ANDRE LUIS ZAGO DE GRANDI

Metodologia para avaliação de distorção harmônica de corrente em
transformadores de distribuição

São Paulo
2012

ANDRE LUIS ZAGO DE GRANDI

Metodologia para avaliação de distorção harmônica de corrente em
transformadores de distribuição

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Engenharia

São Paulo
2012

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 21 de dezembro de 2012.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Grandi, André Luis Zago de
Metodologia para avaliação de distorção harmônica de
corrente em transformadores de distribuição / A.L.Z. de Grandi.
-- ed.rev. -- São Paulo, 2012.
132 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Auto-
mação Elétricas.

1. Energia elétrica (Qualidade) 2. Distribuição de energia
elétrica I. Universidade São Paulo. Escola Politécnica. Departa-
mento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

ANDRE LUIS ZAGO DE GRANDI

Metodologia para avaliação de distorção harmônica de corrente em
transformadores de distribuição

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Engenharia

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Prof. Doutor Nelson Kagan

São Paulo
2012

*“Se você quer ser bem sucedido, precisa ter
dedicação total, buscar seu último limite e dar o melhor de si”*

Ayrton Senna, 1960 - 1994

DEDICATÓRIA

A saudade é enorme, e só maior que a saudade é a certeza que você celebra comigo esta vitória. Obrigado Aldo de Grandi (in memoriam).

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Nelson Kagan, que ao longo desses três anos de convivência no Enerq, orientou-me, de forma que eu conseguisse realizar as pesquisas necessárias e encontrar as respostas que buscava.

Ao Prof. José Rubens Macedo, Jr. que teve plena confiança em meu trabalho e transmitiu um estímulo enorme para que eu realizasse esse estudo.

Aos amigos Cláudio Cristo, Jules Carneiro, Maria Jovita Siqueira e Rafael Caneiro, que contribuíram para que eu conseguisse realizar este trabalho.

À minha família, minha mãe Rosali, minhas irmãs Anamary e Aline, que completam meus dias, em tantos momentos de felicidade.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para estimação do conteúdo harmônico de corrente em transformadores de distribuição, utilizando como base de entrada os consumos registrados das diversas unidades consumidoras conectadas aos alimentadores de baixa tensão e campanha de medições de injeções harmônicas em amostra de transformadores de distribuição de uma empresa de distribuição de energia elétrica.

A metodologia de análise proposta neste trabalho tem por objetivo, a partir de informações de percentagem de contribuição das diversas classes de consumo supridas por um transformador de distribuição, estimar a curva de carga de corrente harmônica ao longo de 7 dias da semana, incluindo dias úteis e final de semana.

A aplicação e validação da metodologia é realizada por meio de medições em novos transformadores de distribuição selecionados aleatoriamente, para depois confrontar os valores estimados com os valores medidos.

A metodologia se mostrou adequada para a aplicação a redes de distribuição de energia elétrica, apontando caminhos interessantes para desenvolvimentos futuros.

Palavras-chave: Qualidade de Energia Elétrica. Distribuição de Energia Elétrica

ABSTRACT

This MSc dissertation presents a methodology to estimate the harmonic content of currents in distribution transformers, using as input the amounts of consumption recorded over several consumer units connected to low voltage feeders as well as a measurement campaign of harmonic injections in a sample of distribution transformers in a power distribution company.

The methodology proposed in this work aims at estimating the daily curve of load harmonic currents over a 7 day period, including weekdays and weekends, which is based on information from the contribution in power consumption from different consumer categories supplied by a distribution transformer.

The methodology is applied and validated by comparing the estimated and measured values over a random selection of new distribution transformers.

The methodology led to promising results showing that the application in electric power distribution networks should be successful and further developments are worthwhile being investigated.

Keywords: Power Quality. Electric Power Distribution

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.1	Carga Não Linear [5]	19
Figura 1.1.2	Decomposição de onda distorcida [4]	20
Figura 2.1.1	Forma de inserção dos dados no <i>software</i> IBM SPSS Statistics	29
Figura 2.1.2	K-Means <i>cluster</i>	30
Figura 2.1.3	Geração de iterações	30
Figura 2.1.4	Resultado da geração dos <i>clusters</i>	31
Figura 2.3.1	Modelo de agregação dos valores	34
Figura 2.3.2	Média da Distorção Total de Corrente (DTI%)	35
Figura 2.3.3	Desvio padrão da Distorção Total de Corrente (DTI%)	35
Figura 2.3.4	Percentil 90% da Distorção Total de Corrente (DTI%)	36
Figura 2.3.5	Média de Distorção Individual de Corrente DII3%	36
Figura 2.3.6	Desvio padrão de Distorção Individual de Corrente DII3%	37
Figura 2.3.7	Percentil 90% de Distorção Individual de Corrente DII3%	37
Figura 2.3.8	Distorção Total de Corrente(DTI%) – Valores Médios	38
Figura 2.3.9	Distorção Total de Corrente (DTI%) – Desvio Padrão	39
Figura 2.3.10	Distorção Total de Corrente (DTI%) – Percentil 90%	39
Figura 2.3.11	Distorção Individual de Corrente DII3 – Valores Médios	40
Figura 2.3.12	Distorção Individual de Corrente DII3 – Desvio Padrão	40
Figura 2.3.13	Distorção Individual de Corrente DII3 – Percentil 90%	41
Figura 2.3.14	Perfil de corrente fundamental – Valores Médios	42
Figura 2.3.15	Perfil de corrente fundamental – Desvio Padrão	42
Figura 2.3.16	Perfil de corrente fundamental – Percentil 90%	42
Figura 2.4.1	Diagrama de blocos com modelo de análise	43
Figura 3.1.1	Resultado da simulação com 3 <i>clusters</i>	48
Figura 3.1.2	Resultado da simulação com 4 <i>clusters</i>	49
Figura 3.1.3	Resultado da simulação com 5 <i>clusters</i>	50
Figura 3.1.4	Resultado da simulação com 6 <i>clusters</i>	51
Figura 3.1.5	Resultado da simulação com 7 <i>clusters</i>	52
Figura 3.1.6	Resultado da simulação com 10 <i>clusters</i>	54
Figura 3.4.1	Amostra para validação da metodologia	58

Figura 3.5.1.1	Corrente fundamental dividida pela média semanal – <i>Cluster 3</i>	59
Figura 3.5.1.2	Curva de corrente fundamental – <i>Cluster 3</i>	60
Figura 3.5.1.3	Distorção Total de Corrente DTI% - P90% - <i>Cluster 3</i>	61
Figura 3.5.1.4	Curva DTI em amperes – <i>Cluster 3</i>	61
Figura 3.5.1.5	DTI dividido pela corrente fundamental – P90% - <i>Cluster 3</i>	62
Figura 3.5.1.6	Curva DTI em amperes do transformador – Modo II – <i>Cluster 3</i>	62
Figura 3.5.1.7	Medição de DTI em amperes do transformador – <i>Cluster 3</i>	63
Figura 3.5.1.8	Comparativo de DTI em amperes do transformador – <i>Cluster 3</i>	63
Figura 3.5.1.9	Variação DTI medido para Modo I – <i>Cluster 3</i>	64
Figura 3.5.1.10	Histograma variação DTI medido para Modo I – <i>Cluster 3</i>	64
Figura 3.5.1.11	Variação DTI medido para Modo II – <i>Cluster 3</i>	64
Figura 3.5.1.12	Histograma variação DTI medido para Modo II – <i>Cluster 3</i>	65
Figura 3.5.1.13	Curva dia comparativo DTI – <i>Cluster 3</i>	65
Figura 3.5.1.14	Histograma DTI – Medido – <i>Cluster 3</i>	66
Figura 3.5.1.15	Histograma DTI – Modo I – <i>Cluster 3</i>	66
Figura 3.5.1.16	Histograma DTI – Modo II – <i>Cluster 3</i>	66
Figura 3.5.1.17	Distorção Individual de Corrente DII3[%] – P90% - <i>Cluster 3</i>	67
Figura 3.5.1.18	Curva DII3 em amperes – <i>Cluster 3</i>	68
Figura 3.5.1.19	DII3 dividido pela corrente fundamental – P90% - <i>Cluster 3</i>	69
Figura 3.5.1.20	Curva DII3 em amperes do transformador – Modo II – <i>Cluster 3</i>	69
Figura 3.4.1.21	Medição de DII3 em amperes do transformador – <i>Cluster 3</i>	69
Figura 3.5.1.22	Comparativo de DII3 em amperes do transformador – <i>Cluster 3</i>	70
Figura 3.5.1.23	Variação DII3 medido para Modo I – <i>Cluster 3</i>	70
Figura 3.5.1.24	Histograma variação DII3 medido para Modo I – <i>Cluster 3</i>	70
Figura 3.5.1.25	Variação DII3 medido para Modo II – <i>Cluster 3</i>	71
Figura 3.5.1.26	Histograma variação DII3 medido para Modo II – <i>Cluster 3</i>	71

Figura 3.5.1.27	Curva dia comparativo DII3 – <i>Cluster 3</i>	71
Figura 3.5.1.28	Histograma DII3 – Medido – <i>Cluster 3</i>	72
Figura 3.5.1.29	Histograma DII3 – Modo I – <i>Cluster 3</i>	72
Figura 3.5.1.30	Histograma DII3 – Modo II – <i>Cluster 3</i>	72
Figura 3.5.1.31	Distorção Individual de Corrente DII5[%] – P90% - <i>Cluster 3</i>	73
Figura 3.5.1.32	Curva DII5 em amperes – <i>Cluster 3</i>	74
Figura 3.5.1.33	DII5 dividido pela corrente fundamental – P90% - <i>Cluster 3</i>	75
Figura 3.5.1.34	Curva DII5 em amperes do transformador – Modo II – <i>Cluster 3</i>	75
Figura 3.5.1.35	Medição de DII5 em amperes do transformador – <i>Cluster 3</i>	76
Figura 3.5.1.36	Comparativo de DII5 em amperes do transformador – <i>Cluster 3</i>	76
Figura 3.5.1.37	Variação DII5 medido para Modo I – <i>Cluster 3</i>	76
Figura 3.5.1.38	Histograma variação DII5 medido para Modo I – <i>Cluster 3</i>	77
Figura 3.5.1.39	Variação DII5 medido para Modo II – <i>Cluster 3</i>	77
Figura 3.5.1.40	Histograma variação DII5 medido para Modo II – <i>Cluster 3</i>	77
Figura 3.5.1.41	Curva dia comparativo DII5 – <i>Cluster 3</i>	78
Figura 3.5.1.42	Histograma DII5 – Medido – <i>Cluster 3</i>	78
Figura 3.5.1.43	Histograma DII5 – Modo I – <i>Cluster 3</i>	79
Figura 3.5.1.44	Histograma DII5 – Modo II – <i>Cluster 3</i>	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1.1	Amostras de medições com porcentagem de consumo (kWh)	28
Tabela 2.2.1	Descritivo de consumo por classe de consumo	32
Tabela 2.2.2	Porcentagens de consumo por classe	33
Tabela 2.2.3	Porcentagens de consumo por classe simplificada	33
Tabela 3.1.1	Amostras de medições com porcentagem de consumo (kWh) - Aplicação	47
Tabela 3.1.2	Três <i>clusters</i> com a classificação das porcentagens de consumo	48
Tabela 3.1.3	Número de medições por <i>cluster</i> – 3 <i>clusters</i>	48
Tabela 3.1.4	Quatro <i>clusters</i> com a classificação das porcentagens de consumo	49
Tabela 3.1.5	Número de medições por <i>cluster</i> – 4 <i>clusters</i>	49
Tabela 3.1.6	Cinco <i>clusters</i> com a classificação das porcentagens de consumo	50
Tabela 3.1.7	Número de medições por <i>cluster</i> – 5 <i>clusters</i>	51
Tabela 3.1.8	Seis <i>clusters</i> com a classificação das porcentagens de consumo	51
Tabela 3.1.9	Número de medições por <i>cluster</i> – 6 <i>clusters</i>	52
Tabela 3.1.10	Sete <i>clusters</i> com a classificação das porcentagens de consumo	53
Tabela 3.1.11	Número de medições por <i>cluster</i> – 7 <i>clusters</i>	53
Tabela 3.1.12	Dez <i>clusters</i> com a classificação das porcentagens de consumo	54
Tabela 3.1.13	Número de medições por <i>cluster</i> – 10 <i>clusters</i>	54
Tabela 3.1.14	Quantidade de medições por simulação	55
Tabela 3.2.1	Divisão das medições nos 5 <i>clusters</i>	55
Tabela 3.2.2	Porcentagens de consumo por classe simplificado - Transformador	56
Tabela 3.2.3	<i>Clusters</i> com a classificação das porcentagens de consumo - Definido	56

Tabela 3.5.1	Comparativo de histograma de DTI	67
Tabela 3.5.2	Comparativo de histograma de DII3	73
Tabela 3.5.3	Comparativo de histograma de DII5	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DT	Distorção Harmônica Total
DTT	Distorção Harmônica Total de Tensão
DIT	Distorção Harmônica Individual de Tensão
DTI	Distorção Harmônica Total de Corrente
DII	Distorção Harmônica individual de Corrente
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
SIN	Sistema Interligado Nacional
CLP	Controlador lógico programável
ET	Estação Transformadora
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
USP	Universidade de São Paulo

LISTA DE SÍMBOLOS

f_1	Frequência fundamental
f_3	Frequência de 3ª harmônica
f_5	Frequência de 5ª harmônica
Hz	Hertz
h	Ordem Harmônica
V_h	Tensão Harmônica de ordem h
V_1	Tensão fundamental
I_1	Corrente fundamental
I_h	Corrente Harmônica de ordem h
Q_{dc}	Quantidade de clientes mensal comerciais
Q_{di}	Quantidade de clientes mensal industriais
Q_{dr}	Quantidade de clientes mensal residenciais
Q_{dT}	Quantidade de clientes mensal totais
kWh_c	Soma de kWh mensal comercial
kWh_i	Soma de kWh mensal industrial
kWh_r	Soma de kWh mensal residencial
kWh_T	Soma de kWh mensal total

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Distorções harmônicas	17
1.1.1	Fontes de correntes harmônicas	19
1.1.2	Série de Fourier	20
1.1.3	Efeitos nocivos de correntes harmônicas	21
1.1.4	Distorção harmônica total e individual	21
1.2	Curva de Carga Típica.....	23
1.3	Objetivos.....	25
1.4	Justificativa	25
1.5	Organização da Dissertação	26
2	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA.....	27
2.1	Fase 1 – Definição do número de <i>Clusters</i>	28
2.2	Fase 2 – Verificação de <i>Cluster</i> da medição	32
2.3	Fase 3 – Agrupamento dos dados das medições.....	34
2.4	Fase 4 – Tratamento de um novo transformador	42
2.5.	Fase 5 – Estimação de valores	45
2.5.1	Fase 5 – Primeira forma de estimação – Modo I	45
2.5.2	Fase 5 – Segunda forma de estimação – Modo II	45
2.5.3	Fase 5 – Comparação da estimação.....	46
3	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA.....	47
3.1	Fase 1 – Definição do número de <i>Clusters</i> - Aplicação	47
3.2	Fase 2 – Verificação das medições	55
3.3	Fase 3 – Agrupamento das medições e montagem das curvas	57
3.4	Fase 4 – Tratamento de um novo transformador - Aplicação.....	57
3.5	Fase 5 – Estimação de valores - Aplicação.....	59
3.5.1	Fase 5 – Estimação de um novo transformador pertencente ao <i>Cluster 3</i>	59
3.5.1.1	Cálculo da Distorção Harmônica Total de Corrente (DTI%) - <i>Cluster 3</i>	60
3.5.1.1.1	Curva DTI em amperes do transformador – Modo I – <i>Cluster 3</i>	60
3.5.1.1.2	Curva DTI em amperes do transformador – Modo II – <i>Cluster 3</i>	62
3.5.1.2	Cálculo da Distorção Individual de Corrente DII3 – <i>Cluster 3</i>	67
3.5.1.2.1	Curva DII3 em amperes do transformador – Modo I – <i>Cluster 3</i>	67

3.5.1.2.2	Curva DII3 em amperes do transformador – Modo II – <i>Cluster 3</i>	68
3.5.1.3	Cálculo da Distorção Individual de Corrente DII5 – <i>Cluster 3</i>	73
3.5.1.3.1	Curva DII5 em amperes do transformador – Modo I – <i>Cluster 3</i>	73
3.5.1.3.2	Curva DII5 em amperes do transformador – Modo II – <i>Cluster 3</i>	74
4	Conclusões.....	80

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, as medições de distorções harmônicas de tensão e corrente na Baixa Tensão são pontuais, o que expõem a necessidade de mais estudos para contemplar uma maior amostragem de medições, de forma a caracterizar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Em relação à esta necessidade, surgiu a intenção de avaliar as Distorções Harmônicas de Corrente, caracterizando a curva de carga, em amperes de componentes harmônicos, a partir de medições realizadas em circuitos secundários de baixa tensão.

A seguir, encontram-se algumas definições sobre Distorções Harmônicas, bem como quais são as principais fontes de componentes harmônicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica e algumas linhas de descrição teórica sobre as Séries de Fourier para o entendimento de superposição de ondas em diferentes frequências. São apresentados também os objetivos desta dissertação, a justificativa da importância do tema e a estrutura de organização deste trabalho.

1.1 Distorções Harmônicas

A realidade do Sistema Elétrico Nacional revela como a Qualidade da Energia Elétrica impacta tanto o Sistema de Distribuição quanto os clientes a ele conectados.

Atualmente, a maior parte das indústrias possui grande quantidade de cargas não-lineares, como inversores de frequência, por exemplo. Isso é devido principalmente à modernização e introdução de novas tecnologias nos sistemas produtivos, com o principal objetivo de aperfeiçoar a produção com diminuição de custos. Porém, ao contrário de pequenos consumidores, nas grandes indústrias, geralmente são aplicados métodos de mitigação no sistema, limitando a distorção harmônica de tensão resultante [1]. Já a principal causa associada com a Distorção Harmônica verificada nos sistemas de distribuição de baixa tensão está relacionadas

com cargas eletrônicas, como computadores, televisores e lâmpadas compactas. Essas cargas podem ser encontradas em número cada vez maior nos clientes domiciliares e comerciais, levando a um crescente nível de distorção harmônica na rede [1]. O aumento dessas cargas introduzem, no sistema de distribuição, distúrbios representados por ondas de frequências superiores, múltiplas da frequência nominal da rede elétrica (60 Hz), conhecidas como frequências harmônicas.

As correntes harmônicas, causadas pelas cargas não lineares, ao penetrarem o sistema, produzem quedas de tensão ao longo do alimentador e, em consequência, a tensão na rede torna-se distorcida, portanto, a tensão acaba tendo um conteúdo harmônico. Isso pode gerar perda de eficiência do sistema, bem como, interferir no funcionamento dos equipamentos elétricos, como relés, transformadores, entre outros.

De acordo com Kagan (2009, p. 195) [2]:

“Distorção Harmônica em uma rede elétrica se refere ao surgimento de correntes e tensões não-senoidais provocadas por cargas não-lineares conectadas à rede.”

Existem órgãos que estabelecem normas sobre Distorções Harmônicas, como o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), nos Estados Unidos, e o *International Electrotechnical Commission* (IEC), na Europa.

A norma IEEE Std. 519-1992 estabeleceu limites de emissão de correntes harmônicas avaliados no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), bem como, estabeleceu os níveis aceitáveis de Distorção Harmônica Total (DT) de tensão e corrente para o mesmo ponto de conexão.

A IEC estabeleceu a norma IEC 61000-3-2 que, além de possuir também limites para a DTT e para o PAC, também apresenta limites voltados para os equipamentos dos consumidores de baixa tensão com consumo de corrente de até 16 *Ampères*. Os equipamentos são classificados em diferentes classes e também

pela forma de alimentação, recebendo limites ajustados de acordo com a sua classificação.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) normatizou através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição PRODIST [3] as Distorções Harmônicas de Tensão Total e Individual, onde define-se valores de referência para planejamento de sistema. A injeção de correntes harmônicas no sistema não foi mencionada no módulo 8 do PRODIST.

1.1.1 Fontes de Correntes Harmônicas

Uma carga não-linear (Figura 1.1.1) quando alimentada por uma tensão senoidal produz uma corrente não-senoidal na frequência da tensão que a alimenta [5]. Estas cargas possuem dispositivos que deformam a forma de onda da corrente, tais como diodos, presentes, por exemplo, em retificadores [4].

Figura 1.1.1: Carga Não Linear [5].

Já uma lâmpada incandescente, puramente resistiva, pode ser considerada uma carga linear, pois, $v=r*i$, mesmo se r seja não constante.

As fontes de correntes harmônicas nos sistemas de distribuição são vastas, como fornos a arco, magnetização de transformadores, lâmpadas fluorescentes compactas; equipamentos elétricos, tais como inversores de frequência, que fazem uso de fontes chaveadas, computadores, no-breaks, entre outros.

Para a análise da distorção da forma de onda da corrente, utiliza-se recurso matemático, que decompõe uma onda não senoidal em uma série de ondas senoidais de frequências múltiplas da frequência fundamental, conhecida com Série de Fourier.

1.1.2 Série de Fourier

A ideia de que qualquer forma de onda periódica pode ser dividida em uma série de ondas senoidais nas amplitudes adequadas foi primeiramente proposta por Joseph Fourier [4].

Por exemplo, a Figura 1.1.2 apresenta uma forma de onda não-senoidal (abaixo na figura), mas que pode ser decomposta em três ondas senoidais: uma na frequência fundamental $f_1 = 60 \text{ Hz}$, outra na frequência harmônica $f_3 = 180 \text{ Hz}$ e uma na frequência Harmônica $f_5 = 300 \text{ Hz}$.

Figura 1.1.2: Decomposição de onda distorcida [4].

Esta dissertação concentra-se na análise de frequências classificadas como frequências harmônicas.

1.1.3 Efeitos nocivos de correntes harmônicas

O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão tem recebido, a cada dia, um número maior de cargas não-lineares, que injetam mais e mais correntes harmônicas, que fluem da baixa para a média e alta tensão. Isso gera um aumento das distorções de tensão. As correntes harmônicas podem gerar degradação junto aos bancos de capacitores, interferirem nos ajustes de proteção, bem como gerar sobreaquecimento de transformadores, dentre outros efeitos.

Os clientes alimentados em baixa tensão podem perceber sobreaquecimento em cabos devido à presença de correntes harmônicas, levando a sobrecarga nos condutores de neutro e até falhas em CLPs (Controladores Lógicos Programáveis).

Neste trabalho, será discutido e exemplificado o comportamento harmônico para algumas famílias de transformadores ao longo de cada dia da semana.

O conhecimento da injeção harmônica contribui para o desenvolvimento de soluções que visam liberar potência no sistema sem realizar grandes investimentos.

1.1.4 Distorção Harmônica Total e Individual

Desde 15 de dezembro de 2008, através da resolução normativa nº 345/2008 da ANEEL, tem-se um marco para regulamentação da Qualidade da Energia Elétrica no Brasil, quando da aprovação da versão 0 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [3], que em seu módulo 8 define, entre outros parâmetros, a Distorção Total de Tensão (DTT) e a Distorção Individual de Tensão (DIT_h). O cálculo da DTT pode ser traduzido pela equação reproduzida em (1), em que V_h é a componente harmônica eficaz de ordem h da grandeza V ; e V_1 é o valor eficaz da frequência fundamental da grandeza V .

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h}}{V_1} \cdot 100[\%] \quad (1)$$

O cálculo da Distorção Individual de Tensão (DIT_h) é feito através da equação (2):

$$DIT_h = \frac{V_h}{V_1} \times 100(\%) \quad (2)$$

De maneira análoga, situação não contemplada no PRODIST, pode-se estender para o tratamento da corrente, onde tem-se Distorção Total de Corrente (DTI) e Distorção Individual de Corrente (DII).

O cálculo da Distorção Total de Corrente (DTI) faz-se através da equação (3), (lê-se I_n como componente harmônica da grandeza I ; e I_1 como componente fundamental da grandeza I):

$$DTI = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h}}{I_1} \cdot 100[\%] \quad (3)$$

O cálculo da Distorção Individual de Corrente (DII_h) faz-se através da equação (4):

$$DII_h = \frac{I_h}{I_1} \times 100(\%) \quad (4)$$

No item a seguir apresenta-se o conceito de curva de carga típica de unidades consumidoras, conceito este que é de grande valia para o entendimento das

análises realizadas posteriormente para estabelecimento das curvas de carga harmônicas.

1.2 Curva de Carga Típica

O conceito de Curva de Carga Típica é amplamente utilizado para tratamento de cargas [6]. Estas curvas de carga típicas são de conhecimento das empresas responsáveis pela distribuição da energia elétrica, principalmente a partir de campanhas de medição, a maioria delas realizadas para efeito de revisão tarifária, cujo ciclo se repete a cada ciclo tarifário (ex: quatro anos).

As curvas de carga típicas representam os hábitos de consumo de determinadas classes de consumidores, os quais são classificados por faixas de consumo ou por ramo de atividade. Assim, consumidores da classe residencial, por exemplo, com consumo mensal de 0 a 100 kWh, devem ter certos padrões de hábitos de consumo que permitem a sua representação por algumas ou mesmo uma única curva de carga típica.

As curvas são representadas em valores p.u., com base na demanda média. Isto permite a estimativa de curvas de carga, em Watts, de um dado consumidor, desde que sejam conhecidas a sua classe e faixa de consumo e sua demanda média, o que também pode ser obtido do seu consumo em determinado período [6]. Assim, supondo-se o consumo mensal de energia (ε) de um consumidor, em kWh, determina-se sua demanda média ($D_{méd}$), em kW, através de:

$$D_{méd} = \frac{1}{24 \times 30} \int_{720h} d_i dt = \frac{\varepsilon}{720} kW \quad (5)$$

e o valor da demanda, $D(t)$, em qualquer instante t do dia, pode ser obtido pela equação:

$$D(t) = d(t) \times D_{méd} \quad (6)$$

onde $d(t)$ representa a demanda, em p.u., da curva de carga típica.

Assim, conhecendo-se o consumo de energia de um dado consumidor e conhecendo-se a curva de carga típica de sua categoria e faixa de consumo correspondentes, é possível estimar para cada horário o valor da demanda para o consumidor em questão.

Em um transformador de distribuição, estão concentrados clientes dos mais variados tipos e faixas de consumo. Assim, para o estabelecimento de estimativa da curva de carga no transformador, pode-se agregar as curvas de carga estimadas para cada unidade consumidora de forma a avaliar a curva de carga do transformador [6]. A referência [9] apresenta resultados para a determinação de curvas de carga para consumidores residenciais, comerciais e industriais conectados em sistema de distribuição de baixa tensão, baseados em medições na rede de distribuição. A metodologia para agregação destas curvas, para determinar a carga em uma determinada localização da rede, utiliza as curvas representativas de cada consumidor e seu respectivo consumo mensal de energia.

A referência [10] apresenta também os resultados da pesquisa realizada para determinação das curvas diárias de carga dos consumidores residenciais, comerciais e industriais, baseada em medições realizadas por concessionárias de energia elétrica do Estado de São Paulo, Brasil. A metodologia de agregação das curvas determina o carregamento esperado no equipamento ou num trecho qualquer da rede de distribuição, utilizando-se das curvas diárias representativas da atividade de cada consumidor e o seu consumo mensal.

1.3 Objetivos

O objetivo central desta dissertação é apresentar uma metodologia para a estimação do conteúdo harmônico de corrente em transformadores de distribuição, utilizando-se como base de entrada os consumos registrados das diversas unidades consumidoras conectadas aos alimentadores de baixa tensão e campanha de medições de injeções harmônicas em amostra de transformadores de distribuição de uma empresa de distribuição de energia elétrica.

1.4 Justificativa

Os estudos referentes às medições de Distorções Harmônicas em circuitos secundários de Baixa Tensão, no Brasil, são escassos. Desta forma, desenvolvimentos são necessários para, com uma amostragem maior de medições, caracterizar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica quanto às contribuições de cargas não lineares ao longo dos sistemas de baixa, média e alta tensão. Recentemente, foram apresentados alguns estudos em congressos nacionais sobre as distorções harmônicas de tensão em sistemas de distribuição de baixa tensão [7]. Da necessidade de evoluir os estudos, surgiu a intenção de avaliar as distorções harmônicas de corrente, caracterizando a curva de carga em Amperes de componentes harmônicos a partir de medições realizadas na baixa tensão.

Conhecendo-se as porcentagens de consumo dos clientes conectados a cada Estação Transformadora (ET) 13,8 kV /220 V, pode-se avaliar, através de um processo de *Clusterização* (classificação de transformadores de distribuição segundo composição percentual de classes de consumidores atendidos), o comportamento ou curva de carga de componente harmônico para cada *cluster*.

A referência [7] apresenta dados de medições de componentes harmônicos na baixa tensão em circuitos de distribuição de baixa tensão. Os resultados tratam de análises sob o ponto de vista de distorções harmônicas de tensão.

Em pesquisa de literatura nacional, no que diz respeito à metodologia para avaliação da distorção harmônica de corrente em transformadores de distribuição, não foram encontrados trabalhos que tenham feito uso de medições em campo para a estimação do conteúdo das componentes harmônicas.

1.5 Organização da Dissertação

A seguir, os demais capítulos desta dissertação.

O Capítulo 2, Descrição da Metodologia, apresenta o desenvolvimento dos métodos de análise para a estimação da Distorção Harmônicas de Corrente em transformadores de Distribuição.

O Capítulo 3, Aplicação da Metodologia, descreve os resultados obtidos pela aplicação da metodologia de estimação de conteúdo harmônico.

O Capítulo 4, Conclusões, apresenta as conclusões gerais do trabalho e tópicos para desenvolvimento futuro.

2 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

A Metodologia para avaliação de distorção harmônica de corrente em transformadores de distribuição foi dividida por fases, quais sejam:

- Fase 1 – definição do número de *clusters*: nesta fase, os transformadores que participaram de uma campanha de medição que estabelece as curvas de carga de correntes fundamentais e harmônicas durante períodos de 1 semana, são classificados segundo as porcentagens de participação percentual de consumidores por tipo. Sendo apresentados em grupos, ou seja, *clusters*.
- Fase 2 – verificação de *cluster* de medição: nesta etapa, são identificados os dados de cada transformador de distribuição face aos *clusters* definidos na etapa anterior.
- Fase 3 – agrupamento dos dados das medições: nesta fase, são realizadas as análises sobre os dados de medições de curvas de carga de correntes harmônicas de forma a serem determinadas curvas típicas por ordem harmônica e por *cluster*.
- Fase 4 – Tratamento de um novo transformador: nesta fase, determina-se o *cluster* mais próximo a partir das características de consumo (porcentagens por tipo de consumidor) do novo transformador a ter suas injeções de correntes harmônicas estimadas.
- Fase 5 – Formas de estimação: nesta fase, são avaliadas, de duas formas alternativas, as curvas de carga de correntes harmônicas de um novo transformador de distribuição, para depois ser realizada uma comparação entre valores estimados e medidos.

Nos itens subsequentes, as cinco fases, acima mencionadas, serão descritas de forma mais detalhada.

2.1 Fase 1 - Definição do número de *Clusters*

Neste trabalho, utilizou-se um número de 500 medições realizadas em estações transformadoras de distribuição, em baixa tensão, número este que foi escolhido pela disponibilidade de medições para análise.

Para cada transformador medido, os valores de consumo de energia mensal, em kWh, são posteriormente ordenados por porcentagem de consumo em relação ao consumo total de cada unidade transformadora. Foram considerados os tipos comercial, industrial e residencial. A soma das porcentagens de cada um destes tipos não necessariamente resulta em 100%, pois os demais consumidores são enquadrados em outros tipos. A Tabela 2.1.1 exemplifica a organização dos dados.

Tabela 2.1.1: Amostras de medições com porcentagem de consumo (kWh)

<i>Transformador</i>	<i>Comercial [%]</i>	<i>Industrial [%]</i>	<i>Residencial [%]</i>
1	X1	Y1	Z1
2	X2	Y2	Z2
3	X3	Y3	Z3
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
500	X500	Y500	Z500

De posse das porcentagens de energia dos consumidores tipo comercial, industrial e residencial dos transformadores de distribuição, dá-se prosseguimento ao processo de classificação.

Utiliza-se para a classificação das medições o software IBM SPSS 18 Statistics, que, por sua vez aplica o método das K-médias [8] para o processo de *Clusterização*.

Este método baseia-se em análise e comparações entre os valores numéricos dos dados (neste caso, porcentagem de consumos de cada transformador), indicando classes (*cluster*) e informando quais dados pertencem a cada classe. O número de cluster desejado e informado ao software é chamado de K.

Para gerar os clusters e classificar as medições, utiliza-se o valor da distância euclidiana entre cada dado (valor da porcentagem de consumos), verificando-se o quão longe um dado está do outro. Após o cálculo das distâncias calcula-se centróides para cada um dos clusters. Conforme ocorrem iterações, o valor de cada centróide é refinado pela média dos valores dos atributos de cada dado que pertence a este centróide. Por fim, são gerados k centróides e os dados são apresentados de acordo com sua distância dos centróides.

Com a utilização dos dados ordenados e presentes em tabela, exemplificada na Tabela 2.1.1, insere-se a planilha com valores numéricos das porcentagens de consumos no software IBM SPSS Statistics, conforme ilustrado na Figura 2.1.1. A análise foi realizada para as 500 medições.

Figura 2.1.1: Forma de inserção dos dados no software IBM SPSS Statistics.

Em seguida procede-se com a análise através do método K-Médias, conforme ilustrado na Figura 2.1.2.

Figura 2.1.2: K-Médias *cluster*.

Realizou-se, inicialmente, uma simulação com três *clusters*, escolhendo 100 iterações, conforme ilustrado na Figura 2.1.3.

Figura 2.1.3: Geração de iterações.

Após a simulação dos *clusters*, o software gera um relatório similar ao da Figura 2.1.4. Pela análise deste relatório, nota-se que foram selecionados 3 *clusters*, com participações bastante distintas de tipos de consumidores, ou seja, o *cluster* 1 apresenta consumo predominante comercial e residencial, o *cluster* 2 apresenta consumo predominante industrial, com participação menor residencial e comercial e o *cluster* 3 é predominantemente residencial. Neste relatório observa-se que os *clusters* 1, 2 e 3 representam 28%, 8% e 64%, respectivamente, das unidades transformadoras do total das 500 unidades da campanha de medição.

a. Convergence achieved due to no or small change in cluster centers. The maximum absolute coordinate change for any center is .000. The current iteration is 7. The minimum distance between initial centers is 141.421.

Final Cluster Centers

	Cluster		
	1	2	3
C	62,0180%	17,3705%	7,6612%
I	5,2639%	53,7590%	2,3550%
R	29,6651%	24,0762%	86,9906%

Number of Cases in each Cluster

Cluster	1	142,000
	2	39,000
	3	319,000
Valid		500,000
Missing		,000

Figura 2.1.4: Resultado da geração dos *clusters*.

A simulação ilustrada na Figura 2.1.3 foi repetida para 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 *clusters* ou até que se tenham, no resultado final de cada *clusterização*, *clusters* com participação em unidades inferior a determinado valor adotado (por exemplo, 2%) das unidades da campanha de medição. De maneira a exemplificar, supõe-se que até a *clusterização* com cinco *clusters* tenha-se *clusters* com mais do que 12 unidades transformadoras ($12/500=2,4\%$), e com seis tenha-se *clusters* com oito unidades de um universo de 500 unidades analisadas, o que corresponde a um valor de $(8/500) * 100 = 1,6\%$, inferior a 2.0%. Assim, neste caso, optar-se-ia por cinco *clusters*.

2.2 Fase 2 – Verificação de *cluster* da medição

Após a realização da definição do número de *clusters* necessários para tratamento dos dados, inicia-se a etapa de verificação da medição para associar cada medição ao *cluster* pertencente e ser possível realizar o tratamento dos dados.

Para cada medição é identificado o transformador ao qual pertence e o consumo total em kWh faturado/mês nos tipos comercial, industrial e residencial, conforme dados fornecidos pela empresa de distribuição de energia elétrica.

Esses dados podem ser organizados de forma similar à Tabela 2.2.1.

Tabela 2.2.1: Descritivo de consumo por classe de consumo

<i>Transformador</i>	<i>Descrição</i>	<i>Quantidade Clientes</i>	<i>Soma kWh Faturado Mês</i>
A	Comercial	Qdc	kWhc
	Industrial	Qdi	kWhi
	Residencial	Qdr	kWhr
Total	-	QdT	kWht

Com os dados de consumo, em kWh, é possível calcular as porcentagens de consumo de cada classe em relação ao kWh total do mês, utilizando-se a equação:

$$\text{Porcentagem} = \frac{\text{Consumo(kWh)Classe}}{\text{Consumo(kWh)Total}} \quad (7)$$

Pode-se visualizar os valores das porcentagens na Tabela 2.2.2. e, de maneira simplificada, conforme Tabela 2.2.3.

Tabela 2.2.2: Porcentagens de consumo por classe

Transformador	Descrição	Quantidade Clientes [%]	Soma kWh Faturado Mês [%]
A	Comercial	Qdc%	kWhc%
	Industrial	Qdi%	kWhi%
	Residencial	Qdr%	kWhr%
Total	-	QdT%	kWhT%

Tabela 2.2.3: Porcentagens de consumo por classe simplificada

Transformador	Comercial [%]	Industrial [%]	Residencial [%]
A	kWhc%	kWhi%	kWhr

Tendo-se as porcentagens para o exemplo do transformador A, é possível verificar a qual *cluster* ele pertence através da distância euclidiana. A distância euclidiana entre dois pontos x e y pode ser calculada da seguinte forma:

$$d_E(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (8)$$

Sendo assim, pode-se calcular a distância euclidiana do transformador A, a cada um dos n *clusters* avaliados na Fase 1. Deve-se providenciar a verificação do transformador A da seguinte maneira, do primeiro até o n -ésimo *cluster* definido na Fase 1:

l) Verificação da distância euclidiana do transformador A ao *cluster* 1:

$$d_E(A,1) = \sqrt{(AkWhc\% - C1kWhc\%)^2 + (AkWhi\% - C1kWhi\%)^2 + (AkWhr\% - C1kWhr\%)^2} = d_{eA1}$$

n) Verificação da distância euclidiana do transformador A ao *cluster* n :

$$d_E(A,n) = \sqrt{(AkWhc\% - CnkWhc\%)^2 + (AkWhi\% - CnkWhi\%)^2 + (AkWhr\% - CnkWhr\%)^2} = d_{eAn}$$

Onde $CnkWhc\%$, $CnkWhi\%$, e $CnkWhr\%$ representam as porcentagens de consumo nas categorias comercial, industrial e residencial no *cluster n* e $AkWhc\%$, $AkWhi\%$, e $AkWhr\%$ representam as porcentagens de consumo nas categorias comercial, industrial e residencial no transformador A.

Para identificar a qual *cluster* pertence (*clusters* definidos na fase 1) as medições efetuadas, deve-se aplicar o método do primeiro até o n-ésimo *cluster*, definido na fase 1.

2.3 Fase 3 – Agrupamento dos dados das medições

Após a identificação do cluster ao qual pertence cada medição, deve-se iniciar o processo de tratamento dos dados para geração das curvas de cada *cluster*, avaliados na Fase 1.

As medições devem ser classificadas por dia da semana e por horário. O primeiro valor é às 00h00min de segunda-feira e o último às 23h50min de domingo, totalizando 1008 leituras válidas, como pode ser visualizado na Figura 2.3.1.

Figura 2.3.1 – Modelo de agregação dos valores.

O primeiro indicador a ser tratado é a distorção total de corrente (DTI%). E para cada *cluster*, devem ser geradas as médias dos valores para cada horário, o desvio

padrão e o percentil 90% (P90) das medições, conforme ilustradas nas Figuras 2.3.2, 2.3.3 e 2.3.4, respectivamente.

O percentil é uma medida da posição relativa de uma unidade observacional em relação a todas as outras. O p-ésimo percentil tem no mínimo p% dos valores abaixo daquele ponto e no mínimo (100-p)% dos valores acima. A adoção do percentil 90%, contrapondo-se a um percentil menor, baseia-se na finalidade de excluir apenas os valores extremos (atípicos) das medições.

Figura 2.3.2: Média da Distorção Total de Corrente (DTI%).

Figura 2.3.3: Desvio padrão da Distorção Total de Corrente (DTI%).

Figura 2.3.4: Percentil 90% da Distorsão Total de Corrente (DTI%).

Em seguida, utiliza-se o indicador Distorsão Individual de Corrente (DIIh%), e faz-se novamente para cada *cluster* a geração das curvas médias, dos desvios padrões e percentis 90%. As Figuras 2.3.5, 2.3.6 e 2.3.7 ilustram estas curvas para um dado *cluster*, e correspondem aos valores percentuais individuais (em relação à corrente fundamental) das correntes de 3ª harmônica.

Figura 2.3.5: Média de Distorsão Individual de Corrente DII3%.

Figura 2.3.6: Desvio padrão de Distorção Individual de Corrente DII3%.

Figura 2.3.7: Percentil 90% de Distorção Individual de Corrente DII3%.

Este mesmo procedimento deve ser aplicado para as demais Distorções Individuais. No caso deste trabalho, eram disponíveis as ordens harmônicas 5^a, 7^a, 11^a, 13^o, 15^o e 17^o.

Com a finalização das curvas de Distorção Harmônica Total de Corrente (DTI%) e Distorção Individual de Corrente (DIIh%), geram-se as curvas de amperes de componentes harmônicos divididos pela média semanal de corrente fundamental. De forma a facilitar o entendimento das Figuras 2.3.8, 2.3.9, 2.3.10, notar equação 9. Para cada medição, deve-se dividir, registro por registro (10min), o valor da Distorção Harmônica Total de Corrente em amperes (valor RMS das componentes

harmônicas) pela média de corrente fundamental ao longo dos 7 dias da semana, em amperes, ou seja:

$$Medição_1 = \frac{Distorção_total_de_corrente_em_amperes_cada_horário_}{Média_I1_60Hz(Das_00h_00m_de_Segunda_A_23h50m_de_Domingo)} \quad (9)$$

Tendo-se os valores da equação 9 para cada medição, é possível calcular os as curvas de Valores Médios, Desvio Padrão, Percentil 90%, as quais são calculados através das equações (10), (11) e (12), que pode ser visualizado através das figuras 2.3.8, 2.3.9 e 2.3.10, respectivamente.

$$Gráfico_Fig_2.3.8 = Média (Medição_1;...; Medição_n) \quad (10)$$

$$Gráfico_Fig_2.3.9 = desvio_padrão (Medição_1;...; Medição_n) \quad (11)$$

$$Gráfico_Fig_2.3.10 = Percentil_90\% (Medição_1;...; Medição_n) \quad (12)$$

Figura 2.3.8: Distorção Total de Corrente (DTI%) – Valores Médios.

Figura 2.3.9: Distorção Total de Corrente (DTI%) – Desvio Padrão.

Figura 2.3.10: Distorção Total de Corrente (DTI%) – Percentil 90%.

Analogamente ao realizado para os nas figuras 2.3.8, 2.3.9 e 2.3.10 para as componentes totais harmônicas, é realizado para as componentes individuais de ordem h (valor RMS da ordem harmônica, em ampere).

$$Medição_{-1} = \frac{Distorção_{-individual_de_corrente_em_ampere} (cada_horário_)}{Média_{-I1_60Hz} (Das_{-00h_00m_de_Segunda_A_23h50m_de_Do\ min\ go})} \quad (13)$$

Utiliza-se das mesmas equações 10, 11 e 12, utilizadas para a Distorção Harmônica Total, para gerar os gráficos de Distorção Harmônica Individual, dos gráficos 2.3.11, 2.3.12 e 2.3.13, respectivamente.

Em seguida, são geradas as curvas dos valores médios, desvio padrão e percentil P90% para as componentes harmônicas individuais.

Figura 2.3.11: Distorção Individual de Corrente DII3 – Valores Médios.

Figura 2.3.12: Distorção Individual de Corrente DII3 – Desvio Padrão.

Figura 2.3.13: Distorção Individual de Corrente DII3 – Percentil 90%.

Por fim, geram-se as curvas de Corrente Fundamental (60Hz), em amperes, dividida pela média semanal da corrente fundamental, o que é algo muito similar a metodologia usualmente realizada para avaliação das curvas de carga típicas de consumidores [09].

Figura 2.3.14: Perfil de corrente fundamental – Valores Médios.

Figura 2.3.15: Perfil de corrente fundamental – Desvio Padrão.

Figura 2.3.16: Perfil de corrente fundamental – Percentil 90%.

Assim, concluem-se as montagens das curvas necessárias para aplicação da metodologia em medições posteriores.

2.4 Fase 4 – Tratamento de um novo transformador

Para facilitar o entendimento do processo de tratamento de um novo transformador, apresenta-se a metodologia esquematizada em diagrama de blocos (Figura 2.4.1).

Figura 2.4.1: Diagrama de blocos com o modelo de análise.

Através das informações técnicas dos consumidores ligados a cada transformador de distribuição, obtêm-se os dados de consumo comercial, industrial e residencial agregados e, assim, calcula-se a porcentagem de consumo de cada um deles, nos mesmos moldes da Tabela 2.2.2 citada no item 2.2.

Através da distância euclidiana, pode-se verificar a qual *cluster* os dados do transformador se aproximam, proporcionando desse modo a classificação, conforme equação 8.

A menor distância euclidiana encontrada para os dados do transformador é tomada em consideração para a classificação. Para realizar esta identificação do *cluster* a qual o transformador de distribuição (com seus atributos) pertence, utiliza-

se as equações 14 e 15, até o número de *clusters* definidos em 2.2, onde n é o número de *clusters*.

$$d_E(A,1) = \sqrt{(AkWhc\% - C1kWhc\%)^2 + (AkWhi\% - C1kWhi\%)^2 + (AkWhr\% - C1kWhr\%)^2} = d_eA1 \quad (14)$$

$$d_E(A,n) = \sqrt{(AkWhc\% - CnkWhc\%)^2 + (AkWhi\% - CnkWhi\%)^2 + (AkWhr\% - CnkWhr\%)^2} = d_eAn \quad (15)$$

A medição pertence ao *cluster* de menor distância das d_E , d_eA1 à d_eAn . Com a identificação do *cluster* realizada, inicia-se o modelo de análise conforme diagrama de blocos da Figura 2.4.1.

Na sequência, calcula-se a corrente média no mês, a partir da Energia Total no mês referente ao transformador em análise (kWh/mês):

$$Iméd = \frac{\mathcal{E}_{totalmês} kWh}{720x\sqrt{3} \times 0,22kV \times \cos \varphi} \quad (16)$$

considerando um fator de potência igual a 0,9 tem-se a seguinte equação final para o cálculo da corrente média:

$$Iméd = \frac{\mathcal{E}_{totalmês} kWh}{720x\sqrt{3} \times 0,22 \times 0,9} \quad (17)$$

2.5 Fase 5 – Estimação dos valores

2.5.1 Primeira forma de estimação – Modo I

De posse dos valores da corrente média, $Iméd$, calculada anteriormente, é possível estimar a Distorção Total de Corrente e as Distorções Individuais de Corrente da seguinte maneira:

$$DTIAmp(t) = \left(\left(\frac{Ifundamental(t)}{ifund.Média} \right) \right) * (DTI\%(t)) * (Iméd) \quad (18)$$

A equação (18) mostra que a corrente de distorção total de corrente para cada instante de tempo t é determinada a partir da corrente fundamental em pu (vide Figuras 2.3.14-16) multiplicada por $Iméd$ e depois multiplicada pela distorção total de corrente percentual (figuras 2.3.2-4).

De maneira análoga, deve-se repetir para as componentes harmônicas de ordem 3º, 5º, 7º, 11º, 13º, 15º e 17º.

$$DIIAmp(t) = \left(\left(\frac{Ifundamental(t)}{ifund.Média} \right) \right) * (DIIh\%(t)) * (Iméd) \quad (19)$$

2.5.2 Segunda forma de estimação – Modo II

Outra maneira de se estimar os valores de DTI é de posse dos valores da $Iméd$, é através da equação 20:

$$DTIAmp(t) = \left(\left(DTI_Ampere(t) / ifund.Média \right) \right) * (Iméd) \quad (20)$$

A segunda forma de estimação dada pela equação acima parte, em cada registro de 10 minutos, da curva de relação entre distorção total de corrente e corrente média fundamental obtida pelas medições (cfr. Figuras 2.3.8 a 2.3.10)

Repete-se de maneira análoga para as componentes harmônicas individuais de corrente 3ª, 5ª, 7ª, 11ª, 13ª, 15ª e 17ª:

$$DIIAmp = \left(\left(Curva_DIIh_Ampere / ifund.Média \right) \right) * (Iméd) \quad (21)$$

2.5.3 Fase 5 - Comparação da estimação

Por fim, deve-se comparar, tanto para a Distorção Total de Corrente quanto para a Distorção Individual de Corrente, os valores encontrados nos tópicos 2.5.1 e 2.5.2 com os valores medidos em campo, estabelecendo-se, desta forma, os erros percentuais, em cada instante de tempo, dos métodos de estimação apresentados.

3 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

3.1 Fase 1 – Definição do número de *Clusters* - Aplicação

Para cada um dos 500 transformadores medidos, foram organizados os valores de consumo de energia, em kWh, e ordenados por percentagem de consumo: Comercial, Industrial e Residencial. A Tabela 3.1 exemplifica de maneira simplificada os dados das medições realizadas em 500 transformadores de baixa tensão.

Tabela 3.1.1: Amostras de medições com percentagem de consumo (kWh) -
Aplicação

<i>Transformador</i>	<i>Comercial [%]</i>	<i>Industrial [%]</i>	<i>Residencial [%]</i>
1	51,35	15,23	33,43
2	33,83	9,34	55,97
3	0,79	0,00	99,21
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
500	81,65	18,35	0,00

De posse dos consumos comercial, industrial e residencial das estações transformadores de distribuição, seguiu-se o processo de classificação das medições, utilizando-se o software IBM SPSS 18 Statistics, que faz uso do método das K-médias, já citado no item 2.1, para a classificação.

Com a utilização dos dados ordenados e presentes em tabela, exemplificada na Tabela 3.1.1, inseriu-se a planilha com valores numéricos das percentagens de consumo de energia kWh, no software IBM SPSS Statistics, para a análise.

Em seguida, procedeu-se a análise através do método K-Médias.

I) Primeira simulação

Realiza-se, inicialmente, uma simulação com três *clusters*, escolhendo 100 iterações. Desta primeira simulação, com três *clusters*, tem-se o resultado a ser visualizado na Figura 3.1.1.

a. Convergence achieved due to no or small change in cluster centers. The maximum absolute coordinate change for any center is .000. The current iteration is 7. The minimum distance between initial centers is 141.421.			
Final Cluster Centers			
	Cluster		
	1	2	3
C	62,0180%	17,3705%	7,6612%
I	5,2639%	53,7590%	2,3550%
R	29,6651%	24,0762%	86,9906%

Number of Cases in each Cluster	
Cluster 1	142,000
2	39,000
3	319,000
Valid	500,000
Missing	,000

Figura 3.1.1: Resultado da simulação com 3 *clusters*.

A Tabela 3.1.2 e a Figura 3.1.1 apresentam os resultados finais dos três *clusters*, após sete iterações, com convergência para os valores de porcentagem apresentados.

Tabela 3.1.2: Três *clusters* com a classificação das porcentagens de consumo

Cluster/ % Consumo	1	2	3
Comercial	62,01	17,37	7,66
Industrial	5,26	53,76	2,36
Residencial	29,66	24,08	86,99

Na Tabela 3.1.3, pode ser visualizada a distribuição das medições para cada um dos três *clusters* selecionados.

Tabela 3.1.3: Número de medições por *cluster* – 3 *clusters*

Cluster	Nº medições
1	142
2	39
3	319
Total	500

II) Segunda simulação

Utilizou-se o mesmo procedimento da primeira simulação, porém nesta simulação a mesma é feita com quatro *clusters*. Ao final de sete iterações o resultado apresentado pelo SPSS pode ser visualizado na Figura 3.1.2.

a. Convergence achieved due to no or small change in cluster centers. The maximum absolute coordinate change for any center is .000. The current iteration is 7. The minimum distance between initial centers is 100.000.

Final Cluster Centers				
	Cluster			
	1	2	3	4
C	74,7626%	32,6577%	5,2608%	19,4548%
I	6,0374%	9,1780%	1,8790%	69,5548%
R	16,1996%	51,7685%	91,0791%	8,3319%

Number of Cases in each Cluster		
Cluster	1	81,000
	2	123,000
	3	275,000
	4	21,000
Valid		500,000
Missing		,000

Figura 3.1.2: Resultado da simulação com 4 *clusters*.

Pode-se visualizar o resultado da Figura 3.1.2 nas Tabelas 3.1.4 e 3.1.5.

Tabela 3.1.4: Quatro *clusters* com a classificação das porcentagens de consumo

Cluster/ % Consumo	1	2	3	4
Comercial	74,76	32,66	5,26	19,45
Industrial	6,04	9,18	1,88	69,55
Residencial	16,20	51,77	91,08	8,33

Na Tabela 3.1.5 pode ser visualizada a distribuição das medições para cada um dos quatro *clusters* selecionados.

Tabela 3.1.5: Número de medições por *cluster* – 4 *clusters*

Cluster	Nº medições
1	81
2	123
3	275
4	21
Total	500

III) Terceira Simulação

Utilizam-se os mesmos procedimentos das simulações I e II, porém com a escolha de cinco *clusters* para a simulação. Após 18 iterações, o software convergiu para os valores de porcentagens apresentados na Figura 3.1.3.

a. Convergence achieved due to no or small change in cluster centers. The maximum absolute coordinate change for any center is .000. The current iteration is 18. The minimum distance between initial centers is 65.920.

Final Cluster Centers					
	Cluster				
	1	2	3	4	5
C	18,8048%	17,8564%	3,4871%	49,9815%	83,2381%
I	65,3584%	8,1231%	1,1051%	5,3260%	6,5510%
R	13,6036%	66,3865%	94,5998%	40,3092%	8,2462%

Number of Cases in each Cluster	
Cluster	1
	25,000
	2
	112,000
	3
	224,000
	4
	87,000
	5
	52,000
Valid	500,000
Missing	,000

Figura 3.1.3: Resultado da simulação com 5 *clusters*.

Os dados da Figura 3.1.3 podem ser visualizados no formato de tabela (Tabela 3.1.6 e 3.1.7).

Tabela 3.1.6: Cinco *clusters* com a classificação das porcentagens de consumo

Cluster/ % Consumo	1	2	3	4	5
Comercial	18,80	17,85	3,48	49,98	83,23
Industrial	65,35	8,12	1,10	5,32	6,55
Residencial	13,60	66,38	94,59	40,30	8,24

Na Tabela 3.1.7 estão descritos o agrupamento das medições para cada *Cluster*, conforme o número de medições (500).

Tabela 3.1.7: Número de medições por *cluster* – 5 *clusters*

<i>Cluster</i>	<i>Nº medições</i>
1	25
2	112
3	224
4	87
5	42
Total	500

IV) Quarta Simulação

Seguindo os mesmos procedimentos das três simulações anteriores, a quarta simulação é realizada utilizando-se seis *clusters*. Após sete iterações, o software convergiu para os valores de porcentagens de consumo apresentados na Figura 3.1.4, e os mesmos são traduzidos para o formato de tabela (Tabelas 3.1.8 e 3.1.9).

a. Convergence achieved due to no or small change in cluster centers. The maximum absolute coordinate change for any center is .000. The current iteration is 7. The minimum distance between initial centers is 68.314.

Final Cluster Centers						
	Cluster					
	1	2	3	4	5	6
C	39,7002%	28,6009%	5,2827%	7,2582%	8,6850%	79,5224%
I	4,4860%	40,4935%	1,9822%	83,8245%	2,4037%	4,0018%
R	52,6016%	29,9279%	90,7736%	4,0309%	29,5788%	14,3924%

Number of Cases in each Cluster	
Cluster	1
	2
	3
	4
	5
	6
Valid	500,000
Missing	,000

Figura 3.1.4: Resultado da simulação com 6 *clusters*.Tabela 3.1.8: Seis *clusters* com a classificação das porcentagens de consumo

<i>Cluster/ % Consumo</i>	1	2	3	4	5	6
Comercial	39,70	28,60	5,28	7,25	8,68	79,52
Industrial	4,48	40,49	1,98	83,82	2,40	4,00
Residencial	52,60	29,93	90,77	4,03	29,58	14,39

Na Tabela 3.1.9 pode ser visualizada a distribuição das medições para cada um dos seis *clusters* selecionados.

Tabela 3.1.9: Número de medições por *cluster* – 6 *clusters*

<i>Cluster</i>	<i>Nº medições</i>
1	103
2	34
3	278
4	11
5	8
6	66
Total	500

V) Quinta Simulação

A quinta simulação foi realizada utilizando-se sete *clusters*. Após quatro iterações, o software convergiu para os valores de porcentagens de consumo vistos na Figura 3.1.5.

a. Convergence achieved due to no or small change in cluster centers. The maximum absolute coordinate change for any center is .000. The current iteration is 4. The minimum distance between initial centers is 64.524.

Final Cluster Centers							
	Cluster						
	1	2	3	4	5	6	7
C	82,5968%	7,2582%	47,1150%	8,9371%	12,8600%	5,6356%	43,1421%
I	4,2725%	83,8245%	45,0383%	,3914%	36,9267%	1,8104%	4,5487%
R	10,9750%	4,0309%	7,6733%	25,3743%	48,1825%	90,6030%	49,1465%

Number of Cases in each Cluster		
Cluster	1	56,000
	2	11,000
	3	12,000
	4	7,000
	5	24,000
	6	281,000
	7	109,000
Valid		500,000
Missing		,000

Figura 3.1.5: Resultado da simulação com 7 *clusters*.

De forma a facilitar o entendimento dos dados da Figura 3.1.5 são apresentados as Tabelas 3.1.10 e 3.1.11.

Tabela 3.1.10: Sete *clusters* com a classificação das porcentagens de consumo

<i>Cluster/ % Consumo</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Comercial	82,59	7,25	47,11	8,94	12,86	5,63	43,14
Industrial	4,27	83,82	45,03	0,39	36,92	1,81	4,54
Residencial	10,97	4,03	7,67	25,37	48,18	90,60	49,14

Na Tabela 3.1.11 pode ser visualizada a distribuição das medições para cada um dos sete *clusters* selecionados.

Tabela 3.1.11: Número de medições por *cluster* – 7 *clusters*

<i>Cluster</i>	<i>Nº medições</i>
1	56
2	11
3	12
4	7
5	24
6	281
7	109
Total	500

E por último foi realizada a simulação com 10 *clusters*

VI) Sexta Simulação

Por fim, realizou-se a simulação com 10 *clusters*. Após 15 iterações, o software convergiu para os valores de porcentagens de consumo apresentados na Figura 3.1.6.

a. Convergence achieved due to no or small change in cluster centers. The maximum absolute coordinate change for any center is .000. The current iteration is 15. The minimum distance between initial centers is 43.986.

Final Cluster Centers										
	Cluster									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C	53,8509%	11,4447%	86,1254%	47,1150%	4,5675%	14,4333%	27,9515%	35,4280%	1,9754%	12,4462%
I	4,4279%	3,4854%	5,0009%	45,0383%	91,9625%	62,1233%	4,5839%	,0000%	,8397%	39,7124%
R	39,8876%	79,7356%	8,3604%	7,6733%	3,0125%	6,7467%	59,4388%	1,0640%	97,0292%	46,3581%

Number of Cases in each Cluster	
Cluster	
1	70,000
2	97,000
3	46,000
4	12,000
5	8,000
6	3,000
7	59,000
8	5,000
9	179,000
10	21,000
Valid	500,000
Missing	,000

Figura 3.1.6: Resultado da simulação com 10 *clusters*.

Apresenta-se os dados da Figura 3.1.6 nas Tabelas 3.1.12 e 3.1.13

Tabela 3.1.12: Dez *clusters* com a classificação das porcentagens de consumo

Cluster/ %	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo										
Comercial	53,85	11,44	86,12	47,11	4,56	14,43	27,95	35,42	1,97	12,44
Industrial	4,42	3,48	5,00	45,03	91,96	62,13	4,58	0,00	0,83	39,71
Residencial	39,88	79,73	8,36	7,67	3,01	6,74	59,44	1,06	97,02	46,35

Na Tabela 3.1.13 pode ser visualizada a distribuição das medições para cada um dos 10 *clusters* selecionados.

Tabela 3.1.13: Número de medições por *cluster* – 10 *clusters*

Cluster	Nº medições
1	70
2	97
3	46
4	12
5	8
6	3
7	59
8	5
9	179
10	21
Válidas	500

Após a realização das seis simulações, o número de medições por *cluster* foi comparado. Verificou-se que, a partir da quarta simulação, ou seja, simulações com 6, 7 e 10 *clusters*, houve o aparecimento *clusters* com menos de 2% do total de medições. Sendo assim, optou-se por utilizar para o tratamento dos dados a terceira simulação que corresponde à utilização de cinco *clusters* para a representação das 500 medições. O resumo das seis simulações pode ser visualizado.

Tabela 3.1.14: Quantidade de medições por simulação

<i>Simulação/Cluster</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1º	142	39	319	-	-	-	-	-	-	-
2º	81	123	275	21	-	-	-	-	-	-
3º	25	112	224	87	52	-	-	-	-	-
4º	103	34	278	11	8	66	-	-	-	-
5º	56	11	12	7	24	281	109	-	-	-
6º	70	97	48	12	8	3	59	5	179	21

3.2 Fase 2 – Verificação das medições

Conforme definido no item 3.1 da aplicação da metodologia, os cálculos apresentaram dados que justificam a utilização de cinco *clusters* para as outras etapas.

Tabela 3.2.1: Divisão das medições nos 5 *clusters*

<i>Cluster</i>	<i>Nº medições</i>
1	25
2	112
3	224
4	87
5	42
Total	500

Sendo assim, identifica-se as medições através da aplicação da menor distância euclidiana, para cada um dos 500 transformadores em relação aos *clusters* de 1 a 5.

A título de exemplo, seja o Transformador 1, no qual são conhecidas as porcentagens por categoria de consumo, conforme apresentado na Tabela 3.2.2.

Tabela 3.2.2: Porcentagens de consumo por classe simplificado - Transformador

<i>Transformador</i>	<i>Comercial [%]</i>	<i>Industrial [%]</i>	<i>Residencial [%]</i>
1	7,69	2,93	89,38

Pode-se calcular a distância euclidiana do Transformador 1 a cada *cluster*, a partir dos dados apresentados na Tabela 3.2.3.

Tabela 3.2.3: *Clusters* com a classificação das porcentagens de consumo - Definido

<i>Cluster/ % Consumo</i>	1	2	3	4	5
Comercial	18,80	17,85	3,48	49,98	83,23
Industrial	65,35	8,12	1,10	5,32	6,55
Residencial	13,60	66,38	94,59	40,30	8,24

- a) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *cluster* 1:

$$d_E(A,1) = \sqrt{(7,69 - 18,80)^2 + (2,93 - 65,35)^2 + (89,38 - 13,60)^2} = 98,80$$

- b) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *cluster* 2:

$$d_E(A,2) = \sqrt{(7,69 - 17,85)^2 + (2,93 - 8,12)^2 + (89,38 - 66,38)^2} = 25,67$$

- c) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *cluster* 3:

$$d_E(A,3) = \sqrt{(7,69 - 3,48)^2 + (2,93 - 1,10)^2 + (89,38 - 94,59)^2} = 6,94$$

- d) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *cluster* 4:

$$d_E(A,4) = \sqrt{(7,69 - 49,98)^2 + (2,93 - 5,32)^2 + (89,38 - 40,30)^2} = 64,83$$

- e) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *cluster* 5:

$$d_E(A,5) = \sqrt{(7,69 - 83,23)^2 + (2,93 - 6,55)^2 + (89,38 - 8,24)^2} = 110,91$$

Percebe-se através dos cálculos da letra “a” até “e” que a menor distância euclidiana encontrada para o exemplo do transformador 1 foi a da letra “c”. Portanto, este transformador pertence ao *cluster* 3. Realizou-se este procedimento para os 500 transformadores, para a identificação das medições da Tabela 3.2.1.

3.3 Fase 3 – Agrupamento das medições e montagem das curvas

Os procedimentos descritos no item 2.3 foram realizados e as curvas encontradas podem ser visualizadas nos Anexos I, II, III, IV e V.

3.4 Fase 4 – Tratamento de um novo transformador - Aplicação

Com base no item 2.4 da descrição da metodologia, foram pesquisadas novas medições de transformadores, selecionados aleatoriamente, que podem ser visualizadas na Figura 3.4.1. Utilizou-se dos *clusters* definidos no item 3.2 que podem ser visualizados na Tabela 3.2.3. Para cada novo transformador, a partir das porcentagens de consumo de energia em kWh, avaliou-se a qual *cluster* pertence, através da distância euclidiana. O cálculo do primeiro dos 15 transformadores utilizados na amostra da Figura 3.4.1 é apresentado a seguir:

- l) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *Cluster* 1:

$$d_E(1,1) = \sqrt{(4,48 - 18,80)^2 + (1,99 - 65,35)^2 + (93,53 - 13,60)^2} = 102,99$$

II) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *Cluster 2*:

$$d_E(1,2) = \sqrt{(4,48 - 17,85)^2 + (1,99 - 8,12)^2 + (93,53 - 66,38)^2} = 30,87$$

III) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *Cluster 3*:

$$d_E(1,3) = \sqrt{(4,48 - 3,48)^2 + (1,99 - 1,10)^2 + (93,53 - 94,59)^2} = 1,70$$

IV) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *Cluster 4*:

$$d_E(1,4) = \sqrt{(4,48 - 49,98)^2 + (1,99 - 5,32)^2 + (93,53 - 40,30)^2} = 70,10$$

V) Verificação da distância euclidiana do transformador 1 ao *Cluster 5*:

$$d_E(1,5) = \sqrt{(4,48 - 83,23)^2 + (1,99 - 6,55)^2 + (93,53 - 8,24)^2} = 116,17$$

Para o 1º transformador, a menor distância apresenta-se no item III, portanto a 1º medição pertence ao *cluster 3*, com 3,49% de consumo comercial, 1,11% de consumo industrial e 94,60% de consumo residencial.

Repetiu-se o procedimento para cada um dos 15 novos transformadores e o resultado pode ser conferido na Figura 3.4.1, na coluna *Cluster*.

Medição	C	I	R		C	I	R		d1	d2	d3	d4	d5	Menor	Cluster
1	4,48%	1,99%	93,53%		Cluster 1	18,80%	65,36%	13,60%	106,09%	9,54%	0,03%	49,14%	134,98%	0,03%	3
2	6,86%	0,00%	41,86%						52,13%	7,89%	27,95%	18,91%	70,07%	7,89%	2
3	8,57%	0,16%	91,27%		cluster 2	17,86%	8,12%	66,39%	103,87%	7,69%	0,38%	43,38%	125,09%	0,38%	3
4	34,10%	29,39%	26,92%						17,05%	22,73%	63,17%	10,11%	32,85%	10,11%	4
5	0,39%	0,32%	94,64%		cluster 3	3,49%	1,11%	94,60%	111,36%	11,64%	0,10%	54,36%	143,66%	0,10%	3
6	6,56%	0,61%	92,83%						106,20%	8,84%	0,13%	46,66%	130,70%	0,13%	3
7	83,65%	12,44%	3,69%		cluster 4	49,98%	5,33%	40,31%	71,03%	82,78%	148,18%	25,25%	0,56%	0,56%	5
8	0,20%	3,02%	96,78%						111,50%	12,61%	0,19%	56,72%	147,46%	0,19%	3
9	22,21%	0,00%	73,17%		cluster 5	83,24%	6,55%	8,25%	78,31%	1,31%	8,11%	18,79%	79,82%	1,31%	2
10	95,17%	0,00%	4,83%						101,81%	98,34%	164,67%	33,30%	1,97%	1,97%	5
11	24,10%	27,84%	39,64%						21,14%	11,43%	41,60%	11,77%	49,36%	11,43%	2
12	4,14%	0,00%	95,86%						112,53%	11,23%	0,03%	52,16%	139,76%	0,03%	3
13	51,45%	0,00%	48,55%						65,59%	15,13%	44,23%	0,98%	26,77%	0,98%	4
14	1,22%	9,57%	64,98%						60,61%	2,81%	9,54%	30,05%	99,55%	2,81%	2
15	52,00%	48,00%	0,00%						15,88%	71,63%	135,02%	34,50%	27,62%	15,88%	1

Figura 3.4.1: Amostra para validação da metodologia.

3.5 Fase 5 – Estimação de valores - Aplicação

3.5.1 Fase 5 – Estimação de um novo transformador pertencente ao *cluster* 3.

Como se verificou no item 3.4, a primeira medição das 15 medições para validação do método pertence ao *cluster* 3. Sendo assim, em consonância com o diagrama de blocos proposto no item 2.4, procede-se com o cálculo da corrente *Iméd*.

A partir da E (kWh/mês), considerando um fator de potência igual a 0,9, tem-se a corrente média mensal dada por:

$$Iméd = \frac{10489,66}{720 \times \sqrt{3} \times 0,22 \times 0,9} = 42,48A$$

Das medições do *cluster* 3 foram feitas as análises das medições que culminaram em uma curva resultante da corrente fundamental (60Hz) dividido pela média semanal, que pode ser visualizada na Figura 3.5.1.1.

Figura 3.5.1.1: Corrente fundamental dividida pela média semanal – *Cluster* 3.

Sendo a corrente calculada igual a 42,48 A e a curva de $I(60\text{Hz})/Imédio60\text{Hz}$, multiplica-se o valor da corrente pela curva e obtêm-se a curva de corrente fundamental, apresentada na Figura 3.5.1.2. Utilizou-se a curva de Percentil 90%, pois, ela representa que 90% dos valores estão abaixo nos dispostos na curva.

Figura 3.5.1.2: Curva de corrente fundamental – *Cluster 3*.

Tendo-se a curva da corrente fundamental, pode-se agora calcular a Distorção Total de Corrente (3.5.1.1) e a Distorções Individuais de Corrente (3.5.1.2), em Amperes, de duas maneiras distintas (Modos I e II).

3.5.1.1 Cálculo da distorção através do DTI% - *Cluster 3*

3.5.1.1.1 Curva DTI em amperes do transformador – Modo I – *Cluster 3*

Os valores de corrente fundamental da Figura 3.5.1.2 são multiplicados, ponto a ponto, pela Distorção Total de Corrente percentual.

$$Curva_DTI_Amperes = DTI[\%] \times Curva_corrente_fundamental \quad (22)$$

Figura 3.5.1.3: Distorção Total de Corrente DTI[%] – P90% - *Cluster 3*.

Como resultado da multiplicação da Distorção Total de Corrente DTI[%] pela Curva de Corrente Fundamental (Figura 3.5.1.2 x Figura 3.5.1.3), obtêm-se a Figura 3.5.1.4.

Figura 3.5.1.4: Curva DTI em amperes – *Cluster 3*.

3.5.1.1.2 Curva DTI em amperes do transformador - Modo II – *Cluster 03*

A partir da curva típica de DTI dividida pela corrente fundamental (Figura 3.5.1.5), e conhecendo-se a corrente média calculada $Iméd$, obtêm-se a curva de corrente harmônica de distorção total, Figura 3.5.1.6.

$$Curva_DTI_Amperes = (DTI / Ifundamental\ médio) \times Iméd \quad (23)$$

Figura 3.5.1.5: DTI dividida pela corrente fundamental – P90% - *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.6: Curva DTI em amperes do transformador - Modo II – *Cluster 3*.

Comparam-se agora as Figuras 3.5.1.4 e 3.5.1.6 com a figura da medição real (Figura 3.5.1.7).

Figura 3.5.1.7: Medição de DTI em amperes do transformador – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.8: Comparativo de DTI em amperes do transformador – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.9: Variação DTI medido para Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.10: Histograma variação DTI medido para Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.11: Variação DTI medido para Modo II – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.12: Histograma variação DTI medido para Modo II – *Cluster 3*.

A Figura 3.5.1.13 apresenta um comparativo da Média Distorção Total de Corrente Medida, registro por registro, dos dias úteis, com a média semanal do Modo I e II.

Figura 3.5.1.13: Curva dia comparativo DTI – *Cluster 3*.

Adicionalmente, nas três figuras subsequentes é possível visualizar um comparativo de histogramas de Distorção total de Corrente (DTI%).

Figura 3.5.1.14: Histograma DTI – Medido – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.15: Histograma DTI – Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.16: Histograma DTI – Modo II – *Cluster 3*.

Na Tabela 3.5.1, visualiza-se o comparativo de DTI, com os Modos I e II e a medição.

Tabela 3.5.1: Comparativo de Histograma de DTI

TIPO	P50%	P70%	P80%	P90%
Medido	10	12	14	17
Modo I	9	11	11.5	12.5
Modo II	7	8.5	9.5	10.5

3.5.1.2 Cálculo da Distorção Individual de Corrente DII3 – Cluster 3

3.5.1.2.1 Curva DII3 em amperes do transformador – Modo I – Cluster 3

Os dados da curva da Figura 3.5.1.2 são multiplicados pela Distorção Individual de Corrente em porcentagem, para obter a curva de corrente em Amperes referente à componente Harmônica de 3º ordem.

$$Curva_DII_3_Amperes = DII_3[\%] \times Curva_corrente_fundamental \quad (24)$$

Figura 3.5.1.17: Distorção Individual de Corrente DII3[%] – P90% - Cluster 03.

Como resultado da multiplicação da Distorção Individual de Corrente DII3 [%] pela Curva de Corrente Fundamental (Figura 3.5.1.17 x Figura 3.5.1.2), obtêm-se a curva presente na Figura 3.5.1.18:

Figura 3.5.1.18: Curva DII3 em amperes – *Cluster 3*.

3.5.1.2.2 Curva DII3 em amperes do transformador – Modo II – *Cluster 3*

A partir da curva típica de DII3 dividida pela Corrente Fundamental, Figura 3.5.1.19, e conhecendo-se a corrente média calculada $Iméd$, obtêm-se a curva de corrente harmônica de distorção total, Figura 3.4.1.21.

$$Curva_DII_3_Amperes = \left(\frac{DII_3[\%]}{Ifundament\ almédio} \right) \times Iméd \quad (25)$$

Figura 3.5.1.19: DII3 dividido pela corrente fundamental – P90% - *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.20: Curva DII3 em amperes do transformador – Modo II – *Cluster 3*.

Comparam-se agora as Figuras 3.5.1.20 e 3.5.1.18 com a medição real, Figura 3.5.1.21.

Figura 3.5.1.21: Medição de DII3 em amperes do transformador – *Cluster 03*.

Figura 3.5.1.22: Comparativo de DII3 em amperes do transformador – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.23: Variação DII3 medido para Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.24: Histograma variação DII3 medido para Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.25: Variação DII3 medido para Modo II – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.26: Histograma variação DII3 medido para Modo II – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.27: Curva dia comparativo DII3 – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.28: Histograma DII3 – Medido – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.29: Histograma DII3 – Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.30: Histograma DII3 – Modo II – *Cluster 3*.

Tabela 3.5.2: Comparativo de Histograma de DII3

TIPO	P50%	P70%	P80%	P90%
Medido	9.5	11.5	12.5	15
Modo I	7	9	9.5	11
Modo II	6	7	8	9

3.5.1.3 Cálculo da Distorção Individual de Corrente DII5 – Cluster 3

3.5.1.3.1 Curva DII5 em amperes do transformador – Modo I – Cluster 3

Os dados da curva da Figura 3.5.1.2 (Curva de Corrente Fundamental) são multiplicados pela Distorção Individual de Corrente em porcentagem, para obter a curva de corrente em Amperes referente à 5ª Harmônica.

$$\text{Curva_DII}_5 \text{ _Amperes} = \text{DII}_5[\%] \times \text{Curva_corrente_fundamental} \quad (26)$$

Figura 3.5.1.31: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – P90% - Cluster 3.

Como resultado da multiplicação da Distorção Individual de Corrente DII5 [%] pela Curva de Corrente Fundamental (Figura 3.5.1.31 x Figura 3.5.1.2), obtêm-se os dados expressos na Figura 3.5.1.32.

Figura 3.5.1.32: Curva DII5 em amperes – *Cluster 3*.

3.5.1.3.2 Curva DII5 em amperes do transformador – Modo II – *Cluster 03*

A partir da curva típica de DII5 dividida pela Corrente Fundamental, Figura 3.5.1.33, e conhecendo-se a corrente média calculada $Iméd$, obtêm-se a curva de corrente harmônica de distorção total, Figura 3.5.1.34.

$$Curva_DII_5_Amperes = \left(\frac{DII_5}{I_{fundament\ almédio}} \right) \times Iméd \quad (27)$$

Figura 3.5.1.33: DII5 dividido pela corrente fundamental – P90% - *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.34: Curva DII5 em amperes do transformador – Modo II – *Cluster 3*.

Comparam-se agora as Figuras 3.5.1.32 e 3.5.1.34, com a figura da medição real, Figura 3.5.1.35. Na sequência complementa-se com as curvas de variação do erro ao longo do tempo, para modo I e Modo II (figuras (3.5.1.37 e 3.5.1.39) e seus histogramas de variação (figuras 3.5.1.38 e 3.5.1.40).

Figura 3.5.1.35: Medição de DII5 em amperes do transformador – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.36: Comparativo de DII5 em amperes do transformador – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.37: Variação DII5 medido para Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.38: Histograma variação DII5 medido para Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.39: Variação DII5 Medido para Modo II – *Cluster 3*.

Figura

3.5.1.40: Histograma variação DII5 medido para Modo II – *Cluster 3*.

De forma análoga, foram realizadas as estimações para as Distorções Individuais de Corrente de 7^o, 9^o, 11^o, 13^o, 15^o e 17^o ordem. A forma de aplicação é análoga às componentes de 3^o e 5^o ordem e às curvas resultantes estão disponíveis no anexo III.

Finalizando, fez-se o comparativo também das médias das curvas de dias úteis quando comparados com a média semanal dos modos de estimação I e II, bem como as curvas de Histograma de DII5 de Medido, Modo I e Modo II.

Figura 3.5.1.41: Curva dia comparativo DII5 – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.42: Histograma DII5 – Medido – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.43: Histograma DII5 – Modo I – *Cluster 3*.

Figura 3.5.1.44: Histograma DII5 – Modo II – *Cluster 3*.

Tabela 3.5.3: Comparativo de Histograma de DII5

TIPO	P50%	P70%	P80%	P90%
Medido	7	8.5	9.5	11.5
Modo I	4.5	5	5.5	6
Modo II	3	4	4.5	5

4 CONCLUSÕES

A metodologia para a estimação das Distorções Harmônicas de Corrente em Amperes proposta nesta dissertação permite a determinação bastante expedita do conteúdo harmônico em transformadores de distribuição, com base em informações conhecidas e disponíveis em bases de dados das empresas distribuidoras.

A metodologia aqui proposta estende estudos anteriores realizados sobre as curvas típicas de carga, aplicadas basicamente sobre a variação diária da demanda de energia, como função dos tipos de consumidores e de sua classificação (faixas de consumo). O método amplia este conceito para a estimação de injeções harmônicas em transformadores de distribuição, a partir de campanha de medições em campo neste equipamento, formulando e avaliando as correspondentes curvas típicas de injeções de correntes harmônicas, caracterizadas por suas distorções harmônicas totais e individuais, para determinados agrupamentos (clusters) de transformadores de distribuição obtidos por método estatístico consolidado.

Os erros sobre as distorções harmônicas (ponto a ponto), avaliados e obtidos para validação da metodologia proposta, encontram-se, em média, entre 20% e 40% dos valores medidos, dependendo do modo de estimação isto é, modos de estimação I e II. Entende-se que estes níveis de erros são aceitáveis, pois, encontram-se dentro de uma faixa de tolerância permissível para efeito, por exemplo, da avaliação do acréscimo de carregamento de transformadores de distribuição de energia elétrica.

O comportamento da Distorção Total de Corrente (DTI) e da Distorção Individual de Corrente (DII) pode ser analisado a partir de histogramas correspondentes obtidos pela aplicação da metodologia. É possível então extrair os percentis P50%, P70%, P80%, P90%, de forma a estabelecer comparações entre os parâmetros, obtidos por simulação sobre as curvas típicas e obtidos a partir da medição direta no transformador, o que sugere que o modo I está mais compatível com as medições em campo. Os erros obtidos, entre os respectivos parâmetros medidos e estimados mostra o potencial da metodologia para aplicações futuras,

considerando as evoluções possíveis na regulação da qualidade de energia elétrica que potencialmente serão implementadas pelo Órgão Regulador.

Também foi possível visualizar o comportamento da curva de Carga Média diária de dias úteis, quando comparada com as médias de estimação de duas demais formas, mostrando que a aplicação aqui proposta contempla de forma bastante adequada às tendências de evolução do conteúdo harmônico injetado ao longo do dia.

A título de exemplo, as curvas obtidas pela aplicação da metodologia aqui apresentada podem servir de entrada para softwares de análise de fluxo de potência harmônico, o que permitiria vários estudos, como a avaliação das contribuições harmônica nos equipamentos da rede, distorções harmônicas de tensão, possíveis ressonâncias harmônicas, e níveis de perdas técnicas adicionais pela presença de harmônicos.

Essa metodologia pode ser aplicada futuramente em qualquer concessionária de distribuição, pois, as informações de entrada são informações simples de consumo de energia kWh e informações de medição, onde se conhece o perfil de consumo de uma determinada região.

Prevê-se também aplicação futura para a análise de curvas de cargas de clientes, de maneira individual, utilizando-se a análise por tipos e faixas de consumo.

Pretende-se evoluir no conhecimento de curvas de cargas de clientes, realizando monitoramento amostral sobre estes, a partir de medições em amostras sobre os consumidores da rede de distribuição de energia elétrica.

Outro ponto que merece atenção em desenvolvimentos futuros, principalmente para aplicação em fluxos de potência harmônicos, corresponde ao comportamento dos ângulos entre tensões e correntes harmônicas, obtidos nos transformadores de distribuição. Com esse aspecto considerado, é possível melhor representar os cancelamentos (ou não) de harmônicos ao longo da rede de média tensão.

REFERÊNCIAS

- [1] BOLLEN, M. H. J. What is power quality? *Electric Power Systems Research*, v. 66, p. 5-14, 2003.
- [2] KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. *Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica*. Editora Blucher, 2009. 230p.
- [3] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Versão 0. 2008.
- [4] KUSKO, A. THOMPSON, M. T. *Power Quality in Electrical Systems*. 2007. 225p.
- [5] GALHARDO, M. A. B.; PINHO, J. T. *Conceitos de Distorção e Não-Linearidades*. V Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica –CBQEE, Aracajú - SE, 2003.
- [6] KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; OLIVEIRA, C. C. B. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Editora Blucher 2005. 328p.
- [7] GRANDI, A. L. Z.; CARNEIRO, J. R. V. *Caracterização das Distorções Harmônicas de Tensão em Circuitos Secundários de Baixa Tensão*. VIII Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE, Blumenau – SC, 2009.
- [8] MACQUEEN, J. B. Some Methods for classification and Analysis of Multivariate Observations, in *Proceedings of 5-th Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, Berkeley, University of California Press, n. 1, p. 281-297. 1967.

- [09] JARDINI, J. , TAHAN, C., GOUVÊA, M., AHN, S., FIGUEIREDO, F. Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15 n. 1. 2000.
- [10] JARDINI, J. , TAHAN, C., AHN, S., CABRAL, S. L. S. Determination of the typical daily load curve for residential area based on field measurements. *IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION*, 1994, Chicago.
- [11] KEY, T. S.; LAI, JIH-SHENG. Comparison of Standards and Power Supply Design Options for Limiting Harmonic Distortion in Power Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*. v. 29, 1993.
- [12] IEC 61000-3-2: 1995. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current $\leq 16\text{A}$ per phase). 1995.
- [13] EN 50160. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, 1999.
- [14] IEEE Std 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. 1992.
- [15] IEEE Std 1159-2009 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. 2009.
- [16] NRS 048-2:2003. “Electricity Supply – Quality of Supply – Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods. 2003.
- [17] ROMÁN, T. G. S.; UBEDA, J. R. Power Quality Regulation in Argentina: Flicker and Harmonics. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 13, n. 3, Jul, 1998.

- [18] Congress International de Grand Reseaux Eletricques. CIGRE-WG-36. *“Harmonics characteristics parameters, methods of study, estimates of existing values in the network”*. *Electra*, n. 77, Jul, 1981.

- [19] ROBERT, A.; MARQUET, J. “Assessing voltage quality with relation to harmonic, flicker and unbalance”, WG36.05 *“Voltage Quality” of CIGRE*. 1992 CIGRE. Session.

- [20] International Union of Electroheat. UIE-Disturbances W.G.GT2. *“Guide to quality of electrical supply for industrial installations”*, Part 1. 1992.

- [21] International Electrotechnical Comission. International Standard – IEC 1000-2-2, “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2: Environment – Section 2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signaling in public low-voltage power supply systems”, 1990.

- [22] NZECP 36:1993. New Zealand Electrical Code of Practice for Harmonic Levels. 1993.

- [23] CTCSE D.S. nº 020-97-EM. *“Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”* – Normas Legales – Diário Oficial El Peruano – Energia y Minas – 11 de Outubro de 1997, modificada por Decreto Supremo nº 009-99-EM de 11 de abril de 1999, Decreto Supremo Nº 013-2000-EM de 9 de setembro de 2000; Decreto Supremo Nº 040-2001-EM de 17 de julho de 2001, Decreto Supremo 004-2006-EM de 06 de Janeiro de 2006 e Decreto Supremo 026-2006-EM de 21 de Abril de 2006.

- [24] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Revisão 2. 2010.

- [25] BRONZEADO, H. S.; RAMOS, A. J. P.; DE OLIVEIRA, J. C.; DE ABREU, J.P.G.; ARRUDA, A.A.C.; BRANDÃO, A.C. *Uma Proposta de Termos e Definições*

Associadas a Qualidade da Energia Elétrica, II Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. São Lourenço - MG, 1997.

- [26] MUTANEN, A.; RUSKA, M.; REPO, S.; JARVENTAUSTA, P. “*Customer Classification and Load Profiling Method for Distribution Systems*”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, v. 26, n. 3, Jul, 2011.

APÊNDICE A– CURVAS DO *CLUSTER 1*

O *Cluster 1* é constituído de 18,80% de consumo comercial, 65,35% consumo industrial e 13,60% de consumo residencial.

Figura 1.1: Distorção Total de Corrente DTI[%] Média.

Figura 1.2: Distorção Total de Corrente DTI[%] Desvio Padrão.

Figura 1.3: Distorção Total de Corrente DTI[%] Percentil 90%.

Figura 1.4: Distorção Individual de Corrente DII3[%] – Média.

Figura 1.5: Distorção Individual de Corrente DII3[%] – Desvio Padrão.

Figura 1.6: Distorção Individual de Corrente DII3[%] – P90.

Figura 1.7: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – Média.

Figura 1.8: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – Desvio Padrão.

Figura 1.9: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – P90.

Figura 1.10: Relação entre Ampere Harmônico e Corrente Fundamental- Valor Médio.

Figura 1.11: Relação entre Ampere Harmônico e Corrente Fundamental- Desvio Padrão.

Figura 1.12: Relação entre Ampere Harmônico e Corrente Fundamental- Percentil 90%.

Figura 1.13: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 1.14: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 1.15: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 1.16: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 1.17: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 1.18: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 1.19: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal- Valores Médios.

Figura 1.20: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal- Desvio Padrão.

Figura 1.21: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal- Percentil 90%.

APÊNDICE B– CURVAS DO *CLUSTER 2*

O *Cluster 2* é constituído de 17,85% de consumo comercial, 8,12% consumo industrial e 66,38% de consumo residencial.

Figura 2.1: Distorção Total de Corrente DTI[%] Média.

Figura 2.2: Distorção Total de Corrente DTI[%] Desvio Padrão.

Figura 2.3: Distorção Total de Corrente DTI[%] Percentil 90%.

Figura 2.4: Distorção Individual de Corrente DII3[%] – Média.

Figura 2.5: Distorção Individual de Corrente DII3[%] – Desvio Padrão.

Figura 2.6: Distorção Individual de Corrente DII3[%] – P90.

Figura 2.7: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – Média.

Figura 2.8: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – Desvio Padrão.

Figura 2.9: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – P90.

Figura 2.10: Relação entre Ampere Harmônico e Corrente Fundamental - Valor Médio.

Figura 2.11: Relação entre Ampere Harmônico e Corrente Fundamental - Desvio Padrão.

Figura 2.12: Relação entre Ampere Harmônico e Corrente Fundamental - Percentil 90%.

Figura 2.13: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 2.14: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 2.15: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 2.16: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 2.17: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 2.18: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 2.19: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal- Valores Médios.

Figura 2.20: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal – Desvio Padrão.

Figura 2.21: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal- Percentil 90%.

APÊNDICE C– CURVAS DO *CLUSTER 3*

O *Cluster 3* é constituído de 3,48% de consumo comercial, 1,1% consumo industrial e 94,59% de consumo residencial.

Figura 3.1: Distorção Total de Corrente DTI[%] Média.

Figura 3.2: Distorção Total de Corrente DTI[%] Desvio Padrão.

Figura 3.3: Distorção Total de Corrente DTI[%] Percentil 90%.

Figura 3.4: Distorção Individual de Corrente DI13[%] Média.

Figura 3.5: Distorção Individual de Corrente DI13[%] Desvio Padrão.

Figura 3.6: Distorção Individual de Corrente DI13[%] P90.

Figura 3.7: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – Média.

Figura 3.8: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – Desvio Padrão.

Figura 3.9: Distorção Individual de Corrente DII5[%] – P90.

Figura 3.10: Distorção Individual de Corrente DII7[%] – Média.

Figura 3.11: Distorção Individual de Corrente DII7[%] – Desvio Padrão.

Figura 3.12: Distorção Individual de Corrente DII7[%] – P90.

Figura 3.13: Distorção Individual de Corrente DI19[%] – Média.

Figura 3.14: Distorção Individual de Corrente DI19[%] – Desvio Padrão.

Figura 3.15: Distorção Individual de Corrente DI19[%] – P90.

Figura 3.16: Distorção Individual de Corrente DII11[%] – Média.

Figura 3.17: Distorção Individual de Corrente DII11[%] – Desvio Padrão.

Figura 3.18: Distorção Individual de Corrente DII11[%] – P90.

Figura 3.19: Distorção Individual de Corrente DII13[%] – Média.

Figura 3.20: Distorção Individual de Corrente DII13[%] – Desvio Padrão.

Figura 3.21: Distorção Individual de Corrente DII13[%] – P90.

Figura 3.22: Distorção Individual de Corrente DII15[%] – Média.

Figura 3.23: Distorção Individual de Corrente DII15[%] – Desvio Padrão.

Figura 3.24: Distorção Individual de Corrente DII15[%] – P90.

Figura 3.25:- Distorção Individual de Corrente DII17[%] – Média.

Figura 3.26: Distorção Individual de Corrente DII17[%] – Desvio Padrão.

Figura 3.27: Distorção Individual de Corrente DII17[%] – P90.

Figura 3.28: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental - Valor Médio.

Figura 3.29: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental- Desvio Padrão.

Figura 3.30: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental- Percentil 90%.

Figura 3.31: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 3.32: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.33: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 3.34: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 3.35: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.36: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 3.37: Relação entre Ampere Harmônico de 7º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 3.38: Relação entre Ampere Harmônico de 7º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.39: Relação entre Ampere Harmônico de 7º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 3.40: Relação entre Ampere Harmônico de 9º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 3.41: Relação entre Ampere Harmônico de 9º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.42: Relação entre Ampere Harmônico de 9º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 3.43: Relação entre Ampere Harmônico de 11^o ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 3.44: Relação entre Ampere Harmônico de 11^o ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.45: Relação entre Ampere Harmônico de 11^o ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 3.46: Relação entre Ampere Harmônico de 13^o ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 3.47: Relação entre Ampere Harmônico de 13^o ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.48: Relação entre Ampere Harmônico de 13^o ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 3.49: Relação entre Ampere Harmônico de 15^o ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 3.50: Relação entre Ampere Harmônico de 15^o ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.51: Relação entre Ampere Harmônico de 15^o ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 3.52: Relação entre Ampere Harmônico de 17º ord. e Corrente Fundamental –Val. Médios.

Figura 3.53: Relação entre Ampere Harmônico de 17º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 3.54: Relação entre Ampere Harmônico de 17º ord. e Corrente Fundamental –P90.

Figura 3.55: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Valores Médios.

Figura 3.56: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Desvio Padrão.

Figura 3.57: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Percentil 90%.

APÊNDICE D – CURVAS DO CLUSTER 4

O *Cluster 4* é constituído de 49,98% de consumo comercial, 5,32% consumo industrial e 40,31% de consumo residencial.

Figura 4.1: Distorção Total de Corrente DTI[%] Média.

Figura 4.2: Distorção Total de Corrente DTI[%] Desvio Padrão.

Figura 4.3: Distorção Total de Corrente DTI[%] Percentil 90%.

Figura 4.4: Distorção Individual de Corrente DII3[%] Média.

Figura 4.5: Distorção Individual de Corrente DII3[%] Desvio Padrão.

Figura 4.6: Distorção Individual de Corrente DII3[%] - P90.

Figura 4.7: Distorção Individual de Corrente DI15[%] – Média.

Figura 4.8: Distorção Individual de Corrente DI15[%] – Desvio Padrão.

Figura 4.9: Distorção Individual de Corrente DI15[%] – P90.

Figura 4.10: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental - Valor Médio.

Figura 4.11: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental - Desvio Padrão.

Figura 4.12: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental- Percentil 90%.

Figura 4.13: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 4.14: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 4.15: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 4.16: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 4.17: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 4.18: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 4.19: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Valores Médios.

Figura 4.20: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Desvio Padrão.

Figura 4.21: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Percentil 90%.

APÊNDICE E – CURVAS DO CLUSTER 5

O *Cluster 5* é constituído de 83,23% de consumo comercial, 6,55% consumo industrial e 8,24% de consumo residencial.

Figura 5.1: Distorção Total de Corrente DTI[%] Média.

Figura 5.2: Distorção Total de Corrente DTI[%] Desvio Padrão.

Figura 5.3: Distorção Total de Corrente DTI[%] Percentil 90%.

Figura 5.4: Distorção Individual de Corrente DII3[%] Média.

Figura 5.5: Distorção Individual de Corrente DII3[%] Desvio Padrão.

Figura 5.6: Distorção Individual de Corrente DII3[%] P90.

Figura 5.7: Distorção Individual de Corrente DII5[%] Média.

Figura 5.8: Distorção Individual de Corrente DII5[%] Desvio Padrão.

Figura 5.9: Distorção Individual de Corrente DII5[%] P90.

Figura 5.10: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental - Valores Médios.

Figura 5.11: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental - Desvio Padrão.

Figura 5.12: Relação entre Ampere Harmônico total e Corrente Fundamental - Percentil 90%.

Figura 5.13: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 5.14: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão

Figura 5.15: Relação entre Ampere Harmônico de 3º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 5.16: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Val. Médios.

Figura 5.17: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – Desv. Padrão.

Figura 5.18: Relação entre Ampere Harmônico de 5º ord. e Corrente Fundamental – P90.

Figura 5.19: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Valores Médios.

Figura 5.20: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Desvio Padrão.

Figura 5.21: Relação entre I Fundamental e sua respectiva média semanal - Percentil 90%.