



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS SOBRAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO

JOSÉ AGLAILSON SILVA DE OLIVINDO

FILTRO ATIVO DE POTÊNCIA PARALELO APLICADO À MELHORIA DA
QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

SOBRAL

2017

JOSÉ AGLAILSON SILVA DE OLIVINDO

FILTRO ATIVO DE POTÊNCIA PARALELO APLICADO À MELHORIA DA
QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, da Universidade Federal do Ceará – *Campus* Sobral, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de Concentração: Eletrônica de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Isaac Rocha Machado.

SOBRAL

2017

JOSÉ AGLAILSON SILVA DE OLIVINDO

FILTRO ATIVO DE POTÊNCIA PARALELO APLICADO À MELHORIA DA
QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, da Universidade Federal do Ceará – *Campus* Sobral, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de Concentração: Eletrônica de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Isaac Rocha Machado.

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Isaac Rocha Machado (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Rafael Rocha Matias
Universidade Federal do Piauí (UFPI)

Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Edílson Mineiro Sá Junior
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Ao mestre Paulo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a DEUS, pelo dom da vida, pelas oportunidades que me foram dadas e pela determinação que me concedeu.

Aos meus pais, Maria Francisca da Silva e Paulo Henrique de Olivindo[†], por seu amor e dedicação.

Aos meus irmãos Henrique, Arnóbio[†] e Ailton.

Às minhas amadas avós Francisca e Ana[†], ao meu avô Francisco e minha tia Maria de Lourdes.

Ao professor Isaac, pelos inúmeros conselhos, incentivo e excelente orientação no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará – *Campus* Sobral, com quem tive a oportunidade de estudar.

Os colegas e amigos que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho em especial ao Kelson Pereira, Leonardo Tabosa, Paulo Robson, Rosângela Marques e aos demais companheiros que trilharam comigo essa jornada.

À minha esposa Thalita Arruda, pelo carinho, dedicação, amizade e pela paciência para comigo.

À dona Rita e ao senhor Zezé, meus pais em Sobral, por todo o apoio.

Aos meus amigos do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Piauí – *Campus* Parnaíba que me apoiaram nessa jornada, em especial aos professores Kristian Pessoa e Franklin Fabrício.

Aos meus amigos do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará – *Campus* Sobral pelo apoio e ajuda, em especial aos professores Rafael Vitor e Edilson Mineiro.

À coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará – *Campus* Sobral, na figura do professor Carlos Alexandre pela oportunidade do desenvolvimento deste trabalho.

“Pedi e se vos dará. Buscai e achareis. Batei e vos será aberto. Porque todo aquele que pede, recebe. Quem busca, acha. A quem bate, abrir-se-á.” (Mt 7, 7-8)

RESUMO

Este trabalho apresenta a aplicação de um filtro ativo de potência paralelo (FAPP) para a melhoria da qualidade da energia de um sistema elétrico de potência composto por cargas não-lineares e geração eólica distribuída. O controle do FAPP é realizado sem esquemas de detecção de harmônicos e com a aplicação de reguladores linear-quadráticos com ação integral. O desempenho do FAPP é avaliado a partir da distorção harmônica total da corrente da rede e do fator de potência no ponto de acoplamento comum do sistema de elétrico. A análise da compensação das potências não ativas se baseia nos conceitos da teoria da potência instantânea. Utiliza-se controle indireto, com medições sobre as correntes e tensões na rede elétrica, e tensão no barramento CC do FAPP não sendo necessário, portanto, medidas sobre a carga, o filtro ativo ou a geração distribuída. A validação da estratégia de controle é realizada através de simulações computacionais implementadas no software PSCAD®/EMTDC™.

Palavras-chave: Compensação harmônica. Correção do fator de potência. Regulador linear quadrático. Filtro ativo de potência paralelo. Geração distribuída.

ABSTRACT

This work presents an application of a shunt active power filter (SAPF) for energy quality improvement of a power system composed of nonlinear loads and distributed wind generation. The SAPF control is performed without harmonic detection schemes and with application of linear quadratic regulators with integral action. The performance of the SAPF is evaluated by the grid current total harmonic distortions and the power factor at the point of common coupling of the power system. The analysis of non-active powers compensation is based on the instantaneous power theory concepts. Indirect control is used, with measurements on the power grid currents and voltages, and DC bus voltage of the SAPF, therefore, it is not necessary measurements in the load, active filter or distributed generation. The validation of the control strategy is done through computational simulations implemented in the PSCAD®/EMTDC™ software.

Keywords: Harmonic compensation. Power factor correction. Linear quadratic regulator. Shunt active power filter. Distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Circuito equivalente monofásico de um sistema elétrico com filtro ativo de potência série.	25
Figura 1.2 – Circuito equivalente monofásico de um sistema elétrico com filtro ativo de potência paralelo.	26
Figura 1.3 – Associação entre filtro ativo e filtro passivo (filtro híbrido) com a combinação entre: (a) FAPP e filtro passivo paralelo; (b) FAPS conectado em série com filtro passivo paralelo; (c) e FAPS com filtro passivo paralelo.	27
Figura 1.4 – Circuito equivalente monofásico de um sistema elétrico com um condicionador unificado de energia.	28
Figura 1.5 – Gerador GIDA conectado à rede elétrica fornecendo potência ativa e consumindo potência reativa.	31
Figura 1.6 – Topologias básicas para filtros ativos paralelos: (a) inversor fonte de tensão e (b) inversor fonte de corrente.	36
Figura 1.7 – Diagrama do sistema elétrico com FAPP, carga desequilibrada não linear e geração eólica distribuída.	37
Figura 2.1 – Representação gráfica da (a) transformada de Clark (b) e transformada inversa de Clarke.	41
Figura 2.2 – Representação gráfica dos vetores espaciais instantâneos de tensão e corrente sobre as coordenadas $\alpha\beta$	42
Figura 2.3 – Representação do comportamento físico das potências instantâneas real e imaginária no fluxo de energia entre fonte e carga.	43
Figura 2.4 – Representação gráfica, com valores em p.u., da: (a) tensão de fase e corrente de linha; (b) potência real e imaginária instantânea; (c) potência real média e oscilante; e (d) potência imaginária média e oscilante, para uma carga altamente indutiva alimentada por meio de um retificador trifásico controlado a tiristor com ângulo de disparo de 30°	43
Figura 2.5 – Potências instantâneas durante a compensação, por meio de um FAPP, dos harmônicos e da potência reativa de uma instalação composta por carga desbalanceada não linear e geração eólica distribuída.	45
Figura 2.6 – Representação da orientação dos eixos de coordenadas abc , $\alpha\beta$ e dq , com o eixo d alinhado e com a mesma velocidade de rotação que o vetor tensão no PAC.	47

Figura 2.7 – Controle tradicional, com detecção de harmônicas, para compensação, por meio de um FAPP, dos harmônicos e da potência reativa de uma instalação composta por carga desbalanceada não linear e geração eólica distribuída.	49
Figura 2.8 – Determinação das potências de compensação.	51
Figura 2.9 – Estratégia para obtenção das correntes de referência para compensação harmônica e reativa, onde $v_{bar} *$ é a tensão de referência do barramento CC do FAPP.	52
Figura 2.10 – Controle tradicional, com detecção de harmônicas baseado na teoria da potência instantânea, para compensação do fator de potência.	52
Figura 2.11 – Controle indireto, sem detecção de harmônicas, para compensação, por meio de um FAPP, dos harmônicos e da potência reativa de uma instalação composta por carga desbalanceada não linear e geração eólica distribuída.	53
Figura 2.12 – Controle indireto, baseado na teoria da potência instantânea, para compensação do fator de potência.	55
Figura 3.1 – Circuito do conversor VSI trifásico de dois níveis utilizado pelo FAPP.	58
Figura 3.2 – Etapas de operação do conversor VSI trifásico de dois níveis.	59
Figura 3.3 – Conversor VSI do FAPP com as chaves representadas por um modelo equivalente.	60
Figura 3.4 – Circuito equivalente monofásico da conexão de um FAPP com a rede elétrica, carga não linear e GD.	62
Figura 3.5 – Circuito do FAPP em seu modelo (a) equivalente monofásico e (b) equivalente monofásico simplificado.	63
Figura 3.6 – Planta da malha de corrente.	67
Figura 3.7 – Fluxo de potência pelo FAPP.	68
Figura 3.8 – Diagrama de blocos da malha de controle, com controlador PI, das correntes fornecidas pela rede elétrica.	72
Figura 3.9 – Diagrama de blocos da malha de controle, com controlador PI, da tensão no barramento CC do FAPP.	73
Figura 3.10 – Diagrama de blocos da malha de controle com regulador LQR.	75
Figura 3.11 – Diagrama de blocos da malha de controle com aplicação da ação integral sobre o regulador LQR.	76
Figura 3.12 – Fluxograma de busca das matrizes de ponderação Q e R para controle ótimo, pelo método de tentativa e erro.	77
Figura 3.13 – Fluxograma de busca das matrizes de ponderação Q e R para controle ótimo, pelo método de Bryson.	78
Figura 4.1 – Diagrama de blocos do sistema de controle pelo método 1.	80
Figura 4.2 – Diagrama de blocos do sistema de controle pelo método 2.	81
Figura 4.3 – Diagrama de blocos do sistema de controle pelo método 3.	81
Figura 4.4 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha no conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão do FAPP (método 1).	84

Figura 4.5 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha no conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão do FAPP (método 2).	84
Figura 4.6 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha no conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão do FAPP (método 3).	85
Figura 4.7 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).	86
Figura 4.8 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).	86
Figura 4.9 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).	87
Figura 4.10 – Tensão de fase no PAC e corrente de linha na rede: (a) método 1; (b) método 2; (c) método 3.....	88
Figura 4.11 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 1,5 s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.	89
Figura 4.12 – Potências instantâneas na geração eólica distribuída: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente.....	89
Figura 4.13 – Corrente fornecida pela GD no PAC.....	90
Figura 4.14 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha do conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão da GD (método 1).	90
Figura 4.15 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha do conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão da GD (método 2).	91
Figura 4.16 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha do conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão da GD (método 3).	91
Figura 4.17 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).	92
Figura 4.18 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).	93
Figura 4.19 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).	93

Figura 4.20 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 4s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.	94
Figura 4.21 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 4 da simulação (método 1).	95
Figura 4.22 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 4 da simulação (método 2).	95
Figura 4.23 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 4 da simulação (método 3).	96
Figura 4.24 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 4 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).	96
Figura 4.25 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 4 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).	97
Figura 4.26 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 4 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).	97
Figura 4.27 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 6 s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.	98
Figura 4.28 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 6 da simulação (método 1).	99
Figura 4.29 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 6 da simulação (método 2).	99
Figura 4.30 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 6 da simulação (método 3).	100
Figura 4.31 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 6 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).	100
Figura 4.32 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 6 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).	101
Figura 4.33 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 6 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).	101

Figura 4.34 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 12 s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.	102
Figura 4.35 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 8 da simulação (método 1).	103
Figura 4.36 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 8 da simulação (método 2).	103
Figura 4.37 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 8 da simulação (método 3).	104
Figura 4.38 – Potências instantâneas na rede e no intervalo 8: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).	105
Figura 4.39 – Potências instantâneas na rede e no intervalo 8: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).	105
Figura 4.40 – Potências instantâneas na rede e no intervalo 8: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).	106
Figura 4.41 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 17 s.	107
Figura C.1 – Diagrama de blocos da estrutura básica de um circuito PLL.....	125
Figura C.2 – Diagrama de blocos do circuito de sincronização q-PLL baseado na teoria pq	127
Figura C.3 – Diagrama de blocos do modelo linearizado do circuito q-PLL para pequenas variações de fase.	128
Figura C.4 – Diagramas de Bode da FTMA do circuito q-PLL.....	130
Figura C.5 – Resposta temporal ao degrau unitário para o circuito q-PLL.	130
Figura D.1 – Visão geral do sistema simulado.....	131
Figura D.2 – Circuito de potência do FAPP.....	131
Figura D.3 – Circuito de potência da carga desbalanceada não linear.	132
Figura D.4 – Circuito de potência do GIDA.	132
Figura D.5 – Composição do bloco de medidas do sistema.....	133
Figura D.6 – Composição do bloco de controle utilizado no método 01.....	134
Figura D.7 – Composição do bloco de controle utilizado no método 02.....	135
Figura D.8 – Composição do bloco de controle utilizado no método 03.....	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Limites máximos de distorção harmônica individual, para harmônicos ímpares de corrente, em porcentagem da componente fundamental da corrente de carga em sistemas de distribuição com tensão nominal entre 120V e 69 kV.....	22
Tabela 1.2 – Multiplicadores recomendados para aumento dos limites de correntes harmônicas em sistemas de distribuição com tensão nominal de 120V a 69 kV.....	23
Tabela 3.1 – Estados de comutação e tensões na entrada de um conversor VSI trifásico de dois níveis.....	59
Tabela 3.2 – Tensões sobre as chaves do conversor conforme a função do estado de chaveamento.....	60
Tabela 3.3 – Tensões de fase e de linha na saída do conversor, em termos da tensão sobre o barramento CC, conforme a função do estado de chaveamento.....	61
Tabela 4.1 – Estruturas de controle simuladas para o FAPP.....	80
Tabela 4.2 – Parâmetros do sistema de potência simulado.....	82
Tabela 4.3 – Estágios de simulação.....	83
Tabela 4.4 – Resumo do desempenho do FAPP com o sistema elétrico alimentando uma carga não linear.....	88
Tabela 4.5 – Desempenho do FAPP após a conexão da GD.....	94
Tabela 4.6 – Desempenho do FAPP após a variação de carga no intervalo 4.....	98
Tabela 4.7 – Desempenho do FAPP após a variação de carga no intervalo 6.....	102
Tabela 4.8 – Desempenho do FAPP no intervalo 8.....	106

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CSI	Current Source Inverter
FAPP	Filtro Ativo de Potência Paralelo
FAPS	Filtro Ativo de Potência Série
FP	Fator de Potência
FPB	Filtro Passa Baixa
GD	Geração Distribuída
GIDA	Gerador de Indução de Dupla Alimentação
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LQR	Linear Quadratic Regulator
LQRI	Linear Quadratic Regulator with Integral Action
MSRF	Modified Synchronous Reference Frames
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional Integral
PLL	Phase-Locked Loop
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	Pulse Width Modulation
RMS	Root Mean Square (valor eficaz)
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TDD	Total Demand Distortion
THD	Total Harmonic Distortion
UFC	Universidade Federal do Ceará
UPQC	Unified Power Quality Conditioner
VSI	Voltage Source Inverter

LISTA DE SÍMBOLOS

T_{clark}	Transformada de Clark
$T_{park_{mod}}$	Transformada de Park modificada
T_{park}	Transformada de Park
$e_{abc}(t)$	Vetor tensão da rede no PAC
v	Tensão instantânea
i	Corrente instantânea
$p_{3\phi}(t)$	Potência instantânea trifásica
p	Potência real instantânea no referencial estacionário ($\alpha\beta$)
\bar{p}	Componente média da potência real instantânea
\tilde{p}	Componente oscilante da potência real instantânea
q	Potência imaginária instantânea no referencial estacionário ($\alpha\beta$)
\bar{q}	Componente média da potência imaginária instantânea
\tilde{q}	Componente oscilante da potência imaginária instantânea
Z	Impedância
C	Capacitância
ω	Frequência angular
V	Tensão eficaz
S_a	Modelo equivalente da chave do braço do conversor VSI conectado à fase a
d_k	Função do estado de chaveamento do conversor do conversor VSI
f_k	Função de chaveamento do conversor VSI
l	Indutância
r	Resistência
$G(s)$	Função de transferência
Subscritos	
$clark$	Referente à transformada de Clark
$\alpha - \beta$	Referente às coordenadas estacionárias $\alpha\beta$

$d - q$	Referente às coordenadas síncronas dq
3ϕ	Trifásico
abc	Fases abc
bar	Barramento CC
k	Fase k
l	Carga
f	FAPP
gl	Conjunto carga-GD
s	Rede elétrica
pac	Ponto de acoplamento comum
e	Referencial síncrono
u	Composição de valores da rede e do FAPP
t	Referente à perturbações
FPB	Filtro passa baixa
v	Tensão
p	Proporcional
PI	Proporcional-integral
SO	<i>symmetric optimum</i>

Sobrescritos

e	Referencial síncrono
*	Valores de referência

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	19
1.1 Contexto do Problema	19
1.2 Harmônicos no Sistema de Distribuição.....	21
1.2.1 Limites aceitáveis para os harmônicos de tensão no sistema de distribuição	21
1.2.2 Limites aceitáveis para os harmônicos de corrente inseridas pela carga no sistema de distribuição	22
1.3 Filtros Passivos.....	23
1.4 Filtros Ativos de Potência.....	24
1.4.1 Filtro ativo de potência série.....	25
1.4.2 Filtro ativo de potência paralelo	26
1.4.3 Associação entre filtro ativos e passivos	27
1.4.4 Filtro ativo de potência universal.....	28
1.5 Geração Distribuída	29
1.5 Técnicas de Controle de Filtros Ativos.....	32
1.6 Objetivos	34
1.7 Sistema Proposto	35
1.7.1 Topologias básicas para FAPP em sistemas trifásicos a três fios	35
1.8 Publicações em Eventos e Periódicos Gerados	37
1.9 Estrutura da Dissertação	37
CAPÍTULO 2: TEORIA DA POTÊNCIA INSTANTÂNEA E ESTRATÉGIAS DE CONTROLE.....	39
2.1 Introdução	39
2.2 Teoria da Potência Instantânea.....	40
2.3 Fluxo de Potência pelo Sistema Elétrico	44
2.3.1 Fluxo de potência pelo FAPP	47
2.4 Determinação das Potências de Referência	48
2.4.1 Potências de referência com controle tradicional baseado na teoria pq.....	48
2.4.2 Controle indireto baseado na teoria pq.....	52
2.5 Conclusões	55
CAPÍTULO 3: MODELAGEM E CONTROLE DO SISTEMA.....	57
3.1 Introdução	57
3.2 Modelagem do Conversor VSI do FAPP.....	57
3.2.1 Chaveamento do conversor VSI	58

3.2.2 Equações do conversor VSI em termos da função de chaveamento.....	62
3.3 Modelagem do FAPP em Termos das Malhas de Controle do Sistema	62
3.3.1 Malha de corrente.....	64
3.3.2 Malha de tensão	67
3.4 Modelagem no Espaço de Estados	70
3.5 Controlador Proporcional Integral.....	71
3.5.1 Controlador PI para a malha de corrente do FAPP com controle indireto	71
3.5.2 Controlador PI para a malha de tensão do barramento CC do FAPP com controle indireto	73
3.6 Regulador Linear Quadrático com ação Integral	74
3.6.1 Determinação das matrizes de ponderação Q e R.....	76
3.7 Conclusões	78
CAPÍTULO 4: ESTUDO DE CASO.....	80
4.1 Introdução	80
4.2 Parâmetros do Sistema Analisado	81
4.3 Conexão do FAPP e da GD.....	83
4.3.1 Conexão do FAPP	83
4.3.2 Conexão da GD.....	89
4.4 Variação de Carga	95
4.3.2 Variação da impedância da carga trifásica não linear	95
4.3.2 Variação do ângulo de disparo do retificador da carga trifásica não linear	98
4.3.2 Desbalanceamento da carga.....	102
4.5 Conclusões	107
CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	109
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	111
ANEXO A: INFLUÊNCIA DAS NÃO LINEARIDADES DA CARGA SOBRE O FATOR DE POTÊNCIA	117
ANEXO B: DIMENSIONAMENTO DO FAPP.....	121
B.1 Indutância de entrada do FAPP	121
B.2 Capacitância do Barramento CC do Conversor do FAPP.....	123
ANEXO C: CIRCUITO DE SINCRONISMO.....	125
C.1 Circuito q-PLL.....	127
C.2 Resposta Dinâmica e Sintonia do Circuito q-PLL.....	128
ANEXO D: CIRCUITO SIMULADO.....	131

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Contexto do Problema

O desenvolvimento e a busca por tecnologia capaz de melhorar a produtividade e a eficiência de processos industriais, ou mesmo de equipamentos domésticos, têm influenciado o crescimento do uso de equipamentos acionados por conversores eletrônicos chaveados, o que resulta em cargas não lineares conectadas à rede elétrica (RIBEIRO *et al.*, 2015).

O crescimento do setor energético tem influenciado o aumento na implantação da geração distribuída (GD), viabilizando a geração de energia elétrica por parte dos próprios consumidores, possibilitando a conexão de novas unidades geradoras à rede elétrica principalmente no sistema de distribuição em baixa tensão, incidindo no aumento da inserção de harmônicas no sistema elétrico, o que tem influência direta sobre a qualidade da energia elétrica e o fator de potência (FP) no ponto de conexão com a rede elétrica (AHRABIAN; SHAHNIA; HAQUE, 2006).

A qualidade da energia elétrica garante o consumo eficiente e o bom funcionamento dos equipamentos elétricos. Sua deterioração é afetada por problemas relacionados a desvios na tensão, corrente ou frequência (DUGAN *et al.*, 2003).

A qualidade de energia pode ser quantificada tomando-se como referência os parâmetros descritos na norma IEEE Std 1159-2009 que trata das práticas recomendadas para monitorização da qualidade da energia elétrica.

Dentre os problemas abordados tem-se os que ela estabelece como relacionados à distorção de forma de onda. Esses problemas ocorrem sobre as tensões e/ou correntes desviando-as, em regime permanente, da referência senoidal na frequência da rede elétrica. Esses desvios são gerados principalmente pelas seguintes distorções (IEEE 1159, 2009):

- *offset* (deslocamento CC): ocasionado pela presença de correntes ou tensões com valor médio diferente de zero em sistemas elétricos em corrente alternada.
- harmônicos: componentes senoidais de tensão ou corrente cuja frequência são múltiplos inteiros da frequência fundamental de operação do sistema elétrico. A combinação entre a componente fundamental e suas harmônicas resulta do termo denominado distorção harmônica (STONES; COLLINSON, 2001);

- interharmônicos: componentes de tensão ou corrente com frequências que não são múltiplas inteiras da frequência fundamental de operação do sistema elétrico (YACAMINI, 1995);
- *notching*: perturbações periódicas com conteúdo harmônico em alta frequência que ocorrem sobre a tensão devido à operação normal de dispositivos baseados em eletrônica de potência durante a comutação de corrente entre as fases sendo, portanto, caracterizado tanto como resultado de transitórios, quanto de distorções harmônicas;
- ruídos: distúrbios elétricos indesejados não classificados como distorção harmônica ou transitórios. Ocorrem muitas das vezes devido à baixa qualidade do aterramento da instalação elétrica.

Das distorções citadas acima os harmônicos têm tido maior impacto na degradação das formas de onda de tensão e corrente na rede elétrica (TEIXEIRA, 2009).

Embora, em muitos casos, o sistema de distribuição de energia elétrica possa ser considerado robusto o suficiente para suportar pequenas oscilações e distorções harmônicas geradas por cargas não lineares e GD, o aumento desses elementos, como a concentração de cargas não lineares em ambientes industriais ou de GD em redes de baixa tensão, intensifica a circulação de harmônicos, consumo de energia reativa e conseqüente redução do FP no ponto de acoplamento comum (PAC) (SILVA, 2001), (DOLEZAL *et al.*, 2003).

Além disso, cargas não lineares que variam de forma aleatória contribuem para o aumento de correntes harmônicas assimétricas capazes de provocar quedas de tensão na rede elétrica (VERDELHO; MARQUES, 1994).

Além dos problemas causados no sistema de distribuição, a circulação de correntes harmônicas prejudica a rede interna causando (TEIXEIRA, 2009):

- aumento da temperatura nas impedâncias da instalação elétrica durante a operação de motores e transformadores devido a circulação de componentes em alta frequência;
- falha de equipamentos sensíveis e atuação indevida da proteção.

Conforme seja o sistema de alimentação, existem limites para as distorções harmônicas permissíveis no PAC.

Para o controle dessas distorções são estabelecidos critérios, definidos por meio de normas internacionais como a IEEE Std 519-2014, que orientam sobre os limites máximos de:

harmônicos de tensão fornecidos pela concessionária de distribuição de energia elétrica; e injeção de harmônicos na rede elétrica pelo consumidor (IEEE 519, 2014).

Há também normas que versam sobre os limites de harmônicas que cada equipamento individual possa inserir na rede como a IEC 61000-3-2 e IEC 61000-3-4, aplicadas, respectivamente, a cargas em baixa tensão para corrente menores e maiores que 16 A (IEC, 2000).

Embora a concessionária local tenha responsabilidade sobre a qualidade da energia elétrica fornecida, essa qualidade é dependente da corrente drenada pela instalação do consumidor, principalmente devido às correntes de cargas não lineares que implicam na circulação de harmônicas na rede elétrica e cuja magnitude é de sua responsabilidade.

Uma solução corretiva adotada para a filtragem harmônica em sistemas elétricos de potência é a utilização de filtros ativos de potência, um dispositivo baseado em eletrônica de potência capaz de atuar na redução, a níveis satisfatórios, das distorções harmônicas de tensão e/ou corrente, melhorando a qualidade de energia da rede (AKAGI, 1996), (PENG, 1998), (SINGH; VERMA, 2008).

1.2 Harmônicos no Sistema de Distribuição

A redução na qualidade da energia geradas por cargas não lineares prejudica o funcionamento das demais cargas conectadas no sistema elétrico próximo, principalmente os equipamentos sensíveis que depende de um nível de tensão com determinada garantia de qualidade para que possa funcionar adequadamente.

É importante que a rede elétrica seja capaz de fornecer uma energia de boa qualidade, para tanto é necessário que a tensão fornecida pela a rede e a corrente requerida pela carga sigam determinadas critérios.

1.2.1 Limites aceitáveis para os harmônicos de tensão no sistema de distribuição

Seguindo as recomendações da norma IEEE Std 519-2014 sobre os limites de distorção harmônica de tensão disponíveis na rede pelo sistema de distribuição, aplicando-as à condição de operação do circuito em 380V, tem-se que para tensões menores que 1,0 kV a distorção harmônica máxima individual de tensão, estabelecida em porcentagem da tensão fundamental na frequência e potência nominal no ponto de conexão, deve ser de 5% e a distorção harmônica total da tensão de alimentação não deve exceder em 8%.

No Brasil, a regulamentação dos valores de referência das distorções harmônicas é estabelecida pelo módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que trata da qualidade da energia elétrica. Nele é definido que a distorção harmônica total de tensão para redes elétrica com tensões nominais no barramento menores que 1,0 kV devem ser de, no máximo, 10% (ANELL, 2017).

Como pode ser visto, o fato de se ter a norma IEEE Std 519-2014 como referência garante maior rigor quanto à distorção harmônica total de tensão, uma vez que ela define um valor de 8% que é abaixo dos 10% estabelecidos pelo PRODIST.

1.2.2 Limites aceitáveis para os harmônicos de corrente inseridas pela carga no sistema de distribuição

Pelos critérios da norma IEEE Std 519-2014 é possível verificar se a ação de compensação do filtro ativo de potência é capaz de manter os níveis harmônicos de corrente na rede elétrica dentro dos limites recomendados.

Para sistemas elétricos com tensão nominal no ponto de conexão entre 120 V e 69 kV, a norma IEEE Std 519-2014 recomenda que se devem limitar as distorções sobre as harmônicas de corrente conforme a Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Limites máximos de distorção harmônica individual, para harmônicos ímpares de corrente, em porcentagem da componente fundamental da corrente de carga em sistemas de distribuição com tensão nominal entre 120V e 69 kV.

$I_{SC}/I_L = \lambda$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
$\lambda < 20$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < \lambda < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < \lambda < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < \lambda < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
$\lambda > 1000$	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fonte: Norma IEEE Std 519-2014 (adaptada).

Nota:

I_{SC} = corrente máxima de curto-circuito no PAC.

I_L = corrente máxima demandada pela carga (componente fundamental) no PAC em condições normais de funcionamento da carga.

TDD = distorção harmônica do conteúdo demandado considerando até a 50ª harmônica.

A Tabela 1.1 estabelece os valores máximos para a magnitude das distorções harmônicas sobre a corrente em termos da distorção total do conteúdo demandado (*total demand distortion* - TDD). Essa medida permite qualificar as correntes harmônicas de forma

mais significativa, pois apresentam os valores de distorção em função da corrente demandada pela carga.

Para cargas com conteúdo harmônico que exceda os valores mencionados na Tabela 1.1, a norma IEEE Std 519-2014 recomenda que, caso o usuário tenha por critério a redução de harmônicos de ordem inferior, os limites de distorção propostos podem ser aumentados por um fator multiplicativo limitando-se a 25% dos valores estabelecidos, Tabela 1.2.

Tabela 1.2 – Multiplicadores recomendados para aumento dos limites de correntes harmônicas em sistemas de distribuição com tensão nominal de 120V a 69 kV.

Ordem dos Harmônicos a Serem Compensados	Multiplicador
5, 7	1,4
5, 7, 11, 13	1,7
5, 7, 11, 13, 17, 19	2,0
5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25	2,2

Fonte: Norma IEEE Std 519-2014 (adaptada).

O módulo 8 do PRODIST não faz menção aos limites de inserção de harmônicas de corrente pelo consumidor na rede elétrica.

Em relação ao FP no PAC o módulo 3 do PRODIST, que trata do acesso ao Sistema de Distribuição, define que o acessante deve garantir com que sua rede opere com FP conforme os limites estabelecidos no módulo 8, limitado a 0,92 capacitivo ou indutivo em unidades conectadas ao sistema com tensão inferior a 230 kV (ANELL, 2016).

Detalhes sobre a influência das não linearidades da carga sobre o fator de potência são apresentados no anexo A.

1.3 Filtros Passivos

Os filtros passivos são estruturas elétricas baseadas na utilização de resistores, indutores e capacitores. Atuam na filtragem harmônica e elevação do fator de potência em sistemas elétricos (DUGAN *et al.*, 2003), sintonizados em uma dada frequência de operação (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

Arrillaga e Watson (2003) recomendam a utilização de filtros passivos combinados, quando aplicados a sistemas elétricos de potência, com um componente atuando na filtragem de harmônicos de baixa ordem e outro na filtragem de frequências elevadas.

Apesar de possuir baixo custo em relação a outras soluções, os filtros passivos possuem um bom rendimento como descrito nos resultados apresentados por Deckmann *et al.*

(2004), que aplica uma combinação de filtro passivos com configuração em sintonia simples e em amortecimento. Em seus resultados a ação do filtro passivo proporciona uma redução de 46% na distorção da corrente.

No entanto, a aplicação de filtros passivos apresenta dependência com a impedância da rede e não acompanha os ajustes de compensação requeridos por variações na carga, limitando-se à compensação de harmônicas pré-selecionada (MATIAS, 2012). Além disso, pode provocar ressonâncias no sistema elétrico, permitindo a circulação de elevadas componentes de corrente sobre os elementos do circuito (POTTKER, 2000). Uma forma de evitar a ressonância é não sintonizar o filtro diretamente sobre a frequência harmônica. Para realizar a sintonia deve ser seguido algumas recomendações como as definidas da norma IEEE Std 1531 que indica a dissintonia que deve ser aplicada aos filtros passivos (IEEE 1531, 2003).

Conforme Czarnecki e Ginn (2005) a qualidade da ação de compensação dos filtros passivos depende da distribuição dos elementos passivos, da distorção das tensões, da existência de harmônicos não característicos e do nível de curto-circuito no local de aplicação.

Embora seja um dispositivo comum utilizado na compensação harmônica e reativa, nem sempre é possível que seu rendimento garanta os níveis de qualidade de energia em conformidade com normas que versam sobre o tema sendo, portanto, necessária a utilização de outros equipamentos para compensação do sistema como a utilização de filtros ativos de potência.

1.4 Filtros Ativos de Potência

Auxiliados pelos avanços dos dispositivos elétricos aplicados aos sistemas de controle e à eletrônica de potência, trabalhos como o desenvolvido por Gyugyi e Strycula (1976) passaram a utilizar elementos semicondutores na compensação de harmônicos. Com isso foi possível o desenvolvimento de equipamentos, denominados de filtros ativos, capazes de garantir maior controle e qualidade na filtragem harmônica, em relação aos filtros passivos, realizando a compensação em função das dinâmicas das cargas e a possibilidade de aplicação sem a ocorrência de ressonâncias no sistema elétrico (MATIAS, 2012).

Os filtros ativos são estruturas baseadas em eletrônica de potência aplicadas aos sistemas elétricos com a função de injetar na rede correntes e/ou tensões harmônicas e potência reativa conforme a amplitude dos valores requeridos pela carga, mas com sentido contrário de forma a anular os efeitos não ativos sobre a rede elétrica.

A aplicação de filtros ativos é denominada de compensação ativa. São capazes de agir no sistema elétrico de potência (SEP), melhorando a qualidade da energia da rede atuando na:

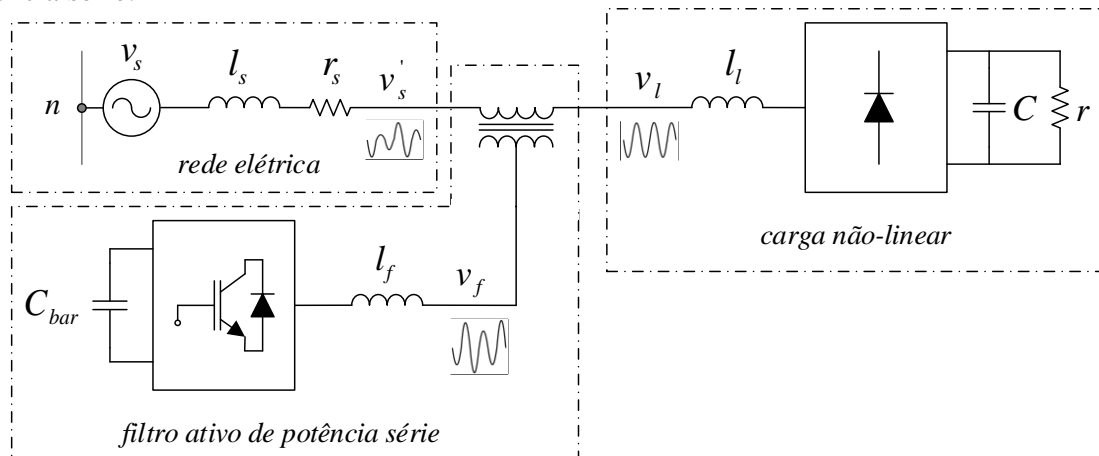
- filtragem de harmônicos de tensão e/ou corrente;
- redução no deslocamento angular entre as componentes fundamentais de corrente e tensão (compensação reativa);
- correção do fator de potência;
- desbalanceamento de tensão e/ou corrente;
- afundamento e oscilação da tensão e etc.

Os filtros ativos podem ser projetados para sistemas monofásicos ou trifásicos. Em sua topologia trifásica podem ser ajustados para atuar em sistema a três ou quatro fios. Apresentam duas topologias básicas: série e paralela (EMADI; NASIRI; BEKIAROV, 2005).

1.4.1 Filtro ativo de potência série

O filtro ativo de potência série (FAPS), Figura 1.1, tem sua aplicação direcionada à melhoria de problemas relacionados à qualidade da tensão fornecida à carga. Baseado na inserção de uma tensão em série com a fonte de alimentação, atua de maneira a fornecer uma tensão v_f que associada à tensão da rede v'_s , composta de harmônicas, permite com que a tensão na carga mantenha um perfil senoidal v_l mesmo diante de perturbações na rede elétrica (SILVA, 2001).

Figura 1.1 – Circuito equivalente monofásico de um sistema elétrico com filtro ativo de potência série.



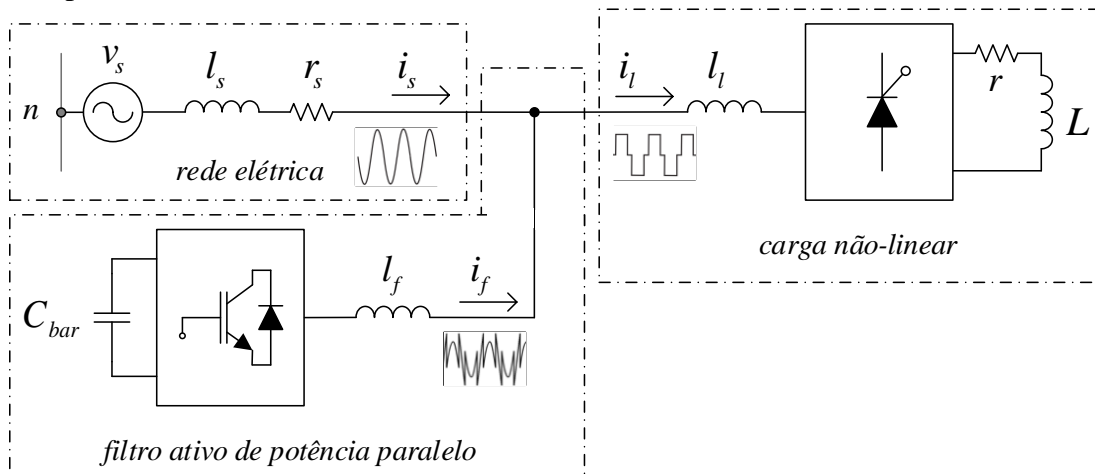
Fonte: Elaborada pelo autor.

Mais precisamente o FAPS é utilizado na melhoria da qualidade da energia fornecida à carga atuando na compensação de harmônicos de tensão, queda de tensão, oscilações e desbalanceamento de tensão (EMADI; NASIRI; BEKIAROV, 2005).

1.4.2 Filtro ativo de potência paralelo

O filtro ativo de potência paralelo (FAPP), Figura 1.2, é usado basicamente na compensação de harmônicos de corrente da carga. Atua realizando a injeção de correntes harmônicas i_f entre a carga e a fonte de alimentação permitindo que, mesmo que a carga requeira uma corrente i_l com alto conteúdo harmônico, a rede elétrica forneça uma corrente i_s fundamentalmente senoidal (ORTMANN, 2008).

Figura 1.2 – Circuito equivalente monofásico de um sistema elétrico com filtro ativo de potência paralelo.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O FAPP é capaz de agir tanto na compensação de todas as harmônicas de corrente quanto de realizar compensação seletiva, ou seja, compensar apenas determinadas harmônicas selecionadas. Pode também ser utilizado na redução do desbalanceamento de corrente na carga e melhoria do fator de potência, atuando não só na eliminação de harmônicos, mas reduzindo o deslocamento de fase entre as componentes fundamentais de corrente e tensão da rede, sendo capaz, portanto, de atuar no fornecimento de praticamente toda a potência não ativa requerida pela carga (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2007).

O FAPP possui a versatilidade de poder ser utilizado em função de uma carga específica ou ser aplicado em uma planta elétrica. Além disso, sua conexão em paralelo evita alterações na instalação ou na localização de equipamentos já presentes.

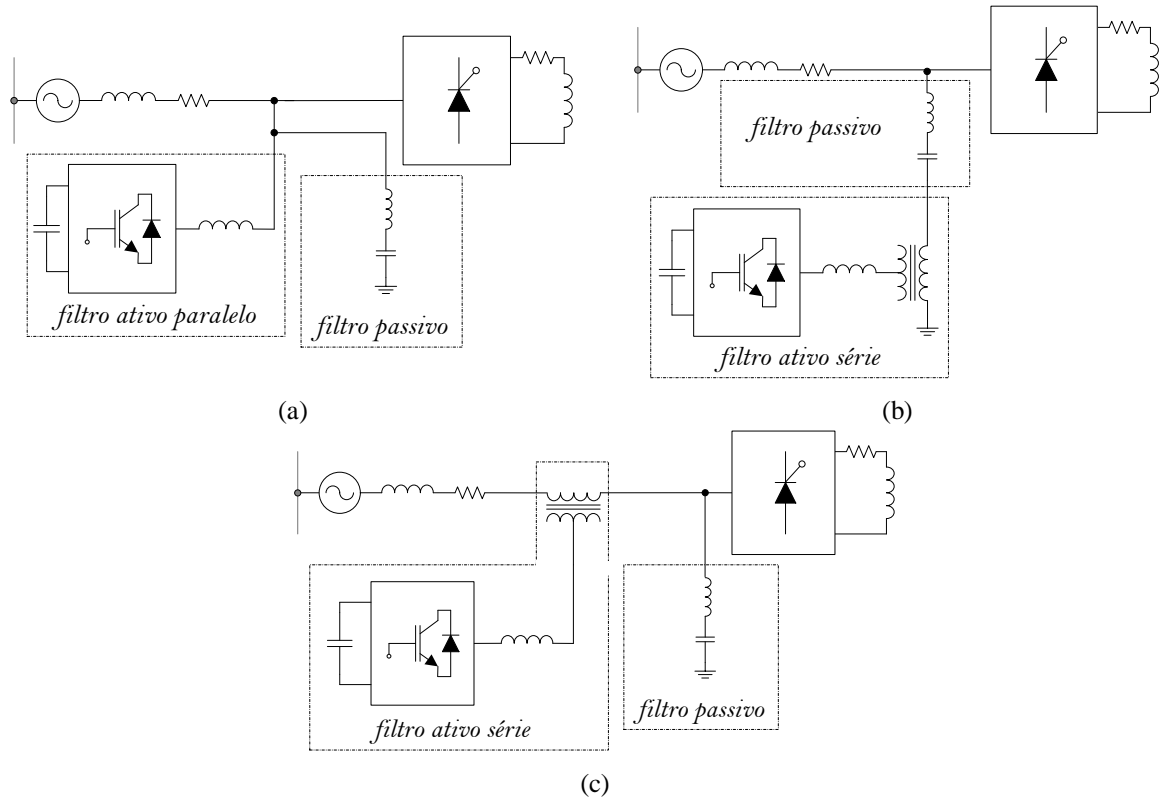
1.4.3 Associação entre filtro ativos e passivos

A associação entre um modelo de filtro ativo com um filtro passivo é denominada de filtro híbrido. A utilização em conjunto desses elementos visa melhorar o desempenho de funcionamento e a ação de filtragem (AZEVEDO, 2011).

Por meio da ação em conjunto entre os filtros ativos e passivos é possível, a partir de um filtro passivo para a compensação das harmônicas de alta ordem, reduzir as distorções harmônicas em alta frequência geradas pela operação do conversor utilizado como filtro ativo. Além disso, com a presença do filtro ativo, é possível impedir a ocorrência de ressonância no sistema elétrico, passível de ocorrer diante da utilização isolada de filtros passivos (AKAGI, 1996).

A Figura 1.3 apresenta algumas topologias utilizadas em filtros híbridos.

Figura 1.3 – Associação entre filtro ativo e filtro passivo (filtro híbrido) com a combinação entre: (a) FAPP e filtro passivo paralelo; (b) FAPS conectado em série com filtro passivo paralelo; (c) e FAPS com filtro passivo paralelo.



Fonte: Elaborada pelo autor (adaptada de Akagi (1996)).

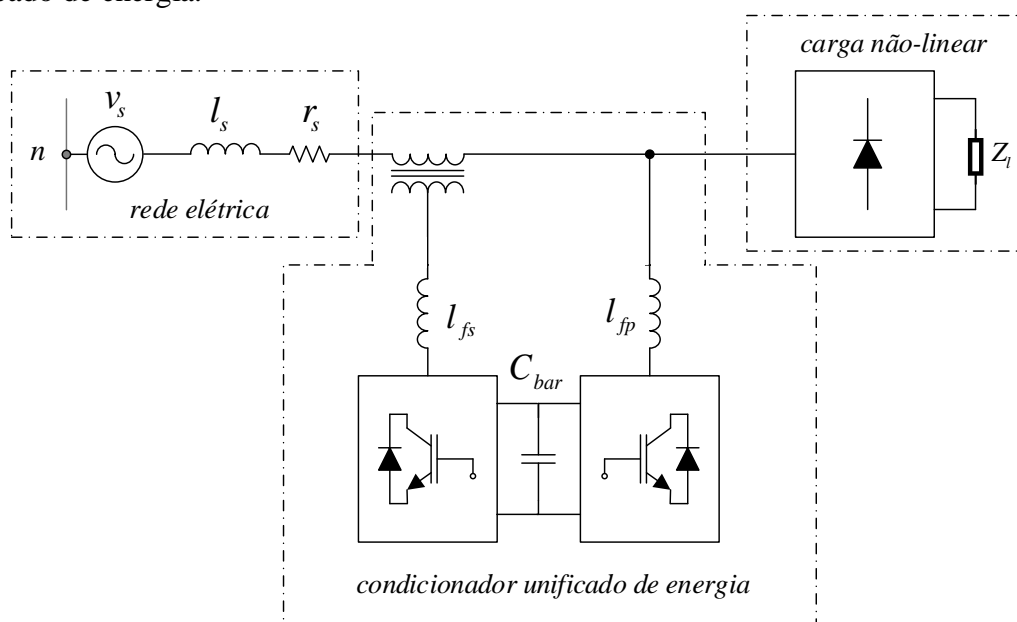
Singh *et al.* (2005) realiza uma revisão sobre os modelos de filtros híbridos em várias configurações. Para os circuitos apresentados na Figura 1.3, tem-se que:

- a estrutura da Figura 1.3(a) é direcionada à aplicações com o filtro ativo atuando na compensação de correntes harmônicas de baixa ordem e o filtro passivo atuando nas correntes harmônicas de alta ordem;
- a estrutura da Figura 1.3(b) é direcionada à melhoria na qualidade da filtragem realizada pelo filtro passivo. Nessa configuração, a filtragem torna-se independente da impedância da fonte;
- a estrutura da Figura 1.3(c) é direcionada à compensação da tensão da fonte e redução das harmônicas de corrente na carga.

1.4.4 Filtro ativo de potência universal

A operação conjunta entre o FAPS e o FAPP resulta no filtro ativo de potência universal, Figura 1.4, também denominado de condicionador unificado de energia (*Unified Power Quality Conditioner – UPQC*). Dessa união o UPQC trona-se capaz de atuar, simultaneamente, na compensação das correntes requeridas pela carga e na melhoria da tensão no ponto de conexão (KAMRAN; HABETLER, 1998).

Figura 1.4 – Circuito equivalente monofásico de um sistema elétrico com um condicionador unificado de energia.



O UPQC acumula as vantagens individuais dos filtros de compensação série e paralelo. Para isso, sua estrutura deve conter dois conversores, em topologia *back-to-back*, um para a compensação de tensão atuando como FAPS e outra na compensação de corrente atuando como FAPP. Usualmente possuem o mesmo barramento CC responsável pelo armazenamento e transferência de energia entre os pontos de compensação (AREDES; FERNANDES, 2009).

Entre as desvantagens do seu uso, em relação aos filtros individuais, estão o aumento na complexidade dos sistemas de controle e potência, e aumento de perdas devido a operação conjunta dos dois conversores.

No entanto, os benefícios são satisfatórios pois essa configuração garante melhores resultados na qualidade de energia e possibilidade de controle do fluxo de potência entre a carga e a rede elétrica (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2007).

1.5 Geração Distribuída

Os procedimentos para implantação da geração distribuída são definidos no módulo 3 do PRODIST, que trata do acesso ao sistema de distribuição e define os tipos de geração distribuída como micro e minigeração, com potência instalada de até 1 MW (ANEEL, 2016).

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE – (2017) a geração distribuída é uma expressão utilizada para qualificar os geradores de pequeno porte localizados próximos aos consumidores, com características variáveis quanto ao tipo de fonte, potência instalada e tecnologia utilizada (INEE, 2017).

A utilização da geração distribuída, além de auxiliar na confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e ser mais eficiente no consumo da energia produzida, pois reduz as perdas causadas na transmissão e na distribuição, proporciona vantagens ambientais quando baseadas no uso de fontes renováveis.

Dentre os requisitos para a definição da geração distribuída, Shayani (2010) argumenta que, para uma fonte ser considerada geração distribuída ela deve atender a alguma das condições abaixo:

- ser instalada próxima ao consumidor;
- estar conectada à rede de distribuição ou à rede de transmissão, não pertencendo à geração centralizada.

A implantação de novas plantas de geração deve ser realizada de forma a maximizar os benefícios esperados. Para tanto, é importante que o aumento da penetração da geração

distribuída possa ocorrer sem afetar negativamente o sistema de distribuição, principalmente no que se refere à qualidade da energia elétrica e à proteção da rede.

Souza (2009) comenta alguns dos benefícios obtidos com a geração distribuída e define que eles estão associados a questões técnicas e ambientais. Em relação ao meio ambiente, destaca-se a redução na emissão de poluentes na produção da energia. Quanto às questões técnicas, tem-se:

- o aumento na eficiência de disponibilização da energia produzida;
- serve como suporte de reativo;
- possui curto prazo de implantação, dentre outros.

Conforme descrito por Caamaño *et al.* (2007), devido ao fato de a rede elétrica de distribuição existente não ter sido projetada com o intuito de serem adicionadas fontes de geração distribuída ao longo de suas linhas, alguns problemas podem surgir devido à sua instalação, tais como:

- carregamento elevado de alimentadores e transformadores;
- interferências na proteção da rede acessada;
- aumento da distorção harmônica ocasionada pela utilização de conversores;
- baixa qualidade da energia;
- diminuição na confiabilidade sistema;
- redução na eficiência;
- sobretensões.

Dentre os itens que devem ser considerados para o estudo do impacto da geração distribuída sobre o sistema de distribuição, tem-se:

- classificação do tamanho do gerador ou da geração a ser implantada;
- tipo de conversor de energia utilizado na geração (elemento estático ou máquina rotativa);
- principal fonte de energia utilizada;
- ciclo de funcionamento da geração;
- contribuição para correntes de falta;
- conteúdo harmônico fornecido;
- fator de potência em condições diversas de operação;
- localização da geração distribuída no sistema de distribuição.

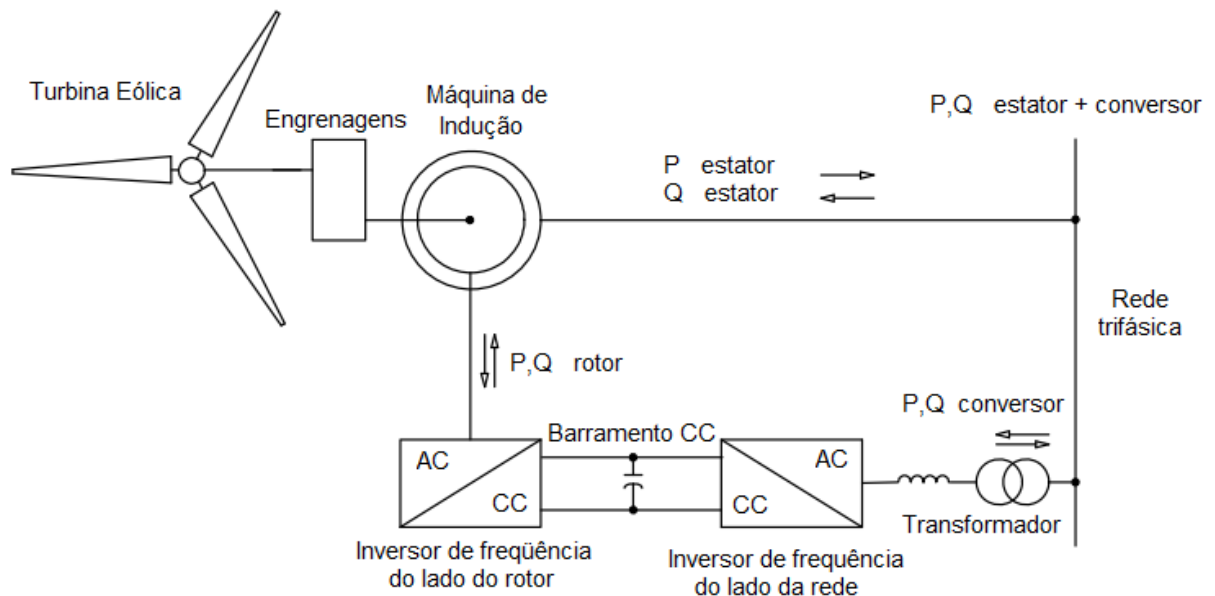
Dentre os recursos renováveis para geração distribuída tem-se a utilização de energia eólica, captada a partir de turbinas eólicas conectadas a geradores para a produção de eletricidade.

Os geradores eólicos utilizados na produção de energia elétrica podem ser máquinas síncronas ou de indução, de diferentes tecnologias. Algumas restrições quanto à sua utilização referem-se à disponibilidade de ventos com boas velocidades e locais com espaço para a instalação das torres das turbinas (CRESESB/CEPEL, 2017).

Utilizados em plantas de geração eólica, os geradores de indução dupla alimentação (GIDA) têm sua capacidade de fornecimento de potência ativa em função da máquina primária. Esses geradores operam com velocidade variável, são conectados diretamente à rede elétrica, possuem sua excitação tirada da rede elétrica através de um conversor, podendo haver ajuste no fornecimento e absorção da potência reativa na rede.

A Figura 1.5 apresenta um gerador GIDA com estator conectado diretamente à rede elétrica para o fornecimento de potência ativa, e rotor conectado à rede elétrica por meio de seus conversores para alimentar o seu sistema de excitação.

Figura 1.5 – Gerador GIDA conectado à rede elétrica fornecendo potência ativa e consumindo potência reativa.



Fonte: IEEE – 1547.2 (2008) – (adaptada).

1.5 Técnicas de Controle de Filtros Ativos

A aplicação de filtros ativos na redução da poluição harmônica em sistemas de potência tem sido, já a algum tempo, desenvolvida em vários trabalhos como os apresentados por Akagi, Kanazawa e Nabae (1984), Malesani, Rossetto e Tenti (1986) e Peng, Akagi e Nabae (1990).

A estratégia de controle dos filtros ativos pode ser baseada no domínio do tempo ou da frequência (AKAGI, 1996), (HAYASHI; SATO; TAKAHASHI, 1991).

Conforme aumentos no nível de potência a ser processada pelo filtro ativo, pode-se utilizar estruturas de conversores multiníveis, como o apresentado por (SILVA, 2008), que realiza um estudo sobre estratégias de chaveamento em conversores multiníveis por meio de vetores espaciais, com foco na compensação harmônicas de cargas não lineares. Há também a possibilidade de utilizar estruturas híbridas, como a apresentada por Peng, Akagi e Nabae (1990), que aplica um filtro passivo em paralelo com um filtro ativo série, aumentando sua capacidade de compensação.

O desempenho do FAPP é função da estratégia de controle empregada. Sua operação se baseiam em três blocos principais dedicados a: geração dos parâmetros de referência, corrente ou potência; controle da tensão no barramento CC do FAPP; e controle de corrente.

A compensação a ser realizada pelo filtro depende do algoritmo no bloco responsável pela obtenção dos parâmetros de referência. Para a obtenção das correntes ou potências de referência, pode-se utilizar de técnicas de extração das harmônicas, onde são realizadas medidas na carga para identificar as componentes harmônicas a serem compensadas, ou analisar o balanço de potência pelo sistema elétrico, com foco no fornecimento exclusivo de potência ativa pela rede elétrica (SOUSA, 2014). O algoritmo de obtenção dos parâmetros de referência é função da compensação que se deseja realizar, ou seja, compensação harmônica, reativa, desbalanceamento ou do fator de potência.

O bloco de controle das correntes é responsável fazer com que as correntes sigam as referências definidas para compensação reativa e ou harmônica, conforme estratégia adota no bloco de obtenção dos valores de referência. No controle convencional são controladas as correntes na saída do filtro. O controle, no entanto, pode ser feito em função das correntes na rede, definido como controle indireto (HUANG; WU, 1999).

Como, no controle indireto, a compensação é realizada a partir de medidas na rede não é necessária a medição no filtro ou na carga, o que reduz a quantidade de sensores para a aquisição de medidas.

Um dos trabalhos de grande impacto para a estratégia de controle dos filtros ativos, baseado no domínio do tempo, foi desenvolvido por Akagi, Kanazawa e Nabae (1984), que apresentam a teoria da potência instantânea aplicada à compensação de potência reativa instantânea, sem a necessidade de uma fonte de alimentação dedicada ao filtro para fornecimento de potência ativa.

Bhattacharya *et al.* (1996) desenvolve um algoritmo para compensação harmônica a partir de um método baseado em fluxos síncronos. Nesse método o controle do fluxo atua diretamente sobre a modulação PWM, com controle por histerese. O controle é realizado de forma direta e utiliza-se da relação linear entre o fluxo e a corrente em um indutor linear, para implementação de um regulador de corrente, sem geração explícita das referências de tensão.

Bhattacharya e Divan (1995) realiza o estudo das correntes no referencial síncrono, baseado no sistema de coordenadas dq . A obtenção das componentes harmônicas é realizada por meio de filtros passivos no esquema de controle de onde se obtém as componentes média e oscilante das correntes.

George e Agarwal (2007), apresenta o desenvolvimento de uma técnica de otimização não-linear, utilizando multiplicadores de Lagrange, para melhoria da compensação harmônica e do fator de potência diante de tensões não senoidais, mas equilibradas no PAC, buscando otimizar o desempenho de cada compensação, ajustando o sistema para um bom fator de potência com a regulação harmônica adequada. A técnica não usa teoria pq , dq ou transformação em componentes simétricas. Não há eliminação harmônica total, mas uma redução de sua magnitude para conseguir um THD dentro do requerido por norma.

Uyyuru, Mishra, Ghosh (2009), utilizando controle indireto, apresenta o desenvolvimento de um algoritmo para a otimização da compensação harmônica e reativa do FAPP diante de distorções de tensão no PAC, de forma a obter um elevado fator de potência com controle do balanço de potência ativa pela rede e uma adequada compensação harmônica em conformidade com as restrições harmônicas na rede. Pode ser aplicado também a condições de tensões desequilibradas no PAC. Nesse trabalho utiliza-se da transformada de Fourier para extração das componentes a serem balanceadas e otimização do processo de compensação.

A imposição de corrente senoidal na rede elétrica diante de tensões harmônicas no PAC não implica em compensação do fator de potência pois, para isso, as correntes na rede

devem ter as mesmas características harmônicas, desequilíbrio e fase das tensões. Nesse caso, tem-se que não se deve realizar o cancelamento total das harmônicas de corrente.

Chandra *et al.* (2000) apresenta um trabalho com FAPP onde é desenvolvido um algoritmo para regulação de tensão nos terminais da carga. Em seu trabalho não é apenas realizada a compensação harmônica, mas a correção do fator de potência e o equilíbrio de cargas não linear desequilibradas, cujas correntes de referência são derivadas das tensões no PAC e da tensão no barramento CC. A técnica de controle utilizada é desenvolvida por Singh, Chandra, Al-Haddad (1998) que realiza a comparação entre as técnicas de controle direto e indireto, e utiliza controladores PI nas malhas de controle do filtro.

Dixon, García e Morán (1995) apresentam um trabalho com FAPP que trata do balanceamento de cargas utilizando a teoria do equilíbrio de potência pelo método direto, com obtenção das correntes de referência para o filtro a partir medidas na carga.

Akagi (1997) desenvolve uma estratégia de controle para a aplicação do filtro ativo para atenuação de oscilações no sistema elétrico de distribuição. O controle é realizado em função da impedância equivalente da rede elétrica.

Saetieo, Devaraj e Torrey (1995) realizam compensação harmônica utilizando controle por modo deslizante. O controlador por modo deslizante atua no controle das correntes no indutor do filtro para o fornecimento das correntes requeridas para compensação do sistema. O controle para tensão no barramento CC e correntes de referência é realizado por controladores PI. Segundo apresentado o controle apresenta pouca sensibilidade a variações nos parâmetros na carga, apresentado boa robustez.

Bhattacharya e Divan (1995) realiza compensação harmônica por meio de um filtro híbrido. Utiliza um controlador PI para a regulação da tensão no barramento CC e um regulador preditivo para controle das correntes no filtro.

Lascu *et al.* (2009), utilizando controle direto, trata da análise de resposta em frequência das correntes a serem compensadas e desenvolvimento um sistema de controle composto por controladores ressonantes para a fundamental e para cada harmônica de interesse realizando, assim, compensação harmônica seletiva.

1.6 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo o estudo e simulação de um FAPP em um sistema elétrico trifásico a três fios aplicado à melhoria da qualidade de energia no PAC em uma instalação elétrica composta por carga não linear variável, com característica de fonte de

corrente harmônica, e geração eólica distribuída, com condição de vento aleatório, em uma rede de distribuição em baixa tensão de forma a atender as condições estabelecidas em normas nacionais e internacionais.

É discutida a estratégia para o controle do FAPP realizada de forma indireta, utilizando os conceitos do balanço energético de potência pelo sistema elétrico a partir da análise de potência definida pela teoria da potência instantânea. As potências de referência são obtidas a partir do barramento CC do FAPP e o controle do sistema é realizado com a aplicação de controle ótimo, por meio de um regulador linear quadrático com ação integral (*Linear Quadratic Regulator with Integral Action* - LQRI).

1.7 Sistema Proposto

Como já mencionado, e pelos requisitos a serem atendidos, define-se como solução a utilização de um FAPP, seguindo as seguintes condições de operação:

- a rede elétrica tem capacidade de se manter equilibrada em regime permanente;
- o filtro deve ter sua atuação direcionada a reduzir os problemas gerados na rede elétrica devido as características de operação de cargas não lineares e de geração eólica distribuída;
- em regime permanente o filtro deve garantir que ações como desequilíbrio, variação do fluxo de potência fornecido pela GD ou aumento/redução de carga não afetem significativamente a qualidade da energia na rede elétrica;
- o controle do FAPP é realizado a partir de medidas na rede e no barramento CC do filtro, com aplicação do controle indireto sem esquemas de detecção de harmônicos.

1.7.1 Topologias básicas para FAPP em sistemas trifásicos a três fios

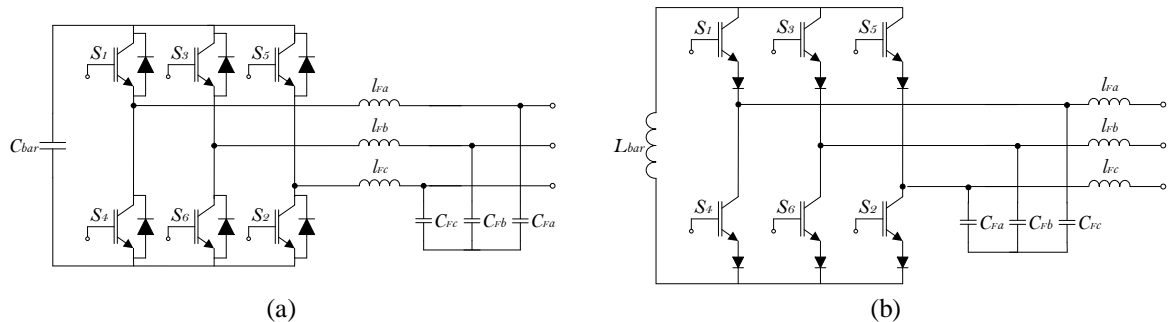
Existem duas topologias básicas para a implementação do conversor utilizado como FAPP, são elas (NETO, 2009):

- inversor tipo fonte de tensão (*Voltage Source Inverter* – VSI) constituído por um barramento CC capacitivo;
- inversor tipo fonte de corrente (*Current Source Inverter* – CSI) constituído por um barramento CC indutivo.

Em cada topologia é recomendada a inserção de um filtro LC na conexão entre o conversor e a rede elétrica de modo a reduzir as harmônicas providas da operação de chaveamento do conversor (WANG; CATHEY, 2003).

A partir dessas topologias, apresentadas na Figura 1.6, é possível obter outras configurações como as que utilizam conversores multiníveis (SILVA, 2008).

Figura 1.6 – Topologias básicas para filtros ativos paralelos: (a) inversor fonte de tensão e (b) inversor fonte de corrente.



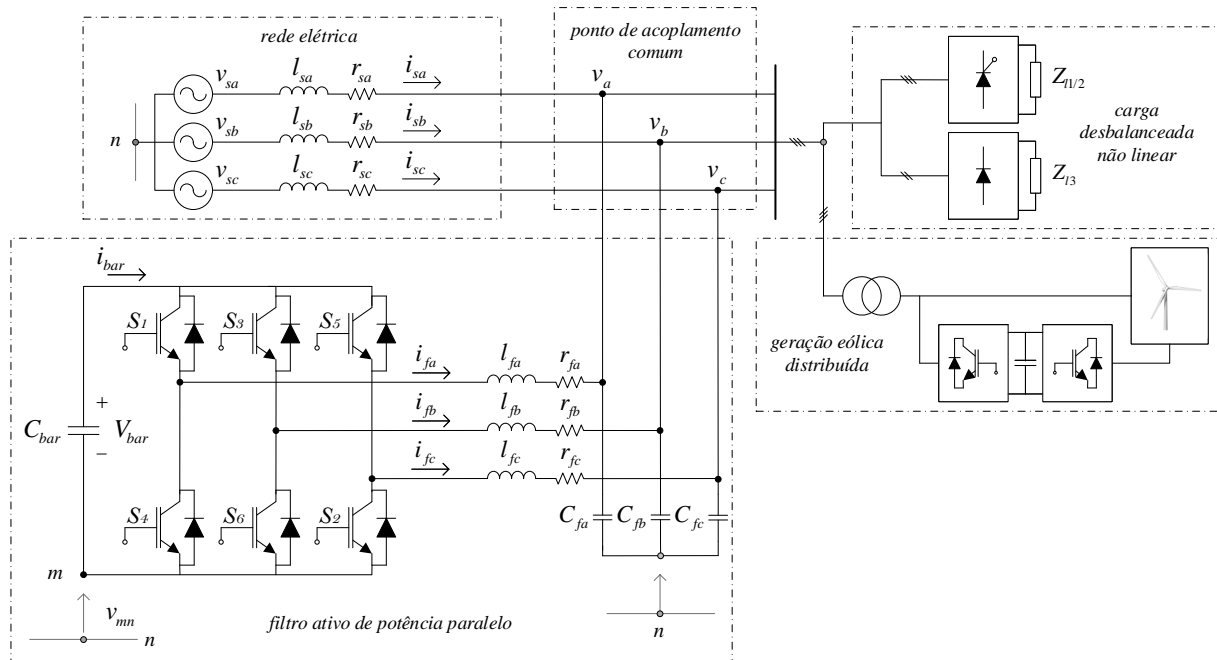
Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar da possibilidade dessas duas topologias para o conversor do filtro há uma preferência pelo conversor VSI. Dentre as motivações tem-se o fato de os módulos IGBTs disponíveis no mercado possuírem um diodo em antiparalelo, e a utilização do capacitor como armazenador de energia no lado CC garantir menor volume do projeto, menor custo e baixas correntes sob as chaves, se comparado à utilização do conversor CSI que, utilizado em plantas industriais que requisitem operação em grandes potências, produz elevados picos de tensão sobre as suas chaves (ROUTIMO; SALO; TUUSA, 2007).

Aplicando um FAPP com conversor VSI em sua topologia básica, a um circuito trifásico com carga desequilibrada não linear e geração eólica distribuída, o sistema de potência terá a configuração mostrada na Figura 1.7. O bloco denominado de rede elétrica é o equivalente de Thévenin da fonte primária composta por três fontes balanceadas (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}) em série com suas respectivas impedâncias RL.

A atuação do FAPP no sistema da Figura 1.7 deve reduzir os impactos na qualidade da energia compensando as harmônicas e o desbalanceamento decorrente. Além disso, para garantir o aumento do fator de potência, tornando-o próximo da unidade, o FAPP deve reduzir o deslocamento angular entre as componentes fundamentais de tensão e corrente na rede elétrica.

Figura 1.7 – Diagrama do sistema elétrico com FAPP, carga desequilibrada não linear e geração eólica distribuída.



Fonte: Elaborada pelo autor.

1.8 Publicações em Eventos e Periódicos Gerados

OLIVINDO, J. A. S; MACHADO, I. R. Shunt Active Power Filter for Energy Quality Improvement in Distributed Generation Systems. 26th IEEE International Symposium on Industrial Electronics. Edinburgh, Scotland, UK. June 2017.

Situação do artigo: artigo aceito.

1.9 Estrutura da Dissertação

Nesse capítulo inicial foram definidas as condições do conteúdo harmônico permissível na rede elétrica devido às cargas não lineares de consumidores e da própria rede elétrica. Apresentou-se os modelos de filtros ativos e uma revisão bibliográfica dos trabalhos que utilizam filtros ativos destacando as técnicas de controle desenvolvidas. Selecionou-se o filtro ativo de potência paralelo para o problema proposto, definindo sua topologia e o seu princípio básico de funcionamento.

No segundo capítulo apresenta-se o conceito da teoria da potência instantânea e sua aplicação na estratégia de determinação das potências de referência do filtro para a aplicação do controle direto e indireto.

No terceiro capítulo é realizada a modelagem do conversor e apresentas as malhas de controle do FAPP, para controle das correntes no filtro e tensão no barramento CC. É apresentada a modelagem do sistema em termos de espaço de estados e o processo de sintonia dos controladores com controle PI (proporcional-integral) tradicional e controle ótimo, pela utilização de reguladores LQRI.

Por fim, no capítulo quatro, é realizada a simulação do sistema por meio da ferramenta computacional PSCAD/EMTDC e a análise dos resultados obtidos sobre as várias condições de carga, intermitência de potência ativa da GD e robustez da rede elétrica. As conclusões gerais desse trabalho e as perspectivas de trabalhos futuros são apresentadas no capítulo cinco.

CAPÍTULO 2

TEORIA DA POTÊNCIA INSTANTÂNEA E ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

2.1 Introdução

No capítulo anterior foram definidos os critérios de compensação e a estrutura a ser utilizada como filtro ativo, no qual foi escolhido um FAPP com conversor VSI bidirecional de dois níveis.

Este capítulo apresenta o estudo do fluxo de potência pelo sistema elétrico proposto, Figura 1.7, e o algoritmo para a obtenção das potências de referência utilizadas pelo sistema de controle. São definidos os conceitos da teoria da potência instantânea, identificando o comportamento físico do fluxo de potência, e seleção das parcelas de potência de compensação para controle direto e indireto.

Para que o FAPP possa realizar adequadamente a compensação ao qual é proposto, é importante que seu sistema de controle seja capaz de responder adequadamente às condições de carga operando em tempo real sintetizando, com precisão, as potências instantâneas de compensação conforme a condição de cada fase.

Para tanto, é necessário que seu sistema de controle seja capaz de funcionar diante de transitórios, desequilíbrios e sinais com alto conteúdo harmônico. Uma maneira de garantir isso, e que será utilizada nesse trabalho, é aplicar os conceitos da teoria da potência instantânea (*Instantaneous Power Theory* – teoria pq), apresentada por Akagi, Watanabe e Aredes (2007), ao seu sistema de controle.

O algoritmo para as potências de referência permite a seleção da compensação do FAPP em termos exclusivos da potência reativa ou harmônica, ou ainda de sua ação em conjunto o que resulta na compensação do fator de potência.

Das potências de referência são obtidas as correntes de referência utilizada pela malha de controle de corrente, que será analisada no próximo capítulo.

Com a aplicação da teoria pq é apresentado o método tradicional para a obtenção das potências de referência a partir de medidas na carga e no FAPP. No entanto, como o foco está em melhor a qualidade da energia da rede no ponto de conexão, é definido e aplicado o controle indireto realizado a partir das informações obtidas pelas medidas realizadas na rede elétrica no PAC.

Para a análise do fluxo de potência são também utilizados conceitos de controle vetorial. Esse passo é garantido por meio de um circuito de sincronismo, apresentado no anexo C.

2.2 Teoria da Potência Instantânea

A teoria pq permite que qualquer sistema elétrico trifásico possa ser analisado em termos de suas potências instantâneas no domínio do tempo.

Sua utilização não impõe restrições às formas de onda da tensão ou corrente. Essa característica garante com que ela possa ser aplicada, adequadamente, a medidas com grande conteúdo harmônico ou durante regimes transitórios.

Por sua análise baseada nos critérios de potência, sua aplicação sobre FAPP permite com que o mesmo seja capaz de atuar na (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2007):

- eliminação de harmônicos de corrente;
- redução na diferença de fase entre as componentes fundamentais de corrente e tensão;
- balanceamento de corrente.

A análise de um circuito pela teoria pq se inicia pela transformação do sistema trifásico abc para o sistema de coordenadas estacionário $\alpha\beta 0$. Essa transformação de coordenadas ocorre por meio da transformada de Clark que em circuitos trifásicos a três fios, como no caso analisado nesse trabalho, por não possuir componente de sequência zero, garante com que as três fases dispostas sobre os eixos abc , defasados espacialmente de 120° , possam ser representadas nas coordenadas $\alpha\beta$, ortogonais, por meio da matriz em (2.1),

$$T_{clark} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

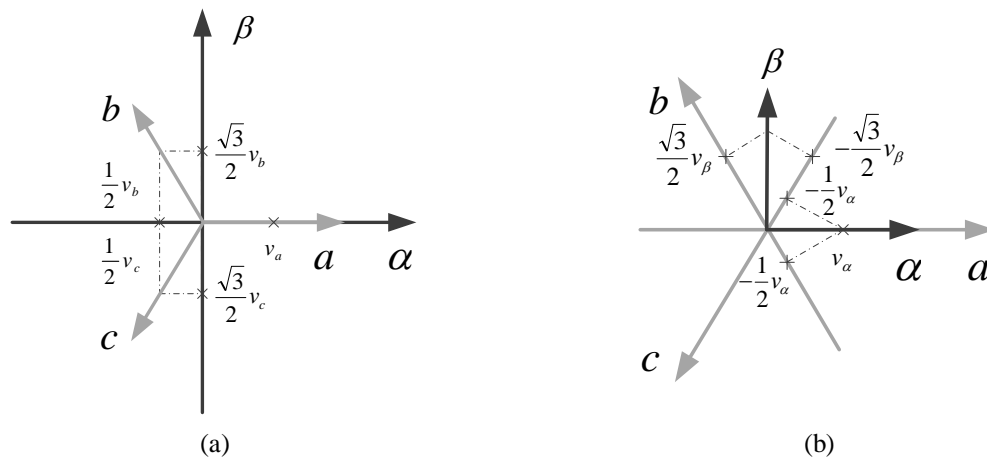
Assim, para tensões no sistema de coordenadas abc é possível obter seu correspondente nas coordenadas $\alpha\beta$, e vice-versa, conforme (2.2) e (2.3), Figura 2.1,

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

onde a matriz de transformação em (2.3) é o inverso da matriz em (2.2). Essas transformações são similares para correntes.

Figura 2.1 – Representação gráfica da (a) transformada de Clark (b) e transformada inversa de Clarke.



Fonte: Elaborada pelo autor.

As tensões nas fases de um sistema elétrico trifásico podem ser representadas por um vetor espacial instantâneo de tensão (vetor tensão) que, para um sistema balanceado senoidal, pode ser escrito como:

$$e_{abc}(t) = v_a e^{j0} + v_b e^{j2/3} + v_c e^{-j2/3} \quad , \quad (2.4)$$

ou,

$$e_{abc}(t) = \frac{3\sqrt{2}}{2} V e^{j(\omega t + \theta_v)} \quad , \quad (2.5)$$

onde:

- V valor eficaz da tensão de fase;
- ω frequência angular da tensão;
- θ_v deslocamento angular da tensão de fase a um determinado referencial.

Sua projeção sobre as coordenadas $\alpha\beta$, realizada por meio da transformada de Clark, resulta em,

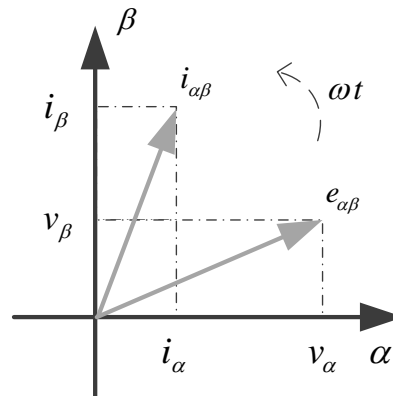
$$e_{\alpha\beta}(t) = v_\alpha(t) + j v_\beta(t) \quad , \quad (2.6)$$

que pode ser escrita como

$$e_{\alpha\beta}(t) = \sqrt{3} V e^{j(\omega t + \theta_v)} , \quad (2.7)$$

A análise sobre o vetor espacial instantâneo de tensão é aplicada de forma semelhante às correntes. A Figura 2.2 apresenta a projeção do vetor tensão e corrente nas coordenadas $\alpha\beta$.

Figura 2.2 – Representação gráfica dos vetores espaciais instantâneos de tensão e corrente sobre as coordenadas $\alpha\beta$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A potência instantânea trifásica pode então ser escrita em termos das coordenadas abc (2.8) ou das coordenadas $\alpha\beta$ (2.9).

$$p_{3\phi}(t) = v_a(t) i_a(t) + v_b(t) i_b(t) + v_c(t) i_c(t) \quad (2.8)$$

$$p_{3\phi}(t) = v_\alpha(t) i_\alpha(t) + v_\beta(t) i_\beta(t) \quad (2.9)$$

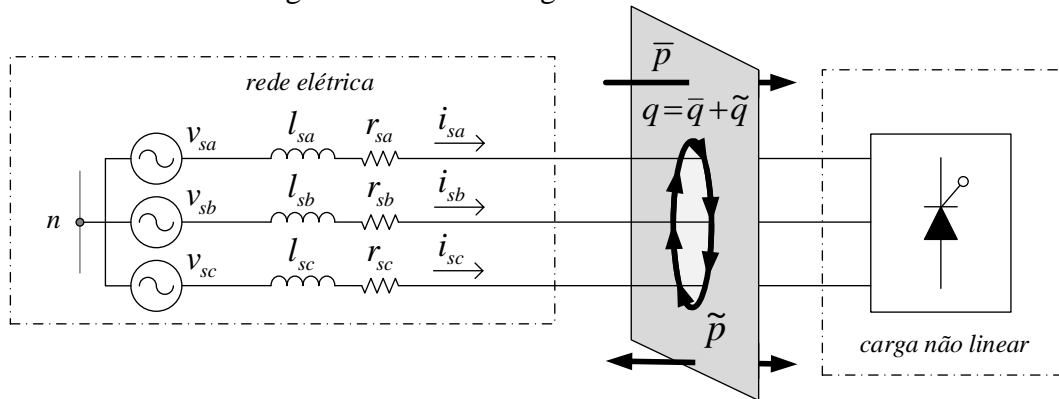
Utilizando os conceitos apresentados por Akagi, Watanabe e Aredes (2007), aplicando a transformada de Clark de modo que o eixo α esteja sobreposto ao eixo a e dispendo o eixo β de tal forma que os vetores de tensão e corrente possuam o mesmo sentido nos dois sistemas de coordenadas, $\alpha\beta$ ou abc , a análise de potência em um sistema elétrico pode então ser realizada em termos de sua:

- potência real instantânea (p), que representa o fluxo total de energia, por unidade de tempo, transferida entre dois sistemas elétricos, (2.10);
- e potência imaginária instantânea (q), que representa a energia trocada entre as fases, ou seja, não contribui para o fluxo de energia transferida entre sistemas elétricos (2.11), Figura 2.3.

$$p = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta \quad (2.10)$$

$$q = v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta \quad (2.11)$$

Figura 2.3 – Representação do comportamento físico das potências instantâneas real e imaginária no fluxo de energia entre fonte e carga.



Fonte: Elaborada pelo autor.

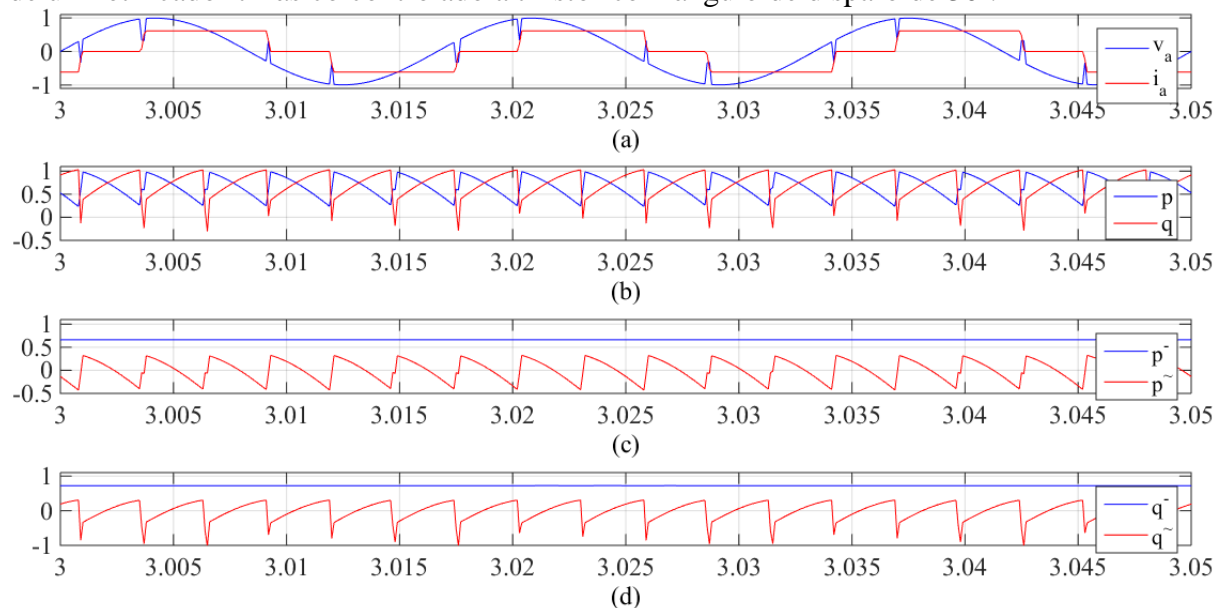
Conforme Emadi, Nasiri e Bekiarov (2004) as potências real e imaginária, por sua vez, podem ser divididas em termos de suas: componentes médias, que estão relacionadas às componentes fundamentais e componentes oscilantes, relacionadas às harmônicas,

$$p = \bar{p} + \tilde{p} \quad (2.12)$$

$$q = \bar{q} + \tilde{q} \quad (2.13)$$

A Figura 2.4 apresenta as potências obtidas, em termos da teoria pq , para uma carga altamente indutiva alimentada por meio de um retificador trifásico controlado a tiristor com ângulo de disparo de 30° .

Figura 2.4 – Representação gráfica, com valores em p.u., da: (a) tensão de fase e corrente de linha; (b) potência real e imaginária instantânea; (c) potência real média e oscilante; e (d) potência imaginária média e oscilante, para uma carga altamente indutiva alimentada por meio de um retificador trifásico controlado a tiristor com ângulo de disparo de 30° .



Fonte: Elaborada pelo autor.

A componente média da potência real (\bar{p}) representa a energia, por unidade de tempo, que flui unicamente no sentido da fonte para a carga. As componentes médias \bar{p} e \bar{q} correspondem, respectivamente, às potências ativa e reativa trifásicas definidas pela teoria convencional dos circuitos elétricos em corrente alternada.

A potência real oscilante (\tilde{p}) representa a energia, por unidade de tempo, que é trocada entre a fonte e a carga e cujo valor médio, ao longo do tempo, é zero. Mais precisamente, as componentes oscilantes \tilde{p} e \tilde{q} estão relacionadas à presença de harmônicos no sistema elétrico.

2.3 Fluxo de Potência pelo Sistema Elétrico

A ação de controle do FAPP pode ser direcionada a atuar na compensação harmônica, de potência reativa ou do fator de potência.

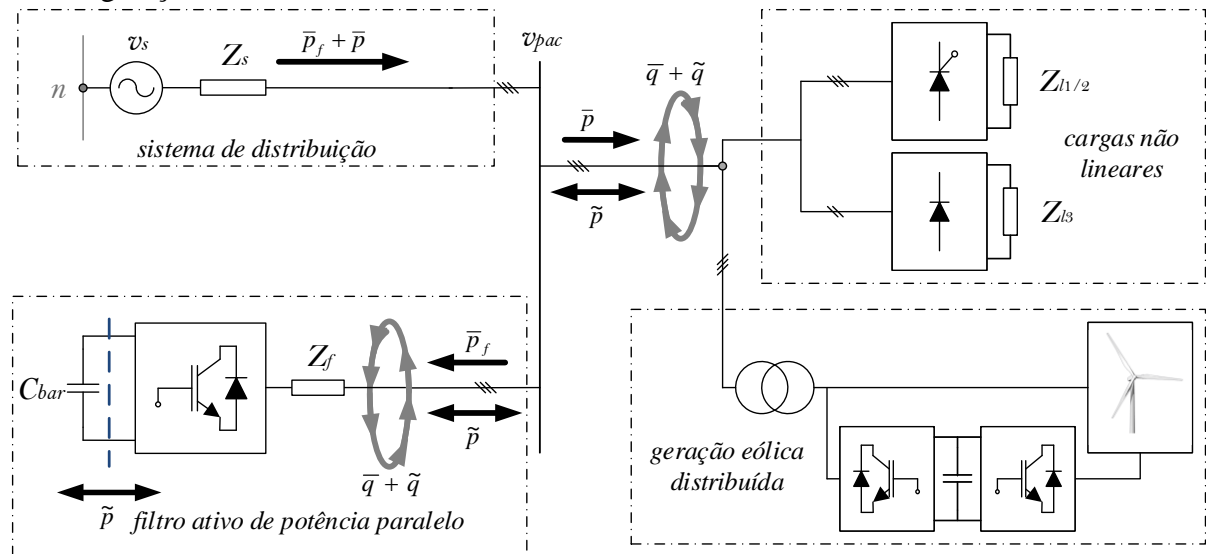
Para a compensação harmônica o sistema de controle deve considerar apenas as parcelas oscilantes das potências instantâneas (\tilde{p} e \tilde{q}). Na compensação reativa considera-se a parcela média da potência instantânea imaginária (\bar{q}). Já para a compensação do fator de potência, é necessária a ação do FAPP sobre as potências relacionadas aos harmônicos (\tilde{p} e \tilde{q}) e à potência reativa (\bar{q}).

Na compensação do fator de potência a ação de controle do FAPP deve atuar de forma que a disposição das potências requeridas e fornecidas por cada elemento do sistema seja dada conforme a Figura 2.5.

Como a potência instantânea imaginária, q , circula unicamente entre as fases do sistema é necessário que o filtro apenas disponha uma potência de mesma magnitude, mas com circulação em sentido oposto ao requerido pela carga. No que se refere às harmônicas restantes contidas em \tilde{p} o filtro deve conceder um caminho para que essa potência deixe de fluir pela rede elétrica.

A ação de compensação da potência imaginária e da componente oscilante da potência real permite que, idealmente, a fonte veja o FAPP e o conjunto carga-GD como um elemento puramente resistivo, passando a fornecer apenas a parcela correspondente à componente média da potência real instantânea, potência ativa.

Figura 2.5 – Potências instantâneas durante a compensação, por meio de um FAPP, dos harmônicos e da potência reativa de uma instalação composta por carga desbalanceada não linear e geração eólica distribuída.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Além do desenvolvimento das potências nas coordenadas $\alpha\beta$ é possível sua análise no referencial síncrono dq , usado no controle desenvolvido nesse trabalho. Essa transformada realiza a passagem de um sistema nas coordenadas fixas $\alpha\beta$ para o plano de referência móvel dq , que é definido em termos de sua velocidade de rotação.

A transformada é aplicada para um plano de referência síncrono, que gira na velocidade angular síncrona da rede, ω_e . Com isso, o sistema passa então a poder ser analisado em termos de componentes CC.

A mudança entre as coordenadas $\alpha\beta - dq$ é realizada pela transformada de Park modificada, que para um circuito trifásico a três fios, ou seja, com componente homopolar nula, é dada por (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2007),

$$T_{park_{mod}} = \begin{bmatrix} \cos(\omega_e t) & \text{sen}(\omega_e t) \\ -\text{sen}(\omega_e t) & \cos(\omega_e t) \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

onde, para tensões no sistema de coordenadas $\alpha\beta$ é possível obter seu correspondente nas coordenadas dq , e vice-versa, conforme (2.15) e (2.16),

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega_e t) & \text{sen}(\omega_e t) \\ -\text{sen}(\omega_e t) & \cos(\omega_e t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega_e t) & -\text{sen}(\omega_e t) \\ \text{sen}(\omega_e t) & \cos(\omega_e t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

A partir da transformada modificada de Park, conforme a teoria pq , tem-se que os valores instantâneos da potência real e imaginária fornecidos ao conjunto carga-GD podem ser escritos como:

$$p^e = v_d i_d + v_q i_q \quad (2.17)$$

$$q^e = v_q i_d - v_d i_q \quad (2.18)$$

onde sobrescrito e indica que a medida está no referencial síncrono.

Além da mudança de coordenadas $\alpha\beta - dq$ pela transformada de Park modificada, é possível a mudança direta do sistema de coordenadas abc para as coordenadas $dq0$. Essa mudança é realizada pela transformada de Park que, em circuitos trifásicos a três fios, ou seja, com componente homopolar nula, é dada por:

$$T_{park} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega_e t) & \cos\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\omega_e t) & -\text{sen}\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

onde, para tensões no sistema de coordenadas abc é possível obter seu correspondente nas coordenadas dq , e vice-versa, conforme (2.20) e (2.21),

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega_e t) & \cos\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\omega_e t) & -\text{sen}\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega_e t) & -\text{sen}(\omega_e t) \\ \cos\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Como pode ser notado, a transformação de Park permite que sistemas trifásicos a três fios possam ser representados por duas variáveis.

Por meio do sistema de controle é possível garantir o alinhamento do eixo d com o vetor espacial da tensão no PAC, Figura 2.6. Esse alinhamento resulta em:

$$v_d = \sqrt{3} V \quad (2.22)$$

$$v_q = 0 \quad (2.23)$$

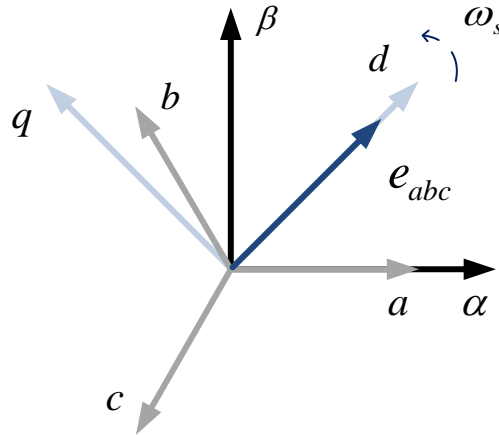
onde V é o valor eficaz da tensão de fase no PAC.

Assim, as equações em (2.17) e (2.18) se reduzem a:

$$p^e = v_d i_d \quad (2.24)$$

$$q^e = -v_d i_q \quad (2.25)$$

Figura 2.6 – Representação da orientação dos eixos de coordenadas abc , $\alpha\beta$ e dq , com o eixo d alinhado e com a mesma velocidade de rotação que o vetor tensão no PAC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.3.1 Fluxo de potência pelo FAPP

A presença do FAPP no sistema elétrico faz com haja um fluxo de potência pelo conversor VSI dado em termos da potência ativa média \bar{p}_f e potência real oscilante \tilde{p} . Assim, e conforme a Figura 2.5, o fluxo de potência instantânea real sobre o FAPP é dada por:

$$p_f = \bar{p}_f + \tilde{p} \quad (2.26)$$

A potência \bar{p}_f é fornecida pela rede elétrica e é responsável por repor as perdas de energia geradas na operação de chaveamento do conversor e nos elementos passivos do FAPP.

Já a potência \tilde{p} , por sua característica oscilante, possui valor médio nulo no repasse de energia entre os sistemas. Assim, sua passagem pelo FAPP corresponde a apenas seu percurso pelo novo caminho para a circulação de harmônicos. Com isso, verifica-se que não é necessária a utilização de uma fonte de alimentação independente para o filtro, o que garante o capacitor, componente passivo, como único elemento do barramento CC.

Conforme (2.24) e (2.25) as potências instantâneas no FAPP podem ser escritas como:

$$p_f^e = v_d i_{fd} \quad (2.27)$$

$$q_f^e = -v_d i_{fq} \quad (2.28)$$

Os resultados em (2.27) e (2.28) têm ação direta sobre as malhas de controle do FAPP, pois implicam na garantia de poder controlar de forma independente o fluxo das potências instantânea real e imaginária sobre seu circuito.

Assim, o fluxo de potência instantânea real sobre o FAPP pode ser escrito com:

$$p_f^e = \bar{p}_f^e + \tilde{p}^e = v_d i_{fd} \quad (2.29)$$

2.4 Determinação das Potências de Referência

Seguindo os procedimentos da teoria pq , é possível o desenvolvimento de uma estratégia para a obtenção das potências de referência baseada no cálculo das potências instantâneas, cuja seleção define a operação do FAPP que pode atuar na compensação harmônica, reativa ou do fator de potência e tem relação direta sobre seu desempenho.

A seguir são apresentadas duas estratégias de obtenção das potências de referência: uma baseada no conceito tradicional da teoria pq , com detecção de harmônicas; e outra, proposta nesse trabalho, baseada no balanço de energia pelo sistema elétrico em estudo, sem detecção de harmônicas.

2.4.1 Potências de referência com controle tradicional baseado na teoria pq

A aplicação da teoria pq conforme Akagi, Watanabe e Aredes (2007) sobre filtros ativos, baseia-se na imposição das potências no filtro em função da compensação a ser realizada, ou seja, o controle de potência que ocorre no FAPP é resultado das potências que se deseja compensar na carga.

Utilizando o conceito tradicional da teoria pq , para que o fluxo de potência ocorra conforme apresentado na Figura 2.5, o FAPP deve ser capaz processar as potências de compensação, com controle das correntes em sua saída, em função das potências provenientes das referências desenvolvidas pela estratégia de controle, dadas em função das necessidades de compensação identificadas a partir das medidas realizadas no conjunto carga-GD, Figura 2.7.

Como o circuito elétrico analisado não possui condutor neutro a soma das correntes nas três fases resulta em zero. Com isso, se faz necessária a medição de apenas duas das correntes de linha, com a terceira dada em termos destas.

Aplicando (2.1) sobre as correntes de linha,

$$i_{\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(i_a - \frac{1}{2} i_b - \frac{1}{2} i_c \right) \quad (2.30)$$

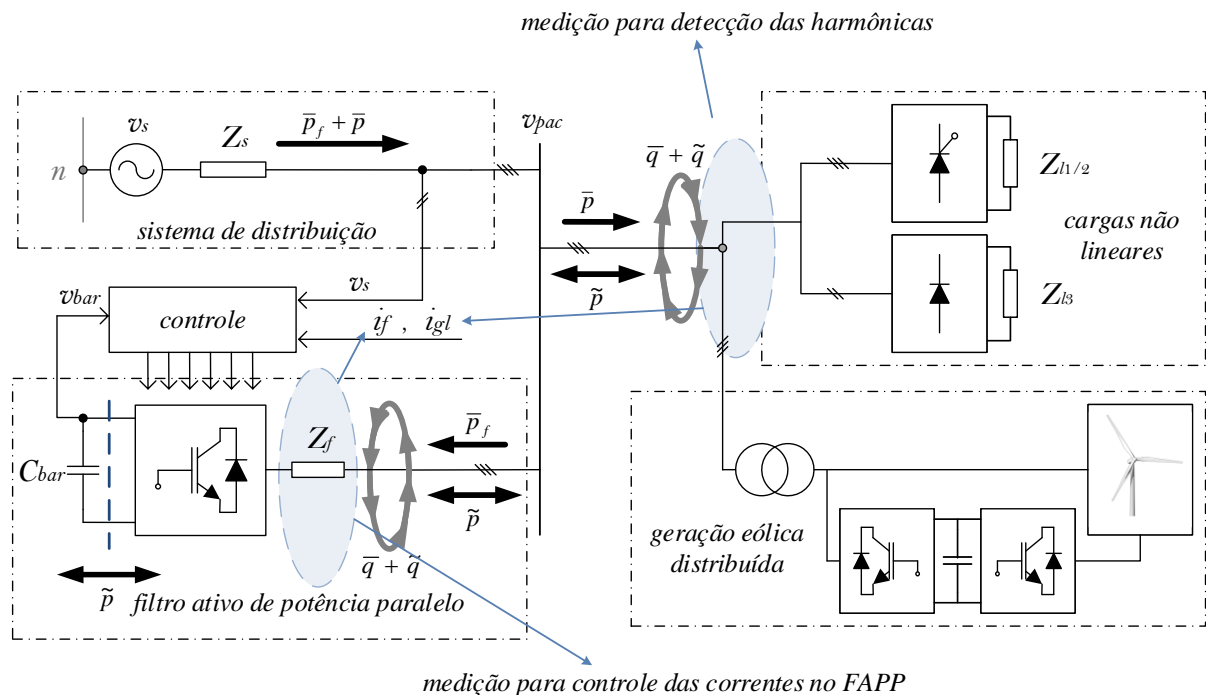
$$i_{\beta} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} i_b - \frac{\sqrt{3}}{2} i_c \right) \quad (2.31)$$

como $i_a + i_b + i_c = 0$, substituindo $i_c = -i_a - i_b$ em (2.30) e (2.31),

$$i_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{3}{2} i_a \right) \quad (2.32)$$

$$i_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} i_a + \sqrt{3} i_b \right) \quad (2.33)$$

Figura 2.7 – Controle tradicional, com detecção de harmônicos, para compensação, por meio de um FAPP, dos harmônicos e da potência reativa de uma instalação composta por carga desbalanceada não linear e geração eólica distribuída.



Fonte: Elaborada pelo autor.

o que torna possível escrever que:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} & 0 \\ 1 & \sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

a ausência de subscritos de especificação das potências, correntes e tensões indica que as mesmas se referem ao conjunto carga-GD.

No que diz respeito às tensões, a ausência do condutor neutro impossibilita a medição direta dos valores de fase sendo, portanto, necessária a obtenção das tensões nas coordenadas $\alpha\beta$ em função das tensões de linha.

Pela aplicação de (2.1) sobre as tensões de fase resulta que:

$$v_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(v_a - \frac{1}{2} v_b - \frac{1}{2} v_c \right) \quad (2.35)$$

$$v_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} v_b - \frac{\sqrt{3}}{2} v_c \right) \quad (2.36)$$

Desenvolvendo cada parcela em (2.35) e (2.36), obtém-se,

$$v_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(v_{ab} + \frac{1}{2} v_{bc} \right) \quad (2.37)$$

$$v_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} v_{bc} \right) \quad (2.38)$$

assim, a transformada de Clark aplicada às tensões de linha resulta em:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ab} \\ v_{bc} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Conforme (2.10) e (2.11) as potências instantâneas real e imaginária do conjunto carga-GD podem ser escritas como,

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

A decomposição das potências em seus valores médio e oscilante, conforme (2.12) e (2.13), pode ser realizada pela aplicação de um filtro passa baixa (*FPB*) para a filtragem da componente oscilante e obtenção do valor médio.

$$\bar{p} = (FPB) p \quad (2.41)$$

$$\bar{q} = (FPB) q \quad (2.42)$$

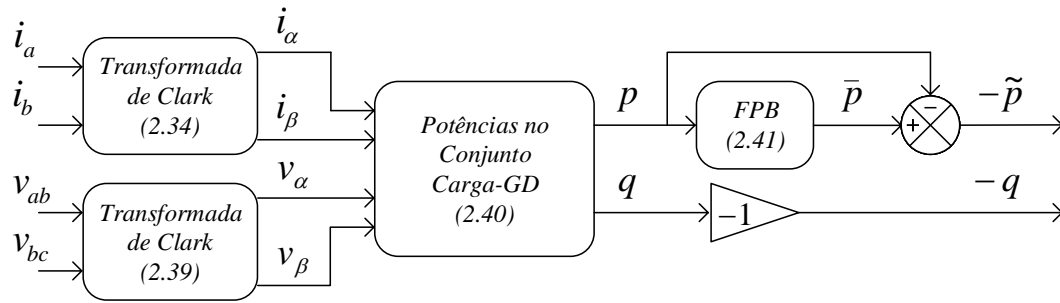
Já a componente oscilante pode ser obtida pela diferença entre a potência e seu valor médio obtido pela aplicação do filtro passa baixa.

$$\tilde{p} = (1 - FPB) p \quad (2.43)$$

$$\tilde{q} = (1 - FPB) q \quad (2.44)$$

Para a compensação do fator de potência, o FAPP deve atuar sobre as potências reativa e harmônica do conjunto carga-GD (\tilde{p} , \bar{q} e \tilde{q}), anulando-as do sistema de alimentação. Para tanto, o sistema de controle deve selecionar as potências de compensação conforme a Figura 2.8, permitindo com que apenas a parcela da potência relacionada à potência ativa (\bar{p}) seja fornecida pela rede elétrica.

Figura 2.8 – Determinação das potências de compensação.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Além das potências descritas na Figura 2.8, selecionadas para a compensação do fator de potência, as potências de referência utilizadas pelo sistema de controle devem conter \bar{p}_f de modo a garantir a regulação da tensão no barramento CC.

Como \bar{p}_f é componente da potência instantânea real e possui fluxo no sentido do PAC para o FAPP, as potências de referência passam a ser dadas por: p^* que é igual à soma entre a potência ativa consumida pelo circuito do FAPP (\bar{p}_f) e o inverso da potência instantânea real oscilante requerida pelo conjunto carga-GD (\tilde{p}); e q^* que é igual ao inverso da potência instantânea imaginária (q), o que implica em garantir com que o FAPP insira no sistema um fluxo de potência capaz de compensar as harmônicas e os reativos requeridos pela carga. Assim,

$$p^* = -\tilde{p} + \bar{p}_f \quad (2.45)$$

$$q^* = -q \quad (2.46)$$

A partir das potências de referência são determinadas as correntes de referência para o controle do FAPP, Figura 2.9.

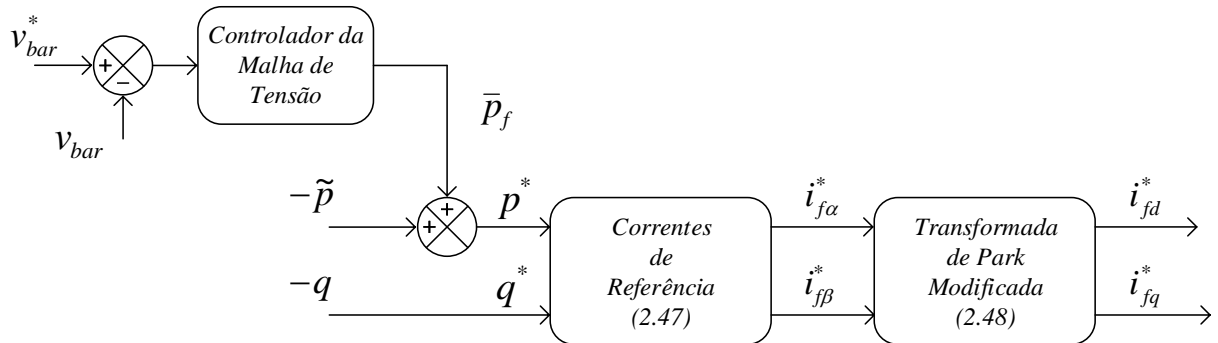
As correntes de referência são obtidas reorganizando (2.40), colocando as correntes em função das potências.

$$\begin{bmatrix} i_{f\alpha}^* \\ i_{f\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p^* \\ q^* \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

Para utilizar as correntes em (2.47) na malha de controle, é efetuada a transformação do sistema das coordenadas $\alpha\beta$ para dq . Aplicando a transformada de Park modificada em (2.47), obtém-se as seguintes correntes de referência:

$$\begin{bmatrix} i_{fd}^* \\ i_{fq}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega_e t) & \text{sen}(\omega_e t) \\ -\text{sen}(\omega_e t) & \cos(\omega_e t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{f\alpha}^* \\ i_{f\beta}^* \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

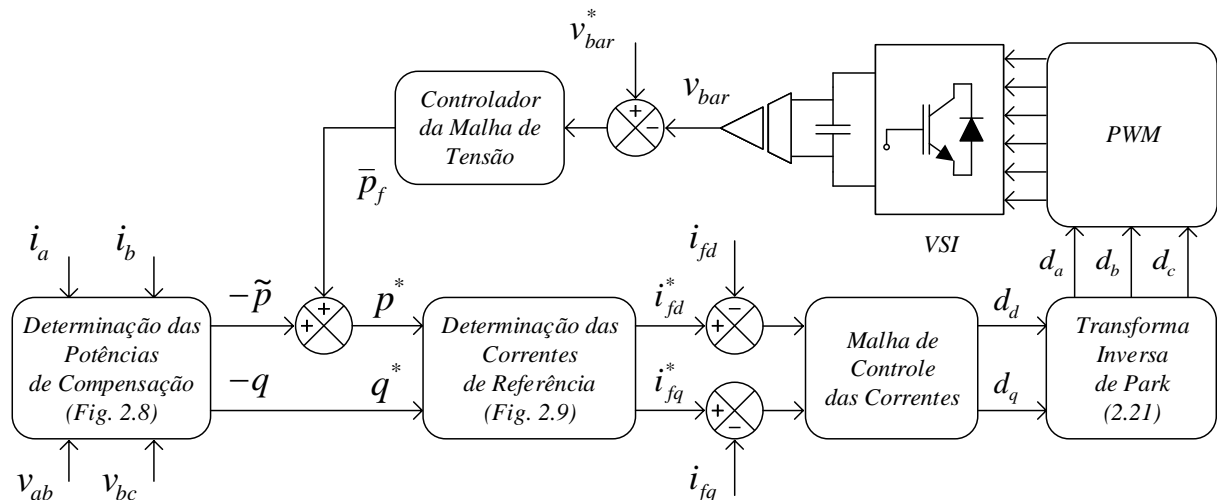
Figura 2.9 – Estratégia para obtenção das correntes de referência para compensação harmônica e reativa, onde v_{bar}^* é a tensão de referência do barramento CC do FAPP.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Utilizando modulação por largura de pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*) para acionamento das chaves do conversor VSI, tem-se na Figura 2.10 uma visão geral do diagrama de blocos do controle tradicional, baseado na teoria da potência instantânea, para compensação do fator de potência.

Figura 2.10 – Controle tradicional, com detecção de harmônicas baseado na teoria da potência instantânea, para compensação do fator de potência.



Fonte: Elaborada pelo autor.

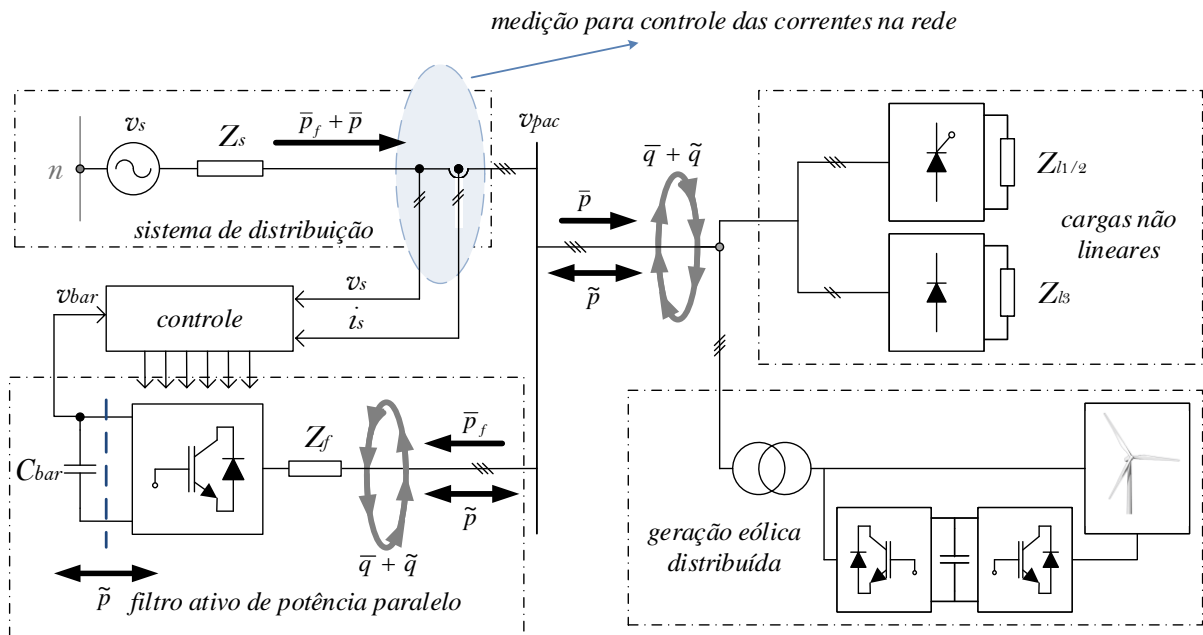
2.4.2 Controle indireto baseado na teoria pq

Como o objetivo é fazer com que, idealmente, a potência requerida pela rede elétrica contenha apenas a componente média da potência real instantânea, deve-se garantir com que as parcelas relacionadas às distorções harmônicas e os reativos sejam nulas.

A aplicação do controle indireto utiliza-se das potências na rede elétrica como referência para a compensação a ser realizada pelo FAPP. Nesse caso, não são necessárias

medidas sobre a carga ou o FAPP, mas apenas sobre a rede elétrica, Figura 2.11, cujos valores atuam indiretamente sobre o FAPP e definem a eficiência do sistema de controle.

Figura 2.11 – Controle indireto, sem detecção de harmônicas, para compensação, por meio de um FAPP, dos harmônicos e da potência reativa de uma instalação composta por carga desbalanceada não linear e geração eólica distribuída.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Em termos da potência na rede, para correção do fator de potência, as potências relacionadas aos harmônicos e à potência reativa devem ser nulas, ou seja,

$$\tilde{p}_s^e = 0 \quad (2.49)$$

$$q_s^e = \bar{q}_s^e + \tilde{q}_s^e = 0 \quad (2.50)$$

Apenas a componente \bar{p}_s^e , responsável por fornecer potência ativa, deve circular pela rede elétrica. A potência \bar{p}_s^e é uma composição das potências ativa consumida pela carga e pelas perdas de operação do FAPP, Figura 2.11. O balanço de potência pelo sistema implica em:

$$\bar{p}_s^e = \bar{p}^e + \bar{p}_f^e \quad (2.51)$$

Como na execução do controle indireto não são realizadas medidas no conjunto carga-GD, variações na carga ou na GD não podem ser detectadas diretamente, mas o são a partir do balanço de energia do sistema por meio do nível de energia no barramento CC do FAPP.

A dinâmica lenta da malha de tensão faz com que durante variações no conjunto carga-GD, o FAPP absorva aumentos de potência, fornecidos pela rede, ou forneça potência à

carga provocando, respectivamente, o aumento e a redução do nível de tensão do barramento CC do FAPP (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2010).

Assim, durante reduções no consumo de energia do conjunto carga-GD a potência \bar{p}_s^e é fornecida em excesso ao sistema,

$$\bar{p}_s^e > \bar{p}^e + \bar{p}_f^e \quad (2.52)$$

resultando no aumento de tensão sobre o barramento CC do FAPP. Já em momentos de aumento no consumo de energia do conjunto carga-GD há uma diminuição da potência \bar{p}_s^e em relação à requerida pelo sistema:

$$\bar{p}_s^e < \bar{p}^e + \bar{p}_f^e \quad (2.53)$$

o que implica em diminuição da tensão no barramento CC do FAPP. A condição de equilíbrio resulta, portanto, na manutenção do nível de tensão do barramento CC do FAPP.

Pelo balanço energético, a potência resultante do controlador do barramento CC, controlador da malha de tensão da Figura 2.10, pode ser escrita como:

$$\bar{p}_s^{e*} = \bar{p}^{e*} + \bar{p}_{bar}^{e*} \quad (2.54)$$

onde \bar{p}_{bar}^{e*} é a componente média da potência no barramento CC, potência que circula pelo filtro e afeta a tensão em seu barramento CC, e \bar{p}^{e*} é uma perturbação a ser compensada pelo controlador.

Para a obtenção das correntes de referência utiliza-se das equações em (2.24) e (2.25) de onde se obtém que:

$$p_s^{e*} = v_d i_{ds}^* \quad (2.55)$$

$$q_s^{e*} = -v_d i_{qs}^* \quad (2.56)$$

como $q_s^{e*} = 0$, logo:

$$i_{ds}^* = \frac{p_s^{e*}}{v_d} \quad (2.57)$$

$$i_{qs}^* = 0 \quad (2.58)$$

Como pode ser visto o método indireto não se utiliza de filtragem de potência, reduzindo os erros de atraso de fase no sistema de controle.

A regulação de tensão no barramento é resultado da compensação do desbalanceamento de corrente, fazendo com que as correntes nas três fases possuam a mesma amplitude.

A Figura 2.12 apresenta o diagrama de blocos do controle indireto, baseado na teoria da potência instantânea, para compensação do fator de potência pelo FAPP.

Para a análise do fluxo de potência foram realizadas as transferências das tensões e correntes trifásicas nas coordenadas abc para os referenciais estacionário ($\alpha\beta$) e síncrono (dq). O estudo do fluxo de potência do sistema trifásico sobre o eixo de coordenadas dq , referencial síncrono, permitiu sua análise em termos de correntes desacopladas o que, conforme será visto no próximo capítulo, auxilia o sistema de controle.

Para garantir a operação sobre o referencial síncrono é necessária a utilização de um circuito de sincronismo, que é apresentado no Anexo C.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM E CONTROLE DO SISTEMA

3.1 Introdução

Neste capítulo é realizada a modelagem e obtidas as malhas de controle do FAPP para o controle indireto e sua disposição no espaço de estados. São desenvolvidos procedimentos para o projeto dos reguladores LQRI, uma técnica de controle ótimo, e os controladores PI para as malhas de corrente e tensão como intuito de comparar seu desempenho com o regulador LQRI, que apresenta maior robustez diante de perturbações no sistema.

Com a determinação correta das potências de referência é importante que o sistema de controle do FAPP garanta com que o mesmo forneça, adequadamente, as potências necessárias para a compensação requerida pelo sistema elétrico.

Embora o FAPP deva atuar como uma fonte de corrente e a tensão no barramento CC do conversor VSI possa ser considerado constante, essas características não são garantidas devido as dinâmicas contidas na operação do conversor, no indutor de acoplamento e na capacitância do barramento CC.

Para tanto, é necessário que os controladores sejam adequadamente ajustados de forma a garantir a adequada operação do FAPP, permitindo com que o mesmo consiga responder às necessidades de compensação do conjunto carga-GD.

O regulador desenvolvido parte da teoria de controle ótimo, regulador linear quadrático (LQR - *Linear Quadratic Regulator*). No entanto, esse regulador possui apenas ação proporcional e como, para a compensação adequada, o sistema de controle deve garantir erro nulo em regime permanente, é então adicionada ação integral ao regulador LQR.

3.2 Modelagem do Conversor VSI do FAPP

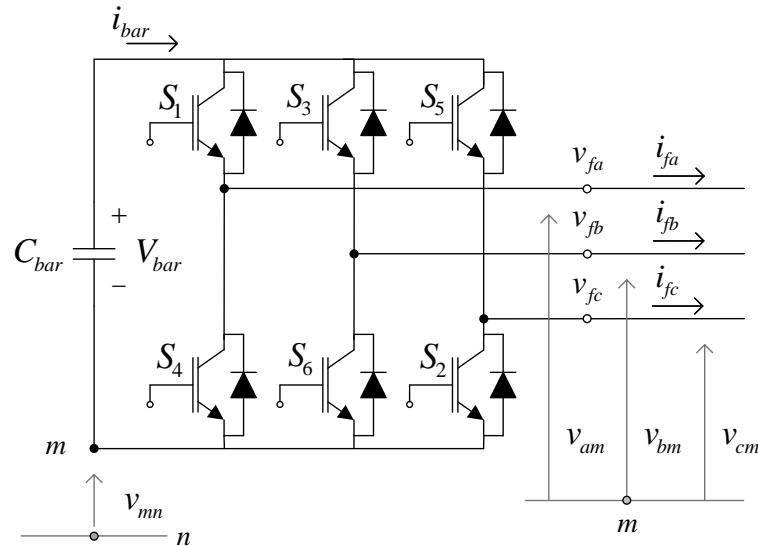
A modelagem do conversor utilizado pelo FAPP é realizada por meio da análise do circuito da Figura 3.1, conforme o sistema apresentado na Figura 1.7, que apresenta o conversor VSI trifásico bidirecional de dois níveis.

O modelo matemático descrito estabelece as relações entre as tensões no lado CA e CC do conversor do FAPP em termos de seu chaveamento.

Seguindo o desenvolvimento apresentado por Mendalek e Al-Haddad (2000) a partir da análise de tensão do circuito da Figura 3.1, onde v_{fk} representa a tensão por fase na saída do conversor resultado da modulação PWM, obtém-se que::

$$v_{mn} + v_{km} = v_{fk} \quad (3.1)$$

Figura 3.1 – Circuito do conversor VSI trifásico de dois níveis utilizado pelo FAPP.



Fonte: Elaborada pelo autor.

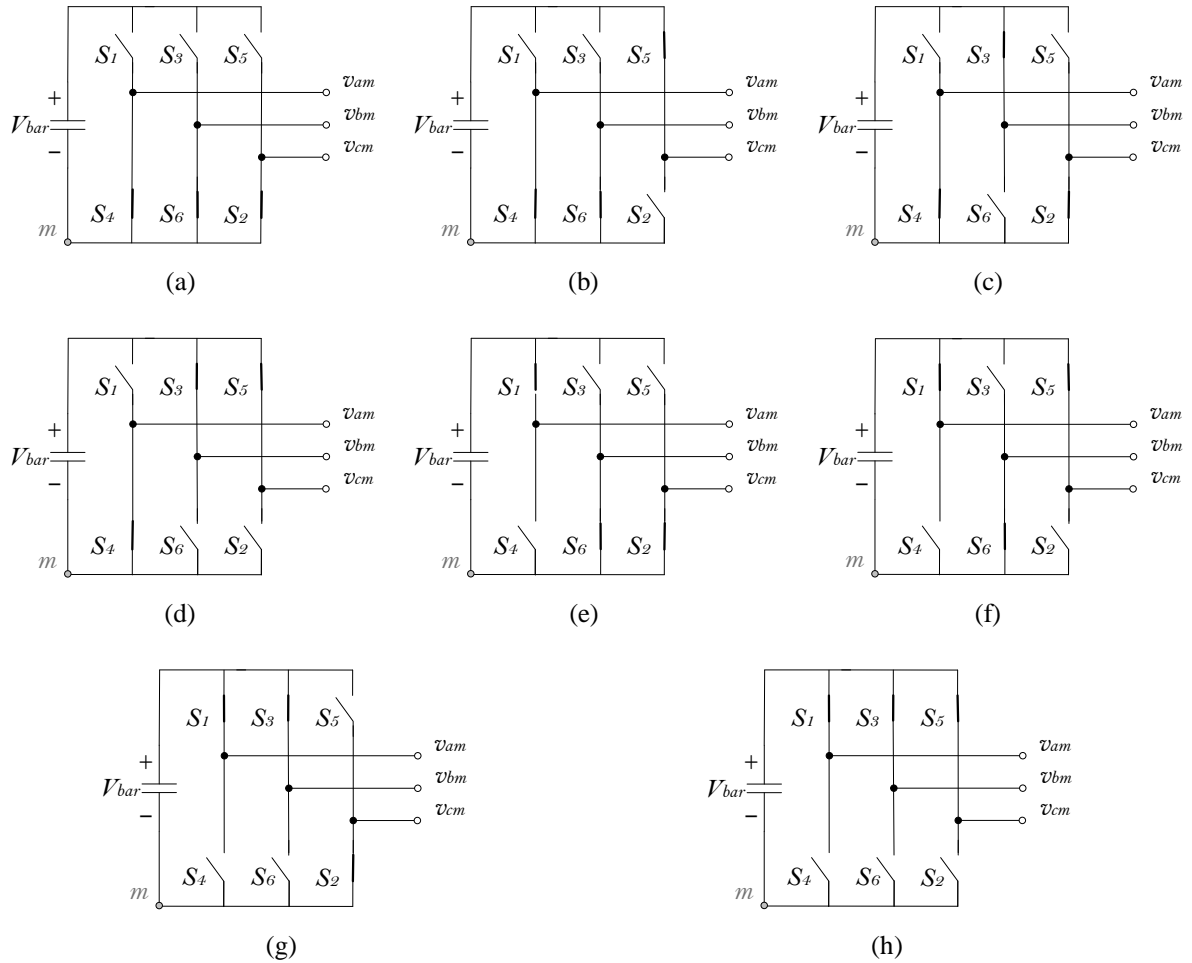
Considera-se que a fonte de alimentação, e consequentemente as tensões na saída do conversor do FAPP, seja balanceada. Desse modo, e conforme obtido pela soma das equações em (3.1), tem-se que:

$$v_{mn} = -\frac{1}{3} (v_{am} + v_{bm} + v_{cm}) \quad (3.2)$$

3.2.1 Chaveamento do conversor VSI

Para incluir o processo de chaveamento sobre as equações do FAPP devem-se verificar as etapas de operação do conversor VSI. Como garantia de segurança é necessário que as chaves de um mesmo braço operem de forma complementar para que nunca estejam fechadas ou abertas ao mesmo tempo evitando a ocorrência de curtos-circuitos e perdas de referência na fase, o que geram níveis de tensão incertos (AREDES; FERNANDES, 2009). Diante dessas restrições, pode-se verificar que o conversor é capaz de assumir oito estados de operação distintos conforme apresentado na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Etapas de operação do conversor VSI trifásico de dois níveis.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A tensão sobre as chaves do conversor é alterada de acordo com a etapa de operação, conforme descrito na Tabela 3.1.

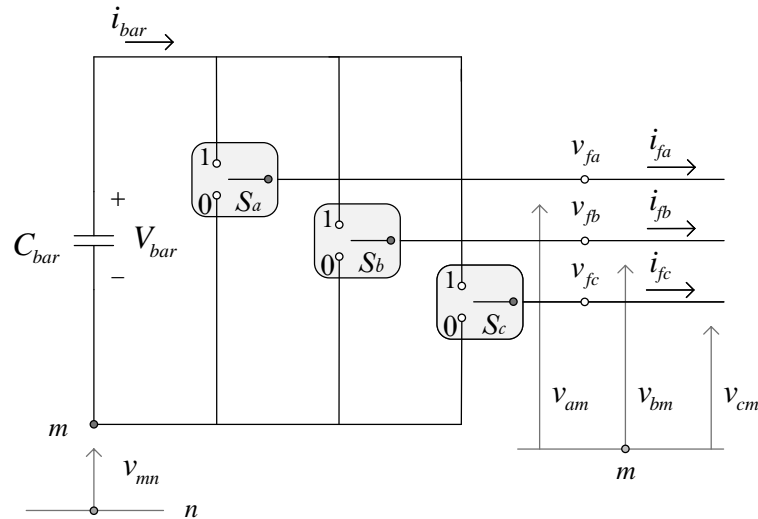
Tabela 3.1 – Estados de comutação e tensões na entrada de um conversor VSI trifásico de dois níveis.

Interruptores						Tensões na Entrada do Conversor (V)			Figura 3.2
S ₁	S ₃	S ₅	S ₄	S ₆	S ₂	v _{am}	v _{bm}	v _{cm}	
0	0	0	1	1	1	0	0	0	(a)
0	0	1	1	1	0	0	0	V _{bar}	(b)
0	1	0	1	0	1	0	V _{bar}	0	(c)
0	1	1	1	0	0	0	V _{bar}	V _{bar}	(d)
1	0	0	0	1	1	V _{bar}	0	0	(e)
1	0	1	0	1	0	V _{bar}	0	V _{bar}	(f)
1	1	0	0	0	1	V _{bar}	V _{bar}	0	(g)
1	1	1	0	0	0	V _{bar}	V _{bar}	V _{bar}	(h)

Fonte: Elaborada pelo autor.

A análise das etapas de operação do conversor do circuito da Figura 3.1 pode ser simplificada substituindo as chaves em cada braço do conversor, que devem atuar de forma complementar, por um modelo equivalente conforme a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Conversor VSI do FAPP com as chaves representadas por um modelo equivalente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fazendo d_k uma função do estado de chaveamento do conversor, que representa a razão cíclica do modelo equivalente das chaves em cada braço, é possível representar o comportamento da tensão sobre as chaves conforme a Tabela 3.2, segundo a seguinte regra:

$$v_{km} = d_k V_{bar} \quad (3.3)$$

Tabela 3.2 – Tensões sobre as chaves do conversor conforme a função do estado de chaveamento.

Interruptor	Função do estado de chaveamento	Estado	Tensões sobre o interruptor (V)
S_a	d_a	0	$v_{am} = 0$
		1	$v_{am} = V_{bar}$
S_b	d_b	0	$v_{bm} = 0$
		1	$v_{bm} = V_{bar}$
S_c	d_c	0	$v_{cm} = 0$
		1	$v_{cm} = V_{bar}$

Fonte: Elaborada pelo autor.

Além dessa representação é possível escrever a tensão na entrada do conversor em termos de uma função de chaveamento.

Tomando uma fase como referência e substituindo (3.2) em (3.1) obtém-se,

$$v_{fk} = v_{km} + v_{mn} = v_{km} - \frac{1}{3} (v_{am} + v_{bm} + v_{cm}) \quad (3.4)$$

Aplicando a função do estado de chaveamento do conversor, d_k , em (3.4),

$$v_{fk} = d_k V_{bar} - \frac{1}{3} (d_a V_{bar} + d_b V_{bar} + d_c V_{bar}) \quad (3.5)$$

$$v_{fk} = V_{bar} \left[d_k - \frac{1}{3} (d_a + d_b + d_c) \right] \quad (3.6)$$

Da expressão em (3.6) pode-se obter a função de chaveamento do conversor dada por:

$$f_k = \left[d_k - \frac{1}{3} (d_a + d_b + d_c) \right] , \quad (3.7)$$

essa função aplicada à cada uma das fases resulta em:

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Observe que, como descrito acima, a função de chaveamento representa uma interação entre as fases do sistema e depende não só da fase, mas também do estado de chaveamento do conversor.

Colocando a tensão de fase e de linha na saída do conversor em termos do nível de tensão em seu barramento CC, resulta nos valores descritos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Tensões de fase e de linha na saída do conversor, em termos da tensão sobre o barramento CC, conforme a função do estado de chaveamento.

Interruptor Equivalente			Tensão sobre a Impedância de Entrada do Filtro (V_{bar})			Tensão de linha na entrada do Filtro (V_{bar})		
			v_{fa}	v_{fb}	v_{fc}	v_{fab}	v_{fbc}	v_{fca}
S_a	S_b	S_c						
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1	$1/3$	$1/3$	$-2/3$	0	+1	-1
0	1	0	$1/3$	$-2/3$	$1/3$	+1	-1	0
0	1	1	$2/3$	$-1/3$	$-1/3$	+1	0	-1
1	0	0	$-2/3$	$1/3$	$1/3$	-1	0	+1
1	0	1	$-1/3$	$2/3$	$-1/3$	-1	+1	0
1	1	0	$-1/3$	$-1/3$	$2/3$	0	-1	+1
1	1	1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2.2 Equações do conversor VSI em termos da função de chaveamento

Aplicando a função de chaveamento descrita em (3.7), pode-se reescrever a tensão de fase na saída do conversor como:

$$v_{fk} = f_k V_{bar} \quad (3.9)$$

Como o barramento CC do conversor é capacitivo, sua modelagem é dada por:

$$\frac{dv_{bar}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{bar}} i_{bar}(t) \quad (3.10)$$

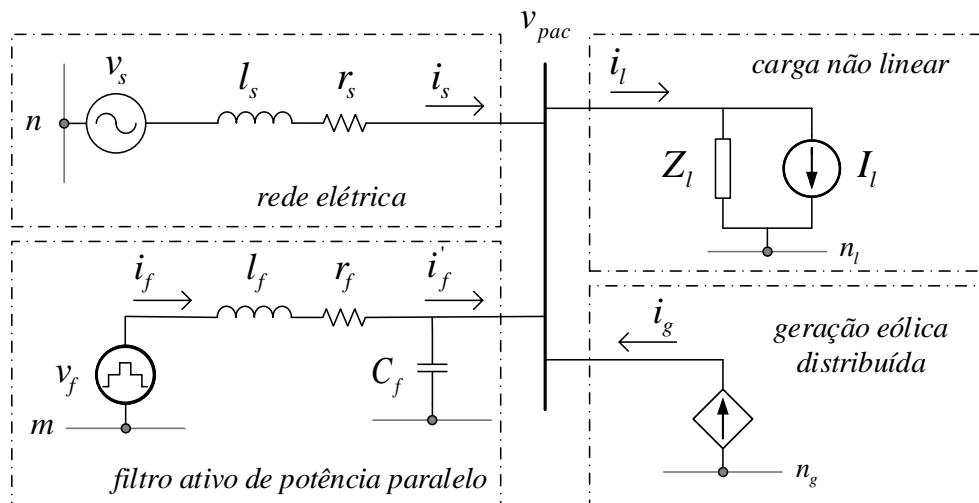
onde, conforme aplicação do controle indireto, a regulação de tensão no barramento CC do FAPP é função da compensação do desbalanceamento de corrente nas três fases do sistema e $i_{bar}(t)$ pode ser escrita como uma composição das correntes de referência da rede, Figura 2.12, atuando, indiretamente, sobre a saída do conversor que, colocada em termos da função de chaveamento, resulta em:

$$\frac{dv_{bar}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{bar}} (f_a i_{sa}^* + f_b i_{sb}^* + f_c i_{sc}^*) \quad (3.11)$$

3.3 Modelagem do FAPP em Termos das Malhas de Controle do Sistema

Após os resultados apresentados na seção anterior é verificado a seguir o circuito resultante da conexão do FAPP com a rede elétrica, Figura 3.4.

Figura 3.4 – Circuito equivalente monofásico da conexão de um FAPP com a rede elétrica, carga não linear e GD.

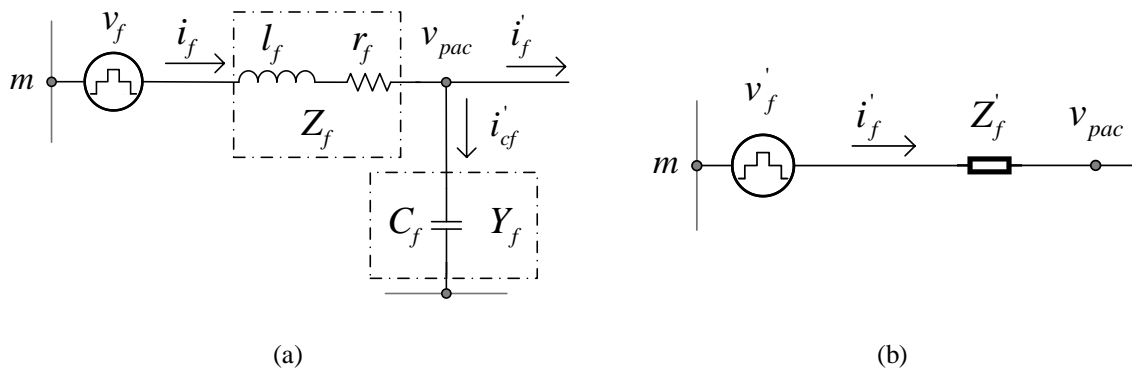


Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 3.4 apresenta o circuito equivalente monofásico do sistema analisado, composto pela: rede elétrica, representada por seu circuito equivalente de Thévenin; FAPP, representado por uma fonte de tensão em série com uma impedância; carga não linear, representada por uma impedância em paralelo com uma fonte de corrente harmônica; e GD, representada por uma fonte corrente.

O capacitor em paralelo C_f , na Figura 3.4, realiza a filtragem harmônica (dos harmônicos de tensão e corrente) de alta ordem provocados pela operação de chaveamento do conversor do FAPP. A Figura 3.5 apresenta os valores de tensão v'_f e corrente i'_f do filtro em termos do que se obtém no PAC devido a presença do filtro passivo RLC.

Figura 3.5 – Circuito do FAPP em seu modelo (a) equivalente monofásico e (b) equivalente monofásico simplificado.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando o circuito da Figura 3.5 no domínio s , fazendo

$$Z_f = r_f + s l_f \quad (3.12)$$

$$Y_f = s C_f \quad (3.13)$$

a impedância equivalente Z'_f pode então ser escrita como:

$$Z'_f = \frac{Z_f}{1 + Z_f Y_f} \quad (3.14)$$

Assim, a tensão v'_f será dada por:

$$v'_f = \left(\frac{1}{1 + Z_f Y_f} \right) v_f \quad (3.15)$$

Em termos do sistema de controle, o FAPP consiste em duas malhas: uma malha interna de corrente, para controle das correntes na saída do FAPP responsável por manter nula a contribuição das componentes \tilde{p} e q pela rede elétrica; e uma malha externa de tensão,

responsável por manter o nível de tensão sobre o barramento CC do FAPP próximo ao seu valor de referência.

3.3.1 Malha de corrente

A malha de corrente é responsável por fazer com que a rede elétrica forneça apenas as correntes capazes de, idealmente, garantir fator de potência unitário.

Com a corrente do conjunto carga-GD dada por $i = i_l - i_g$, e aplicando as leis das tensões e correntes de Kirchhoff sobre os circuitos na Figura 3.4, dos pontos n ao m , conforme a simplificação da Figura 3.5(b) resulta que:

$$i_s = i - i'_f \quad (3.16)$$

$$v'_f = Z'_f i'_f + v_{pac} \quad (3.17)$$

$$v_s - Z_s i_s + Z'_f i'_f - v'_f - v_{mn} = 0 \quad (3.18)$$

Considerando o equilíbrio entre as tensões de fase no ponto de conexão, não há diferença de potencial entre os pontos m e n , logo, $v_{mn} = 0 V$. Há também o fato de que a indutância do FAPP seja capaz de reduzir consideravelmente as harmônicas de alta ordem produzidas pelo conversor, ou seja, apenas uma pequena parcela da corrente é filtrada pelo capacitor paralelo C_f cuja capacitância é de pequeno valor, o suficiente para considerar $Y_f \ll Z_f$. Assim, realiza-se a seguinte aproximação,

$$i_f \cong i'_f \quad (3.19)$$

Com isso, (3.18) pode ser reescrita como:

$$v_s - r_s i_s - l_s \frac{di_s}{dt} + r_f i_f + l_f \frac{di_f}{dt} - v_f = 0 \quad , \quad (3.20)$$

Substituindo (3.16) em (3.20), considerando a aproximação em (3.19),

$$v_s - r_s i_s - l_s \frac{di_s}{dt} + r_f (i - i_s) + l_f \frac{d(i - i_s)}{dt} - v_f = 0 \quad (3.21)$$

então:

$$v_s - (r_s + r_f) i_s - (l_s + l_f) \frac{di_s}{dt} + r_f i + l_f \frac{di}{dt} - v_f = 0 \quad (3.22)$$

Escrevendo a interação entre as resistências e indutâncias da rede e do filtro, $r_s + r_f$ e $l_s + l_f$, como r_u e l_u respectivamente,

$$r_u = r_s + r_f \quad (3.23)$$

$$l_u = l_s + l_f \quad (3.24)$$

Assim, (3.22) pode ser reescrita como:

$$v_s - r_u i_s - l_u \frac{di_s}{dt} + r_f i + l_f \frac{di}{dt} - v_f = 0 \quad (3.25)$$

$$\left[v_s + \left(r_f i + l_f \frac{di}{dt} \right) \right] - v_f = r_u i_s + l_u \frac{di_s}{dt} \quad (3.26)$$

Da equação em (3.26) tem-se que o termo $\left(r_f i + l_f \frac{di}{dt} \right)$ é a tensão resultante da interação entre a corrente do conjunto carga-GD e a impedância do filtro.

De forma a simplificar a equação em (3.26), tornando-a em um modelo de primeira ordem, considera-se a interação das tensões entre colchetes no primeiro membro da equação, o que está à esquerda da igualdade, como uma perturbação no modelo da plana. Escrevendo,

$$v_t = v_s + \left(r_f i + l_f \frac{di}{dt} \right), \quad (3.27)$$

e fazendo,

$$v_u = r_u i_s + l_u \frac{di_s}{dt}, \quad (3.28)$$

logo,

$$v_u = v_t - v_f \quad (3.29)$$

Aplicando a equação em (3.28), do circuito monofásico equivalente, sobre o modelo trifásico do sistema, e considerando que as resistências e indutâncias sejam distribuídas de forma equilibrada em cada fase, obtém-se as seguintes equações:

$$\begin{aligned} v_{ua} &= r_u i_{sa} + l_u \frac{di_{sa}}{dt} \\ v_{ub} &= r_u i_{sb} + l_u \frac{di_{sb}}{dt} \\ v_{uc} &= r_u i_{sc} + l_u \frac{di_{sc}}{dt} \end{aligned} \quad (3.30)$$

A partir das equações em (3.30) é possível determinar a malha de controle de corrente colocando a corrente da rede em termos da tensão v_u , resultado da interação entre a rede elétrica, filtro, carga e GD.

A estratégia de controle pode ser simplificada passando-se da análise do sistema trifásico nas coordenadas abc fixa para o plano de referência móvel dq , que para a presente análise é definido no referencial síncrono.

Colocando as equações em (3.30) em sua representação matricial obtém-se

$$\begin{bmatrix} v_{ua} \\ v_{ub} \\ v_{uc} \end{bmatrix} = r_u \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + l_u \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}, \quad (3.31)$$

que, conforme o critério de aplicação da transformada de Park no referencial síncrono (2.20),

$$T_{park} \begin{bmatrix} v_{ua} \\ v_{ub} \\ v_{uc} \end{bmatrix} = r_u \left(T_{park} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \right) + l_u \frac{d}{dt} \left(T_{park} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \right), \quad (3.32)$$

$$\begin{bmatrix} v_{ud} \\ v_{uq} \end{bmatrix} = r_u \begin{bmatrix} v_{ud} \\ v_{uq} \end{bmatrix} + l_u \frac{d}{dt} (T_{park}) \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + l_u T_{park} \frac{d}{dx} \left(\begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \right) \quad (3.33)$$

sendo a derivada da transformada de Park dada por,

$$\frac{d}{dt} (T_{park}) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} -\omega_e \sin(\omega_e t) & -\omega_e \sin\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\omega_e \sin\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\omega_e \cos(\omega_e t) & -\omega_e \cos\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\omega_e \cos\left(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}, \quad (3.34)$$

o que resulta em,

$$\begin{bmatrix} v_{ud} \\ v_{uq} \end{bmatrix} = r_u \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + l_u \begin{bmatrix} 0 & -\omega_e \\ \omega_e & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + l_u \frac{d}{dt} \left(\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} \right), \quad (3.35)$$

ou seja,

$$v_{ud} = r_u i_{sd} - l_u \omega_e i_{sq} + l_u \frac{di_{sd}}{dt} \quad (3.36)$$

$$v_{uq} = r_u i_{sq} + l_u \omega_e i_{sd} + l_u \frac{di_{sq}}{dt} \quad (3.37)$$

Seguindo os procedimentos realizados, aplicando a transformada de Park sobre o sistema na equação em (3.29), tem-se que:

$$v_{ud} = v_{td} - v_{fd} \quad (3.38)$$

$$v_{uq} = v_{tq} - v_{fq} \quad (3.39)$$

Pode-se observar, pelas equações em (3.36) e (3.37), a dependência de termos cruzados entre as correntes no eixo direto e em quadratura. De modo a desacoplar o sistema, considera-se:

$$v'_{ud} = v_{ud} + l_u \omega_e i_{sq} \quad (3.40)$$

$$v'_{uq} = v_{uq} - l_u \omega_e i_{sd} \quad (3.41)$$

o que implica em dizer que v'_{ud} e v'_{uq} assumem valores capazes de anular o intercruzamento entre as variáveis de eixo direto e em quadratura, permitindo com que as correntes i_{sd} e i_{sq} possam ser controladas de forma independente atuando, respectivamente, sobre v'_{ud} e v'_{uq} .

Assim, o modelo da malha de corrente pode ser escrito como:

$$v'_{ud} = r_u i_{sd} + l_u \frac{di_{sd}}{dt} \quad (3.42)$$

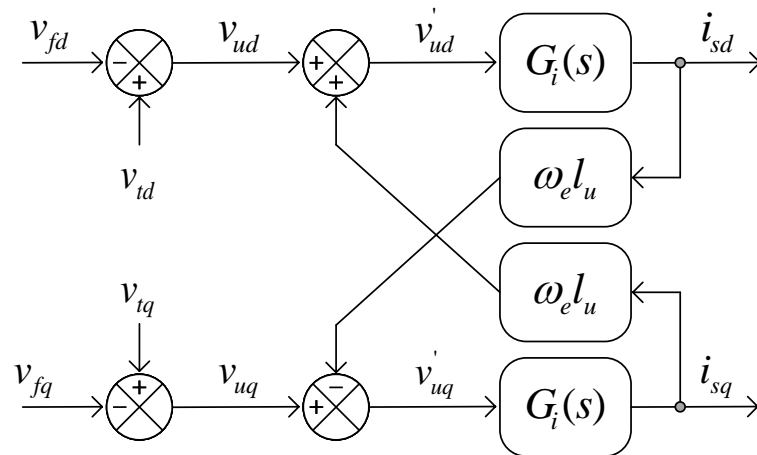
$$v'_{uq} = r_u i_{sq} + l_u \frac{di_{sq}}{dt} \quad (3.43)$$

Aplicando a transformada de Laplace nas equações em (3.42) e (3.43), obtém-se a seguinte função de transferência:

$$G_i(s) = \frac{i_{sd}(s)}{v'_{ud}(s)} = \frac{i_{sq}(s)}{v'_{uq}(s)} = \frac{1}{r_u + s l_u} \quad (3.44)$$

A Figura 3.6 apresenta a planta para a malha de corrente do sistema conforme os procedimentos realizados acima. A corrente na saída do conversor do FAPP é função da diferença entre v_{fk} e a tensão de fase no PAC, cujo valor determina a derivada de corrente no indutor de acoplamento do filtro responsável pelo controle de corrente.

Figura 3.6 – Planta da malha de corrente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como pode ser notado pela equação (3.44) a malha de corrente é dependente da impedância da rede elétrica. A inclusão da dinâmica da rede sobre o sistema de controle do FAPP garante com que alterações na rede elétrica afetem no controle do FAPP que deve possuir um sistema de controle com uma robustez capaz absorver essas variações possuindo, portanto, uma margem de controlabilidade capaz de permitir variações nas características da rede elétrica, variações essas que podem ocorrer devido a alterações de carga, inserção de GD ou devido a alternância entre alimentadores do sistema de alimentação.

3.3.2 Malha de tensão

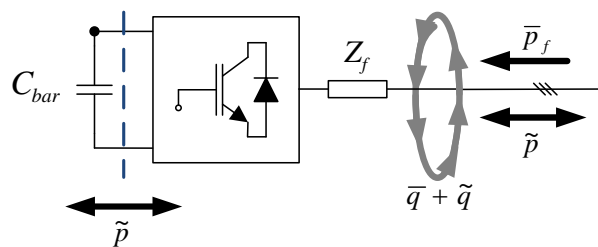
A malha de tensão realiza a regulação da tensão no barramento CC do conversor VSI. O ajuste do controlador associado à malha de tensão garante com que o nível de tensão no barramento CC se mantenha próximo da referência e com o mínimo de ondulação, dando ao barramento CC do conversor a característica de fonte de tensão.

Para o cálculo da malha de tensão aplica-se a transformada de Park na equação em (3.11), que resulta em:

$$\frac{dv_{bar}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{bar}} (f_d i_{sd}^* + f_q i_{sq}^*) \quad (3.45)$$

Para verificar a malha de tensão é necessário analisar o fluxo de potência pelo FAPP que em conformidade com o apresentado na Figura 2.5, e reproduzido na Figura 3.7, é dado em termos da potência instantânea real, única capaz de ser transferida entre os sistemas elétricos.

Figura 3.7 – Fluxo de potência pelo FAPP.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme a equação em (2.29), o fluxo de potência instantânea real pelo FAPP pode ser escrito como,

$$\bar{p}_f^e + \tilde{p}^e = v_d i_{fd} \quad , \quad (3.46)$$

cuja magnitude tem relação direta sobre a regulação da tensão no capacitor do barramento CC, pois embora a tensão do barramento seja controlada por \bar{p}_f^e , há flutuações de tensão devido a presença de \tilde{p}^e .

Como v_d depende da rede elétrica, conforme (2.22), o controle no fornecimento de \bar{p}_f^e , para os níveis requeridos pelo sistema, é realizado por meio de ajustes em i_{fd} .

Fundamentalmente pode-se decompor a corrente i_{fd} como:

$$i_{fd} = \bar{i}_{fd} + \tilde{i}_{fd} + \check{i}_{fd} \quad (3.47)$$

onde:

\bar{i}_{fd} parcela responsável por compensar as perdas no filtro e controlar a tensão no barramento CC;

\tilde{i}_{fd} parcela oscilante de baixa ordem referente às correntes de carga;

\check{i}_{fd} parcela oscilante de alta ordem proveniente do chaveamento do conversor do filtro.

Conforme Azevedo (2011) é importante que o controle do barramento do conversor não influencie na compensação da potência relacionada às harmônicas. Para tanto, é necessária

que a tensão medida sobre o capacitor do barramento CC seja filtrada antes de sua comparação com a tensão de referência.

A filtragem sobre a tensão do barramento CC é realizada por meio de um filtro passa baixa. Esse filtro é escolhido de forma a ter ganho unitário conforme a seguinte função de transferência:

$$G_{FPBV}(s) = \frac{1}{s \tau_v + 1} \quad (3.48)$$

Desconsiderando as perdas e considerando que as oscilações de tensão no barramento CC provocadas por \check{i}_{fd} possam ser atenuadas pelas geradas por \check{i}_{fd} e que mesmo assim o nível de tensão mantenha-se próximo do valor de referência, pode-se considerar que a potência do barramento CC seja igual à potência \bar{p}_f . Com isso, tem-se que:

$$\bar{p}_f = v_d \bar{i}_{fd} = \bar{p}_{bar} = V_{bar} i_{bar} \quad (3.49)$$

que, pelas ideias propostas no controle indireto, conforme (2.54) e Figura 2.10-Figura 2.12, resulta que,

$$\bar{p}_s^{e*} = v_d i_{sd}^* = \bar{p}_{bar} = V_{bar} i_{bar} \quad (3.50)$$

A corrente no barramento CC é dada por:

$$i_{bar} = C_{bar} \frac{dv_{bar}}{dt}, \quad (3.51)$$

ou seja,

$$v_d i_{sd}^* = C_{bar} V_{bar} \frac{dv_{bar}}{dt} \quad (3.52)$$

Substituindo (3.45) em (3.52),

$$v_d i_{sd}^* = C_{bar} V_{bar} \frac{1}{C_{bar}} (f_d i_{sd}^* + f_q i_{sq}^*) \quad (3.53)$$

Como $v_d = \sqrt{3} V$ e sabendo que a corrente em quadratura não contribui para o fluxo de potência instantânea real pela rede, então:

$$f_d = \frac{\sqrt{3} V}{V_{bar}} \quad (3.54)$$

Como a análise é feita em termos da potência, aplicando a transformada de Laplace em (3.52) é possível obter a seguinte função de transferência para a malha de tensão:

$$G_v(s) = \frac{v_{bar}}{p_s^{e*}} = \frac{1}{V_{bar}} \frac{1}{s C_{bar}} \quad (3.55)$$

Conforme pode ser visto nas Figura 2.10 e Figura 2.12 as malhas de tensão e corrente estão em cascata havendo, portanto, uma dependência de desempenho entre elas.

Dinâmicas do sistema que resultem em variações na tensão do barramento CC afeta diretamente o fluxo de potência ativa pela rede e vice-versa.

3.4 Modelagem no Espaço de Estados

Dado um sistema de múltiplas entradas e múltiplas saída (MIMO) controlável, linear e invariante no tempo é possível defini-lo a partir do seguinte conjunto de equações de estado

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A} \mathbf{x}(t) + \mathbf{B} \mathbf{u}(t) \quad (3.56)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C} \mathbf{x}(t) \quad (3.57)$$

Substituindo (3.36) e (3.37) em (3.38) e (3.39), respectivamente, e utilizando (3.45), pode-se escrever a representação das correntes e tensões em termos do modelo de variáveis de estado, na referência síncrona, como:

$$\frac{di_{sd}}{dt} = -\frac{r_u}{l_u} i_{sd} + \omega_e i_{sq} - \frac{1}{l_u} v_{fd} + \frac{1}{l_u} v_{td} \quad (3.58)$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = -\frac{r_u}{l_u} i_{sq} - \omega_e i_{sd} - \frac{1}{l_u} v_{fq} + \frac{1}{l_u} v_{tq} \quad (3.59)$$

$$\frac{dv_{bar}}{dt} = \frac{1}{C_{bar}} (f_d i_{sd} + f_q i_{sq}) \quad (3.60)$$

cujas variáveis de controle são i_{sd} , i_{sq} e v_{bar} .

Linearizando o sistema em torno do ponto de operação, e considerando as perturbações no modelo da planta, é possível descrevê-lo como:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A} \mathbf{x}(t) + \mathbf{B} \mathbf{u}(t) + \mathbf{E} \mathbf{v}_t(t) \quad (3.61)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C} \mathbf{x}(t) \quad (3.62)$$

onde: \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{E} e \mathbf{C} são, respectivamente, as matrizes de estado, entrada, perturbação e de saída, dadas por:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \boxed{\begin{matrix} -\frac{r_u}{l_u} & \omega_e \\ -\omega_e & -\frac{r_u}{l_u} \end{matrix}} & \begin{matrix} -\frac{F_d}{l_u} \\ -\frac{F_q}{l_u} \end{matrix} \\ \frac{F_d}{C_{bar}} & \frac{F_q}{C_{bar}} \\ & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \boxed{\begin{matrix} -\frac{V_{bar}}{l_u} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{bar}}{l_u} \end{matrix}} \\ \frac{I_{sd}}{C_{bar}} & \frac{I_{sq}}{C_{bar}} \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} \frac{1}{l_u} & 0 \\ 0 & \frac{1}{l_u} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{1}{l_u} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

e $\mathbf{x}(t)$, $\mathbf{u}(t)$, $\mathbf{v}_t(t)$ e $\mathbf{y}(t)$ são, respectivamente, os vetores de estado, controle, perturbação e de saída, dados por:

$$\mathbf{x}(t) = \mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ v_{dc} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix}, \quad \mathbf{v}_t(t) = \begin{bmatrix} v_{td} \\ v_{tq} \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

Os elementos sublinhados em (3.63) e (3.64) referem-se aos termos da malha de corrente, que podem escritos como:

$$\mathbf{A}_i = \begin{bmatrix} -\frac{r_u}{l_u} & \omega_e \\ -\omega_e & -\frac{r_u}{l_u} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{B}_i = \begin{bmatrix} -\frac{V_{bar}}{l_u} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{bar}}{l_u} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{E}_i = \begin{bmatrix} \frac{1}{l_u} & 0 \\ 0 & \frac{1}{l_u} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{C}_i = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

onde o subscrito i se refere à malha de corrente.

3.5 Controlador Proporcional Integral

No domínio do tempo o controlador proporcional-integral é definido como,

$$u_k = k_p e_k + k_i \int e_k dt \quad (3.67)$$

onde k_p e k_i são os ganhos do controlador relacionados, respectivamente, à sua ação proporcional e integral. O elemento e_k é o erro na entrada do controlador, cuja magnitude é resultado de seu desempenho sobre o sinal a ser controlado em termos de determinada referência.

No domínio da frequência representa-se o controlador PI pela seguinte função de transferência:

$$G_{PI}(s) = k_p \frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s} \quad (3.68)$$

3.5.1 Controlador PI para a malha de corrente do FAPP com controle indireto

Como as malhas de controle das correntes de eixo direto e em quadratura são idênticas, seus controladores também o são. Considerando a função de transferência de primeira

ordem em (3.44) e a representação do controlador PI no domínio da frequência em (3.68), pode-se escrever a função de transferência de malha aberta do sistema como:

$$FTMA_i = G_{PI_i}(s) G_i(s) = k_{pi} \frac{s + \frac{k_{ii}}{k_{pi}}}{s} \frac{1}{l_u \left(s + \frac{r_u}{l_u} \right)} \quad (3.69)$$

cuja malha de controle é representada pelo diagrama de blocos da Figura 3.8.

Seguindo os procedimentos apresentado por Sousa (2014), elimina-se o polo da planta em $-\frac{r_u}{l_u}$ fazendo com que os ganhos do controlador sejam dados por:

$$\frac{k_{ii}}{k_{pi}} = \frac{r_u}{l_u} \quad (3.70)$$

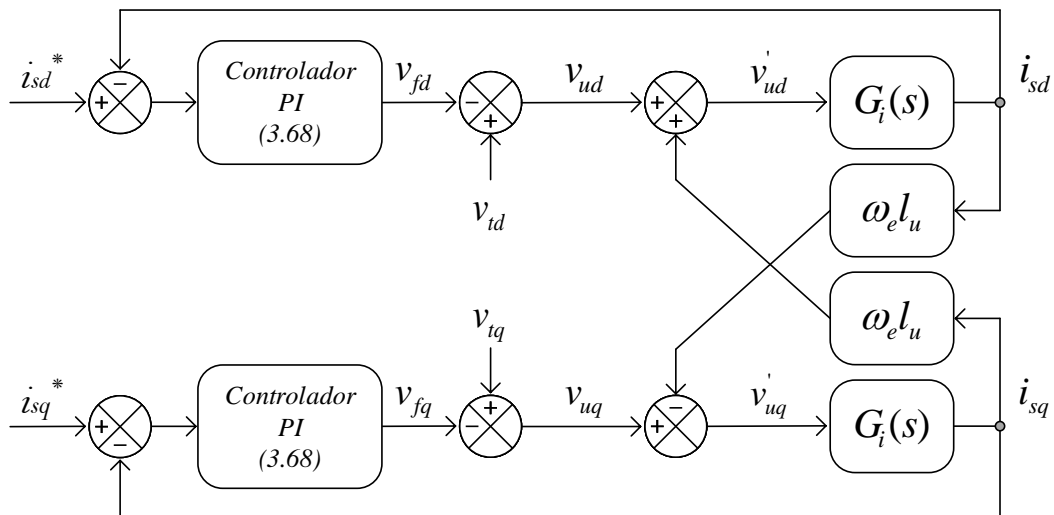
assim, (3.69) trona-se,

$$FTMA_i = k_{pi} \frac{1}{s} \frac{1}{l_u} \quad (3.71)$$

resultando na seguinte função de transferência de malha fechada,

$$FTMF_i = \frac{\frac{k_{pi}}{l_u}}{s + \frac{k_{pi}}{l_u}} \quad (3.72)$$

Figura 3.8 – Diagrama de blocos da malha de controle, com controlador PI, das correntes fornecidas pela rede elétrica.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Devido a compensação harmônica o FAPP deve operar com altas derivadas de corrente sendo, portanto, necessário que o controlador de corrente possua uma banda passante

alta. A banda passante do controlador é determinada por k_{pi}/l_u que, para a função de corte desejada ω_c , obtém-se o ganho proporcional do controlador dado por:

$$k_{pi} = \omega_c l_u \quad (3.73)$$

que, aplicado em (3.70), pode-se calcular o ganho integral do controlador como:

$$k_{ii} = \omega_c r_u \quad (3.74)$$

A aplicação de sinais nas coordenadas dq por controladores com ação integral melhora o desempenho do FAPP pois, idealmente, a passagem de sinais CC por esses controladores apresenta erro nulo em regime permanente.

3.5.2 Controlador PI para a malha de tensão do barramento CC do FAPP com controle indireto

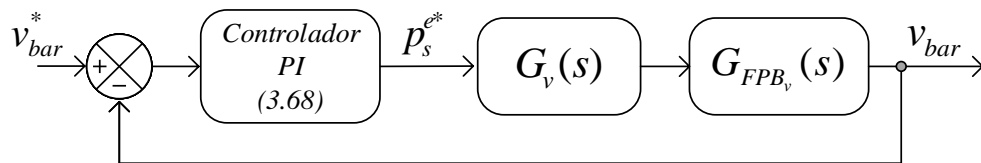
Como pode ser visto em (3.55) o controle do nível de tensão sobre o barramento CC é realizado por meio do balanço de potência em p_s^{e*} , responsável também pela compensação das perdas geradas pela operação de chaveamento do FAPP e de seus elementos passivos.

Aplicando o controlador PI sobre a função de transferência para a malha de tensão em (3.55) com a presença do filtro passa baixa definido em (3.48), resulta:

$$FTMA_i = G_{PI_v}(s) G_v(s) G_{FPB_v}(s) = k_{pv} \frac{s + \frac{k_{iv}}{k_{pv}}}{s} \frac{1}{V_{bar}} \frac{1}{sC_{bar}} \frac{1}{s\tau_v + 1} \quad (3.75)$$

Assim, tem-se o diagrama de blocos para a malha de tensão conforme a Figura 3.9.

Figura 3.9 – Diagrama de blocos da malha de controle, com controlador PI, da tensão no barramento CC do FAPP.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como pode ser notado em (3.75), a inserção do filtro na medida de tensão faz com que o filtro deva atuar sobre uma malha com dois polos. Uma maneira de ajuste do controlador diante dessa situação é a aplicação da técnica de sintonização denominada *symmetric optimum* (ASTROM; HAGGLUND, 1995). Conforme Suul *et al.* (2008) quando for possível aproximar o modelo da planta a ser compensada pela seguinte função de transferência de referência,

$$G_p(s) = \frac{k}{s(1 + sT_{sv})} \quad (3.76)$$

resulta que o ganho proporcional e o tempo integral do controlador PI podem ser escritos como:

$$k_{pso} = \frac{1}{a T_{sv} k_1} \quad (3.77)$$

$$T_{iso} = a^2 T_{sv} \quad (3.78)$$

onde T_{sv} é uma constante de tempo e o parâmetro a é escolhido de forma a obter a melhor relação entre o amortecimento dos polos da função de transferência em malha fechada e sua resposta dinâmica, com valores limitados ao intervalo $2 \geq a \geq 4$.

Comparando as equações (3.75) e (3.76), faz-se que,

$$k = \frac{1}{V_{bar} C_{bar}} \quad (3.79)$$

$$T_{sv} = \tau_v \quad (3.80)$$

o que resulta em:

$$k_{pso} = \frac{V_{bar} C_{bar}}{a \tau_v} \quad (3.81)$$

$$T_{iso} = a^2 \tau_v \quad (3.82)$$

A aplicação da sintonização por *symmetrical optimum* em (3.75) resulta em uma função de transferência cujo diagrama de Bode é simétrico em torno da seguinte frequência

$$\omega_o = \frac{1}{\sqrt{T_{iso} T_{sv}}} \quad (3.83)$$

3.6 Regulador Linear Quadrático com ação Integral

Aplicando o método apresentado por Johnson e Grimble (1987) para o projeto do regulador LQR, tem-se que seu ajuste é realizado pela seguinte lei de controle:

$$\mathbf{u}(t) = -\mathbf{K} \mathbf{x}(t) \quad (3.84)$$

onde \mathbf{K} é a matriz de ganho de retroação de estado, cujo valor ótimo resulta em um $\mathbf{u}(t)$ capaz de minimizar a seguinte função custo,

$$J = \int_0^{\infty} [\mathbf{x}(t)^T \mathbf{Q} \mathbf{x}(t) + \mathbf{u}(t)^T \mathbf{R} \mathbf{u}(t)] dt \quad (3.85)$$

onde \mathbf{Q} e \mathbf{R} são as matrizes de ponderação de estado e controle, simétricas e quadradas. \mathbf{Q} é semidefinida positiva e \mathbf{R} é definida positiva.

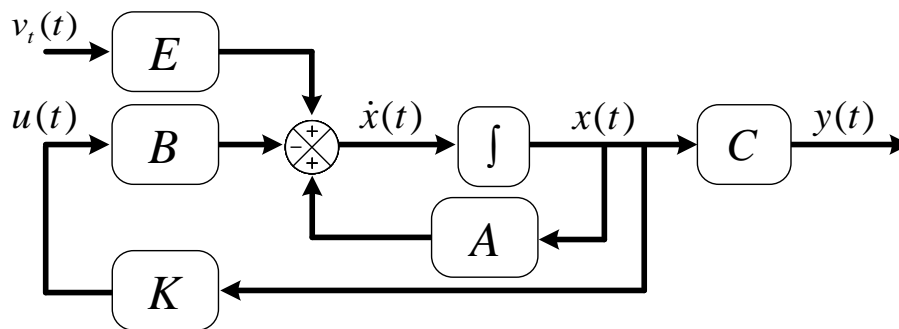
O ajuste em $\mathbf{u}(t)$, pela lei de controle em (3.84), de forma a minimizar o índice de desempenho em (3.85) representa a solução ótima do regular, limita a energia dos estados e da ação de controle e garante melhor eficácia e rapidez na regulação (CHEN, 1999) .

Da ação da lei de controle em (3.84) sobre o sistema representado pela equação de estado em (3.61), resulta que:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = (\mathbf{A} - \mathbf{BK}) \mathbf{x}(t) + \mathbf{E} \mathbf{v}_e(t) \quad (3.86)$$

cuja representação na malha de controle é apresentada na Figura 3.10.

Figura 3.10 – Diagrama de blocos da malha de controle com regulador LQR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para obter a condição de erro estacionário nulo é realizada a adição da ação integral ao regulador LQR. A ação integral aplicada a esses estados modifica a lei de controle do sistema que se torna:

$$\mathbf{u}(t) = -\mathbf{K}_P \mathbf{x}(t) + \mathbf{K}_I \boldsymbol{\xi}(t) \quad (3.87)$$

onde \mathbf{K}_P e \mathbf{K}_I são, respectivamente, as matrizes de ganho proporcional e integral, componentes da matriz de ganho de retroação de estado, e $\boldsymbol{\xi}(t)$ é o vetor composto pelo erro na saída do integrador em cada controlador.

Para a condição de controle do FAPP conforme (3.65), o vetor $\boldsymbol{\xi}(t)$ é dado por:

$$\boldsymbol{\xi}(t) = \left[\int i_{ds} \quad \int i_{qs} \quad \int v_{bar} \right]^T, \quad (3.88)$$

Pelo conceito de matriz aumentada tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{x}}(t) \\ \dot{\boldsymbol{\xi}}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{0} \\ -\mathbf{C} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}(t) \\ \boldsymbol{\xi}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{B} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \mathbf{u}(t) + \begin{bmatrix} \mathbf{E} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \mathbf{v}_e(t) \quad (3.89)$$

Aplicando a lei de controle em (3.87) sobre a equação de estado em (3.61),

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = (\mathbf{A} - \mathbf{BK}_P) \mathbf{x}(t) + (\mathbf{BK}_I) \boldsymbol{\xi}(t) + \mathbf{E} \mathbf{v}_e(t), \quad (3.90)$$

e escrevendo a variável de estado $\dot{\boldsymbol{\xi}}(t)$ como:

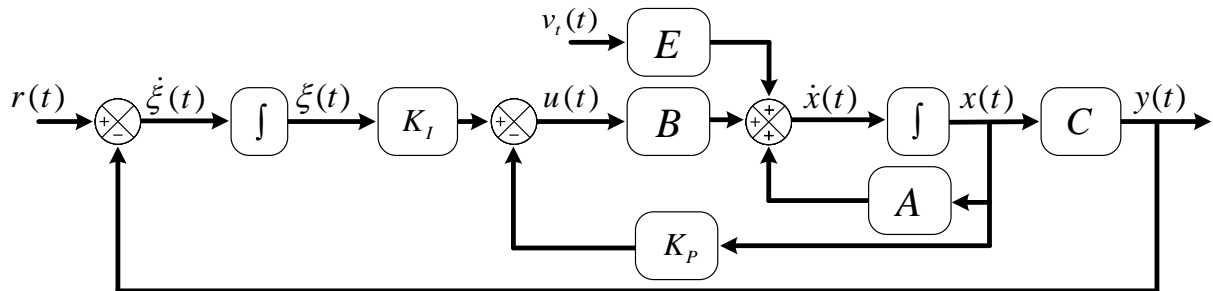
$$\dot{\xi}(t) = r(t) - y(t) \quad (3.91)$$

onde $r(t)$ é o vetor referência para o sistema, (3.89) torna-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ \dot{\xi}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A - BK_P & BK_I \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ \xi(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ I \end{bmatrix} r(t) + \begin{bmatrix} E \\ 0 \end{bmatrix} v_e(t) \quad (3.92)$$

A Figura 3.11 apresenta o diagrama de blocos do sistema de controle resultado da aplicação da ação integral sobre o regulador LQR.

Figura 3.11 – Diagrama de blocos da malha de controle com aplicação da ação integral sobre o regulador LQR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Resolvendo a equação de Riccati,

$$A^T P + PA - PBR^{-1}B^T P + Q = 0, \quad (3.93)$$

onde P é a matriz solução, simétrica e definida positiva, obtém-se a matriz ótima de realimentação de estado K dado por,

$$K = R^{-1}B^T P, \quad (3.94)$$

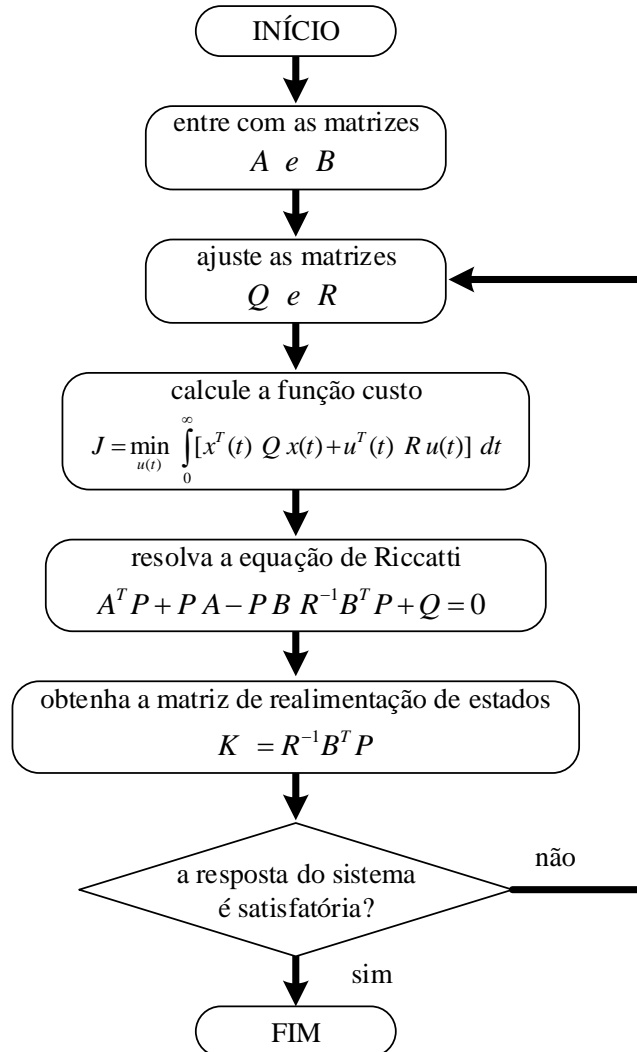
que é dividida em duas partes $K = [K_P : K_I]$.

3.6.1 Determinação das matrizes de ponderação Q e R

Para determinação das matrizes de ponderação utiliza-se os procedimentos estudados por Pinto (2007). Nele é analisado a obtenção da solução ótima, com as matrizes de ponderação Q e R escolhidas em função da figura de mérito do: projeto convencional, selecionadas via simulações do sistema considerando a condição de tentativa e erro até a resposta satisfazer os critérios definidos no projeto; e o método de Bryson (JOHNSON; GRIMBLE, 1987).

A Figura 3.12 apresenta o fluxograma para obtenção das matrizes de ponderação pelo método de tentativa e erro.

Figura 3.12 – Fluxograma de busca das matrizes de ponderação \mathbf{Q} e \mathbf{R} para controle ótimo, pelo método de tentativa e erro.



Fonte: Elaborada pelo autor, adaptada de (PINTO, 2007).

Conforme Pinto (2007) o método de Bryson se baseia em normalizar as saídas e o termo de controle dentro da função de índice de desempenho quadrático. As matrizes de ponderação \mathbf{Q} e \mathbf{R} são diagonais e definidas como:

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} q_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & q_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & q_{ne} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{R} = \begin{bmatrix} r_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & r_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & r_{na} \end{bmatrix} \quad (3.95)$$

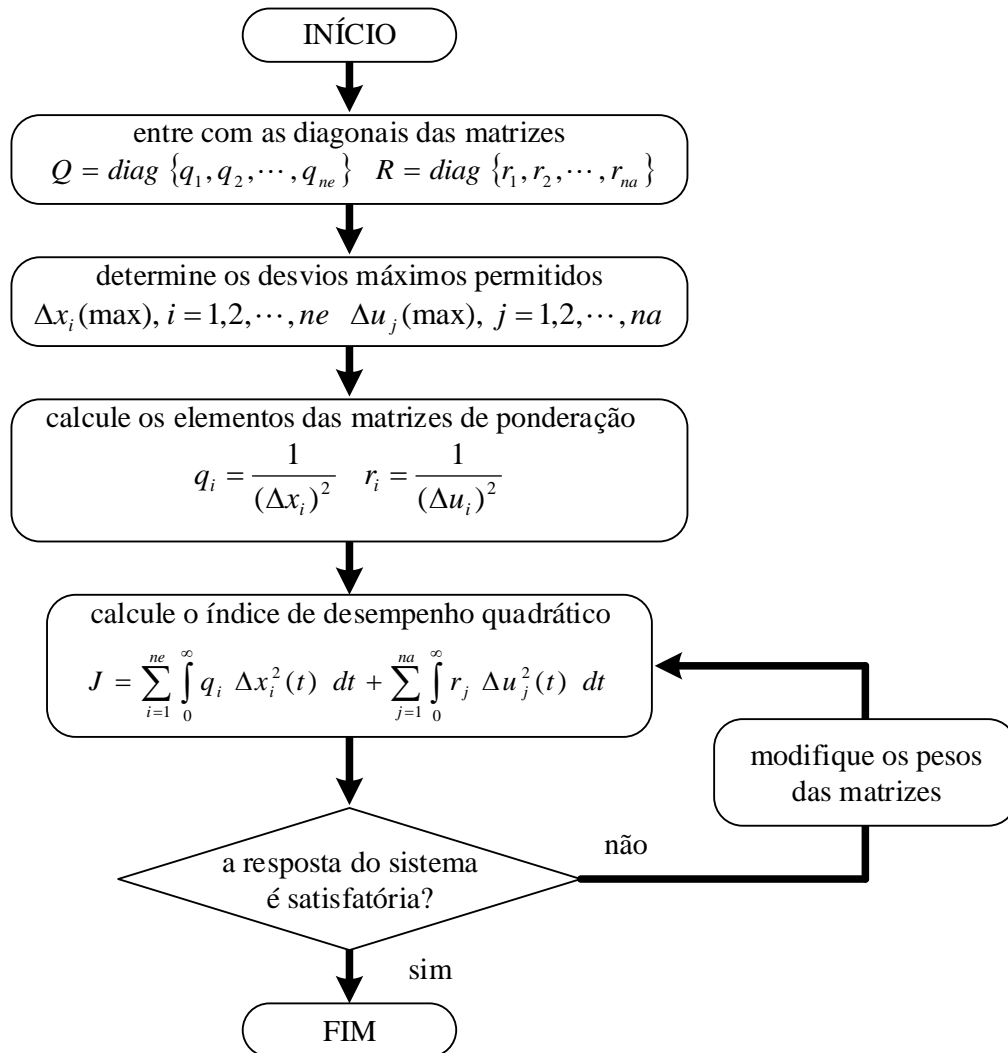
onde ne refere-se ao número de entradas do sistema e na ao número de atuados.

O ajuste dos elementos das matrizes de ponderação segue a seguinte regra:

$$q_i = \frac{1}{(\Delta x_i)^2}, \quad r_i = \frac{1}{(\Delta u_i)^2} \quad (3.96)$$

onde Δx_i são valores escolhidos na faixa de operação dos estados e Δu_i refere-se ao esforço máximo de operação dos atuadores, Figura 3.13.

Figura 3.13 – Fluxograma de busca das matrizes de ponderação \mathbf{Q} e \mathbf{R} para controle ótimo, pelo método de Bryson.



Fonte: Elaborada pelo autor, adaptada de (PINTO, 2007).

3.7 Conclusões

Neste capítulo foi realizada a modelagem do FAPP conectado ao sistema elétrico e definiu-se os procedimentos para o projeto dos controladores.

Devido à aplicação do controle indireto considerou-se as medidas na rede elétrica. Esse procedimento modifica a dinâmica da malha de controle de corrente do FAPP que, ao contrário de trabalhos que consideram a modelagem do filtro a partir de seu ponto de conexão, passa a ser dependente da impedância da rede elétrica. Essa dependência requer que o sistema de controle deva possuir robustez suficiente para que possa responder adequadamente diante de

variações nas características da rede elétrica, provenientes de alterações na carga, operação da GD ou alternância entre alimentadores do sistema de alimentação.

Com o ajuste adequado foi possível obter potência na saída do controlador da malha de tensão do barramento CC do filtro.

Após a apresentação das leis de controle do regulador linear quadrático com ação integral, foi discutida técnicas de obtenção da matriz de ganho de retroação de estado que comporta os valores de ganho proporcional e integral do regulador.

carga resistiva. Existem duas impedâncias para a carga trifásica de modo a se obter duas configurações, para simulação de variação de carga. A carga não-linear é conectada ao PAC por uma indutância de acoplamento de $1,5mH$.

A GD é composta por uma turbina eólica equipada com um GIDA, simulada considerando condição de vento aleatório.

Os elementos do FAPP são calculados no anexo B.

Os parâmetros do sistema de potência simulado são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Parâmetros do sistema de potência simulado.

Parâmetros da rede elétrica	
Tensão eficaz fundamental de linha	380 V
Frequência fundamental	60 Hz
Impedância série por fase (Z_s)	$0,62 + s 0,16 \Omega$
Parâmetros da carga	
Impedância da carga trifásica (Z_{I1})	$15 + s 0,02 \Omega$
Impedância da carga trifásica (Z_{I2})	$7,5 + s 0,02 \Omega$
Impedância da carga monofásica (Z_{I3})	50 Ω
Parâmetros do FAPP	
Indutância de acoplamento	2 mH
Tensão do barramento CC	800 V
Capacitância do barramento CC	4,7 mF

Fonte: Elaborada pelo autor.

O inversor VSI opera com uma frequência de chaveamento de 10 kHz.

Uma visão do sistema simulado no PSCAD/EMTDC é apresentada no anexo D.

O FAPP entra em operação após 1,0s do início da simulação. Sua ação deve ser capaz de reduzir significativamente o conteúdo harmônico das correntes na rede, principalmente até a 25ª ordem, ordem harmônica definida pela técnica de controle e dimensionamento no filtro, conforme anexo B.

A Tabela 4.3 apresenta os estágios de simulação. Variações de carga, e consequentes alterações nos perfis de p e q , são aplicadas para avaliar o desempenho do sistema

de controle do FAPP. A conexão da geração eólica distribuída aumenta a intermitência do perfil de p , uma vez que o vento assume uma condição aleatória.

Tabela 4.3 – Estágios de simulação.

Intervalos de simulação	Equipamentos e cargas conectadas ao PAC
Intervalo 1 (0,0 – 1,0 s)	Retificador trifásico controlado com ângulo de disparo de 45° e impedância Z_{l1}
Intervalo 2 (1,0 – 2,5 s)	FAPP + retificador trifásico controlado com ângulo de disparo de 45° e impedância Z_{l1}
Intervalo 3 (2,5 – 5,0 s)	GD + FAPP + retificador trifásico controlado com ângulo de disparo de 45° e impedância Z_{l1}
Intervalo 4 (5,0 – 7,5 s)	GD + FAPP + retificador trifásico controlado com ângulo de disparo de 45° e impedância Z_{l2}
Intervalo 5 (7,5 – 10,0 s)	Mesmo que o intervalo 3
Intervalo 6 (10,0 – 12,5 s)	GD + FAPP + retificador trifásico controlado com ângulo de disparo de 55° e impedância Z_{l1}
Intervalo 7 (12,5 – 15,0 s)	Mesmo que o intervalo 3
Intervalo 8 (15,0 – 17,5 s)	GD + FAPP + retificador trifásico controlado com ângulo de disparo de 45° e impedância Z_{l1} + retificador monofásico a diodo com impedância Z_{l3}
Intervalo 9 (17,5 – 20,0 s)	Mesmo que o intervalo 3

Fonte: Elaborada pelo autor.

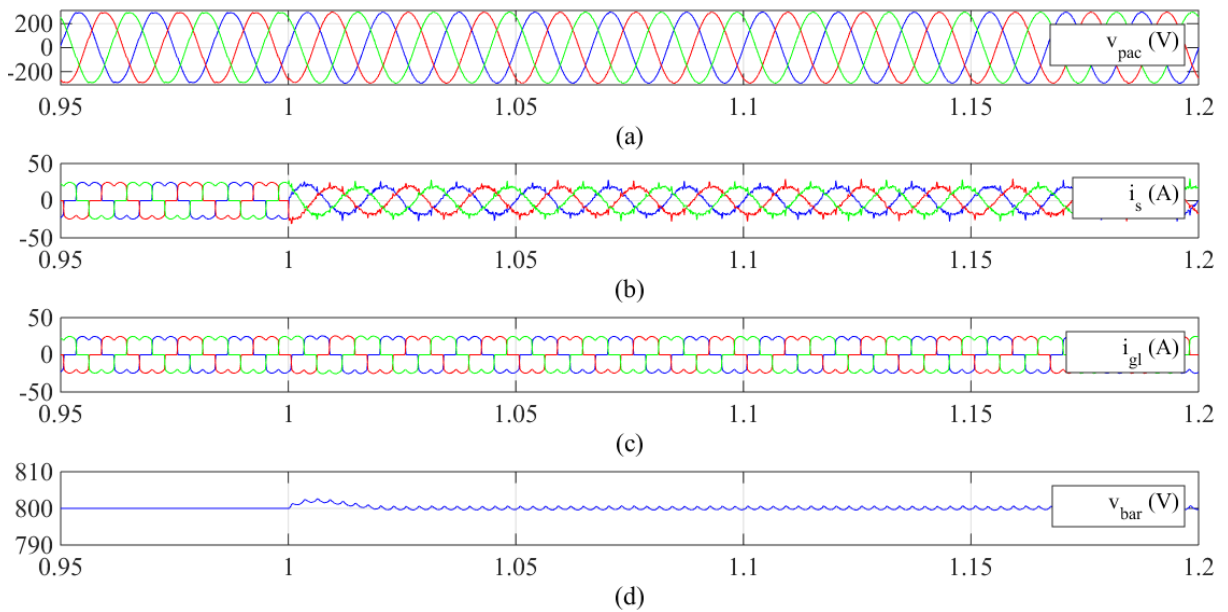
4.3 Conexão do FAPP e da GD

4.3.1 Conexão do FAPP

No primeiro intervalo da simulação a rede elétrica está alimentando uma carga trifásica não linear composta por um retificador controlado a tiristor com ângulo de disparo de 45° e impedância $Z_{l1} = 15 + s 0,02 \Omega$. A conexão dessa carga na rede elétrica, sem dispositivos de compensação, resulta em um THD de corrente de 28,2% e um FP de 0,66 no PAC.

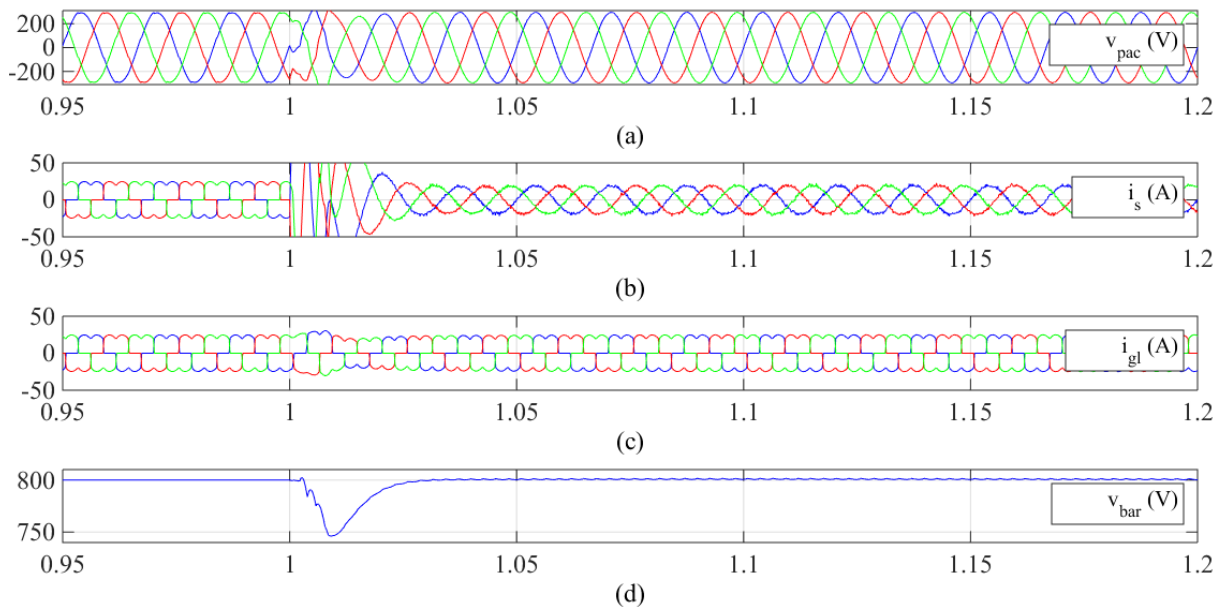
As Figuras 4.4-4.6 mostram o instante da conexão do FAPP ao PAC (1,0s), onde i_{gl} é o resultado da soma das correntes do conjunto carga-GD.

Figura 4.4 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha no conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão do FAPP (método 1).



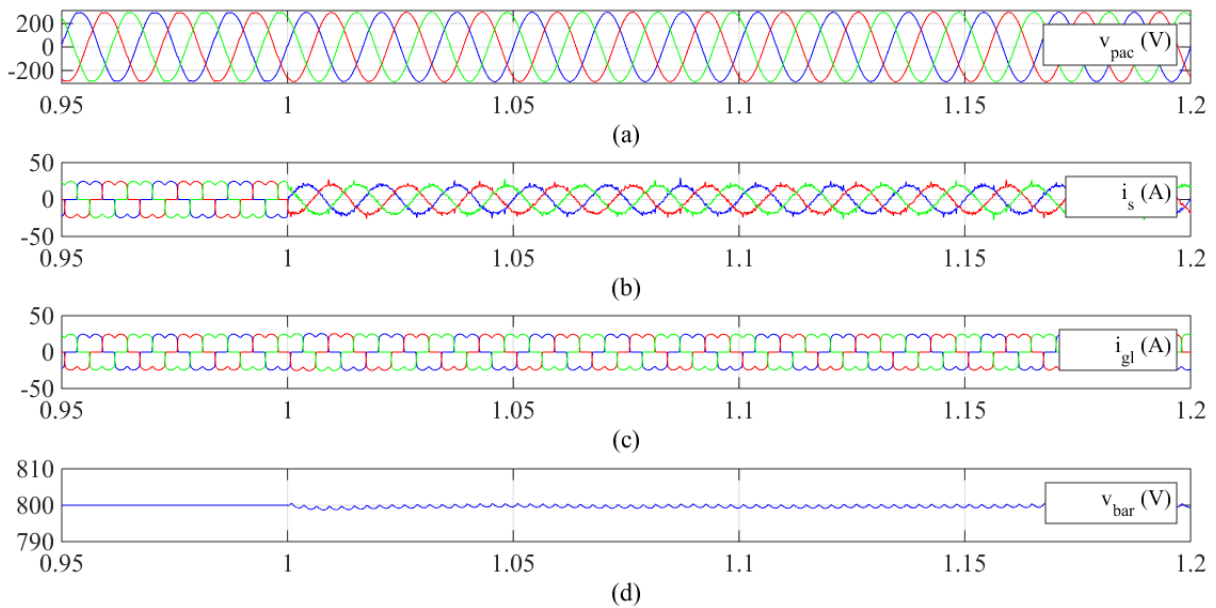
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.5 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha no conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão do FAPP (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.6 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha no conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão do FAPP (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

A conexão do FAPP com método 1 apresenta comportamento diferente das estruturas com controle indireto, métodos 2 e 3. Enquanto que essas notam a conexão do FAPP ao sistema elétrico de potência com uma redução no nível de tensão no barramento CC, aquela sente um leve aumento na tensão do barramento CC.

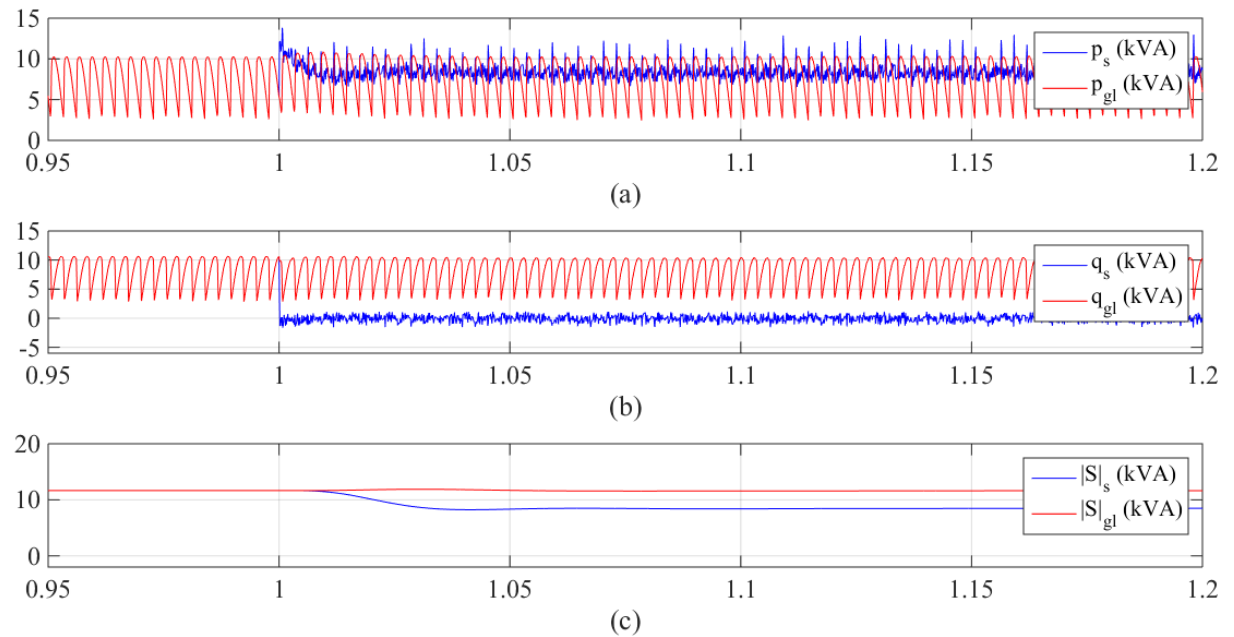
O transitório da conexão do FAPP com método 2 provoca uma redução de pouco mais de 50V na tensão do barramento CC. Essa variação atua diretamente sobre o desempenho do controle de corrente no filtro, provocando valores elevados de corrente pela rede elétrica.

Em todos os casos, após o transitório, o desempenho do FAPP permite com que a rede elétrica forneça uma corrente senoidal.

A dinâmica do sistema de controle garante com que, após o transitório, a tensão do barramento CC seja mantida com um *ripple* abaixo de 1%, com o método 2 apresentando uma dinâmica mais lenta dentre os métodos levando em torno de 30ms para estabilizar. Além disso, houve melhora no THD da tensão no PAC, que diminuiu de 1,92% para valores abaixo de 0,5%, resultado da considerável redução das harmônicas de corrente sobre a impedância da rede elétrica, cuja reatância indutiva ($X_l = 2\pi fL$) é proporcional à frequência.

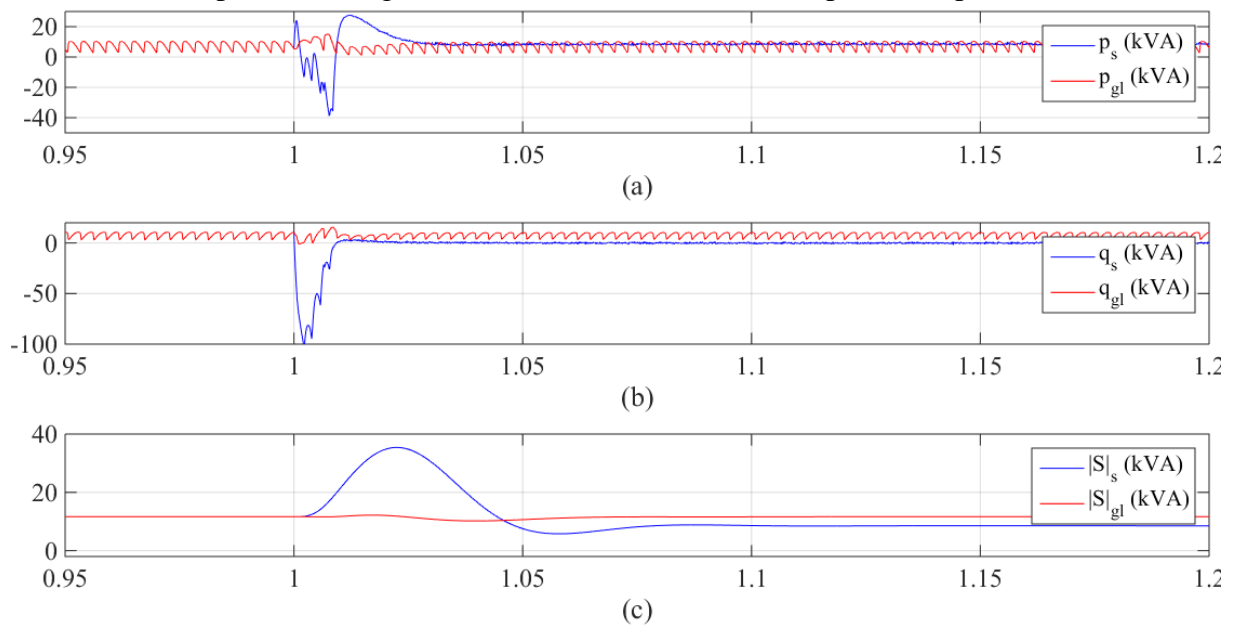
As Figuras 4.7-4.9 apresentam as potências instantâneas real e imaginária, e o módulo da potência aparente na rede e no conjunto carga-GD no instante de conexão do FAPP. No tempo anterior ao instante 1s as potências da rede e no conjunto carga-GD são idênticas e se sobrepõem.

Figura 4.7 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).



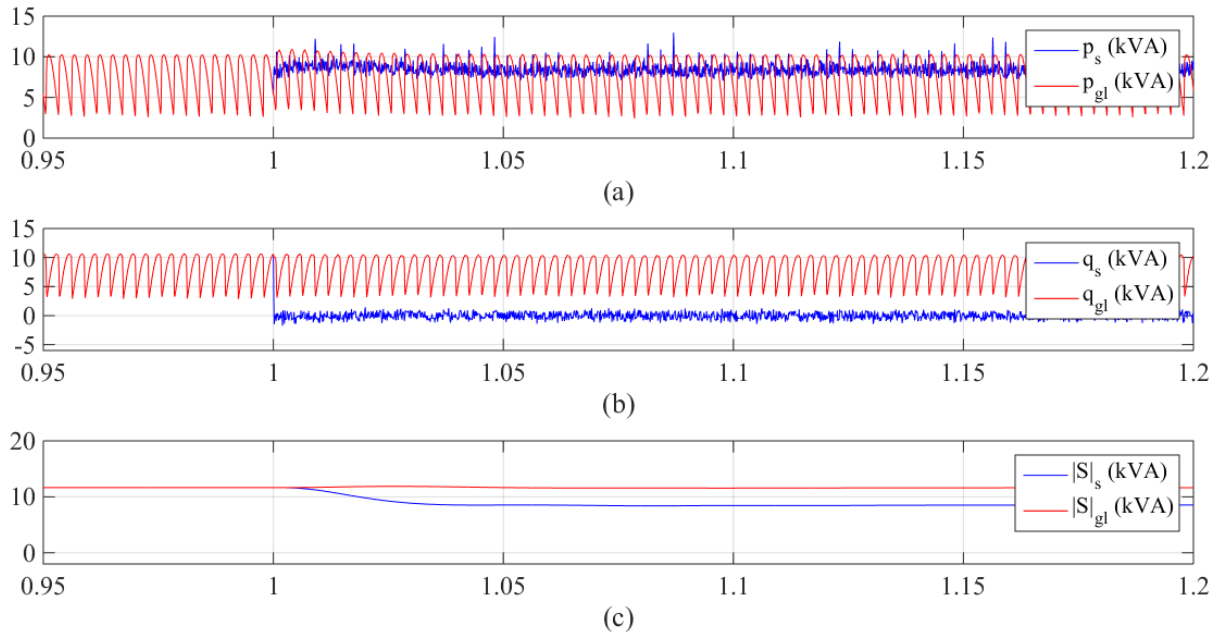
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.8 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.9 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).



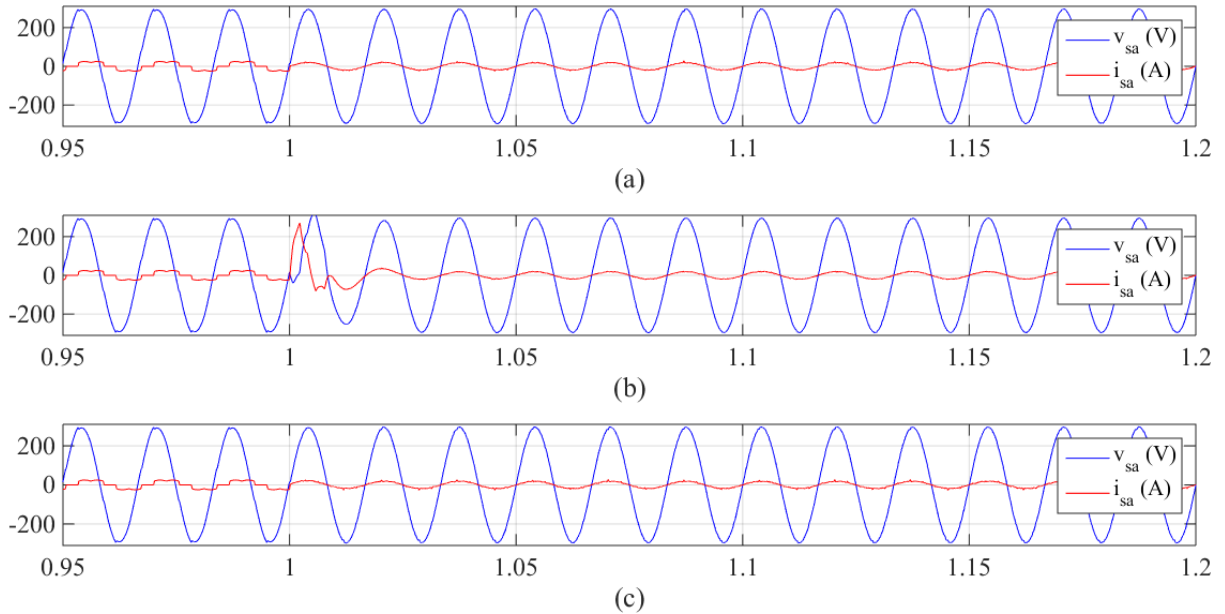
Fonte: Elaborada pelo autor.

A variação na tensão do barramento CC no método 2, provoca transitórios elevados de potência pelo sistema elétrico. Como essa potência não é fornecida à carga ele deverá circular pelo FAPP o que pode provocar queima no equipamento sendo necessário, portanto, o superdimensionamento dos elementos do conversor VSI e ajustes em sua proteção, o que tornaria o projeto mais caro sendo mais viável a aplicação do método 3 que atende melhor diante do transitório da entrada do FAPP.

As distorções nas correntes e tensões no PAC afetam diretamente as potências instantâneas na rede. Antes da conexão do FAPP, os perfis p_s e q_s são consideravelmente oscilantes. Após isso, o comportamento oscilante é praticamente eliminado devido à compensação harmônica. Há um leve aumento na potência ativa na rede, resultado da operação e consumo da potência \bar{p}_f pelos elementos passivos do FAPP.

A componente da potência imaginária instantânea média, \bar{q}_s , é reduzida a zero, resultado da compensação reativa, que provoca uma redução no deslocamento angular entre a tensão de fase no PAC e sua respectiva corrente de linha na rede, Figura 4.10. Assim, a rede passa a fornecer menos potência aparente à carga, resultado da compensação do FAPP que reduz o fluxo de potência reativa e de harmônicos pela rede elétrica.

Figura 4.10 – Tensão de fase no PAC e corrente de linha na rede: (a) método 1; (b) método 2; (c) método 3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 4.4 apresenta um resumo do desempenho do FAPP com o sistema elétrico alimentando uma carga não-linear. Embora o FAPP não atue diretamente sobre as harmônicas das tensões no PAC, é interessante verificar a influência da compensação harmônica de corrente sobre elas.

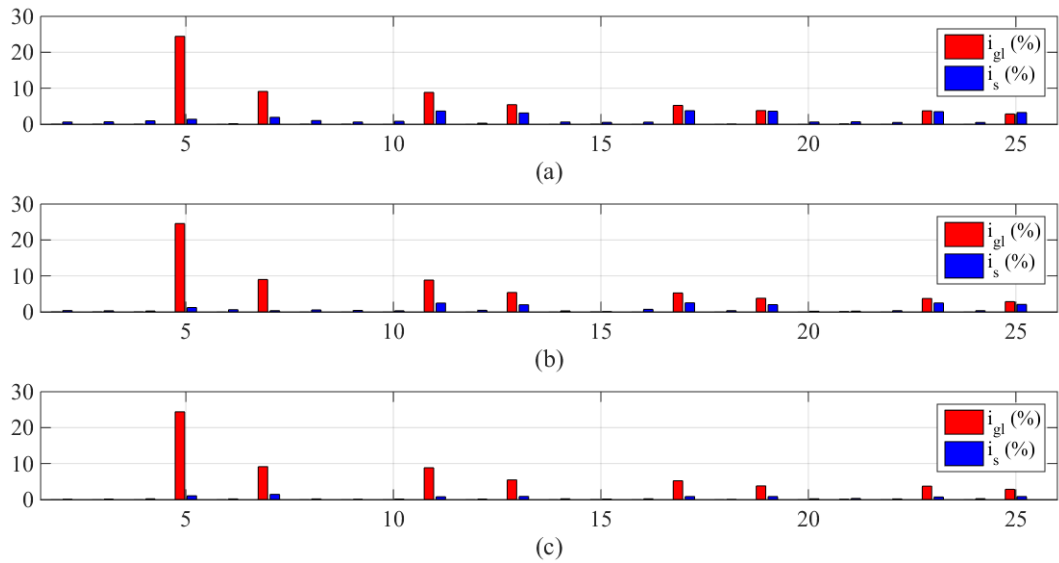
Tabela 4.4 – Resumo do desempenho do FAPP com o sistema elétrico alimentando uma carga não linear.

Estrutura	$THD_i(\%)$	$THD_v(\%)$	$\Delta V_{bar}(\%)$	FP
Sem compensação	28,2 %	1,92 %	-	0,66
Método 01	3,9%	0,43 %	0,34 %	0,992
Método 02	3,2%	0,28 %	6,25 %	0,997
Método 03	2,3%	0,13 %	0,14 %	0,998

Fonte: Elaborada pelo autor.

A compensação harmônica realizada pelo filtro, em termos das harmônicas individuais, pode ser visualizada na Figura 4.11 que apresenta o espectro de frequência até a 25ª harmônica para as correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 1,5s. Para melhorar a visualização dos harmônicos foi suprimida a componente fundamental.

Figura 4.11 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 1,5 s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.

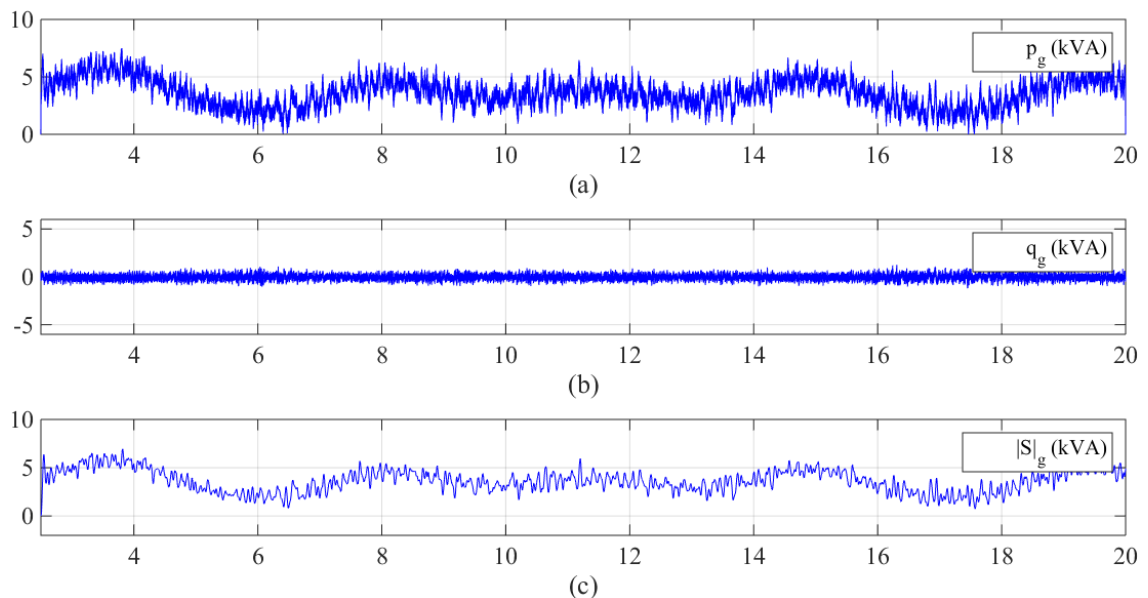


Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3.2 Conexão da GD

A Figura 4.12 mostra as potências real e imaginária fornecidas pela GD. O sistema de controle do GIDA é realizado de forma a reduzir o fornecimento de potência reativa e harmônica pelo gerador. A ondulação em baixa frequência no perfil da potência p_g é reflexo do comportamento aleatório do vento.

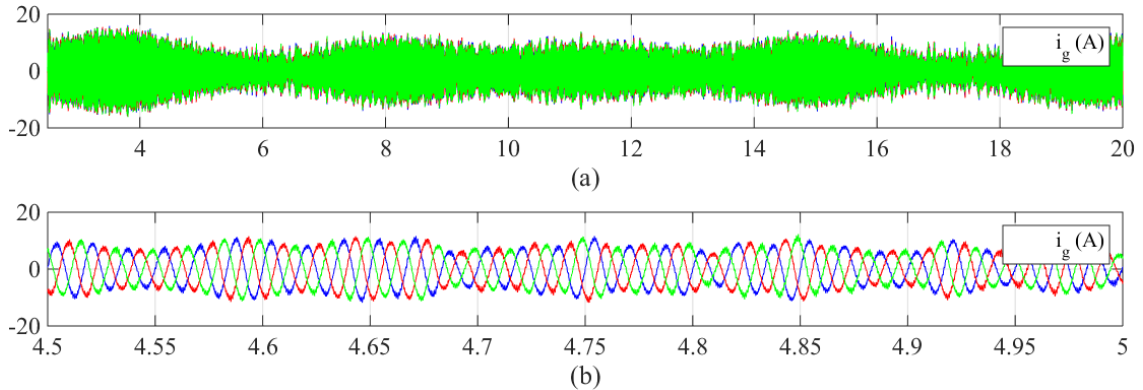
Figura 4.12 – Potências instantâneas na geração eólica distribuída: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A ondulação em baixa frequência de p_g implica na variação do nível de potência ativa injetada pelo gerador no PAC, o que resulta na injeção de corrente com amplitude variável, Figura 4.13.

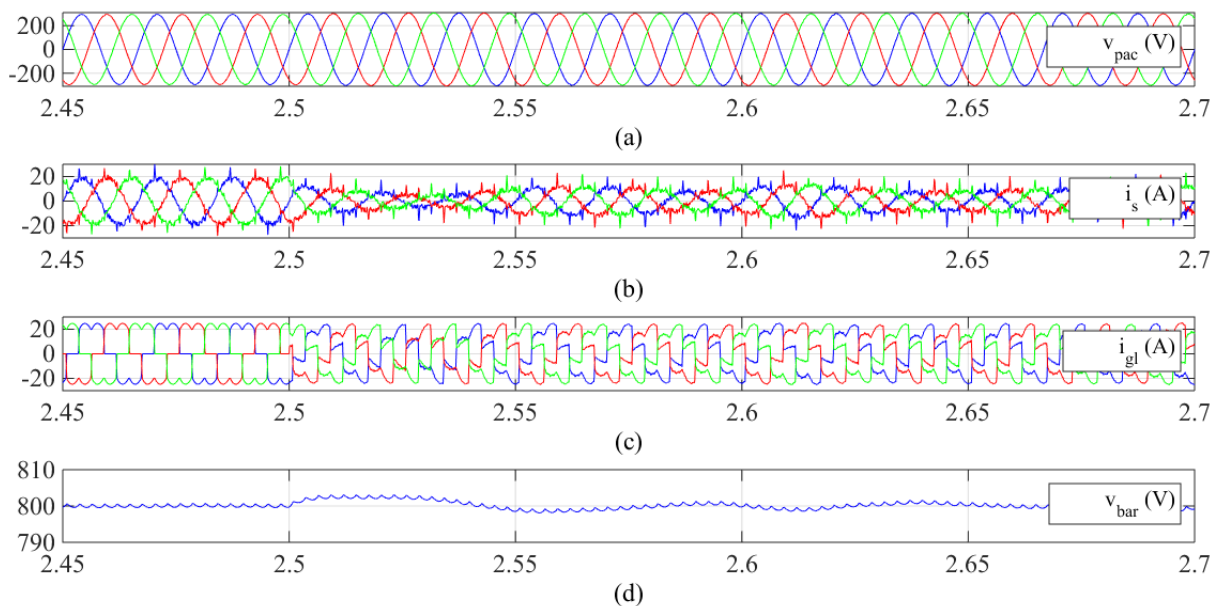
Figura 4.13 – Corrente fornecida pela GD no PAC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

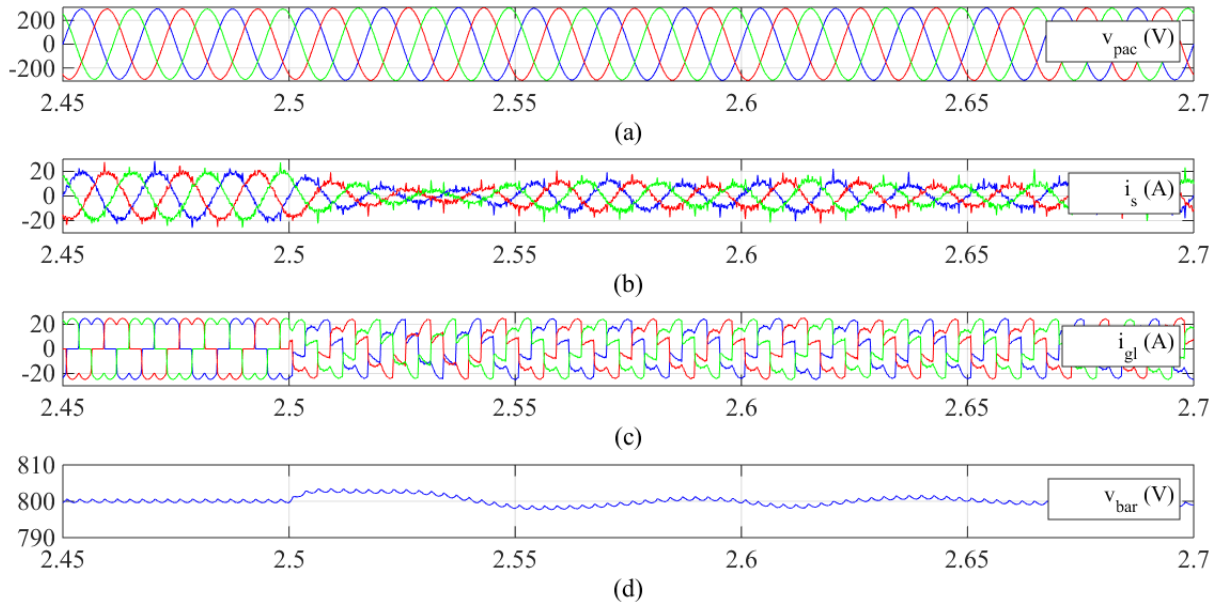
Nas Figuras 4.14-4.16 é possível observar as formas de onda das correntes no conjunto carga-GD, i_{gl} . A inserção da corrente do gerador faz com que haja um aumento sobre as componentes harmônicas a serem compensadas, que passa a ter um THD de até 38%. Além disso, o conjunto de carga-GD apresenta um FP em torno de 0,472.

Figura 4.14 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha do conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão da GD (método 1).



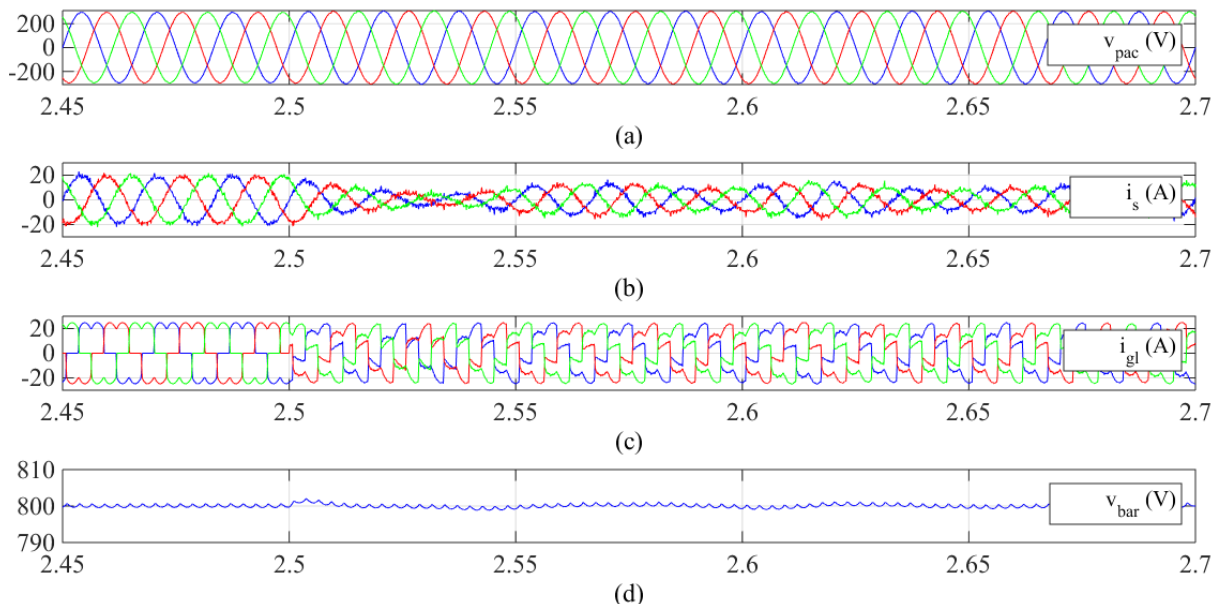
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.15 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha do conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão da GD (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.16 – (a) Tensões de fase no PAC, (b) correntes de linha na rede, (c) correntes de linha do conjunto carga-GD e (d) tensão no barramento CC do FAPP no momento da conexão da GD (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

O controle do FAPP consegue estabilizar o transitório causado pela variação da carga em pouco tempo. A menor ondulação de tensão no barramento CC e consequente estabilidade e compensação do FAPP ocorre no método 3.

Conforme pode-se notar, durante o transitório da entrada da GD há um aumento na potência fornecida ao PAC acima do requerido pela carga. Esse excesso é sentido pelo FAPP ocasionando um aumento da tensão em seu barramento CC.

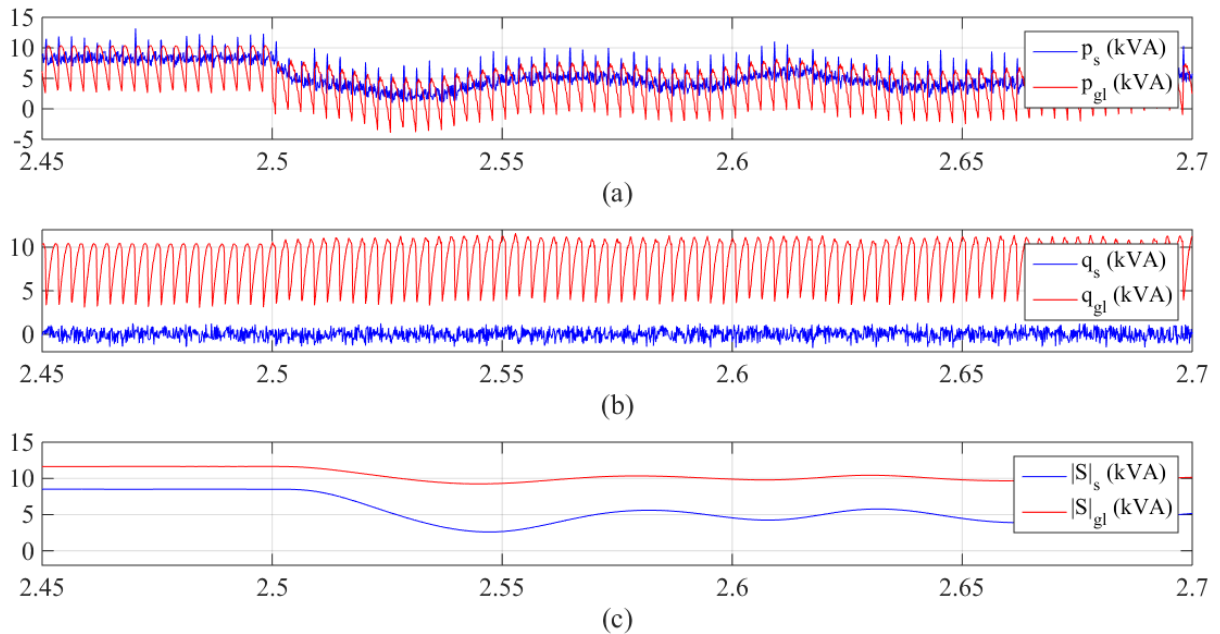
A conexão da GD causa uma redução na componente média da potência instantânea real da rede \bar{p}_s . Há, no entanto, um aumento na componente oscilante \tilde{p}_{gl} , resultando no aumento do fluxo de potência real pelo barramento CC, requerendo maior esforço e robustez dos controladores.

As Figuras 4.17-4.19 apresentam as potências após a conexão da GD.

O perfil oscilante em baixa frequência da potência do conjunto carga-GD é acompanhado pela rede elétrica, uma vez que o FAPP não realiza compensação de potência ativa. Para isso seria necessário um elemento com armazenamento de energia maior que o capacitor do barramento CC.

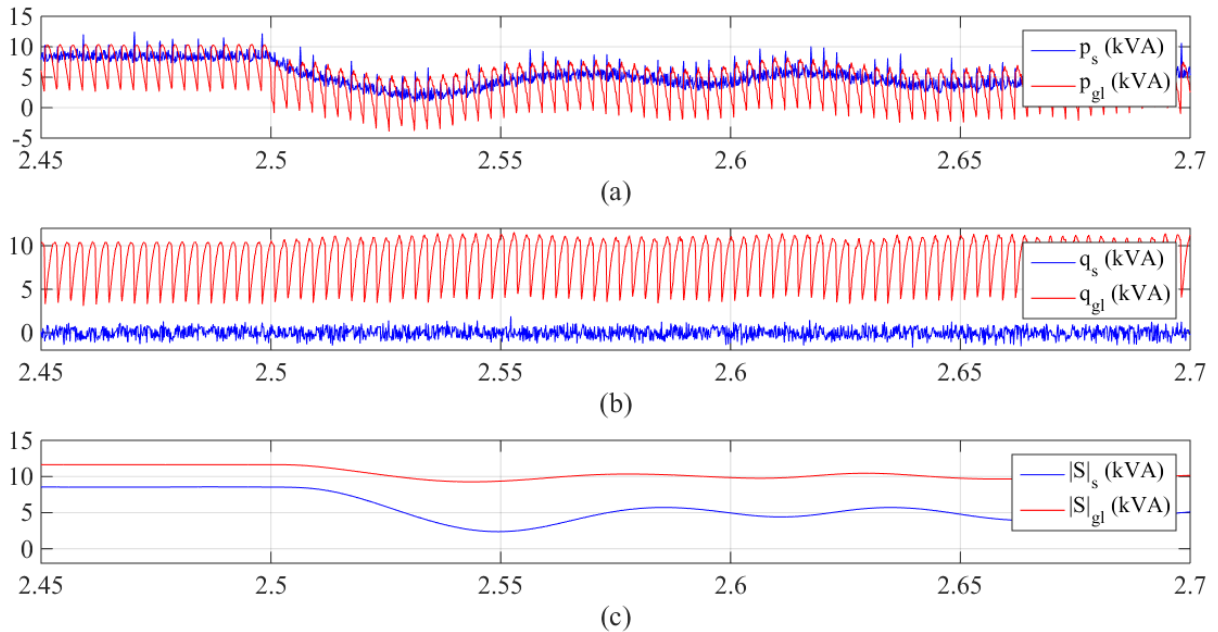
A potência p_s no método 3 apresenta menor ruído em relação aos demais, reflexo da melhor compensação harmônica de corrente. O módulo da potência aparente não é mais constante e o aumento de sua diferença entre ao módulo da potência aparente do conjunto carga-GD se dá pelo aumento da compensação realizada pelo filtro.

Figura 4.17 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).



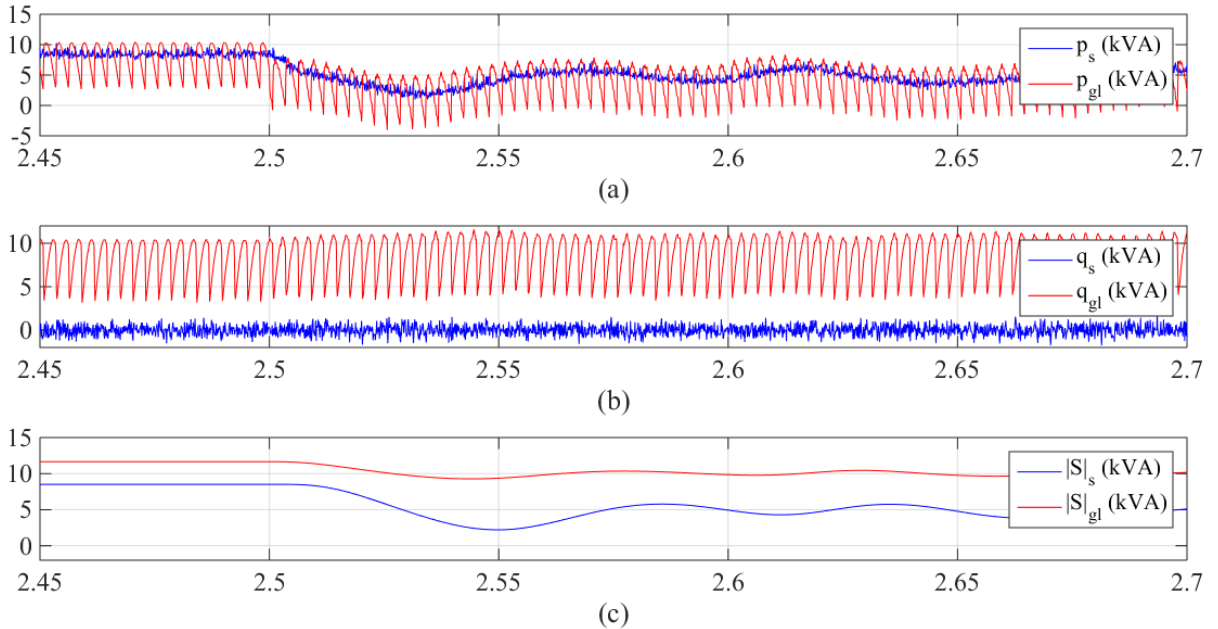
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.18 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.19 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a conexão da GD ocorre um aumento na distorção harmônica na rede, Tabela 4.5, com elevação das harmônicas de ordem superior, Figura 4.20. Esse aumento na característica harmônica resulta no aumento da distorção de corrente e tensão no PAC. A amplificação dos harmônicos de alta ordem, no entanto, não influencia muito o THD de tensão,

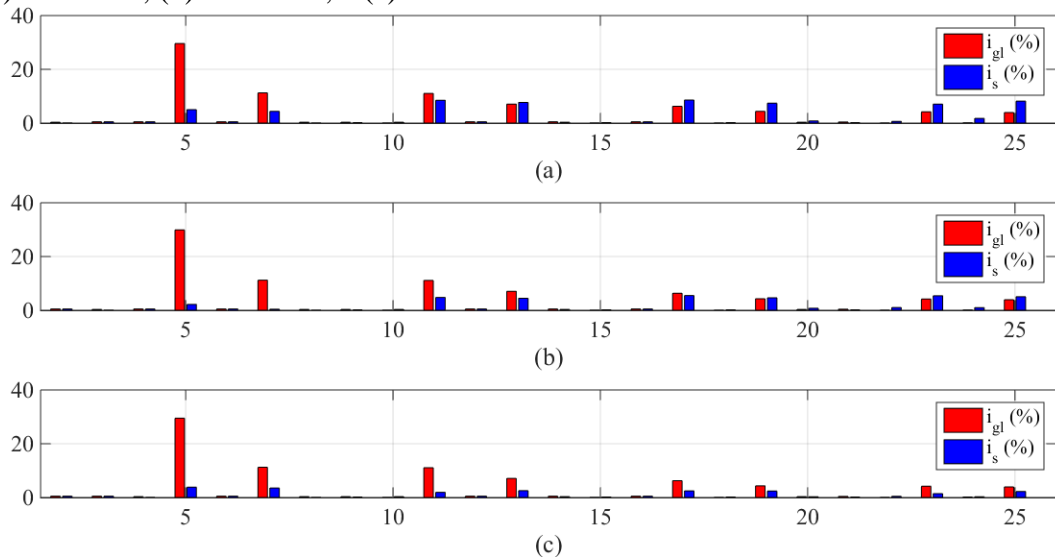
pois o seu aumento relativo é menor que a redução sobre as harmônicas de baixa ordem, principalmente sobre a 5^a, 7^a e 11^a.

Tabela 4.5 – Desempenho do FAPP após a conexão da GD.

Estrutura	THD_i	THD_v	ΔV_{bar}	FP
Sem compensação	36 %	-	-	0,452
Método 01	11 %	0,8 %	0,5 %	0,958
Método 02	8 %	1.1 %	0,37 %	0,967
Método 03	6 %	0,5 %	0,25 %	0,976

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.20 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 4s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A operação do FAPP também pode provocar distorções nas tensões no PAC. Como o FAPP atua principalmente sobre harmônicas de baixa ordem, no caso desse trabalho em harmônicas até 25^a, sua operação pode resultar no aumento da amplitude de harmônicas de alta ordem resultando no aumento das distorções nas tensões no PAC. Esse impacto é reduzido pelo filtro RLC inserido na saída do FAPP.

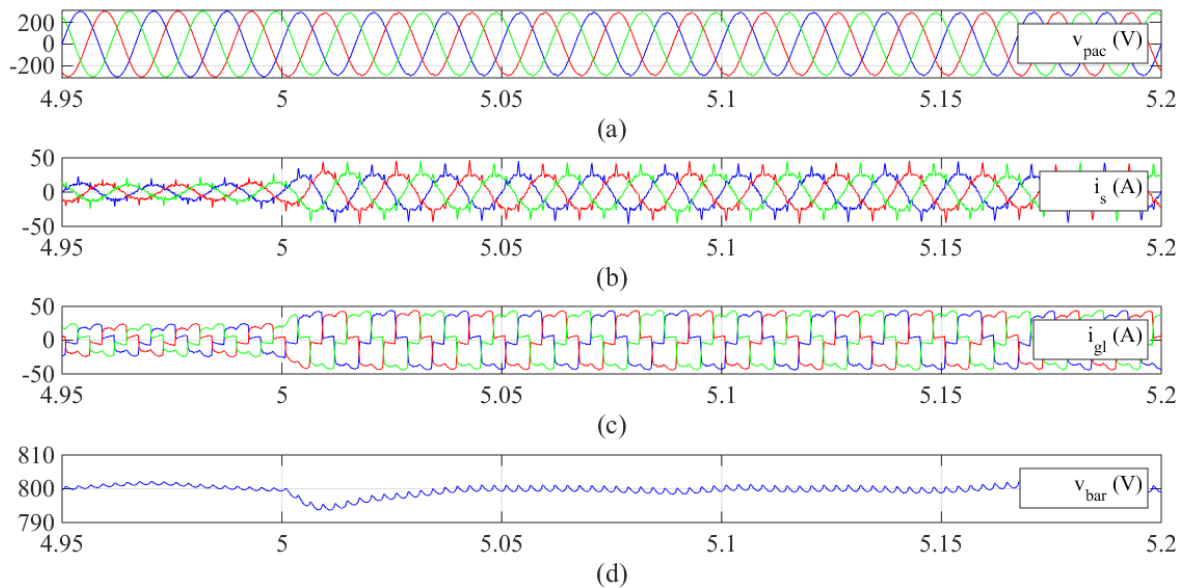
Um ponto interessante na compensação pelo método 1 é o fato de o controle, para a obtenção das potências de referência, precisar realizar a filtragem dos sinais que precisa compensar. Essa filtragem não é ideal, e a aplicação do filtro, no caso um filtro passa baixa para a filtragem das potências medidas no conjunto carga-GD, pode resultar em sinais que apresentam pequenas ondulações. Além do mais, o filtro introduz atraso no sistema de controle o que afeta a qualidade da compensação, que pode ser notado nas distorções mais acentuadas sobre os sinais de corrente no método 1.

4.4 Variação de Carga

4.3.2 Variação da impedância da carga trifásica não linear

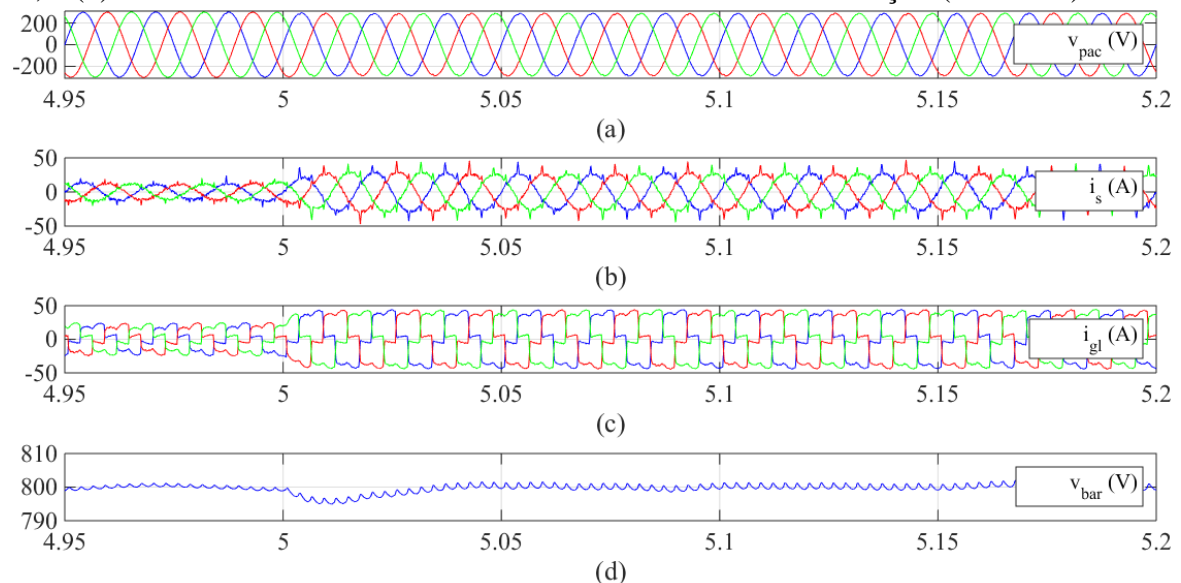
As Figuras 4.21-4.23 mostram o comportamento do sistema após a alteração da impedância na carga trifásica de $Z_{l1} = 15 + s 0,02 \Omega$ para $Z_{l2} = 7,5 + s 0,02 \Omega$, intervalo 4.

Figura 4.21 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 4 da simulação (método 1).



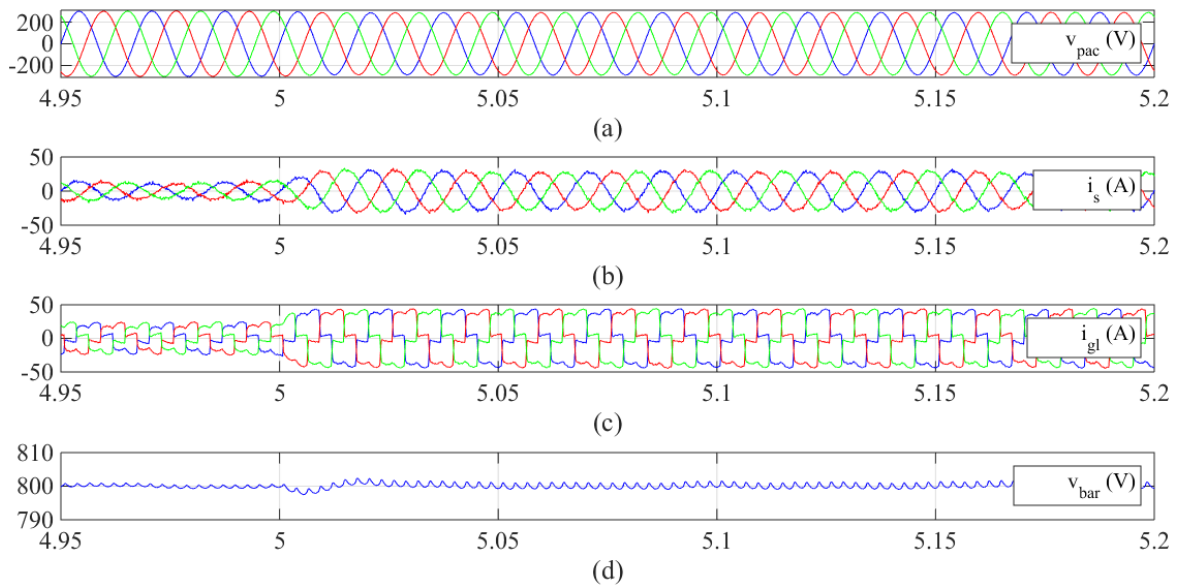
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.22 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 4 da simulação (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

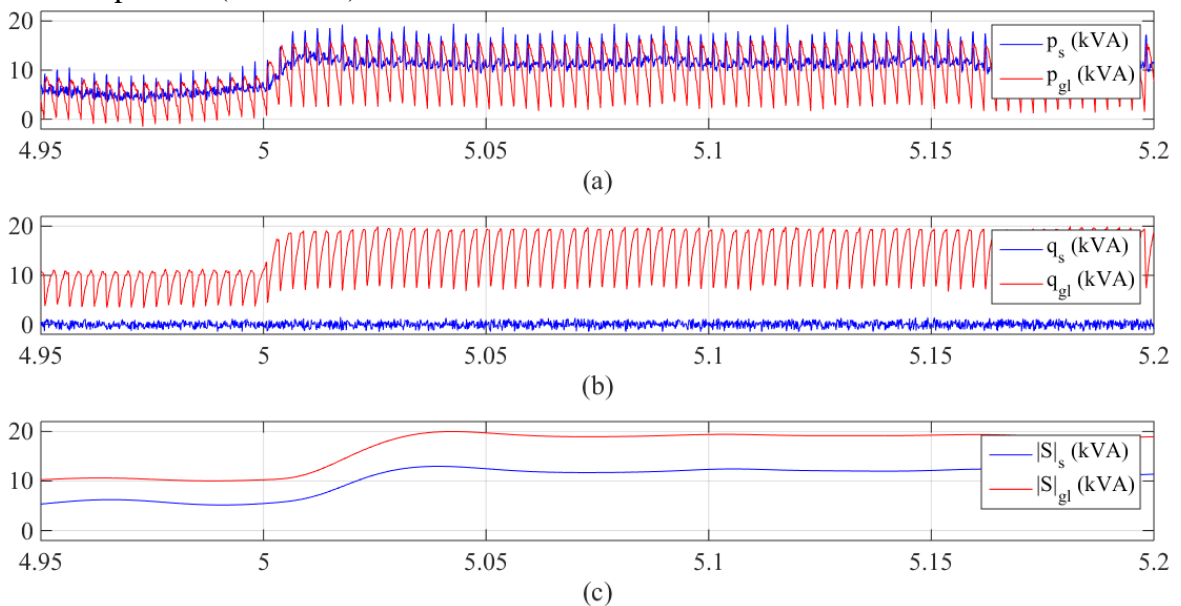
Figura 4.23 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 4 da simulação (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

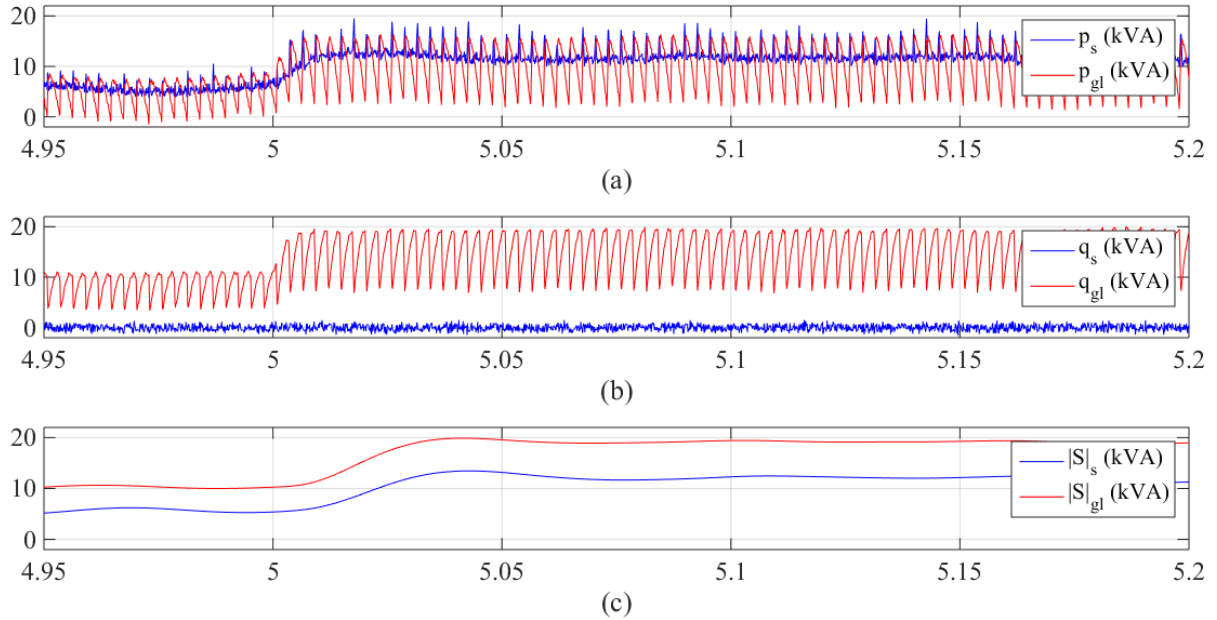
Esta mudança na carga trifásica resulta no aumento das componentes média e oscilante das potências instantâneas do conjunto carga-GD, Figuras 4.24-4.26. Ainda assim, a compensação realizada pelo FAPP garante que não haja mudanças significativas sobre fluxo de potência não ativa pela rede.

Figura 4.24 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 4 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).



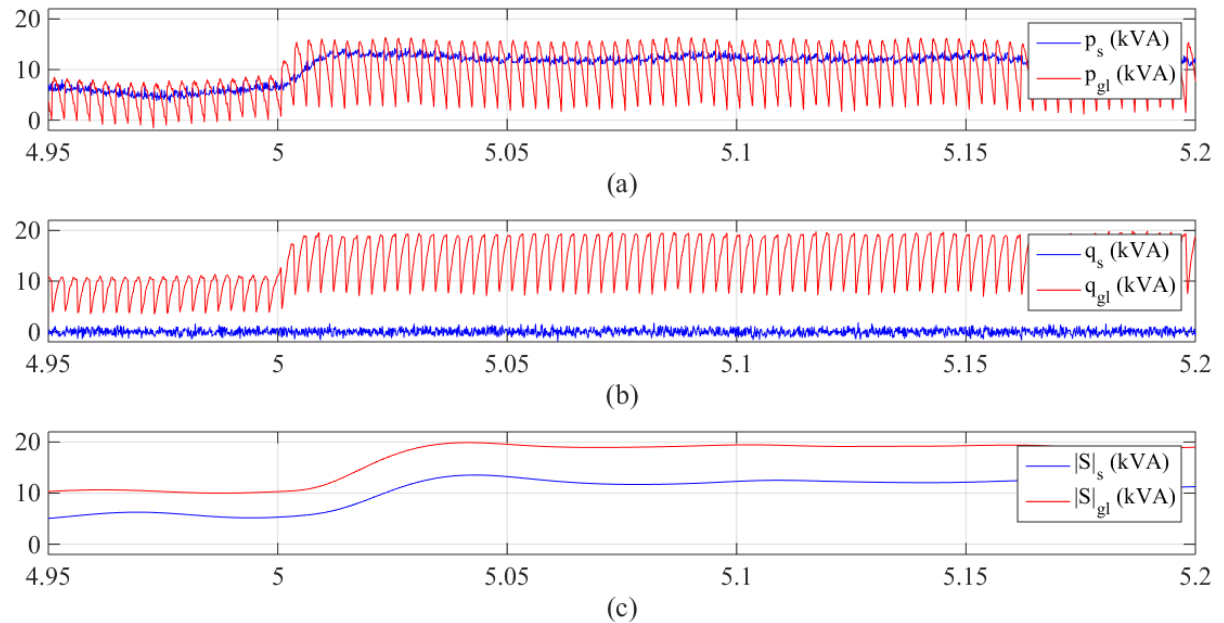
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.25 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 4 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.26 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 4 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 4.6 apresenta um resumo do desempenho do FAPP com a mudança de carga no intervalo 4.

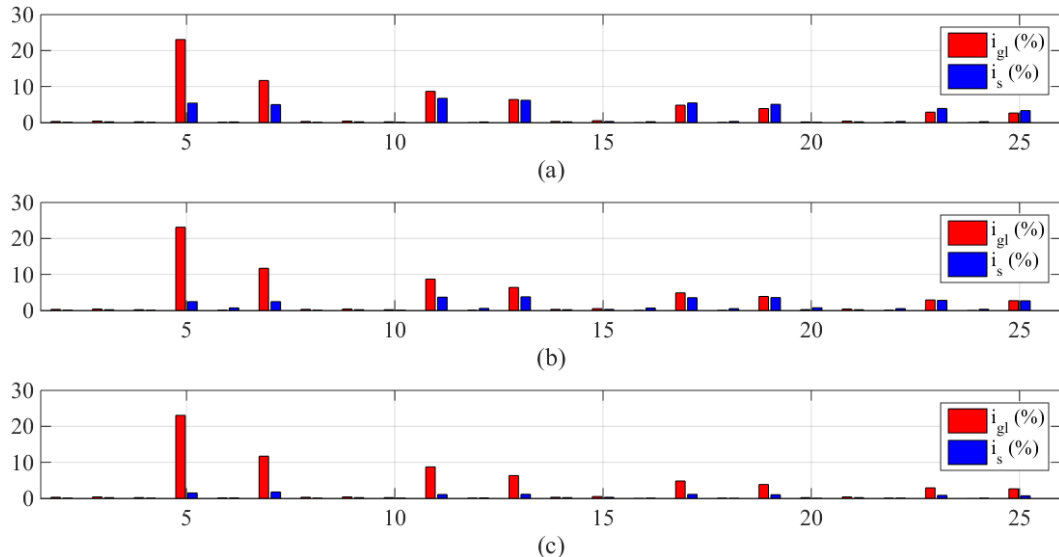
Tabela 4.6 – Desempenho do FAPP após a variação de carga no intervalo 4.

Estrutura	THD_i	THD_v	ΔV_{bar}	FP
Sem compensação	29,5 %	-	-	0,57
Método 01	10,2 %	1,8 %	0,63 %	0,987
Método 02	6,8 %	1,3 %	0,86 %	0,992
Método 03	4,2 %	0,5 %	0,25 %	0,996

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 4.27 apresenta o espectro harmônico das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 6 s.

Figura 4.27 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 6 s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.



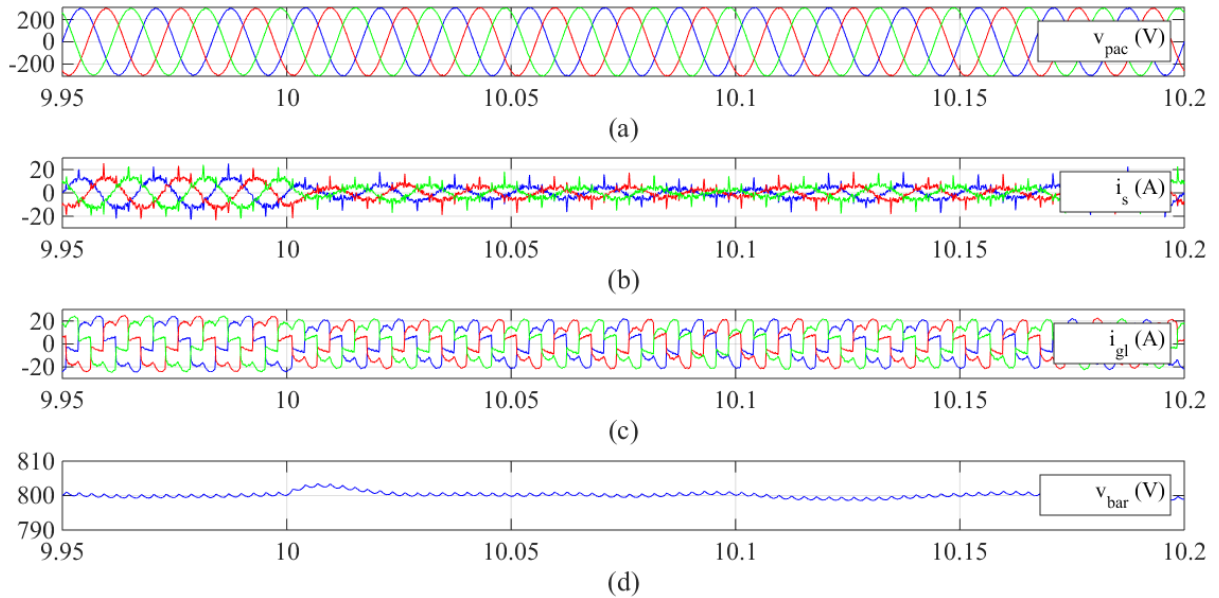
Fonte: Elaborada pelo autor.

Pode-se observar que o método 3 apresenta melhores resultados na compensação harmônica. Além de sua ação sobre as harmônicas de 5ª e 7ª ordem, seu desempenho permanece superior até a 25ª ordem, onde os métodos 1 e 2 têm sua capacidade de compensação reduzida.

4.3.2 Variação do ângulo de disparo do retificador da carga trifásica não linear

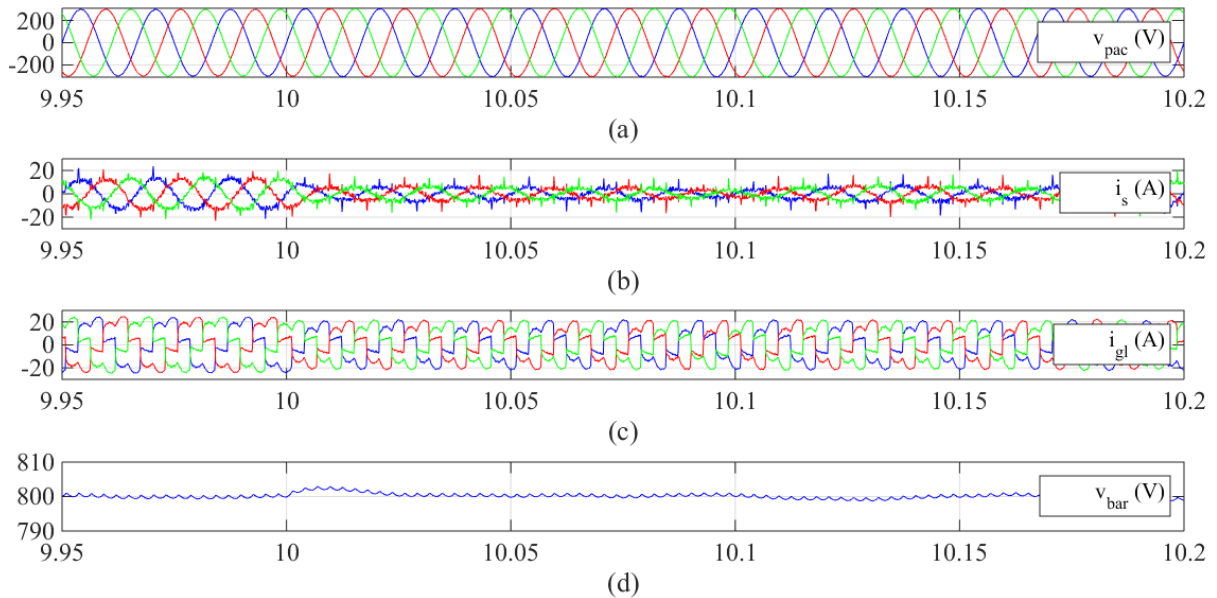
No intervalo 6 ocorre uma nova mudança na carga relacionada à variação do ângulo de disparo nos tiristores do retificador trifásico que é modificado, a partir de uma variação em degrau, de 45° para 55°.

Figura 4.28 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 6 da simulação (método 1).



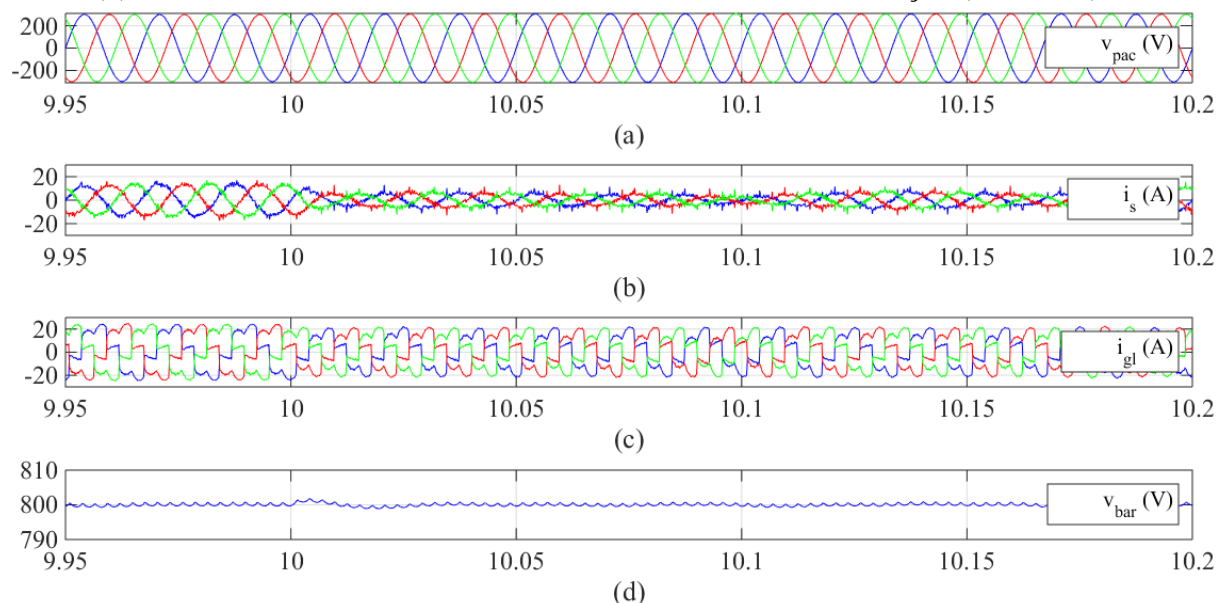
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.29 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 6 da simulação (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

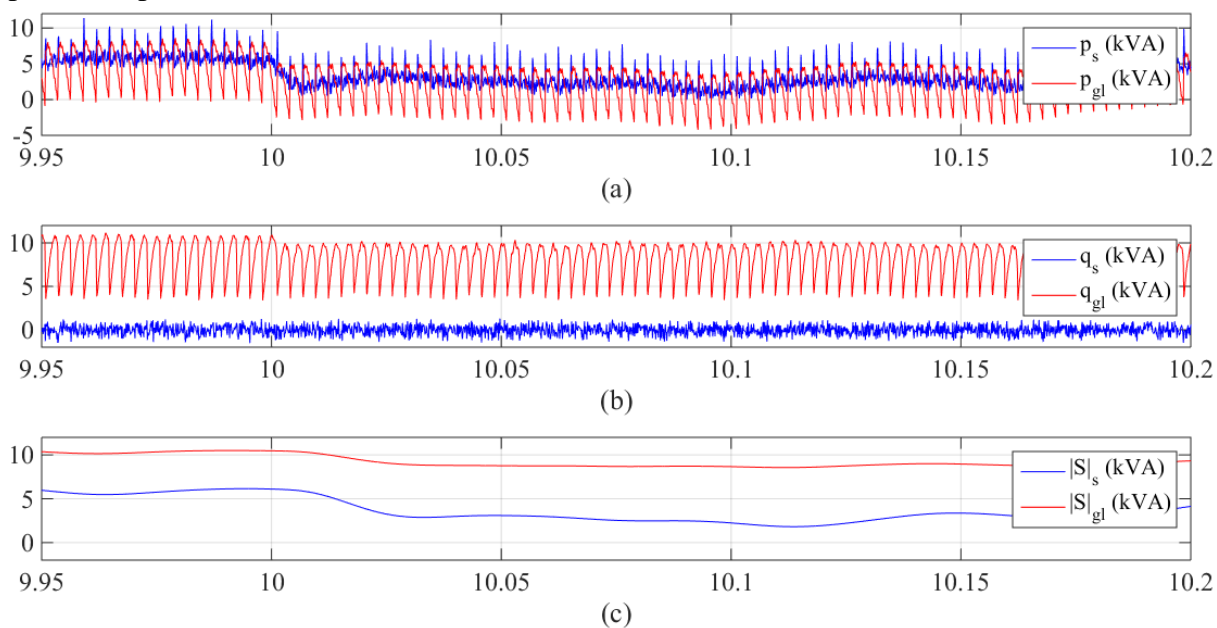
Figura 4.30 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 6 da simulação (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

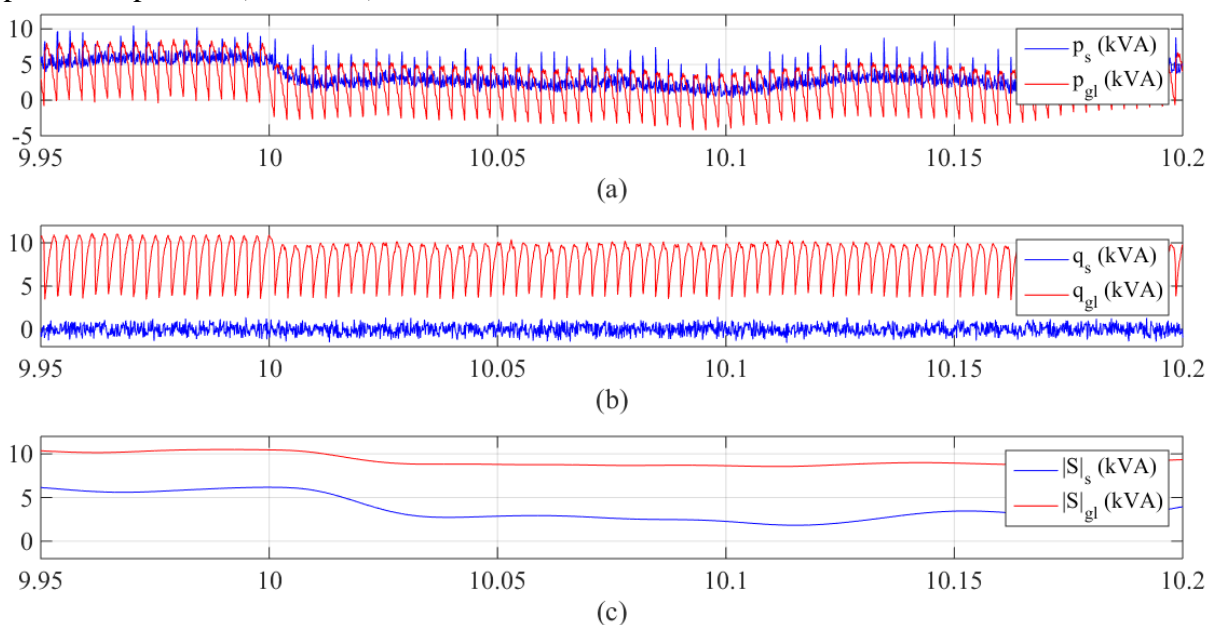
O aumento do ângulo de disparo resulta em uma diminuição no consumo de potência ativa pela carga. Embora haja uma diminuição em \bar{p}_l , a componente \tilde{p}_l e a potência imaginária q_l apresentam pouca variação.

Figura 4.31 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 6 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).



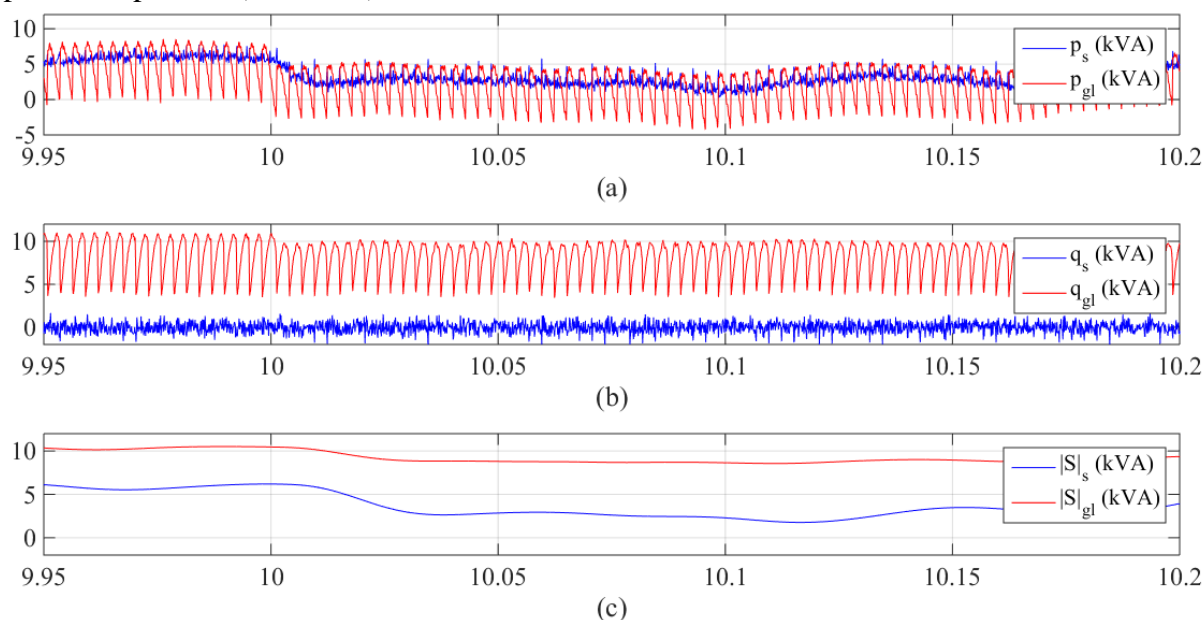
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.32 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 6 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.33 – Potências instantâneas na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 6 da simulação: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

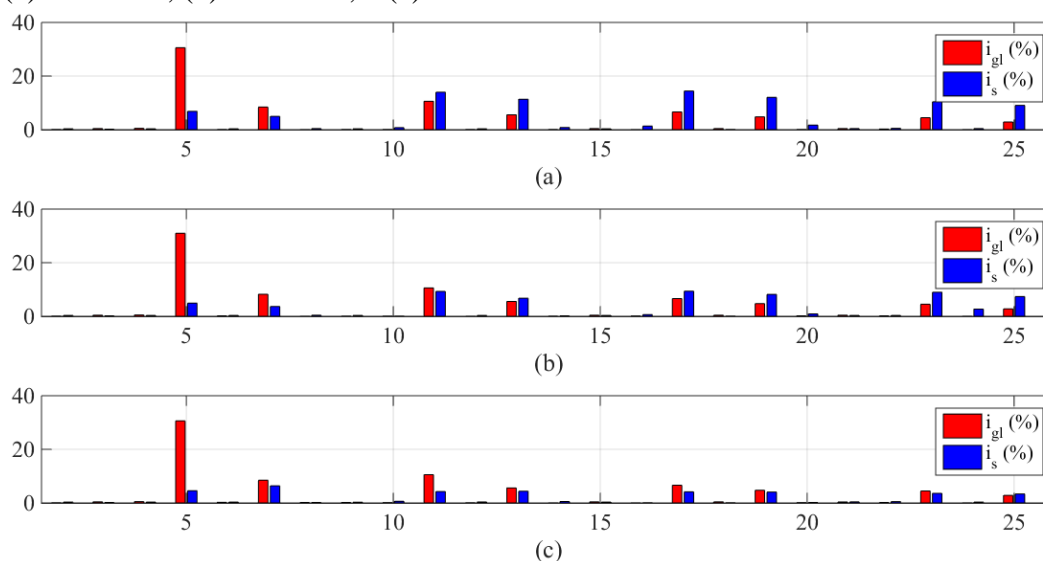
Nesta condição de operação ocorre a pior compensação realizada pelo FAPP, conforme pode ser visto na Tabela 4.7 e Figura 4.34.

Tabela 4.7 – Desempenho do FAPP após a variação de carga no intervalo 6.

Estrutura	THD_i	THD_v	ΔV_{bar}	FP
Sem compensação	35 %	-	-	0,32
Método 01	15 %	2,2 %	0,38 %	0,92
Método 02	12,5 %	1,7 %	0,5 %	0,938
Método 03	10 %	1,2 %	0,25 %	0,942

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.34 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 12 s: (a) método 1; (b) método 2; e (c) método 3.



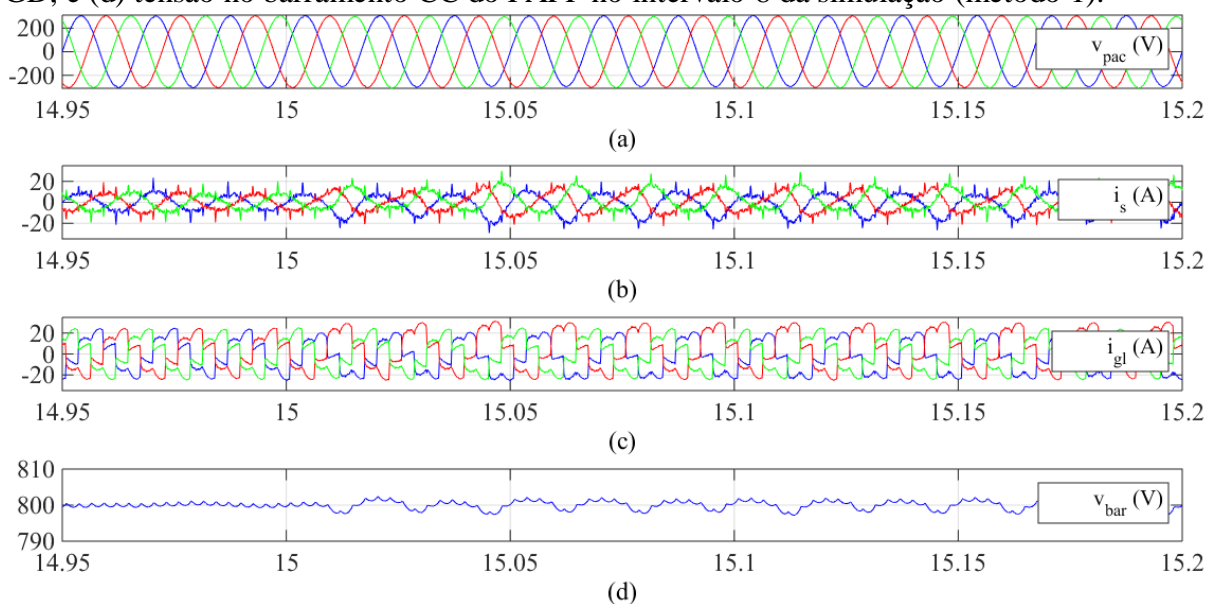
Fonte: Elaborada pelo autor.

A redução na capacidade de compensação do FAPP coincide com a diminuição da potência ativa consumida pela carga.

4.3.2 Desbalanceamento da carga

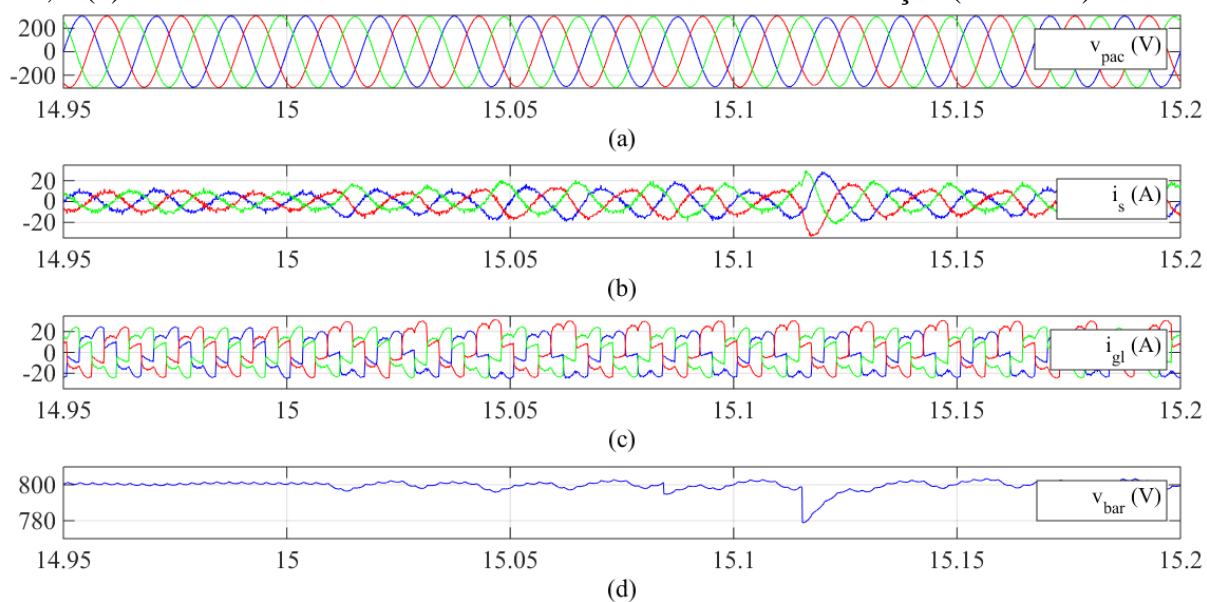
Para avaliar o desempenho dos controladores na compensação do desbalanceamento de corrente, no intervalo 8, um retificador monofásico a diodo é conectado entre as fases a e b , alimentando uma impedância de 50Ω , resultando numa carga desbalanceada. A conexão da carga monofásica reduz a amplitude das correntes nessas fases e aplica-lhes maior distorção.

Figura 4.35 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 8 da simulação (método 1).



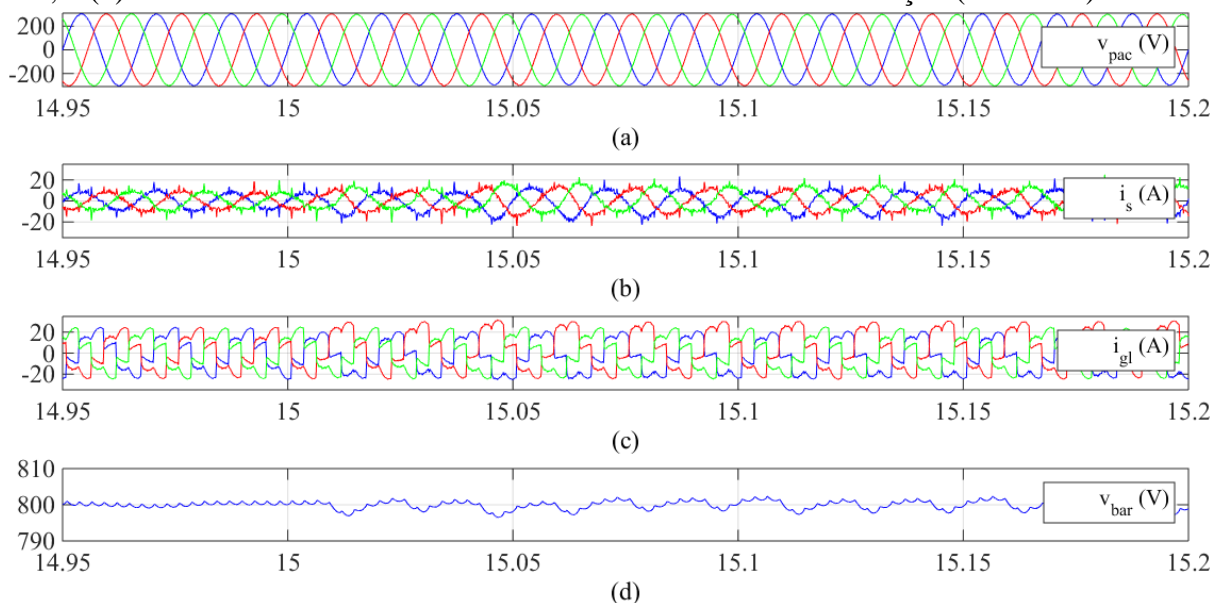
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.36 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 8 da simulação (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.37 – (a) Tensões de fase no PAC, correntes de linha (b) na rede e (c) no conjunto carga-GD, e (d) tensão no barramento CC do FAPP no intervalo 8 da simulação (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados da simulação demonstram que a compensação do FAPP consegue reduzir o desbalanceamento das correntes de linha na rede mais efetivamente com a aplicação do método 3.

Essa condição de carga implica no aumento de circulação de potência instantânea real oscilante pelo filtro e, conseqüentemente, por seu barramento CC que apresenta um *ripple* de tensão mais acentuado, efeito da potência \tilde{p}_{gl} em 120Hz proveniente do desbalanceamento na carga.

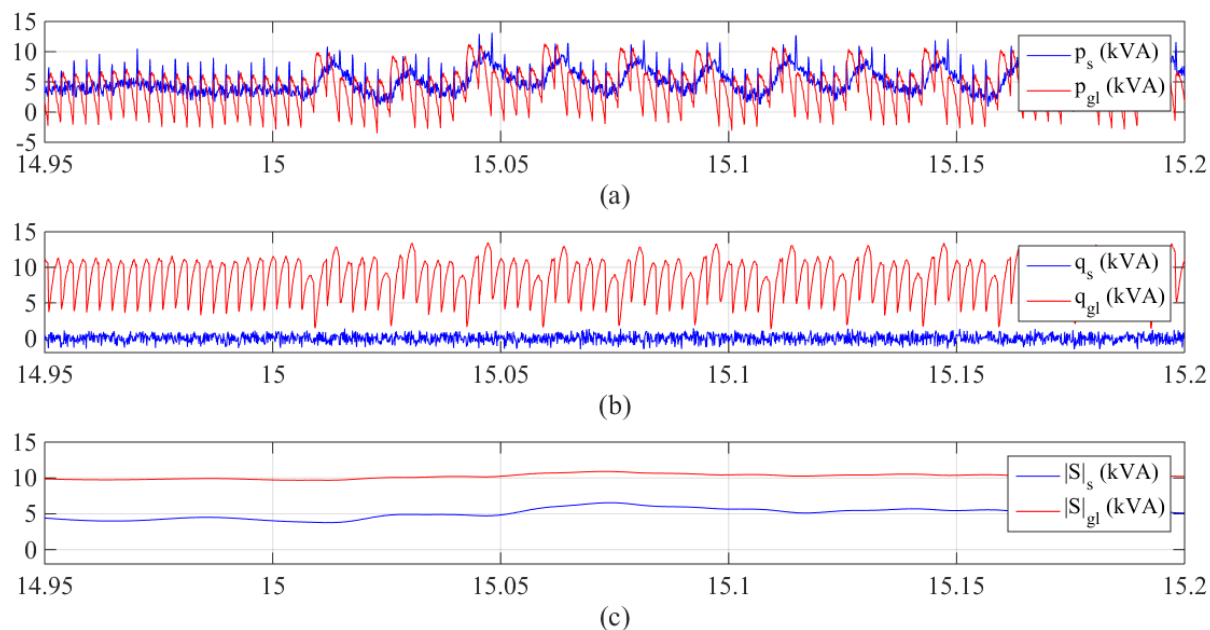
Devido a aplicação do controle baseado no balanço de potência pelo sistema, sem detecção de harmônicas, a qualidade da compensação é função do equilíbrio da tensão no barramento CC que, por apresentar aumento em sua ondulação, afeta diretamente a capacidade do FAPP de realizar a compensação do desbalanceamento de corrente na rede, que pode ainda ser notado, embora seja pouco perceptível na aplicação do método 3.

Embora haja maior redução no desbalanceamento da corrente pela aplicação do método 3, este e o método 1 apresentam desempenho equivalente quanto ao controle da tensão no barramento CC.

As Figuras 4.38-4.40 apresentam as potências instantâneas real e imaginária, e o módulo da potência aparente na rede e no conjunto carga-GD no intervalo 8 da simulação.

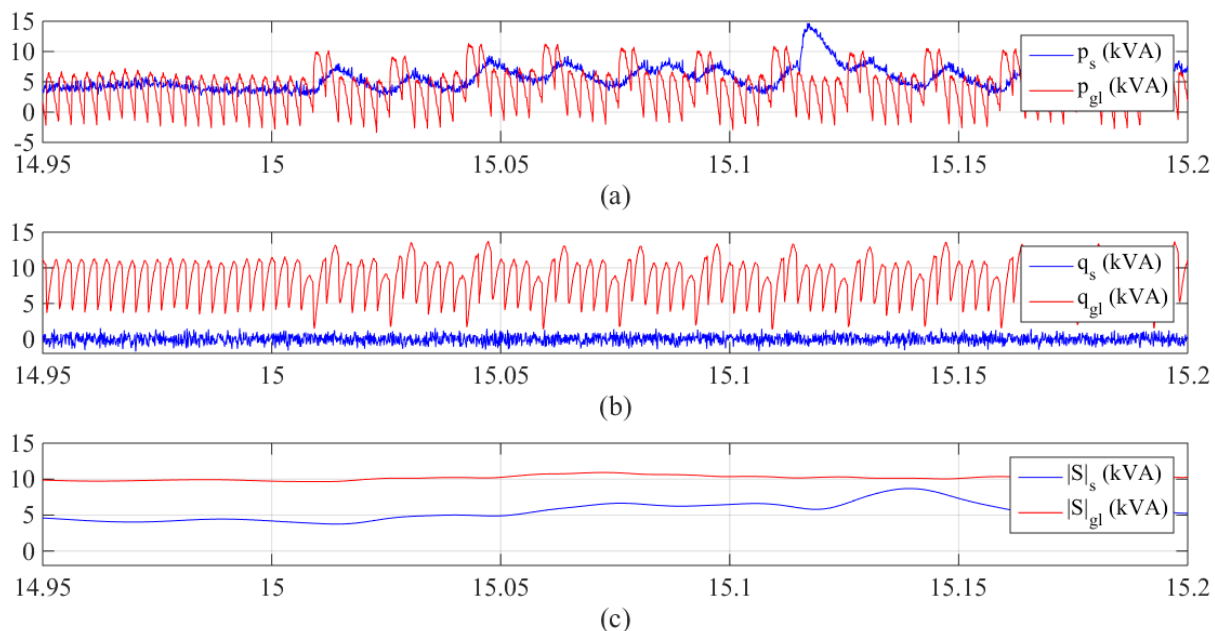
Como pode-se notar a condição de desbalanceamento provoca o aumento na ondulação das componentes de potências \tilde{p}_l e \tilde{q}_l na carga.

Figura 4.38 – Potências instantâneas na rede e no intervalo 8: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 1).



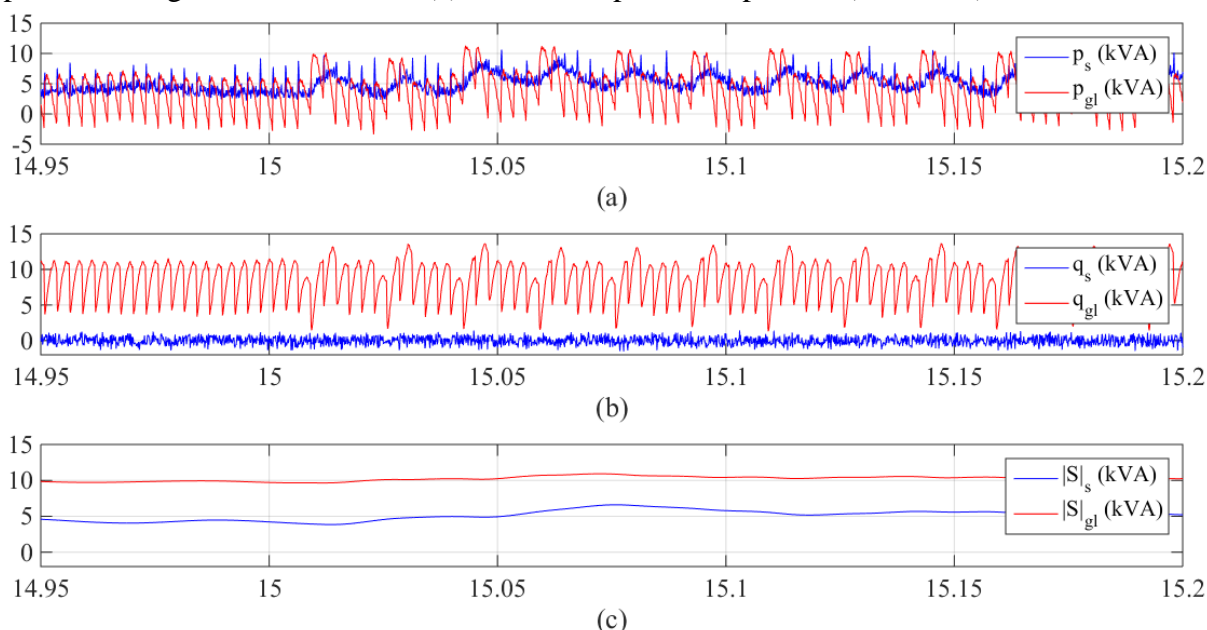
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.39 – Potências instantâneas na rede e no intervalo 8: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.40 – Potências instantâneas na rede e no intervalo 8: (a) potência real instantânea; (b) potência imaginária instantânea; (c) módulo da potência aparente (método 3).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Além de reduzir as harmônicas e a potência reativa na rede, a compensação realizada pelo FAPP, em sua ação sobre a redução do desbalanceamento de corrente, reflete diretamente sobre a diminuição na ondulação da potência instantânea real pela rede elétrica. A redução da ondulação da potência real instantânea é mais perceptível pela utilização do método 3, o que implica que o mesmo consegue compensar melhor o desbalanceamento da corrente na rede, permitindo o fornecimento mais equilibrado de potência entre as fases da rede.

Pode-se notar que o módulo da potência aparente na rede é menor e mais estável na compensação pelo método 3.

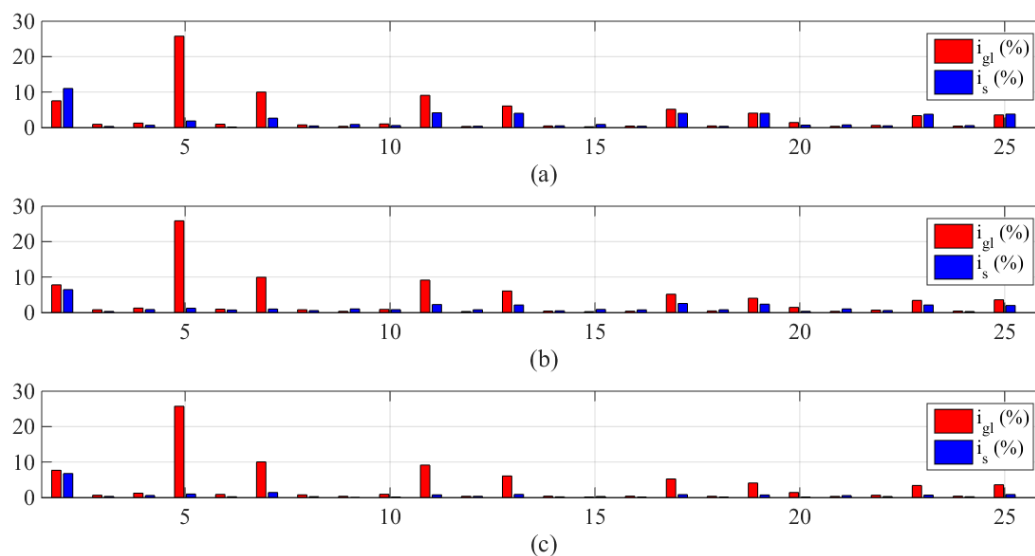
A ação do FAPP sobre a redução da variação de potência ativa devido ao desbalanceamento da carga, atua na melhoria do desempenho da GD, uma vez que oscilações na potência ativa na rede podem provocar oscilações no torque eletromagnético, aumentando a vibração no gerador.

Tabela 4.8 – Desempenho do FAPP no intervalo 8.

Estrutura	THD_i	THD_v	ΔV_{bar}	FP
Sem compensação	33 %	-	-	0,52
Método 01	12 %	2,2 %	0,38 %	0,93
Método 02	10,5 %	1,7 %	0,5 %	0,94
Método 03	6,8 %	1,2 %	0,25 %	0,95

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.41 – Espectro de frequência das correntes na rede e no conjunto carga-GD no instante 17 s.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.5 Conclusões

Nesse capítulo foram apresentados os resultados de simulação do FAPP em um sistema com carga desequilibrada não linear e GD. A partir dos resultados da simulação, observou-se que a resposta transitória e estacionária, comparando as formas de onda das tensões, correntes, potências, THD das correntes na rede e fator de potência visto pela rede no PAC, garante resultados satisfatórios indicando que o FAPP conseguiu melhorar a qualidade de energia do sistema de distribuição.

A partir dos resultados apresentados, da comparação entre as três estruturas de controle analisadas, pôde-se notar que, em regime transitório e permanente, a estrutura com controle LQRI nas malhas de corrente e tensão apresenta melhores resultados na compensação harmônica da corrente da rede.

Embora o método 3, com controle indireto, não apresentem resultados muito distantes do controle direto, método 1, sua comparação permitiu verificar que apesar de utilizar menos sensores, o método indireto obteve melhores resultados na compensação do desbalanceamento de corrente.

A eficiência do filtro manteve-se mesmo em face de variações na carga e operação do GD com características típicas de um sistema eólico. Os altos harmônicos das cargas não-lineares e da unidade DG removida pelo FAPP, permitem verificar a eficácia da estratégia de

controle indireto, sem detecção de harmônicas e com controle por um regulador linear quadrático com ação integral.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi apresentada a proposta de uma estratégia de controle indireto para um FAPP, com esquema de obtenção das potências de referência sem detecção de harmônicas e controle das malhas de corrente e tensão por reguladores linear quadráticos com ação integral, com o objetivo de melhorar a qualidade da energia de uma rede elétrica composta por carga não linear desbalanceada e geração eólica distribuída.

Para a formulação da estratégia de controle, foram apresentadas as características tradicionais do sistema de controle pela teoria pq , com controle direto sobre as correntes na saída do filtro, e o ajuste de sua aplicação para o controle indireto, sobre as correntes na rede.

A maior contribuição desse trabalho está no sistema de controle apresentado aplicado ao FAPP em um sistema com GD. A estratégia de controle baseia-se na análise de potência, a partir dos conceitos da teoria pq , para verificar o comportamento do fluxo de potência pelo sistema elétrico com a presença do FAPP. Com isso, utilizou-se dos conceitos de balanço de energia pelo sistema elétrico resultando em um esquema de controle sem necessidade de detecção de harmônicos na carga ou na GD.

Como o desempenho da compensação realizada pelo filtro ativo é analisado em termos das medidas de harmônicas de corrente na rede e fator de potência no PAC, aplicou-se o controle sobre o FAPP para atuar indiretamente sobre as correntes na rede elétrica a partir das tensões geradas em sua saída. Para tanto, a modelagem do FAPP foi além no ponto de conexão, se estendendo até à rede elétrica, de onde pode-se verificar a influência da impedância da rede sobre as malhas de controle do FAPP.

A aplicação do controle indireto em conjunto com o esquema de obtenção das potências de referência, sem a necessidade de detecção de harmônicas, requer medidas apenas na rede elétrica não sendo necessárias medidas sobre o filtro, carga ou GD, resultando na diminuição dos sensores de corrente utilizados pelo sistema de controle, em relação ao controle pq tradicional. Há também uma diminuição no processamento de informações, uma vez que no método tradicional, com detecção de harmônicas, são necessárias medidas na carga e cálculo de suas potências instantâneas para a seleção das potências de referência para compensação, o que não é necessário da estratégia de controle indireto. O que implica em diminuição no esforço computacional em aplicações práticas.

Foram apresentadas as bases teóricas e detalhados os procedimentos de projeto dos controladores PI tradicional e reguladores LQRI, controle ótimo, de forma genérica.

O desempenho do sistema de controle do FAPP foi analisado a partir de simulações computacionais utilizando o software PSCAD/EMTDC. Foram verificados o desempenho e estabilidade do sistema de controle na conexão do FAPP com a rede elétrica, na conexão da GD e diante de condições de variações e desbalanceamento da carga.

Para analisar o método de controle foco desse trabalho foram comparados três métodos de controle com aplicação de controle PI e LQRI: método 1, com controle direto e controladores PI; método 2, com controle indireto e controlador PI na malha de tensão e LQRI na malha de corrente; e método 3, com controle indireto e reguladores LQRI. O método 3 apresentou melhor desempenho tanto sobre a compensação harmônica de corrente quando sobre a regulação de tensão no barramento CC, garantindo com que o FAPP fosse capaz de manter seu desempenho e estabilidade dentro do recomendável.

A ação do regulador LQRI permitiu maior robustez do sistema de controle diante da inserção de potência instantânea real média pela geração eólica distribuída, com condição de vento aleatório.

O FAPP apresentou resultados satisfatórios quanto aos requisitos mínimos necessários ao balanceamento das correntes na rede e à compensação harmônica e do fator de potência.

Apesar do bom desempenho do FAPP com a aplicação do regulador LQRI nas malhas de corrente e tensão, não foi possível, no caso de carga desbalanceada, compensar adequadamente a potência real oscilante em baixa frequência. Para tanto, seria necessária modificar o elemento de armazenamento de energia do FAPP, por um de maior capacidade, para garantir maior quantidades de energia e tempo de armazenamento, como grupo de baterias.

Com o desenvolvimento deste trabalho surgiram ideias para melhoria da estratégia de controle do filtro ativo diante de redes elétricas com harmônicas de tensão no PAC, buscando meios de garantir com que a corrente possua as mesmas características das tensões. Para melhoria do sistema de controle, e conseqüentemente da compensação, poderiam ser verificados meios de previsão das características da rede por meio de algoritmos baseados em redes neurais ou aplicação do filtro de Kalman, fazendo com que houvesse ajuste dinâmico dos controladores.

Espera-se com trabalho futuro: a montagem de um protótipo para confirmação dos métodos e resultados apresentados; o estudo de estruturas para compensação de potência real oscilante em baixa frequência com a utilização de GD, como baterias conectadas a sistemas fotovoltaicos; estender a análise para alta tensão por meio da utilização de conversores multiníveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHRABIAN, G.; SHAHNIA, F.; HAQUE, M. T. Hybrid Filter Applications for Power Quality Improvement of Power Distribution Networks Utilizing Renewable Energies. **2006 IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, v. 2, p. 1161–1165, jul. 2006.
- AKAGI, H. New Trends in Active Filters for Power Conditioning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 32, n. 6, p. 1312–1322, 1996.
- AKAGI, H. Control Strategy and Site Selection of a Shunt Active Filter for Damping of Harmonic Propagation in Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 12, n. 1, p. 354–363, 1997.
- AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; NABAE, A. Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. IA-20, n. 3, p. 625–630, 1984.
- AKAGI, H.; WATANABE, E. H.; AREDES, M. **Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning**. 1. ed. New Jersey: IEEE Press John Wiley and Sons, Hoboken, 2007.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Data de vigência: 01 de janeiro de 2017, 8 rev., 90 p., 2017.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Data de vigência: 01 de março de 2016, 6 rev., 92 p., 2016.
- ARAÚJO, R. G. **Estruturas de PLL (Phase-Locked Loop) Monofásica e Trifásica com Alta Rejeição a Sub e Inter-Harmônicas**. 137 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.
- AREDES, M.; FERNANDES, R. M. A Unified Power Quality Conditioner with Voltage SAG/SWELL Compensation Capability. **COBEP '09. Brazilian Power Electronics Conference**, p. 218–224, 2009.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power System Harmonics**. 2. ed. Inglaterra: John Wiley and Sons, Ltd, 2003.
- ASTROM, K.; HAGGLUND, T. **PID Controllers: Theory, Design and Tuning**. 2. ed. Research Triangle Park: Instrument Society of America, 1995.
- AZEVEDO, C. C. DE. **Controle Adaptativo Robusto para Filtros Ativos de Potência Paralelo**. 224 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.
- BHATTACHARYA, S. et al. Flux-Based Active Filter Controller. **IEEE Transactions on**

Industry Applications, v. 32, n. 3, p. 491–502, 1996.

BHATTACHARYA, S.; DIVAN, D. Synchronous Frame Based Controller Implementation for a Hybrid Series Active Filter System. **Proceedings of IEEE Industry Applications Conference**, v. 3, p. 2531–2540, 1995.

BRAZ, É. C. **Técnica de Controle Adaptativo Robusto Aplicada a Filtros Ativos de Potência em Paralelo**. 91 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

CAAMAÑO, E.; THORNYCROFT, J.; MOOR, H. D.; COBBEN, S.; JANTSCH, M.; ERGE, T.; LAUKAMP, H.; SUNA, D.; GAIDDON, B. **State-of-the-art on dispersed PV power generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks**. PVUpscale.Issue PV in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Longterm Expansion, 2007.

CHANDRA, A. et al. An Improved Control Algorithm of Shunt Active Filter for Voltage Regulation, Harmonic Elimination, Power-Factor Correction, and Balancing of Nonlinear Loads. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 15, n. 3, p. 495–507, maio 2000.

CHEN, C.-T. **Linear System Theory and Design**. 3. ed. New York: Oxford University Press, 1999.

CRESESB/CEPEL. **Centro de Referência para Energia Sola e Eólica Sérgio Brito**. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?>>. Acesso em: 27 de abril de 2017.

CZARNECKI, L. S.; GINN, H. L. The Effect of the Design Method on Efficiency of Resonant Harmonic Filters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 1, p. 286–291, jan. 2005.

DECKMANN, S. M. et al. **Uso de Filtros Passivos em Redes de Distribuição com Cargas Não-Lineares**. XV Congresso Brasileiro de Automática. **Anais...**Gramado: 2004.

DIXON, J. W.; GARCÍA, J. J.; MORÁN, L. Control System for Three-Phase Active Power Filter which Simultaneously Compensates Power Factor and Unbalanced Loads. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 42, n. 6, p. 636–641, dez. 1995.

DOLEZAL, J. et al. The Effect of Dispersed Generation on Power Quality in Distribution System. **CIGRE/IEEE PES International Symposium Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003.**, n. 503, p. 204–207, 2003.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. New York: McGraw-Hill Professional Engineering, 2003.

EMADI, A.; NASIRI, A.; BEKIAROV, S. B. **Uninterruptible Power Supplies and Active Filters**. 1. ed. Florida: CRC Press LLC, 2005.

GEORGE, S.; AGARWAL, V. A DSP Based Optimal Algorithm for Shunt Active Filter Under Nonsinusoidal Supply and Unbalanced Load Conditions. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 22, n. 2, p. 593–601, mar. 2007.

GYUGYI, L.; STRYCUDA, E. C. Active AC Power Filters. **IEEE-IAS Annual Meeting**, v. 19-C, p. 529-535, 1976.

HAYASHI, Y.; SATO, N.; TAKAHASHI, K. A Novel Control of a Current-Source Active Filter for AC Power System Harmonic Compensation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 27, n. 2, p. 380-385, 1991.

HUANG, S.-J.; WU, J.-C. A Control Algorithm for Three-Phase Three-Wired Active Power Filters Under Nonideal Mains Voltages. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 14, n. 4, p. 753-760, jul. 1999.

IEC. **Electromagnetic compatibility (emc). part 3: Limits. section 2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current up to and including 16 a per phase)**. std 61000-3-2, 2000.

IEEE STANDARDS 1159-2009. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. Sponsored by the Transmission and Distribution Committee. IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. 3 Park Avenue, New York. Institute of Electrical and Electronics, 2009.

IEEE STANDARDS 1459-2010. **IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. Sponsored by the Power System Instrumentation and Measurements Committee. IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. 3 Park Avenue, New York. Institute of Electrical and Electronics, 2010.

IEEE STANDARDS 1531-2003(R2009). **IEEE Guide for Application and Specification of Harmonic Filters**. Sponsored by the Transmission and Distribution Committee. IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. 3 Park Avenue, New York. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.

IEEE STANDARDS 519-2014. **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. Sponsored by the Transmission and Distribution Committee. IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. 3 Park Avenue, New York. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2014.

IEEE Standards. **IEEE Std 1547.2-2008 - IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. Sponsored by the IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage. 3 Park Avenue, New York, USA, 2008.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Geração Distribuída e Cogeração**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum ger_distrib.asp>. Acesso em: 10 de janeiro de 2017.

JOHNSON, M. A.; GRIMBLE, M. J. Recent Trends in Linear Optimal Quadratic Multivariable Control System Design. **IEE Proceedings D - Control Theory and Applications**, v. 134, n.

1, p. 53–71, 1987.

KAMRAN, F.; HABETLER, T. G. Combined Deadbeat Control of a Series-Parallel Converter Combination Used as a Universal Power Filter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 13, n. 1, p. 160–168, 1998.

LASCU, C. et al. Frequency Response Analysis of Current Controllers for Selective Harmonic Compensation in Active Power Filters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 2, p. 337–347, fev. 2009.

MALESANI, L.; ROSSETTO, L.; TENTI, P. Active Filter for Reactive Power and Harmonics Compensation. **17th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference**, p. 321–330, jun. 1986.

MATIAS, R. R. **Compensadores Estáticos de Potência para Sistemas Trifásicos**. 217 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2012.

MENDALEK, N.; AL-HADDAD, K. Modeling and Nonlinear Control of Shunt Active Power Filter in the Synchronous Reference Frame. **Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.00EX441)**, v. 1, p. 30–35, 2000.

NETO, A. F. **Filtros Ativos Paralelos Aplicados a Sistemas Elétricos Trifásicos a Quatro Fios**. 148 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Mestrado em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2009.

ORTMANN, M. S. **Filtro Ativo Trifásico com Controle Vetorial Utilizando DSP: Projeto e Implementação**. 241 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

PENG, F. Z. Application Issues of Active Power Filters. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 4, n. 5, p. 21–30, 1998.

PENG, F. Z.; AKAGI, H.; NABAE, A. A New Approach to Harmonic Compensation in Power Systems - A Combined System of Shunt Passive and Series Active Filters. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 26, n. 6, p. 983–990, 1990.

PINTO, V. P. **Modelagem e Simulação de uma Planta Eólica Controlada por um Regulador Linear Quadrático Conectada ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. 162 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2007.

POTTKER, F. **Correção do Fator de Potência para Instalações de Baixa Potência Empregando Filtros Ativos**. 226 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). INEP - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

RASTOGI, M.; NAIK, R.; MOHAN, N. A comparative Evaluation of Harmonic Reduction

Techniques in Three-Phase Utility Interface of Power Electronic Loads. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 30, n. 5, p. 1149–1155, 1994.

RIBEIRO, R. L. A.; AZEVEDO, C. C.; SOUSA, R. M. A Non-Standard Adaptive Control for Shunt Active Power Filter without Current Harmonic Detection. **IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society**, p. 2007–2012, nov. 2010.

RIBEIRO, R. L. DE A. et al. A Robust DC-Link Voltage Control Strategy to Enhance the Performance of Shunt Active Power Filters Without Harmonic Detection Schemes. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 2, p. 803–813, fev. 2015.

ROLIM, L. G. B.; COSTA JR., D. R.; AREDES, M. Analysis and Software Implementation of a Robust Synchronizing PLL Circuit Based on the pq Theory. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 53, n. 6, p. 1919–1926, dez. 2006.

ROUTIMO, M.; SALO, M.; TUUSA, H. Comparison of Voltage-Source and Current-Source Shunt Active Power Filters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 22, n. 2, p. 636–643, mar. 2007.

SAETIEO, S.; DEVARAJ, R.; TORREY, D. A. The Design and Implementation of a Three-Phase Active Power Filter Based on Sliding Mode Control. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 31, n. 5, p. 993–1000, 1995.

SASSO, E. M. et al. Investigação dos Modelos de Circuitos de Sincronismo Trifásicos Baseados na Teoria das Potências Real e Imaginária Instantâneas (p-PLL e q-PLL). **XIV Congresso Brasileiro de Automática**, n. 1, p. 480–485, 2002.

SHAYANI, R. A. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SILVA, F. J. G. DA. **Estudo do Chaveamento por Vetores Espaciais em Modulação por Largura de Pulso em Conversores Multiníveis**. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SILVA, S. A. O. DA. **Sistemas de Energia Ininterrupta Line Interactive Trifásicos com Compensação Ativa de Potência Série e Paralela**. 203 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2001.

SINGH, B. et al. Hybrid Filters for Power Quality Improvement. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 152, n. 3, p. 365–378, 2005.

SINGH, B. N.; CHANDRA, A.; AL-HADDAD, K. Performance Comparison of Two Current Control Techniques Applied to an Active Filter. **8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.98EX227)**, v. 1, p. 133–138, 1998.

SINGH, B.; VERMA, V. Selective Compensation of Power-Quality Problems Through Active

Power Filter by Current Decomposition. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 792–799, abr. 2008.

SOUZA, A. R. R. **Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição**. 2009. 108 f. Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

SOUSA, R. M. DE. **Contribuições à Estratégia de Controle sem Detecção de Harmônicos Aplicada a um Filtro Ativo de Potência Paralelo**. 133 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

STONES, J.; COLLINSON, A. Power Quality. **Power Engineering Journal**, Power Systems. v. 15, n. 2, p. 58–64, 2001.

SUUL, J. A. et al. Tuning of Control Loops for Grid Connected Voltage Source Converters. **2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference**, n. PECon 08, p. 797–802, dez. 2008.

TEIXEIRA, D. Â. **Análise das Distorções Harmônicas – Estudo de Caso de um Sistema Industrial**. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

UYYURU, K. R.; MISHRA, M. K.; GHOSH, A. An Optimization-Based Algorithm for Shunt Active Filter Under Distorted Supply Voltages. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 5, p. 1223–1232, maio 2009.

VERDELHO, P.; MARQUES, G. D. Design and Performance of an Active Power Filter and Unbalanced Current Compensator. **IECON '94. 20th International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation**, v. 1, p. 422–427, 1994.

WANG, B.; CATHEY, J. J. DSP-Controlled, Space-Vector PWM, Current Source Converter for STATCOM Application. **Electric Power Systems Research**, v. 67, n. 2, p. 123–131, nov. 2003.

YACAMINI, R. Power System Harmonics. Part 3: Problems caused by distorted supplies. **Power Engineering Journal**, v. 9, n. 5, p. 233–238, 1995.

ANEXO A
INFLUÊNCIA DAS NÃO LINEARIDADES DA CARGA SOBRE O FATOR DE
POTÊNCIA

Nos casos em que a carga tenha capacidade de afetar as características da tensão da rede e requisite uma corrente com alto conteúdo harmônico é necessário que consideremos a influência dessas harmônicas sobre as componentes fundamentais. Diante disso, podemos representar a tensão e a corrente instantânea drenada da rede, na fase de referência, como sendo:

$$v(t) = \sum_{h=1}^{\infty} V_{m_h} \text{sen}(h \omega t \pm \theta_{vh}) = v_1(t) + \sum_{h=2}^{\infty} v_h(t) \quad (\text{A.1})$$

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} I_{m_h} \text{sen}(h \omega t \pm \theta_{ih}) = i_1(t) + \sum_{h=2}^{\infty} i_h(t) \quad (\text{A.2})$$

onde:

θ_{vh} fase da tensão $v_h(t)$;

θ_{ih} fase da corrente $i_h(t)$;

$h = 1$ componente fundamental.

Os valores eficazes para as tensões em (A.1) e correntes em (A.2) são dados por:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [v(t)]^2 dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_{rms_h}^2} = \sqrt{V_{rms1}^2 + \sum_{h=2}^{\infty} V_{rms_h}^2} \quad (\text{A.3})$$

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [i(t)]^2 dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_{rms_h}^2} = \sqrt{I_{rms1}^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_{rms_h}^2} \quad (\text{A.4})$$

onde T é o período.

Aplicando os procedimentos descritor na norma IEEE Std 1459-2010, que trata dos padrões para medição de potência em sistemas elétricos desbalanceados e não-senoidais, tem-se que, seguindo os procedimentos tradicionais para o cálculo de potência, a potência aparente da carga deve ser escrita em termos de sua tensão e corrente efetiva (IEEE 1459, 2010),

$$S_e = 3 V_e I_e \quad (\text{A.5})$$

A tensão e corrente efetiva do sistema é dada por,

$$V_e = \sqrt{\frac{V_{rmsa}^2 + V_{rmsb}^2 + V_{rmsc}^2}{3}} \quad (\text{A.6})$$

$$I_e = \sqrt{\frac{I_{rmsa}^2 + I_{rmsb}^2 + I_{rmsc}^2}{3}} \quad (\text{A.7})$$

onde:

V_{rmsa} , V_{rmsb} e V_{rmsc} valores *rms* das tensões de fase;

I_{rmsa} , I_{rmsb} e I_{rmsc} valores *rms* das correntes de linha.

Como as tensões e correntes são constituídos de harmônicos, (A.6) e (A.7) podem ser decompostas em termos de seus valores fundamentais e harmônicos como,

$$V_e = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2} \quad (\text{A.8})$$

$$I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} \quad (\text{A.9})$$

Substituindo (A.8) e (A.9) em (A.5), resulta que,

$$S_e^2 = 3^2 V_e^2 I_e^2 = 3^2 (V_{e1}^2 + V_{eH}^2) (I_{e1}^2 + I_{eH}^2) \quad (\text{A.10})$$

$$S_e^2 = (3 V_{e1} I_{e1})^2 + (3 V_{e1} I_{eH})^2 + (3 V_{eH} I_{e1})^2 + (3 V_{eH} I_{eH})^2, \quad (\text{A.11})$$

e a potência aparente efetiva pode ser escrita como

$$S_e^2 = S_{e1}^2 + D_{eI}^2 + D_{eV}^2 + S_{eH}^2 \quad (\text{A.12})$$

onde:

$S_{e1} = 3 V_{e1} I_{e1}$ potência aparente fundamental efetiva, medida em VA;

$D_{eI} = 3 V_{e1} I_{eH}$ potência de distorção efetiva da corrente, medida em VAR;

$D_{eV} = 3 V_{eH} I_{e1}$ potência de distorção efetiva da tensão, medida em VAR;

$S_{eH} = 3 V_{eH} I_{eH}$ potência aparente harmônica efetiva, medida em VAR.

O termo em (A.12) referente à potência aparente fundamental efetiva, S_{e1} , é composto pela potência ativa fundamental P , medida em W, e potência reativa fundamental Q , medida em VAR,

$$S_{e1}^2 = (3 V_{e1} I_{e1} \cos \varphi)^2 + (3 V_{e1} I_{e1} \sin \varphi)^2 = P^2 + Q^2 \quad (\text{A.13})$$

onde φ é o ângulo de deslocamento entre as componentes fundamentais da tensão de fase e corrente de linha.

Os demais termos em (A.12) referem-se à potência aparente não-fundamental efetiva e acumula toda a potência referente as harmônicas.

Tanto o aumento da potência reativa quanto dos harmônicos gera problemas para a rede. Enquanto que a potência reativa afeta o deslocamento angular entre as componentes fundamentais da tensão e corrente do circuito, os harmônicos as modificam aplicando-lhes distorções.

Essas influências fazem com que a potência aparente do sistema se torne maior que a necessária para a sua operação em condições ideais, alcançadas em situação onde a potência aparente efetiva total do circuito é igual à sua potência ativa fundamental.

A potência aparente requerida pela carga na ausência de seu conteúdo harmônico, S_{e1} , é usada para obter o fator de deslocamento que indica o grau de influência da potência reativa.

$$FD_r = \frac{P}{S_{e1}} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \varphi \quad (\text{A.14})$$

Considerando a influência das harmônicas, obtém-se o parâmetro denominado de fator de distorção, que indica o grau de distorção gerado pelas harmônicas sobre o sistema.

$$FD_h = \frac{S_{e1}}{S_e} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_e} = \cos \gamma \quad (\text{A.15})$$

A influência das harmônicas sobre um dado sistema elétrico pode ser medida em termos de sua Distorção Harmônica Total (*Total Harmonic Distortion* – THD) que indica o grau de distorção de um sinal em relação à sua fundamental. Por definição, a distorção harmônica total equivalente da tensão e corrente são dadas por:

$$THD_V = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}{V_1^2}} = \frac{V_H}{V_1} \quad (\text{A.16})$$

$$THD_I = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}{I_1^2}} = \frac{I_H}{I_1} \quad (\text{A.17})$$

O que torna possível escrever a tensão e a corrente efetiva do circuito como:

$$V_e = V_{e1} \sqrt{(1 + THD_{eV}^2)} \quad (\text{A.18})$$

$$I_e = I_{e1} \sqrt{(1 + THD_{eI}^2)} \quad (\text{A.19})$$

Aplicando as equações em (A.18) e (A.19) o fator de distorção pode ser reescrito como

$$FD_h = \frac{3 V_{e1} I_{e1}}{3 V_e I_e} = \frac{V_{e1} I_{e1}}{V_{e1} \sqrt{(1 + THD_{eV}^2)} I_{e1} \sqrt{(1 + THD_{eI}^2)}} , \quad (\text{A.20})$$

o que resulta em,

$$FD_h = \frac{1}{\sqrt{(1 + THD_{eV}^2)} \sqrt{(1 + THD_{eI}^2)}} \quad (\text{A.21})$$

Dos resultados em (A.14) e (A.15), é possível obter o fator de potência da carga, que representa a influência conjunta da potência reativa e dos harmônicos sobre a potência aparente total do circuito,

$$FP = \frac{P}{S_e} = FD_r FD_h = \cos \theta , \quad (\text{A.22})$$

que em termos do THD de corrente e tensão é dado por:

$$FP = \frac{\cos \varphi}{\sqrt{(1 + THD_{eV}^2)} \sqrt{(1 + THD_{eI}^2)}} \quad (\text{A.23})$$

A partir da equação em (A.23) nota-se que o fator de potência diminui na presença de harmônicos e no aumento do ângulo φ , o que implica no crescimento de potência não ativa no sistema elétrico e indica a relação direta entre as harmônicas e o fator de potência.

ANEXO B

DIMENSIONAMENTO DO FAPP

O conversor utilizado pelo FAPP deve ser capaz de sintetizar as correntes e fornecer a potência requerida para a compensação reativa e harmônica da carga. Para tanto, deve-se garantir que o mesmo tenha capacidade física para suportar os níveis de tensão e corrente necessários. Desse modo, para garantir um adequado funcionamento deve-se dimensionar o FAPP em função do sistema que se deseja compensar.

Considerando os procedimentos no anexo A, mas assumindo que a carga tenha característica de fonte de corrente, (A.11) é escrito como:

$$S_l^2 = (3 V_{e1} I_{e1})^2 + (3 V_{e1} I_{eH})^2 \quad , \quad (\text{B.1})$$

pois, nesse caso, $V_{eH} = 0$.

Dimensionando o FAPP para o caso mais crítico, onde se deseja a compensação total dos reativos e dos harmônicos, o filtro deve ser capaz de operar com uma potência aparente dada por:

$$S_f = (3 V_{e1} I_{e1} \text{ sen } \varphi)^2 + (3 V_{e1} I_{eH})^2 \quad (\text{B.2})$$

Estabelecendo uma relação com a potência aparente total consumida pela carga:

$$\frac{S_f}{S_l} = \frac{\sqrt{(3 V_{e1} I_{e1} \text{ sen } \varphi)^2 + (3 V_{e1} I_{eH})^2}}{\sqrt{(3 V_{e1} I_{e1})^2 + (3 V_{e1} I_{eH})^2}} \quad (\text{B.3})$$

fazendo as devidas substituições resulta que:

$$S_f = \frac{\sqrt{\text{sen } \varphi^2 + THD_{el}^2}}{\sqrt{1 + THD_{el}^2}} S_l \quad (\text{B.4})$$

B.1 Indutância de entrada do FAPP

A indutância na entrada do FAP deve limitar o *ripple* de corrente a valores menores que 5% para que ocorra uma adequada atenuação das componentes de alta frequência produzidas pelo chaveamento do conversor. Além disso, para que a malha de controle de corrente possa agir em tempo hábil, o indutor deve garantir que a derivada de corrente gerada seja maior que a das componentes harmônicas da carga que se deseja compensar (BRAZ, 2010).

O critério para escolha do indutor deve ser bem fundamentado, pois quanto menor a indutâncias maiores serão as derivadas de corrente que o FAPP poderá produzir. No entanto,

uma indutância muito baixa resulta no aumento da ondulação da corrente no indutor, o que diminui a ação de compensação do filtro sobre as harmônicas na carga.

A operação do PWM do conversor do FAPP gera um atraso médio de metade do período de chaveamento ($T_{sw}/2$) sobre o sistema (AZEVEDO, 2011). Assim, a variação de corrente sobre o indutor pode ser escrita como

$$\Delta i_f(t) = \frac{1}{l_f} \int_0^{\frac{T_{sw}}{2}} [v_{am}(t) - v_a(t)] dt \quad (B.5)$$

Considerando que a tensão no PAC (v_a) e na entrada do conversor (v_{am}) sejam constantes durante o período de chaveamento, então:

$$\Delta i_f(t) = \frac{\pi [v_{am}(t) - v_a(t)]}{l_f \omega_{sw}} \quad (B.6)$$

onde ω_{sw} é a frequência angular de chaveamento do conversor.

A análise da máxima ondulação de corrente no indutor ocorre diante da tensão de pico de fase no PAC ($v_a = V_{pk_a}$) e com chaveamento conectando a entrada do filtro com o barramento CC ($v_{am} = V_{bar}$). Considerando i_{pk_f} o valor de pico da corrente no filtro (B.6) pode ser reescrita como:

$$\Delta i_{f\%} = \frac{\pi [V_{bar} - V_{pk_a}]}{i_{pk_f} l_f \omega_{sw}} \quad (B.7)$$

O que resulta no valor mínimo para a indutância na entrada do filtro:

$$l_F \geq \frac{\pi [V_{bar} - V_{pk_a}]}{i_{pk_f} \Delta i_{f\%} \omega_{sw}} \quad (B.8)$$

Seja $\left(\frac{di_l}{dt}\right)_m$ a máxima derivada da corrente que se deseja compensar na carga, então:

$$V_{bar} - V_{pk_a} \geq l_f \left(\frac{di_l}{dt}\right)_m \quad (B.9)$$

Da equação (B.9) é possível obter o valor mínimo para a tensão média no barramento CC (B.10) e a indutância máxima na entrada do filtro (B.11),

$$V_{bar} \geq l_F \cdot \left(\frac{di_l}{dt}\right)_m + V_{Pa} \quad (B.10)$$

$$l_F \leq \frac{V_{bar} - V_{Pa}}{\left(\frac{di_l}{dt}\right)_m} \quad (B.11)$$

Pelas equações (B.8) e (B.11) pode-se notar que a escolha do indutor depende do nível de tensão no barramento CC. Com a elevação de V_{bar} o FAPP melhora sua resposta a mudanças na corrente da carga, pois passa a poder operar com derivadas de corrente maiores.

Em contrapartida esse aumento pode fazer com que as ondulações de corrente no indutor tornem-se maiores que a permitida. Assim, é necessário garantir que:

$$\frac{\pi [V_{bar} - V_{pk_a}]}{i_{fp} \Delta i_{f\%} \omega_{sw}} \leq l_f \leq \frac{V_{bar} - V_{pk_a}}{\left(\frac{di_l}{dt}\right)_m} \quad (\text{B.12})$$

Conforme Rastogi, Naik e Mohan (1994) a tensão do barramento deve ser sempre regulada em um nível a partir de 10% acima do valor de pico da tensão de linha da rede.

Ajustando a tensão no barramento em 800V e verificando que a condições de carga-GD geram derivadas de corrente de até 132 kA/s, resulta que:

$$l_f \leq \frac{800 - 220 \sqrt{2}}{132 \cdot 10^3} = 3,704 \cdot 10^{-3} \text{ H} \quad (\text{B.13})$$

a partir da análise da resposta do sistema ajustou-se a indutância para o valor de 2 mH.

B.2 Capacitância do Barramento CC do Conversor do FAPP

Para o projeto do capacitor deve-se considerar o fluxo de energia pelo conversor a partir do momento inicial de operação do filtro. No instante de conexão do filtro o fluxo de energia é responsável por carregar o capacitor e suprir as perdas geradas pelo chaveamento do conversor.

Para o carregamento do capacitor é necessário que a rede elétrica forneça uma potência ativa média para o filtro. Essa potência é dada pela diferença entre a potência média fornecida pela fonte e a consumida pela carga. Aproximando as tensões e correntes fornecidas pela rede elétrica, a partir do momento inicial de operação do filtro, por senoides em fase, a potência por fase será dada por:

$$P_s = V_s I_s \quad (\text{B.14})$$

Assim, a diferença entre a potência ativa média em cada fase da rede e da carga será:

$$P_{conv} = P_s - P_l = V_s I_s - V_s I_1 \cos \theta_1 \quad (\text{B.15})$$

Durante e após o carregamento do capacitor parte da potência em (B.15) é perdida devido a operação do conversor do filtro. Aproximando essa perda por um termo constante \bar{p}_f , a variação de energia no capacitor pode ser escrita como:

$$\Delta E_{bar} = \frac{1}{2} C_{bar} \Delta v_{bar}^2 = (P_{conv} - \bar{p}_f) \Delta t \quad (\text{B.16})$$

Da relação em (B.16) tem-se que para um tempo Δt a variação de tensão no barramento CC durante o carregamento do capacitor será dada por:

$$\Delta v_{bar} = \sqrt{\frac{2 (V_s I_s - V_s I_1 \cos \theta_1 - \bar{p}_f)}{C_{bar}}} \Delta t \quad (\text{B.17})$$

Devido a compensação harmônica, conforme a análise do fluxo de potência pelo sistema elétrico na seção 2.3, em regime permanente há o fluxo de potência \tilde{p} oscilando entre o barramento CC e o conjunto carga-GD, o que gera flutuações de tensão no capacitor. Considerando essa potência oscilante como senoidal em torno do valor médio da potência relaciona às harmônicas, H , a variação de energia no barramento será (SOUSA, 2014):

$$\Delta \tilde{e}_{bar} = \int_{t_1}^{t_2} H \sin(\omega_h \cdot t) dt \quad (\text{B.18})$$

onde ω_h é a frequência angular da mais alta ordem da harmônica a ser compensada.

Como o balanço de energia oscilante no barramento CC é zero, integra-se (B.18) no intervalo de carga do capacitor $\Delta t = T_h/2$ ($T_h = 2\pi/\omega_h$), o que resulta em:

$$\Delta \tilde{e}_{bar} = \frac{2 H}{\omega_h} \quad (\text{B.19})$$

A energia absorvida pelo capacitor nesse intervalo é:

$$\frac{\Delta \tilde{e}_{bar}}{2} = \frac{1}{2} C_{bar} (V_{bar_{m\acute{a}x}}^2 - V_{bar_{m\acute{i}n}}^2) \quad (\text{B.20})$$

Seja v a regulação de tensão no barramento CC e V_{bar} a tensão média no capacitor:

$$v_{\%} = \frac{V_{bar_{m\acute{a}x}} - V_{bar_{m\acute{i}n}}}{V_{bar}} \cdot 100 \quad (\text{B.21})$$

$$V_{bar} = \frac{V_{bar_{m\acute{a}x}} + V_{bar_{m\acute{i}n}}}{2} \quad (\text{B.22})$$

Substituindo (B.19), (B.21) e (B.22) em (B.20) obtém-se que a capacitância do barramento pode ser dada por:

$$C_{bar} = \frac{H}{v_{\%} \omega_h V_{bar}^2} \cdot 100 \quad (\text{B.23})$$

assim, para as condições de compensação requerida, considera-se $H = S_{gl} \cdot THD_{i_{gl}}$ com compensação até a 25ª harmônica e escolhendo uma capacitância de 4,7 mF, resulta em uma regulação de tensão de :

$$C_{bar} = \frac{11310 \cdot 0.282}{4,7 \cdot 10^{-3} \cdot 25 \cdot 377 \cdot 800^2} \cdot 100 = 0.011 \% \quad (\text{B.24})$$

suficiente para satisfazer as necessidades de regulação do sistema.

ANEXO C

CIRCUITO DE SINCRONISMO

Para que ocorra o alinhamento do vetor tensão da rede com o eixo d do sistema de coordenada dq , o controle do FAPP deve atuar sincronizado com a rede elétrica. Para tanto, é necessária a existência de um elemento capaz de realizar esse sincronismo, detectando a frequência e o ângulo do vetor tensão no PAC.

A sincronização é realizada a partir das medidas das tensões no PAC. Esse passo é importante principalmente devido a execução das transformadas de Park que, para a estratégia de controle adotada, são executadas no referencial síncrono.

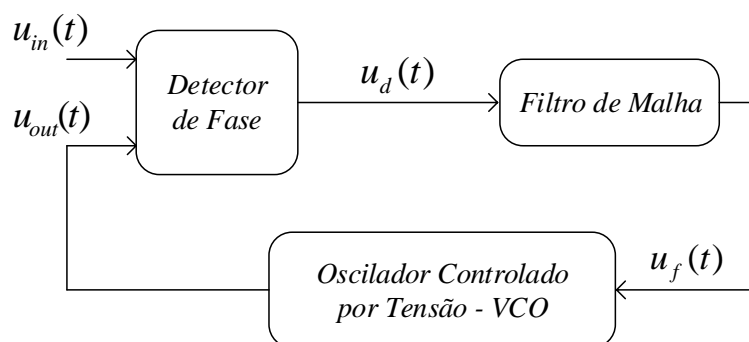
Dentre as técnicas de sincronismo analisadas é possível a utilização de: métodos em malha aberta, como o de estrutura de referência síncrona modificada (MSRF - *Modified Synchronous Reference Frames*); e métodos em malha fechada, como o PLL (*Phase-Locked Loop*), (ARAÚJO, 2015).

Neste trabalho optou-se por utilizar um circuito PLL, método em malha fechada, por apresentar maior robustez diante de distúrbios nos sinais de entrada característicos de instalações com cargas não lineares.

Para o circuito do PLL utiliza-se o modelo abordado por Rolim, Costa e Aredes (2006), baseado teoria pq .

Estruturalmente o circuito do PLL é composto pelos elementos apresentados nos diagramas de blocos da Figura C.1. Sua saída produz um sinal proporcional à frequência e fase da componente de sequência positiva do sinal de entrada.

Figura C.1 – Diagrama de blocos da estrutura básica de um circuito PLL.



Fonte: Própria do autor.

O detector de fase é o bloco responsável pelo produto entre os sinais de entrada e de saída e sua comparação com a potência de referência.

O sinal resultante passa então pelo filtro de malha, responsável por eliminar sinais alternados de alta frequência emitidos pelo detector de fase, seu desempenho tem relação direta com a resposta dinâmica da malha.

O bloco VCO é composto por um integrador, que produz um sinal em sua saída com frequência proporcional ao sinal de entrada.

Segundo Rolim, Costa e Aredes (2006) os sinais de entrada e saída do PLL podem ser representados por vetores espaciais conforme (C.1) e (C.2),

$$u_{in}(t) = U_{in} e^{-j(\omega_{in} t + \phi_{in})} \quad (C.1)$$

$$u_{out}(t) = U_{out} e^{-j(\omega_{out} t + \phi_{out})} \quad (C.2)$$

Em termos das coordenadas $\alpha\beta$, a partir da transformada de Clark, esses vetores podem ser escritos como:

$$u_{in}(t) = u_{in\alpha}(t) + j u_{in\beta}(t) \quad (C.3)$$

$$u_{out}(t) = u_{out\alpha}(t) + j u_{out\beta}(t) \quad (C.4)$$

O sinal de saída do PLL é definido como a composição de correntes fictícias. Já o sinal de entrada é dado pelas tensões medidas no ponto de conexão,

$$u_{in}(t) = v_{\alpha}(t) + j v_{\beta}(t) \quad (C.5)$$

$$u_{out}(t) = i'_{\alpha}(t) + j i'_{\beta}(t) \quad (C.6)$$

O sinal de erro obtido pelo detector de fase é dado pelo produto entre o sinal de entrada e o conjugado do sinal de saída

$$u_d(t) = u_{in}(t) u_{out}(t)^* = (v_{\alpha}(t) + j v_{\beta}(t)) (i'_{\alpha}(t) - j i'_{\beta}(t)) \quad (C.7)$$

o que resulta em,

$$u_d(t) = (v_{\alpha}(t) i'_{\alpha}(t) + v_{\beta}(t) i'_{\beta}(t)) + j (v_{\beta}(t) i'_{\alpha}(t) - v_{\alpha}(t) i'_{\beta}(t)) \quad (C.8)$$

As parcelas real e imaginária em (C.8) são idênticas às obtidas pela teoria da potência instantânea conforme as equações (2.10) e (2.11).

O controle do PLL pode então ser realizado com base na parte real da expressão em (C.8), o que o define como um circuito p-PLL, ou na parte imaginária, chamado de q-PLL.

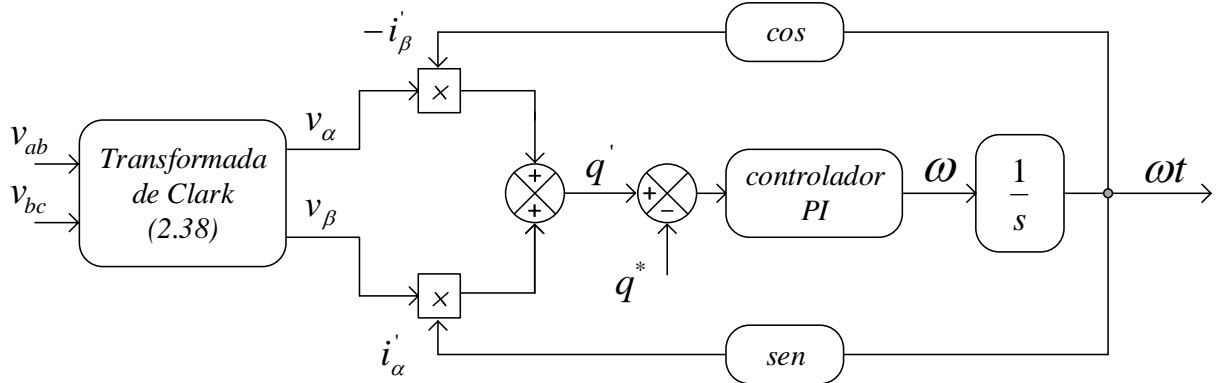
O desempenho dos dois circuitos é semelhante, resultando em um sinal de saída em sincronismo com a componente fundamental de sequência positiva do sinal de entrada. No entanto, o circuito p-PLL gera um sinal deslocado de 90° , enquanto que o circuito q-PLL gera

uma saída em fase (SASSO *et al.*, 2002). Por simplicidade do circuito será estudada a configuração q-PLL.

C.1 Circuito q-PLL

A Figura C.2 apresenta a configuração básica do circuito q-PLL.

Figura C.2 – Diagrama de blocos do circuito de sincronização q-PLL baseado na teoria pq .



Fonte: Própria do autor.

Conforme Akagi, Watanebe e Aredes (2007), embora possam haver oscilações na potência devido as características do sinal de entrada do q-PLL, como tensões com componentes de sequência positiva e negativa, sua saída, em regime permanente, é composta unicamente por uma componente fundamental de sequência positiva, o que resulta em um valor nulo para potência imaginária média em regime permanente. Assim, a malha tem como sinal de referência uma potência imaginária instantânea nula, $q^* = 0$.

Normalizando o sinal de entrada para que possua amplitude unitária, o sinal $u_d(t)$ em (C.8) para potência instantânea imaginária pode ser escrito como,

$$u_d(t) = v_\beta(t) i'_\alpha(t) - v_\alpha(t) i'_\beta(t) , \quad (C.9)$$

$$u_d(t) = -\cos(\omega_{in}t + \phi_{in}) \sin(\omega_{out}t + \phi_{out}) + \sin(\omega_{in}t + \phi_{in}) \cos(\omega_{out}t + \phi_{out}) , \quad (C.10)$$

o que resulta em,

$$u_d(t) = \sin(\omega_{in}t + \phi_{in} - \omega_{out}t - \phi_{out}) , \quad (C.11)$$

ou seja, a saída do detector de fase é um sinal senoidal com frequência e fase dada pela diferença entre as frequências e fases dos sinais de entrada e saída.

C.2 Resposta Dinâmica e Sintonia do Circuito q-PLL

No momento inicial de operação do circuito q-PLL o sinal $u_d(t)$ possui frequência igual à frequência do sinal de entrada.

A dinâmica do q-PLL deve fazer com que a frequência do sinal $u_d(t)$ decaia até tornar-se zero, momento em que a frequência do sinal de entrada torna-se igual à frequência do sinal de saída. Esse processo depende dos ajustes no filtro de malha, controlador PI.

O controlador deve atuar de forma a reconhecer rapidamente a frequência e a fase do sinal de entrada. Além disso, deve ser capaz de anular os ruídos e oscilações provenientes do sinal de entrada.

Após a frequência do sinal de saída tornar-se igual ao de entrada $\omega_{in} = \omega_{out}$, a equação em (C.11) reduz-se a

$$u_d(t) = \text{sen}(\phi_{in} - \phi_{out}) \quad , \quad (\text{C.12})$$

o que implica em dizer que a saída do detector de fase aparece como um elemento constante dado em termos da diferença de fase entre os sinais de entrada e saída.

Para pequenos valores na diferença de fase pode-se realizar a seguinte aproximação,

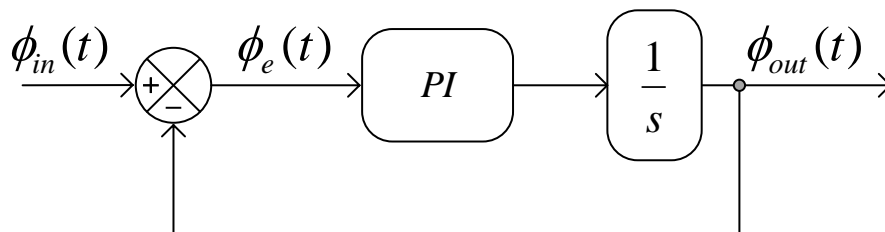
$$u_d(t) \cong \phi_e(t) \quad , \quad (\text{C.13})$$

em que $\phi_e(t) = \phi_{in}(t) - \phi_{out}(t)$ representa o erro de fase.

Dinamicamente o q-PPL deve sempre buscar reduzir a diferença de fase dos sinais de entrada e saída, respondendo às variações em $\phi_e(t)$ de modo a:

- aumentar a frequência de saída para valores positivos de $\phi_e(t)$;
- diminuir a frequência de saída para valores negativos de $\phi_e(t)$.

Para pequenas variações, pode-se representar a malha do circuito q-PLL conforme o modelo linearizado da Figura C.3.



Fonte: Própria do autor.

A função de transferência de malha aberta (FTMA) do modelo linearizado do q-PLL é dada por:

$$FTMA(s) = K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \frac{1}{s} \quad (C.14)$$

Com uma resposta transitória mais lenta, o circuito é capaz de responder melhor diante de ruídos presentes na saída do detector de fase, reduzindo eventuais distorções no sinal de sincronismo.

A FTMA do modelo linearizado do q-PLL apresenta ganho infinito para frequência nula. Para frequências abaixo do zero do controlador há uma atenuação de 40dB/década. Já para frequências acima a atenuação é de 20dB/década.

É estabelecido que a primeira frequência a ser rejeitada é duas vezes a frequência da rede (60 Hz). Para garantir uma atenuação de 20dB é estabelecida uma frequência de cruzamento uma década abaixo.

$$f_c = \frac{2 \cdot 60}{10} \text{ Hz} = 12 \text{ Hz} \quad (C.15)$$

$$\omega_c = 2 \pi f_c = 75,398 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (C.16)$$

Considera-se que o zero do controlador esteja abaixo da frequência de cruzamento. Sua posição atua diretamente sobre resposta da malha. Para valores próximos à origem a contribuição de fase é maior, resultando em uma resposta mais amortecida. Já para valores próximos à frequência de cruzamento tem-se uma resposta mais rápida e oscilatória.

Posicionando o zero do controlador para uma margem de fase de 65°,

$$\omega_z = \omega_c \frac{1}{\tan^{-1}(65^\circ)} = 35,159 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (C.17)$$

O ganho do controlador deve garantir módulo unitário na frequência de cruzamento, portanto,

$$|FTMA(s)|_{s=j\omega_c} = 1 \quad , \quad (C.18)$$

o que resulta em:

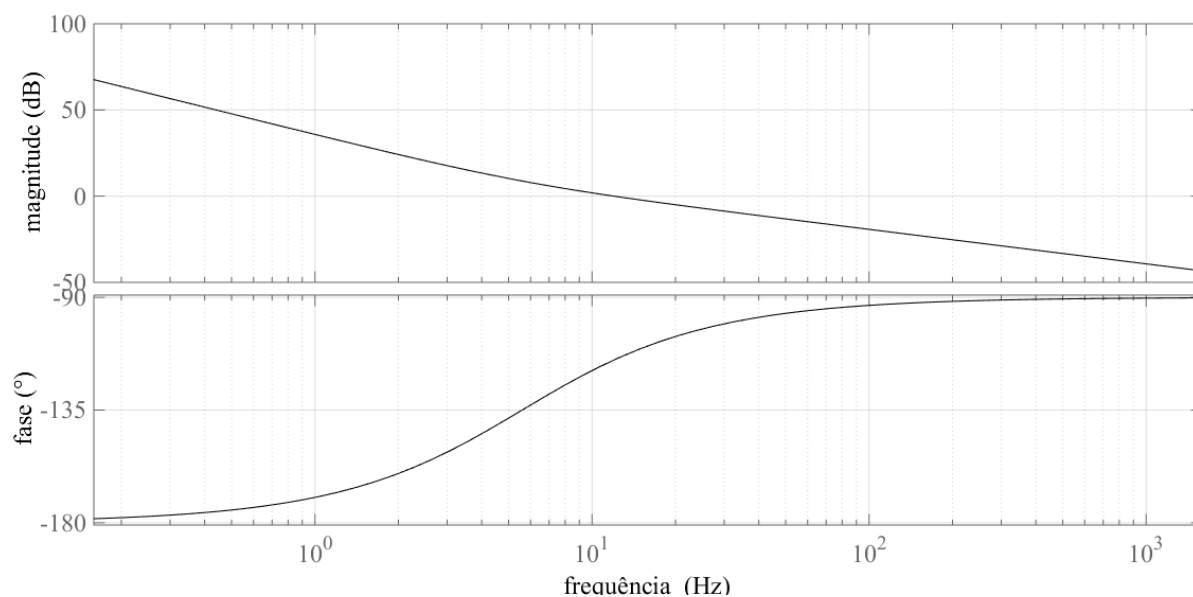
$$K_p = \left| \frac{1}{\frac{(s + \omega_z)}{s} \frac{1}{s}} \right|_{s=j\omega_c} = 68,334 \quad (C.19)$$

Assim, o controlador PI para o q-PLL é dado por,

$$PI_{PLL}(s) = \frac{68,334 (s + 35,159)}{s} \quad (C.20)$$

Os diagramas de Bode do controlador são apresentados na Figura C.4.

Figura C.4 – Diagramas de Bode da FTMA do circuito q-PLL.

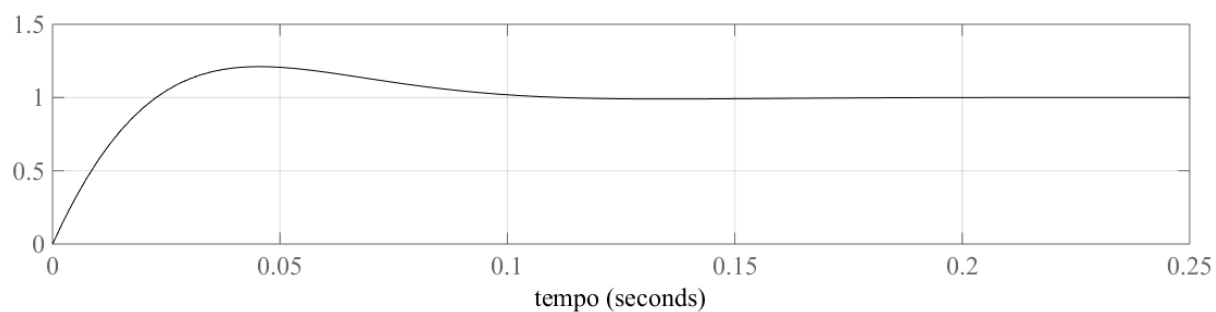


Fonte: Própria do autor.

Pela análise dos diagramas de magnitude e fase identifica-se que o controlador é capaz de garantir uma atenuação em torno de 20dB próximo a frequência de 120 Hz, com a garantia de uma margem de fase de 65° .

A reposta temporal do circuito pode ser vista na Figura C.5, que mostra a resposta para uma entrada em degrau unitário.

Figura C.5 – Resposta temporal ao degrau unitário para o circuito q-PLL.



Fonte: Própria do autor.

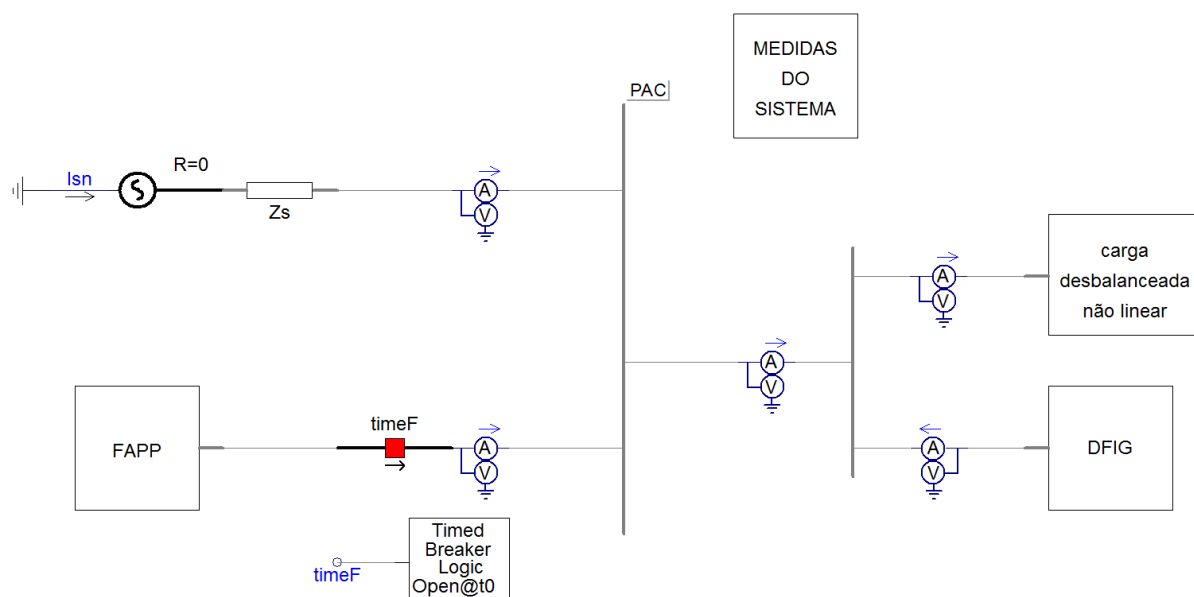
A resposta temporal indica o comportamento do circuito diante de perturbações em sua entrada. O resultado obtido na Figura C.5 indica que o circuito é capaz de responder a variações nos sinais de entrada com um tempo de aproximadamente de 0,2 segundos, considerado satisfatório para o projeto em questão.

ANEXO D

CIRCUITO SIMULADO

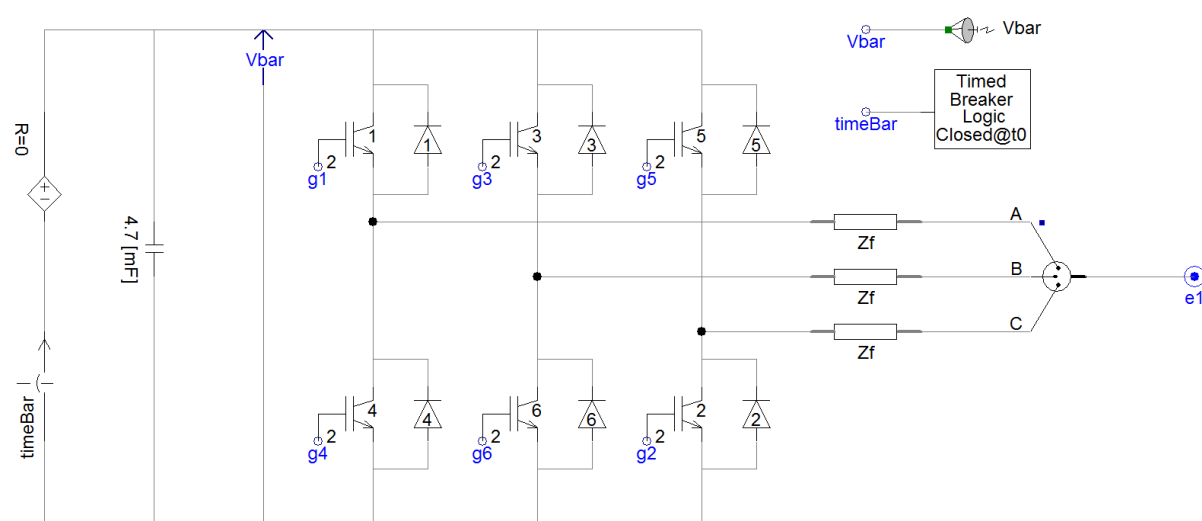
A seguir são apresentados os circuitos utilizados na simulação de sistema elétrico analisado.

Figura D.1 – Visão geral do sistema simulado.



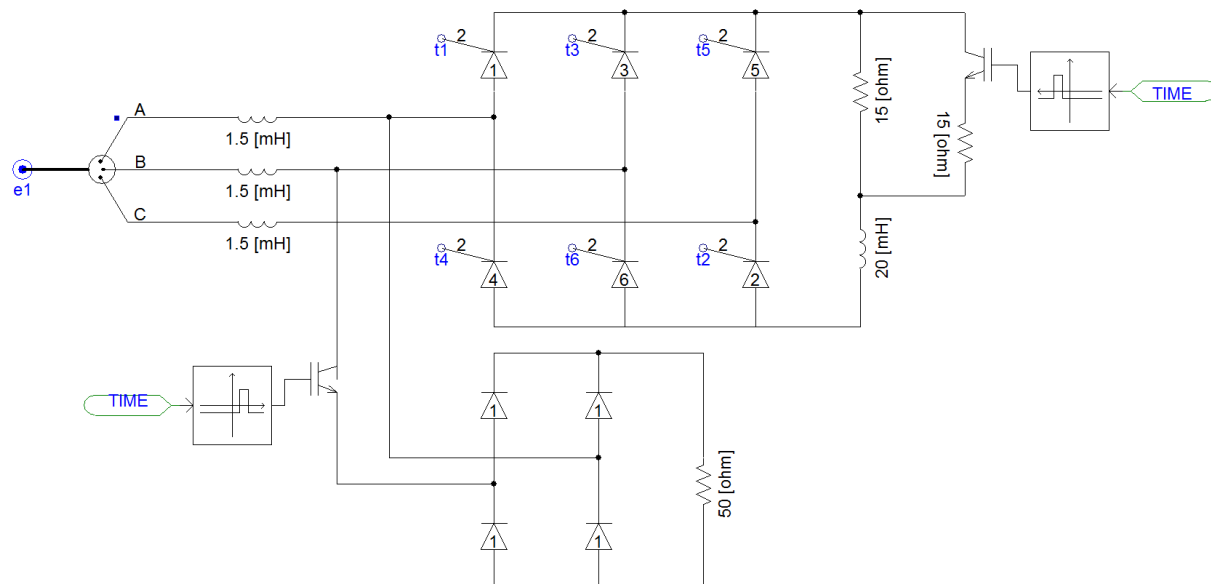
Fonte: Própria do autor.

Figura D.2 – Circuito de potência do FAPP.



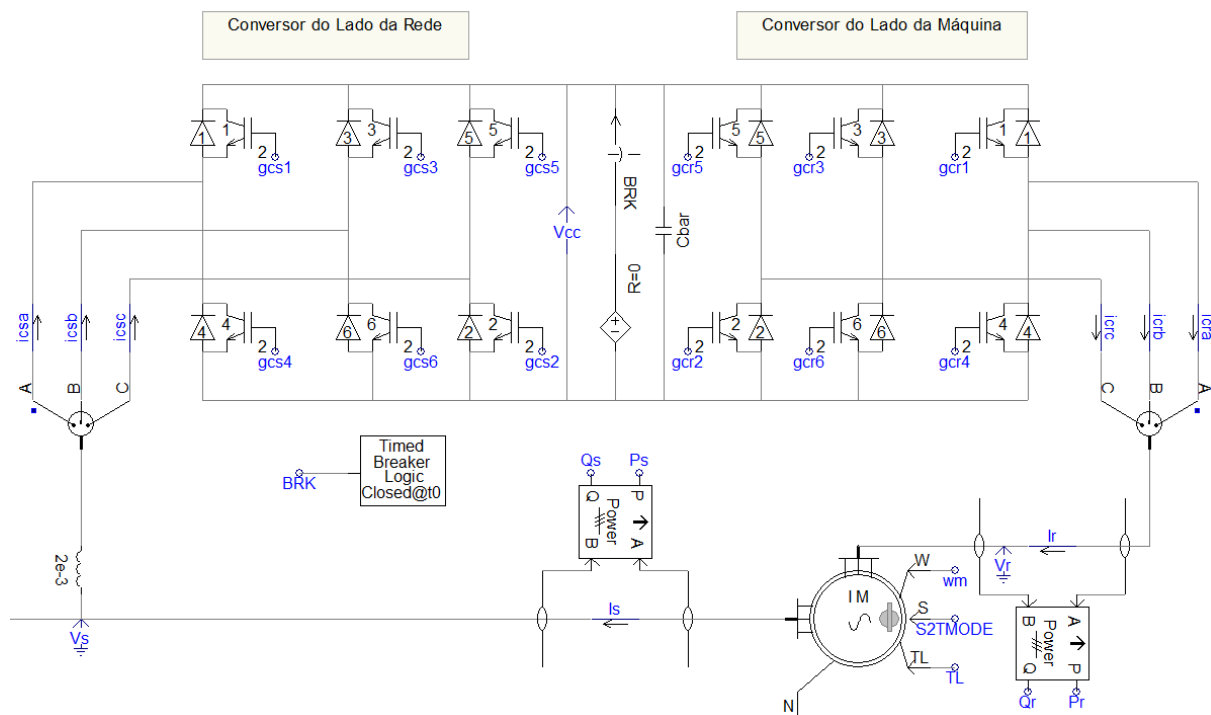
Fonte: Própria do autor.

Figura D.3 – Circuito de potência da carga desbalanceada não linear.



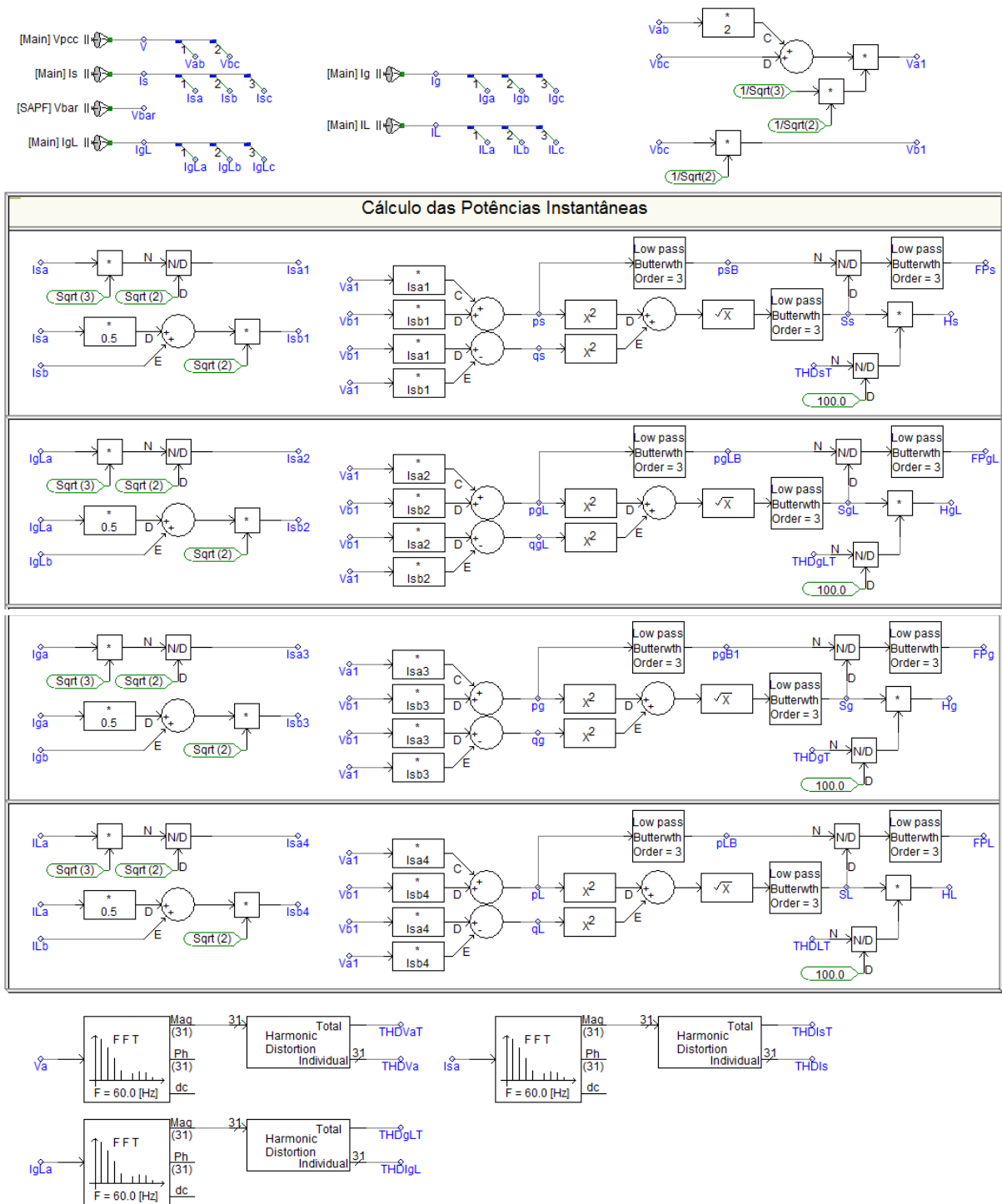
Fonte: Própria do autor.

Figura D.4 – Circuito de potência do GIDA.



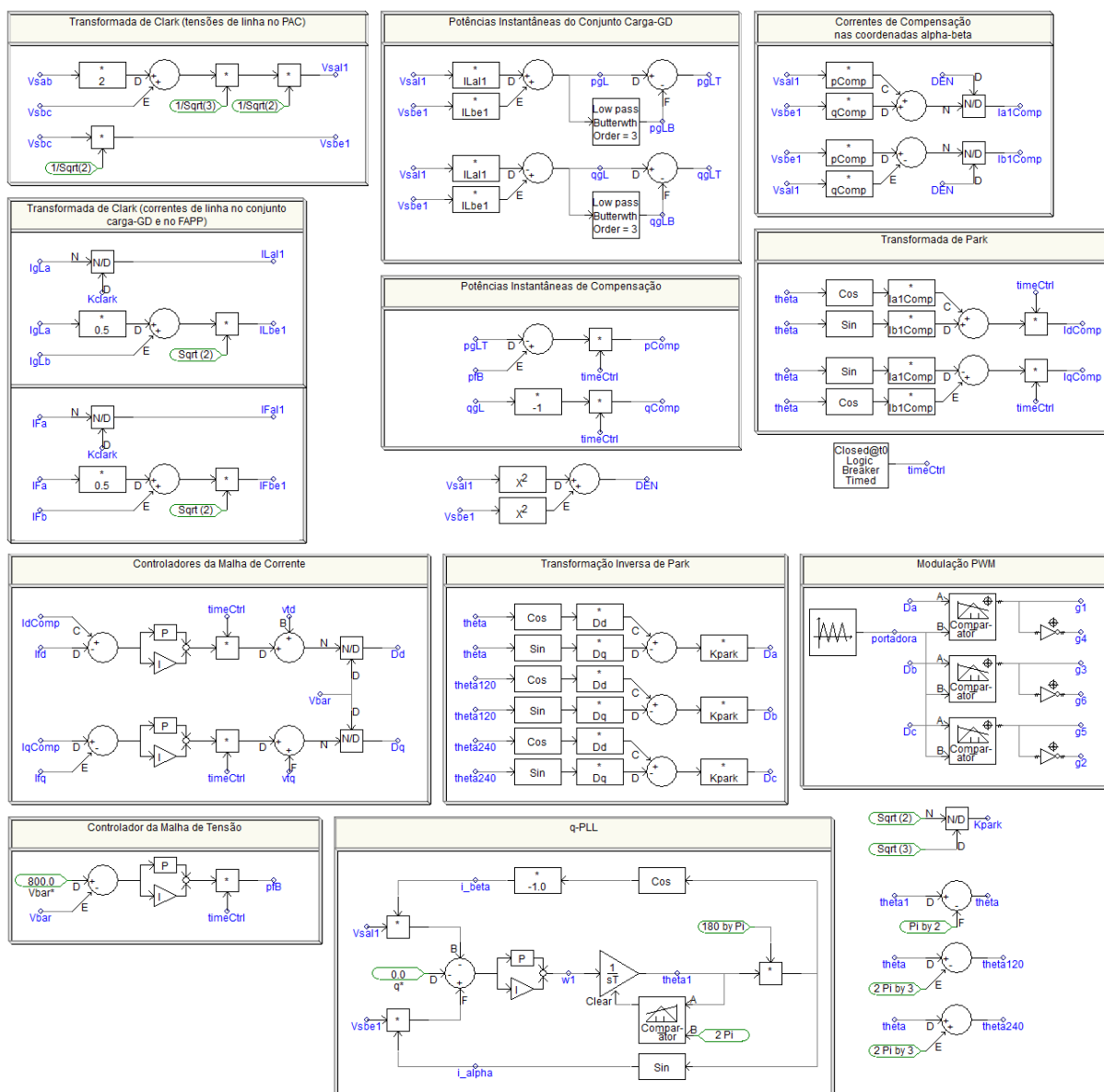
Fonte: Própria do autor.

Figura D.5 – Composição do bloco de medidas do sistema.



Fonte: Própria do autor.

Figura D.6 – Composição do bloco de controle utilizado no método 01.



Fonte: Própria do autor.

