



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Integração de Painéis Fotovoltaicos à Rede Elétrica de Distribuição através de um Conversor CC-CA Monofásico em Ponte Completa

Amanda Tatiane Alves de Oliveira

João Monlevade, MG
2017

Amanda Tatiane Alves de Oliveira

**Integração de Painéis Fotovoltaicos à Rede
Elétrica de Distribuição através de um
Conversor CC-CA Monofásico em Ponte
Completa**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.
Orientador: Prof. Gabriel Azevedo Fogli

**Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2017**



ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Aos 28 dias do mês de Agosto de 2017, às 17 horas, no bloco C deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) Amanda Tatiane Alves de Oliveira, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Gabriel Azevedo Fogli, Welbert Alves Rodrigues, Renan Fernandes Bastos.

O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: Integração de Painéis Fotovoltaicos à Rede Elétrica de Distribuição através de um Conversor CC-CA Monofásico em Ponte Completa. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela aprovação do(a) candidato(a), com a nota média 9,13, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Gabriel Azevedo Fogli	8,5
Welbert Alves Rodrigues	9,0
Renan Fernandes Bastos	9,0
Média	8,13

João Monlevade, 28 de Agosto de 2017.

Gabriel Azevedo Fogli Amanda Tatiane Alves de Oliveira

Professor(a) Orientador(a)

Aluno (a)

Gabriel Azevedo Fogli

Amanda Tatiane Alves de Oliveira

Welbert Alves Rodrigues Renan F. Bastos

Professor(a) Convidado(a)

Professor(a) Convidado(a)

Welbert Alves Rodrigues

Renan Fernandes Bastos



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “Integração de Painéis Fotovoltaicos à Rede Elétrica de Distribuição através de um Conversor CC-CA Monofásico em Ponte Completa” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 28 de setembro de 2017.

Amanda Tatiane Alves de Oliveira
Nome completo do(a) aluno

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus que, em sua infinita bondade, me conduziu até aqui. Por ter me amparado em todos os meus momentos de angústia e aflição, por sempre ter me mostrado que eu seria capaz de chegar onde eu quisesse, por escolher o melhor para mim em todos os momentos e por nunca me deixar desistir desse sonho. Dedico esta conquista e agradeço imensamente aos meus pais Luiz e Neusa, e ao meu irmão Douglas, pelo amor e apoio incondicionais a mim dedicados durante essa trajetória. Esta vitória é mais deles que minha. Agradeço à Amanda Gabriel pelo companheirismo, motivação e todo apoio que foram essenciais à conclusão desse curso. À toda minha família e meus amigos de Abaeté por sempre torcerem pelo meu sucesso e entenderem minha ausência.

Aos professores e técnicos da Universidade Federal de Ouro Preto, Campus João Monlevade, o meu muito obrigada pelos ensinamentos e experiências transmitidos em sala de aula e laboratórios. Agradeço imensamente aos meus queridos professores Felipe Eduardo Cota, Márcio Feliciano Braga, Victor Costa, Renan Bastos, Juan Galvis Manso e Carlos Pontes por tanto contribuírem aos meus conhecimentos adquiridos ao longo do curso. Agradeço carinhosamente aos professores Glauco Ferreira Gazel Yared e Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa por todas as conversas, conselhos e motivações, nunca me deixando desistir do meu propósito. Ao meu amigo Alisson Marden agradeço por todo apoio na revisão deste trabalho. Às minhas amiga Cássia Coelho e Julia Leite pelo apoio e momentos de descontração que tornaram mais leve o final dessa trajetória.

Agradeço, em especial, ao meu orientador Gabriel Azevedo Fogli por aceitar me orientar, pela confiança em meu trabalho, pela paciência e por todos os ensinamentos a mim destinados.

Aos meus amigos do curso de Engenharia Elétrica, que acabaram por se tornarem irmãos, muito obrigada por todos os bons momentos vividos e conhecimentos compartilhados. Sem vocês não teria sido possível chegar até aqui.

"É sobre escalar e saber que o caminho te fortaleceu".

Ana Vilela

Resumo

A produção de energia elétrica a partir de fontes limpas e renováveis têm se tornado um segmento bastante promissor nos últimos anos, causando um impacto positivo no cenário da geração de energia. É possível diminuir os custos com transmissão e perdas no sistema quando a geração acontece próxima ao consumidor. Este trabalho apresenta a modelagem de um sistema de conversão de energia fotovoltaica em energia elétrica a ser injetada na rede elétrica de distribuição. O estudo abrange os requisitos de projeto necessários para a conexão em uma rede elétrica monofásica. O algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência *P&O* é utilizado com a finalidade de drenar a máxima potência do painel fotovoltaico a ser processada pelo conversor. É escolhida para este projeto a topologia *Full-Bridge* ou ponte completa para um conversor CC-CA com o padrão de chaveamento definido através da modulação PWM. Para que o sistema funcione de forma estável, são implementadas duas malhas de controle em cascata: uma externa para o controle da tensão no barramento CC e outra interna para o controle da corrente gerada pelo conversor. A interface com a rede elétrica é realizada utilizando-se um filtro L (indutivo) de característica passa-baixas (PB). Todo o sistema projetado é simulado no *software* PSIM que é amplamente utilizado na área da Eletrônica de Potência. Os resultados provenientes da simulação são analisados e utilizados para validar o trabalho proposto.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Geração Fotovoltaica, Energia Solar, Conversor ponte completa, MPPT, Controladores, Controladores de Corrente, Controladores de Tensão.

Abstract

The generation of electrical energy from clean and renewable sources is a promising field of study in the last years, causing a positive impact on the electrical energy generation scenario. The application of this distributed generation has a positive impact on electrical energy generation. It is possible to reduce the expenses with transmission and losses on the system when the generation is close to the user. This work presents the modeling of a photovoltaic energy generation system. The generated energy is injected into the distribution system. The study covers the project requirements to connect the photovoltaic system on the single-phase power grid. The tracking algorithm from the maximum power is used to maximize the converting energy process. Moreover, controlling algorithms are implemented in a manner that allows the stable operation of the whole system. To integrate it with a power grid, a full-bridge DC-AC electronic power converter with a pulse width modulation (PWM) switching pattern is used. In order to get the system functioning in a stable way, two cascade control meshes are implemented: an external one to control the voltage in the DC bus and an internal one to control the current generated by the converter. The interface to the electrical network is realized using an L (inductive) low-pass characteristic (PB) filter. The system is simulated on the software PSIM, widely used on the Power Electronics area. The results from the simulation are analyzed and used to validate the proposed work.

Keywords: Distributed Generation, Photovoltaic Generation, DC-AC Converter, Single Phase Converter, Control, Current Control Loop, Voltage Control Loop.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Evolução da capacidade de geração fotovoltaica mundial instalada. Fonte: IEA, 2011.	1
Figura 2 – Participação dos países em capacidade instalada de geração fotovoltaica. Fonte: Adaptado de IEA, 2011.	2
Figura 3 – Matriz Energética Brasileira. Fonte: Adaptado de EPE, 2016.	3
Figura 4 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Fonte: ANEEL, 2016.	4
Figura 5 – Diagrama de uma microrrede Marangoni (2012).	4
Figura 6 – Procedimentos necessários para se acessar a rede elétrica. Fonte: Adaptado de CEMIG (2016).	8
Figura 7 – Procedimentos necessários para se acessar a rede elétrica. Fonte: Adaptado de CEMIG (2016).	9
Figura 8 – Tecnologias e marcas de módulos fotovoltaicos. Fonte: NREL.	13
Figura 9 – Circuito equivalente de uma célula solar. Fonte: Casaro e Martins (2008).	15
Figura 10 – Curvas I-V (a) e P-V (b) de um módulo da Kyocera modelo KC130TM para diferentes níveis de irradiação destacando-se os Pontos de Máxima Potência. Fonte: Moçambique (2012).	17
Figura 11 – Curvas P-I-V de um módulo da Kyocera modelo KC130TM para diferentes níveis de irradiação destacando-se os Pontos de Máxima Potência. Fonte: Moçambique (2012).	17
Figura 12 – Fluxograma do método P&O. Fonte: Casaro e Martins (2008)	18
Figura 13 – Topologia com: (a) único estágio inversor, não-isolado; (b) único estágio inversor, isolado; (c) múltiplos estágios de conversão, isolados; (d) múltiplos estágio de conversão, não isolados. Fonte: Adaptado de Rodrigues (2004).	19
Figura 14 – Topologia Full Bridge. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).	20
Figura 15 – Topologia H5. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).	21
Figura 16 – Topologia HERIC. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).	21
Figura 17 – Sistema PV utilizando o conversor boost em cascata com um inversor VSC. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).	22
Figura 18 – Classificação do sistema PV quanto à organização dos módulos fotovoltaicos. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).	23
Figura 19 – Sistema PV com conversor CC-CC <i>Flyback</i> em cascata com inversor VSI. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).	24
Figura 20 – Topologia do VSI monofásico <i>Full Bridge</i>	25
Figura 21 – (a) Topologia do VSI monofásico (b) Chaves ativas: S_1 e S_1 . Fonte: Hart (2010).	25

Figura 22 – (a) Topologia do VSI monofásico (b) Chaves ativas: S_3 e S_4 . Fonte: Hart (2010).	26
Figura 23 – (a)Portadora triangular e sinal de referência senoidal, (b) Tensão chaveada de saída do conversor. Fonte: Mohan e Undeland (2007).	26
Figura 24 – Diagrama de Blocos do Sistema.	29
Figura 25 – (a) Sinal de erro atuante de amplitude E. (b) Sinal gerado pela Ação Proporcional. (c) Sinal gerado pela Ação Integral. Fonte: Adaptado de Castrucci, Bittar e Sales (2011).	30
Figura 26 – Diagrama de Bode do controlador PI.	30
Figura 27 – Diagrama de polo e zero da estrutura de avanço de fase. Fonte: Adaptado de Dorf et al. (2005).	32
Figura 28 – Diagramas de Bode de um compensador por Avanço de fase. Fonte: Adaptado de Ogata e Yang (1970).	32
Figura 29 – Diagrama de polo e zero da estrutura de atraso de fase. Fonte: Adaptado de Dorf et al. (2005).	33
Figura 30 – Diagrama de bode da estrutura de atraso de fase. Fonte: Adaptado de: Ogata e Yang (1970)	34
Figura 31 – Filtro indutivo passa-baixas.	35
Figura 32 – Visão geral do sistema de conversão projetado.	35
Figura 33 – Circuito do painel fotovoltaico proposto por Casaro e Martins (2008).	37
Figura 34 – Filtro LR na saída do conversor.	38
Figura 35 – Diagrama de Blocos do Sistema.	39
Figura 36 – Circuito de potência.	40
Figura 37 – Diagrama de Bode da função de transferência da planta. Fonte: Yazdani e Iravani (2010).	41
Figura 38 – Diagrama de Bode da função de transferência da Planta.	42
Figura 39 – Diagrama de blocos do controle do conversor proposto (YAZDANI; IRAVANI, 2010).	43
Figura 40 – Esquema da obtenção da corrente de referência.	44
Figura 41 – Resposta do sistema em malha fechada com controlador PI.	45
Figura 42 – Diagrama de Bode do sistema em malha aberta com adição dos polos conjugados.	47
Figura 43 – Diagrama polar de um compensador por avanço de fase. Fonte: Ogata (2001).	48
Figura 44 – Diagrama de bode com as respostas antes e depois da adição do compensador em avanço de fase.	49
Figura 45 – Diagrama de bode com as respostas antes e depois da adição do ganho h ao sistema de controle.	50
Figura 46 – Resposta do sistema em malha aberta com controladores avanço e atraso.	51

Figura 47 – Diagrama de blocos do Sistema de Controle.	51
Figura 48 – Diagrama de bode da função de transferência em malha fechada do sistema.	52
Figura 49 – Corrente gerada seguindo corretamente a corrente de referência e em fase com a tensão da rede.	53
Figura 50 – Diagrama de blocos da malha de controle de tensão com MPPT.	53
Figura 51 – Esquema do sistema de conversão.	53
Figura 52 – Diagrama de blocos da malha de controle de tensão.	54
Figura 53 – Resposta ao degrau referente ao controle de tensão no barramento CC.	55
Figura 54 – Tensão gerada nos terminais do painel fotovoltaico e tensão de referência no MPP.	56
Figura 55 – Corrente gerada pelo painel fotovoltaico.	57
Figura 56 – Corrente gerada seguindo corretamente a corrente de referência e em fase com a tensão da rede (valores reais).	57
Figura 57 – Potências do lado CC e do lado CA do sistema.	58
Figura 58 – Potências do lado CC e do lado CA do sistema antes e após degrau de incidência solar.	58

Lista de tabelas

Tabela 1 – Proteções mínimas em função da potência instalada (PRODIST, 2009).	10
Tabela 2 – Valores de referência da norma ANEEL PRODIST - Módulo 8 (ANEEL, 2015).	10
Tabela 3 – Parâmetros de diferentes módulos fotovoltaicos.	14
Tabela 4 – Comutação das chaves do conversor CC-CA.	27
Tabela 5 – Parâmetros do Sistema no MPP.	37
Tabela 6 – Especificações nominais do módulo KC200GT da Kyocera.	38
Tabela 7 – Características do Conversor CC-CA.	38

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CSI	<i>Current Source Inverter</i> - Inversor Fonte de Corrente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
IEA	Agência Internacional de Energia
IGBT	(<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>) - Transistor Bipolar de Porta Isolada
K	Kelvin
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> - Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
MPP	<i>Maximum Power Point</i> - Ponto de Máxima Potência
MPOP	Ponto de Operação de Máxima Potência
PB	Passa-baixas
PI	Proporcional-Integral
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
PSUN	Intensidade de radiação solar
PV	Painel fotovoltaico
PWM	Modulação por Largura de Pulso
P&O	Perturbação e Observação
STC	<i>Standard Test Conditions</i> - Condições de Teste Padrão
V	Volt
VSC	<i>Voltage Source Converter</i> - Conversor Fonte de Tensão
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i> - Inversor Fonte de Tensão
W	Watts

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Considerações Gerais	1
1.1.1	Geração Distribuída	2
1.2	Motivações e Justificativas	4
1.3	Objetivos	5
1.3.1	Objetivos Gerais	5
1.3.2	Objetivos Específicos	5
1.4	Organização do Trabalho	5
2	CONEXÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO À REDE ELÉ- TRICA DE DISTRIBUIÇÃO	7
2.1	Padrões Estabelecidos	7
2.2	Formas de Conexão à Rede	8
2.3	Requisitos de Proteções da Conexão	9
2.4	Requisitos de Qualidade	10
3	SISTEMA FOTOVOLTAICO - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	12
3.1	Painel Fotovoltaico	12
3.1.1	Equacionamento da Célula Fotovoltaica	14
3.1.2	Algoritmo de MPPT	16
3.2	Conversão CC-CA monofásica	16
3.2.1	Topologias e estágios de conversão	19
3.2.1.1	Topologias com Único Estágio (Não-Isoladas)	19
3.2.1.2	Topologias com Único Estágio (Isoladas)	20
3.2.1.3	Topologias com Múltiplos Estágios (Não-Isoladas)	21
3.2.1.4	Topologias com Múltiplos Estágios Inversores (Isoladas)	23
3.2.2	Conclusões Parciais sobre as Topologias Apresentadas	24
3.2.3	Modulação PWM Senoidal	24
3.3	Controladores	28
3.3.1	Controlador Proporcional-Integral (PI)	29
3.3.2	Compensadores	31
3.4	Filtro de Saída	34
3.5	Visão Geral do Sistema de Conversão	35
4	PROJETOS E SIMULAÇÕES	37
4.1	Projeto do Sistema de Potência	37

4.1.1	Painel Fotovoltaico	37
4.1.2	Conversor CC-CA	38
4.1.3	Filtro de saída	38
4.2	Projeto do Sistema de Controle	39
4.2.1	Planta	40
4.2.2	Malhas de Controle	42
4.2.2.1	Malha de Controle de Corrente	42
4.2.2.2	Malha de Controle de Tensão	52
5	RESULTADOS FINAIS	56
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	59
	REFERÊNCIAS	61

1 Introdução

1.1 Considerações Gerais

A busca por produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem aumentado nos últimos anos no cenário mundial. Dentre essas fontes, pode-se destacar a energia solar.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA - que do inglês *International Energy Agency*), a capacidade instalada acumulada mundial em geração fotovoltaica em 2010, era de quase 35 GW, predominantemente composta por sistemas conectados à rede, conforme ilustrado pela Figura 1. Em 2010, aproximadamente 88% da capacidade instalada em geração fotovoltaica se concentrava em apenas cinco países: Alemanha (48%), Itália (10%), Japão (10,5%), Espanha (11%) e Estados Unidos (7%). A Figura 2 ilustra a divisão da participação desses 5 países no cenário mundial.

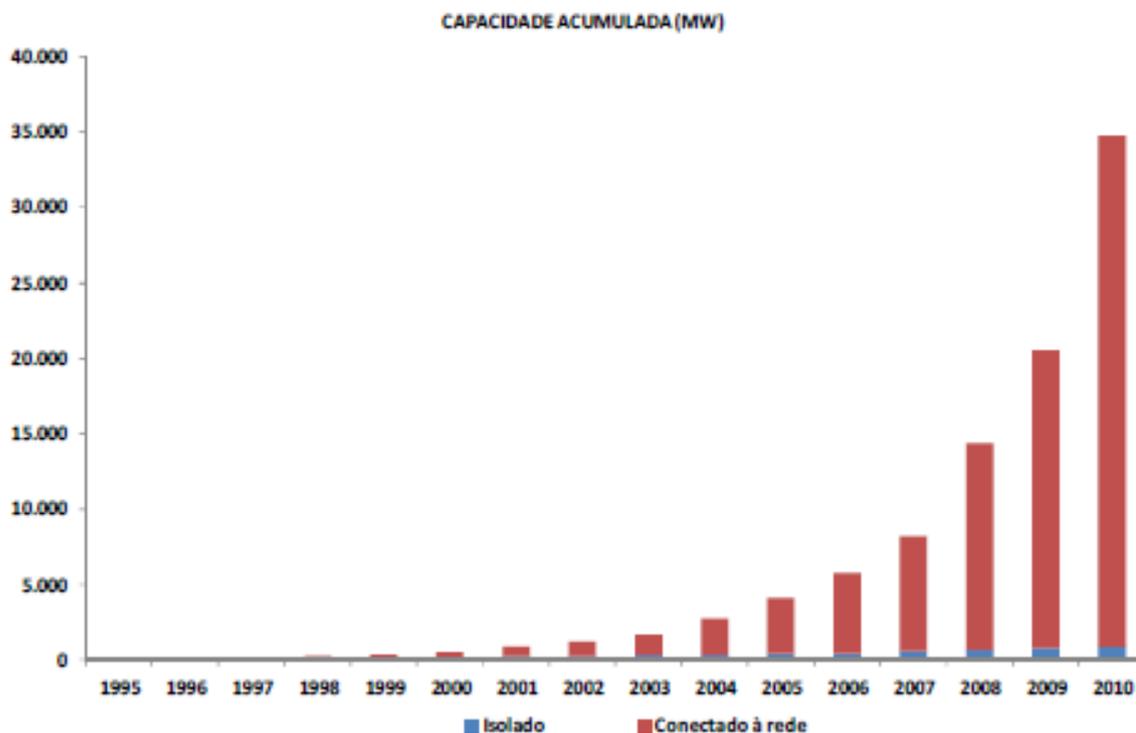


Figura 1 – Evolução da capacidade de geração fotovoltaica mundial instalada. Fonte: IEA, 2011.

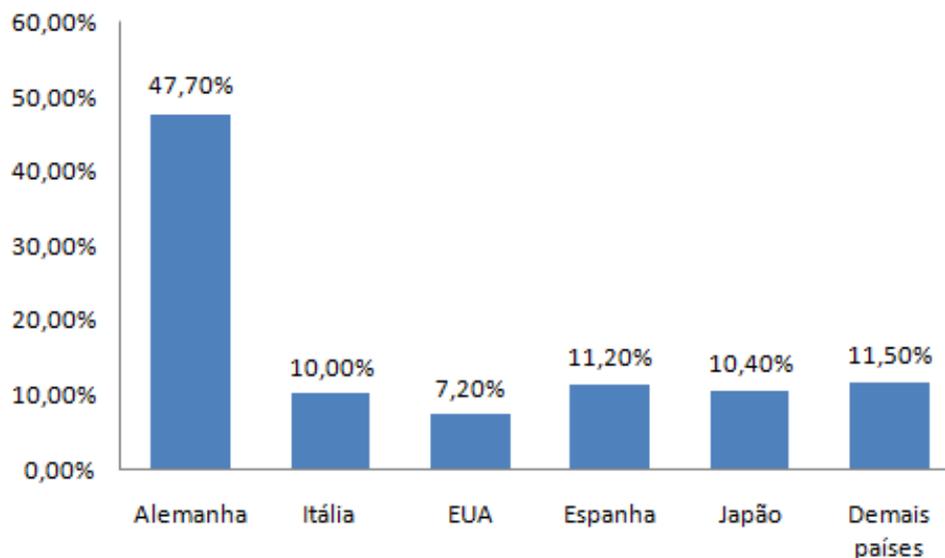


Figura 2 – Participação dos países em capacidade instalada de geração fotovoltaica. Fonte: Adaptado de IEA, 2011.

No Brasil, a principal fonte de energia elétrica é a hidráulica. Posteriormente, as termelétricas são as que mais contribuem na geração de energia no país. De acordo com o Balanço Energético Nacional realizado em 2016, com base no ano de 2015, pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), a geração hidráulica contribuiu com 64,0% da matriz energética, 3,7% a menos em comparação com a de 2014. A geração por termelétricas, atingiu cerca de 22,2% do total e a solar contribuiu com 0,01% nesse ano. A geração elétrica a partir de fontes não renováveis representou 26,0% do total nacional, contra 26,8% em 2014. Esses dados podem ser observados no gráfico da Figura 3.

A partir dos dados fornecidos pela EPE é possível observar a inserção, de forma gradativa, da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no cenário nacional, representando 75,5% da oferta interna de eletricidade no Brasil.

1.1.1 Geração Distribuída

O conceito de Geração Distribuída (GD) vem sendo bastante discutido e consiste, literalmente, na geração de energia elétrica de forma distribuída e não centralizada, como no caso das hidrelétricas. A GD tem crescido bastante nos últimos anos, se tornando um seguimento muito favorável e promissor quando se trata da produção de energia elétrica.

A Resolução Normativa ANEEL nº482 de 2012 estabeleceu as condições gerais para a conexão à rede da microgeração e minigeração distribuída e criou o Sistema de Compensação de Energia. Esse sistema permite que quando a energia gerada exceder o valor da energia consumida ela possa ser injetada na rede de distribuição. Assim sendo, o consumidor recebe um crédito em energia que pode ser utilizado em outros postos tarifários ou abatido nas faturas dos meses subsequentes. Essa resolução recebeu algumas

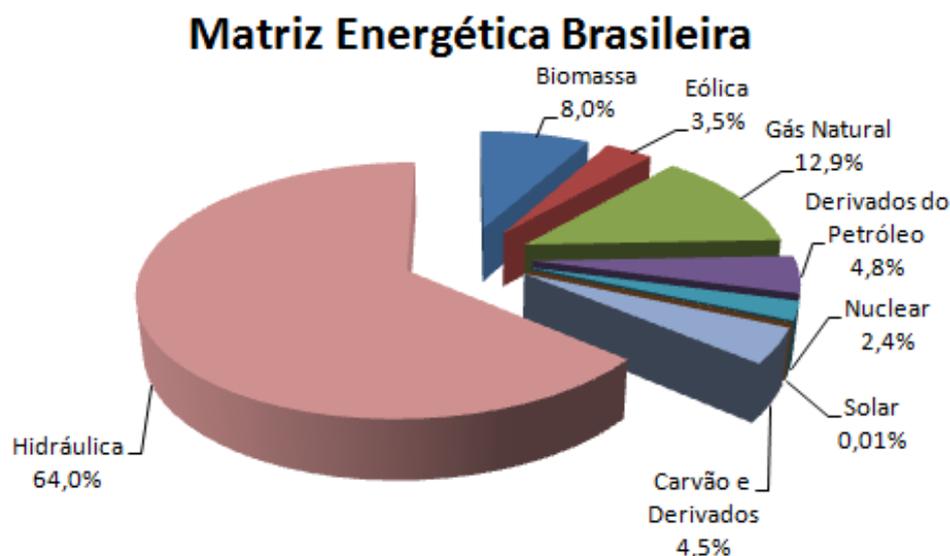


Figura 3 – Matriz Energética Brasileira. Fonte: Adaptado de EPE, 2016.

alterações em novembro de 2015 e passou a vigorar como Resolução Normativa ANEEL nº687 (ANEEL, 2015), que consiste na modificação dos limites de potência instalada, classificando a geração distribuída como:

- Minigeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Microgeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A Figura 4 mostra o esquema, que é apresentado pela ANEEL, de compensação de energia a partir de sistemas de geração distribuída.

A Figura 5 mostra o conceito básico de uma microrrede. Esse tipo de estrutura consiste na integração de diversas fontes alternativas, podendo ou não ser de origem renovável. Elas podem ser conectadas à rede elétrica sem a necessidade de mudanças na estrutura do sistema elétrico de potência. O arranjo apresenta a conexão de quatro fontes de geração distribuída à rede e é composto por um sistema eólico e três sistemas fotovoltaicos (MARANGONI, 2012), (MATA, 2014).

Todos os sistemas compostos por painéis fotovoltaicos apresentam conversores CC-CA que são responsáveis pela sua conexão à rede elétrica.

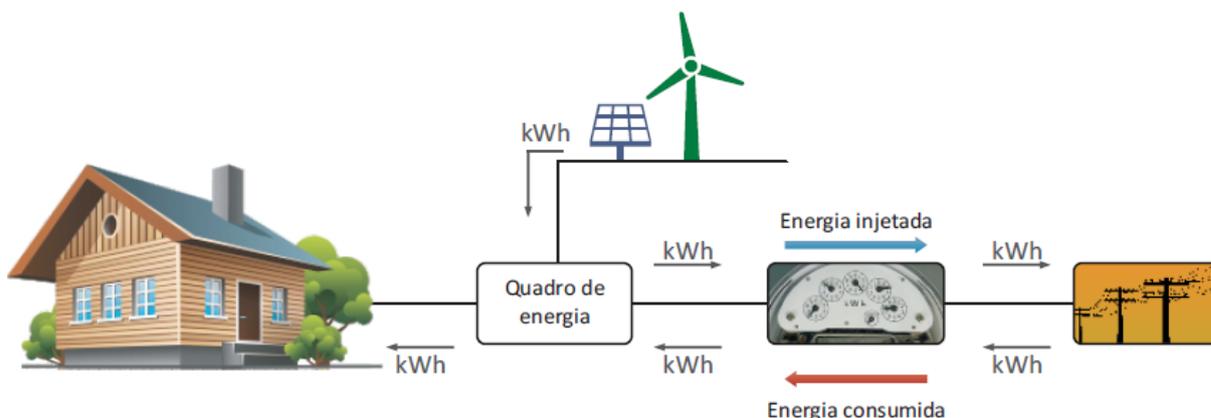


Figura 4 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Fonte: ANEEL, 2016.

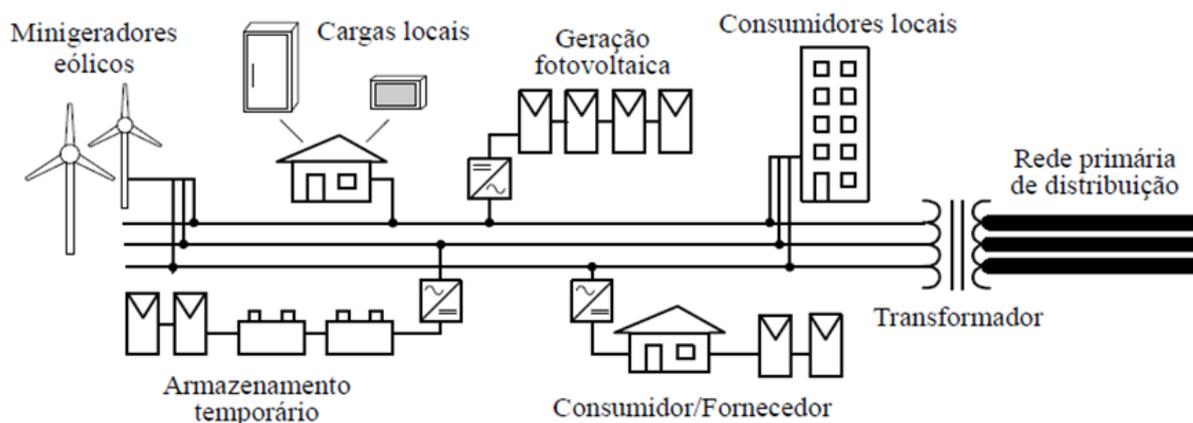


Figura 5 – Diagrama de uma microrrede Marangoni (2012).

1.2 Motivações e Justificativas

O Brasil conta com características naturais favoráveis à produção de energia elétrica a partir da energia fotovoltaica. O clima brasileiro propicia altos níveis de incidência solar praticamente o ano todo. As reservas de quartzo de qualidade também contribuem neste seguimento resultando na produção de silício com alto grau de pureza e, por conseguinte, células e módulos solares de ótima qualidade. Esses fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento de um mercado interno (EPE, 2012).

O crescente mercado dessa vertente e o custo benefício desse tipo de sistema se tornam a motivação deste trabalho. A possibilidade de recuperação do capital investido em pouco tempo é um atrativo proeminente para quem deseja diminuir significativamente os gastos com energia elétrica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivos Gerais

O objetivo principal deste trabalho consiste em projetar um sistema de geração distribuída, baseado em energia fotovoltaica, integrado com a rede elétrica de distribuição. A fim de atingir esse propósito será utilizado um conversor CC-CA monofásico com malhas de controle de corrente e tensão CC de forma que o painel sempre opere no ponto de máxima potência.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para o desenvolvimento deste trabalho, é necessário que se faça:

- Um estudo geral quanto às normas e requisitos para se conectar um sistema de geração distribuída à rede elétrica;
- Uma análise sobre o funcionamento de painéis fotovoltaicos e conversores eletrônicos;
- O projeto do sistema como um todo, composto por estruturas de controle e de potência, responsáveis pelo funcionamento adequado do sistema;
- E, por fim, a análise dos resultados obtidos nas simulações a fim de validar o sistema projetado.

1.4 Organização do Trabalho

Os demais capítulos deste trabalho estão organizados da seguinte forma:

- Capítulo 2 - Aborda as normas, requisitos e formas de conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica estabelecidos pelas concessionárias de energia.
- Capítulo 3 - Apresenta uma revisão da teoria necessária para o desenvolvimento do trabalho. Nele são analisados a estrutura de um painel fotovoltaico juntamente com o algoritmo que realizará a busca do seu ponto de máxima potência; as topologias dos conversores CC-CA bem como a técnica de modulação a ser aplicada; uma breve descrição sobre filtros passivos; revisão sobre estruturas de controle e, por fim, a visão geral do conversor CC-CA a ser projetado;
- Capítulo 4 - Compreende o desenvolvimento do projeto e as simulações realizadas durante a sua implementação. Esse capítulo é dividido em duas partes: Sistema de Potência e Sistema de Controle. Cada subseção descreve todos os procedimentos necessários para se chegar ao resultado final da simulação;

- Capítulo 5 - Resultados Finais;
- Capítulo 6 - Conclusões e Propostas de Continuidade.

2 Conexão de um Sistema Fotovoltaico à Rede Elétrica de Distribuição

A conexão de um Sistema Fotovoltaico à Rede Elétrica de Distribuição deve ser abordada em dois aspectos. Primeiramente, os padrões fornecidos pelas empresas de serviços públicos devem ser obedecidos. No caso do Brasil, estas normas são elaboradas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e pela concessionária local, que no caso de Minas Gerais cabe à CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais). Ambas devem ser obedecidas para que o sistema possa ser conectado legalmente à rede, visando manter a qualidade da energia usada no consumo e da que é injetada no sistema de potência.

O segundo aspecto se refere ao equipamento utilizado nesse tipo de projeto que deve ser estudado para que se obtenha um desempenho e um custo otimizados. Essa análise será abordada no próximo capítulo.

2.1 Padrões Estabelecidos

Uma vez que se deseja conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica de distribuição os padrões estabelecidos pelas empresas de serviços públicos devem ser obedecidos. Esses padrões lidam com questões como a qualidade da energia injetada na rede, detecção da operação de ilhamento, aterramento, etc. Em geral, algumas recomendações como IEEE1547 (IEEE, 2014), EN61000-3-2 (COMMISSION et al., 1995) e U.S. National Electrical Code (NEC) - Artigo 690 (ASSOCIATION, 2002) valem a pena ser consideradas. Esta última atua em todos os estados norte-americanos (KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005).

No Brasil, a conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica é regida pelas normas do módulo 3 do manual da PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), elaborado pela ANEEL. No caso de sistemas de microgeração distribuída conectados à rede em Minas Gerais onde a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) é a principal concessionária do estado, os requisitos impostos pela norma regulamentadora ND.5.30 elaborado pela empresta também necessitam ser devidamente atendidos.

A norma ND.5.30 que se denomina Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão, traz a seguinte definição: *"Esse documento estabelece os critérios e procedimentos exigidos pela Cemig D para a conexão de microgeração distribuída em instalações de consumidores, atendidos em baixa tensão, que façam a adesão ao sistema de compensação de energia."* (CEMIG, 2016).

A PRODIST define as duas partes que farão o acordo da injeção de potência na rede como:

- **Acessada:** Distribuidora de energia elétrica responsável pelo sistema elétrico em que os acessantes conectam suas instalações. No caso deste trabalho a empresa é a Cemig Distribuidora S/A - Cemig D;
- **Acessante:** Consumidor, central geradora, distribuidora, agente importador ou exportador de energia, cujas instalações se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou associado a outros.

Após cumprir todas as regras e requisitos exigidos pelo "acessado", o "acessante" poderá injetar na rede a energia produzida em sua própria residência.

O fluxograma da Figura 6 mostra os procedimentos necessários, impostos pelo módulo 3 da PRODIST e solicitados pela CEMIG para que se consiga acessar a rede elétrica. Essas etapas de viabilização do acesso se aplicam tanto aos novos acessantes quanto às alterações de carga/geração. Para a viabilização do acesso ao sistema elétrico é necessário o cumprimento das etapas de solicitação de acesso, parecer de acesso, vistoria e aprovação do ponto de conexão (CEMIG, 2016).

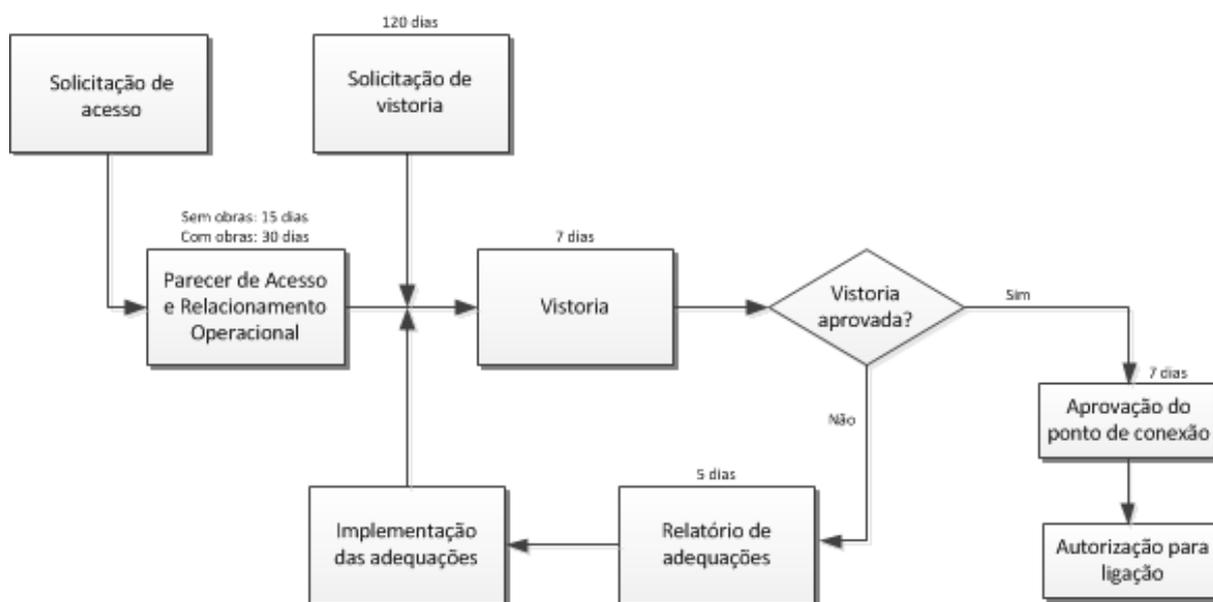


Figura 6 – Procedimentos necessários para se acessar a rede elétrica. Fonte: Adaptado de CEMIG (2016).

2.2 Formas de Conexão à Rede

Segundo a norma ND.5.30, imposta pela CEMIG, os acessantes deverão ser interligados ao sistema elétrico de baixa tensão no mesmo ponto de conexão da unidade

consumidora. No caso da geração fotovoltaica em que é utilizado um inversor como interface entre o painel e a rede, o esquema da Figura 7 deve ser seguido. Lembrando que o esquema de medição deve funcionar de forma bidirecional, ou seja, medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede.

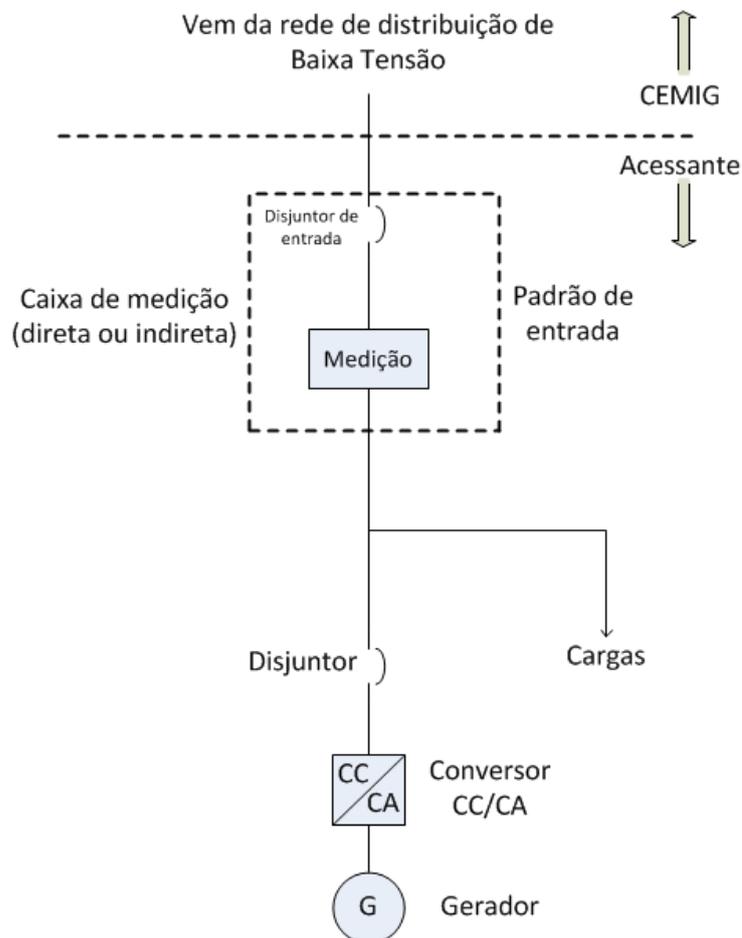


Figura 7 – Procedimentos necessários para se acessar a rede elétrica. Fonte: Adaptado de CEMIG (2016).

2.3 Requisitos de Proteções da Conexão

O módulo 3 da PRODIST exige alguns requisitos mínimos de proteção em função da potência instalada como pode ser visto na Tabela 1.

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
- (2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.

Tabela 1 – Proteções mínimas em função da potência instalada (PRODIST, 2009).

<i>Equipamento</i>	<i><10kW</i>	<i>10kW a 500kW</i>	<i>>500kW</i>
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	sim	sim	sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	sim	sim	sim
Transformador de acoplamento	não	sim	sim
Proteção de sub e sobretensão	sim	sim	sim
Proteção de sub e sobrefrequência	sim	sim	sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	não	não	não

2.4 Requisitos de Qualidade

A qualidade da energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída à rede elétrica da Cemig é regida por práticas e requisitos referentes à tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência. Os valores de referência dos parâmetros de qualidade de energia para os sistemas fotovoltaicos são estabelecidos pela norma ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição (CEMIG, 2016).

A inserção de GD's (sistemas de geração distribuída) na rede causa impactos no sistema elétrico e, como dito anteriormente, os órgãos responsáveis pela operação do sistema tem a função de desenvolver normas a fim de manter todos os parâmetros dentro de um padrão de modo que a rede não seja danificada. A norma 1547, que é baseada na norma IEC 61727 conta com uma série de padrões que foram desenvolvidos pelo IEEE SCC21 - “Comitê de coordenação de padrões em células combustíveis, geração fotovoltaica, geração dispersa e armazenamento de energia” que estabelecem os limites para manter a qualidade da energia gerada (ALVES, 2017).

O módulo 8 da PRODIST (Qualidade da Energia Elétrica) conta com normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradoras) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 kV. Tratam também do relacionamento entre as distribuidoras e a ANEEL (NETO; CARVALHO, 2012).

Tabela 2 – Valores de referência da norma ANEEL PRODIST - Módulo 8 (ANEEL, 2015).

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor Estipulado</i>
Fator de Potência Mínimo	0,92
Faixa de Frequência - Operação normal	$59,9 < f(\text{Hz}) < 60,1$
Faixa de Tensão - Operação Adequada	$91\% \leq V \leq 105\%$
Distorção Harmônica Total de Tensão	5%

A Tabela 2 mostra as especificações da PRODIST referentes aos limites dos valores

de fator de potência, faixa de frequência, faixa de tensão e porcentagem de distorção harmônica.

3 Sistema Fotovoltaico - Revisão Bibliográfica

Segundo Kjaer, Pedersen e Blaabjerg (2005), a interface do sistema fotovoltaico com a rede elétrica envolve duas tarefas principais: a primeira é garantir que o módulo fotovoltaico seja operado no ponto de máxima potência MPP (que do inglês *Maximum Power Point*) e a segunda é injetar uma corrente que atenda aos limites recomendados de qualidade de energia.

Os sistemas fotovoltaicos compreendem as aplicações das áreas de potência e de controle. Este capítulo faz uma abordagem geral quanto à esses dois mundos paralelos quando atuando no âmbito da conversão de energia solar em elétrica.

3.1 Painel Fotovoltaico

Denomina-se energia fotovoltaica a energia proveniente da conversão da luz solar em energia elétrica. As células fotovoltaicas representam a menor unidade em um sistema fotovoltaico. Os primeiros materiais a serem usados na fabricação dessas células foram o silício monocristalino, policristalino ou amorfo, sendo elas classificadas em células cristalinas ou de filme fino. As células monocristalinas comerciais tem uma eficiência em torno de 18% e as policristalinas, mais populares, uma eficiência média de 14%. As células de filme fino tem um custo de fabricação potencialmente mais baixo que as cristalinas, porém sua eficiência varia de 7 a 13% (CASARO; MARTINS, 2008).

Essas células produzem uma baixa potência elétrica e, então, torna-se necessário a associação série/paralelo de um grande número delas que recebe o nome de módulo fotovoltaico. Esses, quando agrupados, constituem os painéis fotovoltaicos.

Uma infinidade de marcas de módulos fotovoltaicos atuam no mercado de energia e se diferem em relação a material, eficiência e custo. O INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) mostra uma tabela atualizada com essas marcas que atuam no Brasil bem como suas classificações energéticas que variam de A a E (de melhor a pior) em INMETRO (2017).

A escolha do modelo dos módulos fotovoltaicos influencia diretamente no número de painéis necessários para a geração exigida pela carga e, portanto, no custo do sistema. Contudo, é de extrema importância que sejam levantados todos os dados do módulo a ser utilizado e que se faça uma análise sobre o custo benefício da instalação.

Atualmente, com o crescimento da demanda de energia elétrica em todo mundo e da ascendente instalação de sistemas fotovoltaicos, além das tecnologias já citadas, várias tecnologias aplicadas na construção de células solares já foram desenvolvidas. A Figura 8

mostra um gráfico publicado pelo Laboratório Nacional das Energias Renováveis (NREL que do inglês *National Renewable Energy Laboratory*) dos Estados Unidos, em que são apresentadas diferentes marcas de módulos fotovoltaicos juntamente com a eficiência de suas células e as tecnologias aplicadas à elas.

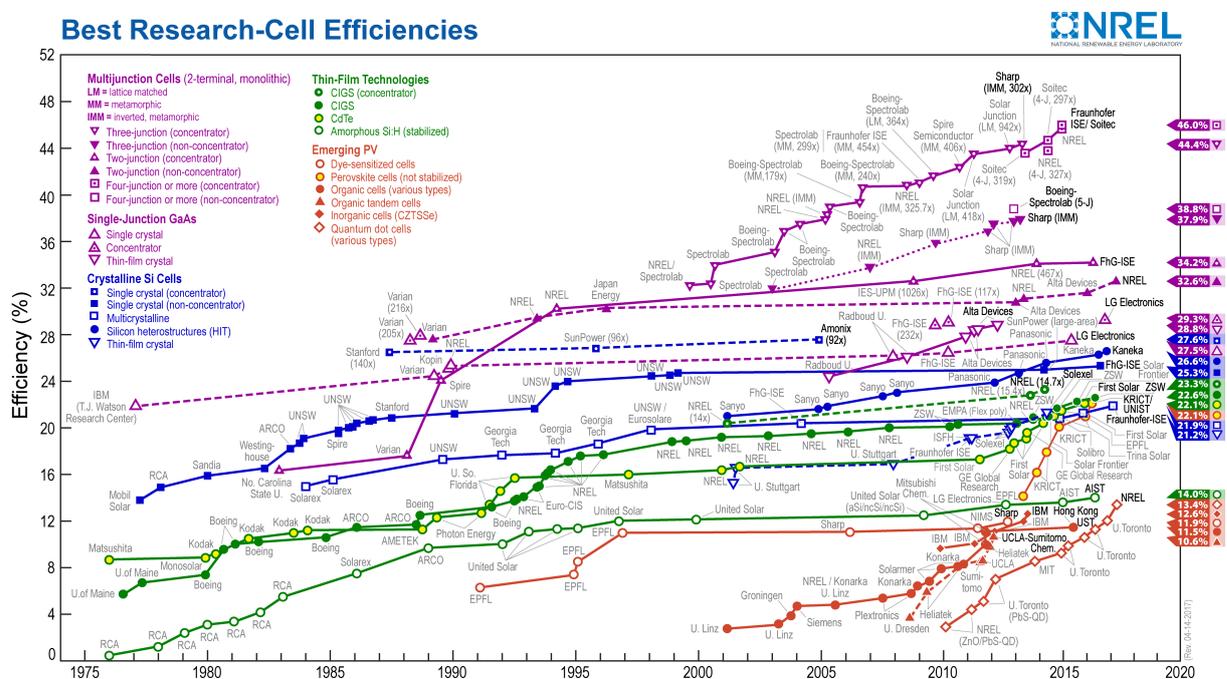


Figura 8 – Tecnologias e marcas de módulos fotovoltaicos. Fonte: NREL.

Dentre as tantas empresas fabricantes de módulos fotovoltaicos, algumas grandes marcas podem ser destacadas:

- Sharp - Japão
- SunPower - Califórnia (EUA);
- LG Solar - Coreia do Sul;
- Panasonic-Sanyo - Japão e Malásia;
- Yingli - China;
- Suntec - China;
- Canadian - Canadá;
- Trina Solar - China;
- Solar World - Alemanha;
- First Solar - Arizona (EUA);

- Kyocera - Japão e Arizona (EUA).

Nota-se, então, que alguns países têm investido fortemente neste setor do mercado de geração distribuída, dando destaque para os Estados Unidos, China e Japão.

A Tabela 3 apresenta quatro modelos de painéis fotovoltaicos, bem como as empresas que os desenvolvem e que estão presentes com grande destaque em todo o mundo. São elas: *Panasonic-Sanyo*, *SunTech*, *Canadian Solar* e *Kyocera*.

Todos os parâmetros foram levantados sob condições de teste padrão (STC) com uma intensidade radiação solar igual a $1\text{kW}/\text{m}^2$ e uma temperatura de 25°C , segundo dados dos fabricantes. As informações dispostas na Tabela 3 podem ser constatadas nas folhas de dados dos módulos das referentes empresas.

Tabela 3 – Parâmetros de diferentes módulos fotovoltaicos.

<i>Parâmetro</i>	<i>Panasonic-Sanyo</i>	<i>SunTech</i>	<i>Canadian</i>	<i>Kyocera</i>
Potência no MPOP	295 W	300 W	300 W	270 W
Tensão de saída no MPOP	52,7 V	32,6 V	32,5 V	31,0 V
Corrente no MPOP	5,6 A	9,21 A	9,24 A	8,71 A
Tensão de circuito aberto	63,7 V	39,9 V	39,7 V	31 V
Corrente de curto-circuito	6,0 A	9,65 A	9,83 A	9,43 A
Eficiência	19,1%	18,4%	18,33%	16,4%
Tipo de célula	Híbrida	Mono	Mono	Poli
Células por módulo	88	60(6x10)	60(6x10)	60(6x10)
Peso	18,0 kg	18,2 kg	18,2 kg	19,0 kg

Com os dados da Tabela 3, é possível analisar todos os parâmetros dos módulos. O módulo da Panasonic-Sanyo tem uma eficiência maior em relação aos outros módulos, porém a tecnologia aplicada na construção de suas células o faz ter um custo mais elevado quando comparado aos demais. As marcas *SunTech* e *Canadian* apresentam praticamente as mesmas características. E o módulo da *Kyocera* torna-se o menos atraente, neste caso.

3.1.1 Equacionamento da Célula Fotovoltaica

O circuito de uma célula fotovoltaica pode ser representado pelo modelo eletricamente equivalente da Figura 9, que consiste em uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. As resistências R_s e R_p representam as não idealidades da célula, a fim de tornar a modelagem mais real. A intensidade da corrente elétrica gerada varia na mesma proporção que a intensidade da luz incidente.

A expressão descrita por (3.1) demonstra o equacionamento do circuito equivalente da célula fotovoltaica.

$$I_{PV} = I_g - I_o \left[e^{\frac{q}{AkT}(V_{PV} + I_{PV}R_S)} - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV}R_S}{R_P} \quad (3.1)$$

Em que:

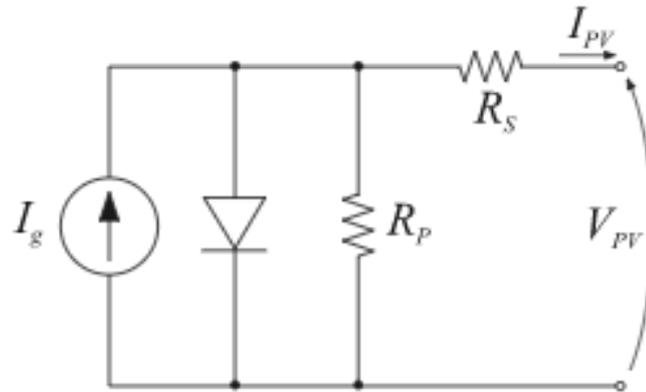


Figura 9 – Circuito equivalente de uma célula solar. Fonte: Casaro e Martins (2008).

- V_{PV}, I_{PV} - Tensão e corrente nos terminais de saída de uma célula solar;
- I_g - Corrente gerada;
- I_o - Corrente de saturação reversa da célula;
- R_s, R_p - Resistências série e paralela da célula;
- q - Carga do elétron, $1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$;
- A - Fator de qualidade da junção p-n;
- k - Constante de Boltzmann, $1,38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$ (Joules por Kelvin);
- T - Temperatura ambiente em Kelvin.

Portanto, considerando os efeitos de irradiação e temperatura, a corrente gerada pela célula pode ser aproximada por (3.2).

$$I_g = [1 + k_i(T - T_{STC})] I_{SC_{STC}} \frac{S}{S_{STC}} \quad (3.2)$$

Em que k_i é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito, S é a irradiação solar e T_{STC} , $I_{SC_{STC}}$ e S_{STC} são a temperatura, corrente de curto-circuito e irradiação na condição padrão de teste (Standart Test Condition - STC) oferecida pelo fabricante (BRITO et al., 2010).

A corrente de saturação tem forte dependência da temperatura e pode ser aproximada em (3.3).

$$I_o = I_{o_{STC}} \left(\frac{T}{T_r} \right)^{3/A} e^{\left[\frac{qE_{go}}{Ak} \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (3.3)$$

- $I_{o_{STC}}$ - Corrente de saturação no STC ;
- E_{go} - Energia armazenada no gap do semiconductor;

- n_s, n_p - Número de conexões em série e paralelo, respectivamente;
- T_r - Temperatura de referência, 298K;

Portanto, a partir das equações descritas anteriormente nesta seção, a corrente extraída de uma célula fotovoltaica pode ser encontrada através de (3.4).

$$I_{PV} = n_p I_g - n_p I_o \left[e^{\left(\frac{q}{kT} \right) \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{n_s} \right) - 1} - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{R_P} \right] \quad (3.4)$$

Fatores naturais como a variação de temperatura e irradiação solar interferem diretamente na produção de energia dos painéis. Moçambique (2012) apresenta dois gráficos referentes ao módulo da Kyocera modelo KC130TM quando submetido a diferentes níveis de irradiação e temperatura constante, destacando-se os Pontos de Máxima Potência, e evidenciando essas interferências. Os gráficos da Figura 10 mostram os comportamentos típicos da corrente (a) e da potência (b) extraídas do painel em função da tensão para uma temperatura constante e diferentes valores de radiação solar. Como já dito, esses parâmetros são levantados de acordo com cada tipo de painel nas condições de teste padrão (Standard Test Conditions - STC), em que a temperatura geralmente é considerada constante em 25 °C. Já a Figura 11 mostra um gráfico em três dimensões com as três grandezas envolvida: potência, corrente e tensão, também com os pontos de máxima potência evidenciados em azul.

Considerando essas variações de radiação, torna-se necessário um ajuste contínuo do ponto de operação do sistema para que se tenha uma máxima extração de potência elétrica do painel. Esse ponto máximo é denominado Ponto de Máxima Potência (do inglês, *Maximum Power Point - MPP*) e pode ser alcançado aplicando-se uma técnica de rastreamento ao painel. Esse rastreamento é realizado pelos chamados Algoritmos de MPPT (que do inglês *Maximum Power Point Tracking*).

3.1.2 Algoritmo de MPPT

Uma técnica bastante utilizada no alcance do MPP é a *Perturbação e Observação (P&O)*. Este método consiste basicamente em incrementar e decrementar a tensão de saída do painel fotovoltaico, comparando a potência obtida no atual ciclo de operação com a do ciclo anterior. Se a tensão variar e a potência aumentar, o algoritmo faz o sistema operar naquela direção e, se a potência diminuir, o sistema opera na direção oposta (BRITO et al., 2010). O fluxograma da Figura 12 mostra a dinâmica desse método.

3.2 Conversão CC-CA monofásica

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede necessitam de conversores estáticos para realizarem o processamento da energia produzida pelos painéis. Essa conversão consiste

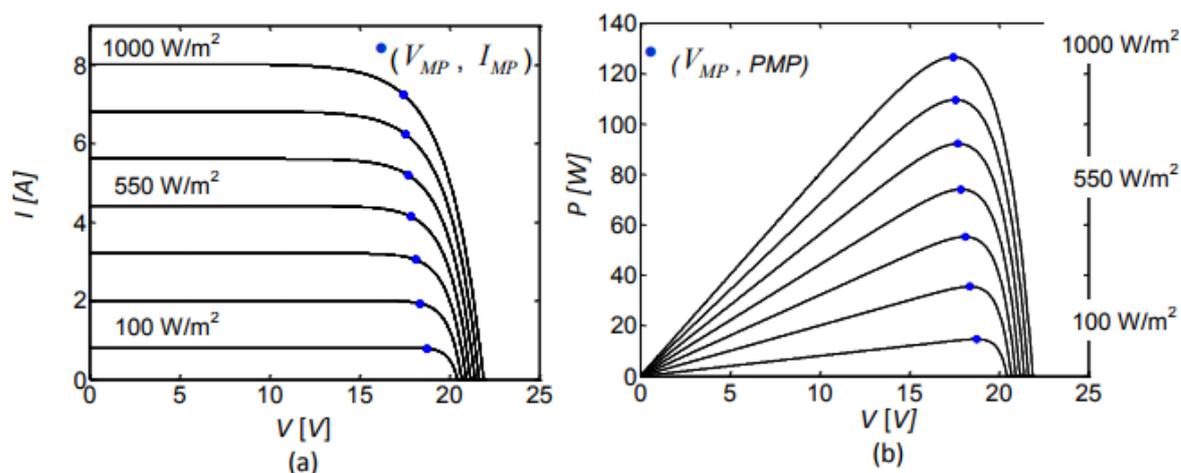


Figura 10 – Curvas I-V (a) e P-V (b) de um módulo da Kyocera modelo KC130TM para diferentes níveis de irradiação destacando-se os Pontos de Máxima Potência. Fonte: Moçambique (2012).

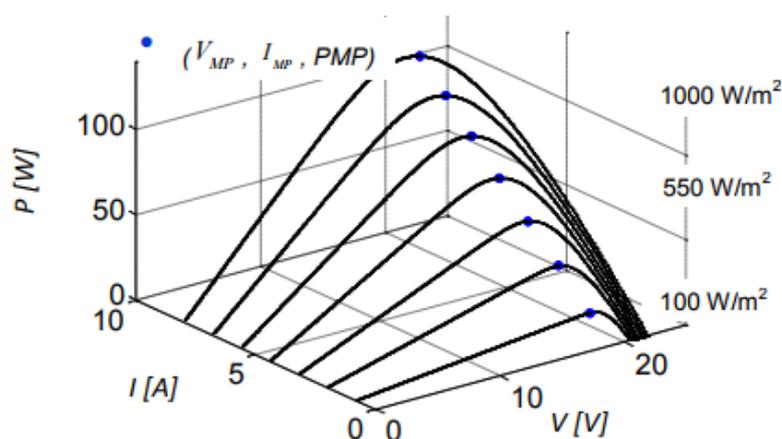


Figura 11 – Curvas P-I-V de um módulo da Kyocera modelo KC130TM para diferentes níveis de irradiação destacando-se os Pontos de Máxima Potência. Fonte: Moçambique (2012).

em transformar tensão contínua em alternada a fim de produzir uma corrente senoidal que atenda aos requisitos desse tipo de sistema. Segundo Kjaer, Pedersen e Blaabjerg (2005), os inversores podem ser classificados quanto:

- Ao tipo de desacoplamento de potência entre painel PV e a rede;
- A utilização de transformador no sistema, sendo ele de baixa ou alta frequência;
- Ao tipo de ligação com a rede.

O processamento da energia pode ocorrer de duas formas: inversores com conversores CC-CC (com ou sem isolamento) e inversores sem conversores CC-CC (com ou sem isolamento)

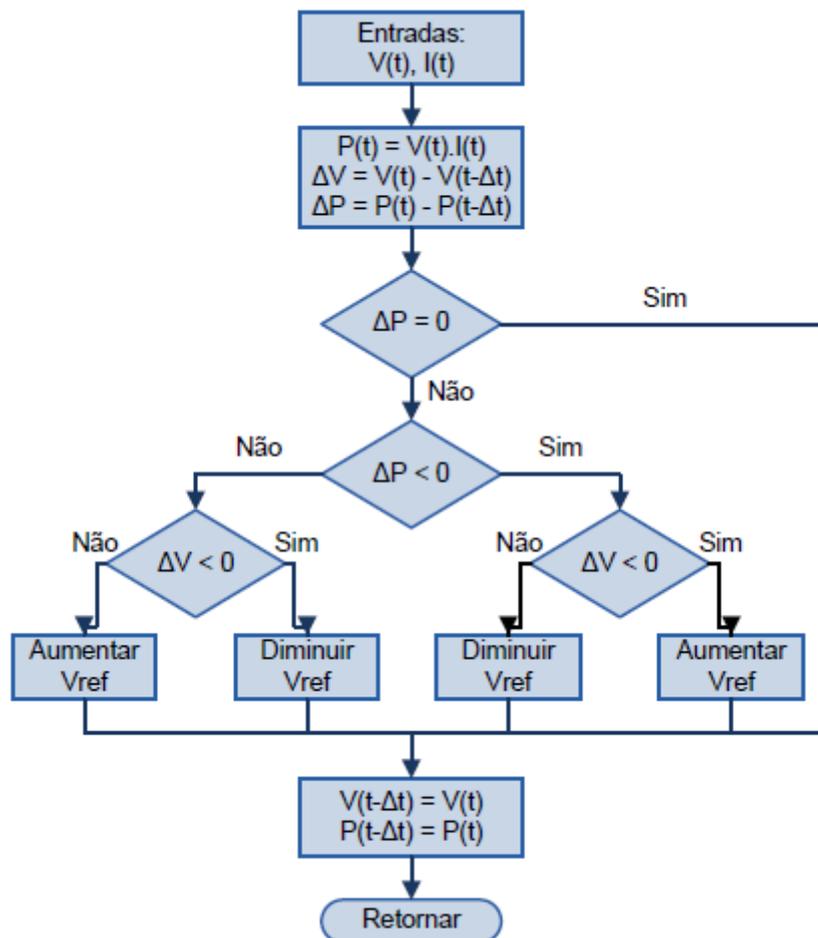


Figura 12 – Fluxograma do método P&O. Fonte: Casaro e Martins (2008)

Portanto, esse processamento da energia pode se dar através de um ou mais estágios, sendo eles isolados ou não. Além disso, são várias as topologias de conversores que podem ser empregadas para esse fim. Nesta seção será apresentada uma revisão bibliográfica referente aos estágios de conversão possíveis de serem implementados e algumas topologias de conversores utilizadas nesse processo.

O isolamento nesse tipo de conversão acontece com a inserção de um transformador entre o conversor CC-CA e a rede elétrica para o caso de um estágio, e no caso de múltiplos estágios são usados conversores CC-CC que possuem isolamento galvânico em sua estrutura (RODRIGUES, 2004). A Figura 13 mostra os esquemas, a partir de uma visão macroscópica, das quatro topologias utilizadas na conexão de painéis PV à rede elétrica de distribuição, sendo elas:

- Topologias com único estágio inversor (não-isoladas);
- Topologias com único estágio inversor (isoladas);
- Topologias com múltiplos estágios de conversão (isoladas);

- Topologias com múltiplos estágios de conversão (não-isoladas).

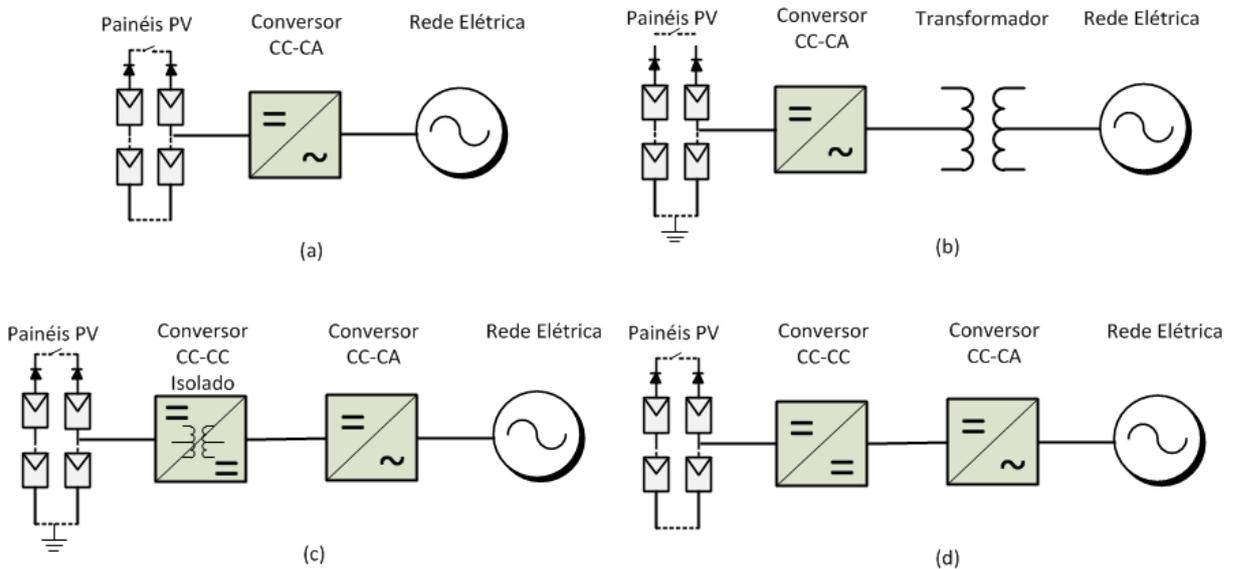


Figura 13 – Topologia com: (a) único estágio inversor, não-isolado; (b) único estágio inversor, isolado; (c) múltiplos estágios de conversão, isolados; (d) múltiplos estágio de conversão, não isolados. Fonte: Adaptado de Rodrigues (2004).

3.2.1 Topologias e estágios de conversão

São várias as topologias existentes no cenário de conversores monofásicos. É importante que se faça a análise de cada tipo de topologia e se escolha a que mais se adequará ao projeto. Cada sistema pode funcionar melhor com uma ou outra delas, isso depende da aplicação. Nas próximas subseções são apresentados alguns exemplos dessas topologias.

3.2.1.1 Topologias com Único Estágio (Não-Isoladas)

A forma mais simples de condicionar a energia fotovoltaica para injetá-la na rede é através da utilização de um conversor CC-CA fazendo diretamente a interface entre o painel PV e rede elétrica. Os inversores podem ser de tipo tensão (VSI, que do inglês *voltage-source inverter*) ou de corrente (CSI, que do inglês *current-source inverter*) (RODRIGUES, 2004). Algumas topologias de conversores VSI em ponte como a *Full Bridge*, H5 e HERIC são destaques neste tópico. Pode-se notar a ligação direta do painel ao conversor e deste, por sua vez, à rede elétrica passando por um filtro indutivo.

A topologia *Full Bridge* ou ponte completa, mostrada na Figura 14, trabalha com quatro chaves as quais são acionadas duas a duas com a finalidade de chavear a tensão no barramento CC do conversor, fornecida pelo painel fotovoltaico. Esse chaveamento acontece em alta frequência e é realizado a partir de alguma técnica de modulação, assunto que será abordado na próxima seção.

Essa topologia é a que apresenta melhor rendimento (OLIVEIRA, 2012). Porém, apresenta desvantagens como: necessitar de componentes de potência maiores (e mais caros) devido a ele ser projetado para suportar alta potência; requerer vários módulos PV conectados em série para uma maior tensão CC a fim de que ela seja compatível com a da rede; e não ter isolamento galvânica entre o painel e a rede, podendo ocasionar choques elétricos devido à corrente que poderá fluir na capacitância parasita entre os módulos e a terra (OLIVEIRA, 2012).

É necessário que seja aplicado um algoritmo de rastreamento de máxima potência do painel, podendo tornar o sistema um pouco mais complexo.

Essa topologia representa o modelo fundamental, funcionando de base para as demais topologias com a inserção de algumas modificações que consistem na adição de chaves a fim de reduzir a circulação da corrente de fuga entre o painel e a rede (MATA, 2014).

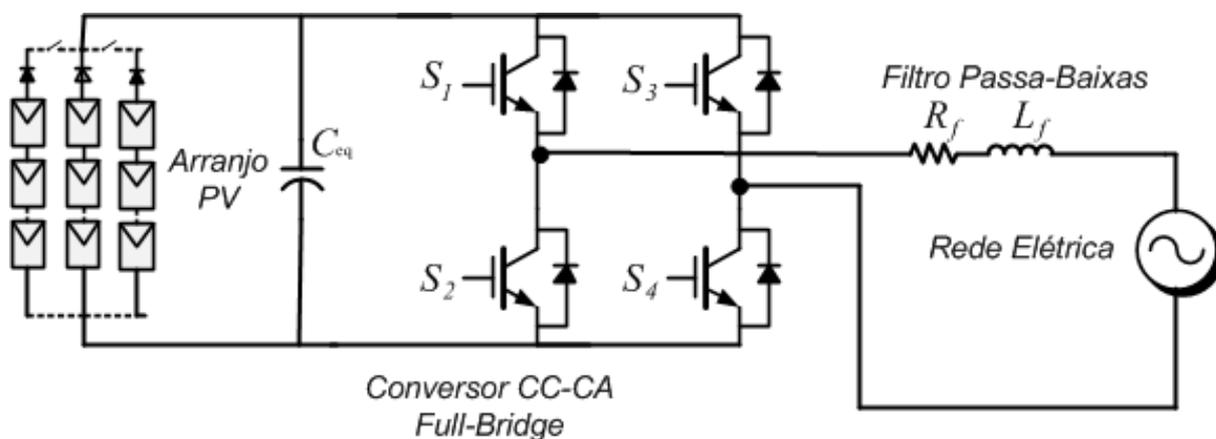


Figura 14 – Topologia Full Bridge. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).

A Figura 15 mostra que a topologia H5 nada mais é que a topologia *Full Bridge* acrescida de uma chave na entrada do conversor. Esta tem o objetivo de desacoplar eletricamente o painel da rede no momento em que não há injeção de potência pelo sistema PV (MATA, 2014).

A topologia HERIC (que do inglês *Highly Efficient and Reliable Inverter Concept*), quer dizer Inversor Altamente Eficiente e Confiável, e é mostrada na Figura 16. Essa topologia recebe o acréscimo de duas chaves em sentidos opostos ligadas em paralelo com a rede. Essas chaves tem a função de minimizar a volta da corrente de fuga ao painel.

3.2.1.2 Topologias com Único Estágio (Isoladas)

O isolamento galvânico entre painel e rede elétrica pode se dar com transformadores de alta ou de baixa frequência. O primeiro caso acontece quando se usa um conversor CC/CC em que o transformador é parte do seu circuito e que opera na frequência de

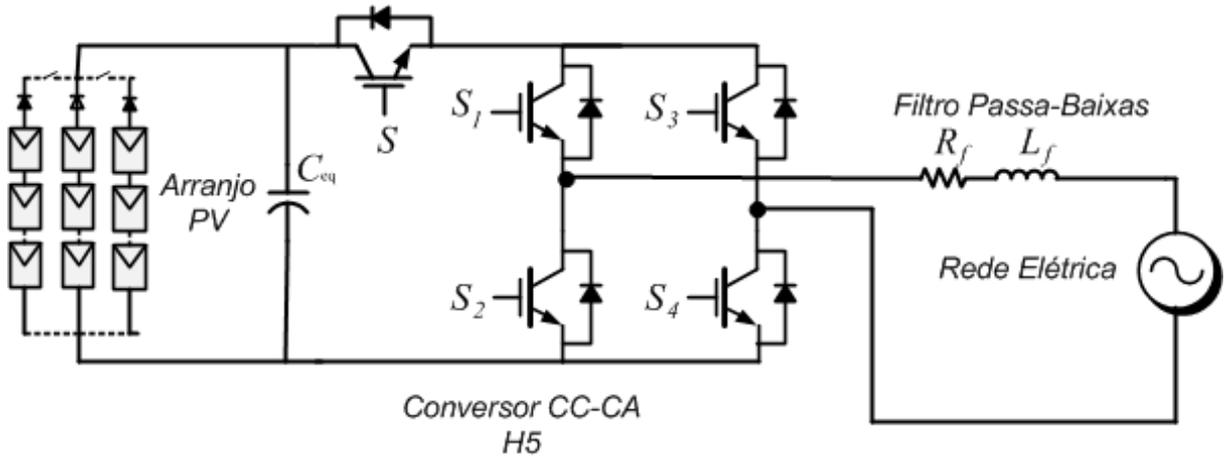


Figura 15 – Topologia H5. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).

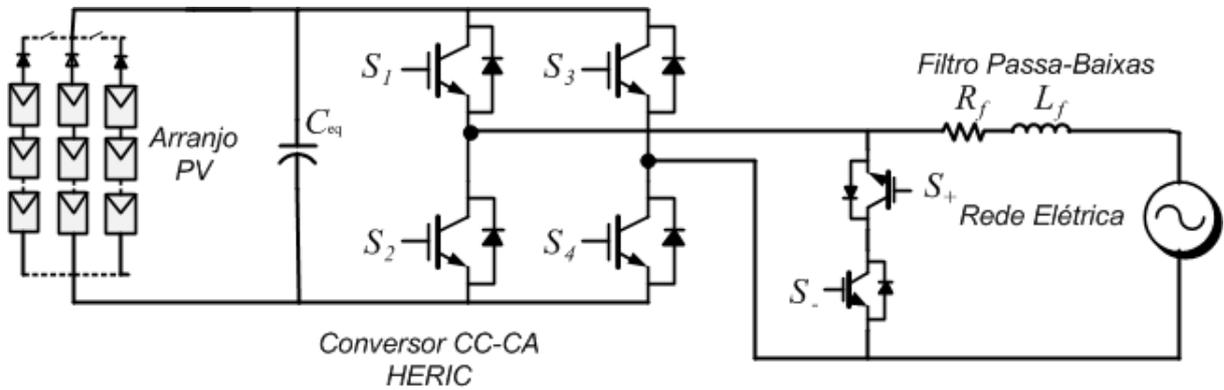


Figura 16 – Topologia HERIC. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).

comutação da chave. No segundo caso, um transformador de baixa frequência que opera na frequência da rede, é inserido entre o conversor e a rede, como na Figura 13(b). Dessa maneira, além de se obter um isolamento galvânico entre painel e rede elétrica, a indutância de dispersão do transformador pode ajudar na filtragem da corrente e um número menor de painéis no sistema torna-se necessário (RODRIGUES, 2004). O transformador é uma forma de impedir que correntes parasitas circulem no sistema e a inserção desse componente implica em custos, peso e complexidade.

3.2.1.3 Topologias com Múltiplos Estágios (Não-Isoladas)

Uma alternativa quando se deseja reduzir os custos e a complexidade do sistema é não utilizar o isolamento galvânico no mesmo. Porém, surge a dificuldade com aterramento e a exposição de partes energizadas do equipamento. Nas aplicações residenciais, essa topologia sem isolamento galvânico se torna menos perigosa devido ao sistema geralmente ser instalado nos telhados das edificações e terem um difícil acesso (RODRIGUES, 2004).

Uma aplicação simplificada se torna interessante nesse contexto. O conversor *boost*

pode ser inserido entre o painel PV e o conversor CC-CA, como mostrado na Figura 17. Esta é uma topologia simples e de baixo custo e o conversor fica responsável por manter a tensão desejada no barramento CC. Porém as perdas no chaveamento acontecem tanto no conversor *boost* quanto no inversor *Full-Bridge* e devem ser levadas em consideração, assim como um peso maior do sistema.

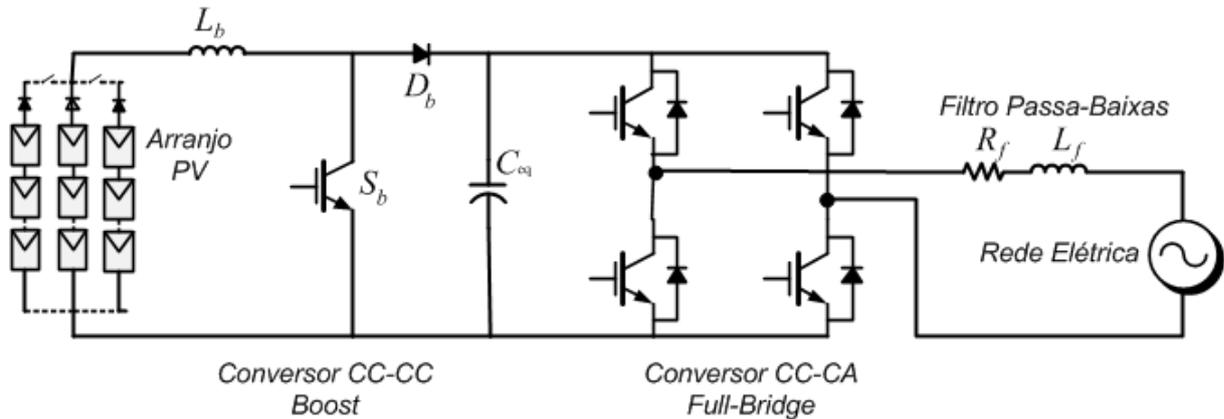
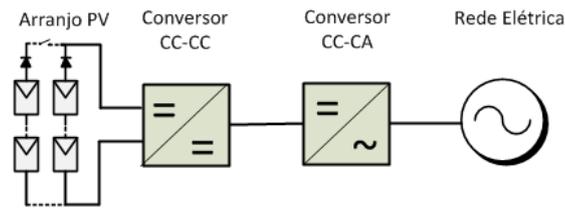


Figura 17 – Sistema PV utilizando o conversor boost em cascata com um inversor VSC.
Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).

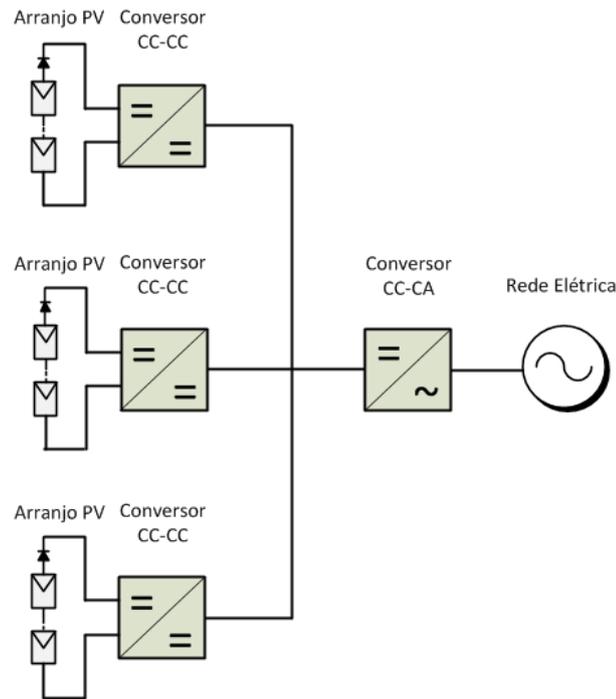
O painel fotovoltaico pode ser composto por um único módulo, uma combinação em série e paralelo de módulos ou uma infinidade de *strings* paralelas de módulos fotovoltaicos.

Segundo Oliveira (2012) os sistemas de conexão dos módulos PV à rede podem ter duas classificações:

- **Sistemas Centralizados:** São os quais todos os módulos formam um grande conjunto e são conectados a um mesmo conversor CC-CC, que por sua vez, realiza a interface com a rede através de um conversor CC-CA. Os módulos são organizados em conexões em série, chamadas *strings*, para gerar tensão suficientemente alta. Esse grupo de módulos conectados em série é conectado em paralelo com outros grupos a fim de alcançar um nível alto de potência, já que assim a corrente também aumenta, como mostra o esquema da Figura 18(a).
- **Sistemas Descentralizados:** Os módulos são arranjados em grupos menores e cada pequeno arranjo é conectado a seu próprio conversor CC/CC. Esses conversores são conectados a um inversor comum, como mostra o esquema da Figura 18(b). Essa característica é vantajosa em relação aos sistemas centralizados desde que cada grupo de módulo em série possa ser controlado individualmente. Nas situações em que ocorrem sombreamentos sobre alguns módulos, o sistema torna-se mais fácil de ser controlado, devido a cada arranjo ter seu próprio algoritmo de MPPT, o que facilita o controle. Porém, essa aplicação implica em um maior custo do sistema



(a) Tecnologia centralizada



(b) Tecnologia descentralizada

Figura 18 – Classificação do sistema PV quanto à organização dos módulos fotovoltaicos.
 Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).

3.2.1.4 Topologias com Múltiplos Estágios Inversores (Isoladas)

Nesses tipos de topologias geralmente usam conversores CC-CC isolados com transformadores operando em alta frequência, com núcleo de ferrite, sendo possível diminuir o volume e peso dos equipamentos. Essas topologias tem como desvantagem as estruturas mais complexas e as perdas devido ao chaveamento em alta frequência tanto do conversor CC-CC quanto do conversor CC-CA. O conversor CC-CC realiza o isolamento galvânico dos painéis e adequa o nível de tensão no barramento CC e o conversor CC-CA, juntamente com o filtro na saída sintetizam a corrente com baixa distorção harmônica e alto fator de potência (OLIVEIRA, 2012).

A Figura 19 mostra um exemplo dessas topologias onde um conversor CC-CC *flyback* opera em cascata com o inversor VSI.

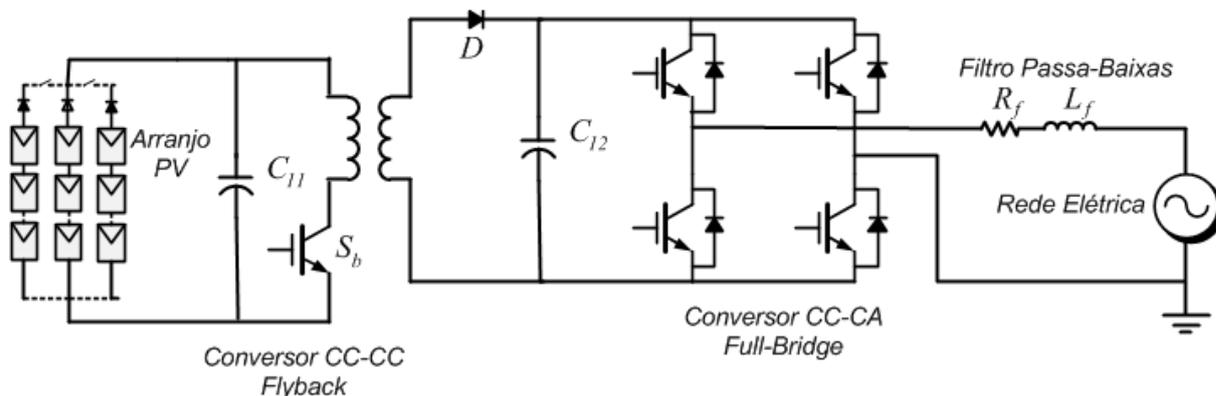


Figura 19 – Sistema PV com conversor CC-CC *Flyback* em cascata com inversor VSI. Fonte: Adaptado de Oliveira (2012).

3.2.2 Conclusões Parciais sobre as Topologias Apresentadas

Cada topologia apresentada anteriormente, trás suas vantagens e desvantagens, as quais devem ser levadas em consideração de acordo com a aplicação que se deseja. No caso deste trabalho será utilizada a topologia com único estágio inversor (não-isolado) a partir de um conversor VSI *Full-Bridge* conectado diretamente à rede elétrica como mostra o esquema da Figura 14. A escolha dessa topologia deve-se ao fato dela apresentar uma maior eficiência e simplicidade de construção em relação às outras. A próxima seção apresenta uma técnica de modulação chamada PWM (que do inglês *Pulse-Width Modulation*) aplicada neste trabalho que é responsável pelo controle das chaves eletrônicas do conversor.

3.2.3 Modulação PWM Senoidal

As técnicas de modulação consistem no acionamento das chaves eletrônicas de um conversor com o objetivo de fornecer uma tensão de saída controlada pela relação cíclica de chaveamento. Uma técnica normalmente utilizada em conversores CC-CA é a modulação por largura de pulso PWM (que do inglês *Pulse Width Modulation*) (RASHID, 1999). O controle das chaves eletrônicas feito pelo PWM requer um sinal de referência, chamado de onda moduladora ou sinal de referência. Além disso, é necessário uma onda triangular (portadora), a qual controla a frequência de chaveamento do conversor (HART, 2010).

Na conversão CC-CA, o sinal de referência consiste em uma senoide e a portadora em uma onda triangular. No caso deste trabalho, é utilizada uma senoide e uma onda triangular com frequências de 60Hz (frequência da rede elétrica no Brasil) 20kHz , respectivamente. É importante ressaltar que quanto maior a frequência da onda triangular em relação à da senoide, mais próxima da senoide de referência a componente fundamental da onda sintetizada será. Porém, essa frequência deve ser devidamente escolhida para que as perdas no conversor, devido ao chaveamento em alta frequência, estejam dentro do limite desejado. A modulação PWM Senoidal pode ser realizada de duas formas: unipolar e bipolar.

O PWM bipolar, aplicado a este trabalho, consiste na comparação da função moduladora com a função triangular que será responsável pelo chaveamento conversor fonte de tensão VSC (que do inglês *Voltage Sourced Converter*) da topologia Full Bridge, mostrado na Figura 20. A tensão de saída $v_o(t)$ pode assumir dois valores $+V_{cc}$ ou $-V_{cc}$, de acordo com as chaves acionadas. As chaves S_1 e S_2 acionam simultaneamente assim como as chaves S_3 e S_4 .

A figura 21 mostra o momento em que as chaves ativas são S_1 e S_2 e a tensão na saída do conversor é $+V_{cc}$. Já a Figura 22 mostra quando as chaves acionadas são S_3 e S_4 e a tensão de saída toma o valor de $-V_{cc}$.

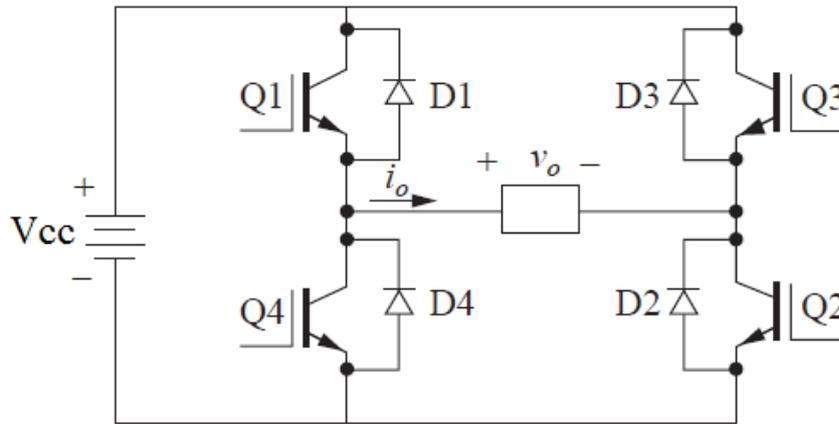


Figura 20 – Topologia do VSI monofásico *Full Bridge*.

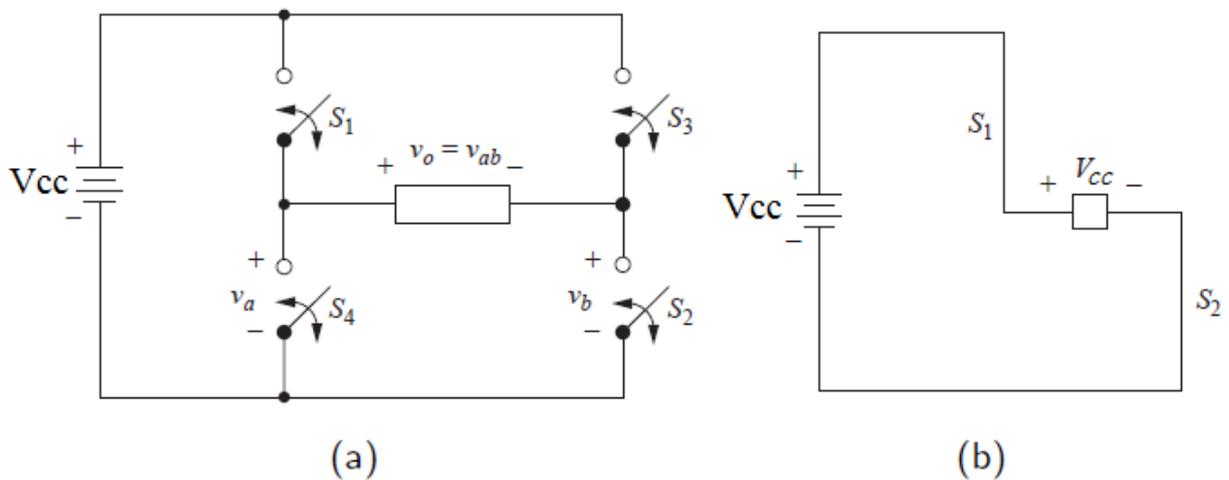


Figura 21 – (a) Topologia do VSI monofásico (b) Chaves ativas: S_1 e S_2 . Fonte: Hart (2010).

Desde que o valor de pico do sinal de referência seja sempre menor que o da triangular, as chaves do conversor comutam com frequência constante e igual a frequência da onda triangular e a tensão de saída assume a forma mostrada na Figura 23(b).

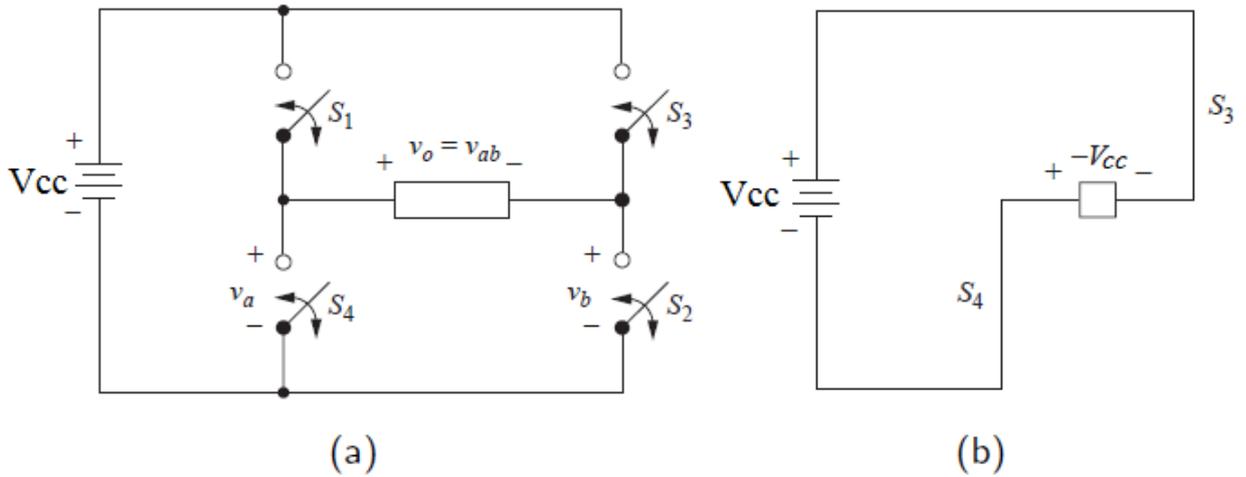


Figura 22 – (a) Topologia do VSI monofásico (b) Chaves ativas: S_3 e S_4 . Fonte: Hart (2010).

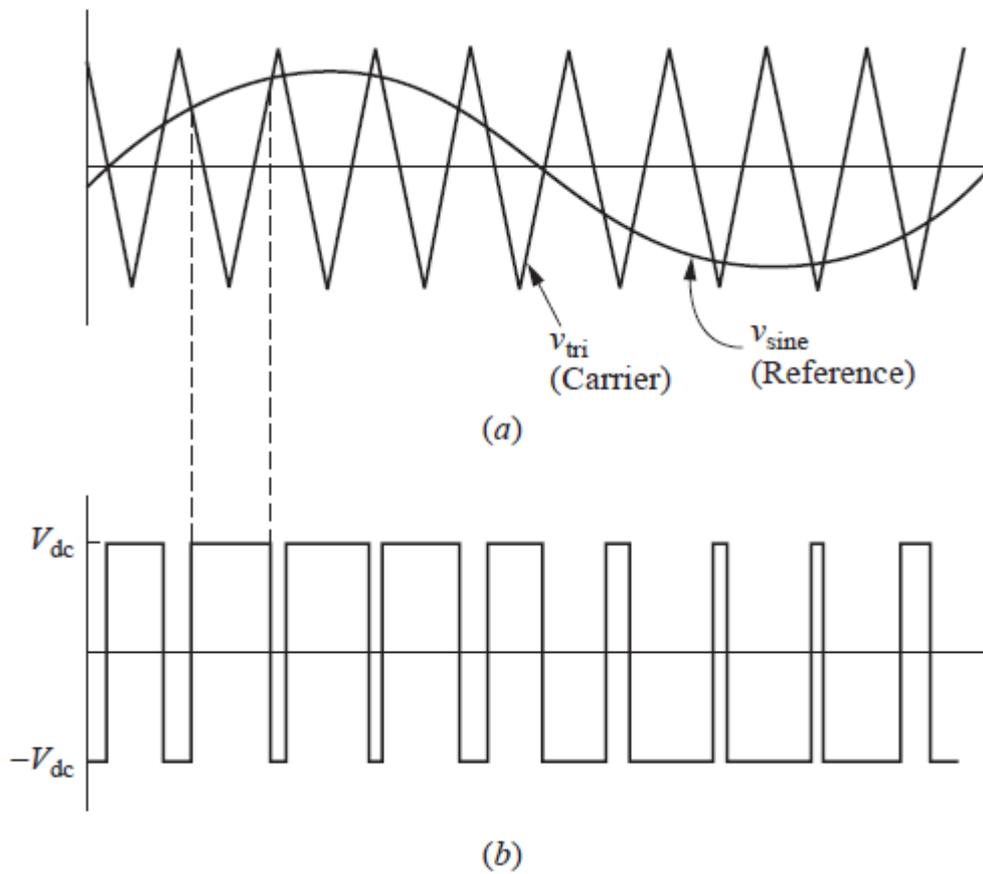


Figura 23 – (a) Portadora triangular e sinal de referência senoidal, (b) Tensão chaveada de saída do conversor. Fonte: Mohan e Undeland (2007).

O chaveamento bipolar é determinado pela comparação dos sinais instantâneos da onda de referência com a portadora. A Tabela 4 mostra como é obtida a tensão de

saída do conversor através da comutação das chaves. Quando a onda senoidal assume um valor maior que a triangular, as chaves S_1 e S_2 são acionadas e a tensão nos terminais do conversor é $+V_{cc}$. Quando a senoide é menor que a onda triangular, as chaves acionadas são S_3 e S_4 e a tensão nos terminais passa a valer $-V_{cc}$.

Tabela 4 – Comutação das chaves do conversor CC-CA.

<i>Chaves ligadas</i>	<i>Sinais de comparação</i>	<i>Tensão de saída</i>
S_1 e S_2	$V_{sen} > V_{tri}$	$+V_{cc}$
S_3 e S_4	$V_{sen} < V_{tri}$	$-V_{cc}$

3.3 Controladores

Para que o sistema funcione adequadamente, é necessário que se controle a corrente gerada pelo conversor e a tensão no barramento CC, entre o painel fotovoltaico e o conversor CC-CA. No entanto, devem ser projetadas duas malhas para que essas grandezas possam ser controladas. Essa estratégia é aplicada a fim garantir a estabilidade do sistema que deve operar no MPP assegurando que a corrente elétrica gerada no sistema de conversão CC-CA seja igual à corrente de referência em fase com a tensão da rede. Isso resultará em um erro nulo em regime permanente e um fator de potência mais próximo da unidade, visto que trata-se do projeto de um sistema com a finalidade de injetar potência ativa na rede elétrica.

Já que se deseja drenar sempre a máxima potência do painel fotovoltaico, a tensão no barramento e a corrente gerada pelo painel devem, obviamente, assumir o valor do ponto de máxima potência. As duas grandezas estão diretamente atreladas e, portanto, se a tensão assume o seu valor do MPP, a corrente, conseqüentemente, a acompanha. Nesse aspecto, entra em ação o algoritmo de MPPT que será responsável por rastrear o melhor valor da tensão, o qual servirá de referência para o controle da tensão no barramento.

O controle da tensão no barramento CC requer uma estrutura de controle mais simples já que se trata de uma grandeza contínua. Já o controle da corrente gerada pelo conversor apresenta um nível maior de complexidade, por se tratar de uma grandeza alternada.

O diagrama de blocos do sistema de controle de corrente está representado na Figura 24. Ele apresenta uma realimentação com o sinal de saída, que no caso desse trabalho é a corrente gerada pelo sistema, que é comparado com o sinal da corrente de referência, gerando um erro. Esse erro é processado por um bloco compensador que gera um sinal de controle baseado na tensão que deve ser sintetizada nos terminais do conversor para que se tenha a corrente desejada, com erro nulo em regime permanente. Esse sinal é enviado à modulação PWM, responsável pelo controle das chaves eletrônicas do conversor que sintetizam a tensão requerida nos terminais de saída do mesmo. A planta do sistema se comporta como um filtro passa-baixas a fim de filtrar a corrente que será injetada na rede elétrica, diminuindo a influência das componentes harmônicas e melhorando a qualidade da corrente gerada, que é a saída do diagrama de blocos apresentado. O sistema pode contar também com perturbações, representadas por $D(s)$, que no caso desse trabalho são desconsideradas.

A seguir, é apresentada uma breve descrição sobre os controladores aplicados a este trabalho: Proporcional Integral (PI), Compensador em Avanço de fase e Compensador em Atraso de fase.

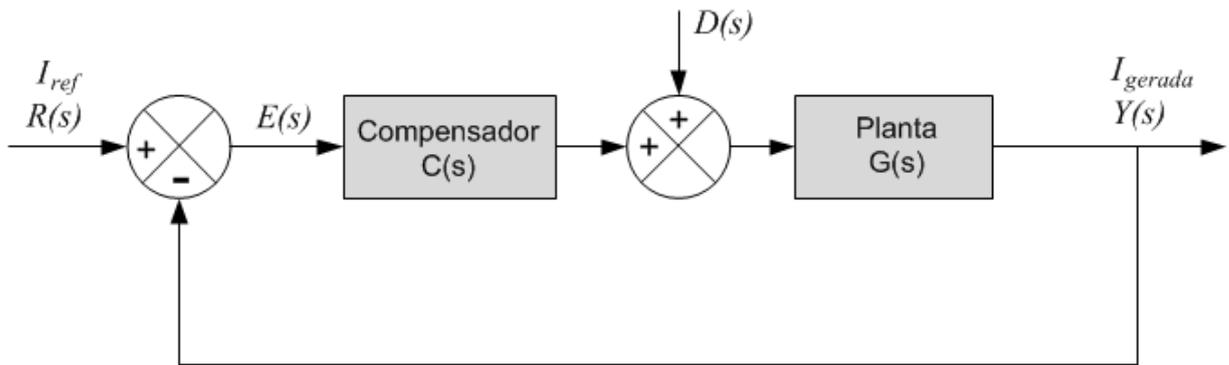


Figura 24 – Diagrama de Blocos do Sistema.

3.3.1 Controlador Proporcional-Integral (PI)

Segundo apresentado por Castrucci, Bittar e Sales (2011), o modelo matemático de um controlador PI, segundo padrão ISA, é dado pela Equação (3.5).

$$m(t) = K_c(e(t) + \frac{1}{T_I} \int_0^t e(\tau) d\tau) \quad (3.5)$$

Em que:

$m(t)$: Sinal de saída do controlador, chamado de variável manipulada;

$e(t)$: Sinal de entrada do controlador, chamado erro atuante;

K_c e T_I : Parâmetros de ajuste do controlador.

As parcelas P e I correspondem aos efeitos Proporcional e Integral do sinal de erro atuante, respectivamente. Portanto, quando analisado na frequência, o controlador PI é representado pela função de transferência da Equação (3.6) que apresenta um zero real em $-1/T_I$ e um polo na origem, com um ganho K_c/T_I .

$$\frac{M(s)}{E(s)} = K_c + \frac{K_c}{T_I s} = K_c \left(1 + \frac{1}{T_I s}\right) = \frac{K_c (T_I s + 1)}{T_I s} \quad (3.6)$$

Supondo um sinal de erro do tipo pulso com amplitude E , pode-se fazer uma análise temporal dos efeitos proporcional e integral, como mostrado em 25.

Tomando como exemplo um controlador PI com $K_c=2$ e $T_I=0,1$, tem-se uma função de transferência como em (3.7) e uma resposta em frequência dada pelo diagrama de bode da Figura 26.

$$G(s) = \frac{K_c (T_I s + 1)}{T_I s} = \frac{2s + 20}{s} \quad (3.7)$$

Analisando o gráfico da figura 26, observa-se um ganho de magnitude nas baixas frequências com um decaimento de, aproximadamente, 20dB.

É muito comum que se adote T_I de forma que o zero do controlador cancele o polo mais lento da planta. Analisando o lugar das raízes e os polos em malha fechada que o

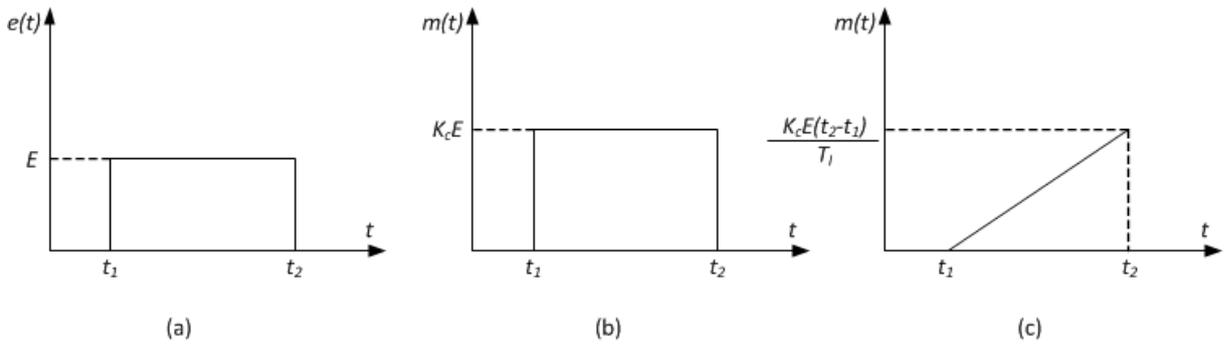


Figura 25 – (a) Sinal de erro atuante de amplitude E. (b) Sinal gerado pela Ação Proporcional. (c) Sinal gerado pela Ação Integral. Fonte: Adaptado de Castrucci, Bittar e Sales (2011).

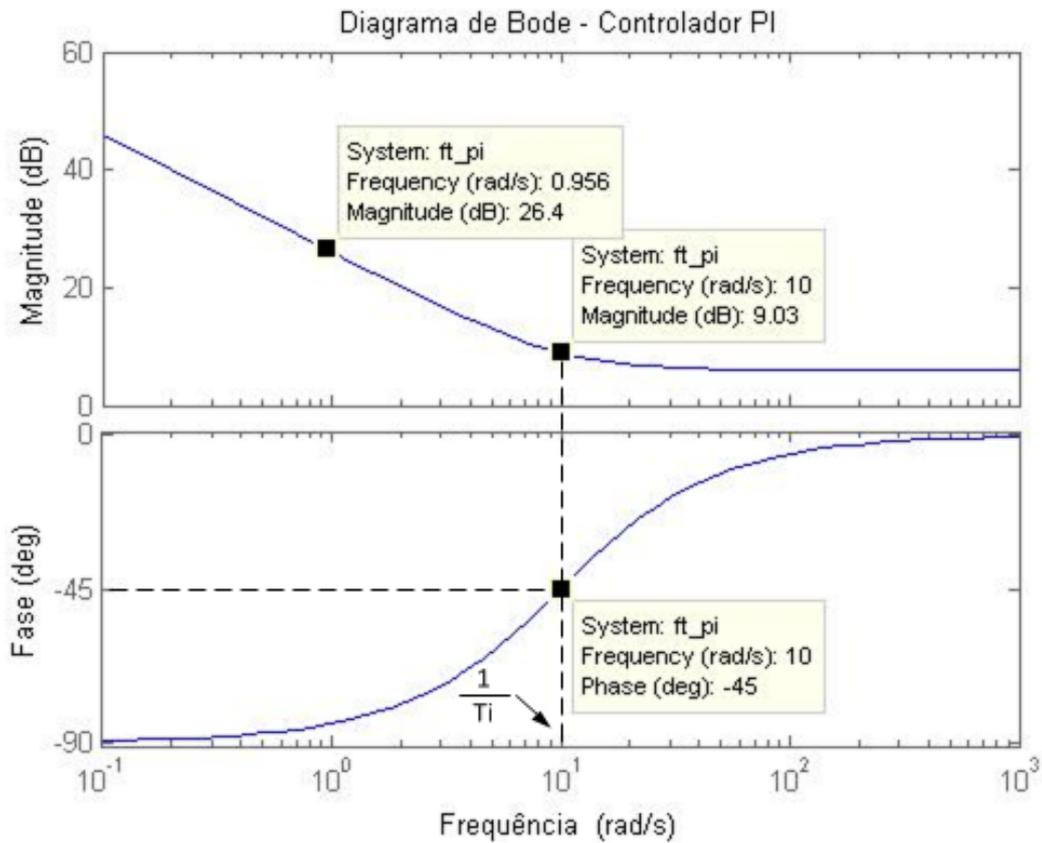


Figura 26 – Diagrama de Bode do controlador PI.

compõem, pode-se calcular o limite do valor de K_c de modo que a resposta ao degrau seja do tipo amortecida. Caso o valor de K_c exceda esse limite, o sistema passa a ter polos complexos conjugados e uma resposta ao degrau subamortecida com um sobressinal, consequentemente (CASTRUCCI; BITTAR; SALES, 2011).

3.3.2 Compensadores

Na busca de um sistema com desempenho satisfatório, o primeiro parâmetro a ser ajustado deve ser o ganho. Portanto, muitas vezes, somente o ajuste do ganho não é suficiente para atender às especificações dadas. Um aumento no valor do ganho pode resultar em deficiência de estabilidade e até mesmo instabilidade do sistema. Nesse contexto, torna-se necessário reprojeta-lo para que seu comportamento seja modificado e proceda como desejado. Esse procedimento é conhecido como *compensação* e é realizado a partir da adição de *compensadores* ao sistema. Um compensador contrabalança deficiências de desempenho do sistema original (OGATA; YANG, 1970).

Um compensador $C(s)$ é usado em um sistema com a finalidade de controlar a planta de modo que o ganho de malha total possa ser ajustado a fim de satisfazer os requisitos de erro estacionário e, posteriormente, $C(s)$ é usado para ajustar a dinâmica do sistema sem afetar o erro de estado estacionário (DORF et al., 2005).

A função de transferência de um compensador de primeira ordem é representada na Equação 3.8.

$$G_c(s) = \frac{K(s + z)}{(s + p)} \quad (3.8)$$

Dentre os vários tipos de compensadores, tem-se dois que são mais conhecidos e amplamente utilizados em sistemas de controle, sendo eles o *compensador avanço de fase* e o *atraso de fase*.

- **Compensador por Avanço de Fase:** Quando $|z| < |p|$ na Equação 3.8, a estrutura é chamada de avanço de fase e possui a configuração de polos e zeros no plano s como mostrado na Figura 27.

A função de transferência 3.9 do compensador em avanço de fase possui um zero em $s = -1/T$ e um polo em $-1/\alpha T$. O zero estará sempre localizado à direita do polo no plano s , como mostrado na Figura 27, em razão dos valores que α pode assumir.

$$C(s) = K_c \alpha \frac{Ts + 1}{\alpha Ts + 1} = K_c \frac{s + 1/T}{s + 1/\alpha T} \quad (0 < \alpha < 1) \quad (3.9)$$

A compensação por avanço de fase basicamente torna a resposta mais rápida e melhora a estabilidade do sistema, ou seja, margens de ganho e de fase melhoradas. Conduz a uma melhoria considerável no regime transitório e a uma pequena variação na exatidão em regime estacionário, podendo também acentuar os efeitos de ruídos em altas frequências. (OGATA; YANG, 1970).

Os diagramas de bode da Figura 28 mostram o comportamento do compensador em avanço. Nota-se que, para um ganho $K_c = 1$ e $\alpha = 0,1$, as frequências de corte estão situadas nas frequências do polo $\omega = 1/T$ e do zero $\omega = 1/\alpha T = 10/T$. A

magnitude começa em 0dB e tem um ganho de 20dB após uma década da primeira frequência de corte. A fase começa em zero e tem um ganho de, aproximadamente, 45° na primeira frequência de corte, totaliza 90° entre as frequências e decai 45° na segunda frequência de corte, tendendo a zero novamente.

Analisando a Figura 28, percebe-se o comportamento de um filtro passa-altas do compensador avanço.

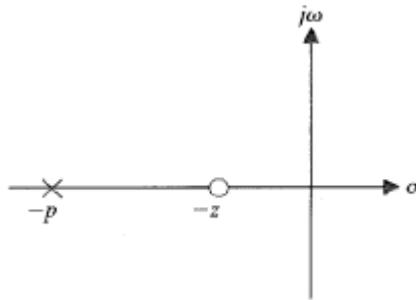


Figura 27 – Diagrama de polo e zero da estrutura de avanço de fase. Fonte: Adaptado de Dorf et al. (2005).

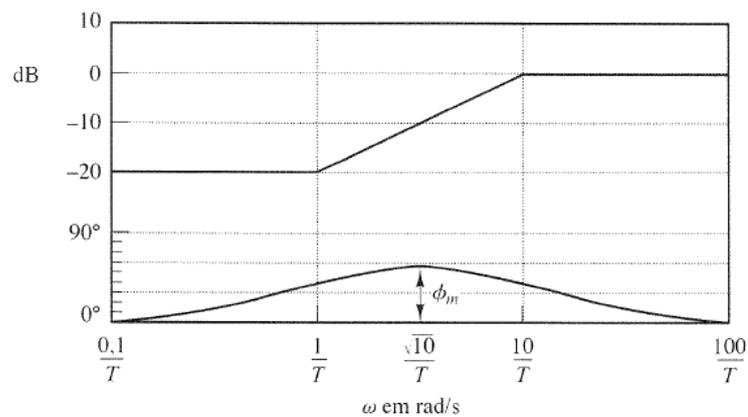


Figura 28 – Diagramas de Bode de um compensador por Avanço de fase. Fonte: Adaptado de Ogata e Yang (1970).

- **Compensador por Atraso de Fase:**

Quando $|z| > |p|$ na Equação 3.8, a estrutura é chamada de atraso de fase e possui a configuração de polos e zeros no plano s , como mostrado na Figura 29.

A função de transferência (3.10) do compensador em avanço de fase possui um zero em $s = -1/T$ e um polo em $-1/\beta T$. O polo estará sempre localizado à direita do zero no plano s , como mostrado na Figura 27, em razão dos valores que β pode assumir.

$$C(s) = K_c \beta \frac{Ts + 1}{\beta Ts + 1} = K_c \frac{s + 1/T}{s + 1/\beta T} (\beta > 1) \quad (3.10)$$

A compensação por atraso de fase se resume em melhorar a constante de erro estático e inserir ganho nas baixas frequências sem que o sistema se torne instável. Além disso, aumenta a margem de fase para que se alcance a resposta transitória desejada (NISE; SILVA, 2002), porém, reduz a velocidade de resposta (OGATA; YANG, 1970).

Os diagramas de bode da Figura 30 mostram o comportamento do compensador em atraso. Nota-se que, para um ganho $K_c = 1$ e $\beta = 10$, as frequências de corte estão situadas nas frequências do zero $\omega = 1/T$ e do polo $\omega = 1/\beta T = 0,1/T$. A magnitude começa em 20dB e tem um decaimento de 20dB após uma década da primeira frequência de corte. A fase começa em zero e tem uma perda de, aproximadamente, 45° na primeira frequência de corte, totaliza 90° entre as frequências e recebe um ganho de 45° na segunda frequência de corte, tendendo a zero novamente.

Analisando a Figura 28, percebe-se o comportamento de um filtro passa-baixas do compensador atraso, mostrando ter um ganho em baixas frequências.

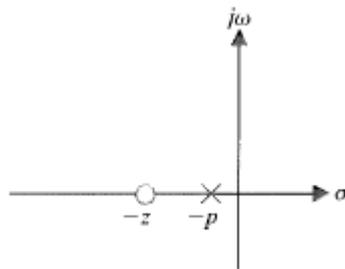


Figura 29 – Diagrama de polo e zero da estrutura de atraso de fase. Fonte: Adaptado de Dorf et al. (2005).

A utilização de compensador avanço ou atraso de fase eleva a ordem do sistema em uma unidade, a menos que haja cancelamento entre o zero do compensador e um polo da função de transferência não compensada (OGATA; YANG, 1970).

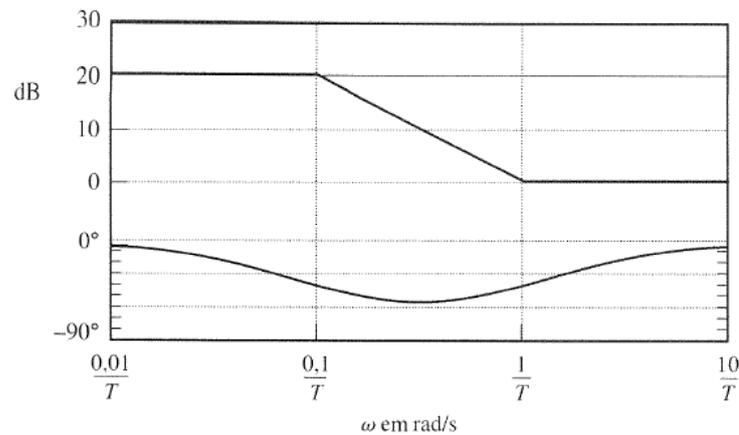


Figura 30 – Diagrama de bode da estrutura de atraso de fase. Fonte: Adaptado de: Ogata e Yang (1970) .

3.4 Filtro de Saída

Com o aumento da demanda de energia elétrica em todo o mundo, o número de sistemas de geração distribuída também têm aumentado, com destaque para a geração fotovoltaica. Com uma relação inversamente proporcional, os custos dos módulos fotovoltaicos e conversores de energia têm diminuído, reduzindo cerca de 75% em dez anos. Porém, esses conversores podem afetar negativamente o desempenho da rede elétrica devido à injeção de correntes com componentes harmônicas. O filtro LCL é a estrutura mais utilizada para reduzir os harmônicos gerados na comutação das chaves do inversor. Apesar de ser uma estrutura passiva simples, requer alguns cuidados ao ser projetado a fim de evitar a baixa eficiência do conversor que pode ser causada pelas perdas no indutor (MATA et al., 2017).

Como se sabe, a tensão fornecida pelo conversor não é senoidal. Portanto, o uso de um filtro na saída do sistema, geralmente passa-baixas (PB), atenua as componentes de alta frequência contidas nesse sinal de tensão produzida e, conseqüentemente, limita a produção de correntes harmônicas a serem injetadas na rede (MATA, 2014).

Uma vez que a qualidade da energia elétrica presente na rede é diretamente influenciada pelas correntes que nela são injetadas, as empresas de serviço público tem a função de impor limites para determinados parâmetros como o THD (que do inglês Total Harmonic Distortion), por exemplo, que limita o índice da distorção harmônica em 5% (KIM; KIM, 2008).

No entanto, além do filtro LCL (indutor-capacitor-indutor), os filtros LC (indutor-capacitor) e, ainda, o filtro L(indutor) podem ser utilizados em projetos fotovoltaicos (MATA, 2014). No caso deste trabalho, esse filtro pode ser simples e pequeno já que sua aplicação será somente para a filtragem da corrente, se tratando apenas de um filtro indutivo L. A Figura 31 mostra o esquema dos três tipos de filtros passivos mais utilizados neste contexto.

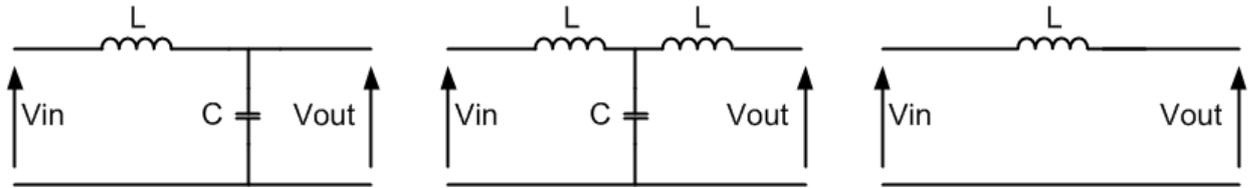


Figura 31 – Filtro indutivo passa-baixas.

3.5 Visão Geral do Sistema de Conversão

A Figura 32 apresenta o esquema geral do sistema de conversão desenvolvido neste trabalho. Inicialmente, tem-se o painel fotovoltaico constituído pela associação de vários módulos em série e paralelo. Na saída do painel, observa-se um barramento CC que consiste na tensão produzida pelo mesmo. Ao conversor é empregada a topologia *Full Bridge* ou *Ponte Completa* do tipo Inversor Controlado por Tensão VSI, o qual se destaca pela sua simplicidade e fácil entendimento da lógica de funcionamento das suas chaves eletrônicas. São utilizadas chaves IGBT's (que do inglês - *Insulated Gate Bipolar Transistor*).

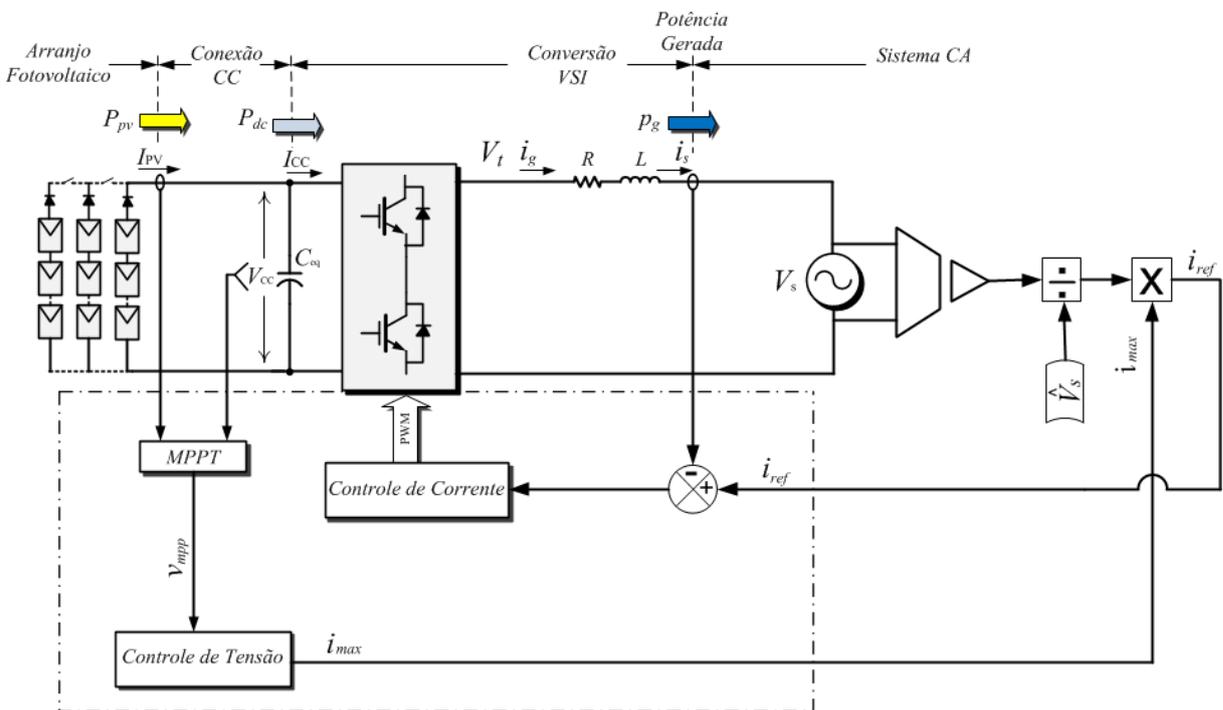


Figura 32 – Visão geral do sistema de conversão projetado.

Um dos principais objetivos é que o painel sempre trabalhe no ponto em que ele forneça a máxima potência ao sistema de conversão. Para que isso seja alcançado, aplica-se o algoritmo de MPPT que receberá continuamente os valores da tensão no barramento CC (saída do painel) e da corrente gerada pelo painel. O algoritmo rastreará o valor de tensão que faz o painel gerar a máxima potência. Essa tensão V_{mpp} , por sua vez, será a

referência para a malha de controle de tensão que deverá manter a tensão do barramento CC nesse mesmo valor de referência.

A malha de controle de tensão fornece o valor da corrente I_{max} para ser utilizada como magnitude da referência para malha de controle de corrente. Porém, ela se trata de uma grandeza contínua e deseja-se uma grandeza alternada na saída do sistema em fase com a tensão da rede. Para isso, utiliza-se um transdutor de tensão a fim de captar o sinal da tensão da rede que logo é normalizado. Posteriormente, multiplica-se o valor de I_{max} por esse sinal que tem amplitude unitária pela fase da tensão da rede. Feito isso, tem-se a corrente de referência pronta para ser empregada na malha de controle de corrente.

A malha de corrente fornece uma ação de controle com a finalidade de manipular as chaves IGBT's para que seja sintetizada uma tensão com componente fundamental alternada na saída do conversor. Essa manipulação é feita pela técnica de modulação por largura de pulso PWM. Após essa ação, é possível se obter a corrente gerada desejada no sistema.

A malha de controle de corrente tem a função de fazer a corrente gerada pelo conversor seguir corretamente a corrente de referência, minimizando ao máximo o erro em regime permanente e garantindo a estabilidade do sistema. A partir dessas duas malhas de controle, é possível garantir a transferência da potência do lado CC para o lado CA.

A tensão na saída V_t do conversor deve ter um pequeno defasamento, gerado pelo sistema de controle de corrente, da tensão da rede V_s para que se possa ter uma corrente i_g fluindo no sentido da rede elétrica.

Na saída do conversor, é alocado um filtro de característica indutiva responsável por filtrar a corrente elétrica produzida com o objetivo de melhorar sua qualidade antes de ser injetada na rede elétrica de distribuição.

Por fim, a corrente i_g , que tem a mesma fase que a tensão V_s , poderá ser devidamente injetada na rede. A energia gerada deverá ter um fator de potência próximo da unidade e a qualidade esperada para que a injeção seja realizada de forma satisfatória.

4 Projetos e Simulações

O projeto do sistema de conversão pode ser dividido em duas partes: Sistema de Potência e Sistema de Controle. Os parâmetros de projeto, baseados em uma instalação residencial de pequeno porte, se encontram na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros do Sistema no MPP.

<i>Parâmetro</i>	<i>Especificação</i>
Arranjo fotovoltaico	2 arranjos em paralelo com 10 módulos em série cada um
Tensão no barramento CC	263V
Corrente gerada pelo painel	15,2A
Tensão de saída CA	127V <i>rms</i>
Corrente gerada injetada na rede	36,66A <i>rms</i>
Potência entregue a rede	4kW

4.1 Projeto do Sistema de Potência

O sistema de potência é responsável pelo processamento da energia, e é composto pelo painel fotovoltaico, o conversor CC-CA e o filtro de saída que faz a interface do sistema com a rede elétrica.

4.1.1 Painel Fotovoltaico

O painel fotovoltaico implementado neste trabalho é baseado na proposta de Casaro e Martins (2008) que sugere o esquema da Figura 33. Essa modelagem foi feita para o módulo policristalino modelo KC200GT da Kyocera.

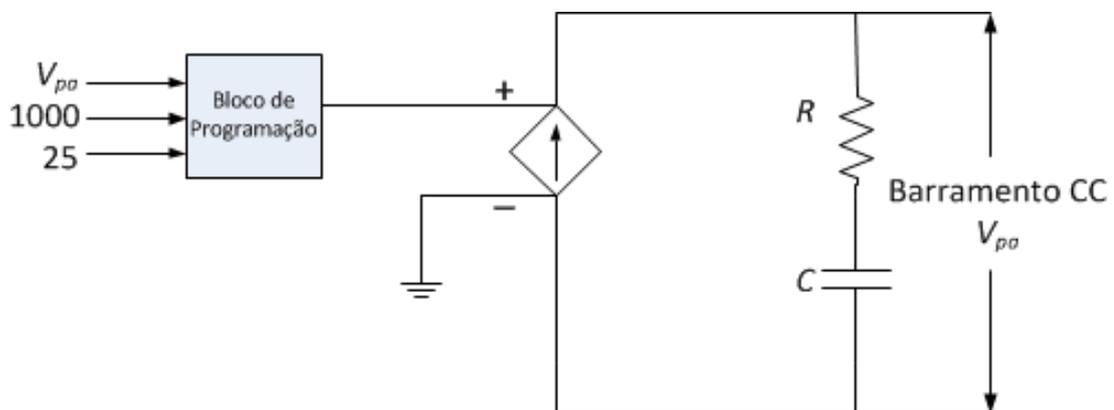


Figura 33 – Circuito do painel fotovoltaico proposto por Casaro e Martins (2008).

As especificações nominais desse modelo de painel encontram-se na Tabela 6.

Tabela 6 – Especificações nominais do módulo KC200GT da Kyocera.

<i>Parâmetro</i>	<i>Especificação</i>
Tensão no MPOP (STC)	26,3V
Corrente no MPOP (STC)	7,61A
Tensão de circuito aberto (STC)	32,9V
Corrente de curto-circuito (STC)	8,21A
Coefficiente de temperatura de I_{sc} =	$3,18 \times 10^{-3} \text{A}/^{\circ}\text{C}$

4.1.2 Conversor CC-CA

A Tabela 7 mostra as características do conversor usado no projeto.

Tabela 7 – Características do Conversor CC-CA.

<i>Parâmetro</i>	<i>Especificação</i>
Topologia do Conversor	<i>Full-Bridge</i> (Ponte Completa)
Tipo de chaves eletrônicas	IGBT
Frequência de chaveamento	20kHz

O conversor da topologia Full Bridge (ou Ponte Completa), composto por dois braços que são constituídos por duas chaves IGBT's cada um, tem chaveamento realizado pela modulação PWM com uma frequência de 20kHz..

4.1.3 Filtro de saída

O filtro inserido na saída do conversor, de característica indutiva, se comporta como um passa-baixas (PB) com indutância $L=690\mu\text{H}$ e uma resistência série $R=5\text{m}\Omega$ a qual representa suas perdas. O esquema desse filtro passivo é mostrado na Figura 34.

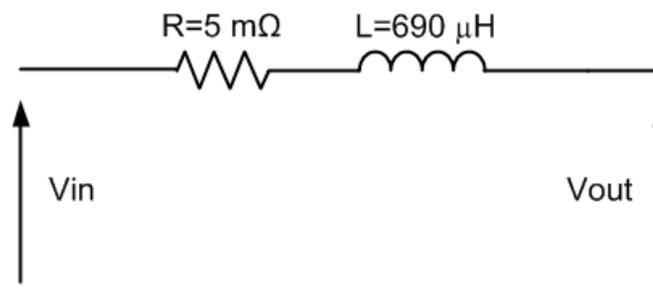


Figura 34 – Filtro LR na saída do conversor.

4.2 Projeto do Sistema de Controle

Novamente, é apresentado o diagrama de blocos de malha fechada do sistema de controle na Figura 35.

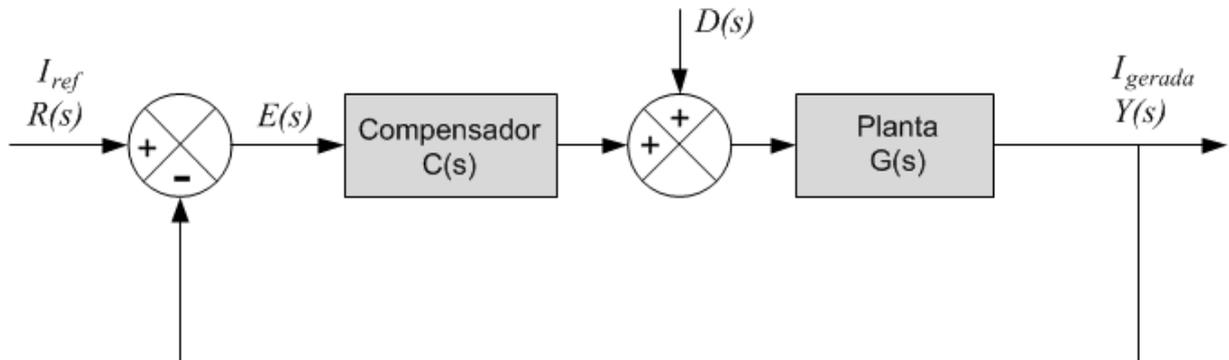


Figura 35 – Diagrama de Blocos do Sistema.

A função de transferência de malha fechada do sistema é dada por:

$$\frac{i_g(s)}{i_r(s)} = G(s) = \frac{l(s)}{1 + l(s)} \quad (4.1)$$

$$l(s) = C(s)G(s). \quad (4.2)$$

Transferindo a Equação (4.1) para o plano $j\omega$, tem-se:

$$G(j\omega) = \frac{l(j\omega)}{1 + l(j\omega)} \quad (4.3)$$

Em que:

- i_r representa i_{ref} ;
- i_g representa i_{gerada} .

A partir de (4.3), o ganho de malha aberta é definido como:

$$l(j\omega) + 1 = 0 \quad (4.4)$$

Neste sistema, a realimentação é unitária.

4.2.1 Planta

A Figura 36 mostra o esquema do sistema de potência. Nele, V_t representa a tensão na saída do conversor e V_s a tensão da rede. Entre a rede e a saída do conversor tem-se um filtro L_f em série com uma resistência R_f , a qual representa as não-idealidades (perdas) no filtro. Analisando o circuito, a dinâmica da corrente pode ser descrita por (4.5).

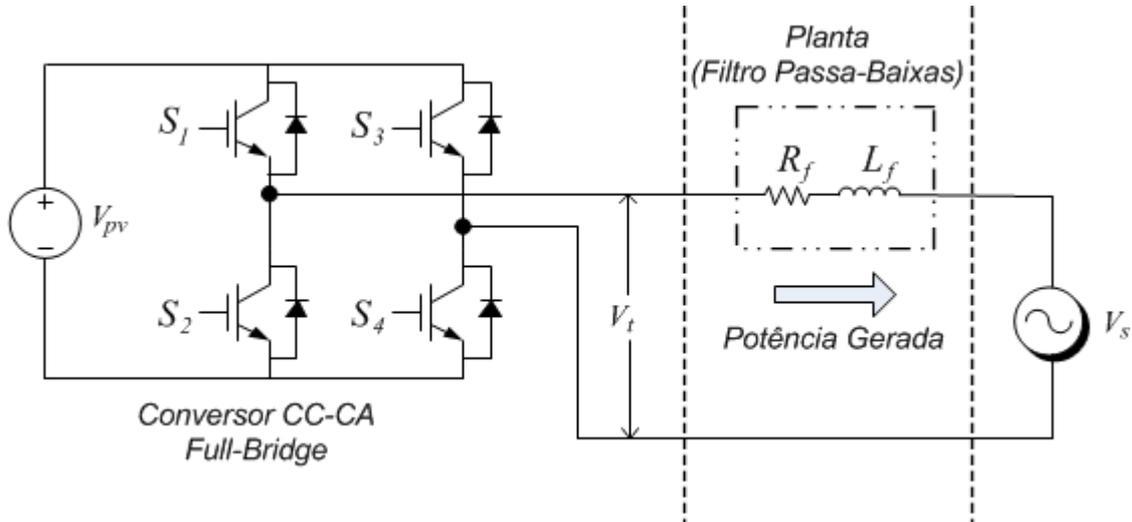


Figura 36 – Circuito de potência.

$$V_t - V_s = L \frac{d}{dt} i + Ri \quad (4.5)$$

$$V_t - V_s = (Ls + R)i \quad (4.6)$$

Sabe-se, que na modulação PWM senoidal, a *portadora triangular* de amplitude V_{tri} é comparada com um sinal de *referência senoidal* com amplitude V_{ref} com o objetivo de gerar os pulsos para as chaves semicondutoras do inversor. O valor médio da tensão PWM de saída é equacionado com detalhes em Hart (2010) e o mesmo trás que a relação V_{ref}/V_{tri} recebe o nome de **Fator de Modulação de Amplitude m** . Esse fator deve ser mantido entre 0 e 1 para garantir que a amplitude da tensão de referência seja menor que a da portadora triangular para que a modulação por largura de pulso funcione corretamente. Portanto, tem-se que:

$$V_t = \left(\frac{V_{ref}}{V_{tri}} \right) V_{cc} = m(V_{cc}) \quad (4.7)$$

$$V_t = V_{cc} m \quad (4.8)$$

A partir dessas relações, nota-se que a tensão de saída V_t é proporcional e pode ser controlada por m . A Figura 37, apresentada por Yazdani e Iravani (2010), mostra as relações das Equações (4.7) e (4.8) para o conversor da Figura 36.

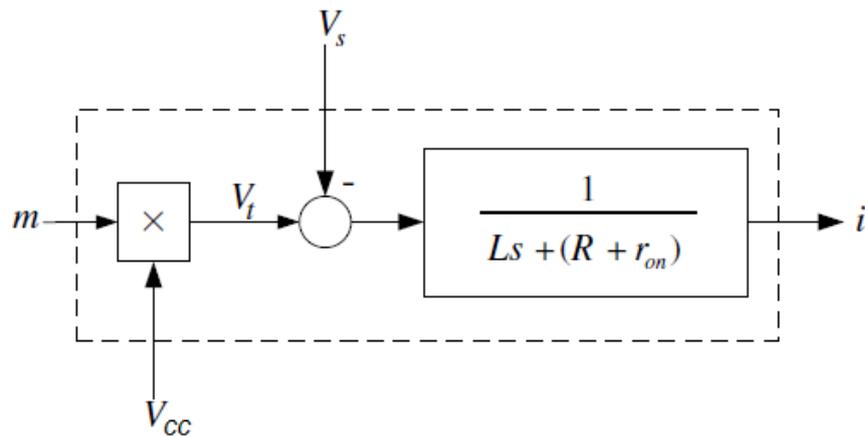


Figura 37 – Diagrama de Bode da função de transferência da planta. Fonte: Yazdani e Iravani (2010).

A função de transferência do diagrama de blocos da Figura 37 pode ser encontrada manipulando-se a Equação (4.6) e é dada por:

$$\frac{i}{V_t - V_s} = \frac{1}{Ls + R} \quad (4.9)$$

Em que i é a saída do sistema de malha aberta e $V_t - V_s$ é a entrada.

Tomando um valor de $L = 690\mu\text{H}$ e $R = 5,9\text{m}\Omega$ ($R+r_{on}$), tem-se (4.10).

$$\frac{i}{V_t - V_s} = \frac{1}{(Ls + R)} = \frac{\frac{1}{L}}{(s + \frac{R}{L})} = \frac{\frac{1}{690 \cdot 10^{-6}}}{(s + \frac{5,9 \cdot 10^{-3}}{690 \cdot 10^{-6}})} = \frac{1449}{s + 8,522} \quad (4.10)$$

A função de transferência da planta encontrada pode ser analisada em diagrama de bode constatando que seu comportamento é, realmente, de um filtro passa-baixas, como mostra a Figura 38. Nota-se que na frequência do polo da planta $8,52\text{rad/s}$ a magnitude começa a decair 20dB/década .

A magnitude da corrente de referência i_{max} é gerada a partir do sinal de saída do controle da tensão do barramento CC.

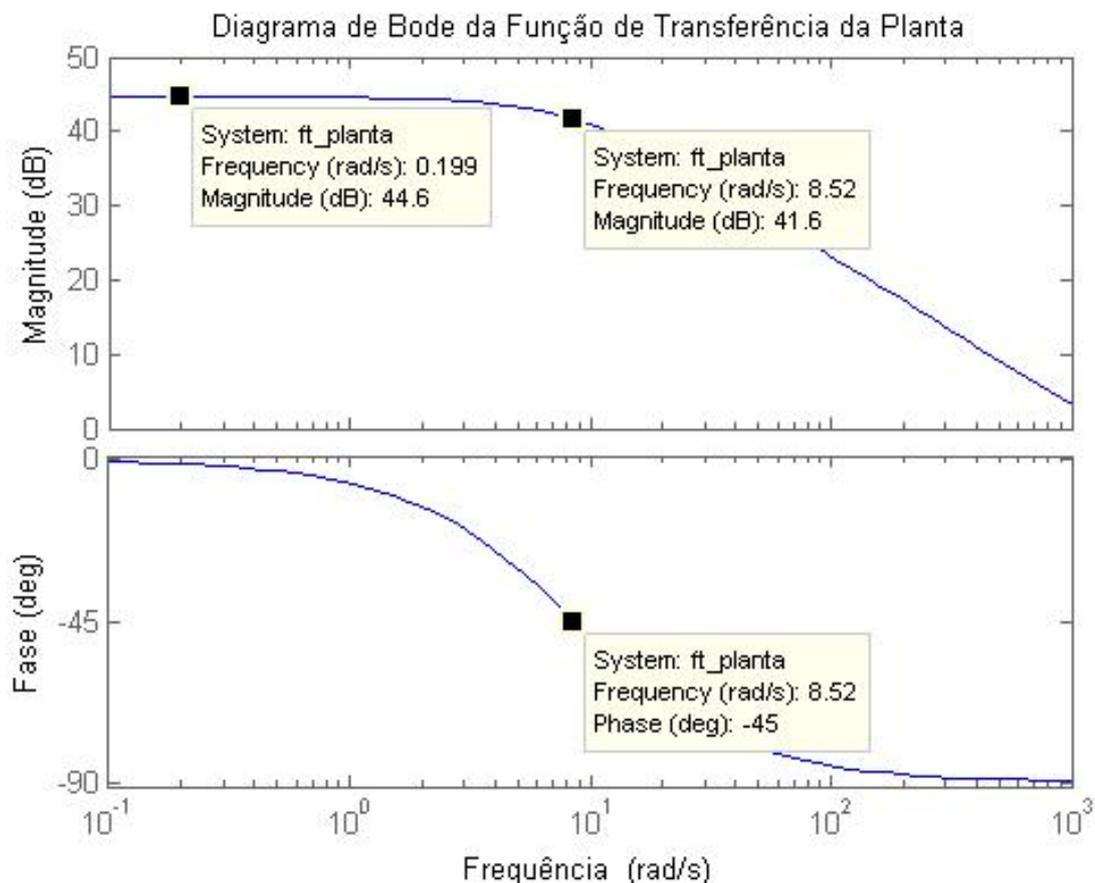


Figura 38 – Diagrama de Bode da função de transferência da Planta.

4.2.2 Malhas de Controle

Para que se tenha a corrente desejada, em magnitude e fase, gerada no sistema, é necessário a criação de duas malhas de controle em cascata: uma externa para a tensão no barramento CC (na saída do painel) e outra interna para a corrente de saída do conversor.

4.2.2.1 Malha de Controle de Corrente

O esquema da malha de controle de corrente, apresentado por Yazdani e Iravani (2010), é mostrado na Figura 39. A corrente gerada na saída do conversor faz a realimentação da malha de controle de corrente. Ao compará-la com a corrente de referência é gerado um sinal de erro que é processado pelo bloco do compensador. Este, por sua vez, gera um sinal de controle u que é equivalente à tensão terminal V_t em magnitude e fase necessária para gerar a corrente desejada. Esse sinal de controle é então traduzido para a forma de onda moduladora m a qual é utilizada na modulação PWM do conversor. Tem-se, então, após a modulação, o sinal de tensão V_t requerido na saída do conversor.

Uma compensação do tipo *Feed-Forward* de tensão é aplicada à malha de controle

de corrente com o objetivo de evitar o aparecimento de uma corrente reversa no sistema. Graças a ação *Feed-Forward* de tensão, a condição inicial do controlador é imposta de tal forma que a tensão de saída do conversor esteja em fase com a tensão da rede, levando a corrente do circuito praticamente a zero. Ação esta que evita picos de corrente durante a inicialização do sistema.

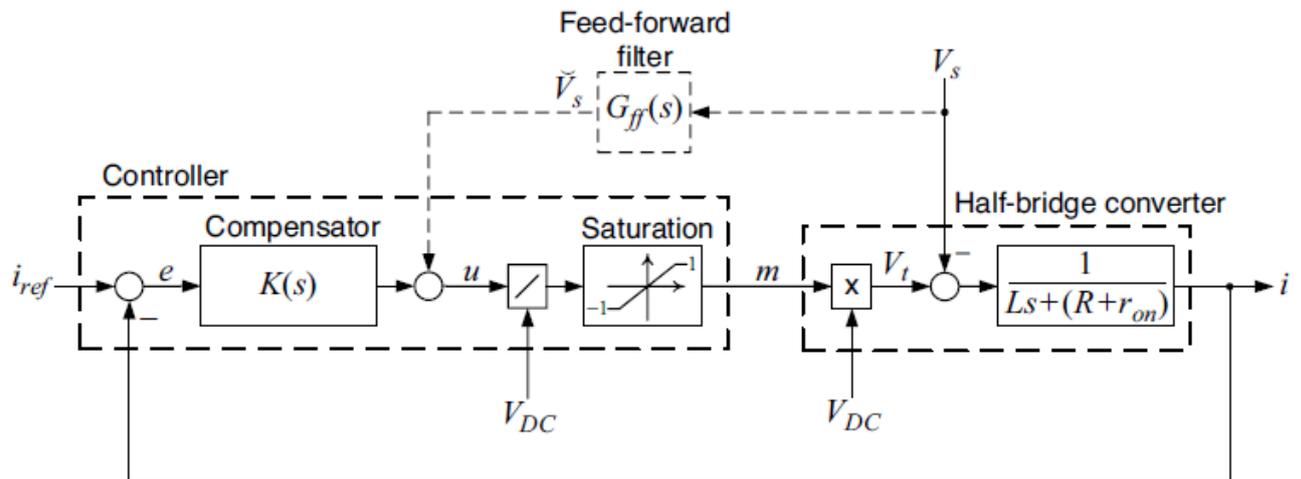


Figura 39 – Diagrama de blocos do controle do conversor proposto (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

A malha de controle de tensão é responsável por fornecer a magnitude da corrente de referência que será utilizada na malha de corrente. Para gerar essa corrente de referência, um transdutor de tensão é conectado à rede com a finalidade de transmitir o sinal V_s . Em seguida, V_s é normalizada e multiplicada pela magnitude da corrente I_{max} , gerada pela malha de tensão. A partir dessa operação tem-se a corrente de referência apropriada para a malha de controle de corrente. Nesse processo, que é ilustrado na Figura 40, é possível obter um sinal de corrente de referência em fase com a rede e quando o painel opera no ponto de máxima potência.

A malha de controle de corrente é projetada com base nos métodos propostos por Ogata (2001) e Yazdani e Iravani (2010).

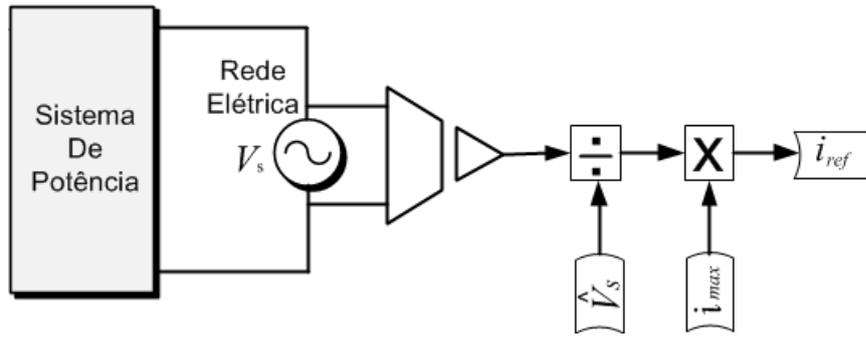


Figura 40 – Esquema da obtenção da corrente de referência.

Controlador PI

Inicialmente, aplica-se ao sistema um controlador do tipo Proporcional Integral (PI), com os valores de K_i e K_p sugeridos por Yazdani e Iravani (2010), cuja função de transferência é dada em (4.11):

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} = 0.345 + \frac{2.94}{s} \quad (4.11)$$

Sabe-se que a corrente de referência i_{ref} é dada por (4.12):

$$i_{ref}(t) = I \cos(\omega_0 t + \varphi)(t) \quad (4.12)$$

Em que I e φ são amplitude e o ângulo de fase inicial da corrente. Como dito anteriormente, o sistema tem comportamento de primeira ordem, e portanto:

$$\frac{i(s)}{i_{ref}(s)} = \frac{1}{\tau s + 1} \quad (4.13)$$

$$i(s) = \frac{i_{ref}(s)}{\tau s + 1} \quad (4.14)$$

Que no domínio do tempo equivale a:

$$i(t) = \frac{I}{\sqrt{1 + (\tau_i \omega_0)^2}} \cos(\omega_0 t + \varphi + \delta) \quad (4.15)$$

Sendo δ dado por:

$$\delta = -\tan^{-1}(\tau_i \omega_0) \quad (4.16)$$

Portanto, a partir da análise de (4.15), nota-se que $i(t)$ é menor que I em amplitude e, além disso, $i(t)$ está atrasada de I por um ângulo δ .

Todavia, inserção do controlador PI na malha de controle de corrente não corresponde a um resultado satisfatório nesse caso em que se tem uma referência senoidal. A corrente gerada pelo sistema não possui a mesma amplitude e nem a mesma fase que a corrente de referência no MPP, como mostra a Figura 41.

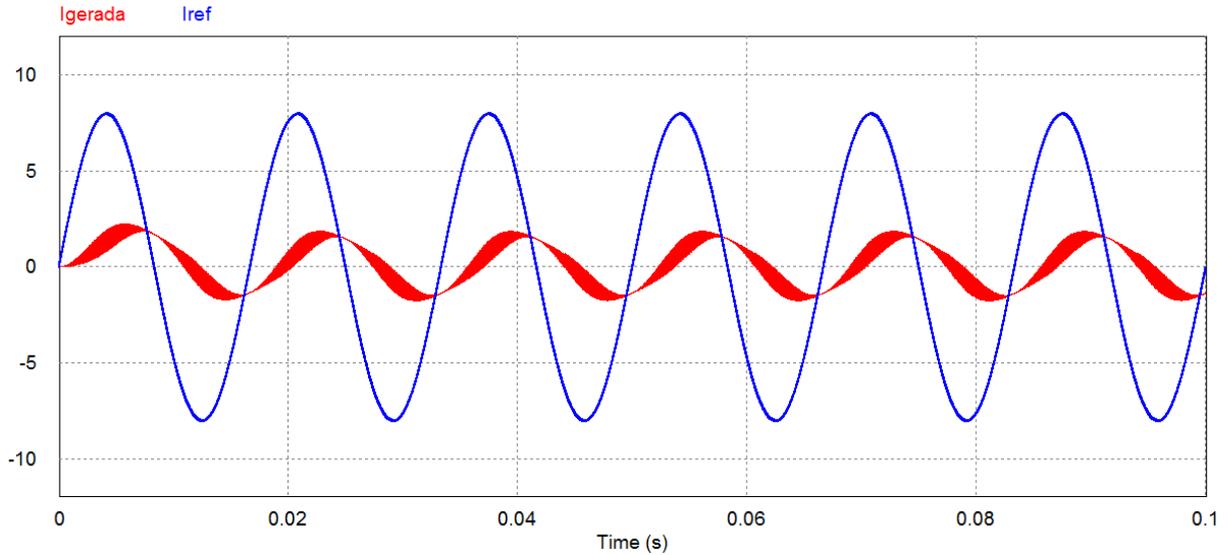


Figura 41 – Resposta do sistema em malha fechada com controlador PI.

Torna-se necessária, então, a troca desse controlador por outra estratégia de controle a fim de alcançar o objetivo proposto.

Técnica de Controle

Tem-se que a função de transferência de malha fechada do sistema é dada por (4.18):

$$\frac{i(s)}{i_{ref}(s)} = G_i(s) = \frac{l(s)}{1 + l(s)} \quad (4.17)$$

Que no domínio da frequência se torna (4.17):

$$G_i(j\omega) = \frac{l(j\omega)}{1 + l(j\omega)} \quad (4.18)$$

Sendo o ganho de malha aberta definido por (4.19):

$$l(j\omega) = K(j\omega)G(j\omega) \quad (4.19)$$

Um sinal com frequência ω_0 tem magnitude $|G_i(j\omega_0)|$ e fase deslocada de δ em relação ao sinal de referência. Portanto, para que se tenha um rastreamento dessa referência com erro zero, é necessário que a magnitude seja unidade e a fase seja zero. Isso acontece se $l(j\omega)$ tende ao infinito na frequência do sinal de referência ω_0 . Esta ação faz com que o comando senoidal seja rastreado com erro zero em regime permanente (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

A inserção de um par de polos complexos conjugados na frequência de operação do sistema (frequência de ressonância) faz com que ele tenha ganho infinito nesta frequência. Insere-se, então, dois polos conjugados na frequência 377 rad/s , frequência de operação da rede elétrica de distribuição no Brasil.

$$C_1(s) = \frac{1}{(s^2 + 377^2)} \quad (4.20)$$

A adição desses dois polos atrasa o sistema em 180° , levando-o a uma fase de -270° e à instabilidade. Observa-se, também, que a magnitude decai 60dB/década.

Para um sistema de malha fechada estável, deve-se assegurar que a fase na frequência de cruzamento de ganho seja maior que -180° . A frequência de cruzamento de ganho ω_c é onde a magnitude do ganho se torna unidade (0dB) (OGATA; YANG, 1970).

A frequência de cruzamento do ganho ω_c é diretamente ligada à largura de banda ω_b do sistema de malha fechada onde o ganho deve ter um valor de -3dB. Desse modo ω_b deve satisfazer a desigualdade $\omega_c < \omega_b < 2\omega_c$ e pode ser aproximada como $\omega_b = 1,5\omega_c$ (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

Neste trabalho, é usado $\omega_b = 3770 \text{ rad/s}$ que equivale a dez vezes a frequência da rede elétrica, garantindo a passagem da mesma pelo filtro projetado. Contudo, seguindo a relação acima, ω_c é definido por volta de 2513 rad/s .

Para melhorar a estabilidade do sistema, adiciona-se um zero na função de transferência de C_1 , como mostrado em (4.21). Isso faz com que o polo da planta seja cancelado e a resposta em malha aberta tenha um ganho de fase de 90° . Consequentemente, o sistema passa a ter uma resposta mais rápida.

$$C_1(s) = \frac{s + \frac{R}{L}}{(s^2 + 377^2)} = \frac{s + \frac{5,9 \cdot 10^{-3}}{690 \cdot 10^{-6}}}{(s^2 + 377^2)} = \frac{s + 8,522}{(s^2 + 377^2)} \quad (4.21)$$

O diagrama de Bode da Figura 42 mostra a resposta em malha aberta do sistema após a inserção dos dois polos complexos conjugados na frequência de ω_0 em que a linha azul representa o antes e a linha verde o depois da adição do zero na frequência R/L.

Observa-se que, após a inserção do zero, a fase é zero e a magnitude é constante até cerca de $\omega = 377 \text{ rad/s}$. Posteriormente, a fase tem um ganho de 90° proveniente do cancelamento do polo da planta e a magnitude decai a 40dB/dec., como era de se esperar. Nota-se, também, um aumento do ganho em baixas frequências. A resposta em frequência mostra que, para a frequência de cruzamento do ganho $\omega = 2333 \text{ rad/s}$, com uma margem de fase não adequada.

A função de transferência do compensador C_1 passa a ser (4.22).

$$C_1(s) = \frac{s + 8,522}{(s^2 + 377^2)} H(s) \quad (4.22)$$

Em que $H(s) = 1$ a princípio e representa um ganho inserido ao sistema de controle que será posteriormente alterado.

Para alcançar uma margem de fase adequada ao sistema, torna-se interessante a adição de um compensador em avanço ao ramo direto da malha de controle.

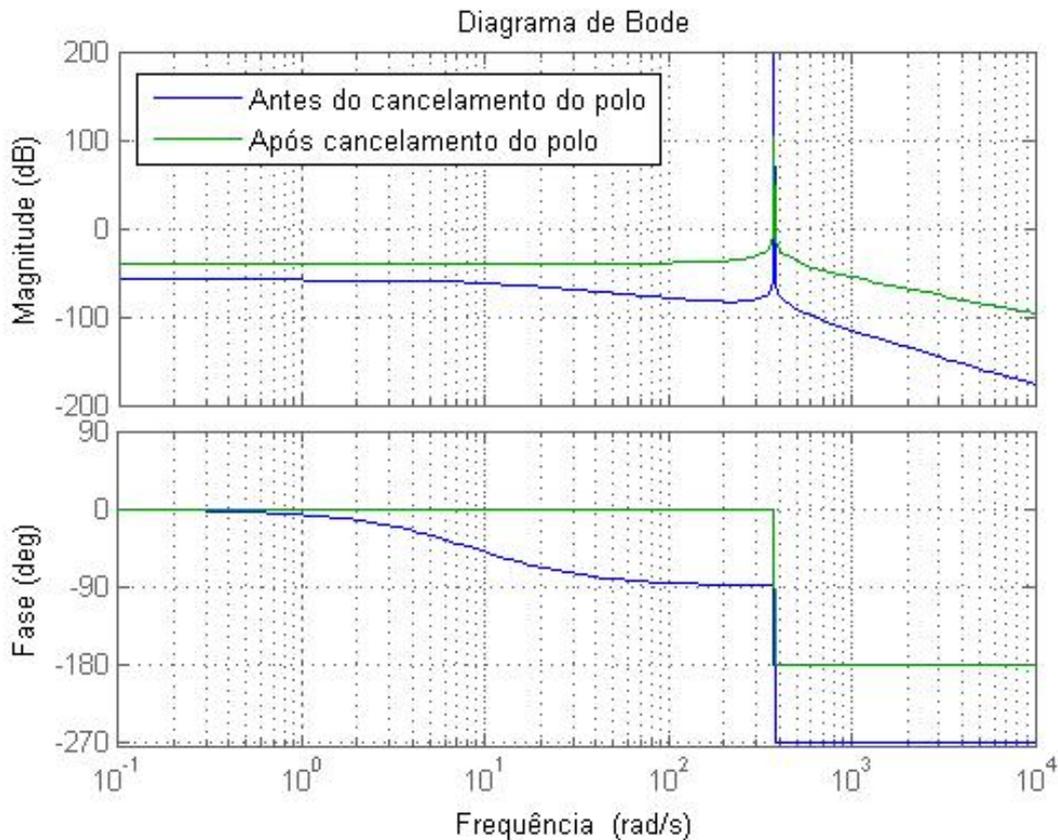


Figura 42 – Diagrama de Bode do sistema em malha aberta com adição dos polos conjugados.

Compensador Avanço

Observa-se que, mesmo com a adição dos dois polos conjugados e o zero na frequência do polo da planta, a margem de fase ainda é insuficiente pois a diferença dela para -180° é nula. Essa margem de fase pode ser melhorada inserindo-se um compensador por avanço de fase. Como proposto por Ogata (2001), o compensador avanço deve ter a função de transferência dada pela Equação (4.23) em que $1/T$ é a frequência do polo do filtro. Quando manipulada, esta definição equivale à Equação (4.24) com $\alpha > 1$.

$$C(s) = K_c \alpha \frac{Ts + 1}{\alpha Ts + 1} = K_c \frac{s + 1/T}{s + 1/\alpha T} \quad (0 < \alpha < 1) \quad (4.23)$$

$$C_{\text{avanço}}(s) = \frac{s + z_1}{s + \frac{z_1}{\alpha}} \quad (4.24)$$

Em que p_1 é o polo do filtro, $0 < \alpha < 1$ é uma constante e $K_c = 1$. Para um determinado valor de α , o ângulo entre o eixo real positivo e a linha tangente traçada a partir da origem até o semicírculo do diagrama polar do compensador em avanço, mostrado

na Figura 43, fornece o ângulo máximo de avanço de fase ϕ_m . A frequência neste ponto de tangência é chamada ω_m (OGATA, 2001).

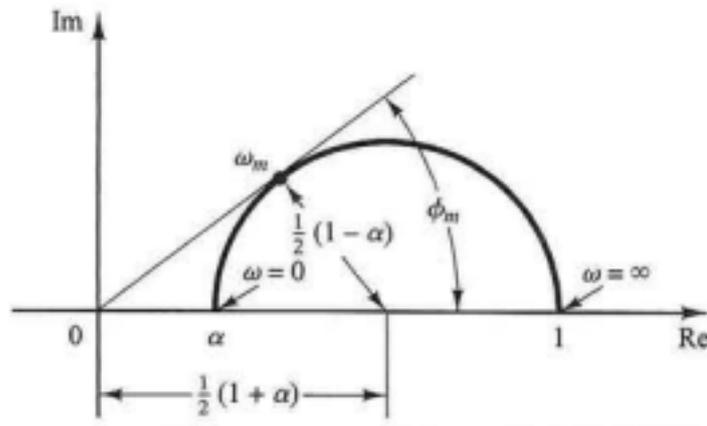


Figura 43 – Diagrama polar de um compensador por avanço de fase. Fonte: Ogata (2001).

A Equação (4.25) relaciona a fase máxima do compensador o valor de α .

$$\theta_m = \text{sen}^{-1}\left(\frac{1-\alpha}{1+\alpha}\right) \quad (4.25)$$

Deseja-se obter uma margem de fase θ_m de 45° . Portanto, definindo θ_m é possível encontrar o valor α pela relação da Equação (4.25). Deste modo, $\alpha=0,172$.

Para adicionar um valor máximo de fase ao sistema, faz-se $\omega_m=\omega_c=2333$ rad/s em 4.26, relação definida em Ogata (2001), e o valor do zero equivale a $z_1=966$ e o polo $p_1 = z_1/\alpha = 5633$ rad/s.

$$\omega_m = \frac{1}{\sqrt{\alpha}T} = \frac{z_1}{\sqrt{\alpha}} \quad (4.26)$$

A função de transferência do compensador por avanço de fase projetado é mostrada em (4.27).

$$C_{\text{avanço}}(s) = \frac{s + 966}{s + \frac{966}{0,172}} = \frac{s + 966}{s + 5633} \quad (4.27)$$

O compensador resultante, passa a ter então, a função de transferência mostrada pela Equação (4.28).

$$C(s) = h\left(\frac{s + 8,52}{s^2 + 377^2}\right)\left(\frac{s + 966}{s + 5633}\right) \quad (4.28)$$

Ganho

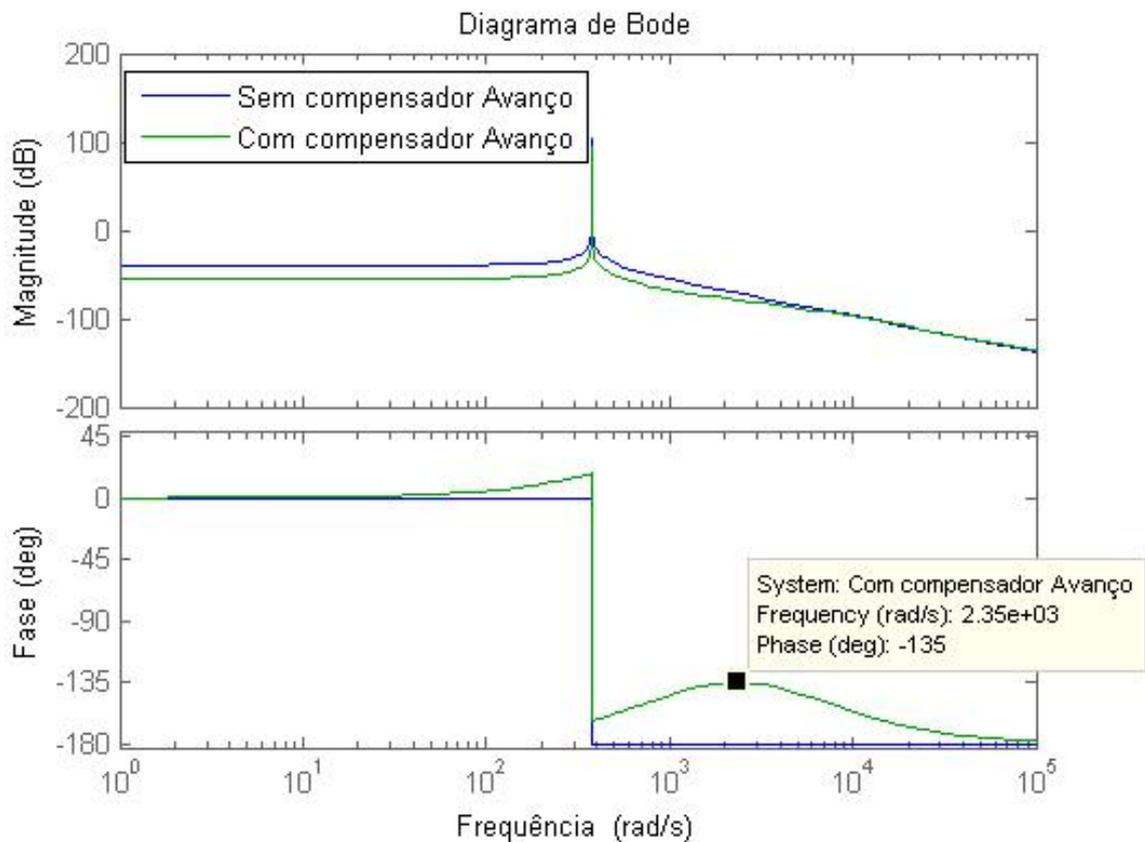


Figura 44 – Diagrama de bode com as respostas antes e depois da adição do compensador em avanço de fase.

Como deseja-se que $l(j\omega_c) + 1 = 0$ ou que $|l(j\omega_c)| = 1$, é necessário a inserção de um ganho h na Equação (4.28). Portanto, esse ganho deve ter um valor de $h = 8680$ e a função de transferência do compensador passa a ser (4.29).

$$C(s) = 8680 \left(\frac{s + 8,52}{s^2 + 377^2} \right) \left(\frac{s + 966}{s + 5633} \right) \quad (4.29)$$

Compensador Atraso

Ao aplicar o compensador por avanço de fase e o ganho h ao sistema, observa-se um ganho de magnitude nas baixas frequências mas que ainda é relativamente pequeno. Com o propósito de resolver essa questão, é projetado um compensador em atraso de fase para que se tenha um ganho de, aproximadamente, 32dB nas baixas frequências. A função de transferência (4.30) do compensador atraso foi proposta por Yazdani e Irvani (2010).

$$C_{atraso}(s) = \frac{s + 2}{s + 0.05} \quad (4.30)$$

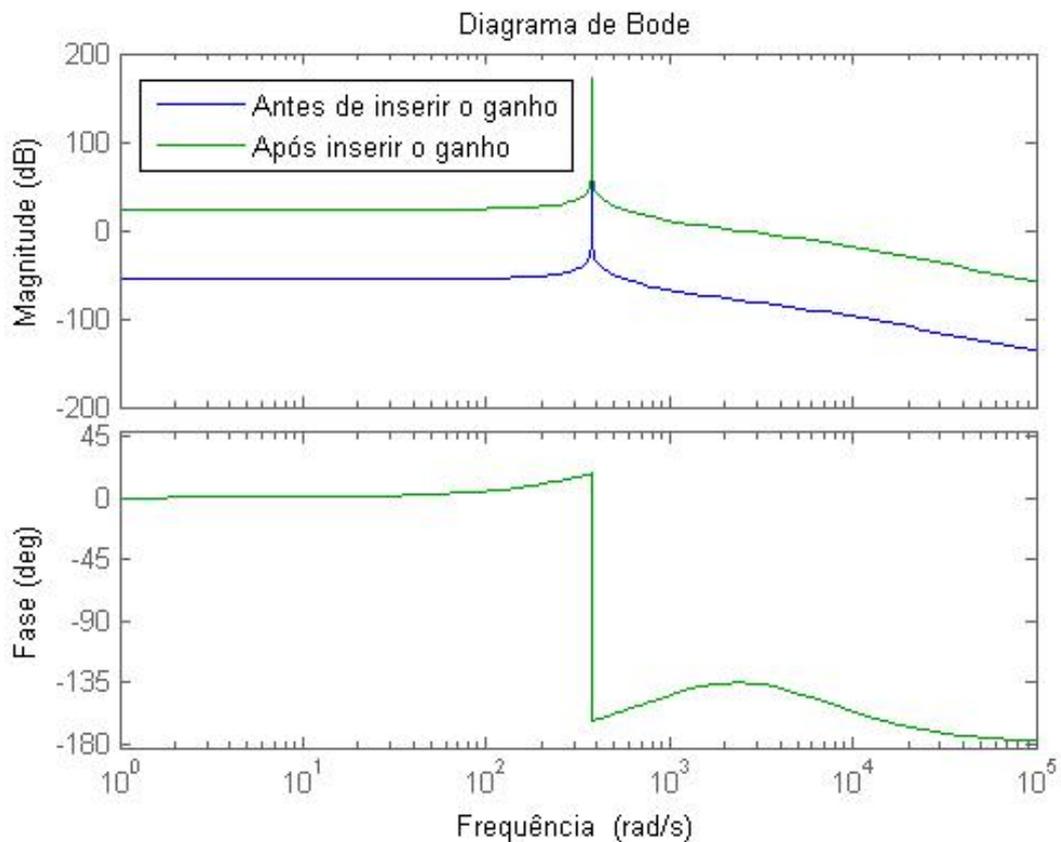


Figura 45 – Diagrama de bode com as respostas antes e depois da adição do ganho h ao sistema de controle.

O diagrama de bode da Figura 46 mostra a resposta do sistema em malha aberta antes e após a inserção do compensador em atraso de fase (já com o compensador em avanço e o ganho h). Ao analisar esta resposta em frequência pode-se comprovar a estabilidade do sistema uma vez que existe uma margem de fase quando a magnitude cruza o 0dB do diagrama de bode.

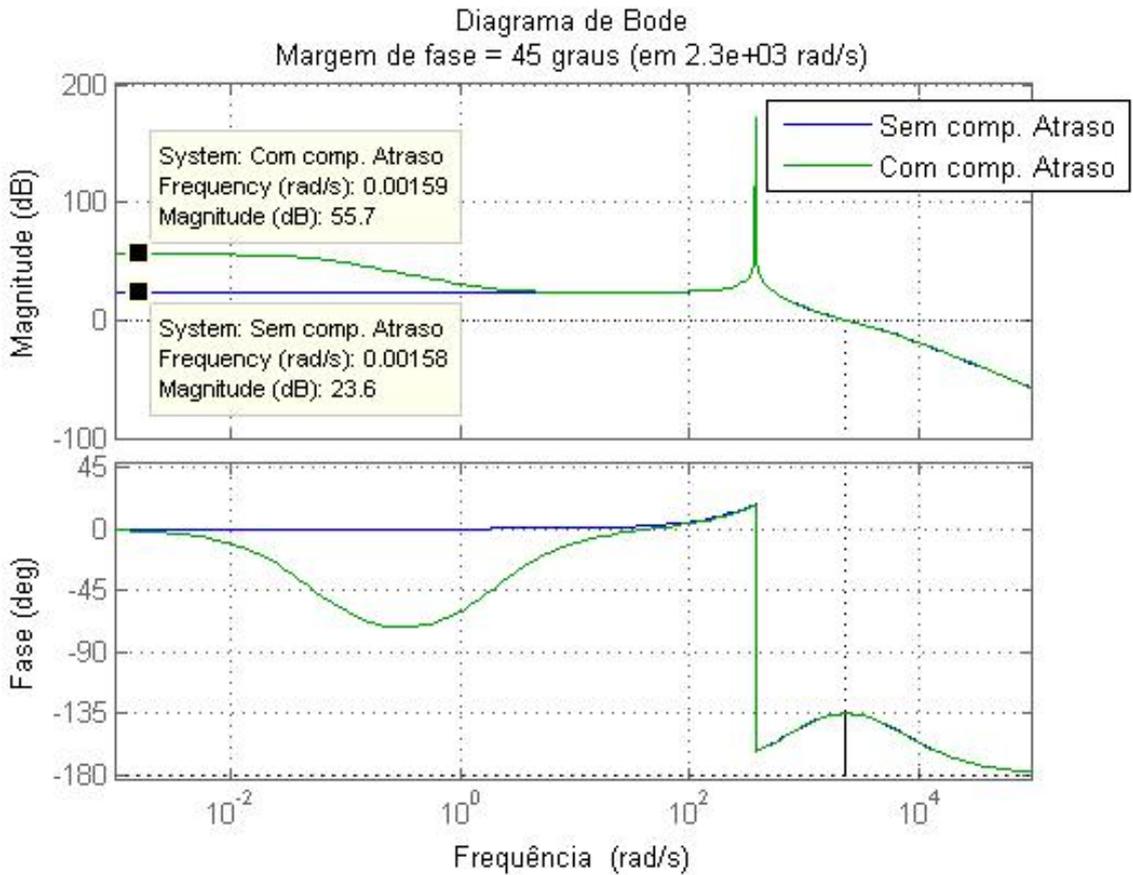


Figura 46 – Resposta do sistema em malha aberta com controladores avanço e atraso.

Controlador resultante

Por fim, o diagrama de blocos final da malha de controle de corrente é apresentado na Figura 47. A Figura 48 mostra a resposta em frequência do sistema em malha fechada, a qual tem a forma de um filtro passa-baixas e deixa óbvia a passagem da frequência de operação $\omega = 377\text{rad/s}$.

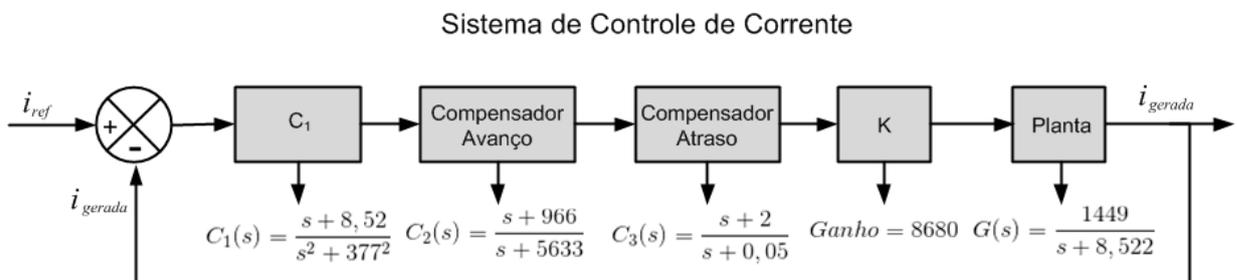


Figura 47 – Diagrama de blocos do Sistema de Controle.

O gráfico da Figura 49 mostra a perfeita atuação do sistema de controle projetado. Inicialmente, foi escolhida uma corrente de 10A de pico para ser a referência para que

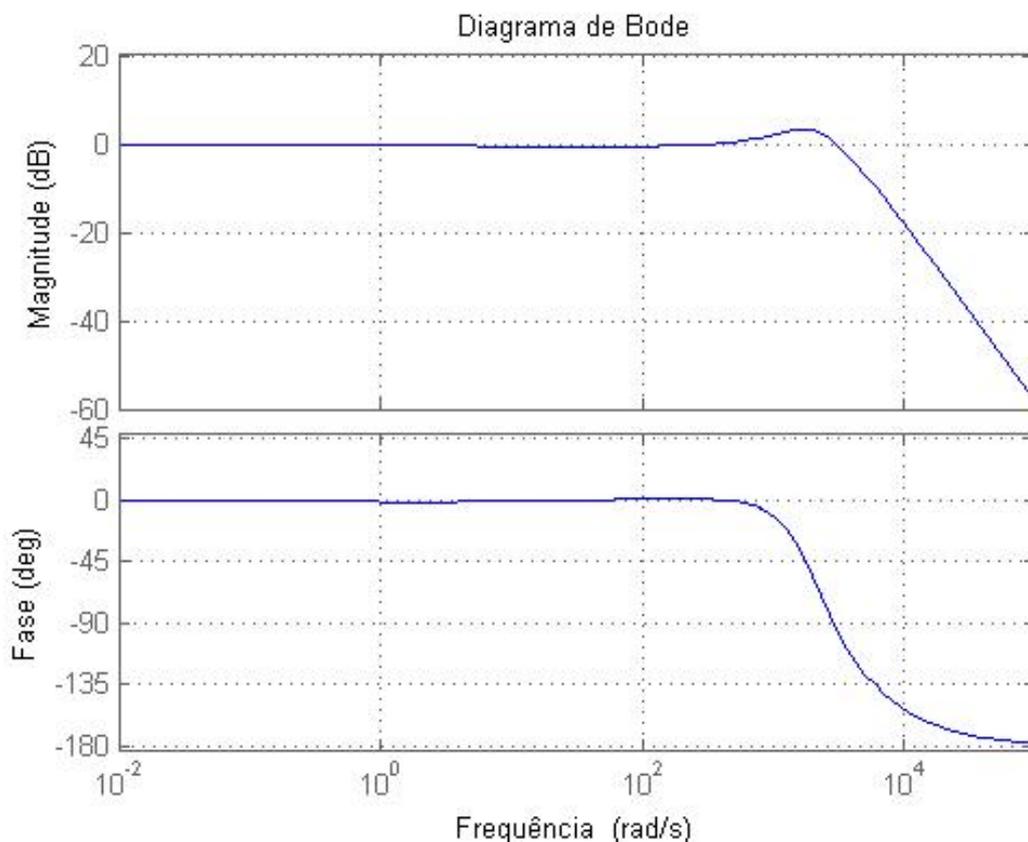


Figura 48 – Diagrama de bode da função de transferência em malha fechada do sistema.

a malha de corrente pudesse ser testada separadamente da malha de tensão. Observa-se que a corrente de referência é devidamente seguida pela corrente gerada no conversor. Nota-se, também, que a corrente gerada está em fase com a tensão da rede, evidenciando o cumprimento do objetivo da malha de controle de corrente.

4.2.2.2 Malha de Controle de Tensão

O algoritmo de MPPT aplicado ao sistema tem como saída a tensão nos terminais do painel. Essa tensão está diretamente relacionada com a corrente também no ponto de máxima potência. Portanto, é projetada uma malha de controle de tensão para controlar a tensão no barramento CC que tem como referência a tensão gerada pelo algoritmo de MPPT. Como se trata de uma grandeza contínua, apenas um controle Proporcional-Integral é suficiente. O sistema de controle de tensão no barramento tem como saída um sinal de tensão que sintetizará a corrente de MPP a ser utilizada no sinal de referência para a malha de controle de corrente.

A Figura 50 mostra o diagrama de blocos da malha de controle de tensão. A saída do controlador é o sinal da corrente de MPP que atuará na planta a fim de sintetizar a

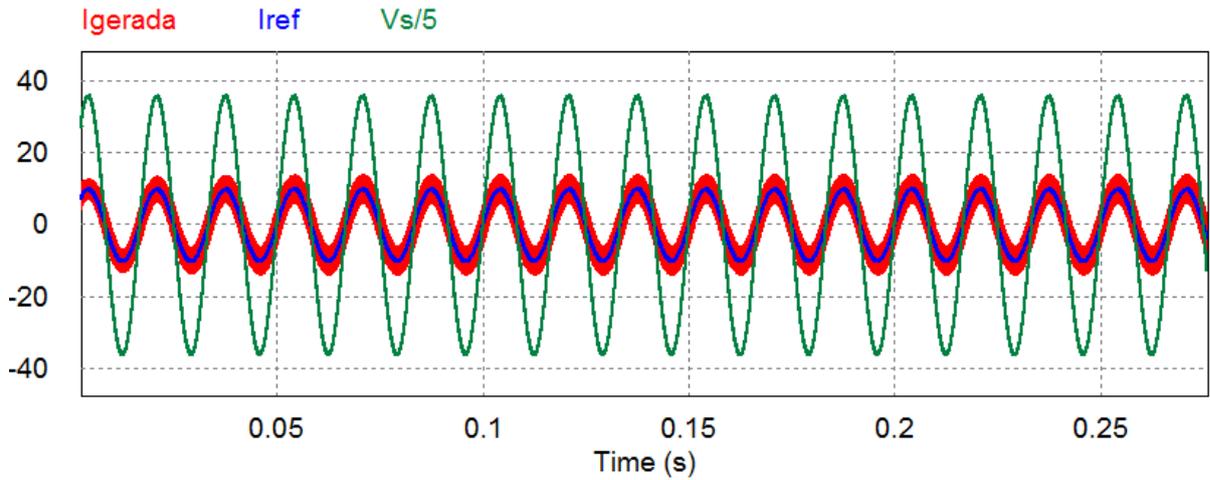


Figura 49 – Corrente gerada seguindo corretamente a corrente de referência e em fase com a tensão da rede.

tensão desejada no barramento.

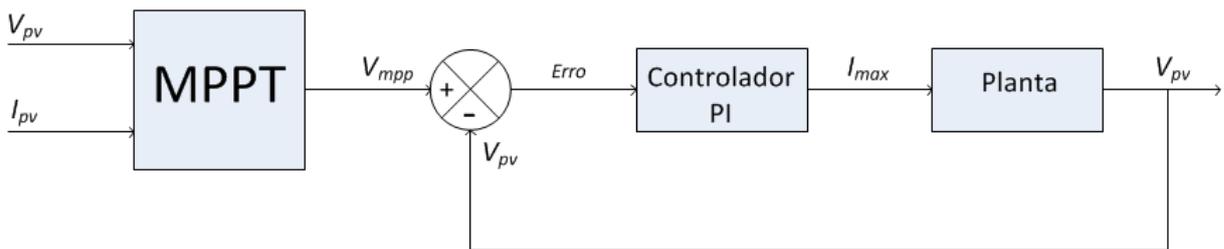


Figura 50 – Diagrama de blocos da malha de controle de tensão com MPPT.

O principal objetivo deste projeto é realizar a máxima transferência de potência do lado CC para o lado CA do sistema. Com base no esquema da Figura 51 é possível desenvolver a modelagem do conversor.

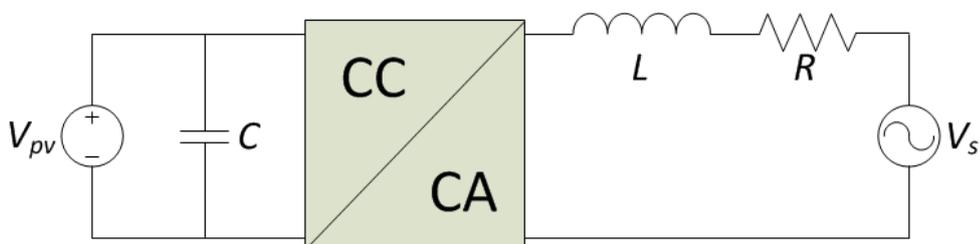


Figura 51 – Esquema do sistema de conversão.

A modelagem matemática do conversor é feita começando-se por igualar a potências dos lados CC e CA, mostrado em (4.31).

$$\frac{1}{2}C \frac{\partial}{\partial t}(V_{cc}^2) = V_{rms}I_{rms}\cos(\theta) \quad (4.31)$$

Como a tensão e a corrente do lado CA estão em fase, o cosseno de θ se torna unidade. No domínio da frequência, a Equação (4.31) pode ser representada por (4.32).

$$\frac{1}{2}C(V_{cc}^2)s = V_{rms}I_{rms} \quad (4.32)$$

$$\frac{V_{cc}^2}{I_{rms}} = \frac{2V_{rms}}{sC} \quad (4.33)$$

$$\frac{V_{cc}^2}{\frac{I_{max}}{\sqrt{2}}} = \frac{2V_{max}}{sC} \quad (4.34)$$

$$\frac{V_{cc}^2}{I_{max}} = \frac{V_{max}}{sC} \quad (4.35)$$

A dinâmica do sistema a ser controlado é mostrada na Equação (4.35) e representa a função de transferência em malha aberta. O diagrama de blocos do sistema, já com o controlador Proporcional-Integral é mostrado na Figura 52.

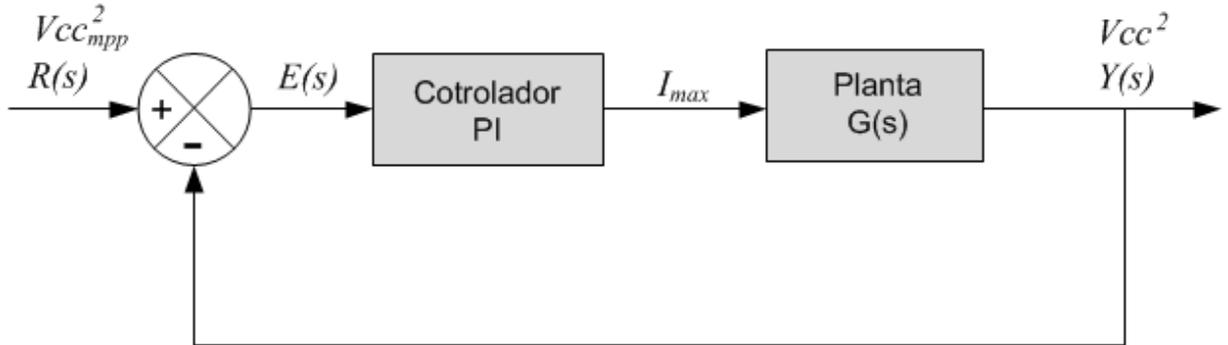


Figura 52 – Diagrama de blocos da malha de controle de tensão.

As funções de transferência de malha aberta e malha fechada do sistema são mostradas nas Equações (4.36) e (4.37), respectivamente.

$$l(s) = \frac{K_p s + K_i V_{max}}{s} \frac{V_{max}}{sC} \quad (4.36)$$

$$FTMF(s) = \frac{l(s)}{1 + l(s)} = \frac{\frac{K_p V_{max}}{C} s + \frac{K_i V_{max}}{C}}{s^2 + \frac{K_p V_{max}}{C} s + \frac{K_i V_{max}}{C}} \quad (4.37)$$

A Equação (4.37) pode ser relacionada com a forma canônica para sistemas de segunda ordem como mostrado na Equação (4.38).

$$\frac{\frac{K_p V_{max}}{C} s + \frac{K_i V_{max}}{C}}{s^2 + \frac{K_p V_{max}}{C} s + \frac{K_i V_{max}}{C}} = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.38)$$

A partir da Equação (4.38), pode-se chegar às seguintes relações (4.39) e (4.40):

$$\frac{K_p V_{max}}{C} = 2\xi\omega_n, K_p = 2\xi\omega_n \frac{C}{V_{max}} \quad (4.39)$$

$$\frac{K_i V_{max}}{C} = \omega_n^2, K_i = \omega_n^2 \frac{C}{V_{max}} \quad (4.40)$$

Portanto, utilizando valores de $\xi = 1,5$ e uma frequência $f = 5Hz$, os ganhos K_p e K_i encontrados pelas relações (4.39) e (4.40) correspondem, respectivamente, a 2,08967 e 0,02574.

O gráfico da Figura 53 mostra a tensão do barramento CC devidamente controlada após a aplicação do controlador PI de tensão. São dados dois de tensão de inicialmente 400V e, em seguida, de 440V. Essas variações na referência da tensão CC são com o propósito de verificar a resposta dinâmica do sistema. A tensão de referência deve ser maior que a tensão de inicialização do capacitor do barramento CC para um correto funcionamento do controle de tensão.

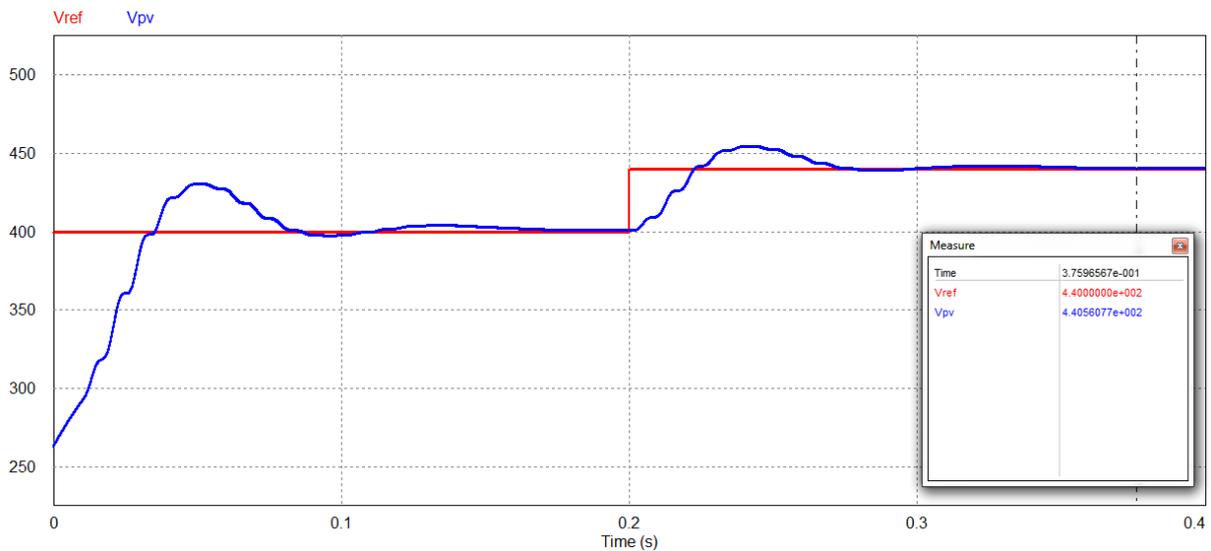


Figura 53 – Resposta ao degrau referente ao controle de tensão no barramento CC.

5 Resultados Finais

Após os projetos dos sistemas de potência e controle, pode-se fazer uma análise dos resultados com todas as partes do sistema atuando simultaneamente.

O painel utilizado nas simulações é composto por dez módulos cristalinos da Kyocera em série e dois desses arranjos em paralelo, resultando em uma tensão de terminal do painel de 263V e uma corrente gerada pelo painel de 15,22A, segundo dados do fabricante. Esses resultados podem ser validados a partir da análise dos gráficos das Figuras 54 e 55. A primeira exibe a tensão V_{pv} ou V_{cc} de, aproximadamente, 263V nos terminais do painel juntamente com a tensão V_{mpp} usada como referência para a malha de controle de tensão. A segunda figura citada mostra a corrente I_{pv} de, aproximadamente, 15,2A gerada nos terminais do painel.

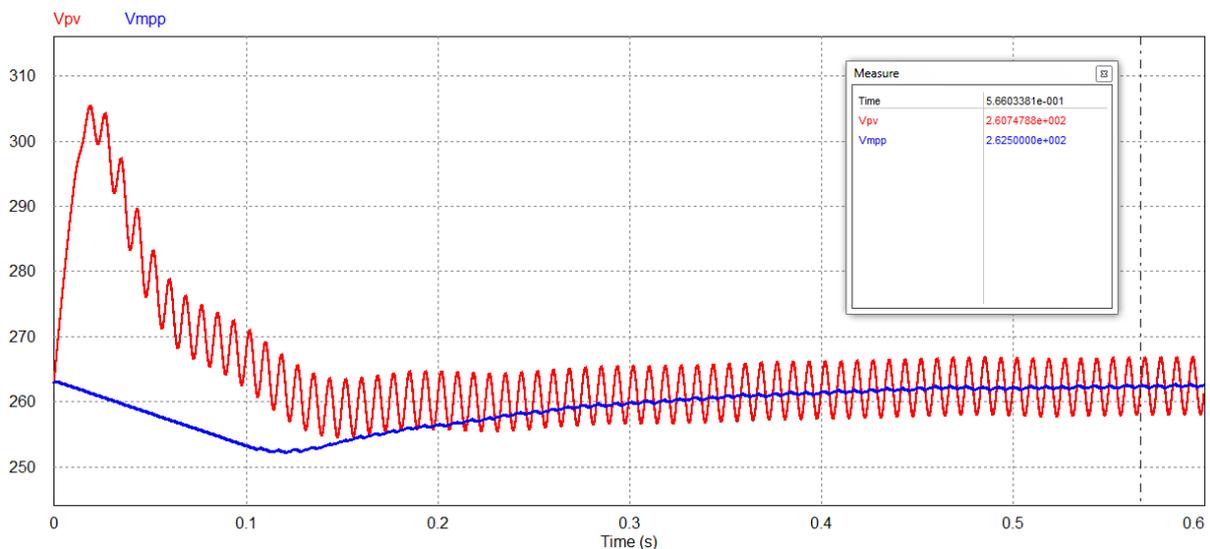


Figura 54 – Tensão gerada nos terminais do painel fotovoltaico e tensão de referência no MPP.

A Figura 56 mostra a corrente I_{gerada} seguindo corretamente a corrente I_{ref} de referência, em fase e amplitude. Observa-se também que ela está em fase com a tensão da rede.

Por fim, a Figura 57 demonstra a transferência de potência do lado CC para o lado CA, em torno de 4kW. A Figura 58 mostra o comportamento da potência quando dado um degrau no valor de incidência solar no painel fotovoltaico. Nota-se que um degrau negativo de 250 W/m^2 na incidência solar faz a potência cair para 3kW, $3/4$ da potência que se tinha anteriormente. Percebe-se, então, que a potência gerada pelo sistema varia linearmente com a incidência sobre o painel fotovoltaico.

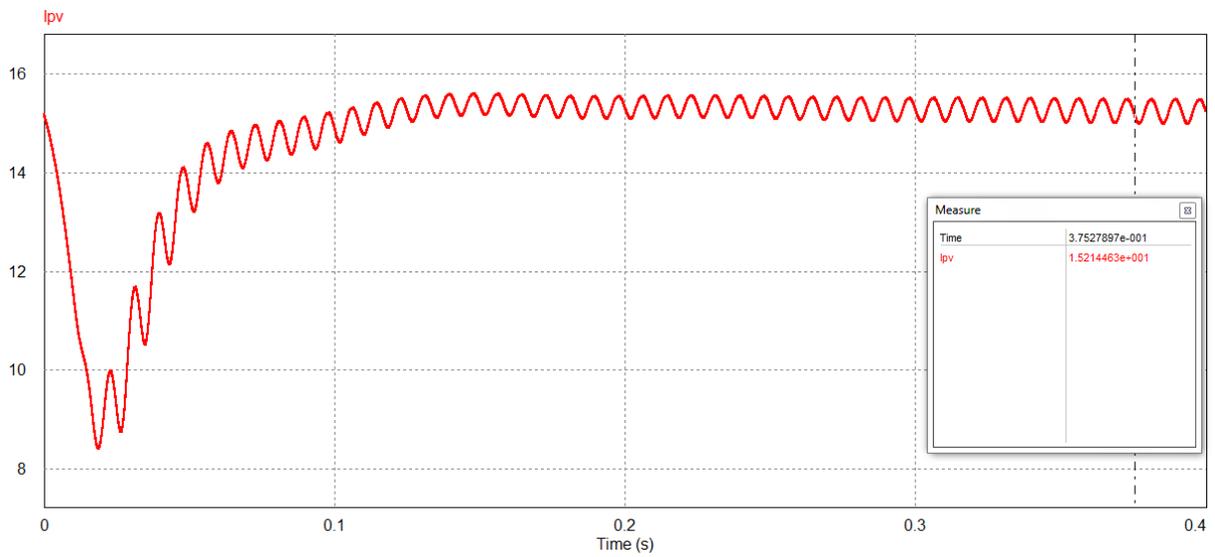


Figura 55 – Corrente gerada pelo painel fotovoltaico.

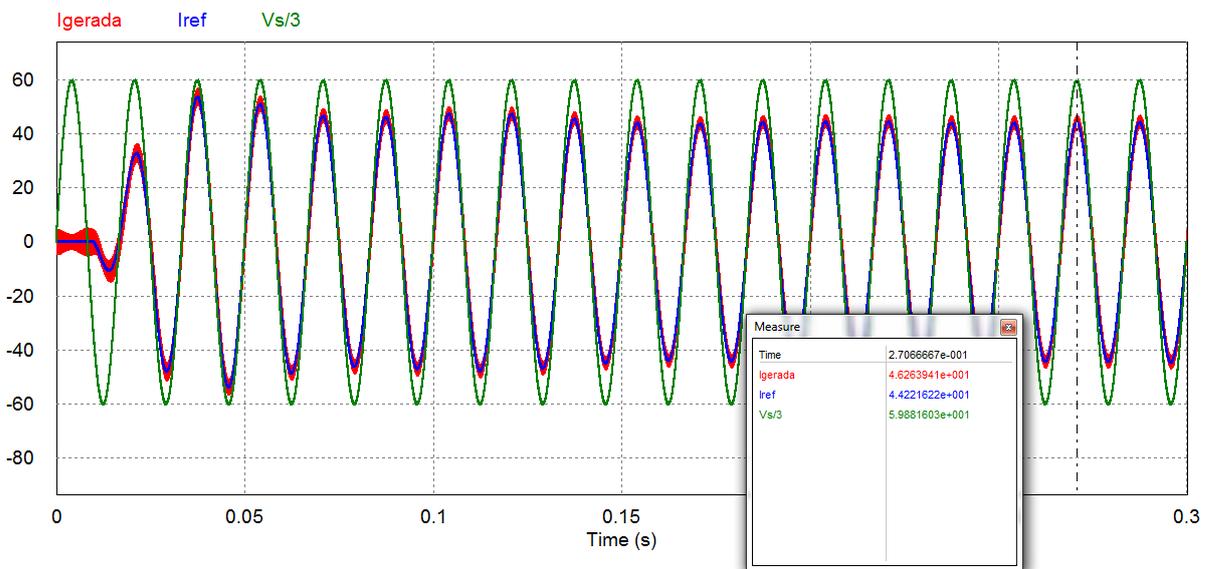


Figura 56 – Corrente gerada seguindo corretamente a corrente de referência e em fase com a tensão da rede (valores reais).

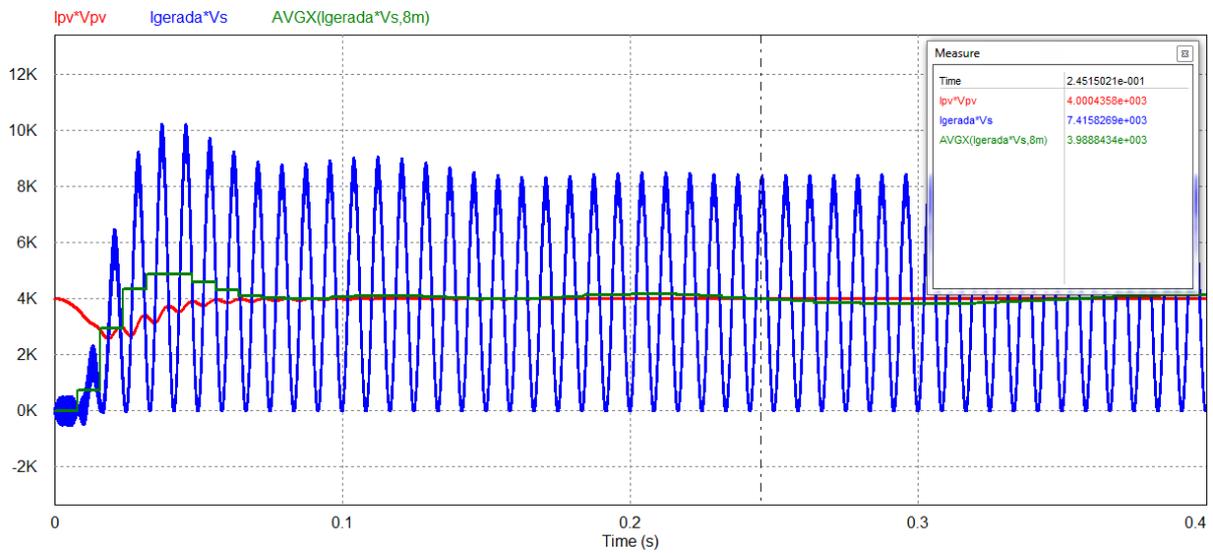


Figura 57 – Potências do lado CC e do lado CA do sistema.

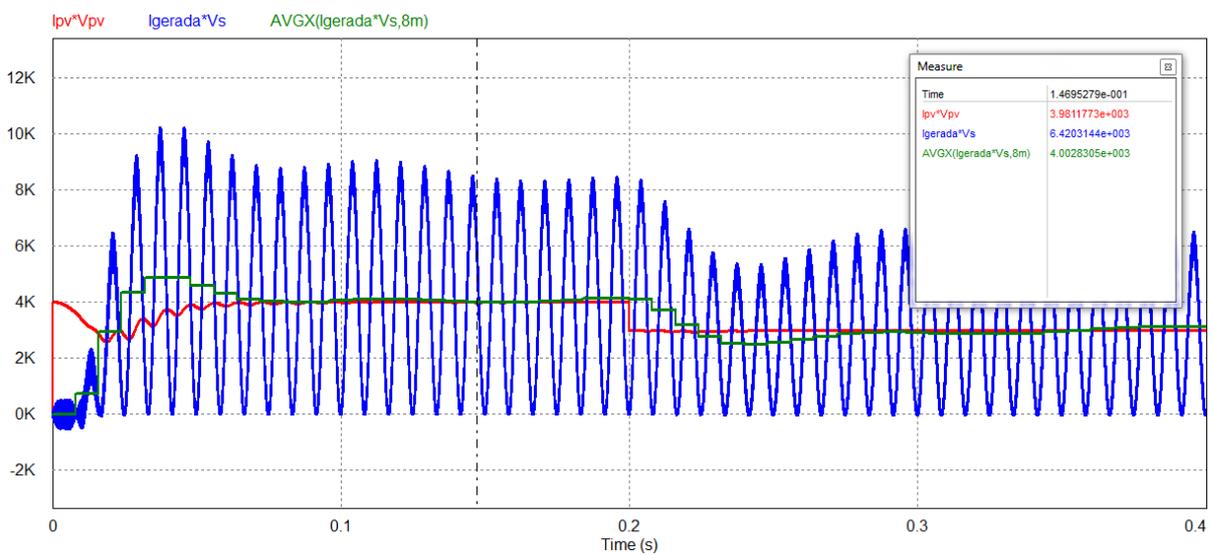


Figura 58 – Potências do lado CC e do lado CA do sistema antes e após degrau de incidência solar.

6 Conclusões e Propostas de Continuidade

O presente trabalho teve como objetivo desenvolver o projeto, via simulação, de um sistema fotovoltaico de geração distribuída conectado à rede elétrica. A fundamentação teórica foi de extrema importância para a implementação do trabalho, dando a base necessária para o seu progresso.

A modelagem do painel fotovoltaico, proposta em Casaro e Martins (2008), atendeu às necessidades do projeto. Nota-se, pelos gráficos de tensão e corrente mostrados no Capítulo 5, que os valores são compatíveis aos da proposta.

Para o correto funcionamento do sistema, foram implementadas duas malhas de controle em cascata: uma externa para o controle de tensão no barramento CC e outra interna para controle da corrente gerada pelo conversor.

O algoritmo de MPPT P&O atendeu o objetivo de rastrear do ponto de máxima potência e tem como saída a tensão no MPP que é utilizada referência para a malha de controle de tensão.

Pelos resultados apresentados observa-se que o controle Proporcional-Integral foi suficiente para estabilizar a tensão do barramento CC no valor de referência, já que se trata de uma grandeza contínua.

A partir do controle da tensão no barramento CC, obteve-se a magnitude da corrente a ser utilizada como referência para a malha de controle de corrente. Essa corrente de referência é composta pela magnitude I_{max} e pela fase da tensão da rede, fornecida pelo transdutor de tensão do circuito.

O controlador de corrente foi projetado através de análises dos Diagramas de Bode. A princípio foi aplicado um controlador do tipo Proporcional-Integral que não atendeu o objetivo da malha de controle. Posteriormente, foi realizado o cancelamento do polo da planta e adição de polos na frequência de operação do sistema. Por fim, compensadores por avanço e atraso de fase acrescidos de um ganho, foram inseridos e proporcionaram o funcionamento estável da corrente CA.

Portanto, pelos resultados das simulações realizadas ao longo do desenvolvimento desse trabalho, é possível concluir que a metodologia utilizada ofereceu resultados satisfatórios.

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros no âmbito deste tema, propõe-se:

- Discretização dos controladores com o propósito de viabilizar a implementação em um processador digital de sinais;
- A aplicação de uma diferente técnica de controle ao sistema;

- A expansão do sistema de conversão monofásica para um sistema de conversão trifásica aplicado a rede elétrica de distribuição.

Referências

- ALVES, M. R. F. *O papel de geradores fotovoltaicos na regulação de tensão em redes de baixa tensão residenciais*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2017. 10
- ANEEL. *Resolução normativa 687 ANEEL*. [S.l.], 2015. 11, 3, 10
- ASSOCIATION, N. F. P. *The National Electrical Code Handbook*. [S.l.]: National Fire Protection Association, 2002. 7
- BRITO, M. A. D. et al. Avaliação das principais técnicas para obtenção de mppt de painéis fotovoltaicos. In: IEEE. *Industry Applications (INDUSCON), 2010 9th IEEE/IAS International Conference on*. [S.l.], 2010. p. 1–6. 15, 16
- CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação. *Revista Eletrônica de Potência*, v. 13, n. 3, p. 141–146, 2008. 8, 9, 12, 15, 18, 37, 59
- CASTRUCCI, P.; BITTAR, A.; SALES, R. *Controle Automático*. [S.l.]: LTC, 2011. 9, 29, 30
- CEMIG. *Requisitos para conexão de acessantes ao Sistema de Distribuição CEMIG D - Conexão em Baixa Tensão - ND 5.30*. [S.l.], 2016. 8, 7, 9, 10
- COMMISSION, I. E. et al. *Limits for harmonic current emissions (equipment input current 16 A per phase)*. [S.l.], 1995. 7
- DORF, R. C. B. et al. *Sistemas de control moderno*. [S.l.]: Pearson Educación,, 2005. 9, 31, 32, 33
- EPE. *Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira*. [S.l.], 2012. 4
- HART, D. W. *Eletrônica de Potência - Análise e Projetos de Circuitos*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2010. 8, 9, 24, 25, 26, 40
- IEEE. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. [S.l.], 2014. 7
- INMETRO. *Tabelas de Módulos Fotovoltaicos*. Disponível em http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf Data de acesso: 02/08/2017. [S.l.], 2017. 12
- KIM, H.; KIM, K.-H. Filter design for grid connected pv inverters. In: IEEE. *Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on*. [S.l.], 2008. p. 1070–1075. 34
- KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE transactions on industry applications*, IEEE, v. 41, n. 5, p. 1292–1306, 2005. 7, 12, 17

- MARANGONI, F. *Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2012. 8, 3, 4
- MATA, G. L. et al. Lcl filter losses due to harmonic compensation in a photovoltaic system. In: IEEE. *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017 IEEE 8th International Symposium on*. [S.l.], 2017. p. 1–7. 34
- MATA, P. *Projeto e Implementação de um Conversor CC-CA Monofásico Conectado à rede elétrica para Sistemas Fotovoltaicos*. 2014. 3, 20, 34
- MOÇAMBIQUE, N. E. M. *Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e controladores lineares e/ou Fuzzy para a regulação da tensão terminal de Painéis Fotovoltaicos*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012. 8, 16, 17
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M. *Power electronics: converters, applications, and design*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2007. 9, 26
- NETO, P.; CARVALHO, A. F. de. *Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012. 10
- NISE, N. S.; SILVA, F. R. da. *Engenharia de sistemas de controle*. [S.l.]: LTC, 2002. v. 3. 33
- OGATA, K. *Engenharia de Controle Moderno*. [S.l.]: Prentice-Hall, 2001. v. 4. 9, 43, 47, 48
- OGATA, K.; YANG, Y. *Modern control engineering*. [S.l.]: Prentice-Hall Englewood Cliffs, 1970. 9, 31, 32, 33, 34, 46
- OLIVEIRA, K. C. d. *Conversores de potência para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica sem transformador*. Universidade Federal de Pernambuco, 2012. 8, 20, 21, 22, 23, 24
- PRODIST. *PRODIST, Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição*. [S.l.], 2009. 11, 10
- RASHID, M. H. *Power Eletronics - Converters, Applications and Design*. 2nd. ed. [S.l.: s.n.], 1999. 24
- RODRIGUES, M. d. C. B. *Inversor boost multinível em corrente e sua aplicação no processamento de energia em sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados à rede elétrica*. *MEE thesis, Federal Univ. Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, MG, Brazil*, 2004. 8, 18, 19, 21
- YAZDANI, A.; IRAVANI, R. *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010. 9, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 49