ,  $Q_g=0$ ,  $X/R=2,44$ .

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	$U_i$ [pu]	$P_i$ [pu]	$Q_i$ [pu]	$\Theta_i$ [graus]	$U_\infty$ [pu]	$P_\infty$ [pu]	$Q_\infty$ [pu]	$\Theta_\infty$ [graus]
650	1	0,603	-0,142	28,83	1	-0,487	0,327	0
750	1	0,699	-0,123	33,56	1	-0,548	0,404	0
800	1	0,747	-0,110	35,95	1	-0,576	0,444	0
1000	1	0,937	-0,039	45,78	1	-0,675	0,622	0
1200	1	1,124	0,073	56,35	1	-0,745	0,828	0
815	1	0,762	-0,106	36,67	1	-0,585	0,457	0
200	1	0,170	-0,128	7,740	1	-0,147	0,058	0

A Tabela 4.9 mostra os resultados para o caso de relação  $X/R=2,4$ . Onde o nó infinito é o nó de referência  $V\Theta$  e o nó Inversor um nó do tipo PV.

Tabela 4.9: Resultados do caso de três nós.  $P_g=0$ ,  $Q_g=0$ ,  $X/R=2,4$ .

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	$U_i$ [pu]	$P_i$ [pu]	$Q_i$ [pu]	$\Theta_i$ [graus]	$U_\infty$ [pu]	$P_\infty$ [pu]	$Q_\infty$ [pu]	$\Theta_\infty$ [graus]
650	1	0,603	-0,044	3,167	1	-0,586	-0,013	0
750	1	0,699	-0,044	3,675	1	-0,681	-0,001	0
800	1	0,747	-0,044	3,928	1	-0,729	0,005	0
1000	1	0,937	-0,041	4,933	1	-0,917	0,031	0
1200	1	1,124	-0,034	5,924	1	-1,102	0,06	0
815	1	0,762	-0,043	4,004	1	-0,743	0,007	0
200	1	0,170	-0,032	0,872	1	-0,155	-0,055	0

A Tabela 4.10 e Tabela 4.11 mostram os resultados simulados para um caso de relação de  $X/R=1,26$  e  $X/R=0,5$ .



Tabela 4.10: Resultados do caso de três nós.  $P_g=0$ ,  $Q_g=0$ ,  $X/R=1,26$ .

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	$U_i$ [pu]	$P_i$ [pu]	$Q_i$ [pu]	$\Theta_i$ [graus]	$U_\infty$ [pu]	$P_\infty$ [pu]	$Q_\infty$ [pu]	$\Theta_\infty$ [graus]
650	1	0,603	-0,301	9,042	1	-0,544	0,299	0
750	1	0,699	-0,329	10,49	1	-0,625	0,358	0
800	1	0,747	-0,343	11,20	1	-0,664	0,389	0
1000	1	0,937	-0,390	14,02	1	-0,816	0,512	0
1200	1	1,124	-0,426	16,76	1	-0,958	0,639	0
815	1	0,762	-0,347	11,41	1	-0,676	0,398	0
200	1	0,170	-0,136	2,364	1	-0,152	0,052	0

Tabela 4.11: Resultados do caso de três nós.  $P_g=0$ ,  $Q_g=0$ ,  $X/R=0,5$ .

Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	$U_i$ [pu]	$P_i$ [pu]	$Q_i$ [pu]	$\Theta_i$ [graus]	$U_\infty$ [pu]	$P_\infty$ [pu]	$Q_\infty$ [pu]	$\Theta_\infty$ [graus]
650	1	0,603	-0,044	3,167	1	-0,586	-0,013	0
750	1	0,699	-0,044	3,67	1	-0,681	-0,001	0
800	1	0,747	-0,044	3,93	1	-0,729	0,005	0
1000	1	0,937	-0,041	4,93	1	-0,917	0,031	0
1200	1	1,124	-0,034	5,92	1	-1,102	0,060	0
815	1	0,762	-0,043	4,00	1	-0,743	0,007	0
200	1	0,170	-0,032	0,872	1	-0,155	-0,055	0

A Figura 4.12 mostra os resultados de simulação de três nós da potência demandada pela microrrede para diferentes valores de irradiação e com diversos valores de relação  $X/R$ . Esta figura mostra que, dependendo da configuração da linha de distribuição, para o mesmo valor de irradiação, a potência demandada pela microrrede difere para cada relação  $X/R$ . Desta forma pode ser determinada a configuração mais adequada de linha para a microrrede considerada, buscando maximizar a potência injetada na mesma.

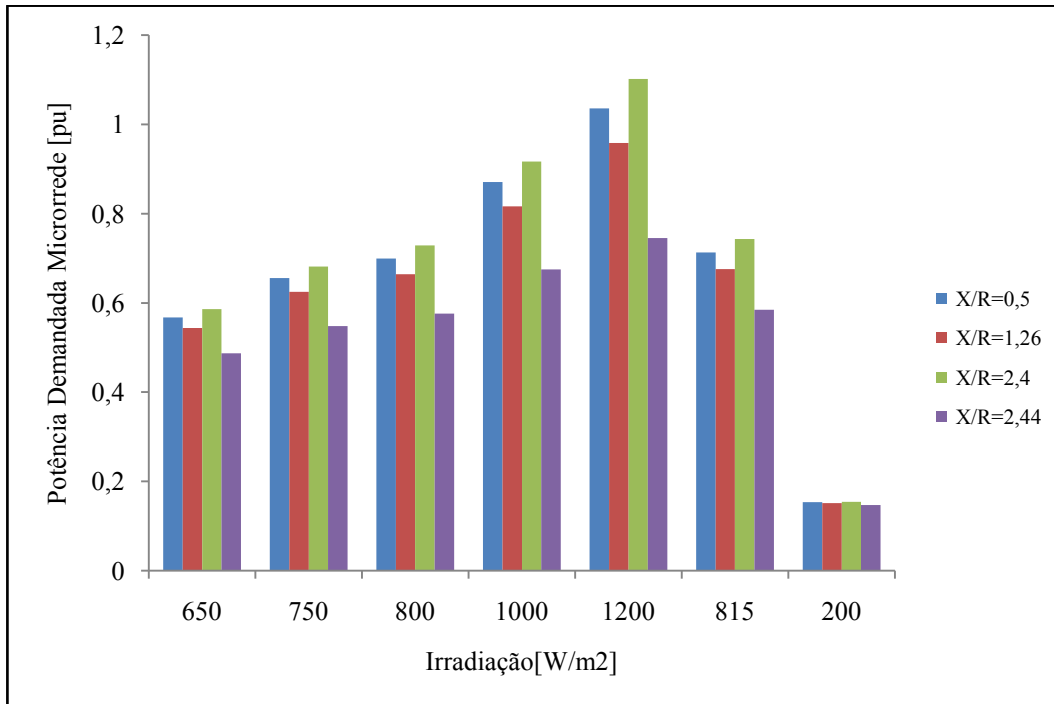


Figura 4.12: Potência injetada no nó Infinito para varios valores de relação X/R.

## 4.5 Conclusão

Os resultados do presente capítulo mostram que o modelo de simulação apresenta resultados satisfatórios para diversas condições de irradiação e com possibilidade de distintas temperaturas dependendo de cada caso. O valor de corrente no barramento comum permite determinar se o sistema fotovoltaico gera a energia necessária, de acordo com os requerimentos do nó inversor. Caso contrário a energia proveem das baterias através do conversor bidirecional. A potência adicional permite que as unidades de armazenamento possam ser dimensionadas adequadamente. Para o caso de três nós a relação X/R da linha de distribuição permite determinar a configuração mais adequada para a microrrede.

O interesse destas simulações não está tanto nos resultados obtidos, mas sim no modelo, que pode ser ampliado para outros casos que incluam o armazenamento de energia dentro do fluxo de potência, além da capacidade de geração fotovoltaica de acordo a curvas de irradiação existentes para cada região.

# Capítulo 5

## Conclusão

A principal contribuição do presente trabalho é o desenvolvimento de um modelo de simulação de sistemas fotovoltaicos que injetam a energia elétrica produzida numa microrrede. O modelo implementado em Matlab considera as características do sistema fotovoltaico produzindo energia na sua máxima capacidade e as equações de fluxo de potência para representar as características elétricas da microrrede ao qual está ligado o sistema fotovoltaico. Também foi implementado um modelo do conversor bidirecional através do qual é possível carregar ou descarregar uma unidade de armazenamento de energia, permitindo, desta forma, o funcionamento da microrrede de forma ilhada da rede de distribuição, mesmo que por períodos de tempo limitados.

O modelo inicial considerado contempla dois nós: o primeiro está na saída do inversor, onde a potência gerada pelo sistema PV é injetada; o segundo nó representa o ponto de conexão com a rede de distribuição, onde a potência pode ser contabilizada para fins de faturamento.

Posteriormente foi estudado um sistema com três nós, o qual permite representar uma microrrede entre o nó geração e um nó infinito que representa o sistema de distribuição. Neste nó infinito é injetada toda a potência gerada pelo sistema fotovoltaico, podendo ser estudado o efeito das características elétricas da microrrede sobre o sistema de produção de energia.

O modelo utiliza como dados de entrada os valores iniciais de irradiação e temperatura dos painéis para gerar energia no sistema PV, sendo possível a determinação de quanta energia pode ser fornecida pelo sistema PV, passando pelo conversor na parte de corrente contínua, depois pelo inversor para transformá-la de corrente contínua para corrente alternada, até o nó de conexão com a microrrede, e por último a representação desta última até o ponto de conexão com o sistema de distribuição.

Como sugestões para trabalhos futuros propõem-se os seguintes assuntos:

- Desenvolver um modelo que considere cargas em corrente contínua e que envolva outras fontes além da fonte fotovoltaica.
- Desenvolver um modelo que considere linhas de distribuição em corrente contínua ao invés de corrente alternada para interconectar com outras fontes e cargas dentro da microrrede.

- Considerando o caso de modelo com linha de distribuição em corrente contínua estudar a inclusão ou não de um inversor para cargas em corrente alternada.
- Alocação do inversor dentro da microrrede com linha de distribuição com corrente contínua.
- Simulação do modelo com variação de temperatura além de irradiação.
- Aumentar o nível de tensão na linha de distribuição.
- Estudar o comportamento do sistema fotovoltaico com produção de energia fora do ponto de máxima potência MPP.
- Implementar outros métodos de fluxo de potência mais adequados como o método por varredura ao invés do Newton-Raphson.
- Implementar algoritmos de MPPT que determinem o ponto de operação máximo experimental, e comparar com os valores da placa do painel fotovoltaico uma vez instalados, de forma a validar os dados simulados inicialmente.

# Referências Bibliográficas

- Alcântara, M. V. P. (2011). Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição da energia elétrica. *O Setor Elétrico* 71: 36–45.
- Arns Rampinelli G. (2010). *Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Tese de doutorado, UFRGS, Brasil.
- Barnes, M., Kondoh, J., Asano, H., Oyarzabal, J., Ventakaramanan, G., Lasseter, R., Hatziargyriou, N., Green, T. (2007). Real-World MicroGrids-An Overview. *IEEE International Conference on System of Systems Engineering, SoSE '07*, pp.1–8.
- Binduhewa P.J., Renfrew A.C., Barnes M. (2008). MicroGrid Power Electronics Interface for Photovoltaics. *IEEE Power Electronics, Machines and Drives, 4th Edition*, pp. 260–264.
- Binduhewa P.J., Renfrew A.C., Barnes M. (2008). Ultracapacitor energy storage for MicroGrid micro-generation. *IEEE Power Electronics, Machines and Drives, 4th Edition*, pp. 270–274.
- Chavez-Ramírez A.U., Cruz J.C., Espinosa-Lumbreras R., Ledesma-Garcia J., Durón-Torres S.M., Arriaga L.G. (2012). *Design and set up of a hybrid power system (PV-WT-URFC) for a stand-alone application in Mexico*. *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier Ltd., pp. 1–11.
- De Soto W., Klein S.A., Beckman W.A. (2006). *Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance*. *Solar Energy* (80), Elsevier Ltd., pp. 78–88.
- Djarallah, M., Azoui, B. (2006). *Grid Connected Interactive Photovoltaic Power Flow Analysis: A Technique for System Operation Comprehension and Sizing*. *Universities Power Engineering Conference-UPEC. Proceedings of the 41st International*, Vol1, pp. 69–73.
- Edrington, C.S., Balathandayuthapani S., Jianwu Cao (2010). Analysis and control of a multi-string photovoltaic (PV) system interfaced with a utility grid. *IEEE Power and Energy Society (PES) General Meeting*, pp.1-6.
- Erickson M. J., Jahns T. M., Lasseter R.H. (2011). Comparison of PV Inverter Controller Configurations for CERTS Microgrid Applications. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 659–666.
- Farzan, F., Lahiri, S., Kleinberg, M., Gharieh, K., Farzan, F., Jafari, M. (2013). Microgrids for Fun and Profit: The Economics of Installation Investments and Operations. *IEEE Power and Energy Magazine*, 11(4), pp.52–58.
- Franco D.R., Lotero R. (2012). *Modelo de Simulação de Sistema Fotovoltaico para Inserção em Microrrede Elétrica com Características Plug and Play*. *IEEE ARANDUCON 2012*, Asunción, Paraguay, pp. 1-7.

- Friberg R. (1993). *A Photovoltaic Solar-Hydrogen Power Plant for Rural Electrification in India. Part 1: A General Survey of Technologies Applicable within the Solar-Hydrogen Concept*. *International Journal Hydrogen Energy*, Pergamon Press Ltd., **18**(10), pp. 853–882.
- Ganesh D., Moorthi S., Sudheer H. (2012). *A Voltage Controller in Photo-Voltaic System with Battery Storage for Stand-Alone Applications*. *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*, Vol2, n°1, pp. 9–18.
- Ghoddami H., Delghavi M. B., Yazdani A. (2012). *An integrated wind-photovoltaic-battery system with reduced power-electronic interface and fast control for grid-tied and off-grid applications*. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd., **45**, pp. 128–137.
- Ghosh A., Majumder R., Ledwich G., Zare F. (2009). Power quality enhanced operation and control of a microgrid based custom power park. *IEEE ICCA-International Conference on Control and Automation*, Christchurch, pp. 1669–1674.
- Gules R., De Pellegrin Pacheco J., Leães Hey H. & Imhoff J. (2008). A Maximum Power Point Tracking System With Parallel Connection for PV Stand-Alone Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, **55**(7), pp. 2674–2683.
- Hatziargyriou N., Asano H., Iravani R., Marnay C. (2007). Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects. *IEEE Power and Energy Magazine*, **5**(4), pp. 78–94.
- Hou, C., Xuehao, H., Dong, H. (2011). *Plug and play power electronics interface applied in microgrid*. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 4th International Conference*, pp. 719–723.
- Huang Y., Peng F.Z., Wang J., Yoo D. (2006). Survey of the Power Conditioning System for PV Power Generation. *IEEE Power Electronics Specialists Conference, 37<sup>th</sup> PESC*, pp.18–22.
- Huayllas T. E. C., Ramos D. D., Arnes R. L. V. (2011). *IEEE/PES (T&D-LA)transmisión and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, São Paulo, Brasil, pp. 7–12.
- Kalaitzakis K.C., Vachtsevanos G.J. (1987). On the Control and Stability of Grid Connected Photovoltaic Sources. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pp.556–562.
- Karabiber A., Keles C., Kaygusuz A., Alagoz B. B. (2012). *An approach for the integration of renewable distributed generation in hybrid DC/AC microgrids*. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd., **52**, pp. 251–259.
- Katiraei F., Agüero J. R. (2011). Solar PV Integration Challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, **9**(3), pp.62–71.
- Koutroulis E., Kalaitzakis K., Tzitzilonis V. (2006). Development of an FPGA-based System for Real-Time Simulation of Photovoltaic Modules. *Proceedings of the 17<sup>th</sup> IEEE International Workshop on Rapid System Prototyping*.

- Lasseter R.H. (2002). MicroGrids. *IEEE Power Engineering Society (PES) Winter Meeting*. Vol.1, pp. 305–308.
- Lasseter R.H., Paigi .P. (2004). Microgrid: A Conceptual Solution. *IEEE Power Electronics Specialists Conference, 35<sup>th</sup> Annual PESC 04*, Aachen, Germany, pp. 4285–4290.
- Lasseter, B. (2001). Microgrids: distributed power generation. *IEEE Power Engineering Society (PES) Winter Meeting*. Vol1, pp. 146–149.
- Liao Z., Ruan X. (2008). *Control strategy of bi-directional DC/DC converter for a novel stand-alone photovoltaic power system*. *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC '08*, pp. 1–6.
- Mahesh N., Seshi Reddy D. (2012). *A Novel of Bidirectional DC-DC converter drive*. *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, Vol.2, Issue.2, pp. 186–196.
- Manz, D., Piwko, R., Miller, N. (2012). Look Before You Leap: The Role of Energy Storage in the Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, **10**(4), pp.75–84.
- Marnay C., And Venkataramanan G. (2006). Microgrids in the evolving electricity generation and delivery infrastructure. *IEEE Power and Engineering Society General Meeting*, Montreal, Canadá, pp. 5.
- Masters G.M. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. John Wiley & Sons, New Jersey.
- Nema S., Nema R.K., Agnihotri G. (2011). *Inverter topologies and control structure in photovoltaic applications: A review*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, AIP Publishing LLC.
- Patel M.R. (2006). *Wind and solar power systems. Design, Analysis, and Operation*. 2<sup>nd</sup> ed. CRC Press.
- Piagi P., Lasseter R. H. (2006). Autonomous Control of Microgrids. *IEEE Power Engineering Society (PES) Meeting, Montreal*.
- Rahimi-Eichi H., Ojha U., Baronti F., Chow M. (2013). Battery Management System: An Overview of Its Application in the Smart Grid and Electric Vehicles. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, **13**, pp. 4–16.
- Rodriguez, C., Amaratunga G.A.J. (2004). *Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems*. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol2, pp. 2193–2199.
- Sukamongkol Y., Chungpaibulpatana S., Ongsakul W. (2002). *A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads*. *Renewable Energy*, Elsevier Science Ltd, pp. 237–258.
- Sup L.M. (2012). *Arquitetura Física e Lógica de uma Smart Microgrid para a Gestão Integrada da Energia: Um Modelo para o Parque Tecnológico Itaipú*. Tese de mestrado, UNIOESTE, Brasil.

- Teodorescu R., Liserre M., Rodríguez P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, England.
- Villalva M. G. (2010). *Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*. Tese de doutorado, UNICAMP, Brasil.
- Villalva M. G., Gazoli J. R., Ruppert E. (2009). Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, **24** (5), pp. 1198–1208.
- Villalva M. G., Espindola M. F., Ruppert E., Siqueira T. (2011). *Modeling and Control of a Three-Phase Isolated Grid-Connected Converter for Photovoltaic Applications*, *Revista Controle & Automação*, **22**(3), pp. 215–228.
- Villalva M. G., Gazoli J. R., Ruppert E. (2009). Modeling and Circuit-based Simulation of Photovoltaic Arrays. *Brazilian Journal of Power Electronics*, Vol 14, n°1, pp. 35–45.
- von Appen, J., Braun, M.; Stetz, T., Diwold, K., Geibel, D. (2013). Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, **11**(2), pp.55–64.
- Wang P., Goel L., Liu X., Choo F. H. (2013). Harmonizing AC and DC: A Hybrid AC/DC Future Grid Solution. *IEEE Power and Energy Magazine*, **11**(3), pp. 76–83.
- Xiao W., Dunford, W.G., Capel, A. (2004). *A novel modeling method for photovoltaic cells*. *IEEE Power Electronics Specialists Conference, 35<sup>th</sup> Annual PESC 04*, Aachen, Germany, pp.1950–1956.
- Yi-bo, W., Chun-Sheng, W., Xu, H. (2008). Steady-State Model and Power Flow Analysis of Grid- Connected Photovoltaic Power System. *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp. 1–6.