

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

SAMUEL ROBERTO MORAES

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS CAUSADAS
POR UMA CARGA NÃO LINEAR E SUA MITIGAÇÃO**

Porto Alegre

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS CAUSADAS
POR UMA CARGA NÃO LINEAR E SUA MITIGAÇÃO**

Projeto de Diplomação apresentado ao
Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos
para Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

SAMUEL ROBERTO MORAES

ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS CAUSADAS POR UMA CARGA NÃO LINEAR E SUA MITIGAÇÃO

Este Trabalho de Conclusão do Curso foi julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Prof. Dr. Ály Flores Ferreira Filho

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – UFRGS _____

Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira – UFRGS _____

Prof. Dr. Fausto Bastos Líbano – UFRGS _____

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família e a minha namorada, em especial pela dedicação para atingir meus objetivos, apoio dado a mim durante todo esse tempo da faculdade e mensagens de incentivo para me manter firme e focado. Dedico a eles por serem minha base.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmão, Astrid, Carlos e Thiago, pelo apoio em todos esses 7 anos que estou morando em Porto Alegre confiando nas minhas escolhas e sempre querendo o melhor para mim.

À minha namorada, Juliana, pelo incentivo, compreensão, amor e carinho dado a mim nesse último ano, saiba que sem a sua ajuda eu não chegaria onde estou e não conseguiria ser tão feliz como sou hoje.

Aos meus amigos e colegas da faculdade pelos momentos de diversão e noites passadas à claro para entregar os trabalhos ou de estudos, obrigado por fazerem essas noites e dias da faculdade serem mais proveitosos do que nunca.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne pelos ensinamentos, pela paciência e dedicação durante o desenvolvimento deste trabalho.

À Universidade, por me proporcionar o conhecimento do que é ser um grande engenheiro e por me apresentar muita gente que nos dias hoje considero indispensáveis para minha vida.

RESUMO

Este projeto analisa a inserção de uma carga não linear numa rede de distribuição. No estudo de caso simula-se a injeção de harmônicas em um sistema desequilibrado, o qual possui subestação de alimentação, cargas industriais e residenciais. Fontes de corrente são utilizadas para modelar as correntes harmônicas injetadas, essas correntes fazem com que o sistema tenha distorções harmônicas. Para a mitigação da distorção harmônica é projetado o filtro passivo em sintonia única, instalados em paralelo com as cargas não lineares, e simulada a operação dos filtros de 3^a, 5^a, 7^a, 11^a, 13^a e 17^a ordem interligadas paralelamente nas três fases do sistema. As simulações são feitas no programa ATPDrawTM devido ao seu fácil manuseio e por ser altamente didático. O valor da distorção total da demanda resultou ser 4,42%, abaixo dos 5% recomendado pela IEEE 519/2014. Todas as harmônicas individuais ficaram dentro do seu limite conforme as recomendações da IEEE 519/2014, tendo somente a 3^a harmônica acima dos 4% recomendado na norma da IEEE 519/2014. O filtro também contribuiu a melhorar o fator de potência devido a sua característica capacitiva para a frequência nominal no barramento onde foi conectado o filtro, o fator de potência passou de 0,80 para 0,95.

Palavras-chaves: Filtro sintonizado. Harmônicas. Qualidade de energia elétrica. PRODIST.

ABSTRACT

This project analyzes the insertion of a nonlinear load into a distribution networks. The injection of harmonics in an unbalanced system is simulated in the case study. Current sources are used to model the harmonic currents injected by inverters, these currents can cause voltage distortions in the system. For the mitigation of harmonic distortion is designed a tuned passive filter, installed in parallel with the nonlinear load, and simulated the operation of filter from 3th, 5th, 7th, 11th, 13th and 17th order linked in parallel in three phases of the system. The simulation is made in the program ATPDrawTM due to its easy handling and for being highly didactic. The value of the total demand distortion turned out to be 4.42%, below the 5% recommended by IEEE 519/2014. All individual harmonics were within their recommended limits, with only the 3rd harmonic above the 4% recommended in the IEEE 519/2014. The filter also helped to improve the power factor due to its capacitive characteristic for the rated frequency on the bus where it was connected the filter, the power factor has increased from 0.80 to 0.95.

Keywords: Tuned Filter. Harmonics. Quality of electrical energy. PRODIST.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Contexto.....	12
1.2	Motivação	13
1.3	Objetivo	14
1.4	Estrutura da monografia	14
1.5	Inserção do Assunto no Curso de Engenharia Elétrica	15
2	DISTORÇÃO HARMÔNICA	16
2.1	Conceitos e Definições	16
2.2	Transformada de Fourier	18
2.3	Fontes de Distorção Harmônica	19
2.3.1	Fornos à Arco.....	19
2.3.2	Transformadores	20
2.3.3	Retificadores Monofásicos	22
2.3.4	Conversores de Potência Trifásicos	24
2.4	Impactos da Distorção Harmônica	26
2.5	Normas e Indicadores da Distorção Harmônica.....	28
2.5.1	Distorção Harmônica Individual.....	29
2.5.2	Distorção Harmônica Total	29
2.5.3	Distorção Total de Demanda	29
2.5.4	Normas Brasileiras	29
2.5.5	Normas Internacionais	31
3	PROJETO DE FILTRO E MODELAGEM DO SISTEMA	36
3.1.1	Avaliação da Distorção Harmônica	36
3.1.2	Princípios para Controle de Harmônicas.....	38
3.1.3	Filtro Passivo.....	38
3.1.4	Efeito da Impedância de Rede na Filtragem.....	41
3.1.5	Ressonância Paralela.....	42
3.1.6	Ressonância Série	43
3.1.7	Dimensionamento dos Componentes do Filtro	43
3.2	Modelagem do Sistema.....	45
3.2.1	Linhas de Transmissão.....	45
3.2.2	Transformadores	47
3.2.3	Cargas	49
4	ESTUDO DE CASO	53
5	CONCLUSÃO	67
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Problemas de qualidade de energia elétrica.....	12
Figura 2 - Formas de ondas causadas por um resistor não linear.....	16
Figura 3 - Formas de onda distorcida juntamente com sua representação em várias ondas de diferentes frequências.....	17
Figura 4 - Circuito equivalente de um forno à arco.....	20
Figura 5 - Curva de magnetização característica do transformador.....	20
Figura 6 - Corrente de magnetização do transformador e espectro harmônico.....	21
Figura 7 - Fluxo de corrente de terceira harmônica em transformadores trifásicos.....	22
Figura 8 - Ponte retificadora de diodos monofásica.....	23
Figura 9 - Sinais de tensão e corrente da ponte retificadora monofásica.....	23
Figura 10 - Corrente e espectro harmônico de um conversor trifásico.....	24
Figura 11 - Ponte retificadora trifásica de seis pulsos.....	25
Figura 12 - Acionamentos com inversor tipo VSI e CSI.....	26
Figura 13 - Módulos do PRODIST.....	30
Figura 14 - Seleção do PAC depende da localização dos outros clientes. (a) PAC no primário do transformador. (b) PAC no secundário do transformador.....	37
Figura 15 - (a) Circuito do filtro shunt ajustado simples; (b) resposta da frequência em função do módulo da impedância.....	38
Figura 16 - a) Circuito do filtro shunt amortecido simples; (b) resposta da frequência em função do módulo da impedância.....	39
Figura 17 - Circuito que demonstra o caminho da corrente injetada pela carga.....	40
Figura 18 - Circuito do modelo PI.....	46
Figura 19 - (a) Impedância série equivalente de uma linha trifásica; (b) Impedância shunt equivalente de uma linha trifásica.....	47
Figura 20 - Circuito equivalente de um transformador monofásico.....	48
Figura 21 - Modelo de transformador para fenômenos de alta frequência.....	49
Figura 22 - Efeito da carga na magnitude da impedância harmônica na rede.....	51
Figura 23 - Efeito da carga no ângulo de fase da impedância harmônica na rede.....	51
Figura 24 - Circuito completo simulado.....	55
Figura 25 - Corrente trifásica no primário do transformador de 500 kVA com a injeção de harmônicas.....	57
Figura 26 - Corrente trifásica no secundário do transformador de 500 kVA com a injeção de harmônicas.....	58
Figura 27 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no primário do transformador antes do filtro.....	58
Figura 28 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no secundário do transformador antes do filtro.....	59
Figura 29 - Circuito equivalente com a fonte da 3ª harmônica.....	63
Figura 30 - Corrente trifásica no primário do transformador de 500 kVA com a instalação do filtro.....	63
Figura 31 - Corrente trifásica no secundário do transformador de 500 kVA com a instalação do filtro.....	64
Figura 32 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no primário do transformador com a instalação do filtro.....	64
Figura 33 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no primário do transformador com a instalação do filtro.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estrutura do trabalho	14
Tabela 2 - Valores limites para a distorção harmônica total	30
Tabela 3 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais	31
Tabela 4 - Limites de distorção harmônica de tensão	32
Tabela 5 - Limites para distorção da corrente em sistemas de 120V até 69kV.....	32
Tabela 6 - Limites para distorção da corrente em sistemas de 69kV até 161kV.....	33
Tabela 7 - Limites para distorção da corrente em sistemas com tensão de barramento maiores que 161kV	33
Tabela 8 - Limites individuais harmônicos de corrente em % da fundamental para potência aparente menor que 33 vezes a potência de curto-circuito.....	33
Tabela 9 - Limites individuais de harmônicos em % da fundamental em caso de sistemas monofásicos ou trifásicos desequilibrados	34
Tabela 10 - Limites individuais de harmônicos em % da fundamental em caso de sistemas trifásicos equilibrados.....	34
Tabela 11 - Limites de distorção harmônica de tensão para sistemas de média tensão	35
Tabela 12 - Limites da distorção harmônica de tensão em sistemas de alta tensão	35
Tabela 13 - Dados dos segmentos da linha.....	53
Tabela 14 – Dados das cargas do sistema conforme sua barra e fase	53
Tabela 15 - Dados das impedâncias das cargas do sistema conforme sua barra e fase.....	54
Tabela 16 – Dados dos transformadores utilizados na simulação	54
Tabela 17 - Ângulos das fontes de corrente conforme a fase a ordem harmônica.....	56
Tabela 18 - Valores medidos antes do filtro no primário do transformador	56
Tabela 19 - Valores medidos antes do filtro no secundário do transformador.....	57
Tabela 20 - Características calculadas para os filtros.....	60
Tabela 21 - Valores medidos no primário do transformador após instalação do filtro	61
Tabela 22 - Valores medidos no secundário do transformador após instalação do filtro.....	61
Tabela 23 - Valores das impedâncias na 3ª harmônica	62
Tabela 24 - Perdas do transformador devido à variação da corrente nos enrolamentos	65
Tabela 25 - Fator de potência da carga.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CA: Corrente Alternada

CC: Corrente Contínua

IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineering*

IEC: *International Electrotechnical Commission*

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico

Nacional

VSI: *Voltage Source Inverter*

CSI: *Current Source Inverter*

DHT: Distorção Harmônica Total

DHI: Distorção Harmônica Individual

DTD: Distorção Total de Demanda

PAC: Ponto de Acoplamento Comum

PWHD: *Partial weighted harmonic distortion*

AT: Alta Tensão

BT: Baixa Tensão

1 INTRODUÇÃO

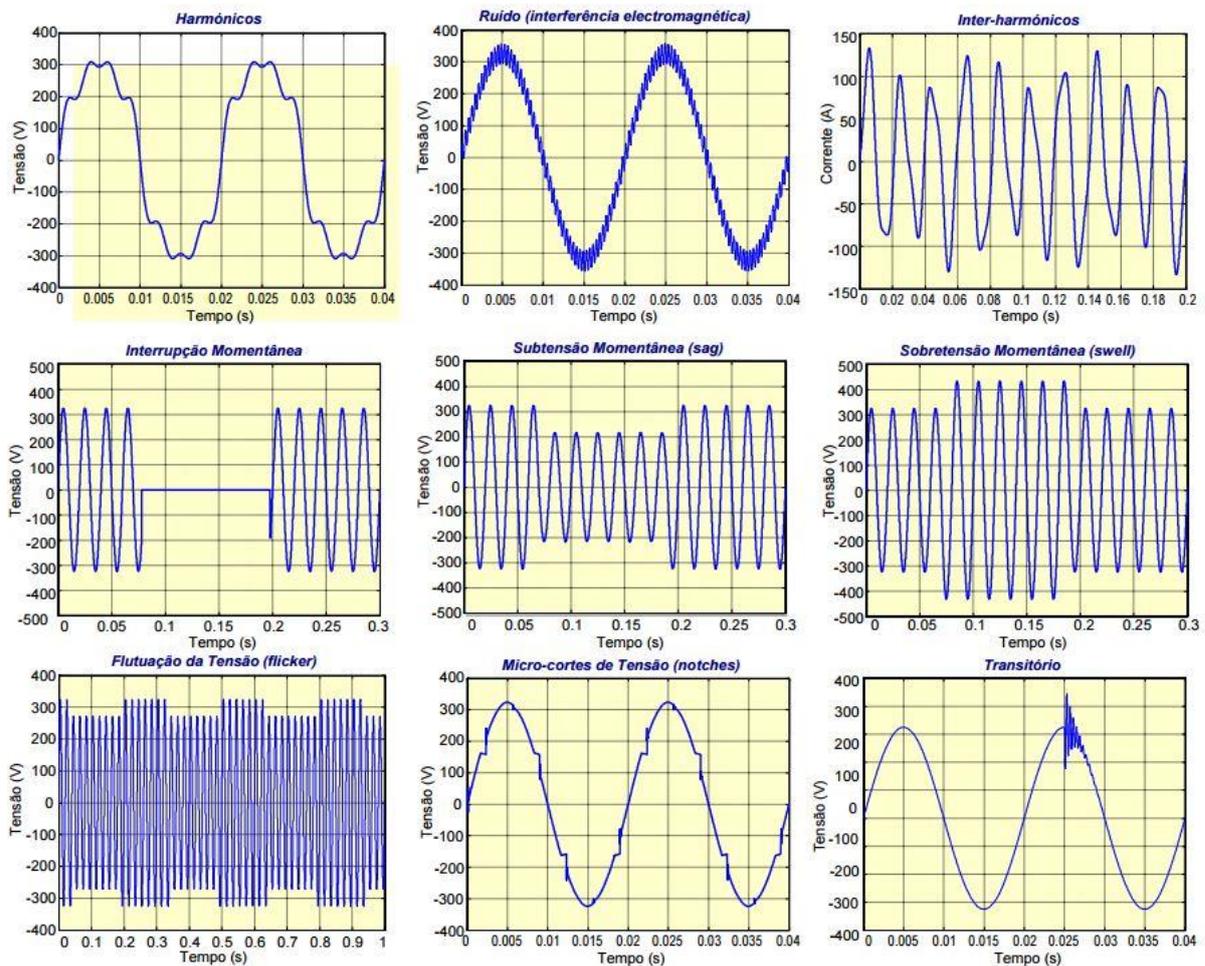
1.1 Contexto

Um sistema de distribuição pode ser submetido a perturbações causadas por dispositivos ou equipamentos elétricos (cargas não lineares), provocando distúrbios nos alimentadores das subestações, afetando equipamentos sensíveis, obrigando as empresas de energia elétrica e os consumidores a adotarem medidas preventivas e corretivas.

Existem muitos equipamentos elétricos que se enquadram como perturbadores, como por exemplo: conversores CA(corrente alternada)/CC(corrente contínua), fornos à arco, fornos de indução, máquina de solda, sistemas de tração elétrica (trens), transformadores, compensadores estáticos e rotativos.

Na Figura 1, observa-se os tipos de distúrbios que podem ocorrer na rede.

Figura 1 - Problemas de qualidade de energia elétrica



Fonte: Afonso e Martins, 2004

Estes distúrbios que degradam a qualidade de energia elétrica (QEE) fornecida aos consumidores, podem se manifestar de diversas formas [2]: interrupções, harmônicos, flutuação da tensão (*flicker*), sub ou sobretensões, ruídos e micro-cortes de tensão (*notches*).

Como consequência, estes distúrbios podem alterar o desempenho dos equipamentos alimentados por estas redes de distribuição de energia, podendo causar danos irreversíveis.

Dentro dos distúrbios que afetam a QEE este trabalho pretende analisar a distorção harmônica total e individual, da tensão e da corrente.

No Brasil, existem normas em relação a QEE, que é o Módulo 8 do PRODIST [4] (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), na qual determina-se os valores limites para vários distúrbios, permitindo que concessionárias avaliem a qualidade do serviço em relação às perturbações, quantificar o impacto da instalação de cargas perturbadoras num planejamento futuro e controlar os distúrbios causados pelas cargas em operação, identificando a necessidade de medidas corretivas. Elas podem servir também como orientação aos consumidores e aos fabricantes de dispositivos eletrônicos, para que não sejam produzidos ou utilizados equipamentos ou processos excessivamente causadores ou sensíveis às perturbações.

1.2 Motivação

A QEE tornou-se um assunto de grande importância para todos do setor elétrico, entre eles geradoras, transmissoras, distribuidoras, setores de manutenção, de gestão das indústrias e dos construtores de equipamentos. Esta importância é dada ao fato que todos os citados são afetados pela QEE, devido a redução dos custos devido à perda de continuidade de serviços e à falta de qualidade, onde pode se levar em consideração as perdas de matérias primas, a falta de confiabilidade do equipamento de produção, a falta de qualidade na produção, etc.;

Nas instalações de geração distribuída (fontes de geração de energia elétrica perto do local onde ela é consumida) há impactos na QEE como evidenciado em [15] devido à conexão desses geradores, e um dos principais é a introdução de distorções harmônicas na rede, que ocorrem principalmente por causa dos conversores eletrônicos de potência.

Sobre esse contexto, o trabalho apresentará um estudo do impacto de uma carga não linear na QEE através do simulador no ATPDrawTM. Será avaliada a QEE para que fique de acordo com o Módulo 8 do PRODIST e dentro das recomendações internacionais.

1.3 Objetivo

O objetivo geral deste trabalho é analisar a inserção de uma carga não linear numa instalação elétrica de baixa tensão sob o ponto de vista da distorção harmônica.

O objetivo geral será atingido através dos seguintes projetos específicos:

- Realizar uma simulação de um sistema de distribuição com carga não linear conectada;
- Fazer uma análise das harmônicas que ocorrem no sistema;
- Projetar um banco de filtros para mitigação das harmônicas provenientes dessa carga;
- Comparar os dados antes e depois da instalação do filtro para análise da eficiência do mesmo.

1.4 Estrutura da monografia

A estrutura do projeto de diplomação seguirá os tópicos mencionados na Tabela 1, na qual está resumida o conteúdo visto no capítulo.

Tabela 1 - Estrutura do trabalho

Capítulo	Conteúdo
1. Introdução	Introdução ao projeto, uma breve explicação introdução sobre o assunto e minha motivação para fazê-lo.
2. Distorção harmônica	É definido e demonstrado as propriedades das distorções harmônicas e como elas ocorrem no sistema de distribuição, além de apresentar as normas brasileiras e seus limites.
3. Filtro e Modelação do Sistema	Apresenta-se o método utilizado para análise da distorção harmônica em um sistema de distribuição e dos métodos de amenização das harmônicas.
4. Resultados e Discussões	Demonstra-se os resultados obtidos antes e depois do método utilizados para amenização das harmônicas.
5. Conclusão	É apresentada a conclusão e sugestões para trabalhos futuros, e também uma discussão sobre os resultados obtidos.

1.5 Inserção do Assunto no Curso de Engenharia Elétrica

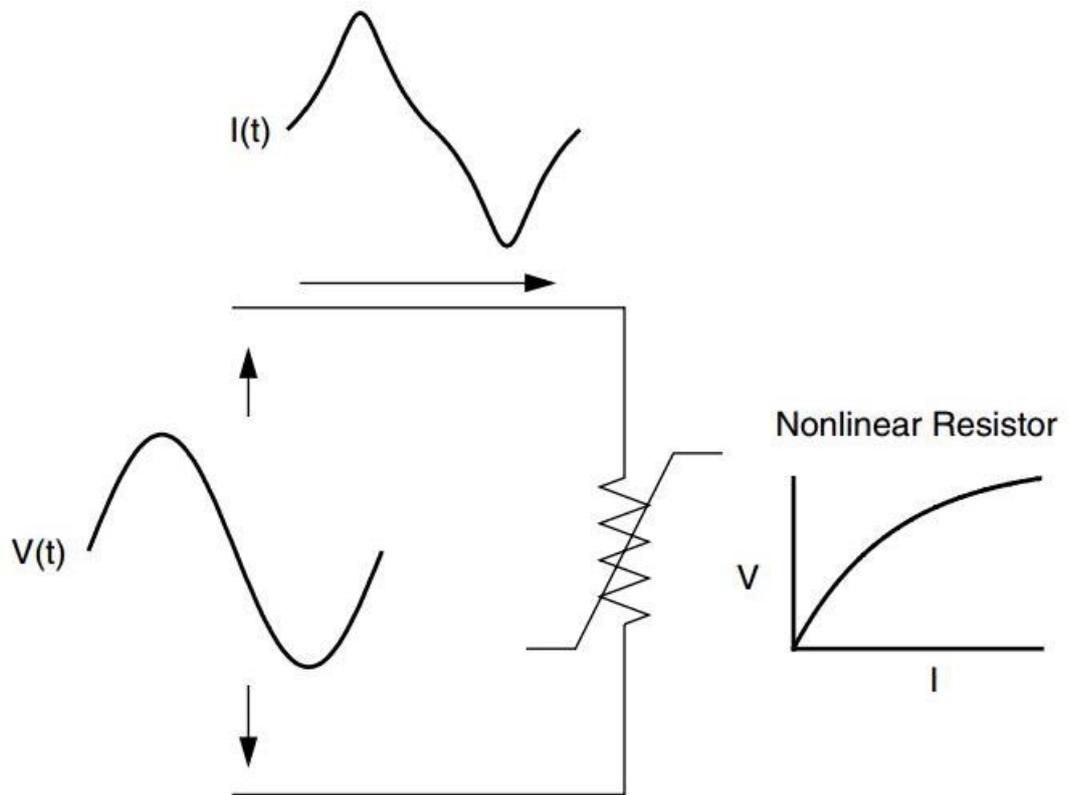
Ao longo do curso de Engenharia Elétrica da UFRGS, houve algumas matérias em que o assunto tratado neste trabalho fora abordado em aula. Como este tema abrange as disciplinas de qualidade de energia elétrica (através do estudo da QEE com a distorção harmônica, suas normas e formas de mitigação), distribuição de energia elétrica (na qual são analisados sistemas de distribuição, formas de dimensionamento e *smart grids*), análise de sistemas de potência (dimensionamento de sistemas de distribuição e das cargas) e aplicações industriais da eletrônica (uso dos inversores nos equipamentos para conversão de corrente contínua para corrente alternada).

2 DISTORÇÃO HARMÔNICA

2.1 Conceitos e Definições

A distorção harmônica é causada por dispositivos não lineares conectados ao sistema de potência, ou seja, este dispositivo tem-se uma corrente com forma de onda distorcida por causa da não linearidade na relação entre a tensão aplicada e a corrente no dispositivo. A Figura 2 demonstra as formas de onda causadas por um resistor não linear, no qual a tensão e corrente variam de acordo com as respectivas curvas.

Figura 2 - Formas de ondas causadas por um resistor não linear



Fonte: Dugan *et al.*, 2004

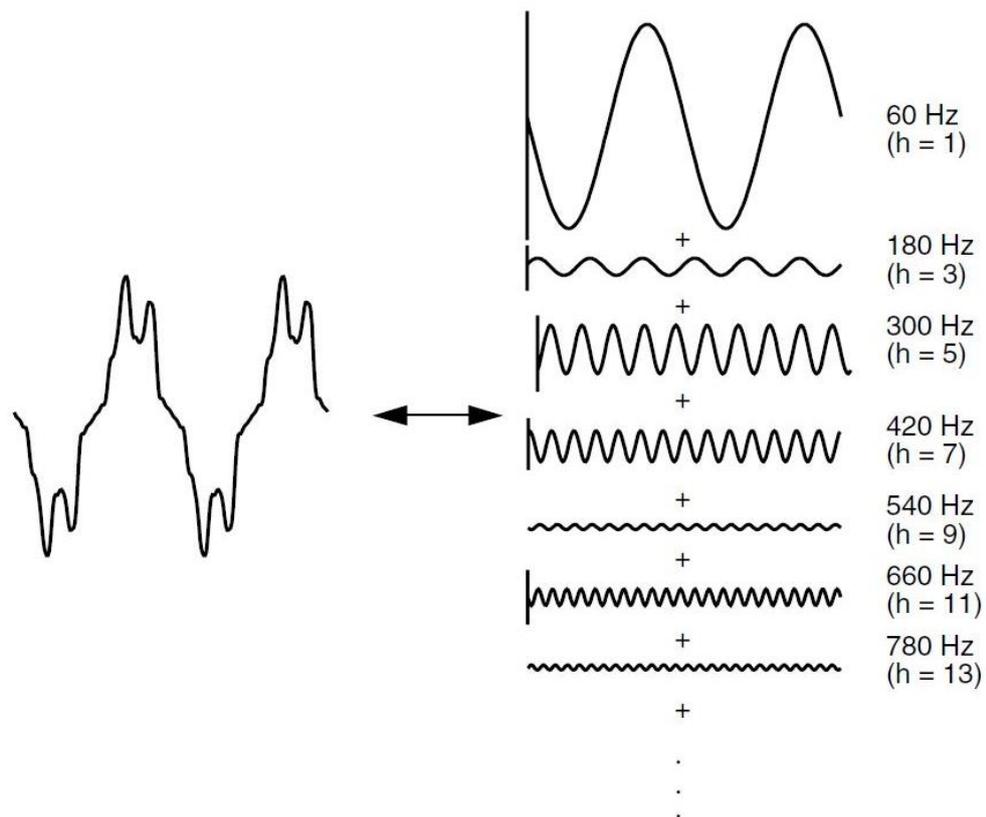
Nota-se que, pela Figura 2, a tensão aplicada é perfeitamente sinusoidal, a corrente resultante é distorcida. Aumentando-se a tensão minimamente nesse resistor não linear, faria com que a corrente tivesse um formato completamente diferente, dificultando achar uma forma de diminuir esse distúrbio.

Qualquer forma de onda distorcida pode ser expressa como uma soma de senos [8]. Quando a onda é analisada, nota-se que as distorções são múltiplas da frequência natural do

sistema (no Brasil é 60 Hz), essa múltipla é chamada de harmônica da fundamental. A soma dos senos pode ser analisada através de uma série de Fourier.

Através da série de Fourier pode-se determinar cada uma das harmônicas e diagnosticar em qual frequência que está havendo maiores problemas para o sistema. Na Figura 3, pode-se ver a aplicação de uma análise de Fourier numa onda distorcida e suas representações como uma soma de ondas senoidais com a frequência sendo uma múltipla da fundamental.

Figura 3 - Formas de onda distorcida juntamente com sua representação em várias ondas de diferentes frequências



Fonte: Dugan *et al.*, 2004

Devido à propriedade de separar numa soma de ondas de diferentes harmônicos, faz com que o conceito de série de Fourier seja aplicado na análise de problemas harmônicos. Com isso, encontrar a resposta do sistema para uma senóide individualmente para cada harmônico é mais simples, em comparação a toda forma de onda distorcida.

Quando os semi-ciclos positivo e negativo de uma forma de onda possuem formatos idênticos, a série de Fourier contém apenas harmônicos ímpares. Isto oferece uma simplificação maior para a maioria dos estudos em sistema de potência, porque os dispositivos mais comuns

produtores de harmônicos são idênticos para ambas às polaridades. De fato, a presença de harmônicos pares geralmente é um indício que existe algo errado, seja no equipamento que está como carga ou no transdutor que está sendo utilizado para fazer a medida. Existem algumas exceções para este fato, como por exemplo, os retificadores de meia onda e os fornos elétricos a arco que podem gerar harmônicos aleatórios (Dugan *et al.*, 2004).

Os harmônicos de ordem acima do 25° num sistema de potência podem ser desprezados, enquanto eles podem causar problemas em dispositivos eletrônicos de baixa potência, eles não danificam o sistema, devido a isso que no sistema simulado, serão analisadas as distorções harmônicas até a décima sétima ordem.

2.2 Transformada de Fourier

Os sinais periódicos podem ser decompostos por uma série de senos e cossenos de acordo com o teorema de Fourier. Isto permite que possa ser analisada a resposta do sistema para cada frequência obtendo a resposta total como sendo a soma das contribuições individuais das respostas de cada harmônica, segundo o teorema da superposição, cuja expressão (1) apresenta essa definição.

$$x(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \left[a_n \cos\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) + b_n \text{sen}\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) \right] \quad (1)$$

onde $x(t)$ é a função, a_0 é o valor médio da função $x(t)$ enquanto a_n e b_n , os coeficientes da série, são os componentes retangulares da n ésima harmônica e T é o período da função.

Os coeficientes do componente retangular e do valor médio são definidos por (2), (3) e (4) conforme [3] (Arrilaga *et al.*, 2003).

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x(t) dt \quad (2)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x(t) \cos\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) dt \quad (3)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x(t) \text{sen}\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) dt \quad (4)$$

Tendo (1), pode-se calcular os coeficientes de (2), (3) e (4). Para o cálculo do fasor da n -ésima harmônica, utiliza-se a equação (5).

$$A_n \angle \phi_n = a_n + jb_n \quad (5)$$

onde A_n é a magnitude definido por (6) e ϕ_n é a fase definido por (7).

$$A_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad (6)$$

$$\phi_n = \arctan\left(\frac{b_n}{a_n}\right) \quad (7)$$

Com o valor de magnitude definido pode-se determinar a magnitude da n -ésima harmônica de uma função periódica podendo ser tanto da tensão na rede quanto da corrente no sistema de distribuição.

2.3 Fontes de Distorção Harmônica

Anterior aos retificadores, conversores e inversores de frequência, as principais fontes de distorção da forma de onda eram os fornos à arco elétrico, o efeito acumulado de lâmpadas fluorescentes, máquinas elétricas e transformadores.

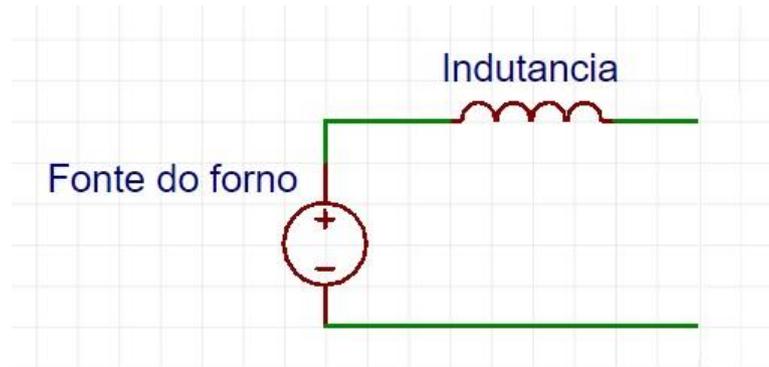
O aumento de equipamentos de eletrônica de potência para o controle de aparelhos e sistemas de potência tem sido a razão de grande preocupação sobre distorção harmônica nos tempos recentes. O equipamento de eletrônica de potência mais comum é o retificador monofásico, usado para alimentar a maioria das aplicações comerciais e residenciais (Arrilaga *et al.*, 2003). Mesmo que individualmente sua participação seja pequena, o efeito combinado de todos os retificadores monofásicos combinados é uma importante fonte de distorção harmônica.

Por causa de seus consideráveis níveis de potência, conversores trifásicos de potência são os principais contribuintes para os problemas provenientes das distorções harmônicas.

2.3.1 Fornos à Arco

Equipamentos a arco são, basicamente, uma fonte de tensão em série com uma reatância que limitam a corrente para um valor razoável conforme a Figura 4 (Dugan *et al.*, 2004).

Figura 4 - Circuito equivalente de um forno à arco



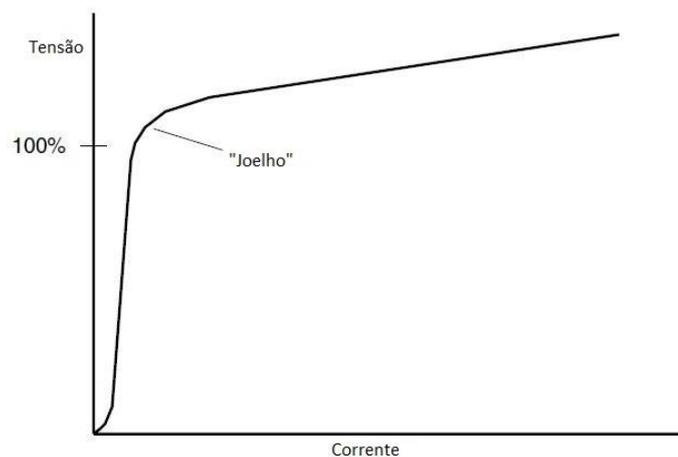
As características tensão e corrente do arco elétrico são não-lineares, resultando em ondas de ordem harmônica não inteiras e inteiras, sendo estas últimas quando de baixa ordem predominantes sobre as não inteiras.

Conforme (Dugan *et al.*,2004), é comum ocorrerem correntes acima de 60 kA. As mudanças na tensão devido a alterações repentinas do comprimento do arco produzem a propagação de frequências entre 0,1 e 30 Hz, que ocorre principalmente na fase de fusão do processo.

2.3.2 Transformadores

As harmônicas são geradas devido a não linearidade de magnetização característica do núcleo de aço. Os transformadores de potência são designados para operarem normalmente logo abaixo do “joelho” da curva de magnetização do joelho, conforme visto na Figura 5.

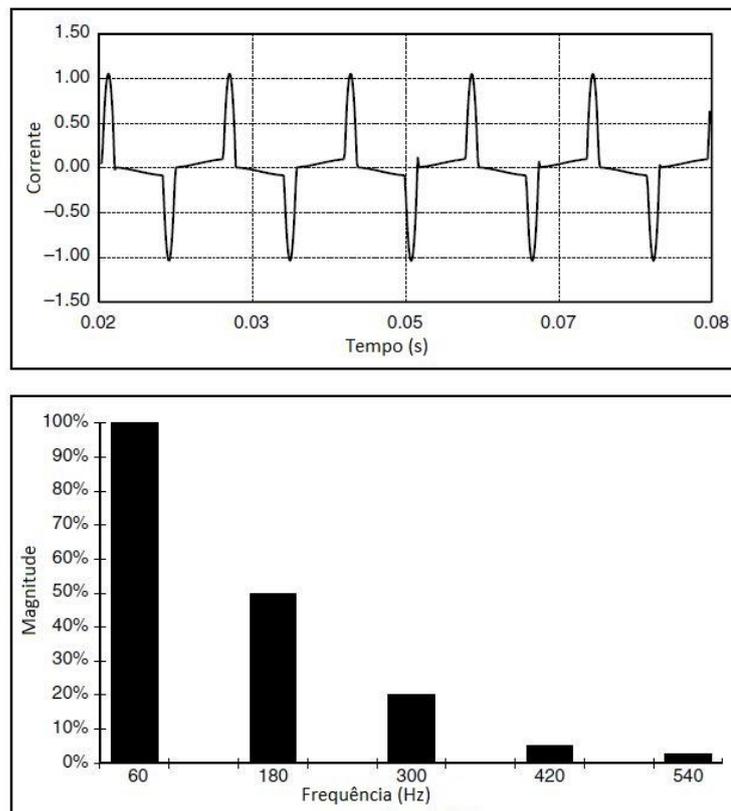
Figura 5 - Curva de magnetização característica do transformador



Fonte: Dugan *et al.*, 2004

A corrente de excitação dos transformadores possui muitas frequências harmônicas na sua tensão de operação, conforme pode ser visto na Figura 6. Normalmente o transformador excitado por corrente é rico em harmônicas quando operado em tensões normais, a contribuição harmônica dos transformadores é tipicamente um pouco abaixo do 1% da sua tensão nominal em plena carga, mas quando são utilizados muitos transformadores, como podem ocorrer em plantas industriais, a sua contribuição acaba sendo significativa (Dugan *et al.*, 2004). Conforme (Arrilaga *et al.*, 2003) as correntes *in rush* do transformador podem atingir valores de até 10 vezes do valor da corrente nominal, possuindo grande conteúdo harmônico.

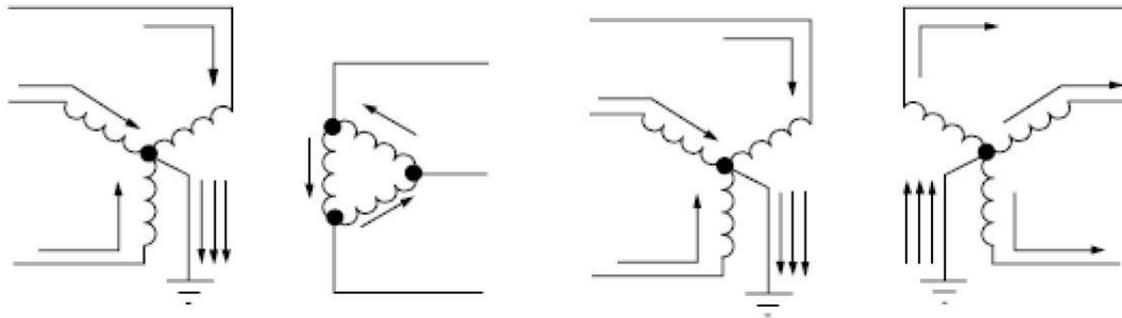
Figura 6 - Corrente de magnetização do transformador e espectro harmônico



Fonte: Dugan *et al.*, 2004

Um ponto importante na análise da distorção harmônica são as frequências múltiplas inteiras de terceira ordem ($n = 3, 9, 15, 21, \text{etc.}$), pois o sistema possui uma resposta diferente para essas frequências quando comparada com as outras (Dugan *et al.*, 2004). As conexões dos enrolamentos do transformador têm um impacto significativo no fluxo de correntes de harmônica tripla de cargas monofásicas não-lineares, conforme Figura 7.

Figura 7 - Fluxo de corrente de terceira harmônica em transformadores trifásicos



Fonte: Dugan *et al.*, 2004

Observa-se na Figura 7 que na conexão estrela aterrada – delta, as correntes harmônicas triplas permanecem no lado em que a configuração é em estrela, como elas estão em fase, elas se somam no neutro. Este tipo de transformador é o mais utilizado em subestação de distribuição com o enrolamento delta conectado ao alimentador de transmissão, o lado delta provém caminhos pela qual a corrente de terceira harmônica passa, mas ela se mantém presa no delta e ela acaba não na corrente de linha do lado do delta. Na configuração estrela/estrela aterrados em ambos os lados, conforme a Figura 7, permite o fluxo de corrente harmônicas triplas tanto do lado de baixa tensão quanto do lado de alta tensão. Entretanto, quando os enrolamentos não são aterrados o fluxo destas harmônicas é bloqueado (Dugan *et al.*, 2004).

2.3.3 Retificadores Monofásicos

Muitos equipamentos comerciais e domésticos requerem corrente contínua para a sua operação (Arrilaga *et al.*, 2003). As pontes de diodos retificadores monofásicos são usadas principalmente por causa do seu custo reduzido e relativa baixa sensibilidade à variação de tensão sob condições normais de operação. As Figuras 8 e 9 demonstram uma ponte retificadora com diodos que produz pulso de corrente a cada meio ciclo do sinal de tensão.

Figura 8 - Ponte retificadora de diodos monofásica

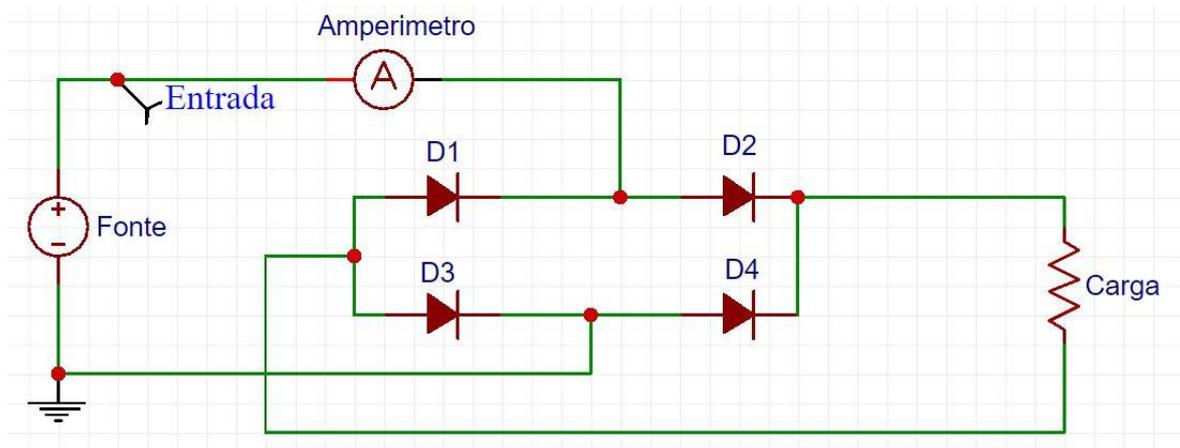
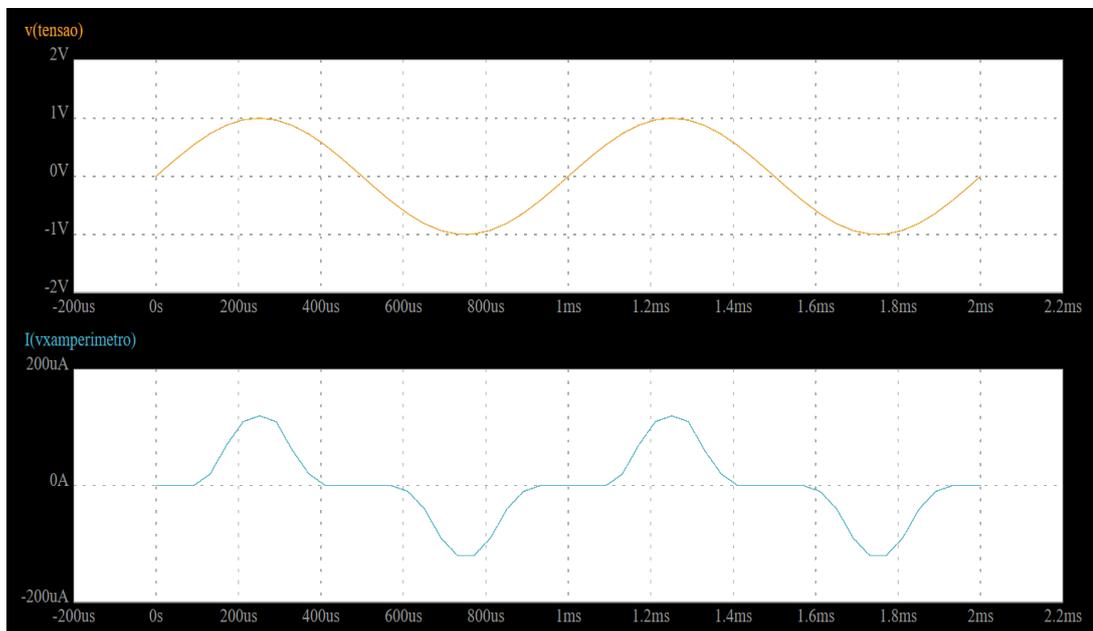


Figura 9 - Sinais de tensão e corrente da ponte retificadora monofásica

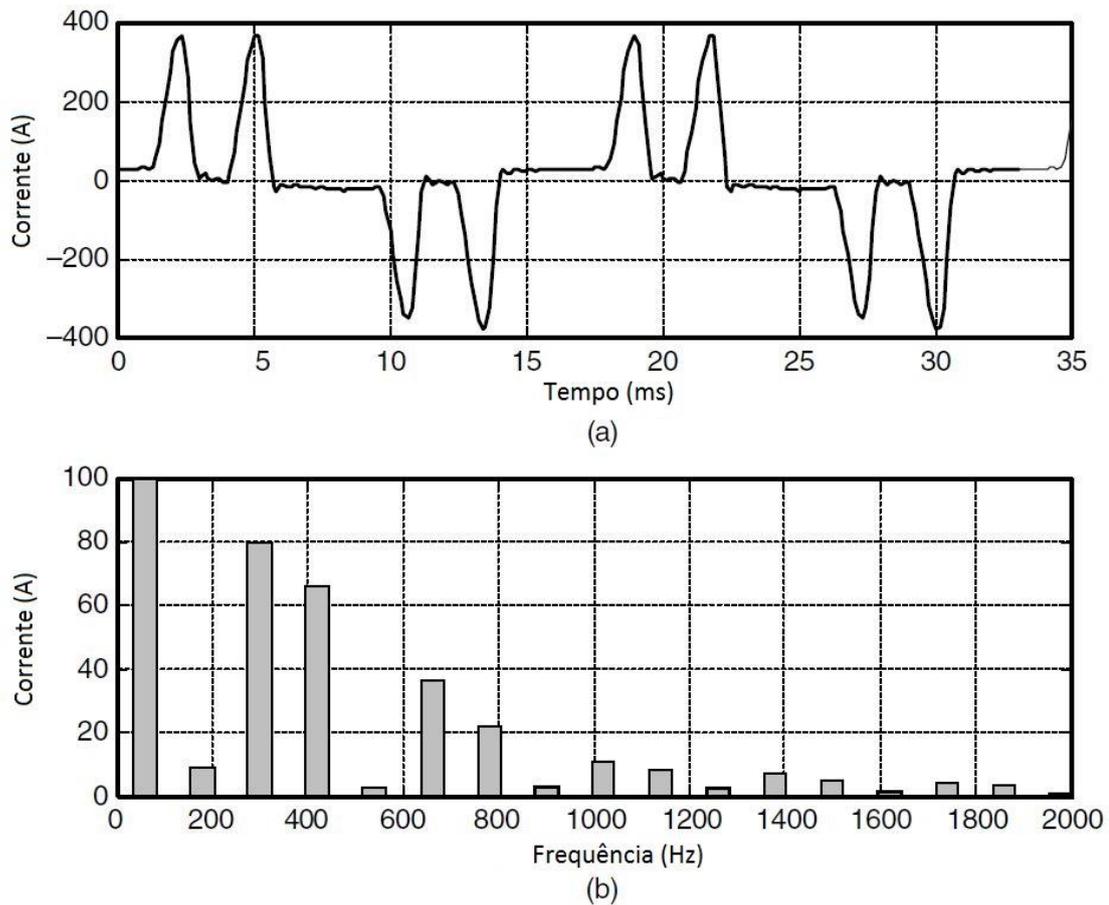


Conforme (Arrilaga *et al.*, 2003), aparelhos modernos usam o conceito de fonte chaveada de potência, onde a entrada retificadora é diretamente conectada na fonte CA (corrente alternada), como na Figura 8, esse modo de conexão provém um *design* mais compacto e operação mais eficiente, tolerando grandes variações na tensão de entrada. Entretanto, a falta de indutância no lado CA deixa que pulsos de faixas de corrente passem diretamente ao sistema CA, e assim, aumentando consideravelmente o conteúdo harmônico da corrente.

2.3.4 Conversores de Potência Trifásicos

Conforme (Dugan *et al.*, 2004), os conversores eletrônicos de potência trifásicos diferem dos conversores monofásicos principalmente por não gerarem correntes de terceira harmônica. Isto pode ser visto como uma grande vantagem, mas estes conversores trifásicos ainda são fontes de harmônicas em outras frequências, como visto na Figura 10.

Figura 10 - Corrente e espectro harmônico de um conversor trifásico

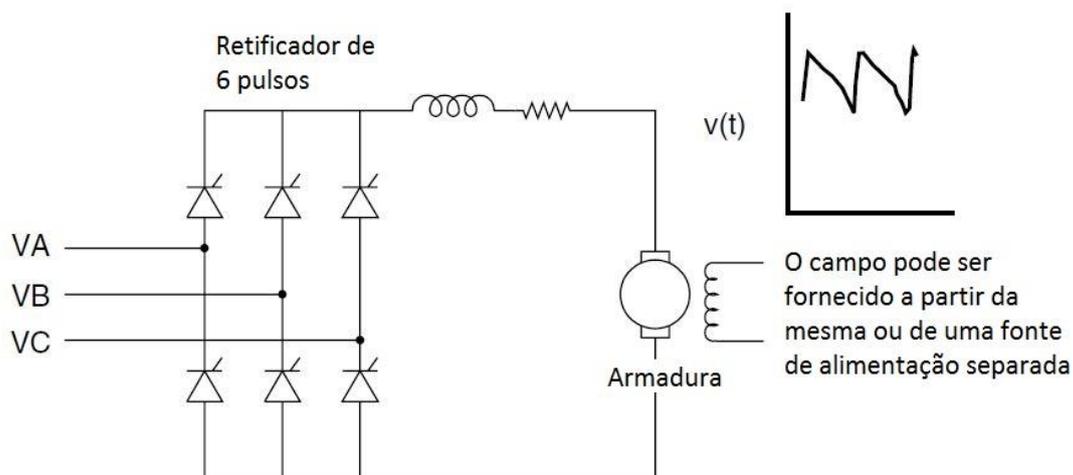


Fonte: Dugan *et al.*, 2004

Na Figura 10 observa-se uma fonte de tensão inversora do tipo PWM (modulação por largura de pulso), na qual apresenta altos níveis de distorção em diferentes frequências. Para (Dugan *et al.*, 2004), há diferenças na utilização de acionamentos CA e CC (corrente contínua). Nos acionamentos CC, a retificação é o único passo que necessita, e assim, possuem uma vantagem no sistema de controle por ser relativamente mais simples. Quando comparados com acionamentos CA, os acionamentos CC oferecem uma faixa de velocidade maior e um torque de partida maior. No entanto, o custo de compra e de manutenção dos motores CC são maiores,

enquanto que o custo de equipamentos de eletrônica de potência tem caído ano após ano (Dugan *et al.*, 2004). Maioria dos acionamentos CC é através de pontes retificadoras de seis pulsos, conforme a Figura 11. Todavia, o uso de retificadores de doze pulsos reduz a corrente dos tiristores, e assim, reduzindo alguns dos maiores valores de corrente harmônica, elas podem eliminar 90% das harmônicas de 5ª e 7ª ordem que são as mais significativas em retificadores de seis pulsos (Dugan *et al.*, 2004).

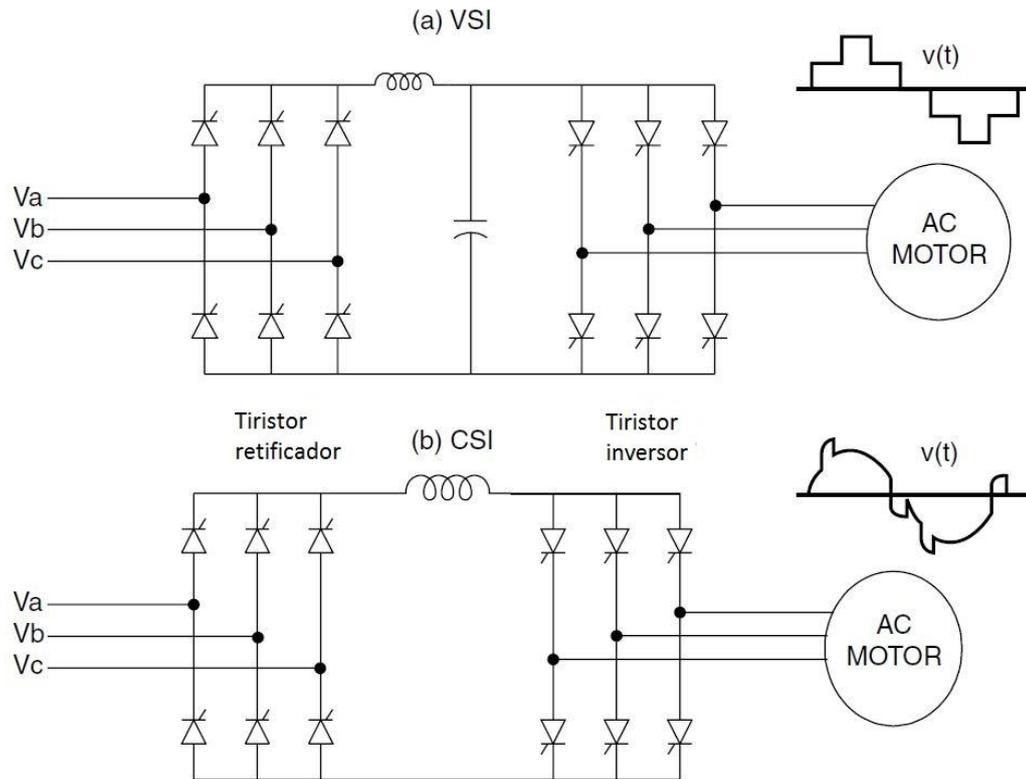
Figura 11 - Ponte retificadora trifásica de seis pulsos



Fonte: readaptado Dugan *et al.*, 2004

Conforme (Dugan *et al.*, 2004), a saída retificada dos acionamentos CA é invertida para gerar uma tensão alternada de frequência variável para o motor. Os inversores são classificados segundo o tipo de entrada em entrada por fonte de tensão (VSI) e entrada por fonte de corrente (CSI). No inversor VSI, necessita-se de uma tensão de entrada constante no estágio de inversão, e no inversor tipo (CSI), necessita-se de uma corrente constante de entrada. O acionamento com inversor tipo VSI limita-se as aplicações que não necessitam de rápidas mudanças de velocidade, enquanto que o acionamento com inversor tipo CSI possui uma boa característica de aceleração/desaceleração, mas necessita de motores que possuam circuito de controle para realizar os chaveamentos dos tiristores do inversor (Dugan *et al.*, 2003). A Figura 12 mostra os dois tipos de acionamentos e as formas de onda de tensão resultantes.

Figura 12 – Acionamentos com inversor tipo VSI e CSI



Fonte: Dugan *et al.*, 2004

2.4 Impactos da Distorção Harmônica

De acordo com (Dugan *et al.*, 2004), as correntes de harmônicas produzidas por cargas não lineares são injetadas de volta para o sistema de potência. Essas correntes podem interagir com vários equipamentos do sistema de potência, como por exemplo, capacitores, transformadores e motores, causando perdas adicionais, superaquecimento e sobrecarga. As correntes harmônicas também causam interferência em linhas de comunicação e erros nas medidas de potência. Para (Arrilaga *et al.*, 2003), os principais efeitos das harmônicas de tensão e corrente no sistema de potência são a amplificação das harmônicas através da ressonância série e paralela; a redução na eficiência da geração, transmissão e utilização da energia elétrica; o envelhecimento do isolamento de componentes elétricos e assim diminuindo sua vida útil e o mau funcionamento do sistema ou dos componentes.

- Impacto nos Capacitores

De acordo com (Arrilaga *et al.*, 2003), a ressonância entre o capacitor e o sistema elétrico pode ser fonte de sobretensões e de altas correntes, ocasionando o aquecimento dos

capacitores, sendo um fator de grande importância no momento do projeto de capacitores e banco de capacitores.

- Impacto nos Transformadores

Transformadores são projetados para entregar a potência requisitada para as cargas conectadas com o mínimo de perdas na frequência fundamental, todavia a presença de distorções harmônicas vai contribuir significativamente para um aumento no seu aquecimento (Dugan *et al.*, 2004).

De acordo com (Dugan *et al.*, 2004), há três fatores que resultam no aumento de aquecimento do transformador quando a corrente da carga inclui componentes harmônicas:

1. A corrente eficaz, caso o transformador seja dimensionado para uma determinada carga (um valor de potência aparente), as correntes harmônicas ocasionam um aumento na corrente eficaz do transformador, que também resulta num aumento nas perdas dos condutores.
2. As perdas por correntes parasitas, elas são induzidas no transformador causado pelo fluxo magnético, essas correntes induzidas fluem nos enrolamentos, no núcleo e em outras partes do transformador submetidos ao campo magnético que, no fim, causam aquecimento adicional.
3. As perdas no núcleo, cujo aumento na presença de harmônicas irá depender do efeito da harmônica na tensão aplicada e no dimensionamento do núcleo do transformador, com o aumento da distorção harmônica, pode-se aumentar as correntes parasitas nas laminações do núcleo do transformador.

A análise das perdas do transformador em função da presença da distorção harmônica pode ser analisada através das equações (8) e (9).

$$P_{LL} = I^2R + P_{EC} \quad (8)$$

$$P_{EC} = K_{EC}I^2h^2 \quad (9)$$

onde P_{LL} são as perdas por Efeito Joule, I^2R é as perdas resistivas e P_{EC} as perdas por efeito das correntes parasitas e K_{EC} é uma constante de proporcionalidade.

Para (Dugan *et al.*, 2004), as perdas I^2R estão diretamente proporcionais ao quadrado da corrente eficaz, enquanto que, conforme (9), a perda por correntes parasitas é proporcional ao quadrado da corrente e da frequência.

A constante de proporcionalidade (K_{EC}) pode ser definida pela equação (10), através das correntes distorcidas. Este fator pode ser determinado pelo fabricante do transformador, usando dados de testes do transformador e o procedimento padrão do ANSI (*American National Standards Institute*) /IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineering*) C57.110 [1] ou através de valores típicos baseados no tipo e tamanho do transformador.

$$K = \frac{\sum(I_h^2 h^2)}{\sum I_h^2} \quad (10)$$

- Impacto em Motores

Segundo (Dugan *et al.*, 2004), os motores podem ser significativamente impactados por distorções harmônicas de tensão, o fluxo harmônico adicional aumenta as perdas, diminui a eficiência, aumenta a vibração, o ruído e o aquecimento de máquinas. O efeito cumulativo do aumento das perdas reflete-se numa diminuição da eficiência e da vida útil da máquina.

- Impactos no Sistema de Transmissão

O fluxo de correntes harmônicas em sistemas de transmissão produz dois efeitos mais significativos, a perda adicional causada pelo aumento do valor eficaz da corrente e a criação de quedas de tensão harmônicas ao longo das várias impedâncias dos circuitos. No caso de transmissão por cabos isolados, as tensões harmônicas aumentam com a tensão dielétrica conforme seu valor de pico, este efeito diminui a vida útil dos cabos. Os efeitos da harmônica no nível de começo e da extinção do efeito Corona são em função da tensão pico-a-pico que depende da relação entre as frequências harmônicas e a frequência fundamental (Arrilaga *et al.*, 2003).

2.5 Normas e Indicadores da Distorção Harmônica

O impacto causado pelas distorções harmônicas no sistema elétrico é significativo para o funcionamento correto do mesmo, por isso é necessário o estudo do impacto e a utilização de normas que limitam o nível da distorção harmônica. Assim, são utilizados indicadores para avaliar o conteúdo harmônico da tensão e da corrente.

2.5.1 Distorção Harmônica Individual

De acordo com (Dugan *et al.*, 2004), a DHI (Distorção Harmônica Individual) é uma indicação percentual de cada harmônico em relação à componente fundamental da corrente ou tensão, esses índices são determinados a partir da divisão da amplitude das frequências harmônicas pela amplitude da frequência fundamental. Conforme a equação (11).

$$DHI_V = \frac{V_h}{V_1} 100\% \quad (11)$$

sendo DHI_V a distorção harmônica individual, V_h a amplitude da harmônica de ordem h e V_1 a amplitude de frequência fundamental.

2.5.2 Distorção Harmônica Total

A DHT (Distorção Harmônica Total) é a relação de todas harmônicas e a componente fundamental de acordo com o módulo 8 do PRODIST. A equação (12) demonstra isso.

$$DHT_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n V_h^2}}{V_1} 100\% = \sqrt{\sum_{h=2}^n DHI_V^2} \quad (12)$$

onde DHT_V é a distorção harmônica total e n é a máxima harmônica a ser analisada no sistema.

2.5.3 Distorção Total de Demanda

A distorção total de demanda é quantificada através da razão entre as harmônicas da corrente e a corrente de demanda máxima da carga, a equação (13) demonstra esta razão.

$$DTD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2}}{I_L} 100\% \quad (13)$$

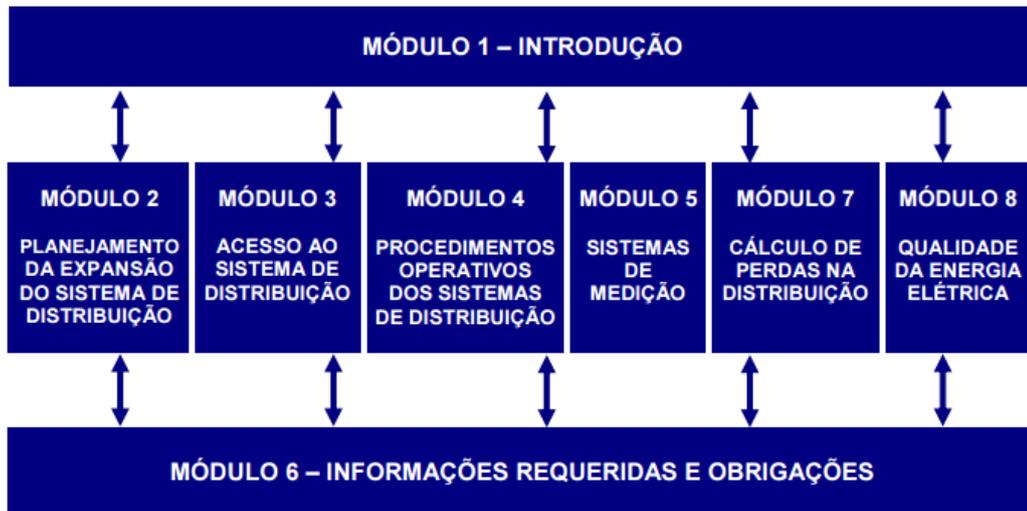
onde DTD é a distorção total de demanda, n é a máxima harmônica a ser analisada no sistema e I_L é a de corrente de demanda máxima.

2.5.4 Normas Brasileiras

No âmbito da rede de distribuição, o órgão responsável pela fiscalização da qualidade de energia e do desenvolvimento de normas quanto à regulação do setor é a ANEEL. O PRODIST é um conjunto de documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos

agentes de distribuição e outras entidades do setor elétrico, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil. O PRODIST é dividido em 8 módulos que possuem suas características e aplicabilidades bem definidas como pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 - Módulos do PRODIST



Fonte: PRODIST, 2016

O PRODIST tem como um dos seus objetivos garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade. No Módulo 8 foram elaborados requisitos e limites referentes à qualidade de energia elétrica, como a análise da distorção harmônica no contexto de distribuição da energia elétrica. Nas Tabelas 2 e 3 são apresentados os limites referentes à DHT e DHI da tensão, respectivamente.

Tabela 2 - Valores limites para a distorção harmônica total

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

Fonte: PRODIST, 2016

Tabela 3 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$	
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, 2016

Nota-se pelas Tabelas 2 e 3 que o caso do presente trabalho será com os limites de distorção harmônica total de 10% devido à conexão da carga não linear no sistema de distribuição de baixa tensão.

2.5.5 Normas Internacionais

Os órgãos que possuem normas referentes à qualidade de energia são o IEC (*International Electrotechnical Commission*) e o IEEE. O IEC é uma organização de normatização internacional utilizada na Europa, que elabora normas internacionais referentes a várias áreas da engenharia elétrica, agrupando membros de interesse companhias e negócios, associados da indústria, corpos estudantis, governamentais e regulatórios.

A IEEE é um órgão voltado para o aperfeiçoamento da tecnologia referente à eletricidade e é o maior divulgador de trabalhos científicos e organizador de conferências, além de atuar na elaboração de normas técnicas que são utilizados nos Estados Unidos.

- IEEE 519/2014

Esta norma é utilizada por concessionárias de energia nos Estados Unidos e descreve limites de distorção harmônica no ponto de acoplamento comum (PAC) que é o ponto em que

consumidores compartilham a mesma barra, conforme mostrado na Tabela 4. Esta norma é considerada um guia para a minimização e controle do impacto das frequências harmônicas.

Tabela 4 - Limites de distorção harmônica de tensão

Tensão no PAC	DHI (%)	DHT (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5	8
$1 \text{ kV} \leq V \leq 69 \text{ kV}$	3	5
$59 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$161 \text{ kV} < V$	1	1,5

Fonte: IEEE, 2014.

Nota-se pelas Tabelas 2, 3 e 4 que há diferenças entre os valores adotados pelo PRODIST e pelo IEEE. Cada país segue a norma que mais se adequar a sua situação.

A grandeza DTD é definida nesta norma considerando a corrente de demanda máxima. Isto significa que a medição da DTD deve ser feita no pico de consumo. Na Tabela 5 são mostrados os valores limites para sistemas 120V a 69kV, Tabela 6 são mostrados os valores limites para sistemas de 69kV até 161kV e a Tabela 7 demonstra os valores limites para sistemas com tensão maiores que 161kV.

Tabela 5 - Limites para distorção da corrente em sistemas de 120V até 69kV

Máxima DHI em porcentagem da corrente de carga						
Ordem da harmônica individual (harmônica ímpar)						
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
$< 20^e$	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 519, 2014.

Tabela 6 - Limites para distorção da corrente em sistemas de 69kV até 161kV

Máxima DHI em porcentagem da corrente de carga						
Ordem da harmônica individual (harmônica ímpar)						
I_w/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 ^e	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20 < 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50 < 100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100 < 1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
> 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Fonte: IEEE 519, 2014.

Tabela 7 - Limites para distorção da corrente em sistemas com tensão de barramento maiores que 161kV

Máxima DHI em porcentagem da corrente de carga						
Ordem da harmônica individual (harmônica ímpar)						
I_w/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<25 ^e	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25 < 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Fonte: IEEE 519, 2014.

- IEC 61000-3-4/2008

A norma IEC 61000-3-4 pode ser aplicada a qualquer equipamento elétrico cuja corrente de entrada seja maior que 16 A, sua tensão de alimentação deve ser menor que 240 V para equipamentos monofásicos ou menor que 600 V para equipamentos trifásicos. Na Tabela 8 são apresentados os limites para distorção harmônica em equipamentos cuja potência aparente seja menor ou igual a 33 vezes a potência de curto-circuito da instalação.

Tabela 8 - Limites individuais harmônicos de corrente em % da fundamental para potência aparente menor que 33 vezes a potência de curto-circuito

Ordem	DHI (%)	Ordem	DHI (%)
3	21,6	21	$\leq 0,6$
5	10,7	23	0,9
7	7,2	25	0,8
9	3,8	27	$\leq 0,6$
11	3,1	29	0,7
13	2	31	0,7
15	0,7	≤ 33	$\leq 0,6$
17	1,2	-	-
19	1,1	Pares	$\leq 8/h$ ou $\leq 0,6$

Fonte: IEC 61000-3-4, 2008.

Caso o equipamento a ser analisado exceder os limites descritos anteriormente, se este for monofásico ou trifásico desbalanceado, pode-se utilizar a Tabela 9 como referência dos limites, caso for trifásico equilibrado, utiliza-se a Tabela 10. O valor de PWHD (*Partial weighted harmonic distortion*) é a relação entre o valor eficaz da corrente de um grupo selecionado de harmônicos de ordem mais alta (começando da décima quarta ordem). O PWHD é empregado para garantir que os efeitos das correntes de harmônicos de ordem mais alta sobre os resultados são reduzidos suficientemente e os limites individuais não precisam ser especificados, e ela é definida conforme (14).

$$PWHD = \frac{\sqrt{\sum_{h=14}^n I_h^2}}{I_1} \quad (14)$$

Tabela 9 - Limites individuais de harmônicos em % da fundamental em caso de sistemas monofásicos ou trifásicos desequilibrados

Potência de curto-circuito	Fator de distorção (%)		DHI (%)					
	THD	PWHD	3ª	5ª	7ª	9ª	11ª	13ª
-	25	25	23	11	8	6	5	4
66	29	29	25	12	10	7	6	5
120	33	33	29	14	11	8	7	6
175	39	39	34	18	12	10	8	7
250	46	46	40	24	15	12	9	8
350	51	51	40	30	20	14	12	10
450	57	57	40	30	20	14	12	10

Fonte: IEC 61000-3-4, 2008.

Tabela 10 - Limites individuais de harmônicos em % da fundamental em caso de sistemas trifásicos equilibrados

Potência de curto-circuito	Fator de distorção %		DHI (%)			
	THD	PWHD	5ª	7ª	11ª	13ª
-	16	25	14	11	10	8
66	18	29	16	12	11	8
120	25	33	20	14	12	8
175	35	39	30	18	13	8
250	48	46	40	25	15	10
350	58	51	50	35	20	15
450	70	57	60	40	25	18

Fonte: IEC 61000-3-4, 2008.

- IEC 61000-3-6/2008

A norma IEC 61000-3-6 apresenta limites para a distorção harmônica individual de tensão por e para a distorção harmônica total. Esta norma especifica os limites para os sistemas de média e alta tensão conforme as Tabelas 11 e 12.

Tabela 11 - Limites de distorção harmônica de tensão para sistemas de média tensão

Harmônicas Ímpares				Harmônicas Pares	
Não Múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem	Tensão Harmônica (%)	Ordem	Tensão Harmônica (%)	Ordem	Tensão Harmônica (%)
5	5	3	4	2	1,6
7	4	9	1,2	4	1
11	3	15	0,3	6	0,5
13	2,5	21	0,2	8	0,4
17	1,6	>21	0,2	10	0,4
19	1,2			12	0,2
23	1,2			>12	0,2
25	1,2				
>25	0,2 + 0,5 x (25/h)				

Limite de DHT igual a 6,5%

Fonte: IEC 61000-3-6, 2008.

Tabela 12 - Limites da distorção harmônica de tensão em sistemas de alta tensão

Harmônicas Ímpares				Harmônicas Pares	
Não Múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem	Tensão Harmônica (%)	Ordem	Tensão Harmônica (%)	Ordem	Tensão Harmônica (%)
5	2	3	2	2	1,6
7	2	9	1	4	1
11	1,5	15	0,3	6	0,5
13	1,5	21	0,2	8	0,4
17	1	>21	0,2	10	0,4
19	1			12	0,2
23	0,7			>12	0,2
25	0,7				
>25	0,2 + 0,5 x (25/h)				

Limite de DHT igual a 3%

Fonte: IEC 61000-3-6, 2008.

3 PROJETO DE FILTRO E MODELAGEM DO SISTEMA

Nesta seção será desenvolvido as definições e propostas do filtro, juntamente com a modelagem do circuito simulado.

3.1 Filtro

Quando a proposta é unicamente prevenir que uma frequência particular entre em componentes selecionados ou partes de sistemas de potência, é possível usar uma série de filtros composta de indutores e capacitores em paralelos nos quais apresentam uma impedância muito elevada para uma determinada frequência. Esta solução, no entanto, não pode ser estendida para prevenir que as harmônicas aconteçam na fonte, pois a produção de harmônicas por componentes não lineares é essencial para a sua operação, conforme (Arrilaga et al., 2003).

3.1.1 Avaliação da Distorção Harmônica

Para limitar a tensão e a corrente de distorção harmônica, conforme (Dugan *et al.*, 2004), propõe-se limitar a injeção de corrente harmônica dos usuários finais, para que o nível de tensão harmônica ao longo de todo sistema de energia seja aceitável se o sistema não acentuar excessivamente as correntes harmônicas. Esta forma de aproximação requer a participação dos usuários finais e das distribuidoras.

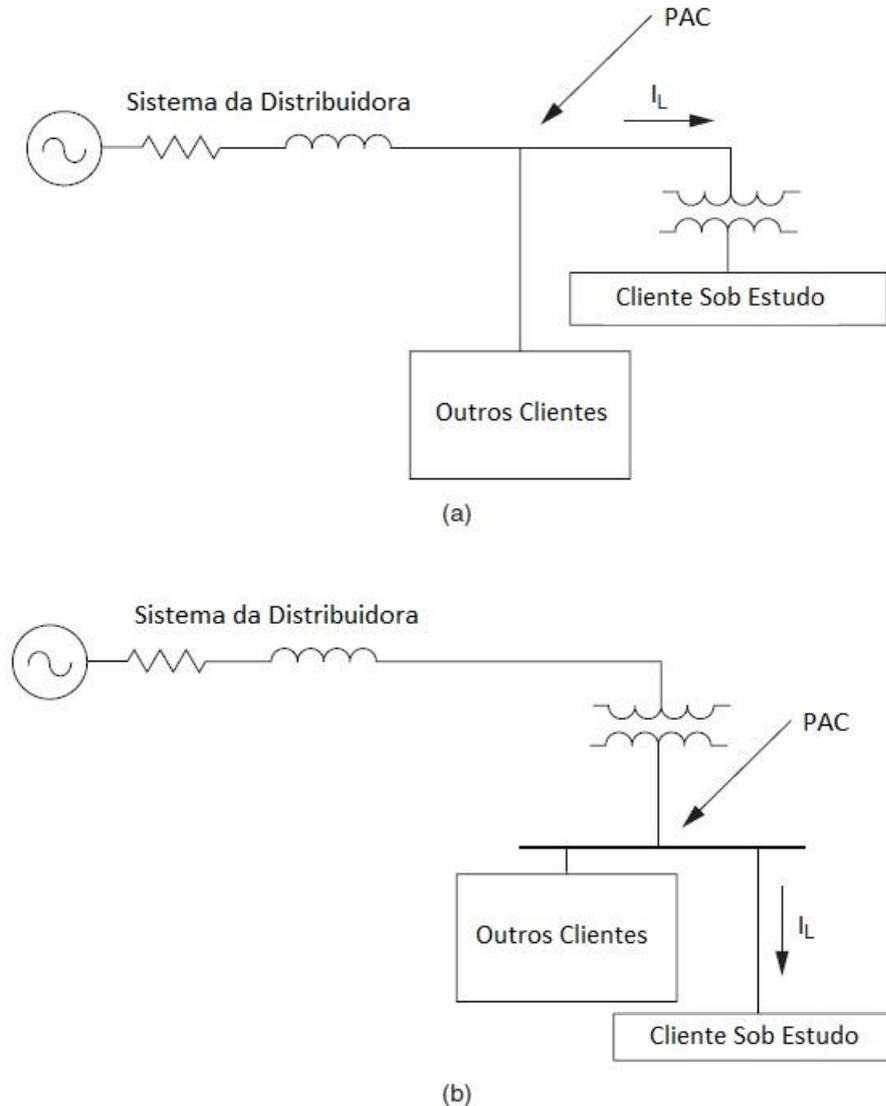
- Usuários finais

Para usuários finais individuais, existe o limite do nível de injeção de corrente harmônica no PAC. Este nível de injeção pode ser controlado pelo usuário final. O conceito de PAC é demonstrado na Figura 14.

- Distribuidora

Uma vez que a distorção de tensão harmônica no sistema de distribuição surge da interação entre correntes de carga distorcidas e a impedância do sistema distribuidor, a distribuidora é responsável por limitar a distorção de tensão no PAC. Algumas vezes a impedância do sistema nas frequências harmônicas é determinado pela ressonância da correção do fator de potência dos bancos de capacitores.

Figura 14 - Seleção do PAC depende da localização dos outros clientes. (a) PAC no primário do transformador. (b) PAC no secundário do transformador



Fonte: Dugan readaptado, 2004.

Portanto, o usuário final e as distribuidoras dividem a responsabilidade de limitar a injeção de correntes harmônicas e tensões distorcidas no PAC. As avaliações da distorção harmônica são normalmente feitas no ponto entre o sistema de distribuição, o usuário final (cliente sob estudo) e outros clientes.

Conforme (Dugan *et al.*, 2004), como há dois lados envolvidos em limitar as distorções harmônicas, a avaliação desta distorção é dividida em duas partes: medição da corrente injetada no sistema pela carga e cálculo da impedância do sistema devido a frequência envolvida. As medições devem ser feitas continuamente durante um período suficiente, para que as variações do tempo e as características estatísticas da distorção harmônica possam ser representadas com precisão.

3.1.2 Princípios para Controle de Harmônicas

A distorção harmônica está presente em algum nível em todos os sistemas de potência. Fundamentalmente, é preciso controlar a harmônica somente quando esta se torna um problema. Quando ocorre, as opções básicas para controlar são (Dugan *et al.*, 2004):

- Adicionar filtros que retirem as correntes harmônicas do sistema, bloquear as correntes para que não entrem no sistema, ou suprimir as correntes harmônicas localmente.
- Modificar a frequência de resposta do sistema com filtros, indutores ou capacitores.

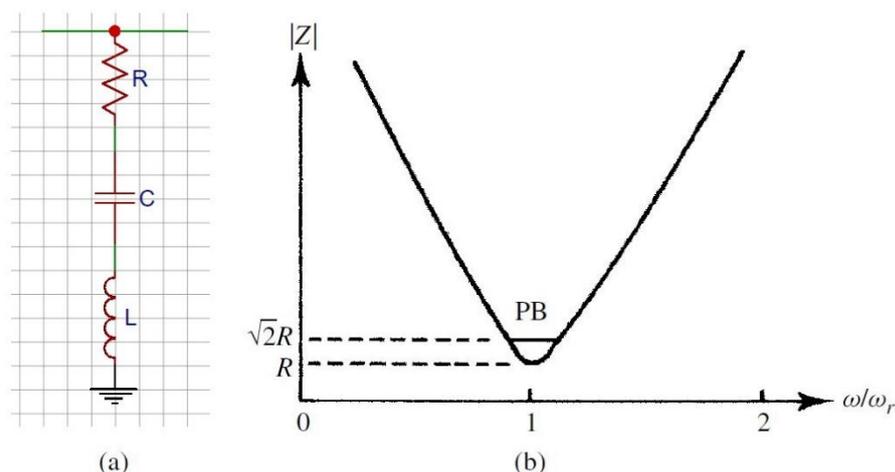
Os filtros shunt trabalham curto-circuitando as correntes harmônicas o mais perto da fonte possível. Este tipo de filtro mantém a corrente fora do sistema de fornecimento através da igualdade das reatâncias do capacitor e do indutor. Este é o modo mais comum de filtro aplicado, devido à sua economia e à tendência de corrigir o fator de potência da carga e também remover a corrente harmônica.

Outra forma seria utilizar um filtro em série para bloquear as correntes de harmônicas. Isto é, um circuito que oferece uma alta impedância para a corrente harmônica, porém não é utilizado normalmente pois há grande dificuldade de isolar o filtro, além da tensão da carga ficar muito distorcida.

3.1.3 Filtro Passivo

O filtro *shunt* simples é utilizado conforme a Figura 15.

Figura 15 - (a) Circuito do filtro *shunt* ajustado simples; (b) resposta da frequência em função do módulo da impedância



Fonte: readaptado Dugan *et al.*, 2004

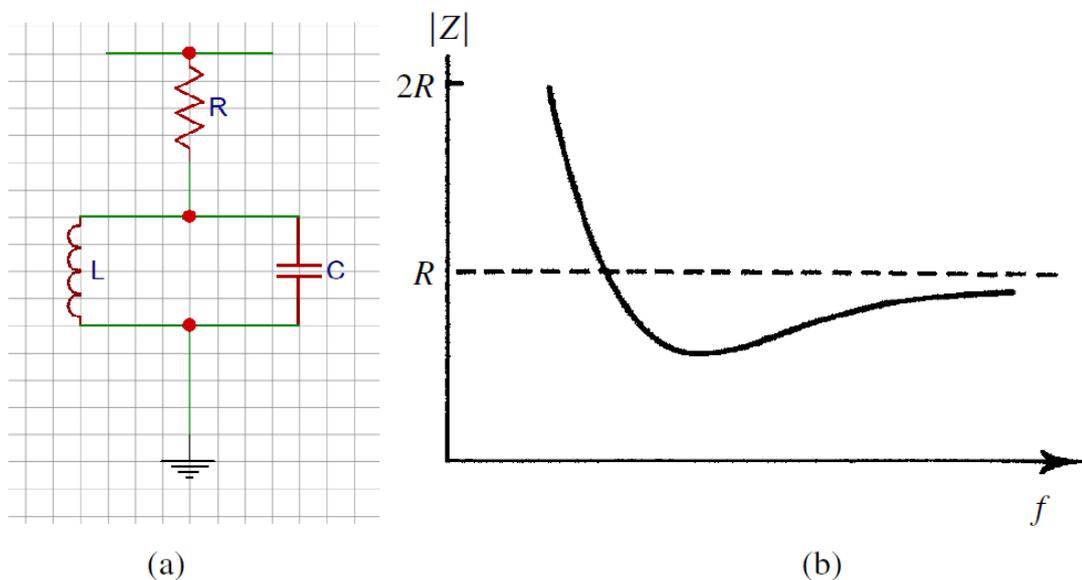
No circuito *shunt* ajustado é representado como um circuito série de um capacitor, indutor e resistência na Figura 15(a). A qualidade do filtro é determinada pela banda de passagem (PB), através da equação (15).

$$Q = \frac{X_0}{R} = \frac{\omega_n}{PB} \quad (15)$$

onde Q é o fator de qualidade do filtro, X_0 é a reatância do filtro [Ω], R é a resistência [Ω], ω_n é a frequência angular da harmônica [rad/s] e PB é a banda de passagem dentro das frequências na qual a reatância do filtro é igual à resistência, isto é, a impedância possui um ângulo de 45° e o módulo é $\sqrt{2}R$, conforme (Arrilaga *et al.*, 2003).

O filtro amortecido possui um fator de qualidade menor que o circuito ajustado, que se conectado em derivação oferece uma baixa impedância em uma banda ampla de frequências, compreendendo, por exemplo, os harmônicos décimo sétimo e maiores, também chamado de filtro passa-alta. A Figura 16 demonstra o circuito *shunt* amortecido.

Figura 16 – a) Circuito do filtro *shunt* amortecido simples; (b) resposta da frequência em função do módulo da impedância



Fonte: readaptado Dugan *et al.*, 2004

Um filtro em derivação está sintonizado na frequência que iguala suas reatâncias indutivas e capacitivas. O fator de qualidade do filtro determina a intensidade da sintonização, os filtros de qualidade elevada estão sintonizados a um harmônico mais baixo (como o quinto).

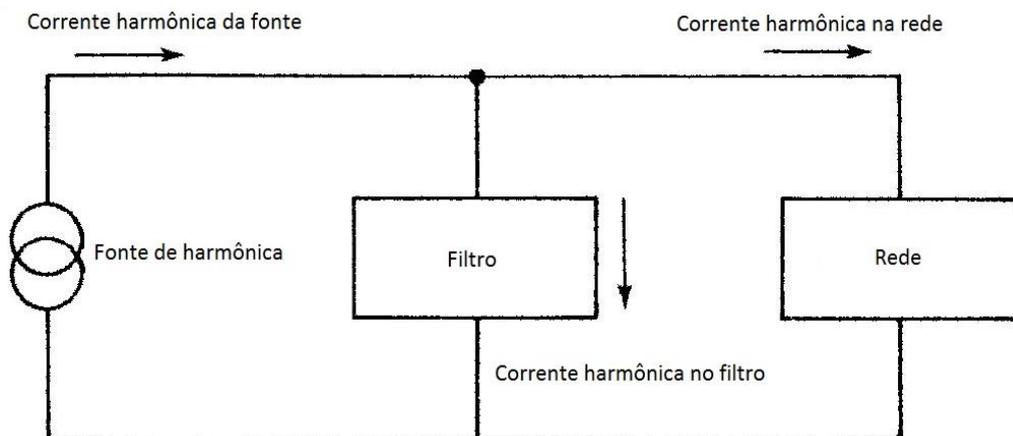
Para as frequências das harmônicas, o capacitor e a indutância devem ser calculados conforme (16) para a filtragem das correntes de determinadas harmônicas, pois se acontecer a igualdade nas reatâncias, o circuito entrará em ressonância, deixando o caminho somente com a resistência para o aterramento.

$$f_c = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad (16)$$

onde f_c a frequência de corte [Hz] do filtro, L é a indutância [H] e C é a capacitância [F].

A corrente harmônica produzida pela carga não-linear é injetada no circuito composto do filtro em paralelo com o sistema de distribuição, conforme Figura 17.

Figura 17 - Circuito que demonstra o caminho da corrente injetada pela carga



Fonte: readaptado Dugan *et al.*, 2004

O projeto mais simples de filtro seria com uma configuração de passa-banda geral capaz de atenuar todo o espectro de harmônicos injetados. No entanto, a capacitância requerida seria muito grande, e é usualmente mais econômico atenuar harmônicas mais baixas por ramos simples de filtros sintonizados (Arrilaga *et al.*, 2003).

A dessintonia do filtro na frequência do sistema é representada pelo fator δ . Este fator inclui vários efeitos: variação da frequência fundamental (fornecimento), causando assim mudanças na frequência harmônica proporcionalmente; variação na capacitância e indutância do filtro causado pelo envelhecimento e da temperatura devido ao auto aquecimento; e a

dessintonia inicial causada pelas tolerâncias de fabricação e o tamanho finito dos degraus de sintonia (Arrilaga *et al.*, 2003). O fator de dessintonização é definido pela equação (17) conforme segue.

$$\delta = \frac{\omega - \omega_n}{\omega_n} \quad (17)$$

onde ω_n é a frequência natural, ω é a nova frequência do sistema e δ é o fator de dessintonização.

A variação de indutância ou capacitância de 2% causa a mesma dessintonia que a variação da frequência do sistema de 1%. O total de dessintonia ou desvio equivalente de frequência é consistente com a equação (18).

$$\delta = \frac{\Delta f}{f_n} + \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta L}{L_n} + \frac{\Delta C}{C_n} \right) \quad (18)$$

onde Δf é a variação da frequência, f_n é a frequência natural, ΔL é a variação da indutância, L_n é a indutância natural, ΔC é a variação da capacitância e C_n é a capacitância natural.

3.1.4 Efeito da Impedância de Rede na Filtragem

A corrente harmônica gerada pelo conversor é assumidamente conhecida. Ela se divide em dois caminhos, o filtro *shunt* e a rede. A tensão harmônica sobre este caminho paralelo depende da impedância destes dois ramos em paralelo, portanto a tensão harmônica será conforme a equação (19).

$$V_h = \frac{(Z_{hf} Z_{hn} I_{hc})}{Z_{hf} + Z_{hn}} = \frac{I_{hc}}{Y_{hf} + Y_{hn}} \quad (19)$$

onde V_h é a tensão de harmônica h gerada no sistema [V], I_{hc} é a corrente gerada pelo conversor [A], Z_{hf} e Y_{hf} são a impedância e admitância do filtro, respectivamente e Z_{hn} e Y_{hn} são a impedância e admitância da rede, respectivamente.

Lembra-se que a impedância e a admitância são inversamente proporcionais, conforme a equação (20).

$$Z_{hf} = \frac{1}{Y_{hf}} \quad \text{e} \quad Z_{hn} = \frac{1}{Y_{hn}} \quad (20)$$

As correntes harmônicas na rede e no filtro, respectivamente, são conforme as equações (21) (22).

$$I_{hn} = \frac{V_h}{Z_{hn}} = \frac{Z_{hf}I_{hc}}{Z_{hf}+Z_{hn}} = \frac{Y_{hn}I_{hc}}{Y_{hf}+Y_{hn}} \quad (21)$$

$$I_{hf} = \frac{V_h}{Z_{hf}} = \frac{Z_{hn}I_{hc}}{Z_{hf}+Z_{hn}} = \frac{Y_{hf}I_{hc}}{Y_{hf}+Y_{hn}} \quad (22)$$

Observando (21) e (22), nota-se que pode haver ressonância paralela entre o filtro e a rede. A impedância resultante seria elevada; a tensão e a corrente seriam também elevadas. A filtragem seria ruim (não haveria diminuição das harmônicas), se julgada pela corrente, pela tensão ou por ambas as grandezas. Além disso, o filtro ficaria sobrecarregado, seus elementos estariam sujeitos tanto a elevadas correntes harmônicas, quanto a elevadas tensões harmônicas (Arrilaga *et al.*, 2003).

Caso sejam fornecidos filtros sintonizados para os harmônicos característicos de ordem mais baixa e caso a impedância de um dos filtros na frequência para qual é ajustado seja de baixa resistência, é improvável que ocorra ressonância paralela severa do filtro e da rede para tal harmônico (a menos que a frequência do sistema seja normal ou que o filtro se dessintonize). Tal ressonância é improvável nas frequências mais altas para qual o filtro amortecido passa alta fornece uma baixa impedância e um elevado fator de potência.

A severidade da ressonância depende da quantidade de amortecimento devido às perdas nos filtros e na rede. Portanto, é desejável que se obtenha conhecimento em relação ao comportamento da rede devido aos harmônicos.

3.1.5 Ressonância Paralela

A maioria das fontes harmônicas é de corrente e como um sistema ressonante em paralelo apresenta grande impedância para as correntes injetadas na frequência de ressonância, a ressonância paralela cria tensões e correntes de harmônicos elevadas em cada ramo de derivação.

Este problema se manifesta de formas diferentes, sendo a mais comum quando um capacitor se conecta a mesma barra da fonte de harmônicos. Supondo que a impedância do sistema é indutiva pura, a frequência de ressonância é descrita na equação (23), conforme (Arrilaga *et al.*, 2003). Em geral, se o harmônico que penetra na rede é pequeno e o correspondente da tensão é grande, nos indica uma ressonância paralela.

$$f_p = f \sqrt{\frac{S_s}{S_c}} \quad (23)$$

onde f é a frequência fundamental, f_p é a frequência de ressonância, S_s é a potência de curto-circuito da rede e S_c é a potência nominal do capacitor.

3.1.6 Ressonância Série

A presença da carga pode ser ignorada a altas frequências, tendo em vista que a impedância capacitiva do circuito é insignificante. Nesta condição ocorrerá uma ressonância série, conforme a equação (24) (Arrilaga *et al.*, 2003).

$$f_x = f \sqrt{\frac{S_t}{S_c Z_t} - \frac{S_l^2}{S_c^2}} \quad (24)$$

onde f_x é a frequência de ressonância, Z_t a impedância do transformador em pu, e S_t , S_c e S_l são as potências nominais do transformador, capacitor e da carga respectivamente.

3.1.7 Dimensionamento dos Componentes do Filtro

Conforme demonstrado por [10], os filtros harmônicos podem fornecer um grande percentual de energia reativa para correção do fator de potência. Quando o capacitor Q_{com} é instalado em um sistema com a carga real P , o fator de potência pode ser corrigido de pf_0 para pf conforme (25).

$$Q_{com} = P(\tan(\cos^{-1} pf_0) - \tan(\cos^{-1} pf)) \quad (25)$$

onde Q_{com} é a potência reativa do capacitor instalado, P é a potência ativa da carga, pf_0 é o fator de potência antes da instalação do capacitor e pf é o fator de potência após instalação do capacitor.

Na condição de instalação de múltiplos filtros de sintonia única em paralelo, a capacidade do filtro para cada ordem harmônica pode ser desenvolvida aproximadamente por (26).

$$Q_{fbh} = Q_{com} * \frac{I_h}{\sum I_h} \quad (26)$$

onde Q_{fbh} representa a capacidade correspondente ao filtro harmônico da respectiva frequência e I_h denota a corrente harmônica da frequência h , sendo que h vai de 2 até o número máximo de harmônicas.

Ressalta-se que para cada capacitor trifásico dimensionado será considerada somente as correntes harmônicas que contribuirão significativamente para que o sistema ficasse fora das normas.

Após o dimensionamento da potência reativa do capacitor para cada frequência harmônica a se filtrar, é utilizado (27) e (28) para calcular os valores das reatâncias capacitivas e indutivas do filtro.

$$Q_{fbh} \cong \frac{V_L^2}{(X_{c1} - X_{l1})} \quad (27)$$

onde V_L é a tensão de linha da rede, X_{c1} é a reatância capacitiva do filtro na frequência fundamental e X_{l1} é a reatância indutiva do filtro na frequência fundamental.

$$X_{l1} = \frac{X_{c1}}{h^2} \quad (28)$$

Com (27) e (28), chega-se nos valores de reatância do filtro, mas como a reatância do capacitor no ATPDraw™ requer que esteja na unidade de [μS], é necessário utilizar (29) para adquirir o valor utilizado no simulador.

$$Y_{c1} [\mu S] = \frac{1}{10^{-6} * X_{c1} [\Omega]} \quad (29)$$

Para obter os valores de capacitância e indutância, utiliza-se (30) e (31).

$$C = \frac{1}{2\pi f X_{c1}} \quad (30)$$

$$L = \frac{X_{l1}}{2\pi f} \quad (31)$$

onde C é a capacitância e L é a indutância, lembrando que $f = 60Hz$, conforme a rede elétrica do sistema brasileiro.

Os valores encontrados da indutância e na capacitância determinarão as especificações básicas dos equipamentos a serem instalados. Faz-se o uso dessas informações para o cálculo da resistência a ser aplicado no circuito conforme o valor do fator de qualidade do filtro. Neste projeto será considerado um fator de qualidade igual a 80, pois é recomendado para este tipo de filtro utilizar um fator de qualidade com valores elevados, entre 30 e 80 [14], e que possua a menor perda possível, por meio de (15), sabendo que $X_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$ na frequência de ressonância, chega-se na equação (32) para determinar o valor do resistor.

$$R = \frac{\sqrt{\frac{L}{C}}}{Q} \quad (32)$$

3.2 Modelagem do Sistema

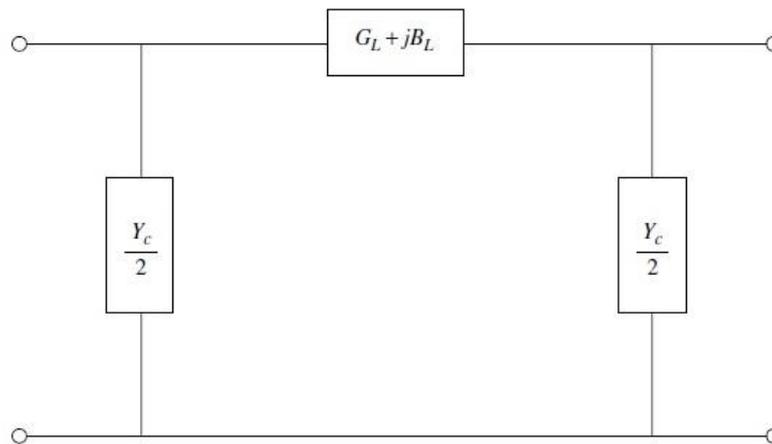
Para realizar a avaliação de um sistema elétrico diante das distorções harmônicas é necessário que os modelos dos equipamentos/componentes e cargas utilizadas sejam analisados.

3.2.1 Linhas de Transmissão

Uma linha de transmissão possui quatro parâmetros distribuídos no seu comprimento. Os parâmetros indutância e capacitância que determinam, respectivamente, as suas condições eletromagnéticas e eletrostáticas, e a resistência e a condutância que determinam as perdas (Arrilaga *et al.*, 2003). Estes parâmetros e outros fenômenos que a influenciam diferem dos diversos modelos de linhas de transmissão existentes na literatura. Existem desde modelos simples, que utilizam os parâmetros concentrados e constantes, até modelos que apresentam estes distribuídos. Como neste projeto será usado linhas relativamente curtas, o modelo concentrado deverá apresentar um resultado próximo ao que seria do sistema real.

Os modelos com parâmetros concentrados representam uma linha trifásica, com uma impedância série (formada pela resistência e indutância equivalente do condutor) e uma admitância paralela (formada pela capacitância e condutância entre o condutor e a terra). O modelo PI concentra toda impedância série em apenas um ponto, enquanto a admitância paralela é dividida em duas partes como é representada na Figura 18.

Figura 18 - Circuito do modelo PI



Fonte: Arrilaga *et al.*, 2004

Esta representação é conhecida como PI nominal. É utilizada em simulações em regime permanente, porém apresenta limitações devido a sua simplicidade. O modelo é adequado para linhas curtas, pois a influência do efeito pelicular é desprezível e não existem sinais de frequência de ordem elevada (Arrilaga *et al.*, 2003).

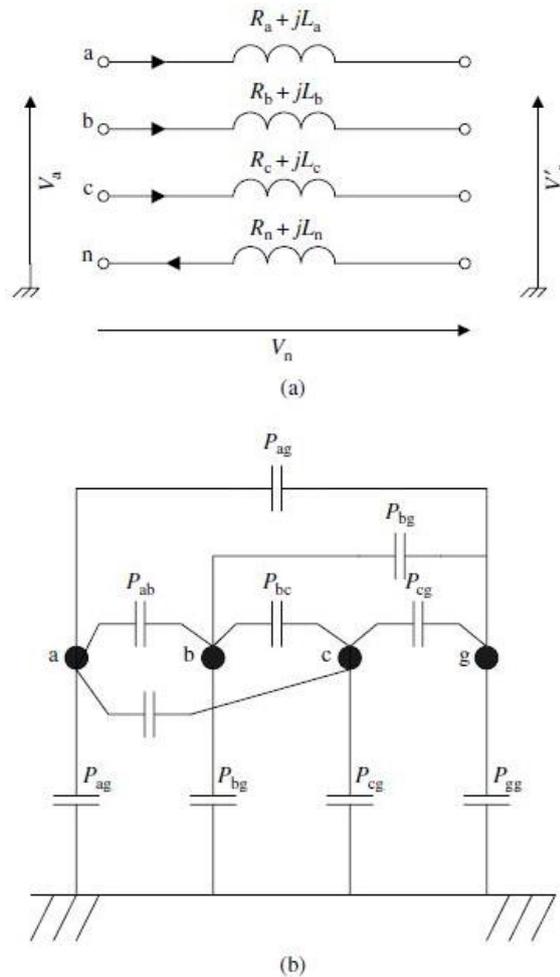
Em [17], considera-se uma linha curta de 60 Hz como uma linha de transmissão de comprimento inferior a 80 km, sendo a linha média com comprimentos entre 80 e 240 km e as linhas longas de comprimento acima de 240 km. Quando há presença de tensões e correntes em frequências diferentes de 60 Hz, estas distâncias sofrem alterações.

O modelo PI nominal é utilizado também na modelagem de linhas trifásicas. Ela apresenta a mesma topologia do modelo monofásico, mas com o acréscimo do efeito mútuo entre fases e as capacitâncias entre as mesmas e a terra. Esta representação pode ser visualizada na Figura 19.

Na Figura 19(a), estão representados a resistência e indutância das três fases e do neutro, enquanto que na Figura 19(b), estão representados a capacitância entre os condutores e entre as fases e a terra.

Uma simplificação deste modelo pode ser utilizada em casos de linha curta onde o efeito capacitivo é pequeno e as frequências envolvidas na simulação são próximas a 60 Hz [7]. Esta simplificação considera uma linha através de sua impedância série, como mostrado na Figura 19(a).

Figura 19 - (a) Impedância série equivalente de uma linha trifásica; (b) Impedância *shunt* equivalente de uma linha trifásica



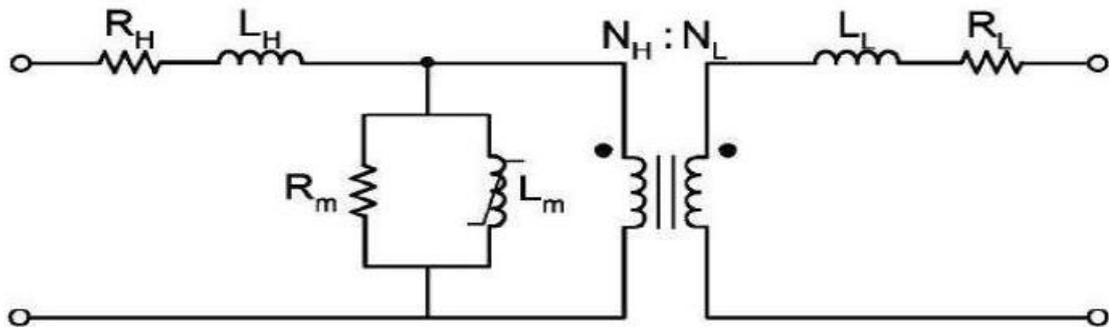
Fonte: Arrilaga *et al.*, 2003.

3.2.2 Transformadores

O transformador de potência é um componente importante num sistema de potência que permite transmissão econômica de potência com alta frequência e baixa queda de tensão. Eles transformam tensão CA e corrente em níveis ótimos para geração, transmissão, distribuição e utilização de potência elétrica [13].

Uma correta modelagem de transformadores de potência é fundamental para a análise harmônica de um sistema de distribuição. Existem diversos modelos de transformadores utilizados para diversas finalidades que vão desde a análise de fluxo de potência (em regime permanente) até estudos de descargas atmosféricas (em regime transitório). Em geral o transformador monofásico pode ser modelado conforme Figura 20.

Figura 20 - Circuito equivalente de um transformador monofásico



Fonte: readaptado Glover, 2012.

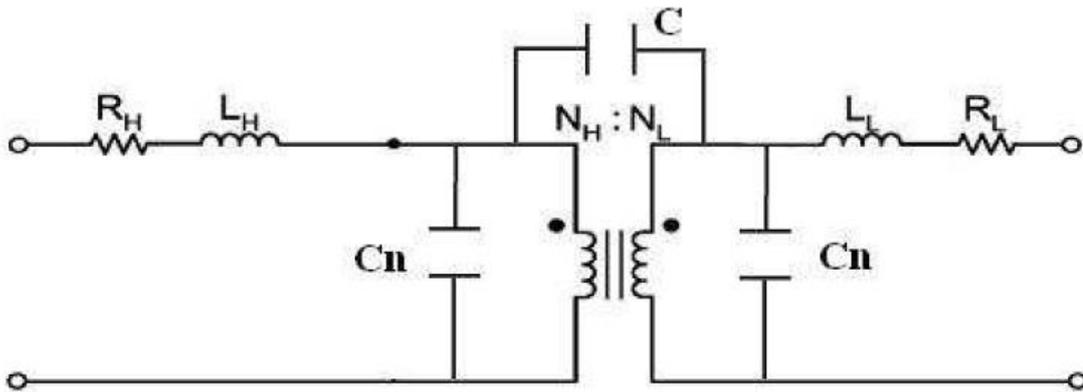
O transformador ideal da Figura 20 é conectado em série com as resistências (R_H e R_L) e indutâncias de dispersão (L_H e L_L) de cada enrolamento e em paralelo com a sua impedância de magnetização formada por uma resistência (R_m) e uma indutância (L_m). Este modelo apresenta $N_H : N_L$ como sendo a relação de transformação.

Conforme (Glover *et al.*, 2012), em estudos de baixa frequência (ordens harmônicas menores que 5) uma boa aproximação de um modelo de transformador pode ser alcançada apenas modelando sua reatância de dispersão. Esta informação é válida para transformadores de potência elevada (superiores a 500 kVA), uma vez que nestes a reatância de dispersão é muito maior que a resistência dos enrolamentos.

Um fator importante a se considerar é a defasagem angular gerada por transformadores trifásicos quando há mais de uma fonte harmônica no sistema. Se o transformador for estrela-aterrado/delta, delta/estrela-aterrado ou estrela-aterrado/zig-zag, sua defasagem será de $\pm 30^\circ$ (de acordo com a forma de ligação), enquanto que se o transformador for estrela-aterrado/estrela-aterrado, delta/delta, ou delta/zig-zag sua defasagem será de 0° (Glover *et al.*, 2012).

Os modelos de transformadores discutidos consideram a utilização de tensões e correntes em frequências baixas. Em (Glover *et al.*, 2012), afirma-se que, para frequências superiores a 4kHz, o efeito capacitivo entre enrolamentos e entre os terminais do transformador e a terra tornam-se consideráveis, sendo, em frequências da ordem de MHz, a modelagem dos capacitores importante. Desta forma, estudos em alta frequência, como o de chaveamento de equipamentos e de descargas atmosféricas, devem considerar um modelo de transformador com capacitâncias entre enrolamentos e entre seus terminais e a terra, conforme Figura 21. Estas capacitâncias estão indicadas na Figura 21 através dos símbolos C e C_n , respectivamente.

Figura 21 - Modelo de transformador para fenômenos de alta frequência



Fonte: readaptado Glover, 2012.

3.2.3 Cargas

Conforme (Dugan *et al.*, 2004), para a maioria dos estudos de harmônicos é suficiente modelar cargas harmônicas por fontes de correntes, mas apenas nos casos onde os níveis de distorção de tensão simulados forem inferiores a 10%.

A natureza agregada da carga faz com que seja difícil estabelecer modelos baseados puramente em análise teórica. Tentativas para deduzir modelos de medições foram feitas [16], mas há falta de aplicabilidade geral. Distribuidoras deveriam ser encorajadas a desenvolverem os dados elétricos das regiões, com o máximo de informações possíveis para proverem com precisão as impedâncias equivalentes dos harmônicos para estudos (Arrilaga *et al.*, 2003).

De acordo com (Arrilaga *et al.*, 2003), existem basicamente três tipos de cargas: passivas, força motriz e eletrônica de potência.

- Cargas passivas: são tipicamente domésticas e podem ser representadas aproximadamente por uma resistência e uma reatância em série. Em estudos focados principalmente em redes de transmissão, as cargas são usualmente equivalentes às partes da rede de distribuição, especificado pelo consumo da potência ativa e reativa. Utiliza-se o modelo em série, e assim, denominado como impedância, conforme a equação matricial (34).

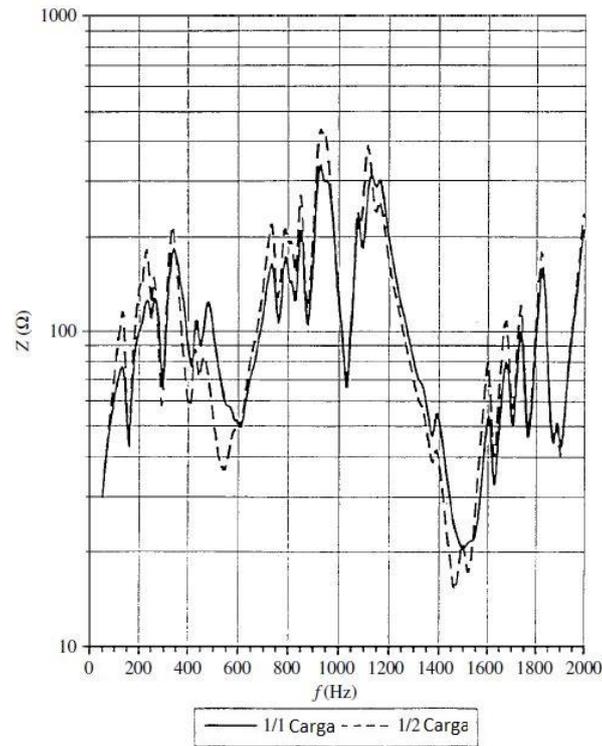
$$\begin{bmatrix} Z_a \\ Z_b \\ Z_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a + jX_a \\ R_b + jX_b \\ R_c + jX_c \end{bmatrix} = Re \left\{ \begin{bmatrix} \frac{|V_{an}|^2}{P_a - jQ_a} \\ \frac{|V_{bn}|^2}{P_b - jQ_b} \\ \frac{|V_{cn}|^2}{P_c - jQ_c} \end{bmatrix} \right\} + j * Im \left\{ \begin{bmatrix} \frac{|V_{an}|^2}{P_a - jQ_a} \\ \frac{|V_{bn}|^2}{P_b - jQ_b} \\ \frac{|V_{cn}|^2}{P_c - jQ_c} \end{bmatrix} \right\} \quad (34)$$

onde os índices a, b e c indicam a fase, Z é a impedância da carga [Ω], R é a resistência da carga [Ω], X é a reatância da carga [Ω], h é a ordem da harmônica, V_n é a tensão de fase, P é a potência ativa da carga [W] e Q a potência reativa da carga [VAr].

- Vários modelos são predominantemente de cargas de força motriz, nas quais são sugeridos usar equivalentes resistivo-indutivos; sendo que sua diferença é, muitas vezes, devido ao limite de representação do sistema.
- Modelar as cargas de eletrônicas de potência é mais difícil pois, além de serem fontes de harmônicos, estas cargas não apresentam uma configuração constante de resistência, indutância e capacitância, e suas características não-lineares não se encaixam dentro do modelo linear equivalente do harmônico.

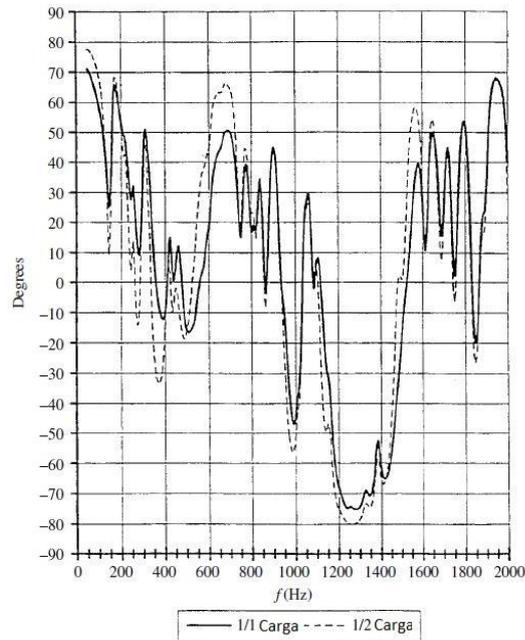
Conforme (Arrilaga *et al.*, 2003), quando se estuda uma rede de transmissão é altamente recomendável modelar ao menos o nível mais baixo de tensão e colocar o equivalente da carga neste local. Para demonstrar a importância do nível da carga na impedância com harmônicos, as Figuras 22 e 23 demonstram o efeito da metade do nível da carga na magnitude e na fase das harmônicas individualmente num conversor conectado a um sistema com 400 kV.

Figura 22 - Efeito da carga na magnitude da impedância harmônica na rede



Fonte: Arrilaga *et al.*, 2003.

Figura 23 - Efeito da carga no ângulo de fase da impedância harmônica na rede



Fonte: Arrilaga *et al.*, 2003.

Neste trabalho será utilizada a modelagem de cargas através de um circuito resistivo-indutivo, sendo que a carga não linear será modelada com a ligação de fontes de correntes em paralelo a uma das cargas. A opção por esta modelagem foi feita pois a mesma separa o ramo responsável pela corrente fundamental das correntes harmônicas. Nesta topologia, os parâmetros do ramo resistivo-indutivo podem ser determinados por aproximação, independentemente das fontes de harmônicos.

O ramo resistivo-indutivo paralelo modela potências em 60 Hz, sendo a resistência responsável pela modelagem da potência ativa da carga e a indutância responsável pela sua potência reativa. A carga não linear será por esta carga. Cada fonte injeta um harmônico de uma determinada ordem.

4 ESTUDO DE CASO

O sistema foi modelado através do simulador ATPDrawTM, sendo utilizado o sistema proposto pela IEEE, identificado como 13-bus feeder [11], o qual pode ser usado para testar vários fatores significativos em um sistema de distribuição, operando em 4.16 kV. É caracterizado por ter um transformador na subestação, linhas aéreas, transformador de distribuição e carga desbalanceada. Seu circuito pode ser visto na Figura 24.

No circuito simulado, conforme a Figura 24, retirou-se a chave na barra 671-692, apresentado em [11], pois a mesma não faria diferença nos resultados da simulação. Mudou-se a ligação do transformador de 500 KVA, de estrela-aterrado/estrela-aterrado para delta/estrela-aterrado, para que o sistema se encaixasse melhor ao modelo brasileiro, no qual a grande maioria dos transformadores de distribuição são com essa ligação. Os valores das impedâncias das linhas estão conforme a Tabela 13.

Tabela 13 - Dados dos segmentos da linha

De	Para	R (ohms/m)	X (ohms/m)	Distância (m)
632	645	8.26×10^{-4}	8.37×10^{-4}	152.4
632	633	4.64×10^{-4}	7.34×10^{-4}	152.4
645	646	8.26×10^{-4}	8.37×10^{-4}	91.44
650	632	2.15×10^{-4}	6.32×10^{-4}	609.6
684	652	8.34×10^{-4}	3.18×10^{-4}	243.84
632	671	2.15×10^{-4}	6.32×10^{-4}	609.6
671	684	8.22×10^{-4}	8.43×10^{-4}	91.44
671	680	2.15×10^{-4}	6.32×10^{-4}	304.8
684	611	8.19×10^{-4}	8.37×10^{-4}	91.44
692	675	4.96×10^{-4}	2.77×10^{-4}	152.4

Os valores das cargas e seu tipo de conexão são identificados na Tabela 14 conforme a sua fase e a sua barra.

Tabela 14 – Dados das cargas do sistema conforme sua barra e fase

Barra	Conexão da carga	Fase-1	Fase -1	Fase -2	Fase -2	Fase -3	Fase -3
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y	120	90	120	90	120	90
645	Y	0	0	170	125	0	0
646	D	0	0	230	132	0	0
652	Y	128	86	0	0	0	0
671	D	385	220	385	220	385	220
675	Y	485	190	68	60	290	212
692	D	0	0	0	0	170	151
611	Y	0	0	0	0	170	80
Total		1158	606	973	627	1135	753

Utilizando (34), chega-se nos dados das cargas na Tabela 15.

Tabela 15 - Dados das impedâncias das cargas do sistema conforme sua barra e fase

Barra	Fase-1	Fase -1	Fase -2	Fase -2	Fase -3	Fase -3
	R(Ω)	X(Ω)	R(Ω)	X(Ω)	R(Ω)	X(Ω)
634	0,41	0,31	0,41	0,31	0,41	0,31
645	10^9	10^9	22,02	16,19	10^9	10^9
646	10^9	10^9	56,60	32,48	10^9	10^9
652	31,05	20,86	10^9	10^9	10^9	10^9
671	33,88	19,36	33,88	19,36	33,88	19,36
675	10,31	4,04	47,70	42,08	12,96	9,48
692	10^9	10^9	10^9	10^9	56,90	50,54
611	10^9	10^9	10^9	10^9	27,78	13,07

Em alguns casos da Tabela 15, nota-se uma impedância muito alta (10^9), isso se deve ao fato de que não há potência sendo utilizada pelas cargas nessas fases, conforme Tabela 14, e esses valores de fazem com que fique em circuito aberto.

Os dados dos transformadores utilizados na simulação estão informados na Tabela 16.

Tabela 16 – Dados dos transformadores utilizados na simulação

	kVA	kV-AT	kV-BT	R (ohms) AT	X (ohms) AT	R (ohms) BT	X (ohms) BT
Subestação	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	39.675	317.4	0.01731	0.1384
Trafo entre 633 e 634	500	4.16 - D	0.48 Gr. Y	0.571	1.038	0.002534	0.004608

Na Figura 24, já estão sendo apresentadas as fontes de correntes que caracterizam as harmônicas inseridas pala carga não linear. Elas foram inseridas no lado de baixa tensão do transformador de 500 KVA, que fica entre as barras 633-634.

Os valores das correntes harmônicas da carga não linear utilizados na simulação foram retirados para que os valores das normas fossem superados. Seus valores são demonstrados na Tabela 17.

Sabe-se que esses valores de corrente da Tabela 17 são os valores injetados em cada uma das fases do sistema. Para os ângulos das fontes de corrente, simula-se o circuito sem as fontes de corrente, para adquirir um ângulo de referência da carga, sendo neste caso, com valor de $-11,67^\circ$ na corrente fundamental.

Com o valor do ângulo de referência, soma-se ou subtrai-se 120° nos ângulos das fases conforme a ordem da harmônica, pois esse fator depende da sequência da harmônica. Este fato será melhor visualizado na Tabela 17, na qual identifica-se a sequência da harmônica e os respectivos ângulos para as fases “a”, “b” e “c”.

Figura 24 - Circuito completo simulado

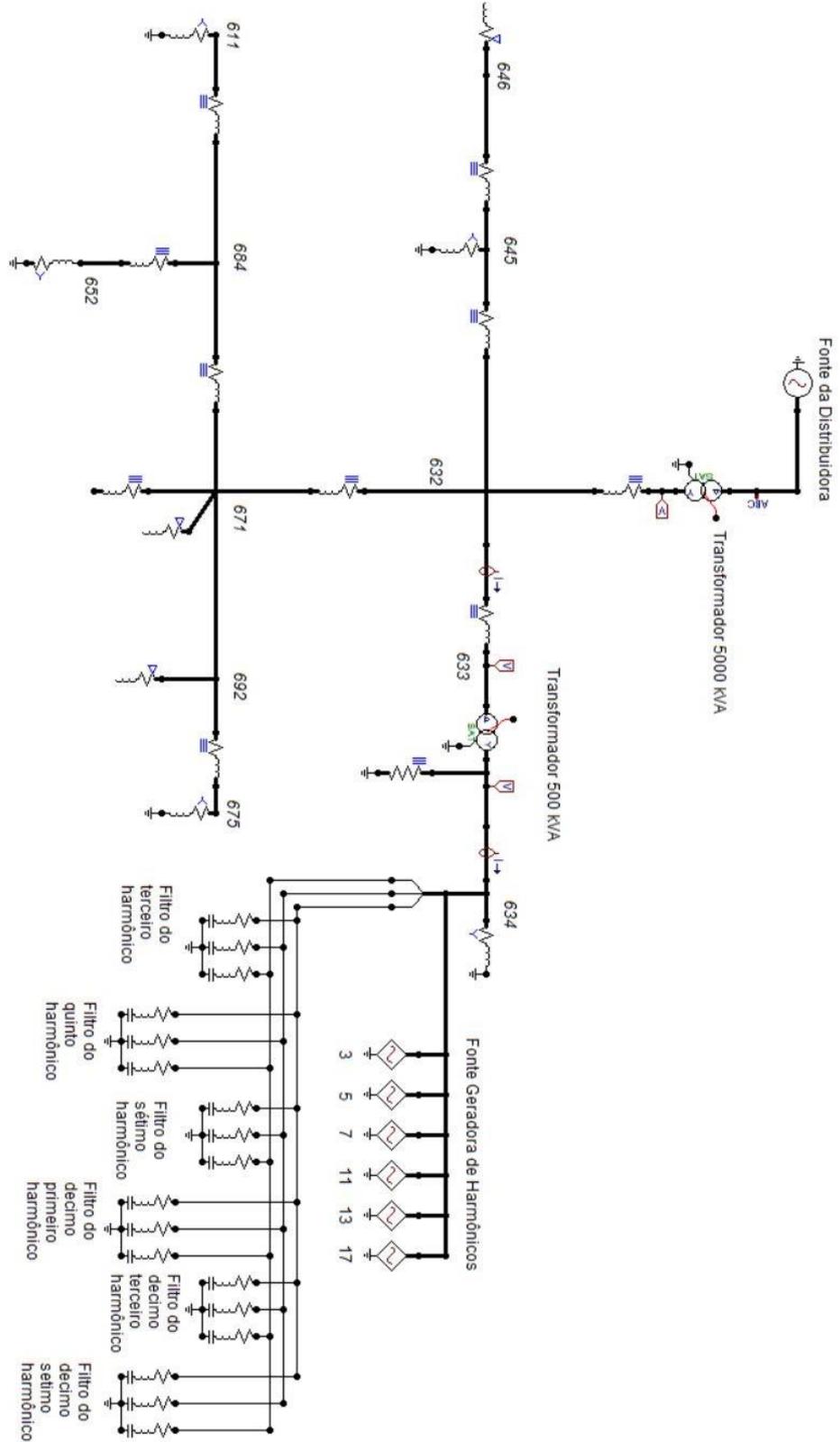


Tabela 17 - Ângulos das fontes de corrente conforme a fase a ordem harmônica

Ordem Harmônica	Sequência Harmônica	Ângulo fase "a" (°)	Ângulo fase "b" (°)	Ângulo fase "c" (°)	Corrente (A)
3	Zero	-12,53	-12,53	-12,53	22
5	Negativa	-12,53	107,47	-132,53	22
7	Positiva	-12,53	-132,53	107,47	22
11	Negativa	-12,53	107,47	-132,53	12
13	Positiva	-12,53	-132,53	107,47	12
17	Negativa	-12,53	107,47	-132,53	8

Observando a Tabela 17, nota-se que nos ângulos de fase “b” são somados a 120° na sequência negativa, subtraídos 120° na sequência positiva ou mantidos iguais ao ângulo de referência na sequência zero. O mesmo vale para fase “c”, na qual somente se difere pois são subtraídos 120° na sequência negativa e somados 120° na sequência positiva, conforme [6] (DAS, 2012). Os valores de corrente da Tabela 17 foram determinadas para que o sistema, no ponto onde as fontes foram instaladas, ficasse com os valores acima do recomendado pela IEEE 519/2014.

Com as fontes de corrente harmônica colocadas em paralelo com a carga, chega-se nas seguintes medidas de corrente eficaz e DHI, tensão eficaz e DHI, DHT da tensão e DTD da corrente, representados na Tabela 18 e 19. Os valores da Tabela 18 representam o lado primário do transformador e os da Tabela 19 o lado secundário.

Tabela 18 - Valores medidos antes do filtro no primário do transformador

Harmônica	Tensão eficaz (V)	DHI (Tensão)	Corrente eficaz (A)	DHI (Corrente)
1ª	2168,8	-	64,55	-
3ª	0,146	0,0068%	0,0074	0,011%
5ª	7,88	0,363%	2,40	3,71%
7ª	10,9	0,504%	2,39	3,70%
11ª	9,25	0,426%	1,30	2,02%
13ª	10,9	0,503%	1,30	2,01%
17ª	9,44	0,435%	0,862	1,34%
-	THD	1,00%	DTD	6,11%

Tabela 19 - Valores medidos antes do filtro no secundário do transformador

Harmônica	Tensão eficaz (V)	DHI (Tensão)	Corrente eficaz (A)	DHI (Corrente)
1ª	241,95	-	472,55	-
3ª	0,622	0,257%	21,45	4,54%
5ª	1,88	0,776%	20,86	4,41%
7ª	2,61	1,077%	20,83	4,41%
11ª	2,22	0,917%	11,36	2,40%
13ª	2,61	1,080%	11,35	2,40%
17ª	2,27	0,936%	7,562	1,60%
-	THD	2,170%	DTD	8,58%

Nota-se pela Tabela 18, comparando com as Tabelas 2, 3 e 4, que os valores da distorção da tensão estão dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST e pelo IEEE 519/2014. Enquanto os valores de distorção de corrente como, por exemplo, a distorção harmônica individual de corrente da 11ª e 13ª harmônica, estão acima do recomendado pela IEEE 519/2014. O valor da DTD também está acima do limite recomendado pelo IEEE (5%), com 6,11%, conforme (13), pois este sistema se encaixa no fator $I_{cc}/I_o < 20$. Na Tabela 19, os valores de DHI da corrente estão acima do recomendado pelo IEEE 519/2014. O valor da DTD está acima também do limite recomendado pelo IEEE, está com 8,58%.

As formas de onda da corrente trifásica, no lado primário do transformador de 500 kVA e no lado secundário, estão apresentadas nas Figuras 25 e 26, respectivamente.

Figura 25 – Corrente trifásica no primário do transformador de 500 kVA com a injeção de harmônicas

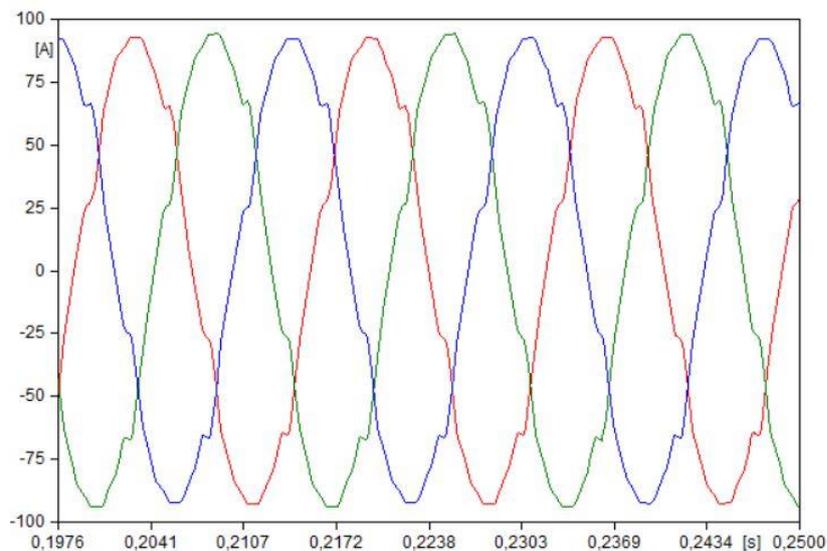
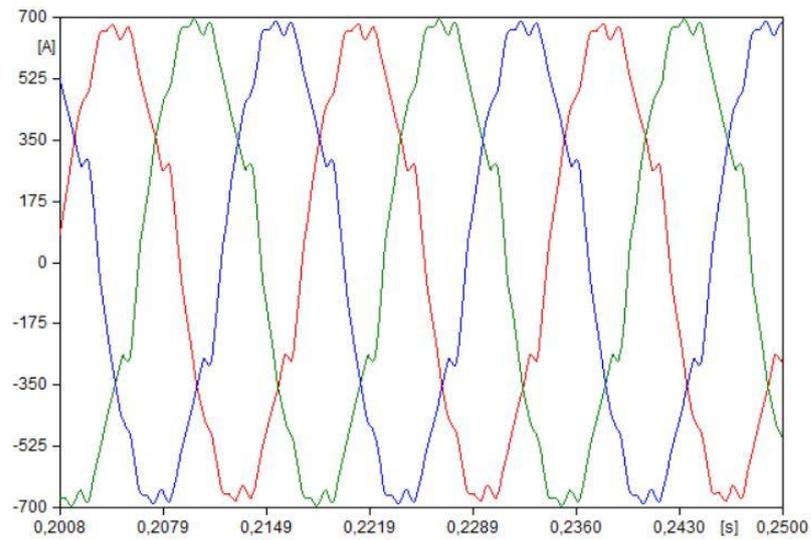


Figura 26 - Corrente trifásica no secundário do transformador de 500 kVA com a injeção de harmônicas



Observando as Figuras 25 e 26, nota-se que as formas das ondas da corrente estão com problemas em relação às harmônicas, devido ao seu formato não senoidal.

Nas Figuras 27 e 28, estão apresentadas as correntes eficazes em cada uma das múltiplas da frequência fundamental, no lado primário e secundário, respectivamente.

Figura 27 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no primário do transformador antes do filtro

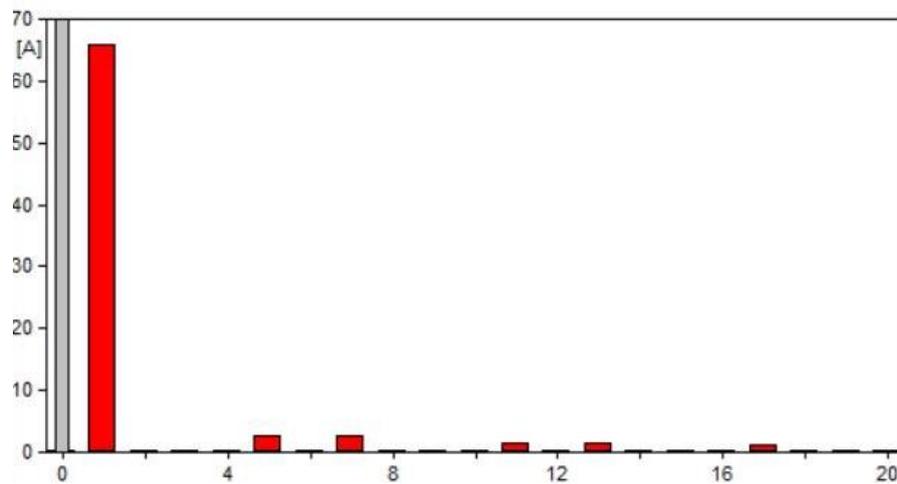
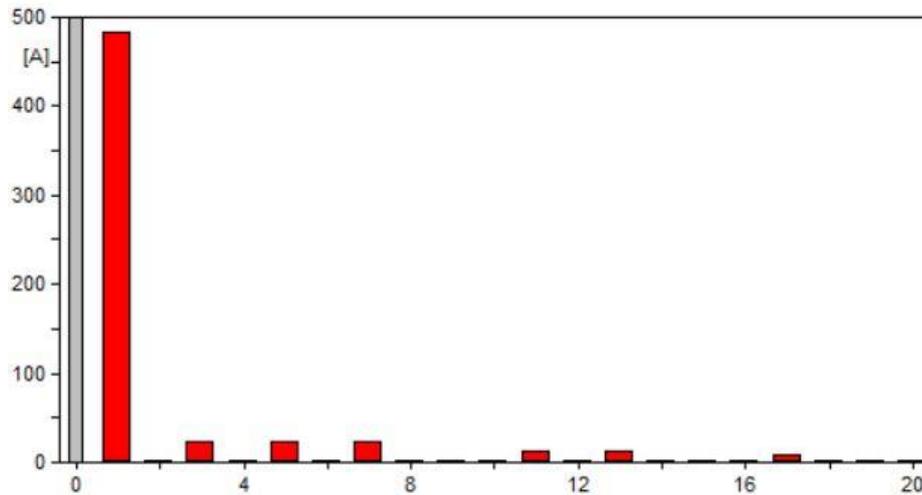


Figura 28 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no secundário do transformador antes do filtro



Sabendo os valores das correntes e tensões eficazes de cada harmônica, e as harmônicas que necessitam do filtro, pode-se assim projetá-lo. Como exemplo, a seguir, apresenta-se o memorial de cálculo do filtro para 5ª harmônica.

- Memorial de Cálculo para a 5ª Harmônica

Utilizando-se (25), chega-se na potência reativa trifásica do capacitor instalado.

$$Q_{com} = P(\tan(\cos^{-1} pf_0) - \tan(\cos^{-1} pf)) = 274309(\tan(\cos^{-1} 0,80) - \tan(\cos^{-1} 0,95)) = 117,99kVAr$$

Para identificar a capacidade do filtro para a 5ª harmônica, usa-se (26).

$$Q_{fb5} = Q_{com} * \frac{I_h}{\sum I_h} = 117,99 * \frac{20,858}{21,452+20,858+20,825+11,362+11,346+7,5619} = 26,3 kVAr$$

Posteriormente, utiliza-se o sistema de equações com (27) e (28), para encontrar os valores da reatância capacitiva e indutiva.

$$\begin{cases} Q_{fbh} \cong \frac{V_L^2}{(X_{c1} - X_{l1})} \therefore 26,3 * 10^3 = \frac{419,17^2}{(X_{c1} - X_{l1})} \\ X_{l1} = \frac{X_{c1}}{h^2} \therefore X_{l1} = \frac{X_{c1}}{5^2} \end{cases}$$

Obtendo-se assim, $X_{c1} = 6,95\Omega$ e $X_{l1} = 0,278\Omega$. Com os valores de reatância capacitiva e indutiva definidos, utiliza-se (30) e (31), para determinar a capacitância e a indutância, respectivamente.

$$C = \frac{1}{2\pi f X_{c1}} = \frac{1}{2\pi * 60 * 6,95} = 381,9 \mu F$$

$$L = \frac{X_{l1}}{2\pi f} = \frac{0,278}{2\pi * 60} = 0,737 mH$$

Com as especificações básicas do filtro determinados, chega-se no valor da resistência, conforme (32), utilizando um fator de qualidade igual a 80.

$$R = \frac{\sqrt{L}}{\sqrt{C} Q} = \frac{\sqrt{0,737 * 10^{-3}}}{\sqrt{381,9 * 10^{-6}} * 80} = 0,0173 \Omega$$

Analogamente são determinados os parâmetros de projeto dos filtros para as outras frequências harmônicas (3^a, 7^a, 11^a, 13^a e 17^a), resultando nos parâmetros demonstrados na Tabela 20.

Tabela 20 - Características calculadas para os filtros

Ordem Harmônica	Qfh (KVAR)	Xc1 (Ω)	Xl1 (Ω)	Capacitância (μF)	Indutância (mH)	R (Ω)
3	27,10	7,29	0,81	363,64	2,150	0,0304
5	26,35	6,95	0,28	381,86	0,737	0,0174
7	26,31	6,82	0,14	389,03	0,369	0,0122
11	14,35	12,34	0,10	214,89	0,271	0,0140
13	14,33	12,33	0,073	215,09	0,194	0,0119
17	9,55	18,46	0,064	143,71	0,169	0,0136

Utilizando o filtro com os parâmetros da Tabela 20 no simulador, obtêm-se resultados satisfatórios em relação às recomendações, pois muitas das harmônicas estão com os valores abaixo dos limites sugeridos pela IEEE (2014). Os valores encontrados estão nas Tabelas 21 e 22.

Tabela 21 - Valores medidos no primário do transformador após instalação do filtro

Harmônica	Tensão eficaz (V)	DHI (Tensão)	Corrente eficaz (A)	DHI (Corrente)
1ª	2181,7	-	57,98	-
3ª	0,1429	0,0065%	0,002476	0,0043%
5ª	1,4549	0,0667%	0,46251	0,7977%
7ª	1,1167	0,0512%	0,24198	0,4174%
11ª	0,66534	0,0305%	0,097508	0,1682%
13ª	0,59111	0,0271%	0,070077	0,1209%
17ª	0,42977	0,0197%	0,040827	0,0704%
-	THD	0,097%	DTD	0,93%

Após a instalação do filtro, o novo valor de DTD da corrente é 0,93%, conforme Tabela 21, está abaixo do valor recomendado de 5%, e os valores de DHI da corrente da 11ª e 13ª harmônica, que estavam acima anteriormente, também estão abaixo do valor recomendado. Os valores da distorção harmônica na tensão diminuíram, conforme visto nas Tabelas 18 e 21, ficando com valores de DHI dez vezes menor, tendo somente a 5ª harmônica diminuindo cinco vezes.

Tabela 22 - Valores medidos no secundário do transformador após instalação do filtro

Harmônica	Tensão eficaz (V)	DHI (Tensão)	Corrente eficaz (A)	DHI (Corrente)
1ª	244,84	-	402,05	-
3ª	0,48664	0,1988%	17,143	4,2639%
5ª	0,36011	0,1471%	4,0695	1,0122%
7ª	0,26307	0,1074%	2,1312	0,5301%
11ª	0,16515	0,0675%	0,86858	0,2160%
13ª	0,13977	0,0571%	0,62341	0,1551%
17ª	0,10654	0,0435%	0,36693	0,0913%
-	THD	0,29%	DTD	4,42%

Nota-se ao comparar as tabelas com os resultados após a utilização dos filtros (Tabelas 21 e 22) que conforme aumenta-se a ordem da harmônica, há uma diminuição ainda maior do valor da tensão e da corrente. Por exemplo, na Tabela 18, os valores de corrente eficaz da 5ª e 7ª harmônica são praticamente iguais, 2,40 A e 2,39 A, respectivamente, enquanto que na Tabela 22, a corrente eficaz da 5ª harmônica é 4,07 A e da 7ª harmônica é 2,13 A, isso corresponde a uma diminuição de 48%. Esta variação ocorreu porque o valor da impedância do transformador aumenta devido a sua reatância indutiva, ou seja, quando se aumenta a frequência, também aumentará a sua impedância.

Após a instalação do filtro, o novo valor de DTD da corrente é 4,42%, conforme Tabela 22, estando esse ainda abaixo do valor recomendado pela IEEE 519. Comparando a DTD da Tabela 22 com a da Tabela 21, nota-se uma diferença evidente nos valores. Este fato se dá em decorrência da terceira harmônica, pois nas harmônicas de sequência zero, o transformador com conexão delta/estrela aterrada representa um caminho de baixa impedância. A impedância equivalente observada por estas harmônicas é menor no transformador do que no filtro, sendo que, neste caso, o transformador apresenta uma impedância menor que a impedância do filtro como pode ser calculado utilizando (36).

$$|Z_{2T_h}| = \sqrt{R_{enrolamento}^2 + (X_{L_{enrolamento}} * h)^2} \quad (36)$$

onde Z_{2T_h} é a impedância do secundário do transformador numa determinada harmônica, $R_{enrolamento}$ é a resistência do enrolamento do secundário do transformador, $X_{L_{enrolamento}}$ é a reatância do enrolamento do secundário do transformador e h é a ordem da harmônica.

O módulo da impedância dos filtros, utiliza-se (37) para determina-los.

$$|Z_{Filtro_h}| = \sqrt{R_{Filtro_h}^2 + \left(X_{L1} * h - \frac{X_{C1}}{h}\right)^2} \quad (37)$$

onde Z_{Filtro_h} é a impedância do filtro numa determinada harmônica de ordem h .

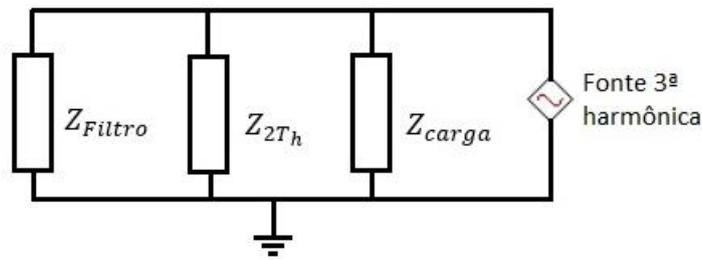
Utilizando os valores da Tabela 16 e da Tabela 21 juntamente com (36) e (37), calcula-se o módulo da impedância do secundário do transformador, dos filtros e da carga passiva, vistos pela fonte de 3ª harmônica cujos resultados encontram-se na Tabela 23.

Tabela 23 - Valores das impedâncias na 3ª harmônica

Módulo da impedância na 3ª harmônica (Ω)							
Filtro 3	Filtro 5	Filtro 7	Filtro 11	Filtro 13	Filtro 17	Carga passiva	Z_{2T_3}
0,0304	1,48	1,86	3,81	3,89	5,96	0,51	0,0141

As impedâncias do banco de filtros, por estarem em paralelo, resulta em $Z_{Filtro} = 0,0287\Omega$, com os valores definidos do filtro, da carga passiva e do secundário do transformador, chega-se no circuito conforme a Figura 29.

Figura 29 - Circuito equivalente com a fonte da 3ª harmônica



Sabe-se que como a impedância da carga passiva é muito maior (17,35 vezes maior que a impedância do filtro), ela pode ser considerada como um circuito aberto. Comparando o valor que fica a impedância do filtro ($0,0287\Omega$) com a impedância do secundário do transformador, nota-se que a impedância do transformador fica em torno de duas vezes menor ($\frac{0,0287\Omega}{0,0141\Omega} = 2,04$).

Nota-se que a 3ª harmônica, na Tabela 22, foi a única que se manteve acima do valor recomendado pela IEEE 519/2014, na qual se encontra com o valor de 4,26%, estando acima dos 4% recomendado. Este valor poderia ser amenizado, através da diminuição do valor da resistência do filtro, e, conseqüentemente, do aumento do fator de qualidade do mesmo.

Nas Figuras 30 e 31, encontram-se as formas de onda da corrente trifásica no lado primário e secundário do transformador de 500 kVA.

Figura 30 - Corrente trifásica no primário do transformador de 500 kVA com a instalação do filtro

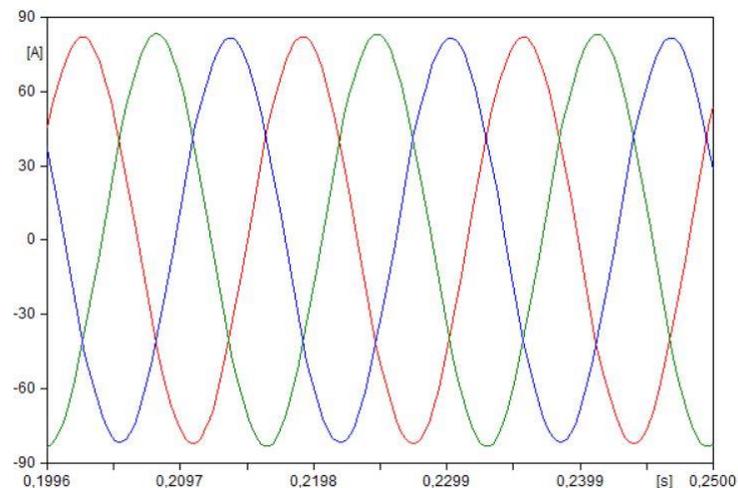
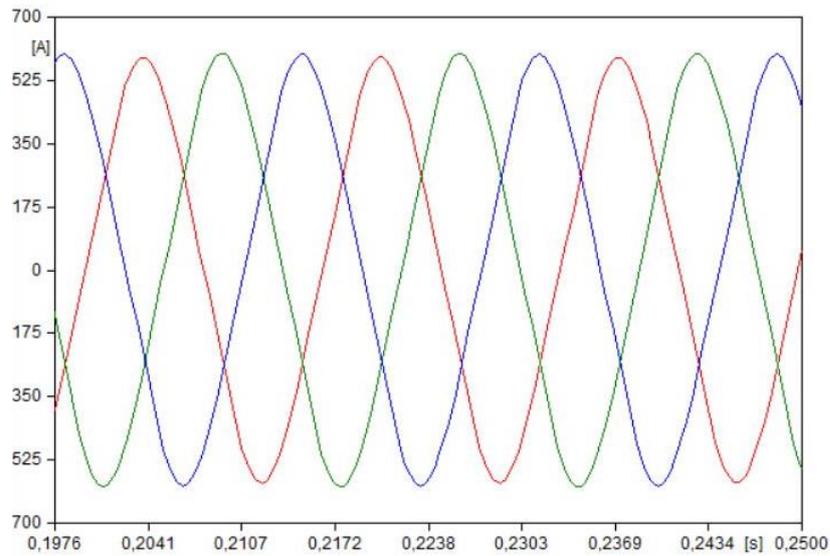
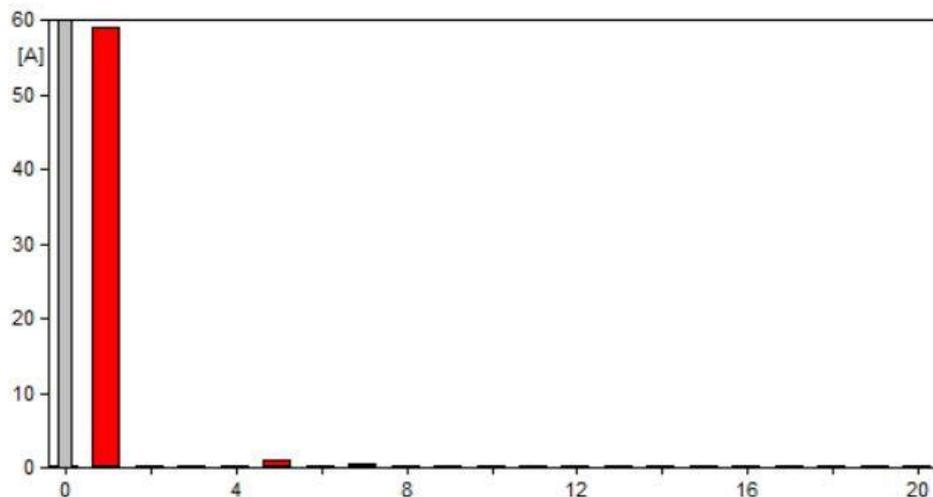


Figura 31 - Corrente trifásica no secundário do transformador de 500 kVA com a instalação do filtro



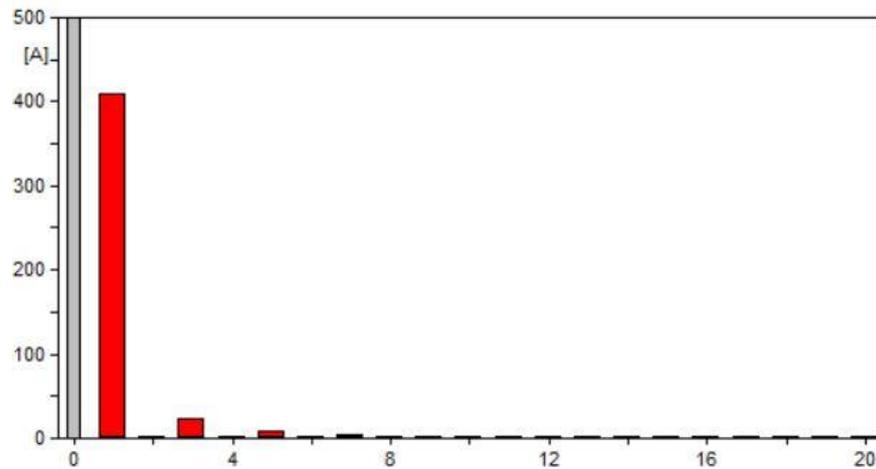
Comparando as Figuras 32 e 33 com as formas anteriores (Figura 27 e 28), nota-se uma melhora na forma senoidal das ondas. No lado primário observa-se uma forma quase senoidal. No lado secundário ainda se observa distorção da forma de onda, isso é devido ao 3º harmônico, pois com a ligação delta no lado primário do transformador, há praticamente uma anulação dessa harmônica (corrente eficaz igual a 2,4 mA) no circuito do lado primário do transformador. Esta observação fica mais evidente com a Figura 32, que demonstra os valores eficazes das correntes nas respectivas harmônicas no lado primário do transformador.

Figura 32 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no primário do transformador com a instalação do filtro



Na Figura 33, são amostrados os valores eficazes das correntes nas respectivas harmônicas no lado secundário do transformador após a instalação do filtro.

Figura 33 - Valores da corrente em função da ordem da harmônica no primário do transformador com a instalação do filtro



Com os valores eficazes no transformador, podem-se determinar as perdas por efeito Joule na resistência do mesmo, utilizando (8) chega-se nos valores que estão apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 - Perdas do transformador devido à variação da corrente nos enrolamentos

	Corrente Primário eficaz (A)	Corrente Secundário eficaz (A)	Perdas (kW)	(%)
1º caso	56,08	482,12	0,356	0,071%
2º caso	64,70	474,29	0,410	0,082%
3º caso	57,98	64,70	0,315	0,063%

A porcentagem das perdas é calculada em relação à potência nominal do transformador (500kVA).

A Tabela 24 apresenta três casos de perdas do transformador devido às variações da corrente nos enrolamentos. No 1º caso, ainda não há injeção das harmônicas provenientes das correntes do inversor, ou seja, o sistema ainda está com as cargas desequilibradas. No 2º caso, há injeção das correntes harmônicas no sistema. No 3º caso, há instalação dos filtros no PAC.

Observando a Tabela 24, nota-se que quando há injeção de correntes harmônicas, a porcentagem de perda no transformador aumentou 19,34% em comparação ao 1º caso. Isso deve acarretar em diminuição da vida útil do transformador, caso o transformador não tenha sido dimensionado para suportar esse nível de perdas. No caso em que há a presença dos filtros, nota-se uma melhora significativa (diminuição de 23,75%) em relação ao 2º caso.

Foi determinado anteriormente, ao dimensionar o filtro, o valor do fator de potência de 0,95 para que ficasse acima do valor limite da norma brasileira, conforme pode ser visto na Tabela 25, esse valor foi atingido.

Tabela 25 - Fator de potência da carga

	Fator de Potência
Antes do filtro	0,80
Depois do filtro	0,95

É possível observar, na Tabela 25, aumento do fator de potência, ultrapassando o limite da norma do PRODIST que é de 0,92.

5 CONCLUSÃO

Neste projeto, buscou-se melhorar o fator de potência da carga e diminuir as harmônicas inseridas ao sistema devido às cargas não lineares, para que os indicadores de distorção não superem os limites previstos nas normas.

Fez-se a modelagem de um sistema teste, incluindo as linhas, as cargas e os transformadores do sistema. Desenvolveu-se o projeto de filtros passivos sintonizados de modo a corrigir as necessidades encontradas.

Os filtros passivos especificados são apropriados para sistemas nos quais a carga não varia excessivamente. Os valores atingidos através do banco de filtros foram satisfatórios, pois o valor de DTD ficou abaixo do limite recomendado pela IEEE 519 (0,93%) no lado primário do transformador, ocorrendo o mesmo no lado secundário (4,42%). Os valores individuais de quase todas as frequências harmônicas estudadas ficaram abaixo do valor recomendado, após a aplicação dos filtros com exceção da harmônica de terceira ordem no lado secundário do transformador, que ficou acima do limite recomendado pela IEEE 519 (4,26%).

Devido a ligação delta/estrela aterrada do transformador de 500 kVA e uma menor impedância do secundário do transformador comparado com a do filtro de 3ª harmônica, a corrente de terceira harmônica que se observa no lado secundário, não se observa no lado primário, pois esta corrente fica presa dentro da conexão delta dos enrolamentos. É devido a este fator, que o DTD do lado primário do transformador ficou muito menor que o do lado secundário (0,93% no primário e 4,42% no secundário).

Salienta-se que ainda não existe uma norma brasileira em relação ao limite para corrente harmônica individual ou total no sistema de distribuição pelo PRODIST. Com isso, são adotadas as normas e recomendações da IEC e IEEE, de modo a garantir uma boa correção na QEE, já que estes tratam as distorções harmônicas de tensão e corrente.

As simulações feitas no programa ATPDraw™ comprovaram que a instalação dos filtros obteve resultado satisfatório, corrigindo as harmônicas de corrente e melhorando, conseqüentemente, as distorções de tensão do sistema.

Conclui-se que os filtros passivos são eficazes para a solução dos problemas especificados, pois resultaram no fator de potência desejado e praticamente todas as correntes harmônicas ficaram dentro do recomendado. Ressaltando que, caso o sistema venha a sofrer mudanças, é preciso que haja novo projeto para redimensionamento dos filtros.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 1 – Introdução. Brasília, 2016, Disponível em <
http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7 >. Acesso em 20 de set de 2016.
- [2] AFONSO, J. L.; MARTINS, J. S. **Qualidade da energia elétrica**. *Revista o Eletricista*, ano 3, n. 9, p. 66-71, 2004. Disponível em: <
http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/1920/1/Electricista_04.pdf>. Acesso em: 13 de dez de 2016.
- [3] ARRILAGA, J.; WATSON, n. r. **Power System Harmonics**. 2nd ed. Chinchester: John Wiley & Sons, 2003. ISBN 0-470-85129-5.
- [4] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <
http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf> . Acesso em: 27 de ago 2016.
- [5] DARTAWAN, K., et al., **Harmonics Issues that Limit Solar Photovoltaic Generation on Distribution Circuits**, 2013. Disponível em: <https://ases.conference-services.net/resources/252/2859/pdf/SOLAR2012_0482_full%20paper.pdf>. Acesso em 28 de out.
- [6] DAS, J. C. **Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics**, 2nd ed. Decatur: CRC Press, 2012. 1064p. ISBN: 978-1-4398-2078-0.

- [7] DAY, A L., MAHMOUD, A. A., **Methods of Evaluation of Harmonic Levels in Industrial Plant Distribution System**. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 1A – 23, n°3, May-June, 1987.
- [8] DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2nd ed. [S.1.]: The McGraw-Hill Companies, 2004. ISBN 97-8007-0264-625.
- [9] GLOVER, J. D., SARMA, M. S., *Power System Analysis and Design*, fifth edition, 2012.
- [10] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519-2014: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical PowerSystems**. New York, 2014.
- [11] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – **IEEE Distribution Test Feeders: 13-bus Feeder**. Disponível em: < <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/feeder13.zip>> Acesso em 05 de ago.
- [12] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519-2014: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical PowerSystems**. New York, 2014.
- [13] LEMOS, J. R. F., **Modelagem de Linhas de Transmissão para Estudos de Transitórios Eletromecânicos**; Dissertação de graduação, DEE, UFRJ, 2008.
- [14] PIRES, I. A., **Medidas de Mitigação de Harmônicos**. O Setor Elétrico, São Paulo, dez. 2010, p. 38-47.
- [15] RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. **Geração distribuída e impacto na qualidade de energia**. In: VI Seminário Brasileiro Sobre Qualidade da Energia Elétrica. 2005. Belém, Brasil. Disponível em: < <http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/04/GERAC%CC%A7A%CC%83O-DISTRIBUI%CC%81DA-E-IMPACTO-NA-QUALIDADE-DE-ENERGIA.pdf>>. Acesso em: 11 de set de 2016.

[16] RIBEIRO, P. F., **Investigations of Harmonic Penetration in Transmission Lines**, Tese de pós-doutorado, UMIST, Manchester, 1985.

[17] STEVENSON, W. D., **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**, 2ª Ed em português: The McGraw-Hill Companies, 1986.