

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CÂMPUS CORNÉLIO PROCÓPIO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

IGOR RAFAEL GUIZELINI

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
CONECTADO À REDE ELÉTRICA MONOFÁSICA UTILIZANDO
FILTROS L E LCL**

DISSERTAÇÃO

**CORNÉLIO PROCÓPIO
2017**

IGOR RAFAEL GUIZELINI

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
CONECTADO À REDE ELÉTRICA MONOFÁSICA UTILIZANDO
FILTROS L E LCL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de “Mestre em Engenharia Elétrica”.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio.

Co-orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva.

**CORNÉLIO PROCÓPIO
2017**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

G969 Guizelini, Igor Rafael

Desenvolvimento de um sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica monofásica utilizando filtros L e LCL / Igor Rafael Guizelini. – 2017.
140 f. : il. color. ; 31 cm

Orientador: Leonardo Poltronieri Sampaio.

Coorientador: Sérgio Augusto Oliveira da Silva.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Cornélio Procópio, 2017.

Bibliografia: p. 127-130.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Sistemas de energia elétrica - controle. 4. Engenharia Elétrica – Dissertações. I. Sampaio, Leonardo Poltronieri, orient. II. Silva, Sérgio Augusto Oliveira da, coorient. III. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD (22. ed.) 621.3

Biblioteca da UTFPR - Câmpus Cornélio Procópio

TERMO DE APROVAÇÃO

Título da Dissertação N° ____:

Desenvolvimento de um sistema de geração distribuída conectado à
rede elétrica monofásica utilizando filtros L e LCL

por

Igor Rafael Guizelini

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio.

Esta dissertação foi apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA – Área de Concentração: Sistemas Eletrônicos Industriais, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR – Câmpus Cornélio Procópio, às 9:00 h do dia 3 de agosto de 2017. O trabalho foi aprovado pela Banca Examinadora, composta pelos professores:

Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio
(Presidente)

Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva
(UTFPR - CP)

Prof. Dr. Rodrigo Augusto Modesto
(UTFPR - CP)

Prof. Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito
(UFMS)

Visto da coordenação:

Prof. Dr. Alessandro do Nascimento Vargas
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica UTFPR Câmpus Cornélio Procópio

A Folha de Aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Programa.

Dedico este trabalho à minha esposa Máisa, aos meus pais Onival e Nadir e a todos os meus familiares e amigos, pelo apoio e incentivo no decorrer deste curso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que foi, é, e sempre será o porto seguro que nos fortalece diante dos momentos mais difíceis, diante dos obstáculos, dando-nos força e proteção para transpormos desafios.

Agradeço à minha esposa Máisa Flávia Norcia Guizelini, pelo amor, apoio, paciência e incentivo durante todo o decorrer deste trabalho.

Aos meus pais, Onival José Guizelini e Nadir Francisconi Guizelini, que sempre foram exemplos de dedicação e resiliência.

À minha irmã, Alessandra Guizelini, que como professora, sempre me apoia e motiva a estudar continuamente.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio, pela orientação, pelo tempo dedicado, pela paciência, pelas cobranças e pelo conhecimento compartilhado sem medir esforços.

Ao meu co-orientador, Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva, pelo tempo, dedicação e pela colaboração dispensada durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros participantes da banca de avaliação, Prof. Dr. Rodrigo Augusto Modesto e Prof. Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UTFPR - câmpus Cornélio Procópio por todos os ensinamentos.

Aos colegas do Laboratório de Eletrônica de Potência - LEPQER, Danilo Henrique Wollz, Guilherme Masquetti Pelz, Marcelo Hideo de Freitas Takami e Vinício Dario Bacon, por nunca terem medido esforços para compartilhar conhecimentos e experiências.

RESUMO

GUIZELINI, Igor Rafael. **Desenvolvimento de um sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica monofásica utilizando filtros L e LCL**. 2017. 141 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

Este trabalho apresenta o estudo, projeto e análise de um sistema de geração distribuída, considerando um ambiente composto por dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com funcionalidades distintas, sendo o primeiro sistema composto por um inversor monofásico *full-bridge* com filtro L, o qual é controlado em corrente, e opera injetando corrente ativa na rede elétrica e mitigando correntes harmônicas de cargas não-lineares. Em complemento, o segundo sistema é composto pelo inversor monofásico *full-bridge* com filtro LCL, o qual é controlado em tensão e opera injetando corrente na rede elétrica e compensando reativos de cargas conectadas ao PAC. Desta forma, a operação como filtro ativo de potência realizada por ambos os sistemas é fundamentado no sistema de eixos de referência síncrona (SRF), através de um sistema trifásico fictício. Adicionalmente, ambos os sistemas empregam a técnica para realização do MPPT baseado no algoritmo *Perturbe e Observe* para realizar a extração da máxima potência de seus arranjos fotovoltaicos. Finalmente, por meio de simulações computacionais e resultados experimentais, o desempenho do sistema proposto é avaliado.

Palavras-chave: Supressão Harmônica, Compensação de Potência Reativa, Energia Fotovoltaica, Geração Distribuída, Controle de Potência Ativa e Reativa.

ABSTRACT

GUIZELINI, Igor Rafael. **Development of a distributed generation system connected to single-phase grid using L and LCL filters.** 2017. 141 f. Dissertação – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

This paper presents the study, design and analysis of a distributed generation system, considering an environment composed of two photovoltaic systems connected to the utility grid with distinct features, the first system consists of a full-bridge single phase inverter and L filter, which is current controlled, and operates by injecting active current into the grid and mitigating harmonic currents of non-linear loads. In addition, the second system consists of a single-phase full-bridge inverter with LCL filter, which is voltage controlled and operates by injecting current into the grid and compensating reactive loads connected to the PCC. Thus, the operation as active power filter performed by both systems is based on the synchronous reference frame (SRF) by means of a three-phase fictitious system. In addition, both systems employ the MPPT technique based on the algorithm Perturbe and Observe to perform the extraction of the maximum power of its photovoltaic arrays. Finally, from computational simulations and experimental results, the proposed system performance is evaluate.

Keywords: Harmonic Suppression, Reactive Power Compensation, Photovoltaic Power,

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Oferta Interna de Energia no Brasil – Ano 2014 (%).....	25
Figura 1.2. Oferta Interna de Energia no Brasil – Ano 2014 (%).....	25
Figura 1.3: Distribuição da Radiação Solar no Brasil.	27
Figura 1.4: Potência de Geração Fotovoltaico em Telhados Residenciais.	28
Figura 1.5: Curvas características de uma célula fotovoltaica.....	29
Figura 1.6: Curva I-V para diferentes valores de radiação solar e temperatura: (a) Variação de radiação solar, (b) Variação na temperatura.	29
Figura 1.7: Arranjo de Painéis Fotovoltaicos.	30
Figura 1.8: Sistema com único estágio de conversão de energia.	31
Figura 1.9: Sistema com duplo estágio de conversão de energia.	31
Figura 1.10: Arranjo fotovoltaico com sombreamento parcial.	32
Figura 2.1: Modelo de um FAS: (a) Diagrama em blocos de um FAPS (b) Esquema equivalente de um FAPS.....	43
Figura 2.1: Modelo de um FAS: (a) Diagrama em blocos de um FAPS (b) Esquema equivalente de um FAPS.....	44
Figura 2.2: Modelo de um FAPP: (a) Diagrama em blocos de um FAPP (b) Esquema equivalente de um FAPP.....	44
Figura 2.2: Modelo de um FAPP: (a) Diagrama em blocos de um FAPP (b) Esquema equivalente de um FAPP.....	45
Figura 2.3: Inversor Monofásico <i>Half Bridge</i> utilizado como FAPP.	46
Figura 2.4: Inversor Monofásico <i>Full Bridge</i> aplicado como FAPP.....	47
Figura 2.5: Diagrama em blocos do método SRF trifásico compensando harmônicos.....	48
Figura 2.6: Diagrama em blocos do método SRF trifásico compensando harmônicos e reativo.	50
Figura 2.7: Diagrama em blocos do método SRF monofásico.	51
Figura 2.8: Representação de geração distribuída.....	52
Figura 3.1: Diagrama do sistema proposto.	56
Figura 3.2: Circuito do inversor monofásico <i>full-bridge</i> com filtro L.....	57
Figura 3.3: Modelo equivalente do inversor monofásico <i>full-bridge</i> com filtro L.	57

Figura 3.4: Diagrama em blocos da malha de controle: (a) malha de corrente do inversor monofásico com filtro L; (b) GCR – Gerador de corrente de referência i_f^* .	59
Figura 3.5: Diagrama em blocos da malha de controle de tensão do barramento CC do inversor L.	63
Figura 3.6: Circuito do Inversor monofásico <i>full-bridge</i> com filtro LCL.	63
Figura 3.7: Malhas de controle inversor monofásico com filtro LCL	64
(b)	65
Figura 3.8: Algoritmo baseado no método SRF para obter a componente reativa fundamental: (a) Corrente $iLqcc$ que representa a componente reativa fundamental da carga (b) Corrente $iL2qcc$ que representa a componente reativa fundamental de saída do sistema 2.	65
Figura 3.9: Modelo equivalente do inversor monofásico <i>full-bridge</i> com filtro LCL.	65
Figura 3.10: Malha de controle de corrente do inversor monofásico com filtro LCL.	67
Figura 3.12: Potência reativa do inversor monofásico com filtro LCL da malha de controle de potência reativa.	71
Figura 3.13: Gráfico que relaciona $sen\delta(t)$ com $\delta(t)$.	73
Figura 4.1: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada de referente à malha de corrente.	78
Figura 4.2: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de corrente.	78
Figura 4.3: Diagrama de Bode da malha de corrente do sistema compensado com PI+Ressonante.	80
Figura 4.4: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de tensão do barramento CC.	81
Figura 4.5: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de tensão do barramento CC.	81
Figura 4.6: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada de referente à malha de corrente do sistema 2.	83
Figura 4.7: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de corrente do sistema 2.	83
Figura 4.8: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de tensão do inversor LCL.	84

Figura 4.9: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de tensão do inversor LCL.....	85
Figura 4.10: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de potência reativa.	86
Figura 4.11: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de potência reativa.	86
Figura 4.12: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de potência ativa.	87
Figura 4.13: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de potência ativa.....	88
Figura 4.14: Esquema com inversores ligados à rede elétrica e com uma carga indutiva.....	90
Figura 4.15: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g , corrente na carga RL i_L , corrente da rede i_S , corrente de saída do sistema 1 i_f e Corrente de saída do sistema 2 i_{L2}	91
Figura 4.16: Resultados de simulação para taxa de distorção harmônica e espectro harmônico: (a) corrente da carga i_L ; (b) Corrente na rede i_S	91
Figura 4.17: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g e tensão V_{Cf} , no capacitor C_f quando carga é um circuito RL.....	92
Figura 4.18: Esquema com inversores ligados à rede elétrica e com um retificador não controlado com carga RC.....	92
Figura 4.19: Resultados de simulação para formas de onda da corrente: (a) Corrente na carga não-linear i_L ; (b) corrente da rede i_S ; (c) Corrente de saída do sistema 1 i_f ; (d) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2}	93
Figura 4.20: Resultados de simulação para TDH e espectro harmônico: (a) Corrente na carga não-linear i_L ; (b) corrente da rede i_S	93
Figura 4.21: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g e tensão V_{Cf} no capacitor (C_f) quando carga formada por retificador não controlado.	94
Figura 4.22: Esquema com inversores ligados à rede elétrica sem carga conectada.....	94
Figura 4.23: Resultados de simulação para tensão na rede elétrica V_g , corrente da rede i_s e corrente injetada pelo sistema 1 i_f e corrente injetada pelo sistema 2 i_{L2} quando não há carga conectada.	95

Figura 4.24: Resultados de simulação para TDH da corrente drenada pela carga e corrente injetada na rede elétrica quando não há carga conectada.....	95
Figura 4.25: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g e tensão V_{cf} no capacitor C_f quando não há carga conectada.	96
Figura 4.26: Esquema com inversores ligados à rede elétrica e com um retificador não controlado com carga RL conectado no lado CC.	96
Figura 4.27: Resultados de simulação para carga não-linear (retificador com carga RL) conectada ao sistema: (a) corrente na carga não linear i_L ; (b) corrente da rede i_S ; (c) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} ; (d) Corrente de saída do sistema 1 i_f	97
Figura 4.28: Resultados de simulação para TDH e espectro harmônico: (a) Corrente na carga não-linear i_L ; (b) corrente da rede i_S	97
Figura 5.1 – Foto do protótipo implementado em laboratório.	100
Figura 5.2 – Resultado experimental: corrente da carga i_L (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).....	101
Figura 5.3: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente drenada pela carga: (a) Potência da carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da carga i_L	101
Figura 5.4 – Resultado experimental para CE1 considerando a supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (10A/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).....	102
Figura 5.5: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente da rede elétrica: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_S	102
Figura 5.6 – Resultado experimental de compensação de reativos considerando apenas sistema 2: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).....	103
Figura 5.7: Medição de potência do sistema 2 e da rede elétrica: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b)	

potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	103
Figura 5.8 – Resultados experimentais para compensação de reativos e supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div); (b) Corrente de saída do Sistema 1 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div); (c) Corrente de saída do Sistema 2 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).....	104
Figura 5.9 Medição de potência dos sistemas 1 e 2, considerando a supressão de harmônicos e compensação de reativos: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	104
Figura 5.10: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica (i_S), após supressão harmônicos e compensação de reativos da corrente drenada pela carga	105
Figura 5.11 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa compensação de reativos, supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do Sistema 1 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do Sistema 2 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).	105
Figura 5.12: Medição de potência dos sistemas 1 e 2, considerando a injeção de energia ativa na rede, supressão de harmônicos e compensação de reativos da corrente drenada pela carga: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	106
Figura 5.13: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_S	106
Figura 5.14: Resultado experimental para degrau de carga no sistema de GD: (a) Tensão do barramento CC V_{dcL} (100V/div, 500ms/div), correntes da carga i_L (20A/div, 500ms/div), corrente da rede elétrica i_S (20A/div, 500ms/div) e corrente de saída do Sistema 1 i_f (20A/div, 500ms/div); (b) Tensão do barramento CC V_{dcLCL}	

(100V/div, 500ms/div), correntes da carga iL (20A/div, 500ms/div), correntes da rede elétrica iS (20A/div, 500ms/div), corrente de saída do Sistema 2 $iL2$ (20A/div, 500ms/div).....	107
Figura 5.15 – Resultado experimental: corrente da carga não-linear (iL) (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC (Vg) (50V/div, 5ms/div).	108
Figura 5.16: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente drenada pela carga: (a) Espectro harmônico e TDH da corrente da carga iL ; (b) Potência da carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).....	108
Figura 5.17 – Resultado experimental para CE1 considerando a supressão de harmônicos: (a) Corrente de saída do Sistema 1 (if) (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC (Vg) (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente da rede elétrica (iS) (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC (Vg) (50V/div, 5ms/div).	109
Figura 5.18: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente da rede elétrica: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica iS	109
Figura 5.19 – Resultado experimental de compensação de reativos na CE2 : (a) Corrente da rede elétrica iS (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC Vg (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do Sistema 2 $iL2$ (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC Vg (50V/div).....	110
Figura 5.20: Medição de potência da rede elétrica na CE2: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	110
Figura 5.21 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa compensação de reativos, supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica iS (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC Vg (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 $iL2$ (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC Vg (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do sistema 2 if (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC Vg (50V/div).	111
Figura 5.22: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 e da rede para supressão de harmônicos e compensação de reativos (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do	

sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	111
Figura 5.23: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_S	111
Figura 5.24 – Resultado experimental: corrente da carga i_L (10A/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).	112
Figura 5.25: Espectro harmônico, TDH e potência: (a) Potência da carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da carga i_L	112
Figura 5.26 – Resultado experimental para compensação de reativos e supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (1A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c). Corrente de saída do Sistema 2 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).	113
Figura 5.27: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 e da rede para supressão de harmônicos e compensação de reativos (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	113
Figura 5.28: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_S	114
Figura 5.29 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa compensação de reativos: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).	114
Figura 5.30: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 e da rede para injeção de corrente ativa e compensação de reativos da corrente da carga (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	115

Figura 5.31: Espectro harmônico e TDH da corrente da corrente da rede elétrica i_S	115
Figura 5.32 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa: (a) Corrente da rede elétrica i_S (20A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do Sistema 1 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do Sistema 2 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).....	116
Figura 5.33 - Espectro harmônico, TDH e potência: (a) potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_S	116
Figura 5.34: Resultado experimental: Tensão do barramento CC do sistema 1 V_{dcL} , corrente de saída do arranjo PV conectado ao sistema 1 i_{pvL} e potência drenada do arranjo P_{pvL}	117
Figura 5.35 - Resultado experimental: Tensão no barramento CC do sistema 2 V_{dcLCL} , corrente saída do arranjo PV conectado ao sistema 2 i_{pvLCL} e potência drenada do arranjo P_{pvLCL}	117
Figura 5.36: Esquema com inversores ilhados e conectados a uma carga linear RL.....	118
Figura 5.37 – Resultado experimental do sistema de GD operando em modo ilhado com carga linear RL: (a) Corrente drenada pela carga i_L (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).....	119
Figura 5.38 - Resultado experimental de medição de potência e TDH da tensão no PAC: (a) potência na carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) espectro harmônico e TDH da tensão V_g	119
Figura 5.39: Medição de potência dos sistemas 1 e 2: (a) potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	119
Figura 5.40: Esquema com inversores ilhados ligados a um retificador não controlado com carga RL conectado no lado CC.....	120

Figura 5.41: Resultado experimental do sistema de GD operando ilhado com carga não-linear: corrente da carga i_L (10A/div,5ms/div).	121
Figura 5.42: Medição de potência drenada pela carga, espectro harmônico e TDH da tensão V_g	121
.....	121
Figura 5.43 – Resultado experimental do sistema de GD operando ilhado com carga não-linear: corrente da carga i_L (20A/div,5ms/div), corrente de saída do sistema 1 i_f (20A/div, 5ms/div), corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (20A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (200V/div, 5ms/div).....	121
Figura 5.44 - Medição de potência da carga e medição de potência dos sistemas 1 e 2 (a) Potência drenada pela carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF);(b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF)..	122
Figura 5.45: Espectro harmônico e TDH da tensão no PAC V_g	122
Figura 5.46: Resultado experimental do sistema de GD operando ilhado com carga não-linear: corrente da carga i_L (20A/div,5ms/div), corrente de saída do sistema 1 i_f (20A/div, 5ms/div), corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (20A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (200V/div, 5ms/div).....	123
Figura 5.47: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 operando ilhado com carga não linear: (a) Potência drenada pela carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).	123
Figura 5.48: Espectro harmônico e TDH da tensão no PAC V_g	123
Figura A.1: Circuito Equivalente de uma célula solar	131
Figura A.2: Diagrama em blocos do método de MPPT tensão constante	135
Figura A.3: Fluxograma do método da condutância incremental	136
Figura A.4: Fluxograma do método <i>Perturbe e Observe</i>	137
Figura A.1: Diagrama em blocos do sistema p-PLL monofásico	138
Figura A.2: Algoritmo AF- $\alpha\beta$ -pPLL proposto por Bacon et al. (2014)	140

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Oferta Interna de Energia Elétrica.	26
Tabela 2.1: Classificação das variações de Tensão de Curta Duração (PRODIST, 2012)	40
Tabela 2.3: Limites para distorção de tensão segundo IEEE-519.....	41
Tabela 2.4: Limites de distorção de corrente segundo IEEE-519.....	41
Tabela 2.5: Limites de variação de frequência, tensão e ângulo de fase segundo IEEE 1547	53
Tabela 2.6: Distorção harmônica máxima individual e total segundo IEEE 1547	53
Tabela 4.1: Especificações de projeto da malha de corrente do inversor L.	77
Tabela 4.2: Especificações de projeto dos termos ressonantes da malha de corrente.	79
Tabela 4.3: Especificações de projeto da malha de tensão do inversor L.....	80
Tabela 4.4: Especificações de projeto da malha de corrente do inversor LCL.....	82
Tabela 4.5: Especificações de projeto da malha de tensão do inversor LCL	84
Tabela 4.6: Especificações de projeto da malha de potência reativa do inversor LCL.....	85
Tabela 4.7: Especificações de projeto da malha de potência ativa do inversor LCL.	87
Tabela 4.8: Especificações de circuito para simulação	89
Tabela 4.9: Especificações de circuito para simulação com carga RL.....	89
Tabela 4.10: TDH das correntes da rede elétrica e da carga RL.	91
Tabela 4.11: Especificações do circuito para simulação do retificador não controlado.....	92
Tabela 4.12: TDH das correntes da rede elétrica e da carga não linear	93
Tabela 4.13: TDH das correntes da rede elétrica e da carga	95
Tabela 4.14: Especificações de circuito para simulação do retificador não controlado.....	96
Tabela 4.15: TDH das correntes da rede elétrica e da carga não linear	97
Tabela A.1: Parâmetros do Módulo Cristalino <i>SolarWorld Sunmodule Plus SW245</i>	134

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação brasileira de normas técnicas
ANEEL	Agência nacional de energia elétrica
BRICS	Brasil, Rússia, Índia, China, África do Sul
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
DSC	<i>Digital Signal Controller</i>
GD	Geração distribuída
IEC	<i>International engineering consortium</i>
IEEE	<i>Institute of electrical and electronics engineers</i>
FAP	Filtro ativo paralelo
FAPP	Filtro ativo potência paralelo
FPP	Filtro passivo paralelo
FAS	Filtro ativo série
FPB	Filtro passa baixa
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma brasileira
OIEE	Oferta interna de energia elétrica
PAC	Ponto de acoplamento comum
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
P&O	<i>Perturbe e Observe</i>
PRODIST	Procedimento de distribuição
QEE	Qualidade de energia elétrica
SRF	<i>Synchronous Reference Frame</i>
TDD	<i>Total Demand Distortion</i>
TDH	Taxa de distorção harmônica

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{dcL}	Capacitância do barramento CC do inversor L
C_{dcLCL}	Capacitância do barramento CC do inversor LCL
C_f	Capacitor de filtro do inversor LCL
d	Razão cíclica
$f_d\%$	Fator de desequilíbrio.
f_p	Fator de potência
f_{ch}	Frequência de chaveamento
f	Frequência da rede elétrica
EA	Energia ativa
ER	Energia reativa
E_G	Energia de banda proibida
i_α	Correntes instantânea no eixo α
i_β	Corrente instantânea no eixo β
i_c^*	Corrente de referência de compensação
$i_{ca}^*, i_{cb}^*, i_{cc}^*$	Corrente de referência de compensação para cada fase
I_{cc}	Máxima corrente de curto-circuito no PAC
i_{cf}	Corrente no capacitor C_f
i_d	Corrente no eixo síncrono
i_{dcL}	Corrente no barramento CC do inversor L
i_{dcLCL}	Corrente no barramento CC do inversor LCL
i_{dcc}	Corrente contínua no eixo síncrono
i_{dh}	Corrente harmônica no eixo síncrono
i_{dL}	Corrente na carga no eixo síncrono
i_{dLh}	Corrente harmônica na carga no eixo síncrono
i_{dLm}	Corrente média na carga no eixo síncrono
i_{dm}	Corrente média no eixo síncrono
i_f	Corrente de saída do inversor com filtro L
i_f^*	Corrente de referência do inversor com filtro L

i_{fm}	Corrente média instantânea que flui pelo conversor
i_L, I_L	Corrente de carga
i_{L1}	Corrente no indutor L_1
i_{L2}	Corrente no indutor L_2
i_{La}	Corrente na fase a
i_{Lb}	Corrente na fase b
i_{Lc}	Corrente na fase c
I_s	Corrente da rede elétrica
I_{FAP}	Corrente do FAP
i_q	Corrente no eixo síncrono em quadratura
i_{qcc}	Corrente contínua no eixo síncrono em quadratura
i_{qh}	Corrente harmônico no eixo síncrono em quadratura
I_{ph}	Fotocorrente
i_{PVL}	Corrente do arranjo fotovoltaico conectado ao inversor L
i_{PVLCL}	Corrente do arranjo fotovoltaico conectado ao inversor LCL
I_r	Corrente de saturação reversa da célula.
I_{rr}	Corrente de saturação reversa de referência
i_s, I_s	Corrente da rede elétrica
I_{sc}	Corrente de curto-circuito por célula.
k	Constante de Boltzmann
K_{pwm}	Ganho do modulador PWM
L_1	Indutância do indutor de filtro do inversor com filtro LCL
L_2	Indutância do indutor de filtro do inversor com filtro LCL
L_f	Indutância do indutor de filtro do inversor com filtro L
L_L	Indutância do indutor da carga
L_s	Indutância do indutor da rede elétrica
p	Potência ativa instantânea
p_f	Potência ativa instantânea que flui pelo conversor
p_{fm}	Potência ativa instantânea média que flui pelo conversor

p_{fh}	Potência harmônica que flui pelo conversor
p_L	Potência ativa instantânea na carga
p_m	Potência ativa instantânea média
P	Potência ativa
P_{pwm}	Valor de pico da triangular do modulador PWM
P_{sun}	Intensidade de radiação solar
q	Carga do elétron
Q	Potência reativa
R_1	Resistência do indutor de filtragem do inversor com filtro LCL
R_2	Resistência do indutor de filtragem do inversor com filtro LCL
R_f	Resistência do indutor de filtragem do inversor com filtro L
R_s	Resistência da rede elétrica
R_{se}, R_p	Resistência série e paralela da célula fotovoltaica.
T	Temperatura ambiente em kelvin
T_i	Tempo de integração
T_{ch}	Período de chaveamento
T_r	Temperatura de referência
Δv_{cf}	Tensão de transferência de potência entre GD e rede elétrica
v_{AB}	Tensão entre os terminais do inversor
v_d	Tensão eixo síncrono
v_{dm}	Tensão média no eixo síncrono
V_h	Valor eficaz de cada componente harmônica presente no sistema
V_L	Tensão na carga
V_1	Valor eficaz da componente fundamental
V_-	Componente de sequência negativa da tensão eficaz.
V_+	Componente de sequência positiva da tensão eficaz.
v_{cf}, V_{cf}	Tensão no capacitor C_f
V_{dcL}	Tensão do barramento CC do inversor L
V_{dcLCL}	Tensão do barramento CC do inversor LCL
V_{PVL}	Tensão do arranjo PV conectado ao barramento CC do inversor L

V_{PVLCCL}	Tensão do arranjo PV conectado ao barramento CC do inversor LCL
V_{Spico}	Tensão de pico da rede elétrica
V_{FAS}	Tensão imposta pelo FAS
v_s, V_S	Tensão da rede elétrica
X_{L2}	Reatância indutiva do indutor L_2
θ_{pll}	Angulo de referência do PLL
θ_G	Angulo de fase da planta
δ	Angulo de transferência de potência entre GD e rede elétrica
γ	Margem de fase desejada
ω	Frequência angular da rede elétrica
w_c	Frequência de cruzamento em malha aberta
w_{ff}	Frequência de <i>feed-forward</i>
η	Fator de idealidade da junção
α	Coeficiente de temperatura de I_{sc}

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	24
1.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	28
1.2 OBJETIVO	33
1.2.1 Objetivo Geral	33
1.2.2 Objetivos Específicos.....	33
1.3 CONTRIBUIÇÃO E RELEVÂNCIA DO TRABALHO	34
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	34
2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E QUALIDADE DE ENERGIA.....	36
2.1 INTRODUÇÃO	36
2.2 TERMOS RELACIONADOS À QUALIDADE DE ENERGIA	37
2.2.1 Tensão em regime permanente	37
2.2.2 Fator de potência	37
2.2.3 Harmônicos	38
2.2.4 Variação de frequência	39
2.2.5 Desequilíbrio de tensão	39
2.2.6 Flutuação de tensão.....	39
2.2.7 Variação de tensão de curta duração	40
2.3 RECOMENDAÇÃO IEEE <i>STD</i> 519-1992.....	40
2.5 FORMAS DE FILTRAGEM DE HARMÔNICOS.....	42
2.5.1 Filtro Ativo de Potência Série (FAPS)	42
2.5.2 Filtro Ativo de Potência Paralelo (FAPP)	44
2.5.2.1 Topologias de FAPP aplicados em sistemas monofásicos	45
2.6 ALGORITMO BASEADO NO SISTEMA DE EIXOS DE REFERÊNCIA SÍNCRONA	47
2.6.1 Algoritmo SRF Monofásico	50
2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	51
2.8 CONCLUSÃO	54
3 CONVERSOR MONOFÁSICO COM FILTRO L E CONVERSOR MONOFÁSICO COM FILTRO LCL.....	55
3.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO	55
3.2 MODELAGEM DO INVERSOR COM FILTRO L.....	56
3.2.1 Malha de controle de corrente.....	59
3.2.2 Modelagem da malha de tensão do barramento CC.....	60

3.2.3 Malha de controle de tensão do barramento CC.....	62
3.3 MODELAGEM DO CONVERSOR MONOFÁSICO COM FILTRO LCL	63
3.3.1 Malha interna de controle de corrente no indutor L_1 do sistema 2.....	66
3.3.2 Malha externa de controle de tensão no capacitor C_f do sistema 2	68
3.3.3 Malha de controle de potência reativa do sistema 2	69
3.3.4 Malha de controle de potência ativa do sistema 2	71
3.4 CONCLUSÕES.....	74
4. PROJETO DOS CONTROLADORES E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA.....	76
4.1 MÉTODO DE PROJETO DOS CONTROLADORES PI.....	76
4.2 PROJETO DOS CONTROLADORES PARA O INVERSOR L.....	77
4.2.1 Projeto da malha de corrente L.....	77
4.2.1 Projeto da malha de tensão do barramento CC do inversor L	80
4.3 PROJETO DOS CONTROLADORES DO INVERSOR LCL	82
4.3.1 Projeto da malha de corrente LCL	82
4.3.2 Projeto da malha de tensão	83
4.3.3 Projeto da malha de potência reativa.....	85
4.3.4 Projeto da malha de potência ativa	86
4.4 DISCRETIZAÇÃO DOS CONTROLADORES.....	88
4.5 SIMULAÇÃO DO SISTEMA.....	89
4.5.1 Inversores Conectados à Rede Elétrica, com carga RL conectada ao sistema, fornecendo potência ativa e compensando reativos.....	89
4.5.2 Sistemas 1 e 2 Conectados à Rede Elétrica, com retificador não-controlado conectado ao PAC, fornecendo potência ativa, compensando reativos e mitigando harmônicos de corrente da carga.....	92
4.5.3 Inversores conectados à rede elétrica, sem carga conectada, fornecendo integralmente energia ativa.....	94
4.5.4 Resultados para carga não linear, a qual é composta por retificador não-controlado com um arranjo RL conectado no lado CC do retificador.....	96
4.6 CONCLUSÕES.....	98
5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS	99
5.1 DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO	99
5.2 CONDIÇÕES DE ENSAIO REALIZADOS	100
5.2.1 GD operando com retificador não-controlado com carga RL conectada ao PAC - CO1	101
5.2.1.1 Ensaio do sistema 1 na supressão de harmônicos - (CE1)	102

5.2.1.4 Ensaio dos sistemas 1 e 2 injetando energia ativa, suprimindo harmônicos e compensando reativos - (CE4)	105
5.2.2.1 Ensaio do sistema 1 na supressão de harmônicos - (CE1)	108
5.2.2.2 Ensaio do sistema 2 na compensação de reativos - (CE2).....	109
5.2.2.3 Ensaio dos sistemas 1 e 2 injetando energia ativa, suprimindo harmônicos e compensando reativos – (CE4).....	110
5.2.3 GD operando com carga linear RL conectado ao PAC.....	111
5.2.3.1 Ensaio de supressão de harmônicos e compensação de reativos - CE3	112
5.2.3.2 Ensaio de injeção de energia ativa, e compensação de reativos na CE4	114
5.2.4 GD operando sem carga conectada ao PAC – CE4	115
5.3 GD OPERANDO EM MODO ILHADO	117
5.3.1 Ensaio com GD ilhada e carga linear RL conectada ao PAC	118
5.3.2 Ensaio com GD ilhada e carga não-linear conectada ao PAC.....	119
5.3.2.1 Teste do sistema 2 na CEI1	120
5.3.2.2 Teste dos sistemas 1 e 2 na CEI2	121
5.7 CONCLUSÕES.....	123
6 CONCLUSÕES FINAIS E PROPOSTA DE CONTINUIDADE	125
6.1 CONCLUSÕES	125
6.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	126
REFERÊNCIAS.....	127
APÊNDICE A.....	131
A.1 PAINÉL FOTOVOLTAICO	131
A.1.1 Características I-V	133
A.2 TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA ...	134
A.2.1 Tensão Constante	134
A.3.2 Condutância Incremental.....	135
A.3.3 Perturbe e Observe (P&O)	136
ANEXO A	138
A.1 SISTEMA PLL.....	138

1.INTRODUÇÃO

O Brasil é o maior país da América do Sul, exercendo grande influência política e econômica na região. Sua população na maior parte está concentrada em áreas urbanas, particularmente em grandes cidades. Com um produto interno bruto de aproximadamente US\$2245,67 bilhões de dólares, sendo que a composição deste produto interno é dividida pela indústria, com uma participação de 26,4%, agricultura, com 5,5% e o setor de serviços com 68,1%. Com relação ao consumo de energia, ocupa a nona posição no mundo e a quarta em relação aos países que compõem o BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China, África do Sul) (SILVA; NETO, 2016).

O crescimento contínuo no consumo de energia, aliado aos impactos ambientais e sociais na geração de energia usando fontes convencionais (carvão, mineral, fóssil, nuclear) e a forte dependência do Brasil com relação à geração hidrelétrica tem fomentado o emprego de novas alternativas e possibilidades de geração de energia elétrica utilizando fontes menos poluentes (solar, eólica, maremotriz) (SANTOS;ARANGO, 2015). Esta dependência das usinas hidrelétricas torna-se ainda mais evidente quando as regiões onde estão os reservatórios das usinas passam por períodos prolongados de seca, o que diminui a capacidade de geração de energia e, de forma a suprir a demanda de energia faz-se o uso de usinas térmicas durante esse período.

Em 2014, a oferta interna de energia elétrica (OIEE) chegou a 624,3 TWh, um crescimento de 2,1% com relação a 2013 (EPE, 2015). A composição da matriz energética brasileira como um todo, considerando fontes de energia elétrica renováveis e não renováveis é mostrada na Figura 1.1.

A Figura 1.2 apresenta de forma separada a contribuição das fontes renováveis e não renováveis de energia elétrica. Pode-se verificar que, dentre as fontes não renováveis o gás natural possui o maior peso na matriz energética. Dentre as fontes renováveis, a hidráulica ainda possui a maior contribuição comparado com outras fontes, o que faz com que o Brasil disponha de uma matriz energética predominantemente renovável, porém gera um grande impacto ambiental na construção.

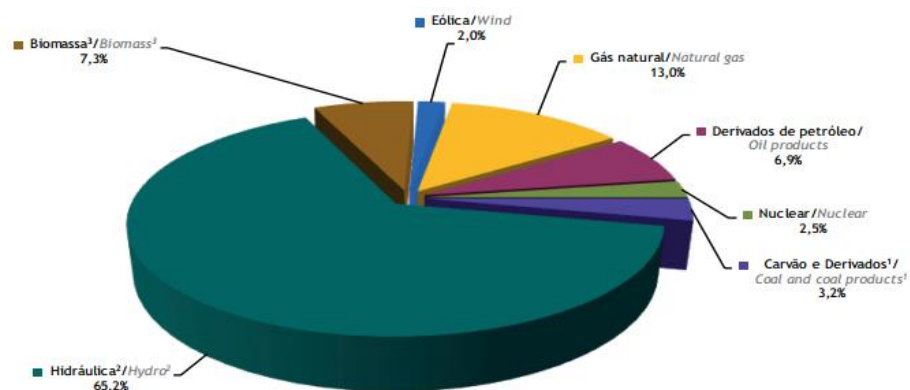


Figura 1.1. Oferta Interna de Energia no Brasil – Ano 2014 (%).
Fonte: EPE – Ano 2015.

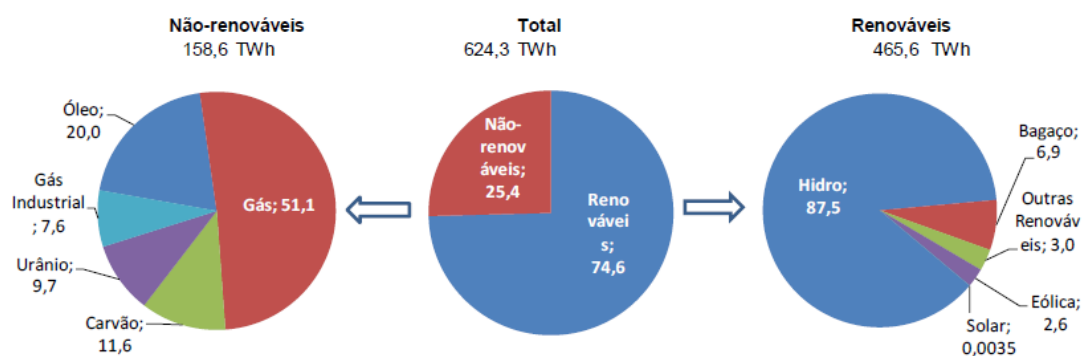


Figura 1.2. Oferta Interna de Energia no Brasil – Ano 2014 (%).
Fonte: N3E – 2015.

A análise por fonte de energia mostra que a energia solar teve um crescimento de 235,5% entre 2013 e 2014, saltando de 5 GWh para 16 GWh, como é mostrado na Tabela 1.1. A energia eólica também obteve um crescimento de 85,5% enquanto a energia hidráulica teve uma queda de -4,5% decorrente de uma estiagem ocorrida no período.

Tabela 1.1: Oferta Interna de Energia Elétrica.

Fonte	GWh		Crescimento (%)
	2013	2014	
Hidro	390.992,00	373.439,00	-4,5
Eólica	6.578,00	12.210,00	85,6
Solar	5	16	235,5
Outras renováveis	10.600,00	13.879,00	30,9

Fonte: Adaptada de N3E – 2015.

A energia solar incidente sobre a superfície terrestre, depende de algumas condições, tais como a nebulosidade, umidade relativa do ar, temperatura, latitude e a época na região de sua incidência. O Brasil devido a sua localização e extensão de seu território, recebe em torno de 1000 MWh de energia solar ao longo do ano. A Figura 1.3 apresenta a distribuição média da radiação solar em todo o território nacional.

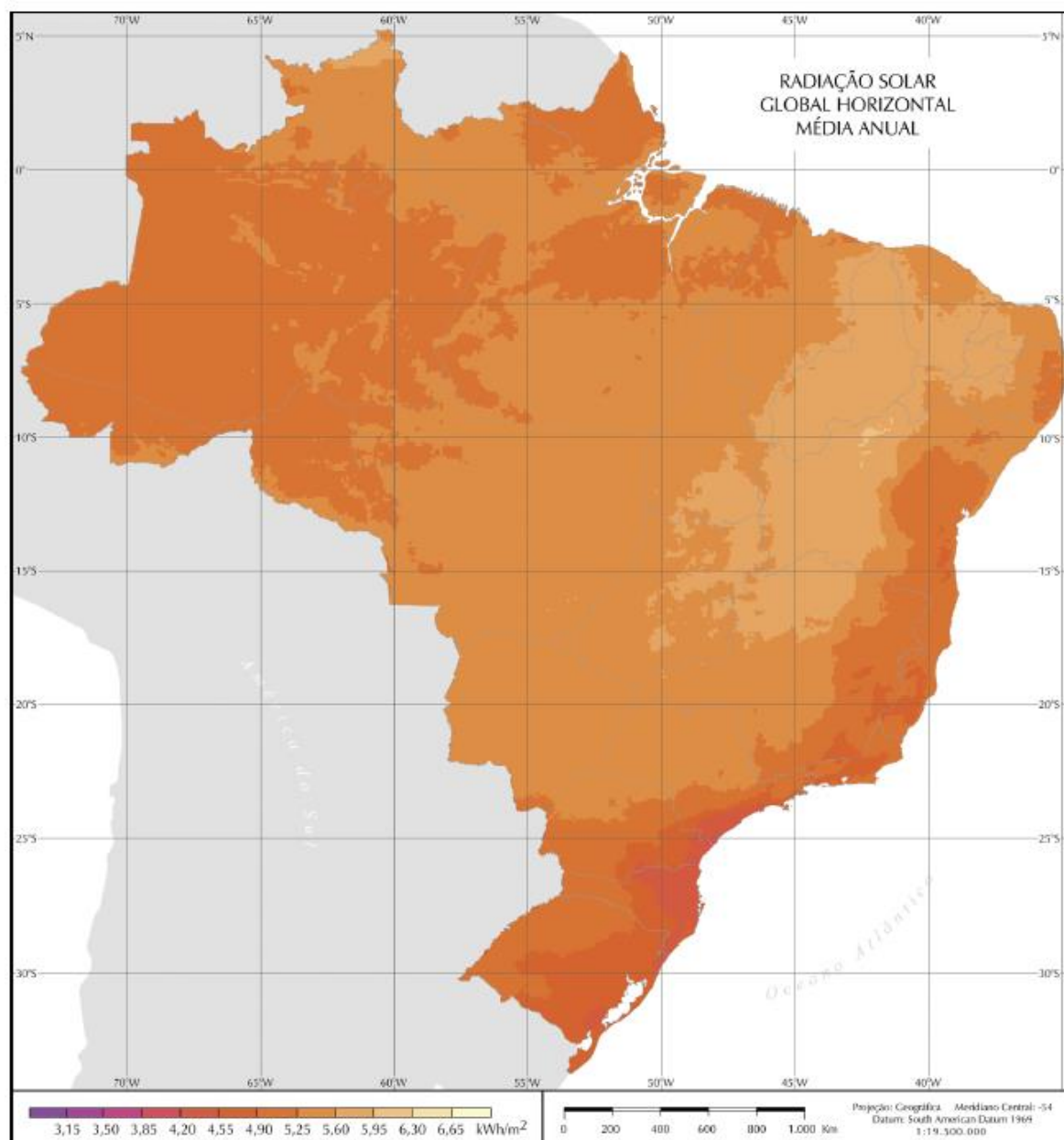


Figura 1.3: Distribuição da Radiação Solar no Brasil.
Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.

O potencial de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos (PV, do inglês *Photovoltaic*) instalados nos telhados das residências, considerando os estados do Brasil é apresentado na Figura 1.4. Verifica-se que os maiores potenciais, em termos absolutos, estão nas regiões mais povoadas do país. As Figuras 1.3 e 1.4 demonstram que o Brasil possui um grande potencial de geração de energia elétrica provinda de fonte solar, além de uma vasta margem para geração distribuída em seu território.

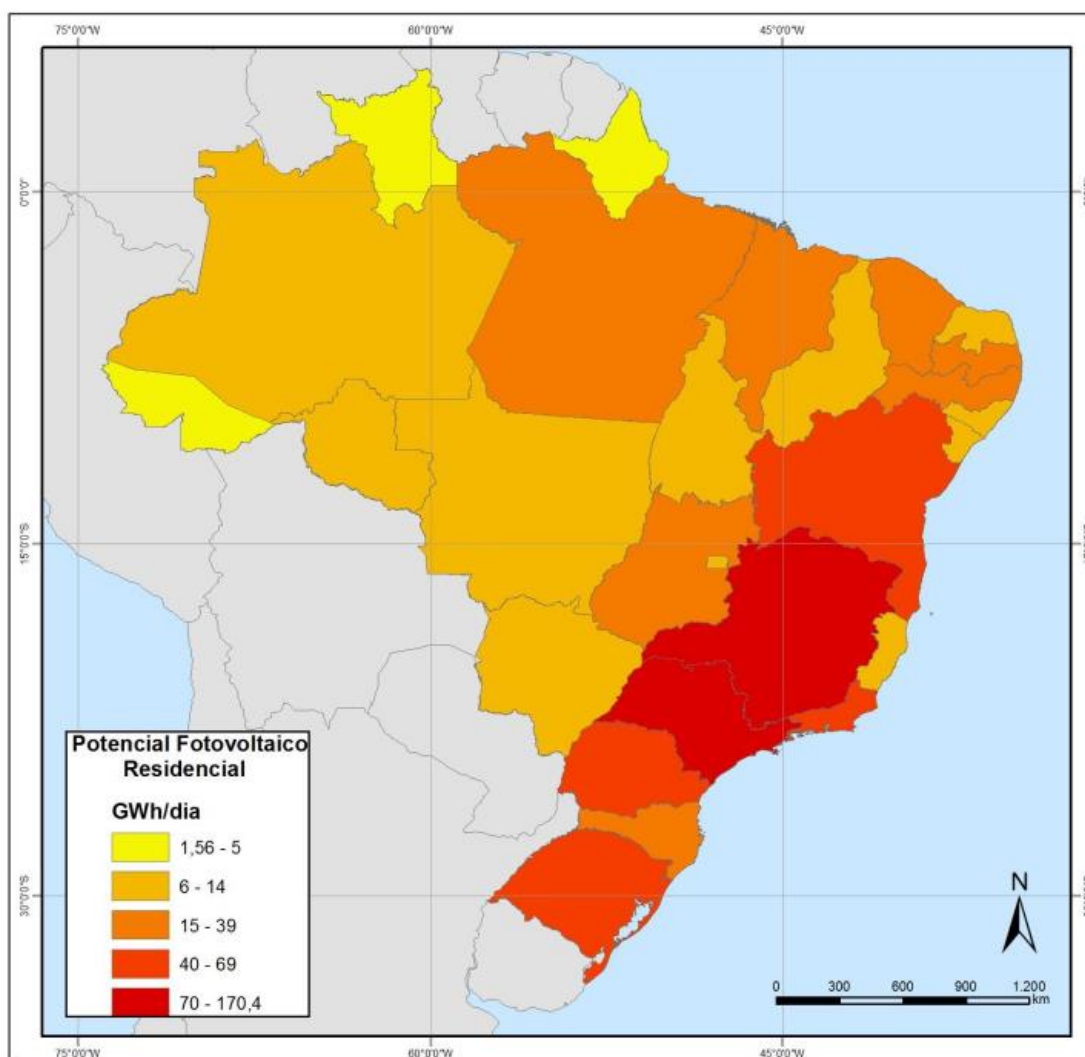


Figura 1.4: Potência de Geração Fotovoltaico em Telhados Residenciais.
Fonte: EPE – Nota técnica 19/14.

1.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Energia solar PV é o nome dado à captação da radiação solar incidente nas células PVs e posteriormente convertida em energia elétrica. Em 1839, Becquerel observou que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos. Mais de 110 anos após a descoberta de Becquerel, os laboratórios da Bell, nos Estados Unidos, fabricaram as primeiras células PVs baseadas em lâminas de silício cristalino (FADIGAS, 2016). Um painel ou módulo PV é a associação de células em série e/ou paralelo, dado que, uma única célula isolada produz valores de tensão e corrente reduzidos em seus terminais de saída.

As equações do modelo matemático das células PVs são apresentadas no apêndice A. Da solução destas equações resultam as curvas características I-V e P-V da célula PV. A Figura 1.5 mostra a curva característica de uma célula PV, verificando-se que a célula PV pode se comportar como uma fonte de tensão ou fonte de corrente, dependendo da relação entre a corrente e a tensão drenada. Portanto, considerando que a relação entre corrente e tensão de uma célula PV não é linear, existe um ponto de operação, conhecido como MPP (do inglês *Maximum Power Point*), no qual a célula consegue fornecer a máxima potência disponível.

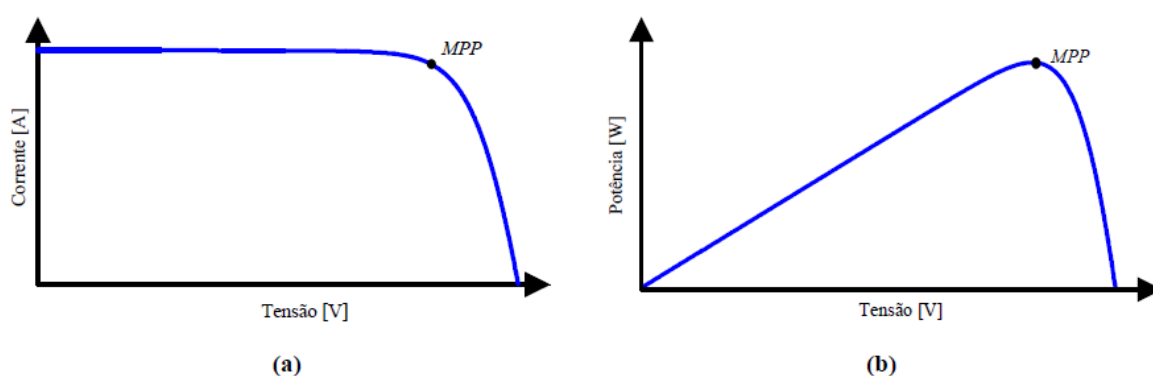


Figura 1.5: Curvas características de uma célula fotovoltaica
Fonte: Adaptado de Oliveira, 2015.

A Figura 1.6 mostra o comportamento da célula fotovoltaica diante de variações na radiação solar e na temperatura. Para variações na radiação solar observa-se que há uma grande variação na amplitude da corrente da célula. Já para variações de temperatura, a maior influência está na tensão da célula, enquanto que a corrente sofre uma variação menor.

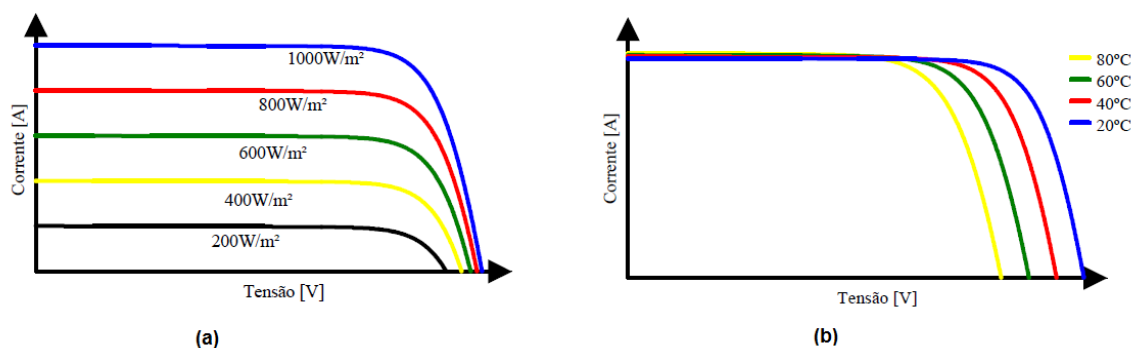


Figura 1.6: Curva I-V para diferentes valores de radiação solar e temperatura: (a) Variação de radiação solar, (b) Variação na temperatura.
Fonte: Adaptado de Oliveira, 2015.

Os painéis PVs podem ser associados em série, paralelo ou até mesmo a combinação dos dois formando assim os arranjos fotovoltaicos. Em aplicações que se necessita aumentar a tensão de saída do arranjo, os módulos são associados em série, podendo-se dizer também que o modelo do arranjo está em forma de *string*, conforme ilustra a Figura 1.7.

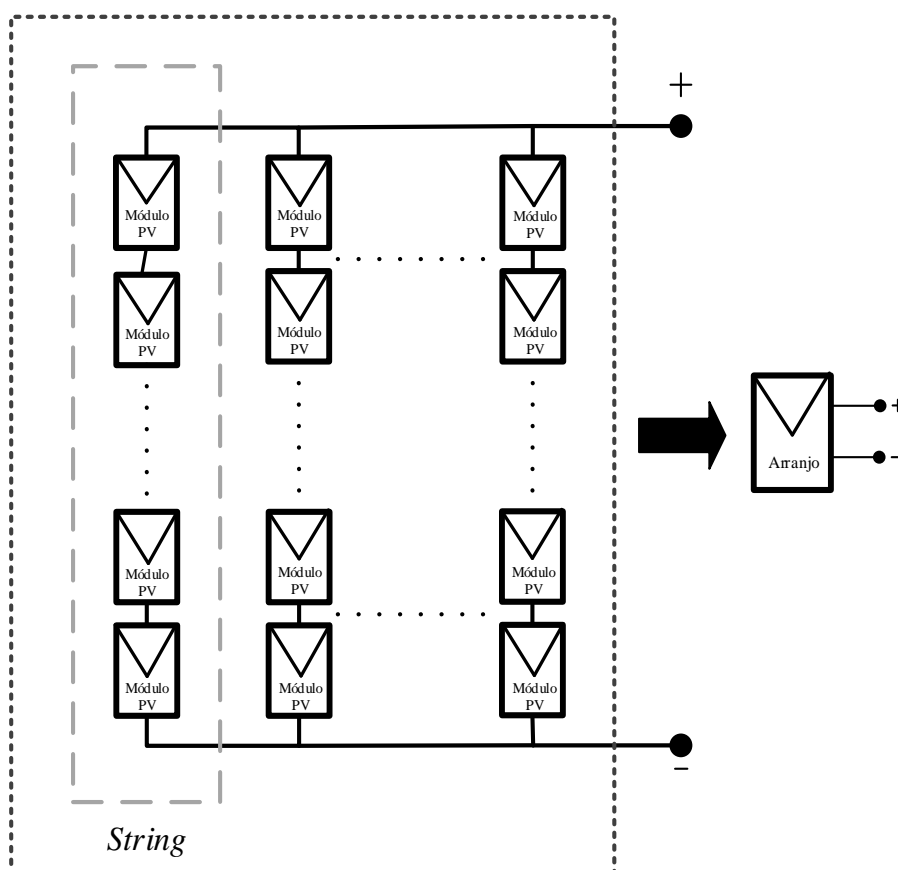


Figura 1.7: Arranjo de Painéis Fotovoltaicos.
Fonte: O Autor

Como a energia elétrica produzida pelas células PVs está na forma de corrente contínua, para que seja possível conectar os arranjos fotovoltaicos à rede elétrica, é necessário o uso de conversores de potência para adequar aos níveis de tensão e frequência da rede elétrica de distribuição em corrente alternada. Esse sistema é composto por um arranjo fotovoltaico, conversor e rede elétrica e pode ter duas topologias: de único estágio e de dois estágios, como é mostrado nas Figura 1.8 e 1.9.

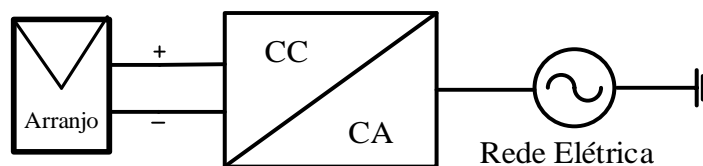


Figura 1.8: Sistema com único estágio de conversão de energia.
Fonte: O Autor.

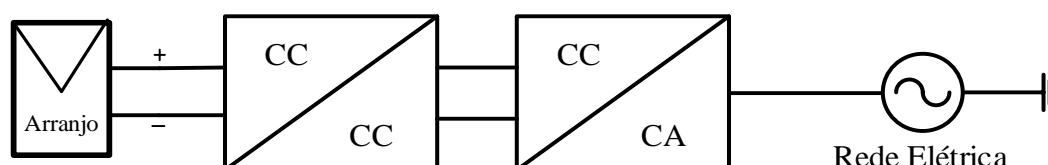


Figura 1.9: Sistema com duplo estágio de conversão de energia.
Fonte: O Autor.

A topologia de único estágio é empregada em alguns trabalhos disponíveis na literatura (OLIVEIRA;SILVA et al., 2016; SILVA;CAMPANHOL et al., 2015). Esta estrutura é composta por um conversor CC - CA, que é responsável por executar o algoritmo de extração de máxima potência MPPT, (maiores detalhes são apresentados no apêndice B), e injetar a energia disponível do arranjo PV na rede elétrica. No caso da topologia de único estágio, é necessário que o arranjo PV forneça a tensão necessária para o barramento CC do inversor de forma que o sistema consiga operar corretamente, desconsiderando as perdas, esse valor deve ser superior a tensão de pico da rede elétrica. Assim, para satisfazer esta condição do nível de tensão do barramento CC, os painéis são ligados em série. Caso exista a necessidade de um maior fornecimento de energia elétrica, outras *strings* devem ser conectadas em paralelo.

Para o caso da topologia de duplo estágio, há uma etapa formada por um conversor CC - CC elevador de tensão, responsável pelo rastreamento do ponto de MPP e fazer a elevação de tensão para o barramento CC do inversor, a segunda etapa é composta por um inversor que irá injetar na rede elétrica a energia disponível no arranjo PV (SILVA;SAMPAIO et al., 2016).

Um fator que pode ter grande influência sobre a curva I-V e P-V são os efeitos do sombreamento parcial do arranjo, provocado por prédios, torres ou nuvens no céu, sujeiras, fatores estes que interferem na quantidade e uniformidade de irradiação solar que incide sobre os painéis. Um exemplo de sombreamento parcial é apresentado na Figura 1.10.

Para superar este problema, vários métodos têm sido propostos, como exemplo, têm-se os métodos de tensão constante, condutância incremental, *Perturbe e Observe* (P&O), cujos algoritmos são apresentados no apêndice B. Quando considerados a quantidade de sensores, cálculo computacional e eficiência gerada, o método P&O se destaca (JAIN; AGARWAL, 2007).

O sombreamento parcial dificulta o processo de rastreamento do MPP pelos métodos tradicionais que são incapazes de rastrear o ponto de máxima potência global do sistema, pois nestas situações o algoritmo pode identificar um ponto de máximo local.

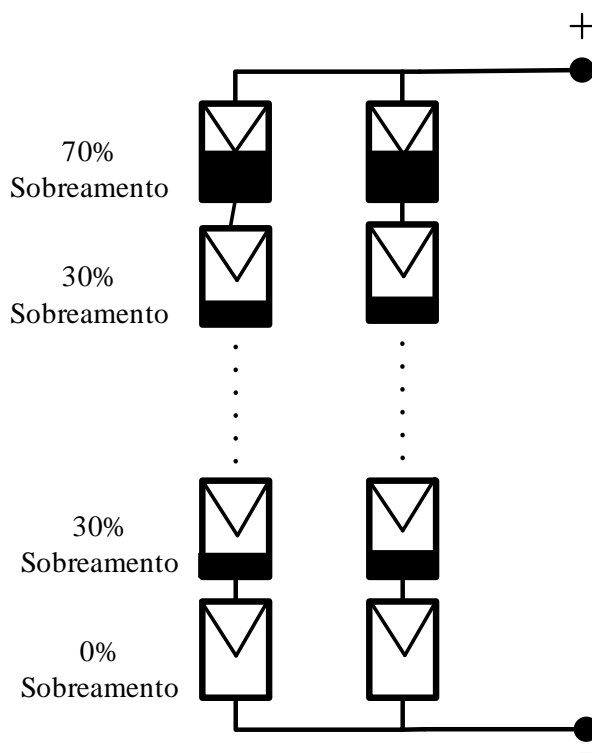


Figura 1.10: Arranjo fotovoltaico com sombreamento parcial.
Fonte: O Autor.

Algumas vantagens que podem ser obtidas com o uso de painéis na geração de energia é o baixo custo de manutenção e vida útil longa, por poderem atender comunidades isoladas e serem modulares, o que permite a ampliação da quantidade de painéis para suprir um aumento de demanda. Além disso, a conexão de forma descentralizada de sistemas fotovoltaicos permite alívio nos alimentadores de distribuição, além de redução nas perdas de distribuição.

1.2 OBJETIVO

Os objetivos que conduzem este trabalho são divididos em objetivo geral e específico.

1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho possui como objetivo principal o estudo, projeto e implementação de um sistema de geração distribuída (GD), conectado à rede elétrica de distribuição monofásica em corrente alternada e de baixa tensão. Neste contexto, o sistema de inversores deve ser capaz de impor e controlar o fluxo de potência entre a GD e a rede, utilizando a energia solar fotovoltaica. Adicionalmente, o sistema também deverá ser capaz de operar como um filtro ativo de potência paralelo, com objetivo de atenuar as distorções harmônicas de correntes e reativos oriundos de cargas não lineares conectadas ao sistema.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são definidos como:

- Estudar os conceitos relacionados à Qualidade de Energia Elétrica, além de normas e guias referentes a harmônicos de tensão e corrente.
- Estudar métodos destinados ao condicionamento ativo de potência paralelo para sistemas monofásicos.
- Estudar e implementar a técnica de MPPT baseado no algoritmo P&O.
- Implementar um sistema fotovoltaico CC - CA conectado à rede elétrica, composto por um inversor monofásico com filtro L, com função de injetar potência ativa na rede elétrica e realizar a mitigação de harmônicos de correntes de cargas não-lineares conectadas ao sistema.
- Implementar um sistema fotovoltaico CC - CA conectado à rede elétrica, composto por um inversor monofásico com filtro LCL, com função de injetar potência ativa na rede elétrica e realizar a compensação de reativos de cargas conectadas ao sistema.

- Realizar a modelagem matemática de ambos os conversores CC - CA empregados no trabalho para obter a função de transferência do sistema físico.
- Realizar simulações computacionais do sistema de GD.
- Implementar o protótipo e realizar os ensaios experimentais para avaliar seu desempenho estático e dinâmico.

1.3 CONTRIBUIÇÃO E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A contribuição deste trabalho está na proposta de um sistema de geração distribuída empregando dois sistemas fotovoltaicos com funcionalidades distintas, ambos os sistemas utilizados na GD são baseados no inversor monofásico em ponte completa (*full-bridge*), empregando filtros diferentes em suas topologias, sendo um com filtro L e outro com filtro LCL, compondo assim uma microgeração distintas conectadas ao mesmo ponto de acoplamento comum, com o objetivo de suprimir parcelas harmônicas existentes e compensar potência reativa de cargas conectadas no sistema, bem como disponibilizar à rede elétrica a energia ativa provinda dos sistemas fotovoltaicos.

O emprego de duas inversores distintos permite que cada fonte renovável seja capaz de injetar energia ativa na rede elétrica, de acordo com a disponibilidade em cada uma delas. Para o funcionamento como filtro ativo de potência é utilizado o algoritmo baseado no sistema de eixos de referência síncrona (SRF), através de um sistema trifásico fictício. Adicionalmente, o sistema PV com LCL controlado em tensão, têm a possibilidade de manter a geração distribuída em funcionamento em caso de desconexão e/ou falha com a rede elétrica, operando em ilhamento e impondo uma tensão senoidal regulada para as cargas conectadas ao ambiente utilizando a energia fotovoltaica disponível.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho é dividido em 5 capítulos, conforme citados a seguir:

O segundo capítulo apresenta aspectos relacionados a qualidade de energia, além das recomendações no Brasil do PRODIST e internacional da IEEE e a norma IEC. São abordados os principais distúrbios que podem ocorrer na rede elétrica, e,

para finalizar o capítulo, são apresentadas algumas soluções para atenuar conteúdos harmônicos existentes na tensão e/ou corrente através da aplicação de filtros passivos sintonizados e filtros ativos de potência e o algoritmo para obtenção das referências de corrente de compensação.

O terceiro capítulo apresenta uma descrição do funcionamento do sistema proposto, empregando dois inversores monofásicos com topologia *full-bridge*, bem como o modelo matemático das malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC no inversor L, e as malhas de corrente, tensão, de potência ativa e reativa do inversor LCL.

No quarto capítulo é realizado o projeto dos controladores PI das malhas de controle dos inversores, além da simulação do sistema operando com diferentes cargas conectadas ao ponto de acoplamento comum e com variações na radiação solar.

Os resultados experimentais da GD serão apresentados no quinto capítulo. Os ensaios experimentais são realizados em protótipo implementado no laboratório para avaliação dos ensaios de comportamento dinâmico e estático.

Por fim, no sexto capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho bem como as propostas de continuidade do trabalho.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E QUALIDADE DE ENERGIA

Neste capítulo, serão apresentados os principais conceitos relacionados com a qualidade da energia elétrica (QEE), levando em conta o módulo 8 do PRODIST da ANEEL, além dos pontos relevantes a este trabalho da norma IEEE 519. Na sequência, são apresentados os principais distúrbios que podem ocorrer na rede elétrica, tais como sobre/subtensão, sobre/subfrequência, *flicker*, harmônicos, além das principais características e funcionalidades dos filtros ativos de potência (FAP), assim como o algoritmo baseado no eixo de referências síncronas (SRF), o qual é amplamente utilizado em sistemas de FAP. Por fim, são apresentados alguns conceitos a respeito de GD, levando em conta o módulo 3 do PRODIST e a IEEE1547.

2.1 INTRODUÇÃO

Idealmente, a forma de onda da tensão fornecida pelo sistema de distribuição elétrica é senoidal, com amplitude e frequência fixa e, no caso de sistemas trifásicos, as tensões nas três fases estão equilibradas. Da mesma forma, as correntes drenadas por cargas puramente resistivas são senoidais e em fase com a tensão.

Com o desenvolvimento tecnológico, ocorreu um aumento no número de cargas não lineares conectadas ao sistema elétrico, tais como, retificadores controlados e não controlados, inversores, fontes chaveadas, dentre outros, acarretando em um aumento da má qualidade de energia, não apenas pela geração de reativos, mas também pelo elevado conteúdo harmônico presente nas correntes. Diversos distúrbios de tensão como por exemplo harmônicos, variações de frequência, variações de curta duração, subtensões e sobretensões, contribuem para o mal funcionamento de equipamentos tanto comerciais quanto industriais (BARRIVIEIRA, 2012).

Em decorrência disso, concessionárias de energia tem aumentado sua preocupação com relação a utilização de equipamentos que drenam correntes com elevado conteúdo harmônico. Normas e recomendações internacionais da IEC e IEEE e recomendações nacionais da ANEEL, através dos módulos do PRODIST, foram elaboradas com a finalidade de manter a qualidade de energia nos sistemas de geração e distribuição, através de definições de limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão (CAMPANHOL, 2012).

2.2 TERMOS RELACIONADOS À QUALIDADE DE ENERGIA

A agência nacional de energia elétrica (ANEEL) elaborou os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) cuja finalidade é normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia, sendo este procedimento dividido em 9 módulos. O módulo 8 trata da questão de qualidade de energia e traz as definições de alguns termos relacionados à questão.

2.2.1 Tensão em regime permanente

Para satisfazer os níveis de tensão em regime permanente, são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos, indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, critérios de medição e registro e dos prazos de compensação para o consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores. A distribuidora deve possuir técnicas modernas para o acompanhamento das medições, de maneira que atue preventivamente para manter a tensão em regime permanente dentro de padrões adequados (PRODIST, 2012).

2.2.2 Fator de potência

A metodologia de medição dos valores reativos, deve ser feito preferencialmente, por medidores eletrônicos empregando o princípio da amostragem digital além de ser aprovado pelo órgão responsável pela conformidade da metodologia. Conforme o módulo 8 do PRODIST, o cálculo do fator de potência é obtido através dos valores de potência ativa (P) e potência reativa (Q), ou através dos valores da energia ativa (EA) e energia reativa (ER). As equações (2.1) e (2.2) apresentam a forma de cálculo do fator de potência.

$$f_p = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.1)$$

$$f_p = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2.2)$$

Os valores de referência para unidades consumidores ou conexão entre distribuidoras com tensão inferiores a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo.

2.2.3 Harmônicos

Harmônicos podem ser definidos como componentes de uma onda periódica cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental, que pode estar presente tanto na forma de onda de tensão quanto na forma de onda de corrente elétrica. Ao decompor uma forma de onda distorcida, obtém-se o sinal em sua frequência fundamental e todos os harmônicos em suas frequências presentes. A equação (2.3) mostra a expressão para cálculo da distorção harmônica total de tensão.

$$TDH = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

Onde:

V_h - Valor eficaz de cada componente harmônica presente no sistema.

h – Ordem das componentes harmônicas.

V_1 – Valor eficaz da componente fundamental.

TDH – Taxa de distorção harmônica.

2.2.4 Variação de frequência

Em sistemas de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo, devem, em condições normais, operar dentro do limite de frequência situado entre 59,9 Hz a 60,1 Hz. Já as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir o retorno para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz dentro de 30 segundos após sair da faixa. Em condições extremas, não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz (PRODIST, 2012).

2.2.5 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão está associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. Para evitar possíveis efeitos das componentes de sequência zero, as medições devem ser realizadas para tensões de linha. A equação (2.4) apresenta a expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão.

$$f_d \% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (2.4)$$

Onde:

f_d % - Fator de desequilíbrio.

V_- - Componente de sequência negativa da tensão eficaz.

V_+ - Componente de sequência positiva da tensão eficaz.

Em sistemas elétricos equilibrados, apenas existem componentes de sequência positiva ou negativa. A presença do desequilíbrio de tensão em uma ou mais fases em um sistema com sequência de fases positiva, se traduz através do surgimento de sequência negativas e zero.

2.2.6 Flutuação de tensão

Quando ocorre uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão, tem-se neste caso uma flutuação de tensão. Para determinar a qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto a flutuação, avalia-se

a perturbação ocasionada pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor que tenha pontos alimentados em baixa tensão.

2.2.7 Variação de tensão de curta duração

Este problema de qualidade de energia ocorre quando há desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. A classificação das variações de curta duração é apresentada na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Classificação das variações de Tensão de Curta Duração (PRODIST, 2012)

Classificação	Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação a tensão de referência
Variação momentânea de tensão	Interrupção momentânea de tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento momentâneo de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 p.u e inferior a 0,9 p.u
	Elevação momentânea de tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação temporária de tensão	Interrupção temporária de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento temporário de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 p.u e inferior a 0,9 p.u
	Elevação temporária de tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Há ainda dois distúrbios relacionados a variação do valor eficaz de tensão a níveis superiores e inferiores ao valor nominal, com duração inferior a um minuto, chamados de *swell* (sobretensão) e *sag* (subtensão). O *swell* é caracterizado por uma elevação do valor de tensão eficaz nominal entre 1,1 e 1,8 p.u enquanto o *sag* é caracterizado por uma queda no valor de tensão eficaz nominal entre 0,1 e 0,9 p.u.

2.3 RECOMENDAÇÃO IEEE STD 519-1992

A IEEE-519 (*Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical power Systems*) é uma recomendação prática adotada principalmente

pelos Estados Unidos. Ela estabelece limites de distorção harmônica de tensão e corrente no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), sendo que, os consumidores devem garantir a limitação na distorção de corrente e as concessionárias de energia a limitação na distorção de tensão. O limite de distorção total de tensão e a distorção individual de tensão são apresentados na Tabela 2.3. Já os limites impostos pela IEEE-519 com relação a distorção harmônica na corrente são apresentados na Tabela 2.4.

Tabela 2.3: Limites para distorção de tensão segundo IEEE-519

Nível de tensão no PAC	Distorção Individual (%)	Distorção Total (%)
≤ 69 kV	3,0	5,0
69 kV a 161 kV	1,5	2,5
> 161 kV	1,0	1,5

Tabela 2.4: Limites de distorção de corrente segundo IEEE-519

Máxima distorção harmônica de corrente em % de I_{carga}						
$V_n \leq 69$ kV (Sistemas de distribuição)						
I_{cc}/I_{carga}	< 11	$11 \leq h$ < 17	$17 \leq h$ < 23	$23 \leq h$ < 35	$35 \leq h$	TDD
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20-50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50-100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100-1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
69 kV $< V_n \leq 161$ kV (Sistemas de subtransmissão)						
< 20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20-50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50-100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100-1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0
$V_n > 161$ kV (Sistemas de transmissão, geração e cogeração)						
< 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
$= 50$	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Sendo que I_{cc} é a máxima corrente de curto-circuito no PAC e I_{carga} é a máxima corrente demandada pela carga, na frequência fundamental, no PAC, e desta forma,

verifica-se que o limite de corrente harmônica é baseado na relação entre carga demandada e o tamanho do sistema de alimentação a que está ligada.

A grandeza TDD (*Total Demand Distortion*) é definida como a distorção harmônica da corrente, em porcentagem da máxima demanda de corrente de carga (demanda de 15 a 30 minutos), ou seja, a medição de TDD deve ser feita no pico do consumo.

2.5 FORMAS DE FILTRAGEM DE HARMÔNICOS

Como apresentado anteriormente, harmônicos causam problemas nas redes elétricas e o aumento na utilização de cargas não-lineares pode deteriorar ainda mais a qualidade de energia elétrica. Nesse contexto, a busca por metodologias que visam minimizar ou até mesmo evitar os efeitos de harmônicos tem sido pesquisadas e empregadas, tais como a filtragem passiva e ativa de harmônicos de tensão e de corrente do sistema elétrico.

Uma solução utilizada, devido ao seu baixo custo e alta eficiência, tem sido o emprego de filtros passivos paralelos (FPP). Estes filtros são formados por elementos armazenadores de energia, indutores e capacitores, que buscam filtrar os harmônicos de corrente da ordem desejada, ou a partir de uma certa ordem harmônica. Quanto às desvantagens, pode-se citar o fato de serem volumosos e pesados, a possibilidade de o filtro causar ressonância paralela com fonte de alimentação, a impedância do sistema de alimentação pode influenciar as características de compensação e a compensação fixa (SILVA, 2001). Essas desvantagens fomentaram a busca por uma solução que substituísse os filtros passivos, o que culminou no surgimento dos filtros ativos. A função do filtro ativo de potência (FAP) é realizar a mitigação de harmônicos de corrente gerados por cargas não-lineares, como também compensar potência reativa quando necessário, podendo ser empregado tanto em sistemas monofásicos quanto em sistemas trifásicos.

2.5.1 Filtro Ativo de Potência Série (FAPS)

O FAPS é um filtro conectado em série entre a rede elétrica e a carga, em grande parte das vezes utilizando um transformador de acoplamento. São utilizados para minimizar conteúdos harmônicos existentes nas tensões de alimentação e

também manter o equilíbrio entre as fases e a regulação das mesmas. A Figura 2.1 mostra o modelo simplificado de um FAPS.

O modo de operação do FAPS se dá através da imposição de uma tensão V_{FAS} que, quando somado a tensão da rede elétrica V_S , anula o conteúdo harmônico e assim, disponibiliza uma tensão V_L na carga senoidal e livre de harmônicos, como mostra a equação (2.5).

$$V_L = V_S + V_{FAS} \quad (2.5)$$

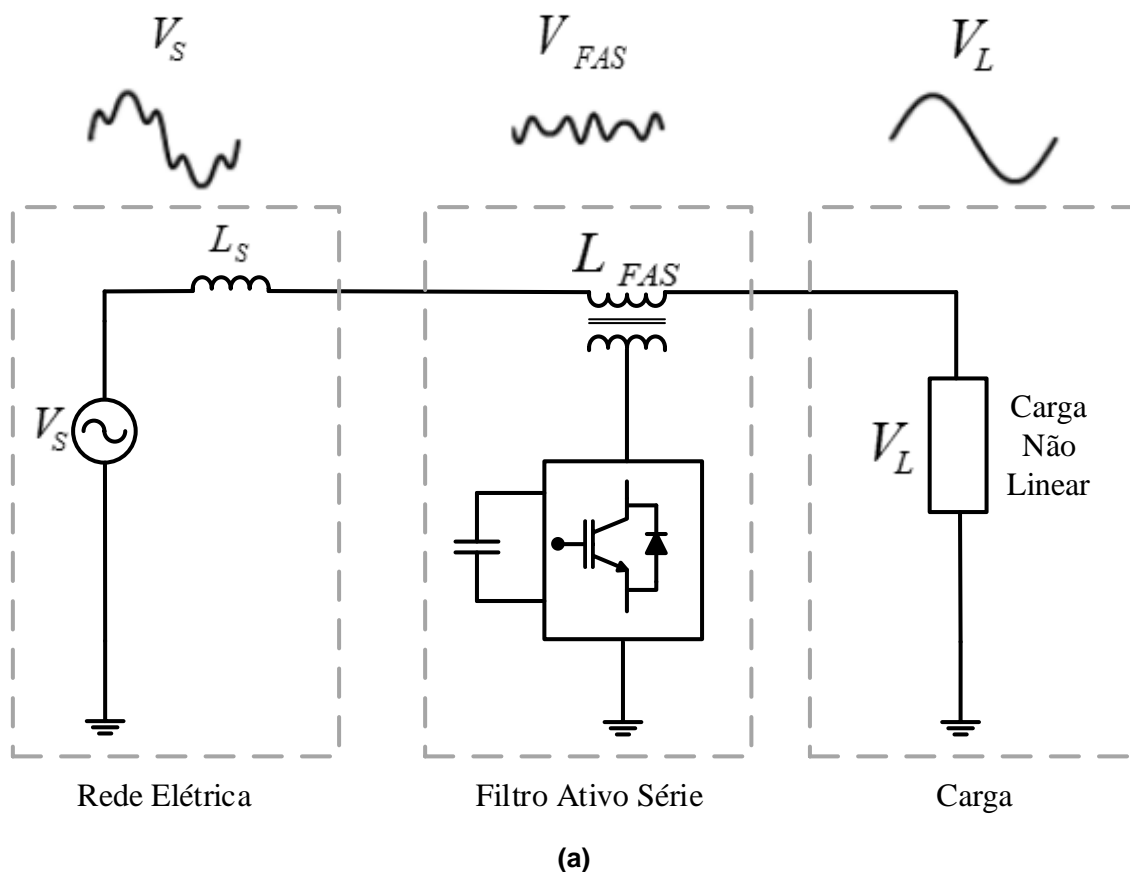


Figura 2.1: Modelo de um FAS: (a) Diagrama em blocos de um FAPS (b) Esquema equivalente de um FAPS.

Fonte: O Autor.

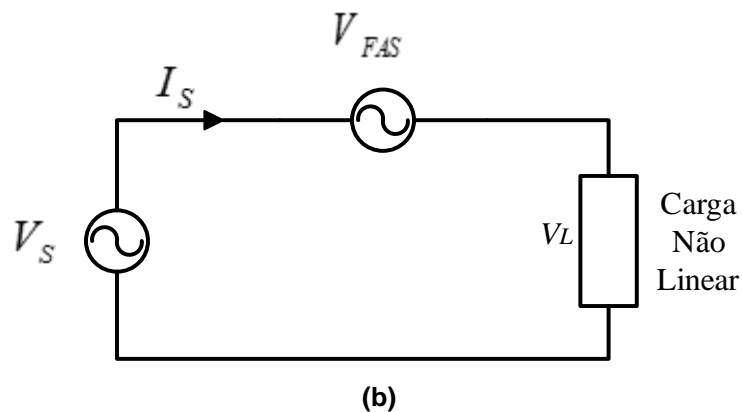


Figura 2.1: Modelo de um FAS: (a) Diagrama em blocos de um FAPS (b) Esquema equivalente de um FAPS.
Fonte: O Autor.

2.5.2 Filtro Ativo de Potência Paralelo (FAPP)

Um FAPP é projetado para minimizar as distorções harmônicas de correntes e reativos oriundos da carga e opera em paralelo à rede elétrica. A Figura 2.2 apresenta um modelo simplificado de um filtro ativo de potência paralelo.

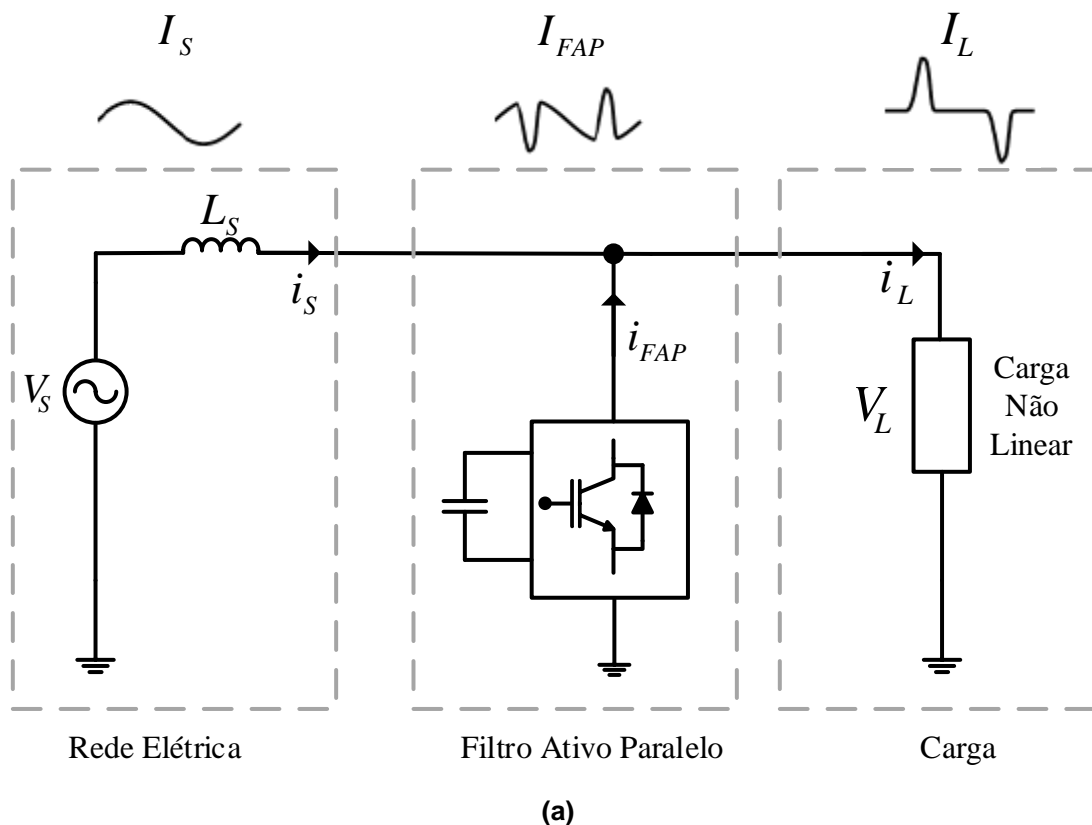


Figura 2.2: Modelo de um FAPP: (a) Diagrama em blocos de um FAPP (b) Esquema equivalente de um FAPP.
Fonte: O Autor.

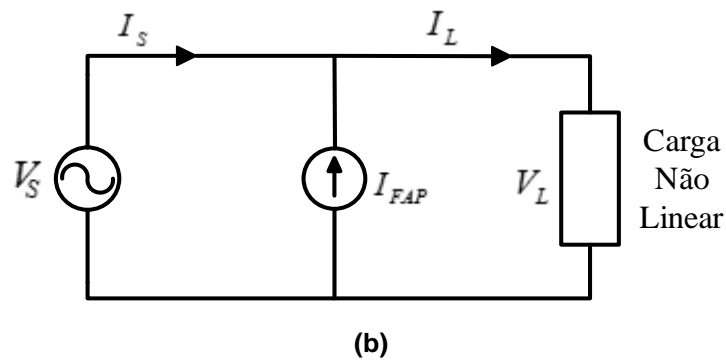


Figura 2.2: Modelo de um FAPP: (a) Diagrama em blocos de um FAPP (b) Esquema equivalente de um FAPP.

Fonte: O Autor.

O FAPP drena ou injeta uma corrente I_{FAP} na rede, de forma que a corrente total absorvida pela carga juntamente com a corrente I_{FAP} gere uma corrente I_S , como é mostrado pela equação (2.6), fazendo com que a corrente fornecida pela rede elétrica seja senoidal, da mesma forma que seria com uma carga linear.

$$I_S = I_L + I_{FAP} \quad (2.6)$$

2.5.2.1 Topologias de FAPP aplicados em sistemas monofásicos

Dentre as diversas formas de implementação do FAPP em sistemas monofásicos, pode-se destacar duas topologias, sendo elas as topologias implementadas utilizando inversores em meia ponte (*half bridge*) e em ponte completa (*full bridge*). Nas Figuras 2.3 e 2.4 são apresentadas duas topologias de inversores monofásico de tensão que podem ser utilizados como FAPP.

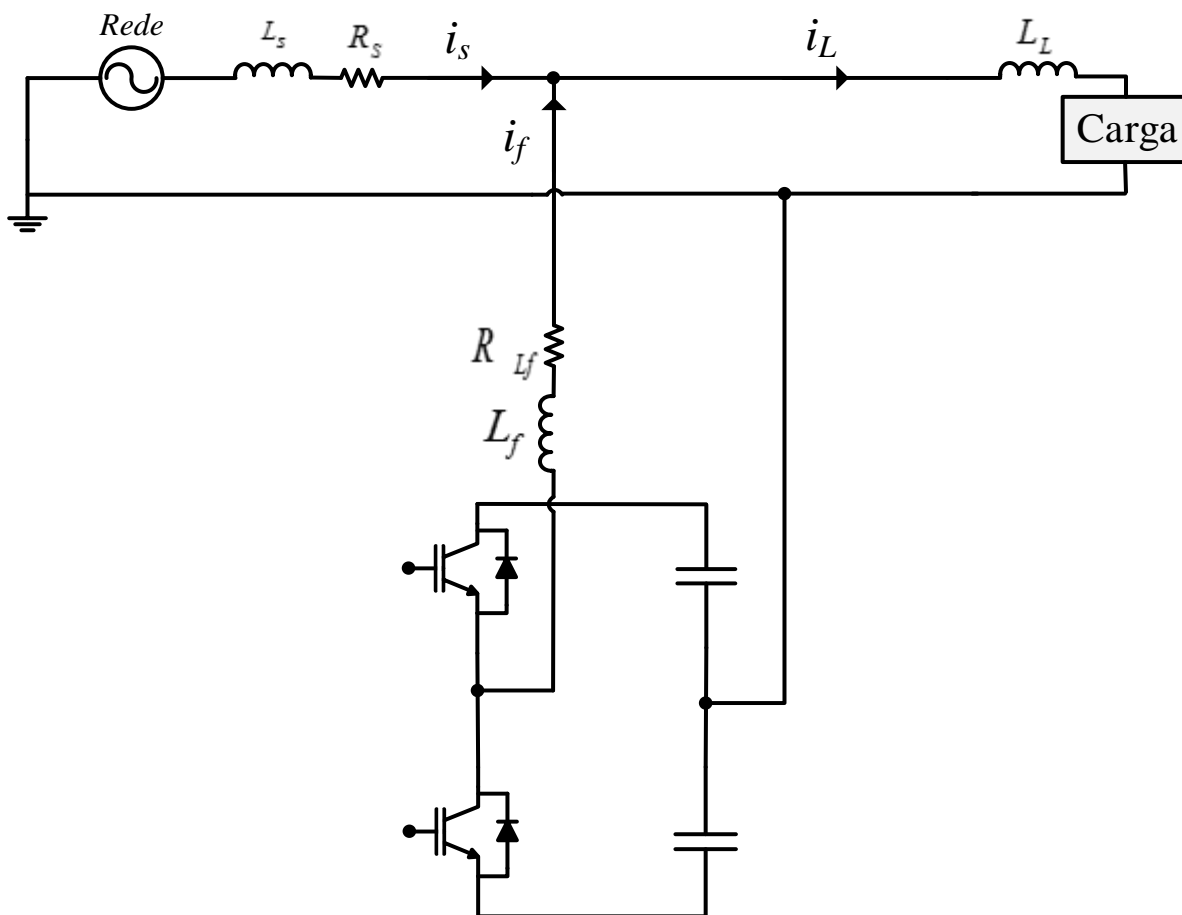


Figura 2.3: Inversor Monofásico *Half Bridge* utilizado como FAPP.
Fonte: O Autor.

Os inversores monofásicos *half-bridge*, ou inversor monofásico em meia ponte, em sua implementação, usam duas chaves de potência, além de dois capacitores com um ponto comum ligado ao condutor neutro. Esta topologia apresenta algumas desvantagens como tensão sobre as chaves igual ao dobro do barramento CC, indutor de acoplamento L_f é maior se comparado quando se emprega a modulação a três níveis, já que esta topologia permite apenas a modulação a dois níveis. Além disso, há a necessidade de controle da tensão total do barramento CC, como também do desequilíbrio entre as tensões nos capacitores (LIDEKE, 2003).

Os inversores *full-bridge* ou inversores monofásicos em ponte completa, ilustrado na Figura 2.4, possuem quatro chaves de potência e um capacitor no barramento CC, sendo que, as chaves são submetidas à mesma tensão do barramento CC. Outras características importantes são a possibilidade nesta topologia do uso da modulação a três níveis e o fato de haver apenas um capacitor

compondo o barramento CC, o que torna a malha de controle de tensão mais simples (LIDEKE, 2003; FERACIN, 2009).

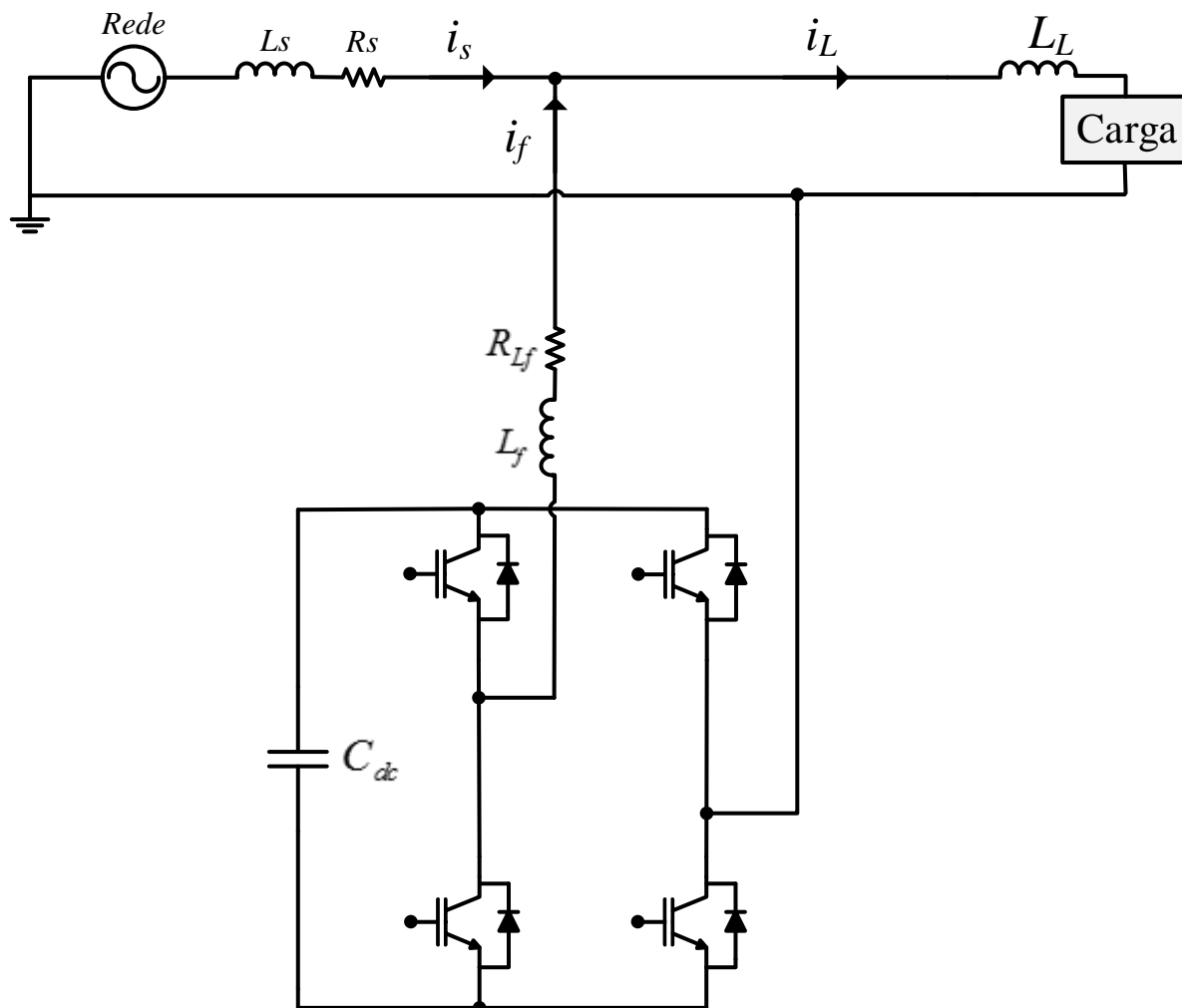


Figura 2.4: Inversor Monofásico *Full Bridge* aplicado como FAPP.

Fonte: O Autor.

2.6 ALGORITMO BASEADO NO SISTEMA DE EIXOS DE REFERÊNCIA SÍNCRONA

Conforme descrito no item 2.2, os problemas relacionados a QEE decorrem do aumento do uso de carga não-lineares no sistema elétrico de potência, fazendo com que a compensação da energia reativa passasse a ser um problema mais complexo em decorrência da potência harmônica no sistema. Conceitos tradicionais de energia ativa e reativa já estão estabelecidos pela literatura, contudo limitam-se a circuitos balanceados e sem distorção harmônica (MODESTO, 2015).

Diante disso, foram introduzidos conceitos de potência ativa e reativa instantânea, mostrados em (AKAGI, 1991). A partir disso, diversas formas para

obtenção de referências de tensão e/ou corrente, empregados em FAPP, têm sido apresentados na literatura (KHADKIKAR; CHANDRA, 2008; MONTEIRO; CADAVAL; GONZÁLEZ, 2007; ABDESLAN et al., 2007). Neste trabalho é utilizado o algoritmo baseado no eixo de referências síncronas (SRF – *Synchronous Reference Frame*). Este método, foi primeiramente proposto por BHATTACHARYA para compensação ativa de um filtro de potência série híbrido.

Este método se caracteriza por transformar as tensões e/ou correntes fundamentais do eixo de referência estacionário abc em grandezas contínuas no referencial síncrono dq , as quais giram na velocidade síncrona em relação aos vetores espaciais de tensão e/ou corrente. As parcelas harmônicas de tensão e corrente no eixo dq , possuem frequências diferentes da síncrona, ou frequência fundamental da rede elétrica. Deste modo, para obter-se as parcelas fundamentais das grandezas utilizam-se filtros passa-baixa (FPB), cuja frequência de corte é ajustada para uma década abaixo da menor frequência encontrada no referencial síncrono (BARRIVIERA, 2012). Para obtenção das coordenadas do vetor unitário é empregado um circuito PLL (*Phase-Locked Loop*) sincronizado com a frequência da rede elétrica. O sistema PLL utilizado neste trabalho é apresentado no anexo A. A Figura 2.5 apresenta um diagrama em blocos do método SRF para suprimir apenas as parcelas harmônicas, sendo i_{La} , i_{Lb} e i_{Lc} as respectivas correntes da carga, sendo FPA um filtro passa alta

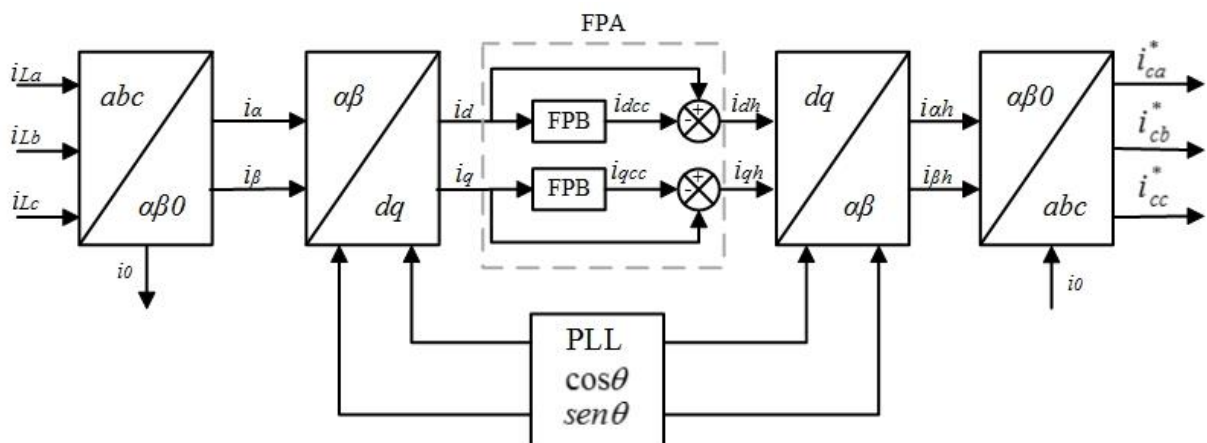


Figura 2.5: Diagrama em blocos do método SRF trifásico compensando harmônicos.

Fonte: O Autor.

A estratégia de compensação SRF é composta de uma primeira etapa onde aplica-se a transformada de Clarke ($abc - \alpha\beta$), conforme equação 2.7.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_o \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Em uma segunda etapa as grandezas são transformadas do eixo bifásico estacionário ($\alpha\beta$) para o eixo bifásico síncrono dq , conforme (2.8). O ângulo $\theta = \omega t$ representa a posição angular do sistema no eixo de referência síncrona, sendo que $\omega = 2\pi f$ representa a frequência angular do sistema elétrico na frequência fundamental f e as coordenadas $\text{sen } \theta$ e $\text{cos } \theta$ definem o vetor síncrono unitário.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{cos } \theta & -\text{sen } \theta \\ \text{sen } \theta & \text{cos } \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

A transformação das grandezas para o eixo dq torna as componentes de corrente na frequência fundamental ω em grandezas contínuas. As parcelas harmônicas são transformadas em grandezas oscilantes, que podem ser obtidas através do uso de um FPB. As correntes i_{dcc} e i_{qcc} , obtidas após a aplicação do FPB, representam, respectivamente, as parcelas de potência ativa e reativa fundamentais. A obtenção das parcelas harmônicas i_{dh} e i_{qh} , são obtidas a partir da subtração das correntes de i_d e i_q .

A matriz de transformação inversa do eixo dq para o eixo estacionário $\alpha\beta$, é dado pela equação (2.9), que fornece as referências para atenuação das parcelas harmônicas de corrente.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{cos } \theta & -\text{sen } \theta \\ \text{sen } \theta & \text{cos } \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dh} \\ i_{qh} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Quando deseja-se compensar a parcela reativa juntamente com atenuação da parcela de harmônicos, o FPA da Figura 2.5 deve ser suprimido no eixo i_q e a equação (2.9) pode ser substituída pela matriz de transformação da equação (2.10). A Figura

2.6 ilustra o diagrama em blocos do método SRF quando deseja-se cancelar as parcelas harmônicas e compensar a parcela reativa da corrente na carga.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\text{sen } \theta \\ \text{sen } \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dh} \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

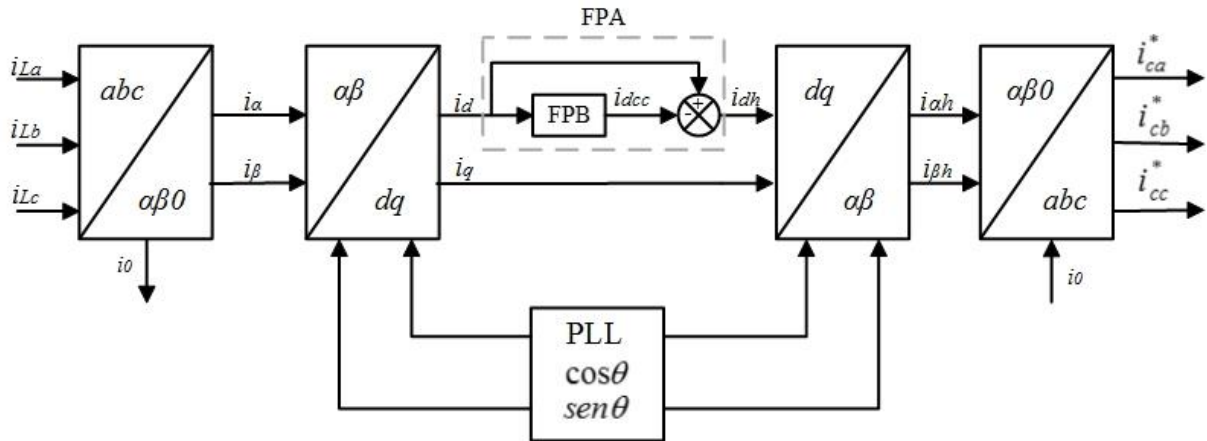


Figura 2.6: Diagrama em blocos do método SRF trifásico compensando harmônicos e reativo. Fonte: O Autor.

Por fim, as correntes i_α e i_β são transformadas para o sistema trifásico abc, através da matriz inversa de Clark, conforme (2.11). As correntes i_a^* , i_b^* e i_c^* serão as correntes de referência de compensação.

$$\begin{bmatrix} i_a^* \\ i_b^* \\ i_c^* \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ah} \\ i_{\beta h} \\ i_o \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

2.6.1 Algoritmo SRF Monofásico

O algoritmo apresentado no item anterior, é aplicado para sistemas trifásicos. Desta forma, para aplicá-lo em sistemas monofásicos, deve-se realizar algumas modificações. A Figura 2.7 mostra o método SRF modificado, no qual representa um sistema trifásico fictício equilibrado, composto por correntes bifásicas também fictícias.

O algoritmo consiste em medir a corrente de carga i_L e, através dessa medida, obter duas correntes em quadratura no sistema de eixos estacionários $\alpha\beta$, de forma que, i_α consista na própria corrente de carga i_L , e i_β é obtida através de um atraso de $\frac{\pi}{2}$ radianos em relação a i_L . A equação (2.12) apresenta as correntes bifásicas fictícias i_α e i_β .

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_L(\omega t) \\ i_L(\omega t - \frac{\pi}{2}) \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

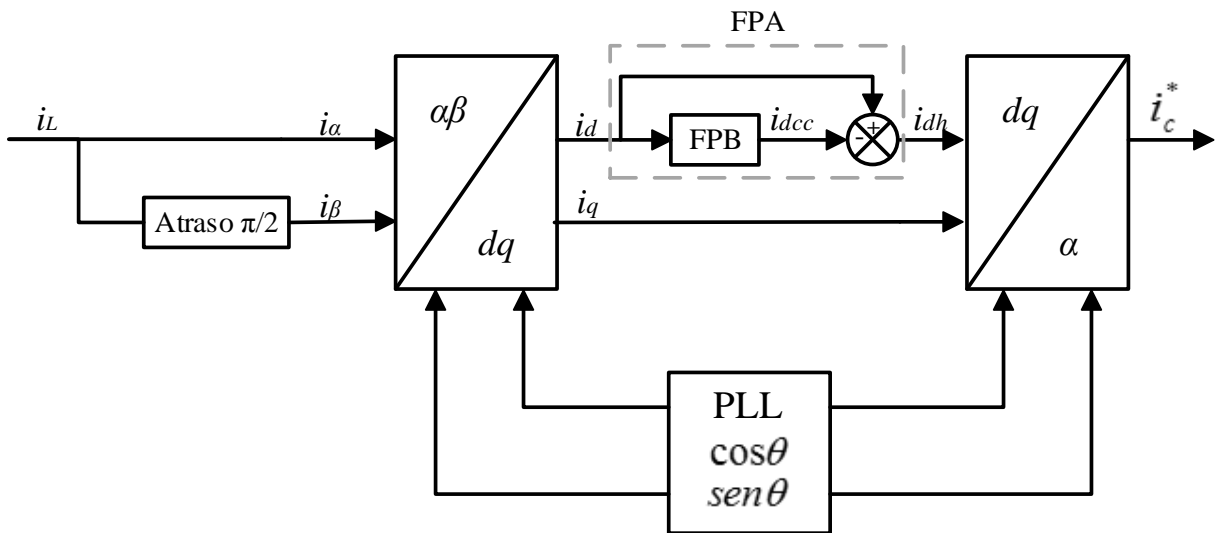


Figura 2.7: Diagrama em blocos do método SRF monofásico.
Fonte: O Autor.

A corrente i_c^* é a corrente de referência utilizada, neste caso, para compensação de energia reativa e supressão das parcelas harmônicas.

2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A necessidade de gerar energia elétrica, tendo como foco a sustentabilidade e a geração de energia limpa colocou em evidência uma área chave que é a geração distribuída (GD). A GD tem o papel de integrar diferentes fontes, tais como, energia solar, eólica, dentre outras, ao sistema de distribuição de energia tradicional ou sistema de geração centralizada, conforme é apresentado pela Figura 2.8.

Quando há um grande número de geradores distribuídos de baixa potência, surge a necessidade de coordenar as unidades consumidoras e produtoras, de forma a estabelecer um ajuste entre oferta e demanda de energia, de forma a evitar grandes surtos de demanda. Este conceito de coordenação é denominado de redes inteligentes. As redes de distribuição inteligentes, ou *smart grids*, introduzem dois novos conceitos em termos de micro geração. A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW que utilize fontes renováveis de energia elétrica. Quando se tratar de centrais com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fonte renováveis de energia, denomina-se minigeração (ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída, 2014). Quanto ao nível de tensão para conexão com a rede elétrica, para instalações cuja potência instalada seja inferior ou igual a 10 kW o nível de tensão de conexão deve ser feito em baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico) (PRODIST - módulo 3, 2016).

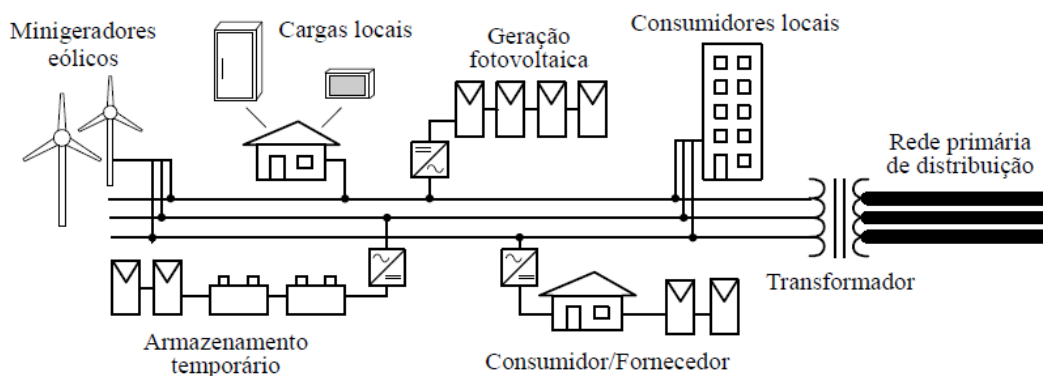


Figura 2.8: Representação de geração distribuída.
Fonte: Maragoni, 2012.

Neste conceito de GD, é requisito mínimo de projeto o uso de medidores de energia inteligentes, cujo sistema de medição deve ser bidirecional, sendo que, no mínimo, o medidor deve diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede (PRODIST - módulo 3, 2016).

No conceito de microgeração, os consumidores podem conectar-se próximo da fonte geradora que, por exemplo, pode estar instalada no telhado das residências, passando assim a também disponibilizar para a rede elétrica a parcela de energia que não está sendo demandada pelas residências, o que é um fator atrativo para o crescimento de microgeração com geração baseada em sistemas PVs.

A normatização nacional vigente, que busca regulamentar os projetos de microgeração, além de estabelecer valores de fator de potência no ponto de conexão, forma de onda e amplitude da tensão, devem estar em consonância com o módulo 8 da PRODIST, e também a norma ABNT NBR16149, que traz recomendações no uso de sistemas PVs.

A IEEE 1547, aprovada em 2003, intitulada Norma para interconexão de Fontes Distribuídas com o Sistema de Energia Elétrica (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*), tem como principais itens que devem ser atendidos pelos equipamentos de interconexão com a rede elétrica o sincronismo, regulação de tensão, distorção harmônica total e harmônicas individuais de corrente, nível de corrente contínua injetada, proteção contra interferência eletromagnética, detecção de ilhamento não intencional, aterramento do sistema.

O sincronismo é uma condição fundamental para a conexão segura da fonte geradora à rede elétrica. Os limites de frequência, amplitude de tensão e ângulo de fase estão apresentados na Tabela 2.5. Além do sincronismo, devem ser respeitadas as taxas de distorção harmônica, tanto individual quanto total, considerando uma carga linear balanceada, conforme mostrados na Tabela 2.6.

Tabela 2.5: Limites de variação de frequência, tensão e ângulo de fase segundo IEEE 1547

Potência da unidade (kVA)	Diferença de frequência (Hz)	Diferença de tensão (ΔV , %)	Diferença de ângulo de fase ($\Delta\phi$, °)
0 - 500	0,3	10	20

Fonte: IEEE-1547

Tabela 2.6: Distorção harmônica máxima individual e total segundo IEEE 1547

Harmônica Individual de ordem h	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Distorção Harmônica total
Ímpares (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
Pares (%)	1,0	0,5	0,375	0,15	0,075	

Fonte: IEEE-1547

2.8 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou uma breve revisão sobre qualidade de energia, abordando alguns dos principais termos relacionados à QEE e sobre seus problemas para o sistema elétrico, além de algumas das principais fontes geradoras de harmônicos.

Também foram apresentados a recomendação IEEE-519. A recomendação IEEE a qual apresenta recomendações tanto para distorção de tensão quanto para distorção de corrente. Além disso, foram apresentadas as recomendações descritas no Prodist, relacionados aos distúrbios de tensão no sistema elétrico de potência.

Além disso, foram descritas duas topologias de inversores monofásicos (meia ponte e ponte completa). Dada as vantagens apresentadas pelo inversor monofásico ponte completa, optou-se pela implementação do mesmo neste trabalho.

O algoritmo baseado no sistema de eixos de referência síncrona para obtenção das grandezas contínuas de corrente no referencial dq , além do método de obtenção das correntes de referência, algoritmo baseado no SRF, para mitigação de harmônicos e compensação de reativos.

Por fim, foi apresentado o conceito de microgeração e minigeração baseado no módulo 3 do PRODIST, caracterizando este trabalho como uma microgeração distribuída. A referência de máxima TDH da corrente quando uma carga linear está conectada ao PAC foi mostrada através da norma IEEE 1547.

3 CONVERSOR MONOFÁSICO COM FILTRO L E CONVERSOR MONOFÁSICO COM FILTRO LCL

Neste capítulo são apresentadas as topologias dos conversores monofásicos com filtro L e com filtro LCL dedicados a injetar a potência ativa disponível nos arranjos PVs, além operarem como filtro ativo atenuando componentes harmônicas e compensando reativos.

Também será apresentado, o modelo matemático de cada conversor, a descrição das malhas de controle de corrente e do barramento CC do inversor com filtro L, e as malhas de controle de corrente, tensão, de controle de potência ativa e reativa do inversor com filtro LCL.

3.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO

A GD proposta deste trabalho pode ser dividida em dois sistemas, como é representado na Figura 3.1. Nesta estrutura pode-se observar que cada sistema é composto por um inversor monofásico, com a topologia de um conversor CC - CA de um único estágio, *full-bridge*, conectados a um ponto de acoplamento comum, PAC. Cada inversor é conectado a este ponto através de um filtro, sendo para o sistema 1 um filtro L e para o sistema 2 um filtro LCL. Neste ponto comum também estão conectados a rede elétrica e uma carga.

O sistema 1, controlado em corrente, terá como papel atenuar as componentes harmônicas presentes na corrente i_L da carga, de forma a reduzir a TDH da corrente i_s da rede elétrica. Além disso, como seu barramento CC está conectado a um arranjo fotovoltaico, composto por um arranjo de 8 painéis conectados em série, quando houver energia disponível no arranjo PV, será injetada como energia ativa na rede elétrica. Este conversor terá duas malhas de controle, sendo a primeira de controle de tensão do barramento CC e outra a de controle da corrente que flui do conversor para a rede elétrica.

O sistema 2 também possui um arranjo PV de 8 painéis conectados em série, que formam o seu barramento CC, independente do arranjo PV do sistema 1. O inversor com filtro LCL terá a função de compensar reativos e injetar energia ativa na rede elétrica. O controle do fluxo de potência no sistema 2 se dá através do controle

da tensão no capacitor C_f , de forma que se a tensão V_{cf} possuir a mesma amplitude e fase da tensão da rede elétrica, não haverá fluxo de energia do sistema 2 para a rede elétrica, tão pouco o contrário. Para isso, duas malhas de controle são implementadas. Uma delas é responsável por gerar, a partir do controle da tensão no barramento CC, um ângulo que deslocará a fase da tensão V_{cf} em relação a tensão da rede e assim, injetar energia ativa. A segunda malha é responsável por permitir ao sistema 2 compensar reativos através da variação do valor da tensão de pico no capacitor. Desta forma, esta malha de controle de potência reativa irá gerar um valor de tensão que será somado ao valor de pico da tensão na rede elétrica, e este será então o valor da tensão V_{cf} de pico.

Para a extração da máxima potência disponível em cada arranjo PV, cada conversor aplica, independentemente, o algoritmo P&O para rastreamento do MPPT (maiores detalhes sobre o modelo PV e de técnicas para realizar o MPPT são apresentados no Apêndice A).

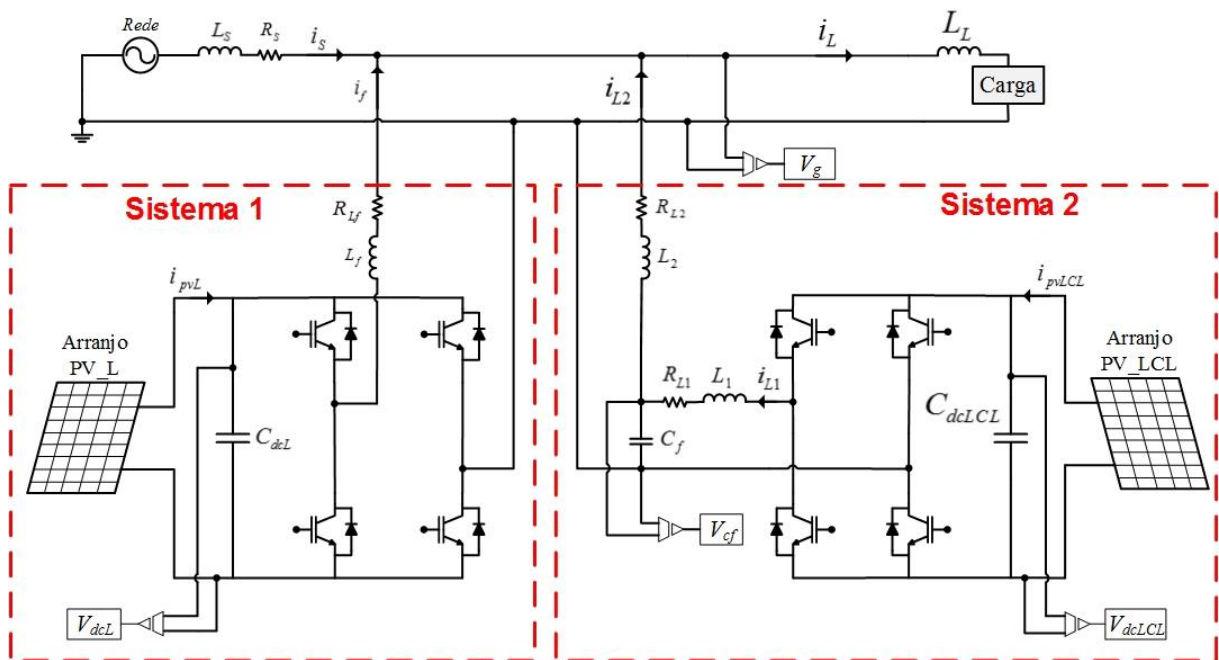


Figura 3.1: Diagrama do sistema proposto.
Fonte: O Autor.

3.2 MODELAGEM DO INVERSOR COM FILTRO L

Este inversor, mostrado na Figura 3.2, possui um indutor L_f , com uma resistência R_{Lf} , com uma tensão no PAC V_g e um barramento CC com uma tensão

V_{dcL} . O acionamento das chaves de potência é feito através da modulação senoidal à três níveis.

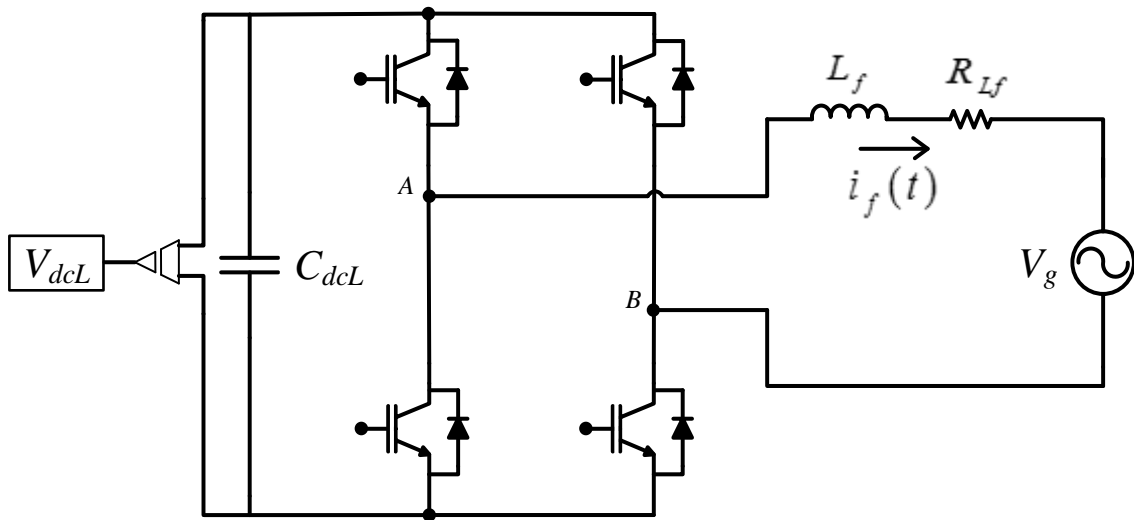


Figura 3.2: Circuito do inversor monofásico *full-bridge* com filtro L.
Fonte: O Autor.

Na operação em três níveis, têm-se a tensão entre os pontos A e B variando entre zero e $+V_{dcL}$, e entre zero e $-V_{dcL}$. Sendo d a razão cíclica, o valor médio instantâneo de v_{AB} para ambos os casos pode ser calculado pelas equações (3.1) e (3.2), respectivamente (SOUZA, 2000).

$$v_{AB}(t) = d(t)V_{dcL} \quad (3.1)$$

$$v_{AB}(t) = -d(t)V_{dcL} \quad (3.2)$$

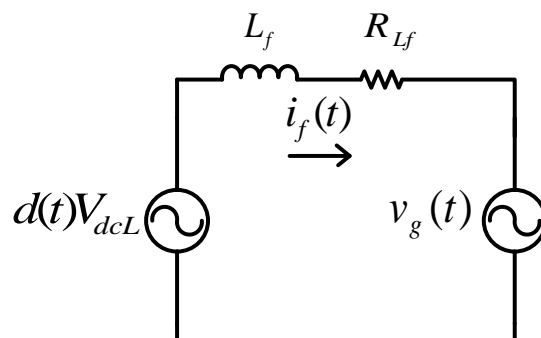


Figura 3.3: Modelo equivalente do inversor monofásico *full-bridge* com filtro L.
Fonte: O Autor.

A equação da malha do circuito equivalente da Figura 3.3, é apresentado na equação (3.3).

$$d(t)V_{dcL} = L_f \frac{di_f(t)}{dt} + R_{L_f} i_f(t) + v_g(t) \quad (3.3)$$

Como o valor da frequência de chaveamento f_{ch} é muito maior que o valor da frequência fundamental da rede elétrica, considera-se que a tensão v_g seja constante em um período de chaveamento T_{ch} . Com esta consideração, v_g pode ser representada como uma grandeza CC, conforme equação (3.4) (SANTOS, 2012)

$$\langle v_s(t) \rangle_{T_{ch}} = V_g \quad (3.4)$$

Considerando as pequenas perturbações na razão cíclica e na corrente que circula pelo indutor L_f , estas podem ser reescritas conforme equações (3.5) e (3.6), respectivamente (SOUZA, 2000; LINDEKE, 2003).

$$\langle d(t) \rangle_{T_{ch}} = D + \hat{d}(t) \quad (3.5)$$

$$\langle i_f(t) \rangle_{T_{ch}} = I_f + \hat{i}_f(t) \quad (3.6)$$

Onde D e I_f representam as componentes contínuas e $\hat{d}(t)$ e $\hat{i}_f(t)$ representam as parcelas de pequenas perturbações, da razão cíclica e da corrente do inversor L, respectivamente. Substituindo as equações (3.4), (3.5) e (3.6) em (3.3), obtém-se a equação (3.7).

$$[D + \hat{d}(t)]V_{dcL} = L_f \frac{dI_f}{dt} + L_f \frac{d\hat{i}_f(t)}{dt} + R_{L_f} [I_f + \hat{i}_f(t)] + V_g \quad (3.7)$$

Os termos contínuos desta equação representam a resposta em regime permanente do sistema. Assim, desprezando estas componentes do sistema, obtém-se o modelo CA dado por (3.8).

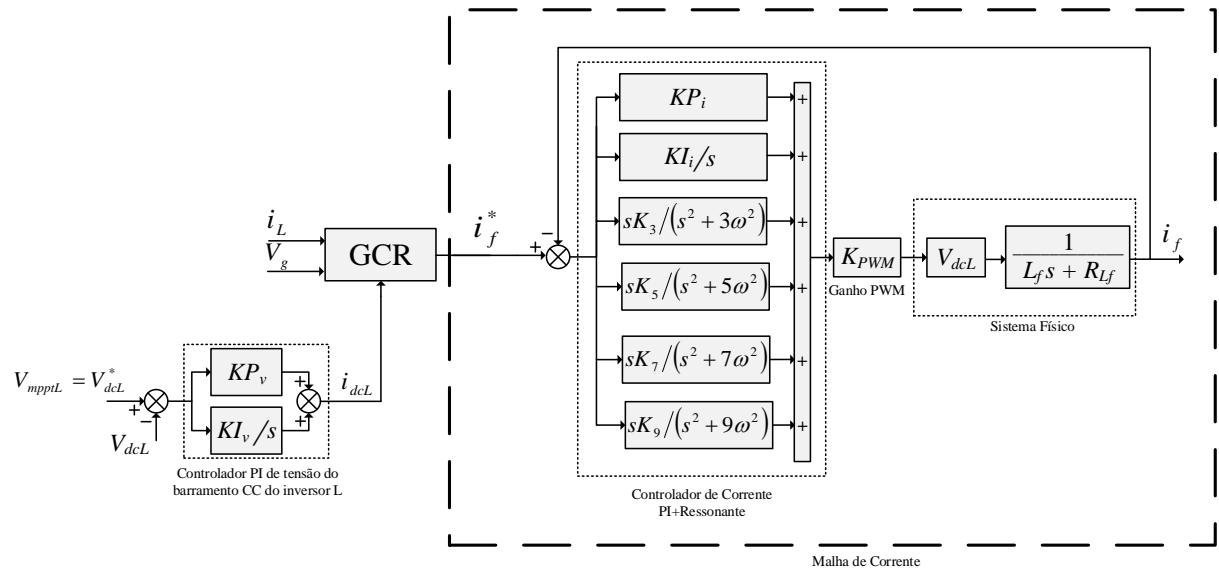
$$\hat{d}(t)V_{dcL} = L_f \frac{d\hat{i}_f(t)}{dt} + R_{L_f} \hat{i}_f(t) \quad (3.8)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (3.8), pode-se encontrar a função de transferência da malha de corrente, conforme (3.9).

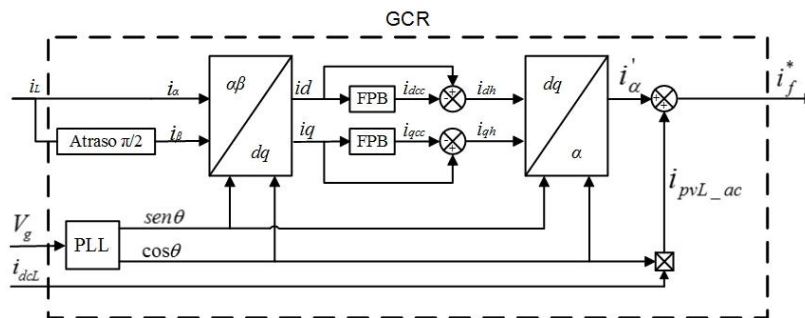
$$G_i(s) = \frac{\hat{i}_f(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{dcL}}{sL_f + R_{Lf}} \quad (3.9)$$

3.2.1 Malha de controle de corrente

O diagrama em blocos da malha de controle de corrente é mostrado na Figura 3.4. A obtenção da corrente de referência para o inversor L é obtido extraindo a parcela de harmônicos de corrente oriundos da carga, neste trabalho denominado de gerador de corrente de referência (GCR), conforme mostra a Figura 3.4 (a) .Esta malha deve garantir que a corrente sintetizada pelo conversor seja a mais próxima possível da corrente de referência i_f^* .



(a)



(b)

Figura 3.4: Diagrama em blocos da malha de controle: (a) malha de corrente do inversor monofásico com filtro L; (b) GCR – Gerador de corrente de referência i_f^* .

Fonte: O Autor.

O ganho K_{pwm} pode ser calculado através da equação (3.10) (LINDEKE, 2003).

$$K_{pwm} = \frac{2}{P_{pwm}} \quad (3.10)$$

no qual, P_{pwm} corresponde ao valor de pico da triangular do sistema PWM.

Desta forma, pode-se reescrever a função de transferência da malha de corrente, em malha fechada, de acordo com equação (3.11).

$$\frac{\hat{i}_f(s)}{\hat{i}_f^*(s)} = G_{MAciL} = \frac{K_{pwm}V_{dcL}(KP_i s + KI_i)}{L_f s^2 + (KP_i K_{pwm} V_{dcL} + R_{Lf})s + KI_i K_{pwm} V_{dcL}} \quad (3.11)$$

3.2.2 Modelagem da malha de tensão do barramento CC

A potência instantânea (p) em um sistema monofásico é calculada por (3.12):

$$p = v_g i_s \quad (3.12)$$

onde v_g e i_s são, respectivamente, os sinais de tensão e corrente da rede elétrica.

Através do método SRF monofásico, v_g e i_s podem ser representados como grandezas contínuas no sistema de eixos de referência síncrona como v_d e i_d . Com isso, pode-se escrever a equação de potência ativa instantânea como:

$$p = \frac{v_d}{\sqrt{2}} \frac{i_d}{\sqrt{2}} \rightarrow p = \frac{v_d i_d}{2} = p_{in} \quad (3.13)$$

Como v_d e i_d são grandezas contínuas, a potência ativa instantânea pode ser reescrita de acordo com a equação (3.14), onde o índice “ m ” representa as parcelas médias (SILVA, 2001).

$$p_m = \frac{v_{dm} i_{dm}}{2} \quad (3.14)$$

A corrente na carga do sistema no eixo síncrono (i_{dL}) é formada por uma parcela fundamental (i_{dLm}) mais uma parcela harmônica, dada pela equação (3.15)

$$i_{dL} = i_{dLm} + i_{dLh} \quad (3.15)$$

Desta forma, a potência ativa instantânea de saída é dada por (3.16):

$$p_L = \frac{v_d i_{dL}}{2} \quad (3.16)$$

substituindo (3.15) em (3.16), obtém-se (3.17),

$$p_L = \frac{v_d i_{dLm}}{2} + \frac{v_d i_{dLh}}{2} \quad (3.17)$$

onde o índice “h” representa a parcela harmônica, assim (3.17) que pode ser reescrita conforme (3.18).

$$p_L = p_m + \frac{v_d i_{dLh}}{2} \quad (3.18)$$

Assim, a corrente que flui pelo inversor é dada por (3.19):

$$p_f = p_m - p_L \quad (3.19)$$

resultando em:

$$p_f = \frac{v_d i_{dLh}}{2} \quad (3.20)$$

Admitindo que existe uma parcela ativa de potência que circula pelo conversor (p_{fm}), de forma a compensar as perdas, há uma parcela ativa de corrente (i_{fm}) circulando pelo mesmo, de forma que a equação (3.20) é reescrita como:

$$p_f = \frac{v_d i_{fm}}{2} + \frac{v_d i_{dLh}}{2} \rightarrow p_f = p_{fm} + p_{fh} \quad (3.21)$$

Assumindo que (p_{fm}) é igual a potência do barramento CC (p_{dcL}), sendo que:

$$p_{fm} = \frac{v_d i_{fm}}{2} = v_{dcL} i_{dcL} = p_{dcL} \quad (3.22)$$

sendo v_{dcL} e i_{dcL} a tensão e corrente no barramento CC, respectivamente, a corrente i_{dcL} pode ser expressa por:

$$i_{dcL} = C_{dcL} \frac{dv_{dcL}}{dt} \quad (3.23)$$

Assim, esta corrente pode ser representada conforme:

$$i_{dcL} = \frac{v_d i_{fm}}{2.v_{dcL}} \quad (3.24)$$

Igualando (3.23) e (3.24), obtém-se:

$$\frac{dv_{dcL}}{dt} = \frac{v_d i_{fm}}{2C_{dcL} v_{dcL}} \quad (3.25)$$

Aplicando a modelagem por pequenos sinais à equação (3.25), esta será reescrita considerando os valores médios instantâneas das grandezas v_{dcL} e i_{fm} . Considerando as perturbações na tensão do barramento $v_{dcL}(t)$ e na corrente média $i_{fm}(t)$, conforme (3.26) e (3.27) e substituindo em (3.25), obtém-se (3.28).

$$v_{dcL}(t) = V_{dcL} + \hat{v}_{dcL}(t) \quad (3.26)$$

$$i_{fm}(t) = I_{fm} + \hat{i}_{fm}(t) \quad (3.27)$$

$$[V_{dcL} + \hat{v}_{dcL}(t)] \frac{d[V_{dcL} + \hat{v}_{dcL}(t)]}{dt} = \frac{v_d}{2C_{dcL}} [(I_{fm} + \hat{i}_{fm}(t))] \quad (3.28)$$

A partir de (3.28), sabendo que os termos CC são nulos e desprezando os termos CA não lineares, obtém-se (3.29).

$$V_{dcL} \frac{d\hat{v}_{dcL}(t)}{dt} + \hat{v}_{dcL}(t) \frac{dV_{dcL}}{dt} = \frac{v_d \hat{i}_{fm}(t)}{2C_{dcL}} \quad (3.29)$$

Como a derivada de uma constante é igual a zero e aplicando a transformada de *Laplace* a equação, obtém-se a função de transferência dada por:

$$G_{dcL}(s) = \frac{\hat{v}_{dcL}(s)}{\hat{i}_{fm}(s)} = \frac{v_d}{2C_{dcL} V_{dcL} s} \quad (3.30)$$

3.2.3 Malha de controle de tensão do barramento CC

Seja a função de transferência do controlador PI do barramento CC dado por:

$$G_{PI_{dcL}}(s) = \frac{KP_v \cdot s + KI_v}{s} \quad (3.31)$$

a função de transferência em malha fechada é dada por:

$$\frac{\hat{v}(s)_{dcL}}{\hat{i}(s)_{dcL}} = G_{MAC_{dcL}} = \frac{v_d K P_v s + v_d K I_v}{2 C_{dcL} V_{dcL} + v_d K P_v s + v_d K I_v} \quad (3.32)$$

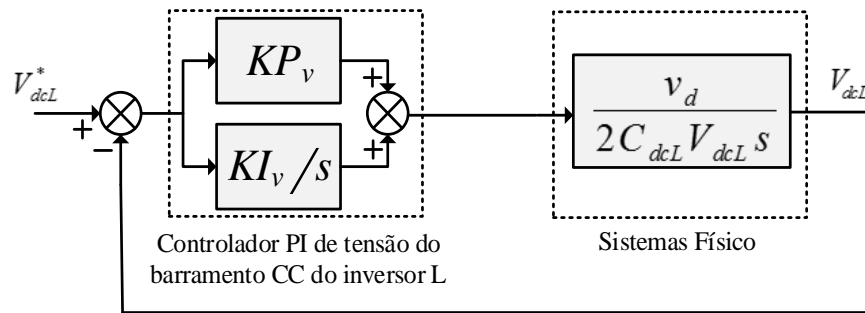


Figura 3.5: Diagrama em blocos da malha de controle de tensão do barramento CC do inversor L.
Fonte: O Autor.

3.3 MODELAGEM DO CONVERSOR MONOFÁSICO COM FILTRO LCL

Neste item serão apresentadas as modelagens das malhas de controle de corrente, tensão, potência ativa e reativa. A Figura 3.6 mostra esquemático do inversor monofásico *full-bridge* com filtro LCL. O indutor L_2 faz o acoplamento do sistema 2 à rede elétrica. A tensão V_g representa a tensão da rede elétrica à qual o inversor está conectado.

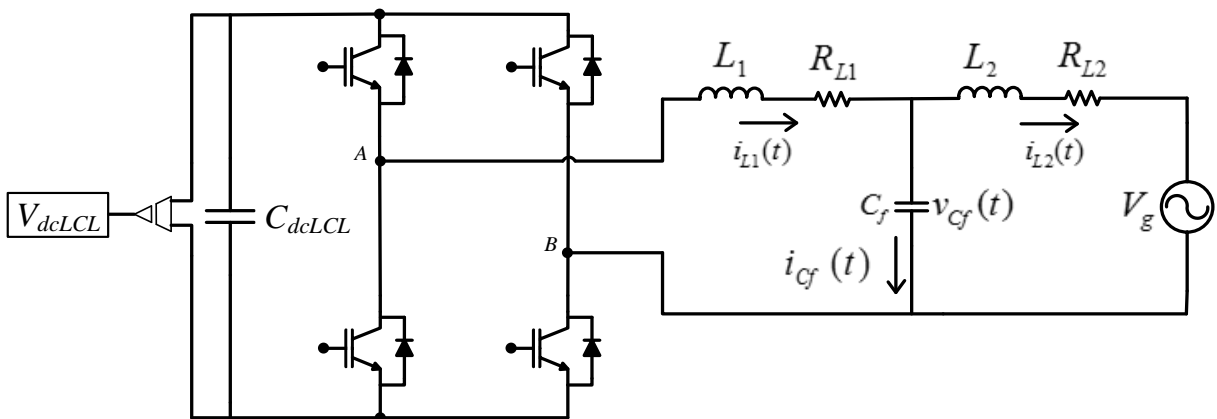


Figura 3.6: Circuito do Inversor monofásico *full-bridge* com filtro LCL.
Fonte: O Autor.

O Sistema 2 composto por um sistema multimalhas de controle apresentado na Figura 3.7, sendo uma malha interna de corrente mais rápida e uma malha externa de tensão mais lenta. A malha de tensão deve gerar uma referência i_{L1}^* para a malha de corrente. A tensão v_{cf}^* de referência é gerada pelas malhas de potência ativa e de potência reativa. A malha de potência reativa deve gerar uma amplitude que será somada ao valor de pico da tensão da rede V_{g_pico} . Por outro lado, a malha de potência ativa deve gerar um deslocamento da fase da tensão V_{cf} em relação a tensão V_g , através de um ângulo δ que será somado com o ângulo θ_{PLL} que resultará no ângulo Δ . A obtenção tensão de referência v_{cf}^* é apresentada na equação (3.33)

$$v_{cf}^* = (V_{g_pico} + \Delta v_{cf}) \cos(\delta + \theta_{PLL}) \quad (3.33)$$

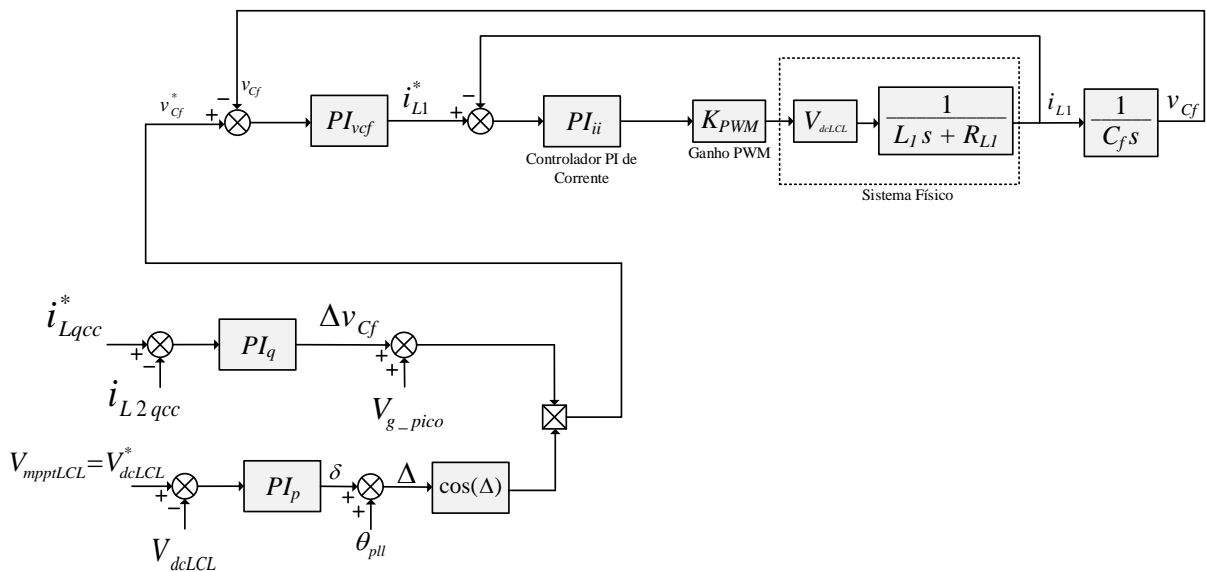
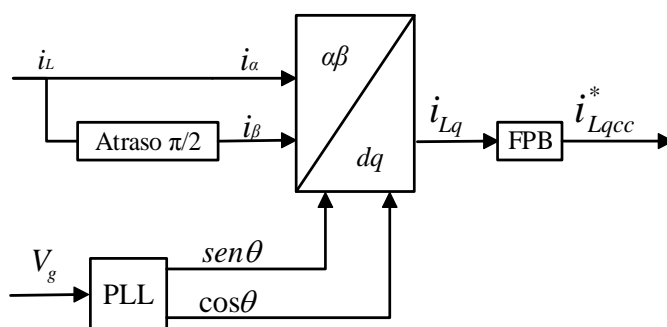
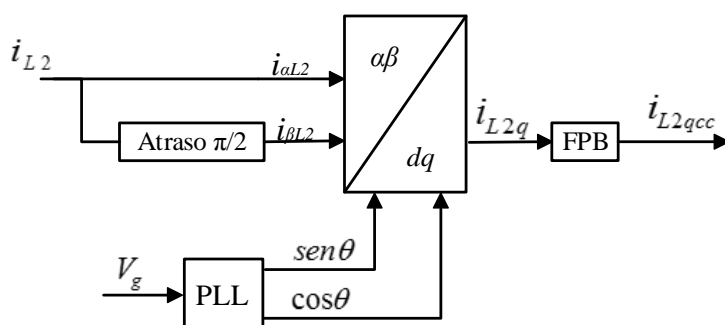


Figura 3.7: Malhas de controle inversor monofásico com filtro LCL.
Fonte: O Autor.

A Figura 3.8 apresenta o diagrama em blocos do algoritmo baseado no método SRF para obtenção das componentes reativas fundamentais da corrente da carga I_{Lqcc} e da saída do sistema 2 I_{L2qcc} . A tensão V_{g_pico} é o valor de pico da tensão na rede elétrica, obtido por meio do algoritmo $AF - \alpha\beta - pPLL$, proposto por (BACON; SILVA, 2014). O algoritmo de PLL empregado nesta dissertação é apresentado no anexo A.



(a)



(b)

Figura 3.8: Algoritmo baseado no método SRF para obter a componente reativa fundamental:
 (a) Corrente i_{Lqcc} que representa a componente reativa fundamental da carga (b) Corrente i_{L2qcc} que representa a componente reativa fundamental de saída do sistema 2.

A modelagem do sistema é realizada a partir do levantamento das equações da malha do circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 3.9. Desta forma, as equações da corrente e tensão nos indutores L_1 e L_2 e no capacitor C_f são apresentadas em (3.34), (3.35) e (3.36).

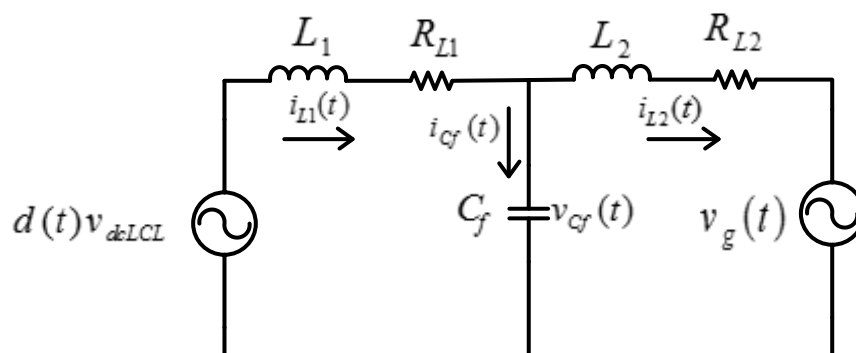


Figura 3.9: Modelo equivalente do inversor monofásico *full-bridge* com filtro LCL.
 Fonte: O Autor.

$$i_{cf}(t) = i_{L1}(t) - i_{L2}(t) = C_f \frac{dv_{cf}(t)}{dt} \quad (3.34)$$

$$d(t)v_{dcLCL} - L_1 \frac{di_{L1}(t)}{dt} - R_{L1}i_{L1}(t) - v_{cf}(t) = 0 \quad (3.35)$$

$$v_{cf}(t) - L_2 \frac{di_{L2}(t)}{dt} - R_{L2}i_{L2}(t) - v_g(t) = 0 \quad (3.36)$$

3.3.1 Malha interna de controle de corrente no indutor L_1 do sistema 2

Como a tensão (v_{cf}) no capacitor (C_f) é controlada e a devido a frequência de chaveamento ser muito maior que a frequência da rede elétrica, admitir-se-á que a tensão $v_{cf}(t)$ será constante durante um período de comutação das chaves. Assim, inserindo as perturbações na equação (3.37), têm-se:

$$\langle d(t) \rangle \langle v_{dcLCL}(t) \rangle - L_1 \frac{d\langle i_{L1}(t) \rangle}{dt} - R_{L1} \langle i_{L1}(t) \rangle - \langle v_{cf}(t) \rangle = 0 \quad (3.37)$$

sendo que:

$$\langle v_{cf}(t) \rangle = V_{cf} \quad (3.38)$$

$$\langle d(t) \rangle_{T_{ch}} = D + \hat{d}(t) \quad (3.39)$$

$$\langle v_{dcLCL}(t) \rangle_{T_{ch}} = V_{dcLCL} + \hat{v}_{dcLCL}(t) \quad (3.40)$$

$$\langle i_{L1}(t) \rangle_{T_{ch}} = I_{L1} + \hat{i}_{L1}(t) \quad (3.41)$$

Substituindo as equações (3.38), (3.39), (3.40) e (3.41) em (3.37) obtém-se:

$$[D + \hat{d}(t)][V_{dcLCL} + \hat{v}_{dcLCL}(t)] = L_1 \frac{d[I_{L1} + \hat{i}_{L1}(t)]}{dt} + R_{L1}[I_{L1} + \hat{i}_{L1}(t)] + V_{cf} \quad (3.42)$$

Os termos CC da equação (3.42) referem-se à resposta em regime permanente do sistema. Desta forma, desconsiderando estas componentes, obtém-se o modelo CA dado pela equação (3.43):

$$V_{dcLCL} \hat{d}(t) = L_1 \frac{di_{L1}(t)}{dt} + R_{L1} \hat{i}_{L1}(t) \quad (3.43)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (3.43), obtém-se a função de transferência da malha de corrente (G_{ii}) em (3.44).

$$G_{ii}(s) = \frac{i_{L1}(s)}{d(s)} = \frac{V_{dcLCL}}{sL_1 + R_{L1}} \quad (3.44)$$

O diagrama em blocos da malha de controle de corrente do inversor monofásico com filtro LCL é mostrado na Figura 3.10.

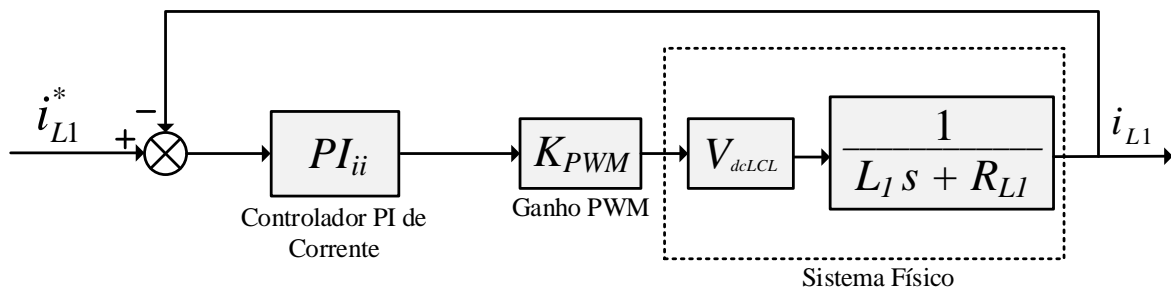


Figura 3.10: Malha de controle de corrente do inversor monofásico com filtro LCL.
Fonte: O Autor.

A função de transferência do controlador PI de corrente $G_{pii}(s)$ é dado pela equação (3.44). A função de transferência em malha aberta que representa a malha de controle de corrente (G_{MAcii}) do conversor, deduzido através do diagrama em bloco da Figura 3.10, é apresentado em (3.46).

$$G_{pii}(s) = \frac{K_{Pii}s + K_{Iii}}{s} \quad (3.45)$$

$$G_{MAcii}(s) = \frac{K_{pwm} \cdot V_{dcLCL} (K_{Pii}s + K_{Iii})}{L_1 s^2 + R_{L1} s} \quad (3.46)$$

3.3.2 Malha externa de controle de tensão no capacitor C_f do sistema 2

O objetivo da malha de tensão é controlar a tensão no capacitor C_f , fazendo com que esta tensão seja senoidal com a mesma frequência da rede elétrica, de forma a permitir a injeção de energia ativa, através da defasagem angular entre tensão V_{Cf} no capacitor C_f e a rede elétrica, controlando o ângulo δ e realizar a compensação de reativo a partir da diferença entre a amplitude de tensão V_{Cf} e a rede elétrica, através do controle da variável Δv_{Cf} . Desta forma, considerando as médias das variáveis da equação (3.34) em um período de chaveamento tem-se:

$$\langle i_{Cf}(t) \rangle_{T_{ch}} = \langle i_{L1}(t) \rangle_{T_{ch}} - \langle i_{L2}(t) \rangle_{T_{ch}} = C_f \frac{d\langle v_{Cf}(t) \rangle_{T_{ch}}}{dt} \quad (3.47)$$

Como:

$$\langle i_{L1}(t) \rangle_{T_{ch}} = I_{L1} + \hat{i}_{L1}(t) \quad (3.48)$$

$$\langle v_{Cf}(t) \rangle_{T_{ch}} = V_{Cf} + \hat{v}_{Cf}(t) \quad (3.49)$$

Substitui-se (3.49) e (3.48) em (3.47), encontra-se assim (3.50),

$$(I_{L1} + \hat{i}_{L1}(t)) - (I_{L2} + \hat{i}_{L2}(t)) = C_f \frac{d[V_{Cf} + \hat{v}_{Cf}(t)]}{dt} \quad (3.50)$$

na qual deve-se desconsiderar os termos CC e os termos CA não lineares de (3.50), e adicionalmente, por simplicidade foram desconsideradas as perturbações oriundas da corrente no indutor L_2 ($\hat{i}_{L2}(t)$), restando assim (3.51):

$$\hat{i}_{L1}(t) = C_f \frac{d[\hat{v}_{Cf}(t)]}{dt} \quad (3.51)$$

Em (3.51), é aplicada a transformada de *Laplace* (3.52), que fornecerá a função de transferência G_{vi} dada em (3.53).

$$\hat{i}_{L1}(s) = C_f \hat{v}_{cf}(s) \quad (3.52)$$

$$G_{vi}(s) = \frac{\hat{v}_{cf}(s)}{\hat{i}_{L1}(s)} = \frac{1}{C_f s} \quad (3.53)$$

A função de transferência do controlador PI de tensão $G_{piv}(s)$ é dado pela equação (3.54). Desta forma, a partir do diagrama em bloco da Figura 3.11 pode-se obter a função de transferência em malha aberta da malha de tensão compensada $G_{MACv}(s)$ do conversor, dada por (3.55).

$$G_{piv}(s) = \frac{KP_{vi}s + KI_{vi}}{s} \quad (3.54)$$

$$G_{MACv}(s) = \frac{KP_{vi}s + KI_{vi}}{C_f s^2} \quad (3.55)$$

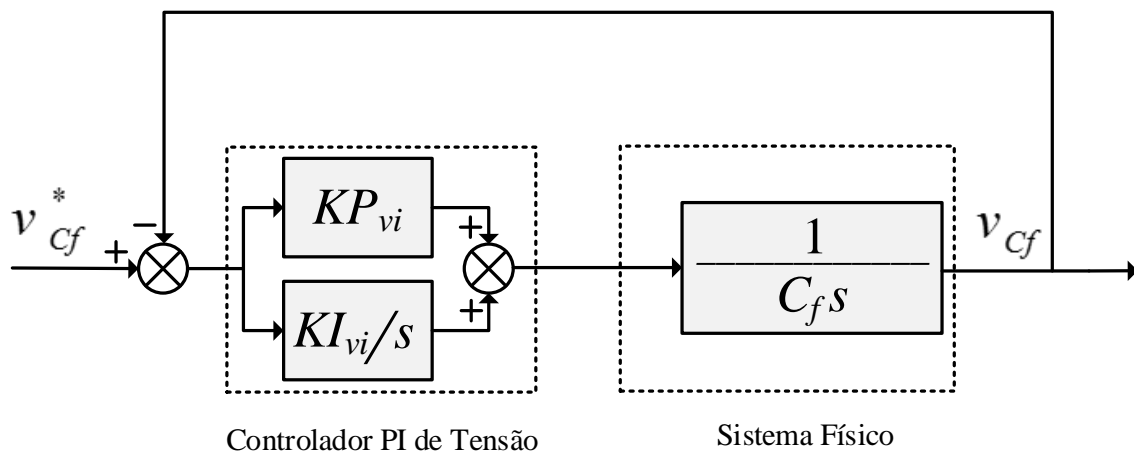


Figura 3.11: Malha de controle de tensão do inversor monofásico com filtro LCL.
Fonte: O Autor.

3.3.3 Malha de controle de potência reativa do sistema 2

A malha de potência reativa tem por finalidade compensar a energia reativa consumida pela carga à partir da rede elétrica. Isso se dá, fundamentalmente, através da variação da amplitude da tensão no capacitor C_f . Desta forma, esta malha de controle deverá gerar a variação necessária de tensão (ΔV_{cf}) para compensar a energia reativa da carga, que será somada ao valor da tensão de pico do capacitor C_f .

Para a modelagem desta malha, será utilizada a equação (3.35). Para fins de simplificação, admitir-se-á que a tensão no PAC (V_g) durante um período de chaveamento, não possui perturbações, possuindo apenas os termos CC. Isso se deve ao fato de que o inversor com filtro L estará minimizando as parcelas harmônicas que porventura existirem. As equações (3.54) e (3.55) apresentam os termos constantes e as pequenas perturbações de v_{cf} e i_{L2} . Substituindo (3.56) e (3.57) em (3.36), obtém-se (3.58).

$$\langle v_{cf}(t) \rangle_{T_{ch}} = V_{cf} + \hat{v}_{cf}(t) \quad (3.56)$$

$$\langle i_{L2}(t) \rangle_{T_{ch}} = I_{L2} + \hat{i}_{L2}(t) \quad (3.57)$$

$$V_{cf} + \hat{v}_{cf}(t) - L_2 \frac{d[I_{L2} + \hat{i}_{L2}(t)]}{dt} - R_{L2}[I_{L2} + \hat{i}_{L2}(t)] - V_g = 0 \quad (3.58)$$

Como a derivada de uma constante é igual a zero, os termos CC são desprezados, chega-se a (3.59).

$$\hat{v}_{cfq}(t) - L_2 \frac{d\hat{i}_{L2q}(t)}{dt} - R_{L2}\hat{i}_{L2q}(t) = 0 \quad (3.59)$$

Aplicando a transformada de *Laplace* em (3.59), obtém-se a função de transferência G_Q da malha de potência reativa, dada por (3.60).

$$G_Q(s) = \frac{i_{L2q}(s)}{v_{cfq}(s)} = \frac{1}{sL_2 + R_{L2}} \quad (3.60)$$

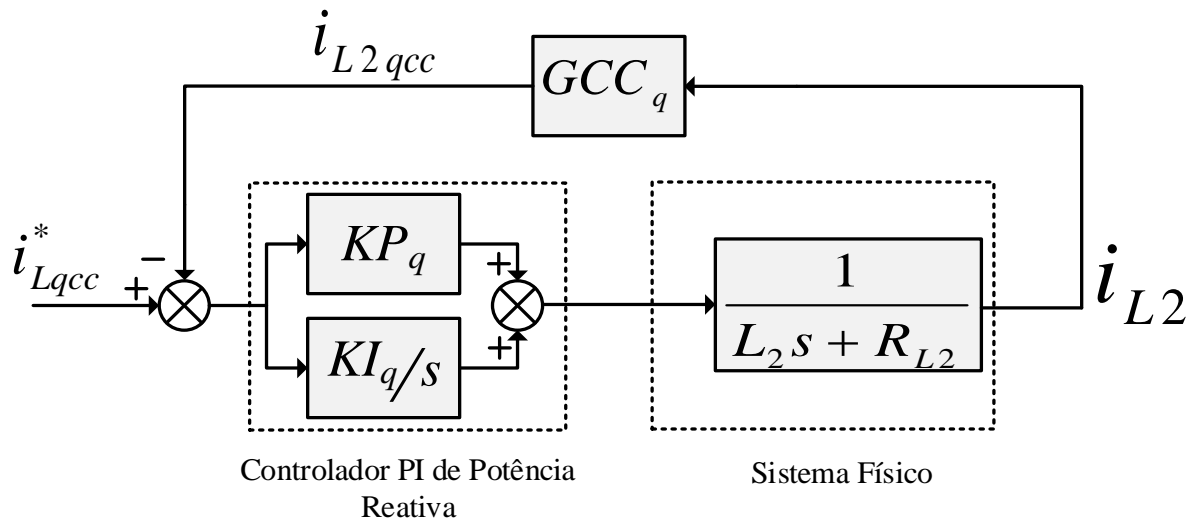


Figura 3.12: Potência reativa do inversor monofásico com filtro LCL da malha de controle de potência reativa.

Fonte: O Autor.

A função de transferência do controlador PI empregada na malha de potência reativa $G_{piq}(s)$ é dado por (3.61). Desta forma, a partir do diagrama em bloco apresentado na Figura 3.12, pode-se obter a função de transferência em malha aberta do sistema compensado da malha de potência reativa (G_{MACq}) conforme (3.62).

$$G_{piq}(s) = \frac{KP_q s + KI_q}{s} \quad (3.61)$$

$$G_{MACq}(s) = \frac{KP_q s + KI_q}{L_2 s^2 + R_{L2} s} \quad (3.62)$$

3.3.4 Malha de controle de potência ativa do sistema 2

A malha de potência ativa é responsável por injetar a energia ativa disponível nos painéis PVs na rede elétrica. Isso se dá através da variação da fase entre a tensão no capacitor C_f com a da rede (V_g), de forma que, esta malha deverá gerar um ângulo δ a partir do controle da tensão do barramento CC, a qual representa a quantidade de energia ativa disponível para injetar na rede elétrica.

Sabe-se que a potência ativa injetada na rede pelo barramento CC é dada por (3.63).

$$P(t) = v_{dcLCL}(t)i_{dcLCL}(t) \quad (3.63)$$

Sendo que:

$$i_{dcLCL}(t) = C_{dcLCL} \frac{dv_{dcLCL}(t)}{dt} \quad (3.64)$$

$$v_{dcLCL}(t) = V_{dcLCL} + \hat{v}_{dcLCL}(t) \quad (3.65)$$

Substituindo (3.65) e (3.64) em (3.63),

$$P(t) = [V_{dcLCL} + \hat{v}_{dcLCL}(t)]C_{dcLCL} \frac{d[V_{dcLCL} + \hat{v}_{dcLCL}(t)]}{dt} \quad (3.66)$$

que através de manipulações matemáticas chega-se a (3.67). A potência P é dada por (3.68), sendo que, após aplicação da transformada de *Laplace* obtém-se (3.69).

$$P(t) = C_{dcLCL} \left(V_{dc} \frac{dv_{dcLCL}}{dt} + V_{dc} \frac{d\hat{v}_{dcLCL}(t)}{dt} + \hat{v}_{dcLCL}(t) \frac{dv_{dcLCL}}{dt} + \hat{v}_{dcLCL}(t) \frac{d\hat{v}_{dcLCL}(t)}{dt} \right) \quad (3.67)$$

$$P(t) = C_{dcLCL} V_{dcLCL} \frac{d\hat{v}_{dcLCL}(t)}{dt} \quad (3.68)$$

$$P(t) = sC_{dcLCL} V_{dcLCL} \hat{v}_{dcLCL}(s) \quad (3.69)$$

Considerando a potência ativa fornecida da microgeração à rede elétrica, a mesma pode ser representada por (3.70).

$$P(t) = \frac{V_{cf}V_s}{X_{L2}} \text{sen}(\delta(t)) \quad (3.70)$$

Conforme é observado na Figura 3.13, a relação entre o ângulo $\delta(t)$ com o $\text{sen}(\delta(t))$, é aproximadamente igual ao $\delta(t)$, para variação de 0 até o valor de 0,46 radianos ou 26,35°. Desta forma, por simplicidade, este trabalho utilizar-se-á o termo $\delta(t)$ em face a $\text{sen}(\delta(t))$, considerando que $0 \leq \delta(t) \leq 0,46$, assim, a equação (3.70) pode ser reescrita conforme (3.71). Isso implica que este valor $\delta(t)$ representa o

ângulo máximo que poderá ser utilizado para injetar potência ativa pelo sistema 2 na rede elétrica.

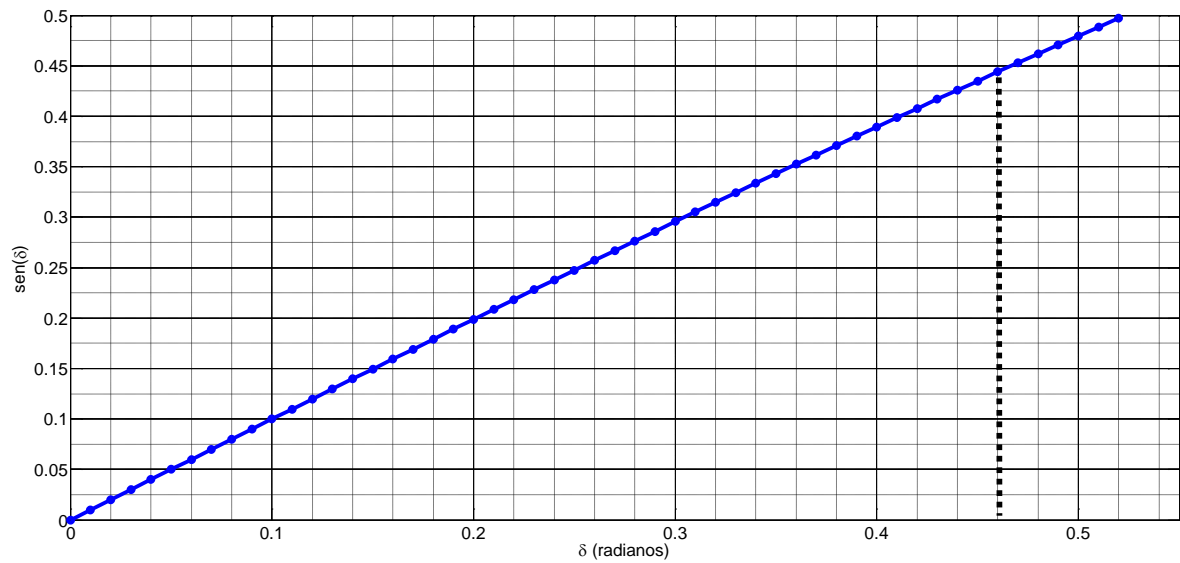


Figura 3.13: Gráfico que relaciona $\text{sen}\delta(t)$ com $\delta(t)$.

Fonte: O Autor.

$$P(t) = \frac{V_{cf}V_s}{X_{L2}} \delta(t) \quad (3.71)$$

O ângulo $\delta(t)$ pode ser substituído por um valor CC mais uma pequena perturbação, conforme (3.72)

$$\langle \delta(t) \rangle_{T_{ch}} = \Delta + \hat{\delta}(t) \quad (3.72)$$

de forma que, substituindo (3.72) em (3.71) e eliminando os termos contínuos, encontra-se (3.73).

$$P(t) = \frac{V_{cf}V_g \hat{\delta}(t)}{X_{L2}} \quad (3.73)$$

Aplicando a transformada de *Laplace* e substituindo (3.73) em (3.69) obtém-se (3.74),

$$\frac{V_{cf}V_g}{X_{L2}} \hat{\delta}(s) = sC_{dcLCL} V_{dcLCL} \hat{v}_{dcLCL}(s) \quad (3.74)$$

Assim, a função de transferência da malha de potência ativa pode ser obtida conforme (3.75).

$$G_p(s) = \frac{\hat{v}_{dcLCL}(s)}{\hat{\delta}(s)} = \frac{V_{cf}V_s}{X_{L2}C_{dcLCL}V_{dcLCL}s} \quad (3.75)$$

A função de transferência em malha aberta do controlador PI usado na malha de potência ativa $G_{pip}(s)$ é dado pela equação (3.76). Já a função de transferência em malha aberta da planta de potência ativa em conjunto com o controlador PI $G_{MACp}(s)$ do conversor, deduzido através do diagrama em bloco da Figura 3.14, é apresentado em (3.77).

$$G_{pip}(s) = \frac{KP_p s + KI_p}{s} \quad (3.76)$$

$$G_{MACp}(s) = \frac{V_{cf}V_s(KP_p s + KI_p)}{X_{L2}C_{dcLCL}V_{dcLCL}s^2} \quad (3.77)$$

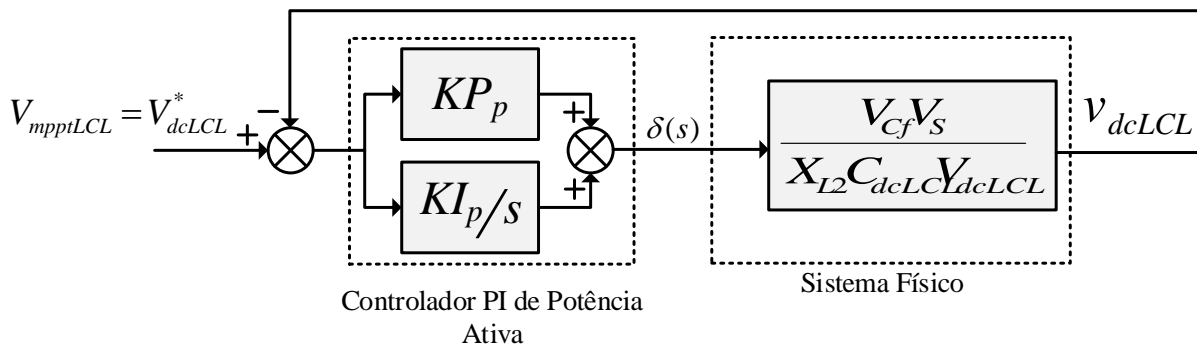


Figura 3.14: Malha de controle de potência ativa do inversor monofásico com filtro LCL.

Fonte: O Autor.

3.4 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou uma descrição da topologia dos conversores monofásicos com filtros L e LCL que compõem a GD, além de um detalhamento do princípio de funcionamento dos sistemas.

Também foram apresentados os modelos matemáticos da malha de controle de corrente e de tensão do barramento c.c do sistema 1 e as malhas de controle de

corrente e tensão do sistema 2 para controlar a tensão no capacitor C_f . Além disso, foram descritas e detalhadas as malhas de potência ativa e potência reativa fundamental, que são responsáveis pelo controle do fluxo de potência, sendo que a malha de potência ativa determina a fase entre a tensão em C_f e no PAC V_g de acordo com a energia disponível no arranjo PV e a malha de potência reativa que determina uma amplitude a ser adicionada ao valor de pico da tensão V_g . Esta modelagem servirá como base para o projeto dos controladores de cada sistema.

4. PROJETO DOS CONTROLADORES E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA

Neste capítulo serão apresentados os projetos das malhas de controle modeladas no Capítulo 3 e suas especificações de projeto, bem como a resposta em frequência do sistema compensado e a resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada. Por fim, serão apresentados e discutidos os resultados de simulação computacional do sistema proposto.

4.1 MÉTODO DE PROJETO DOS CONTROLADORES PI

Para especificação de projeto dos controladores, os parâmetros utilizados são a margem de fase γ e a frequência de cruzamento em malha aberta ω_c . A estabilidade e o amortecimento do sistema, relacionam-se com γ , sendo que, quanto maior γ , mais amortecido é o sistema (MODESTO,2015). A velocidade de resposta é diretamente relacionada a ω_c .

Em (4.1), é apresentada a função de transferência de um controlador PI,

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} = K_i \left(\frac{T_i s + 1}{s} \right) \quad (4.1)$$

onde K_p é o ganho proporcional, K_i é o ganho integral e T_i é o tempo de integração.

Após definidos os parâmetros de projeto γ e ω_c , a obtenção da sintonia do controlador segue as seguintes etapas:

1. Traçar o diagrama de Bode da planta $G(s)$ a ser controlada e identificar a fase θ_G do sistema na frequência ω_c especificada.
2. Encontrar a contribuição angular φ , para que na frequência ω_c , a margem de fase γ seja a especificada no projeto.
3. Com a equação (4.2), encontrar T_i .

$$T_i = \frac{\tan(\varphi + 90^\circ)}{\omega_c} \quad (4.2)$$

4. Encontrar o compensador $C(s)$ através de (4.1) e traçar o diagrama de Bode da planta compensada $C(s)G(s)$.
5. Calcular o ganho necessário para que o módulo da função de transferência da planta compensada seja 0 dB na frequência ω_c . O valor encontrado será o ganho integral K_i .

6. Com K_i e T_i , encontra-se K_p conforme (4.3)

$$K_p = K_i T_i \quad (4.3)$$

4.2 PROJETO DOS CONTROLADORES PARA O INVERSOR L

4.2.1 Projeto da malha de corrente L

Em sistemas chaveados, a margem de fase γ deve ficar entre 45° e 90° (BARBI, 2001; BARBI 2002). Já a frequência de cruzamento ω_c , possui uma limitação justamente na frequência de chaveamento, de forma que, as ondulações produzidas pelo chaveamento não interfiram no controle. Com isso é recomendado que ω_c fique entre um quarto e um décimo da frequência de chaveamento (SILVA, 2002).

Para projeto do controlador da malha de corrente, utilizam-se as especificações mostradas na Tabela 4.1, a função de transferência em malha aberta da equação (3.9) e o diagrama em blocos da Figura 3.4. Na figura 4.1 está a resposta em frequência do sistema compensado em malha aberta (G_{MACiL}) e em malha fechada (G_{MFCiL}). Para a margem de fase especificada, os ganhos K_{pi} e K_{Ii} constam na Tabela 4.1. A Figura 4.2 apresenta a resposta ao degrau unitário, com um tempo de resposta de 1,4 ms e um sobressinal de próximo a 6%.

Tabela 4.1: Especificações de projeto da malha de corrente do inversor L.

Indutância de filtragem do inversor L	$L_f = 2,0$ mH
Resistência do indutor do filtro L_f	$R_{L_f} = 0,22\Omega$
Tensão do barramento CC do inversor L	$V_{dcl} = 230V$
Frequência de chaveamento	$f_{ch} = 20kHz$
Margem de fase desejada	$\gamma = 85^\circ$
Frequência de cruzamento	$\omega_c = 1,2566 \cdot 10^4$ rad/s
Ganho proporcional	$K_{P_i} = 204,0920$
Ganho integral	$K_{I_i} = 2,4701 \cdot 10^5$

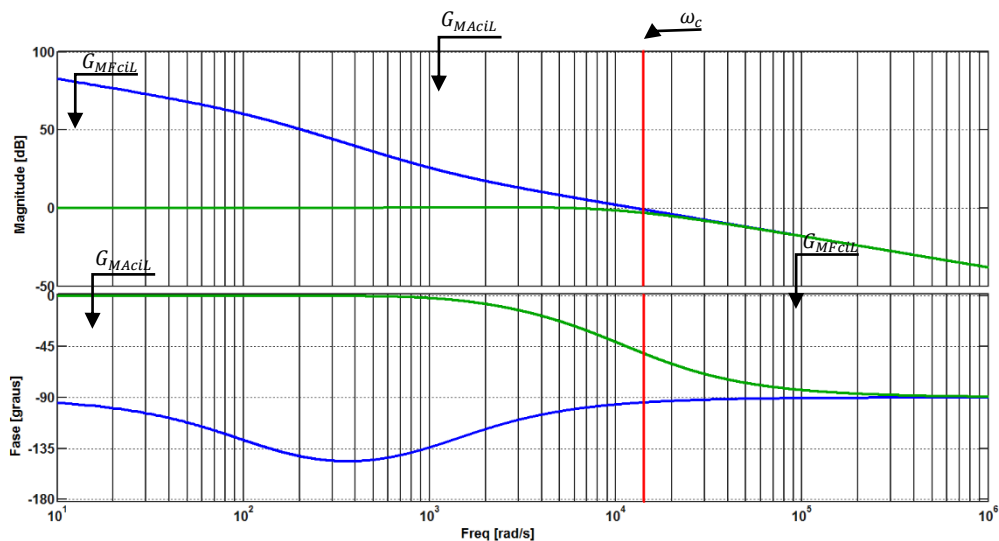


Figura 4.1: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada de referente à malha de corrente.
Fonte: O Autor.

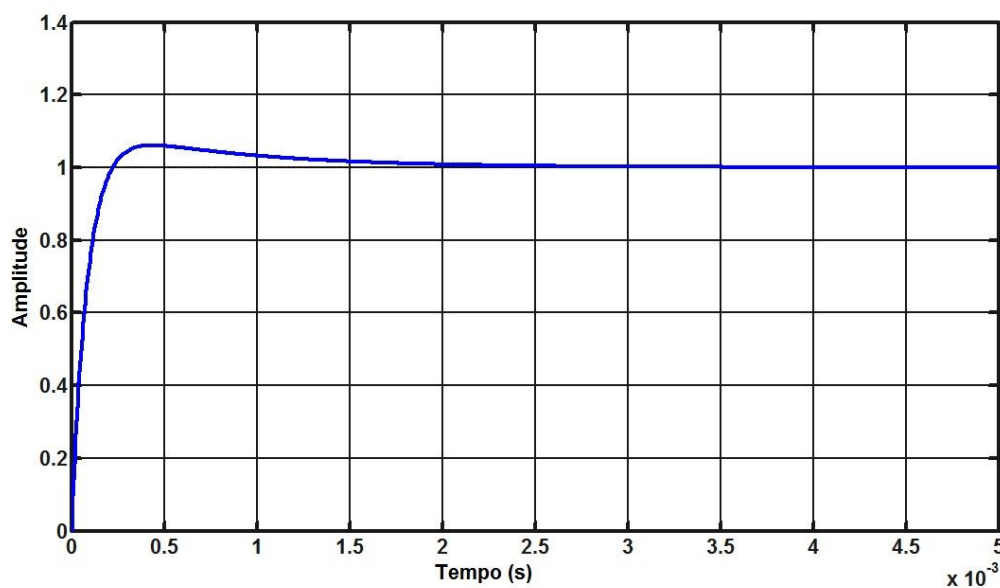


Figura 4.2: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de corrente.
Fonte: O Autor.

4.2.1.1 Projeto do controlador PI+Ressonante

Devido a referência da malha de controle do inversor L gerar uma referência alternada e o controlador PI não proporcionar um erro nulo em regime permanente, os termos ressonantes (R_h) introduzem um ganho infinito em frequências de ressonância específicas, eliminando assim erros estacionário (COSTA, BACON et al., 2016).

A função de transferência do controlador PI+Ressonante é dada em (4.4), onde, $m = 1, 3, 5, 7, 9$, K_m represente o ganho ressonante na frequência de ressonância e $\omega_o = m\omega_1$ é a frequência em que deseja que o termo ressonante esteja sintonizado.

$$G_{PI+R}(s) = G_{PI}(s) + \sum_{m=1}^9 \frac{K_m s}{(s^2 + (m\omega_1)^2)} \quad (4.4)$$

onde h representada a ordem do termo ressonante.

Neste trabalho, a implementação do controlador PI convencional foi acrescida de parcelas ressonantes em múltiplas frequências (1ª, 3ª, 5ª, 7ª e 9ª). A Tabela 4.2 apresenta as especificações de projeto do controlador ressonante e seus respectivos ganhos na frequência de cruzamento desejada. Na figura 4.3 está a resposta em frequência do sistema compensado em malha aberta (G_{MAciL}), além da função de transferência dos termos ressonantes, sendo (G_{MA1r}) o termo na frequência fundamental, (G_{MA3r}) o termo na frequência 3ª ordem, (G_{MA5r}) o termo na frequência 5ª ordem, (G_{MA7r}) o termo na frequência 7ª ordem, (G_{MA9r}) o termo na frequência 9ª ordem.

Tabela 4.2: Especificações de projeto dos termos ressonantes da malha de corrente.

Frequência de chaveamento	$f_{ch} = 20$ kHz
Frequência de cruzamento	$\omega_c = 2\pi f_{ch}/14$ rad/s
R_1 (termo em 60 Hz)	$K_1 = 8960.1453$
R_3 (termo em 180 Hz)	$K_3 = 8833.4763$
R_5 (termo em 300 Hz)	$K_5 = 8580.1383$
R_7 (termo em 420 Hz)	$K_7 = 8200.1312$
R_9 (termo em 540 Hz)	$K_9 = 7693.4552$

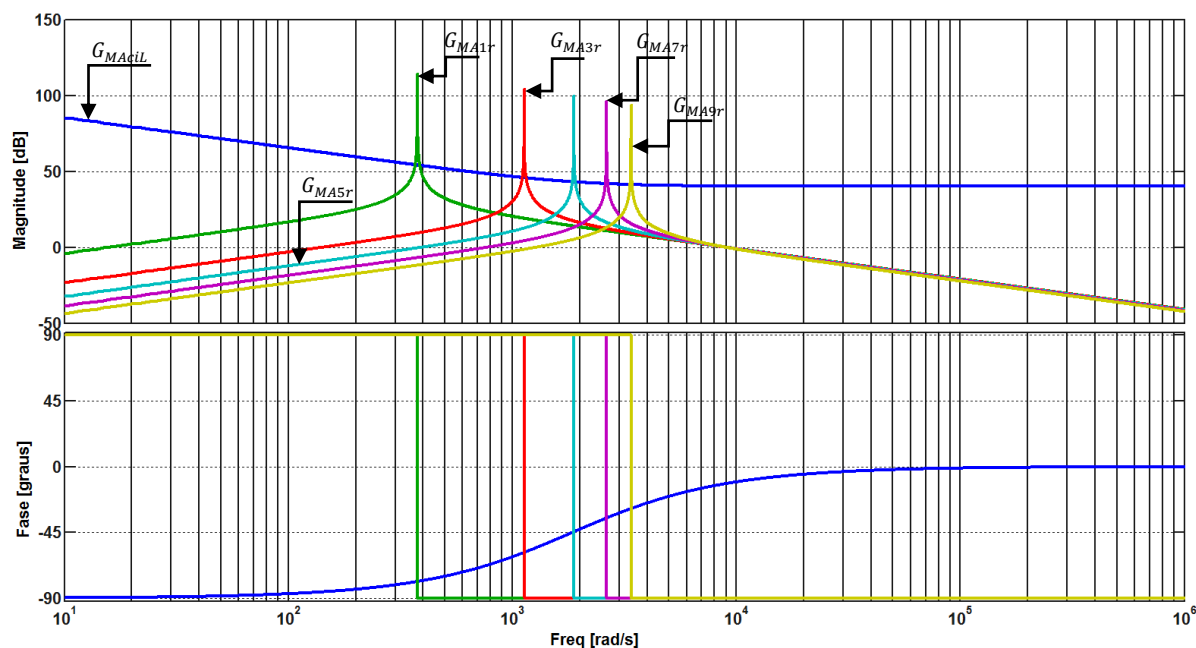


Figura 4.3: Diagrama de Bode da malha de corrente do sistema compensado com PI+Ressonante.

4.2.1 Projeto da malha de tensão do barramento CC do inversor L

A malha de tensão do barramento CC é responsável por manter o valor da tensão do barramento constante, de acordo com o valor de referência gerado pelo MPPT, além disso, esta malha deve ter uma ação lenta.

O projeto desta malha utiliza a função de transferência (3.30) apresentada na Figura 3.5, e também as especificações da Tabela 4.3. A frequência de cruzamento para esta malha deverá ser inferior a frequência de ondulação da tensão no barramento CC, que, através de uma analogia com um retificador monofásico em ponte completa, é de 120 Hz (MODESTO, 2007).

Tabela 4.3: Especificações de projeto da malha de tensão do inversor L.

Capacitor barramento CC	$C_{dcL} = 705 \mu\text{F}$
Tensão no PAC	$v_d = 180 \text{ V}$
Tensão do barramento CC	$V_{dcL} = 230\text{V}$
Frequência de ondulação do barramento CC	$f_o = 120\text{Hz}$
Margem de fase desejada	$\gamma = 70^\circ$
Frequência de cruzamento	$\omega_c = 62,8319 \text{ rad/s}$
Ganho proporcional	$KP_v = 0,0406$
Ganho integral	$KI_v = 0,9282$

A resposta em frequência do sistema compensado em malha aberta (G_{MACdCL}) e malha fechada (G_{MFCdCL}) é apresentado na Figura 4.4. A resposta ao degrau unitário ilustrado na Figura 4.5 mostra que a margem de fase desejada e a frequência de cruzamento do projeto proporcionaram um tempo de resposta de assentamento de 0,13 segundos e um sobressinal inferior a 17%.

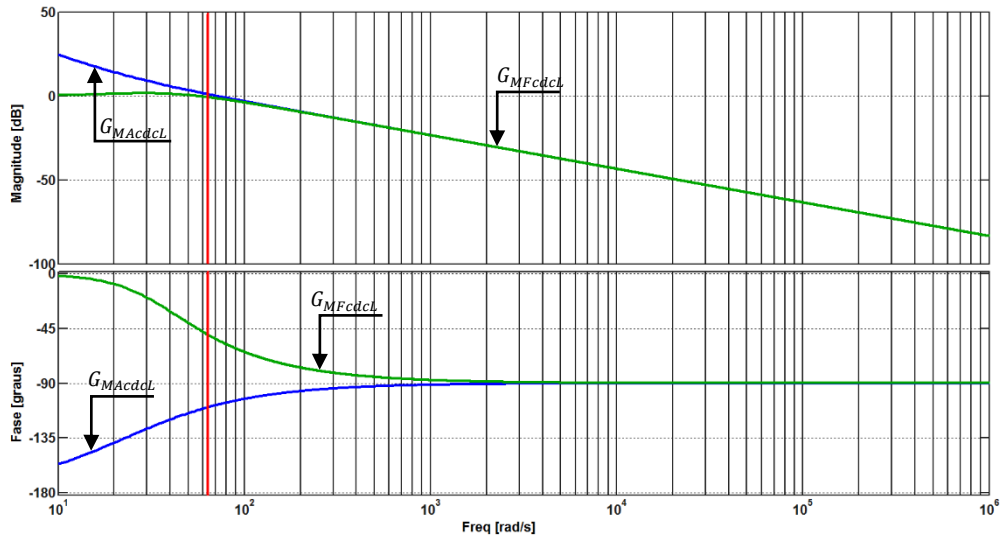


Figura 4.4: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de tensão do barramento CC.
Fonte: O Autor.

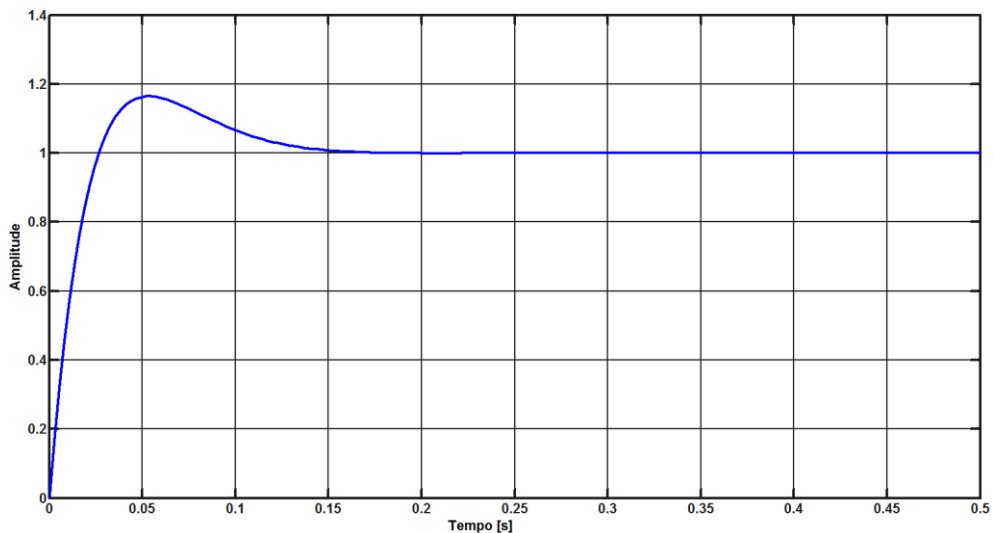


Figura 4.5: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de tensão do barramento CC.

4.3 PROJETO DOS CONTROLADORES DO INVERSOR LCL

4.3.1 Projeto da malha de corrente LCL

Para determinar os ganhos K_{pi} e K_{ii} , a função de transferência da equação (3.44) e o diagrama em blocos da Figura 3.10 foram utilizados, junto com as especificações da Tabela 4.4. Os critérios de frequência de cruzamento e margem de fase são os mesmos adotados para o projeto da malha de corrente do inversor com filtro L.

Tabela 4.4: Especificações de projeto da malha de corrente do inversor LCL

Indutância do filtro LCL	$L_1 = 1,5 \text{ mH}$
Resistência do indutor L_1	$R_{L1} = 0,22 \Omega$
Tensão do barramento CC	$V_{dcLCL} = 230 \text{ V}$
Frequência de chaveamento	$f_{ch} = 20 \text{ kHz}$
Margem de fase	$\gamma = 83^\circ$
Frequência de cruzamento	$\omega_c = 1,3963 \cdot 10^4 \text{ rad/s}$
Ganho proporcional	$KP_{ii} = 169,2395$
Ganho integral	$KI_{ii} = 3,1537 \cdot 10^5$

As respostas em frequência do sistema compensado em malha aberta ($G_{MAciLCL}$) e em malha fechada ($G_{MFciLCL}$) são apresentados na Figura 4.6. A Figura 4.7 mostra a resposta ao degrau unitário, que de acordo com a margem de fase desejada, obteve-se um tempo de resposta de assentamento de 0.9 ms com um sobressinal em torno de 8%.

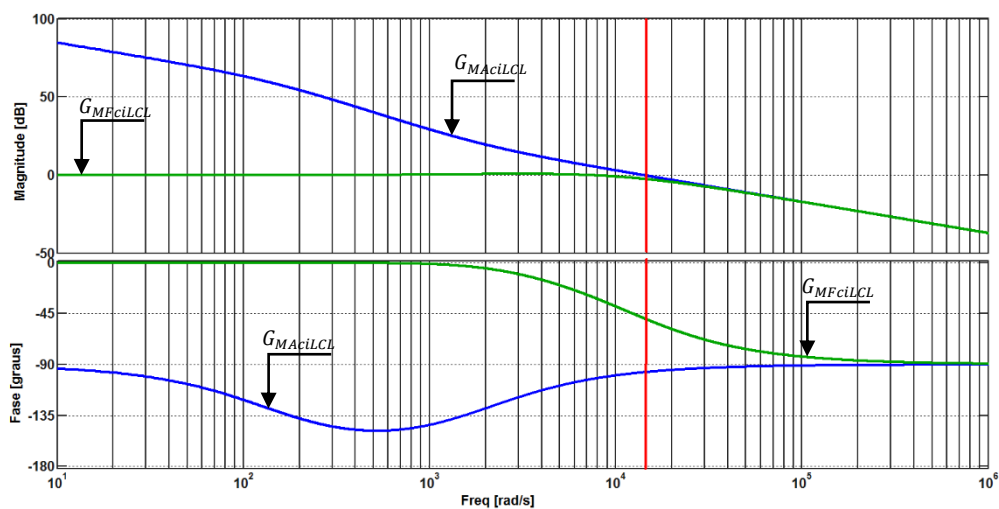


Figura 4.6: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada de referente à malha de corrente do sistema 2.

Fonte: O Autor.

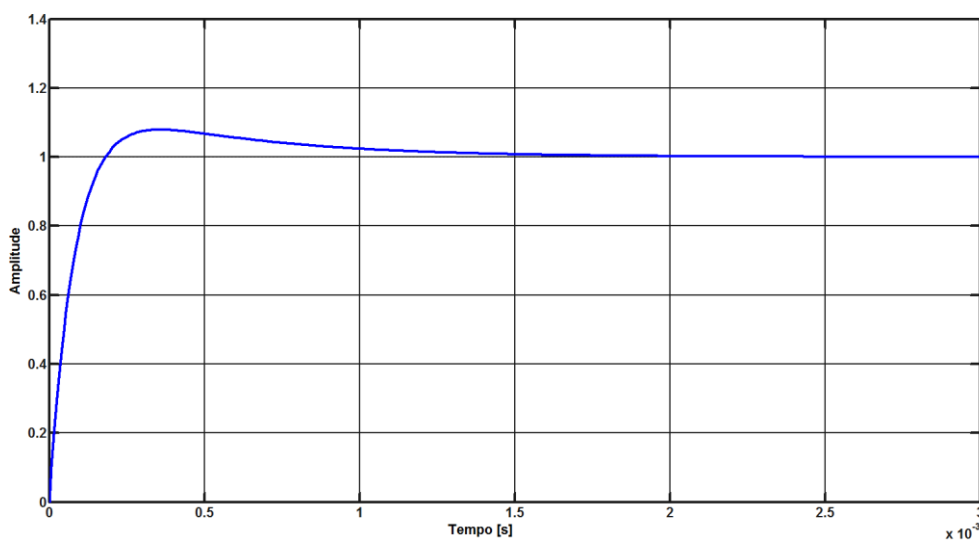


Figura 4.7: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de corrente do sistema 2.

Fonte: O Autor.

4.3.2 Projeto da malha de tensão

O projeto da malha de tensão, foi realizado através da função de transferência da equação (3.53) e do diagrama em blocos da Figura 3.11. Esta malha deve possuir uma frequência de cruzamento, ao menos, um quarto inferior à malha de corrente, sendo que ω_c não deve ser inferior a 600 Hz, uma vez que o controlador desta malha

deverá rastrear uma tensão senoidal com uma frequência igual à da rede elétrica. As especificações de projeto estão na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Especificações de projeto da malha de tensão do inversor LCL

Capacitância do filtro LCL	$C_f = 10 \mu\text{F}$
Tensão do barramento CC	$V_{dcLCL} = 230 \text{ V}$
Frequência de chaveamento	$f_{ch} = 20 \text{ kHz}$
Margem de fase	$\gamma = 36^\circ$
Frequência de cruzamento	$\omega_c = 5,3407 \cdot 10^3 \text{ rad/s}$
Ganho proporcional	$KP_{iv} = 0,0315$
Ganho integral	$KI_{iv} = 231,3502$

A Figura 4.8 mostra a resposta em frequência do sistema compensado em malha aberta ($G_{MAcvLCL}$) e em malha fechada ($G_{MFcvLCL}$). A resposta ao degrau unitário da Figura 4.9 mostra que, na margem de fase desejada e na frequência de cruzamento empregada no projeto, o tempo de resposta de assentamento foi de 2,2 ms, com um sobressinal de aproximadamente 42%.

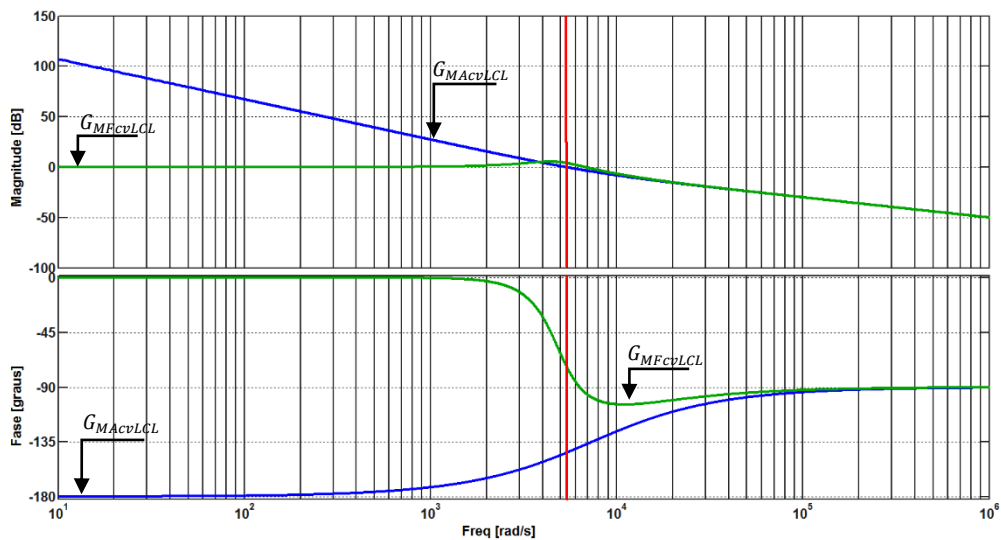


Figura 4.8: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de tensão do inversor LCL.

Fonte: O Autor.

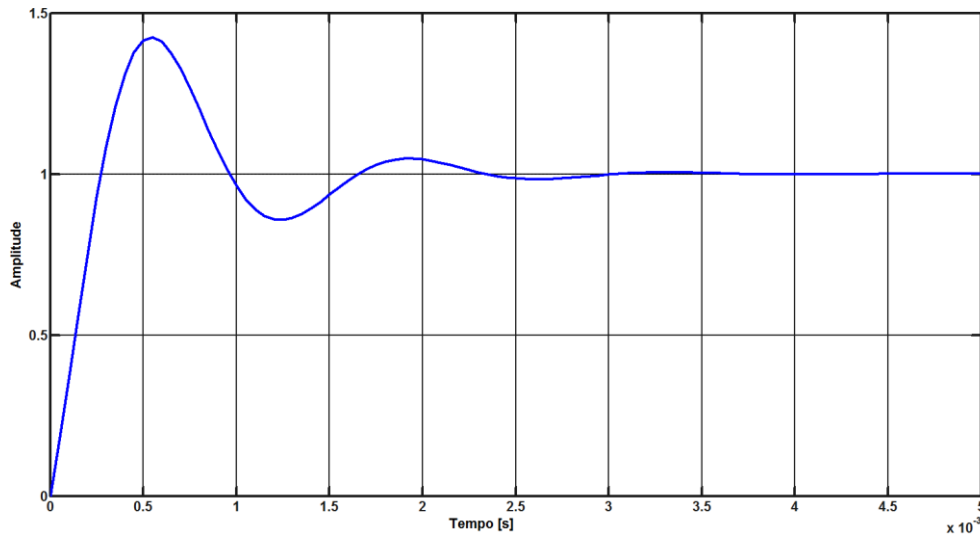


Figura 4.9: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de tensão do inversor LCL.
Fonte: O Autor.

4.3.3 Projeto da malha de potência reativa

A malha de potência reativa tem por objetivo, rastrear uma referência de potência reativa fornecida pelo algoritmo de controle, sendo que esta malha deve possuir uma velocidade inferior à velocidade da malha de tensão em pelo menos um quarto da frequência de cruzamento. A Tabela 4.6 apresenta as especificações de projeto desta malha e, a Figura 4.10, mostra a resposta em frequência do sistema compensado em malha aberta ($G_{MACqLCL}$) e fechada ($G_{MFCqLCL}$). Na Figura 4.11 apresenta-se a resposta ao degrau unitário, tendo como tempo de resposta de assentamento de 55 ms, com sobressinal inferior a 3,2%.

Tabela 4.6: Especificações de projeto da malha de potência reativa do inversor LCL

Indutância do filtro LCL	$L_2 = 5 \text{ mH}$
Resistência do indutor L_2	$R_{L2} = 0,22 \Omega$
Frequência de chaveamento	$f_{ch} = 20 \text{ kHz}$
Margem de fase	$\gamma = 80^\circ$
Frequência de cruzamento	$\omega_c = 100,5310 \text{ rad/s}$
Ganho proporcional	$KP_q = 0,5093$
Ganho integral	$KI_q = 31,9719$

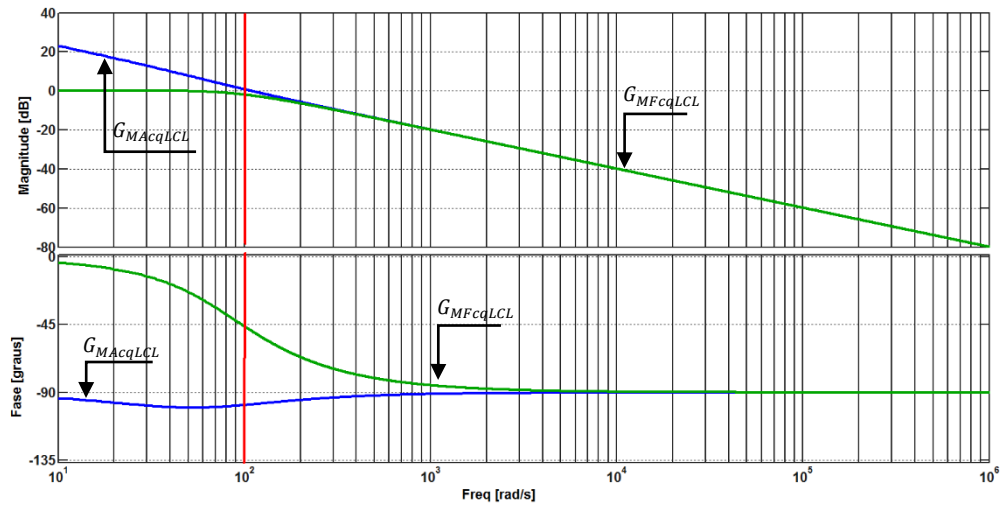


Figura 4.10: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de potência reativa.

Fonte: O Autor.

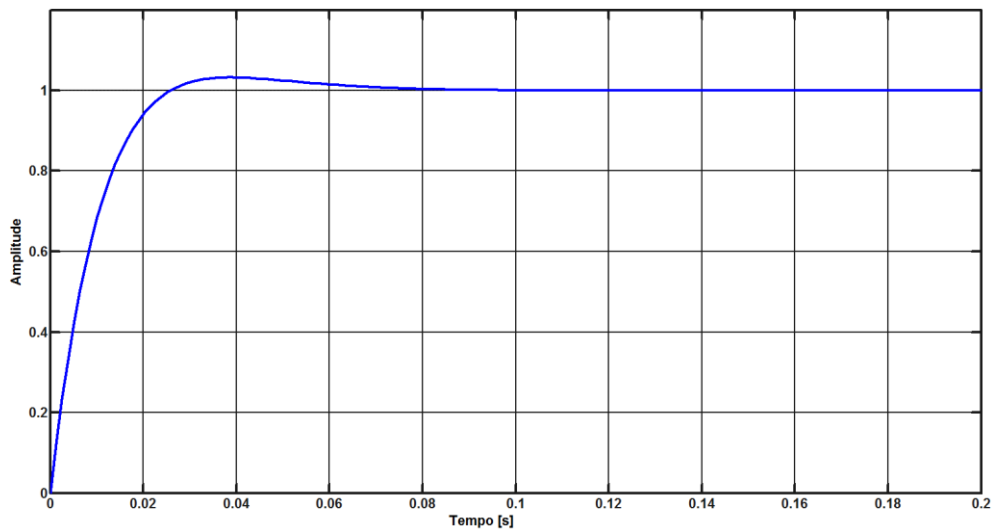


Figura 4.11: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de potência reativa.

Fonte: O Autor.

4.3.4 Projeto da malha de potência ativa

A malha de potência ativa busca rastrear uma referência de potência ativa gerada a partir do controle da tensão no barramento CC e gerar um ângulo δ defasado em relação à fase da rede elétrica. A Tabela 4.7 apresenta as especificações de projeto desta malha. A resposta em frequência do sistema compensado em malha

aberta ($G_{MACpLCL}$) e em malha fechada ($G_{MFCpLCL}$) são apresentadas na Figura 4.12. Já a Figura 4.13 ilustra a resposta ao degrau unitário, que possui um tempo de resposta de assentamento de 430 ms e um sobressinal de de aproximadamente 10%.

Tabela 4.7: Especificações de projeto da malha de potência ativa do inversor LCL.

Tensão eficaz no capacitor C_f	$V_{Cf} = 127 \text{ V}$
Tensão eficaz no PAC	$V_s = 127 \text{ V}$
Tensão do barramento CC	$V_{dcLCL} = 230 \text{ V}$
Capacitância do barramento CC	$C_{dcLCL} = 705 \mu\text{F}$
Frequência da rede elétrica	$f = 60 \text{ Hz}$
Reatância indutiva do indutor L_2	$X_{L2} = 2\pi f L_2$
Frequência de chaveamento	20 kHz
Margem de fase	$\gamma = 78,5^\circ$
Frequência de cruzamento	$\omega_c = 25,1327 \text{ rad/s}$
Ganho proporcional	$KP_p = 0,00063714$
Ganho integral	$KI_p = 0,0033$

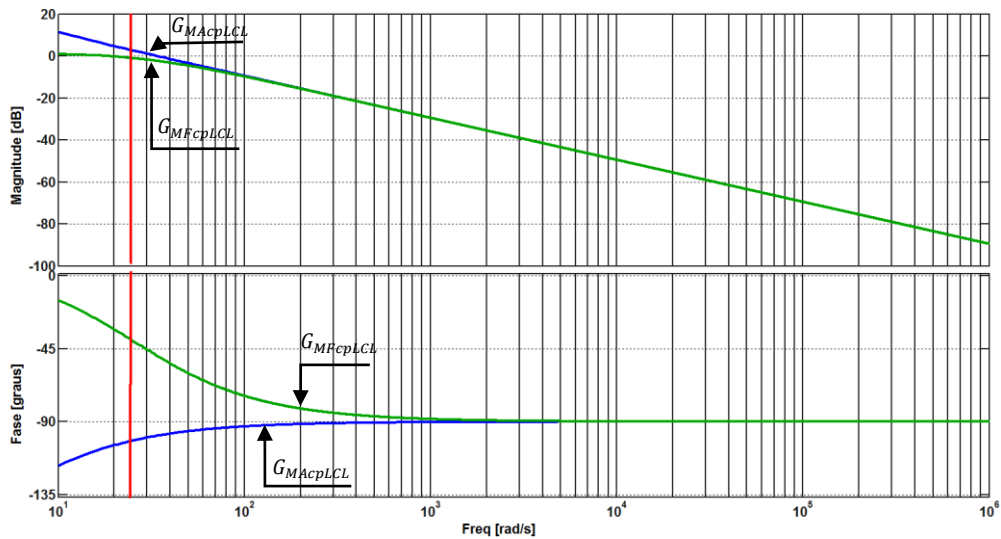


Figura 4.12: Diagrama de Bode do sistema compensado em malha aberta e fechada referente à malha de potência ativa.

Fonte: O Autor.

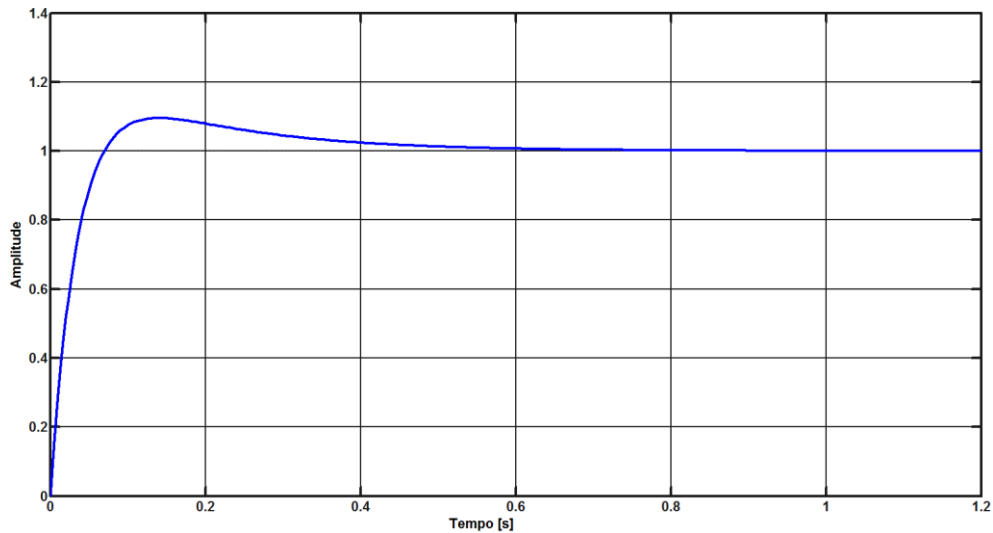


Figura 4.13: Resposta ao degrau unitário do sistema compensado em malha fechada da malha de potência ativa.
Fonte: O Autor.

4.4 DISCRETIZAÇÃO DOS CONTROLADORES

Para a obtenção da função de transferência discreta (domínio z) dos controladores, foi utilizado o método *tustin*, também denominado transformação bilinear. Este método consiste na substituição de s por (4.5) na função de transferência do controlador.

$$s = \frac{2}{T_s} \left(\frac{z-1}{z+1} \right) \quad (4.5)$$

Onde T_s é o período de amostragem, o qual é o inverso da frequência de amostragem $f_a (T_a = 1/f_a)$.

Realizando a substituição de (4.5) na função de transferência de um controlador PI $G_{PI}(s)$, dado por (4.1), obtém-se a a função de transferência em tempo discreto $G_{PI}(z)$:

$$G_{pi}(z) = \frac{U(z)}{E(z)} = a \left[\frac{1+bz^{-1}}{1-z^{-1}} \right] \quad (4.6)$$

onde:

$$a = \frac{(2K_p + T_a K_1)}{2} \quad b = \frac{(T_a K_1 - 2K_p)}{(2K_p + T_a K_1)}$$

Desta forma, considerando a função de transferência $G_{PI}(z)$ dada em (4.6), pode-se obter uma equação diferença para ser implementar os controladores PI no DSP, sendo esta equação dada por:

$$u_c(k) = a e(k) + ab e(k - 1) + u_c(k - 1) \quad (4.7)$$

sendo $u_c(k)$ a amostra atual da ação de controle, $u_c(k - 1)$ a amostra anterior da ação de controle, $e(k)$ a amostra do erro atual e $e(k - 1)$ a amostra do erro anterior.

4.5 SIMULAÇÃO DO SISTEMA

As demais especificações necessárias para a realização das simulações, são apresentadas na Tabela 4.8. A especificação do arranjo fotovoltaico utilizado nas simulações está descrita no apêndice A.

Tabela 4.8: Especificações de circuito para simulação

Tensão da rede elétrica no PAC	$V_s = 127 \text{ V}$
Indutância da rede elétrica	$L_s = 10 \mu\text{H}$
Resistência série da rede elétrica	$R_s = 50 \text{ m}\Omega$
Irradiação solar	750 W/m^2
Temperatura ambiente	$T_{amb} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

4.5.1 Inversores Conectados à Rede Elétrica, com carga RL conectada ao sistema, fornecendo potência ativa e compensando reativos.

O esquema do circuito elétrico simulado é apresentado na Figura 4.14, onde verifica-se que há uma carga RL conectada ao PAC. A Tabela 4.9 apresenta as especificações da carga, além daquelas estabelecidas pela Tabela 4.8.

Tabela 4.9: Especificações de circuito para simulação com carga RL

Indutância da carga	$L = 12 \text{ mH}$
Resistência da carga	$R = 12 \Omega$

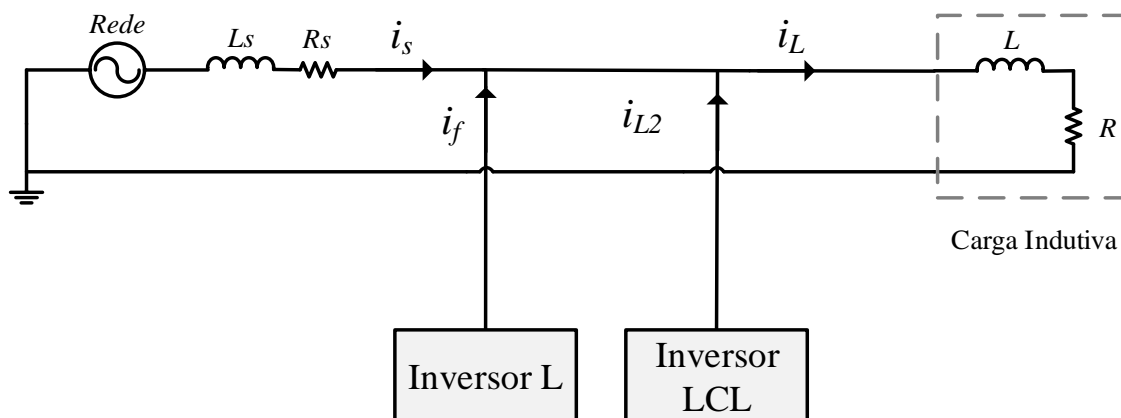


Figura 4.14: Esquema com inversores ligados à rede elétrica e com uma carga indutiva.
Fonte: O Autor.

As Figuras 4.15 (a), (b), (c) e (d) mostram as formas de onda de corrente drenada pela carga RL, assim como a corrente na rede i_s e as correntes de saída da GD i_f e i_{L2} . Na Figura 4.15 (b) a tensão no PAC V_g e a corrente i_s estão em fase, contudo em fase oposta uma a outra, mostrando que a potência reativa foi compensada, e além disso, uma parte da corrente está sendo absorvida pela rede elétrica como energia ativa. Para uma melhor visualização das correntes em relação à tensão, i_s , i_L , i_f e i_{L2} estão multiplicadas por um fator de cinco vezes.

Já a Figura 4.16 (a) e (b) apresentam a TDH da corrente da rede elétrica i_s e da corrente da carga i_L . A Tabela 4.10 apresenta o percentual de distorção harmônica em cada uma delas, sendo que a corrente i_L apresenta TDH de 0,01%, enquanto i_s apresenta uma TDH de 3,12%.

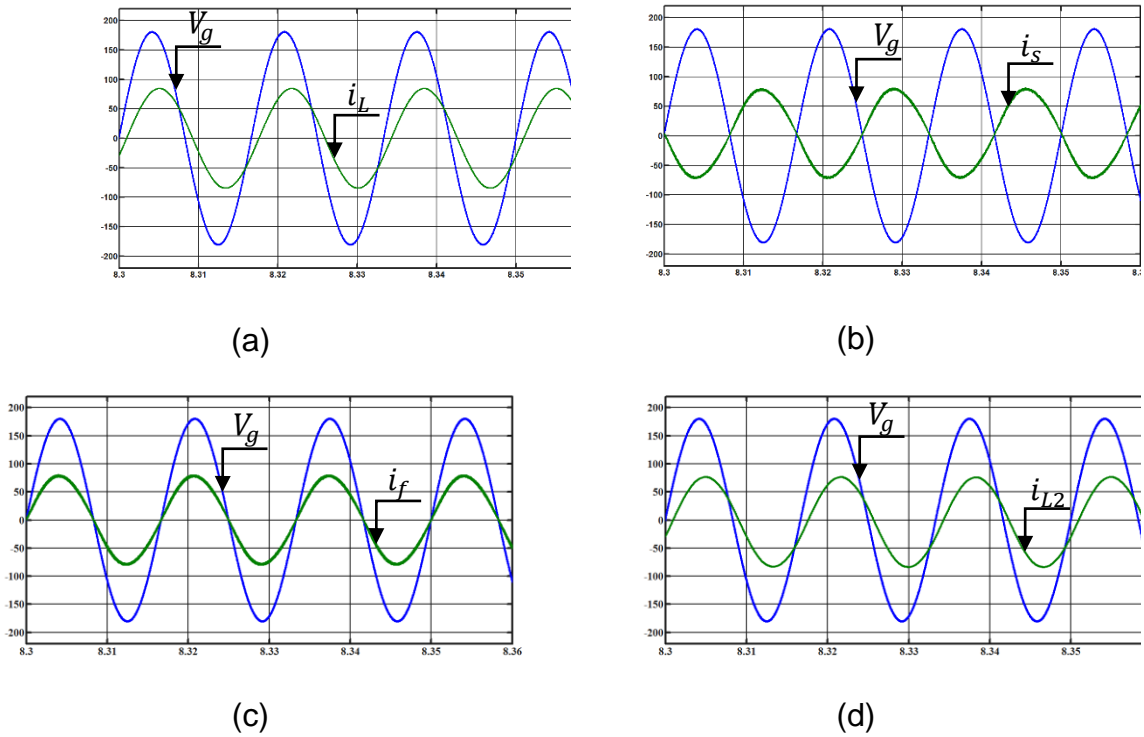


Figura 4.15: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g , corrente na carga RL i_L , corrente da rede i_s , corrente de saída do sistema 1 i_f e Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} .

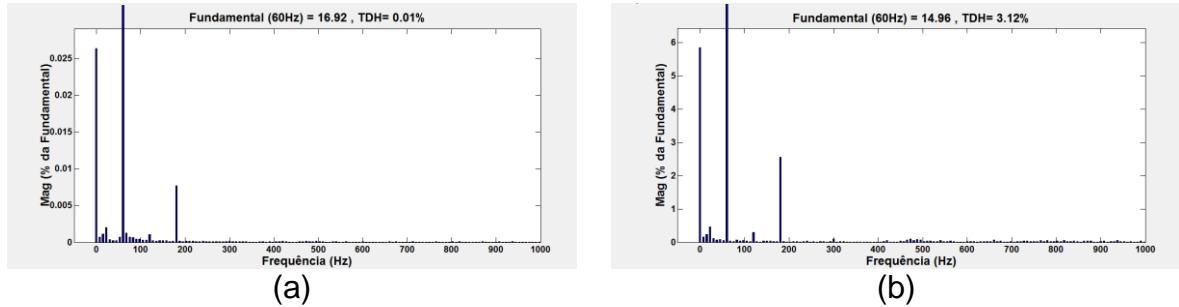


Figura 4.16: Resultados de simulação para taxa de distorção harmônica e espectro harmônico: (a) corrente da carga i_L ; (b) Corrente na rede i_s .

Tabela 4.10: TDH das correntes da rede elétrica e da carga RL.

Taxa de distorção harmônica da rede elétrica	$TDH_S = 3,12\%$
Taxa de distorção harmônica da carga	$TDH_L = 0,01\%$

Em (4.16), onde está mostrada a tensão V_g e V_{Cf} , verifica-se que a amplitude de V_{Cf} é superior à de V_g , devido a necessidade de compensação de energia reativa. Além disso, a fase de V_{Cf} está adiantada em relação a V_g , mostrando que o sistema está injetando potência ativa na rede elétrica.

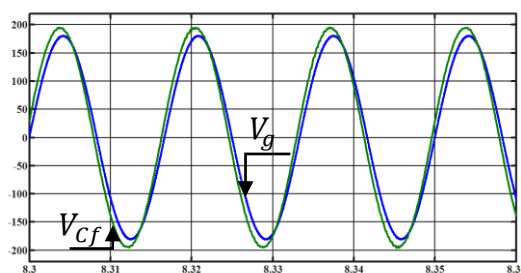


Figura 4.17: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g e tensão V_{cf} , no capacitor C_f quando carga é um circuito RL.

4.5.2 Sistemas 1 e 2 Conectados à Rede Elétrica, com retificador não-controlado conectado ao PAC, fornecendo potência ativa, compensando reativos e mitigando harmônicos de corrente da carga.

O esquema da Figura 4.18 apresenta o circuito simulado com uma carga composta por um retificador monofásico em ponte completa não controlado, cujas especificações estão na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Especificações do circuito para simulação do retificador não controlado

Indutância da carga	$L_{ret} = 1,5 \text{ mH}$
Resistência da carga	$R_{ret} = 48\Omega$
Capacitância da carga	$C_{ret} = 900 \mu\text{F}$

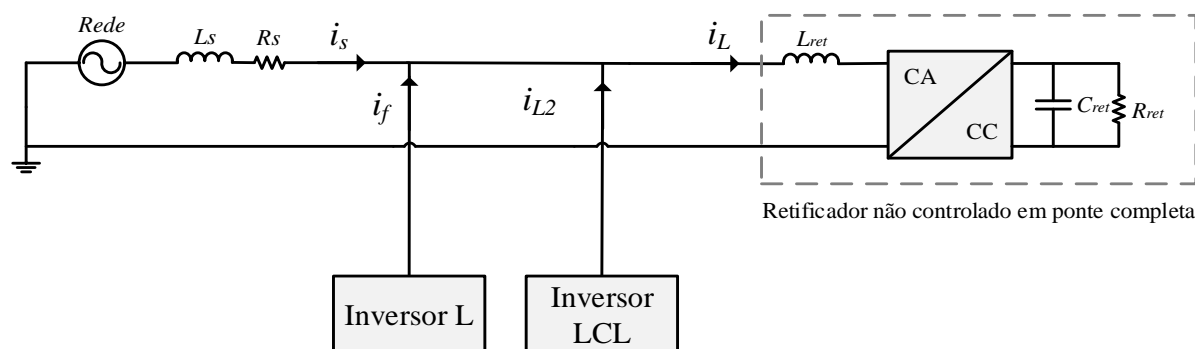


Figura 4.18: Esquema com inversores ligados à rede elétrica e com um retificador não controlado com carga RC.
Fonte: O Autor.

Na figura 4.19 (a), (b), (c) e (d) são apresentadas a corrente da carga i_L , corrente na rede elétrica i_s e as correntes injetadas pelos inversores i_f e i_{L2} . A atuação da GD na mitigação dos harmônicos e compensação de reativos, além da energia ativa fornecida à rede, manteve a corrente i_s em formato próximo ao senoidal, reduzindo a TDH de 94,62% para 2,88%, conforme mostrado na Figura 4.20 e Tabela 4.12. O espectro harmônico da carga simulada apresenta, além da frequência

fundamental, as frequências de 3°, 5°, 7° e 9° harmônicos com as maiores amplitudes. Por outro lado, na corrente na rede elétrica, a amplitude dos harmônicos foram reduzidas consideravelmente.

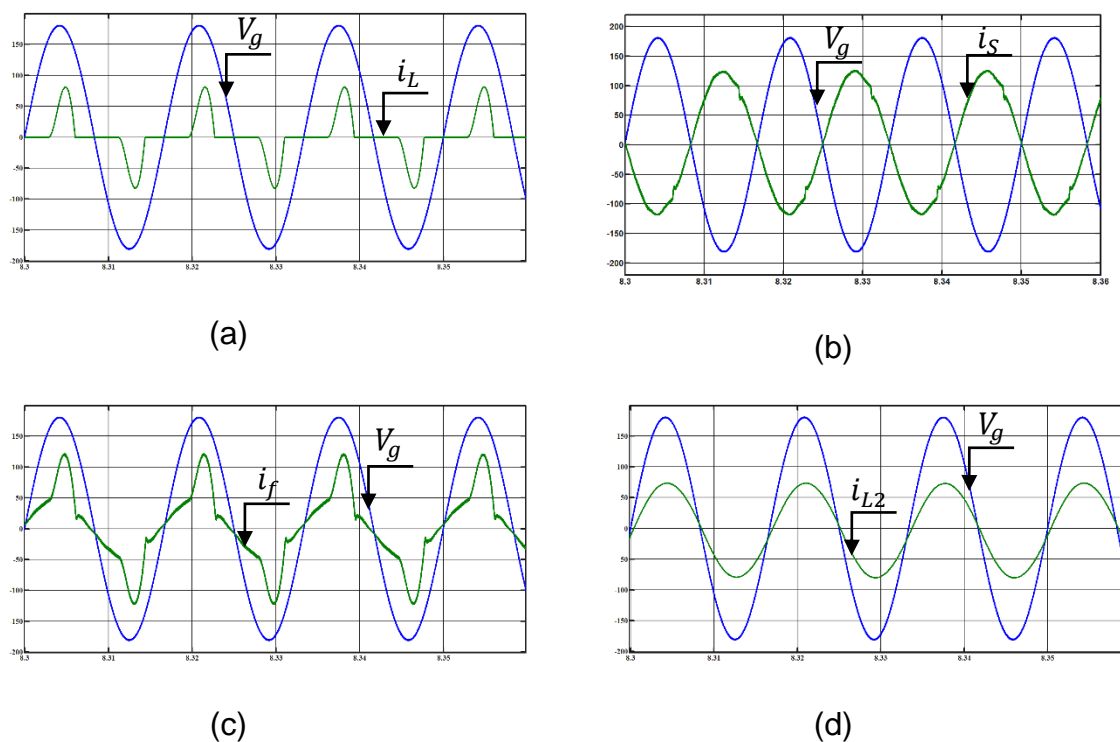


Figura 4.19: Resultados de simulação para formas de onda da corrente: (a) Corrente na carga não-linear i_L ; (b) corrente da rede i_S ; (c) Corrente de saída do sistema 1 i_f ; (d) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} .

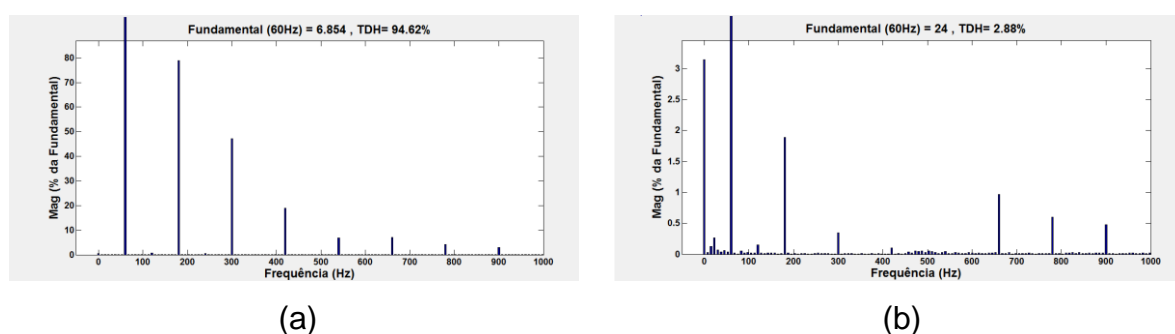


Figura 4.20: Resultados de simulação para TDH e espectro harmônico: (a) Corrente na carga não-linear i_L ; (b) corrente da rede i_S .

Tabela 4.12: TDH das correntes da rede elétrica e da carga não linear

Taxa de distorção harmônica da rede elétrica	$TDH_S = 2,88\%$
Taxa de distorção harmônica da carga	$TDH_L = 94,62\%$

Pode-se verificar com a Figura 4.21 o controle do fluxo de potência realizado no sistema 2, que a partir da variação da fase e da amplitude da tensão (V_{Cf}) em relação a tensão no PAC (V_g), para compensar a potência reativa fundamental consumida pela carga e injetar energia ativa.

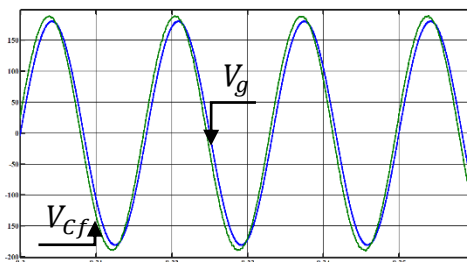


Figura 4.21: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g e tensão V_{Cf} no capacitor (C_f) quando carga formada por retificador não controlado.

4.5.3 Inversores conectados à rede elétrica, sem carga conectada, fornecendo integralmente energia ativa.

O esquema do circuito elétrico simulado é mostrado na Figura 4.22. Neste caso, não há nenhum tipo de carga conectada ao sistema, logo, toda a energia disponível nos arranjos PVs será injetada na rede elétrica como energia ativa.

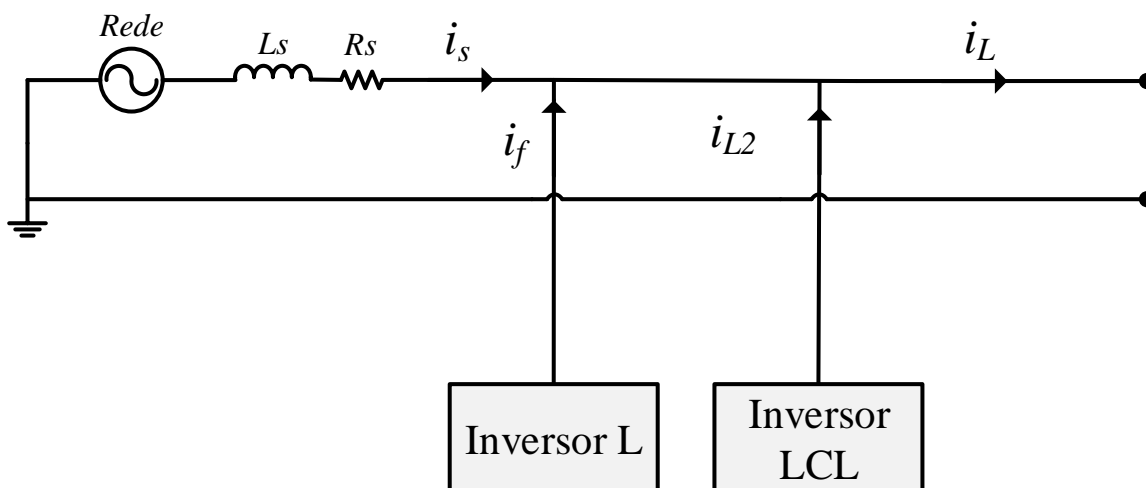


Figura 4.22: Esquema com inversores ligados à rede elétrica sem carga conectada.
Fonte: O Autor.

Neste caso, corrente de carga (i_L) será nula e, desta forma, toda a energia disponível nos PVs será fornecida a rede como energia ativa. Na Figura 4.23 a corrente (i_f) possui apenas a parcela ativa que está sendo injetada na rede elétrica,

e, da mesma forma, (i_{L2}) possui apenas parcelas de potência ativa. A TDH e o espectro harmônico são mostrados na Figura 4.24, assim como a Tabela 4.13 mostra que há uma distorção de 1,70% na corrente da rede. Finalmente, a Figura 4.25 mostra o comportamento da tensão (V_{cf}) em relação a (V_g) para controlar o fluxo de potência em direção à rede.

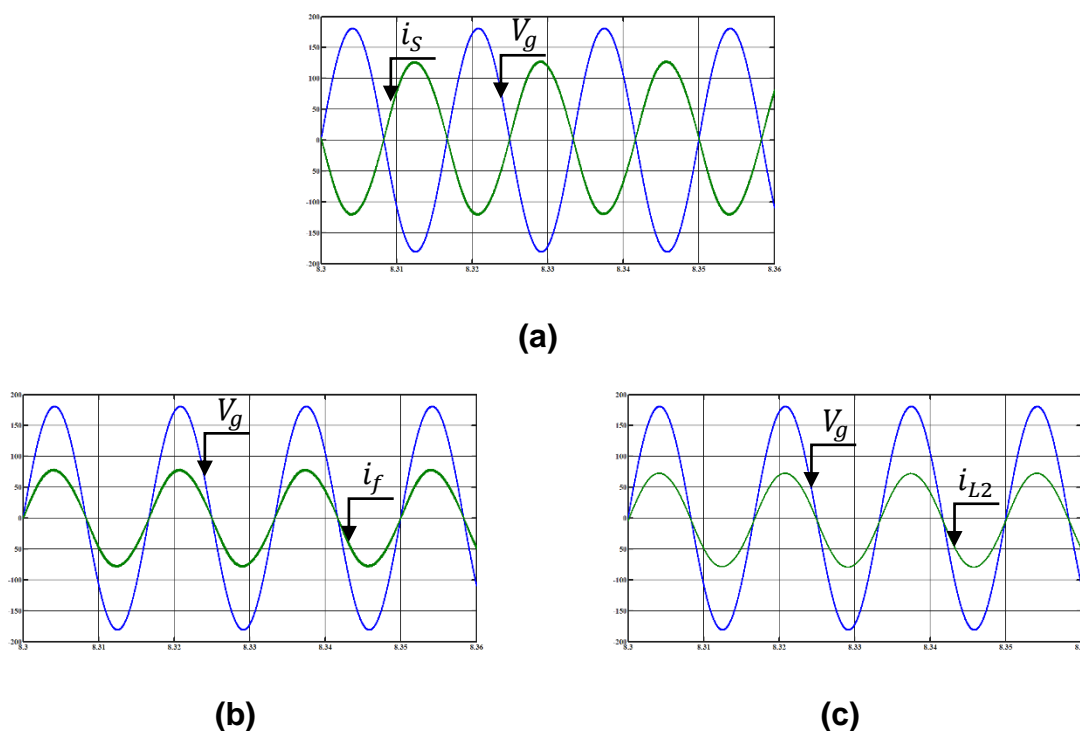


Figura 4.23: Resultados de simulação para tensão na rede elétrica V_g , corrente da rede i_s e corrente injetada pelo sistema 1 i_f e corrente injetada pelo sistema 2 i_{L2} quando não há carga conectada.

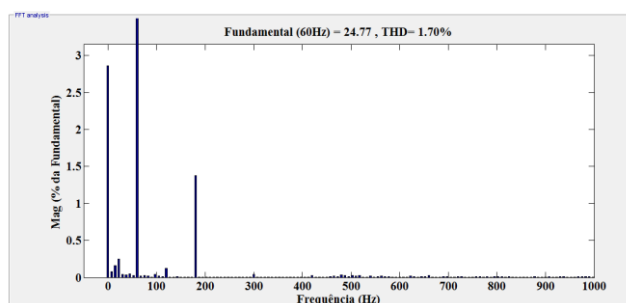


Figura 4.24: Resultados de simulação para TDH da corrente drenada pela carga e corrente injetada na rede elétrica quando não há carga conectada

Tabela 4.13: TDH das correntes da rede elétrica e da carga

Taxa de distorção harmônica da rede elétrica	$TDH_S = 1,70\%$
--	------------------

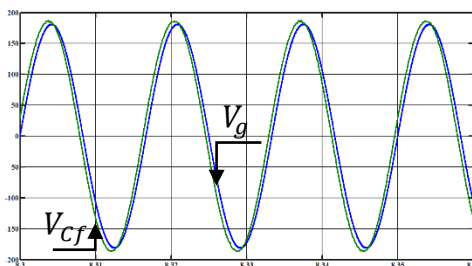


Figura 4.25: Resultados de simulação para tensão no PAC V_g e tensão V_{cf} no capacitor C_f quando não há carga conectada.

4.5.4 Resultados para carga não linear, a qual é composta por retificador não-controlado com um arranjo RL conectado no lado CC do retificador.

O circuito elétrico simulado com uma carga composta por um retificador monofásico em ponte completa não controlado com um arranjo série RL no lado CC do retificador é apresentado na Figura 4.26 apresenta, cujas especificações estão na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Especificações de circuito para simulação do retificador não controlado

Indutância do indutor da carga	$L_{ret} = 1,5 \text{ mH}$
Resistência da carga	$R_{ret} = 10 \Omega$
Indutância do indutor da carga	$L = 380 \text{ mH}$

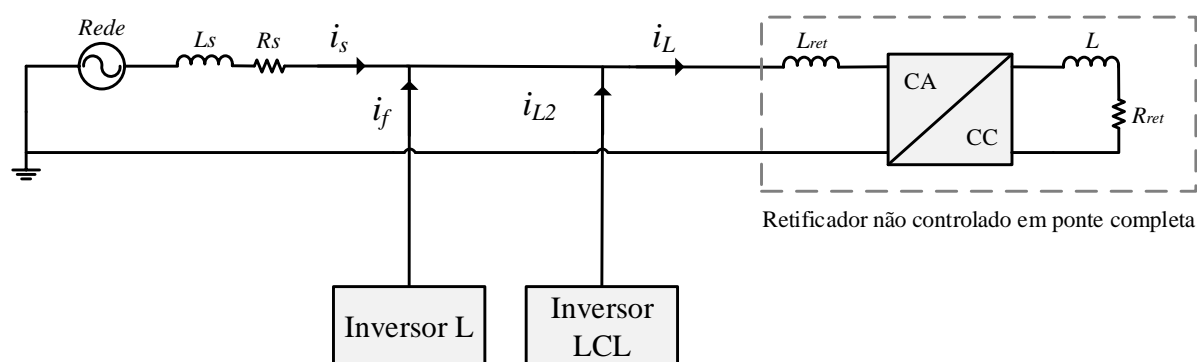


Figura 4.26: Esquema com inversores ligados à rede elétrica e com um retificador não controlado com carga RL conectado no lado CC.

A corrente da carga i_L , corrente na rede elétrica i_s e as correntes injetadas pelos inversores i_f e i_{L2} são apresentadas, respectivamente, nas Figuras 4.27 (a), (b), (c) e (d). A atuação da GD na atenuação dos harmônicos e na compensação de reativos,

além da energia ativa fornecida à rede, resultou numa corrente i_s com formato próximo ao senoidal e, conseqüentemente, reduziu a TDH de 39,63% para 4,28%, conforme Figura 4.28 e Tabela 4.15. Com relação ao espectro harmônico da carga simulada, a mesma apresenta, além da frequência fundamental, as frequências de 3°, 5°, 7° e 9° harmônicos com as maiores amplitudes, sendo que, após a atuação do sistema na supressão de harmônicos, possibilitou uma redução na amplitude destes, como pode ser observado nos espectros harmônicos mostrados nas Figuras 4.28 (a) e (b).

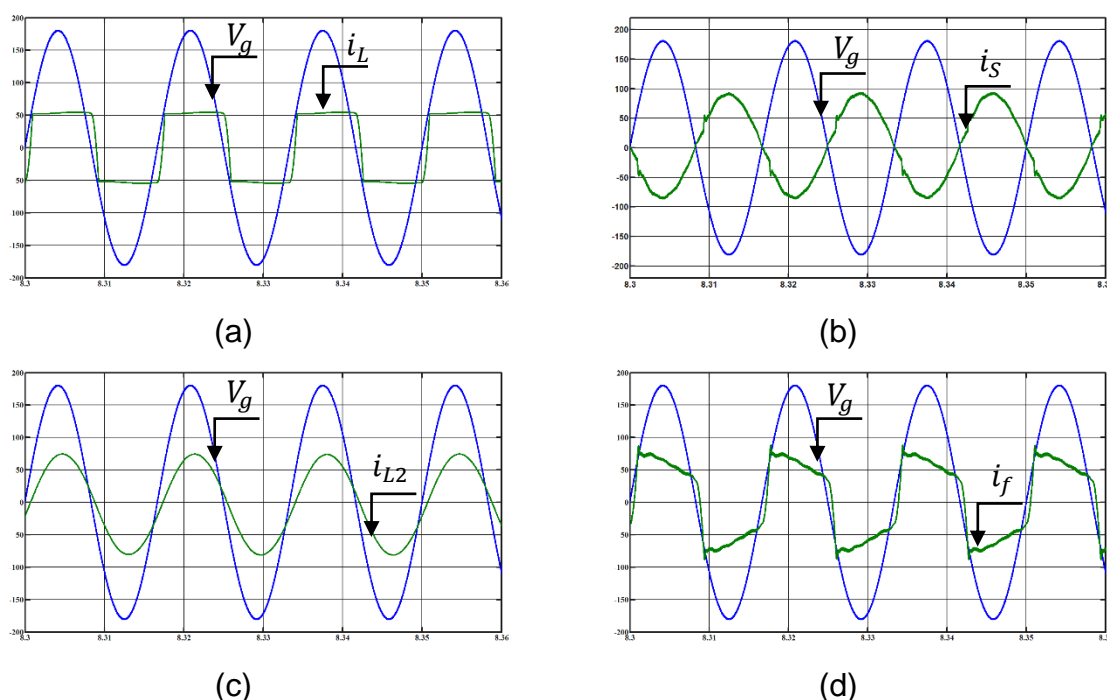


Figura 4.27: Resultados de simulação para carga não-linear (retificador com carga RL) conectada ao sistema: (a) corrente na carga não linear i_L ; (b) corrente da rede i_S ; (c) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} ; (d) Corrente de saída do sistema 1 i_f .

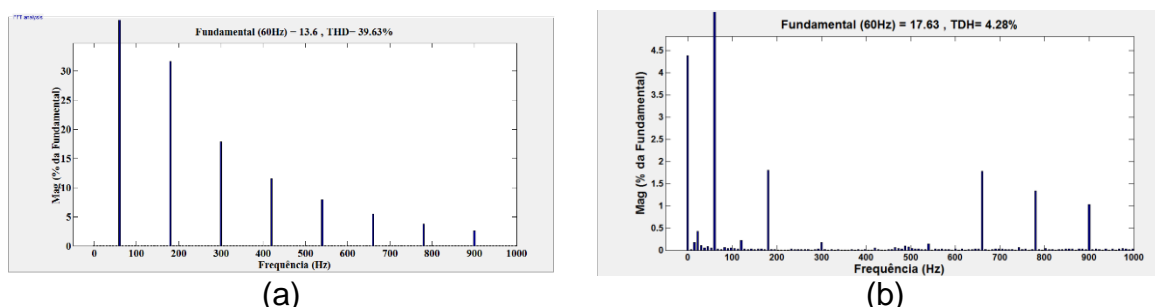


Figura 4.28: Resultados de simulação para TDH e espectro harmônico: (a) Corrente na carga não-linear i_L ; (b) corrente da rede i_S .

Tabela 4.15: TDH das correntes da rede elétrica e da carga não linear

Taxa de distorção harmônica da rede elétrica	$TDH_S = 4,28\%$
Taxa de distorção harmônica da carga	$TDH_L = 39,63\%$

4.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram realizados os projetos dos controladores das malhas de controle dos inversores com filtros L e LCL. Foram realizadas simulações considerando diferentes tipos de carga conectadas ao PAC, com o objetivo de avaliar o desempenho dinâmico do sistema e sua capacidade de compensação.

O desempenho do inversor L, atuando para atenuar distorções harmônicas provocadas por cargas, pôde ser verificado, pois a corrente da rede elétrica permaneceu com formato próximo ao senoidal. Também pôde ser verificado, que o inversor injetou energia ativa à rede elétrica a partir da extração da potência disponível no arranjo PV.

O inversor LCL, atuando como compensador de reativo, teve seu desempenho avaliado, o qual operou para que corrente da rede elétrica ficasse com fator de deslocamento próximo ao unitário. Este sistema também atuou injetando corrente ativa na rede elétrica utilizando a energia ativa disponível no arranjo PV, além de manter a tensão do barramento CC estabilizada.

5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

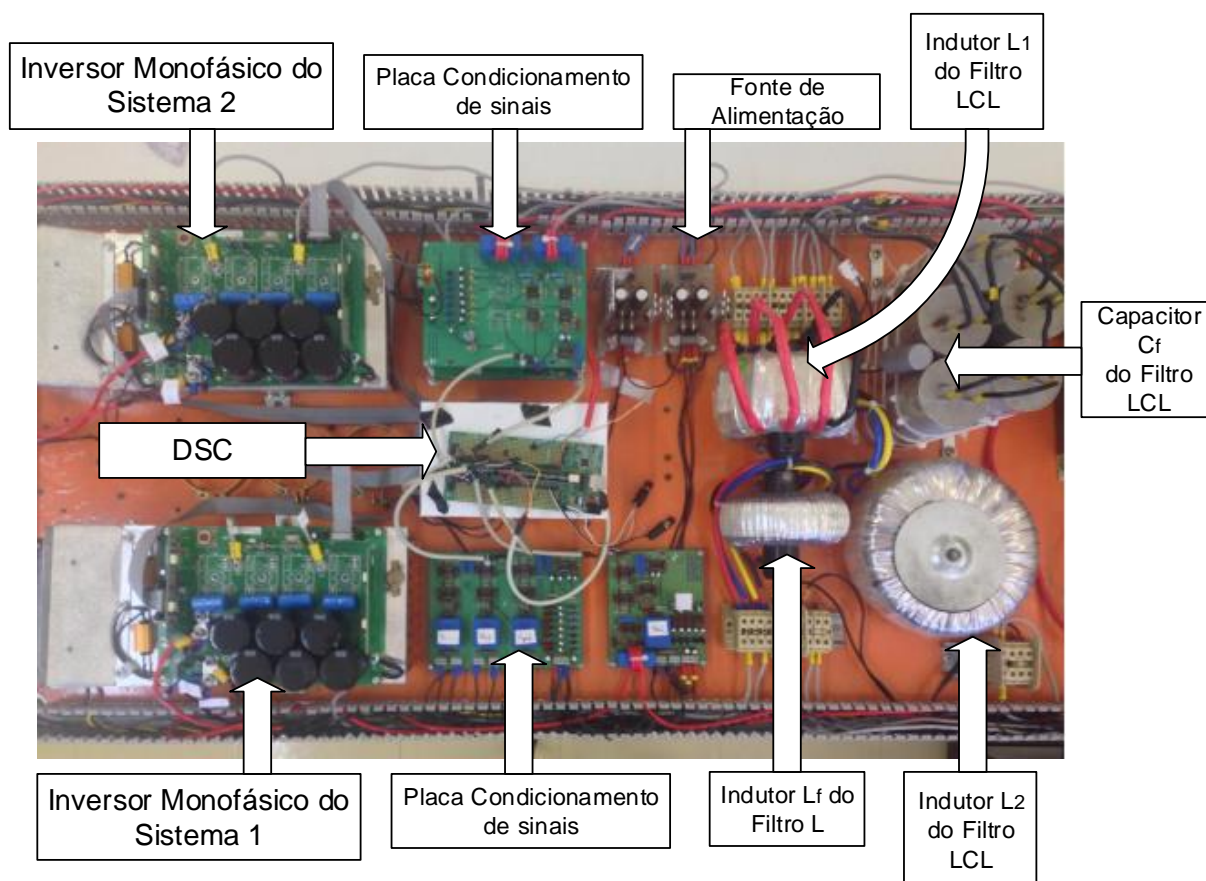
Este capítulo apresenta os resultados experimentais do sistema de microgeração implementado neste trabalho, o qual foi avaliado empregando cargas não-lineares, carga linear e sem carga conectada ao PAC.

As formas de ondas das tensões e correntes mostradas neste capítulo, foram obtidas através do osciloscópio digital Tektronix 2024. Outros dados como potência ativa, potência reativa, potência aparente, espectro harmônico e taxa de distorção harmônica, fator de potência e fator de deslocamento foram adquiridos com o medidor de qualidade de energia elétrica Fluke 43B. As respectivas magnitudes de tensão, corrente e potência extraída dos arranjos PVs foram adquiridas com o analisador de energia YOKOGAWA WT3000.

Inicialmente será apresentada uma breve descrição do protótipo implementado em laboratório, assim como as características das cargas empregadas nos ensaios. Em seguida, serão apresentados os resultados do sistema operando em regime permanente.

5.1 DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO

Conforme Figura 5.1, o protótipo empregado neste trabalho é composto por dois inversores monofásicos *full-bridge*, utilizando o módulo SKS 30F B2CI 10 V12 da SEMIKRON. Os inversores compõem uma microgeração, tendo o sistema 1 um filtro L de acoplamento com a rede elétrica e o sistema 2 um filtro LCL. A aquisição dos sinais de tensão e corrente é realizada por meio da placa de condicionamento de sinais, além do uso de duas placas de comunicação com os drivers para acionamento das chaves IGBT e um Controlador Digital de Sinais (DSC – *Digital Signal Controller*).



**Figura 5.1 – Foto do protótipo implementado em laboratório.
Fonte: O Autor.**

5.2 CONDIÇÕES DE ENSAIO REALIZADOS

O sistema de GD foi avaliado considerando as seguintes condições de operação (CO): retificador não-controlado com carga RL como CO1, retificador não-controlado com carga RC como CO2 e carga linear RL como CO3.

Adicionalmente foram consideradas as seguintes condições de ensaio (CE) da GD: na CE1 é considerado somente a supressão de harmônicos de corrente da carga utilizando somente o sistema 1; na CE2 é realizada a compensação de reativos da carga utilizando somente o sistema 2; na CE3 é realizado a supressão de harmônicos e compensação de reativos da carga considerando os sistemas 1 e 2 operando em conjunto; na CE4 os sistemas operam injetando corrente ativa na rede elétrica, além de realizar a supressão de harmônicos e compensação de reativos da carga.

5.2.1 GD operando com retificador não-controlado com carga RL conectada ao PAC - CO1

Esta seção apresenta os resultados experimentais do sistema quando uma carga não-linear é conectada ao PAC, a qual é composta por um indutor de comutação em série com um retificador monofásico em ponte completa. Do lado CC do retificador, é conectado um arranjo em série formado por um indutor e um resistor. O esquema de conexão da carga e os respectivos valores dos elementos que compõem o sistema são os mesmos que os utilizados nos resultados de simulação (Capítulo 4).

A Figura 5.2 apresenta a corrente i_L drenada pela carga não-linear, sendo que, conforme a Figura 5.3 (a), a mesma possui uma potência aparente de 1,12 kVA, uma potência ativa de 1,01 kW e uma potência não-ativa de 0,47kvar. O fator de potência da carga é de 0,91 e o fator de deslocamento de 0,95. Além disso, a taxa de distorção harmônica é de 25,7% conforme ilustra a Figura 5.3 (b) juntamente com seu espectro harmônico.

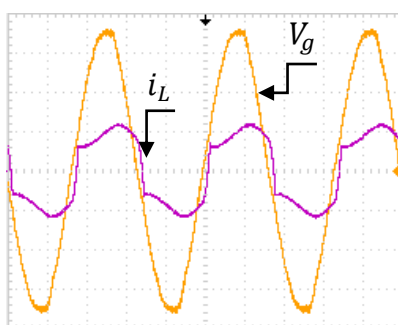


Figura 5.2 – Resultado experimental: corrente da carga i_L (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).

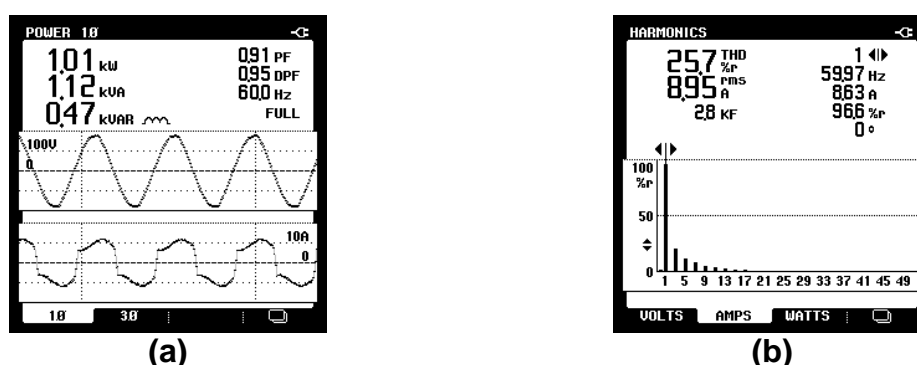


Figura 5.3: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente drenada pela carga: (a) Potência da carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da carga i_L .

Na sequência serão apresentadas as operações individuais de cada sistema, a operação conjunta dos sistemas 1 e 2 sem e com injeção de corrente ativa na rede elétrica.

5.2.1.1 Ensaio do sistema 1 na supressão de harmônicos - (CE1)

A Figura 5.4 (a) ilustra a forma de onda de tensão (V_g), a corrente na rede (i_s) e na Figura 5.4 (b) é exibida a corrente i_f . Estes resultados foram obtidos considerando apenas o sistema 1 em operação o qual atuou apenas suprimindo harmônicos drenados pela corrente de carga.

Conforme a Figura 5.5 (a) pode-se notar que a corrente da rede possui um formato muito próximo ao senoidal e que a TDH foi reduzida de 25,7% para 6%.

As medições de potência do sistema compensado são apresentadas na Figura 5.5 (b), na qual verifica-se um aumento no fator de potência (PF), assim como uma redução da potência não-ativa drenada da rede (kvar).

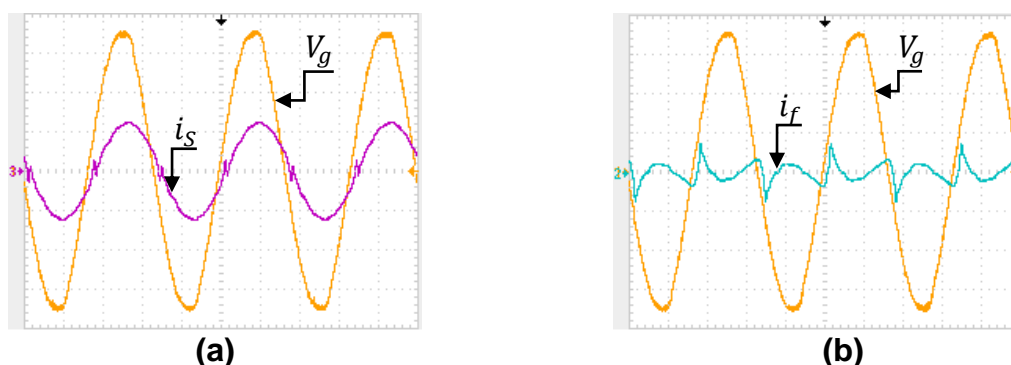


Figura 5.4 – Resultado experimental para CE1 considerando a supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_s (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (10A/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).

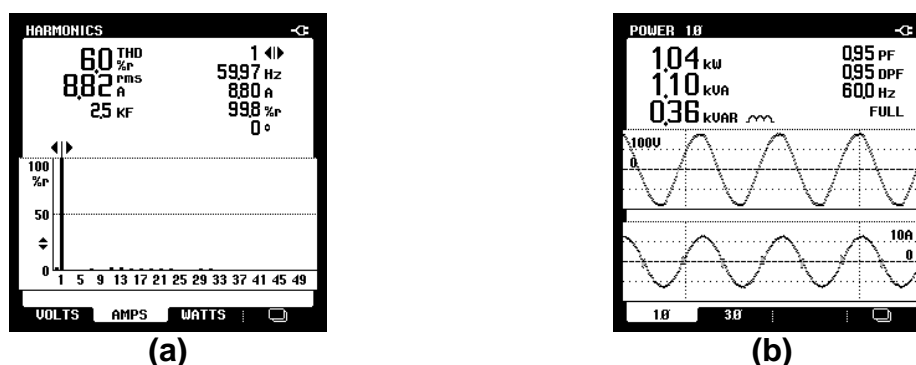


Figura 5.5: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente da rede elétrica: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_s .

5.2.1.2 Ensaio do sistema 2 na compensação de reativos - (CE2)

Para demonstrar a funcionalidade de compensação de reativos fundamentais da carga, o sistema 2 foi analisado de forma independente. Conforme os resultados apresentados na Figura 5.6, na qual são apresentadas as formas de ondas de tensão na rede elétrica (V_g), corrente na rede elétrica i_S e a corrente de saída do sistema 2 i_{L2} . A Figura 5.7 apresenta as medições de potência da rede elétrica e do sistema 2, assim, pode-se observar um aumento no fator de potência, bem como no fator de deslocamento (DPF), o qual é unitário.

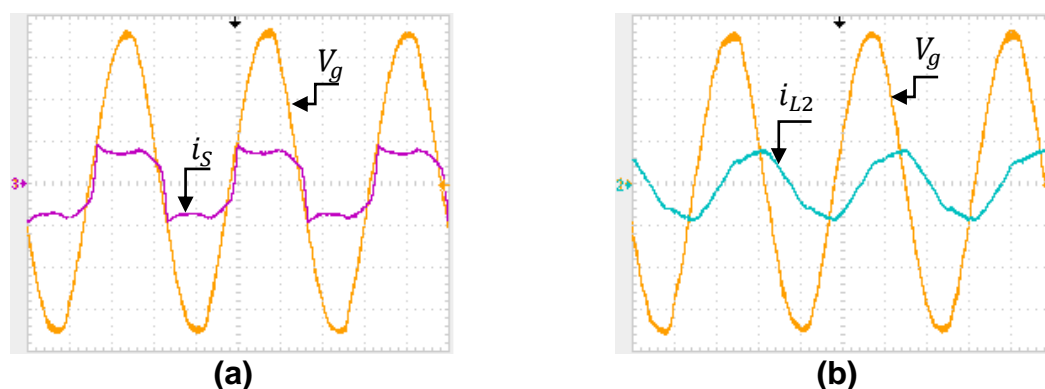


Figura 5.6 – Resultado experimental de compensação de reativos considerando apenas sistema 2: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).

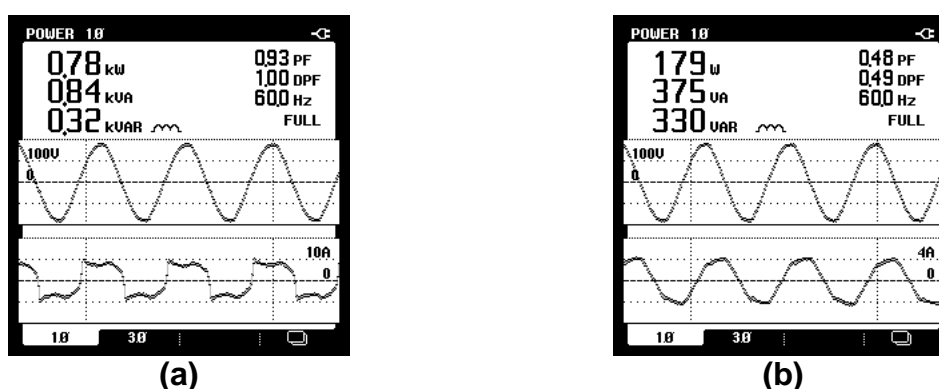


Figura 5.7: Medição de potência do sistema 2 e da rede elétrica: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

5.2.1.3 Ensaio dos sistemas 1 e 2 suprimindo harmônicos e compensando reativos (CE3)

A Figura 5.8 mostra a operação conjunta dos sistemas 1 e 2, onde foi realizada a supressão de harmônicos e compensação de reativos fundamentais da carga, respectivamente. Conforme os resultados ilustrados na Figura 5.8 (a), é possível verificar que a corrente i_s possui um formato próximo ao senoidal e está em fase com a tensão V_g . As correntes de saída do sistema 1 e 2 são apresentados nas Figuras 5.8 (b) e 5.8 (c). As medições de potência da rede elétrica, do sistema 1 e do sistema 2 são exibidas, respectivamente, na Figura 5.9, na qual pode-se notar que o fator de potência, bem como o fator de deslocamento na rede elétrica são unitários em função da supressão dos harmônicos e compensação dos reativos drenados pela carga. A distorção harmônica da corrente i_s ficou em 8,8%, conforme Figura 5.10.

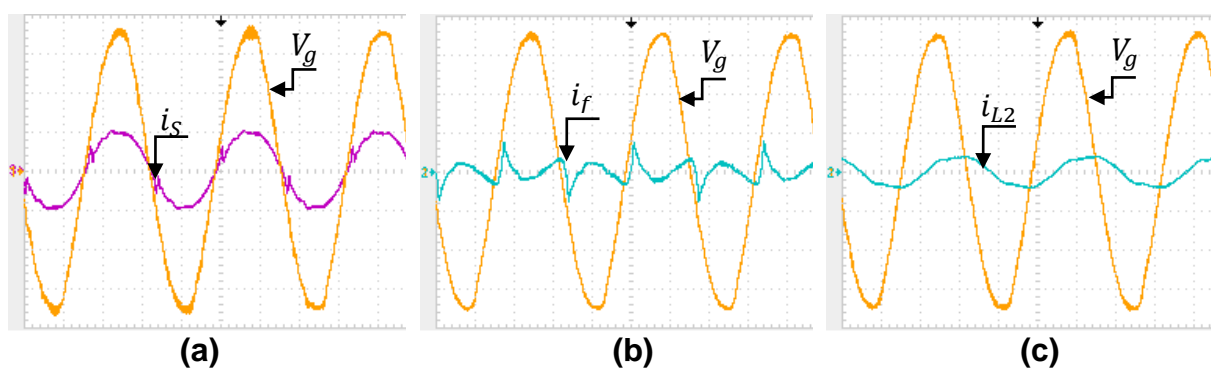


Figura 5.8 – Resultados experimentais para compensação de reativos e supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_s (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div); (b) Corrente de saída do Sistema 1 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div); (c) Corrente de saída do Sistema 2 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).

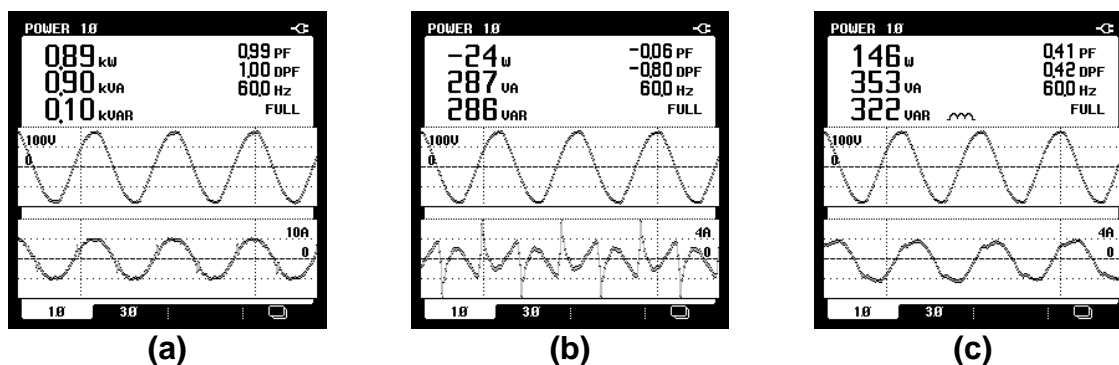


Figura 5.9 Medição de potência dos sistemas 1 e 2, considerando a supressão de harmônicos e compensação de reativos: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

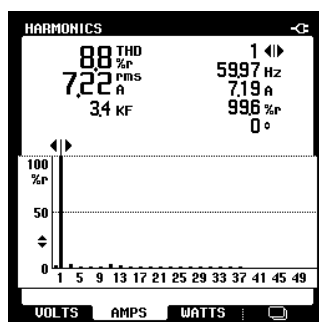


Figura 5.10: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica (i_s), após supressão harmônicos e compensação de reativos da corrente drenada pela carga

5.2.1.4 Ensaio dos sistemas 1 e 2 injetando energia ativa, suprimindo harmônicos e compensando reativos - (CE4)

A Figura 5.11 apresenta as formas de ondas de tensão e corrente do sistema, considerando a injeção de corrente ativa na rede elétrica utilizando a energia drenada do arranjo PV, a supressão de harmônicos e a compensação de reativos da corrente drenada pela carga. Pode-se observar que a corrente da rede elétrica (i_s) está em contra-fase com a tensão da rede (V_g), ilustrando que o sistema está fornecendo energia para a rede elétrica, conforme ilustra a Figuras 5.11 (a). As medições de potência na rede elétrica, no sistema 1 e no sistema 2 são apresentadas na Figura 5.12, na qual pode-se notar o aumento no fator de potência e no fator de deslocamento na corrente da rede elétrica. A Figura 5.13 mostra que a operação conjunta dos sistemas 1 e 2 atuou na diminuição da TDH da corrente da rede elétrica, a qual foi reduzida para um valor de 6,2%.

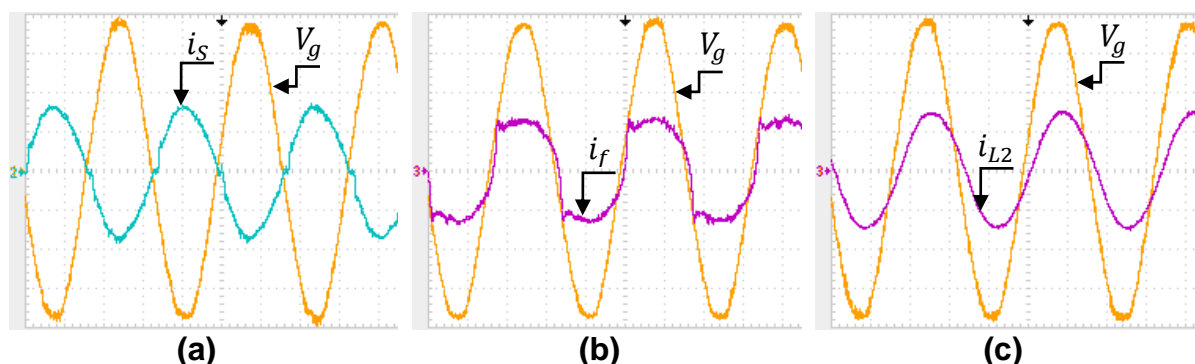


Figura 5.11 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa compensação de reativos, supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_s (10A/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do Sistema 1 i_{L1} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do Sistema 2 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).

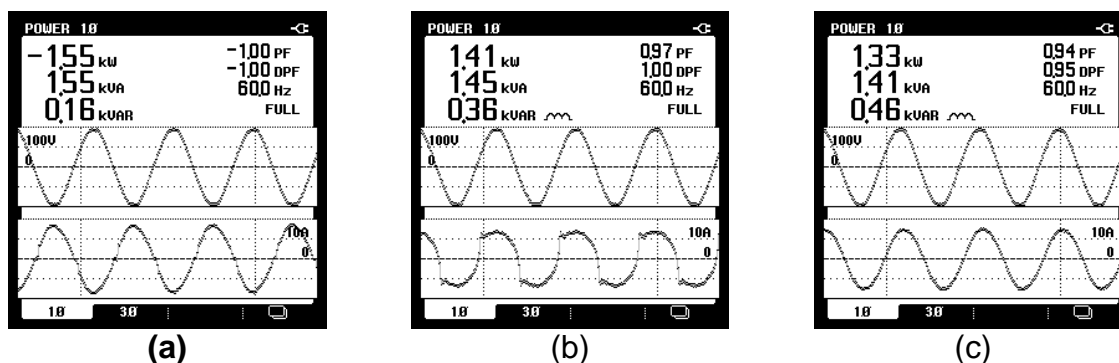


Figura 5.12: Medição de potência dos sistemas 1 e 2, considerando a injeção de energia ativa na rede, supressão de harmônicos e compensação de reativos da corrente drenada pela carga: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

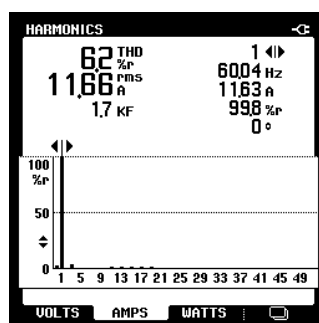


Figura 5.13: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_s .

A Figura 5.14 mostra o comportamento dinâmico dos sistemas 1 e 2 na CE4, quando um degrau de carga é realizado, variando-se de 100% a 0% e em seguida de 0% a 100% do valor da carga conectada no PAC. A Figura 5.14 (a) mostra a tensão do barramento CC (V_{dcL}), a corrente de saída do sistema 1 (i_f), corrente na carga (i_L) e corrente da rede elétrica (i_s). A Figura 5.14 (b) apresenta a tensão do barramento CC do sistema 2 (V_{dcLCL}), bem como a corrente de saída do sistema 2, corrente na carga e corrente da rede elétrica. Pode-se verificar um satisfatório comportamento dos controladores PI, pois, mesmo com um degrau de entrada de carga como um degrau de saída de carga manteve-se a tensão dos barramentos CC dentro da referência desejada.

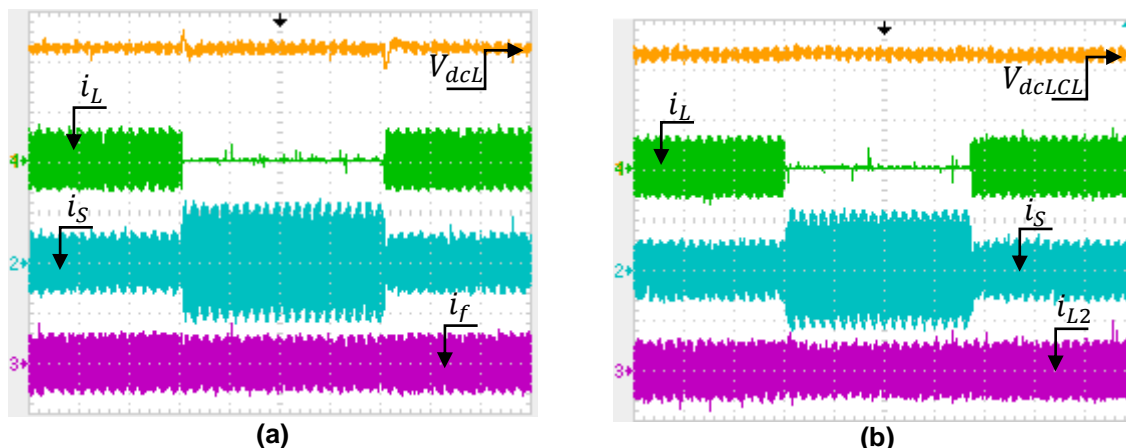
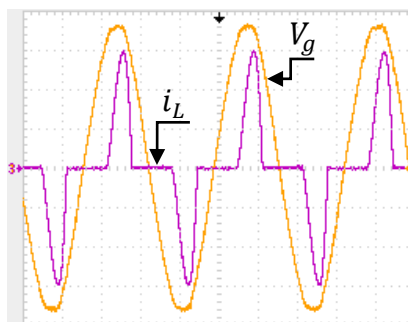


Figura 5.14: Resultado experimental para degrau de carga no sistema de GD: (a) Tensão do barramento CC V_{dcL} (100V/div, 500ms/div), correntes da carga i_L (20A/div, 500ms/div), corrente da rede elétrica i_S (20A/div, 500ms/div) e corrente de saída do Sistema 1 i_f (20A/div, 500ms/div); (b) Tensão do barramento CC V_{dcLCL} (100V/div, 500ms/div), correntes da carga i_L (20A/div, 500ms/div), correntes da rede elétrica i_S (20A/div, 500ms/div), corrente de saída do Sistema 2 i_{L2} (20A/div, 500ms/div).

5.2.2 GD operando com retificador não-controlado com carga RC conectado ao PAC – CO2

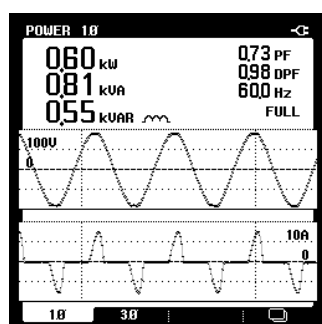
Esta seção apresenta os resultados experimentais do sistema quando uma carga não-linear é conectada ao PAC, sendo composta por um indutor conectado em série com um retificador monofásico em ponte completa. Do lado CC do retificador, é conectado um arranjo em paralelo formado por um capacitor eletrolítico e um resistor. O esquema de ligação da carga e os valores dos respectivos componentes são os mesmos usados para simulação do sistema (Capítulo 4).

A corrente drenada pela carga (i_L) não-linear é apresentada na Figura 5.15, sendo que, conforme a Figura 5.16 (b), a mesma possui uma potência aparente de 0,81 kVA, uma potência ativa de 0,60 kW e uma potência não-ativa de 0,55 kvar. O fator de potência da carga é de 0,73 e o fator de deslocamento é de 0,98. Por fim, a taxa de distorção harmônica é de 66,3%, conforme Figura 5.16 (a) juntamente com seu espectro harmônico.

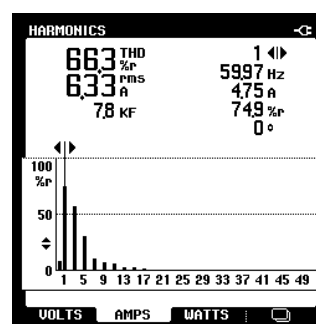


(a)

Figura 5.15 – Resultado experimental: corrente da carga não-linear (i_L) (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC (V_g) (50V/div, 5ms/div).



(a)



(b)

Figura 5.16: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente drenada pela carga: (a) Espectro harmônico e TDH da corrente da carga i_L ; (b) Potência da carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

5.2.2.1 Ensaio do sistema 1 na supressão de harmônicos - (CE1)

A Figura 5.17 apresenta a corrente da rede elétrica (i_s) e a corrente de saída do sistema 1 (i_f). Os resultados na CE1, foram obtidos considerando o sistema 1 operando apenas na mitigação de harmônicos gerados pela corrente da carga.

Como apresentado pela Figura 5.17 (a), pode-se notar que a corrente da rede elétrica possui um formato muito próximo ao senoidal e com uma taxa de distorção harmônica reduzida de 66,3% para 9,4%, conforme Figura 5.18 (b) juntamente com seu espectro harmônico. Com a atuação do sistema 1, a Figura 5.18 (a) apresenta uma melhora no fator de potência (PF) assim como uma redução da potência não-ativa, dada em kvar.

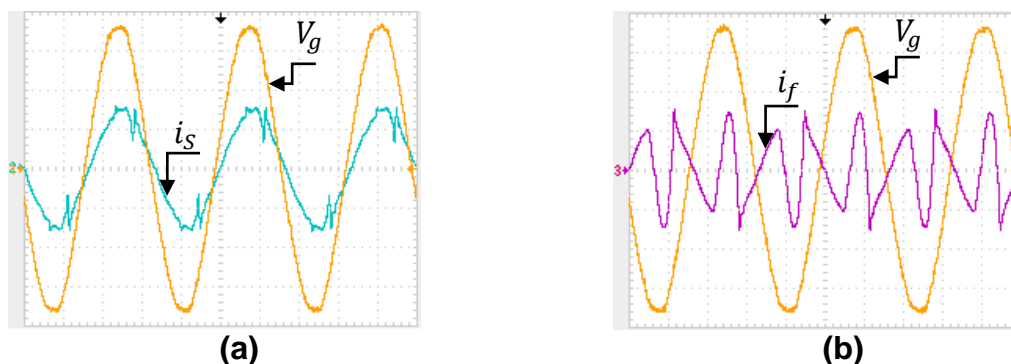


Figura 5.17 – Resultado experimental para CE1 considerando a supressão de harmônicos: (a) Corrente de saída do Sistema 1 (i_s) (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC (V_g) (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente da rede elétrica (i_f) (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC (V_g) (50V/div, 5ms/div).

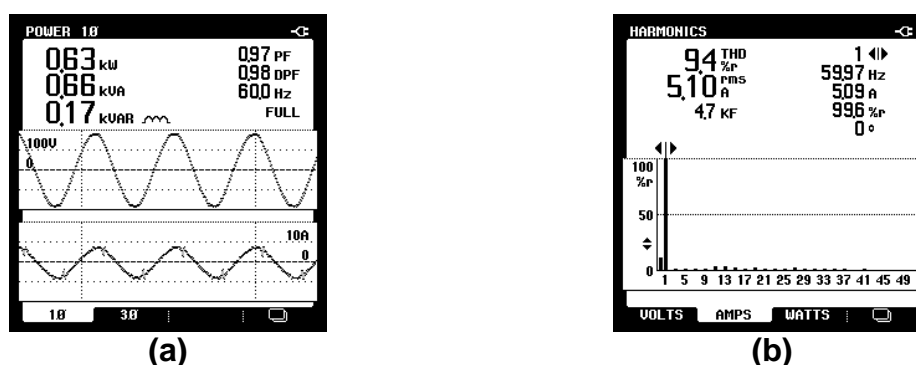


Figura 5.18: Resultado experimental de medição de potência e TDH da corrente da rede elétrica: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_s .

5.2.2.2 Ensaio do sistema 2 na compensação de reativos - (CE2)

Na CE2, sistema 2 passa a operar separadamente, estando o mesmo apenas compensando os reativos fundamentais produzidos pela carga, conforme os resultados mostrados na Figura 5.19, na qual são apresentadas as formas de onda de tensão no PAC (V_g), a corrente da rede elétrica (i_s) e a corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}), respectivamente. As parcelas de potência ativa, não-ativa e aparente na rede elétrica são mostradas na Figura 5.20.

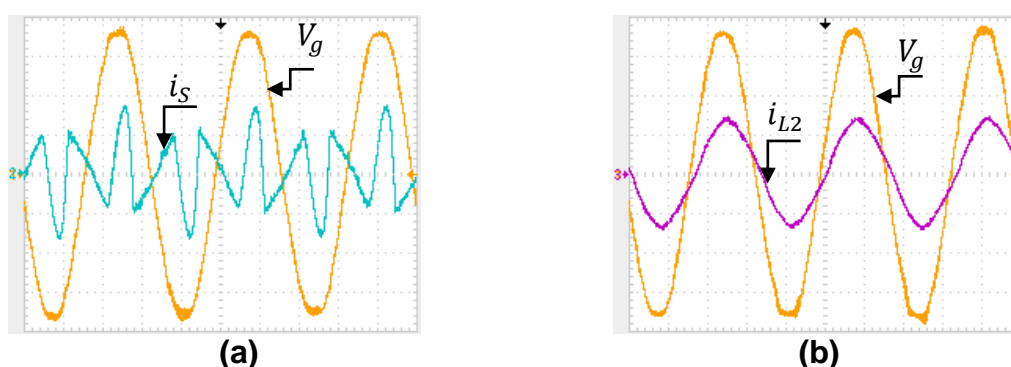


Figura 5.19 – Resultado experimental de compensação de reativos na CE2 : (a) Corrente da rede elétrica i_s (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do Sistema 2 i_{L2} (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).

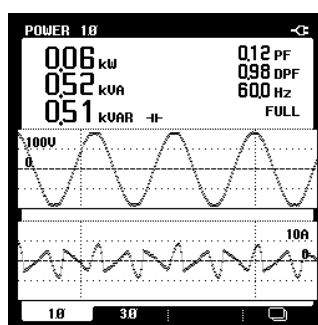


Figura 5.20: Medição de potência da rede elétrica na CE2: (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

5.2.2.3 Ensaio dos sistemas 1 e 2 injetando energia ativa, suprimindo harmônicos e compensando reativos – (CE4)

A Figura 5.21 apresenta as formas de onda de tensão e corrente dos sistemas 1 e 2, considerando a compensação de reativos e eliminação de harmônicos da corrente de carga e injeção de energia ativa drenada dos arranjos PVs. Nota-se que a corrente da rede elétrica (i_s) está em contra-fase com a tensão da rede elétrica (V_g).

A Figura 5.22 mostra as medições de potência na rede elétrica, no sistema 1 e no sistema 2, podendo-se notar um aumento no fator de potência e no fator de deslocamento na corrente da rede elétrica. Com a operação conjunta dos sistemas 1 e 2, obteve-se uma redução na taxa de distorção para um valor de 6,8%, sendo esta e o espectro harmônico mostrados na Figura 5.23.

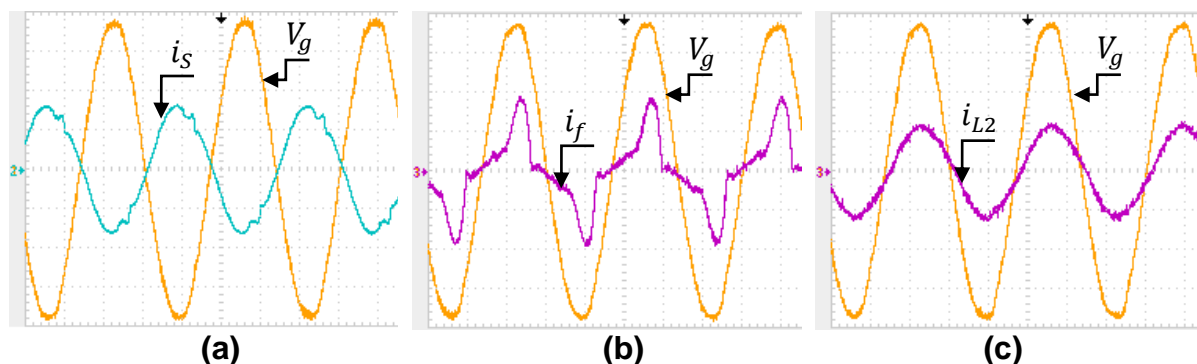


Figura 5.21 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa compensação de reativos, supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_S (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do sistema 2 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).

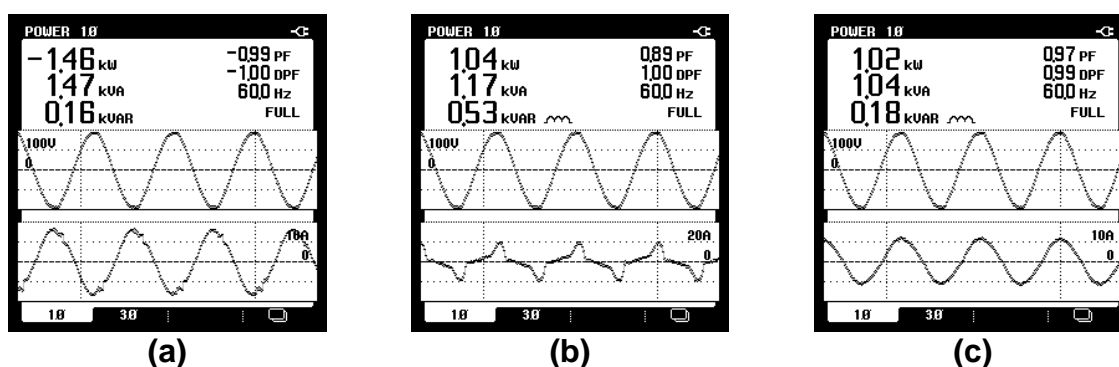


Figura 5.22: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 e da rede para supressão de harmônicos e compensação de reativos (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

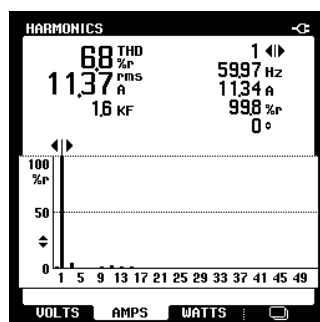


Figura 5.23: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_S .

5.2.3 GD operando com carga linear RL conectado ao PAC

Esta seção apresenta os resultados experimentais do sistema quando uma carga linear, formada por um indutor conectado em série com um resistor é conectada

ao PAC. O esquema de ligação da carga e os valores dos respectivos componentes são os mesmos usados para simulação do sistema.

A corrente (i_L) drenada pela carga linear é apresentada na Figura 5.24, sendo que, a carga possui uma potência aparente de 1,31 kVA, uma potência ativa de 1,16 kW e uma potência não-ativa de 0,61 kvar, de acordo com a Figura 5.25 (a). O fator de potência da carga é de 0,88 e o fator de deslocamento de 0,89. A taxa de distorção harmônica é de 0,8%, conforme Figura 5.25 (b) juntamente com seu espectro harmônico.

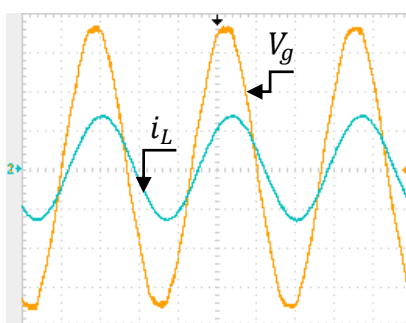


Figura 5.24 – Resultado experimental: corrente da carga i_L (10A/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).

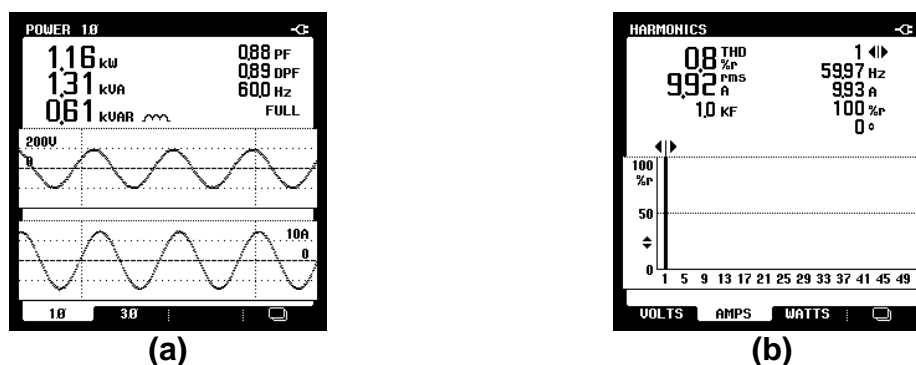


Figura 5.25: Espectro harmônico, TDH e potência: (a) Potência da carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Espectro harmônico e TDH da corrente da carga i_L .

5.2.3.1 Ensaio de supressão de harmônicos e compensação de reativos - CE3

A Figura 5.27 apresenta a forma de onda da tensão no PAC (V_g), corrente da rede elétrica (i_s), corrente de saída do sistema 1 (i_f) e corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}). Nesta condição de ensaio, o fator de potência foi elevado de 0,88 para 1,0 e o fator de deslocamento elevado de 0,89 para 1,0. Devido à carga não possuir conteúdo

harmônico, o sistema 1 consome uma energia ativa para controlar o barramento CC, sendo desta forma, a amplitude da corrente (i_f) inferior a 1A. A distorção harmônica e o espectro harmônico da corrente da rede elétrica (i_s) são apresentados na Figura 5.27.

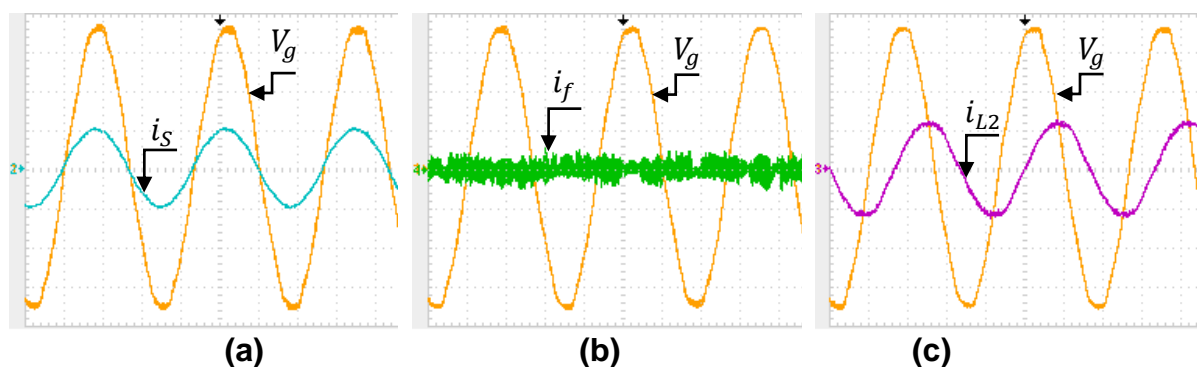


Figura 5.26 – Resultado experimental para compensação de reativos e supressão de harmônicos: (a) Corrente da rede elétrica i_s (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (1A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c). Corrente de saída do Sistema 2 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).

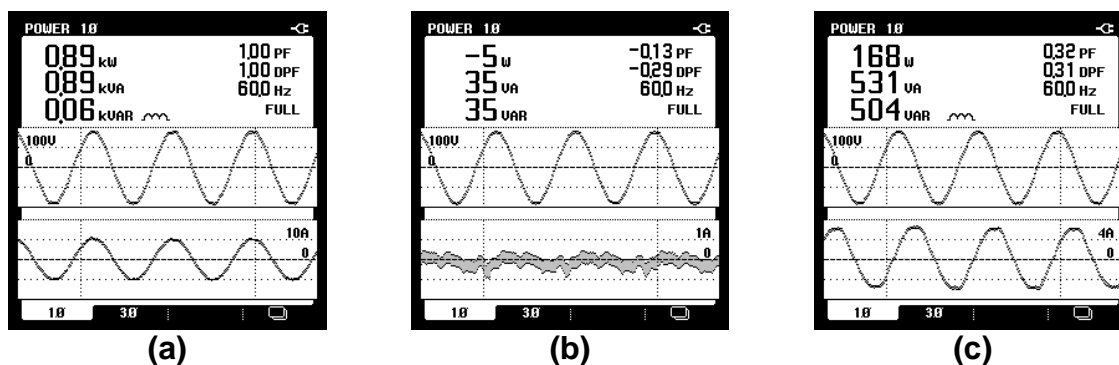


Figura 5.27: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 e da rede para supressão de harmônicos e compensação de reativos (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

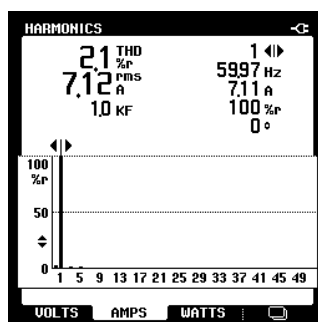


Figura 5.28: Espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_s .

5.2.3.2 Ensaio de injeção de energia ativa, e compensação de reativos na CE4

Com os sistemas 1 e 2 compensando reativo, suprimindo harmônicos e injetando potência ativa proveniente da energia dos PVs. A Figura 5.29 apresenta a forma de onda da tensão no PAC (V_g), corrente da rede elétrica (i_s), corrente de saída do sistema 1 (i_f) e corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}). A energia ativa absorvida pela rede elétrica foi de 1,15 kVA, com fator de potência e fator de deslocamento unitário, conforme Figura 5.30 (a), estando mostradas a potência de saída do sistema 1 e 2 na Figura 5.30 (b) e (c), respectivamente. Conforme Figura 5.31, a taxa de distorção harmônica da corrente da rede elétrica foi de 4,7%.

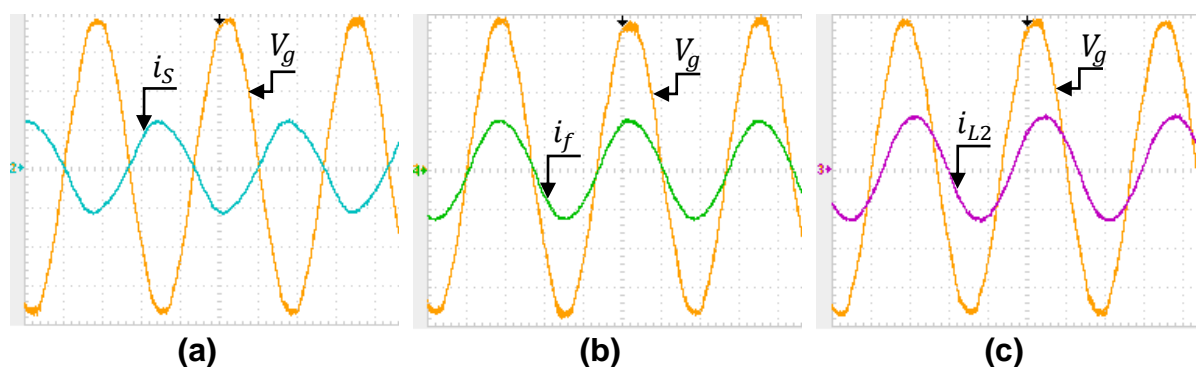


Figura 5.29 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa compensação de reativos: (a) Corrente da rede elétrica i_s (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div).

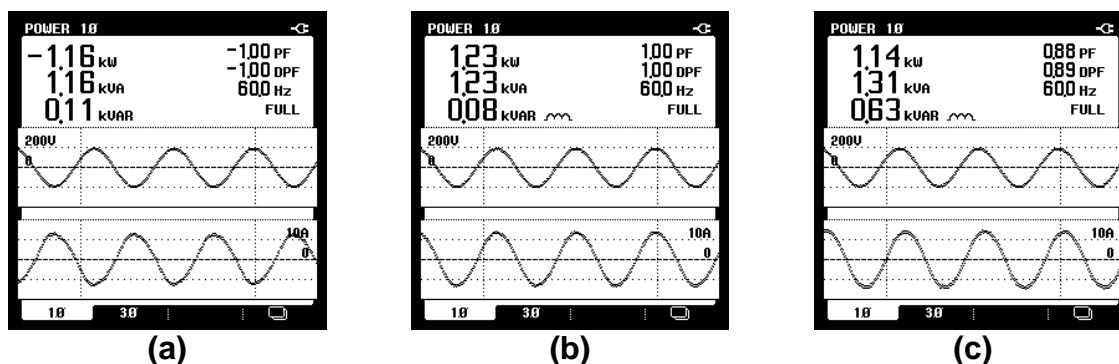


Figura 5.30: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 e da rede para injeção de corrente ativa e compensação de reativos da corrente da carga (a) Potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

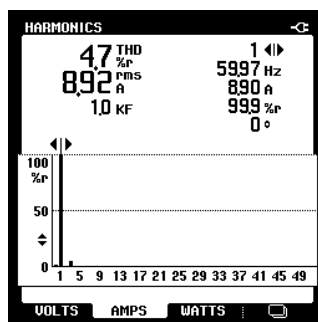


Figura 5.31: Espectro harmônico e TDH da corrente da corrente da rede elétrica i_s .

5.2.4 GD operando sem carga conectada ao PAC – CE4

Nesta seção, os resultados experimentais do sistema foram obtidos sem nenhuma carga conectada ao PAC, estando a GD injetando energia ativa proveniente dos arranjos PVs. A Figura 5.33 mostra a forma de onda da tensão no PAC (V_g), corrente da rede elétrica (i_s), corrente de saída do sistema 1 (i_f), e corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}).

A potência total fornecida pelos sistemas 1 e 2 à rede elétrica é de 2,8 kVA, com fator de potência e fator de deslocamento unitário, conforme Figura 5.33 (a). A Figura 5.33 (b) mostra o espectro harmônico da corrente da rede elétrica (i_s) e também a taxa de distorção harmônica, que foi de 2,7% para esta condição de ensaio.

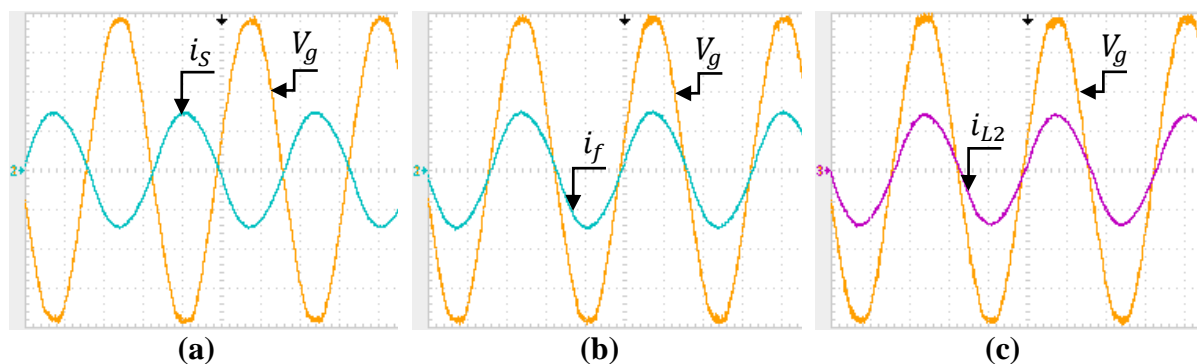


Figura 5.32 – Resultado experimental considerando a injeção de energia ativa: (a) Corrente da rede elétrica i_s (20A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do Sistema 1 i_f (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do Sistema 2 i_{L2} (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).

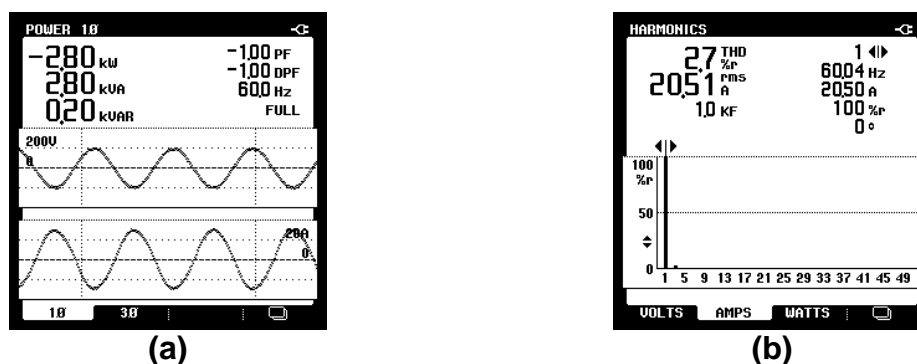


Figura 5.33 - Espectro harmônico, TDH e potência: (a) potência na rede elétrica em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) espectro harmônico e TDH da corrente da rede elétrica i_s .

A Figura 5.34 mostra a energia extraída do arranjo fotovoltaico do sistema 1 (P_{pvL}) usando a técnica P&O, a corrente do arranjo PV (i_{pvL}) assim como a tensão do barramento CC (V_{dcL}). Da mesma forma, a Figura 5.35 mostra a potência extraída do arranjo fotovoltaico do sistema 2 (P_{pvLCL}), a corrente extraída do arranjo PV (i_{pvLCL}), assim como a tensão do barramento CC (V_{dcLCL}).

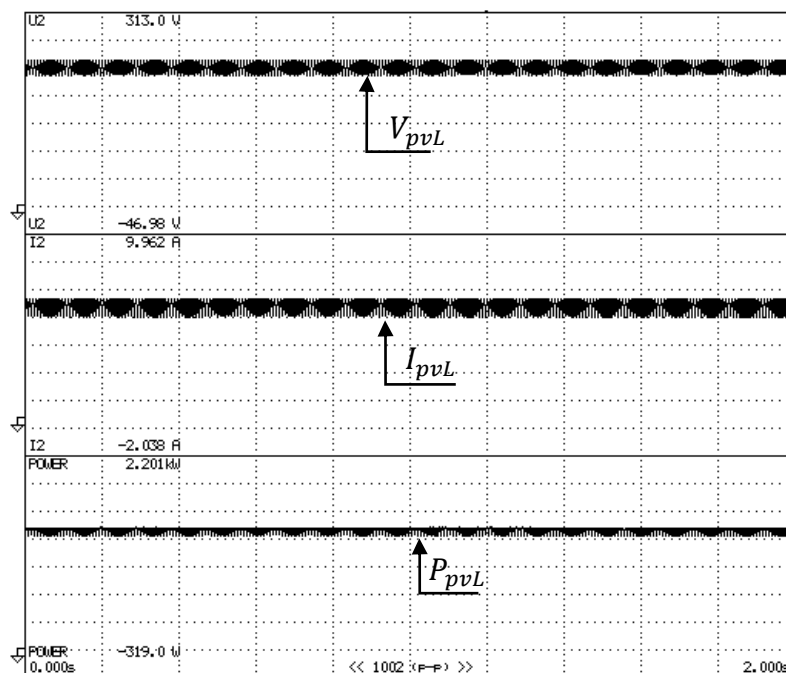


Figura 5.34: Resultado experimental: Tensão do barramento CC do sistema 1 V_{dcL} , corrente de saída do arranjo PV conectado ao sistema 1 i_{pvL} e potência drenada do arranjo P_{pvL} .

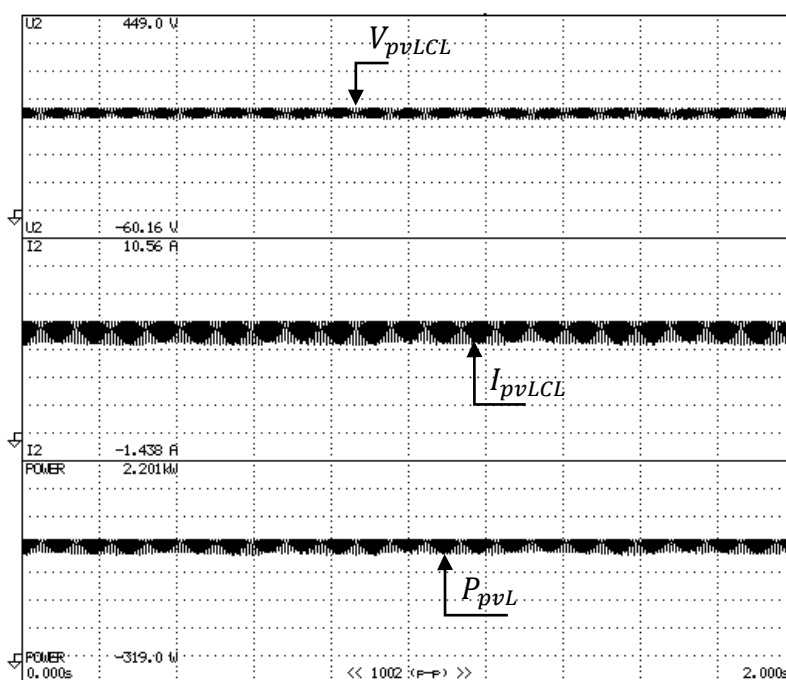


Figura 5.35 - Resultado experimental: Tensão no barramento CC do sistema 2 V_{dcLCL} , corrente saída do arranjo PV conectado ao sistema 2 i_{pvLCL} e potência drenada do arranjo P_{pvLCL} .

5.3 GD OPERANDO EM MODO ILHADO

Com o propósito de demonstrar o funcionamento GD quando a rede elétrica não está presente, ou seja, no modo ilhado, a rede elétrica foi descontinuada e o

comportamento da tensão regulada pelo sistema 2 foi avaliado mediante as seguintes conexões de carga: carga linear RL e carga não-linear conectada na GD. O sistema 1 é utilizado para mitigar os harmônicos de correntes oriundas da carga e por consequência minimizar as possíveis distorções na tensão de saída do sistema 2 em função das cargas não-lineares conectadas à GD.

5.3.1 Ensaio com GD ilhada e carga linear RL conectada ao PAC

Primeiramente, a GD é avaliada empregando uma carga linear RL conectada na GD, conforme Figura 5.36, com uma carga com as mesmas características da seção 5.2.3. A Figura 5.37 apresenta a corrente da carga (i_L), a corrente de saída do sistema 1 (i_f) e a corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}), bem como a tensão no PAC (V_g).

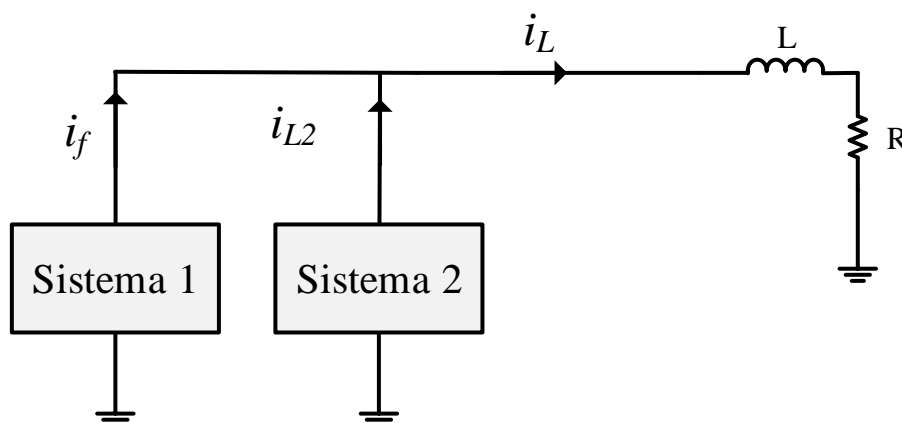


Figura 5.36: Esquema com inversores ilhados e conectados a uma carga linear RL.

Pode-se verificar nesta condição de ensaio que o sistema 2 é o responsável por regular a tensão senoidal da GD, assim como a de fornecer energia para a carga, enquanto o sistema 1 disponibilizando em forma de corrente ativa a energia drenada do sistema PV. Neste sentido, o sistema 2 e o sistema 1 deixam de realizar o MPPT utilizando o método P&O e passam a regular a tensão do barramento CC com uma referência constante para tensão.

A Figura 5.38 mostra a medição de potência na GD, assim como a taxa de distorção harmônica da tensão fornecida pela GD, a qual apresentou uma distorção de 2,2%, estando dentro dos padrões adequados. As medições de potência do sistema 1 e 2 são apresentados nas Figura 5.39 (a) e (b).

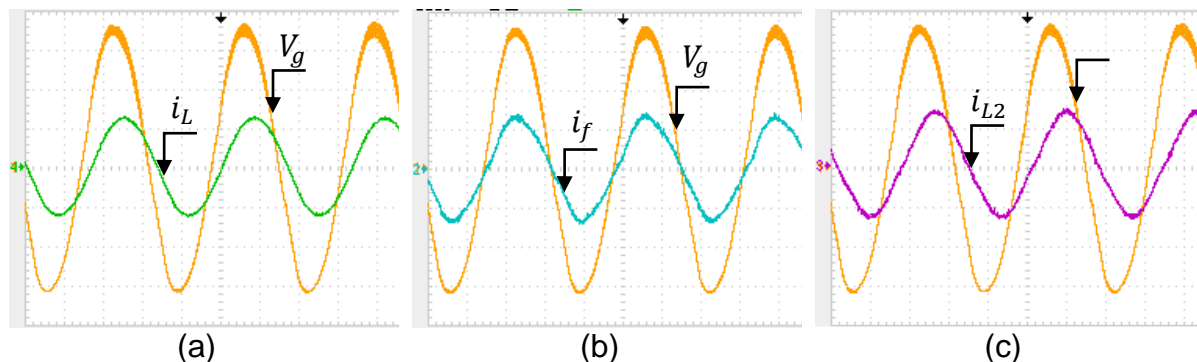


Figura 5.37 – Resultado experimental do sistema de GD operando em modo ilhado com carga linear RL: (a) Corrente drenada pela carga i_L (10A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (b) Corrente de saída do sistema 1 i_f (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div, 5ms/div); (c) Corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (5A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (50V/div).

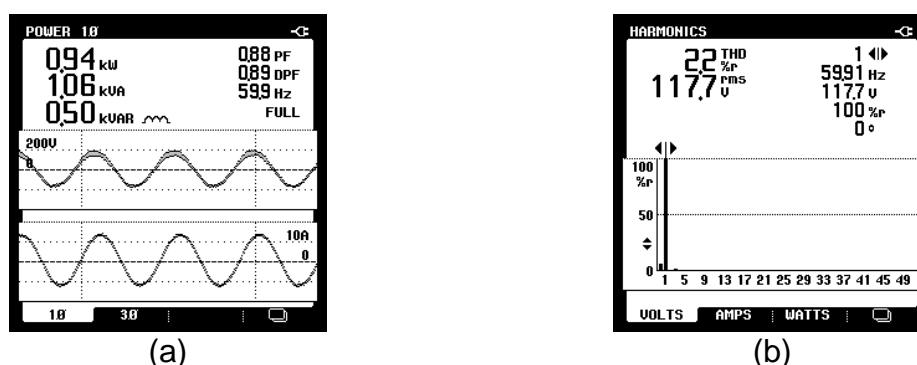


Figura 5.38 - Resultado experimental de medição de potência e TDH da tensão no PAC: (a) potência na carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) espectro harmônico e TDH da tensão V_g .

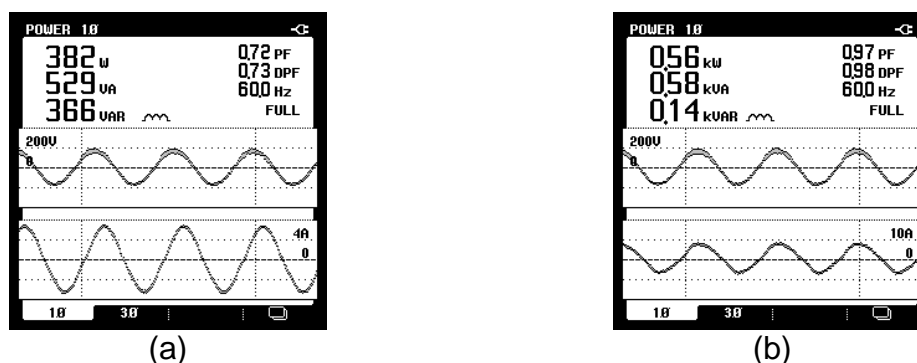


Figura 5.39: Medição de potência dos sistemas 1 e 2: (a) potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

5.3.2 Ensaio com GD ilhada e carga não-linear conectada ao PAC

Com o objetivo de verificar o comportamento da tensão fornecida pela GD na operação ilhada com uma carga não-linear, foi conectada no sistema um retificador

não-controlado com as mesmas características daquele usado na seção 5.2.1, conforme o esquema da Figura 5.40. Os ensaios foram divididos em três condições de ensaio ilhado (CEI): na CEI1 com sistema 1 desconectado do PAC, estando assim, apenas o sistema 2 suprindo a energia total demandada pela carga, na CEI2 com os sistemas 1 e 2 conectados ao PAC, com o sistema 1 sem um arranjo PV conectado ao seu barramento CC, operando assim como um filtro ativo de potência (FAP) e na CEI3 com o arranjo PV conectado ao sistema 1, podendo desta forma, além de suprimir a corrente harmônica da carga, também injetar potência ativa. Na CEI3, o controle da potência ativa que o sistema 1 fornece à carga é feito pela regulação da tensão do barramento CC com uma referência constante de tensão, limitada a máxima potência ativa fundamental exigida pela carga.

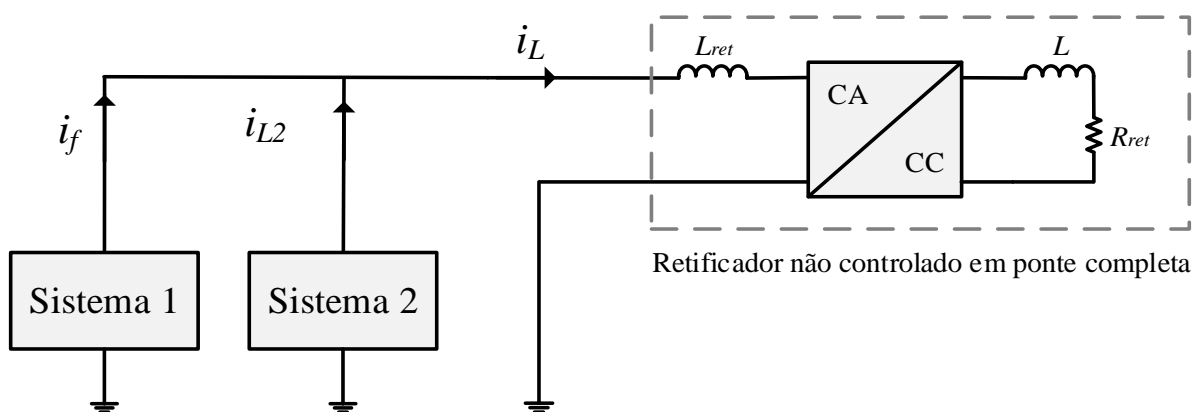


Figura 5.40: Esquema com inversores ilhados ligados a um retificador não controlado com carga RL conectada no lado CC.

5.3.2.1 Teste do sistema 2 na CEI1

A Figura 5.41 mostra a corrente drenada pela carga (i_L) que, nesta condição, é exatamente a corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}). Como mostra a Figura 5.42 (a), a potência aparente da carga é de 900VA, com um fator de potência (FP) de 0,87 e um fator de deslocamento (DPF) de 0,91. A taxa de distorção harmônica da tensão no PAC (V_g), com apenas o sistema 2 operando, foi de 17,6%, conforme apresentado pela Figura 5.42 (b), juntamente com seu espectro harmônico.

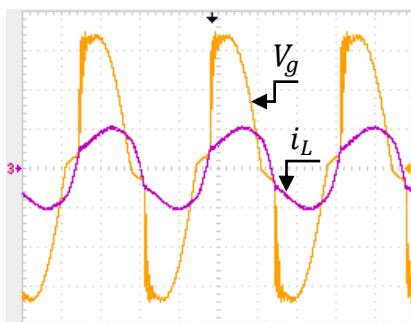


Figura 5.41: Resultado experimental do sistema de GD operando ilhado com carga não-linear: corrente da carga i_L (10A/div,5ms/div).

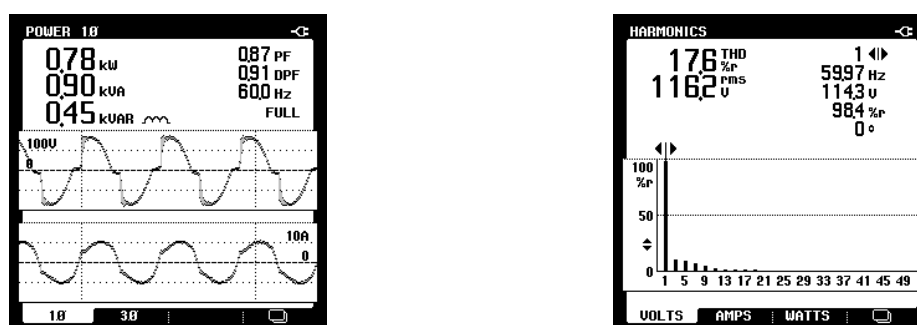


Figura 5.42: Medição de potência drenada pela carga, espectro harmônico e TDH da tensão V_g .

5.3.2.2 Teste dos sistemas 1 e 2 na CEI2

A Figura 5.43 mostra a tensão no PAC (V_g), a corrente da carga (i_L), a corrente de saída do sistema 1 (i_f) e a corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}). Com o sistema 1 operando para eliminar harmônicos, observa-se uma melhora no formato da tensão no PAC (V_g), com um formato mais próximo ao senoidal. Esta melhora é também verificada com a Figura 5.45, que apresenta uma redução da TDH da tensão no PAC de 17,6% para 6,4%. A medição de potência da carga e de saída dos sistemas 1 e 2 é mostrada na Figura 5.44.

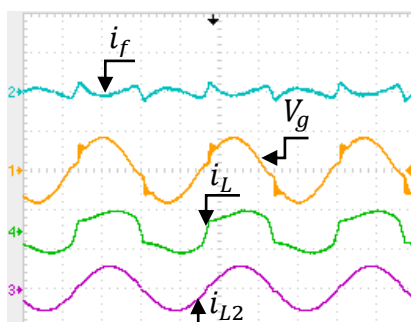


Figura 5.43 – Resultado experimental do sistema de GD operando ilhado com carga não-linear: corrente da carga i_L (20A/div,5ms/div), corrente de saída do sistema 1 i_f (20A/div, 5ms/div), corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (20A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (200V/div, 5ms/div).

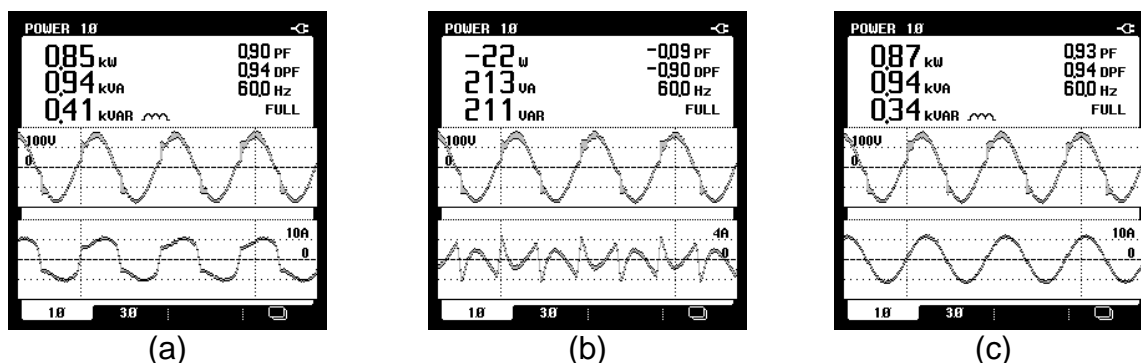


Figura 5.44 - Medição de potência da carga e medição de potência dos sistemas 1 e 2 (a) Potência drenada pela carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF)..

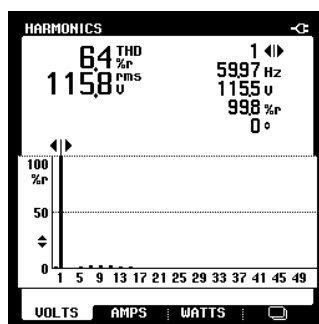


Figura 5.45: Espectro harmônico e TDH da tensão no PAC V_g .

5.3.2.3 Teste dos sistemas 1 e 2 na CEI3

A Figura 5.46 apresenta a tensão no PAC (V_g), a corrente da carga (i_L), a corrente de saída do sistema 1 (i_f) e a corrente de saída do sistema 2 (i_{L2}). Nesta CEI, o sistema 1, além de operar para eliminar harmônicos, também pode injetar energia ativa, como mostra a medição de potência de saída dos sistemas 1 e 2 na Figura 5.47. A taxa de distorção harmônica da tensão no PAC ficou em 6%, conforme Figura 5.48.

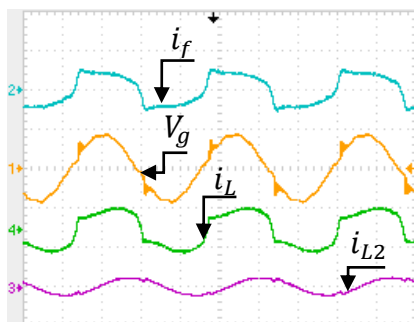


Figura 5.46: Resultado experimental do sistema de GD operando ilhado com carga não-linear: corrente da carga i_L (20A/div,5ms/div), corrente de saída do sistema 1 i_f (20A/div, 5ms/div), corrente de saída do sistema 2 i_{L2} (20A/div, 5ms/div) e tensão no PAC V_g (200V/div, 5ms/div).

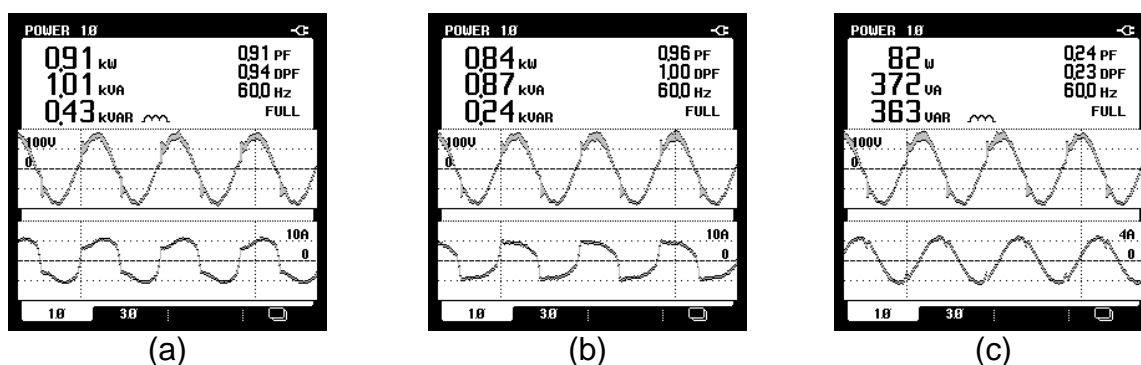


Figura 5.47: Medição de potência dos sistemas 1 e 2 operando ilhado com carga não linear: (a) Potência drenada pela carga em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (b) Potência na saída do sistema 1 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF); (c) Potência na saída do sistema 2 em kW, kvar e kVA, fator de potência (PF), fator de deslocamento (DPF).

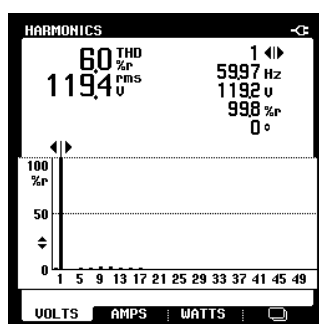


Figura 5.48: Espectro harmônico e TDH da tensão no PAC V_g .

5.7 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou os resultados experimentais obtidos com o protótipo implementado no laboratório. O ensaio experimental foi realizado com o objetivo de analisar o comportamento do sistema proposto.

A partir da análise dos resultados obtidos nos ensaios, relacionados com o comportamento em regime permanente do sistema, verifica-se que a GD foi capaz de reduzir a TDH geradas pela corrente drenada da carga, mantendo em todas as situações a corrente da rede próxima ao formato senoidal. Além disso, foi possível observar aumento tanto no fator de potência quanto no fator de deslocamento os quais ficaram próximos ao unitário. Adicionalmente, toda a energia extraída dos arranjos PVs foi injetada na rede elétrica na forma de corrente ativa e quando sem carga conectada ao PAC, a GD operou somente injetando corrente na rede com baixa TDH.

Por fim, apresentou-se o sistema operando em modo ilhado, obtendo-se um bom desempenho e baixa TDH de tensão com cargas lineares conectadas ao PAC. Para o caso de carga não-lineares, observou-se que a TDH ficou em 17,6%, estando apenas o sistema 2 conectado ao PAC. Com o sistema 1 mitigando harmônicos foi possível reduzir a TDH para 6%.

6 CONCLUSÕES FINAIS E PROPOSTA DE CONTINUIDADE

6.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um estudo, simulação computacional e testes experimentais de um sistema de microgeração distribuída monofásico com geração fotovoltaica em um ambiente de geração distribuída com dois sistemas fotovoltaicos, no qual cada sistema possui oito painéis PVs conectadas em série. O primeiro sistema PV é composto por um inversor com filtro L, topologia em ponte completa, sendo o inversor L controlado em corrente e operando na mitigação de parcelas harmônicas geradas por correntes de cargas não lineares conectadas ao PAC e injetando a energia ativa disponível dos arranjos PVs na rede elétrica. Um segundo sistema é composto por um inversor com topologia em ponte completa e filtro LCL, controlando a amplitude e fase da tensão no capacitor C_f de forma a compensar reativos gerados pela carga conectada ao PAC e injetar a energia ativa disponível no arranjo PV.

Foi apresentado e detalhado neste trabalho a proposta da microgeração com geração fotovoltaica em ambiente de GD, apresentando o circuito de potência de cada sistema, assim como a modelagem matemática das malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC do sistema 1, assim como as malhas de corrente, de tensão (capacitor C_f), barramento CC e das malhas de potência ativa e reativa para o sistema 2. Desta forma, com base na modelagem matemática dos sistemas foram deduzidas as funções de transferência e na sequência apresentou-se o projeto dos controladores das malhas de controle, bem como as especificações empregadas para projeto de cada malha utilizada no trabalho. O método de sintonia adotado utilizou como parâmetros de projeto a margem de fase e a frequência de cruzamento do sistema em malha aberta.

As cargas empregadas nos ensaios experimentais proporcionaram uma análise do comportamento estático e dinâmico do sistema de GD. Desse modo, verificou-se que o controlador PI+Ressonante no sistema 1, apresentou um desempenho satisfatório, mitigando harmônicos da corrente de carga. Por outro lado, o sistema 2 apresentou um bom desempenho na compensação de potência reativa fundamental da corrente de carga. Ambos os sistemas, quando operando conjuntamente e injetando energia ativa na rede, foram capazes de manter uma reduzida TDH da corrente da rede.

Também se verificou satisfatório o comportamento dinâmico do sistema, sendo o teste realizado através de degraus de carga com transições de 0% a 100% e de 100% a 0% do valor nominal da carga, apresentando o adequado funcionamento das malhas de controle.

Por fim, a operação em modo ilhado apresentou o comportamento do sistema quando desconectado da rede elétrica. O sistema 2, como formador de rede e o sistema 1 operando juntos, foram capazes de manter a taxa de distorção harmônica em 6%, valor próximo ao estabelecido pela norma IEEE-519 e norma IEEE-1547, demonstrando que, a partir dos ensaios experimentais em modo conectado e ilhado, o sistema de GD distribuída apresentou-se eficaz.

6.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Através dos estudos realizados e resultados obtidos, algumas propostas de continuidade do trabalho podem ser apontadas, como:

- Estudar a influência do indutor L_2 na taxa de distorção harmônica da tensão no PAC V_g , quando sistema 2 opera em modo ilhado;
- Estudar e implementar o controle de potência para os sistemas 1 e 2 quando operando em modo ilhado;
- Estudar e implementar um algoritmo de detecção de ilhamento.

REFERÊNCIAS

- ABDESLAN, D. O.; WIRA, P.; MERCKLÉ, J.; FLIELLER, D.; CHAPUIS, Y. A. **A unified artificial neural network architecture for active power filters**. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 54, n. 1, p. 61 – 76, feb. 2007.
- ANGÉLICO, B. A., CAMPANHOL, L. B. G., SILVA, S. A. O., **Proportional-integral/proportional-integral-derivative tuning procedure of a single-phase shunt active power filter using Bode diagram**, *IET Power Electronics*, v. 7, p. 2647-2659, 2014
- AKAGI, H., FUJITA, H., **A Practical approach to harmonic compensation in power systems – series connection of passive and active filters**, *IEEE Transaction on Industry applications*, vol.27, no. 6, november/December 1991.
- BACON, V. D., SILVA, S.A.O., CAMPANHOL, L.B.G., ANGÉLICO, B. A, **Stability analysis and performance evaluation of a single-phase phase-locked loop algorithm using a non-autonomous adaptive filter**, *IET Power Electron*, v. 7, p. 2081-2092, 2014
- EPE, **Balanco energético nacional**. Ministério das Minas e Energia, 2015.
- Barbi, I., **Projetos de Fontes Chaveadas**. Universidade Federal de Santa Catarina, INEP, 2002.
- BARBI, Ivo. **Projetos de fontes chaveadas**. Florianópolis: Edição do Autor, 2001.
- BARRIVIERA, R., **Sistema UPS line-interactive monofásico com compensação ativa de potência série e paralela**. Dissertação (mestrado em engenharia elétrica) Programa de pós-graduação em engenharia elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2012
- BHATTACHARYA, S.; CHENG, P-T.; DIVAN, D. M. **Hybrid solutions for improving passive filter performance in high power applications**. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 33, n. 3, p. 732 – 747, may/june. 1997.
- BRITO, M. A. G. et al. **Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications**. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 60, n. 3, p. 1156-1167, 2013.
- CAMPANHOL, L. G., **Filtro ativo de potência paralelo utilizando inversores monofásicos full-bridge aplicado em sistemas trifásicos a quatro fios**. Dissertação (mestrado em engenharia elétrica) Programa de pós-graduação em engenharia elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2012.
- CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. **Modelo de Arranjo Fotovoltaico Destinado a Análises em Eletrônica de Potência via Simulação**. *Eletrônica de Potência*, Florianópolis, v. 13, n. 3, p. 141-146, 2008.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOS, S.; BEATY, H. W. **Electrical power systems quality**. 2. ed. New York: McGraw, 2002.

FADIGAS, E. A. F. A.; **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e viabilidade técnico-econômica**, apostila. Disponível em: http://disciplinas.stoa.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf

FERACIN NETO, A. **Filtros ativos paralelos aplicados a sistemas elétricos trifásicos a quatro fios**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - 129

Programa de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Londrina, Londrina, Brasil, 2009.

GTES, **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos, 2014**.

IEEE Std. 519-1992. **IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems**. June. 1992.

IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE. IEEE SCC21: 1547 IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, New York, 2003. p. 1-16.

JAIN, S.; AGARWAL, V. **Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems**. IET Electric Power Applications, United Kingdom, v. 3, n. 3, p. 753-762, 2007.

KHADKIKAR, V.; CHANDRA, A. **An independent control approach for three-phase four-wire shunt active filter based on three h-bridge topology under unbalanced load conditions**. In: Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE. Rhodes, Greece: IEEE, 2008.

LINDEKE, D. **Projeto de um filtro ativo paralelo de 1kVA usando técnicas de controle analógico e digital**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2003.

MARAGONI, F., **Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos**, 2012. 103 f., Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) - Programa de pós-graduação em engenharia elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2012.

MODESTO, R. A.. **Método de compensação ativa de potência aplicado a um filtro ativo paralelo monofásico**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Londrina, Londrina, PR, 2007.

MONTEIRO, M. I. M.; CADAVAL, E. R.; GONZÁLEZ, F. B. **Comparison of control strategies for shunt active power filters in three-phase four-wire system**. Power Electronics, IEEE Transaction on, v. 22, n. 1, p. 229 – 236, jan. 2007.

N3E, **Resenha Energética Brasileira**, Ministério das Minas e Energia, 2015.

OLIVEIRA, F. M., **Rastreamento da máxima potência em arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial baseado no método de otimização por enxame de partículas**. Dissertação (mestrado em engenharia elétrica), Programa de pós-graduação em engenharia elétrica. Cornélio Procópio, 2015.

OLIVEIRA, F.M., SILVA, S.A.O., DURAND, F.R., SAMPAIO, L.P., BACON, V.D., CAMPANHOL, L.B.G., **Grid-tied photovoltaic system based on PSO MPPT technique with active power line conditioning**, IET Power Electronics, p. 1-12, 2016.

PENG, F. Z.; AKAGI, H. **A new approach to harmonic compensation in power system: a combined systems of shunt passive and series active filter**. Industry Applications, IEEE Transactions on., v. 26, n. 6, p. 983 – 990, nov./dec. 1990.

PRODIST. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Módulo 3. Revisão 4, ANEEL, 2012.

PRODIST. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Módulo 8. Revisão 4, ANEEL, 2012.

SANTOS, R. J. M. dos. **Condicionador unificado de qualidade de energia dual com controle simplificado**. Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, SC, 2012.

SILVA, S. A. O. da. **Sistemas de energia ininterrupta *line interactive* trifásicos com compensação ativa de potência série e paralela**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2001.

SILVA, S. A. O. da; DONOSO-GARCIA, P. F.; CORTIZO, P. C.; SEIXAS, P. F. **A three-phase line-interactive UPS system implementation with series-parallel active power-line conditioning capabilities**. Industry Applications, IEEE Transactions on. v. 38, n. 6, p. 1581 – 1590, nov./dec. 2002.

SILVA, S. A. O. da; NOVOCHADLO, R.; MODESTO, R. A. **Single-Phase PLL structure using modified p-q theory for utility connected systems**. In: IEEE ANNUAL POWER ELECTRONICS SPECIALIST CONFERENCE, 39, 2008, Rhodes. Proceedings... Rhodes: IEEE, 2008. p. 4706-4711.

SILVA, S. A. O., CAMPANHOL, L. B., BACON, V. D., SAMPAIO, L. P., **Single-phase grid connected photovoltaic system with active power line conditioning**, Revista eletrônica de potência, 2015.

SILVA, R. C; NETO, I. M.; **Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil**, Elsevier, v.59, p. 328 – 341, 2016.

SILVA, S. A. O., SAMPAIO, L. P., OLIVEIRA, F. M. O., DURAND, F. R., **Sistema fotovoltaico com condicionamento ativo de energia usando MPPT baseado em PSO e malha feed-forward de controle de tensão no barramento CC**, Eletrônica de potência, v.21, p. 105-116, 2016.

SOUZA, F. P. de. **Correção do fator de potência para instalações de baixa potência empregando filtro ativo**. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC, 2000.

COSTA, B. L. G., BACON, V. D., SILVA, S. A. O., ANGÉLICO, B. A., **Tuning of a PI-MR controller based on differential evolution metaheuristic applied to the current control Loop of a shunt-APF**, IEEE TRANSACTION ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2016.

APÊNDICE A

Neste apêndice será apresentada como é gerada a energia fotovoltaica, o modelo matemático que representa o circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, suas curvas características e serão mostrados os principais algoritmos para rastreamento da máxima potência do arranjo PV.

A.1 PAINÉL FOTOVOLTAICO

Segundo a norma NBR10899, o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia (GTES, 2014).

A.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Para realizar um estudo a respeito do comportamento eletrônico da célula fotovoltaica, é modelado matematicamente o circuito elétrico que representa o funcionamento equivalente da célula PV. O mais simples circuito equivalente de uma célula solar é uma fonte de corrente em paralelo com um diodo (CASARO, 2008). Para o aumento da precisão da modelagem, as não idealidades são consideradas através das resistências série e paralela, conforme Figura A.1.

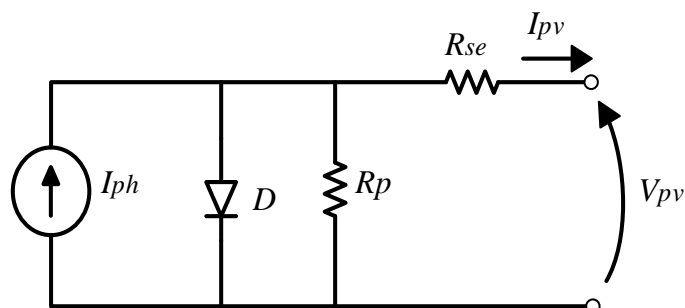


Figura A.1: Circuito Equivalente de uma célula solar

A corrente do circuito anterior, apresentado na Figura A.1 pode ser obtido através de (A.1).

$$I_{pv} = I_{ph} - I_r \left[e^{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)/\eta kT} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_{se}}{R_p} \quad (\text{A.1})$$

Onde:

V_{pv}, I_{pv} - Tensão e Corrente nos terminais de saída da célula solar.

I_{ph} - Fotocorrente.

I_r - Corrente de saturação reversa da célula.

R_{se}, R_p - Resistência série e paralela da célula.

q - Carga do elétron, $1,6 \times 10^{-19} \text{C}$

η - Fator de idealidade da junção p-n.

k - Constante de Boltzmann, $1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$

T - Temperatura ambiente em kelvin.

Os valores da radiação solar e da temperatura incidentes na célula solar influenciam o parâmetro I_{ph} , que é descrito por (A.2). Já os parâmetros I_r e I_{rr} são determinados em (A.3) e (A.4), respectivamente.

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_r)] \frac{P_{sun}}{1000} \quad (\text{A.2})$$

$$I_r = I_{rr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_G}{\eta k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (\text{A.3})$$

Onde os parâmetros apresentados são:

I_{sc} - Corrente de curto-circuito por célula.

α - Coeficiente de temperatura de I_{sc}

T_r - Temperatura de referência, 298K.

P_{sun} - Intensidade de radiação solar, W/m^2 .

I_{rr} - Corrente de saturação reversa de referência.

E_G - Energia de banda proibida, 1,1eV.

Enquanto alguns parâmetros podem ser estimados ou obtidos através do catálogo do fabricante, I_{rr} necessita ser calculado. Para isso, adota-se o ponto da curva I-V onde $I = 0$ e $V = V_{oc}$ e fazendo $T = T_r$, conforme (A.4) (CASARO, 2008).

$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{qV_{oc}/\eta kT_r} - 1} \quad (A.4)$$

Para determinar I_{pv} , emprega-se o Método de Newton-Raphson, conforme expressão simplificada (A.5), na qual a corrente I_{pv} , da expressão (A.1), inicia o processo iterativo com o valor 0 (CASARO,2008).

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (A.5)$$

onde n indica a n-ésima interação do algoritmo e as equações (A.6) e (A.7) apresentam as expressões para funções $f(x_n)$ e $f'(x_n)$, respectivamente.

$$f(I_{pv}) = I_{ph} - I_{pv} - I_r \left[e^{q(V_{pv} + I_{pv}R_{se})/\eta kT} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_{se}}{R_p} \quad (A.6)$$

$$f'(I_{pv}) = -1 - I_r e^{q(V_{pv} + I_{pv}R_{se})/\eta kT} \frac{qR_{se}}{\eta kT} - \frac{R_{se}}{R_p} \quad (A.7)$$

A.1.1 Características I-V

As características de um painel fotovoltaico são levantadas através de condições de testes padronizados chamado *Standard test conditions* (STC), que consiste em estabelecer referências dadas por (CASARO,2008):

- Densidade de potência padrão de radiação solar, $P_{sun} = 1kW/m^2$.
- Referência de radiação de massa de ar, AM 1,5. Este parâmetro define a composição espectral do sol.
- Temperatura ambiente $T = 25^\circ C$.

Outros dados relevantes a respeito do módulo cristalino *SolarWorld Sunmodule Plus SW 245* usado nas simulações são apresentados na tabela A.1.

Tabela A.1: Parâmetros do Módulo Cristalino *SolarWorld Sunmodule Plus SW245*

Número de Células	$N_s = 60$ células
Máxima Potência	$P_{max} = 245W$
Tensão no ponto de Máxima Potência	$V_{mpp} = 30,8V$
Corrente no ponto de Máxima Potência	$I_{mpp} = 7,96A$
Tensão de Circuito aberto	$V_{oc} = 37,5V$
Corrente de Circuito aberto	$I_{sc} = 8,49A$
Resistência Série	$R_s = 0,003\Omega$
Resistência Paralela	$R_p = 18\Omega$

sendo que V_{oc} é a tensão de circuito aberto entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há circulação de corrente e é a máxima tensão que a célula pode produzir. Já I_{sc} é a corrente de curto-circuito, a máxima corrente que se pode obter quando a tensão nos terminais da célula é igual a zero.

A.2 TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

A geração de energia a partir de sistemas fotovoltaicos está intimamente ligada as condições climáticas como irradiação solar e temperatura ambiente. Um grande desafio apresentando por estes sistemas é tratar suas características não-lineares na relação I-V do painel, o que leva a um único ponto de potência máxima MPP (*maximum power-point*).

Com a finalidade de otimizar a extração de energia destes painéis, alguns algoritmos de rastreamento são empregados com a finalidade de garantir que os conversores utilizados em sistemas fotovoltaicos busquem, diante das variações climáticas, o ponto de máxima potência disponível no arranjo fotovoltaico.

Diversas técnicas de MPPT (*maximum power-point tracking*) são apresentados pela literatura (BRITO, 2013). Abaixo serão apresentadas algumas técnicas.

A.2.1 Tensão Constante

Este método estabelece um valor empírico para a tensão de máxima potência do painel V_{mpp} , na ordem de 70% a 80% da tensão de circuito aberto V_{oc} do painel

fotovoltaico para as condições de teste padrão. O modelo para aplicação deste método é apresentado na Figura A.2.

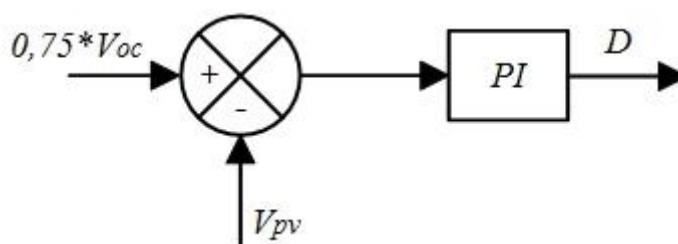


Figura A.2: Diagrama em blocos do método de MPPT tensão constante

A implementação deste algoritmo necessita apenas de um sensor de tensão conectado à saída do arranjo fotovoltaico, o que se torna uma vantagem e uma redução de custo no emprego deste método quando o sistema está instalado em regiões onde a variação de temperatura no decorrer do dia é pequena. Já a desvantagem do método acontece quando há grandes variações de temperatura no decorrer do dia ou ocorra sombreamento parcial dos arranjos.

A.3.2 Condutância Incremental

Este método é baseado na inclinação da curva de potência do arranjo PV, verificando se esta curva é nula no ponto de MPP ($dP/dV = 0$), sendo positiva à esquerda e negativa à direita deste mesmo ponto. O fluxograma que descreve este método está na Figura A.3.

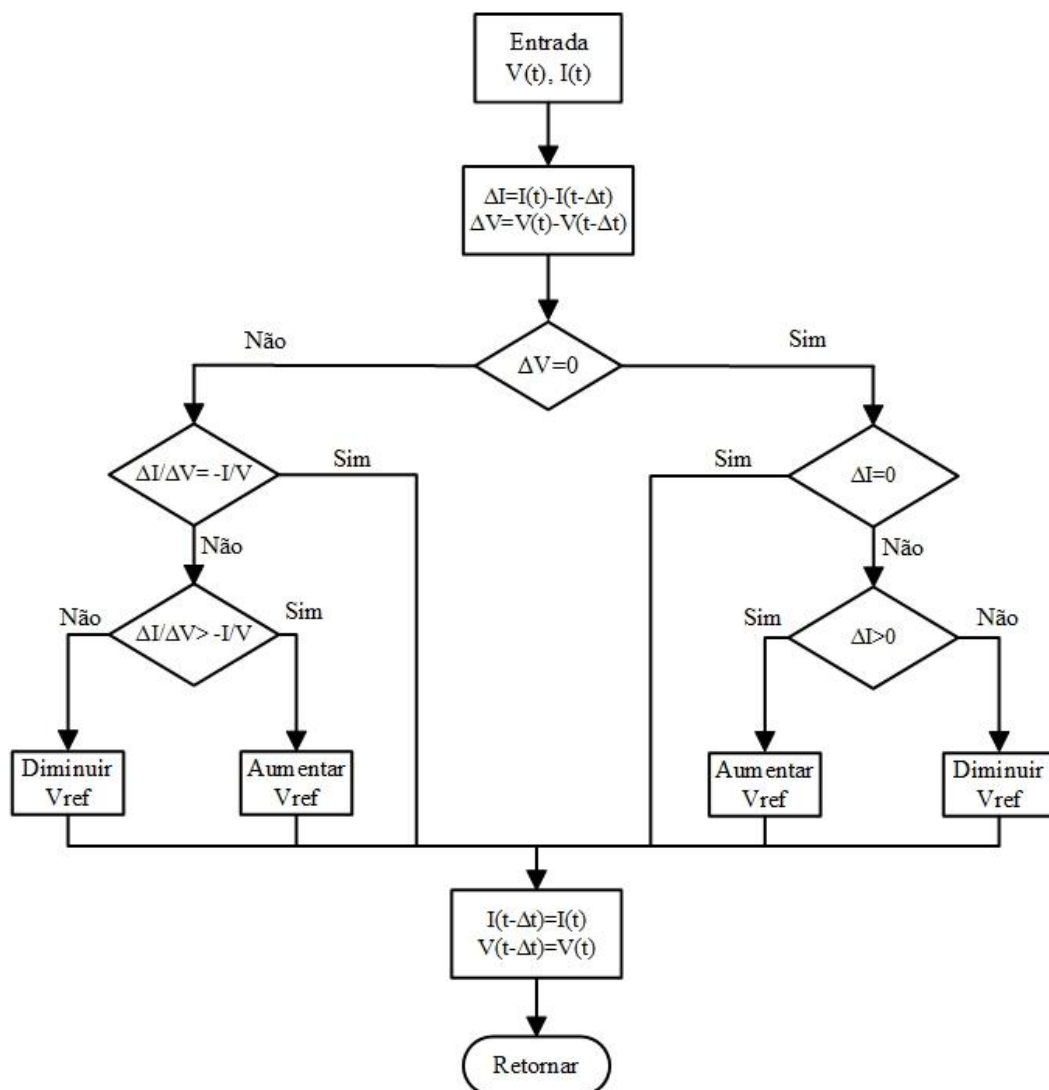


Figura A.3: Fluxograma do método da condutância incremental

A.3.3 Perturbe e Observe (P&O)

Uma das técnicas muito empregadas para rastreamento do MPPT, é conhecido como P&O. Basicamente, este algoritmo observa a variação de tensão e potência do painel, incrementando ou decrementando a tensão de referência (BRITO, 2013). O fluxograma básico do método é apresentado na Figura A.4

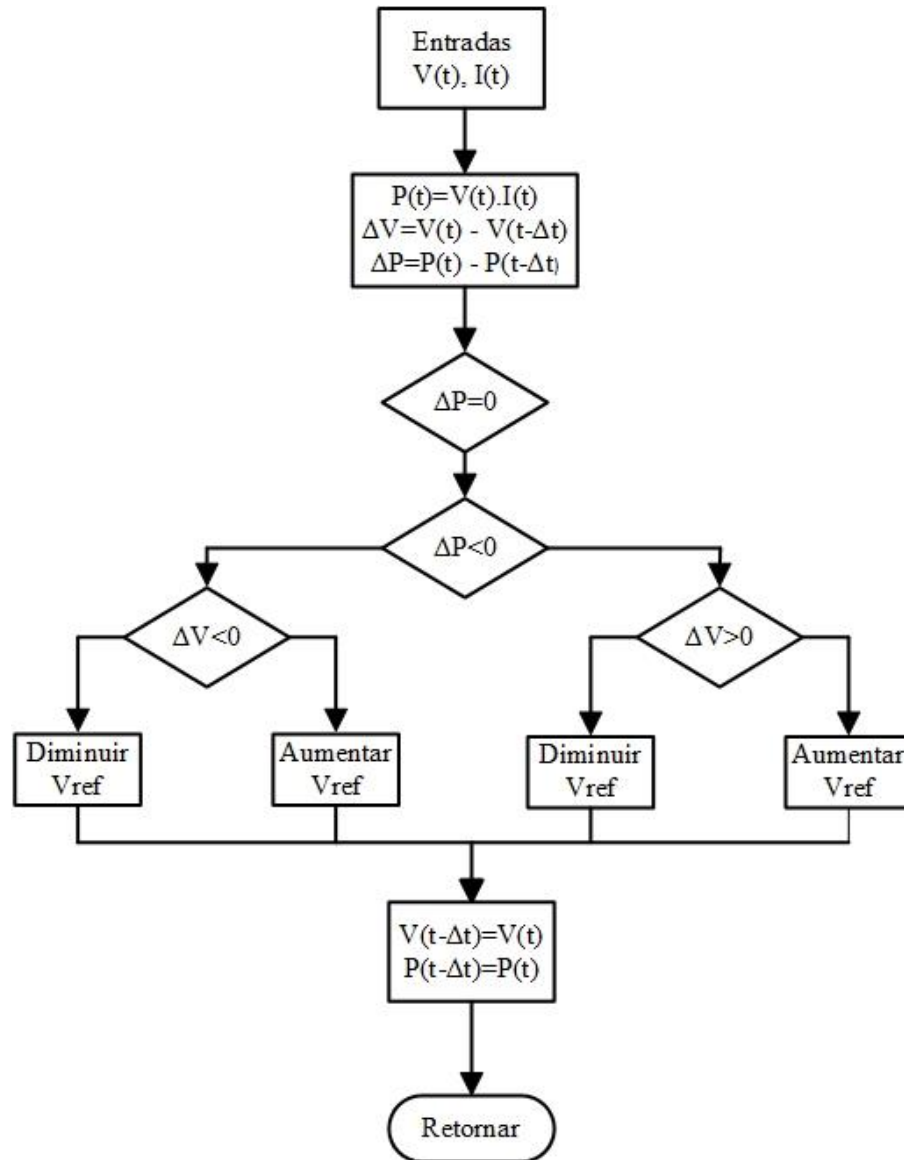


Figura A.4: Fluxograma do método *Perturbe e Observe*

ANEXO A

A.1 SISTEMA PLL

Diversas estruturas de PLL são propostas para sistemas monofásico pela literatura (SILVA; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008; FILHO et al., 2008). Estes sistemas têm por finalidade, gerar as coordenadas do vetor unitário síncrono ($\text{sen}\theta, \text{cos}\theta$) utilizados pelo método SRF, sendo que, para isso, são necessários o ângulo de fase e a frequência da rede elétrica.

Neste trabalho, a geração das coordenadas ($\text{sen}\theta, \text{cos}\theta$) são obtidas por meio do p-PLL monofásico, mostrado na Figura A.1.

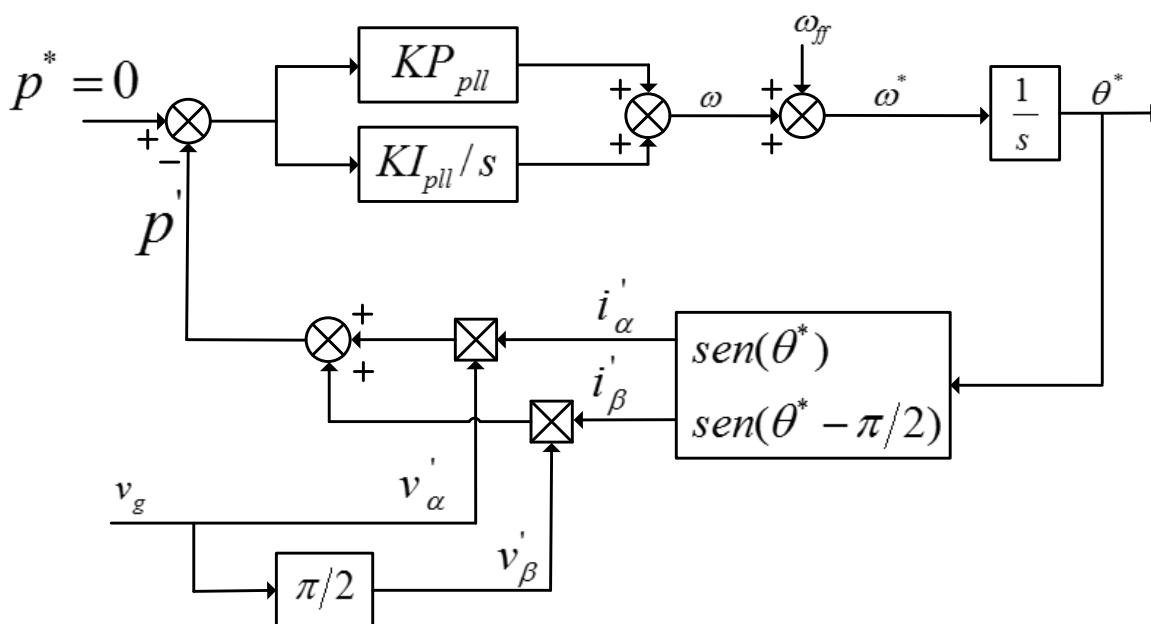


Figura A.1: Diagrama em blocos do sistema p-PLL monofásico

Baseado na teoria de potência ativa instantânea trifásica, o PLL utilizado em sistemas monofásicos, necessita que seja criado um sistema trifásico fictício, o qual será representado pelo sistema de eixos estacionários bifásicos $\alpha\beta$. Desta forma, a tensão da rede elétrica no PAC (v_g) é assumida como sendo a tensão direta do eixo bifásico estacionário, ou seja, $v_g = v_\alpha$. Por outro lado, a tensão em quadratura fictícia (v_β) é obtido através de um atraso de $\pi/2$ radianos na tensão (v_g). Em (a.1),

apresenta-se a matriz que representa o eixo estacionário bifásico $\alpha\beta$ fictício, sendo (V_{g_pico}) a tensão de pico da rede elétrica. Em (a.2) é apresentada a matriz com as correntes fictícias i'_α e i'_β do sistema PLL, e em (a.3) está a equação para cálculo da potência ativa instantânea fictícia p' do PLL.

$$\begin{bmatrix} v'_\alpha \\ v'_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha(\omega t) \\ v_\alpha(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2}V_{pk}\text{sen}(\omega t) \\ \sqrt{2}V_{pk}\text{sen}(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} \quad (\text{a.1})$$

$$\begin{bmatrix} i'_\alpha \\ i'_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_\alpha(\theta^*) \\ i_\alpha(\theta^* - \pi/2) \end{bmatrix} \quad (\text{a.2})$$

$$p' = V_{g_pico}\text{sen}(\omega t)\text{sen}(\theta^*) + V_{g_pico}\text{sen}(\omega t - \pi/2)\text{sen}(\theta^* - \pi/2) \quad (\text{a.3})$$

O objetivo do sistema PLL é cancelar a componente p' da potência instantânea, de forma que, quando esta componente for anulada, o sinal de saída do PLL estará sincronizado com a componente de frequência fundamental do sinal de entrada. Assim, a dinâmica do PLL irá determinar na saída do controlador PI a frequência angular de referência ($\omega^* = 2\pi f$), onde f é a frequência da rede elétrica. A integração da frequência angular (ω^*) fornece o ângulo de fase $\theta^* = \omega^*t$, sendo que, (ω^*) deverá ser idêntico à frequência angular da rede elétrica ω . Assim, θ^* é usado para se obter as correntes fictícias de realimentação i'_α e i'_β . Para garantir que p' seja anulado, as correntes fictícias i'_α e i'_β devem ser ortogonais a v'_α e v'_β .

O desempenho do algoritmo $\alpha\beta$ -pPLL possui uma limitação de desempenho quando há harmônicos presentes na tensão da rede elétrica. Como uma opção para melhorar a robustez do sistema, foi proposto por Bacon, Silva, Campanhol e Angelico (2014) um filtro adaptativo (AF) integrado ao pPLL. Por ser um filtro adaptativo, o AF rastreia a componente fundamental da tensão da rede elétrica de forma mais precisa. A Figura A.2 apresenta o esquema do AF- $\alpha\beta$ -pPLL. Através deste algoritmo também é possível obter a tensão de pico na rede elétrica, dado por A. No controle de fluxo de potência reativa, este valor é utilizado, sendo assim V_{g_pico} o valor de A de saída do algoritmo.

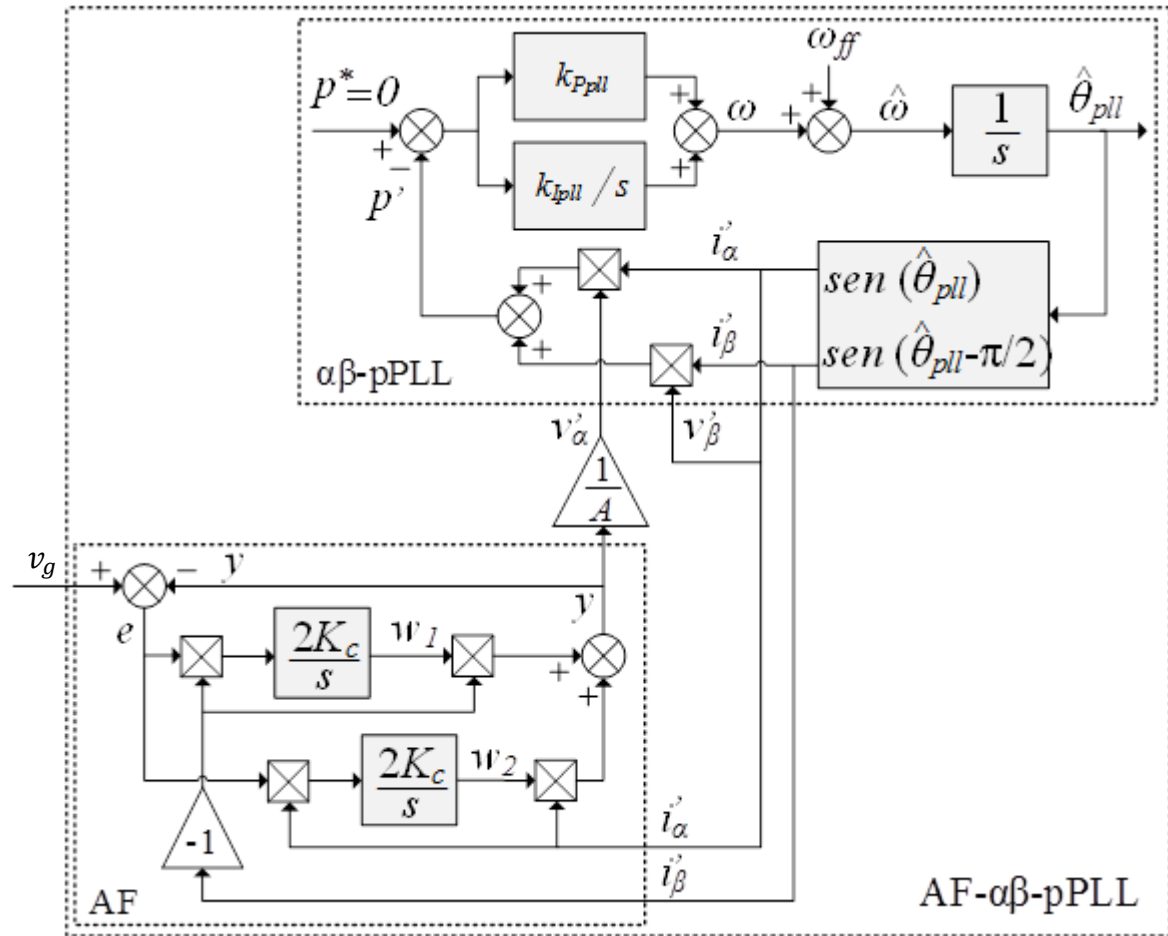


Figura A.2: Algoritmo AF- $\alpha\beta$ -pPLL proposto por Bacon et al. (2014)