



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MOZART DANIEL OLIVEIRA NOGUEIRA

**PROJETO DE FILTRO HÍBRIDO A QUATRO FIOS PARA APLICAÇÃO EM REDE
DE DISTRIBUIÇÃO: UM ESTUDO DE CASO**

FORTALEZA

2018

MOZART DANIEL OLIVEIRA NOGUEIRA

PROJETO DE FILTRO HÍBRIDO A QUATRO FIOS PARA APLICAÇÃO EM REDE DE
DISTRIBUIÇÃO: UM ESTUDO DE CASO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Kleber
de Araújo Lima

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

N713p Nogueira, Mozart Daniel Oliveira.
Projeto de Filtro Híbrido a Quatro Fios Para Aplicação Em Rede de Distribuição : Um estudo de caso. /
Mozart Daniel Oliveira Nogueira. – 2018.
93 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima.

1. Fator de Potência. 2. Filtro Híbrido. 3. Harmônicas. 4. Rede de Distribuição. I. Título.

CDD 621.3

MOZART DANIEL OLIVEIRA NOGUEIRA

PROJETO DE FILTRO HÍBRIDO A QUATRO FIOS PARA APLICAÇÃO EM REDE DE
DISTRIBUIÇÃO: UM ESTUDO DE CASO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo
Lima (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. MSc. Carlos Gustavo Castelo Branco
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. MSc. Renato Guerreiro Araújo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família, por investir e acreditar sempre em mim. Mãe e pai, vocês dois sempre foram as referências ao longo de toda a minha vida. Sempre se esforçando para deixar tudo mais fácil para mim e para os meus irmãos. Não há palavras para descrever o amor e a gratidão que sinto por vocês. Essa é pra vocês!

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima por me orientar em meu trabalho de conclusão de curso, pelos ensinamentos passados e pelas oportunidades concedidas a mim ao longo de toda a minha graduação.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ernande Eugênio Campelo Moraes, por, também, me orientar nesta pesquisa de conclusão de curso, mostrando sempre paciência, clareza e compromisso com o trabalho.

A todos os colaboradores e pesquisadores do Laboratório de Aplicações de Eletrônica de Potência Integração a Sistemas de Energia (LAPIS), onde grande parte deste trabalho foi realizado. E, também, aos membros, Prof. Msc. Gustavo e Eng. Msc. Renato, que disponibilizaram do seu tempo para participar desta banca examinadora.

Aos elaboradores e colaboradores da plataforma UFCTEX, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

Aos meus pais e irmãos, pelos conselhos valiosos, apoio e incentivo dados a mim ao longo de toda a minha vida, para que eu pudesse acreditar no meu potencial, mesmo nos momentos mais difíceis, tornando tudo mais fácil.

Aos amigos da graduação e da vida, que nos momentos em que precisei de apoio para concluir minha graduação, sempre estiveram presentes para me aconselhar e incentivar. Além dos momentos de descontração dentro e fora da faculdade, deixando os anos de graduação muito mais leves.

Agradeço a todos os professores que cruzaram o meu caminho, ou me ajudaram de alguma forma, durante esses cinco anos de curso, me proporcionando um enriquecimento profissional e espiritual através de seus ensinamentos.

Por fim, gostaria de agradecer a todos os servidores da Universidade Federal do Ceará (UFC) pelos eficientes serviços prestados à instituição e, conseqüentemente, seus beneficiários.

A maioria continua exaltando o luxo e a propriedade privada. Esquece que caixão não tem gaveta e que dessa passagem, a aprendizagem é a única bagagem levada.

(Forfun)

RESUMO

As redes de distribuição de energia elétrica são comumente afetadas por problemas de qualidade de energia nos quais os três principais são desbalanço de carga, distorção harmônica e baixo fator de potência. Nessa perspectiva, os filtros são equipamentos utilizados para melhorar e reduzir os danos causados por esses três fatores que são tão importantes no funcionamento adequado dos equipamentos elétricos e eletrônicos. Neste trabalho, é realizada a modelagem de uma rede de distribuição real a qual apresenta os três problemas citados acima. Assim um filtro híbrido é instalado buscando mitigar seus problemas de alta distorção harmônica de corrente e baixo fator de potência. A malha passiva é parametrizada buscando mitigar as 3^a e 5^a harmônicas de corrente, como também, corrigir o fator de potência da rede. Enquanto o controle da malha ativa do filtro, baseado na teoria pq, juntamente com o conversor eletrônico, buscam a mitigação dos harmônicos ímpares até a 13^a ordem. Para analisar o sistema com a aplicação do equipamento, o software de simulação utilizado foi o PSIM. Este software foi escolhido devido a possibilidade da utilização de um bloco onde o controle pode ser escrito em linguagem C, servindo para uma posterior aplicação em sistema embarcado através de um *Digital Signal Processor* (DSP). Posteriormente, os resultados das simulações são coletados e suas análises mostram o ajuste em média do fator de potência de 0,842 para 0,947, a queda do THD de corrente para abaixo do limite de 5% previsto em norma e, também, da intensidade das correntes nas três fases de, aproximadamente, de 10 A. Além disso há uma redução na corrente de neutro cerca de 33%.

Palavras-chave: Fator de potência. Filtro Híbrido. Harmônicas. Rede de Distribuição.

ABSTRACT

The electric distribution systems are generally affected by energy quality problems in which the main three are unbalance, harmonic distortion and low power factor. In this way the hybrid filters are used to improve and reduce damages caused by these three factors that are so much important on the properly working of the electric and electronic equipments connected to these lines. In this paper, it will be realized a modeling of a real electric distribution line, that have the three problems named above. Therefore a hybrid filter is installed looking to mitigate the current high harmonic distortion and to improve the power factor. The passive filter is parameterized looking to mitigate the 3^a and 5^a current harmonic order as well as to rectify the wire power factor. Meanwhile the active filter control, based on pq theory, jointly with the electronic converter, looks the mitigation of the odd current harmonics until the 13^a order. Therefore, to analyze the system with the use of the hybrid filter, the simulation software used was the PSIM. This software was chosen due the possibility of the control algorithm be written in C language through an specific block that will be useful for an application on a embedded system with a Digital Signal Processor (DSP). After this, the results of the simulations are collected and they show the grown of the medium power factor from 0,842 to 0,947, the decrease of the THD under the 5% limites provided in standards and, also it was registered a decrease on the module of the current on the three phases about 10 A. Besides the ground current decreases about 33 % of the initial.

Keywords: Distribution System. Harmonics. Hybrid Filter. Power Factor.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Comportamento da componente de 5ª ordem na barra em 230 kV da SE Chesf Fortaleza. | 21 |
| Figura 2 – Características típicas de fenômenos eletromagnéticos nos sistemas de potência. | 24 |
| Figura 3 – Principais distúrbios que afetam a qualidade de energia de um sistema elétrico. | 25 |
| Figura 4 – Triângulo de potências. | 26 |
| Figura 5 – Limites de fator de potência para consumidores ligados a rede de distribuição (V < 230 kV). | 26 |
| Figura 6 – Cálculo da Potência do Banco de Capacitores. | 28 |
| Figura 7 – Diagrama simplificado de suprimento à carga linear e não-linear: interação sistema-carga. | 30 |
| Figura 8 – Onda distorcida e suas 1ª, 3ª e 5ª harmônicas. | 31 |
| Figura 9 – Limites de distorção de tensão | 33 |
| Figura 10 – Limites de distorção de corrente para sistemas com tensão entre 120 V e 69 kV | 33 |
| Figura 11 – Valores de referencias globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental). | 34 |
| Figura 12 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental). | 34 |
| Figura 13 – Filtro de dupla sintonia. | 38 |
| Figura 14 – Filtro amortecido de segunda ordem. | 40 |
| Figura 15 – Filtro ativo conectado em série com a rede. | 42 |
| Figura 16 – Filtro ativo conectado em paralelo com a rede. | 42 |
| Figura 17 – Filtro universal conectado a rede. | 43 |
| Figura 18 – Topologias básicas de filtros híbridos. | 44 |
| Figura 19 – Esquemático de um modelo de rede de distribuição. | 46 |
| Figura 20 – Tensões eficazes de fase abc com os limites de variação. | 48 |
| Figura 21 – Frequência medida na rede da CEPISA. | 49 |
| Figura 22 – Corrente medida na rede da CEPISA. | 50 |
| Figura 23 – Potências aparente (kVA), reativa (kVAR) e ativa (kW) nas três fases abc. | 50 |
| Figura 24 – Potências aparente (kVA), reativa (kVAR) e ativa (kW) médias nas três fases. | 51 |
| Figura 25 – Fator de potência medido nas três fases. | 51 |
| Figura 26 – THD de tensão nas três fases. | 52 |

| | |
|--|----|
| Figura 27 – Distorção harmônica individual das três fases. | 53 |
| Figura 28 – THD de corrente nas três fases. | 54 |
| Figura 29 – Taxa de distorção harmônica individual nas três fases. | 54 |
| Figura 30 – Esquemático do filtro híbrido de dupla sintonia a 4 fios. | 55 |
| Figura 31 – Esquemático da estratégia utilizada para o controle do filtro ativo. | 56 |
| Figura 32 – Exemplo de PLL utilizado para "rastrear" frequência ou ângulo de fase. | 58 |
| Figura 33 – Esquemático da impedância de sequência zero de um sistema. | 60 |
| Figura 34 – Esquemático da rede no PSIM. | 60 |
| Figura 35 – Parametrização da rede no PSIM. | 60 |
| Figura 36 – Modelo com o ramo de magnetização. | 62 |
| Figura 37 – Modelo do transformador utilizado na simulação. | 63 |
| Figura 38 – Modelo de carga no PSIM. | 63 |
| Figura 39 – Circuito de controle no PSIM. | 65 |
| Figura 40 – Bloco da transformada de Clarke. | 66 |
| Figura 41 – Bloco de sincronização no PSIM. | 66 |
| Figura 42 – Bloco gerador de referências de tensão para as harmônicas. | 67 |
| Figura 43 – Malha geradora das potências de referência. | 68 |
| Figura 44 – Regulador de tensão do barramento CC no PSIM. | 68 |
| Figura 45 – Exemplo da malha de sintetização das correntes de referência para o 5 ^o harmônico. | 69 |
| Figura 46 – Geração das correntes de referência das fases a,b,c e neutro. | 69 |
| Figura 47 – Exemplo da malha de corrente de referência da fase A. | 70 |
| Figura 48 – Gerador de PWM utilizado. | 71 |
| Figura 49 – Conversor eletrônico utilizado na simulação. | 71 |
| Figura 50 – Sistema da CEPISA simulado no PSIM. | 72 |
| Figura 51 – Comportamento da corrente do sistema ao longo da simulação. | 73 |
| Figura 52 – Detalhe da corrente na rede antes da atuação do filtro. | 74 |
| Figura 53 – Detalhe da corrente na rede após a atuação da malha passiva. | 75 |
| Figura 54 – Comparação das intensidades das harmônicas na corrente da rede na fase A. | 75 |
| Figura 55 – Comparação das intensidades das harmônicas na corrente da rede na fase B. | 75 |
| Figura 56 – Comparação das intensidades das harmônicas na corrente da rede na fase C. | 76 |
| Figura 57 – Detalhe da corrente na rede após a entrada do filtro ativo. | 77 |

| | |
|---|----|
| Figura 58 – Correntes nas três fases e neutro do filtro passivo. | 78 |
| Figura 59 – Correntes nos quatro braços do filtro ativo. | 78 |
| Figura 60 – Tensões de fase abc no PCC durante toda a simulação. | 79 |
| Figura 61 – Tensões de fase abc no PCC antes da atuação do filtro híbrido. | 79 |
| Figura 62 – Tensões de fase abc no PCC após a atuação do filtro passivo. | 80 |
| Figura 63 – Tensões de fase abc no PCC após a atuação do filtro híbrido. | 81 |
| Figura 64 – Tensões e correntes nas fases abc e neutro com o barramento CC em 70 Vcc. | 82 |
| Figura 65 – Tensão no elo CC do conversor e seu detalhamento. | 84 |
| Figura 66 – Frequência angular rastreada pelo bloco PLL. | 84 |
| Figura 67 – Comparação entre os sinais de referência de controle e correntes sintetizadas no inversor. | 85 |
| Figura 68 – Detalhe da corrente com e sem filtro na carga de teste superior a original. | 86 |
| Figura 69 – Detalhe da corrente com e sem filtro na carga de teste inferior a original. | 87 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Impedâncias de sequência positiva e zero da rede. | 47 |
| Tabela 2 – Dados do trafo da CEPISA. | 47 |
| Tabela 3 – Fator de potência médio das três fases. | 52 |
| Tabela 4 – Compilado dos dados do transformador. | 61 |
| Tabela 5 – Comparação dos THDs da carga real e simulada. | 64 |
| Tabela 6 – Comparação do nível de distorção harmônica individual em porcentagem da fundamental. | 77 |
| Tabela 7 – Fator de potência médio das três fases ao longo da simulação. | 83 |
| Tabela 8 – Características da corrente com condição de carga superior. | 86 |
| Tabela 9 – Características da corrente com condição de carga superior após a atuação do filtro. | 86 |
| Tabela 10 – Características da corrente com condição de carga inferior. | 87 |
| Tabela 11 – Características da corrente com condição de carga inferior após a atuação do filtro. | 87 |
| Tabela 12 – Corrente de carga com longa duração de variação de frequência em 60,1 Hz. | 88 |
| Tabela 13 – Corrente de carga com longa duração de variação de frequência em 59,9 Hz. | 89 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CC | Corrente Contínua |
| CEPISA | Companhia Energética do Piauí |
| DSP | <i>Digital Signal Processor</i> |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| IGBTs | <i>Insulated Gate Bipolar Transistors</i> |
| LAPIS | Laboratório de Aplicações de Eletrônica de Potência Integração a Sistemas de Energia |
| MOSFETs | <i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistors</i> |
| PCC | Ponto de conexão comum |
| PI | Proporcional-Integral |
| PLL | <i>Phase Locked Loop</i> |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica |
| PSIM | Software de simulação para eletrônica de potência |
| PWM | <i>Pulse Wide Modulation</i> |
| TDD | <i>Total Demand Distortion</i> |
| THD | <i>Total Harmonic Distortion</i> |
| THI | <i>Total Harmonic Individual</i> |
| UPQC | <i>Unified Power Quality Conditioner</i> |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|----------------|---|
| S | Potência Aparente |
| P | Potência Ativa |
| Q | Potência Reativa |
| V_{PCC} | Tensão no Ponto de Conexão Comum |
| ΔV_Z | Queda de Tensão na Impedância do Sistema. |
| FP | Fator de Potência |
| I | Corrente elétrica |
| V | Tensão de Linha |
| t | Tempo |
| f | Frequência |
| ω | Frequência Angular |
| ω_1 | Frequência Angular da Fundamental |
| h | Ordem da Harmônica |
| Z_{fp} | Impedância do Filtro Passivo |
| Z_{rede} | Impedância da Rede |
| Z_{trafo} | Impedância do Transformador |
| Z_{sist} | Impedância do Sistema |
| THD_{limite} | Taxa Limite de Distorção Harmônica Total |
| I_{CC} | Corrente de Curto-circuito |
| I_L | Corrente Nominal |
| F_D | Fator de Distorção |
| FP_{desl} | Fator de Potência de Deslocamento |
| X | Reatância |
| R | Resistência |
| Z | Impedância |
| I_{cc} | Corrente de Curto-circuito |

| | |
|--------------|--|
| I_{α} | Componente Alfa da Corrente |
| V_{α} | Componente Alfa da Tensão |
| I_{β} | Componente Beta da Corrente |
| V_{β} | Componente Beta da Tensão |
| I_0 | Componente Zero da Corrente |
| V_0 | Componente Zero da Tensão |
| p_0 | Potência de Sequência Zero |
| p | Potência Ativa Instantânea |
| q | Potência Reativa Instantânea |
| K_p | Ganho Proporcional |
| T | Constante de Tempo |
| Z_0 | Impedância de Sequência Zero |
| R_0 | Resistência de Sequência Zero |
| X_0 | Reatância de Sequência Zero |
| Z_P | Impedância de Sequência Positiva |
| R_P | Resistência de Sequência Positiva |
| X_P | Reatância de Sequência Positiva |
| Z_O | Impedância do Neutro |
| R_O | Resistência do Neutro |
| X_O | Reatância do Neutro |
| V_{sis} | Tensão na Barra de Referência do Sistema |
| X_C | Reatância Capacitiva em 60 Hz |
| X_L | Reatância Indutiva em 60 Hz |
| X_{eff} | Reatância Total do Filtro |

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 20 |
| 1.1 | Objetivos | 22 |
| 2 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 23 |
| 2.1 | Qualidade de Energia Elétrica | 23 |
| 2.1.1 | Baixo Fator de Potência | 25 |
| 2.1.1.1 | <i>Compensação de Reativos</i> | 27 |
| 2.1.2 | Harmônicos | 29 |
| 2.1.2.1 | <i>Caracterização dos Harmônicos</i> | 30 |
| 2.1.2.2 | <i>Índices de Distorção Harmônica</i> | 32 |
| 2.1.2.3 | <i>Efeitos dos Harmônicos</i> | 34 |
| 2.2 | Filtros | 37 |
| 2.2.1 | Filtros Passivos | 37 |
| 2.2.1.1 | <i>Filtros Sintonizados</i> | 37 |
| 2.2.1.2 | <i>Filtros Amortecidos</i> | 39 |
| 2.2.1.3 | <i>Fator de Dessintonia</i> | 40 |
| 2.2.1.4 | <i>Desvantagens</i> | 40 |
| 2.2.2 | Filtros Ativos | 41 |
| 2.2.2.1 | <i>Filtro Ativo Série</i> | 41 |
| 2.2.2.2 | <i>Filtro Ativo Paralelo</i> | 42 |
| 2.2.2.3 | <i>Filtro Ativo Universal</i> | 43 |
| 2.2.3 | Filtros Híbridos | 44 |
| 3 | METODOLOGIA | 46 |
| 3.1 | Obtenção de dados da rede CEPISA | 46 |
| 3.1.1 | Impedância do sistema | 47 |
| 3.1.2 | Dados do transformador | 47 |
| 3.1.3 | Dados da medição | 48 |
| 3.1.3.1 | <i>Tensão de fase</i> | 48 |
| 3.1.3.2 | <i>Frequência do sistema</i> | 49 |
| 3.1.3.3 | <i>Corrente do sistema</i> | 49 |
| 3.1.3.4 | <i>Demanda trifásica do sistema</i> | 50 |

| | | |
|------------|---|-----------|
| 3.1.3.5 | <i>Fator de potência da rede</i> | 51 |
| 3.1.3.6 | <i>Distorção harmônica de tensão</i> | 52 |
| 3.1.3.7 | <i>Distorção harmônica de corrente</i> | 52 |
| 3.2 | Escolha do Filtro | 55 |
| 3.2.1 | <i>Filtro passivo</i> | 56 |
| 3.2.2 | <i>Filtro ativo e estratégia de controle</i> | 56 |
| 3.2.2.1 | <i>Teoria pq</i> | 57 |
| 3.2.2.2 | <i>PLL</i> | 58 |
| 3.2.2.3 | <i>Regulador de tensão do elo CC</i> | 58 |
| 3.2.2.4 | <i>Malha de corrente</i> | 59 |
| 3.3 | Modelagem e parametrização no PSIM | 59 |
| 3.3.1 | <i>Modelagem da rede</i> | 59 |
| 3.3.2 | <i>Parametrização do transformador no PSIM</i> | 61 |
| 3.3.3 | <i>Parametrização da carga no PSIM</i> | 63 |
| 3.3.4 | <i>Parametrização da malha passiva</i> | 64 |
| 3.3.5 | <i>Parametrização do filtro ativo</i> | 65 |
| 3.3.5.1 | <i>Bloco Transformada de Clarke</i> | 66 |
| 3.3.5.2 | <i>Bloco PLL</i> | 66 |
| 3.3.5.3 | <i>Bloco Teoria pq</i> | 67 |
| 3.3.5.4 | <i>Bloco Malha de Corrente</i> | 69 |
| 3.3.5.5 | <i>Gerador de PWM</i> | 70 |
| 3.3.6 | <i>Conversor eletrônico</i> | 71 |
| 4 | RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES | 72 |
| 4.1 | <i>Especificações da simulação</i> | 72 |
| 4.2 | <i>Correntes do sistema</i> | 73 |
| 4.2.1 | <i>Detalhe da corrente na rede antes da entrada do filtro</i> | 73 |
| 4.2.2 | <i>Detalhe da corrente na rede após a entrada da malha passiva.</i> | 74 |
| 4.2.3 | <i>Detalhe da corrente após a entrada do filtro ativo</i> | 76 |
| 4.2.4 | <i>Corrente nos condutores do filtro passivo</i> | 77 |
| 4.2.5 | <i>Corrente nos braços do filtro ativo</i> | 78 |
| 4.3 | <i>Tensões no secundário do transformador</i> | 78 |
| 4.3.1 | <i>Detalhe da tensão de fase abc antes da entrada do filtro</i> | 79 |

| | | |
|---------|---|----|
| 4.3.2 | <i>Detalhe da tensão de fase abc após a entrada do filtro passivo</i> | 80 |
| 4.3.3 | <i>Detalhe da tensão de fase abc após a entrada do filtro híbrido</i> | 81 |
| 4.4 | Fator de potência | 82 |
| 4.5 | Potência processada pelo filtro passivo | 83 |
| 4.6 | Potência processada pelo conversor | 83 |
| 4.7 | Elo CC | 83 |
| 4.8 | Resposta do controle | 84 |
| 4.9 | Desempenho do filtro com variações na rede | 85 |
| 4.9.1 | <i>Variação de carga</i> | 85 |
| 4.9.1.1 | <i>Condição de carga superior a original</i> | 85 |
| 4.9.1.2 | <i>Condição de carga inferior a original</i> | 86 |
| 4.9.2 | <i>Variação de impedância da rede</i> | 87 |
| 4.9.3 | <i>Variação de frequência</i> | 88 |
| 5 | CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS | 90 |
| | REFERÊNCIAS | 92 |

1 INTRODUÇÃO

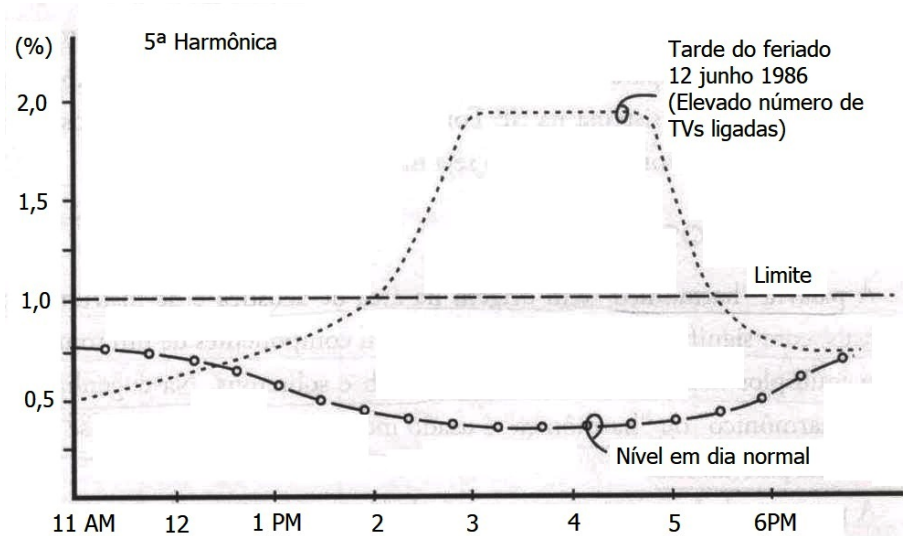
Com o avanço tecnológico da sociedade a energia elétrica tem se tornado cada vez mais fundamental para o bem-estar do homem. Dentro deste panorama, este tipo de energia assumiu diversas formas de uso. Com o crescimento da tecnologia das máquinas elétricas empregadas nas indústrias, comércios e pequenos consumidores, somados ao avanço da eletrônica e, conseqüentemente, de cargas não lineares no sistema elétrico, a qualidade de energia se tornou um fator importante no campo da Engenharia Elétrica. Antigamente, os problemas de qualidade de energia na rede passavam despercebidos, porém, nos dias atuais a falta de disponibilidade e confiabilidade em um sistema elétrico podem causar sérios prejuízos aos consumidores. Como listado em VEDAM R. S.; SARMA (2009, p. 2), alguns exemplos do quanto pode custar uma falta no sistema elétrico:

- "Um datacenter de grande porte afetado por uma interrupção de 2 segundos pode ter um prejuízo de, aproximadamente, 600.000 dólares.
- Em algumas fábricas, após um afundamento de tensão, a parada das linhas de montagem podem requerer a limpeza de produtos danificados, o reinício de funcionamento das caldeiras e a reprogramação de alguns controles automáticos com o custo típico de 50.000 dólares por incidente.
- Uma montadora estimou que as perdas totais devido a interrupções de tensão momentâneas em todas as suas indústrias custam em torno de 10 milhões de dólares por ano."

Atualmente, os usuários de energia elétrica ao redor do mundo, exigem mais do que apenas potência elétrica ativa e reativa da rede. Esses consumidores solicitam cada vez mais do sistema uma alimentação de corrente elétrica não senoidal. Isso se dá, principalmente, devido a difusão do uso de aparelhos eletrônicos. Conseqüentemente, devido a impedância do sistema e desse ponto de conexão comum entre o mesmo e os consumidores, a tensão proveniente da rede também pode sofrer deformações na sua forma de onda. A Figura 1 traz um exemplo de crescimento da 5ª harmônica na tensão da barra de uma subestação devido a uma grande quantidade de consumidores utilizando televisão simultaneamente. Logo, este é um problema duplo, tanto do consumidor como, também, da concessionária ou permissionária que irá fazer a distribuição da energia elétrica para o seu uso final.

Equipamentos eletrônicos são as cargas que mais causam a degradação da qualidade da energia nas redes elétricas e os mesmos podem apresentar erros de operação devido a má

Figura 1 – Comportamento da componente de 5ª ordem na barra em 230 kV da SE Chesf Fortaleza.



Fonte: LEÃO R. P. S.; SAMPAIO (2014).

performance da energia que os alimenta. Em Kennedy (2000) é mostrado não apenas estes, mas outros equipamentos também apresentam funcionamento inadequado quando expostos a condições desfavoráveis em sua alimentação. Conseqüentemente, nos dias atuais a qualidade e a disponibilidade da energia elétrica têm se tornado uma preocupação constante entre grandes, médios, pequenos consumidores e até mesmo do estado.

No campo de distribuição de energia elétrica, os harmônicos, o baixo fator de potência e o desbalanço de carga são grandes problemas de qualidade de energia que prejudicam os usuários da rede elétrica (KERSTING, 2002). Portanto, a utilização de filtros para corrigir tais questões se faz necessário para entregar aos consumidores uma energia de qualidade que não prejudique a vida útil das suas instalações ou o funcionamento dos seus equipamentos. Além disso, a aplicação de um filtro pode diminuir as perdas ao longo das linhas de distribuição, o que implica um aumento da vida útil dos condutores, isoladores, equipamentos de proteção, chaves seccionadoras e transformadores. Tal questão é de grande importância tanto para o consumidor quanto para a concessionária de distribuição de energia elétrica.

Um estudo sobre topologias de filtros, assim como seu funcionamento em uma rede real de distribuição de energia é extremamente necessário na busca para uma eficiente mitigação dos problemas citados acima. O objetivo deste trabalho é fazer um estudo de caso sobre a aplicação de um filtro híbrido de quatro braços no lado de baixa tensão de um transformador da rede de distribuição da Companhia Energética do Piauí (CEPISA). De posse dos dados da rede, do transformador e da carga um diagnóstico dos problemas da rede será realizado e em seguida

o dimensionamento do filtro híbrido, buscando adequar as taxas de distorção harmônicas, bem como o fator de potência aos limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Portanto, faz-se necessário a modelagem do sistema em um software de simulação para a posterior obtenção de resultados e suas análises, buscando verificar a viabilidade do filtro ao sistema em questão. O programa utilizado para as simulações foi o Software de simulação para eletrônica de potência (PSIM). Posteriormente, pode-se adequar o controle do filtro ativo para a programação em C e implementá-lo em um microprocessador para utilização em um sistema embarcado na prática. Com a escolha adequada do filtro, busca-se encontrar uma solução eficiente para a adequação dos índices de distorção harmônica e do fator de potência da rede em questão da CEPISA as normas estabelecidas pela ANEEL. Assim, tanto a concessionária quanto os usuários do sistema de distribuição serão beneficiados com o equipamento.

1.1 Objetivos

- Parametrizar no simulador o trecho da rede de distribuição onde será instalado o filtro.
- Modelar a malha passiva e ativa do filtro híbrido de quatro braços para a utilização em baixa tensão, buscando um melhor desempenho e menor custo.
- Adequar os índices de distorção harmônica e o fator de potência da rede de distribuição estudada aos valores das normas vigentes.
- Obter resultados adequados através de simulações no software PSIM.
- Observar o desempenho e eficiência do filtro na mitigação dos problemas de qualidade de energia da rede em questão.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Como explorado anteriormente, o tema qualidade de energia elétrica ganhou uma grande repercussão nos últimos anos na área da tecnologia. Isso se dá, principalmente, devido a disseminação de cargas que degradam a energia do sistema. Somado a isso, atualmente, os equipamentos elétricos em geral estão mais sensíveis a variações indesejadas na sua alimentação podendo sofrer falhas de operação, diminuição da sua vida útil e danos permanentes.

2.1 Qualidade de Energia Elétrica

O termo qualidade de energia elétrica muitas vezes é associado apenas com o nível de tensão que um consumidor recebe da rede elétrica. Porém, como visto em VEDAM R. S.; SARMA (2009), este termo é muito mais abrangente. A qualidade da energia está ligada, principalmente, ao nível e equilíbrio da tensão e corrente de um sistema, forma de onda, fator de potência e a sua frequência. O IEEE Std 1159 (2009, p. 6) traz na Figura 2 a definição de alguns fenômenos que ocorrem nos sistemas elétricos afetando a qualidade da energia. Pode-se definir que um problema de qualidade de energia está ligado ao mau funcionamento, ou não funcionamento, de um equipamento elétrico qualquer, causado por uma má alimentação de energia.

Para ilustrar de maneira mais didática, a Figura 3 ilustra alguns dos problemas de qualidade de energia que são descritos abaixo de acordo com Paulilo (2010, p. 33) que afetam os usuários do sistema elétrico:

b - transitório impulsivo (*impulsive transient*): São causados por descargas atmosféricas e chaveamentos de carga e dispositivos de proteção. Podem causar erros no processamento de sinais e redução da vida útil de equipamentos ligados a rede.

c - transitório oscilatório (*oscillatory transient*): São causados por transitórios impulsivos e chaveamento de capacitores e transformadores. Podem causar redução da vida útil e mau funcionamento de equipamentos conectados a rede.

d e f - afundamento (*rms sag*) e surto (*rms swell*) de tensão: São causados por partida de motores, variações de carga e chaveamento de capacitores. Causam pequenas reduções na velocidade dos motores de indução e no reativo dos bancos de capacitores, falhas em equipamentos eletrônicos, redução da vida útil de máquinas rotativas, transformadores, cabos, disjuntores, TPs e TCs e operação indevida de relés de proteção, motores, geradores, etc.

Figura 2 – Características típicas de fenômenos eletromagnéticos nos sistemas de potência.

| Categories | Typical spectral content | Typical duration | Typical voltage magnitude |
|--|--------------------------|------------------|--|
| 1.0 Transients | | | |
| 1.1 Impulsive | | | |
| 1.1.1 Nanosecond | 5 ns rise | < 50 ns | |
| 1.1.2 Microsecond | 1 μ s rise | 50 ns – 1 ms | |
| 1.1.3 Millisecond | 0.1 ms rise | > 1 ms | |
| 1.2 Oscillatory | | | |
| 1.2.1 Low frequency | < 5 kHz | 0.3–50 ms | 0–4 pu ^a |
| 1.2.2 Medium frequency | 5–500 kHz | 20 μ s | 0–8 pu |
| 1.2.3 High frequency | 0.5–5 MHz | 5 μ s | 0–4 pu |
| 2.0 Short-duration root-mean-square (rms) variations | | | |
| 2.1 Instantaneous | | | |
| 2.1.1 Sag | | 0.5–30 cycles | 0.1–0.9 pu |
| 2.1.2 Swell | | 0.5–30 cycles | 1.1–1.8 pu |
| 2.2 Momentary | | | |
| 2.2.1 Interruption | | 0.5 cycles – 3 s | < 0.1 pu |
| 2.2.2 Sag | | 30 cycles – 3 s | 0.1–0.9 pu |
| 2.2.3 Swell | | 30 cycles – 3 s | 1.1–1.4 pu |
| 2.3 Temporary | | | |
| 2.3.1 Interruption | | >3 s – 1 min | < 0.1 pu |
| 2.3.2 Sag | | >3 s – 1 min | 0.1–0.9 pu |
| 2.3.3 Swell | | >3 s – 1 min | 1.1–1.2 pu |
| 3.0 Long duration rms variations | | | |
| 3.1 Interruption, sustained | | > 1 min | 0.0 pu |
| 3.2 Undervoltages | | > 1 min | 0.8–0.9 pu |
| 3.3 Overvoltages | | > 1 min | 1.1–1.2 pu |
| 3.4 Current overload | | > 1 min | |
| 4.0 Imbalance | | | |
| 4.1 Voltage | | steady state | 0.5–2% |
| 4.2 Current | | steady state | 1.0–30% |
| 5.0 Waveform distortion | | | |
| 5.1 DC offset | | steady state | 0–0.1% |
| 5.2 Harmonics | 0–9 kHz | steady state | 0–20% |
| 5.3 Interharmonics | 0–9 kHz | steady state | 0–2% |
| 5.4 Notching | | steady state | |
| 5.5 Noise | broadband | steady state | 0–1% |
| 6.0 Voltage fluctuations | < 25 Hz | intermittent | 0.1–7% 0.2–2 P _{st} ^b |
| 7.0 Power frequency variations | | < 10 s | \pm 0.10 Hz |

Fonte: IEEE Std 1159 (2009).

e - interrupção (*interruption*): Causada por curto-circuitos e operação de disjuntores. Causa a interrupção do fornecimento de energia pela rede.

g - distorção harmônica (*harmonics*): Causado por cargas não lineares. Causam o sobreaquecimento de cabos, transformadores e motores de indução, a danificação de capacitores e a operação indevida de disjuntores, relés e fusíveis.

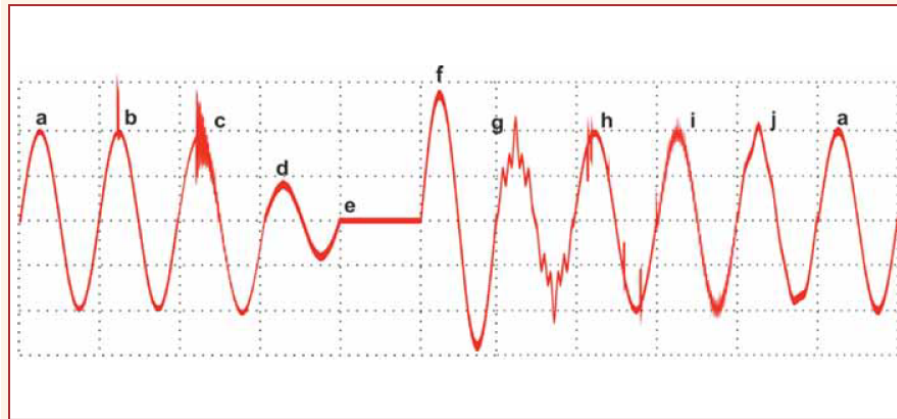
h - cortes de tensão (*notching*): Causados por conversores eletrônicos de potência. Causa a operação indevida de dispositivos de medição e proteção.

i - ruído (*noise*): Causados por chaveamento dos equipamentos eletrônicos e radiações eletro-

magnéticas. Causam distúrbios em equipamentos eletrônicos.

j - inter-harmônicos (*interharmonics*): Causados por conversores estáticos de potência, ciclo-conversores, motores de indução e máquinas de solda à arco. Seus efeitos são: Interferência na transmissão de sinais e indução de flicker visual no display de equipamentos.

Figura 3 – Principais distúrbios que afetam a qualidade de energia de um sistema elétrico.



Fonte: Paulilo (2010).

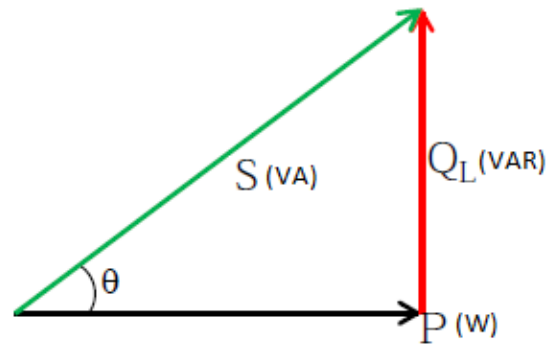
2.1.1 Baixo Fator de Potência

Quando uma instalação elétrica tem um baixo fator de potência, significa que uma quantidade, relativamente alta, de potência reativa está sendo consumida (reativa indutiva) ou gerada (reativa capacitiva) pela unidade consumidora se comparado ao consumo de potência ativa pela mesma. A potência reativa não gera trabalho útil, sendo apenas trocada entre fonte e carga na forma de campo elétrico e magnético. Portanto, uma parte da capacidade de transporte da instalação é "ocupada" por essa energia sem realizar trabalho (NILSSON J. W.; RIEDEL, 2009). Essa explicação fica clara quando analisamos o triângulo de potência na Figura 4 e (2.1). Portanto, é possível utilizar outros meios de prover essa potência reativa para a carga que a solicita. A potência reativa é necessária, porém, não há a necessidade de transportá-la através do sistema.

$$S = P^2 + Q^2 \quad (2.1)$$

O fator de potência é a relação entre a potência total aparente de um sistema pela sua potência útil ativa, como mostrado em (2.2). Através dele, podemos ter uma noção da quantidade da capacidade "desperdiçada" da rede. Para alertar o consumidor em relação aos problemas do

Figura 4 – Triângulo de potências.



Fonte: Elaborado pelo autor.

baixo fator de potência, alguns países, de acordo com suas legislações específicas, cobram um valor pelos excedentes reativos solicitados da rede pelas cargas dos consumidores. No Brasil, a ANEEL através da Resolução Normativa nº 414 (2010) estabeleceu o valor padrão para o fator de potência dos consumidores do grupo A em 0,92, indutivo ou capacitivo, dependendo do horário do dia, como pode ser visto na Figura 5. Caso o valor seja ultrapassado será aplicada uma multa proporcional a quantidade de excedentes reativos.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (2.2)$$

Figura 5 – Limites de fator de potência para consumidores ligados a rede de distribuição ($V < 230 \text{ kV}$).

| FATOR DE POTÊNCIA | MEDIÇÃO TRADICIONAL | MEDIÇÃO HORÁRIA |
|----------------------|---------------------|--|
| | MENSAL | HORÁRIA |
| Limite FP Indutivo | F.P > 0,92 | 0:00-06:00 HS Sem limite 6:00-24:00 HS FPind > 0,92 |
| Limite FP Capacitivo | Sem limite | 0:00-06:00 HS FPcap > 0,92 6:00-24:00 HS Sem limite |
| Demanda Max Reativa | Não mede | Mede |

Fonte: Adaptado de Prodist, MÓDULO 8 (2008).

A corrente elétrica em um sistema de potência qualquer aumenta de acordo com o aumento da potência aparente demandada de acordo com Nilsson J. W.; Riedel (2009). Assim, se pudermos prover essa energia reativa por outro caminho ao invés das linhas de distribuição,

podemos reduzir a corrente e, conseqüentemente, as perdas, quedas de tensão e sobrecargas através da rede elétrica. Eis a importância de aumentarmos o fator de potência para o mais próximo de 1, fazendo com que a corrente que percorre os condutores do sistema elétrico seja a menor possível e possibilitando que uma maior quantidade de energia flua através da rede, sem a necessidade de se construir novas linhas e postes de sustentação. Basicamente, podemos citar os problemas do baixo fator de potência como sendo:

- Diminuição da capacidade de transporte de potência pela rede
- Aumento da corrente elétrica e, conseqüentemente, das perdas nas linhas
- Diminuição da vida útil dos condutores e dispositivos utilizados
- Sobrecargas
- Aumento do custo da energia devido ao sobredimensionamento dos equipamentos utilizados

2.1.1.1 *Compensação de Reativos*

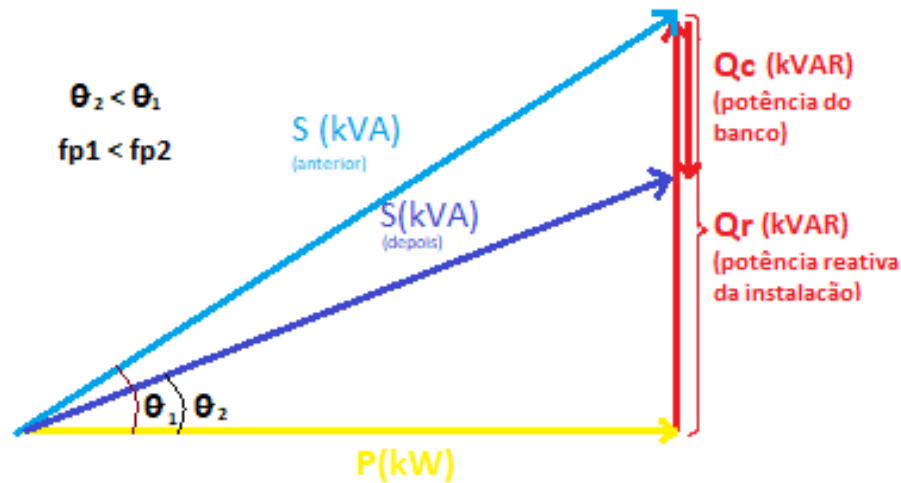
As cargas, em sua maioria, demandam uma energia reativa indutiva da rede (ELE-TROBRAS, 2013a). Isso acontece devido a grande parte das cargas presentes em um sistema elétrico ser proveniente de motores de indução, muito utilizados em indústrias. Além disso, as lâmpadas fluorescentes e alguns tipos de motores de baixa potência, também, funcionam drenando uma corrente indutiva da rede. Dessa forma, o mais comum é que se tenha um fator de potência indutivo nas instalações elétricas, sendo corrigido através da instalação de bancos de capacitores próximos a essas cargas.

O princípio do ajuste do fator de potência através de banco de capacitores se baseia no triângulo de potências como pode ser visto na Figura 6 e em (2.3).

$$Q_c = Q_r - P \tan(\arccos \theta_2) \quad (2.3)$$

Através de (2.3) pode-se observar que o princípio de mensuração do banco é simples, sendo necessário apenas o conhecimento das potências ativa e reativa da rede e o novo fator de potência no qual o sistema deverá se ajustar. Porém, no sistema de distribuição a carga das unidades consumidoras varia consideravelmente ao longo do dia, e é necessário, além do dimensionamento, um controle para que não se exceda o fator de potência limite capacitivo, também. Além disso, outros cuidados devem ser tomados para a instalação, tais como a

Figura 6 – Cálculo da Potência do Banco de Capacitores.



Fonte: Elaborado pelo autor.

aplicação de fusíveis, relés de sobretensão e desbalanço de carga entre outros tipos de proteções. Adicionado a isso, especificações como nível de harmônicos na rede e potência do transformador de distribuição ao qual o banco estará ligado também são necessárias. Tais especificações estão dispostas em ABNT 5060 (2010).

Algumas vantagens da compensação de reativos são citados em Paulilo (2010), tanto para o consumidor como para a concessionária:

- **"Redução nas contas de energia:** Em função das penalidades impostas pela legislação pelo baixo fator de potência, os capacitores reduzem as contas de energia evitando o pagamento de tais penalidades.
- **Liberação da capacidade do sistema:** Em equipamentos limitados termicamente, como é o caso dos geradores, transformadores, cabos, chaves, etc., os capacitores diminuem a corrente circulante nestes equipamentos, liberam sua capacidade e, portanto, permitem um maior aproveitamento dos mesmos.
- **Melhoria das condições de tensão:** Pelas reduções das quedas de tensão, os capacitores ajudam a manter o sistema de tensão sustentado ao longo dos alimentadores.
- **Redução de perdas:** Pelo fornecimento de KVAR no ponto onde há a necessidade, os capacitores aliviam o sistema de transmitir corrente reativa.
- **Redução e/ou postergação de investimentos em instalações elétricas:** Justamente em função dos itens citados anteriormente não há a necessidade de ampliar a estrutura para transportar mais potência útil."

2.1.2 Harmônicos

Os harmônicos no campo da engenharia elétrica se referem a ondas senoidais de tensão ou corrente na qual suas frequências são múltiplas, inteiras ou não, da frequência fundamental de um dado sistema. Por exemplo, no Brasil a frequência fundamental da energia elétrica gerada nas usinas e transmitida até os consumidores é a de 60 Hz.

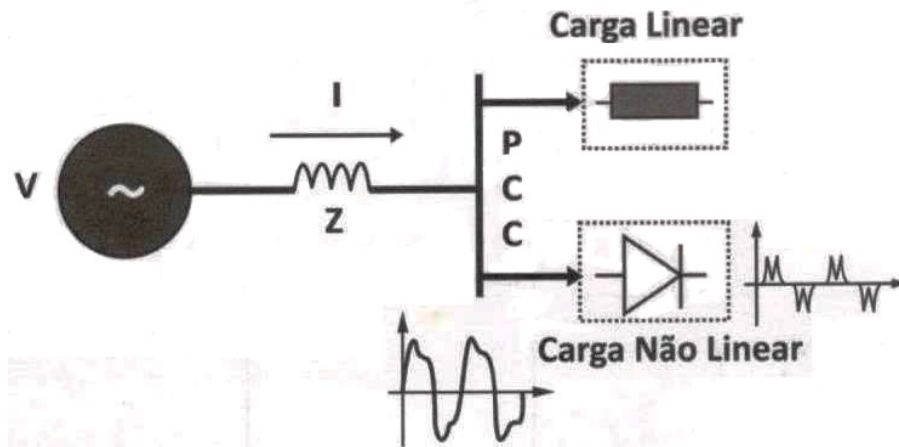
Antigamente, os harmônicos não tinha grande relevância para os pesquisadores na área de engenharia elétrica, pois seus efeitos não eram tão danosos ao sistema, devido a não existência de tantas cargas sensíveis como nos dias atuais. Além disso, os equipamentos causadores de harmônicos eram, basicamente, máquinas rotativas e transformadores devido as suas características e a saturação magnética. Atualmente, com um grande crescimento de cargas não lineares chaveadas isso mudou. As principais são os conversores eletrônicos usados no controle de máquinas elétricas e reatores eletrônicos na iluminação. Além disso, temos cargas não lineares por natureza como fornos à arco e outros equipamentos que exigem correntes harmônicas do sistema (LEÃO R. P. S.; SAMPAIO, 2014).

Como observado anteriormente, a maioria dos consumidores exigem do sistema uma corrente harmônica, enquanto a distribuidora de energia disponibiliza uma tensão em conformidade senoidal, na teoria. Na prática o que acontece é que a tensão disponibilizada pela distribuidora de energia, muitas vezes, sofre distorções devido a queda de tensão nas impedâncias da própria rede. Assim, em um Ponto de conexão comum (PCC) entre vários consumidores do sistema de distribuição, temos que devido a demanda por correntes harmônicas a rede, a queda de tensão proveniente dessas correntes distorcidas sobre a impedância do sistema acaba por distorcer a tensão neste ponto. Esta explicação fica mais clara ao examinarmos (2.4) e a Figura 7.

$$V_{PCC} = V - \Delta V_z \quad (2.4)$$

Desta forma, pode-se concluir que o problema das harmônicas é responsabilidade das duas partes. A distorção de tensão que é responsabilidade da distribuidora, causado pela queda de tensão ao longo da rede e a distorção de corrente que é causado pelo consumidor devido a suas cargas. Portanto, quando a corrente é distorcida e a carga linear, é gerada uma distorção de tensão no PCC. Já quando a tensão é distorcida e a carga linear é causada uma corrente harmônica de alimentação na carga mesmo que ela não a exija. E, por fim, o cenário em que corrente e tensão são distorcidos.

Figura 7 – Diagrama simplificado de suprimento à carga linear e não-linear: interação sistema-carga.



Fonte: LEÃO R. P. S.; SAMPAIO (2014).

2.1.2.1 Caracterização dos Harmônicos

Os harmônicos não existem fisicamente, são apenas recursos matemáticos que facilitam a análise de um sistema na qual a sua forma de alimentação não é uma senoide pura. A caracterização dos harmônicos se dá, normalmente, através da série de Fourier da onda distorcida, desenvolvida em 1822 pelo matemático francês Jean-Baptiste Joseph Fourier (1768-1830). Através dessa análise, é possível transformar qualquer tipo de onda periódica em uma soma de ondas senoidais de diferentes frequências, fases e amplitudes. Assim, pode ser feito a análise do efeito de cada harmônica separadamente no circuito utilizando o princípio da superposição.

A série de Fourier nos diz que quando se tem uma função qualquer periódica, $g(t)$, de período T como em (2.5), pode-se transformá-la em (2.6), em que ω_1 é a frequência angular fundamental:

$$g(t) = g(t + hT), h = 0, \pm 1, \pm 2, \dots \pm n. \quad (2.5)$$

$$g(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{h=1}^{\infty} [a_h \cos(h\omega_1 t) + b_h \sin(h\omega_1 t)] \quad (2.6)$$

$$\omega = 2\pi f_h = h2\pi f_1 \quad (2.7)$$

$$f = hf_1 \quad (2.8)$$

O valor h expresso em (2.7) é a ordem da harmônica e f em (2.8) é a frequência. Assim, podemos encontrar o valor dos coeficientes a_h e b_h através de (2.9) e (2.10), sendo a_0 o

valor médio da função periódica, que é, geralmente, zero quando tratamos de harmônicos em sistemas de distribuição de energia.

$$a_h = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} \cos(hw_1 t) dt \quad (2.9)$$

$$b_h = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} \sin(hw_1 t) dt \quad (2.10)$$

$$h = 1, 2, \dots, \infty.$$

Os coeficientes acima ainda podem ser simplificados e podemos transformar (2.6) em (2.11) onde c_h é o módulo da harmônica de ordem h e c_0 o valor médio da função.

$$f(t) = c_0 + \sum_{h=1}^{\infty} c_h \sin(hw_1 t + \theta_h) \quad (2.11)$$

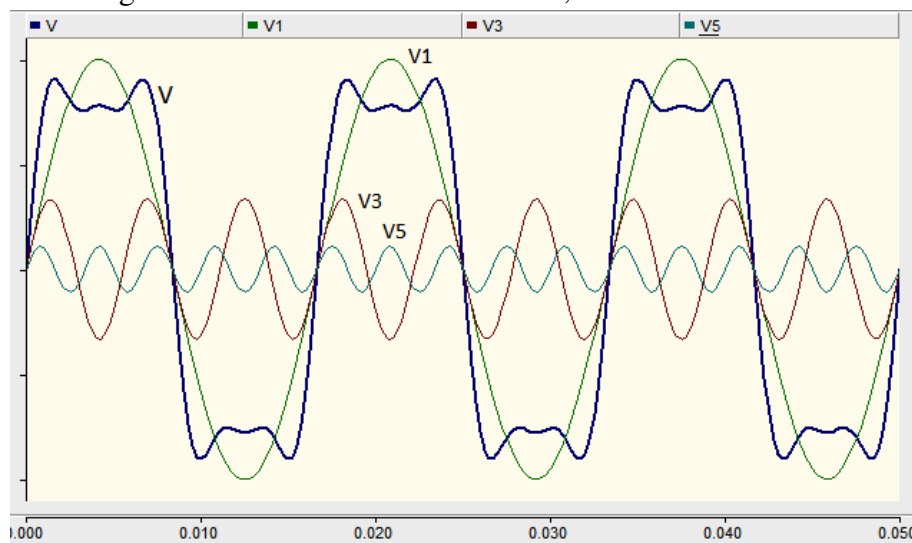
Em que:

$$c_h = \sqrt{(a_h)^2 + (b_h)^2} \quad (2.12)$$

$$\theta_h = \arctan(a_h/b_h) \quad (2.13)$$

Assim, podemos ver uma onda qualquer como uma soma de várias senoides perfeitas de frequências diferentes, como mostra a Figura 8:

Figura 8 – Onda distorcida e suas 1ª, 3ª e 5ª harmônicas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.1.2.2 Índices de Distorção Harmônica

Devido a sua importância na análise de sistemas de potência, foram criadas várias formas de quantificar as distorções harmônicas e em cima delas, limites foram elaborados por normas internacionais e nacionais no campo da energia elétrica. Orgãos como *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e *International Electrotechnical Commission* (IEC) são as principais referências internacionais a respeito do controle de harmônicos e seu método de medição. O IEEE através do IEEE Std 519 (1992) define alguns índices de distorções harmônicas e através do IEEE Std 519 (2014) os limites mais atualizados desses índices. O IEC através das IEC 61000-4-7 (2002) e IEC 61000-4-30 (2003) define os métodos de medição a serem seguidos para a quantificação dos harmônicos. No Brasil temos que a ANEEL através do Prodist, MÓDULO 8 (2008) define os critérios de medição de harmônicos e seus respectivos limites nos circuitos elétricos amparados pelas normas internacionais citadas acima.

A forma mais comum para a quantificação do nível de harmônicos em um sistema elétrico é a taxa de distorção harmônica total, do inglês *Total Harmonic Distortion* (THD), mostrados em (2.14) e (2.15). Ela mostra o desvio total de uma onda distorcida em relação a sua fundamental, ou seja, uma senoide pura. Além dos dois citados anteriormente, temos também a *Total Demand Distortion* (TDD) definido em (2.16). Esta outra definição é bastante importante, pois mede o nível de distorção harmônica com base na capacidade máxima de corrente da instalação. Nos casos onde a demanda da instalação não pode ser obtida pode-se utilizar as correntes nominais do condutores, e em casos de sistemas de distribuição, a corrente nominal do transformador onde é feita a medição.

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h>1} V_h^2}}{V_1} \quad (2.14)$$

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h>1} I_h^2}}{I_1} \quad (2.15)$$

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N I_h^2}}{I_L} \quad (2.16)$$

- V_h e I_h são a tensão e corrente RMS dos harmônicos de índices h .
- I_L é o valor da corrente nominal do circuito.

O IEEE Std 519 (2014) traz duas tabelas com os limites de harmônicos que devem ser obedecidos, uma de tensão e outra de corrente mostradas nas figuras 9 e 10. As tabelas trazem

os limites de harmônicos totais e individuais. Para a tensão os níveis de THD_v são divididos de acordo com o nível de tensão no PCC onde será medido a distorção da onda. Já para a corrente, os níveis de TDD são separados de acordo com a relação entre corrente de curto-circuito (I_{sc}) e corrente nominal do circuito em condições normais (I_L) medidos no PCC.

Figura 9 – Limites de distorção de tensão

| Bus voltage V at PCC | Individual harmonic (%) | Total harmonic distortion THD (%) |
|---|-------------------------|-----------------------------------|
| $V \leq 1.0 \text{ kV}$ | 5.0 | 8.0 |
| $1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$ | 3.0 | 5.0 |
| $69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$ | 1.5 | 2.5 |
| $161 \text{ kV} < V$ | 1.0 | 1.5 ^a |

Fonte: IEEE Std 519 (2014)

- Os limites de distorção individuais acima são dados com base na fundamental

Figura 10 – Limites de distorção de corrente para sistemas com tensão entre 120 V e 69 kV

| Maximum harmonic current distortion in percent of I_L | | | | | | |
|--|-----------------|------------------|------------------|------------------|---------------------|------|
| Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b} | | | | | | |
| I_{sc}/I_L | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h \leq 50$ | TDD |
| $< 20^c$ | 4.0 | 2.0 | 1.5 | 0.6 | 0.3 | 5.0 |
| $20 < 50$ | 7.0 | 3.5 | 2.5 | 1.0 | 0.5 | 8.0 |
| $50 < 100$ | 10.0 | 4.5 | 4.0 | 1.5 | 0.7 | 12.0 |
| $100 < 1000$ | 12.0 | 5.5 | 5.0 | 2.0 | 1.0 | 15.0 |
| > 1000 | 15.0 | 7.0 | 6.0 | 2.5 | 1.4 | 20.0 |

Fonte: IEEE Std 519 (2014)

- Os harmônicos pares estão limitados a 25 % dos harmônicos ímpares acima

No caso das normas brasileiras dadas pela ANEEL no Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), módulo 8, os únicos limites previstos são os de tensão, tanto individuais quanto totais, baseados no nível de tensão do PCC, mostrados nas figuras 11 e 12. Além disso, a norma estabelece que na medição a faixa de frequência para obtenção dos dados deve abranger, no mínimo, até o 25^o harmônico.

Podemos ver que a norma brasileira trás muito pouco a respeito dos harmônicos, sendo necessário para uma análise mais adequada e apropriada a observância, também, das normas internacionais sempre que possível.

Figura 11 – Valores de referencias globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).

| Tensão nominal do Barramento | Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%] |
|------------------------------|---|
| $V_N \leq 1kV$ | 10 |
| $1kV < V_N \leq 13,8kV$ | 8 |
| $13,8kV < V_N \leq 69kV$ | 6 |
| $69kV < V_N < 230kV$ | 3 |

Fonte: Prodist, MÓDULO 8 (2008).

- DTT = THD

Figura 12 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).

| Ordem Harmônica | Distorção Harmônica Individual de Tensão [%] | | | | |
|----------------------------|--|-------------------------|--------------------------|----------------------|-----|
| | $V_n \leq 1kV$ | $1kV < V_n \leq 13,8kV$ | $13,8kV < V_n \leq 69kV$ | $69kV < V_n < 230kV$ | |
| Ímpares não múltiplas de 3 | 5 | 7,5 | 6 | 4,5 | 2,5 |
| | 7 | 6,5 | 5 | 4 | 2 |
| | 11 | 4,5 | 3,5 | 3 | 1,5 |
| | 13 | 4 | 3 | 2,5 | 1,5 |
| | 17 | 2,5 | 2 | 1,5 | 1 |
| | 19 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 23 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 25 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | >25 | 1,5 | 1 | 1 | 0,5 |
| Ímpares múltiplas de 3 | 3 | 6,5 | 5 | 4 | 2 |
| | 9 | 2 | 1,5 | 1,5 | 1 |
| | 15 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 21 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | >21 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Pares | 2 | 2,5 | 2 | 1,5 | 1 |
| | 4 | 1,5 | 1 | 1 | 0,5 |
| | 6 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 8 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 10 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | 12 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | >12 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Fonte: Prodist, MÓDULO 8 (2008).

2.1.2.3 Efeitos dos Harmônicos

1. **Diminuição do fator de potência:** Quando envolvemos um sistema com harmônicos relevantes nos cálculos de fator de potência, a equação utilizada em (2.2) não é mais suficiente para definir o fator de potência real da instalação, sendo chamada de fator de potência de deslocamento. O fator de potência real da instalação é dado de acordo com (2.24). Para tratarmos de um sistema com harmônicos, temos que encontrar tanto a potência ativa real da instalação (2.17) além da potência aparente real da instalação (2.23), como mostrado em LEÃO R. P. S.; SAMPAIO (2014).

Sendo P_1 a potência ativa da fundamental então:

$$P = \sum_{h=0} V_{rms,h} I_{rms,h} \cos \theta \quad (2.17)$$

$$P = P_1 + \sum_{h>1} V_{rms,h} I_{rms,h} \cos \theta \quad (2.18)$$

Da mesma forma, sendo S_1 a potência aparente da fundamental então:

$$S = \sqrt{V_0 + \sum_{h=1} V_{rms,h}} \sqrt{I_0 + \sum_{h=1} I_{rms,h}} \quad (2.19)$$

$$S^2 = (V_{rms} I_{rms})^2 = (V_{rms,1}^2 + V_{rms}^2)(I_{rms,1}^2 + I_{rms}^2) \quad (2.20)$$

$$S^2 = (V_{rms,1}^2 I_{rms,1}^2) + (V_{rms,1}^2 I_{rms}^2) + (V_{rms}^2 I_{rms,1}^2) + (V_{rms}^2 I_{rms}^2) \quad (2.21)$$

Como visto nas Equações (2.14) e (2.15) e multiplicando e dividindo por S_1 , assim:

$$S = \sqrt{S_1^2 + S_1^2 THD_i^2 + S_1^2 THD_v^2 + S_1^2 (THD_v THD_i)^2} \quad (2.22)$$

$$S = S_1 \sqrt{1 + THD_i^2 + THD_v^2 + (THD_v THD_i)^2} \quad (2.23)$$

Agora para encontramos o fator de potência real da instalação basta fazer a divisão de (2.17) por (2.23).

$$FP = \frac{P_0 + P_1 + P_2 + \dots}{V_{rms,1} I_{rms,1} \sqrt{(1 + THD_v^2)(1 + THD_i^2)}} \quad (2.24)$$

Como a contribuição na potência ativa pelos harmônicos é bem pequena, pode ser desprezada e a equação se transforma em (2.27), que trás dois termos de fatores de distorção e o fator de potência da instalação medido sem influência dos harmônicos. Os termos descritos em (2.25) e (2.26), também são muito utilizados no campo de qualidade de energia.

$$F_{Dv} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_v^2}} \quad (2.25)$$

$$F_{Di} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (2.26)$$

$$FP = F_{Dv} F_{Di} FP_{desl} \quad (2.27)$$

De posse dessas equações pode-se notar que a tendência das harmônicas em um sistema elétricos é sempre de diminuir o fator de potência. Outros efeitos negativos são mostrados abaixo baseados em LEÃO R. P. S.; SAMPAIO (2014).

2. **Aumento da corrente de neutro:** O aumento na corrente de neutro ocorre em sistemas a 4 fios onde existe o condutor neutro, como o estrela aterrado. Esse fenômeno pode ser agravado na presença de correntes harmônicas de ordem tripla, visto que estas não têm defasagem de ângulo entre si, como mostrado em (2.28), fazendo com que a corrente nas três fases se somem no ponto comum e resultem numa elevada corrente de neutro.

$$V_{htriplas} = \sum_{h=3n} V_h \sin(3nw_1t + n(-3\frac{2\pi}{3})) = \sum_{h=3n} V_h \sin(3nw_1t) \quad (2.28)$$

3. **Aumento das perdas nos condutores e equipamentos elétricos:** Os harmônicos aumentam o nível da corrente do sistema, causando um aumento de perdas.
4. **Efeitos indesejáveis em motores:** Os harmônicos podem causar torques induzidos contrários a rotação do motor devido a natureza de sua componente. Por exemplo, a componente de 5ª ordem tem as mesmas características de uma componente de sequência negativa, causando um torque contrário ao da componente de sequência positiva. Esse efeito pode causar oscilações na rotação do rotor e a sua desaceleração.
5. **Danos em banco de capacitores:** As células capacitivas dos bancos de capacitores podem sofrer sobrecarga caso entrem em ressonância com a impedância da rede devido as harmônicas de diferentes frequências.
6. **Comprometimento do isolamento:** Devido a tensões ruidosas que podem ultrapassar o valor de isolamento do equipamento.
7. **Aumento da vibração:** Equipamentos que são construídos para funcionar na frequência fundamental podem apresentar vibração e conseqüentemente ruído devido as perdas das variadas frequências das componentes da onda.
8. **Ruído audível:** Pelo mesmo motivo do item anterior.
9. **Falha na operação de dispositivos de proteção:** Devido a correntes ou tensões ruidosas o dispositivo pode atuar intempestivamente.
10. **Erro nos dispositivos de medição:** Alguns dispositivos de medição não são capazes de capturarem certos harmônicos.
11. **Falha na operação de conversores eletrônicos de motores:** Esses equipamentos são construídos para trabalharem em frequência fundamental e muito sensíveis a variações de frequência na sua alimentação.

12. **Perda de dados em sistemas de comunicação:** Devido a ruídos na alimentação do sistema que podem causar arranhões em discos rígidos ou corromper dados.
13. **Interferência nos sistemas telefônicos e de comunicação:** Dependendo da frequência dos harmônicos significativos, estes podem causar interferência quando próximos a frequência de 3 kHz.

2.2 Filtros

A principal estratégia de mitigação dos harmônicos são os filtros. Eles podem ser classificados em filtros passivos, ativos e híbridos de acordo com a natureza dos seus elementos construtivos. Os passivos são filtros que utilizam-se apenas de elementos passivos, como resistores, indutores e capacitores. Já os filtros ativos utilizam-se de chaves e conversores eletrônicos. Os filtros híbridos são compostos pelos dois filtros acima.

2.2.1 Filtros Passivos

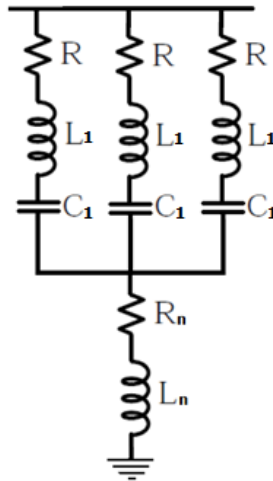
Os filtros passivos são os mais utilizados para a compensação de harmônicos devido a sua simples construção, além do baixo custo e fácil dimensionamento. Isto se dá porque este tipo de filtro é composto apenas de resistores, capacitores e indutores. Eles podem ser classificados em sintonizados ou amortecidos dependendo do seu funcionamento (ELETROBRAS, 2013a).

Ambos os filtros podem ser conectados a rede em série, funcionando como um circuito de bloqueio para um certo nível de harmônicas ou em paralelo, funcionando como um caminho de baixa impedância para as harmônicas mitigadas. A preferência se dá pela topologia em paralelo, já que ela é percorrida, essencialmente, pelas correntes harmônicas que serão mitigadas. Já na topologia em série, o filtro é percorrido pela corrente nominal do sistema, exigindo uma maior robustez do dispositivo e, conseqüentemente, um maior custo.

2.2.1.1 Filtros Sintonizados

Os filtros sintonizados eliminam uma ou até duas harmônicas (dupla sintonia) escolhidas. De acordo com Eletrobras (2013a), comumente, este filtro é utilizado para eliminar harmônicas de baixa ordem e alta intensidade, tais como as de 3ª e 5ª ordem. Eles são conectados, na maioria das vezes, em paralelo a rede, fazendo com que o filtro seja percorrido, basicamente, pela corrente de ordem harmônica da sintonia do filtro.

Figura 13 – Filtro de dupla sintonia.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A sua construção consiste em um capacitor, indutor e uma resistência todos em série. Logo, o seu objetivo é criar uma ressonância entre o capacitor e o indutor na frequência que se deseja eliminar do circuito, transformando-o em um caminho de baixa impedância. Na Figura 13 é mostrado um filtro sintonizado de dupla sintonia, que serve para mitigação de duas harmônicas. O seu dimensionamento é o mesmo do filtro sintonizado normal para a parte superior do filtro e pode ser feito através das equações abaixo, escolhendo qual a ordem da harmônica a ser mitigada através de (2.32).

$$Z_{fp} = R + j\left(\omega L_1 - \frac{1}{\omega C_1}\right) \quad (2.29)$$

$$\omega L_1 = \frac{1}{\omega C_1} \quad (2.30)$$

$$(2\pi f)^2 = \frac{1}{L_1 C_1} \quad (2.31)$$

$$h = \frac{1}{2\pi f_1 \sqrt{L_1 C_1}} \quad (2.32)$$

Para mitigar a segunda harmônica escolhida, o seu dimensionamento deve ser realizado de acordo com (2.33). Onde h_n é a ordem da segunda harmônica mitigada e f_1 a frequência fundamental do sistema.

$$h_n = \frac{1}{2\pi f_1 \sqrt{(L_1 + 3L_n)C_1}} \quad (2.33)$$

$$h = \frac{1}{\sqrt{X_{L1} \frac{1}{X_{C1}}}} \quad (2.34)$$

$$X_{C1} = h^2 X_{L1} \quad (2.35)$$

Através de (2.35) podemos perceber que o filtro terá impedância indutiva apenas quando a ordem do harmônico mitigado for menor do que a fundamental, algo incomum na prática. Logo a impedância será sempre capacitiva. Por exemplo, para o caso de mitigação da 3ª harmônica a impedância capacitiva na frequência fundamental é 9 vezes maior que a impedância indutiva. Assim, o filtro além de mitigar harmônicos também pode servir como um banco de capacitores melhorando o fator de potência da instalação. De (2.36) a (2.38) é descrito o dimensionamento do filtro através da potência reativa que deve ser gerada pelo banco.

$$Q_{BC} = \frac{V_l^2}{X_{C1} - X_{L1}} \quad (2.36)$$

$$Q_{BC} = \frac{V_l^2}{X_{C1} \left(1 - \frac{1}{h^2}\right)} \quad (2.37)$$

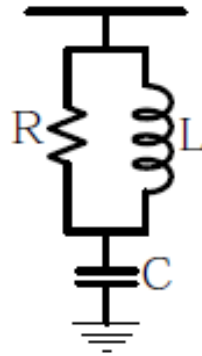
$$X_{C1} = \frac{V_l^2 h^2}{Q_{BC} (h^2 - 1)} \quad (2.38)$$

2.2.1.2 Filtros Amortecidos

Da mesma forma que o filtro sintonizado o amortecido, mostrado na Figura 14, atua para uma frequência no qual foi projetado. Porém, ele é capaz de diminuir a intensidade de outros harmônicos de frequências superiores. Sua construção pode ser de segunda ou terceira ordem. Apesar das suas vantagens em relação ao sintonizado este filtro apresenta um custo maior e por isso é menos utilizado. Em redes elétricas com grande quantidade de harmônicos se utilizam as duas topologias, sendo a sintonizada para harmônicas de maior amplitude e, conseqüentemente, menor frequência e a amortecida para frequências de maior valor e menor amplitude. Isto se dá devido ao estresse elétrico causado pelos harmônicos de menor ordem serem mais elevados.

Observe que o capacitor juntamente com o indutor entra em ressonância na frequência de sintonia desejada. Já para altas frequências, o filtro se torna apenas a resistência, visto que o capacitor assume impedância próxima de zero e o indutor próxima do infinito.

Figura 14 – Filtro amortecido de segunda ordem.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.2.1.3 Fator de Dessintonia

Em situações reais, os sistemas elétricos tendem a variar seus valores de carga, tensão e impedância. Nessa situação os filtros passivos podem sofrer tanto com a variação da frequência como também com a variação da impedância da rede e do PCC onde este está conectado. Essas variações podem tornar a impedância do filtro capacitiva na sua frequência de sintonia. Nessa situação pode ocorrer uma ressonância entre o filtro e a impedância da rede que é sempre indutiva. Com base no que foi explicado, a IEEE Std 1531 (2003) traz a recomendação de se considerar um fator de dessintonia de 0,03 a 0,15 na hora de projetar o filtro, buscando evitar possíveis problemas causados por uma ressonância indesejada.

$$X_{C1} = (h - d)^2 X_{L1} \quad (2.39)$$

d = fator de dessintonia.

O fator de dessintonia faz com que o filtro seja projetado para uma frequência um pouco abaixo da real desejada, sem causar um grande prejuízo no seu desempenho, fazendo com que a impedância seja sempre indutiva na frequência de sintonia.

2.2.1.4 Desvantagens

Apesar de serem, relativamente baratos e de fácil uso, os filtros passivos têm algumas desvantagens importantes:

1. O seu funcionamento pode ser comprometido em caso de variação na frequência do sistema.

2. As características de filtragem dependem das impedâncias da rede e, consequentemente, das cargas ao longo dela.
3. Possibilidade de ressonância entre o filtro e a alimentação.
4. Ocupam um grande espaço físico, geralmente, exigindo uma estrutura mais elaborada.
5. Absorvem harmônicas de outras partes do sistema podendo causar sobrecarga.

2.2.2 *Filtros Ativos*

O filtro ativo tem este nome porque consiste em um conversor chaveado que emite uma onda de tensão ou corrente contendo as harmônicas que devem ser mitigadas. Basicamente, funciona como uma fonte de harmônicas impedindo que estas fluam pela rede a jusante ou a montante, dependendo da conexão do filtro. Eles podem ser conectados em paralelo ou em série com a rede.

Estes equipamentos são uma alternativa com menores desvantagens operacionais em relação aos filtros passivos, porém são bem mais complexos em termos de construção e controle. Além de mitigar as harmônicas o filtro ativo tem a capacidade de corrigir o fator de potência e balancear cargas ou tensões da instalação. Desde a década de 70, os filtros ativos vem sendo utilizados na melhora da qualidade de energia de um sistema, porém, novas metodologias e estratégias de controle ainda são criadas e renovadas buscando se conseguir maior eficiência na atuação destes equipamentos (SASAKI H.; MACHIDA, 1971).

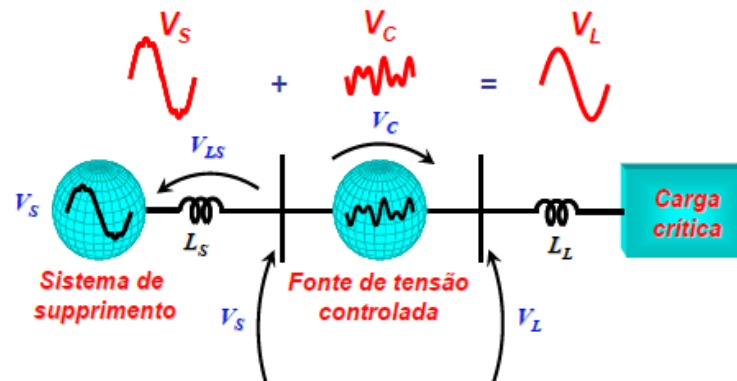
2.2.2.1 *Filtro Ativo Série*

O filtro ativo série funciona como uma fonte de tensão controlada que busca compensar as harmônicas provenientes da tensão de alimentação. Assim, a tensão entregue a carga, ou seja, a jusante, será uma senoide sem distorções. O esquemático básico do seu funcionamento segue na Figura 15. Este filtro é utilizado quando se deseja eliminar, essencialmente, a distorção na tensão de alimentação, buscando melhorar a qualidade da energia entregue pelo sistema ao consumidor (ELETROBRAS, 2014a),.

$$V_L = V_S + V_C \quad (2.40)$$

A maior desvantagem desta conexão vem do fato de o filtro ser percorrido pela

Figura 15 – Filtro ativo conectado em série com a rede.



Fonte: Eletrobras (2013a).

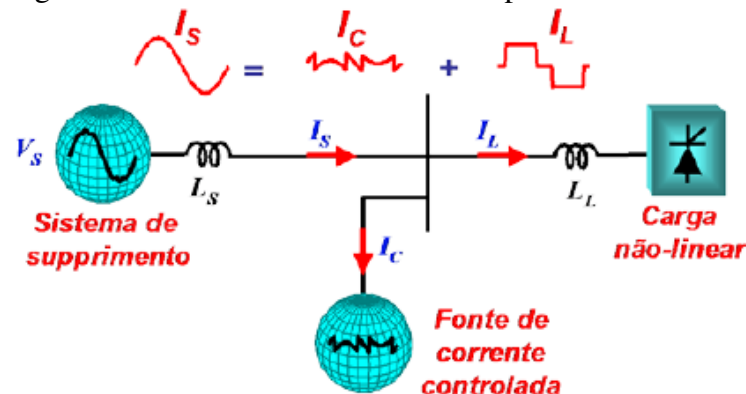
corrente nominal do sistema, fazendo com que seu custo seja elevado e seu uso em sistemas de potência seja limitado. Além disso, para ser conectado ao sistema, é necessário a utilização de um transformador no qual o seu primário fica em série com a rede e o seu secundário é ligado no filtro ativo.

2.2.2.2 Filtro Ativo Paralelo

O filtro ativo paralelo é mais comumente utilizado que o filtro ativo série e funciona de maneira dual, atuando como uma fonte de corrente harmônica, através de um conversor, para compensar a corrente distorcida drenada pela carga (ELETROBRAS, 2014a). Assim, a fonte enxerga a carga como linear. Geralmente, este filtro é instalado próximo as cargas, fazendo com que o sistema sofra o mínimo possível com os harmônicos de corrente das cargas não lineares.

$$I_s = I_c + I_L \quad (2.41)$$

Figura 16 – Filtro ativo conectado em paralelo com a rede.



Fonte: Eletrobras (2013a).

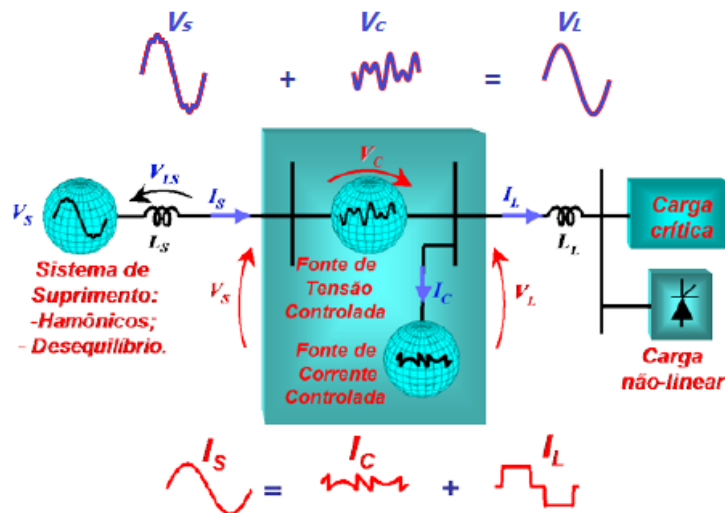
O custo do filtro ativo paralelo, em geral, é menor do que o custo do filtro ativo série. Isto se dá pelo motivo de o filtro paralelo ser percorrido apenas pelas correntes harmônicas para o qual foi projetado, exigindo um menor estresse elétrico.

2.2.2.3 Filtro Ativo Universal

O filtro ativo universal, também conhecido como *Unified Power Quality Conditioner* (UPQC), é a união do filtro ativo série e paralelo. Este equipamento tem, em geral, o melhor desempenho dentre todos os tipos de filtros, porém esta ainda é a solução menos comum na mitigação de harmônicos. Isso se deve ao fato deste equipamento exigir um controle extremamente complexo, para que ambos os filtros, série e paralelo, não interfiram na atuação um do outro. Além de ser de elevado custo, devido aos equipamentos eletrônicos utilizados na sua construção (ELETROBRAS, 2014a).

Os maiores desafios no uso dos filtros ativos em geral é a complexidade da estratégia de controle utilizada para controlar o conversor que servirá de fonte para as harmônicas. No que tange a esse aspecto, vários trabalhos científicos buscam melhores algoritmos de controle e topologias de filtros. E é neste horizonte que surgem os filtros híbridos.

Figura 17 – Filtro universal conectado a rede.



Fonte: Adaptado de (ELETROBRAS, 2013a).

Vale salientar que as chaves utilizadas no conversor do filtro ativo podem ser IGBTs ou MOSFETs. Os *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBTs) suportam um elevado nível de tensão e corrente em relação a outras chaves controladas, porém, não funcionam adequadamente em altas frequências. Já os *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistors* (MOSFETs)

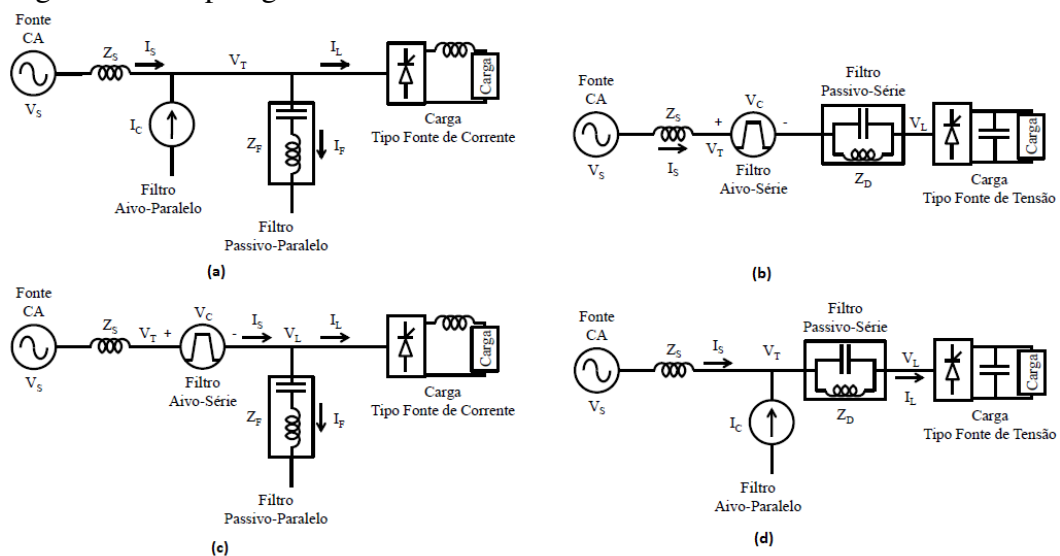
não suportam níveis elevados de corrente e tensão como os IGBTs, porém, podem funcionar em frequências mais elevadas.

2.2.3 Filtros Híbridos

Os filtros híbridos apresentam uma solução alternativa ao uso de filtros ativos e passivos. Eles são construídos com elementos passivos ressonantes e com conversores eletrônicos chaveados. Esse dispositivo, em termos de eficiência, é o mais adequado entre os outros dois citados anteriormente, pois pode apresentar uma boa resposta na mitigação dos harmônicos sem um custo muito elevado.

Este equipamento é, basicamente, a união entre o filtro ativo e o filtro passivo. Diversas topologias foram criadas para este equipamento buscando a maneira mais adequada de se melhorar a qualidade da energia das instalações elétricas. A escolha de uma topologia em particular dependerá da potência e tipo da carga, além do custo e nível de compensação requerido. A Figura 18 mostra suas quatro topologias mais básicas. A partir dessas será explicado, baseado em Eletrobras (2014a), o funcionamento dos filtros híbridos.

Figura 18 – Topologias básicas de filtros híbridos.



Fonte: (ELETROBRAS, 2013a).

Na Figura 18 (a) temos os dois filtros paralelos a rede, sendo que o ativo fica do lado da fonte. Ambos funcionam como fontes de correntes harmônicas. Esta topologia não oferece grandes vantagens. Geralmente, os filtros ativos ficam encarregados de filtrar as harmônicas de ordem mais elevadas, enquanto que os filtros passivos de mitigar as harmônicas de ordem mais baixas. Isso se dá pela preocupação em diminuir os custos de construção do filtro ativo, na

medida em que este processe a menor quantidade de energia possível.

Na Figura 18 (b) temos os dois filtros trabalhando em série. Nessa topologia os filtros funcionam como uma fonte de tensão harmônica, limpando a distorção presente na tensão de alimentação. O filtro passivo é percorrido pela corrente nominal do sistema e o filtro ativo necessita de um transformador para fazer o acoplamento com a rede, portanto esta topologia apresenta alto custo e é mais adequada para se controlar os harmônicos em cargas que provocam grandes distorções na tensão.

O filtro da Figura 18 (c) consiste em um filtro ativo em série próximo a fonte e um filtro passivo em paralelo. A vantagem desta topologia consiste no fato da filtragem ativa em série estar entre a rede e a filtragem passiva, fazendo com que o filtro passivo não sofra risco de ressonâncias nem quedas na sua eficiência caso haja uma variação na impedância da rede. Isso faz com que a eficiência do conjunto melhore e a potência processada pelo filtro ativo não seja tão elevada. Além disso, a tensão na entrada do filtro em paralelo terá a menor distorção possível, o que tem um impacto positivo na qualidade da filtragem passiva.

A última topologia básica é a da Figura 18 (d), em que o filtro ativo está em paralelo do lado da fonte e o passivo em série do lado da carga. Assim como a topologia da Figura 18 (c), esta também oferece a vantagem do filtro passivo não correr o risco de entrar em ressonância com a rede e nem ter sua eficiência afetada por variações de impedância na mesma. Porém, esta acaba por ser mais econômica pois não há a necessidade de um transformador para o filtro ativo conectar-se com a rede.

3 METODOLOGIA

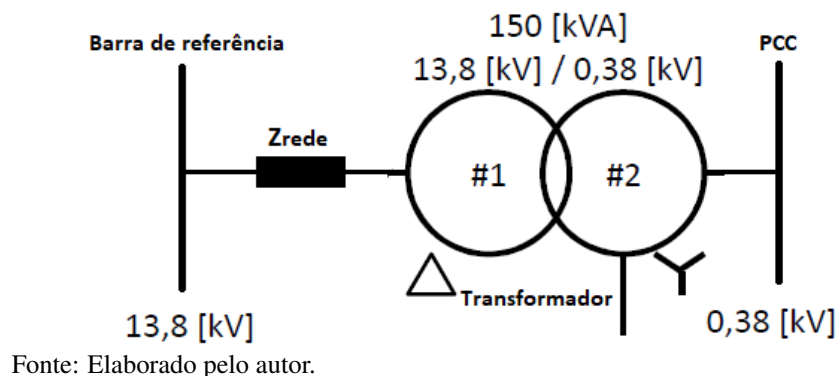
A solução clássica para a diminuição das perdas em uma instalação elétrica é a de compensar os excedentes reativos através de bancos de capacitores. Porém, com o crescimento das cargas não lineares esta solução perdeu eficiência. A utilização de filtros serve tanto para compensar o fator de potência como também para a mitigação de distorções harmônicas. Nessa perspectiva, criou-se diversas topologias de filtros para diferentes utilizações.

No caso deste trabalho, que consiste em um estudo de caso sobre um filtro híbrido aplicado à rede de distribuição da CEPISA, faz-se necessário a utilização de um software de simulação para os testes da malha passiva e parametrizações da malha ativa. Alguns dos dados utilizados nesse trabalho foram retirados do relatório do projeto realizado pelo LAPIS em parceria com a Eletrobras em Eletrobras (2013a), Eletrobras (2013b), Eletrobras (2014a) e Eletrobras (2014b).

3.1 Obtenção de dados da rede CEPISA

Inicialmente, para se realizar o estudo de caso proposto no trabalho, é necessário a obtenção dos dados da rede para uma posterior parametrização e simulação no software escolhido. Toda a rede pode ser resumida em uma única impedância equivalente entre todo o caminho percorrido pela corrente do barramento de referência infinito até o ponto de conexão comum, no caso, incluída a impedância do transformador. No barramento de referência infinito deve ser considerado a tensão de 1 p.u. além do ângulo de fase nulo para a fase inicial. Tanto a impedância de sequência positiva como a de sequência zero, devido as distorções harmônicas presentes, são de extrema importância para a futura parametrização do filtro.

Figura 19 – Esquemático de um modelo de rede de distribuição.



3.1.1 Impedância do sistema

No caso da rede da CEPISA em questão, foi realizado o levantamento da impedância até o lado de baixa tensão do transformador, onde o filtro será instalado. Portanto, seus terminais de baixa tensão serão considerados o PCC que une sistema, filtro e carga. A impedância das linhas de distribuição entre o PCC e os consumidores não será levada em consideração pois os dados são de difícil aquisição e não terão grande impacto no funcionamento adequado do filtro. A impedância da rede, ou seja, impedância entre o barramento infinito e o lado de alta tensão do transformador, foi obtida através de dados da concessionária como segue na Tabela 1. Além disso, outros dados úteis foram obtidos como a frequência de 60 Hertz e nível de tensão de 13,8 kV na barra de referência.

Tabela 1 – Impedâncias de sequência positiva e zero da rede.

| | |
|----------------------------------|-----------------------------|
| Impedância de sequência positiva | $1,983126+j1,565279 \Omega$ |
| Impedância de sequência zero | $2,560145+j10,35761 \Omega$ |

Fonte: Eletrobras (2014b)

3.1.2 Dados do transformador

A impedância do transformador faz com que a rede fique mais fraca, do ponto de vista do PCC, melhorando o desempenho do filtro. Além disso, outros dados também são importantes, tais como o tipo de ligação do transformador, as tensões de primário e secundário e a impedância de aterramento do neutro. Os dados obtidos da placa do transformador, são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados do trafo da CEPISA.

| | |
|-----------------|---------------|
| Tipo de ligação | Delta-Estrela |
| Tensão | 13.8kV/380 V |
| Potência | 150 kVA |
| Impedância | 3,42% |

Fonte: Eletrobras (2014b)

- A resistência da malha de terra considerada foi de 80Ω .

3.1.3 Dados da medição

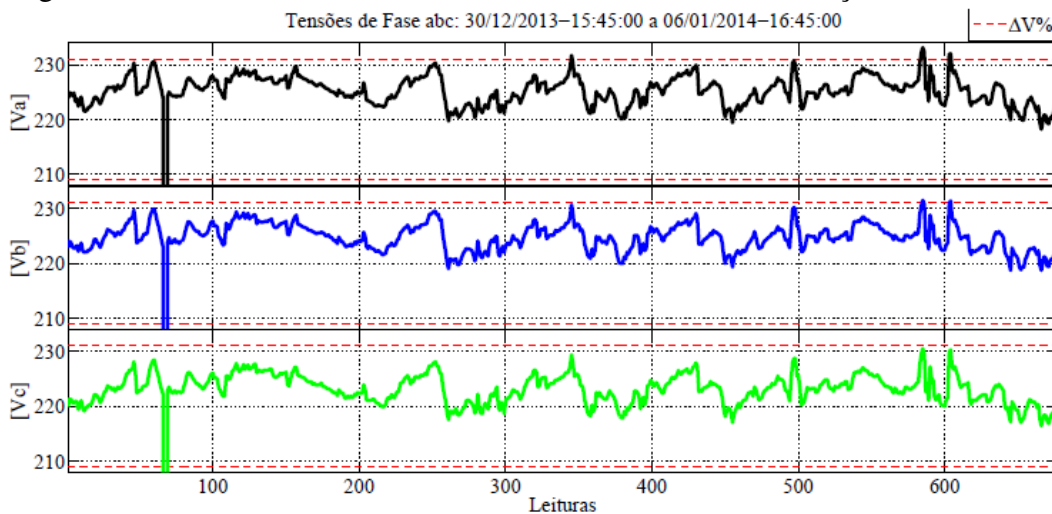
Nessa subseção são dispostas as medições realizadas no lado de baixa tensão do transformador para definir os aspectos da carga relacionados à potência, espectros harmônicos de tensão e corrente e seus níveis. Em seguida, será destacado quais aspectos da qualidade de energia devem ser melhorados.

As medições foram realizadas entre os dias 30/12/2013 às 15:45:00 e 06/01/2014 às 16:45:00 horas, totalizando um período de 7 dias, ou seja, 168 horas seguindo os padrões da ANEEL em Prodist, MÓDULO 8 (2008). Os intervalos de medição foram de 15 minutos, gerando 677 pontos de medição.

3.1.3.1 Tensão de fase

A Figura 20 mostra o comportamento das tensões de fase em seus valores eficazes juntamente com seus limites de variação dados por Prodist, MÓDULO 8 (2008).

Figura 20 – Tensões eficazes de fase abc com os limites de variação.



Fonte: Eletrobras (2014b).

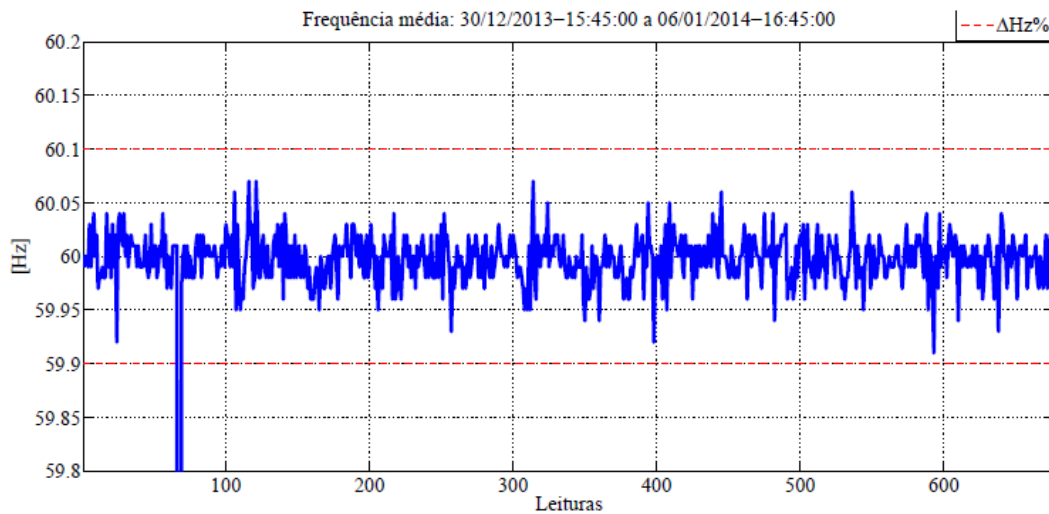
Como pôde-se observar existe um pequeno desbalanço de tensão entre as fases, na qual a fase A tem o maior valor médio dentre as três de, aproximadamente, 225 V. Comportamento esperado para um sistema de distribuição onde existem muitas cargas monofásicas. Além disso, em alguns pontos, tanto a fase A como a fase B ultrapassam o limite de variação superior no dia 05/01/2014 às 17:45:00 e às 22:30:00. Outro evento importante na Figura 20 entre os instantes 08:15:00 e 08:30:00 do dia 31/12/2013 em que as tensões foram nulas. Este episódio mostra, provavelmente, uma interrupção no fornecimento de energia do sistema e será desconsiderado

nas outras figuras.

3.1.3.2 *Frequência do sistema*

A frequência de alimentação, mostrada na Figura 21, do sistema não apresentou variações fora dos limites estabelecidos pela ANEEL. A única ultrapassagem é referente a interrupção no momento citado anteriormente, porém, não será considerada nos estudos.

Figura 21 – Frequência medida na rede da CEPISA.

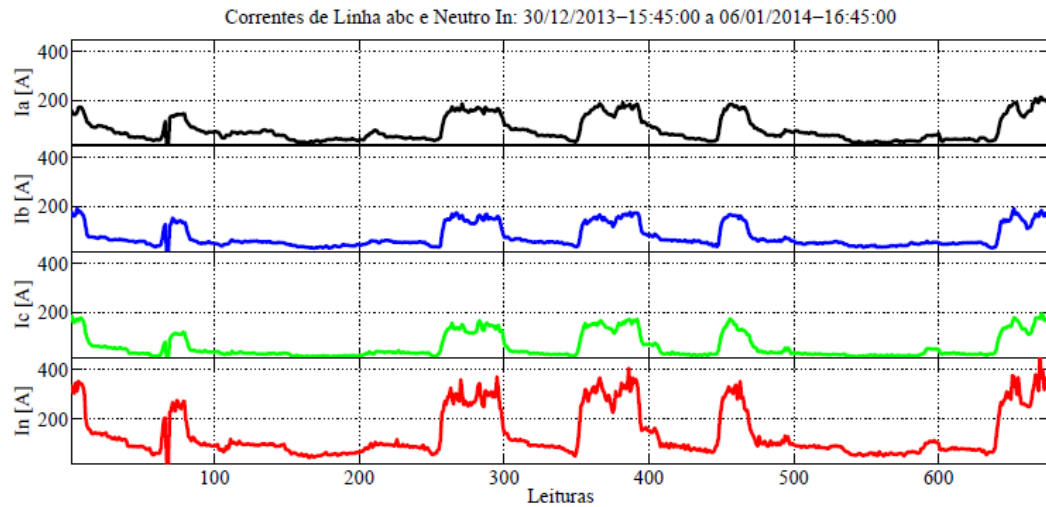


Fonte: Eletrobras (2014b).

3.1.3.3 *Corrente do sistema*

As medições de corrente na Figura 22 mostram que há um desequilíbrio razoável no sistema. Esse comportamento é esperado em sistemas de distribuição devido a quantidade elevada de cargas monofásicas. Além disso, notamos que a fase A tem a maior média de corrente dentre as três, chegando a, aproximadamente 82 A. Como era de se esperar, o condutor neutro tem uma corrente mais elevada do que as correntes de fase. O balanceamento das correntes de fase e a diminuição da corrente de neutro são dois dos objetivos da aplicação de filtros.

Figura 22 – Corrente medida na rede da CEPISA.

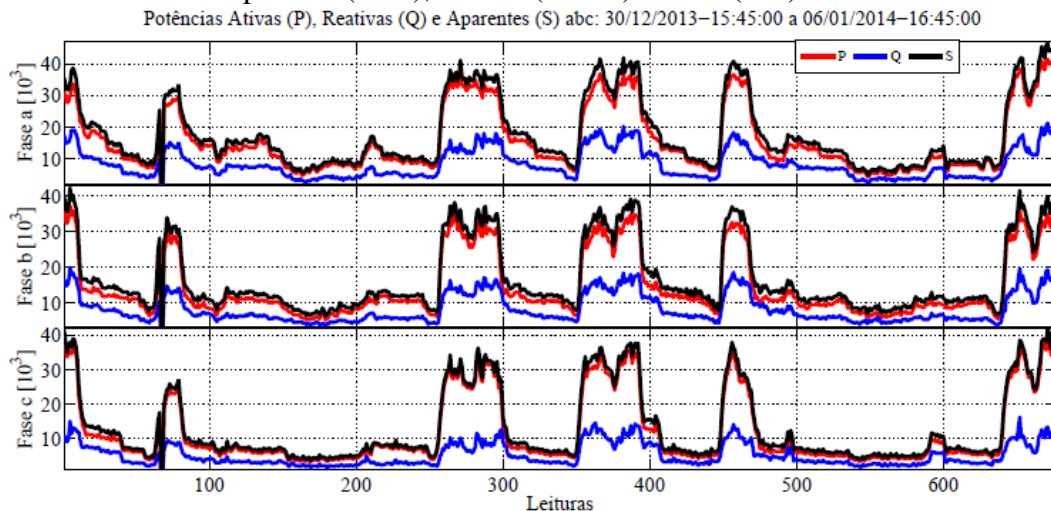


Fonte: Eletrobras (2014b).

3.1.3.4 Demanda trifásica do sistema

A Figura 23 mostra as potências aparente, reativa e ativa das três fases do sistema. Como podemos observar, há uma diferença razoável entre a potência ativa da potência aparente, evidenciando um baixo fator de potência. Também considerado um problema de qualidade de energia que pode ser mitigado com a instalação de filtros.

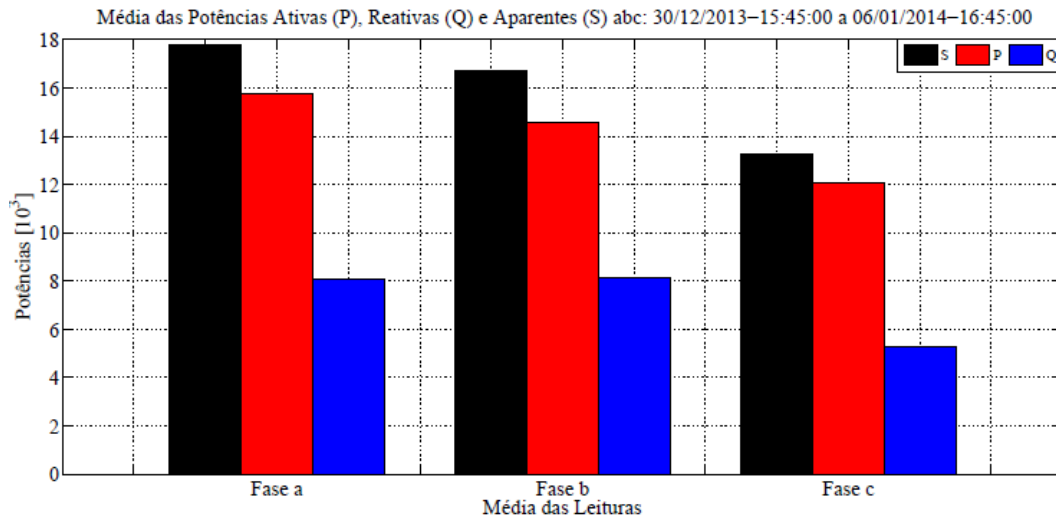
Figura 23 – Potências aparente (kVA), reativa (kVAR) e ativa (kW) nas três fases abc.



Fonte: Eletrobras (2014b).

Além disso, será necessário saber a potência média reativa da fase com o menor fator de potência para que o banco de capacitores da malha passiva seja dimensionado. Logo, a Figura 24 traz esses valores médios das potências em cada fase.

Figura 24 – Potências aparente (kVA), reativa (kVAR) e ativa (kW) médias nas três fases.

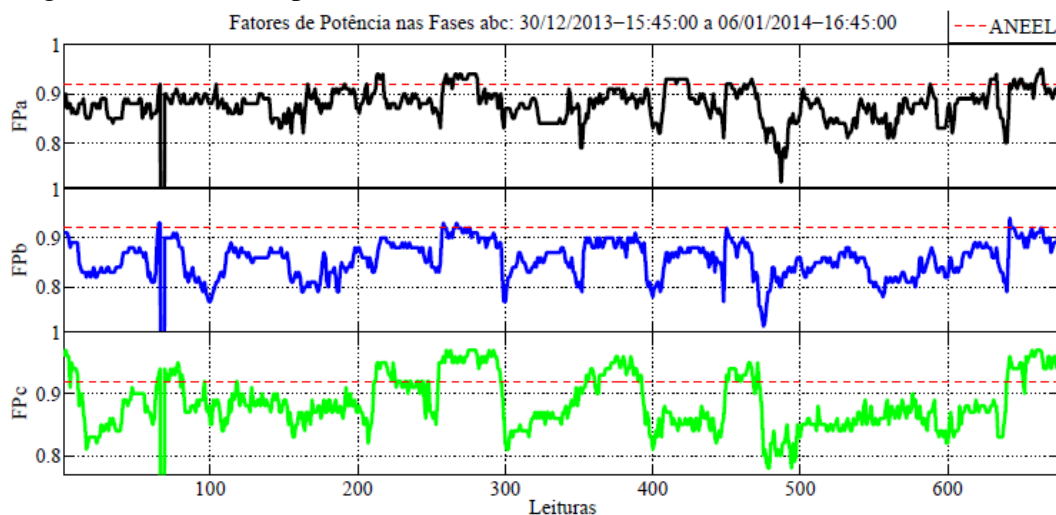


Fonte: Eletrobras (2014b).

3.1.3.5 Fator de potência da rede

Os valores de fator de potência medidos juntamente com o limite estabelecido pela ANEEL seguem na Figura 25. Pode-se observar que todas as fases apresentam valor abaixo do limite regulamentado. A Tabela 3 mostra os valores médios nas três fases. Outro objetivo importante do filtro está ligado a elevar o fator de potência das três fases acima de 0,92 no mínimo.

Figura 25 – Fator de potência medido nas três fases.



Fonte: Eletrobras (2014b).

Deve-se dimensionar o banco de capacitores baseando-se na fase com a pior situação. Sendo a fase B a de fator de potência mais baixo e como a diferença entre as potências reativas desta e da fase A são mínimas, ela será a escolhida para dimensionar o banco de capacitores do

Tabela 3 – Fator de potência médio das três fases.

| Fases | a | b | c |
|----------|-------|-------|-------|
| fp médio | 0,877 | 0,852 | 0,882 |

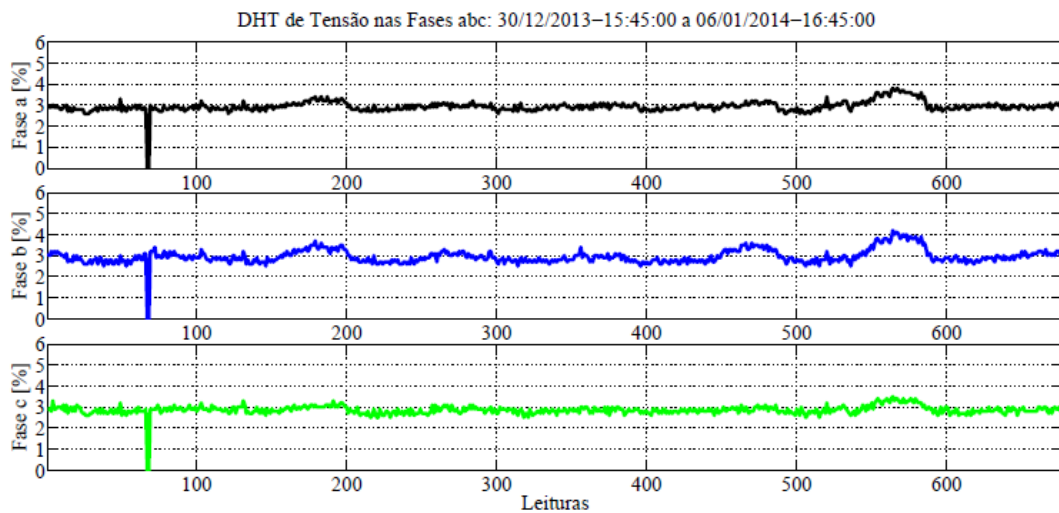
Fonte: Elaborado pelo autor.

filtro passivo.

3.1.3.6 Distorção harmônica de tensão

Na Figura 26 é mostrado o THD da tensão para as três fases. Pode-se concluir que nenhuma fase ultrapassa o limite de 8 % estabelecido pelo IEEE Std 519 (1992) e, consequentemente, nem o de 10 % recomendado pela Prodist, MÓDULO 8 (2008).

Figura 26 – THD de tensão nas três fases.



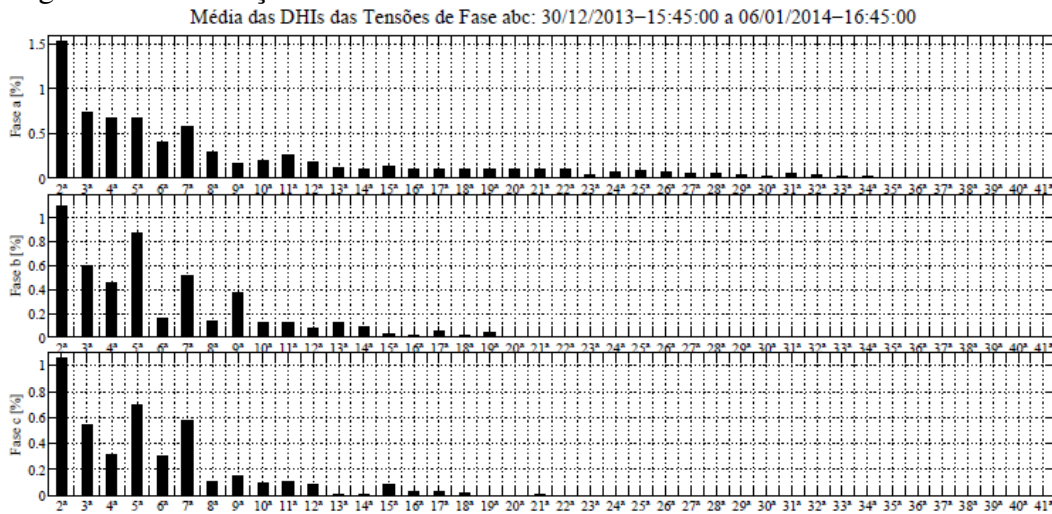
Fonte: Eletrobras (2014b).

O limite de distorção harmônica individual, que é de 3 % segundo o IEEE Std 519 (1992), também não foi superado de acordo com a Figura 27. Logo, não será necessário um ajuste do filtro com foco na tensão.

3.1.3.7 Distorção harmônica de corrente

Para determinar se a distorção de corrente presente no sistema ultrapassa os limites estabelecidos pela IEEE Std 519 (2014), é necessário saber qual o TDD máximo para esta instalação. Portanto, faz-se necessário encontrar a corrente de curto-circuito trifásica no PCC. Através de (3.1) a (3.6), o valor da corrente de falta no PCC é encontrado. Em seguida, pode-se

Figura 27 – Distorção harmônica individual das três fases.



Fonte: Eletrobras (2014b).

determinar a relação I_{CC}/I_L em (3.8).

- Considerando as bases do sistema referenciadas ao lado de alta tensão como: $S_b = 100$ MVA, $V_b = 13,8$ kV/380 V, $Z_b = 1,9044 \Omega$ e $I_b = 4,18$ kA.
- Utilizando os dados das tabelas 2 e 1, considerando que a impedância do transformador seja apenas a reatância indutiva, pode-se calcular a impedância por unidade do sistema:

$$Z_{rede} = 1,98 + j1,565\Omega \quad (3.1)$$

$$Z_{trafo} = 0,0342 * \frac{(13,8k)^2}{150k} = j43,42\Omega \quad (3.2)$$

$$Z_{sist} = 1,98 + j45\Omega \quad (3.3)$$

$$|Z_{sist}| = 45,05\Omega \quad (3.4)$$

$$|Z_{sist}| = 23,7p.u. \quad (3.5)$$

- De posse da impedância total do sistema em pu, pode-se calcular a corrente de curto:

$$I_{CC} = \frac{1}{23,7} I_b = 176,37A. \quad (3.6)$$

- Logo, a relação I_{CC} por I_L fica:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3}V} = \frac{150k}{\sqrt{3}13800} = 6,3A. \quad (3.7)$$

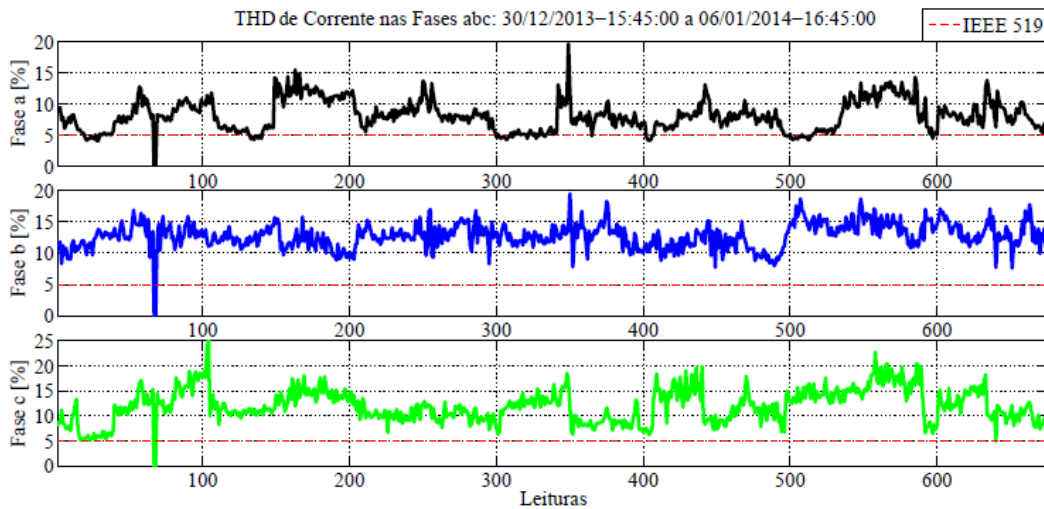
$$I_{CC}/I_L = 28 \quad (3.8)$$

$$THD_{limite} = 8\% \quad (3.9)$$

Considerando a corrente nominal do sistema como a corrente de carga, o TDD é igual ao THD, como pode-se observar em (2.16). Devido a relação mostrada em (3.8) ser próxima de 20, foi

considerado o THD_{limite} como 5%. Portanto, as três fases ultrapassam os limites estabelecidos para a distorção harmônica total. Tratar estes harmônicos é o principal objetivo do filtro híbrido instalado.

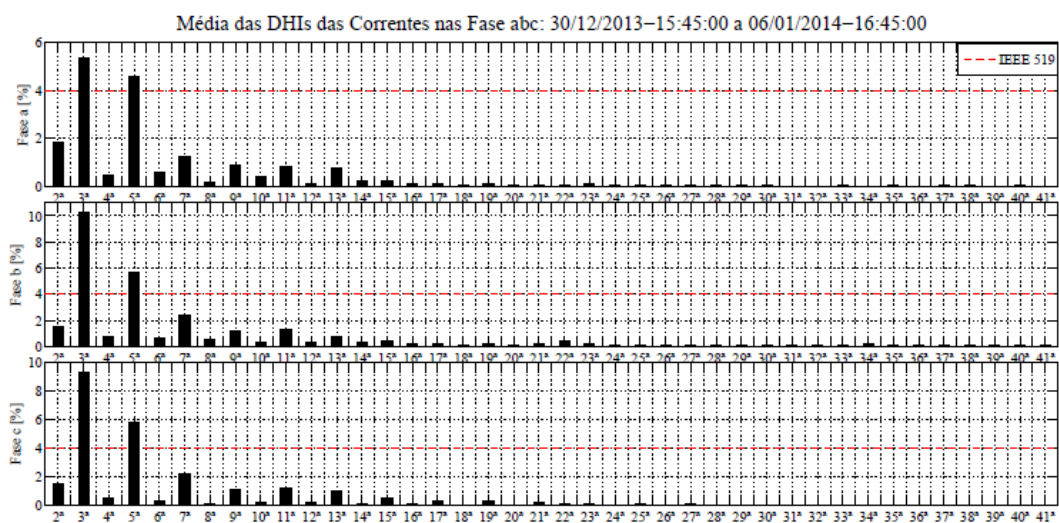
Figura 28 – THD de corrente nas três fases.



Fonte: Eletrobras (2014b).

As componentes harmônicas de corrente individuais são retratadas na Figura 29. Além do problema no THD de corrente, as fases também apresentam ultrapassagem do limite de distorção harmônica individual, 4% de acordo com a Figura 10, para as 3^a e 5^a harmônicas. Desta forma, será utilizada a malha passiva para extenuar os problemas causados por essas duas harmônicas devido ao seu impacto na corrente do sistema. A malha ativa servirá para extenuar as tensões de harmônicos de ordem mais elevada, processando uma menor quantidade de potência.

Figura 29 – Taxa de distorção harmônica individual nas três fases.

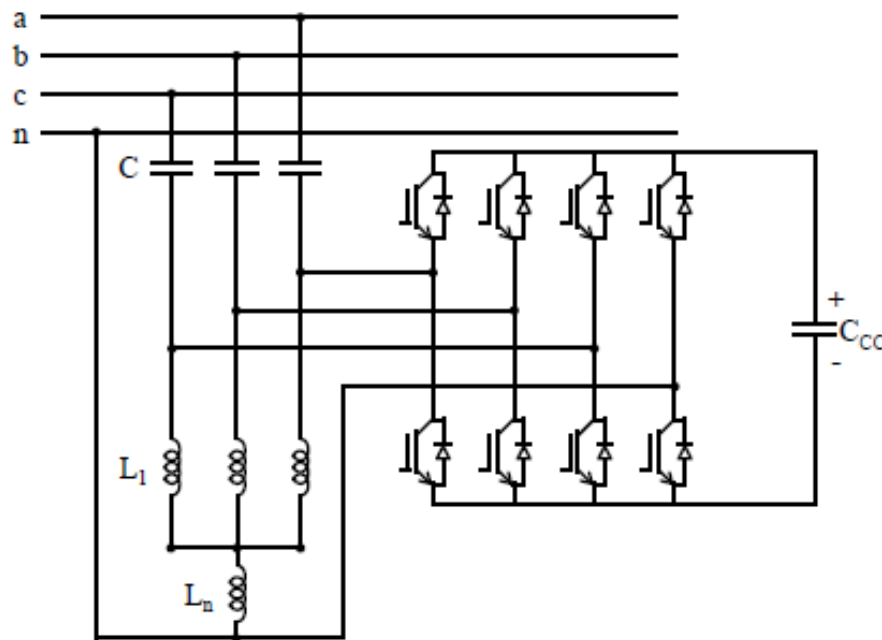


Fonte: Eletrobras (2014b).

3.2 Escolha do Filtro

A rede da CEPISA em questão tem características de fonte de corrente e problemas como:baixo fator de potência, nível elevado THD de corrente, níveis altos de *Total Harmonic Individual* (THI) das 3^a e 5^a harmônicas e elevada corrente de neutro (ELETROBRAS, 2014b). Portanto, a utilização de um filtro adequado é de extrema importância. Como mostrado em Eletrobras (2013b) o filtro mais adequado para o tipo de sistema estudado é o filtro híbrido de dupla sintonia a quatro fios mostrado na Figura 30. Este modelo apresentou os melhores desempenhos na redução das distorções harmônicas da rede, correção do fator de potência, menor potência processada no filtro ativo e redução da corrente de neutro.

Figura 30 – Esquemático do filtro híbrido de dupla sintonia a 4 fios.



Fonte: Eletrobras (2013a).

Utilizando a malha passiva para mitigar as 3^a e 5^a harmônicas, que são as mais intensas no sistema, a malha ativa ficará responsável apenas pelos harmônicos de ordem mais elevada e menor intensidade. Processando uma menor quantidade de potência e diminuindo seu custo. Além disso, a tensão sobre o barramento CC do conversor será menor que a da rede, pois os terminais do conversor se ligam ao filtro após os capacitores da malha passiva. Outra vantagem desse filtro é a malha passiva funcionando independentemente da malha ativa estar conectada ou não.

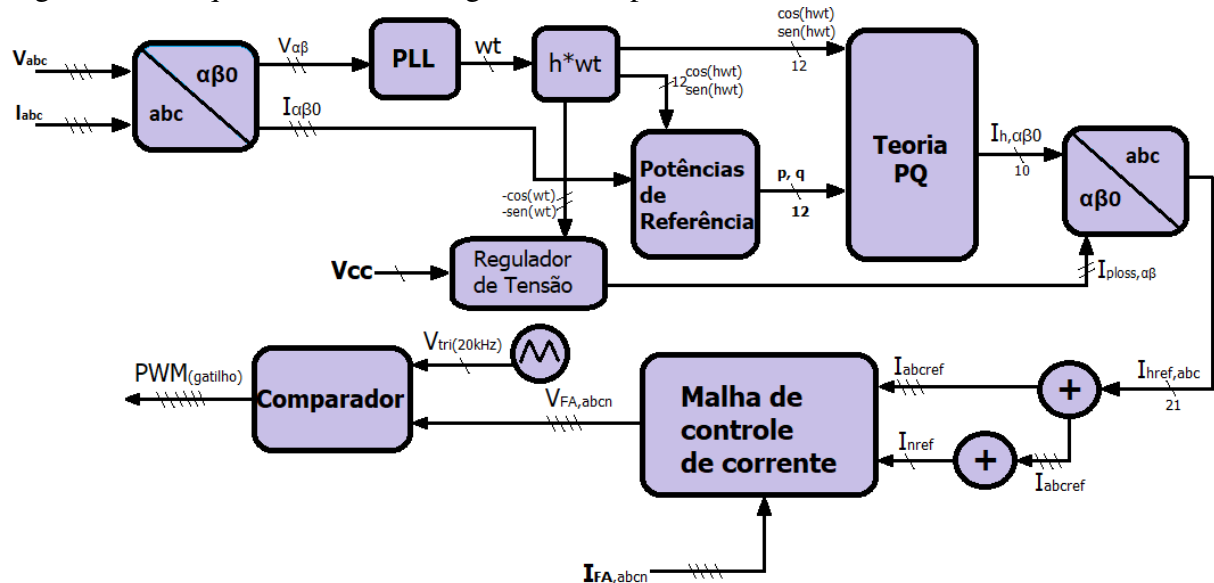
3.2.1 Filtro passivo

A malha passiva do filtro híbrido é de dupla sintonia, servindo para mitigar duas harmônicas específicas. No caso do sistema estudado, foram escolhidas as duas ordens mais significativas após a fundamental, a terceira e a quinta. O filtro passivo paralelo a rede sofre ressonância nas suas duas sintonias, servindo de caminho de baixa impedância para as harmônicas para o qual foi sintonizado. Assim, as componentes de 3ª e 5ª ordem são conduzidas até a malha de terra do sistema, não interferindo à montante do filtro.

3.2.2 Filtro ativo e estratégia de controle

O filtro ativo nada mais é do que um inversor eletrônico controlado. Três pontos são muito importantes no controle da sua malha ativa. Primeiramente, deve-se garantir que o conversor irá enviar para o sistema apenas as correntes harmônicas que devem ser mitigadas. Posteriormente, o controle do elo Corrente Contínua (CC) deve ser efetivo de maneira a manter sempre o capacitor no nível de tensão adequado sem grandes "ripples". As chaves do conversor apresentam perdas, logo, estas devem ser consideradas na estratégia de controle aplicada. Em terceiro lugar, é imprescindível a utilização de um bloco de sincronização do sistema com o controle de modo a manter a referência de frequência para as harmônicas materializadas no conversor. Na Figura 31 segue um esquemático da estratégia de controle utilizada para o controle da malha ativa baseada na teoria pq .

Figura 31 – Esquemático da estratégia utilizada para o controle do filtro ativo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.2.1 Teoria pq

A teoria de potência ativa e reativa instantânea é extremamente genérica e abrange todo tipo de sistema trifásico, seja ele desequilibrado, com presença de harmônicos e com ou sem neutro. Essa teoria é útil pois oferece uma maneira de se separar as potências ativas, reativas e de sequência zero de um sistema através de uma simples transformação linear, a transformada de Clarke (3.10).

$$\begin{pmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix}. \quad (3.10)$$

Nas Equações 3.11, 3.12 e 3.13 são mostradas as potências do sistema calculadas através das componentes de Clarke.

$$p = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta, \quad (3.11)$$

$$q = v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta, \quad (3.12)$$

$$p_0 = i_0 v_0. \quad (3.13)$$

O que nos leva a transformada pq:

$$\begin{pmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & -v_\alpha \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix}. \quad (3.14)$$

Encontrar as potências para cada harmônica é a base do funcionamento do controle da malha ativa. Através delas podemos sintetizar as correntes harmônicas que devem ser compensadas no sistema e envia-las para a malha de corrente. Para isso, depois de sintetizadas as potências, basta utilizarmos a transformada pq inversa. No filtro híbrido em questão foram sintetizadas as potências harmônicas ímpares até a 13ª ordem.

$$i_0 = \frac{p_0}{v_0} \quad (3.15)$$

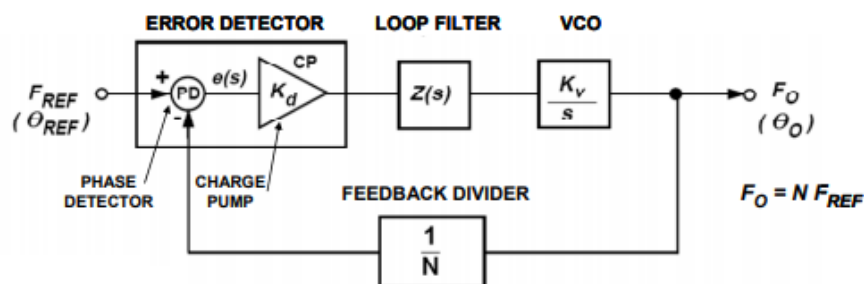
$$\begin{pmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{pmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p \\ q \end{pmatrix}. \quad (3.16)$$

As harmônicas de sequência zero não têm as componentes alfa e beta, já as de sequência negativa e positiva não têm a componente zero. Assim, a transformada pq inversa fica mais simples como mostrada em 3.15 e 3.16. Vale salientar que os sinais de p (potência real oscilante) e q (potência imaginária oscilante) devem ser invertidos para serem compensados.

3.2.2.2 PLL

Para sintetizar a potência de cada harmônica do sistema no controle, utiliza-se um bloco de sincronização baseado no algoritmo do *Phase Locked Loop* (PLL). Este bloco "rastrea" a frequência do sistema que depois é multiplicada pela ordem de cada harmônica e inserido em um bloco de cosseno e seno. Quando isto é feito, cria-se uma onda que deve ser multiplicada pelas correntes da transformada de Clarke, fazendo com que uma potência ativa e reativa, se houver, sejam sintetizadas para as harmônicas ímpares até a 13ª ordem, no caso deste sistema.

Figura 32 – Exemplo de PLL utilizado para "rastrear" frequência ou ângulo de fase.



Fonte: Analog Devices (2008).

3.2.2.3 Regulador de tensão do elo CC

O regulador de tensão do elo CC serve, basicamente, para compensar as perdas na chave do conversor e manter a tensão contínua adequada. Ele funciona como um regulador comum. Na sua entrada são comparados o sinal de referência, nível de adequado de tensão do barramento CC, com o valor medido de tensão no barramento CC. A diferença entre esses dois sinais gera um erro, que passa por um regulador Proporcional-Integral (PI) e gera na saída um

valor proporcional as perdas no conversor. Em seguida, estas perdas são sincronizadas através dos sinais de tensão gerados pelo PLL em componentes de Clarke alfa e beta. Depois, passa por um bloco de transformada de Clarke inversa, gerando as correntes abc de perdas no conversor.

3.2.2.4 Malha de corrente

A malha de corrente é a responsável por fazer com que as correntes sintetizadas pelo conversor sejam similares as correntes de referência obtidas no bloco da teoria pq, como mostrado no Item 3.2.2.1. Neste bloco, as correntes de referência são comparadas as correntes que saem dos braços do conversor, gerando um erro que passa por um controlador PI, similarmente ao controle do elo CC. Esse controlador tende a transformar o erro em zero, ou seja, aproximando as correntes do conversor com as correntes de referência. Essa malha também é responsável pela transformação dos sinais de corrente em sinais de tensão, pois só assim podem atuar no comparador e gerar sinais PWMs que serão enviados para a abertura e fechamento das chaves do conversor.

3.3 Modelagem e parametrização no PSIM

3.3.1 Modelagem da rede

No PSIM, algumas dificuldades em relação a modelagem da rede foram encontradas devido ao fato da fonte trifásica de tensão não oferecer uma entrada para o nível de potência e nem ser possível modelar algum componente diretamente em sequência zero. Foi utilizada a impedância de sequência positiva como a impedância por fase do sistema. Dessa forma, a estratégia aplicada para transformar os dados de impedância de rede em impedância de sequência zero seguem com base na Figura 33 e em (3.18).

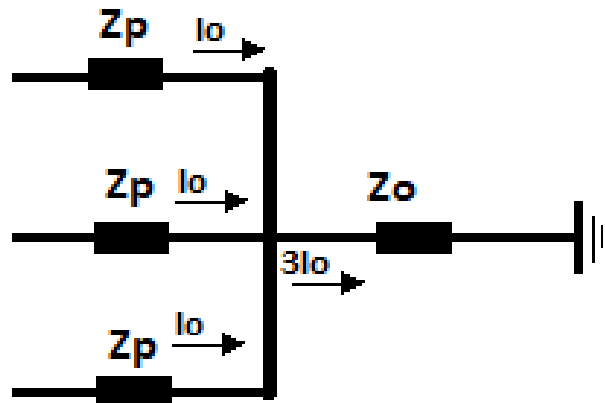
$$Z_0 = Z_P + 3Z_O \quad (3.17)$$

$$Z_O = \frac{Z_P - Z_0}{3} \quad (3.18)$$

$$R_O = \frac{R_P - R_0}{3} = \frac{2,56 - 1,98}{3} = 0,1923\Omega \quad (3.19)$$

$$X_O = \frac{X_P - X_0}{3} = \frac{10,36 - 1,57}{3} = j2,931\Omega \quad (3.20)$$

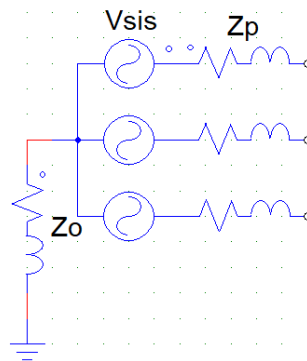
Figura 33 – Esquemático da impedância de sequência zero de um sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor.

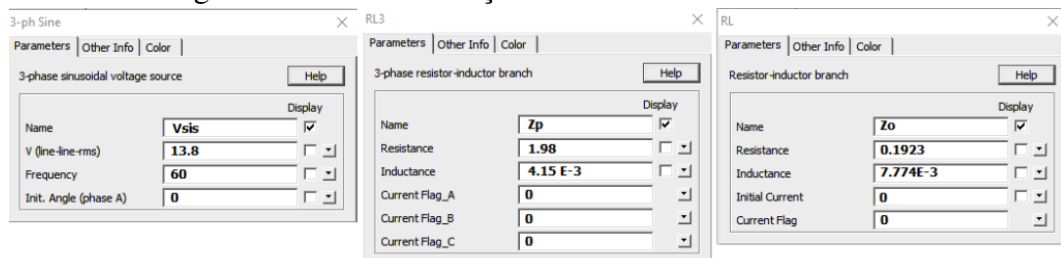
As figuras 34 e 35 mostram, respectivamente, o esquemático e os dados da rede modelada no PSIM. As reatâncias X_o e X_p foram divididas por 377 para se encontrar o valor da indutância, que é o parâmetro a ser colocado no programa.

Figura 34 – Esquemático da rede no PSIM.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 35 – Parametrização da rede no PSIM.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.2 Parametrização do transformador no PSIM

Além dos dados obtidos na Tabela 2 são necessários outras informações para a sua parametrização. É importante salientar que devido a ligação em delta no lado de alta tensão, este não será afetado pelas correntes harmônicas de sequência zero provenientes da carga conectada ao PCC. Para a obtenção de outros dados, tais como corrente de excitação, perdas a vazio, perdas no cobre e perdas totais, foram utilizados os parâmetros de um transformador similar da mesma marca do instalado no sistema em questão através de um catálogo do fabricante. Todos os dados compilados necessários do transformador são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Compilado dos dados do transformador.

| | |
|-----------------------|--------|
| Corrente de Excitação | 3 % |
| Perdas à Vazio | 610 W |
| Perdas em Condução | 2145 W |
| Perdas Totais | 2755 W |

Fonte: Elaborado pelo autor.

De posse dos dados acima, os cálculos dos parâmetros do transformador são realizados. Vale salientar que todos os valores de tensão e corrente obtidos nas equações são referidos ao lado do secundário do transformador, ou seja, à baixa tensão. Utiliza-se o modelo de transformador mais próximo do real possível, como mostrado na Figura 36 (FITZGERALD A. E.; KINGSLEY, 2006).

1. Inicialmente, são definidos os valores básicos do trafo: Corrente Nominal(I_N), Corrente de Excitação(I_m), Tensão de Fase (V_{fase}), Perdas no Cobre(P_{cobre}) e a Vazio(P_{vazio}), Impedância de Base(Z_{base}), Impedância Série(Z_c).

$$I_N = 227,9A \quad (3.21)$$

$$I_m = 0,03I_N = 6,837A \quad (3.22)$$

$$V_{fase} = 220V \quad (3.23)$$

$$Z_{base} = \frac{380^2}{150k} = 0,9627\Omega \quad (3.24)$$

$$P_{cobre} = 715W / fase \quad (3.25)$$

$$P_{vazio} = 203,3W / fase \quad (3.26)$$

$$Z_c = 0,0342Z_{base} = 0,0329\Omega \quad (3.27)$$

2. Encontra-se, de início, a resistência série do transformador(R_c):

$$R_c = \frac{P_{cobre}}{I_N^2} = 0,01377\Omega \quad (3.28)$$

3. Em seguida a reatância série(X_c):

$$X_c = \sqrt{Z_c^2 + R_c^2} = 0,0299\Omega \quad (3.29)$$

4. Utilizando P_{vazio} encontra-se a Impedância de Magnetização(Z_m), Resistência de Magnetização(R_m) e a Reatância de Magnetização (X_m):

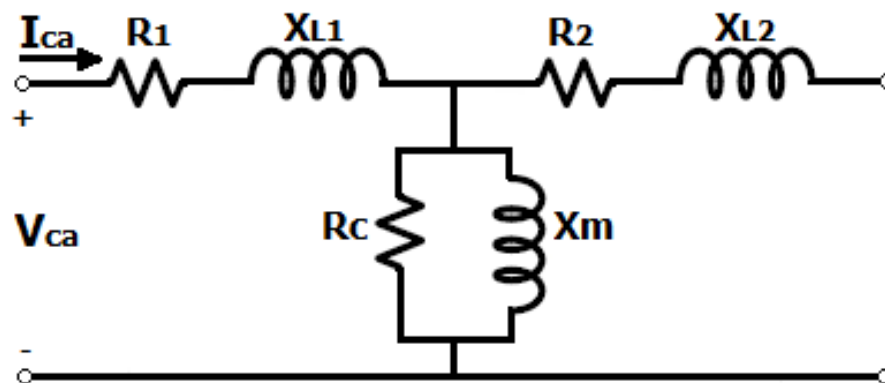
$$R_m = \frac{V_N^2}{P_{vazio}} = 236,72\Omega \quad (3.30)$$

$$Z_m = \frac{V_N}{I_m} = 32,18\Omega \quad (3.31)$$

$$Z_m = \frac{R_m X_m}{R_m + X_m} \quad (3.32)$$

$$X_m = \frac{R_m Z_m}{R_m - Z_m} = 37,21\Omega \quad (3.33)$$

Figura 36 – Modelo com o ramo de magnetização.

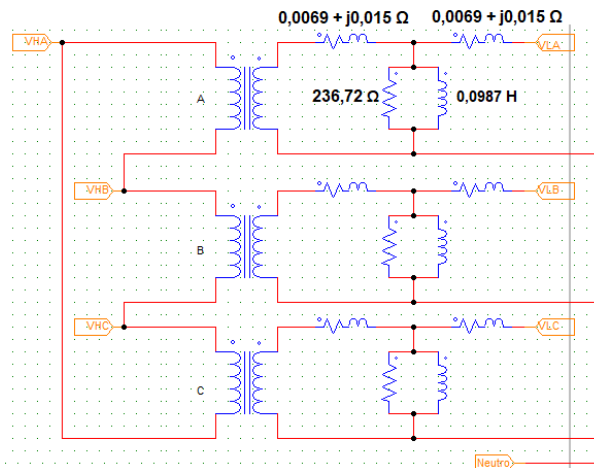


Fonte: Adaptado de Fitzgerald A. E.; Kingsley (2006).

Por fim, na Figura 37 segue o modelo do transformador utilizado na simulação com os parâmetros obtidos referidos ao lado de baixa tensão. Além disso, foram utilizados três transformadores monofásicos ideais, 13,8 kV/220 V, para montar um transformador trifásico delta-estrela.

Um ponto positivo no sistema em questão, é que este se trata de uma rede fraca, ou seja, alta impedância de curto-circuito. Isso faz com que o filtro tenha um melhor desempenho, pois as correntes harmônicas tendem a procurar o caminho de menor resistência. Portanto, não há a necessidade de uma malha com reatores de baixa resistência e grande seção, barateando o preço da instalação.

Figura 37 – Modelo do transformador utilizado na simulação.

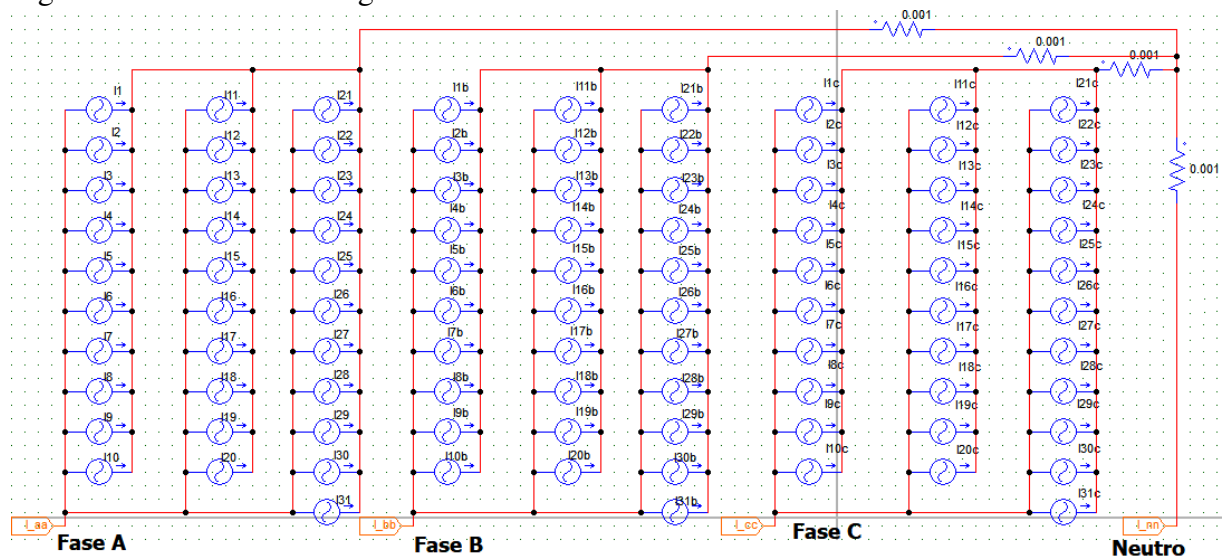


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.3 Parametrização da carga no PSIM

De posse dos valores dos THDs médios de corrente e tensão e dos seus valores eficazes, foi parametrizada uma carga similar a do sistema em questão. Como visto na Figura 38 são várias fontes de corrente em que cada uma simula uma corrente harmônica, sendo considerado até a 31^a ordem.

Figura 38 – Modelo de carga no PSIM.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Irms,a = 102,9 A/Irms,b = 95 A/Irms,c = 78,8 A

Os níveis rms médios das correntes de cargas simuladas no PSIM são um pouco mais elevados do que os obtidos nas medições, porém proporcionais. A Tabela 5 traz a comparação dos THDs médios obtidos no PSIM e obtidos nas medições de carga real. Portanto, este modelo de carga é adequado para o estudo de caso.

Tabela 5 – Comparação dos THDs da carga real e simulada.

| Fases | a | b | c |
|-----------|-------|--------|--------|
| THD(real) | 8,13% | 12,76% | 11,96% |
| THD(PSIM) | 7,62% | 12,3% | 11,5% |

Fonte: Elaborado pelo autor.

Devido a dificuldade de aumentar o número de fontes de corrente para a representação da carga, o peso das harmônicas da ordem de 32^a ou superior não foram consideradas no modelo. Consequentemente, a diferença entre os THDs reais e os do PSIM são causadas pelas harmônicas superiores a 31^a ordem que não foram consideradas.

3.3.4 Parametrização da malha passiva

No cálculo dos componentes do filtro passivo, utiliza-se as equações do Item 2.2.1.1. Inicialmente, de posse dos dados de potência reativa do sistema simulado em questão, é feito o dimensionamento do banco de capacitores do filtro híbrido para elevar o fator de potência do pior caso das três fases para 0,95. Foi considerado um fator de dessintonia de 0,03 para evitar problemas de ressonância com a rede.

- Fator de Potência considerado: 0,85 (indutivo).
- Fator de Potência com o Filtro(FP): 0,95 (indutivo).
- Potência Ativa Média da carga(P): 50 kW.
- Potência Aparente Média da carga com o Filtro(S): 52,6 kVA.

$$S = \frac{P}{FP} = \frac{50k}{0,95} = 52,63kVA. \quad (3.34)$$

- Potência Reativa Média da carga(Q_1): 31 kVAR.
- Potência Reativa Média da carga com o Filtro(Q_2): 16,43 kVAR.

$$Q_2 = \sqrt{S^2 - P^2} = 16,43kVAR \quad (3.35)$$

- Potência do banco de capacitores do Filtro(Q_{BC}): 15 kVAR.

$$Q_{BC} = Q_1 - Q_2 = 14,56kVAR \quad (3.36)$$

$$Q_{BC} \approx 15kVAR \quad (3.37)$$

- Valor da capacitância para a sintonia do 5º harmônico(C_1): 263,83 uF.

$$X_{eff} = \frac{V^2}{Q_{BC}} = 9,63\Omega \quad (3.38)$$

$$X_C = \frac{h^2}{h^2 - 1} X_{eff} = \frac{4,85^2}{4,85^2 - 1} 9,63 = 10,05\Omega \quad (3.39)$$

$$C_1 = \frac{1}{2\pi 60 X_C} = 263,83\mu F \quad (3.40)$$

- Valor da indutância para a 5ª sintonia(L_1): 1,1338 mH.

$$X_L = \frac{X_C}{h^2} = \frac{10,05}{4,85^2} = 0,4274\Omega \quad (3.41)$$

$$L_1 = \frac{X_L}{2\pi 60} = 1,1338mH. \quad (3.42)$$

- Valor da indutância para a 3ª sintonia(L_n): 0,6719 mH.

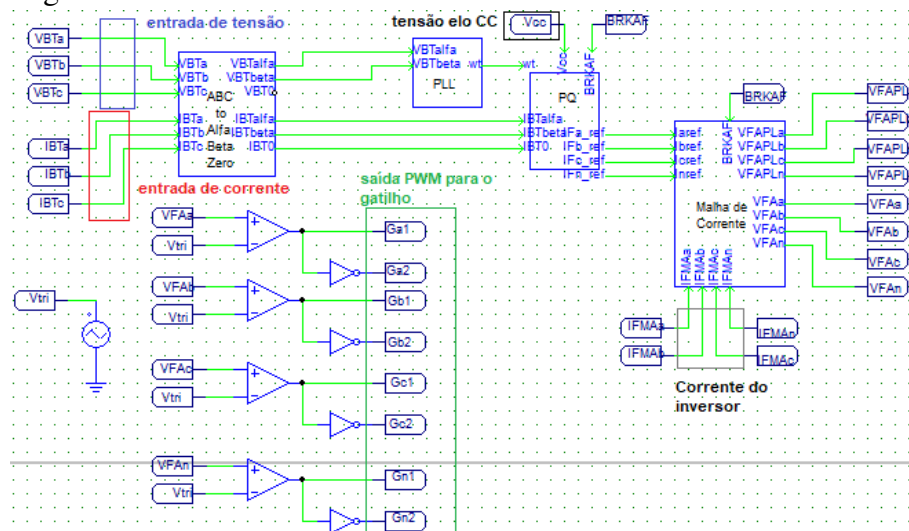
$$L_n = \frac{1}{3} \left(\frac{1}{(2\pi 180 C_1)^2} - L_1 \right) \quad (3.43)$$

$$L_n = 0,6719mH \quad (3.44)$$

3.3.5 Parametrização do filtro ativo

No filtro ativo simulado no PSIM realizamos o controle em vários blocos diferentes como mostrado na Figura 39. Em todos os controladores PI algum dos valores das constantes de tempo e ganho foram ajustadas manualmente até obtermos a resposta adequada do sistema. O método da tentativa e erro.

Figura 39 – Circuito de controle no PSIM.

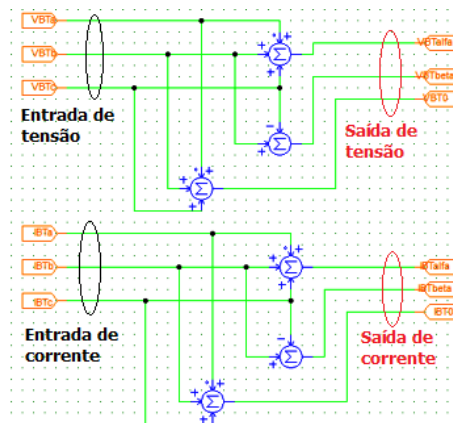


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.5.1 Bloco Transformada de Clarke

O PSIM não dispõe de um bloco próprio da transformada de Clarke, portanto foi necessário criar um subcircuito só para esta e fazer as equações de cada saída. As entradas do bloco são as três tensões medidas na barra de baixa tensão do trafo. Já as correntes são medidas antes do filtro híbrido e logo após o secundário do trafo.

Figura 40 – Bloco da transformada de Clarke.

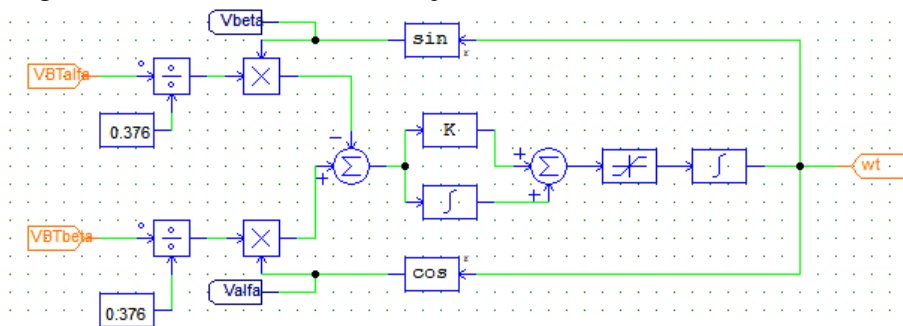


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.5.2 Bloco PLL

O bloco PLL trás o trecho de sincronização do controle citado no Item 3.2.2.2. Nele, as duas entradas de tensão em quadratura servem para que seja rastreada a frequência do sistema. A tensão é usada para o sincronismo porque é a grandeza característica do sistema, de onde deve ser tirada a frequência fundamental. As duas ondas são normalizadas e passam pela estrutura do PLL mostrado na Figura 41. A saída é o sinal de frequência angular multiplicado pelo tempo (ωt), que deve ser aproximado de 377 rad/s em regime permanente.

Figura 41 – Bloco de sincronização no PSIM.



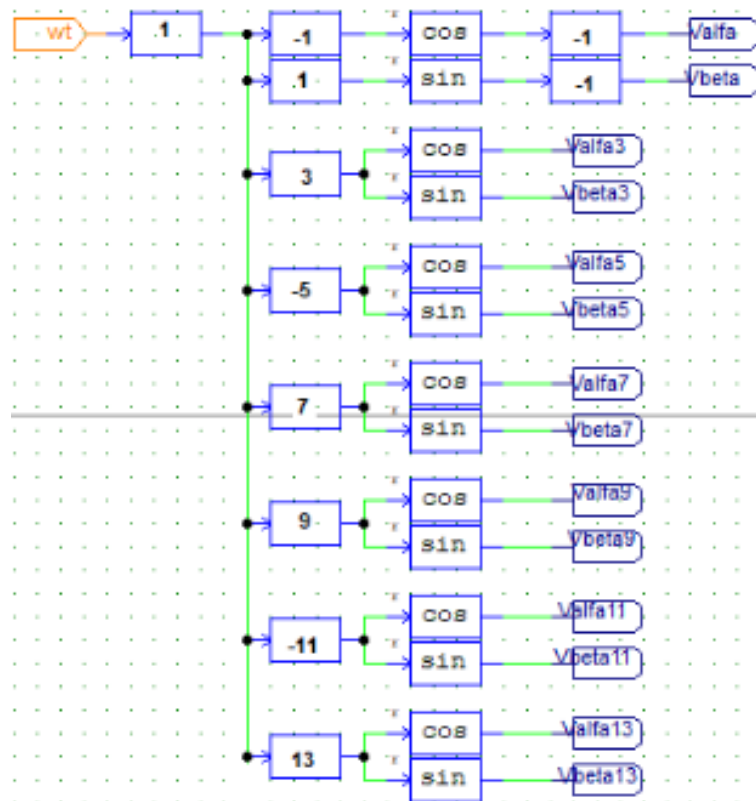
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.5.3 Bloco Teoria pq

Este é o bloco mais importante e complexo do controle no simulador, pois nele estão todas as estruturas que geram as referências de potência e corrente, através da transformada pq e Clarke inversas. Além disso, o regulador da tensão do elo CC também se faz presente neste bloco.

Na Figura 42 temos as referências de frequências sendo criadas para todas as harmônicas que devem ser sintetizadas e, também, para o regulador de tensão. As harmônicas de sequência negativa, como a 5^a e a 11^a, têm seus valores de hwt multiplicados por -1 para lhes dar tal característica.

Figura 42 – Bloco gerador de referências de tensão para as harmônicas.



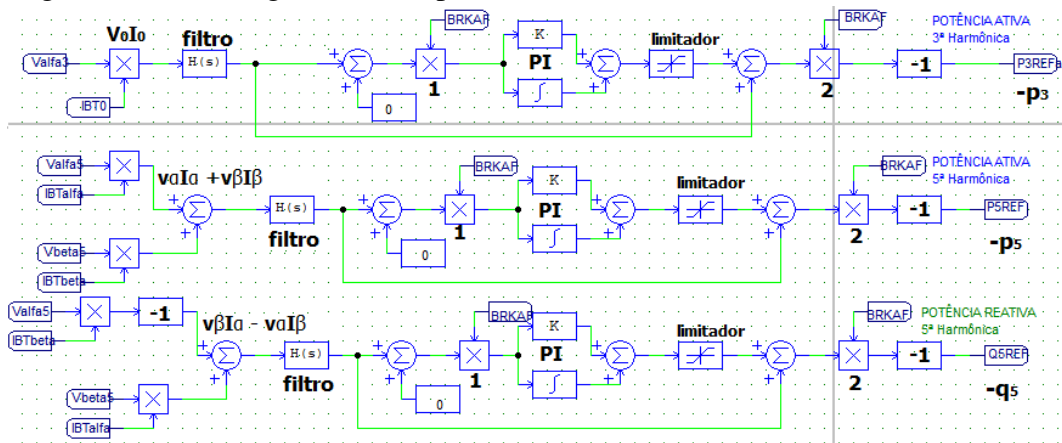
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 43 temos três exemplos de circuitos que geram as referências de potência ativa da 3^a harmônica e 5^a harmônica e reativa, apenas da 5^a harmônica. Todas as potências das 7 ordens harmônicas são sintetizadas, porém, para economizar espaço, apenas as três malhas são mostradas. A equação de transferência da malha é igual para todas os sintetizadores, mostrada em (3.45), mudando apenas os parâmetros, que são iguais para as 3^a e 9^a harmônicas e para a 5^a e as outras. É importante salientar que as potências são calculadas conforme visto nas equações do

Item 3.2.2.1. Antes dos sinais passarem pelo circuito de controle eles passam por um filtro de 3ª ordem para diminuir os ruídos e melhorar o desempenho da malha. O circuito de realimentação que é conectado entre a entrada do PI e no somador na saída do mesmo, serve para diminuir o esforço do controlador PI. Os multiplicadores 1 e 2 servem para que a malha só funcione quando o filtro ativo se conectar ao sistema.

$$H(s) = -\frac{sT(K_p + 1) + 1}{sT} \tag{3.45}$$

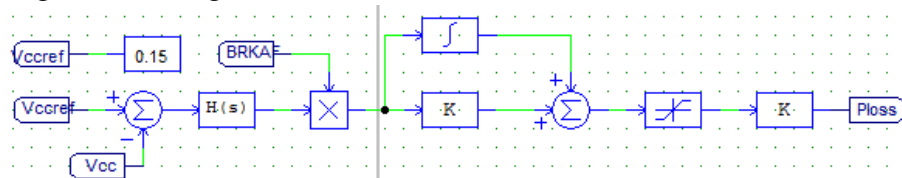
Figura 43 – Malha geradora das potências de referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Também no bloco Teoria *pq* temos o regulador de tensão do elo CC, mostrado na Figura 44. Esta malha nada mais é do que um controlador PI onde sua entrada é o erro entre a tensão no elo CC e o valor de tensão de referência (tensão utilizada no barramento contínuo), que é de 150 Vcc. Na simulação todos os valores estão em kV e kA.

Figura 44 – Regulador de tensão do barramento CC no PSIM.

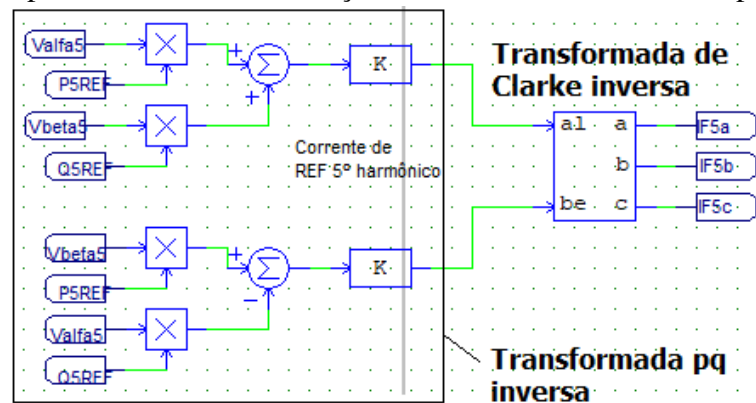


Fonte: Elaborado pelo autor.

A transformada *pq* inversa é realizada juntamente com a transformada de Clarke inversa na malha mostrada na Figura 45. A malha para a 5ª harmônica serve de exemplo. Para realizar a transformada *pq* inversa, com as potências das harmônicas de 3ª e 9ª ordem a equação utilizada é a (3.15). Já para as outras potências harmônicas a equação é a (3.16). Em seguida,

depois de extrair as correntes nas coordenadas alfa, beta e zero, deve-se passar estas por um bloco de transformada inversa de Clarke, gerando assim as correntes de referência. O mesmo é feito para encontrarmos as correntes de perdas no elo CC, porém na frequência fundamental do sistema.

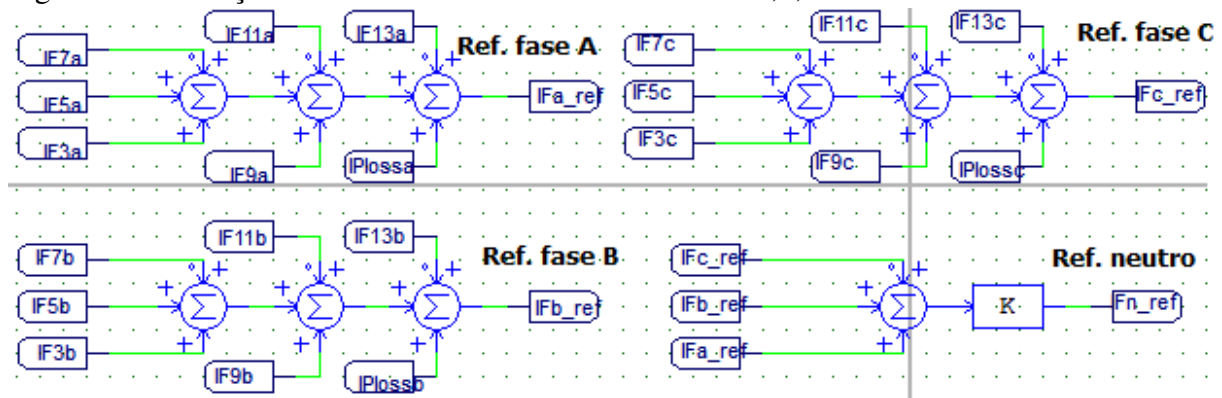
Figura 45 – Exemplo da malha de sintetização das correntes de referência para o 5º harmônico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na saída do bloco, são somadas todas as correntes de componentes harmônicas de cada fase e assim gerada a corrente total de referência por fase, como mostrado na Figura 46. A corrente de referência de neutro é obtida somando todas as correntes das fases e multiplicando por -1, para retificar seu sentido.

Figura 46 – Geração das correntes de referência das fases a,b,c e neutro.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.5.4 Bloco Malha de Corrente

Este bloco tem dois objetivos. Primeiramente calcular o erro entre a corrente que sai dos braços do inversor e a corrente de referência calculada pelo bloco Teoria pq, posteriormente o passando através de um controlador PI. Em seguida, transformar a corrente controlada em uma

tensão para ser gerado o PWM nos comparadores. Abaixo seguem as equações de transferência presentes nessa malha e um exemplo na Figura 47.

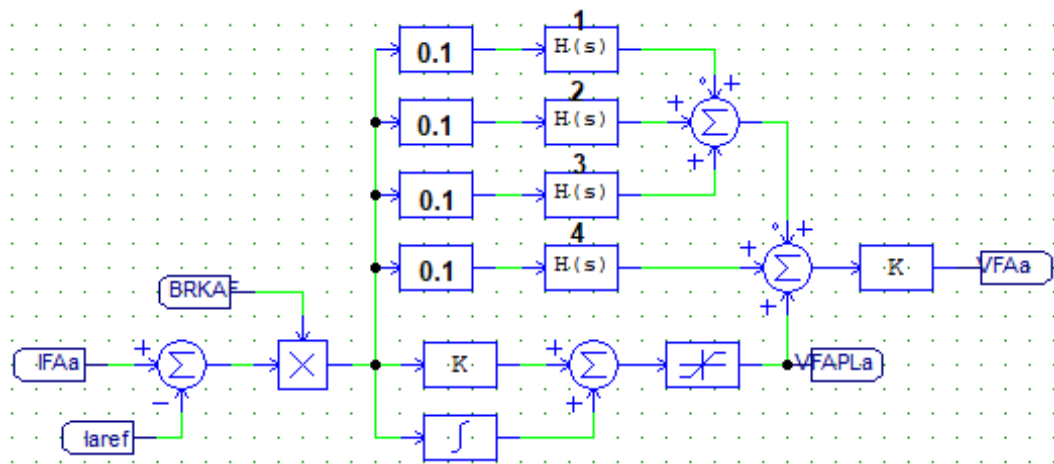
$$H_1(s) = \frac{s}{s^2 + 24018669,3} \quad (3.46)$$

$$H_2(s) = \frac{s}{s^2 + 17196798,7} \quad (3.47)$$

$$H_3(s) = \frac{s + 3392,9}{s^2 + 11511906,6} \quad (3.48)$$

$$H_4(s) = \frac{s}{s^2 + 6963992,87} \quad (3.49)$$

Figura 47 – Exemplo da malha de corrente de referência da fase A.

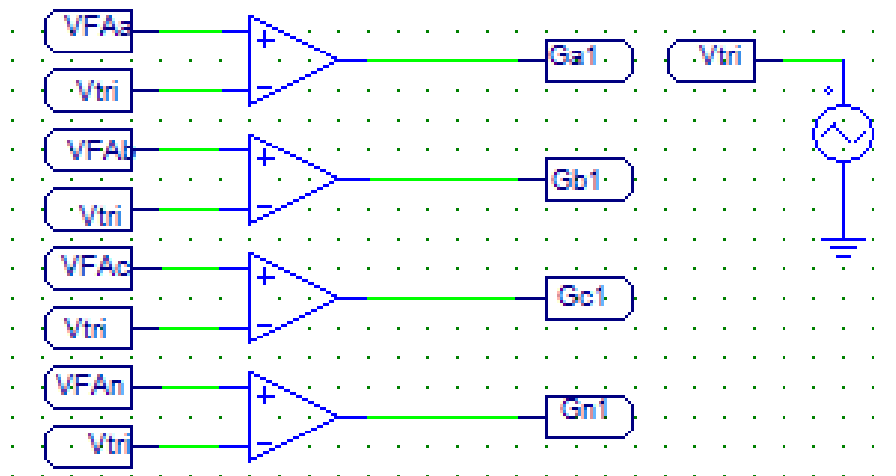


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.5.5 Gerador de PWM

Para gerar o *Pulse Wide Modulation* (PWM) no simulador, utiliza-se um comparador que faz a comparação entre as saídas de referência em tensão do bloco Malha de Corrente e uma fonte de tensão triangular. A Figura 48 mostra o esquemático no PSIM. A fonte tem 0,3 V de tensão pico a pico, *duty cycle* (ciclo de trabalho) de 50% e 20 kHz de frequência.

Figura 48 – Gerador de PWM utilizado.

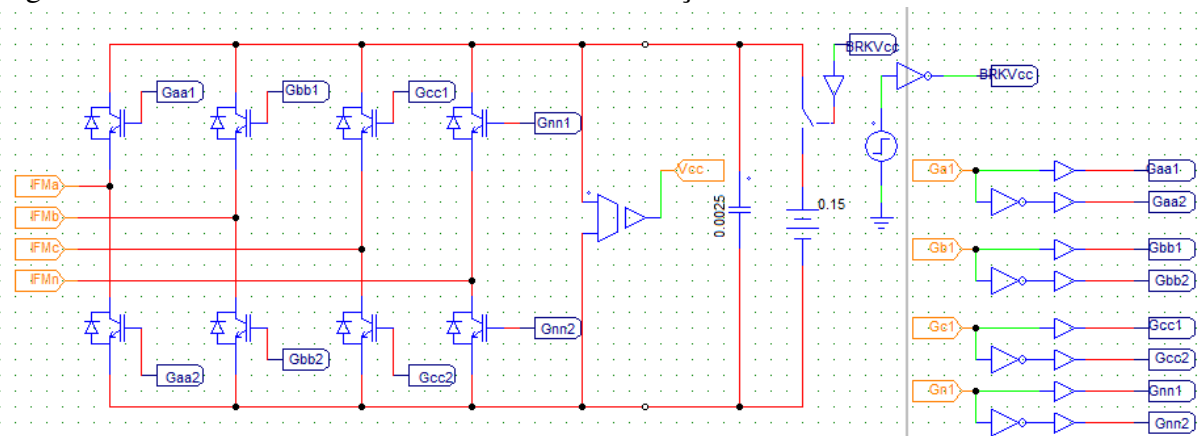


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.6 Conversor eletrônico

O conversor eletrônico simulado no PSIM conta com uma fonte no elo CC de 150 Vcc que carrega o capacitor de 2500 uF e é retirada antes da entrada do filtro ativo na rede. Além disso, as chaves utilizadas são IGBTs e são acionadas pelos gatilhos mostrados, também, na Figura 49.

Figura 49 – Conversor eletrônico utilizado na simulação.

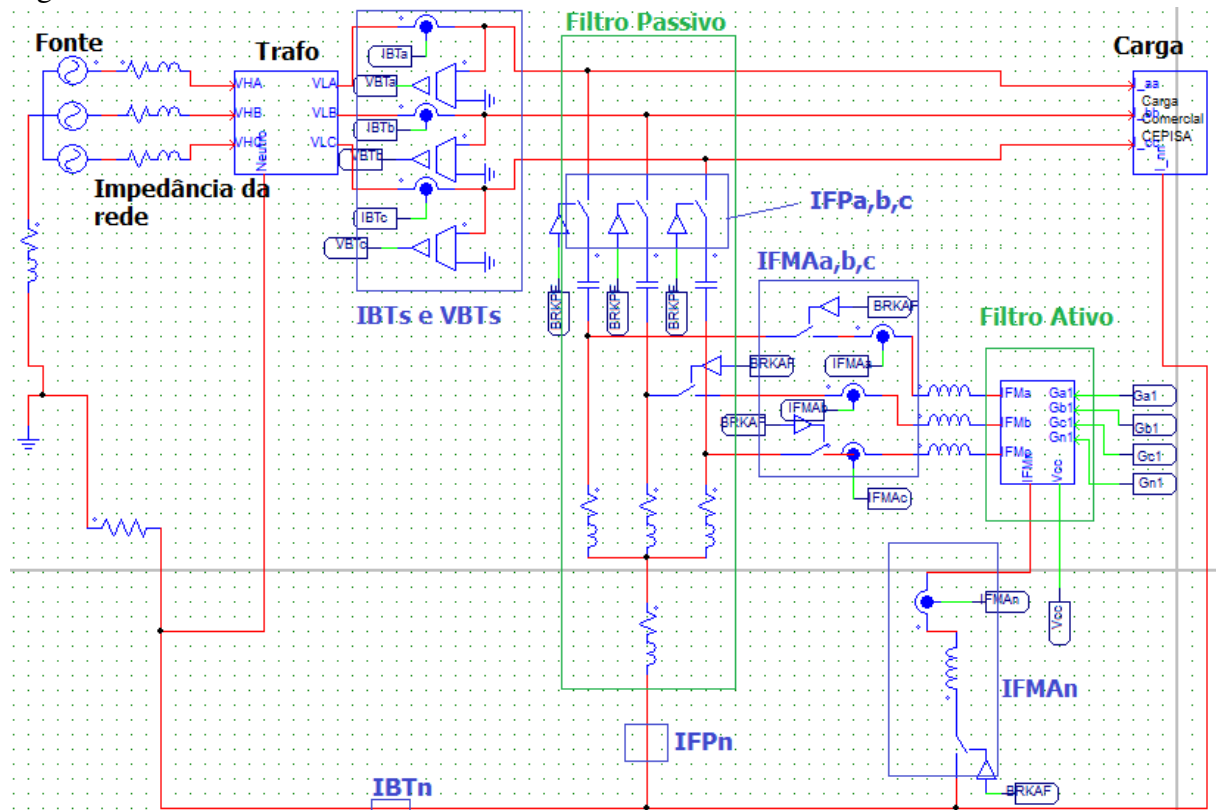


Fonte: Elaborado pelo autor.

4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Nesta seção, será levado em conta os resultados das simulações e o funcionamento do filtro híbrido durante a sua aplicação no modelo de rede da CEPISA. Como, também, será observado se o filtro respondeu as expectativas e conseguiu cumprir seu objetivo. A Figura 50 mostra toda a montagem do sistema em questão no PSIM.

Figura 50 – Sistema da CEPISA simulado no PSIM.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- IBT = Corrente do sistema no lado de baixa tensão entre o filtro híbrido e o PCC.
- VBT = Tensão do sistema no lado de baixa tensão entre o filtro híbrido e o PCC.
- IFMA = Corrente nos braços do filtro ativo.

4.1 Especificações da simulação

A simulação começa a rodar sem nenhum dos filtros conectados à rede. Somente ao longo da simulação as malhas são adicionadas. Isso nos permite observar a situação da rede com e sem os filtros.

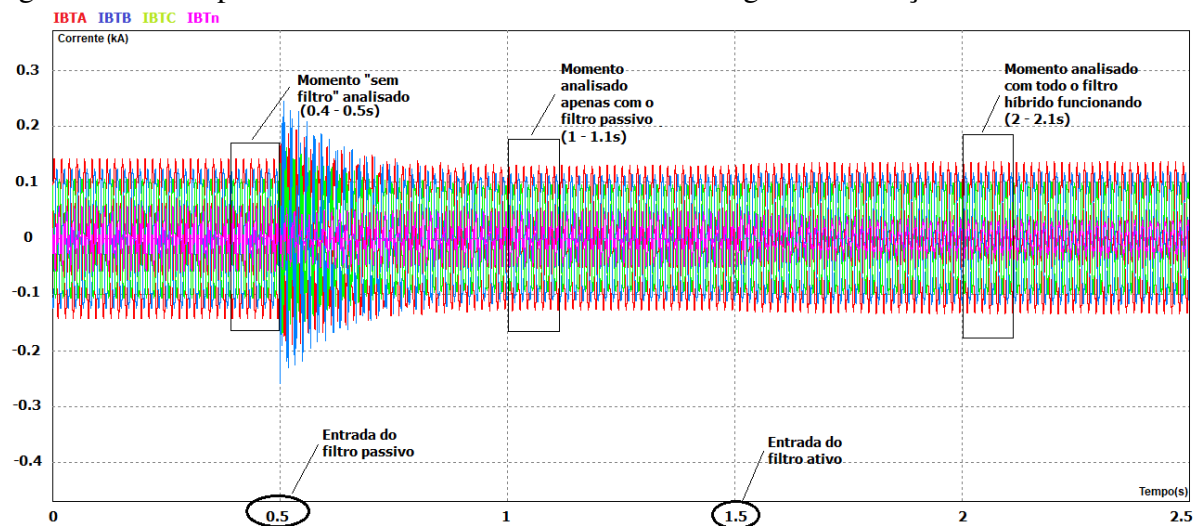
- O passo da simulação é ajustado em $1 \mu s$.
- O filtro passivo entra após 0,5 segundos de simulação.
- O filtro ativo entra decorridos 1,5 segundos de simulação.

- Os níveis de tensão e corrente estão em kV e kA respectivamente.
- Tensão da fonte: 13,8 kV.
- As saídas dos blocos Teoria *pq* e Malha de Corrente são zero até a entrada do filtro ativo.
- As chaves utilizadas para conexão dos filtros a rede são ideais.
- Uma fonte CC é conectada ao elo CC do conversor eletrônico e é retirada aos 1,45 segundos de simulação.

4.2 Correntes do sistema

Inicialmente, no período de tempo de 0 a 0,5 segundos, ambos os filtros não estão conectados ao circuito. Em seguida, após 0,5 segundos de simulação o filtro passivo entra no circuito causando um pequeno transitório que se normaliza por volta de 1 segundo. Depois, no instante 1,5 segundos a malha ativa entra no na rede, fechando o filtro híbrido completo. Um panorama geral do comportamento da corrente ao longo da simulação segue na Figura 51.

Figura 51 – Comportamento da corrente do sistema ao longo da simulação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os picos de corrente devido ao transitório de conexão da malha passiva chegam a um máximo de 196 Ampéres na fase A, 244 Ampéres na fase B e 162 Ampéres na fase C.

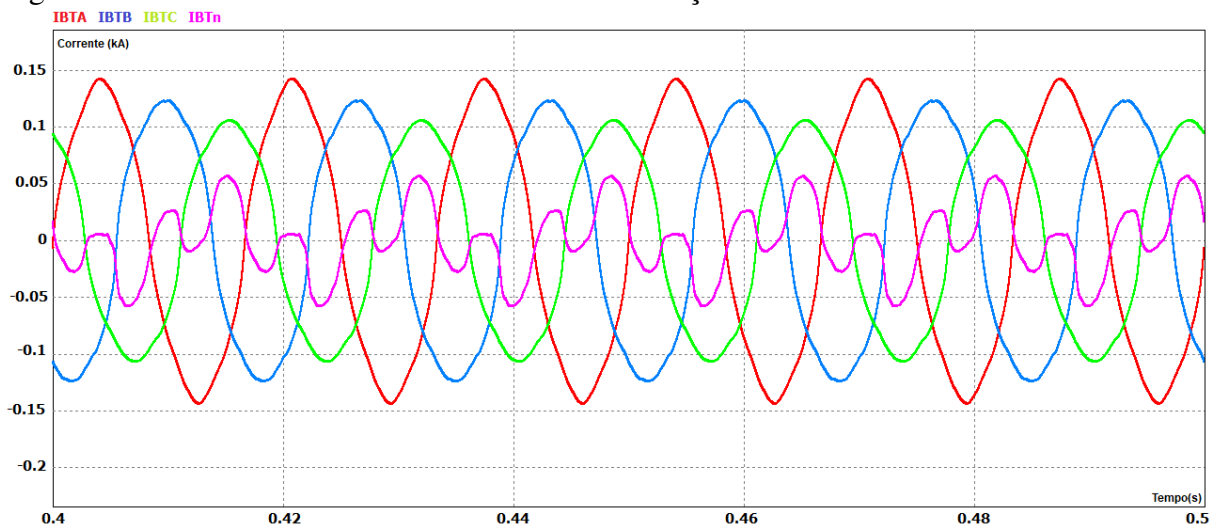
4.2.1 Detalhe da corrente na rede antes da entrada do filtro

Utilizamos a Figura 52 para a análise mais detalhada da corrente antes da entrada do filtro passivo.

Os dados obtidos de THD e os níveis das correntes são:

- THD(faseA) = 7,54 %
- THD(faseB) = 12,36 %
- THD(faseC) = 11,2 %
- $I_{bta} = 102,63 \text{ A}$
- $I_{btb} = 94,04 \text{ A}$
- $I_{btc} = 79,7 \text{ A}$
- $I_{btn}(\text{neutro}) = 30,43 \text{ A}$

Figura 52 – Detalhe da corrente na rede antes da atuação do filtro.



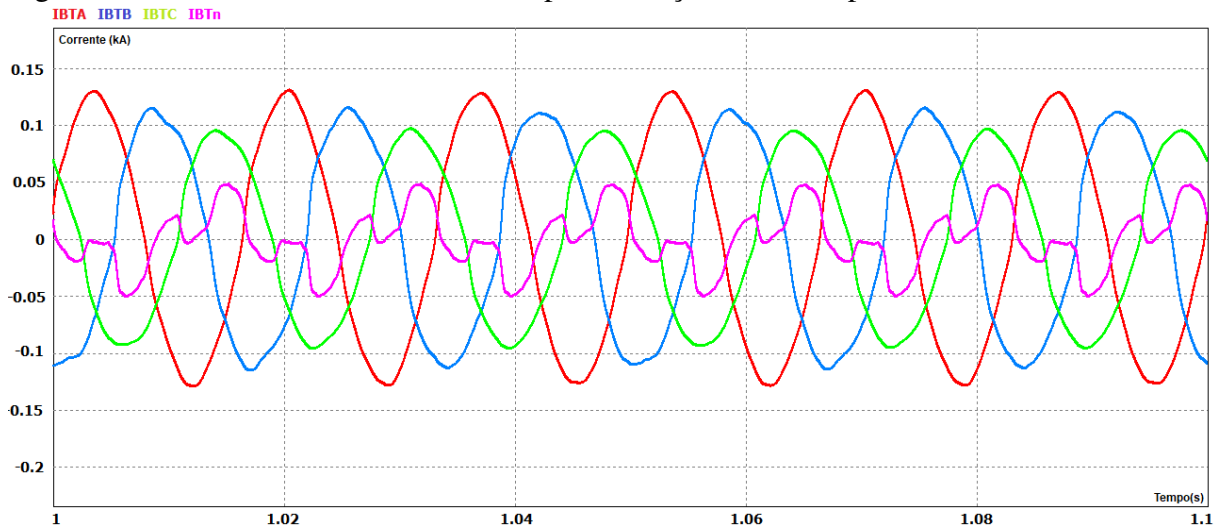
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2 Detalhe da corrente na rede após a entrada da malha passiva.

A Figura 53 mostra a corrente após a entrada da malha passiva, apenas. O filtro passivo deve diminuir, principalmente, as 3ª e 5ª harmônicas. Nas figuras 54, 55 e 56 pode-se constatar a diminuição das harmônicas de 3ª e 5ª ordem como esperado.

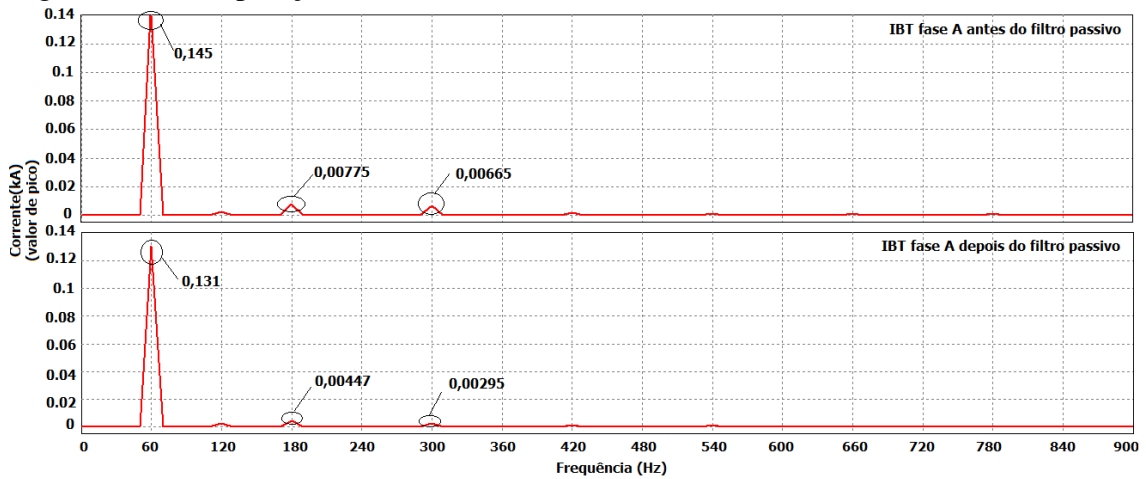
- THD(faseA) = 4,91 %
- THD(faseB) = 10,6 %
- THD(faseC) = 8,87 %
- $I_{bta} = 92,5 \text{ A}$
- $I_{btb} = 84 \text{ A}$
- $I_{btc} = 70 \text{ A}$
- $I_{btn}(\text{neutro}) = 26 \text{ A}$

Figura 53 – Detalhe da corrente na rede após a atuação da malha passiva.



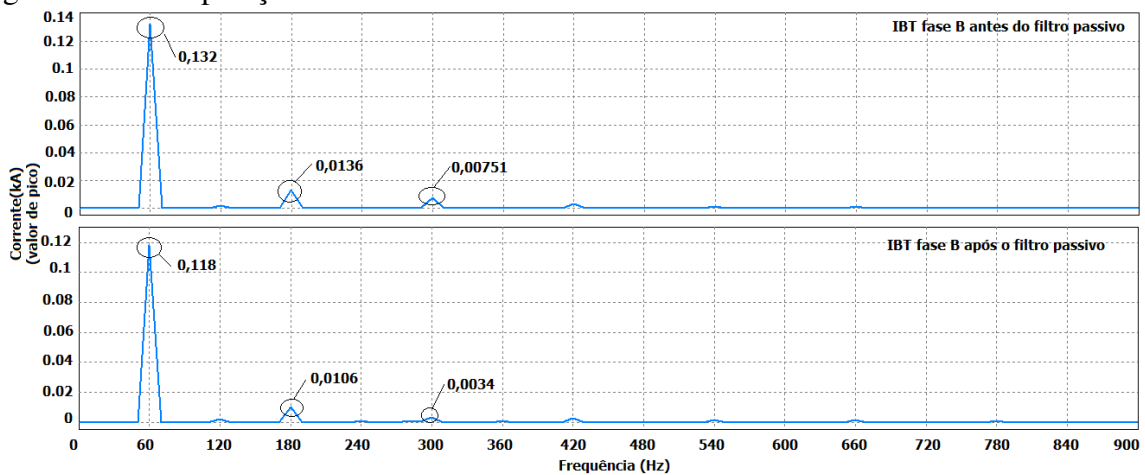
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 54 – Comparação das intensidades das harmônicas na corrente da rede na fase A.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 55 – Comparação das intensidades das harmônicas na corrente da rede na fase B.

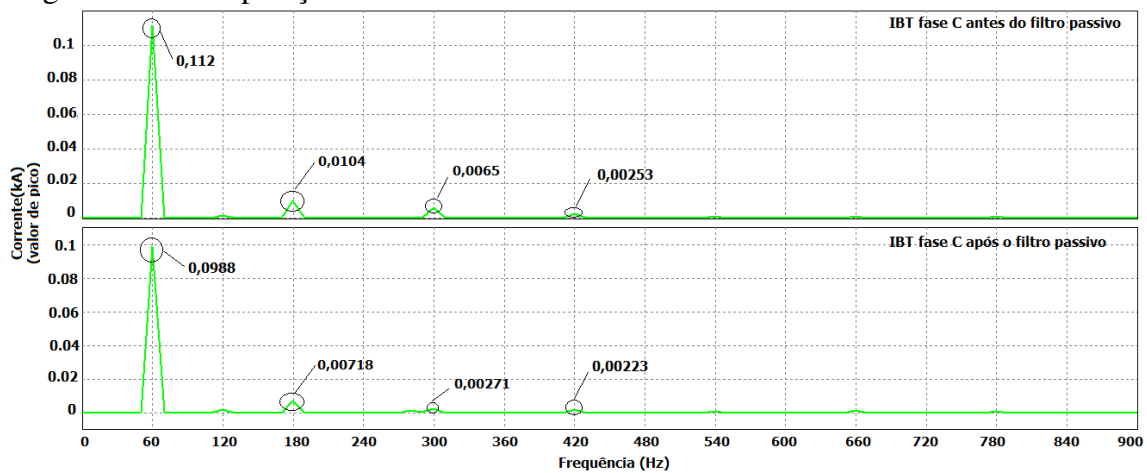


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na fase C, foi observada, também, uma diminuição relevante da harmônica de 7ª

ordem.

Figura 56 – Comparação das intensidades das harmônicas na corrente da rede na fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se notar, também, a diminuição da intensidade da fundamental. Isso se dá devido ao aumento do fator de potência, causando uma diminuição na corrente elétrica que flui no circuito. Este aumento do fator de potência decorre do dimensionamento dos capacitores do filtro, que foram parametrizados para garantir um fator de potência acima do exigido pela norma.

4.2.3 Detalhe da corrente após a entrada do filtro ativo

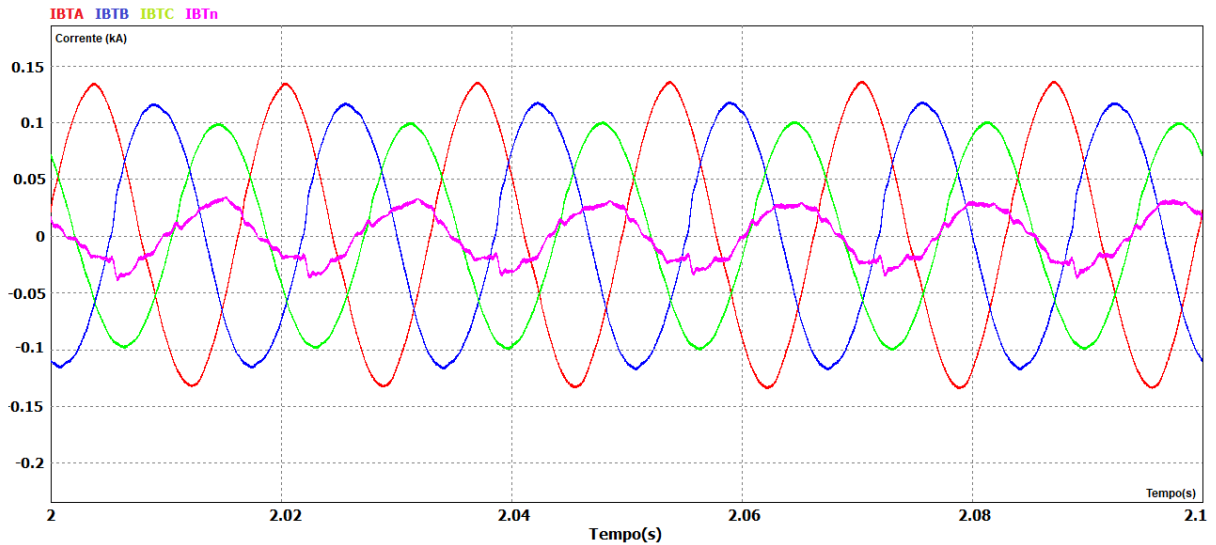
A Figura 57 mostra a corrente da rede no instante de 2 segundos até 2.1 segundos. O THD diminuiu consideravelmente e em todas as fases fica abaixo do valor máximo exigido pelas normas. Portanto, um dos principais objetivos do filtro foi conquistado.

- THD(faseA) = 3,52 %
- THD(faseB) = 3,56 %
- THD(faseC) = 2,47 %
- I_{btA} = 92,4 A
- I_{btB} = 83,7 A
- I_{btC} = 69,9 A
- I_{btN(neutro)} = 20,5 A

É interessante observar que o valor rms da corrente nas três fases abc não teve uma queda muito relevante, porém o valor da corrente de neutro caiu em 5,5 A, mostrando o desempenho do filtro contra harmônicas de sequência zero. O controle do filtro foi planejado de maneira a diminuir a intensidade das harmônicas ímpares até a 13^a, como pôde ser visto na

seção 3.3.5.

Figura 57 – Detalhe da corrente na rede após a entrada do filtro ativo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Outra característica que estava fora dos limites previstos em norma na rede, eram as taxas de distorção individual das 3^a e 5^a harmônicas. Ambas caíram abaixo do limite de 4%, após a atuação do filtro híbrido. A Tabela 6 faz uma comparação entre as 3^a e 5^a harmônicas individuais em porcentagem com relação a fundamental.

Tabela 6 – Comparação do nível de distorção harmônica individual em porcentagem da fundamental.

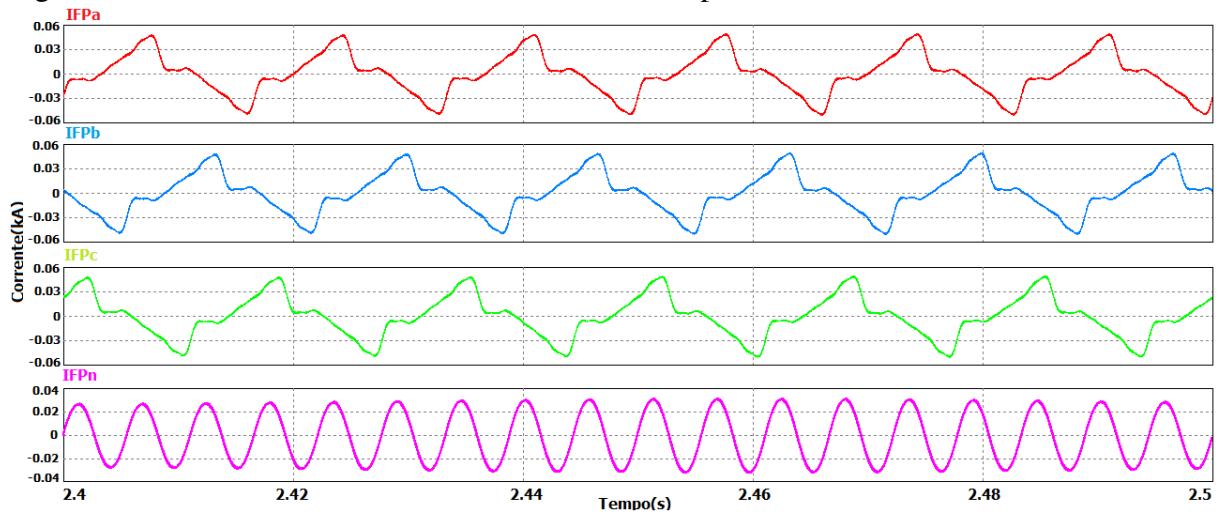
| Fases | a | b | c |
|--------------------------------------|-------|--------|--------|
| 3 ^a Harmônica(sem filtro) | 5,36% | 10,3% | 9,26% |
| 5 ^a Harmônica(sem filtro) | 4,6% | 5,69% | 5,8% |
| 3 ^a Harmônica(com filtro) | 2,2% | 2,67% | 0,77% |
| 5 ^a Harmônica(com filtro) | 0,16% | 0,035% | 0,008% |

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.4 Corrente nos condutores do filtro passivo

As correntes nas três fases abc do filtro passivo são mostradas na Figura 58 juntamente com a corrente no neutro. Como pode ser visto as correntes nos condutores de fase são praticamente iguais, tendo apenas uma diferença de fase, chegando a valores de pico de 50 A. Já no neutro a corrente de pico chega apenas a 32 Ampères.

Figura 58 – Correntes nas três fases e neutro do filtro passivo.

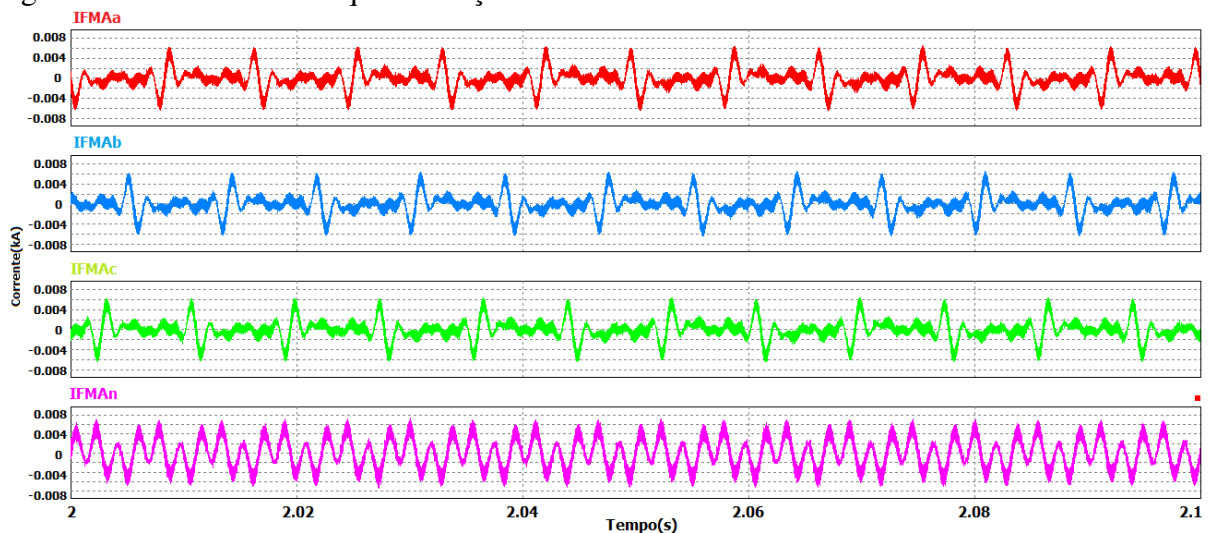


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.5 Corrente nos braços do filtro ativo

As correntes sintetizadas pelo filtro ativo, por sua vez, têm o valor bem inferior as correntes da malha passiva, chegando a valores de pico de 6 A nos seus quatro braços. A Figura 59 trás as formas de onda dessas correntes.

Figura 59 – Correntes nos quatro braços do filtro ativo.



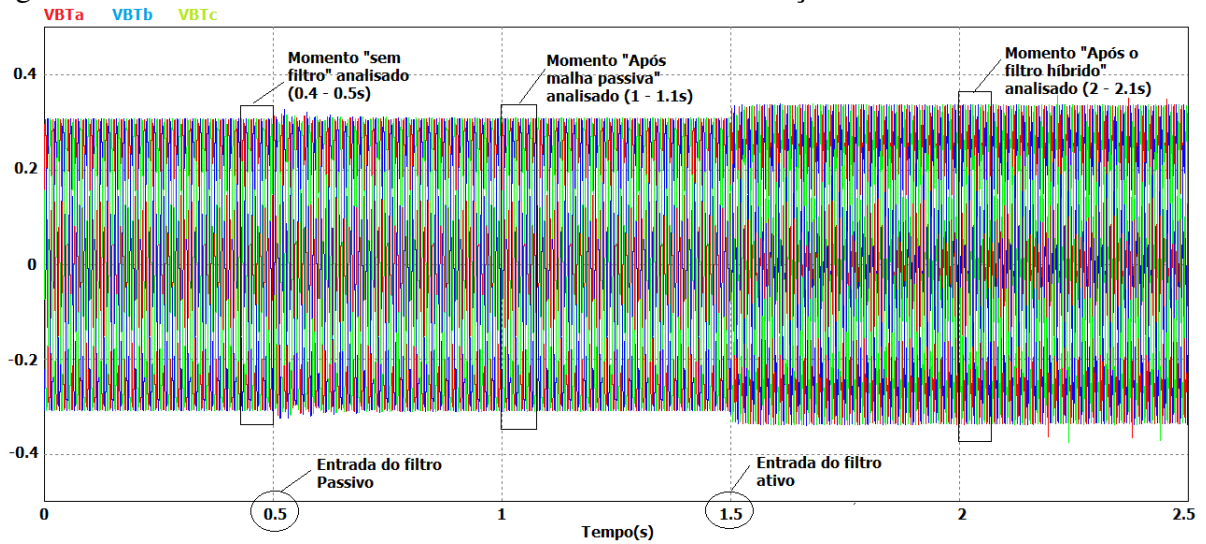
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Tensões no secundário do transformador

As tensão inicial sobre o barramento de baixa tensão do transformador não tem o THD relevante, não havendo a necessidade de ser tratada no nosso filtro. De qualquer forma, elas tiveram apenas um pequeno aumento de módulo devido a diminuição da corrente pelo filtro

e, conseqüente diminuição de perdas. Porém, com a entrada do filtro ativo na rede a tensão no secundário do transformador teve sua distorção consideravelmente elevada. A Figura 60 mostra o comportamento da tensão no secundário do trafo durante toda a simulação e os pontos que serão analisados adiante.

Figura 60 – Tensões de fase abc no PCC durante toda a simulação.

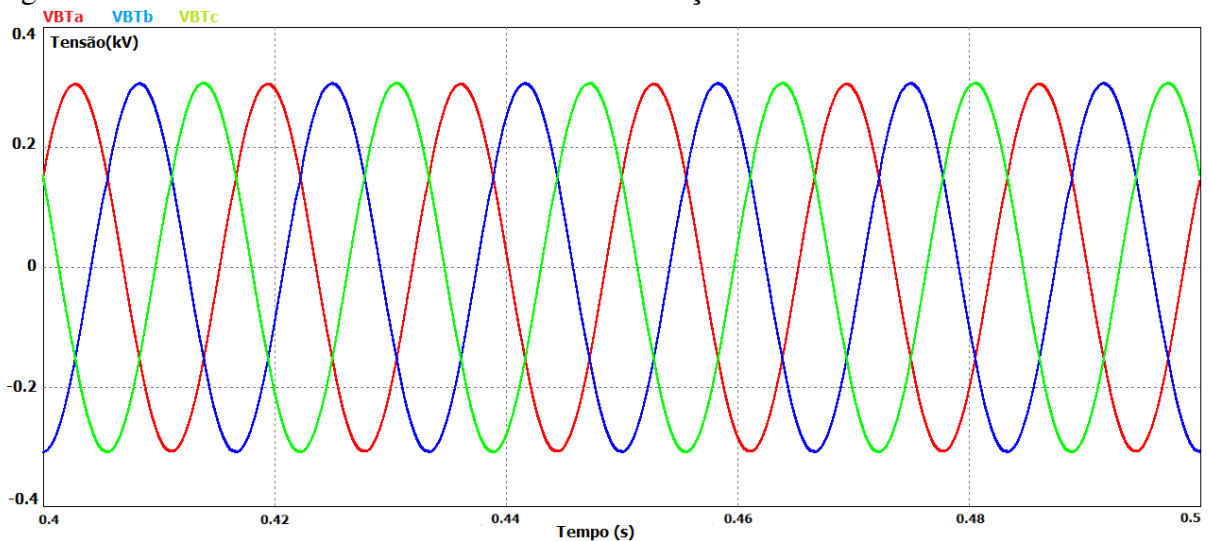


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.1 Detalhe da tensão de fase abc antes da entrada do filtro

A tensão anteriormente a entrada do filtro tinha baixos valores de THD, como pode ser visto na Figura 61, sendo utilizada apenas para a sincronização do algoritmo de controle.

Figura 61 – Tensões de fase abc no PCC antes da atuação do filtro híbrido.



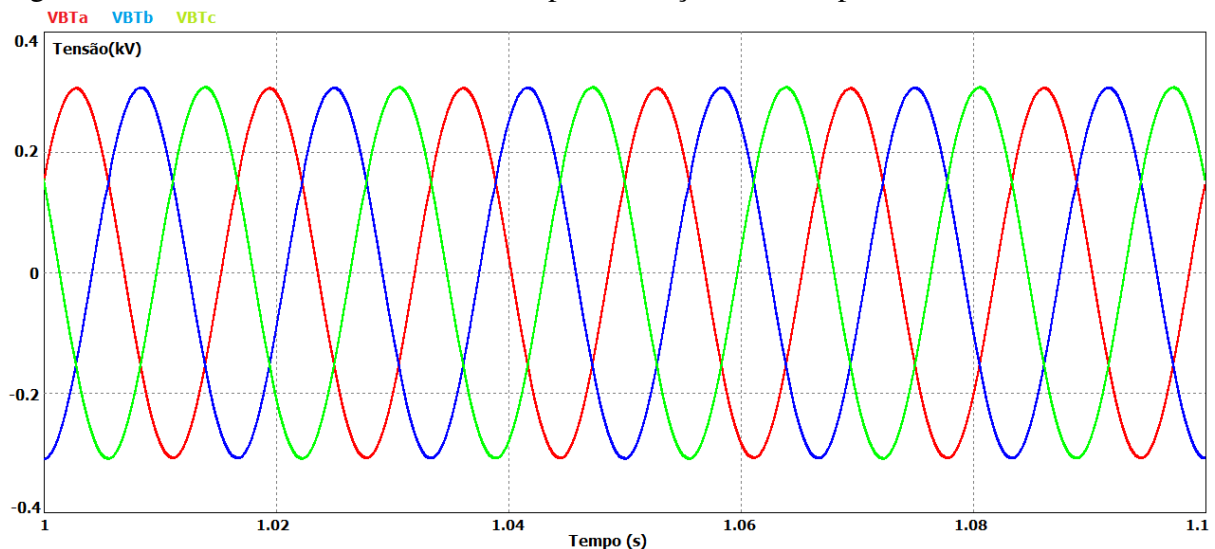
Fonte: Elaborado pelo autor.

- THD(faseA) = 0,55 %
- THD(faseB) = 0,73 %
- THD(faseC) = 0,58 %
- Vbta = 216,7 V
- Vbtb = 217 V
- Vbtc = 217,3 V

4.3.2 Detalhe da tensão de fase abc após a entrada do filtro passivo

Após a entrada do filtro passivo a tensão continuou com baixos valores de THD e teve um leve aumento no seu módulo, como visto na Figura 62. Isso se da, principalmente devido a entrada do banco de capacitores no circuito, que diminuiu as perdas e aumentou o fator de potência.

Figura 62 – Tensões de fase abc no PCC após a atuação do filtro passivo.



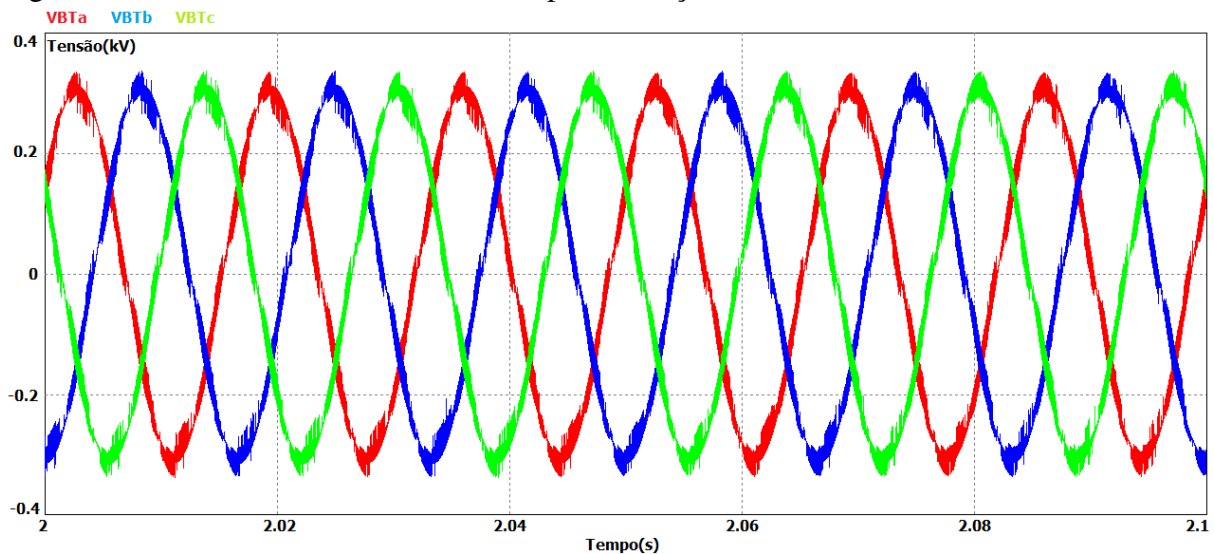
Fonte: Elaborado pelo autor.

- THD(faseA) = 0,37 %
- THD(faseB) = 0,56 %
- THD(faseC) = 0,42 %
- Vbta = 217,4 V
- Vbtb = 217,7 V
- Vbtc = 218 V

4.3.3 Detalhe da tensão de fase abc após a entrada do filtro híbrido

Quando a malha ativa também entra no circuito, uma relevante distorção de tensão começa a aparecer no secundário do transformador, como pode ser visto na Figura 63. Porém, ainda abaixo do limite exigido pela ANEEL e normas internacionais. Além disso, um pequeno aumento no valor das tensões é registrado devido a mitigação das harmônicas pela malha ativa, deixando a tensão mais próxima do seu valor rms adequado de 220 Volts.

Figura 63 – Tensões de fase abc no PCC após a atuação do filtro híbrido.

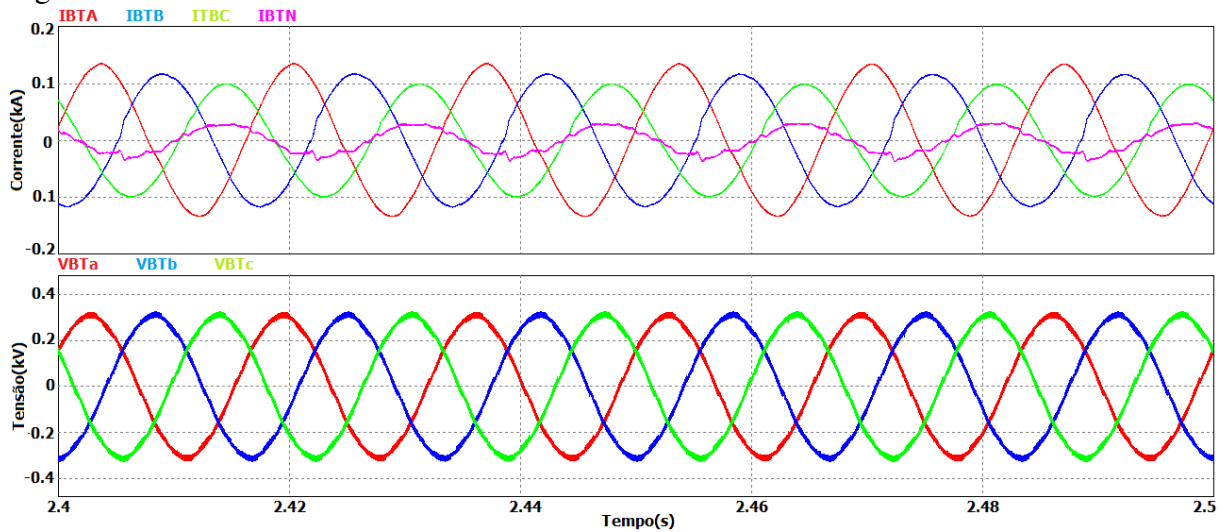


Fonte: Elaborado pelo autor.

- THD(faseA) = 5,98 %
- THD(faseB) = 6 %
- THD(faseC) = 5,9 %
- Vbta = 218 V
- Vbtb = 218,2 V
- Vbtc = 218,8 V

Dois dos fatores que ajudaram no aumento do THD da tensão são o valor elevado do barramento CC, assim como o chaveamento no conversor eletrônico. Através da Figura 59 é constatado que a corrente sintetizada pelo filtro ativo apresenta um nível elevado de "ripple". Sabendo disso, foi realizado um teste com a diminuição da tensão do barramento CC para 70 Vcc e os resultados mostraram a diminuição do THD da tensão e o controle do THD da corrente. Os resultados são mostrados abaixo e na Figura 64.

Figura 64 – Tensões e correntes nas fases abc e neutro com o barramento CC em 70 Vcc.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- THDv(faseA) = 3,68 %
- THDv(faseB) = 3,68 %
- THDv(faseC) = 3,69 %
- THDi(faseA) = 3,07 %
- THDi(faseB) = 4 %
- THDi(faseC) = 2,36 %

A partir desses resultados, pode-se concluir que a tensão no Elo CC deve ser inferior a 150 Vcc, melhorando o desempenho do equipamento e, potencialmente, diminuindo o custo do conversor utilizado.

4.4 Fator de potência

O fator de potência na simulação inicia em um valor inferior ao real da rede, e após a entrada do filtro passivo se eleva a um valor superior ao estabelecido em norma pela ANEEL. Este fato ocorre devido a entrada dos capacitores da malha passiva na rede, que na frequência fundamental, tem suas reatâncias superiores as dos indutores, fazendo com que o filtro adquira características capacitivas. Além disso, com a mitigação dos harmônicos o fator de potência também aumenta, como explicado no Item 2.1.2.3. A Tabela 7 mostra o compilado de valores dos fatores de potência antes e após a atuação do filtro.

Tabela 7 – Fator de potência médio das três fases ao longo da simulação.

| Fases | a | b | c |
|--------------|-------|-------|-------|
| fp(0-0,5s) | 0,845 | 0,841 | 0,841 |
| fp(0,5-1,5s) | 0,939 | 0,942 | 0,957 |
| fp(1,5-2,5s) | 0,938 | 0,945 | 0,959 |

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.5 Potência processada pelo filtro passivo

Para extrair a potência processada no filtro passivo, utilizou-se o medidor trifásico de potência aparente e fator de potência do PSIM. A leitura tem uma pequena variação ao longo da simulação, entretanto o seu valor médio é em torno de 14,95 kVA, onde apenas uma pequena parcela é de potência ativa, 6,75 W.

4.6 Potência processada pelo conversor

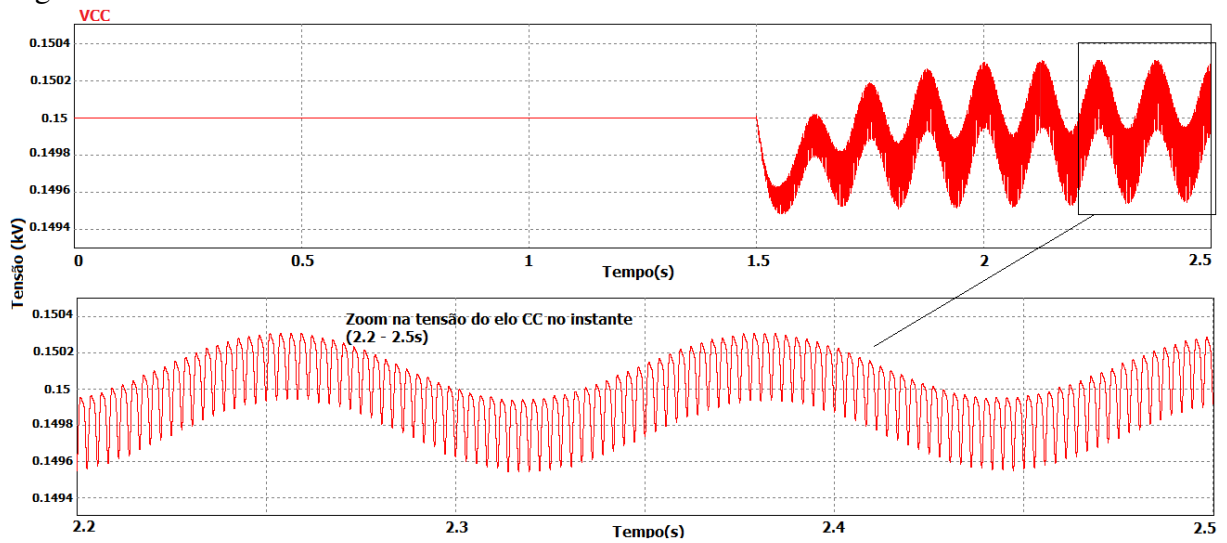
Para o cálculo da potência processada pelo conversor basta quantificar a potência dissipada no elo CC através do medidor de potência aparente monofásico do PSIM. Em corrente contínua, obviamente, não há uma componente reativa da potência, restando apenas a potência ativa. Porém, no caso do barramento CC em questão há uma variação tanto nos níveis de tensão quanto de corrente sobre o capacitor. Dessa forma, deve ser feito a medida da potência aparente, que chega a 384 VA.

Conclui-se que o valor de potência processada pelo filtro ativo é apenas de 2,56 % em relação ao valor total processado pelo filtro híbrido, ficando a malha ativa responsável pelos outros 97,44 %. Estes valores mostram uma tendência de baixo custo para o equipamento.

4.7 Elo CC

O elo CC é um dos componentes principais do filtro em questão, pois ele fornece a energia para que as correntes harmônicas que necessitam ser mitigadas sejam sintetizadas. Dessa forma, sua regulação é de fundamental importância. Como visto na Figura 65, a tensão no barramento CC varia em pequenos valores que chegam a no máximo a 150,31 V e no mínimo a 149,5 V em regime permanente. Conclui-se então, que a regulação do elo CC foi bem sucedida.

Figura 65 – Tensão no elo CC do conversor e seu detalhamento.

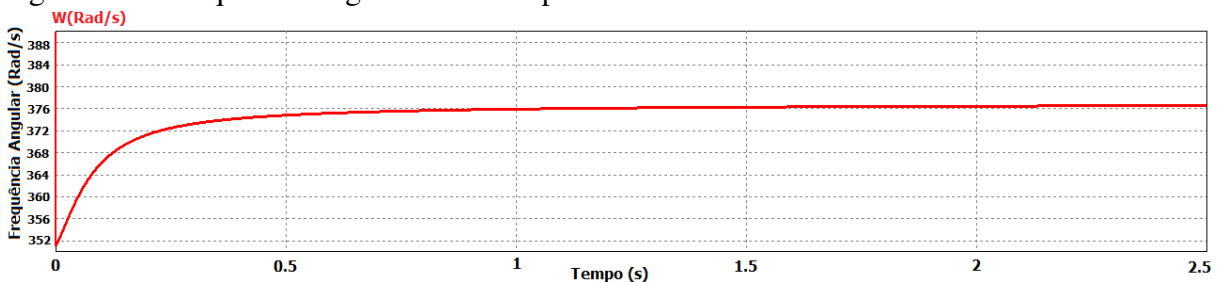


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.8 Resposta do controle

Na resposta ao controle os dois pontos mais importante a serem observados são a sincronização do sistema e se a corrente gerada pelo conversor é similar as correntes de referência encontradas pelo algoritmo de controle. Analisando a Figura 66 temos que o controle encontrou corretamente a frequência angular do sistema, chegando bem próximo de 377 rad/s.

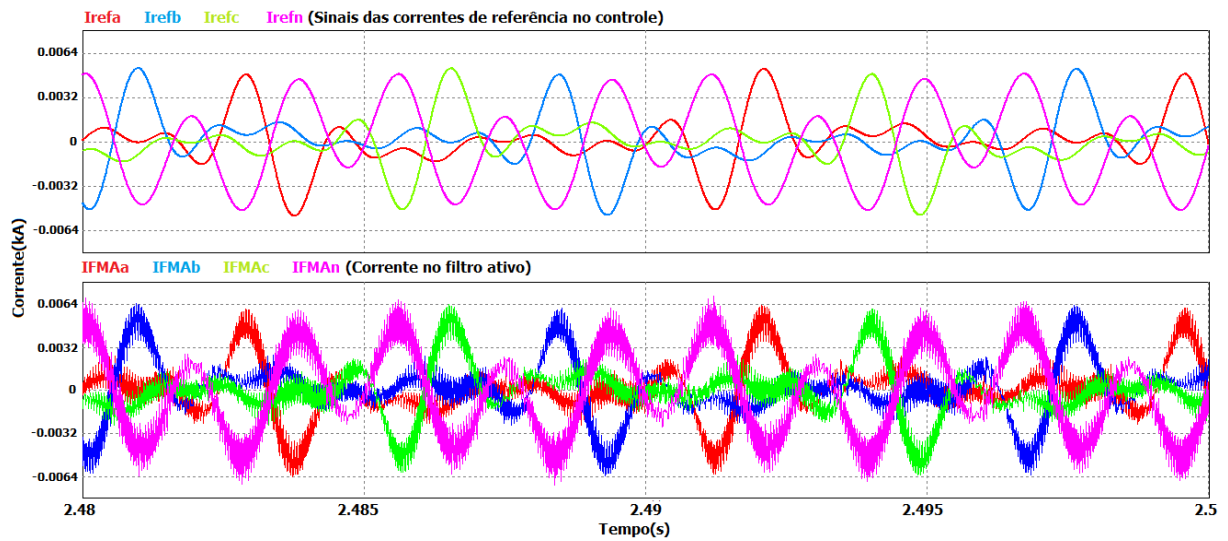
Figura 66 – Frequência angular rastreada pelo bloco PLL.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 67 mostra o detalhamento das correntes sintetizadas pelo filtro e os sinais de corrente de referência do controle. Através dele, conclui-se que os sinais de referência no controle e a corrente gerada são praticamente iguais, exceto por um pequeno aumento no seu nível somado ao ruído acarretado pelo chaveamento no inversor não ser ideal.

Figura 67 – Comparação entre os sinais de referência de controle e correntes sintetizadas no inversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.9 Desempenho do filtro com variações na rede

É importante salientar que as características das redes de distribuição variam muito ao longo do dia. Portanto, é imprescindível que o filtro se adapte a essas variações de característica e continue realizando os seus objetivos com eficiência. Esta seção busca analisar o desempenho do filtro quando há variações nas características do sistema.

4.9.1 Variação de carga

A carga foi variada para verificar o desempenho do filtro numa possível variação ao longo do dia. A carga inicial da simulação foi a mesma utilizada nos resultados acima. No instante 2 segundos entra uma carga superior (em nível e THD) e em 2,5 segundos uma carga inferior (em nível e THD) a utilizada inicialmente. É importante salientar que as cargas entram após o filtro completo estar conectado a rede.

4.9.1.1 Condição de carga superior a original

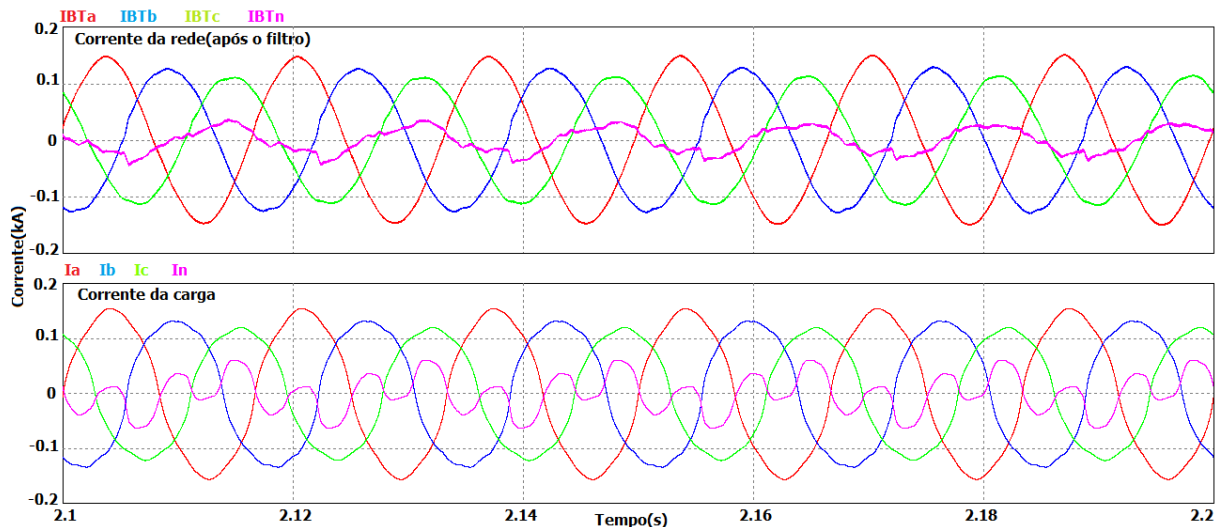
No instante de 2 segundos a carga do sistema muda, tendo os valores nominais antes da aplicação do filtro mostrados na Tabela 8. Além disso, a Figura 68 mostra um detalhe na corrente na carga antes e após o filtro, evidenciando sua melhora. A Tabela 9 mostra os valores de THD, fator de potência e corrente nominal após a atuação do filtro.

Tabela 8 – Características da corrente com condição de carga superior.

| Fases | a | b | c |
|-------|---------|---------|--------|
| THD | 8,56% | 13,2% | 11,6% |
| Irms | 113,6 A | 102,2 A | 90,8 A |
| fp | 0,844 | 0,84 | 0,841 |

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 68 – Detalhe da corrente com e sem filtro na carga de teste superior a original.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 – Características da corrente com condição de carga superior após a atuação do filtro.

| Fases | a | b | c |
|-------|---------|--------|--------|
| THD | 2,67% | 4,31% | 2,68% |
| Irms | 103,3 A | 91,5 A | 80,6 A |
| fp | 0,93 | 0,938 | 0,948 |

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além disso, a corrente no neutro caiu de 34,8 A para 20,5 A após a atuação do equipamento na rede. Observamos então que mesmo em uma elevação de carga o filtro permanece com rendimento satisfatório, tanto para o controle do THD quanto para o fator de potência.

4.9.1.2 Condição de carga inferior a original

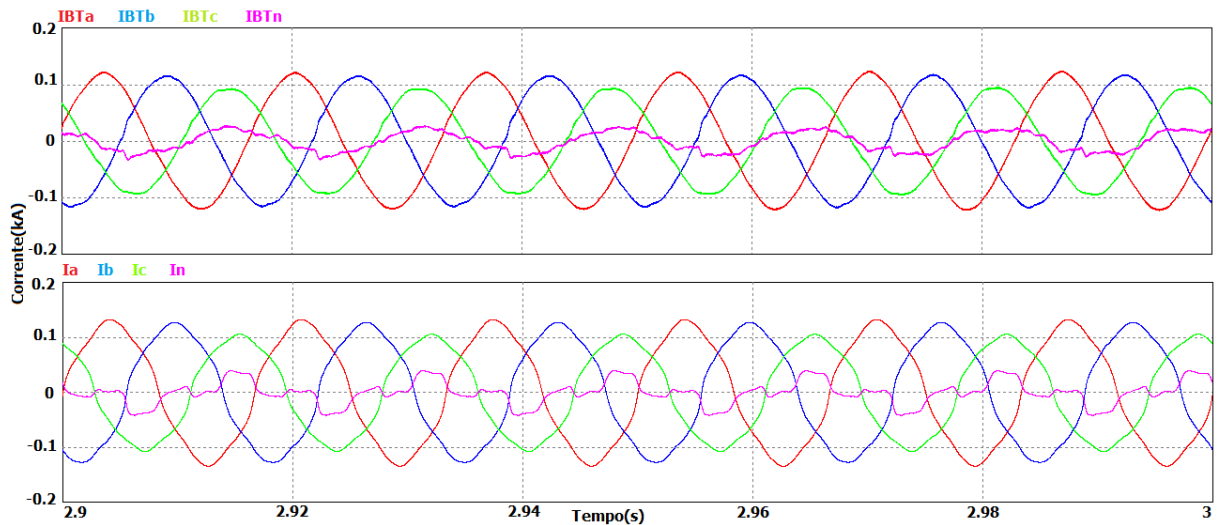
No instante de 2,5 segundos a carga do circuito foi reduzida, tendo os valores nominais antes da atuação do filtro são mostrados na Tabela 10. A Figura 69 mostra um detalhe na corrente na carga antes e após o filtro, evidenciando sua melhora. Através da Tabela 11 constata-se que os valores de THD, fator de potência e nível de corrente foram corrigidos.

Tabela 10 – Características da corrente com condição de carga inferior.

| Fases | a | b | c |
|------------------|--------|--------|--------|
| THD(sem filtro) | 7,36% | 8,97% | 9,24% |
| Irms(sem filtro) | 93,6 A | 91,7 A | 76,3 A |
| fp(sem filtro) | 0,845 | 0,844 | 0,843 |

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 69 – Detalhe da corrente com e sem filtro na carga de teste inferior a original.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11 – Características da corrente com condição de carga inferior após a atuação do filtro.

| Fases | a | b | c |
|------------------|--------|--------|--------|
| THD(sem filtro) | 3,91% | 3,36% | 2,86% |
| Irms(sem filtro) | 83,6 A | 81,7 A | 66,8 A |
| fp(sem filtro) | 0,945 | 0,947 | 0,963 |

Fonte: Elaborado pelo autor.

A corrente no neutro caiu de 21,2 A para 16,9 A com a entrada do filtro no circuito. Também foi possível observar que mesmo após o circuito se expor a uma carga de menor intensidade o filtro manteve desempenho satisfatório, inclusive provando ser mais eficiente na mitigação dos harmônicos para cargas mais pesadas e mais distorcidas.

4.9.2 Variação de impedância da rede

A impedância do sistema é outro fator que pode variar ao longo dos dias com a entrada e saída de cargas a montante do PCC, além da retirada de equipamentos, também a montante do PCC e etc. É importante salientar que a variação na corrente de neutro não será

considerada, pois é menor que 1 A e que não há variação no fator de potência, visto que apenas a impedância do sistema é variada. Abaixo temos as variações de impedância e os resultados no simulador:

- Impedância do sistema 1: $Z_{s1} = 5,05 \angle 18,25^\circ \Omega$

THDa = 2,53 %, THDb = 5 %, THDc = 2,94 %

Observamos que embora o THD tenha sido controlado, a fase B ficou no limite da norma. Portanto, para uma impedância de rede elevada o filtro apresenta um pequeno problema no desempenho. Porém, vale ressaltar que este valor simulado foi o dobro do real, ou seja, bem superior.

- Impedância do sistema 2: $Z_{s2} = 1,26 \angle 38,42^\circ \Omega$

THDa = 3,31%, THDb = 3,81%, THDc = 2,56%

Com a impedância do sistema caindo pela metade da impedância real o desempenho do filtro foi bastante satisfatório.

4.9.3 Variação de frequência

O filtro não sofre grandes efeitos para variações normais de frequência, momentâneas e dentro dos limites estabelecidos pelo Prodist, MÓDULO 8 (2008). Em caso de variações de grande duração no valor da frequência para o extremo de 60,1 Hz, o sistema apresenta os valores mostrados na Tabela 12 com a atuação do filtro. Este comportamento não é adequado para os requisitos buscados neste trabalho, pois o THD da fase b ainda extrapola o limite estabelecido de 5% e o fator de potência cai bruscamente abaixo do limite mínimo. Além disso, o THD de tensão chega a um patamar médio de 12,1%, também, fora dos limites estabelecidos pela IEEE Std 519 (2014), de 8%.

Tabela 12 – Corrente de carga com longa duração de variação de frequência em 60,1 Hz.

| Fases | a | b | c | neutro |
|---------|--------|--------|--------|--------|
| THD_i | 3,47% | 5,88% | 4,47% | - |
| Irms | 82,3 A | 74,2 A | 60,6 A | 21,3 A |
| fp | 0,55 | 0,59 | 0,61 | - |

Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso de variações de longa duração na frequência em um patamar de 59,9 Hz, o sistema apresenta os valores mostrados na Tabela 13 com a atuação do filtro. Os valores se encontram dentro dos limites estabelecidos em norma para a corrente. Porém, o THD da tensão sobe para um valor médio de 12%, fora dos limites estabelecidos pela IEEE Std 519 (2014) de 8%.

Tabela 13 – Corrente de carga com longa duração de variação de frequência em 59,9 Hz.

| Fases | a | b | c | neutro |
|---------|---------|--------|--------|--------|
| THD_i | 2,68% | 4,76% | 2,67% | - |
| Irms | 104,1 A | 96,2 A | 81,8 A | 20,8 A |
| fp | 0,97 | 0,97 | 0,96 | - |

Fonte: Elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A distorção harmônica e o baixo fator de potência são dois dos problemas que mais afetam as redes de distribuição de energia elétrica, seguidos do desbalanceamento entre as fases. Nessa perspectiva, os filtros híbridos são utilizados para melhorar tais fatores que são tão importantes no funcionamento adequado dos equipamentos elétricos e eletrônicos. Através do estudo de caso realizado, podemos observar o funcionamento de um filtro híbrido acoplado a um sistema em que os três problemas citados acima estão presentes. Todo o sistema e o equipamento em questão são parametrizados no PSIM, buscando observar se as respostas são eficientes e se a instalação do equipamento é viável. O PSIM foi escolhido para o trabalho devido a possibilidade de transformação do controle analógico em digital através de um bloco de programação em linguagem C. Entretanto o simulador não apresenta alguns blocos específicos e os transformadores disponíveis têm nível de detalhamento insuficiente para os propósitos deste trabalho. Porém, tais dificuldades foram sanadas através da construção de subcircuitos independentes para realizar funções que não estavam presentes na ferramenta.

Dessa forma, concluiu-se que o filtro híbrido em questão apresentou bom desempenho para o sistema estudado e para a carga aproximada dos consumidores. O aumento do fator de potência médio subiu de 0,842 para 0,947 após a atuação do filtro na rede. Além disso, o THD em todas as três fases foi controlado e reduzido para valores inferiores aos 5% máximos exigidos por norma. Conseqüentemente, a corrente de neutro decresceu, expressivamente, cerca de 33% da inicial. Apenas uma limitação foi encontrada em relação a tensão no PCC, que teve seu THD aumentado, chegando a próximo de 6%. Entretanto, após um ajuste na tensão do elo CC de 150 Vcc para 70 Vcc o THD caiu para cerca de 3,68 % enquanto os outros indicadores continuaram controlados e dentro das normas. Além disso, os valores de potência processada pelo filtro passivo e ativo foram de apenas 24,9% e 0,64%, respectivamente, em relação a potência total que fluía pelo sistema, de 60 kVA. Portanto, constatou-se que o equipamento em questão se comportou adequadamente para o sistema estudado.

Adicionado a isso, o equipamento ainda foi testado no simulador para variações de carga, impedância do sistema e frequência. Na variação de carga, que é mais comum no sistema de distribuição, o filtro funcionou adequadamente, permanecendo o fator de potência e o THD dentro dos seus limites estabelecidos por norma. Na variação da impedância da rede, o dispositivo mostrou apenas a dificuldade em estabilizar o THD de corrente abaixo do limite para impedâncias maiores ou iguais ao dobro da impedância real da rede. Já para a frequência, o filtro

se comportou adequadamente em variações momentâneas e dentro do limite estabelecido em normas.

Algumas sugestões para trabalhos futuros são a implementação de um controle que também vise balancear a carga do sistema e diminuir o THD final na tensão. E, também, de posse deste trabalho, pode-se realizar a discretização dos blocos de controle visando a digitalização do mesmo e a implementação embarcada do filtro, através de um microprocessador no próprio software PSIM.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - qualidade de energia elétrica.** Brasília, 2008. 62 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 414: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica.** Brasília, 2010.
- ANALOG DEVICES. **Fundamentals of Phase Locked Loops (PLLs).** 1. ed. www.analog.com, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5060: Guia para instalação e operação de capacitores de potência – procedimento.** Rio de Janeiro, 2010.
- ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ. **Estudo Sobre Métodos de Filtragem Harmônica e Correção de Fator de Potência em Rede de Distribuição de Baixa Tensão.** Rio de Janeiro, 2013a.
- ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ. **Análise Comparativa das Topologias dos Filtros Híbridos de Potência para Sistemas Trifásicos a Quatro Fios.** Rio de Janeiro, 2013b.
- ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ. **Especificação do Filtro Híbrido de Potência.** Rio de Janeiro, 2014a.
- ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ. **Levantamento dos Dados das Redes de Distribuição e dos Clientes de BT da Concessionária:** (rede piloto - banco de dados dos sistemas pilotos da concessionária). Rio de Janeiro, 2014b.
- FITZGERALD A. E.; KINGSLEY, C. J. U. S. D. **Máquinas Elétricas: Com introdução à eletrônica de potência.** 6. ed. The address: Bookman, 2006. v. 1. 643 p.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.** New York, 1992. 90 p.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Guide for Application and Specification of Harmonic Filters.** New York, 2003.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.** New York, 2009.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.** New York, 2014. 17 p.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Electromagnetic compatibility: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto.** Suíça, 2002. 69 p.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Power Quality Measurement Methods.** Suíça, 2003. 69 p.

KENNEDY, B. W. **Power Quality Primer**. [S.l.]: McGraw Hill, 2000. v. 1. 360 p. ISBN 0071500243.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. New Mexico: CRC Press, 2002. v. 1. An optional note. ISBN 0849308127.

LEÃO R. P. S.; SAMPAIO, R. F. A. F. L. M. **Harmônicos em Sistemas Elétricos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. ISBN 9788535274394.

NILSSON J. W.; RIEDEL, S. A. **Electric Circuits**. 8. ed. USA: Pearson, 2009. v. 1. ISBN 9788576051596.

PAULILO, G. **Conceitos gerais sobre qualidade da energia**. 2010. O setor elétrico. Sitio.

SASAKI H.; MACHIDA, T. **A New Method to Eliminate AC Harmonics Currents by Magnetic Compensation- Consideration on Basic Design**. The address: IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1971. v. 90. Pp. 2009-2019.

VEDAM R. S.; SARMA, M. S. **Power Quality: var compensation in power systems**. [S.l.]: CRC Press, 2009.