

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Filipe Perez

**Inserção e Controle de Armazenadores de
Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados
à Rede Elétrica**

Itajubá, 03 de dezembro de 2015.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Filipe Perez

**Inserção e Controle de Armazenadores de
Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados
à Rede Elétrica**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. PhD. Paulo Fernando Ribeiro

Co-orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Itajubá, 03 de dezembro de 2015.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Ulisses e Ivani.

“Grandes coisas fez o Senhor por nós e por isso estamos alegres”

AGRADECIMENTOS

A Deus por me guiar e dar forças a cada dia para lutar e conseguir obter meus objetivos, sem Ele eu não seria capaz de realizar coisa alguma, por isso dedico e declaro que tudo que sou e tenho pertence a Deus.

Aos meus pais, Ulisses e Ivani por todo apoio possível, enfrentando as lutas comigo, me encorajando nos momentos de dificuldades e sempre torcendo pelo meu sucesso. Agradeço pelo amor, empenho e carinho, por cuidar de mim e fazer parte da minha formação. Em especial ao meu pai, que é um exemplo de luta e perseverança, e que me ensinou a enfrentar cada desafio da vida.

À minha esposa, Rafaela, que dedicou seu amor e tempo para cuidar de mim, dividir responsabilidades, ajudar em todas as questões. Por ser meu ponto de apoio e pelo companheirismo, fazendo-me sempre encarar as lutas com naturalidade e simplicidade, me fazendo feliz até nos momentos mais difíceis e sempre me conduzindo a Deus.

À minha irmã, Talita, que sempre foi uma grande amiga na minha vida, participando de todos os momentos comigo, sendo presente em cada etapa da minha vida e desejando meu melhor. Agradeço sua paciência e dedicação de irmã.

Ao professor Paulo Ribeiro, pela orientação, dedicação na minha formação, sempre me motivando para melhorar a cada dia, dando todo apoio e suporte para o desenvolvimento de um bom trabalho, também pela confiança depositada em mim para realizar boas pesquisas.

Ao professor Bonatto pela sua orientação, organização e disposição em ajudar sempre que possível, mostrando novas ideias e meios para o desenvolvimento do trabalho.

Aos meus familiares, amigos que fazem parte do meu dia-a-dia e conhecem minhas dificuldades, fazendo da rotina um viver agradável e alegre.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS.....	III
SUMÁRIO.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VI
LISTA DE TABELAS.....	IX
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	X
RESUMO.....	XII
ABSTRACT.....	XIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Relevância do Tema.....	1
1.2 Definição do Problema	4
1.3 Objetivos e Contribuições.....	6
1.4 Organização Textual	7
2. SISTEMA FOTOVOLTAICO	9
2.1 Considerações Iniciais	9
2.2 O Painel Fotovoltaico	9
2.2.1 Contextualização da Energia Fotovoltaica	9
2.2.2 A Célula Fotovoltaica.....	10
2.2.3 Circuito Elétrico Equivalente	12
2.3 Rastreamento da Máxima Potência (MPPT)	18
2.3.1 Perturbação e Observação	19
2.3.2 Condutância Incremental.....	20
2.3.3 Fração de Tensão de Circuito Aberto	21
2.3.4 Fração de Corrente de Curto-Circuito	22
2.4 Aplicação de Conversores em PV's.....	22
2.5 Considerações Finais	24
3. ARMAZENADORES DE ENERGIA.....	25
3.1 Considerações Iniciais	25
3.2 Introdução aos Armazenadores de Energia.....	25
3.2.1 Bombeamento e Turbinagem (PHS).....	28
3.2.2 Supercondutores (SMES)	30
3.2.3 <i>Flywheels</i> (FES)	33
3.2.4 Supercapacitores.....	35
3.2.5 Outras Tecnologias de Armazenamento.....	39

3.3	Baterias Eletroquímicas	40
3.3.1	Tecnologias e Principais Características	40
3.3.2	Baterias de Li-Ion	44
3.3.3	Modelagem de Baterias	46
3.4	Considerações Finais	50
4.	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	51
4.1	Considerações Iniciais	51
4.2	Definição e Aspectos Gerais	51
4.3	Impacto da Inserção de GD à Rede Elétrica	53
4.3.1	Variações de Fluxo de Potência e de Tensão	54
4.3.2	Distorções Harmônicas	56
4.3.3	Desequilíbrio de Tensão e Curto-Circuito	57
4.4	Considerações Finais	57
5.	ESTUDO DE CASO	58
5.1	Considerações Iniciais	58
5.2	Apresentação do Modelo Simulado	58
5.2.1	Configuração do Sistema Fotovoltaico	58
5.2.2	Modelagem e Controle do Conversor <i>Boost</i>	60
5.2.3	Modelagem e Controle do Estágio Inversor	63
5.2.4	Inserção e Controle do Armazenador de Energia	71
5.3	Resultados e Análises	75
5.3.1	Resultados Sem Armazenador de Energia	75
5.3.2	Resultados Com Armazenador de Energia	80
5.3.3	Descarga Prolongada da Bateria	85
5.3.4	Análise Harmônica	88
5.4	Considerações Finais	95
6.	CONCLUSÕES	97
6.1	Conclusões Gerais	97
6.2	Proposta para Trabalhos Futuros	98
6.3	Artigos Publicados	98
	REFERÊNCIAS	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Sistema elétrico tradicional com inserção de geração distribuídas instaladas ao longo do sistema de distribuição (VILLALVA, 2010).....	1
Figura 1.2 – Crescimento da potência mundial de painéis fotovoltaicos conectados à rede elétrica e uma previsão para 2015 (REKINGER et al., 2015).....	2
Figura 1.3 – Esquema de um sistema de armazenamento de energia (AKHIL et al., 2013).....	4
Figura 1.4 – Curva de irradiação solar ao longo de um dia aleatório, mostrando a oscilação de irradiação solar.	5
Figura 2.1 – Esboço de uma célula fotovoltaica (VILLALVA, 2010).....	11
Figura 2.2 – Circuito elétrico equivalente do painel fotovoltaico.	12
Figura 2.3 – Curva característica do painel fotovoltaico.....	12
Figura 2.4 – Curvas características do Kyocera SM48-KSM com variações de irradiação para $T = 25 [^{\circ}\text{C}]$	15
Figura 2.5 – Curvas características do Kyocera SM48-KSM com variações na temperatura para $G = 1000 [W/m^2]$	15
Figura 2.6 – Configuração de um PV com armazenadores de energia conectados à rede elétrica.	17
Figura 2.7 – Configuração de um PV sem armazenamento conectado à rede elétrica.....	17
Figura 2.8 – Configuração de um sistema fotovoltaico isolado ou autônomo.	17
Figura 2.9 – Linearização dos pontos de máxima potência do painel.	19
Figura 2.10 – Esquema do algoritmo P&O (VILLALVA, 2010).	20
Figura 2.11 – Algoritmo da condutância incremental (VILLALVA, 2010).	21
Figura 2.12 – Conversor CC-CC com MPPT alimentado por um painel fotovoltaico.	23
Figura 2.13 – MPPT realizando controle de um PV através de um conversor <i>boost</i>	24
Figura 3.1 – Faixa de potência específica versus energia específica para armazenadores de energia (RIBEIRO et al., 2001).	26
Figura 3.2 – STATCOM aplicado numa rede elétrica (POMILIO; DECKMANN, 2009).	28
Figura 3.3 – Esquema de um sistema PHS (<i>Pumped Hydro Storage</i>).	29
Figura 3.4 – Esquema de aplicação de um SMES (RIBEIRO, EL AL., 2001).	32
Figura 3.5 – Modelo representativo de um <i>flywheel</i>	34
Figura 3.6 – Esquema de controle de um <i>flywheel</i> conectado à rede.	35
Figura 3.7 – Esquema de controle de um supercapacitor conectado à rede.	38

Figura 3.8 – Esquema de bateria montada a partir de pequenas células.	40
Figura 3.9 – Visão geral dos armazenadores, relacionado a potência e tempo carga/descarga (AKHIL et al., 2013).	46
Figura 3.10 – Modelo elétrico de <i>Thévenin</i> da bateria.	47
Figura 3.11 – Modelo elétrico simplificado.	47
Figura 3.12 – Diagrama do bloco de baterias no <i>Simulink</i> (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).	48
Figura 3.13 – Curva de descarga de uma bateria Li-Ion de 100 Ah e 12 V.	50
Figura 4.1 – Sistema de distribuição tradicional sem GD (PALUDO, 2014).	55
Figura 4.2 – Sistema de distribuição com inserção de GD (PALUDO, 2014).	55
Figura 5.1 – Configuração do sistema fotovoltaico conectado à rede.	59
Figura 5.2 – Curvas características do painel SunPower SPR-305-WHT.	60
Figura 5.3 – Circuito equivalente de um conversor <i>boost</i>	60
Figura 5.4 – Estratégia de controle do conversor <i>boost</i>	62
Figura 5.5 – Esquema de controle do estágio inversor (CUPERTINO, A. et al., 2012).	64
Figura 5.6 – Diagrama de blocos do SRF-PLL (CUPERTINO, A. et al., 2012).	65
Figura 5.7 – Diagrama de blocos de (5.1.12).	65
Figura 5.8 – Malhas de controle do inversor (CUPERTINO, A. et al., 2012).	66
Figura 5.9 – Controle em malha fechada de corrente de eixo direto para o estágio inversor. .	67
Figura 5.10 – Diagrama de blocos do controle de corrente de eixo direto.	67
Figura 5.11 – Controle em malha fechada de corrente de eixo de quadratura para o estágio inversor.	68
Figura 5.12 – Diagrama de blocos do controle de corrente de eixo de quadratura.	68
Figura 5.13 – Malha de controle do barramento CC.	69
Figura 5.14 – Simplificação do modelo de controle do barramento CC.	70
Figura 5.15 – Configuração do sistema fotovoltaico sem armazenadores de energia.	71
Figura 5.16 – Curva de descarga da bateria Li-Ion utilizada na simulação.	72
Figura 5.17 – Configuração do sistema com inserção armazenadores de energia.	73
Figura 5.18 – Conversor bidirecional <i>boost</i>	73
Figura 5.19 – Diagrama de controle da bateria.	74
Figura 5.20 – Variações de irradiação (a) e variações de temperatura (b) do PV.	75
Figura 5.21 – Variação de corrente no PV.	76
Figura 5.22 – Variação de tensão no PV.	76
Figura 5.23 – Potência gerada no painel fotovoltaico.	77

Figura 5.24 – Ciclo de trabalho do conversor <i>boost</i> (<i>duty cycle</i>).....	77
Figura 5.25 – Tensão em p.u. da rede elétrica no PCC.	78
Figura 5.26 – Corrente em p.u. da rede elétrica no PCC.....	78
Figura 5.27 – <i>Zoom</i> da corrente quando o inversor começa a trabalhar.....	78
Figura 5.28 – Tensão no barramento CC do inversor.....	79
Figura 5.29 – Corrente de eixo direto (a), e corrente de quadratura (b).....	80
Figura 5.30 – (a) Tensão e (b) corrente do PV com inserção de armazenadores.	80
Figura 5.31 – Tensão na bateria do sistema.....	81
Figura 5.32 – Variação de corrente na bateria.....	81
Figura 5.33 – (a) Potência gerada no PV e (b) potência na bateria.	82
Figura 5.34 – Potência gerada pelo sistema fotovoltaico com armazenador de energia.	82
Figura 5.35 – (a) Tensão em p.u. na rede e (b) corrente elétrica em p.u. na rede.	83
Figura 5.36 – Potência gerada entregue à rede elétrica.	83
Figura 5.37 – Tensão no barramento CC.....	84
Figura 5.38 – Ciclo de trabalho do conversor <i>boost</i>	84
Figura 5.39 – Corrente de eixo direto (a) e corrente de quadratura (b).....	85
Figura 5.40 – Estágio de carga da bateria.....	85
Figura 5.41 – Taxa de variação de energia na bateria.	86
Figura 5.42 – <i>Zoom</i> da taxa de variação de energia na bateria.....	86
Figura 5.43 – Variação de tensão na bateria ao longo de 4 minutos.	87
Figura 5.44 – <i>Zoom</i> da variação da tensão na bateria ao longo de 35 segundos.	87
Figura 5.45 – Potência gerada na bateria em 4 minutos.....	87
Figura 5.46 – Harmônicos de tensão no PCC.....	89
Figura 5.47 – Forma de onda da tensão no PCC.	89
Figura 5.48 – Harmônicos de corrente no PCC.....	90
Figura 5.49 – Forma de onda da corrente no PCC.	90
Figura 5.50 – Esquema do filtro LCL (CUPERTINO, A. et al., 2012).....	92
Figura 5.51 – Diagrama de bode do filtro LCL com variações no R_d	93
Figura 5.52 – Distorção harmônica de tensão no PCC.....	94
Figura 5.53 – Forma de onda da tensão no PCC.	94
Figura 5.54 – Distorção harmônica de corrente no PCC.....	95
Figura 5.55 – Forma de onda da corrente no PCC.	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais parâmetros do painel Kyocera de 48 [W].....	14
Tabela 3.1 – Seleção de melhores características das baterias mais utilizadas (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).	42
Tabela 3.2 – Descrição das principais aplicações de armazenadores de acordo com vários parâmetros (AKHIL et al., 2013).....	45
Tabela 4.1 – Divisão das GD's em ralação a potência gerada (ACKERMANN, et al. 2001). ..	52
Tabela 4.2 – Tecnologias das gerações distribuídas (OLIVEIRA, 2015).	52
Tabela 5.1 – Parâmetros do painel fotovoltaico.	59
Tabela 5.2 – Parâmetros do conversor <i>boost</i> do painel.	62
Tabela 5.3 – Parâmetros do inversor (VSC).....	70
Tabela 5.4 – Parâmetros da bateria de Li-Ion.....	72
Tabela 5.5 – Limites de distorção harmônica para tensão em relação ao PCC (IEEE 519, 2014).....	88
Tabela 5.6 – Limites de distorção harmônica em corrente para $120V \leq V \leq 69 \text{ kV}$ (IEEE 519, 2014).....	88
Tabela 5.7 – Parâmetros do filtro LCL.....	93
Tabela 5.8 – Análise das distorções harmônicas em comparação com IEEE 519.	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
CA	Corrente Alternada
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CC	Corrente Contínua
CCT	Capacitores Chaveados por Tiristores
CSC	<i>Current Source Control</i>
DVR	<i>Dinamic Voltage Restauration</i>
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmition Systems</i>
FES	<i>Flywheel Energy Storage</i>
GD	Geração Distribuída
GTO	<i>Gate Turn-Off thyristor</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCC	Ponto de Acoplamento Comum
PHS	<i>Pumped Hydro Storage</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
p.u.	por unidade
PV	Painel Fotovoltaico
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
RCT	<i>Reactive Compensator Thyristor</i>
SMES	<i>Superconductor Magnetic Energy Storage</i>
SOC	<i>State Of Charge</i>

STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Voltage controller</i>
UPFC	<i>Unified Power Flow Control</i>
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VAR	<i>Volt-VAr Compensation</i>
VSC	<i>Voltage Source Controller</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

RESUMO

A integração de fontes renováveis de energia no sistema elétrico visa ampliar e diversificar as matrizes energéticas de um país, com ênfase numa geração limpa e com menor nível de degradação ambiental possível. O sistema fotovoltaico ganha destaque sendo um dos recursos renováveis mais aplicados em todo mundo, pela sua facilidade de instalação. O problema dos painéis fotovoltaicos está na dependência de fenômenos físicos naturais, dando uma característica intermitente para geração. As variações da geração fotovoltaica podem causar desregulação de frequência, flutuações de tensão, instabilidades e prejuízos aos índices de qualidade da energia. Neste contexto, a inserção de armazenadores de energia em conjunto com uma geração distribuída realiza o controle do fluxo de potência do sistema, eliminando as oscilações de geração e dando suporte de tensão e frequência à rede. Além disso os armazenadores de energia apresentam importantes aplicações no sistema de potência, podendo realizar gerenciamento de demanda de energia, diminuindo o número de interrupções na rede, e controlando parâmetros como tensão e frequência. Esta dissertação apresenta uma proposta de estudo e análise da inserção de armazenadores de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos na rede elétrica. Foi desenvolvido um modelo computacional de uma geração fotovoltaica de 100 [kWp] no mesmo barramento CC de uma bateria de íons-de-lítio (Li-Ion) de 2000 [Ah] de capacidade, conectados à rede elétrica, alimentando vários tipos de carga. A proposta é injetar energia de forma estável e uniforme, eliminando a característica intermitente do PV. O sistema de controle proposto deve administrar o armazenador de energia, fazendo-o realizar ciclos de carga e descarga, otimizando a geração de energia. O armazenador regula as oscilações de geração no PV, controlando o fluxo de potência no sistema e uniformizando a injeção de potência à rede. No trabalho é apresentada uma, das várias aplicações de armazenadores de energia em sistemas de potência. Sendo analisado os principais parâmetros da geração distribuída em conjunto com armazenadores de energia, evidenciando as melhorias na regulação de potência e a dinâmica de controle do sistema elétrico montado.

Palavras-Chaves: Armazenadores de energia, sistemas fotovoltaicos, geração distribuída, redes elétricas inteligentes, controle de fluxo de potência, qualidade da energia elétrica.

ABSTRACT

The integration of renewable energy researches in the electrical system aims to expand and diversify the energy mix of the country, with a focus on clean generation and lower levels of environmental degradation as possible. The photovoltaic system is highlighted as one of the renewable generation applied worldwide, because ease of installation. The problem of photovoltaic panels is in its dependence on natural physical phenomena, giving an intermittent feature to generation. Variations of photovoltaic generation can cause deregulation of frequency, voltage fluctuations, instability and damage to power quality indices. In this context, the insertion of energy storage compound with a distributed generation system performs the control of power flow, eliminating the oscillations in generation and providing voltage and frequency support on the network. In addition, energy storage have important applications in the power system and can achieve energy demand management, reducing the number of network outages, and controlling parameters such as voltage and frequency. This thesis proposes a study and analysis of energy hosts of insertion together with photovoltaic systems on the grid. A computer model of a 100 [kWp] photovoltaic generation on the same DC bus of an ion-lithium battery (Li-Ion) of 2000 [Ah] capacity connected to the grid that feeds various types of load. The proposal is to inject stable and uniform power, eliminating the intermittent characteristic of PV. The proposed control system must manage the energy storage, making it perform cycles of charge and discharge, optimizing power generation. The Energy storage element regulates the oscillations in the PV controlling the power flow in the system and standardizing the network power injection. The work can be considered one of several applications energy storage in power systems. It is examined for the improvement of energy storage distributed in generations presenting the characteristics of your network connection control modes, improvements in the power regulation and the dynamic control of the assembled electrical system.

Keywords: Energy storage, photovoltaic system, distributed generation, smart-grids, power flow control, power quality.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Relevância do Tema

O sistema elétrico do Brasil é tradicionalmente formado por grandes centros geradores de energia, conectados até grandes centros de carga através das linhas de transmissão. O Brasil sendo um país de proporções continentais necessita de linhas de transmissões muito extensas, que chegam a 2.500 [km] (Rio Madeira). O que viabiliza até mesmo o uso de transmissão em corrente contínua. O arranjo tradicional acarreta ao sistema muitas perdas na transmissão, além dos investimentos necessários e dos custos de manutenção nesta área (TOLMASQUIM, 2012).

Muitos países da Europa e América do Norte tem experienciado diversas mudanças nas características do sistema elétrico. As instalações de geração e transmissão não têm sido capazes de se expandir o suficiente para atender as novas demandas de energia, em vista do aumento contínuo da carga elétrica, crescimento das cargas eletrônicas e das mudanças na operação do sistema. O que acarretou em impactos técnicos e governamentais para solucionar os problemas que surgiram no sistema (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004).

A geração distribuída vem mudar essa concepção do sistema elétrico. Sendo caracterizada pelo uso de geradores de pequena e média potência instalados próximos aos locais de consumo. Conforme apresentado na Figura 1.1, ela traz a possibilidade de alocar a geração nas proximidades das cargas. O que pode trazer uma série de vantagens como: redução das perdas, redução de custos de manutenção e investimentos em linhas de transmissão; redução dos custos de fornecimento de energia nos horários de pico e o aumento da confiabilidade do sistema de forma geral (CUPERTINO, 2015).

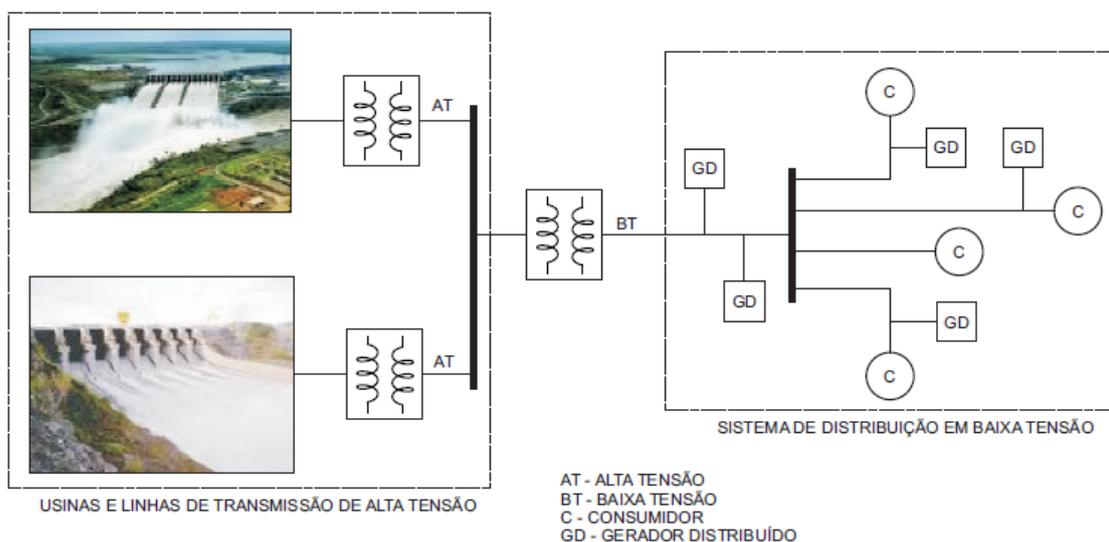


Figura 1.1 – Sistema elétrico tradicional com inserção de geração distribuídas instaladas ao longo do sistema de distribuição (VILLALVA, 2010).

Além disso, a preocupação com meio ambiente exige que as características da geração possam trazer a minimização dos impactos ambientais, diretamente relacionados a redução na emissão de gases poluentes, resíduos tóxicos, desmatamentos, desequilíbrios ambientais e outros. Assim a geração distribuída com fontes alternativas e renováveis de energia tem recebido muita atenção dos países desenvolvidos, que buscam ampliar sua capacidade de geração e diversificar suas matrizes energéticas, incentivando o uso de fontes limpas.

As fontes renováveis mais empregadas em todo mundo são a solar e a eólica, que têm ganhado muitos subsídios e incentivos dos governos para seu estudo e aplicação. A maior parte dos sistemas fotovoltaicos e eólicos são conectados à rede elétrica de baixa tensão, visando a complementação do suprimento de potência para os consumidores, além de propiciar o bem-estar e a qualidade de vida de uma fonte limpa e sem ruídos sonoros (VILLALVA, 2010).

A energia solar fotovoltaica tem ganhado grande destaque mundial pela sua facilidade de instalação. Sendo adequada em qualquer local que exista grande incidência de irradiação solar, podendo ser facilmente adaptado na arquitetura de construções, em fachadas, nos telhados e paredes de prédios, residências, casas rurais e várias outras construções. A Figura 1.2 apresenta o crescimento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede ao longo de 10 anos. Até 2014 existiam 178 [GWp] instalados, sendo que 26% deste valor encontra-se na Alemanha. A previsão é que até ao final de 2015 existam 244 [GWp] instalados no mundo (REKINGER et al., 2015).

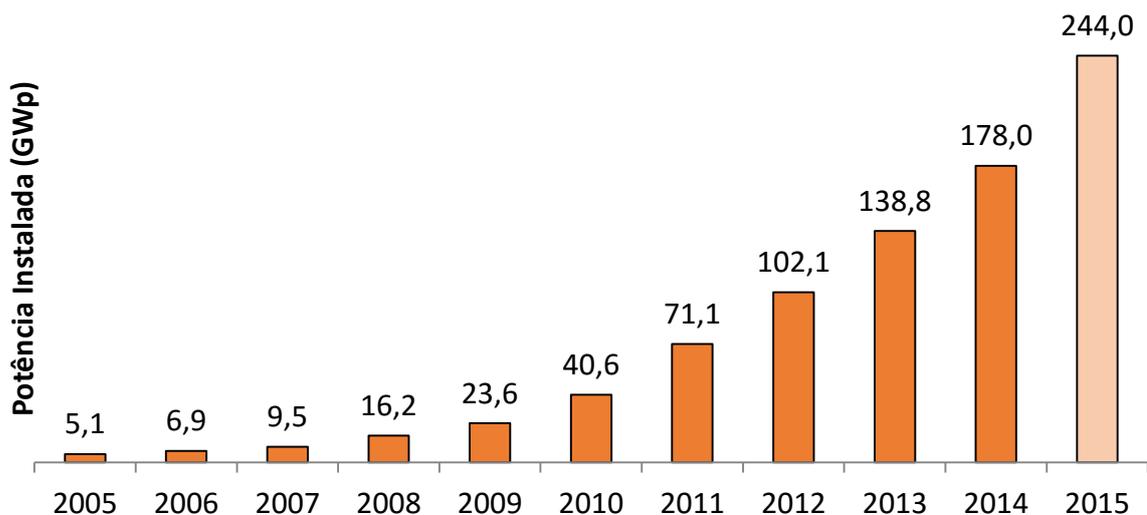


Figura 1.2 – Crescimento da potência mundial de painéis fotovoltaicos conectados à rede elétrica e uma previsão para 2015 (REKINGER et al., 2015).

A integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica acarreta características de geração peculiares de grande dependência em relação a parâmetros climáticos, como irradiação solar e temperatura. A dependência com fatores climáticos leva os sistemas fotovoltaicos possuírem características de intermitência, incerteza e variações ao longo do dia. Variações essas, causadas por sombreamentos e mudanças na temperatura ambiente impactam diretamente na produção de energia elétrica. Por isso, torna-se necessário a aplicação inteligente, com utilização de recursos que possam reduzir os impactos causados por esse tipo de geração à rede (ZHOU et al., 2011).

A aplicação de elementos armazenadores de energia em sistemas fotovoltaicos e fontes renováveis de uma forma geral, auxiliam na redução dos impactos da intermitência dessa de geração. Garantem o suprimento de potência nos momentos críticos e trazem muitas possibilidades de manipulação para melhorias. A utilização de armazenadores de energia no sistema elétrico é uma ideia que existe desde a década de 20, a partir da ideia de bombeamento e turbinagem, onde grandes quantidades de água eram bombeadas para reservatórios nos momentos de geração excedente e posteriormente usadas para turbinagem nos períodos de maior demanda (AKHIL et al., 2013).

É notado que a tecnologia de armazenamento de energia tem ganhado bastante destaque, provendo o desenvolvimento de diversas tecnologias de baterias, com maior densidade de energia e maior ciclo de vida. Supercapacitores com grande capacidade de potência, assim como *flywhells* e supercondutores que permitem melhor controle da rede elétrica. Assim, os armazenadores trazem muitas melhorias, dentre as quais pode-se citar:

1. Melhoramentos na qualidade e confiabilidade;
2. Gerenciamento da demanda potência;
3. Suporte de tensão e frequência;
4. Alívio de congestionamento da transmissão;
5. Autorrestabelecimento (*Black start*) da energia;
6. Potência reserva suplementar disponível;
7. Capacidade de suprimento;
8. *Upgrade deferral*.

As muitas facilidades dos armazenadores de energia trazem uma reestruturação do sistema elétrico, gerando maior dinamismo no mercado de energia. Soluções técnicas podem ser aplicadas de diversas formas, como num sistema isolado, ou em indústrias e residências

garantindo economia e autonomia de energia (AKHIL et al., 2013). A Figura 1.3 apresenta um exemplo de um armazenador conectado à rede elétrica.

Portanto, torna-se relevante o estudo de armazenadores de energia com sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O Brasil, nesses últimos anos tem investido para mudança do sistema elétrico, desenvolvendo tecnologias de geração distribuída, integração de fontes renováveis e utilização de armazenadores de energia. Para que assim o país possa criar sua própria tecnologia, viabilizando a criação de um mercado nacional de equipamentos desta área (EPE, 2012).

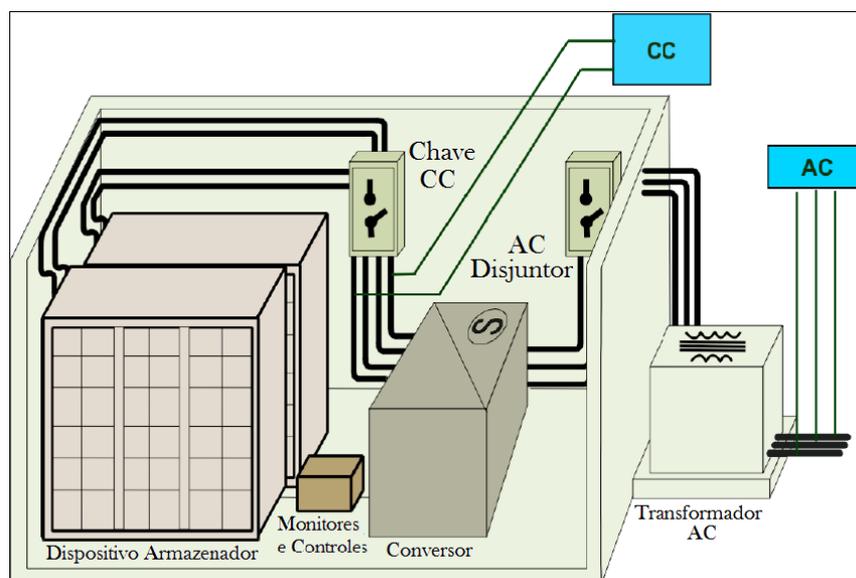


Figura 1.3 – Esquema de um sistema de armazenamento de energia (AKHIL et al., 2013).

1.2 Definição do Problema

A energia solar fotovoltaica é obtida através da transformação direta da luz em eletricidade. A geração dessa energia é baseada no efeito fotovoltaico, onde uma célula fotovoltaica, geralmente o silício policristalino, recebe uma luz incidente que excita os elétrons covalentes do semicondutor jogando-os para zona de condução, produzindo uma corrente elétrica. Essa célula é agrupada em módulos para aumentar a potência gerada, criando os painéis fotovoltaicos. Os painéis são usados em locais com ampla exposição solar como telhados e coberturas para produção de energia (CRECESB, 2014).

O grande problema dessa topologia é a sua sensibilidade à irradiação solar e a temperatura ambiente, que causam muitas variações na potência gerada. As nuvens podem provocar sombreamentos nos módulos fotovoltaicos, assim como os ventos e outros fenômenos climáticos podem alterar a temperatura no painel. Essas condições mudam os parâmetros de

geração nos sistemas fotovoltaicos, trazendo muitos impactos negativos para a produção de energia, tornando esses sistemas fontes intermitentes de geração de energia. A Figura 1.4 apresenta o nível de irradiação solar durante um dia qualquer.

Esta característica intermitente é comum na maioria das fontes alternativas de energia, pois em sua maioria dependem de fenômenos físicos da natureza, como nas gerações eólicas, marítimas e térmicas. A integração de fontes alternativas na rede possui várias limitações. Além da dependência climática, muitas ainda se utilizam de conversores para adequar a energia produzida nos parâmetros exigidos pelos órgãos reguladores e operativos do sistema brasileiro (CRECESB, 2014).

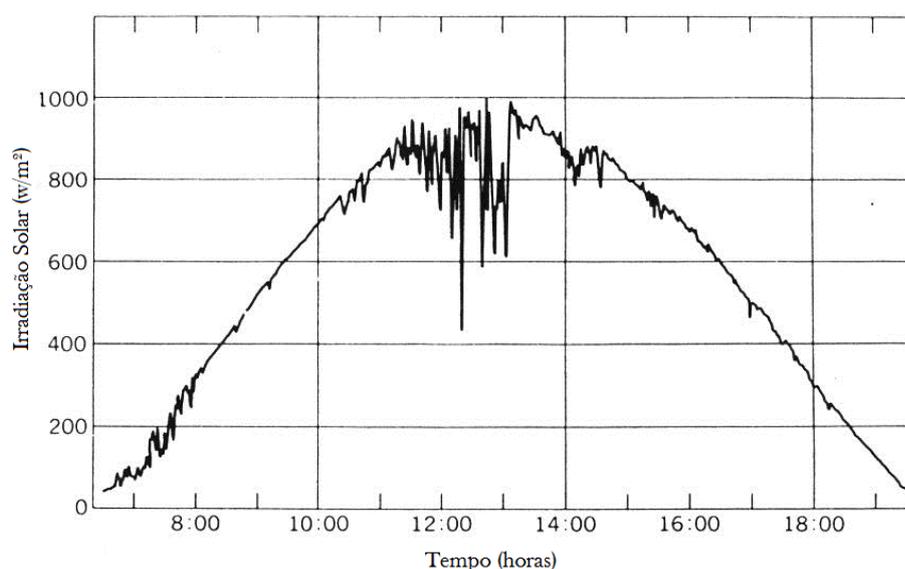


Figura 1.4 – Curva de irradiação solar ao longo de um dia aleatório, mostrando a oscilação de irradiação solar.

Os conversores estáticos, comumente utilizados como inversores de tensão e corrente, são fontes chaveadas e podem trazer distorções harmônicas. E ainda possuem um complexo sistema de controle que precisa ser sincronizado a rede para garantir uma geração adequada. Assim, a integração de renováveis causa vários problemas na qualidade da energia como: variações de tensão e frequência, sobretensões e subtensões, devido as oscilações na geração de energia; grandes variações de corrente que podem prejudicar a estabilidade do sistema; perda completa da geração se o sistema for totalmente dependente desta fonte; e distorções harmônicas provindas dos chaveamentos dos conversores utilizados (RIBEIRO et al., 2001).

A energia solar fotovoltaica, assim como outras fontes renováveis possuem um capital de investimento maior que as gerações tradicionais, pelo fato de possuírem uma tecnologia mais recente, com matéria-prima mais cara e por necessitarem de muitos equipamentos de eletrônica

de potência. Valores médios do preço de instalação da energia fotovoltaica giram em torno de R\$ 215,12/[MWh], 56% maior que o valor médio de uma instalação de eólica (CCEE, 2014).

Tendo em vista todos esses conceitos apresentados, e ainda de posse do fato que a energia solar fotovoltaica é a que mais tem recebido investimentos com um aumento anual considerável. Deve-se investigar meios que desenvolvam cada vez mais a tecnologia de sistemas fotovoltaicos para redução dos impactos da penetração deste tipo de geração à rede elétrica. Por isso, tem se desenvolvido cada vez mais projetos relacionados a melhoramento dos arranjos fotovoltaicos, modificações na conexão elétrica de painéis, algoritmos de seguidores de máxima potência cada vez mais robustos e conversores com maior rendimento, possuindo multi-funções.

A conexão de elementos armazenadores de energia viabiliza ainda mais a utilização dos painéis como a reguladores da potência gerada e o controle da demanda de energia, que associados a conversores VSC podem reduzir a poluição harmônica no ponto de conexão com a rede, além de realizar o controle de potência reativa e sobre tensões.

1.3 Objetivos e Contribuições

A proposta da presente dissertação é desenvolver estudos sobre a inserção e controle de armazenadores de energia aplicados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O estudo se baseia em simulações no *software Matlab/Simulink*, que permite a modelagem matemática de um sistema elétrico completo, incluindo geração fotovoltaica e bateria, sendo possível inserir vários modelos de armazenadores. Neste contexto, é possível montar um sistema integrado de uma geração distribuída conectada à rede elétrica, de forma a se analisar o seu impacto na rede, bem como as dinâmicas de controle do sistema.

A pesquisa propõe a utilização de armazenadores de energia para redução de oscilações características de sistemas fotovoltaicos. Oscilações essas causadas pela sua dependência com fatores climáticos, que possuem grandes variações ao longo de um dia, prejudicando o perfil da geração fotovoltaica. Assim, o sistema elétrico consegue regular de forma mais adequada sua geração, o que é de extrema importância em *micro-grids* isoladas da rede.

Como citado anteriormente, a nova concepção de geração distribuída tem trazido mudanças à estrutura tradicional do sistema elétrico de potência, tornando necessário a pesquisa de novos cenários do sistema. A avaliação dos impactos e das mudanças na rede pode ser realizada através de simulações computacionais que modelam de forma satisfatória conversores, geradores e painéis inseridos no sistema.

Dessa forma, esse trabalho traz a temática de *smart-grids*, que tem a concepção de uma rede elétrica inteligente e evoluída, que possui alto nível de automação e comunicação. Bem como, a preocupação com a minimização de impactos ambientais, incentivando a utilização de fontes renováveis de energia e tecnologias limpas. O que inclui novas topologias de redes elétricas com um sistema adequado de controle e monitoramento da geração e das cargas envolvidas, permitindo a criação de uma rede moderna e tecnológica.

Finalmente, as principais contribuições para este trabalho estão citadas a seguir:

1. Abordagem de uma nova configuração na rede elétrica, com uma proposta de geração limpa através de painéis fotovoltaicos e armazenadores de energia para regulação e melhoramento da geração;
2. Redução dos impactos gerados à rede elétrica com a inserção desse modelo de geração;
3. Melhorias e soluções para a qualidade da energia elétrica;
4. Aumento da confiabilidade e operacionalidade do sistema elétrico de forma geral;
5. Análise do comportamento de armazenadores de energia em sistemas elétricos de potência;
6. Antecipação e soluções aos distúrbios do sistema elétrico;
7. Viabilização da execução de projetos voltados à geração distribuída e *smart-grids*;
8. Aumento da eficiência da utilização de painéis fotovoltaicos e melhorias no aproveitamento energético;
9. Melhoria no controle do fluxo de potência no sistema de distribuição e transmissão;
10. Redução do impacto da intermitência causados pela geração fotovoltaica;
11. Redução da dependência climática das fontes renováveis de energia.

1.4 Organização Textual

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos que descrevem as etapas para o desenvolvimento de simulações de uma geração distribuída de painéis fotovoltaicos com armazenadores de energia integrados à rede elétrica. Neste primeiro capítulo, foi feita uma contextualização, justificando e apresentando as motivações para o desenvolvimento do trabalho e seus objetivos.

No segundo capítulo é feita uma abordagem mais profunda sobre a energia solar fotovoltaica. Inicialmente é apresentado o princípio de funcionamento dos painéis e a sua modelagem elétrica. Em seguida, são abordados algoritmos de máxima potência e sua aplicação nos conversores dos painéis.

O capítulo 3 faz uma abordagem geral sobre armazenadores de energia, apresentando os elementos armazenadores mais utilizados. Em seguida é feita uma revisão bibliográfica sobre as baterias estacionárias, seus modelos e principais características, que tem a finalidade de apresentar o modelo de bateria proposto.

O capítulo 4 apresenta a definição de *micro-grids* e geração distribuída dentro do conceito de fontes renováveis de energia. São apresentadas as principais características e tecnologias no contexto de *smart-grids*. E por fim, são mostrados aspectos no cenário brasileiro e os seus impactos gerados na rede elétrica.

O capítulo 5 apresenta o modelo computacional simulado, a modelagem dinâmica e as estruturas de controle propostas para o sistema estudado. O sistema estudado possui um arranjo fotovoltaico de 100 [kW] de potência nominal com um banco de baterias de 2000 [Ah] para suprir cargas, sendo um sistema conectado à rede elétrica. São apresentados os resultados do estudo de caso realizado, com a finalidade de mostrar a operação do sistema, além de uma análise completa das dinâmicas de controle e resposta do sistema como um todo. Ainda são feitas análises na qualidade de energia no sistema, verificando seu comportamento.

Finalmente, no capítulo 6, são feitas as conclusões e são apresentadas propostas de continuidade deste trabalho.

2. SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os conceitos gerais sobre o painel fotovoltaico e sua modelagem elétrica, abordando o princípio de funcionamento da célula solar e seus arranjos. Também serão abordados os principais algoritmos de busca do ponto de máxima potência utilizados e sua aplicação aos conversores.

2.2 O Painel Fotovoltaico

2.2.1 Contextualização da Energia Fotovoltaica

O dispositivo fotovoltaico converte a energia solar diretamente em eletricidade, sendo a célula fotovoltaica o elemento fundamental da geração. As células agrupadas formam módulos fotovoltaicos. O conjunto de módulos produzem conjuntos ou arranjos fotovoltaicos, que geralmente são conectados à conversores eletrônicos para serem devidamente integrados à rede. O estudo realizado visa utilização de módulos e conjuntos fotovoltaicos que são dispositivos comercialmente disponíveis (VILLALVA; GAZOLI, 2009)

Os primeiros dispositivos fotovoltaicos foram baseados em selênio sólido, que possuíam uma eficiência de aproximadamente 1%, desenvolvidos por Fritts. Com a modernização da conversão fotovoltaica começou-se a utilização da célula monocristalina de silício com rendimento de 6%. A partir disso, a célula fotovoltaica de silício ganha destaque e são realizados vários estudos para o aumento da sua eficiência. O silício monocristalino, a princípio, possui baixo coeficiente de absorção de luz. Assim, são necessários vários estágios de purificação para melhorar sua absorção, por fim, é obtido uma eficiência de até 24%. Com a chegada do silício policristalino, que possui um custo benefício maior, os painéis fotovoltaicos de silício se tornaram a topologia mais aplicada comercialmente. Pois, além de ser um material abundante no planeta, permite uma ampla exploração do mesmo (CUPERTINO, 2015).

A célula fotovoltaica ainda não possui a eficiência necessária para competir com combustíveis fósseis e outras fontes de energia limpa como a hidroelétrica e a eólica. Porém, a geração fotovoltaica tem apresentado um grande desenvolvimento e aplicação em pesquisas para melhorias na sua geração, de forma a se tornar uma tecnologia economicamente atraente. Podendo se expandir de forma generalizada para todos lugares com grande incidência solar.

O silício policristalino possui uma fabricação mais barata, e atinge uma eficiência comercial entre 15% e 20%, em comparação com o silício monocristalino que possui fabricação

mais refinada, o que o torna mais caro, porém o seu rendimento é maior. Assim numa produção em larga escala as células policristalinas são mais interessantes. Entretanto o silício amorfo, não cristalino, tem chamado atenção recentemente pelo processo de produção e custo de manufatura em comparação com a tecnologia convencional. Sendo assim, pode-se dividir os dispositivos fotovoltaicos em três gerações de acordo com o material utilizado. A primeira geração são os módulos de silício monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si) que representam mais de 85% do mercado atual. Possuindo eficiência comercial de 20% e 15% respectivamente (ASSOCIATION, 2014).

A segunda geração é baseada em filmes finos que representam cerca de 10% do mercado fotovoltaico. Eles são divididos em módulos de silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS). Nesse caso, o custo de produção é menor que o da geração anterior, porém alguns materiais utilizados na produção desses filmes são tóxicos. Os filmes finos têm a vantagem de se adaptarem facilmente as construções e se adaptarem as irregularidades ou inclinações, permitindo assim uma instalação mais abrangente (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011).

A terceira geração de fotovoltaicos que está em desenvolvimento. São células fotovoltaicas multijunção, células para concentração (CPV), células sensibilizadas por corantes (DSSC) e células orgânicas e poliméricas (OPV). Esse tipo de dispositivo pode chegar a uma eficiência de 40%, trazendo o benefício em relação ao espaço utilizado, porém o custo de produção ainda o torna inviável. É muito provável que futuramente essa tecnologia seja amplamente aplicada por sua alta eficiência (CIESIELSKA et al., 2011; ASSOCIATION, 2014).

2.2.2 A Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é basicamente a formação de um diodo de junção $p - n$, que ao absorver a radiação da luz libera portadores de carga, elétrons, que pulam para camada de condução e que de forma orientada dão origem a uma corrente elétrica num circuito fechado (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Albert Einstein fez a descoberta do efeito fotoelétrico, que diz o fóton incidente pode emitir a energia necessária para excitar os elétrons covalentes do semicondutor, permitindo a liberação de elétrons, um fenômeno que pode ser comparado a fotossíntese das plantas. Assim, o efeito fotoelétrico consiste na absorção de radiação solar pelo semicondutor com a liberação de portadores de carga que possuem um fluxo organizado, que formam uma corrente elétrica

nos terminais do dispositivo. A Figura 2.1 apresenta uma representação de uma célula fotovoltaica.

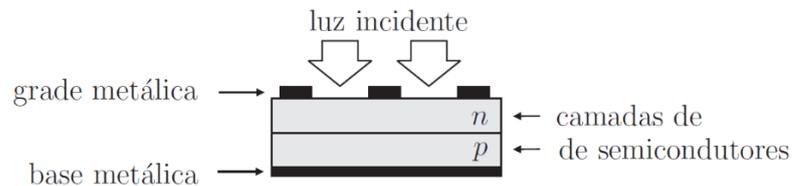


Figura 2.1 – Esboço de uma célula fotovoltaica (VILLALVA, 2010).

A célula fotovoltaica é formada por uma base metálica que apoia as camadas de semicondutores $p - n$, que por sua vez estão separadas por grades metálicas onde existe a incidência de luz. A taxa de fluxo de pares de elétrons e lacunas no semicondutor está em função do fluxo luminoso que incide sobre a célula e pela sua capacidade de absorção de fótons. Por sua vez, essa capacidade está relacionada com a banda de energia do semicondutor, com o índice de reflexão da célula, concentração de portadores de carga, mobilidade eletrônica, temperatura e muitos outros fatores que formam as características intrínsecas do dispositivo fotovoltaico.

O dispositivo fotovoltaico precisa então da radiação solar para ser excitada e assim realizar a conversão de energia. A radiação solar é variante no tempo e possui fótons de diferentes níveis de energia, assim se o fóton possuir um nível de energia menor que a banda de energia do semicondutor, esta não será aproveitada para geração de energia. O mesmo acontece quando o nível de energia do fóton é maior que a banda de energia da célula, essa energia excedente será dissipada na forma de calor.

Uma célula individual possui uma geração mínima, sendo necessárias associações em série e paralelo para aumentar a tensão e a potência gerada por estas associações. O painel fotovoltaico é o conjunto organizado das células, que são colocadas em série para aumento da tensão, onde a tensão final se torna a soma de todas as tensões individuais das células. Quando organizado em paralelo, visa o aumento da capacidade gerada, a corrente final se torna a soma de todas as correntes geradas pelas células. Neste ponto a associação em série pode se tornar um problema quando existe sombreamento parcial, limitando todo o painel a menor corrente da célula que sofre o sombreamento. Assim é necessário analisar os arranjos dos painéis de forma a se procurar o arranjo mais robusto (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011).

Para o estudo do modelo elétrico do painel fotovoltaico é necessário apenas mostrar sua dependência quanto a irradiação e a temperatura de forma que o modelo seja satisfatório para simulações. Então, torna-se desnecessário para este trabalho o aprofundamento dos princípios de funcionamento das células fotovoltaicas.

2.2.3 Circuito Elétrico Equivalente

O painel fotovoltaico pode ser representado através de um circuito elétrico como apresentado na Figura 2.2. O painel é representado como uma fonte de corrente I_{pv} em paralelo com um diodo, que possui uma queda de tensão V_{oc} . Ainda é adicionada uma resistência em série R_{sm} , que representam as perdas por queda de tensão da corrente que flui para a carga e uma resistência em paralelo representando as perdas pela corrente de fuga reversa do diodo R_{pm} (ADHIKARI; LI, 2014).

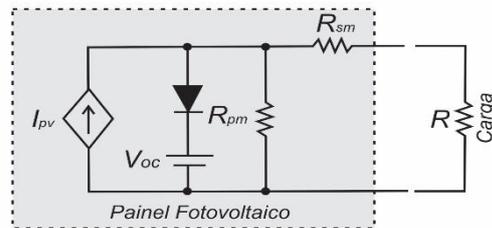


Figura 2.2 – Circuito elétrico equivalente do painel fotovoltaico.

Com esse modelo elétrico, podem ser geradas curvas características do PV, que são o resultado do comportamento elétrico deste modelo. A Figura 2.3 apresenta uma representação gráfica da curva característica do PV, que possui alguns pontos importantes: ponto de máxima potência (V_{mp}, I_{mp}), tensão de circuito aberto ($V_{oc}, 0$) e corrente de curto-circuito ($0, I_{sc}$) (VILLALVA, M. G.; GAZOLI, 2009).

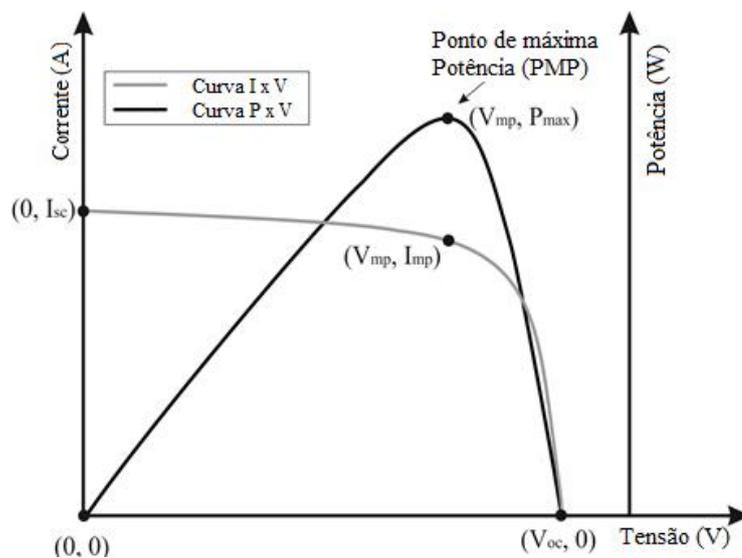


Figura 2.3 – Curva característica do painel fotovoltaico.

Sendo assim, pode ser proposta uma equação para o modelo fotovoltaico a partir da relação entre a tensão de saída do painel com sua corrente descrita em (2.1.1).

$$I = I_{pv} - I_0 \left(e^{V + I R_{sm} / m V_t} - 1 \right) - \frac{V + I R_{sm}}{R_{pm}} \quad (2.1.1)$$

Sendo I_{pv} a corrente fotovoltaica e I_0 a corrente de saturação reversa do diodo e sendo estas correntes correspondentes a contribuição de cada conjunto de arranjos conectados em paralelo no módulo fotovoltaico. m é a constante de idealidade do diodo que está na faixa $1 \leq m \leq 1,5$, onde um diodo ideal possui $m = 1$. V_t é a tensão térmica do diodo e pode ser expressa por (VILLALVA, M. G.; GAZOLI, 2009):

$$V_t = \frac{N_s k T}{q} \quad (2.1.2)$$

Onde N_s é o número de células conectadas em série, k é a constante de Boltzman, T é a temperatura da junção $p - n$ e q é a carga elétrica básica.

Em (2.1.3) é mostrado I_{pv} , que é diretamente proporcional a irradiação G e a variação de temperatura dado por $\Delta T = T - T_{ref}$, sendo T a temperatura de operação do painel e T_{ref} a temperatura de referência.

$$I_{pv} = (I_{pv_{ref}} + K_i \Delta T) \frac{G}{G_{ref}} \quad (2.1.3)$$

$I_{pv_{ref}}$ é a corrente fotovoltaica nas condições nominais, geralmente adotadas como $G_{ref} = 1000 [W/m^2]$ e $T_{ref} = 25 [^\circ C]$. $K_i [A/K]$ é o coeficiente de variação da corrente fotovoltaica em relação a temperatura.

$$I_{pv_n} = I_{sc_{ref}} \left(\frac{R_{pm} + R_{sm}}{R_{pm}} \right) \quad (2.1.4)$$

$I_{sc_{ref}}$ é a corrente de curto-circuito nas condições de referência. E assim, a corrente reversa do diodo I_0 depende fortemente da temperatura, como apresentado em (2.1.5).

$$I_0 = I_{0_{ref}} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot e^{\left[\frac{q E_g}{m k} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.5)$$

E_g é a energia da banda de condução do semicondutor. $I_{0_{ref}}$ é a corrente de saturação reversa de referência obtida a partir de (2.1.6) (VILLALVA, M. G.; GAZOLI, 2009).

$$I_{0_{ref}} = \frac{I_{sc_{ref}}}{e^{\left(\frac{V_{oc_{ref}}}{m V_{t_{ref}}} \right)} - 1} \quad (2.1.6)$$

Onde $V_{oc_{ref}}$ é a tensão de circuito aberto de referência e $V_{t_{ref}}$ é a tensão térmica de referência para temperatura T_{ref} .

Foi proposto por (VILLALVA, M. G.; GAZOLI, 2009) um algoritmo de ajuste das resistências R_{pm} e R_{sm} , que facilita a obtenção do modelo completo do painel. O algoritmo proposto se baseia no fator de idealidade do diodo ser irrelevante para os valores de máxima potência da tensão e da corrente, podendo ser ajustado posteriormente sem afetar o modelo. E a outra condição é que existe apenas um valor de R_{pm} e R_{sm} que fornece o valor de máxima potência do modelo em relação à máxima potência dada pelo fabricante.

Assim é escrita a resistência R_{pm} no ponto de máxima potência do painel fotovoltaico (VILLALVA, M. G.; GAZOLI, 2009):

$$R_{pm} = \frac{V_{pm}(V_{pm} + R_{sm}I_{pm})}{V_{pm}I_{pv} - V_{pm}I_0 \left[e^{\left(\frac{V_{pm} + R_{sm}I_{pm}}{mV_t}\right)} - 1 \right] + V_{pm}I_0 - P_{max_e}} \quad (2.7)$$

A partir da equação (2.1.7), a resistência R_{sm} é incrementada de forma iterativa, que compara a potência do modelo P_{max_m} e a potência máxima real P_{max_e} fornecida pelo fabricante. Este processo é realizado até que esses valores se aproximarem do requerido. Assim, ao final do processo é possível obter o valor de m para minimizar os erros quadráticos médios entre os valores experimentais e o do modelo (VILLALVA, M. G.; GAZOLI, 2009).

A título de exemplificação, a Tabela 2.1 apresenta os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico Kyocera SM48-KSM que são dados pelo fabricante e o cálculo das resistências do seu modelo.

Tabela 2.1 – Principais parâmetros do painel Kyocera de 48 [W].

Painel Fotovoltaico – Kyocera SM48-KSM	
Parâmetros	Valor
Potência Nominal – P_{max_e}	48 [W]
Tensão de circuito aberto – V_{oc}	22,1 [V]
Corrente de Curto Circuito – I_{sc}	2,89 [A]
Número de Células em Série – N_s	36
Tensão de Máxima Potência – V_{mp}	18,6 [V]
Corrente de Máxima Potência – I_{mp}	2,59 [A]
Coefficiente da Temperatura do I_{sc} – K_i	0,001661 [A/K]
Coefficiente da Temperatura do V_{oc} – K_v	-0,0701 [V/K]
Fator Idealidade do Diodo – m	1,05
Resistência paralelo – R_{pm}	104,903 [Ω]
Resistência série – R_{sm}	0,251 [Ω]

A Figura 2.4 apresenta as curvas características em relação a potência e tensão do painel apresentado na Tabela 2.1, com variações de irradiação, mostrando os pontos de máxima potência para cada nível. Neste caso, mantendo a temperatura constante em 25 [°C] é possível notar uma maior sensibilidade na corrente do painel.

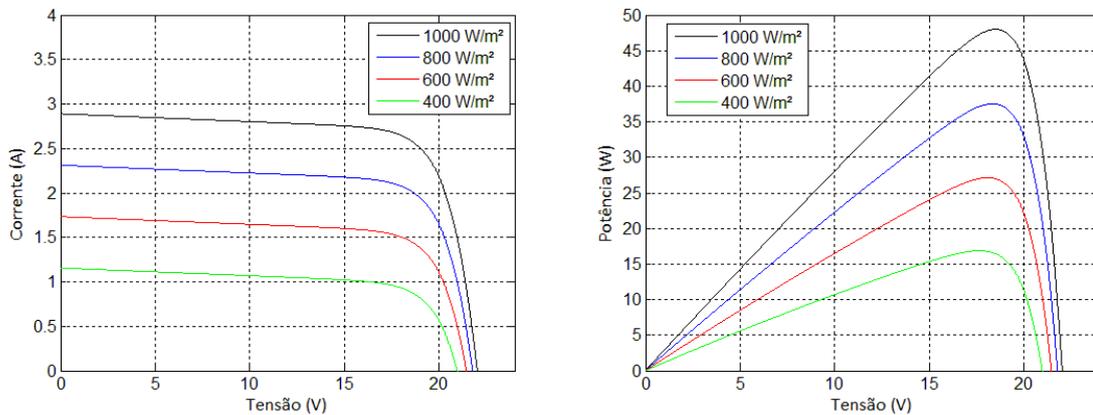


Figura 2.4 – Curvas características do Kyocera SM48-KSM com variações de irradiação para $T = 25$ [°C].

A Figura 2.5 apresenta então as curvas características com variações na temperatura do dispositivo, que também provoca alterações nos pontos de máxima potência. A temperatura causa variações de forma mais intensa na tensão do painel, e a irradiação foi mantida em 1000 [W/m²].

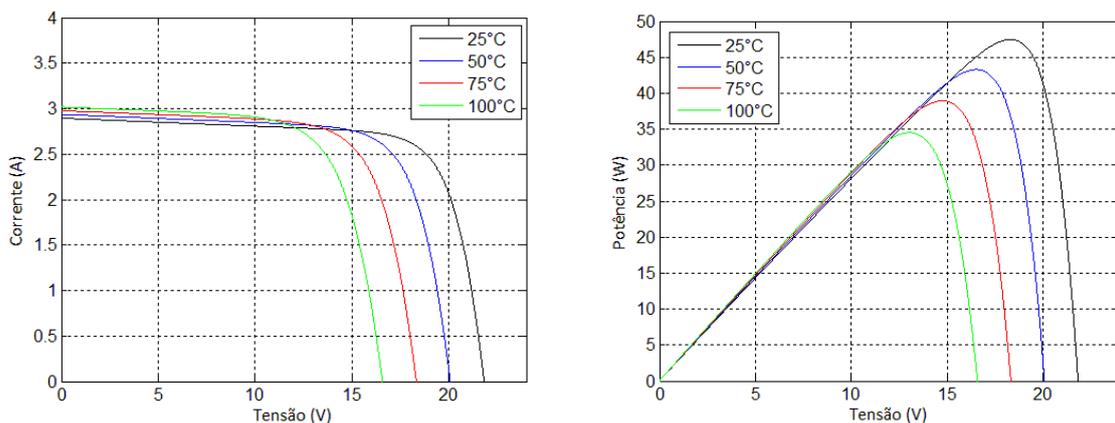


Figura 2.5 – Curvas características do Kyocera SM48-KSM com variações na temperatura para $G = 1000$ [W/m²].

Os painéis fotovoltaicos podem ser aplicados de várias formas, em alguns casos a tensão disponível no painel é aplicada diretamente nas cargas. Porém, a alimentação dessas cargas deve ser em corrente contínua (CC), pois o painel produz energia em corrente contínua (CC). De forma geral, os sistemas fotovoltaicos possuem conversores eletrônicos que podem

alimentar cargas na forma de tensão alternada (CA) e dessa maneira também podem ser integradas na rede elétrica quando atendem os requisitos de tensão, frequência e distorção harmônica permitida (FARRET, 2006).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas conectados à rede elétrica e sistemas isolados. Ambos sistemas podem possuir armazenadores de energia com controladores de carga, que controlam as descargas da bateria de acordo com as exigências da carga. A principal característica de um sistema isolado é possuir o painel fotovoltaico como única fonte de energia e assim, com a necessidade mais evidente do uso de armazenadores.

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica atua como uma fonte complementar de energia, de forma que a energia produzida é adequada por um conversor eletrônico que realiza o sincronismo com a rede de forma a injetar a energia ao sistema. Nestes casos, o uso de armazenadores não se torna tão evidente, mas pode ser tornar muito útil para regulação da potência gerada, melhorando os índices de qualidade da energia elétrica, como será abordado posteriormente (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011).

Ainda é possível existir topologias de sistemas fotovoltaicos híbridos que atuam de forma conectada e isolada da rede elétrica. É mais comum o uso de armazenadores de energia para garantir a alimentação da carga nos casos de isolamento e baixa produção fotovoltaica. Neste sistema, o conversor tem inteligência para detectar a ausência da rede elétrica e produzir seu próprio controle de tensão e frequência. No momento de retorno da rede é feito novamente o sincronismo para voltar ao modo de operação normal.

Outra característica dos sistemas fotovoltaicos é quanto à sua distribuição, sendo que, eles podem ser centralizados, através de fazendas solares de grande porte. E podem ser descentralizados, com geração de pequeno porte, distribuídos ao longo da rede em residências, comércios e indústrias. As figuras a seguir mostram exemplos dos arranjos típicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e isolado.

Os conversores eletrônicos são necessários para conectar o sistema fotovoltaico à rede elétrica, porém os conversores podem exercer outras funções. O conversor permite o painel fotovoltaico trabalhar regularmente na máxima potência, ou seja, o conversor encontra uma nova referência de máxima potência para cada ponto de operação, extraindo do painel sua máxima potência. Esse rastreamento é feito por um algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que tem a função de fazer o painel trabalhar no seu ponto de máximo rendimento (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011).

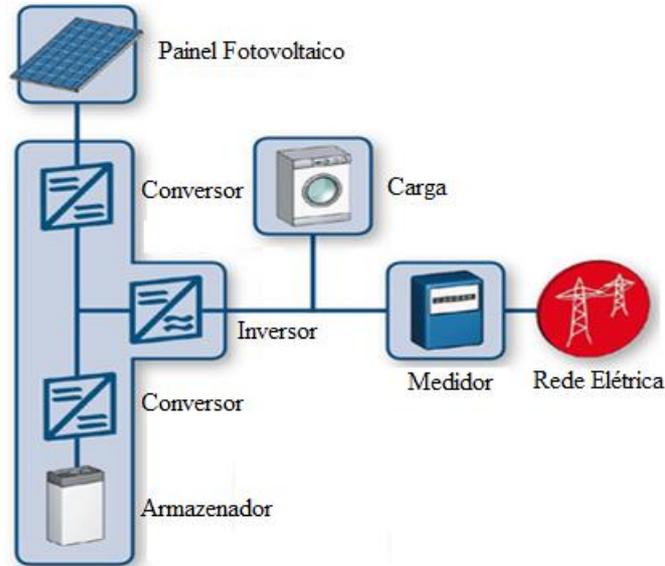


Figura 2.6 – Configuração de um PV com armazenadores de energia conectados à rede elétrica.

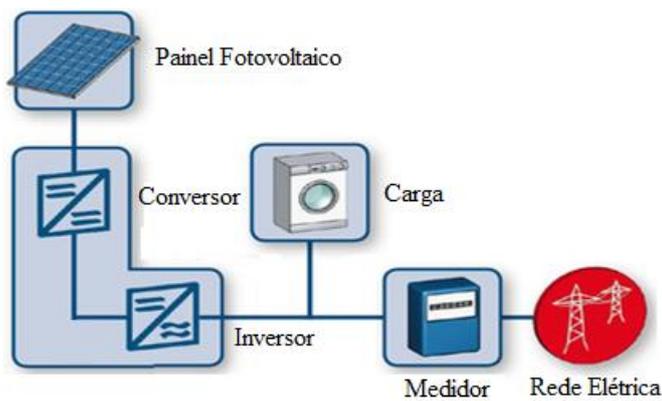


Figura 2.7 – Configuração de um PV sem armazenamento conectado à rede elétrica.

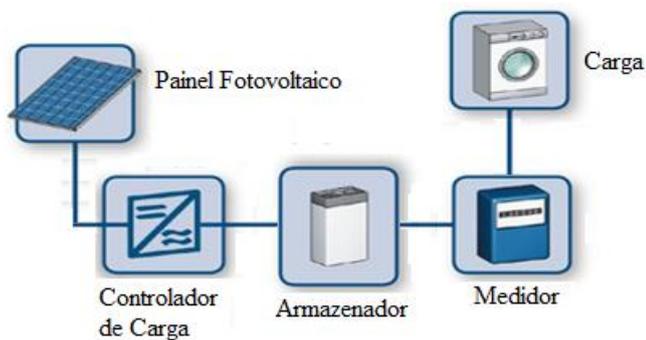


Figura 2.8 – Configuração de um sistema fotovoltaico isolado ou autônomo.

Outro requisito muito importante para o conversor é a detecção da perda da rede elétrica, ou seja, a detecção de um ilhamento do sistema. Isso é necessário para garantir a segurança e o bom funcionamento do sistema, pois se o conversor não for desconectado, a rede continua energizada e pode trazer perigo as pessoas num caso de manutenção. Nesta situação, ainda é

possível danificar equipamentos sensíveis às variações de tensão e frequência, já que o painel provavelmente não tenha capacidade de alimentar toda rede a que está conectado.

A ação de anti-ilhamento deve ser eficaz e atuar de forma rápida para evitar tais danos na rede e em equipamentos, desconectando-se automaticamente. A exceção está num caso de uma *micro-grid*, onde é possível se isolar do sistema num caso de falta e alimentar as cargas locais com o devido controle de tensão e frequência. De forma que a potência injetada pelo PV seja capaz de suprir as cargas demandadas e no momento de reestabelecimento da rede seja possível realizar o sincronismo com a rede (FARRET, 2006).

2.3 Rastreamento da Máxima Potência (MPPT)

Realizar o rastreamento da máxima potência é algo muito importante em sistemas fotovoltaicos, pois ele é responsável pela extração da máxima potência, ajustando o sistema para os diferentes pontos de operação, permitindo o funcionamento ótimo do painel.

A potência fornecida pelo painel pode sofrer variações ao longo do dia, que são causadas por efeitos temporais, como sombreamento parcial ou total, insolação, nascer e pôr do sol. Esses fatores alteram o ponto de operação do sistema, mudando a curva característica de tensão e de corrente do painel que, por conseguinte altera seu ponto de máxima potência. Assim, é necessário rastrear o ponto de máxima potência naquele instante para obter o máximo rendimento em todas as situações práticas (CUPERTINO, A. F., 2015).

O controle deve sempre fazer o painel trabalhar na sua região de máxima potência, ou seja, para cada nível de irradiação emitida sobre o painel, existe uma tensão V_{mp} e uma corrente I_{mp} que produz a máxima potência P_{mp} neste ponto. O MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), fornece a referência de tensão e de corrente para o controlador, que por sua vez deve regular a tensão e a corrente desejada nos terminais do dispositivo. Muitos dos modelos fotovoltaicos com conversores CC-CC realizam o controle direto do ciclo do trabalho do conversor e não empregam a regulação adequada de tensão e corrente, o que pode sobrecarregar o conversor, aumentando as perdas.

No caso de painéis solares é possível fazer o controle tanto da tensão como da corrente, pois são influenciados por diferentes fatores externos. A variação de irradiação no painel traz maior influência sobre a corrente do mesmo e a variação na temperatura do módulo fotovoltaico traz maior influência sobre a tensão do painel como pode ser visto na Figura 2.9. É notado a linearização dos pontos de máxima potência em relação a irradiação e temperatura respectivamente. É possível fazer uma linearização de todos esses pontos e até mesmo uma

interpolação para obter pontos de máxima potência que não estão evidenciados na curva do painel (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Torna-se mais fácil realizar o controle no modo de tensão para compensadores lineares, pois as variações de irradiações são mais relevantes no sistema e ocorrem com mais frequência e de forma mais brusca. Já as variações de temperaturas são mais brandas e ocorrem com menor frequência, fazendo com que o controle se torne mais simples sendo referenciado na tensão (NETO et al., 2014).

No caso do controle não linear, não existe essa preocupação com um ponto de operação e a linearização na modelagem do sistema. Pois, a referência do controle pode ser diretamente da tensão do painel e da corrente no indutor do sistema, para todas variações realizadas. O que torna o controle não linear mais robusto, por fornecer de maneira direta a máxima potência numa ampla faixa de atuação.

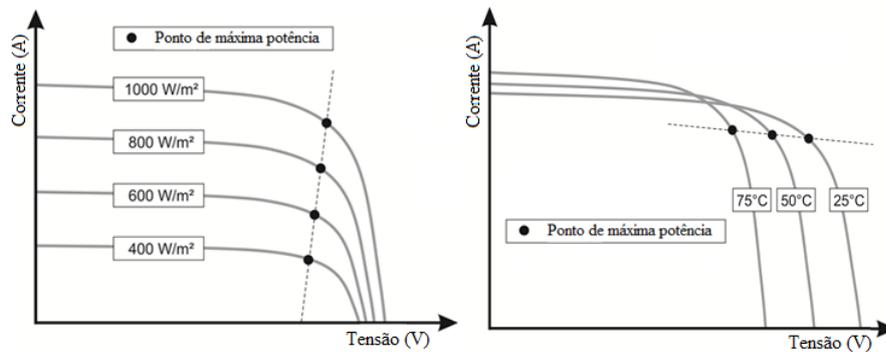


Figura 2.9 – Linearização dos pontos de máxima potência do painel.

A seguir serão abordados métodos conhecidos de rastreamento de máxima potência. Existem diversos métodos na literatura, alguns conhecidos por sua simplicidade e robustez. O maior desafio é conseguir operar quando as condições de operação não são uniformes e existem diferenças físicas entre um conjunto de painéis. Por exemplo, as variações ocasionadas por sombreamentos parciais, neste ponto os algoritmos falham e se tornam pouco eficientes. Para minimizar esses efeitos podem ser feitas modulações individuais de MPPT's. Cada painel possui um seguidor individual, isso minimiza satisfatoriamente o erro e diminui o problema de sombreamentos parciais, porém esse método possui maior custo de construção.

2.3.1 Perturbação e Observação

O algoritmo mais simples e que possui ótimo desempenho para se rastrear o ponto de máxima potência de um sistema fotovoltaico é chamado de Perturbação e Observação. Deste método derivam vários outros, ele também é o mais implementado pela sua simplicidade e

desempenho, que permite o sistema ser de baixo custo. E ainda é a maneira conceitualmente mais simples de se produzir um seguidor de máxima potência (BOLLEN; HASSAN, 2011).

O método consiste em produzir perturbações na corrente e tensão do painel, e observar a potência. Se a potência aumentar, a perturbação continua no mesmo sentido da perturbação anterior, se a potência diminuir, faz-se a perturbação no sentido oposto ao sentido anterior. Assim, o algoritmo trabalha sempre próximo do ponto de máxima potência. A Figura 2.10 ilustra o método de P&O (VILLALVA, M., 2010).

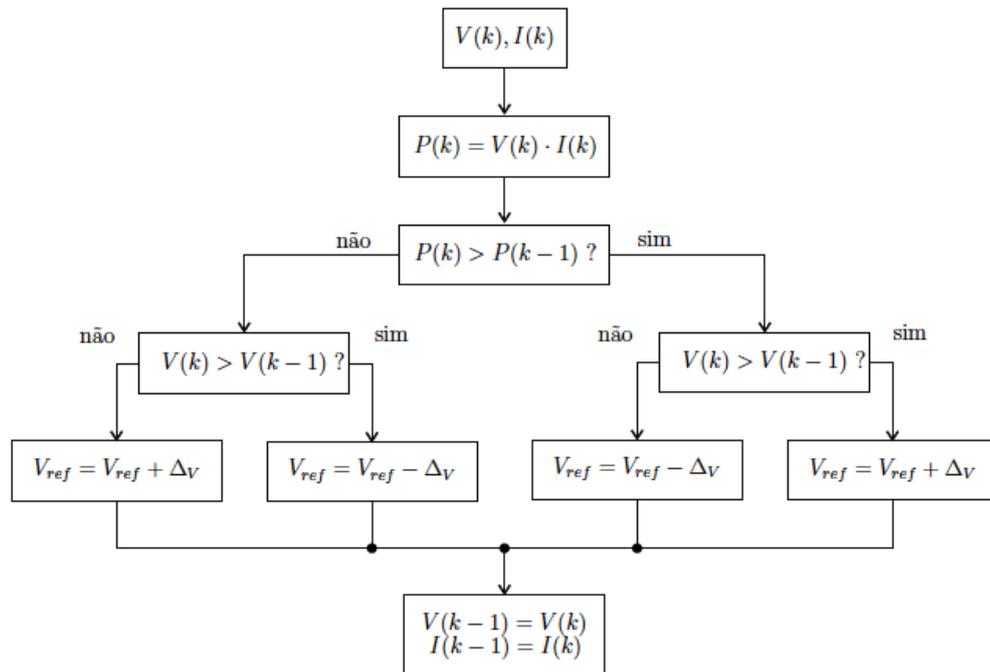


Figura 2.10 – Esquema do algoritmo P&O (VILLALVA, 2010).

2.3.2 Condutância Incremental

O algoritmo de condutância incremental é citado como o melhor dentre os de perturbação em sistemas fotovoltaicos. Possuindo certa simplicidade na sua implementação e uma rápida resposta para variações na irradiação. O grande problema deste algoritmo é a dificuldade de encontrar o ponto de máxima potência em sombreamentos parciais e irradiações irregulares no painel (ADHIKARI; LI, 2014).

Nesse método, o seguidor se baseia na curva $P \times V$ do painel, calculando a derivada da potência em relação a tensão do mesmo. Quando a derivada for igual a zero, o painel está trabalhando no ponto de máxima potência do circuito. Isso permite minimizar erros de regime permanente do MPPT, já que ele sofre menos perturbações que outros métodos. O método realiza o cálculo da derivada da potência, como está descrito e expandido em (2.2.1).

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \approx I + \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0 \quad (2.2.1)$$

A decisão do algoritmo é tomada pelo valor da condutância incremental $\Delta I/\Delta V$ comparado com a condutância instantânea I/V . Se $\Delta I/\Delta V = -I/V$ o sistema está no ponto de máxima potência, se $\Delta I/\Delta V > -I/V$ o sistema está à esquerda do ponto de máxima potência e se $\Delta I/\Delta V < -I/V$ o sistema está à direita do PMP. Com isso é possível montar o esquema ilustrado na Figura 2.11.

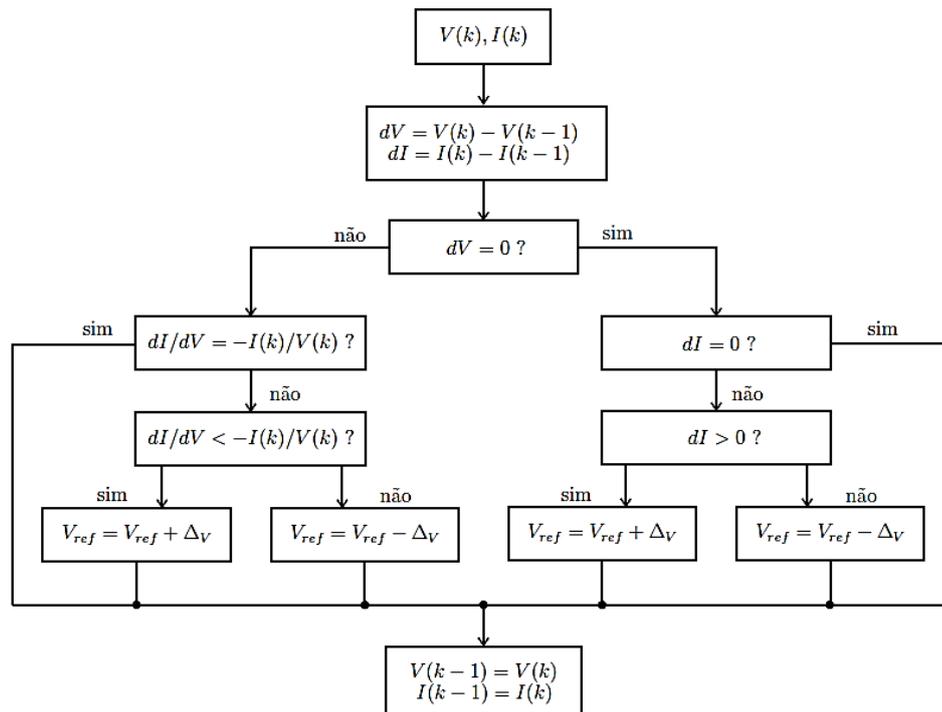


Figura 2.11 – Algoritmo da condutância incremental (VILLALVA, 2010).

2.3.3 Fração de Tensão de Circuito Aberto

O método de fração de tensão de circuito aberto consiste em se fixar a tensão do painel fotovoltaico num valor pouco menor que a sua tensão de circuito aberto V_{oc} . A relação é explicitada em (2.2.2).

$$V_{mp} \approx V_{oc} k_v \quad (2.2.2)$$

Onde k_v é uma constante dependente das características do dispositivo, sendo calculada num valor entre 71% e 76% da tensão de circuito aberto V_{oc} do painel. Esse valor deve ser calculado de forma experimental, sendo necessário o cálculo para cada painel a ser instalado, o

que o torna pouco geral. Uma vez que o valor da constante é calculado, o conversor é desligado para obtenção do novo valor de V_{oc} e assim processo se repete.

Esse método acarreta em várias perdas de energia devido o desligamento do conversor, além do intervalo de tempo da medição fazer com que o sistema trabalhe fora do ponto de máxima potência nesses intervalos. Em sombreamentos a relação de k_v deixa de ser válida, o que inviabiliza ainda mais o método (VILLALVA, M., 2010).

2.3.4 Fração de Corrente de Curto-Circuito

O método de fração de corrente de curto-circuito é bem similar ao método da tensão, porém ele pode ser considerado mais eficiente pois sua relação é mais exata.

$$I_{mp} = I_{sc}k_i \quad (2.2.3)$$

A relação da corrente de curto circuito é linear à corrente de máxima potência, o que não acontece no método anterior, entretanto o valor de k_i não é constante e pode variar em função das condições de operação do painel. Além disso, o controle de corrente é mais complexo que o de tensão, sendo este último sempre mais desejável, então isso torna o método também pouco aplicado.

Várias outras técnicas têm surgido na literatura para melhorar o rendimento do painel fotovoltaico, pois se trata de uma fonte de energia cara e métodos com repostas mais precisas e rápidas podem trazer muitos benefícios a esta geração. Porém, o que acontece com alguns métodos é a sua aplicação restrita e muitas vezes específica. O que requer, muitas vezes, sensores de temperatura e irradiação, tornando o custo muito elevado, inviabilizando tais métodos.

Uma técnica considerada rápida, que pode ser usada como uma alternativa em relação às tradicionais é a técnica analógica de correlação da ondulação do chaveamento do conversor. Ela permite um baixo custo por sua aplicação em eletrônica analógica (CUPERTINO, A. et al., 2012).

2.4 Aplicação de Conversores em PV's

Os conversores eletrônicos possuem funções muito importantes na geração fotovoltaica, realizando o controle do painel de forma completa. A Figura 2.12 apresenta a configuração de um conversor aplicado aos terminais de saída de um módulo fotovoltaico. O conversor CC-CC possui tensão de saída constante e tensão de entrada variável, o que permite a regulação do

ponto de operação do dispositivo. O bloco de controle do MPPT monitora a potência para operação do sistema na máxima potência (FARRET, 2006).

No caso de um conversor *buck*, a tensão de entrada é controlada, pois a corrente de entrada do conversor é descontínua e o capacitor filtra a corrente, estabilizando a tensão. Outra alternativa é o controle da corrente de saída do conversor monitorando sua potência de saída, maximizando a potência incluindo o painel fotovoltaico e o conversor (WALKER; SERNIA, 2004).

No caso de um conversor *boost*, a corrente do indutor e a corrente de saída são a mesma e assim o algoritmo atua diretamente no controle de corrente deste dispositivo.

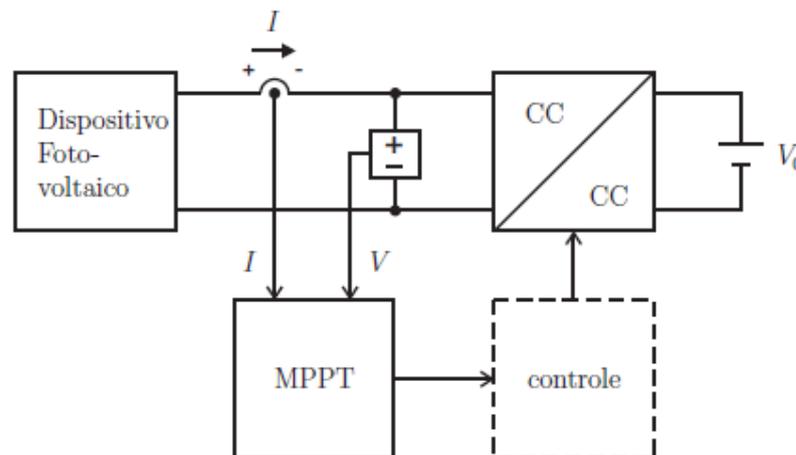


Figura 2.12 – Conversor CC-CC com MPPT alimentado por um painel fotovoltaico.

Nessas topologias de conversores, pode-se observar que o algoritmo MPPT possui uma resposta para cada tipo de controle. Por exemplo, se for analisado a saída do conversor, a potência do sistema é maximizada incluindo a eficiência do conversor. Se for analisada a entrada do conversor apenas o painel irá trabalhar com máxima eficiência.

No caso do algoritmo de P&O, a resposta dinâmica é lenta e sempre existe um erro em regime permanente, que depende do degrau de incremento e da taxa de amostragem. Quando o incremento é pequeno o suficiente, o erro em regime diminui de forma satisfatória, porém o controle fica mais lento para variações do ponto de operação, para deixá-lo mais rápido em oscilações é necessário aumentar a taxa de amostragem do controle. Assim, pequenos incrementos deixa o controle mais estável e preciso, de forma que o controle seja feito diretamente no ciclo de trabalho do conversor. Já a taxa de amostragem deve ser otimizada em função do comportamento dinâmico do conversor, analisando seu tempo de resposta (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011).

A Figura 2.13 apresenta um dispositivo fotovoltaico conectado a um conversor *boost*. Nesta topologia o algoritmo MPPT recebe um sinal da tensão no painel V e da corrente no indutor I , que neste caso, é igual a corrente do painel. Assim, o MPPT gera uma referência de máxima potência para corrente do indutor I_{ref} . É feito o cálculo do ciclo de trabalho (*duty*) necessário para a chave eletrônica do conversor e através do PWM esse sinal é injetado ao dispositivo semiconductor do conversor.

Neste caso, a tensão de saída do conversor *boost* V_0 é mantida constante, isso pode ser bastante útil quando esta saída está ligada ao barramento CC (*link DC*) de um inversor. Pois, desta maneira, o sistema atua de forma mais estável. A inserção de um capacitor na saída ajuda na estabilização da tensão V_0 (BOLLEN; HASSAN, 2011).

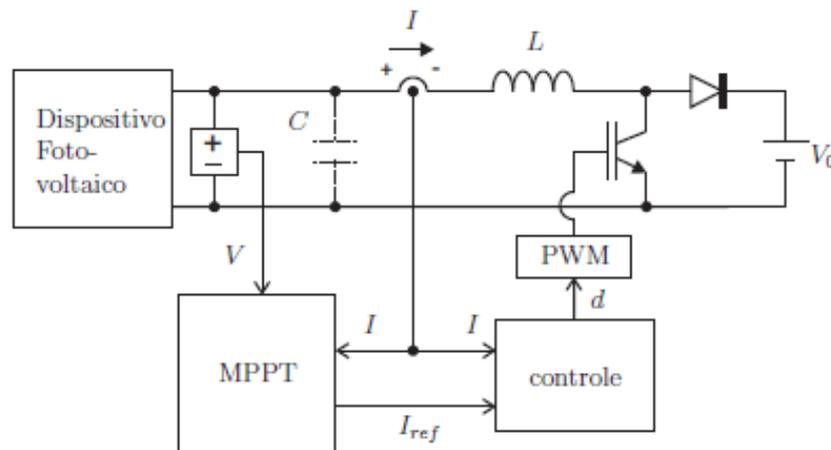


Figura 2.13 – MPPT realizando controle de um PV através de um conversor *boost*.

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram abordados os conceitos de sistemas fotovoltaicos e a introdução do seu princípio de funcionamento. Foi apresentada a modelagem elétrica de um painel fotovoltaico, que se baseia numa fonte de corrente, e como são geradas suas curvas características. Além disso, foram mencionadas técnicas de rastreamento de máxima potência, apresentando topologias simples e robustas que permitem uma boa aplicação comercial. Dois algoritmos foram destacados, P&O, pela sua simplicidade e condutância incremental, pela sua resposta dinâmica rápida e eliminação do erro em regime permanente. O algoritmo de condutância incremental foi o método escolhido para este trabalho.

3. ARMAZENADORES DE ENERGIA

3.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os elementos armazenadores de energia mais conhecidos e estudados para aplicação em sistemas de potência. Serão abordadas suas principais características e onde podem ser aplicados de forma otimizada. Também será exposto a modelagem de baterias para aplicação em sistemas fotovoltaicos, apresentando os impactos da inserção de armazenadores em conjunto de fontes renováveis de energia.

3.2 Introdução aos Armazenadores de Energia

Os recentes desenvolvimentos e avanços em armazenamento de energia e eletrônica de potência permite a utilização destas tecnologias como uma solução viável para aplicações em sistemas de potência. Conferindo uma série de vantagens, entre elas se destacam maior confiabilidade, estabilidade e melhoria nos índices de qualidade da energia. As tecnologias viáveis incluem baterias, volantes de inércia (*flywheels*), supercapacitores e supercondutores. Essas aplicações inicialmente baseavam apenas em *no-breaks*, ou seja, reserva de energia para o caso de uma falha da geração sobre cargas importantes, mas este perfil tem mudado e suas aplicações se expandiram (FOLEYA et al., 2009).

A princípio a energia elétrica não pode ser armazenada eletricamente, porém a energia pode ser armazenada de outras formas, sendo convertidas de forma eletroquímica, cinética, campo magnético, campo elétrico e energia potencial. Assim, cada elemento armazenador possui uma unidade de conversão para transformar a energia de uma forma em outra. A capacidade de armazenamento, a relação de energia e massa (densidade de energia), a taxa de transferência de energia (fluxo de potência) e a eficiência de carga e descarga são características de reposta próprias do armazenador. Mas também são restringidas pela capacidade do conversor utilizado na unidade armazenadora (RIBEIRO, EL AL., 2001).

Neste contexto cada elemento armazenador possui características que viabilizam um tipo de aplicação ao sistema de potência. Isso basicamente está relacionado à sua capacidade de armazenamento e sua capacidade de entrega de potência ao sistema. Assim, os armazenadores podem ser classificados de acordo com a densidade de energia e fluxo de potência. A Figura 3.1 mostra um gráfico que expõe os principais modelos de armazenadores de acordo com energia e potência específica.

É possível visualizar através da Figura 3.1 que as baterias possuem a maior energia específica, ou seja, possuem grande capacidade de armazenamento com a melhor relação de

peso. Essa característica fornece muitos benefícios em se tratando de sistemas com restrição de espaço, como sistemas embarcados e carros elétricos. Já os capacitores, possuem a maior faixa de operação, com a maior capacidade de potência específica, ou seja, podem realizar grandes descargas de potência com menor peso. Esta característica é muito útil em sistemas que necessitam de grandes descargas de potência, como no sistema de transmissão. Os SMES e os *flywheels* possuem características intermediárias e podem ser aplicados de forma modular.

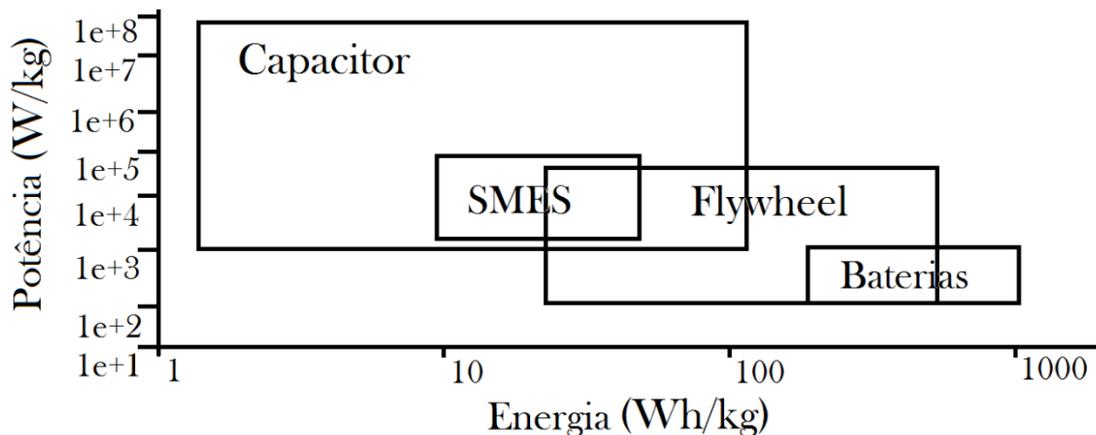


Figura 3.1 – Faixa de potência específica versus energia específica para armazenadores de energia (RIBEIRO et al., 2001).

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser classificados de duas formas, quanto a sua faixa de potência e o tempo de descarga, que corresponde a sua capacidade de armazenamento. De acordo com esses critérios, pode-se definir três utilizações principais dos armazenadores: qualidade da energia; suprimento de potência e gerenciamento da energia.

Para aplicações em qualidade da energia, o sistema de armazenamento deve prover o suporte na energia, eliminando afundamentos de tensão, flutuações de tensão, efeito *flicker* e suprimento de energia em interrupções. Para tais aplicações a potência requerida é necessária para um curto intervalo de tempo, de segundos à minutos variando a potência em poucos *kW* até poucos *MW* (SATO et al., 2014). Os elementos armazenadores mais usados para essas aplicações são;

- Vários tipos de baterias (BESS);
- Supercapacitores;
- Supercondutores (SMES);
- *Flywheels* (FES).

Relacionado ao suprimento de potência, esses sistemas devem prover fornecimento de energia ininterrupto, no caso de falhas na rede, como faltas e apagões. Esses sistemas são indispensáveis para hospitais, centros de telecomunicação, aeroportos e indústrias com cargas

sensíveis. Esse uso também pode ser aplicado para compensações de flutuações rápidas de gerações fotovoltaicas e eólicas. Os níveis de potência estão em alguns [*MW*]. Os armazenadores típicos usados são:

- Supercapacitores;
- Vários tipos de baterias.

Para o gerenciamento de energia, a principal utilização é balanço de potência, corte de picos de demanda, armazenamento de energia durante um período para posterior injeção de potência durante os períodos de maior preço. É possível também armazenar o excesso de produção das renováveis para utilização nos períodos de pico. Nestes casos, as cargas e descargas do sistema são feitas em horas do dia, então a potência demandada é da ordem de *GW* (CROW, 2012). Para esta aplicação, as principais tecnologias aplicadas são:

- Estocagem e bombeamento de água (PHS);
- Sistemas de ar comprimido (CAES);
- Baterias de grande potência.

Por causa do crescimento das flutuações de potência consumida e com crescimento de gerações voláteis como as renováveis, que possuem dependência climática, as aplicações para gerenciamento de energia estão em evidência.

Os armazenadores de energia ainda possuem algumas aplicações relacionadas aos dispositivos FACTS. Os FACTS são equipamentos baseados em eletrônica de potência aplicados aos sistemas de transmissão que permitem a flexibilização dos sistemas de potência. Estes dispositivos são basicamente conversores estáticos controlados. É possível citar vários exemplos de dispositivos FACTS, como os conversores de HVDC, compensadores reativos tiristorizados RCT e capacitores chaveados por tiristores CCT (POMILIO; DECKMANN, 2009).

Alguns novos dispositivos têm surgido, como TCSC (Compensadores Série Controlados por Tiristores), compensadores que possuem capacitores em paralelo para mudar a impedância da linha para controlar o fluxo de potência. Os SVC (*Static Voltage Controller*) são compensadores *shunt* controlados por tiristores e possuem capacitores chaveados que fazem a injeção de corrente reativa para regulação de tensão e compensação do fator de potência (BOLLEN; HASSAN, 2011).

O regulador de tensão com inversor de tensão (STATCOM), é um conversor CC/CA que injeta potência reativa na rede através de reatores capacitivos, permitindo a regulação do nível de tensão na rede. A inserção de reativo está diretamente relacionada com a capacidade de

corrente dos chaveamentos eletrônicos e os capacitores com a estabilização da tensão. Os controladores unificados de fluxo de potência (UPFC) combinam o controle série e *shunt* através de dispositivos chaveados (GTO, IGBT). De forma geral esses dispositivos possuem funções de melhoria na rede que incluem injeção de reativo, controle do perfil de tensão, injeção de potência ativa, regulação da frequência, amortecimento de distúrbios, minimização de VTCD's, diminuição dos impactos das faltas temporárias e etc.

Assim para o funcionamento dos dispositivos FACTS é necessário a utilização de armazenadores de energia para prover o suprimento e a regulação necessária, quer sejam através de capacitores ou baterias. A Figura 3.2 mostra o exemplo de um STATCOM, que possui conversores e armazenadores para flexibilização do sistema (POMILIO; DECKMANN, 2009).

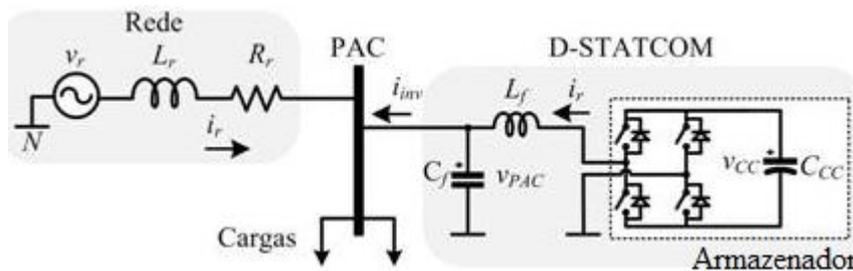


Figura 3.2 – STATCOM aplicado numa rede elétrica (POMILIO; DECKMANN, 2009).

3.2.1 Bombeamento e Turbinagem (PHS)

O processo de bombeamento e turbinagem (*Storage-Pumped*) torna o armazenamento de energia uma tecnologia mais antiga do que se imagina. Este tipo de armazenamento é bastante aplicado em vários países e está bem consolidado. O método consiste em bombear água para grandes reservatórios em posições geográficas elevadas nos períodos de baixa demanda e armazenar a água para que ela possa alimentar turbinas, auxiliando no suprimento de potência para os períodos de picos de demanda. Isso se torna bastante útil para países com base em fontes de geração constante como as usinas térmicas e nucleares. A França pode ser citada como um exemplo de aplicação, sua matriz energética é basicamente composta por usinas nucleares e a turbinagem e bombeamento é feita para regular a produção com sua demanda.

O processo é dividido em duas etapas, a primeira é a estocagem de água no reservatório, onde grandes bombas são usadas para armazenagem de água, assim o processo está amarrado ao rendimento das bombas utilizadas. A segunda etapa consiste no processo de turbinagem da água drenada para produção de energia. Na literatura pode se encontrar que a eficiência do processo de recuperação da água está em torno de 75%. A capacidade instalada em todo mundo deste tipo de armazenamento supera os 90GW, o que representa um crescimento de 12% desde 2006 (MAH et al., 2014).

Futuramente, as fontes renováveis de energia podem ser usadas para realizar bombeamento e turbinagem, podendo armazenar quantidades gigantescas de energia, dependendo da capacidade do reservatório. Uma característica desta topologia é o alto investimento inicial, pois são necessários dois reservatórios próximos com níveis diferentes de altura. Existem alguns impactos ambientais relacionados ao local de instalação, por isso esta tecnologia tem criado algumas divergências. Como a área ocupada geralmente é grande, os impactos ambientais podem ser excessivos (SATO et al., 2014).

Os principais parâmetros para construção de um PHS é o diâmetro da tubulação D , a diferença de altura entre o reservatório superior e inferior ΔH e o volume dos reservatórios. Então, é possível calcular a energia cinética e potencial produzida, a velocidade de escoamento da água, o volume de água necessário, a energia gerada e armazenada e o tempo de duração da geração e do armazenamento.

A Figura 3.3 apresenta um esquemático de um sistema de PHS, em que o fluxo de água indica se o sistema está armazenando energia ou exportando. No momento de exportação o fluxo de água flui do reservatório superior para o inferior, girando a turbina e produzindo energia. No momento de armazenamento a água flui do reservatório inferior para o superior através de bombas.

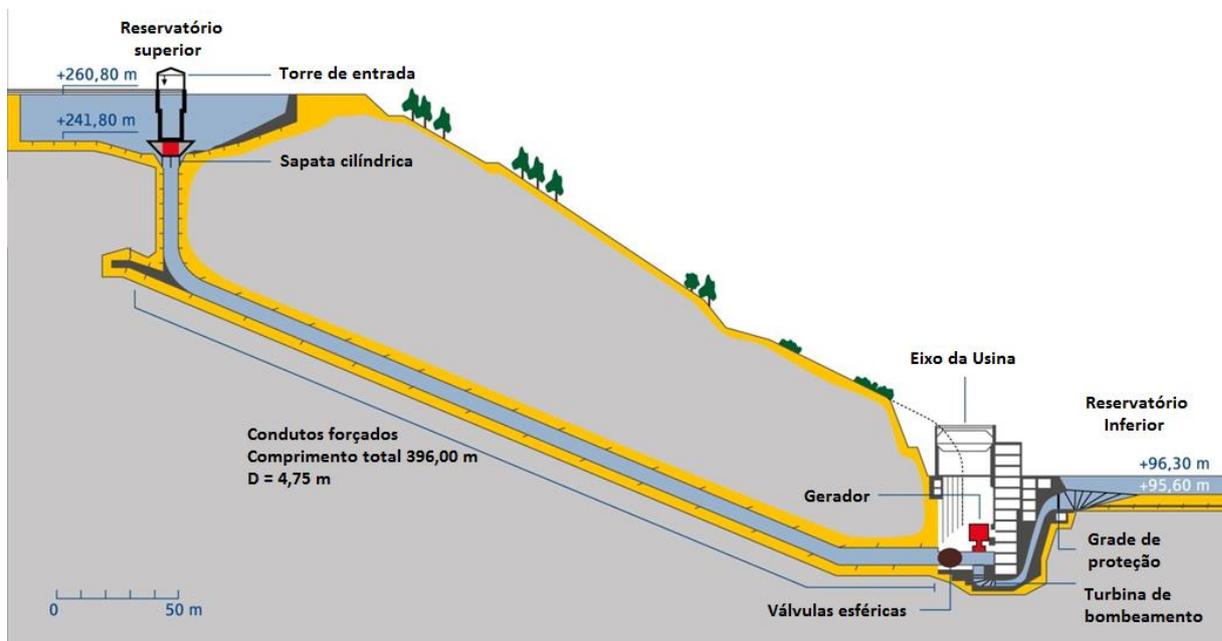


Figura 3.3 – Esquema de um sistema PHS (*Pumped Hydro Storage*).

A título de curiosidade, a maior usina de PHS do mundo se localiza nos EUA-Bath Country com 3 [GW] e na China-Huizhou e Gungdong, sendo cada uma de 2,4 [GW]. No exemplo citado pode-se alcançar um rendimento ótimo superior a 87%, muito melhor que a

média de 75%. Atualmente, 99% das usinas são de armazenamento em massa para que se tornem mais viáveis. A previsão de instalação é de 74 [GW] até 2020 (MAH et al., 2014).

As principais aplicações das PHS para o sistema elétrico são:

- Corte de pico de demanda;
- Deslocamento de carga;
- Gerenciamento da energia;
- Suavização dos efeitos climáticos.

A melhor hora de uso da turbina depende da demanda e do preço de mercado da energia, assim é feita uma análise econômica para otimização do uso da energia. A maioria das aplicações em PHS ainda é o armazenamento de energia nos períodos de baixa demanda de carga para injeção nos momentos de picos. Porém a limitação da PHS ainda está nas formações geográficas necessárias para construção do mesmo (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

3.2.2 Supercondutores (SMES)

Os supercondutores foram descobertos no começo do século XIX. Na década de 70 foram feitas as primeiras propostas para armazenamento de energia em sistemas elétricos de potência. Os supercondutores são formados por materiais que possuem pouca ou nenhuma resistência ao fluxo elétrico. As propriedades físicas de condutividade e resistividade variam de acordo com a temperatura, então em temperaturas extremamente baixas a resistividade tende a zero, criando formas de supercondutividade (FARRET, 2006). Em (3.2.1) é possível ver a relação entre resistividade e temperatura.

$$\rho - \rho_0 = \rho_0 \alpha (T - T_0) \quad (3.2.1)$$

Sendo $\rho - \rho_0$ a variação de resistividade do material para uma variação $T - T_0$ de temperatura, e α representa o coeficiente de temperatura do material. No momento em que um material condutor se aproxima da temperatura de zero Kelvin, existe uma temperatura crítica T_c onde o material passa a ser um supercondutor.

A teoria de supercondutividade pode ser explicada pelos pares de Cooper. Os elétrons se deslocam em pares por um material, auxiliados por fônons, uma agitação térmica que produz regiões “mais positivas” atraindo mais fortemente os elétrons para essa direção. Esse processo existe apenas em temperaturas muito baixas, pois em temperaturas normais a agitação molecular impede a formação dos pares de Cooper. Existe uma energia mínima para que o

processo exista, denominado de *gap*, que coloca o elétron no estado de condução. Neste caso, o *gap* controla o valor da temperatura crítica, assim, quanto maior o valor do *gap* maior a temperatura crítica.

Os supercondutores do tipo I, são constituídos de apenas um único elemento (Hg, Al, Pb e etc), estes são conhecidos como “macios”. Além disso, existem os supercondutores tipo II, “duros”, formado por mais de um elemento químico (LaBaCuO, TIBaCuO e etc). A temperatura crítica para o tipo II é maior que os demais condutores, o que facilita sua aplicação minimizando dispêndios com resfriamento. Alguns estudos foram realizados em supercondutores de cerâmica (YBa₂Cu₃O₇), que possuem temperatura crítica acima de 90 [K].

O maior limitante para aplicações e pesquisa de supercondutores é a necessidade de se trabalhar com temperaturas próximas de zero Kelvin, como já citado anteriormente. Isso aumenta drasticamente os custos de operação deste tipo de sistema e inviabiliza sua aplicação prática. Geralmente é utilizado o gás hélio (He) e o nitrogênio líquido (N) para resfriamento do material, esta é uma parte muito importante no processo e deve funcionar adequadamente.

Os supercondutores utilizados para armazenamento de energia, são bobinas construídas com materiais supercondutores e resfriadas próximas ao zero absoluto. A característica que atraiu pesquisas com este tipo de armazenamento em sistemas elétricos foi sua capacidade de resposta às oscilações do sistema. Eles possuem resposta rápida, mesmo quando são exigidas grandes demandas de potência (FARRET, 2006).

Quando comparada com outras tecnologias de armazenamento, os SMES ainda são uma tecnologia de maior custo. Porém, sua integração na rede com dispositivos FACTS elimina os custos de unidades de inversores, o que reduz seu custo final e elimina os problemas de harmônicos que os conversores eletrônicos trazem. Seu preço, porém, pode se tornar economicamente viável em aplicações de 0,1 à 1000 [MWh] nos sistemas de transmissão e distribuição. Com o advindo dos supercondutores de alta temperatura, os custos efetivos de resfriamento podem reduzir consideravelmente.

O supercondutor armazena energia na forma de campo magnético gerado pelo fluxo de corrente através de suas bobinas. A energia armazenada na bobina do supercondutor pode ser calculada através de (3.2.2) (RIBEIRO, EL AL., 2001).

$$E = \frac{1}{2}LI^2 \Rightarrow P = \frac{dE}{dt} = LI \frac{dI}{dt} = VI \quad (3.2.2)$$

Onde E é a energia armazenada, P é a potência da bobina, L é indutância da bobina, I é a corrente que flui através da bobina e V é a tensão através da bobina. A energia armazenada na bobina possui uma resposta quase instantânea de carga ou descarga, podendo ser feita num curto período de tempo ou num prazo de horas. A bobina supercondutora pode ser aplicada com CSC ou VSC, que realizam a interface de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Os modos de carga e descarga das bobinas é obtido através do controle de tensão através da bobina V_{coil} , com a aplicação de uma tensão positiva ou negativa. Quando a tensão é zerada, o armazenador entra em *standby*.

A Figura 3.4 apresenta o esquema de controle, resfriamento e proteção de um sistema supercondutor de armazenamento.

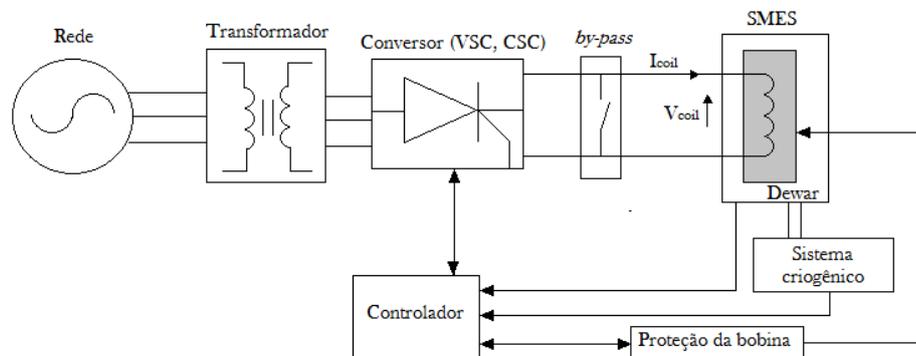


Figura 3.4 – Esquema de aplicação de um SMES (RIBEIRO, EL AL., 2001).

Muitos fatores são considerados para o projeto de uma bobina supercondutora visando sua otimização com menor custo possível. Alguns fatores são considerados: a configuração da bobina, capacidade energética, estrutura e temperatura de operação. Além disso, a relação energia/massa também é considerada como um importante fator, que pode ser otimizada através do formato de solenoides pela sua simplicidade e custo benefício. A indutância L , a corrente máxima e a tensão máxima da bobina determinam a capacidade de armazenamento da bobina.

Pela característica de rápida resposta, os supercondutores são explorados em estudos do sistema elétrico de potência apresentados a seguir:

- Elevação de carga;
- Suporte de frequência, durante perda de geração;
- Melhoramento de transitórios e estabilidade dinâmica;
- Suporte de tensão, Compensação VAR;
- Aumento na capacidade de transmissão da linha, melhorando a confiabilidade do sistema.

Os custos dos sistemas SMES podem ser divididos em custos da capacidade de energia armazenada e os custos de capacidade do fluxo de potência. De forma geral os custos estão relacionados a construção do condutor especial, a estrutura de componentes das bobinas, os tubos de criogenia, resfriamento, proteção e controle do equipamento. Sendo assim, os custos em grandes potências ainda são maiores que os relacionados à energia, por isso as aplicações ainda são de pequena escala (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

3.2.3 *Flywheels* (FES)

Os *flywheels*, também conhecidos como volantes de inércia, armazenam eletricidade na forma de energia cinética através de discos girantes de alta velocidade. Em aplicações de armazenamento para sistemas de potência elas são acopladas a máquinas elétricas e diversas vezes são utilizados conversores de potência para ampliar a faixa de operação do *flywheel*, melhorando a eficiência do sistema. A energia é transferida para *flywheel* quando a máquina opera como motor, acelerando a rotação do disco, carregando o dispositivo armazenador. E é descarregado quando opera como gerador, diminuindo a velocidade do disco através da máquina acoplada ao eixo (FARRET, 2006).

A energia armazenada depende do momento de inércia I do rotor e da velocidade de rotação ω do *flywheel*, como pode ser visto em (3.2.3).

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (3.2.3)$$

O momento de inércia I , depende do raio r , da massa m e da altura h do rotor do FES como está apresentado em (3.2.4).

$$I = \frac{r^2 m h}{2} \quad (3.2.4)$$

A capacidade de armazenamento do *flywheel* pode ser melhorada aumentando o momento de inércia do disco ou aumentando a velocidade de rotação do mesmo. Alguns cilindros possuem a concentração de massa na sua extremidade, sendo ocos, para aumentar seu momento de inércia.

Tem sido adotada duas estratégias para melhorar a capacidade de armazenamento dos *flywheels*. A primeira opção é aumentar o momento de inércia usando aço nos discos para aumentar o peso, e a utilização de discos com raio maior. Essa configuração possui uma velocidade média de rotação em 10.000 [rpm]. Vários desses sistemas têm sido aplicados de forma comercial como UPS (Supridores Ininterruptos de Energia), que são geralmente

utilizados com conversores eletrônicos e motores. Esse *design* acaba sendo relativamente grande e pesado, tornando o transporte e manipulação de alto custo. Porém, como fator predominante, as perdas rotacionais ainda limitam o armazenamento de energia desta tecnologia (FOLEYA et al., 2009).

A segunda estratégia adotada é a produção de rotores com peso bem inferior aos demais, com velocidade rotacional muito alta, acima de 100.000 [rpm]. Esse método resulta em *flywheels* mais leves, que facilita a manipulação e instalação, permitindo a utilização dessa topologia em módulos. A aplicação em módulos permite um grande número de pequenos módulos serem inseridos e removidos mais facilmente em um sistema. Contudo, as perdas rotacionais podem ser um problema ainda maior em altas velocidades, resultando em significantes perdas por auto descarga. O que continua sendo um problema para aplicações de longos períodos de armazenamento. Uma solução para isso tem sido a aplicação de rolamentos magnéticos que não possuem perdas por atrito e diminuem consideravelmente as perdas rotacionais, melhorando a eficiência das *flywheels*.

Os picos de transferência de potência dependem também dos conversores eletrônicos e das máquinas elétricas utilizados no projeto. As aplicações de *flywheels* não estão restritas aos sistemas de potência e podem ser aplicadas em automóveis, locomotivas ferroviárias de alta velocidade e catapultas eletromagnéticas para porta-aviões. As altas velocidades de rotação dos rotores com grandes pesos tornam necessário a utilização de vasos de contenção em torno destes rotores no caso de alguma falha mecânica, evitando assim acidentes. A Figura 3.5 apresenta um esquema de um *flywheel* com o rotor girante e o vaso de contenção.

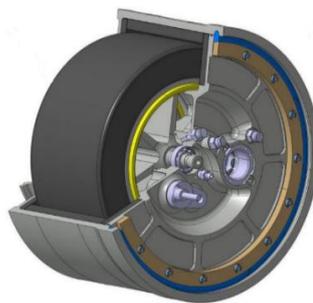


Figura 3.5 – Modelo representativo de um *flywheel*.

O armazenamento de energia através de *flywheels* tem diversas aplicações, sendo utilizados juntamente com dispositivos FACTS. Nos dispositivos com barramento CC, um inversor é utilizado para realizar o intercâmbio de energia. Os *flywheels* tem sido aplicado em sistemas elétricos para algumas funções citadas a seguir:

- Aplicação para qualidade da energia;

- Corte de pico de demanda (*peak shaving*);
- Melhoramento da estabilidade e confiabilidade.

Para se ter ideia da grandeza dos sistemas de *flywheels*, o maior modelo construído possui 1,6 [MVA] com peso do rotor de aproximadamente 10.000 [kg]. A Figura 3.6 apresenta o esquema para inserção dos dispositivos *flywheels* em sistemas elétricos de potência (SATO et al., 2014).

Na Figura 3.6 é apresentado um conversor *back-to-back* para realizar a interface entre o *flywheel* e o sistema de potência. São mostrados o esquema de controle necessário, onde os sinais chaveados são enviados para o conversor, que realiza o controle de carga e descarga do *flywheel*. O barramento CC tem uma importante função para o controle do fluxo de potência, geralmente sendo responsável pela injeção e absorção de energia. O ponto de comum acoplamento da rede (PCC) deve ser sempre monitorado, como se trata de uma aplicação com conversores eletrônicos é necessário um filtro para mitigação dos harmônicos gerados.

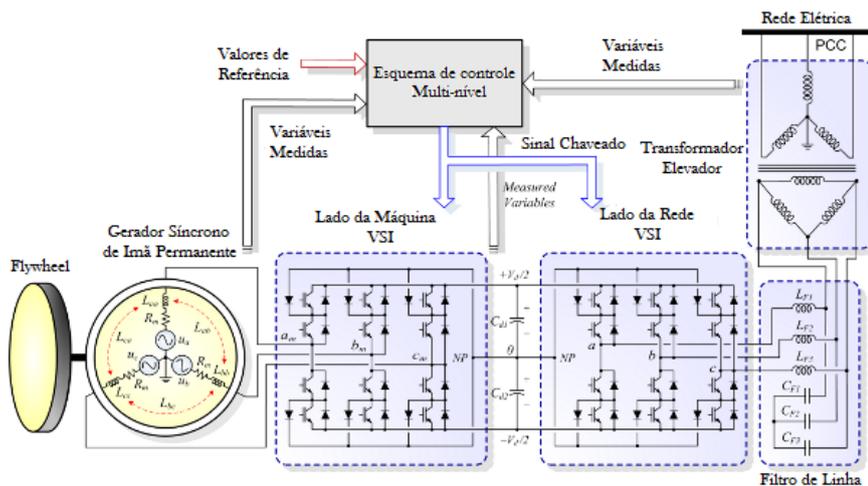


Figura 3.6 – Esquema de controle de um *flywheel* conectado à rede.

3.2.4 Supercapacitores

Capacitores armazenam energia elétrica na forma de campo elétrico, pelo acúmulo de cargas positivas e negativas em placas paralelas separadas por um dielétrico. A capacitância C representa a relação entre a carga armazenada q e a tensão V_c entre as placas, apresentado em (3.2.5).

$$q = CV_c \tag{3.2.5}$$

A Capacitância C depende da permissividade do dielétrico ϵ , da área das placas A e da distância d entre elas, como mostrado em (3.2.6).

$$C = \frac{\varepsilon A}{d} \quad (3.2.6)$$

Assim a energia armazenada no capacitor depende apenas de sua capacitância C e da tensão em seus terminais V , sendo uma relação bem simples apresentada em (3.2.7).

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (3.2.7)$$

A capacidade de armazenamento pode melhorar com o aumento da sua capacitância ou sua capacidade de suportar tensões mais elevadas. Essa tensão é limitada pela tensão crítica do dielétrico, que impacta na distância entre as placas. Muitas pesquisas têm sido feitas sobre materiais dielétricos e suas aplicações em isolamento e tensão de ruptura.

A capacitância pode ser aumentada de várias formas, melhorando a permissividade, aumentando a área das placas e diminuindo a distância entre elas. A eficiência de recuperação em relação a carga/descarga é uma consideração importante, assim como o tempo de resposta e a resistência interna. A resistência interna do capacitor influencia no seu rendimento, aumentando as perdas e diminuindo a velocidade de resposta (FARRET, 2006).

A tensão do capacitor varia ao longo da carga/descarga do capacitor, a equação (3.2.8) representa este fenômeno.

$$dV = i \frac{dt}{C_{tot}} + iR_{tot} \quad (3.2.8)$$

C_{tot} é a capacitância resultante e R_{tot} é a resistência resultante das combinações série e paralelo das células do capacitor para aumentar sua capacitância e nível de tensão. Isso determina o tempo de resposta do capacitor para carga e descarga. Como a tensão varia ao longo de toda carga/descarga, conversores eletrônicos são aplicados para o melhor funcionamento do armazenador.

A aplicação dos conversores eletrônicos visa fornecer tensão constante na sua saída. Então, conforme o capacitor se descarrega, sua tensão cai e a corrente drenada pelo conversor aumenta para manter a relação de potência constante alimentando assim uma carga de maneira adequada. O conversor perde a regulação no momento que sua tensão de entrada atinge o valor mínimo de operação, sendo necessário carregar o capacitor. A variação de tensão nos capacitores e sua energia específica ainda são uma desvantagem em relação as baterias, porém os capacitores possuem ciclo de vida útil infinitamente maior que as baterias.

Na avaliação dos requisitos de um supercapacitor trabalhando juntamente com um conversor CC, a resistência eficaz R_t do circuito deve ser determinada. Esta está apresentada em (3.2.9) (SABERELETRONICA, 2011).

$$R_t = ESR + R_{dist} \quad (3.2.9)$$

Onde ESR é a resistência-série equivalente e R_{dist} é a soma das resistências distribuídas pelo circuito. Assim, se aproximadamente 10% da potência de entrada é dissipada na resistência eficaz R_t . Na mínima tensão de operação do conversor, o valor de R_t máximo pode ser obtido em (3.2.10).

$$R_{t(max)} = \frac{0,1V_{uv}^2}{P_{in}} \quad (3.2.10)$$

Onde V_{uv} é a tensão mínima de operação no capacitor e P_{in} é a potência de entrada. Finalmente, encontra-se o valor limiar de tensão aplicada na entrada do conversor para que não haja travamento do conversor por subtensão em (3.2.11).

$$V_{c(uv)} = \frac{V_{uv}^2 + P_{in}R_t}{V_{uv}} \quad (3.2.11)$$

A capacitância eficaz requerida é expressa em (3.2.12).

$$C_{ef} = \frac{2P_{in}T_{rt}}{V_{uv}^2 - V_{c(uv)}^2} \quad (3.2.12)$$

Com T_{rt} sendo o tempo de *ride-throught* e $V_{c(0)}$ sendo a tensão inicial do capacitor. A capacitância eficaz C_{ef} de um banco de capacitores é dada pelo valor de capacitância de um elemento dividido pelo número de capacitores. ESR é soma de todos elementos em série, sendo que o valor de ESR equivalente e C_{ef} diminui para operação em frequências acima de 1kHz nos conversores (SABERELETRONICA, 2011).

A Figura 3.7 apresenta a aplicação de um supercapacitor aplicado em um sistema elétrico de potência. Assim como as demais aplicações, é utilizado um conversor para controle do elemento armazenador de energia e inserção de energia na rede.

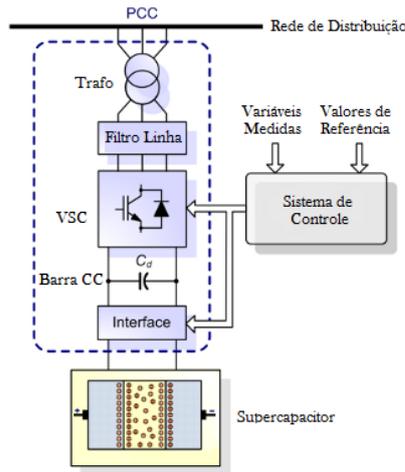


Figura 3.7 – Esquema de controle de um supercapacitor conectado à rede.

Os supercapacitores são frequentemente aplicados para armazenamentos de curta duração em conversores de potência, ou que requerem pulsos intermitentes de alta energia, fazendo parte dos componentes de diversos dispositivos FACTS. Uma capacitância adicional também pode ser adicionada ao barramento CC de motores e dispositivos eletrônicos aliviando afundamentos de tensão, *ripples* de tensão e interrupções momentâneas. Os capacitores em sistemas de transmissão e distribuição também são usados para armazenamento em larga escala. Um exemplo é o restaurador dinâmico de tensão (DVR), disposto que realiza compensação de queda de tensão temporária na distribuição. Os DVR usam a energia armazenada nos capacitores para suprir a potência ativa necessária a carga (RIBEIRO, EL AL., 2001).

Vários tipos de supercapacitores estão disponíveis no mercado para aplicação em baixas potências. Os supercapacitores tem diversas melhorias em relação aos capacitores comuns, como maior permissividade do dielétrico, área superficial maior, maior capacidade de tensão do dielétrico. Os supercapacitores conseguem assim armazenar uma energia muito maior, com menor massa e volume para a mesma potência. As principais características dos supercapacitores são: taxas elevadas de carga/descarga; pouca degradação em várias centenas de milhares de ciclos; boa reversibilidade; peso menor que os demais (maior energia específica); baixa toxicidade nos materiais utilizados para fabricação e alta eficiência de ciclo, aproximadamente 95%.

Os supercapacitores são feitos de nanotubos de carbono, polímeros ou aerogel, (materiais com alta porosidade), que possuem superfície entre $400 - 1000 [m^2/g]$. Assim, aumentam consideravelmente a sua capacitância. Atualmente, existem os capacitores de duplas camadas progredindo nos custos (preço/Farad), tamanho e resistência-série equivalente (ESR), que ampliam a viabilidade econômica dos supercapacitores (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

Dois parâmetros importantes do supercapacitor são a tensão da célula e a corrente de fuga inicial, que é a corrente de absorção do dielétrico e desaparece depois de um intervalo de tempo. O parâmetro de tensão tem efeito significativo sobre a vida útil do componente, quando ligado em série devem ter suas tensões de células balanceadas para prevenir sobrecargas nos elementos inseridos. Para resolver essa questão são utilizados resistores sobre os capacitores, a desvantagem está na dissipação de energia.

Muitas combinações de materiais eletrólitos e eletrodos têm sido utilizados em supercapacitores, alcançando novos resultados de capacitância, densidade de energia, ciclo de vida e custo de fabricação. Os supercapacitores têm atualmente sido aplicados para:

- Regulação de altos picos de potência;
- Necessidade de suprimento de energia em emergências;
- Disponibilidade de energia durante afundamentos;
- Suprimento de energia em interrupções momentâneas;
- Controle de fluxo de potência.

Os supercapacitores podem sofrer carga e descarga completa sem afetar seu funcionamento, possuem fácil instalação e poucas manutenções são necessárias. Dependendo de sua aplicação, possuem um tamanho compacto e suportam vários tipos ambientes sem serem prejudicados (MAH et al., 2014).

Os supercapacitores de cerâmica possuem a tensão de ruptura do dielétrico próximas de 1 [kV] e alta resistência do dielétrico, fazendo deles bons candidatos para aplicações futuras. Os supercapacitores possuem baixa resistência-série efetiva e operações criogênicas oferecem ainda melhores resultados. Essas características permitem uma aplicação mais simples em sistemas de potência.

3.2.5 Outras Tecnologias de Armazenamento

Várias tecnologias de armazenamento vêm sendo estudadas e até mesmo aplicadas em diversos países com ênfase para sistemas de potência. Uma dessas tecnologias incluem sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES), que consiste na pressurização de ar em reservatórios de sal, ou outras formas geológicas compatíveis. São geralmente aplicadas para gerenciamento de demanda, nos momentos de pico, o ar comprimido dos reservatórios é usado para girar uma turbina, e nos momentos de baixa demanda o ar é comprimido para dentro dos reservatórios (SATO et al., 2014).

Existe também a geração por eletrólise, “*Power to Gas*”, que basicamente é a geração de energia de através de hidrogênio (H), ou gases combustíveis que são obtidos por eletrólise. A

energia excedente é aplicada para o processo de eletrólise e quando existe um pico de demanda a célula combustível produzida é transformada em eletricidade. Existe um projeto que foi concluído em 2011 em Hunsduck, numa planta de 25 [kW] que produz metano para sua geração, essa planta absorve CO₂ do meio ambiente como matéria prima.

O armazenamento térmico é também uma tecnologia recente, que está sendo aplicada no sistema elétrico como gerenciamento de energia, onde o calor é temporariamente armazenado para posterior produção de energia. Este é um meio viável, pois o armazenamento de calor tem custo inferior ao armazenamento em eletricidade, como baterias. O calor pode ser retirado dos motores de ar-condicionado de grandes estruturas, como shoppings e etc, para produção de energia nos momentos de pico.

Assim, fica evidente que muitas tecnologias têm sido criadas para desenvolver técnicas de armazenamento, e isso pode ser realizado de forma econômica e sustentável, utilizando novas ideias e ferramentas já disponíveis na sociedade.

3.3 Baterias Eletroquímicas

3.3.1 Tecnologias e Principais Características

As baterias possuem o melhor custo-benefício em relação aos armazenadores de energia disponíveis no mercado. Possuem um custo de fabricação relativamente baixo e muitas empresas detêm a tecnologia de fabricação das mesmas. A bateria é constituída por um conjunto de módulos de baixa tensão, ligados em paralelo e em série para atingir uma característica elétrica desejada. Tendo a vantagem de serem aplicadas em sistemas modulares, o que permite sua aplicação numa ampla faixa de tensão e potência. A Figura 3.8 apresenta o esquema de células das baterias, que podem formar vários modelos, com tensão e carga desejada, de acordo com o arranjo montado (MATOS, 2010).

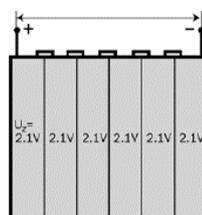


Figura 3.8 – Esquema de bateria montada a partir de pequenas células.

A energia é armazenada na bateria de forma eletroquímica. Sendo carregada ao se submeter a uma reação química interna quando uma determinada tensão é aplicada em seus terminais. Ao se descarregarem, a bateria entrega a energia absorvida, revertendo as reações

químicas do carregamento. A bateria consiste em um catodo e um anodo isolados fisicamente, o catodo contém cargas positivas e o anodo armazena cargas negativas. Os íons fluem do anodo para o catodo formando uma corrente elétrica no momento de descarga da bateria. No momento de carga os íons voltam para sua posição original e o caminho percorrido pelos íons na bateria é formado por um eletrólito, que permite o seu fluxo (FARRET, 2006).

Os avanços na tecnologia de baterias trazem muitos melhoramentos nas suas características físicas e permitem a melhor aplicação para suas devidas funções. Assim, é importante conhecer algumas destas características listadas a seguir (FOLEYA et al., 2009):

- Alta densidade de energia (relação $[W/kg]$);
- Alta capacidade de armazenamento;
- Boa eficiência de carga e descarga;
- Alta capacidade de ciclos de carga;
- Maior tempo de vida útil;
- Custo inicial relativamente baixo.

Existem diversas tecnologias para utilização de baterias em sistemas elétricos de potência. Suas diferenças estão nos elementos químicos utilizados, que dão características e aplicações específicas para cada tipo de bateria. Por exemplo, as baterias de chumbo-ácido ($PbSO_4$) possuem uma tecnologia bem estabelecida, podendo ser projetadas numa grande escala de potência. Já as baterias íons-de-lítio (Li-Ion) possuem maior densidade de energia e possuem maior vida útil, sendo mais eficientes que as chumbo-ácido (MATOS, 2010).

A maioria dos modelos de baterias possuem densidade de energia mais elevados do que as baterias de chumbo-ácido, mas essas ainda não são tão efetivas para aplicações de grandes potências. As principais tecnologias incluem as baterias de níquel-hidreto metálico (NiMH), baterias de sódio-enxofre (NaS), baterias de zinco-bromo (ZiBr), baterias de sal fundido (ZEBRA), baterias *Redox flow*, baterias de íon-polímero (Li-Po) baterias de níquel-cádmio (NiCd) e as já citadas baterias de íons-de-lítio (Li-Ion). Sendo as duas últimas muito utilizadas em veículos elétricos, onde a alta densidade de energia é uma característica imprescindível (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

Uma investigação da Sociedade de Engenharia de Potência da Alemanha ETG/VDE, apresentou uma análise das principais baterias utilizadas para gerenciamento de potência. A Tabela 3.1 apresenta uma comparação detalhada das baterias.

Tabela 3.1 – Seleção de melhores características das baterias mais utilizadas (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

Parâmetros	Tipos de baterias						
	PbSO ₄	NiCd	Li-Ion	NaS	ZEBRA	Redox flow	ZiBr
Densidade de energia - <i>kWh/L</i>	0,075	0,15	0,73	0,2	0,16	0,05	0,04
Eficiência por ciclo - %	85	75	94	92	83	74	70
Vida útil - Anos	6	11	14	20	>20	18	7
Número de ciclos - <i>n</i>	1000	2000	10000	2500	15000	13000	>2000
Auto descarga - %/ <i>dia</i>	0,05	0,4	0,1	0,05	0,05	0,1	0,24
Final de descarga - %	80	80	80	100	100	100	100
Manutenção - %	1	1	0,8	0,8	0,8	1,5	1,5
Despesas conversor - €/kW	100	100	100	100	100	600	500
Despesas bateria - €/kWh	120	420	330	270	270	200	100

A Tabela 3.1 apresenta parâmetros técnicos importantes que devem ser considerados para aplicação prática de baterias, que envolvem valores econômicos e operacionais. Como foram apresentados, devem ser analisados a vida útil da bateria, durabilidade de ciclos, eficiência de carga/descarga, auto descarga e densidade de energia, além dos parâmetros econômicos que são o preço da bateria e o custo com conversores.

Devido à cinética química dos elementos de uma bateria, elas não podem operar em níveis elevados de energia por longos períodos de tempo. Além disso, descargas profundas podem levar à deterioração precoce da bateria, uma vez que o aquecimento resultante deste tipo de operação, reduz o tempo de vida útil da bateria. Há também preocupações ambientais relacionadas com sistemas de armazenamento de bateria, devido à possibilidade de emissão de gases tóxicos durante o ciclo de carga e descarga da bateria. O descarte de materiais tóxicos ainda representa algumas das dificuldades de descarte da bateria, isso varia de acordo com a tecnologia utilizada. Por exemplo, a reciclagem e descarte de baterias de chumbo-ácido é bem estabelecida para baterias automotivas (GAO; LIU; DOUGAL, 2002).

As baterias armazenam energia em forma contínua (CC), assim para aplicações no sistema elétrico de potência, as baterias devem possuir conversores estáticos baseados em eletrônica de potência. É comum a utilização de vários tipos de conversores como os retificadores ativos, VSC, VSI, que permitem o controle bidirecional do fluxo de energia. Os conversores provêm a operação nos quatro quadrantes, fluxo de corrente bidirecional e ambas polarizações de tensão com rápida resposta.

Os avanços das tecnologias de armazenamento em baterias oferecem maior densidade de energia, maior ciclo de vida, maior confiabilidade e menor custo. As baterias também podem ser aplicadas em conjunto com dispositivos FACTS, para controle e melhoria da qualidade da energia elétrica. Um dos conceitos de utilização da bateria mais estudados é sua aplicação em sistemas de potência, onde desempenham uma série de funções e trazem muitos melhoramentos para rede elétrica. Algumas melhorias podem ser citadas a seguir:

- Regulação de frequência;
- Melhoramento do perfil de tensão;
- Correção do fator de potência;
- Suavização da intermitência de renováveis;
- Controle de carga e demanda;
- Estabilidade;
- Controle de fluxo de potência.

O banco de baterias é um elemento muito importante na geração distribuída (GD) quando se refere ao fluxo de potência. Pois, permite que a energia gerada por uma fonte intermitente (Renováveis) possa ser entregue à rede de forma mais suave e equilibrada, evitando grandes oscilações no fornecimento de potência (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

O elemento armazenador pode representar cerca de 15% dos custos iniciais de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, chegando a 46% se considerados os custos de manutenção. Isto está relacionado com a vida útil da bateria ser inferior à vida útil dos outros componentes do sistema. Além disso, as baterias são submetidas às mais diversas condições de operação quando aplicadas às fontes renováveis, devido ao comportamento não-linear desse tipo de geração.

Um dos modelos de baterias mais usados é a de chumbo-ácido (PbSO_4), o seu custo reduzido e sua tecnologia já bem empregada viabiliza sua utilização desde os primeiros modelos produzidos. Ela possui dois eletrodos de chumbo imersos em ácido sulfúrico (H_2SO_4). Durante o processo de descarga, íons de hidrogênio (H^+) formam um fluxo de carga, formando uma corrente elétrica por seus terminais.

Essas baterias podem injetar grandes descargas de corrente e possuem bastante resistência operativa, sendo menos sensíveis que as demais. Porém, sua aplicação se limita muito devido sua pequena vida útil e a baixa densidade de energia, que a torna pouco viável para gerenciamento de energia. Ainda são considerados problemas ambientais o descarte de chumbo, um dos seus principais componentes (MATOS, 2010; ADHIKARI; LI, 2014).

As aplicações móveis de baterias de chumbo-ácido são favoritas pela sua segurança e facilidade de manutenção. Uma alternativa são baterias de chumbo-ácido de válvula (VRLA), que possuem melhores características de custo e desempenho, sendo mais livres de manutenção (UNIPOWER, 2010).

As baterias de sódio-enxofre (NaS) são compostas por sódio líquido (Na), possuem eficiência de carga/descarga entre 89% e 92% e longa vida útil. Elas são construídas a partir de materiais baratos, porém trabalham em altas temperaturas entre 300-350 [°C]. Sendo formadas a partir de materiais muito corrosivos, e por esta razão, são mais adequadas para sistemas estacionários de grande potência, com o devido suporte de proteção. Os primeiros protótipos foram feitos no Japão com potência total de 6 [MW] e tensão de 6,6 [kV]. A partir desse projeto essas baterias entraram no mercado em 2000. Hoje existem aplicações de até 165 [MW] de potência, aplicadas no Japão e nos EUA (MAH et al., 2014).

A bateria *Redox flow* é formada por células combustíveis reversíveis, no qual seus componentes estão dissolvidos num eletrólito. A energia gerada está associada com o eletrólito inserido na bateria e a potência está relacionada com a área superficial do eletrodo. O eletrólito flui através do núcleo das células e converte a energia química em eletricidade. Os excedentes de eletrólitos podem ser movidos para tanques fora da célula realizando uma rápida carga. Baterias de fluxo modernas são geralmente compostas por dois sistemas de eletrólitos. Essas baterias, podem aumentar sua capacidade facilmente, utilizando tanques de armazenamento maiores. Podem ser completamente descarregadas sem problemas, e para serem carregadas basta relocar os eletrólitos do tanque. Essa tecnologia é desenvolvida para aplicações estacionárias.

3.3.2 Baterias de Li-Ion

As baterias Li-Ion possuem catodo formado por metais óxidos contendo lítio e o anodo formado geralmente por carbono grafite. O eletrólito, geralmente é formado por sais de lítio dissolvidos em componentes orgânicos. Durante o modo de carga, os átomos de lítio no catodo se tornam íons que fluem através do eletrólito para o anodo. Ao atingir o anodo, os íons de lítio combinados com os elétrons são depositados entre as camadas de carbono e os átomos de lítio. Na descarga o ciclo reverso ocorre, os átomos de lítio perdem elétrons e voltam para o catodo (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

As principais características das baterias de lítio são:

- Maior densidade de energia, mais leves;
- Alta eficiência de carga/descarga (96%);

- Auto descarga pequena;
- Menos tóxicas que outros modelos;
- Ausência do efeito memória;
- Maior capacidade de armazenamento;
- Longa vida útil;
- Baixa manutenção;
- Podem ser carregadas várias vezes por dia.

As baterias de Li-Ion também são muito úteis em veículos elétricos, além de serem muito aplicadas com fontes renováveis de energia. Na Europa, vários projetos são feitos para atuarem em conjuntos com renováveis intermitentes (AKHIL et al., 2013).

Todavia, baterias Li-Ion podem ser perigosas em certas condições de operação, pois possuem um eletrólito altamente inflamável e precisam ser mantidos pressurizados, além de sua operação em altas temperaturas possuir riscos de explosão. Por isso são requeridos elevados padrões de segurança para sua operação. O preço das baterias Li-Ion ainda são uma barreira econômica para aplicações em grandes potências, pois a maioria dos outros modelos de baterias são mais econômicas que Li-Ion. Porém, suas vantagens técnicas e ambientais melhoram suas perspectivas de aplicação nos sistemas de potência (CONTROLS, 2008).

Na Tabela 3.2 estão apresentadas as principais aplicações de armazenadores de energia no sistema elétrico de potência. São identificando suas principais aplicações e melhorias que podem ser obtidos com sua utilização. Esta tabela pode ajudar na identificação inicial dos valores de armazenamento mais adequados para cada aplicação.

Tabela 3.2 – Descrição das principais aplicações de armazenadores de acordo com vários parâmetros (AKHIL et al., 2013).

Aplicação	Descrição	Tamanho	Duração	Ciclos/ano	Tempo de vida desejado (anos)
Serviços de Comercialização de Energia	Comercialização	10 – 300MW	2 – 10h	300 – 400	15 – 20
	Regulação de frequência	10 – 100MW	15 min	> 8000	15
	Reserva girante	10 – 100MW	1 – 5h	-	20
Integração de Renováveis	Eólica: Oscilação e suporte de tensão	1 – 10MW Distribuído 100 – 400MW Centralizado	15 min	5000, 10.000 ciclos inteiros	20
	Eólica: Armazenamento fora de pico	100 – 400MW	5 – 10 h	300 – 500	20
	Fotovoltaico: suporte de demanda, sags, variações	1 – 2MW	0,2 – 4 h	> 4000	15
Suporte Estacionário em T&D	Deferimento Urbano e Rural, congestionamento	10 – 100MW	4 – 6 h	300 – 500	15 – 20

Suporte Móvel em T&D	Deferimento Urbano e Rural, congestionamento	1 – 10MW	4 – 6 h	300 – 500	15 – 20
Sistemas Distribuídos de Armazenamento de Energia	Redes ilhadas, em medidores, alimentadores, subestações	25 – 200kW 1-fase 25 – 75kW 3-fases	2 – 4h	100 – 150	15 – 20
Qualidade da Energia	Soluções para evitar <i>sags</i> e faltas temporárias	50 – 500kW 1000kW	< 15min > 15min	< 50	10
Confiabilidade	Promover UPS (Fornecimento Ininterrupto)	50 – 1000kW	4 – 10 h	< 50	10
Gerenciamento de Energia	Reduzir custo da energia, Dinâmica no mercado	50 – 1000kW 1 MW	3 – 4 h 4 – 6 h	400 – 1500	15
Gerenciamento de energia em residência	Eficiência e economia	2 – 5kW	2 – 4 h	150 – 400	10 – 15
Backup em residências	Confiabilidade	2 – 5kW	2 – 4 h	150 – 400	10 – 15

A Figura 3.9 apresenta uma visão geral dos armazenadores, relacionando o tempo de descarga com as faixas de potências de cada tipo de armazenador. São divididos os três meios de aplicação mais comuns para sistemas elétricos.

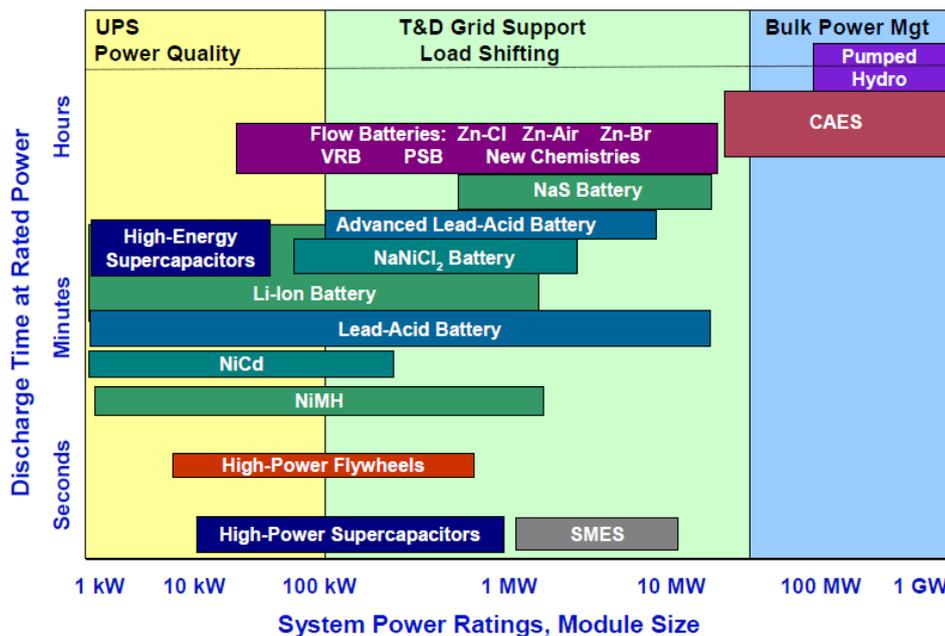


Figura 3.9 – Visão geral dos armazenadores, relacionado a potência e tempo carga/descarga (AKHIL et al., 2013).

3.3.3 Modelagem de Baterias

A modelagem elétrica da bateria visa o controle adequado da mesma, sendo possível visualizar as características físicas e o seu comportamento perante variações a partir do seu modelo criado. O modelo deve ser simples e robusto para atender os requisitos de controle, sendo suficientes para representar a bateria (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

O modelo possui uma estrutura para representar diversas baterias e geralmente são compostos por: um capacitor que representa a capacidade da bateria, uma taxa de descarga normalizada, que expõe as perdas para altas correntes de descarga, um resistor representando suas perdas internas e um circuito para descarregá-la (GAO; LIU; DOUGAL, 2002).

O modelo elétrico utilizado se baseia numa combinação de fontes de tensão, resistores e capacitores para simulação de carga e descarga da bateria. O modelo de *Thévenin* apresentado na Figura 3.10 mostra uma fonte de tensão V_{oc} , que considera constante a tensão de circuito aberto do sistema. A resistência R_{ad} representa o fenômeno de auto descarga da bateria, a resistência R_s representa a resistência interna da bateria. A capacitância C_t e a resistência R_t representam o estado particular de carga da bateria e modelam o comportamento dinâmico perante oscilações de carga (PORCIUNCULA, 2012).

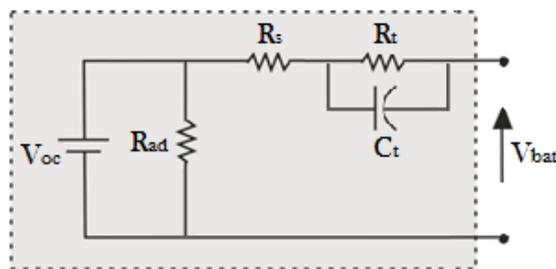


Figura 3.10 – Modelo elétrico de *Thévenin* da bateria.

Este modelo é útil para representar as perdas por auto descarga da bateria, mudança de estados de carga e perdas internas. Porém, este modelo não realiza as variações de tensão da bateria no estado estacionário. O modelo pode ser simplificado para se realizar o controle de corrente e tensão da bateria. No modelo simplificado a bateria é representado por uma fonte de tensão E e uma resistência interna R representando as perdas na bateria. A Figura 3.11 mostra o circuito elétrico do modelo simplificado (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

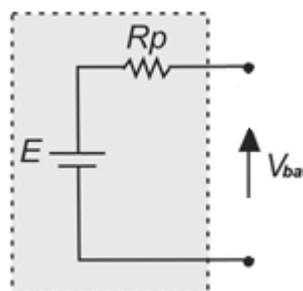


Figura 3.11 – Modelo elétrico simplificado.

Outro modelo bastante usado é o existente no *Matlab/Simlink*. Onde podem ser adicionados vários parâmetros reais, promovendo um modelo próximo do real, com curvas de

cargas e descargas satisfatórias, além de permitir um controle completo da bateria. Esse modelo é baseado em alguns pressupostos: a resistência interna é considerada constante durante sua descarga, sem variações de amplitude da corrente; a capacidade efetiva da bateria não é alterada com as correntes de descarga; a temperatura não é considerada, a auto descarga da bateria também não é representada, o efeito memória não é abordado (PORCIUNCULA, 2012). Seu diagrama esquemático é representado na Figura 3.12.

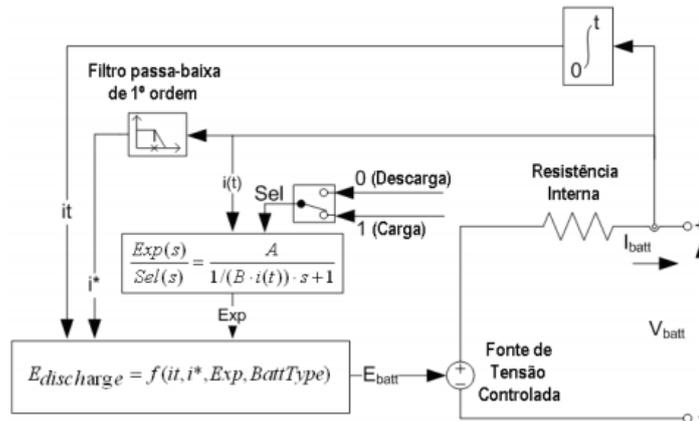


Figura 3.12 – Diagrama do bloco de baterias no Simulink (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

Neste modelo é possível obter uma boa resposta transitória, representando bem a dinâmica da bateria, com característica elétrica bem similar ao modelo de *Thévenin*. Cada tipo de bateria possui um comportamento de final de carga (EOC) diferente, o que leva a diferentes equações para cada modelo. As baterias de íons de lítio (Li-Ion) e as baterias de chumbo-ácido (PbSO₄) possuem as mesmas características de EOC. No modo de carga, a resistência de polarização cresce até a bateria ser completamente carregada $it = 0$, depois disso ela possui um crescimento abrupto. A resistência de polarização é dada por (3.3.1) (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

$$R_{polarização} = K \frac{Q}{it} \tag{3.3.1}$$

Sendo Q a capacidade da bateria em [Ah] e $it = \int idt$ o estágio atual de carga da bateria, carga instantânea. Teoricamente a resistência de polarização seria infinita quando a bateria está completamente carregada ($it = 0$), porém na prática esse valor é definido em 10% da capacidade da bateria. Então, pode-se reescrever (3.3.1) em (3.3.2) (ADHIKARI; LI, 2014).

$$R_{polarização} = K \frac{Q}{it - 0,1Q} \tag{3.3.2}$$

A partir disso é possível montar as equações de carga e descarga para as baterias de lítio e de chumbo-ácido. Neste caso, a equação de carga é representada em (3.3.3).

$$V_{bat^+} = V_0 - Ri - K \frac{Q}{Q - it} (it + t^*) + Ae^t \quad (3.3.3)$$

Onde V_{bat} é a tensão instantânea da bateria, V_0 é a tensão nominal, K é a resistência de polarização, ou tensão de circuito aberto [V/Ah]. Q é a capacidade nominal, A é a zona exponencial ($A = 1$ para $PbSO_4$), B é a zona exponencial inversa do tempo [Ah^{-1}], R é a resistência interna, i é a corrente na bateria e i^* é a corrente filtrada na bateria. A equação de descarga é apresentada em (3.3.4) (ADHIKARI; LI, 2014).

$$V_{bat^-} = V_0 - Ri - \left(K \frac{Q}{it - 0,1Q} \right) i^* - \left(K \frac{Q}{Q - it} \right) it + Ae^t \quad (3.3.4)$$

A tensão de carga completa da bateria pode ser representada por (3.3.5).

$$V_{full} = V_0 - Ri + A \quad (3.3.5)$$

As limitações deste modelo são: a tensão mínima sem carga da bateria é zero e a tensão máxima da bateria é duas vezes a nominal. A capacidade mínima e máxima da bateria é 0 e Q respectivamente. O estágio de carga (SOC) da bateria é no máximo 100%, ou seja, não existem sobrecargas.

A Figura 3.13 apresenta uma curva de descarga de uma bateria de íon de lítio de 100 [Ah] de capacidade de tensão nominal de 12 [V], para exemplificar o modelo matemático abordado. São apresentadas três diferentes taxas de descargas, com correntes diferentes, mostrando a diferença no tempo de descarga. No processo de descarga, a tensão se mantém bastante estável, contudo a variação de tensão se torna brusca na zona exponencial, destacado em amarelo e na curva de descarga, destacada em azul. Nestas regiões, não é recomendada a operação da bateria, pois podem trazer danos e diminuição da vida útil da mesma.

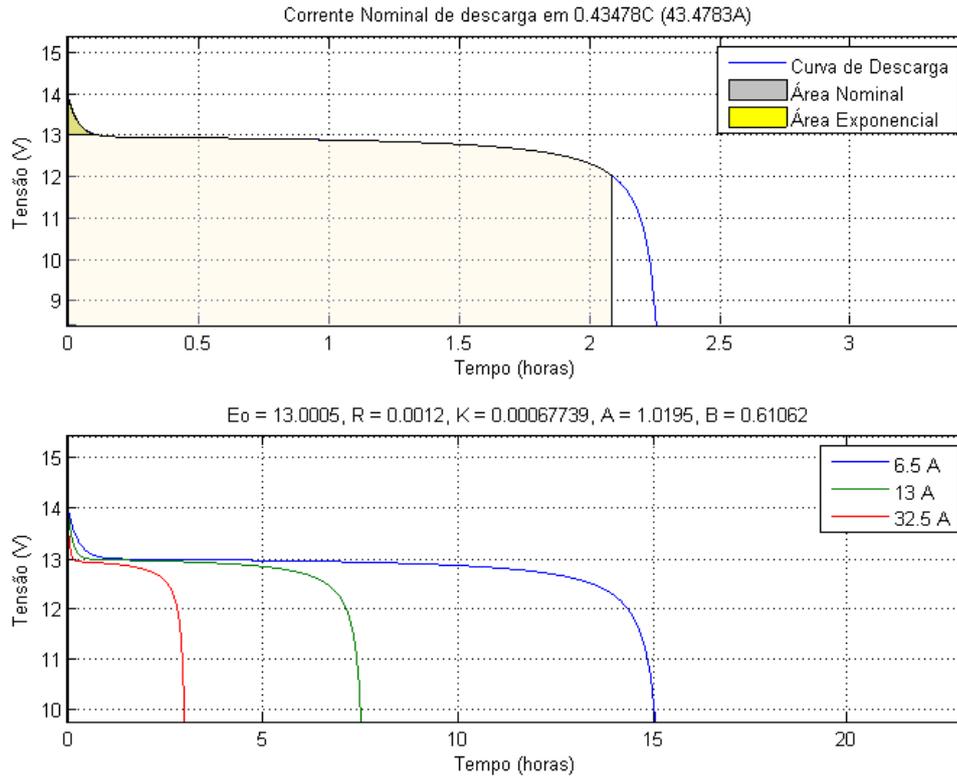


Figura 3.13 – Curva de descarga de uma bateria Li-Ion de 100 Ah e 12 V.

3.4 Considerações Finais

Esse capítulo abordou as tecnologias de armazenamento de energia, evidenciando as baterias como um ótimo meio para criar melhorias no sistema elétrico de potência. Trazem muitos benefícios na qualidade de energia, gerenciamento de potência, suprimento de potência e na integração de renováveis. A maioria dos dispositivos de armazenamento precisa de uma interface com conversores eletrônicos para trabalharem de forma correta. As baterias ainda são o meio mais eficiente de armazenamento de energia, com maior eficiência e relação potência/massa. Assim, para o desenvolvimento deste trabalho serão utilizadas as baterias de íons de lítio, por suas características citadas.

4. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 Considerações Iniciais

Neste Capítulo é apresentado o conceito de geração distribuída, abordando suas principais características e tendências no sistema elétrico de potência. São exemplificadas as algumas fontes renováveis de energia utilizadas na rede elétrica, mostrando os benefícios e prejuízos da utilização deste tipo de geração, que vem sendo bastante estudada e aplicada atualmente.

4.2 Definição e Aspectos Gerais

O sistema elétrico de potência é tradicionalmente composto por grandes unidades geradoras, que se conectam a grandes centros de carga através das linhas de transmissão, sendo necessário percorrer grandes distâncias para que a energia chegue até ao consumidor. No Brasil, a principal fonte de geração são as usinas hidrelétricas. Dessa forma, a topologia do sistema é radial e o fluxo de potência é unidirecional, ou seja, a potência flui das unidades geradoras para carga. Todo sistema elétrico foi projetado em cima deste modelo, que traz bastante confiabilidade e segurança (OLIVEIRA, 2015).

A preocupação com o meio ambiente e a minimização dos impactos ambientais gerados por fontes de energia poluidoras, bem como a crise energética, trouxeram várias consequências para o setor elétrico. As fontes renováveis de energia ganharam destaque e se propagaram de maneira intensiva na rede elétrica, trazendo assim o conceito de geração distribuída. A geração distribuída são pequenas fontes de energia distribuídas ao longo do sistema de distribuição, que tem a função de complementar o suprimento de potência na rede, de forma limpa e com mínima emissão de gases poluentes.

A ANEEL classifica a geração distribuída através da normativa 482/2012: “*centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas*”. (ANEEL, 2015)

O incentivo para o uso de geração limpa em países desenvolvidos, permite grande expansão das GD's, trazendo muitos benefícios ambientais, como uma grande redução da emissão de CO₂ no planeta. Além do aumento da potência disponível para os consumidores, o que traz muitos ganhos na geração (BOLLMAN, 2009).

As GD's possuem o objetivo de suprir ou complementar o suprimento da demanda dos consumidores. Elas possuem algumas características básicas: localizadas próximas ao consumidor, instaladas no sistema de distribuição, e conectadas à rede elétrica. Desta forma,

existe uma maior facilidade para entrega da potência gerada a carga, eliminando os custos de transmissão. A potência gerada é sempre consumida por toda carga, porém o excedente pode ser transportado pelas linhas de transmissão. Podem ser aplicadas diversas tecnologias para GD, porém a ênfase está nas fontes renováveis de energia. Sendo assim, as GD's possuem baixo impacto ambiental, sendo distintas pelo seu princípio de geração (GIORDANO et al., 2011).

As GD's ainda podem ser classificadas quanto a sua potência de geração como apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Divisão das GD's em relação a potência gerada (ACKERMANN, et al. 2001).

Geração Distribuída	
Categoria	Máxima Variação de Potência
Micro	1 [W] < 5 [kW]
Pequena	5 [kW] < 5 [MW]
Média	5 [MW] < 50 [MW]
Grande	50 [MW] < 150 [MW]

As fontes de energia das GD's podem ser as mais diversas possíveis, variando entre fontes eólicas, solares, fotovoltaicas, térmicas, biocombustíveis marítimas e etc. A Tabela 4.2 apresenta uma comparação entre as tecnologias existentes de geração distribuídas, apresentando suas definições e atributos.

Tabela 4.2 – Tecnologias das gerações distribuídas (OLIVEIRA, 2015).

Tipo	Definição	Atributos
Geradores a Combustíveis	Produção combinada do calor e eletricidade com utilização efetiva das duas formas de energia.	Produção de calor e energia elétrica com rendimento de 90%, a indústria fica menos vulnerável às falhas na rede elétrica e usando o gás natural, os níveis de poluição são reduzidos.
Micro-Geração	A micro geração consiste numa forma combinada entre calor e eletricidade utilizada em sistemas com potência reduzida, em torno de 150 kW ou menos, interligados à rede de baixa tensão.	Define-se também a distinção entre micro geração doméstica (Inferior a 10 kW) e não doméstica (entre 10 kW e 150 kW).
Biomassa	A biomassa é uma fonte de energia comum, derivada de produtos e subprodutos da floresta, resíduos da indústria da madeira, resíduos obtidos de fluidos marinhos, resíduos de culturas agrícolas, etc.	Salienta-se que a biomassa, em termos de oferta de energia primária, poderia representar uma das maiores participações das renováveis, assegurando também uma política energética flexível.
Energia Eólica	As turbinas eólicas, também conhecidas como aerogeradores, têm como função transformar a energia cinética do vento em energia mecânica e, conseqüentemente, em energia elétrica.	As grandes vantagens na produção de energia elétrica pelos aerogeradores estão na boa relação entre preço e quantidade de energia produzida, superior à energia solar.
Energia Solar	É um tipo de energia proveniente da captação de energias térmicas e luminosas provenientes do Sol. A captação deste tipo de energia se dá por painéis solares, formados por células fotovoltaicas e transformado em energia elétrica ou mecânica.	As vantagens ambientais deste tipo de geração é a diminuição de emissão de poluentes pelo fato de ser uma produção silenciosa e além de não

		precisar de manutenção e ser de fácil instalação em qualquer edifício.
--	--	--

4.3 Impacto da Inserção de GD à Rede Elétrica

A geração distribuída apesar de seus benefícios e melhorias pelo qual foram criadas, trazem muitos impactos negativos à rede elétrica. A princípio, o sistema de distribuição foi projetado como sendo uma fonte geradora alimentando cargas, formando um sistema unidirecional. Porém a GD forma sistemas ativos, com fluxo de potência bidirecional, assim o sistema sofre vários impactos com a proliferação de GD's na rede elétrica. Os problemas mais comuns são: problemas de regulação de tensão e frequência, ilhamento não intencional, alteração nos níveis de curto-circuito, redução da qualidade da energia, oscilações de geração, problemas de despacho energético e etc (ACKERMANN, et al. 2001).

A maioria das GD's precisam de conversores eletrônicos para seu devido funcionamento e inserção na rede. Os conversores possuem características associadas a chaves eletrônicas e desse modo trazem vários impactos relacionados a distorções harmônicas. Além disso, os principais impactos relacionado a qualidade de energia numa GD são:

- Afundamento de tensão;
- Interrupções de curta duração;
- Interrupções de longa duração;
- Flutuações de tensão;
- Ruídos;
- Desequilíbrios de tensão.

Porém os conversores possuem diversos tipos de controle, que conseguem amenizar alguns problemas do sistema. Por exemplo, corrigindo o fator de potência, controlando o suprimento de reativo na rede elétrica, melhorando o perfil de tensão, eliminado alguns harmônicos no PCC. Isso é feito por meio de malhas de controle que podem ser adicionadas aos conversores (BOLLMAN, 2009).

Os impactos causados por GD serão abordados mais especificamente relacionados a painéis fotovoltaicos conectados à rede elétrica, que é o foco do trabalho. Neste contexto podem ser tratados parâmetros como fluxo de potência, sobretensões, distorção harmônicas e flutuações de tensão.

4.3.1 Variações de Fluxo de Potência e de Tensão

Com a inserção de PV's na rede de distribuição, a rede passa a possuir pontos de geração que estão distribuídos juntamente com as cargas, ou seja, podem existir vários pontos de geração em residências, construções e comércio. Assim, existem momentos em que o valor gerado pode exceder o valor de demanda de consumo, o que muda o fluxo de potência do sistema, fazendo a corrente fluir no sentido contrário ao projetado no sistema. Isso acontece pela intermitência da geração solar e as variações de consumo ao longo de um dia. Em alguns momentos a potência ativa se torna negativa, ou seja, a geração além de suprir sua própria carga injeta potência na rede invertendo o fluxo de corrente do PCC (RAHMANI et al., 2012).

A inversão do fluxo de potência ao longo do sistema de distribuição pode gerar vários danos aos equipamentos do sistema que não estão preparados para um fluxo reverso de corrente. Equipamentos de proteção podem atuar indevidamente, realizando comandos errados, provocando falhas no sistema e operações erradas. Equipamentos de automação do sistema, como religadores e capacitores podem operar indevidamente, tirando a estabilidade e o correto funcionamento do sistema. Isso acontece porque o sistema considera o fluxo de potência ativa e reativa diretamente da subestação para carga, facilitando o dimensionamento de transformadores e condutores dos alimentadores. Com a entrada das GD's o nível de corrente pode variar até atingir valores além da capacidade do equipamento (GIORDANO et al., 2011).

Considerando um sistema de distribuição sem a inserção de GD, existe uma queda de tensão ao longo da linha, ou seja, ao final da linha existe uma variação de tensão ΔV , onde a tensão final é menor que na saída da subestação. A Figura 4.1 apresenta essa variação de tensão ao longo da linha (PALUDO, 2014).

Assim, com a penetração de GD, a variação de tensão ΔV ao longo da linha pode ser positiva, mudando o sentido de fluxo de corrente e causando sobretensões. A Figura 4.2 apresenta esse fenômeno numa linha de distribuição. A variação de tensão pode chegar ao ponto de exceder os limites exigidos pelos órgãos regulamentadores, como os estabelecidos pelo PRODIST. Neste caso, a consequência dessas variações são danos em cargas conectadas no ponto de conexão com a rede. Uma possível solução para sobretensões em pontos de conexão da GD, é o controle de potência através dos conversores utilizados na mesma, que podem absorver reativo e realizar o melhor controle de tensão ao longo da rede (DENG; PEI; QI, 2008).

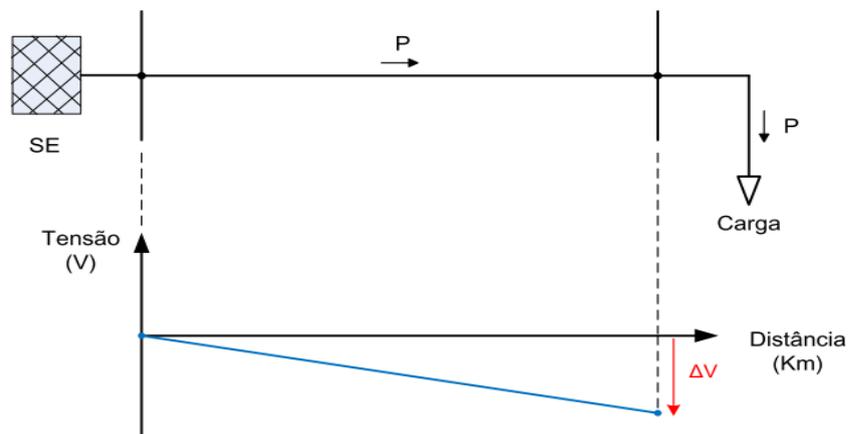


Figura 4.1 – Sistema de distribuição tradicional sem GD (PALUDO, 2014).

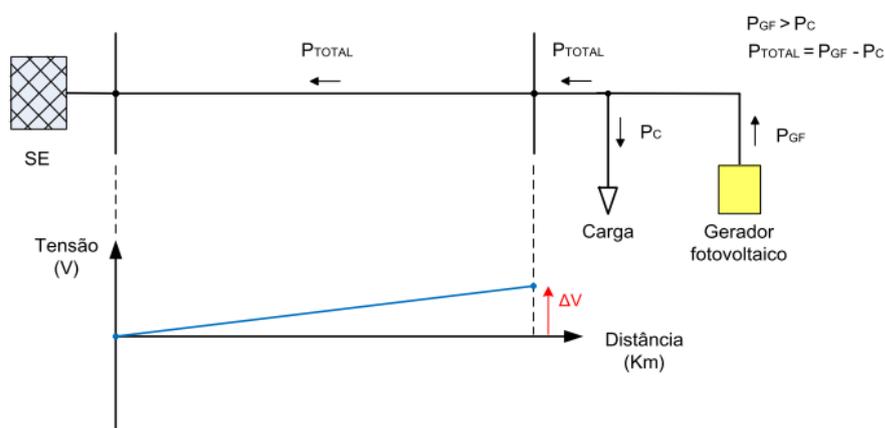


Figura 4.2 – Sistema de distribuição com inserção de GD (PALUDO, 2014).

Quando a GD está num período de grande geração, os níveis podem subir de forma indevida e nem sempre os reguladores de tensão conseguem atuar para recuperar a tensão nos níveis aceitáveis. Por outro lado, a variação de tensão pode se tornar positiva quando existem problemas de subtensões na distribuição, como por exemplo, no final de uma linha muito longa ou sobrecarregada. Nesses casos é comum existir uma queda de tensão, muitas vezes acentuada e com a inserção da GD, a elevação de tensão corrige o problema, fazendo a tensão permanecer dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST. Dessa maneira, a GD atua como um regulador de tensão, promovendo a compensação da variação de tensão ao longo da rede (PALUDO, 2014).

Na presença de uma falta na rede, a geração distribuída deve ser rapidamente desconectada para proteção do sistema, o que é chamado de anti-ilhamento, o que evita que a rede fique energizada, e vulnerável a possíveis acidentes em caso de manutenção. O Sistema deve esperar a devida atuação do regulador de tensão para o reajuste dos *taps*, adequando o

sistema a situação sem geração. Se o ajuste não for realizado, os consumidores poderiam sofrer com afundamentos de tensão (TANG; QI, 2012).

4.3.2 Distorções Harmônicas

Como já foi abordado, a maioria das GD's, inclusive os sistemas fotovoltaicos necessitam de conversores eletrônicos para inserção da potência gerada na rede elétrica. Como já se sabe, a utilização de conversores estáticos causam a inserção de distorções harmônicas no ponto de acoplamento comum (PCC). Isso é gerado pelo chaveamento dos dispositivos IGBT, GTO e várias outras chaves eletrônicas que, fazem a modulação de corrente e tensão para forma senoidal (BOLLEN; HASSAN, 2011).

As linhas do sistema de distribuição possuem características indutivas, então a impedância cresce para correntes de altas frequências, afetando de forma mais drástica ainda o sistema que, por conseguinte causam quedas e deformação na tensão. Por causa disso, existem várias normas internacionais que ditam a quantidade permitida de harmônicas que um inversor pode injetar na rede elétrica. A norma IEEE Std 519 – 2014: *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, trata de injeção de corrente e tensões harmônicas de forma individual e total. Atualmente existem também normas que tratam diretamente de conversores usados em sistemas fotovoltaicos inseridos na rede IEEE Std 929 (DENG; PEI; QI, 2008).

É importante se conhecer os cálculos de distorções harmônicas totais para corrente e tensão, assim através das recomendações das normas IEEE 519, o cálculo de distorção harmônica individual para corrente DHI_i em porcentagem está apresentado em (4.2.1) (IEEE 519, 2014).

$$DHI_i\% = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (4.2.1)$$

Sendo I_h a componente harmônica de ordem h [A], e I_1 a componente fundamental de corrente. Então a distorção harmônica total de corrente é dada em (4.2.2).

$$DHT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (4.2.2)$$

As equações (4.2.1) e (4.2.2) podem ser aplicadas para distorções harmônicas de tensão e são aplicadas de maneira análoga com base nas recomendações IEEE 519-2014 (IEEE 519, 2014).

4.3.3 Desequilíbrio de Tensão e Curto-Circuito

Os desequilíbrios de tensão através de GD's são provocados por sua inserção na rede de forma monofásica, o que altera os níveis de tensão na fase em que a potência gerada é injetada. Alguns conversores trifásicos também podem injetar corrente em apenas uma ou duas fases, o que está relacionado ao nível de geração da GD. Por exemplo, quando a irradiação cai, o painel fotovoltaico diminui sua geração e o conversor do sistema injeta potência em apenas uma fase, provocando desequilíbrios de tensão (GIORDANO et al., 2011).

Os desequilíbrios podem causar correntes indesejáveis no neutro, trazendo aquecimento excessivo do condutor, o que afeta sua vida útil. Os desequilíbrios também afetam alguns tipos de cargas como os motores de indução e os dispositivos eletrônicos. Através disso podem ser geradas componentes harmônicas não características (TANG; QI, 2012; DENG; PEI; QI, 2008).

Com a utilização de conversores eletrônicos em GD's, a detecção de falta, a atuação do sistema e a sua desconexão pode se tornar mais rápida que os relés tradicionais, por não possuírem inércia mecânica. Isso pode trazer grandes benefícios de proteção para o sistema, podendo ser reconectados de forma quase imediata, inclusive fora de fase, pois, geralmente, as correntes não excedem os limites do conversor (BOLLEN; HASSAN, 2011).

4.4 Considerações Finais

A inserção de geração distribuída (GD) ao longo da rede podem trazer vários impactos para o sistema de distribuição, porém se esses impactos forem controlados e minimizados, a GD traz muitos benefícios a rede. As GD's estão no contexto de diminuição de impactos ambientais através das fontes renováveis de energia. Elas podem trazer algumas melhorias na qualidade da energia, como melhorias no perfil de tensão e controle de reativo através dos conversores eletrônicos. Este capítulo fez uma breve introdução ao contexto de geração distribuídas, seus benefícios e impactos quando conectados à rede elétrica.

5. ESTUDO DE CASO

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo é apresentado o sistema elétrico simulado, que consiste numa rede elétrica de distribuição com painéis fotovoltaicos, banco de baterias e cargas conectadas ao barramento da rede (PCC). É desenvolvido o modelo elétrico do sistema, projetada as malhas de controle e finalmente montada a simulação. São realizadas três etapas de simulação: na primeira etapa, é feita a simulação apenas com o sistema fotovoltaico, sem o armazenador de energia, e são apresentados seus resultados; na segunda etapa é colocada a bateria no sistema, apresentando seus resultados e comparado com os resultados anteriores; e na terceira etapa é realizada uma simulação de longa duração para analisar o desempenho de descarga da bateria. Finalmente, é feita uma análise harmônica do sistema, sendo projetado um filtro para mitigação dos harmônicos provenientes dos conversores eletrônicos utilizados.

5.2 Apresentação do Modelo Simulado

A proposta da dissertação é a construção de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com a inserção de elementos armazenadores de energia para estudar os principais impactos e melhorias desta topologia para o sistema elétrico, sendo analisadas a dinâmica de controle e os índices de qualidade da energia.

A análise da *micro-grid* proposta foi feita através do *software Matlab/Simulink*, onde foi montado um modelo utilizando as ferramentas do *SimPowerSystems*, que possibilita a configuração de uma geração fotovoltaica, baterias, conversores e a montagem do sistema de controle do modelo (GAICEANU, 2012).

5.2.1 Configuração do Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica foi montado a partir da configuração apresentada na Figura 5.1. O painel possui uma potência de pico de 100 [kW], que é obtido a partir das condições nominais climáticas, ou seja, temperatura de 25[°C] e irradiação solar de 1000 [W/m²]. Foi utilizado o painel da SunPower, modelo SPR-305-WHT de silício policristalino. Cada módulo possui geração de pico de 305 [W], sendo que o arranjo fotovoltaico completo é formado por 5 módulos em série e 66 módulos em paralelo, somando uma tensão de 273,5 [V], formado a capacidade total de geração.

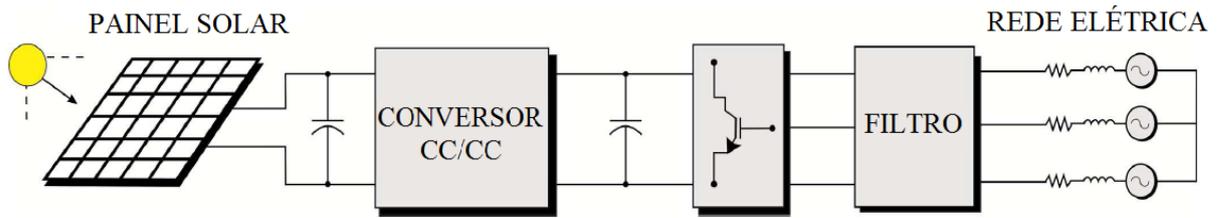


Figura 5.1 – Configuração do sistema fotovoltaico conectado à rede.

A Tabela 5.1 apresenta os parâmetros fornecidos pelo fabricante do painel solar nas condições nominais, com esses valores é possível a montagem do modelo do PV na simulação.

Tabela 5.1 – Parâmetros do painel fotovoltaico.

Painel SunPower SPR-305-WHT	
Parâmetros	Valor
Número de Células por Módulo	96
Máxima Potência, $P_{m\acute{a}x}$ [W]	300
Tensão de Máxima Potência, V_{mp} [V]	54,7
Corrente de Máxima Potência, I_{mp} [A]	5,58
Tensão de Circuito Aberto, V_{oc} [V]	64,2
Corrente de Curto-Circuito, I_{sc} [A]	5,96
Coefficiente de Temperatura de V_{oc} [V/K]	-0,177
Coefficiente de Temperatura de I_{sc} [A/K]	0,003516
Coefficiente de Temperatura de V_{mp} [V/K]	-0,186
Coefficiente de Temperatura de I_{mp} [A/K]	-0,00212
Fator Idealidade do Diodo, a	1,25
Resistência Série, R_{sm} [Ω]	0,0830
Resistência Paralelo, R_{pm} [Ω]	819,13

Com os parâmetros do painel fotovoltaico apresentados na Tabela 5.1, é possível gerar as curvas características do painel apresentando variações de irradiação solar e temperatura. A Figura 5.2 apresenta as curvas características por módulo do painel simulado, sendo possível analisar os pontos de máxima potência para cada mudança de parâmetro realizada. A máxima potência se encontra em 305 [W] como previsto.

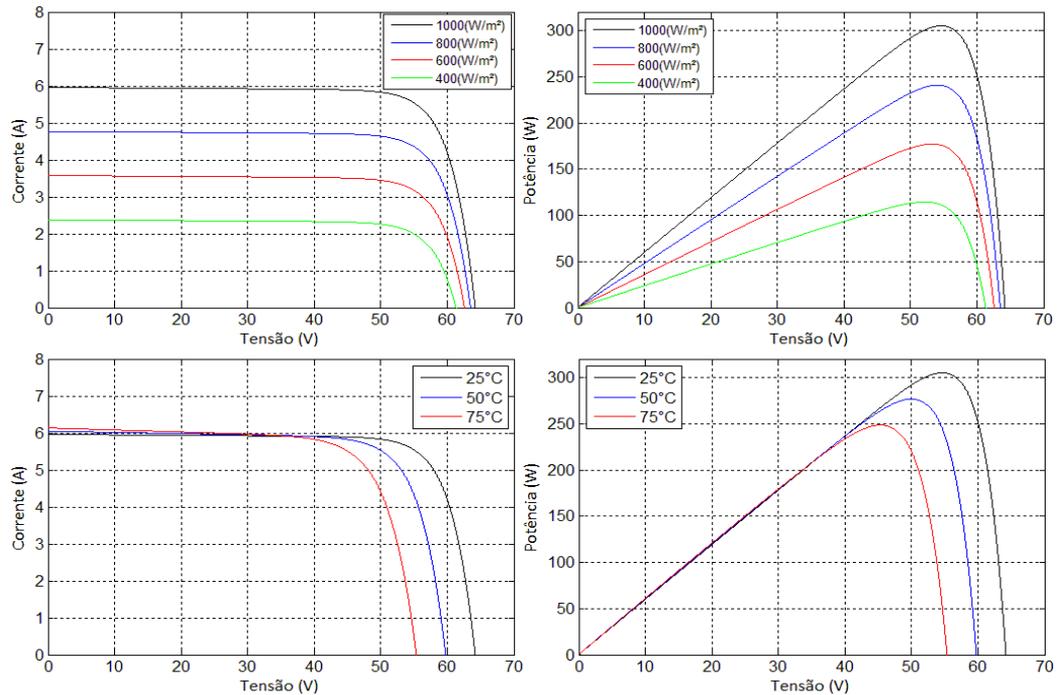


Figura 5.2 – Curvas características do painel SunPower SPR-305-WHT.

5.2.2 Modelagem e Controle do Conversor *Boost*

Para controlar o painel fotovoltaico na máxima potência, é adicionado o conversor *boost* nos terminais do painel. O algoritmo de rastreamento de máxima potência é inserido no conversor, de modo que este controle a tensão do painel V_{pv} e a corrente do painel I_{pv} nas referências de máxima potência (V_{pv}^* , I_{ind}^*) geradas pelo MPPT. O algoritmo MPPT usado neste modelo foi o de condutância incremental com regulação integral, que possui uma rápida resposta perante variações e elimina o erro em regime permanente (RAHMANI et al., 2012).

A Figura 5.3 apresenta o esboço de um conversor *boost*, que deve operar em modo contínuo de condução, para que o controle seja executado de maneira adequada. As variáveis V_{eq} e R_{eq} representam a linearização do painel fotovoltaico em torno do ponto de máxima potência. V_{dc} e I_{dc} representam respectivamente a tensão e corrente no barramento CC (MOHAN; UNDELAND, 2007; NETO et al., 2014).

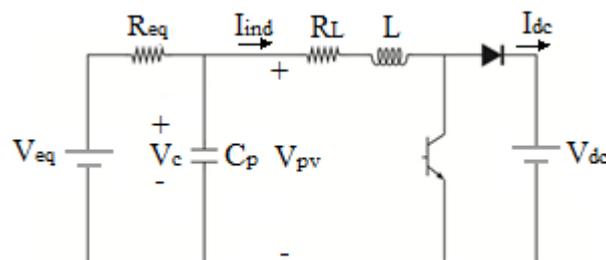


Figura 5.3 – Circuito equivalente de um conversor *boost*.

O modelo médio do conversor *boost* apresentado na Figura 5.3 pode ser expresso por:

$$\langle \dot{X} \rangle = A \langle X \rangle + (B_0 + \delta(B_1 - B_0)) \langle U \rangle \quad (5.1.1)$$

Onde:

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R_L}{L} - \frac{R_{eq}}{L(R_{eq})} & \frac{R_{eq}}{L(R_{eq})} \\ \frac{-R_{eq}}{C_p(R_{eq})} & \frac{-1}{C_p(R_{eq})} \end{bmatrix};$$

$$B_0 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L(R_{eq})} & \frac{-1}{L} \\ \frac{1}{C_p(R_{eq})} & 0 \end{bmatrix}; B_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L(R_{eq})} & 0 \\ \frac{1}{C_p(R_{eq})} & 0 \end{bmatrix};$$

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} \frac{di_{ind}}{dt} \\ \frac{dv_C}{dt} \end{bmatrix}; X = \begin{bmatrix} i_{ind} \\ v_C \end{bmatrix}; U = \begin{bmatrix} V_{eq} \\ V_{dc} \end{bmatrix}.$$

$\langle X \rangle$ denota o valor médio de X e δ é o ciclo de trabalho do conversor. A proposta desta modelagem é encontrar a função de transferência de pequenos sinais da tensão de entrada do conversor (\hat{v}_{pv}) em relação ao controle da variável $\hat{\delta}' = -\hat{\delta}$.

O modelo de pequenos sinais é obtido considerando que cada variável de (5.1.1) pode ser representada no estado estacionário como um pequeno distúrbio, então (NETO et al., 2014):

$$\begin{cases} \delta = D - \hat{\delta} \\ \langle X \rangle = x + \hat{x} \\ \langle U \rangle = u + \hat{u} \end{cases} \quad (5.1.2)$$

Onde $D \gg \hat{\delta}$, $x \gg \hat{x}$ e $u \gg \hat{u}$, desenvolvendo a equação (5.1.1) e aplicando a transformada de Laplace pode ser obtido:

$$\hat{x}(s) = (sI - A)^{-1} B_t \hat{u}_t(s) \quad (5.1.3)$$

Sendo $M = (B_0 - B_1)u$; $B_t = [B \quad M]$; $\hat{u}_t = \begin{bmatrix} \hat{u} \\ \hat{\delta}' \end{bmatrix}$ e na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \hat{i}_{ind} \\ \hat{v}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{11}(s) & F_{12}(s) & F_{13}(s) \\ F_{21}(s) & F_{22}(s) & F_{23}(s) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{eq} \\ V_o \\ \hat{\delta}' \end{bmatrix} \quad (5.1.4)$$

A função de transferência $F_{23}(s)$ relaciona a tensão no painel \hat{v}_{pv} com o ciclo de trabalho $\hat{\delta}'$, que pode ser expresso através de (5.1.5).

$$F_{13}(s) = \frac{\hat{v}_{pv}}{\hat{\delta}'} \quad (5.1.5)$$

A Tabela 5.2 apresenta os valores dos elementos usados no conversor *boost* do painel fotovoltaico. A configuração do conversor *boost* antes do inversor (VSC) torna mais viável o trabalho do inversor para manter a tensão do barramento CC no valor desejado, já que esse conversor eleva a tensão de saída. O conversor ainda permitiu um melhoramento no rastreamento de máxima potência para o painel solar, tornando-o mais eficiente (MOHAN; UNDELAND, 2007).

É válido salientar, que na prática é inviável a utilização de apenas um módulo de conversor *boost* no valor de potência do painel. A aplicação é feita com vários conversores, através de uma configuração adequada para operação em maiores potências. Na simulação foi utilizado apenas um módulo conversor por simplificação do modelo. A frequência de chaveamento do conversor é de 5 kHz, sendo considerada baixa em relação a capacidade de chaveamento dos semicondutores atuais, porém esse valor foi adotado para diminuir o esforço computacional da simulação (MOHAN; UNDELAND, 2007).

Tabela 5.2 – Parâmetros do conversor *boost* do painel.

Parâmetros	Valor
Indutância do Indutor [mH]	5,0
Resistência do Indutor [Ω]	0,005
Capacitor de Entrada [μ F]	100
Resistência do IGBT [Ω]	0,001
Frequência de Chaveamento [kHz]	5
Janela de Tempo do MPPT [s]	0,002
Tensão de Condução IGBT [V]	0,2
Resistência do Diodo [Ω]	0,001
Tensão de Condução Diodo [V]	1

A Figura 5.4 apresenta o esquema de controle do conversor *boost*. A entrada de tensão V_{pv} e corrente I_{pv} do painel passa pelo MPPT gerando uma referência condutância de máxima potência I_{pv}^*/V_{pv}^* . Esse sinal, ao passar pelo controlador PI, compara a condutância atual com a referência eliminando seu erro em regime permanente. O sinal de saída é comparado com uma onda triangular, formando o sinal PWM que é enviado ao IGBT do conversor, que controla assim o painel na máxima potência (NETO et al., 2014; XAVIER et al., 2015).

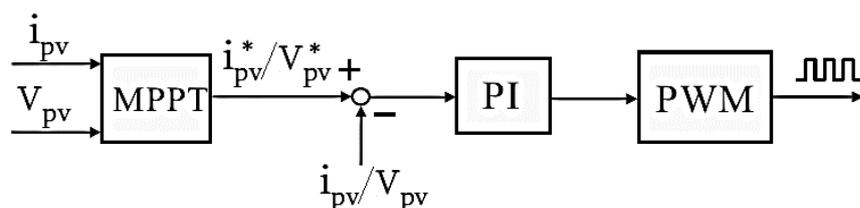


Figura 5.4 – Estratégia de controle do conversor *boost*.

Dessa maneira, o sinal do ciclo de trabalho δ_1 (*duty cycle*) aplicado ao conversor pode ser calculado através de (5.1.6).

$$\delta_1 = K_{i1} \int_0^t \left(\frac{I_{pv}^*}{V_{pv}^*} - \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \right) dt + K_{p1} \left(\frac{I_{pv}^*}{V_{pv}^*} - \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \right) \quad (5.1.6)$$

Onde K_{i1} é o ganho integral do controlador e K_{p1} é o ganho proporcional relacionado ao ciclo de trabalho do conversor *boost*. O controlador PI adicionado tem a forma $5 + \frac{1}{s}$; os ganhos foram calculados em (NETO et al., 2014).

5.2.3 Modelagem e Controle do Estágio Inversor

A Figura 5.5 apresenta o modelo do inversor para conexão do PV à rede elétrica, que representa o estágio inversor. A tensão e corrente do barramento CC (V_{dc} , I_{dc}) provêm da saída dos terminais do conversor *boost*. Então, a partir da Figura 5.5, utilizando a lei de Kirchhoff de tensão, é possível escrever a equação (5.1.7). Neste caso, o capacitor do filtro C_f , não é representado na equação, pois na frequência fundamental, o capacitor é considerado um circuito aberto (TANG; QI, 2012; CARRASCO et al., 2006).

Escrevendo as equações de tensão por fase, tem-se:

$$\begin{cases} v_a(t) - (R_f - R_1)i_a(t) - (L_1 - L_f) \frac{di_a(t)}{dt} - V_a(t) = 0 \\ v_b(t) - (R_f - R_1)i_b(t) - (L_1 - L_f) \frac{di_b(t)}{dt} - V_b(t) = 0 \\ v_c(t) - (R_f - R_1)i_c(t) - (L_1 - L_f) \frac{di_c(t)}{dt} - V_c(t) = 0 \end{cases} \quad (5.1.7)$$

Multiplicando as equações de (5.1.7) por $\frac{2}{3}e^{j0}$, $\frac{2}{3}e^{j\frac{2\pi}{3}}$ e $\frac{2}{3}e^{j\frac{4\pi}{3}}$ respectivamente e somando-as, pode-se obter a dinâmica do inversor em função dos fasores espaciais das tensões e correntes do sistema trifásico (CUPERTINO, A. et al., 2012):

$$\vec{v} - R\vec{i} - L \frac{d\vec{i}}{dt} - \vec{V} = 0 \quad (5.1.8)$$

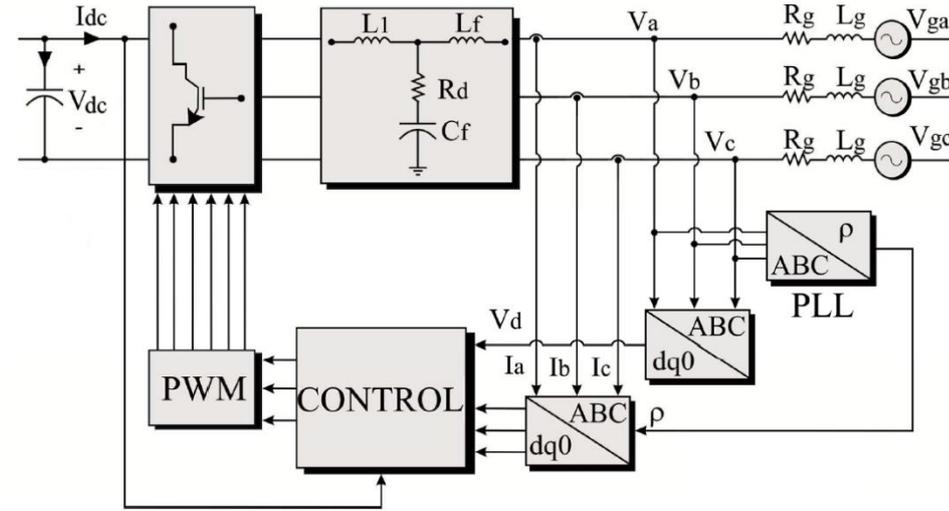


Figura 5.5 – Esquema de controle do estágio inversor (CUPERTINO, A. et al., 2012).

Realizando a representação das componentes $\alpha\beta$:

$$\overline{v_{\alpha\beta}} - R\overline{i_{\alpha\beta}} - L \frac{d\overline{i_{\alpha\beta}}}{dt} - \overline{V_{\alpha\beta}} = 0 \quad (5.1.9)$$

Onde $\overline{v_{\alpha\beta}} = v_{\alpha} + jv_{\beta}$, $\overline{i_{\alpha\beta}} = i_{\alpha} + ji_{\beta}$ e $\overline{V_{\alpha\beta}} = V_{\alpha} + jV_{\beta}$. Para a realização da transformada dq , multiplica-se os fasores espaciais por $e^{-j\rho} e^{j\rho}$ e separando as partes reais e imaginárias é obtido (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011):

$$\begin{cases} v_d - Ri_d - L \frac{di_d}{dt} + Li_q \frac{d\rho}{dt} - V_d = 0 \\ v_q - Ri_q - L \frac{di_q}{dt} + Li_d \frac{d\rho}{dt} - V_q = 0 \end{cases} \quad (5.1.10)$$

As equações de (5.1.10) representam a dinâmica das componentes dq de tensões e correntes do inversor (TANG; QI, 2012).

A estrutura de PLL usada na dissertação é baseada no sistema de referência síncrona, onde, seu princípio visa anular a componente de quadratura da tensão por meio de um controlador que ajusta o valor do ângulo de fase $\rho(t)$. Então, a tensão terá somente a componente de eixo direto. Considerando o sistema equilibrado e de posse do ângulo calculado são obtidas as componentes dq de corrente (RAHMANI et al., 2012).

Em (5.1.11) é mostrada a forma dos componentes de eixo direto e quadratura separadamente (CUPERTINO, A. et al., 2012):

$$\begin{cases} V_d = \hat{V} \cos(\omega_n t + \theta_0 - \rho(t)) \\ V_q = \hat{V} \sin(\omega_n t + \theta_0 - \rho(t)) \end{cases} \quad (5.1.11)$$

Onde \hat{V} é valor da tensão de pico, ω_n é a frequência fundamental, θ_0 é o ângulo de fase da componente fundamental e $\rho(t) = \omega_s t + \varphi_0$. É notado que $V_d = \hat{V}$ e $V_q = 0$ quando $\rho(t) = \omega_n t + \theta_0$. Assim, é possível projetar um controlador para obter $\rho(t)$ com $V_q = 0$ em regime permanente. A estrutura é apresentada na Figura 5.6 a seguir (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

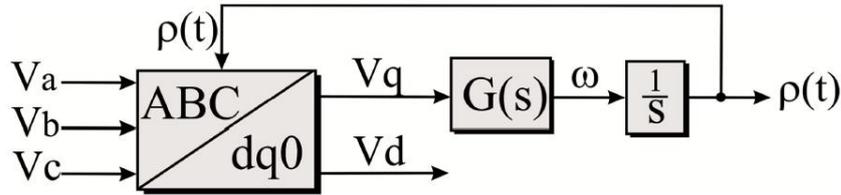


Figura 5.6 – Diagrama de blocos do SRF-PLL (CUPERTINO, A. et al., 2012).

$$\omega = \frac{d\rho}{dt} = G(s)V_q \quad (5.1.12)$$

Aplicando (5.1.11) em (5.1.12), é obtido:

$$\omega = G(s) \hat{V} \text{sen}(\omega_n t + \theta_0 - \rho(t)) \quad (5.1.13)$$

É possível linearizar a dinâmica não linear do sistema através de $\rho(t) \approx \omega_n t + \theta_0$ e utilizando-se que $\text{sen}\mu \approx \mu$ para $\mu \approx 0$, é possível reescrever (5.1.13) como:

$$\omega = G(s) \hat{V} (\omega_n t + \theta_0 - \rho(t)) \quad (5.1.14)$$

A equação (5.1.12) pode ser representada pelo diagrama de blocos da Figura 5.7.

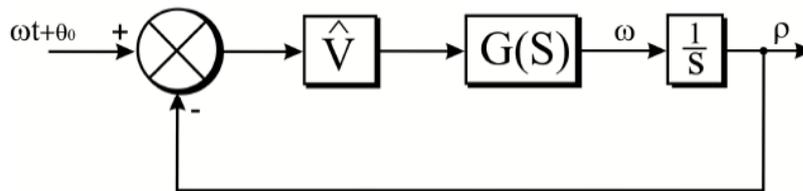


Figura 5.7 – Diagrama de blocos de (5.1.12).

A função de transferência em malha fechada da Figura 5.7 é apresentada em (5.1.15).

$$\frac{P(s)}{\Theta(s)} = \frac{G(s)\hat{V}}{s + G(s)\hat{V}} \quad (5.1.15)$$

Onde $G(s) = k_p \frac{1+s\tau_i}{s\tau_i}$, sendo K_p é o ganho proporcional e τ_i é a constante de tempo do controlador. Com o PLL ajustado é possível expressar as potências ativas e reativas nas equações a seguir.

$$P = \frac{3}{2} V_d I_d \quad (5.1.16)$$

$$Q = -\frac{3}{2} V_d I_q \quad (5.1.17)$$

As estruturas da malha de controle são feitas em cascata, sendo uma malha interna de corrente, que é mais rápida. E uma malha externa mais lenta que fornece a referência para malha interna. Os subsistemas de eixo direto e de quadratura são controlados separadamente pelo uso de uma técnica de desacoplamento, chamada compensação por ação direta. Como é possível ver na Figura 5.8, a malha mais externa de corrente de eixo direto, possui uma malha que controla a tensão no barramento CC. Nesta malha pode ser controlada a injeção de potência ativa no sistema (MOHAN; UNDELAND, 2007).

As oscilações de tensão no barramento CC são uma consequência das variações de potência ativa no sistema, assim o controle consegue detectar as variações de geração no sistema. Para o controle da corrente de eixo direto I_d , e da corrente de eixo de quadratura I_q , foi utilizado apenas o controle proporcional P . Esse controlador foi suficiente para o controlar adequadamente o sistema, mesmo gerando um pequeno erro em regime permanente, não houve desvio significativo que possa ser considerado neste trabalho.

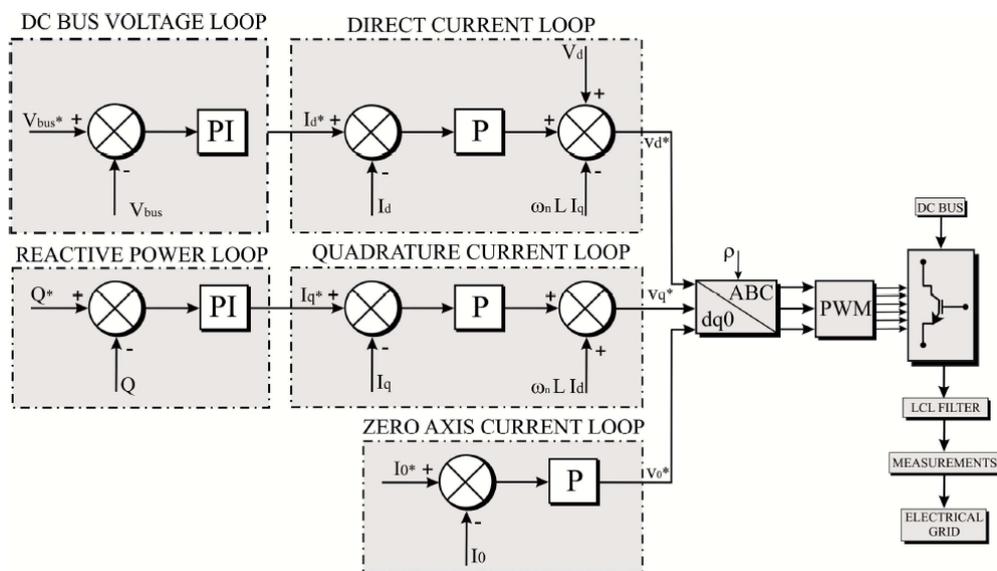


Figura 5.8 – Malhas de controle do inversor (CUPERTINO, A. et al., 2012).

O valor de referência da tensão do barramento CC é definido de acordo com pico da tensão de fase da rede \hat{V} , sendo seu valor mínimo de $V_{dc} \geq 2,34\hat{V}$. Assim, o valor de referência da potência ativa depende da potência gerada e o valor da potência reativa pode variar de acordo

com o desejado, podendo ser nulo. O suprimento de potência reativa provêm dos capacitores do barramento CC e do filtro (RAHMANI et al., 2012).

Para o estágio inversor, a equação que descreve a dinâmica do subsistema de eixo direto é apresentada em (5.1.10) e na presença do PLL tem-se que $\frac{d\rho}{dt} = \omega_n$ e portanto a equação pode ser reescrita:

$$Ri_d + L \frac{di_d}{dt} = V_d + Li_q \omega_n - v_d \quad (5.1.18)$$

Aplicando a transformada de Laplace será obtido:

$$(R + Ls)i_d(s) = V_d(s) + L\omega_n i_q(s) - v_d(s) \quad (5.1.19)$$

O subsistema de (5.1.19) pode ser representado pelo diagrama de blocos da Figura 5.9, juntamente com a malha fechada de controle de eixo direto (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

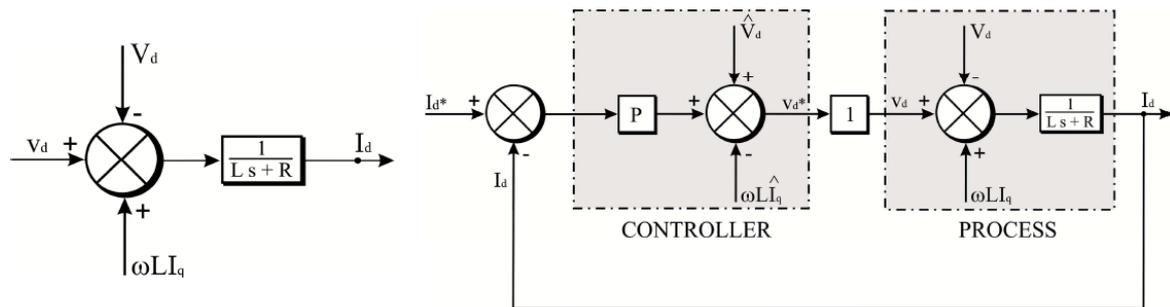


Figura 5.9 – Controle em malha fechada de corrente de eixo direto para o estágio inversor.

Supondo que a saída do controlador seja um sinal δ e a partir de (5.1.19) foi obtido a função de transferência $\frac{1}{Ls+R}$, assumindo que $V_d \approx \hat{V}_d$ e $\omega_n L \hat{i}_q \approx L \omega_n i_q$. Assim pode-se escrever:

$$-(-\delta + \hat{V}_d + \omega_n L \hat{i}_q) + V_d + L \omega_n i_q \approx \delta \quad (5.1.20)$$

A compensação direta resulta no mesmo ganho calculado anteriormente e pode ser representado pela Figura 5.10.

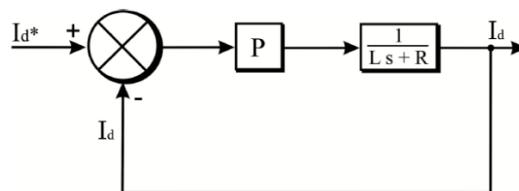


Figura 5.10 – Diagrama de blocos do controle de corrente de eixo direto.

Para o controle de corrente de eixo de quadratura são seguidas as mesmas suposições anteriormente apresentadas. A partir de (5.1.11) pode-se adicionar a PLL e aplicar a transformada de Laplace de maneira análoga obtendo:

$$(R + Ls)i_q(s) = -v_q(s) - L\omega_n i_d(s) \quad (5.1.21)$$

Adicionando a estimativa $\omega_n L \hat{i}_q$ no controlador, como proposto anteriormente para corrente de eixo direto, sendo δ um sinal qualquer com função de transferência $\frac{1}{Ls+R}$, é obtido:

$$-(-\delta - \omega_n L \hat{i}_d) - L\omega_n i_d \approx \delta \quad (5.1.22)$$

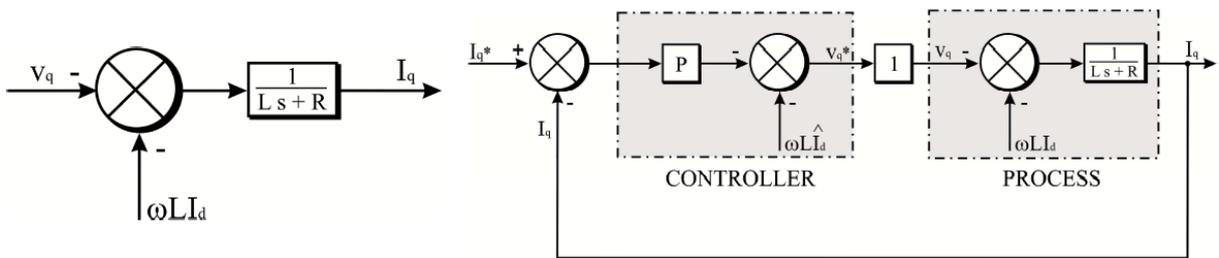


Figura 5.11 – Controle em malha fechada de corrente de eixo de quadratura para o estágio inversor.

Foi assumido $\omega_n L \hat{i}_d \approx L\omega_n i_d$. Assim pode-se representar o sistema equivalente de eixo de quadratura como apresentado Figura 5.12.

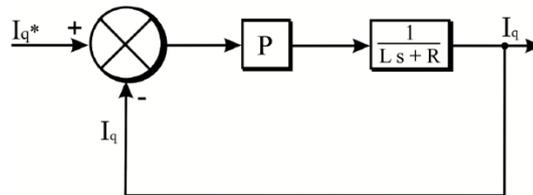


Figura 5.12 – Diagrama de blocos do controle de corrente de eixo de quadratura.

A função de transferência do PI é representada por $K_p + \frac{K_i}{s}$. Pode ser obtido a partir do desenvolvimento da equação (5.1.23).

$$\frac{P(s)}{P^*(s)} = \frac{H(K_p s + K_i)}{(1 + HK_p)s + HK_i} \quad (5.1.23)$$

Onde $H = \frac{3}{2}V_d$.

$$\frac{P(s)}{P^*(s)} = \frac{1 + T_1 s}{1 + T_2 s} \quad (5.1.24)$$

Sendo $T_1 = \frac{K_p}{K_i}$ e $T_2 = \frac{1+HK_p}{HK_i}$. Utilizando a técnica de alocação de polos, obtêm-se as frequências de corte e de zero respectivamente $2\pi f_{c1} = \frac{1}{T_1}$ e $2\pi f_{c2} = \frac{1}{T_2}$. Como definição inicial $f_{c1} = \frac{f_c}{10}$ e $f_{c2} = \frac{f_{c1}}{10}$, para que a malha de corrente seja bem mais rápida que a malha de tensão, garantindo a aproximação utilizada no modelo e deste modo pode-se obter:

$$K_p = \frac{2\pi f_{c2}}{2\pi H(f_{c2} - f_{c1})} \quad (5.1.25)$$

$$K_i = 2\pi f_{c1} K_p \quad (5.1.26)$$

Para o controle de tensão no barramento CC, tem-se a equação:

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_{ind} \quad (5.1.27)$$

Aplicando a transformada de Laplace, tem-se:

$$CsV_{dc}(s) = i_{dc}(s) - i_{ind}(s) \quad (5.1.28)$$

Quando as perdas forem pequenas, pode ser obtido (5.1.29) em regime permanente:

$$V_{dc}^* i_{ind} = \frac{3}{2} V_d I_d \quad (5.1.29)$$

Deste modo é possível representar o controle do barramento CC na Figura 5.13.

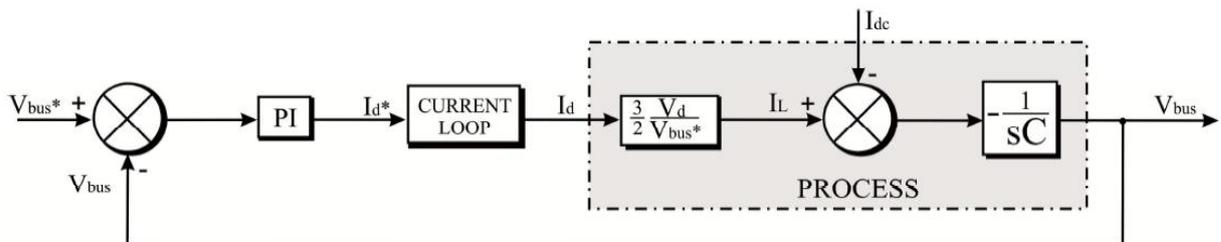


Figura 5.13 – Malha de controle do barramento CC.

Fazendo a simplificação e desprezando a perturbação em i_{dc} , é possível simplificar o controle do barramento CC através da Figura 5.14 (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

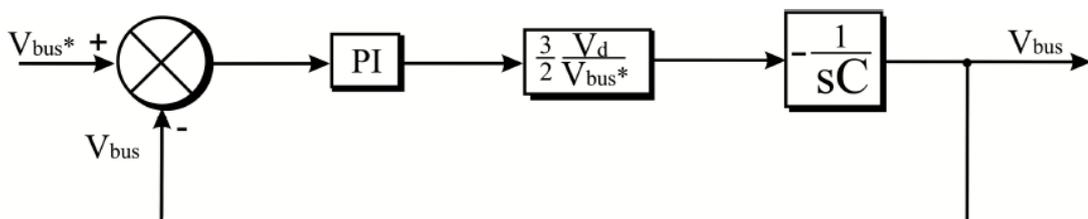


Figura 5.14 – Simplificação do modelo de controle do barramento CC.

A função de transferência do controlador PI é representado por $-(K_p + \frac{K_i}{s})$, então a partir da Figura 5.14 pode ser obtido:

$$\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc}^*(s)} = \frac{(K_p s + K_i)G}{Cs^2 + K_p Gs + K_i G} \quad (5.1.30)$$

Onde $G = \frac{3 V_d}{2 V_{dc}^*}$.

Igualando as raízes da função de transferência anterior (5.1.30) com uma equação de primeiro grau, garante-se que a resposta da malha de tensão do barramento CC terá uma resposta com baixo sobressinal. Assim, sendo f_{c1} e f_{c2} as frequências de polo desejadas, podem ser obtidos os seguintes resultados (CUPERTINO, A. et al., 2012):

$$-\frac{K_p G}{C} = -2\pi(f_{c1} + f_{c1}) \quad (5.1.31)$$

$$\frac{K_p G}{C} = (-2\pi f_{c1})(-2\pi f_{c2}) \quad (5.1.32)$$

Finalmente serão obtidos os ganhos do controlador do barramento CC:

$$K_p = \frac{2\pi C}{G} (f_{c1} + f_{c1}) \quad (5.1.33)$$

$$K_i = \frac{4\pi^2}{G} f_{c1} f_{c1} C \quad (5.1.34)$$

A Tabela 5.3 apresenta os parâmetros de simulação do inversor. Deve ser notado que a frequência de chaveamento do inversor foi de 2 kHz, o que é considerado uma baixa frequência para um dispositivo IGBT ou MOSFET. Porém foi adotado esse valor para não sobrecarregar o processamento computacional da simulação, permitindo ainda, uma análise harmônica em frequências mais baixas.

Tabela 5.3 – Parâmetros do inversor (VSC).

Parâmetros	Valor
Número de braços	3
Resistência do <i>Snubber</i> [MΩ]	1
Capacitância do <i>Snubber</i> [F]	∞
Resistência Interna IGBT [Ω]	0,002
Frequência de Chaveamento [kHz]	2
Tensão de Condução IGBT [V]	1
Tensão de Condução do Dispositivo [V]	1
Tensão barramento CC [V]	500
Tensão nominal saída [V]	260

Foi desenvolvido no *Matlab/Simulink* um sistema fotovoltaico, integrado à rede através de um inversor. O controlador MPPT usa o algoritmo de condutância incremental com regulação integral, que possui frequência de chaveamento de 5 [kHz]. O inversor possui uma frequência de chaveamento de 2 [kHz], sendo que a tensão no barramento CC é 500 V com saída trifásica de 240 [V] e 60 [Hz]. A potência de curto circuito é de 50 MVA. Ao longo da rede são distribuídas cargas similares a uma rede real, conforme apresentado na Figura 5.15. O *time step* da simulação é de $1 \cdot 10^{-6}$. O tempo de simulação é de 4 segundos, pois visa a análise dinâmica da bateria e performance de controle do sistema. Não será enfatizado o desempenho de carga e descarga da bateria, pois isso exigiria um maior tempo de simulação.

A Figura 5.15 apresenta o modelo simulado, o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com suas respectivas cargas e parâmetros de simulação, sem a utilização de elementos armazenadores. O barramento em preto, chamado PCC, é o ponto onde foram feitas as medições da rede elétrica.

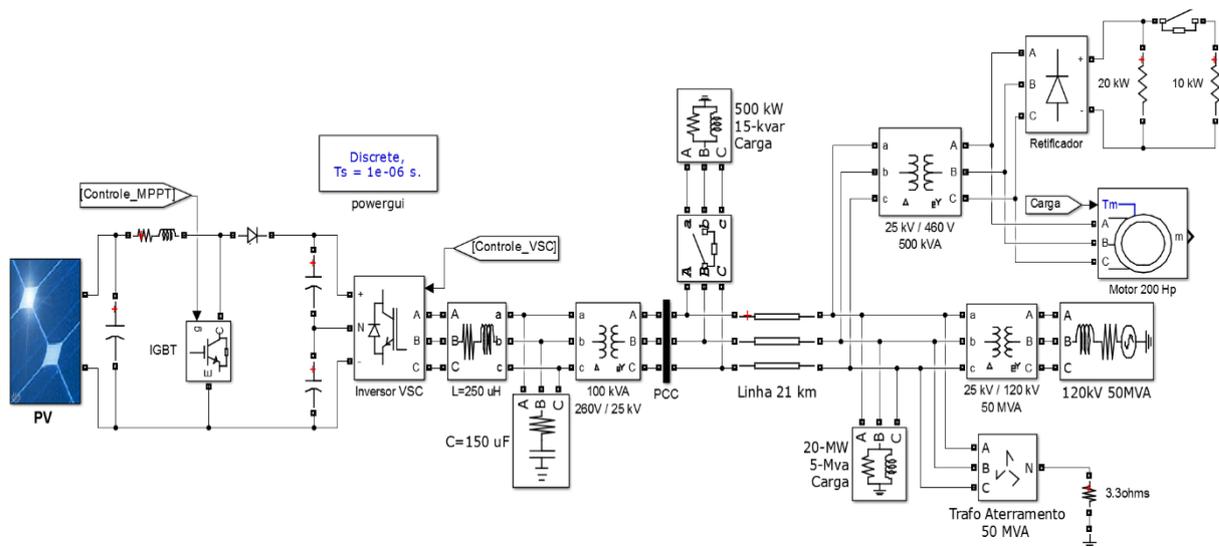


Figura 5.15 – Configuração do sistema fotovoltaico sem armazenadores de energia.

5.2.4 Inserção e Controle do Armazenador de Energia

O armazenador de energia utilizado neste trabalho é um banco de baterias de íons de lítio (Li-Ion). Suas vantagens incluem maior densidade de energia, maior eficiência de conversão e ausência de efeito memória, podendo realizar vários ciclos de carga e descarga por dia. Devido a essas características, esta bateria é indicada para o uso em regulação do fluxo de potência em sistemas elétricos de distribuição.

Com a estabilização da geração do PV, a injeção de potência na conexão com a rede fica mais suave, elimina flutuações de tensão, instabilidades e variações providas da GD. Assim,

os índices de qualidade de energia melhoram e permitem uma melhor aplicação num caso de ilhamento (RAHMANI et al., 2012).

A Tabela 5.4 apresenta os parâmetros da bateria, modelada para entrar em paralelo ao sistema fotovoltaico diretamente no barramento CC do sistema. Esta configuração é mais simples e diminui o custo de instalação, não sendo necessário um inversor específico para bateria, porém é necessário um conversor bidirecional que permite a carga e descarga da bateria no barramento CC (ADHIKARI; LI, 2014; WANG et al., 2010).

Tabela 5.4 – Parâmetros da bateria de Li-Ion.

Bateria Li-Ion	
Parâmetros	Valor
Tensão Nominal [V]	120
Capacidade Nominal [Ah]	2000
Estágio Inicial de Carga [%]	50
Capacidade Máxima [Ah]	2153,8462
Tensão em Carga Completa [V]	141,3559
Corrente Nominal de Descarga [A]	869,5652
Resistência Interna [Ω]	0,0006
Capacidade Nominal em V_n [Ah]	1923,077
Zona Exponencial [V,Ah]	[130,1;400]

A Figura 5.16 apresenta a curva de descarga característica para a bateria (Li-Ion) utilizada na simulação. Com uma capacidade de 2000 [Ah], ela consegue descarregar 240 [kW] em 1 hora, ou seja, num sistema em que a potência injetada é de 80 [kW], a bateria possui uma autonomia de 3 horas.

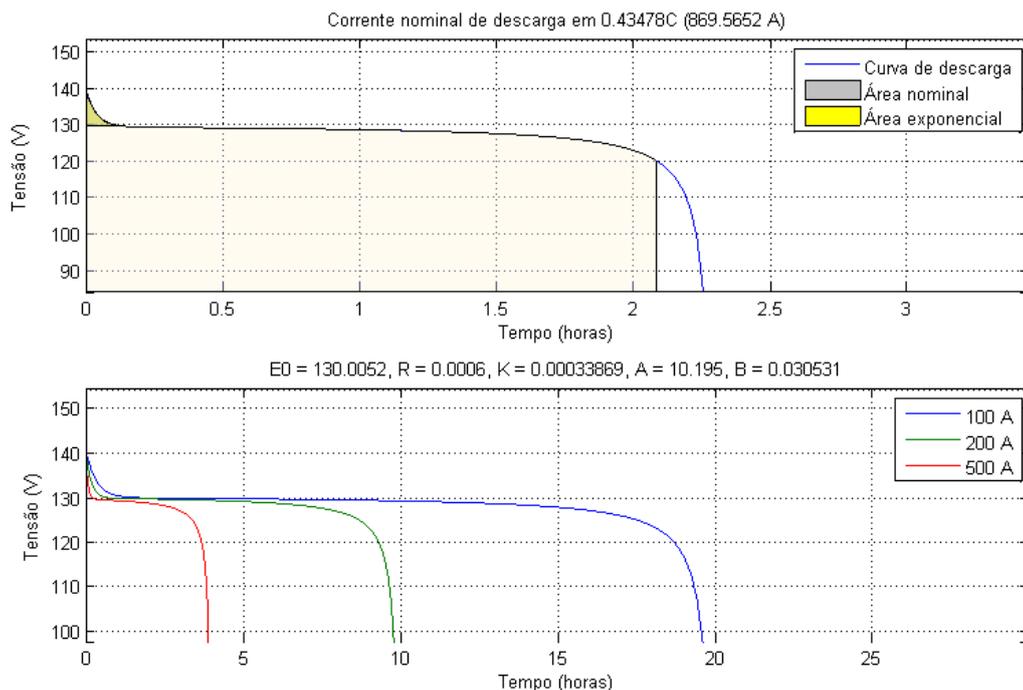


Figura 5.16 – Curva de descarga da bateria Li-Ion utilizada na simulação.

O projeto da bateria conectada ao sistema possui a configuração conforme apresentado na Figura 5.17. O objetivo do trabalho é regular a geração do sistema em 80 [kW], ou seja, o sistema fotovoltaico em conjunto com a bateria deve suprir 80 [kW] à rede elétrica, independente das variações de geração do painel fotovoltaico. Assim, a característica intermitente do PV pode ser adequadamente eliminada.

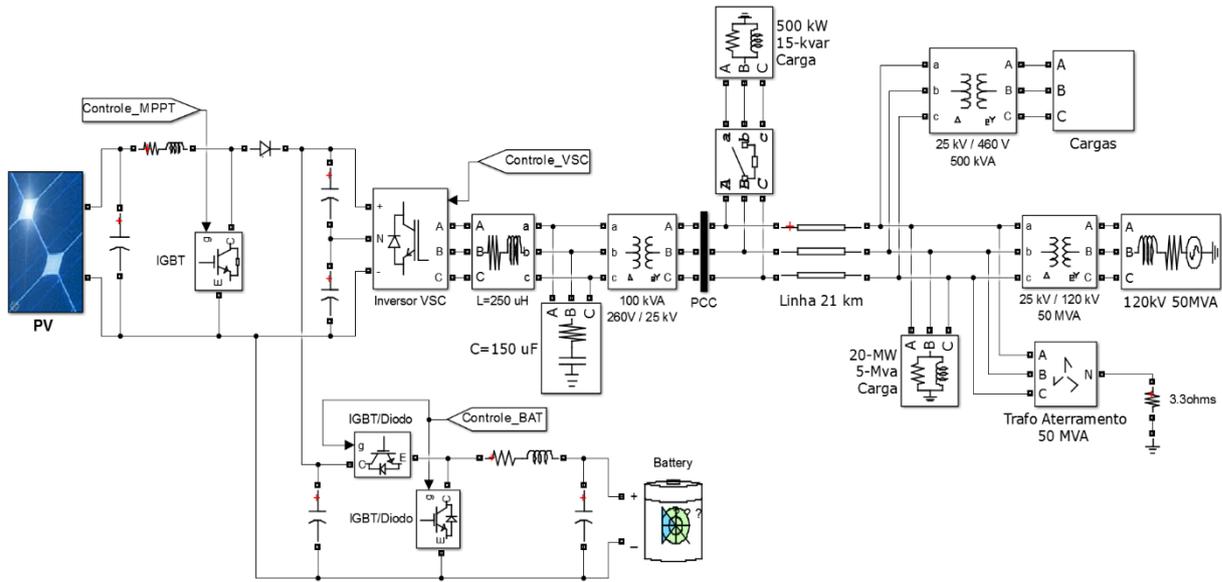


Figura 5.17 – Configuração do sistema com inserção armazenadores de energia.

O conversor utilizado para o controle do fluxo de potência é o conversor *boost* bidirecional. Esses conversores possuem diodos entre os terminais do IGBT, que permitem o fluxo de corrente nos 2 sentidos. A Figura 5.18 apresenta o circuito elétrico do conversor bidirecional, fazendo a interface entre a bateria e o barramento CC.

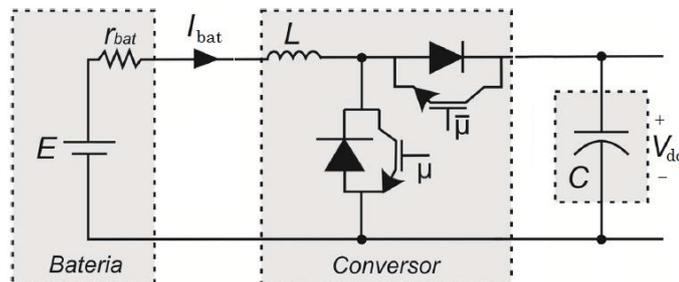


Figura 5.18 – Conversor bidirecional *boost*.

O conversor *boost* bidirecional realiza o fluxo de potência do sistema de acordo com a potência gerada no painel P_{pv} . É desejado que o fluxo de potência para a rede seja constante em 80 [kW], independente das variações de geração no painel. Assim, a bateria deve complementar o suprimento de potência quando o PV não suprir o suficiente. Se $P_{pv} >$

80 [kW], então a bateria absorve a potência excedente para ser carregada, porém, se $P_{pv} < 80$ [kW], a bateria injeta potência no sistema para regular a geração. A Figura 5.19 mostra como é gerado o sinal no conversor da bateria.

O sinal PWM das chaves eletrônicas são complementares entre si, ou seja, quando o ciclo de trabalho do IGBT 1 está atuando sobre o conversor, o IGBT 2 está em aberto e a corrente flui por meio do seu diodo. Quando o IGBT 2 está sendo chaveado, o IGBT 1 permanece aberto, com a corrente fluindo pelo diodo. Assim o IGBT 1 é responsável pelo aumento da tensão (*boost*), trabalhando na injeção de potência para rede e o IGBT 2 pela diminuição da tensão (*buck*), para realizar a carga da bateria. Essa interface permite que a tensão na bateria não precise ser tão elevada, facilitando seu projeto de construção (ADHIKARI; LI, 2014).

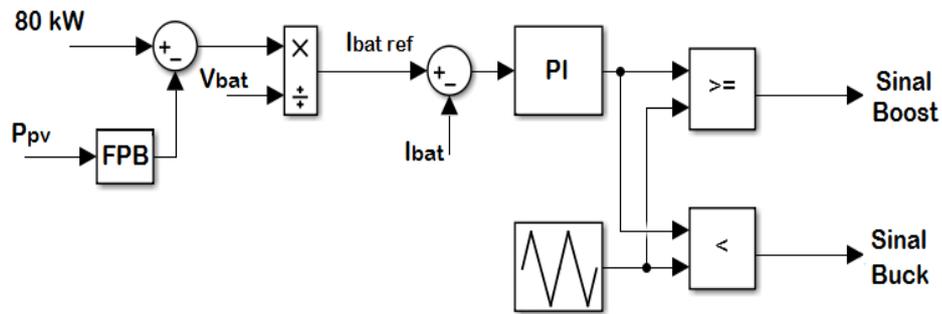


Figura 5.19 – Diagrama de controle da bateria.

A referência de potência para rede é 80 [kW], este valor é subtraído da potência gerada pelo painel P_{pv} e o resultado dividido pela tensão na bateria V_{bat} , assim é gerado a referência de corrente para a bateria $I_{bat\ ref}$. O sinal é comparado com a corrente atual da bateria I_{bat} e passa por um controlador PI de equação $1 \cdot 10^{-10} + \frac{5 \cdot 10^{-9}}{s}$. Os ganhos são calculados em (ADHIKARI; LI, 2014). Este sinal é comparado com uma onda triangular, onde é gerado o sinal PWM, em complementação, para ambos IGBT's.

Um filtro passa baixa com frequência de corte em 1000 [Hz] foi adicionado ao sinal de entrada da potência do painel P_{pv} , para filtrar as variações de alta frequência do painel. Isso impede que o controle faça variações muito rápidas, o que pode trazer instabilidades. Assim, em (5.2.1) pode ser calculado o ciclo de trabalho no conversor bidirecional (GAICEANU, 2012; WANG et al., 2010).

$$\mu = K_{i1} \int_0^t \left(\frac{80 - P_{pv}}{V_{bat}} - I_{bat} \right) dt + K_{p1} \left(\frac{80 - P_{pv}}{V_{bat}} - I_{bat} \right) \quad (5.2.1)$$

As variações climáticas provocam oscilações na injeção de potência do painel, o que é muito comum em fontes renováveis e deve ser levada em consideração para modelagem do

sistema. Assim, a Figura 5.20 apresenta os parâmetros de entrada no painel. As variações simuladas não podem ser classificadas como semelhantes aos fenômenos naturais, porém é possível analisar a ação do controle e o comportamento do sistema como um todo perante essas oscilações.

As simulações realizadas utilizam os mesmos parâmetros de entrada no PV, apresentadas na Figura 5.20, sendo utilizadas para geração sem e com elementos armazenadores para que se possa realizar as devidas comparações entre os dois modelos.

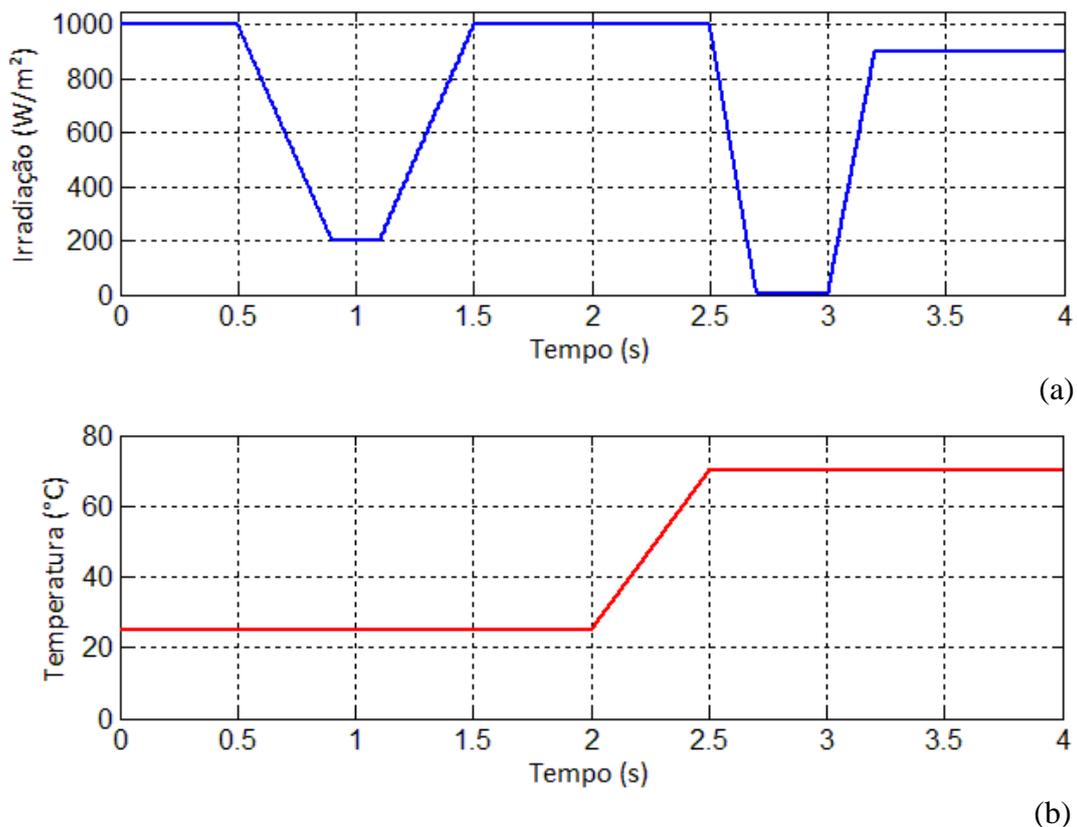


Figura 5.20 – Variações de irradiação (a) e variações de temperatura (b) do PV.

5.3 Resultados e Análises

5.3.1 Resultados Sem Armazenador de Energia

O painel fotovoltaico é controlado na máxima potência, e assim o MPPT mostra-se bastante funcional mantendo os valores de máxima potência perante as oscilações de irradiação e temperatura. Nas condições nominais é gerado no PV aproximadamente 100 [kW]. É possível notar a dinâmica de controle do MPPT na corrente do painel apresentado na Figura 5.21. De fato, a corrente do painel tem uma relação direta com a irradiação recebida, pois sua curva de variação é bem próxima da irradiação simulada.

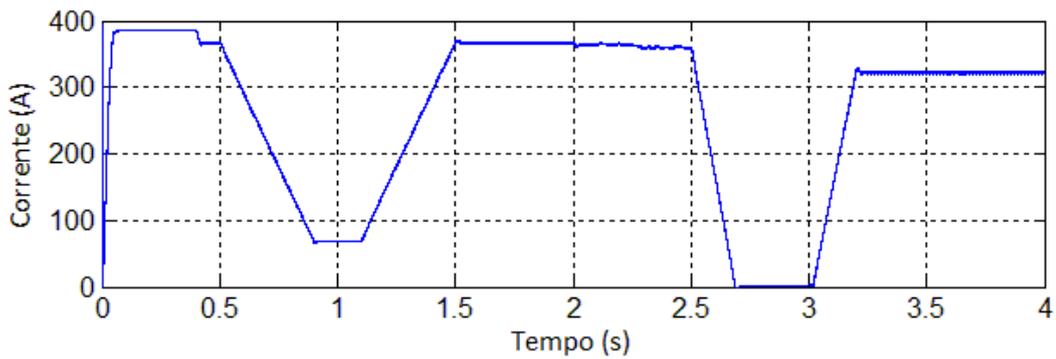


Figura 5.21 – Variação de corrente no PV.

A tensão no painel está apresentada na Figura 5.22, sendo controlada pelo MPPT de acordo com as variações simuladas no PV. É observado que a tensão é mais sensível a temperatura, pois a variação de tensão é maior com uma mudança na temperatura, do que com uma variação de irradiação. Através das Figura 5.21 e Figura 5.22 é notado claramente que quando a irradiação é zerada, o painel perde completamente a geração.

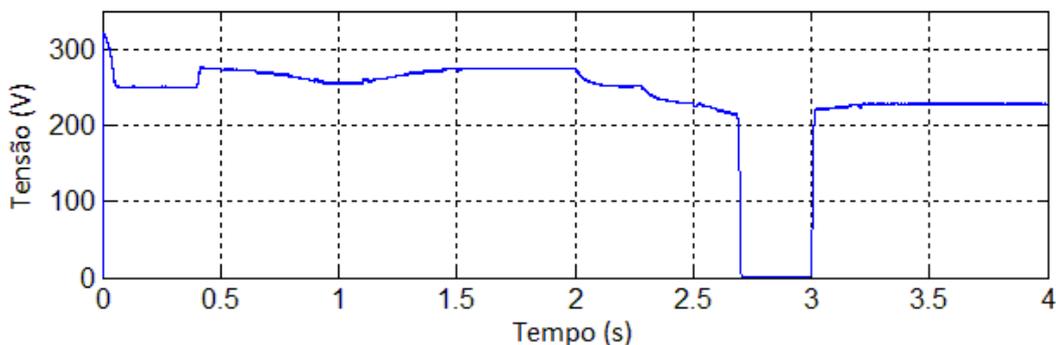


Figura 5.22 – Variação de tensão no PV.

A Figura 5.23 apresenta a potência gerada pelo painel fotovoltaico. A variação de temperatura entre 2,0 e 2,5 segundos, mostra que o rastreamento do MPPT não segue de maneira proporcional a temperatura, se tornando mais lento. Ou seja, o MPPT atua melhor perante variações de irradiação e é mais lento perante variações de temperatura. Isto de fato não representa um problema, já que, fisicamente, as variações de temperaturas são muito mais lentas que as variações de irradiação (BOLLEN; HASSAN, 2011).

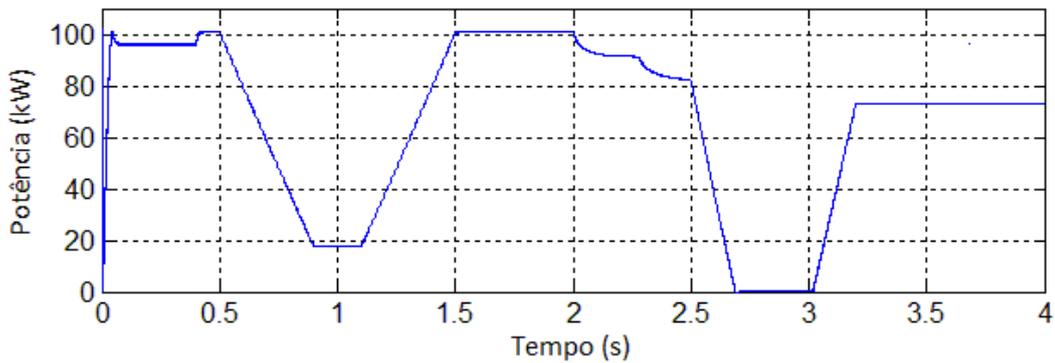
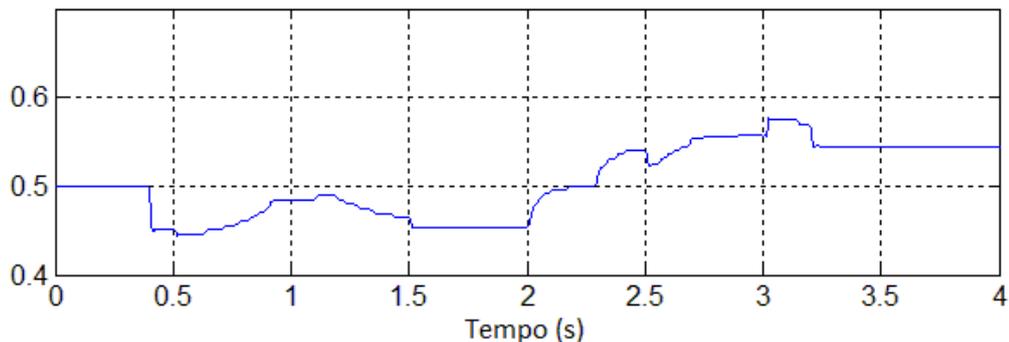


Figura 5.23 – Potência gerada no painel fotovoltaico.

A Figura 5.24 apresenta a variação do ciclo de trabalho do conversor *boost* ao longo da geração de energia no painel, sendo possível notar que o ciclo de trabalho tende a aumentar nos períodos de variação de geração, por exemplo, quando a irradiação sai de zero e começa a aumentar, o conversor é forçado para manter a relação de tensão, obrigando o conversor trabalhar mais intensamente.

Figura 5.24 – Ciclo de trabalho do conversor *boost* (*duty cycle*).

A Figura 5.25 apresenta a tensão em p.u. da rede elétrica no PCC. É possível observar que a tensão se mantém estável, porém existe uma pequena variação de tensão quando a carga de 500 [kW] é chaveada. Outra variação de tensão é detectada no momento que o motor de 200 Hp diminui seu torque de carga exigido. Essas variações, porém, não trazem nenhum impacto negativo à tensão da rede elétrica, já que são inferiores aos limites de variações permitidos nas normas. A tensão de base é de 25 [kV].

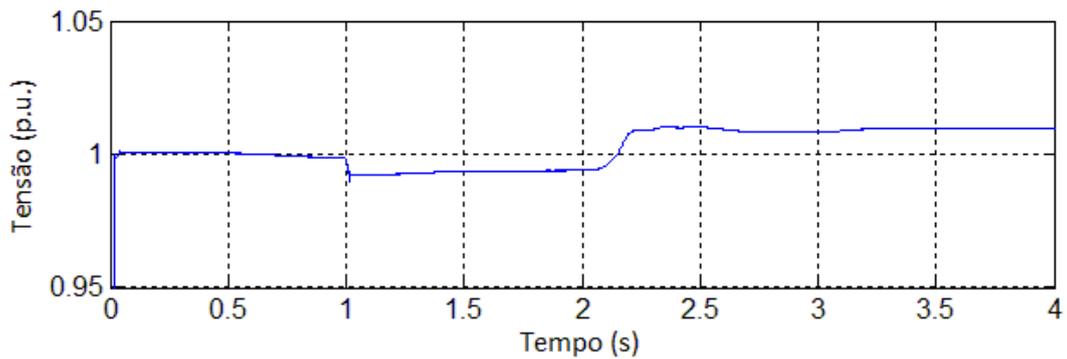


Figura 5.25 – Tensão em p.u. da rede elétrica no PCC.

A corrente no PCC é apresentada na Figura 5.26. A corrente injetada na rede possui muitas variações que são causadas pela oscilação na geração do PV e também pelas cargas inseridas no sistema. A corrente de base adotada é de 3,01 [A].

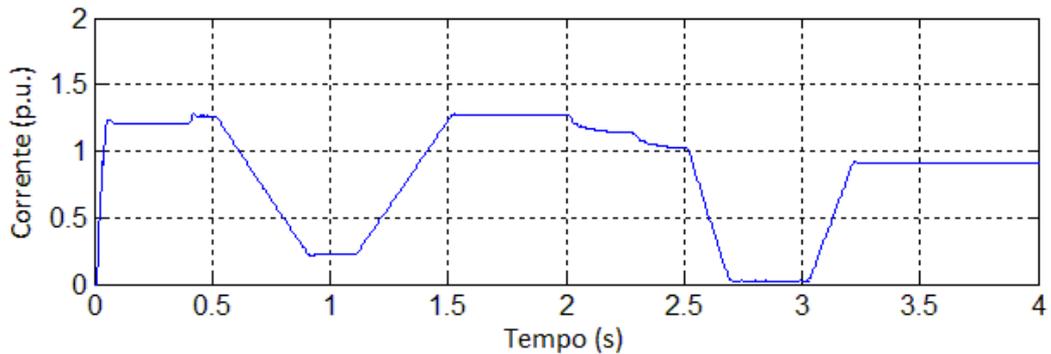


Figura 5.26 – Corrente em p.u. da rede elétrica no PCC.

A Figura 5.27 apresenta um *zoom* da corrente no momento que o inversor começa a atuar, injetando potência na rede. É possível visualizar a corrente se elevar e se estabilizar, possuindo um transitório inicial de grande distorção harmônica, devido ao início da ação do controle.

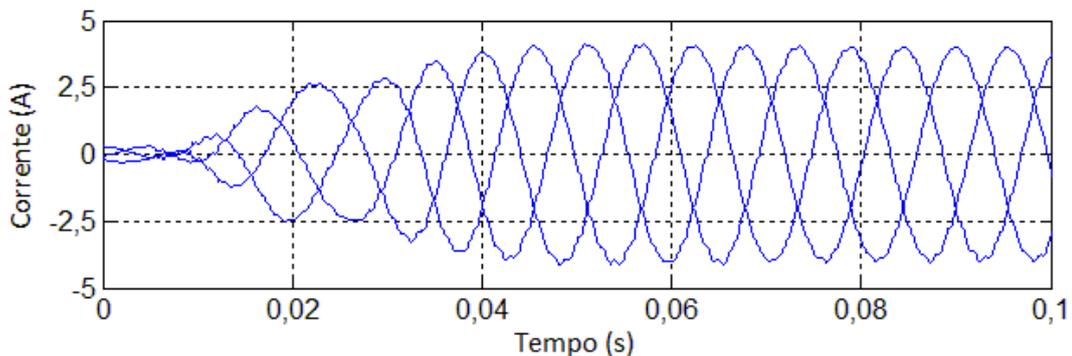


Figura 5.27 – *Zoom* da corrente quando o inversor começa a trabalhar.

Na Figura 5.28 é possível observar a tensão no barramento CC. A tensão é fixada em 500 [V] e as variações de tensão aparecem justamente nos momentos de variação da potência

injetada no sistema. O controle de potência ativa está relacionada com a tensão do barramento CC, assim, perante as variações de geração do PV são causadas perturbações na tensão do barramento. Porém, a tensão no barramento CC se mantém estável mesmo com a perda de geração de energia do PV, mostrando que o capacitor do barramento atua durante um período de tempo, regulando a tensão, para que o conversor não se instabilize.

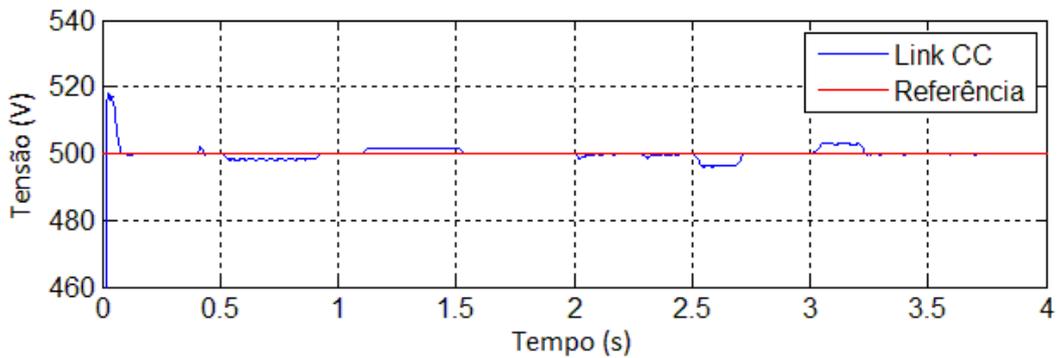


Figura 5.28 – Tensão no barramento CC do inversor.

A Figura 5.29 apresenta o controle no inversor através das correntes de eixo direto e de quadratura I_d e I_q respectivamente. É possível ver claramente que a corrente I_d atua na potência ativa gerada pelo painel e a corrente I_q na potência reativa, que se mantém suavemente constante em torno de zero, diminuindo um pouco seu *ripple* quando a geração de potência diminui.

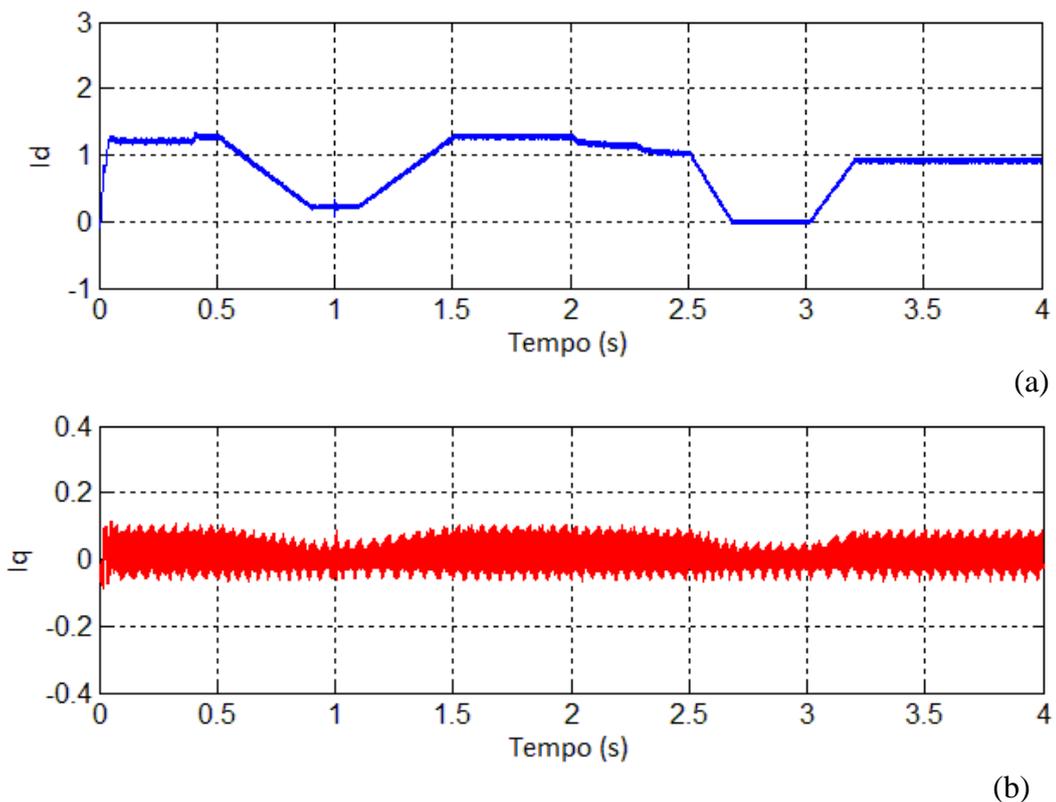


Figura 5.29 – Corrente de eixo direto (a), e corrente de quadratura (b).

5.3.2 Resultados Com Armazenador de Energia

O sistema fotovoltaico agora possui um elemento armazenador de energia para suavizar sua injeção de potência na rede. Como pode ser visto na Figura 5.30, a tensão e corrente do PV são bem próximas as encontradas na Figura 5.21 e Figura 5.22, pois parâmetros de entrada do painel são os mesmos apresentados na Figura 5.20.

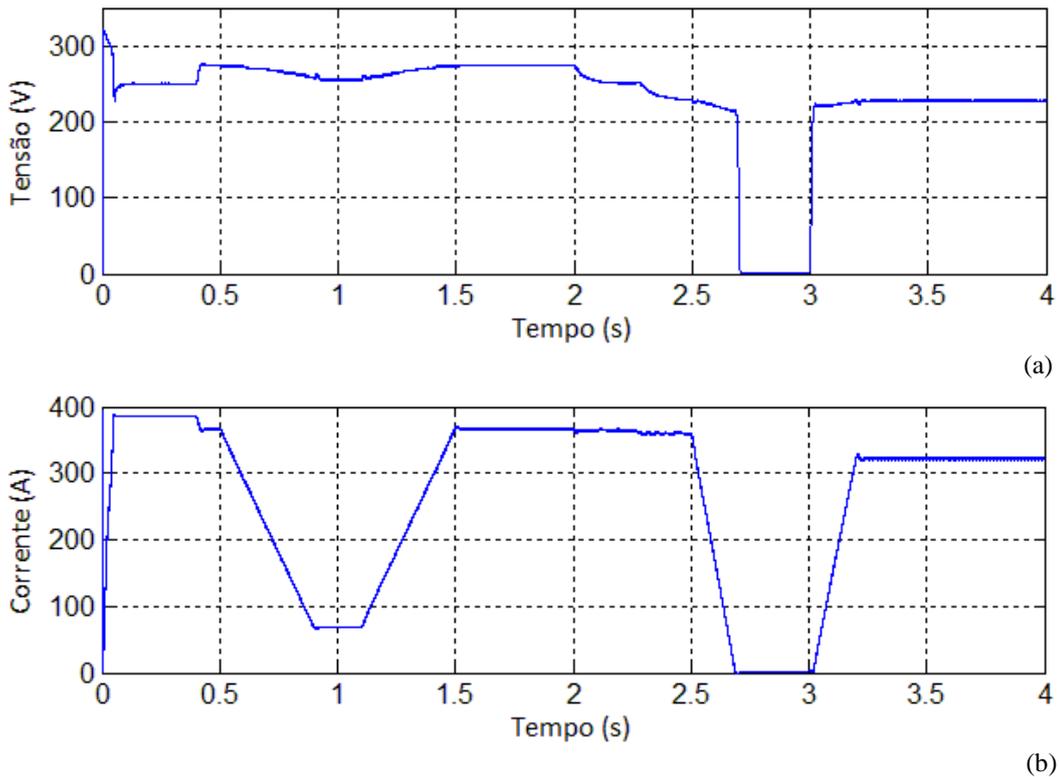


Figura 5.30 – (a) Tensão e (b) corrente do PV com inserção de armazenadores.

A Figura 5.31 apresenta a tensão da bateria, que praticamente se mantém constante, como era esperado. A tensão na bateria varia ao longo do seu ciclo de descarga, não sendo esperadas grandes variações num curto espaço de tempo. Porém, quando são exigidas descargas maiores, é possível notar pequenas variações na tensão na bateria, apresentado na Figura 5.31.

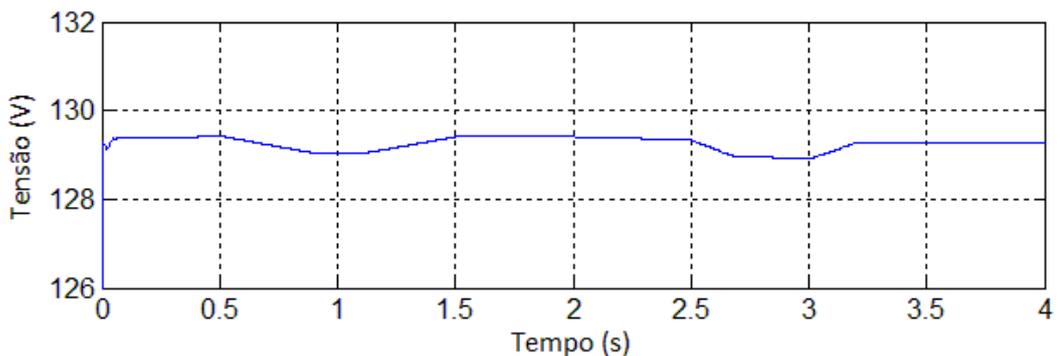


Figura 5.31 – Tensão na bateria do sistema.

A corrente na bateria é controlada em função da demanda de potência requerida pelo sistema, variando de acordo com a geração do PV. Isso, permite a complementação da geração, de forma a suavizar a injeção de potência na rede. Nos momentos em que a corrente é negativa, o painel possui geração maior que 80 [kW] e o excedente está sendo absorvido pela bateria. Já no período em que o PV perde a geração, a bateria descarrega sua corrente máxima exigida. A corrente é controlada de forma adequada para realizar o fluxo de potência na rede simulada, possuindo apenas com um transitório inicial, estabilizado rapidamente. A Figura 5.32 mostra as variações de corrente na bateria.

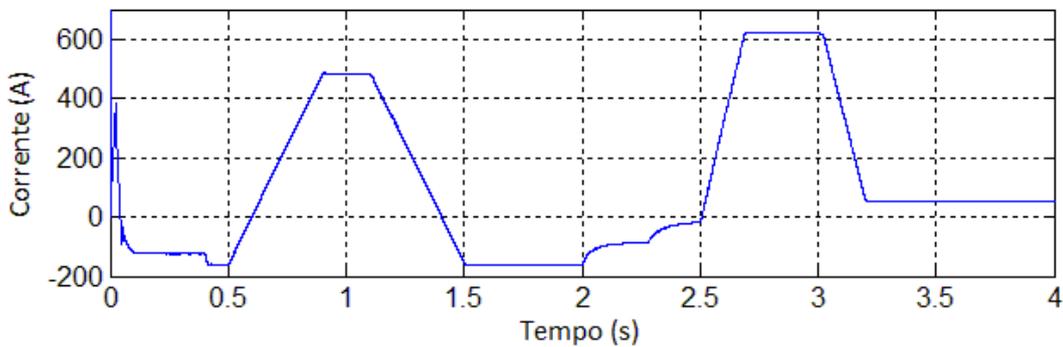
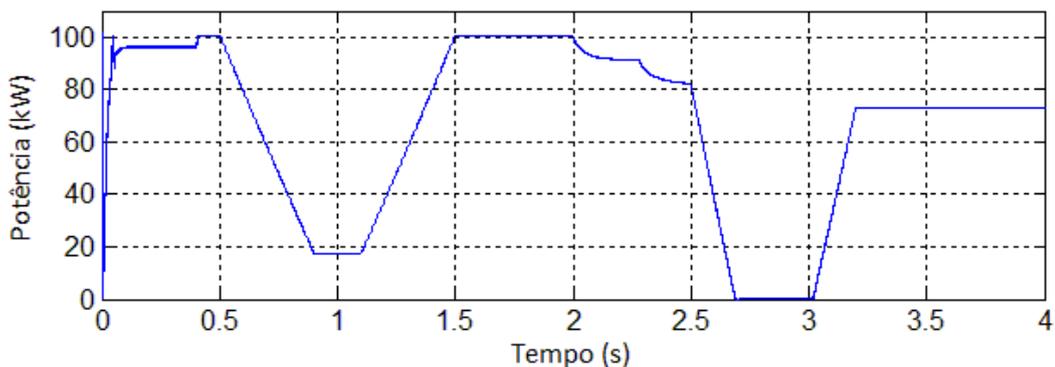
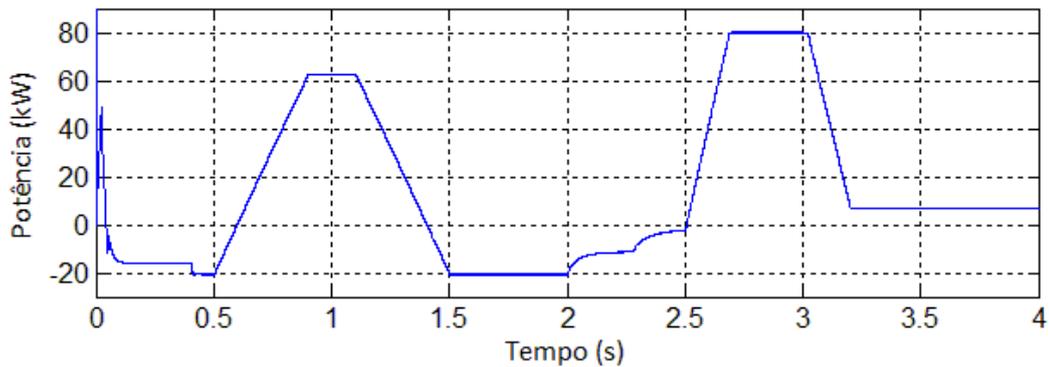


Figura 5.32 – Variação de corrente na bateria.

A Figura 5.33 apresenta a potência gerada no painel e a variação de potência da bateria. É possível notar que em dois momentos a potência na bateria é negativa, ou seja, está sendo carregada, o que indica que a bateria absorve a potência gerada no painel, funcionando como um roteador de potência no sistema. Neste caso, a bateria complementa a geração do painel fotovoltaico, regulando a injeção de potência na rede. Como pode ser visto, a Figura 5.34 apresenta a soma da potência da bateria e do PV.



(a)



(b)

Figura 5.33 – (a) Potência gerada no PV e (b) potência na bateria.

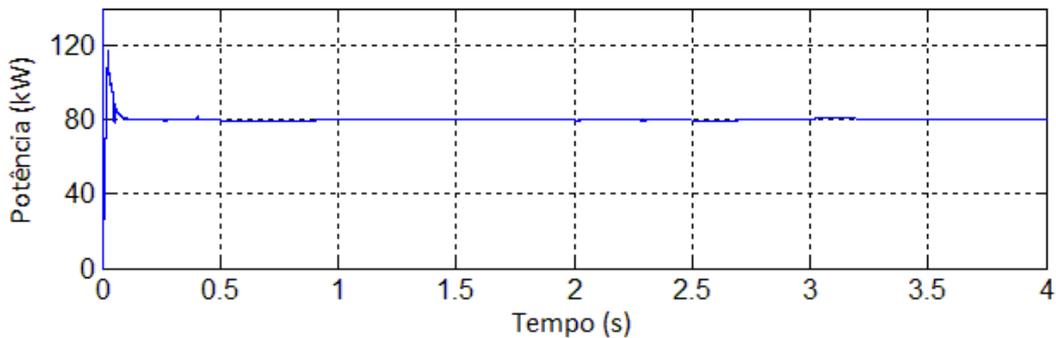


Figura 5.34 – Potência gerada pelo sistema fotovoltaico com armazenador de energia.

A Figura 5.35 apresenta tensão e corrente em p.u. na rede elétrica do sistema. É possível observar que a tensão se mantém estável, com pequenas variações de tensão devido a carga de 500 [kW], ligada no primeiro segundo de simulação e a variação de torque no motor de 200 Hp. A corrente injetada na rede está bem mais regulada que no sistema sem elemento armazenador, ou seja, a bateria supre a corrente necessária para mantê-la o mais constante possível. Porém, pode-se perceber que mesmo com o controle, ainda existem pequenas variações de corrente, causadas pelas variações na geração do painel que acabam afetando um pouco o sistema.

Existe um pico de corrente transitória, que ocorre no momento que o controle é ativado. Esse pico pouco maior 1,5 vezes a corrente de base do circuito. Porém como o valor de pico em potência não excede o valor da potência do conversor e possui rápida recuperação, pode-se dizer que isso não afeta o regime permanente do sistema. A tensão de base é 25 [kV] e a corrente de base é 3,01 [A].

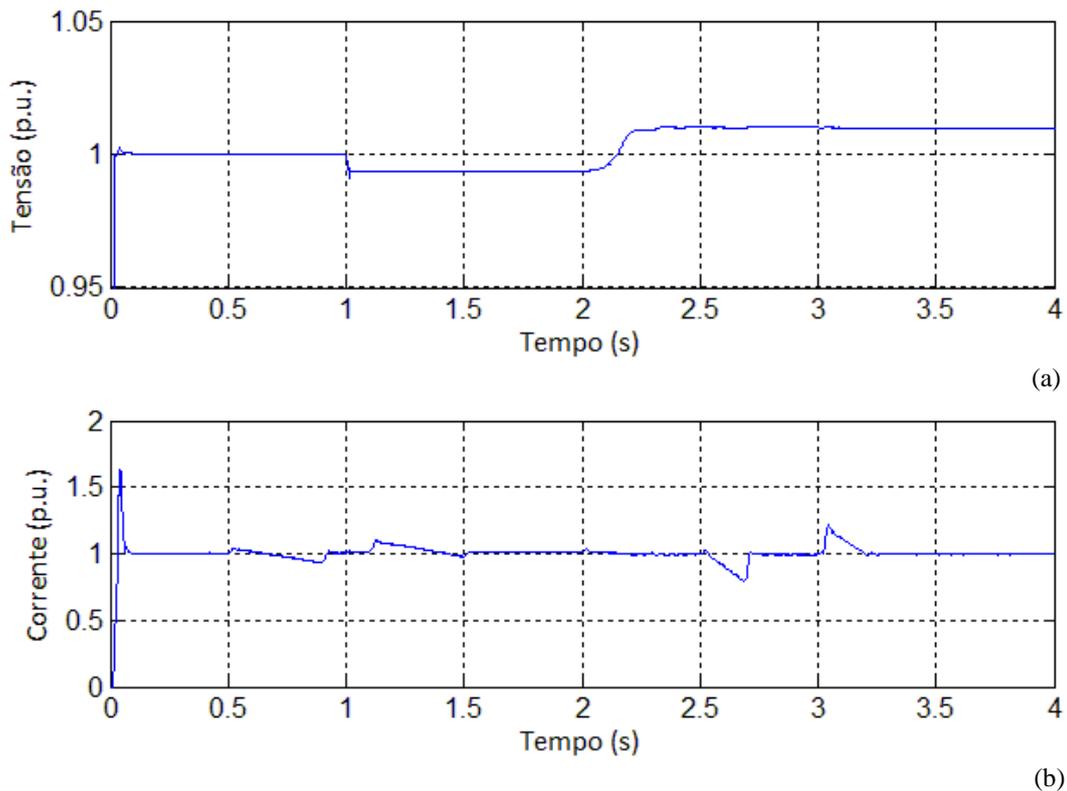


Figura 5.35 – (a) Tensão em p.u. na rede e (b) corrente elétrica em p.u. na rede.

A potência entregue à rede elétrica pode ser vista na Figura 5.36. Onde, é possível notar uma pequena oscilação de potência em torno da referência de 80 [kW], ou seja, a potência entregue a rede ainda varia de acordo com as oscilações de geração do PV, porém com a bateria a potência fica praticamente regulada 80 [kW] como requerido.

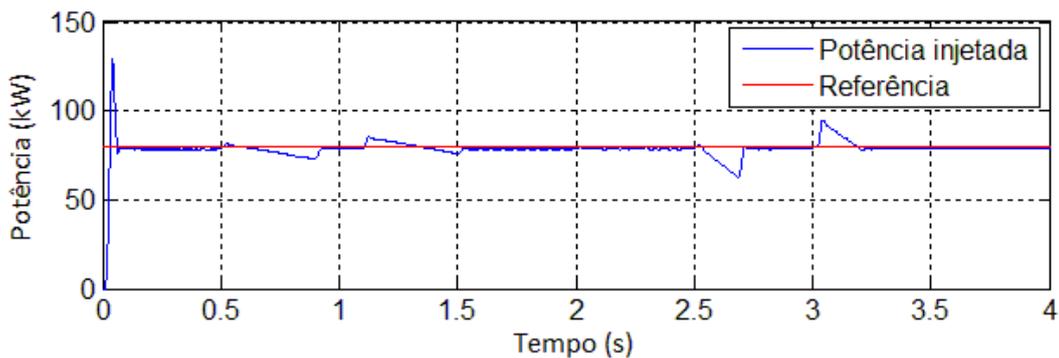


Figura 5.36 – Potência gerada entregue à rede elétrica.

A tensão no barramento CC é influenciada pelo controle de injeção de potência ativa no sistema, assim todas as variações na injeção de potência são vistas também na tensão do barramento. Quando comparado à geração sem armazenamento, a tensão no barramento CC está mais suavizada, com variações menores em amplitude, como pode ser visto na Figura 5.37.

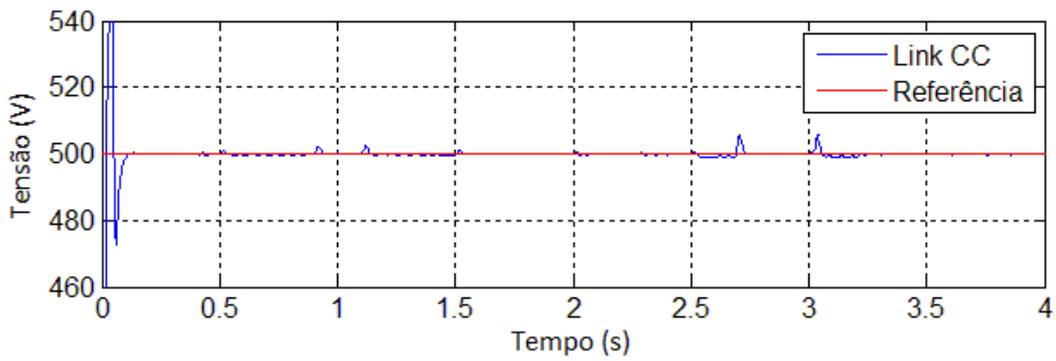


Figura 5.37 – Tensão no barramento CC.

Outro item de controle no sistema, é o ciclo de trabalho do conversor *boost*, mostrado na Figura 5.38. Pelo uso do elemento armazenador, o conversor é menos exigido e trabalha de forma mais regulada.

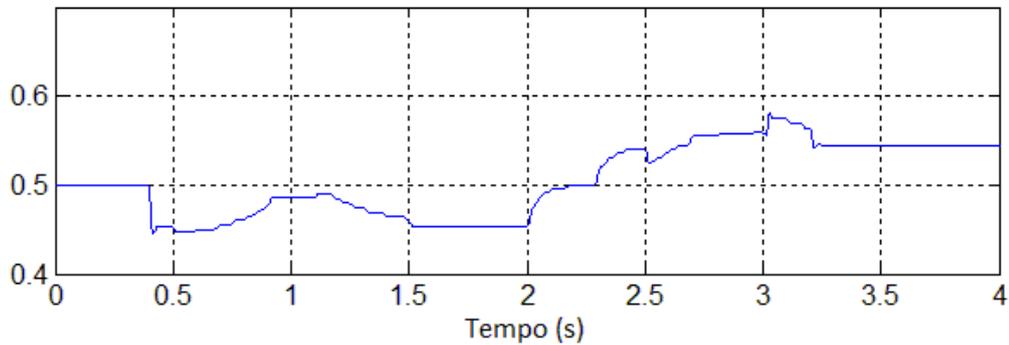
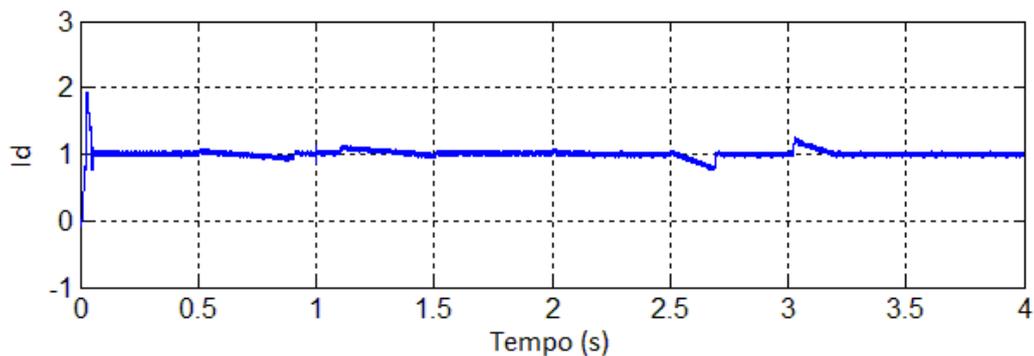


Figura 5.38 – Ciclo de trabalho do conversor *boost*.

Os valores de corrente de eixo direto e de quadratura I_d e I_q apresentados na Figura 5.39 estão mais constantes e com menor *ripple*, em relação aos mesmos parâmetros da Figura 5.29. Assim, conclui-se a partir da Figura 5.39, que o fluxo de potência ativa e reativa para rede elétrica está mais suavizado.



(a)

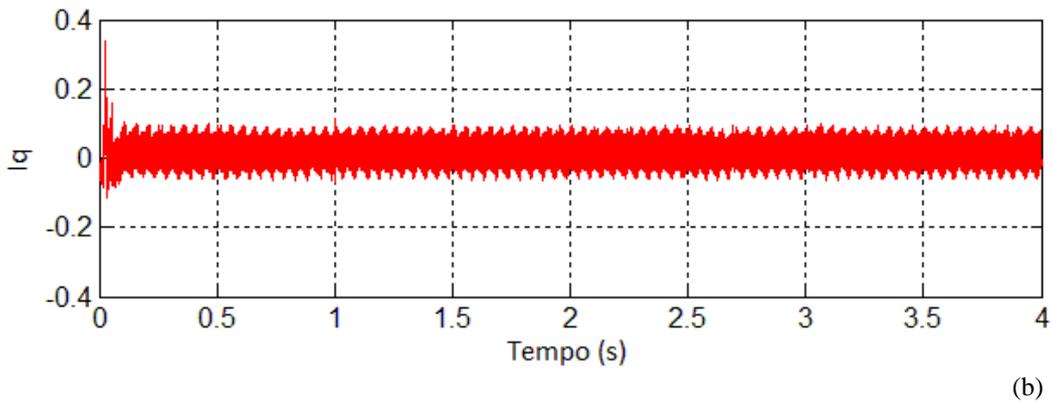


Figura 5.39 – Corrente de eixo direto (a) e corrente de quadratura (b).

Na simulação ainda é possível analisar o estágio de carga da bateria (SOC), que está apresentado na Figura 5.40. No estágio de carga bateria é visto a dinâmica de carga e descarga da bateria, sendo seu estado inicial em 50% de carga. Neste caso, a bateria não deve atingir carga completa e nem deve se descarregar por completo, já que a simulação é de poucos segundos.

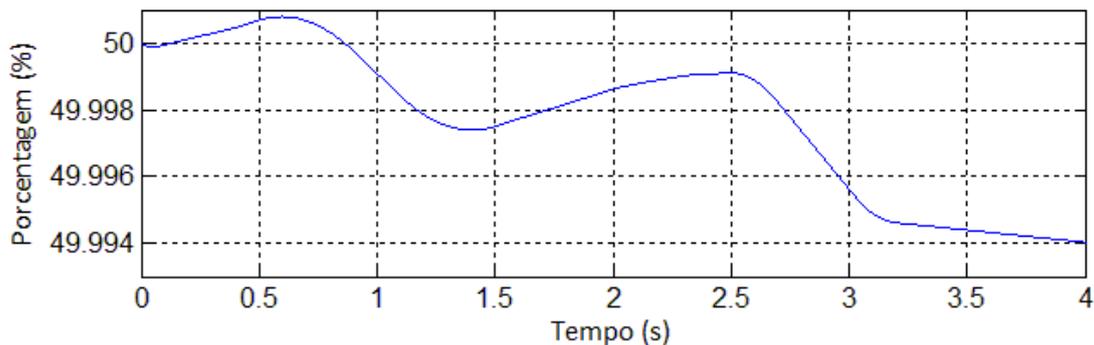


Figura 5.40 – Estágio de carga da bateria.

5.3.3 Descarga Prolongada da Bateria

Os resultados a seguir apresentam um modo de descarga prolongada da bateria, para se analisar o processo de descarga da mesma. A temperatura do painel foi mantida constante em 25 °C. A irradiação foi mantida em 1000 W/m^2 até 2,5 segundos e a partir desse tempo ela foi completamente zerada para que o sistema fosse completamente suprido pela bateria. A injeção de potência nesta seção da simulação deve entregar 100 [kW] ao sistema, ou seja, ao suprir essa potência ao sistema, a bateria está em descarga profunda. Assim, é possível estudar a dinâmica de descarga da bateria.

O tempo de simulação é de 240 segundos, ou seja, 4 minutos. Para se realizar uma simulação com uma janela de tempo maior, o *time step* foi aumentado para 1.10^{-5} , sendo 10

vezes maior que o original. Isso, diminui o esforço computacional, porém, os gráficos podem se apresentar menos nítidos e com mais *ripples*, causados por erros numéricos.

A Figura 5.41 apresenta o estágio de carga da bateria durante os 4 minutos, mostrando que ela se descarrega em mais de 2,5% de forma linear, pois a corrente exigida pelo sistema é constante. Assim, é possível ver a taxa de energia em que a bateria se descarrega.

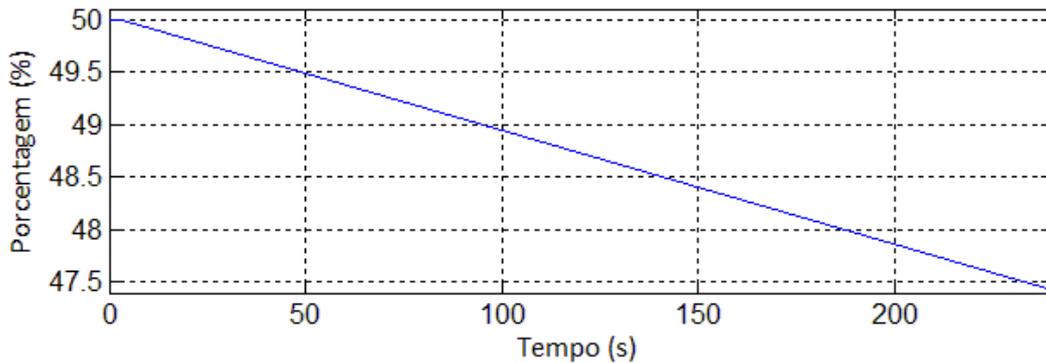


Figura 5.41 – Taxa de variação de energia na bateria.

A Figura 5.42 mostra um *zoom* no começo da dinâmica de descarga da bateria, onde o painel ainda não foi desligado, a partir de 2,5 segundos o processo de descarga se intensifica, aumentando a inclinação da curva de estágio de carga.

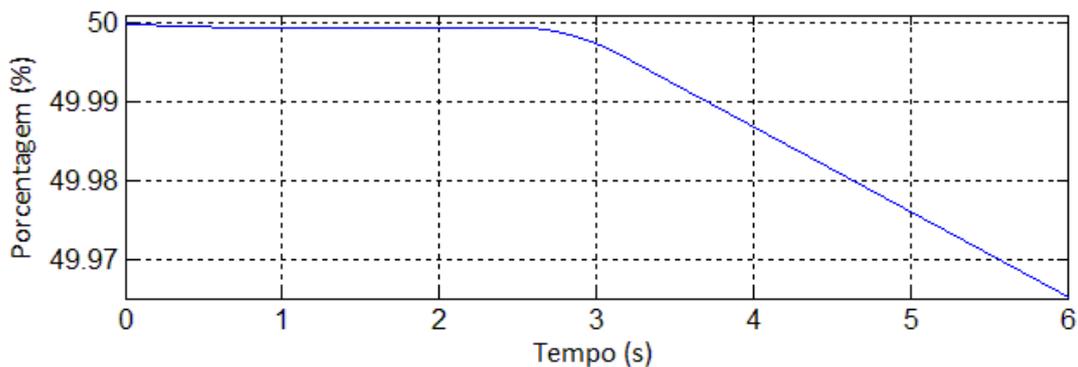


Figura 5.42 – *Zoom* da taxa de variação de energia na bateria.

A Figura 5.43 mostra a tensão na bateria, sendo possível notar, que para uma descarga profunda, a bateria sofre uma queda de tensão, em função da corrente exigida. A tensão continua decaindo ao longo da descarga, evidenciando que modelo de bateria adotado aborda as variações de tensão no ciclo de carga e descarga da mesma.

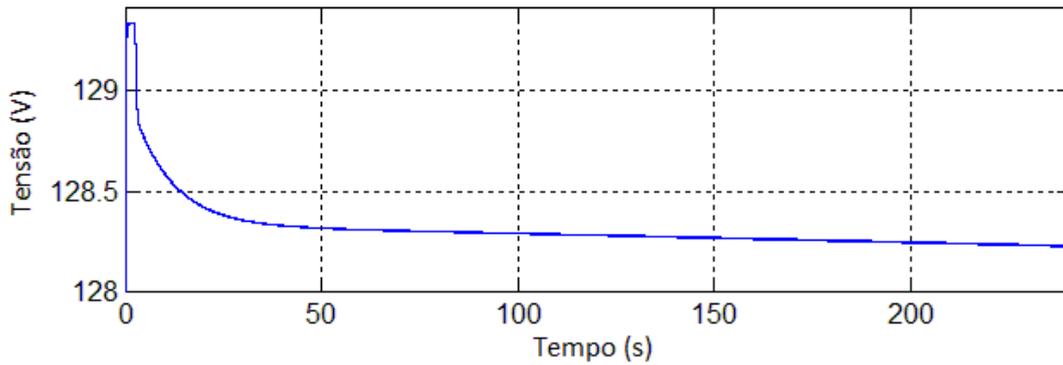


Figura 5.43 – Variação de tensão na bateria ao longo de 4 minutos.

A Figura 5.44 apresenta um zoom da tensão na bateria, tornando ainda mais evidente o decaimento da tensão com a descarga na bateria.

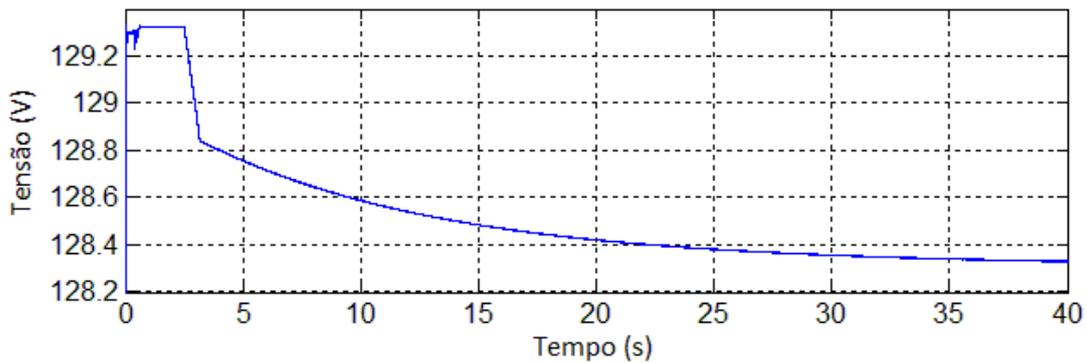


Figura 5.44 – Zoom da variação da tensão na bateria ao longo de 35 segundos.

A Figura 5.45 apresenta a potência entregue ao sistema pela bateria, que é o resultado direto da corrente e tensão na mesma, assim é possível analisar o comportamento da bateria perante uma grande descarga. A bateria é capaz de suprir a rede sem a utilização do sistema fotovoltaico, mantendo a potência no valor requerido de 100 [kW]. Realizando uma estimativa, a bateria pode durar até 2,4 horas sem a geração do PV. O *ripple* aparente na potência é causado pelo aumento no *time step* da simulação.

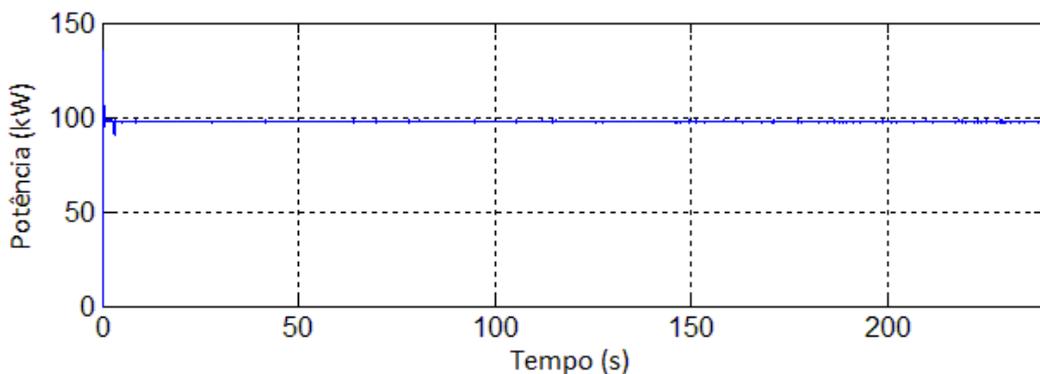


Figura 5.45 – Potência gerada na bateria em 4 minutos.

5.3.4 Análise Harmônica

Este trabalho faz uma abordagem da inserção de harmônicos na rede elétrica através de sistemas fotovoltaicos que possuem conversores eletrônicos. O IEEE-519 (2014) é um documento de referência para estudo e análise de qualidade da energia em sistemas de potência. Neste contexto, são apresentados níveis máximos de distorções harmônicas permitidos no sistema de acordo com a tensão no barramento e a potência de curto-circuito do sistema. A análise do IEEE é feita tanto para corrente como para tensão, e são analisadas distorções individuais e totais. Então, num projeto de penetração de renováveis na rede, é possível analisar se o sistema está dentro das normas exigidas, ou se é necessário a introdução de filtros. Os filtros tem o objetivo de mitigar dos harmônicos, permitindo funcionamento do sistema de geração, de modo que não traga impactos negativos na rede elétrica (IEEE 519, 2014).

O Brasil possui o PRODIST, que realiza a regulação de harmônicos na rede elétrica, porém as normas abordadas estão apenas em função da tensão, não abordando assim o contexto completo de distorção harmônica. A Tabela 5.5 apresenta as recomendações do IEEE 519 para os limites harmônicos de tensão de acordo com o nível de tensão no barramento. E a Tabela 5.6 apresenta os limites de distorção de corrente numa tensão entre $120 [V] \leq V \leq 69 [kV]$.

Tabela 5.5 – Limites de distorção harmônica para tensão em relação ao PCC (IEEE 519, 2014).

Tensão Barramento (PCC)	(%) por Ordem Harmônica	THD (%)
$V \leq 1.0 [kV]$	5,0	8,0
$1 [kV] \leq V \leq 69 [kV]$	3,0	5,0
$69 [kV] \leq V \leq 161 [kV]$	1,5	2,5
$161 [kV] < V$	1,0	1,5

Tabela 5.6 – Limites de distorção harmônica em corrente para $120V \leq V \leq 69 kV$ (IEEE 519, 2014).

I_{sc}/I_L	$3 \leq h \leq 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5.0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8.0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12.0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15.0

I_{sc} é a máxima corrente de curto-circuito no PCC. I_L é a corrente máxima demandada pela geração distribuída no PCC durante as condições de operação normal do sistema, ou seja, a corrente máxima no inversor. Como a tensão no PCC do sistema simulado é de $25 [kV]$, então os índices de harmônicos deverão estar dentro os parâmetros da segunda linha da Tabela 5.5 como destacado. A Tabela 5.6 apresenta os níveis de harmônicos de corrente para cada ordem harmônica de acordo com a relação I_{sc}/I_L . Assim, contabilizando a geração máxima do PV no

PCC e potência de curto-circuito do sistema, a relação de $I_{SC}/I_L = 500 > 100$ se encaixa na última opção da Tabela 5.6.

A partir disso foi feita uma análise harmônica para a geração distribuída sem o filtro, apenas com o transformador após o conversor eletrônico. Para as medições de harmônicos foi usado a *toolbox FFT Analysis* do *Matlab/Simulink*, com medições harmônicas de tensão e corrente até 4800 [Hz] de frequência, que é suficiente para a análise realizada (DENG; PEI; QI, 2008).

A Figura 5.46 apresenta os harmônicos de tensão no PCC, onde é injetada a potência gerada pelo sistema fotovoltaico na rede elétrica. O THD de tensão é de 0,87%, o que já é considerado baixo, mesmo com a influência das demais cargas e do conversor. Neste caso, nenhuma ordem harmônica é maior que 0,4% como pode ser visto. Então, em relação a tensão, apenas o transformador é suficiente para filtragem dos harmônicos, se encaixando dentro nas recomendações do IEEE 519 para tensão (IEEE 519, 2014).

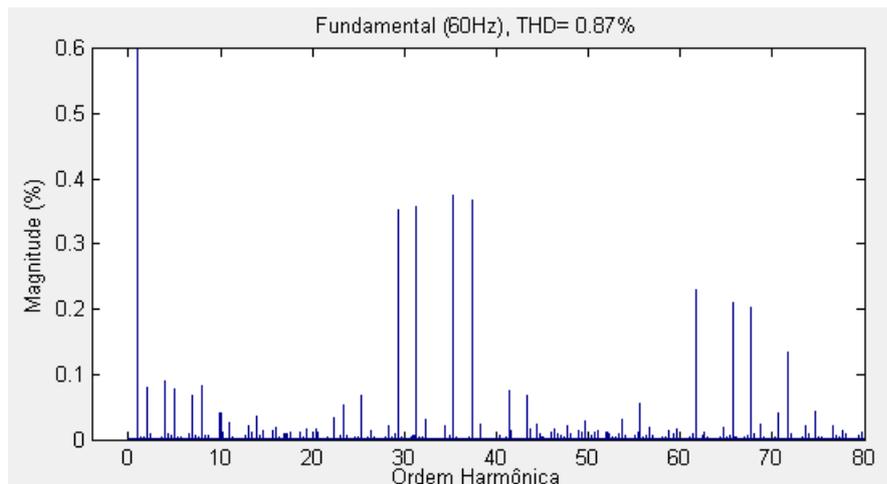


Figura 5.46 – Harmônicos de tensão no PCC.

A Figura 5.47 mostra a forma de onda da tensão no PCC, que indica visualmente uma forma de onda senoidal com pequenas harmônicas características de retificadores, como era esperado.

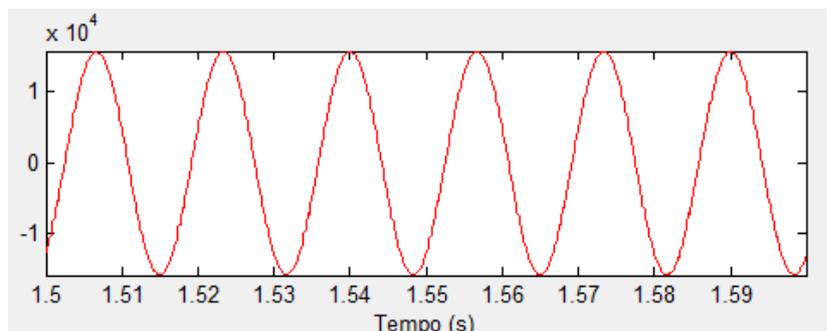


Figura 5.47 – Forma de onda da tensão no PCC.

É apresentado a distorção harmônica de corrente no PCC quando não há utilização de filtros. A Figura 5.48 apresenta a magnitude dos harmônicos de corrente para o ponto de interligação do sistema no PCC. É possível notar um espalhamento de espectro de frequência, causando níveis altos de distorções harmônicas próximo da frequência fundamental, porém isso pode ser considerado como um erro número. Então, os valores de harmônicos próximos da fundamental não devem ser considerados.

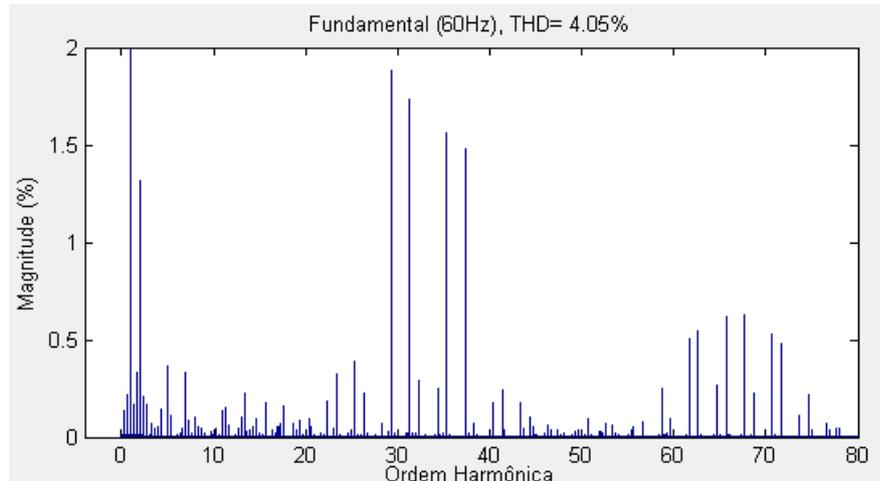


Figura 5.48 – Harmônicos de corrente no PCC.

O THD de corrente neste ponto do sistema é 4,05%, o que representa um baixo índice de distorção harmônica. Os harmônicos de baixa frequência aparecem em menores níveis, sendo 5^o, 7^o, 11^o e 13^o harmônico em 0,29%, 0,19%, 0,10% e 0,09%, respectivamente. Além disso, é possível ver a influência do inversor na geração de harmônicos de alta frequência na corrente gerada, que são justamente as frequências múltiplas da frequência de chaveamento do inversor (2kHz). Na faixa de frequência entre 1800 Hz e 2400 Hz, alguns harmônicos são maiores que 1,5%, 29^a ordem em 1,59%, 31^a ordem em 1,55%, 35^a ordem em 1,52% e 37^a ordem em 1,51%, relativos ao chaveamento do inversor.

A Figura 5.49 apresenta a forma de onda da corrente no PCC.

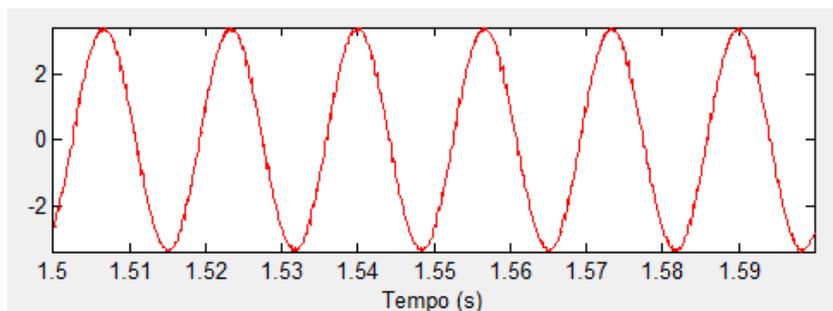


Figura 5.49 – Forma de onda da corrente no PCC.

Assim, é possível ver uma distorção harmônica de alta frequência na corrente em conjunto com distorções típicas de retificadores. As distorções harmônicas das cargas também contribuem para o aumento dos harmônicos neste ponto do sistema.

Como os harmônicos de alta frequência ultrapassam os limites da norma, $35 \leq h \leq 50$ maiores que 1%, é necessário a instalação de um filtro para correção do problema. O filtro deve ser alocado na saída do conversor eletrônico, visando a mitigação dos harmônicos de maneira ótima, atendendo as recomendações do IEEE 519. O filtro LCL é bastante utilizado para mitigação de harmônicos em fontes renováveis de energia, pois são inerentes aos conversores chaveados em PWM, filtrando justamente os harmônicos existentes neste tipo de geração.

O filtro possui uma frequência de ressonância que precisa ser amortecida para evitar possíveis ressonâncias no sistema. O amortecimento é feito com a adição de uma resistência no capacitor do filtro, quanto maior é a resistência maior será o amortecimento, mas as perdas aumentam e ainda é prejudicada a atenuação em altas frequências.

Os filtros LCL aplicados em sistemas com conversores de geração distribuída, reduzem o *ripple* de corrente causados por inversores PWM com valores relativos de indutância menor que o filtro L, visto que o custo para indutores com maiores dimensões é elevado (MATOS, F. F. et al., 2010).

Uma dificuldade para o projeto do filtro LCL é a parametrização dos componentes do filtro. Alguns trabalhos apresentam estudos para parametrização destes valores:

- O capacitor deve possuir capacitância inferior a 5% da potência reativa máxima que circula no sistema;
- O indutor fica limitado a fim de reduzir a perda de tensão durante a operação;
- A frequência de ressonância deve estar na faixa de $10f_n < f_{res} < 1/2f_s$ para não influenciar na magnitude de frequências do sistema;
- O valor do resistor R_d deve ser otimizado, para não provocar perdas excessivas no sistema.

A Figura 5.50 apresenta a configuração de um filtro LCL aplicado ao conversor de frequência, sendo L_f a indutância do transformador no ponto de acoplamento comum (PCC). Os elementos do filtro são inseridos entre a saída do conversor e o transformador do PCC (CUPERTINO, A. et al., 2012).

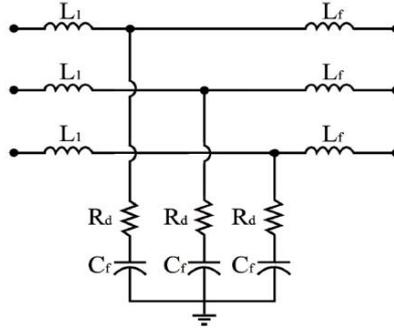


Figura 5.50 – Esquema do filtro LCL (CUPERTINO, A. et al., 2012).

O valor da indutância L_1 do filtro pode ser calculado em (5.3.1) em função da corrente de *ripple* máxima admissível,

$$L_1 = V_f / 2\sqrt{6} f_s i_{ripple} \quad (5.3.1)$$

A indutância L_f no lado do transformador é dado em (5.3.2),

$$L_f = rL_1 \quad (5.3.2)$$

E a capacitância de C_f limitada em 5% da potência reativa está apresentado em (5.3.3),

$$L_1 = 0,05P_n / 2\pi f_n V_f^2 \quad (5.3.3)$$

Onde V_f é a tensão nominal eficaz no filtro, f_n a frequência da rede, f_s a frequência de chaveamento do conversor, P_n a potência do conversor e r é o valor que relaciona a corrente harmônica no conversor $i(h)$ com a corrente harmônica da rede $i_g(h)$ dado pela relação (5.3.4).

$$\frac{i_g(h)}{i(h)} = \frac{1}{1 + r[1 - (2\mu f_s^2 L_1 P_n / f_n V_f^2) 0,05]} \quad (5.3.4)$$

A frequência de ressonância do filtro é dada por (5.3.5), onde é necessário avaliar se a frequência está dentro da faixa estabelecida anteriormente.

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_1 + L_f}{L_1 L_f C_f}} \quad (5.3.5)$$

O valor da resistência R_d pode ser inicialmente definida como o dobro da impedância do capacitor C_f na ressonância. Através destes passos é possível dimensionar um filtro LCL para o conversor fazendo os ajustes necessários (MATOS, F. F. et al., 2010).

O filtro LCL foi dimensionado de acordo com as equações apresentadas anteriormente em (5.3.1), (5.3.2), (5.3.3) e (5.3.5). Para se fazer a análise da frequência de ressonância e da

atenuação do filtro, são feitas várias curvas no diagrama de bode, variando a resistência R_d . Para construção do diagrama de bode é apresentada a função de transferência do filtro LCL, que fornece informações sobre as características de atenuação do filtro. Assim (5.3.6) apresenta a relação da corrente na rede $i_g(s)$ com a corrente de saída do conversor $i(s)$.

$$\frac{i_g(s)}{i(s)} = \frac{C_f R_d s + 1}{L_f L_1 C_f s^2 + C_f R_d s + 1} \quad (5.3.6)$$

É possível visualizar o diagrama de bode do filtro representado na Figura 5.51, que simula alguns valores de resistências R_d . Como é possível notar, o valor que possui boa atenuação e conseguiu reduzir de forma significativa a ressonância do filtro foi 1,5 Ω .

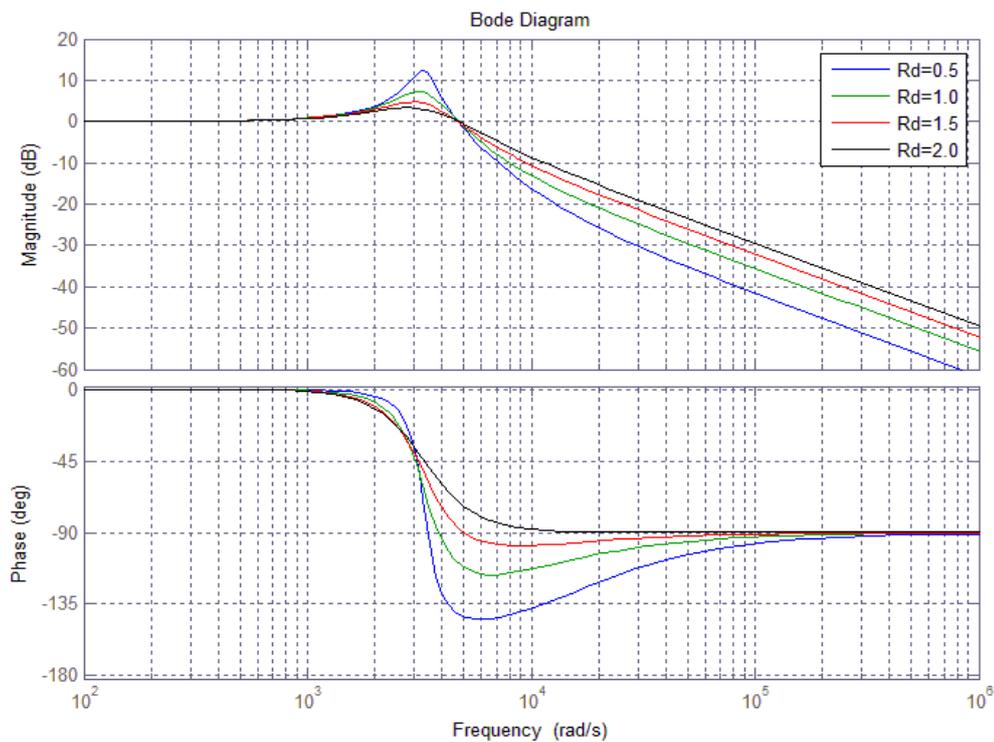


Figura 5.51 – Diagrama de bode do filtro LCL com variações no R_d .

A Tabela 5.7 apresenta os parâmetros do filtro LCL montado no sistema.

Tabela 5.7 – Parâmetros do filtro LCL.

Filtro LCL	
Parâmetros	Valor
Indutor - L_1	0,3 [mH]
Capacitor - C_f	150 [μ F]
Indutor do transformador - L_f	0,6 [mH]
Resistor - R_d	1,5 [Ω]
Frequência de ressonância - w_{res}	919 [Hz]

Após a inserção do filtro, foram feitas análises de harmônicos no PCC. A Figura 5.52 apresenta a distorção harmônica de tensão no PCC. Como é possível notar, o THD diminuiu para 0,18% e as distorções individuais são quase insignificantes, inferiores à 0,1%.

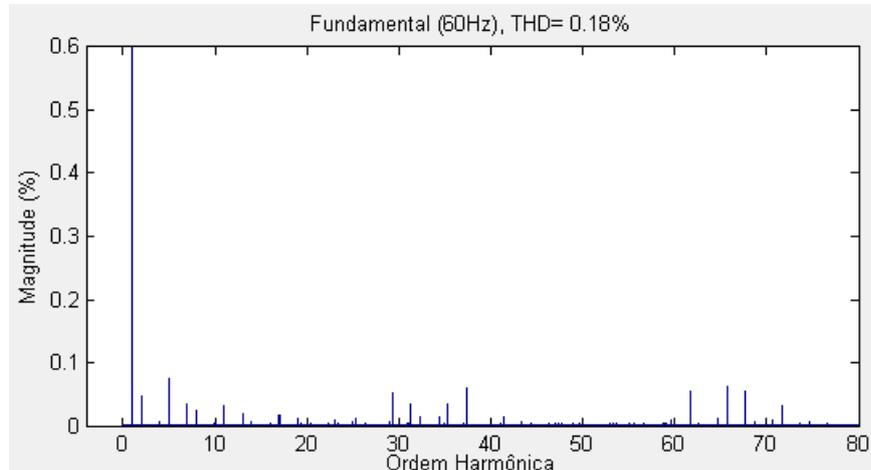


Figura 5.52 – Distorção harmônica de tensão no PCC.

A Figura 5.53 apresenta a forma de onda da tensão no PCC, que se apresenta com forma senoidal, sem poluição harmônica perceptível.

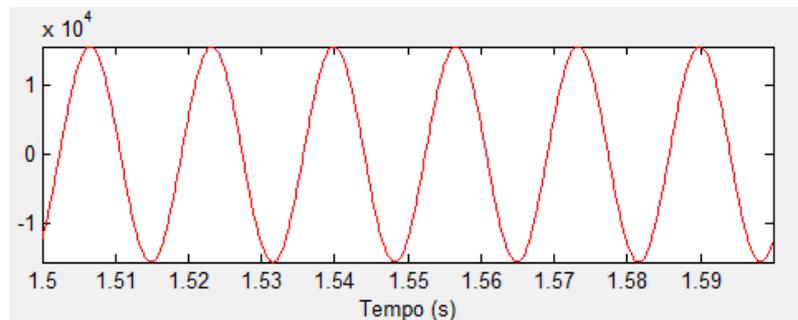


Figura 5.53 – Forma de onda da tensão no PCC.

A Figura 5.54 apresenta as distorções harmônicas de corrente no PCC, sendo o THD de 0,91% e distorções individuais abaixo de 0,3%. Apenas as frequências múltiplas do chaveamento do conversor possuem distorções com maiores magnitudes, o que representa uma melhora significativa em relação ao estado anterior.

Assim, o filtro LCL diminuiu todas as distorções harmônicas de tensão e corrente, THD e harmônicos individuais para dentro dos limites estabelecidos pelo IEEE 519-2014, ou seja, o sistema está livre de problemas relacionado a distorções harmônicas. Ainda é possível notar na Figura 5.54, que existe um espalhamento de espectro nas frequências próximas à fundamental, que se devem ao método do cálculo dos harmônicos no *FFT Analysis* do *Simulink*, que gera erros numéricos. Esses erros, não possuem relevância prática, por isso os valores harmônicos próximos da fundamental não devem ser considerados.

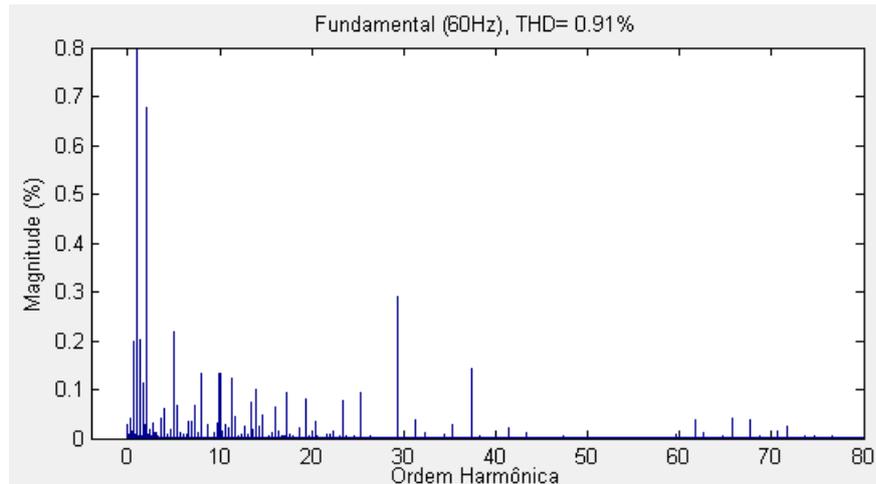


Figura 5.54 – Distorção harmônica de corrente no PCC.

A Figura 5.55 apresenta a forma de onda de corrente no PCC, que se apresenta muito mais limpa e com forma senoidal.

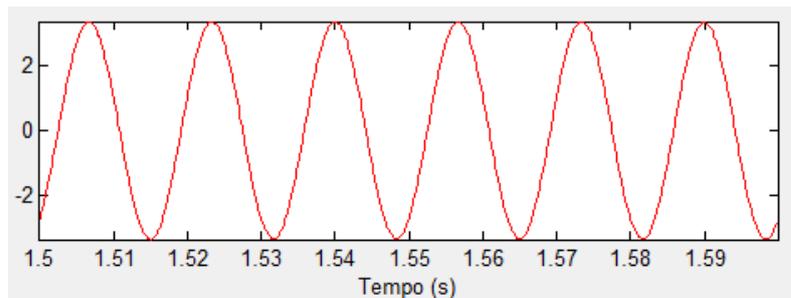


Figura 5.55 – Forma de onda da corrente no PCC.

A Tabela 5.8 faz um resumo das distorções harmônicas sem o filtro e após sua inserção, comparando com as recomendações do IEEE 519. Pela Tabela 5.8 é mostrando que a introdução do filtro LCL no sistema com atende a todas recomendações do IEEE 519.

Tabela 5.8 – Análise das distorções harmônicas em comparação com IEEE 519.

Parâmetro	THD Corrente	THD Tensão	Maior Distorção individual (corrente)	Maior Distorção individual (tensão)
Sem Filtro	4,05%	0,87%	29 ^a – 1,59%	35 ^a – 0,38%
Com Filtro	0,91%	0,18%	29 ^a – 0,31%	35 ^a < 0,1%
IEEE 519	< 15,00%	< 5,00%	< 2,0%	< 3,0%

5.4 Considerações Finais

Nesta seção foi apresentado o modelo computacional simulado, uma geração fotovoltaica em conjunto com banco de baterias conectado à rede elétrica. Foi mostrada a configuração do sistema e as malhas de controle, bem como os resultados da performance de controle dos conversores. Os resultados obtidos mostram uma grande melhora do desempenho do sistema com a utilização de armazenadores de energia, sendo possível o controle o fluxo de potência do

sistema, suavizando a injeção de energia na rede elétrica. Foram analisados os impactos positivos e negativos desta configuração. Finalizando, foi apresentada uma análise harmônica do sistema, adequando a geração dentro das recomendações do IEEE-519.

6. CONCLUSÕES

6.1 Conclusões Gerais

Esta dissertação apresentou aplicações de uma metodologia de estudo e análise da inserção de armazenadores de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A dissertação apresentou uma revisão bibliográfica abrangente de sistemas fotovoltaicos e armazenadores de energia, apresentando as principais características e benefícios da aplicação de baterias Li-Ion, bem como os impactos de uma geração distribuída no sistema elétrico.

Foi proposta a modelagem e simulação computacional completa no domínio do tempo de uma geração fotovoltaica de 100 *kWp* com baterias de Li-Ion com capacidade de 2000 *Ah* usando o *Toolbox SimPowerSystems* do *Matlab/Simulink*. O modelo visa a minimização de flutuação da potência gerada em PV's, que são causadas por oscilações climáticas ocorridas durante um período do dia.

Na simulação computacional, sistema elétrico e controles foi possível manter a geração do PV em 80 [*kW*] de forma contínua como proposto, minimizando os impactos das intermitências da geração solar. O controle de fluxo de potência atua de forma precisa e equilibrada, sem sobressinais e poucas oscilações. O banco de baterias ajuda na eliminação de flutuações da potência gerada, funcionando como um roteador de potência, absorvendo os picos de geração do PV e mantendo os parâmetros da rede uniformes.

Não foi enfatizado o desempenho de carga e descarga da bateria, pois o *software* utilizado possui limitações em maiores intervalos de simulação, mas ele possibilita, de maneira satisfatória, a análise de performance de controle da bateria e do PV.

Os armazenadores de energia de forma geral, e em específico as baterias, podem trazer muitas melhorias para os sistemas elétricos de potência. Sua aplicação tem permitido melhorar, índices de qualidade da energia elétrica como foi abordado na dissertação, e também em muitos outros aspectos do sistema:

- Gerenciamento de demanda de energia, podendo assim armazenar energia nos períodos de baixa demanda e injetar energia nos picos de demanda. O que traz benefícios econômicos e melhorias na operação do sistema;
- Suprimento contínuo de energia, aumentando a confiabilidade do sistema e eliminando impactos das interrupções ocorridas;

- Controle dos parâmetros da rede elétrica, bem como regulação de frequência e tensão. Eliminação de variações e injeção de potência ativa e reativa de forma dinâmica.

A análise harmônica do sistema fotovoltaico permitiu avaliar os impactos dos conversores eletrônicos de fontes renováveis conectados à rede elétrica. Foram avaliados os índices de distorções em comparação com a norma IEEE 519-2014 e foram feitas as correções necessárias para que o sistema esteja regulado de acordo com os requisitos propostos. O filtro inerente do inversor reduz as distorções de tensão e corrente harmônicas da geração do PV à valores bem abaixo dos requisitos do IEEE 519-2014.

É importante ressaltar que o Brasil possui grande potencial para geração fotovoltaica, e assim esta fonte alternativa de geração deve ser incentivada no contexto de geração distribuída e redes inteligentes (*smartgrids*).

6.2 Proposta para Trabalhos Futuros

A utilização de armazenadores de energia no sistema de potência do Brasil ainda é algo muito recente e pouco aplicado. Assim, é sugerido como propostas futuras, mais estudos na área de armazenamento, envolvendo outros tipos de sistemas e trabalhos com experimentações práticas do uso de baterias.

É importante a aplicação prática do sistema como continuação do trabalho, para validação dos resultados simulados. A aplicação pode ser realizada em proporções menores, para maior viabilidade prática, e assim ser analisada a operação real do sistema.

Além disso, é interessante a comparação das tecnologias de armazenamento, permitindo assim verificar um modelo ideal para cada aplicação. A intensificação dos estudos nesta área pode trazer novas tecnologias diminuindo os custos de instalação e estimulando a aplicação destas tecnologias de maneira diversificada.

Recomenda-se um controle mais específico da bateria, com sistema de proteção para sobrecargas e sobreaquecimentos, monitoramento dos estágios de carga da bateria, além do controle de impacto ambiental envolvido no processo de fabricação e descarte das baterias.

6.3 Artigos Publicados

F. Perez, P. V. G. de Souza, H. K. R. Filho, B. D. Bonatto, E. Motoki, P. F. Ribeiro. Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia Integrados em

Redes Elétricas Inteligentes. **Anais do CBQEE 2015 - XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Campina Grande-PB, Brasil, 07 a 10 de Julho de 2015.**

F. Perez, J. F. Custódio, P. V. G. de Souza, H. K. R. Filho, B. D. Bonatto, E. Motoki, P. F. Ribeiro. Application of Energy Storage Element on a PV System in the Smart Grid Context. **Anais do ISGT 2015 – IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America 2015, Montevideo, Uruguai, 05 a 07 de outubro de 2015.**

F. Perez, D. H. Pereira, L. B. Maciel, P. F. Ribeiro, B. D. Bonatto. Power Quality Analysis in Distributed Generation of PV with Energy Storage Elements. **Anais do LACTEC 2016 – CIGRE C4 International Colloquium EMC, Lightning and Power Quality Considerations for Renewable, Curitiba-PR, Brasil, 29 a 30 de março de 2016.**

REFERÊNCIAS

519, I. S. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. COMMITTEE, T. A. D. New York: IEEE Power and Energy Society 2014.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.

ADHIKARI, S.; LI, F. Coordinated Vf and PQ control of solar photovoltaic generators with MPPT and battery storage in microgrids. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, v. 5, n. 3, p. 1270-1281, 2014.

AKHIL, A. A. et al. DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA. Sandia National Laboratories Albuquerque, NM, USA, 2013.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição", 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica", 2015.

ASSOCIATION, E. P. I. Global market outlook for photovoltaics 2014–2018.[Online] Available: http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/44_epia_gmo_report_ver_17_mr.pdf, 2014.

BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system. John Wiley & Sons, ISBN 111802902X, 2011.

BOLLMAN, A. M. An experimental study of frequency droop control in a low-inertia microgrid, University of Illinois at Urbana-Champaign, 2009.

BUCHHOLZ, B. M.; STYCZYNSKI, Z. Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electricity Networks. Berlin: Springer, 2014.

BURCH, R. et al. Impact of aggregate linear load modeling on harmonic analysis: A comparison of common practice and analytical models. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 2, p. 625-630, 2003.

CARRASCO, J. M. et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 53, n. 4, p. 1002-1016, 2006.

CCEE. 6º Leilão de Energia de Reserva. www.ccee.org.br, 2014.

- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 4, p. 764-773, 2004.
- CIESIELSKA, J. et al. Global market outlook for photovoltaics until 2015. EPIA, Brussels, Belgium, 2011.
- CONTROLS, J. Manual técnico bateria estacionária Freedom®. Julho de, 2008.
- CRECESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos CEPEL. Rio de Janeiro: 530 p. 2014.
- CROW, M. Grid Energy Storage Services for High PV Penetration Systems, tese de doutorado, 2012.
- CUPERTINO, A. et al. A grid-connected photovoltaic system with a maximum power point tracker using passivity-based control applied in a boost converter. *Industry Applications (INDUSCON), 10th IEEE/IAS International Conference, 2012.* IEEE. p.1-8.
- CUPERTINO, A. F. Desenvolvimento de um Simulador de Módulos Fotovoltaicos para Testes de Conversores Estáticos. 2015. 102 (Mestrado). Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- DE ALMEIDA, P. M. et al. Repetitive controller for improving grid-connected photovoltaic systems. *Power Electronics, IET*, v. 7, n. 6, p. 1466-1474, 2014.
- DENG, W.; PEI, W.; QI, Z. Impact and improvement of distributed generation on voltage quality in micro-grid. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on, 2008.* IEEE. p.1737-1741.
- EPE, N. T. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Nota Técnica da EPE, Rio de Janeiro, 2012.
- FARRET, F. A. Integration of alternative sources of energy. John Wiley & Sons, 2006. ISBN 0471755613.
- FOLEYA, A. et al. Electrical Energy Storage & Smart Grid Technologies to Integrate the next generation of Renewable Power Systems. *work*, v. 41, 2009.
- GAICEANU, M. MATLAB/Simulink-Based Grid Power Inverter for Renewable Energy Sources Integration. Edited by Vasilios N. Katsikis, p. 219, 2012.
- GAO, L.; LIU, S.; DOUGAL, R. Dynamic lithium-ion battery model for system simulation. *Components and Packaging Technologies, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 3, p. 495-505, 2002.
- GIORDANO, V. et al. Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments. Citeseer, 2011. ISBN 9279204874.

- JIANG, W.; FAHIMI, B. Active current sharing and source management in fuel cell–battery hybrid power system. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 57, n. 2, p. 752-761, 2010.
- MAH, D. et al. *Smart Grid Applications and Developments*. Berlin: Springer, 2014.
- MATOS, F. F. et al. Projeto e construção de filtro LCL para conversores PWM. *Congresso Brasileiro de Automática*, 2010. p.76-84.
- MATOS, M. R. S. Estudo e estimação de parâmetros de um modelo eléctrico de bateria. 2010. Universidade do Porto
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M. *Power electronics: converters, applications, and design*. John Wiley & Sons, 2007. ISBN 8126510900.
- NETO, V. E. et al. Passivity-Based Control for Charging Batteries in Photovoltaic Systems. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2014.
- OLIVEIRA, T. E. C. D. Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário, dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- PALUDO, J. A. Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia eléctrica em regime permanente, dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 2014.
- PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 15, n. 3, p. 1625-1636, 2011.
- POMILIO, J. A.; DECKMANN, S. M. *Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS*. 2009.
- PORCIUNCULA, C. M. D. Aplicação de modelos eléctricos de bateria na predição do tempo de vida de dispositivos móveis. 2012. Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul
- RAHMANI, S. et al. A multifunctional power flow controller for photovoltaic generation systems with compliance to power quality standards. *IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2012. IEEE. p.894-903.
- REKINGER, M. et al. *Global Market Outlook for Solar Power / 2015 - 2019*. EPIA, p. 32, 2015.
- RIBEIRO, P. F. et al. Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE*, v. 89, n. 12, p. 1744-1756, 2001.
- SABERELETRONICA. Substituição de Baterias por (Supercapacitores + Carregador) em Aplicações Eletrônicas. p. <http://www.sabereletronica.com.br/artigos/2371-substituio-de-baterias-por-supercapacitores-carregador-em-aplicaes-eletrnicas>, 2011.

SATO, T. et al. Smart Grid Standards Specifications, Requiriments a Technologies. London: Wiley, 2014.

TANG, X.; QI, Z. Energy storage control in renewable energy based microgrid. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, 2012. IEEE. p.1-6.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. Grid converters for photovoltaic and wind power systems. John Wiley & Sons, 2011. ISBN 1119957206.

TOLMASQUIM, M. T. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. Estudos Avançados, v. 26, n. 74, p. 247-260, 2012.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A. Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications. World Electric Vehicle Journal, v. 3, n. 1, p. 1-10, 2009.

UNIPOWER. Bateria Chumbo-Ácida Selada Regulada por Válvula. Manual Técnico: Unicoba 2010.

VILLALVA, M. Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, tese de doutorado, UNICAMP, Campinas, p. 292, 2010.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 24, n. 5, p. 1198-1208, 2009.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. Power Electronics Conference, 2009. COBEP'09. Brazilian, 2009b. IEEE. p.1244-1254.

WALKER, G. R.; SERNIA, P. C. Cascaded DC-DC converter connection of photovoltaic modules. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 19, n. 4, p. 1130-1139, 2004.

WANG, Z. et al. Energy storage control for the Photovoltaic generation system in a micro-grid. Critical Infrastructure (CRIS), 2010 5th International Conference on, 2010. IEEE. p.1-5.

XAVIER, L. S.; CUPERTINO, A. F.; PEREIRA, H. A. A Novel Adaptive Current Harmonic Detection Method Applied in Multifunctional Single - Phase Solar Inverters. Innovative Smart Grid Technologies Latin America, 2015.

ZHOU, H. et al. Composite energy storage system involving battery and ultracapacitor with dynamic energy management in microgrid applications. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 26, n. 3, p. 923-930, 2011.