

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RICARDO TORREZAN

PROPOSTAS PARA APRIMORAMENTO DA METODOLOGIA E DO PROCESSO DE  
APURAÇÃO E ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE DE INDICADORES DA  
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

BAURU

2011

RICARDO TORREZAN

PROPOSTAS PARA APRIMORAMENTO DA METODOLOGIA E DO PROCESSO DE  
APURAÇÃO E ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE DE INDICADORES DA  
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada como requisito final à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia de Bauru, da Universidade Estadual Paulista.

Orientador: Prof. Dr. André Nunes de Souza

Co-orientador: Prof. Dr. André Christóvão Pio Martins

BAURU

2011

Torrezan, Ricardo.

Propostas para Aprimoramento da Metodologia e do Processo de Apuração e Análise de Compatibilidade de Indicadores da Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição / Ricardo Torrezan, 2011. 171 f.

Orientador: André Nunes de Souza

Co-orientador: André Christóvão Pio Martins

Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2011

1. Indicadores de Qualidade. 2. Distorção de Tensão Harmônica Total. 3. Qualidade da Energia Elétrica. 4. PRODIST. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
CAMPUS DE BAURU  
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU



**ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE RICARDO TORREZAN, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DO(A) FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU.**

Aos 25 dias do mês de fevereiro do ano de 2011, às 09:00 horas, no(a) ANFITEATRO DA SEÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO DA FACULDADE DE ENGENHARIA, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. BENEDITO DONIZETI BONATTO do(a) Instituto de Sistemas Elétricos e Energia / Universidade Federal de Itajubá, Prof. Dr. PEDRO DA COSTA JUNIOR do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de RICARDO TORREZAN, intitulado "PROPOSTAS PARA APRIMORAMENTO DA METODOLOGIA E DO PROCESSO DE APURAÇÃO E ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE DE INDICADORES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO". Após a exposição, o discente foi argüido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO . Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que, após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA

Prof. Dr. BENEDITO DONIZETI BONATTO

Prof. Dr. PEDRO DA COSTA JUNIOR

Este trabalho é dedicado a contribuir com a  
evolução das pesquisas sobre qualidade da energia elétrica  
para que o aprimoramento contínuo das normas e resoluções sobre este tema  
possam trazer um grau cada vez maior de compatibilidade entre o grau de  
sensibilidade dos equipamentos existentes ou a serem instalados pelos acessantes  
com os fenômenos normalmente verificados no sistema de distribuição  
trazendo benefícios para todos os envolvidos,  
consumidores e distribuidoras de energia elétrica,  
fabricantes de equipamentos e de instrumentos,  
órgãos reguladores e normativos,  
laboratórios e universidades.

## AGRADECIMENTOS

Muito obrigado primeiramente à inteligência suprema do universo, presente em todas as leis que regem todos os fenômenos através dos quais a energia pura flui continuamente, sendo então qualificada através da Vida que se manifesta, desde o nível microscópico ao macrocosmo, no reino mineral, vegetal, animal e seres humanos, sempre em movimento e evolução infinitos.

Muito obrigado à minha querida esposa Maria Cristina, companheira sempre presente, pelo incentivo, apoio incondicional e compreensão em todos os momentos, bem como às nossas famílias e antepassados cuja existência, educação e suporte, possibilitaram que esta história fosse escrita.

Muito obrigado à CPFL Paulista, empresa do Grupo CPFL Energia, concessionária de distribuição de energia elétrica de vanguarda no setor elétrico nacional, na figura de seu presidente, vice-presidente de distribuição e diretores pelo apoio a este projeto.

Muito obrigado aos gerentes, lideranças, e colegas de trabalho da CPFL, que a partir da primeira manifestação da intenção de realizar este projeto, não só permitiram mas confiaram ao emitir as cartas de recomendação para o ingresso no programa de pós-graduação em engenharia elétrica da UNESP, possibilitaram a realização do estudo de caso apresentado nesta pesquisa, sempre dispensaram o suporte necessário em todos os momentos, e colaboraram no desenvolvimento dos artigos elaborados para a apresentação em congressos e seminários da área, além do companheirismo, motivação e incentivo constantes que foram fundamentais para o sucesso deste projeto.

Muito obrigado às equipes de campo e às estações avançadas da CPFL pela sempre pronta colaboração e apoio, e pela participação importante na realização das campanhas de medição feitas durante os ensaios experimentais utilizados como estudo de caso neste trabalho.

Muito obrigado ao Prof. Dr. André Nunes de Souza e ao Prof. Dr. André Christóvão Pio Martins, respectivamente orientador e co-orientador deste trabalho, que prontamente se dispuseram a conduzir a orientação ao desenvolvimento desta pesquisa, e o fizeram sempre de

forma muito presente, incentivando, motivando e apoiando, participando efetivamente com total disponibilidade, com muita atenção e com flexibilidade suficiente para corrigir rumos quando necessário.

Muito obrigado ao Engenheiro Se Un Ahn, doutor em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da USP, que atualmente conduz o setor de qualidade de energia elétrica do Grupo CPFL Energia, pela orientação técnica interna na CPFL, pela motivação e estímulo, pela participação direta na realização dos ensaios experimentais, bem como pela aplicação das propostas aqui apresentadas para o aprimoramento das normas da CPFL, sempre que cabível.

Muito obrigado à Profa. Dra. Edméa Cássia Baptista, do Departamento de Matemática da UNESP campus de Bauru, pela motivação e pela confiança ao fazer a recomendação para o ingresso no programa de pós-graduação em engenharia elétrica da UNESP.

Muito obrigado a todos os professores que atuam na pós-graduação em engenharia elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru pelos conhecimentos, informações e atualizações que trouxeram, bem como pelo estímulo e pelas importantes orientações sobre o processo de formação e capacitação para a pesquisa de natureza científica.

Muito obrigado à UNESP e a toda a equipe que conduz o programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru, diretores, membros dos conselhos, professores, funcionários, e colaboradores do campus como um todo, primeiramente pelo esforço na criação deste programa, por ter possibilitado a participação de alunos que atuam nas empresas do setor elétrico, acrescentando assim ao programa o ingrediente da interação complementar entre as visões acadêmica e empresarial, o que contribui para o desenvolvimento de pesquisas com bom grau de aderência às situações que normalmente ocorrem no setor elétrico, e ainda pela receptividade, pelo carinho, e pelo suporte dispensado a todos nós alunos.

Muito obrigado a todos os colegas e ex-colegas da pós-graduação pela amizade, pelo companheirismo, pela ajuda mútua em todos os momentos, bem como pela convivência sempre muito alegre, positiva e estimulante.

Muito obrigado à colega de trabalho na CPFL e contemporânea de pós-graduação, Engenheira Gislaine Midori Minamizaki, que atualmente está desenvolvendo sua dissertação de mestrado junto à Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, envolvendo estudos sobre mitigação de ressonâncias harmônicas e, sob este aspecto, dando sequência à análise do estudo de caso aqui tratado.

Muito obrigado ao coordenador da comissão de estudos Eng. Ernesto Alberto Mertens Junior, e a todos os colegas representantes das empresas concessionárias, das universidades, dos fabricantes de equipamentos e de instrumentos, dos centros de pesquisas, e dos consumidores, bem como à ABNT/CB-3 e à CPFL, pela oportunidade de participar dos trabalhos da Comissão de Estudo de Compatibilidade Eletromagnética – CE 03:077.1, durante a elaboração do projeto de norma PN 03:077.01-005 – ABNT NBR IEC 61000-4-30: Compatibilidade Eletromagnética – Parte 4-30: Técnicas de Medição e Ensaio – Métodos de Medição de Qualidade da Energia, participação esta que muito contribuiu para o enriquecimento das pesquisas sobre o tema.



## RESUMO

Este projeto de pesquisa tem por objetivo apresentar propostas para aprimoramento das principais normas e resoluções envolvidas, dentre as quais o PRODIST, quanto à metodologia para apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total, bem como trazer contribuições para o processo de análise de compatibilidade de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição, através de uma visão proativa, ou seja, atuando principalmente no momento que antecede a instalação destas cargas. Estas propostas foram elaboradas a partir da análise e discussão dos resultados obtidos através dos ensaios realizados em um estudo de caso compreendendo a análise da ligação de um novo forno de indução em uma Fundação atendida por uma concessionária de distribuição do Estado de São Paulo. Um histórico geral situando a qualidade da energia elétrica no setor elétrico é apresentado, as principais normas, resoluções e estudos técnicos são discutidos, e as diretrizes metodológicas e procedimentos utilizados nos ensaios experimentais são detalhados. A análise e discussão dos resultados é elaborada procurando responder às principais perguntas surgidas durante a investigação técnico-científica e a realização dos procedimentos, bem como indicando outros questionamentos a serem estudados, através da apresentação das propostas e indicações para trabalhos futuros.

Palavras-chave: Indicadores de Qualidade, Distorção de Tensão Harmônica Total, Ponto de Acoplamento Comum, PRODIST, Qualidade da Energia Elétrica.

## ABSTRACT

This research project aims to present proposals for improvement of key standards and resolutions involved, among which the PRODIST, on the methodology for calculating the indicator of voltage total harmonic distortion, and should contribute to the analysis process of the potentially disturbance impacts of loads on power quality in distribution systems, through a proactive vision, ie, working mainly in the moment before the installation of these loads. Those proposals were developed from the analysis and discussion of results obtained through tests on a case study including analysis of the connection of a new induction furnace in a foundry fed by a distribution utility in the State of São Paulo. A general historical situating the quality of electric energy in the electricity sector is presented, the main standards, technical studies and resolutions are discussed, and methodological guidelines and procedures used in experimental trials are detailed. The analysis and discussion of results is prepared to answer the main questions that arise during the technical-scientific research and implementation of procedures as well as indicating other questions to be studied through the submission of proposals and directions for future work.

**Keywords:** Indicators of Quality, Voltage Total Harmonic Distortion, Point of Common Coupling, PRODIST, Power Quality.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1. Aspectos da Qualidade do Produto e do Serviço (Adaptada de [1], [2], [13]).	29
Figura 2.2. Módulos do PRODIST (Extraída de [13]).	44
Figura 2.3. Sequência de Medição (Extraída de [15] e [16]).	52
Figura 2.4. Sincronização dos Intervalos de Agregação para a Classe A (Extraída de [15] e [16]).	54
Figura 2.5. Sincronização dos Intervalos de Agregação para a Classe S – Parâmetros cujas Descontinuidades não são Permitidas (Extraída de [15] e [16]).	55
Figura 2.6. Sincronização dos Intervalos de Agregação para a Classe S – Parâmetros cujas Descontinuidades são Permitidas (Extraída de [15] e [16]).	55
Figura 3.1. Fluxograma do Processo de Análise da Ligação de Cargas Potencialmente Perturbadoras (Adaptada de [21] e [26]).	73
Figura 3.2. Diagrama Unifilar das Instalações do Acessante – Configuração Atual.	85
Figura 3.3. Diagrama Unifilar das Instalações do Acessante – Configuração Futura.	85
Figura 3.4. Detalhes do Forno de Indução.	86
Figura 3.5. Diagrama Unifilar do Sistema de Distribuição.	87
Figura 3.6. Vista da Subestação.	87
Figura 3.7. Qualímetro <i>Power ION 7650</i> .	91
Figura 3.8. Detalhe da Entrada dos Sensores de Tensão e de Corrente no Qualímetro.	92
Figura 3.9. Detalhe da Conexão dos Sensores de Tensão e Corrente, nas Chaves de Aferição.	92
Figura 4.1. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-09 10:12:12,862.	97
Figura 4.2. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-12 18:57:58,012.	97
Figura 4.3. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:17,553.	97
Figura 4.4. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:21,545.	97
Figura 4.5. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:23,078.	97

Figura 4.6. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:29,436. ..	98
Figura 4.7. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:58,996. ..	98
Figura 4.8. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-15 19:17:31,603. ..	98
Figura 4.9. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-20 08:48:43,513. ..	98
Figura 4.10. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-22 19:15:40,896. ..	98
Figura 4.11. Curva de Susceptibilidade CBEMA - ITIC. ....	99
Figura 4.12. Registros de DTHT (%). ....	115
Figura 4.13. Registros de Demanda Total (kW). ....	115
Figura 4.14. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-04 20:45:54,395. ....	117
Figura 4.15. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-07 06:58:20,572. ....	117
Figura 4.16. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-13 10:12:20,458. ....	117
Figura 4.17. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-17 15:37:55,459. ....	117
Figura 4.18. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-17 15:38:01,992. ....	117
Figura 4.19. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-17 16:32:34,425. ....	118
Figura 4.20. Curva de Susceptibilidade CBEMA - ITIC. ....	118
Figura 4.21. Registros de DTHT (%). ....	133
Figura 4.22. Registros de Demanda Total (kW). ....	133

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Pontos de Conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV (Extraída de [13]).....	30
Tabela 2.2. Valores de Referência para Flutuação de Tensão (Extraída de [13]). .....	34
Tabela 2.3. Fatores de Transferência (Extraída de [13]). .....	34
Tabela 2.4. Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração (Extraída de [13]). .....	35
Tabela 2.5. ICHQP – <i>International Conference on Harmonics &amp; Quality of Power</i> . .....	45
Tabela 2.6. Limites de Distorções de Correntes Harmônicas para Sistemas de Distribuição - 120 V até 69000 V (Adaptada de [4]). .....	47
Tabela 2.7. Valores Típicos de Correntes Harmônicas Injetadas por Conversores de 6 Pulsos, em pu da Corrente Fundamental (Adaptada de [4]). .....	48
Tabela 2.8. Limites para Distorções de Tensão Harmônicas em % da Tensão Nominal à Frequência Fundamental (Adaptada de [4], [5]). .....	49
Tabela 2.9. Valores de Referência Globais das Distorções Harmônicas Totais de Tensão – Em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [13]). .....	61
Tabela 2.10. Níveis de Referência para Distorções Harmônicas Individuais de Tensão – Em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [13]). .....	62
Tabela 2.11. Limites Globais Inferiores de Tensão em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [14]).....	65
Tabela 2.12. Limites Individuais em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [14]). .....	65
Tabela 2.13. Limites de Tensões Harmônicas - Sistema de Subtransmissão (Extraída de [26]). .....	67
Tabela 2.14. Limites de Tensões harmônicas - Redes Primárias de Distribuição (Extraída de [26]). .....	67
Tabela 2.15. Comparação dos Valores Limites de Distorção de Tensão Harmônica Total em % da Tensão Fundamental (Adaptada de [4], [5], [13], [14], [26]).....	68

Tabela 2.16. Critérios para Apuração dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica (Adaptada de [4], [5], [13], [14], [26]).	69
Tabela 3.1. Dados do Acessante.	81
Tabela 3.2. Dados do Responsável Técnico.	81
Tabela 3.3. Tensão de Atendimento e Características dos TPs e TCs de Medição de Faturamento.	82
Tabela 3.4. Carga e Demanda Atual e Previsões de Acréscimos.	82
Tabela 3.5. Regime de Trabalho.	82
Tabela 3.6. Características dos Transformadores - Configuração Atual.	83
Tabela 3.7. Características dos Transformadores - Configuração Futura.	83
Tabela 3.8. Características das Cargas Não Lineares Existentes.	84
Tabela 3.9. Características das Cargas Não Lineares Futuras.	84
Tabela 3.10. Curto Circuito na Subestação.	88
Tabela 3.11. Impedância na Subestação.	88
Tabela 3.12. Curto Circuito no Ponto de Acoplamento Comum - PAC.	88
Tabela 3.13. Impedância no Ponto de Acoplamento Comum - PAC.	89
Tabela 3.14. Modelo de Ficha de Medição utilizado no Ensaio Experimental.	90
Tabela 4.1. Registros Marcados.	96
Tabela 4.2. Variações de Tensão de Curta Duração – VTCDs.	96
Tabela 4.3. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total Percentil 95% - Sem Registros Marcados.	101
Tabela 4.4. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total Percentil 95% - Com Registros Marcados.	103
Tabela 4.5. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total Percentil 95% - Diferenças entre os Valores Obtidos Sem e Com Registros Marcados.	105
Tabela 4.6. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total - Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Por Fase.	107

Tabela 4.7. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados - 4 Casas Decimais – Por Fase. ....	108
Tabela 4.8. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases. ....	109
Tabela 4.9. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases. ....	110
Tabela 4.10. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases. ....	111
Tabela 4.11. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases. ....	112
Tabela 4.12. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.....	113
Tabela 4.13. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.....	113
Tabela 4.14. Registros Marcados. ....	116
Tabela 4.15. Variações de Tensão de Curta Duração – VTCDs. ....	116
Tabela 4.16. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total Percentil 95% - Sem Registros Marcados. ....	119
Tabela 4.17. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total Percentil 95% - Com Registros Marcados.....	121
Tabela 4.18. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total Percentil 95% - Diferenças entre os Valores Obtidos Sem e Com Registros Marcados.....	123

Tabela 4.19. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Por Fase. ....	125
Tabela 4.20. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Por Fase. ....	126
Tabela 4.21. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases. ....	127
Tabela 4.22. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases. ....	128
Tabela 4.23. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases. ....	129
Tabela 4.24. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases. ....	130
Tabela 4.25. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.....	131
Tabela 4.26. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.....	131



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ABNT/CB-3 – Comitê Brasileiro de Eletricidade  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
AT – Alta Tensão  
ATP – *Alternative Transients Program*  
B – *Bus*  
BT – Baixa Tensão  
CB – *Common Bus*  
CBEMA – *Computer and Business Equipment Manufacturers' Association*  
CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia  
CIRED – *International Conference on Electricity Distribution*  
CITENEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica  
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz  
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica  
DIHT – Distorção de Corrente Harmônica Total  
DTHT – Distorção de Tensão Harmônica Total  
EMC – *Electromagnetic Compatibility*  
EPC – Equipamento de Proteção Coletiva  
EPI – Equipamento de Proteção Individual  
GED – Gerenciamento Eletrônico de Documento  
ICHQP – *International Conference on Harmonics & Quality of Power*  
IEC – *International Electrotechnical Commission*  
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*  
ION – *Integrated Object Network*  
ITIC – *Information Technology Industry Council*  
LI – Licença de Instalação  
LO – Licença de Operação  
LPO – Licença Precária de Operação  
LSISPOTI – Laboratório de Sistemas de Potência e Técnicas Inteligentes  
MT – Média Tensão  
NR – Norma Regulamentadora

ONS – Operador Nacional do Sistema

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QEE – Qualidade da Energia Elétrica

RACIQEE – Relatório de Análise de Compatibilidade dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica

RISE – Relatório do Impacto no Sistema Elétrico

RTC – Relógio de Tempo Real

RTC – Relação de Transformação de Corrente

RTP – Relação de Transformação de Potencial

SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

TR – Transformador

TRAFO – Transformador

UTC – Tempo Universal Coordenado

VTCD – Variação de Tensão de Curta Duração

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	20
1.1	Motivação .....	20
1.2	Objetivo .....	26
1.3	Estrutura .....	26
2	INVESTIGAÇÃO TÉCNICO-CIENTÍFICA .....	28
2.1	Aspectos Gerais sobre a Qualidade da Energia Elétrica.....	28
2.2	Estudos e Normas Técnicas Internacionais e Nacionais .....	45
3	DIRETRIZES METODOLÓGICAS.....	71
3.1	Procedimentos .....	72
3.2	Ensaio Experimentais.....	80
4	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....	95
5	PROPOSTAS PARA APRIMORAMENTO DA METODOLOGIA E DO PROCESSO DE ANÁLISE DE INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	134
6	CONCLUSÕES .....	139
6.1	Aspectos Gerais .....	139
6.2	Trabalhos Futuros .....	141
6.3	Trabalhos Aprovados Relacionados a esta Pesquisa .....	142
	REFERÊNCIAS .....	144
	ANEXO 1 – REGISTROS DE DTHT OBTIDOS DURANTE AS CAMPANHAS DE MEDIÇÃO .....	158
	ANEXO 2 – MODELO DO RELATÓRIO DE ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – RACIQEE .....	162

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Motivação

O termo *power quality*, ou qualidade da energia elétrica, como é denominado no Brasil, começou a ser utilizado na década de 1980, pela indústria de energia elétrica em âmbito mundial [1]-[3].

Como parte deste momento começaram a ser introduzidas também as primeiras normas técnicas, estabelecendo limites referenciais para analisar e tratar as distorções na forma de onda da tensão e da corrente, em sistemas elétricos contendo cargas lineares e não lineares, no ponto de interface entre o sistema elétrico e as cargas, que passou a ser denominado de “ponto de acoplamento comum”, normas estas que vem passando por aprimoramentos e desdobramentos [4]-[6].

Da mesma forma, os primeiros instrumentos destinados ao monitoramento da qualidade da energia elétrica, de forma integrada, denominados atualmente de “qualímetros”, também começaram a surgir neste período [7].

Todo este movimento surgiu como reflexo de uma preocupação crescente com a qualidade da energia elétrica, tanto por parte dos usuários finais e das distribuidoras de energia elétrica, quanto pelos fabricantes de equipamentos, e desde então, o termo qualidade da energia elétrica passou a representar um conjunto de diversos tipos de perturbações que podem ocorrer em sistemas de distribuição, tratados agora sob uma visão sistêmica e não mais de forma isolada [1]-[6].

Os principais motivos que levaram a esta crescente preocupação estão associadas ao direcionamento para o aumento da produtividade na indústria, que por sua vez leva às seguintes circunstâncias [1]-[6]:

- Os equipamentos instalados passaram a utilizar cada vez mais controles microprocessados e dispositivos de eletrônica de potência que são sensíveis a diversos tipos de perturbações na forma de onda.
- A ênfase cada vez maior na eficiência do sistema levou ao emprego de dispositivos como inversores de frequência para controle de velocidade de motores, banco de capacitores para corrigir o fator de potência e reduzir perdas, lâmpadas fluorescentes

com reatores eletrônicos, dentre outros, resultando numa elevação crescente dos níveis de componentes harmônicas no sistema.

- Os sistemas e processos estão cada vez mais integrados e, portanto, a falha de um componente pode ter consequências maiores.

No entanto, a motivação mais forte para tratar as questões de qualidade da energia elétrica é, fundamentalmente a questão econômica, pois os impactos econômicos diretos da ausência de qualidade da energia elétrica nos processos industriais tendem a ser crescentes [1]-[3].

Com níveis cada vez maiores de automação, estes processos passam a utilizar equipamentos mais modernos, controlados eletronicamente, com maior nível de eficiência energética, que por outro lado são cada vez mais sensíveis a perturbações na tensão de fornecimento, do que os seus antecessores eletromecânicos [1]-[3].

Por exemplo, distúrbios momentâneos, como a operação automática de desligar e ligar de um disjuntor para eliminar um defeito passageiro, denominada comumente por “pisca”, até mesmo em um alimentador diferente daquele que atende ao usuário final, pode causar interrupções nos processos com cargas sensíveis a variações de tensão de curta duração [1]-[3].

Estas interrupções podem afetar a planta inteira, ou apenas uma parte com cargas sensíveis, mas de qualquer maneira, resultam em impactos econômicos muitas vezes significativos, dependendo das perdas de produtos e do tempo necessário para retomar a produção [1]-[3].

As distribuidoras, por sua vez, também são afetadas economicamente, pois com as interrupções nos processos de produção, seja total ou parcial, perdem faturamento de energia elétrica, sendo que a confiabilidade é outro fator relevante para as distribuidoras manterem sempre em níveis elevados perante o mercado e os consumidores, principalmente a partir da liberalização do setor elétrico e do consequente aumento da competitividade [1]-[3].

Outro fato que vem sendo investigado, uma vez que afeta o mercado de energia elétrica como um todo, envolve o comportamento dos medidores estáticos utilizados atualmente para a medição de faturamento de energia, na presença de componentes harmônicas [8].

Além dos impactos diretos econômicos óbvios, tanto para os usuários finais quanto para as distribuidoras, ocorrem ainda diversos outros impactos indiretos intangíveis da qualidade da energia elétrica, associados à imagem, aspectos sociais, dentre outros [1]-[3].

Os fabricantes de equipamentos por outro lado, embora estejam num mercado muito competitivo, uma vez que seus clientes geralmente comprem pelo menor preço, não têm como preocupação produzir equipamentos que não provoquem perturbações no sistema elétrico, e que também sejam imunes às principais perturbações que geralmente ocorrem no sistema elétrico [1].

De fato, até o momento não há uma demanda junto aos fabricantes para que os equipamentos atendam especificações de qualidade da energia elétrica, quer seja por parte dos seus clientes, ou pelos órgãos normativos [1].

Isto ocorre tanto no caso de equipamentos usados na indústria, quanto nas cargas empregadas nas residências e comércios, como, por exemplo, o crescente uso de lâmpadas fluorescentes compactas, que são eficientes do ponto de vista de consumo de energia elétrica, mas injetam elevados níveis de distorções harmônicas de corrente no sistema elétrico [1].

Portanto, com a ausência dos fabricantes dos equipamentos, atualmente há uma grande lacuna no tratamento das questões envolvendo qualidade da energia elétrica [1].

Se por um lado, alguns tipos de perturbações, como as variações de tensão de curta duração, têm origem no sistema elétrico, as cargas geralmente são fontes importantes na origem dos distúrbios, principalmente quando se trata de componentes harmônicas, flutuação de tensão, fator de potência, dentre outros indicadores de qualidade da energia elétrica associados fundamentalmente às cargas [1]-[6].

Assim, é importante que o tratamento das perturbações seja feito de forma sistêmica, ou seja, isto significa que as soluções dos problemas de qualidade da energia elétrica passam por todos os envolvidos [1]-[3]:

- Os fabricantes de equipamentos precisam desenvolver e fabricar equipamentos compatíveis com sistemas elétricos reais, produzindo equipamentos que injetem componentes harmônicas de corrente dentro de limites aceitáveis, e que sejam menos sensíveis às perturbações na forma de onda, como por exemplo, variações de tensão de curta duração.
- As distribuidoras precisam conhecer cada vez mais as características e o grau de sensibilidade dos equipamentos que seus clientes utilizam, para projetar o sistema elétrico da maneira mais adequada possível, desde a filosofia de proteção adotada até procedimentos para chaveamento de capacitores, dentre outras práticas.
- Os usuários finais por sua vez precisam projetar e operar suas instalações levando em conta a interação adequada entre os sistemas elétricos de distribuição e os equipamentos.

- As agências reguladoras do setor elétrico devem estabelecer protocolos de medição, bem como definir a forma de apuração dos indicadores de qualidade da energia elétrica e estabelecer valores limites adequados.

No cenário atual, há também outros aspectos importantes a considerar no desenvolvimento das questões e impactos envolvendo a qualidade da energia elétrica [1]:

- O movimento mundial de desregulamentação da indústria da energia elétrica provocou mudanças na legislação que regula as concessionárias de energia elétrica com o intuito de aumentar a competitividade. Se por um lado este movimento traz uma oferta de energia elétrica a preços mais competitivos, por outro lado, pode dificultar a coordenação e o controle da qualidade da energia elétrica desde a geração até o usuário final.
- O volume de geração distribuída tende a crescer na medida em que são necessárias novas fontes alternativas de energia para compor a matriz energética, tais como energia eólica, energia solar, co-geração como, por exemplo, do setor sucro-alcooleiro, dentre outras. Por sua vez, a conexão de fontes de geração distribuídas ao longo do sistema elétrico de distribuição necessita ser avaliada em diversos aspectos envolvendo a qualidade da energia elétrica, dentre os quais distorções harmônicas, variações de tensão de curta duração, regulação da tensão em regime permanente.
- O fenômeno de globalização da indústria faz com que equipamentos fabricados em determinada parte do mundo venham a ser instalados em outras regiões, acentuando a questão da compatibilidade entre a sensibilidade das proteções e controles dos equipamentos e os níveis de perturbações associados aos fenômenos de qualidade da energia elétrica presentes no sistema elétrico de distribuição.
- Está ocorrendo todo um movimento por parte dos órgãos reguladores no sentido de rever os indicadores e padrões da qualidade da energia elétrica, seja dos sistemas interligados nacionais para com as distribuidoras, seja diretamente para o usuário final, indo além dos tradicionais indicadores de continuidade do fornecimento, buscando estabelecer novos indicadores de qualidade da energia elétrica envolvendo todos os fenômenos associados a distorções na forma de onda.

Sob o ponto de vista de soluções para mitigar os efeitos das componentes harmônicas no sistema elétrico, uma série de estudos vem sendo desenvolvidos, principalmente quando existem bancos de capacitores que fazem a compensação de potência reativa, tendo em vista

que nestas condições podem ocorrer ressonâncias harmônicas, responsáveis por amplificar as distorções harmônicas em determinadas frequências [9]-[11].

Com relação aos indicadores de qualidade da energia elétrica, principalmente por se tratar de um tema relativamente recente, há revisões de normas internacionais em andamento [5], [16], bem como propostas de novos indicadores [12].

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL implantou a Revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST [13], estabelecendo valores de referência para estes indicadores. Também foi implantada por esta agência, a Revisão 1 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema – ONS, que trata dos indicadores da qualidade da energia elétrica, porém no âmbito da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN [14].

Quanto às técnicas de medição, uma das principais normas de referência neste campo, [15], [16], foi revisada em 2008, sendo que, no Brasil foi feita a tradução equivalente desta norma, pela Comissão de Estudos CE 03:077.1, Comissão de Estudo de Compatibilidade Eletromagnética do ABNT/CB-3 – Comitê Brasileiro de Eletricidade, a qual está em fase de homologação, para então se tornar a ABNT NBR IEC 61000-4-30.

Sob o aspecto da metodologia para monitorar as distorções harmônicas em sistemas de distribuição, há diversos estudos, conforme [17]-[20], sendo que em [20], Ahn et al. apresentam como estratégia o monitoramento contínuo, com abordagem estatística dos resultados obtidos, possibilitando assim um monitoramento mais amplo, porém com esforço de análise reduzido.

Com relação ao tema referente às condições de acesso do usuário que pretende conectar cargas não lineares ao sistema de distribuição há diversos estudos com diferentes formas de abordagem, conforme [21]-[24], sendo que [21] apresenta uma abordagem proativa do processo como um todo.

Tendo em vista que no momento da conexão ou aumento de novas cargas ao sistema de distribuição inicia-se a interação com maior ou menor grau de compatibilidade, é importante destacar que a análise prévia dos impactos em termos de qualidade da energia elétrica, bem como a identificação da necessidade e implementação de eventuais medidas para correção e mitigação das perturbações geradas por cargas não lineares, pode evitar que estas perturbações se propaguem pelo sistema elétrico de distribuição [24].

Neste contexto, ocorreu um fato inédito no setor elétrico brasileiro quando, pela primeira vez, a distribuidora CPFL, cuja área de concessão abrange uma grande parte do interior do Estado de São Paulo, implantou uma norma para atendimento de cargas geradoras



de harmônicos em sistemas de distribuição, [25], e em seguida lançou um outro documento normativo, estabelecendo os procedimentos a serem adotados, tanto por parte do acessante, quanto pela distribuidora, no momento da ligação de cargas não lineares potencialmente perturbadoras, no que se refere aos fenômenos de qualidade da energia elétrica [26].

Esta norma prevê a elaboração prévia, por parte do acessante, de um relatório de impacto no sistema de distribuição, e por sua vez, a distribuidora deve realizar campanhas de medição, antes e após a ligação das cargas potencialmente perturbadoras, para mensurar os patamares em que se situam os principais indicadores de qualidade da energia elétrica [26].

O termo acessante é empregado aqui conforme definição do módulo 1 do PRODIST [13]: “consumidor, central geradora, distribuidora ou agente importador ou exportador de energia, com instalações que se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou associados”.

Por um lado, o ineditismo trouxe o grande benefício de se estabelecer, pela primeira vez, procedimentos e processos de caráter eminentemente proativos, na medida em que possibilita realizar a avaliação no momento mais adequado, ou seja, quando a carga ainda vai ser ligada ao sistema elétrico [26].

Porém, ao pioneirismo sempre estão associadas as incertezas naturais do início de todo processo, que ensejam ajustes e adequações geralmente a curto e médio prazo.

Em 2006, a CPFL teve o mérito de lançar esta norma, [26], em caráter inédito, pela primeira vez no Brasil, e o fez num momento da história da indústria da energia elétrica brasileira em que ainda não há padrões plenamente estabelecidos para os indicadores associados a perturbações associadas à forma de onda, os protocolos de medição estão em fase de homologação pela ABNT, e, da mesma forma ainda não há uma metodologia estabelecida sobre como tratar os dados obtidos nas campanhas de medição e apurar os indicadores [3].

Portanto, no Brasil ainda não estão padronizados os protocolos para realizar medições de qualidade da energia elétrica, no que se refere a perturbações relacionadas com a forma de onda, bem como não existe ainda uma metodologia mais detalhada sobre como tratar e apurar os registros das medições [3].

A partir desta constatação, a principal contribuição desta pesquisa está no desenvolvimento e aprimoramento de uma metodologia para tratamento dos dados das campanhas de medição, com sistematização dos processos referentes à análise dos indicadores de qualidade da energia elétrica.

## 1.2 Objetivo

Assim, a principal motivação e contribuição desta dissertação, para a pesquisa científica e para o setor elétrico de distribuição de energia elétrica, é de apresentar propostas para aprimoramento da metodologia para tratamento dos dados das campanhas de medição e apuração dos indicadores de qualidade da energia elétrica, bem como para o processo de análise da compatibilidade dos indicadores de qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição.

## 1.3 Estrutura

Esta dissertação está estruturada da seguinte maneira:

- No Capítulo 2 são apresentados os aspectos gerais sobre a qualidade da energia elétrica, o histórico e o panorama atual, tanto no ambiente regulatório, quanto normativo, e ainda os principais seminários e congressos desta área, envolvendo o contexto nacional e internacional.
- No Capítulo 3 são mostradas as principais resoluções e normas envolvendo a qualidade da energia elétrica, destacando as principais questões levantadas quanto aos procedimentos para apuração do indicador referente à distorção de tensão harmônica total, e também a descrição dos procedimentos adotados durante a realização de um estudo de caso, onde foram realizadas campanhas de medição envolvendo a análise dos impactos da ligação de um forno de indução em uma Fundição, em termos de distorção de tensão harmônica total.
- No Capítulo 4 são discutidos os procedimentos sobre como tratar os registros das campanhas de medição durante o processo de apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total, e ainda como analisar os resultados comparando-os com as referências estabelecidas nas normas e resoluções.
- No Capítulo 5 são feitas as propostas de aprimoramento quanto aos procedimentos e critérios relacionados com a forma de tratar os dados para compor o indicador de

distorção de tensão harmônica total, face às principais questões que se apresentaram nos Capítulos 4 e 5.

- No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros, bem como são relacionados os artigos desenvolvidos durante esta pesquisa que foram aprovados ou que foram submetidos para publicações, e ainda a participação em comissão de estudos normativos.

## 2 INVESTIGAÇÃO TÉCNICO-CIENTÍFICA

### 2.1 Aspectos Gerais sobre a Qualidade da Energia Elétrica

Qualidade da energia elétrica é um termo que tem sido utilizado para abranger diversos conceitos e fenômenos relacionados tanto à forma de onda da energia elétrica, quanto ao serviço de fornecimento de energia elétrica, sendo, portanto bastante amplo, e para o qual podem ser encontradas diferentes definições, as quais variam de acordo com o contexto e o enfoque que se pretende dar.

Em geral, quando se refere à qualidade da energia elétrica, sempre estão presentes dois conceitos básicos, qualidade do produto e qualidade do serviço, sendo o primeiro deles associado à forma de onda da tensão, da corrente, e à frequência, e, por sua vez, o segundo está relacionado com a continuidade e a confiabilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica [1]-[6], [13], [14]. Os principais aspectos relacionados a estes conceitos são apresentados na Figura 2.1 a seguir.

Com relação à qualidade do produto, é interessante notar que, embora este conceito se refira às grandezas de tensão, de corrente, ou de frequência, na maioria das vezes está relacionada mais diretamente com a tensão, principalmente do ponto de vista do sistema de distribuição, onde normalmente se tem controle somente sobre a tensão [1], [2].

No sistema de distribuição, não há controle sobre a corrente, que depende fundamentalmente das cargas, embora haja uma relação muito forte entre a tensão e a corrente no sistema elétrico, a tensão quase perfeitamente senoidal gerada pelos geradores é afetada pelas distorções de corrente provocadas pelas cargas não-lineares, que ao passarem pela impedância do sistema, podem causar uma série de perturbações associadas à forma de onda [1], [2].

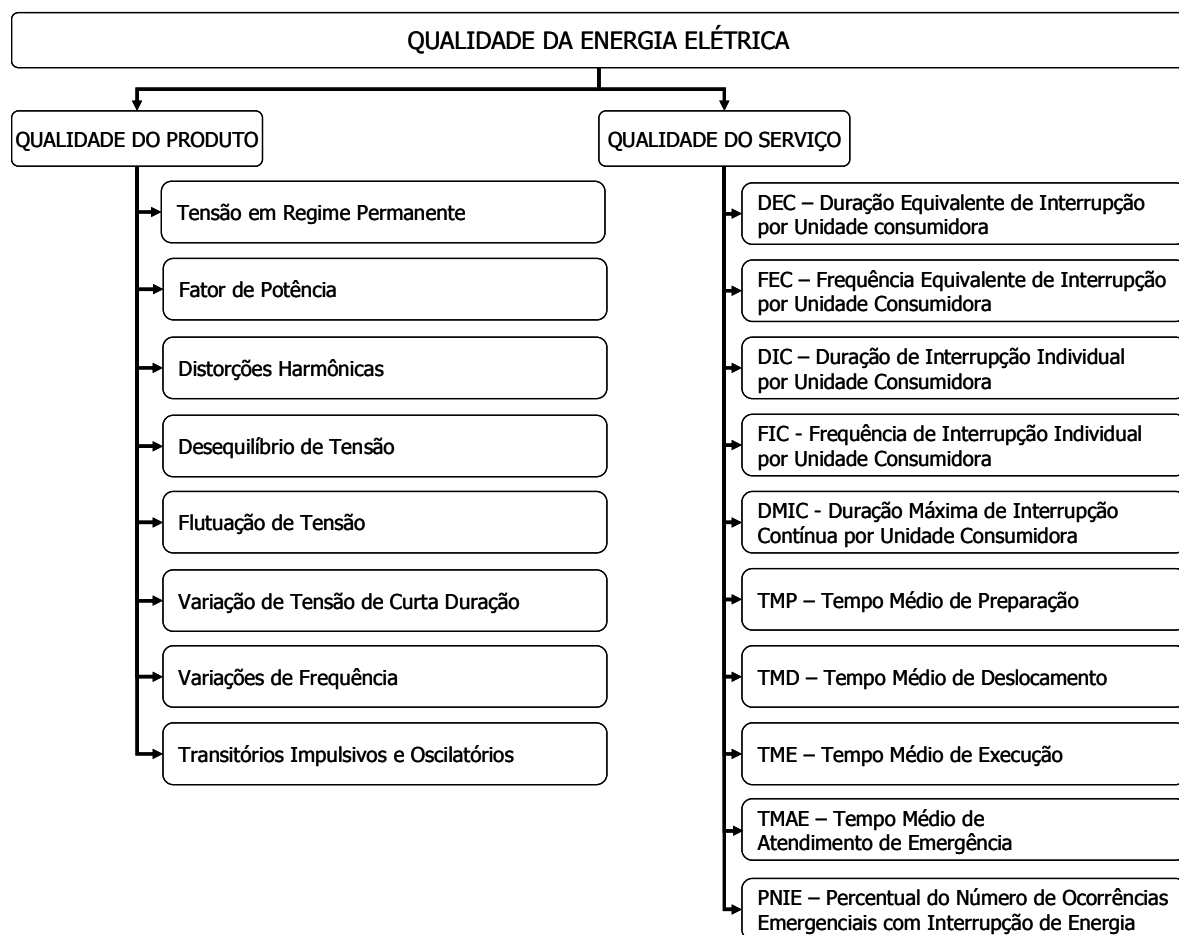


Figura 2.1. Aspectos da Qualidade do Produto e do Serviço (Adaptada de [1], [2], [13]).

Uma definição clássica para os problemas que envolvem qualidade da energia elétrica, apresentada por Dugan et al. em [1] é: “qualquer problema de qualidade da energia elétrica que afeta a tensão, corrente, ou frequência e que resulta na falha ou no mau funcionamento de um equipamento do consumidor”.

Em [2], Kusko et al., a qualidade da energia elétrica é definida como sendo: “o estudo da alimentação e do aterramento de sistemas eletrônicos com o objetivo de manter a integridade do suprimento de energia ao sistema”.

Mertens et al., em [3], citam: “a qualidade da energia elétrica está relacionada não somente aos níveis de continuidade do sistema elétrico, ou seja, interrupções no fornecimento de energia aos clientes, mas também às mínimas variações no fornecimento de eletricidade”.

Na revisão mais recente do PRODIST, [13], em seu módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, a ANEEL também se refere à qualidade da energia elétrica no sentido mais amplo, ou seja, abrangendo as duas principais vertentes:

- a) Qualidade do produto.

b) Qualidade do serviço.

Na seção 8.1 – Qualidade do Produto, em [13] é definida a terminologia, são caracterizados os fenômenos e estabelecidos os parâmetros, bem como os valores de referência e os indicadores, relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, considerando os seguintes aspectos:

- Tensão em Regime Permanente:

A conformidade da tensão elétrica refere-se à comparação dos valores eficazes calculados a partir das amostras coletadas em janelas sucessivas em sequência de doze (0,2 segundos) a quinze (0,25 segundos) ciclos, formando um conjunto de leituras válidas integralizadas em 1008 intervalos consecutivos de 10 minutos cada, com os limites adequados, precários e críticos.

Os valores de tensão obtidos, denominados tensão de atendimento, são comparados com a tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a tensão contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão.

Na Tabela 2.1, são apresentados os limites estabelecidos para a faixa de média tensão, sendo que em [13] são definidos os limites também para as demais faixas de tensão nominal.

Tabela 2.1. Pontos de Conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

(Extraída de [13]).

Tensão de Atendimento ( $TA$ )	Faixa de Variação da Tensão de Leitura ( $TL$ ) em Relação à Tensão de Referência ( $TR$ )
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, são calculados os indicadores individuais: índice de duração relativa da transgressão para tensão precária – DRP; e índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica – DRC, de acordo com as seguintes expressões [13]:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100[\%] \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100[\%] \quad (2.2)$$

Onde:

$nlp$  é o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária de nível de tensão.

$nlc$  é o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica de nível de tensão.

Em [13] são estabelecidos também os limites máximos de 3% e 0,5%, respectivamente para os índices  $DRP$  e  $DRC$ , bem como os prazos respectivos de 90 e 15 dias para a regularização da tensão de atendimento, quando houver transgressões destes limites.

- Fator de Potência:

O valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados de potências ativa e reativa, ou das respectivas energias ativa e reativa, conforme expressões a seguir [13]:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.3)$$

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2.4)$$

Onde:

$fp$  é o fator de potência.

$P$  é a potência ativa.

$Q$  é a potência reativa.

$EA$  é a energia ativa.

$ER$  é a energia reativa.

Os valores de referência estabelecidos em [13], para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, para o fator de potência no

ponto de conexão, deverão estar compreendidos entre 0,92 e 1,00 indutivo ou capacitivo [13].

É importante notar que, em função da crescente presença de componentes harmônicas no sistema de distribuição, está sendo discutida a forma básica de cálculo do fator de potência, comparando-se a apresentada em [13] com o cálculo considerando o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente.

- Distorções Harmônicas:

“As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental”, conforme definição dada em [13].

Este tema está relacionado diretamente com o objetivo desta pesquisa, e, portanto, é tratado em maiores detalhes no item 2.2.

- Desequilíbrio de Tensão:

Em [13] desequilíbrio de tensão é definido como sendo o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição.

A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão é [13]:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad (2.5)$$

Onde:

$FD$  é o fator de desequilíbrio.

$V_-$  é a amplitude da tensão de sequência negativa (RMS).

$V_+$  é a amplitude da tensão de sequência positiva (RMS).

Quanto à metodologia de medição, em [13] é estabelecido que as medições devem ser realizadas para as tensões fase-fase, com o objetivo de eliminar possíveis efeitos de componentes de sequência zero.

Como valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão, [13] estabelece o limite máximo de 2%, com a ressalva de que este valor serve de referência para o planejamento elétrico, e que, regulamentariamente, será estabelecido em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.



- Flutuação de Tensão:

Conforme [13], a flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão, sendo que a determinação da qualidade da tensão em um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

Os indicadores utilizados para avaliar os níveis de flutuação de tensão são descritos a seguir [13]:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2.6)$$

Onde:

$P_{st}$  é a severidade de curta duração.

$P_i$  ( $i = 0,1; 1; 3; 10; 50$ ) corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante  $i\%$  do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido na norma *International Electrotechnical Commission – IEC 61000-4-15 – Flickermeter – Functional and Design Specifications*.

Complementarmente, o indicador  $P_{lt}$  corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de  $P_{st}$ , como estabelecido pela expressão a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (2.7)$$

Onde:

$P_{lt}$  é a severidade de longa duração.

A grandeza  $P_{st}$  representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada em um período contínuo de 10 minutos [13].

O indicador  $P_{st}D95\%$  representa o percentil 95% dos registros de  $P_{st}$  obtidos ao longo de 24 horas de medição, integralizados a cada 10 minutos, sendo que ao final de uma semana de medição, considera-se como indicador final o maior valor dentre os 7 valores encontrados [13].

O indicador  $P_{lt}S95\%$  representa o percentil 95% dos registros de  $P_{lt}$  obtidos ao longo de 7 dias consecutivos.

Os valores de referência para estes indicadores são apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2. Valores de Referência para Flutuação de Tensão (Extraída de [13]).

Valor de Referência	$P_{st}D95\%$	$P_{lt}S95\%$
Adequado	$< 1 \text{ pu} / FT$	$< 0,8 \text{ pu} / FT$
Precário	$1 \text{ pu} - 2 \text{ pu} / FT$	$0,8 \text{ pu} - 1,6 \text{ pu} / FT$
Crítico	$> 2 \text{ pu} / FT$	$> 1,6 \text{ pu} / FT$

O fator de transferência -  $FT$  deve ser calculado pela relação entre o valor do  $P_{lt}S95\%$  do barramento do sistema de distribuição e o valor do  $P_{lt}S95\%$  do barramento da tensão secundária de baixa tensão de distribuição eletricamente mais próximo [13].

Para os casos em que os  $FT$  entre os barramentos envolvidos não sejam conhecidos através de medição, são utilizados valores típicos, conforme Tabela 2.3 a seguir.

Tabela 2.3. Fatores de Transferência (Extraída de [13]).

Tensão Nominal do Barramento	Fator de Transferência
Tensão do Barramento $\geq 230 \text{ kV}$	0,65
$69 \text{ kV} \leq$ Tensão do Barramento $< 230 \text{ kV}$	0,8
Tensão do Barramento $< 69 \text{ kV}$	1,0

- Variação de Tensão de Curta Duração:

As variações de tensão de curta duração - VTCDs são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo, podendo ser classificadas conforme indica a Tabela 2.4 a seguir.

Tabela 2.4. Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração (Extraída de [13]).

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da Tensão (valor eficaz) em Relação à Tensão de Referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão - IMT	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Momentâneo de Tensão - AMT	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu
	Elevação Momentânea de Tensão - EMT	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 pu
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão - ITT	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Temporário de Tensão - ATT	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu
	Elevação Temporária de Tensão - EMT	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 pu

O indicador a ser utilizado para análise do desempenho de um determinado barramento do sistema de distribuição com relação às VTCDs corresponde ao número de eventos agrupados por faixas de amplitude e de duração, discretizados conforme critério estabelecido a partir do levantamento das medições, sendo que afundamentos e elevações de tensão devem ser tratados separadamente [13].

Para agregação dos eventos são empregados os seguintes critérios [13]:

- a) Agregação de fases: num determinado ponto de monitoramento, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada

evento fase-neutro, sendo que eventos simultâneos são agregados compondo um mesmo evento.

A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união das fases, ou seja, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos fase-neutro transpõe determinado limite de valor da tensão e o instante em que o último dos eventos fase-neutro retorna ao limite.

Há também critérios alternativos de agregação de fases: agregação por parâmetros críticos, e agregação pela fase crítica.

No primeiro deles, a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos fase-neutro e o valor da amplitude que mais se distanciou da tensão de referência.

No segundo, a duração do evento é definida como a duração do evento fase-neutro de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento de tensão e máxima para elevação.

- b) Agregação temporal: os eventos consecutivos, em um período de três minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento, sendo que o afundamento ou elevação de tensão é o de menor ou maior amplitude, respectivamente.

Vale notar também que não há valores de referência para os padrões de desempenho referentes a estes fenômenos [13].

- Variação de Frequência:

Segundo [13], os sistemas de distribuição e as instalações de geração conectadas devem operar dentro dos limites de frequência de 59,9 a 60,1 Hz, em condições normais de operação e em regime permanente.

Quando ocorrer distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 a 60,5 Hz, no prazo de trinta segundos após sair desta faixa, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração [13].

Quando houver necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a estabilidade do sistema durante distúrbios no sistema de distribuição, a frequência deve atender as seguintes condições:

- a) Não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz, em condições extremas.
- b) Pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo trinta segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo dez segundos.
- c) Pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo dez segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo cinco segundos.

- Transitórios:

Embora em [13], os transitórios não sejam considerados como indicadores, a literatura [1], [2] trata destes fenômenos.

Os transitórios são classificados basicamente em duas categorias [1], [2]:

- a) Impulsivos

Um transitório impulsivo é uma variação súbita e passageira nas condições de regime permanente da tensão ou da corrente, ou de ambas, com frequência diferente da fundamental, e com polaridade unidirecional, sendo geralmente provocado por descargas atmosféricas [1], [2].

São normalmente caracterizados pelos tempos de elevação e decaimento, como por exemplo, um impulso de  $1,2 \times 50 \mu\text{s}$  2 kV, atinge o valor de pico em  $1,2 \mu\text{s}$  e decai a 50% deste valor em  $50 \mu\text{s}$  [1], [2].

- b) Oscilatórios

Um transitório oscilatório é uma variação súbita e passageira nas condições de regime permanente da tensão ou da corrente, ou de ambas, com frequência diferente da fundamental, porém com polaridade bidirecional, podendo ter como causa, o chaveamento de banco de capacitores, energização de transformador, ferro-ressonância em transformadores, dentre outras [1], [2].

São normalmente caracterizados pelo seu espectro de onda, duração e amplitude [1], [2].

Na seção 8.2 – Qualidade do Serviço, em [13] são estabelecidos os procedimentos, e definidos os indicadores bem como os valores limites relativos à continuidade do serviço.

Em primeiro lugar, o conjunto de unidades consumidoras é definido por subestação que possua primário em alta tensão – AT e secundário em média tensão – MT, abrangendo as redes MT a jusante da subestação, de propriedade da distribuidora, caracterizados pelos seguintes atributos [13]:

- a) Área em quilômetros quadrados ( $\text{km}^2$ ).

- b) Extensão da rede MT em quilômetros (km).
- c) Média mensal da energia consumida nos últimos 12 meses, em megawatt-hora (MWh).
- d) Total de unidades consumidoras atendidas.
- e) Potência instalada em kilovolt-ampère (kVA).
- f) Localização (sistema isolado ou interligado).

Para avaliar o processo de atendimento às ocorrências emergenciais, são estabelecidos os seguintes indicadores de tempo de atendimento [13]:

- Tempo Médio de Preparação - TMP:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (2.8)$$

- Tempo Médio de Deslocamento - TMD:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (2.9)$$

- Tempo Médio de Execução - TME:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (2.10)$$

- Tempo Médio de Atendimento a Emergências - TMAE:

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (2.11)$$

- Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia - PNIE:

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100 \quad (2.12)$$

Onde:

*TMP* é o tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos.

*TP* é o tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.

*n* é o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

*TMD* é o tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos.

*TD* é o tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.

*TME* é o tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos.

*TE* é o tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.

*TMAE* é o tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos.

*PNIE* é o percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %.

*NIE* é o número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

Para avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema de distribuição, foram estabelecidos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, os quais são apurados por períodos de observação mensais, trimestrais e anuais [13], os quais estão agrupados em dois níveis:

- a) Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras.
- b) Indicadores de continuidade individuais.

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras estão descritos a seguir [13]:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (2.13)$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC):

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (2.14)$$

Onde:

$DEC$  é a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora.

$FEC$  é a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos de números de interrupções.

$Ca(i)$  é o número de unidades consumidoras, atendidas em BT ou MT, interrompidas em um evento ( $i$ ), no período de apuração.

$t(i)$  é a duração de cada evento ( $i$ ), no período de observação.

$i$  é o índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras.

$k$  é o número máximo de eventos no período considerado.

$Cc$  é o número total de eventos no período considerado.

Os indicadores de continuidade individuais estão descritos a seguir [13]:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.15)$$

- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC):

$$FIC = n \quad (2.16)$$

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC):

$$DMIC = t(i)_{\max} \quad (2.17)$$

Onde:



*DIC* é a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas ou centésimos de horas.

*FIC* é a frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em números de interrupções.

*DMIC* é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas ou centésimos de horas.

*i* é o índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a *n*.

*n* é o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

*t(i)* é o tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração.

*t(i)max* é o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção individual contínua (*i*), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de hora.

A ANEEL estabelece os valores dos limites dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras (DEC e FEC), bem como os limites dos indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, e DMIC), de acordo com a localização, urbana ou não-urbana, bem como de acordo com a tensão contratada [13].

No caso de violação dos limites de continuidade individual em relação ao período de apuração (mensal, trimestral, ou anual), está previsto em [13] o pagamento de compensação ao consumidor ou à distribuidora acessante.

Na esfera do ambiente regulatório, pode-se considerar que a história da qualidade da energia no Brasil se inicia quando o então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE implanta em 17 de abril de 1978, a Resolução N° 47, estabelecendo os limites e as faixas de variação admissíveis para a tensão de fornecimento.

Mais recentemente, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, em 29 de novembro de 2000, publica a resolução normativa n° 456 estabelecendo as condições gerais de fornecimento de energia elétrica [27], e em seu artigo 17, transcrito a seguir, introduz o conceito de cargas potencialmente perturbadoras, bem como define as tratativas necessárias para preservar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores.

“Art. 17. Se o consumidor utilizar na unidade consumidora, à revelia da concessionária, carga susceptível de provocar distúrbios ou danos no sistema elétrico de

distribuição ou nas instalações e/ou equipamentos elétricos de outros consumidores, é facultado à concessionária exigir deste consumidor o cumprimento das seguintes obrigações:

I - a instalação de equipamentos corretivos na unidade consumidora, com prazos pactuados e/ou o pagamento do valor das obras necessárias no sistema elétrico da concessionária, destinadas à correção dos efeitos destes distúrbios; e

II – o ressarcimento à concessionária de indenizações por danos acarretados a outros consumidores, que, comprovadamente tenham decorrido do uso da carga provocadora das irregularidades.

§ 1o Na hipótese do inciso I, a concessionária é obrigada a comunicar ao consumidor, por escrito, as obras que realizará e o necessário prazo para execução, fornecendo, para tanto, o respectivo orçamento detalhado.

§ 2o No caso referido no inciso II, a concessionária é obrigada a comunicar ao consumidor, por escrito, a ocorrência dos danos, bem como a comprovação das despesas incorridas, nos termos da legislação e regulamentos aplicáveis. ”

Em 26 de novembro de 2001, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica publicou a resolução normativa N° 505, estabelecendo as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente [28].

Nestas duas resoluções, n°s 456 e 505, a ANEEL trata e estabelece condições referentes à qualidade do produto, ou seja, condições relativas à forma de onda, na primeira delas enfocando os distúrbios, e na segunda os níveis de tensão em regime permanente.

Tendo como foco principal a Rede Básica, o ONS – Operador Nacional do Sistema, entidade responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, iniciou, a partir do ano 2000, a elaboração dos Procedimentos de Rede.

O uso dos Procedimentos de Rede em caráter ainda provisório foi autorizado pela ANEEL pela primeira vez através da resolução n° 420 de 31 de outubro de 2000, passando por sucessivas revisões autorizadas, ainda em caráter provisório, pelas resoluções ANEEL n° 140 de 25 de março de 2002, n° 689 de 13 de dezembro de 2002, n° 791 de 24 de dezembro de 2002, n° 333 de 08 de julho de 2003, e n° 675 de 18 de dezembro de 2003 [29]-[34].

Após consulta e audiência pública realizada em 2008, a resolução ANEEL n° 372 de 28 de julho de 2009, autorizou o uso dos Procedimentos de Rede em caráter definitivo, sendo publicada a versão atual em 05 de agosto de 2009 [14], [35].

Os Procedimentos de Rede constituem um conjunto de regras, critérios e procedimentos técnicos, organizados em 25 módulos, que estabelecem a sistemática e os

requisitos técnicos necessários para o planejamento e programação da operação, para a supervisão coordenação e controle da operação, para a administração dos serviços de transmissão de energia elétrica, para garantia do livre acesso à rede básica, bem como para proposição de ampliações e reforços da rede básica e demais instalações da transmissão [14].

O submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes, trata dos indicadores de desempenho da rede básica relacionados à Qualidade da Energia Elétrica – QEE e os valores limites de referência, no aspecto tanto global ou sistêmico, como individual ou por agente [14].

Neste submódulo são definidos os indicadores referentes à flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão, e distorção de tensão harmônica total, bem como os limites globais e individuais para todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo todos os acessantes, sejam distribuidoras ou clientes livres [14].

É estabelecida ainda a necessidade de elaboração de estudos prévios para conexão à rede básica com o objetivo de avaliar o desempenho das instalações com características não lineares, relacionados com a flutuação de tensão e distorção de tensão harmônica total [14].

É definida também a necessidade da realização de campanhas de medição por períodos de 7 dias, antes e após a entrada em operação das instalações com característica não linear, para avaliar os níveis de flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão, e de distorção de tensão harmônica total, podendo ser necessária também medições das correntes harmônicas resultantes da operação de cargas ou dispositivos não lineares conectados à rede [14].

Para tratar especificamente sobre questões envolvendo o sistema de distribuição, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST é aprovado em 16 de dezembro de 2008 pela ANEEL, através da resolução normativa nº 345/2008, sendo nesta mesma data publicada a primeira versão aprovada da Revisão 0 desta norma [36].

Em 15/12/2009, através da resolução normativa nº 395/2009, a ANEEL aprovou a Revisão 1 do PRODIST, bem como revogou as outras resoluções que tratavam da qualidade do serviço e do produto, dentre as quais a resolução nº 505. O texto atual foi divulgado e entrou em vigência em 01/01/2010 [13], [37].

Os Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica [13].

Seus principais objetivos são: garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade; propiciar o acesso aos sistemas de

distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre os agentes; disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica; estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais; assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL; e disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmoniosa os Procedimentos de Rede [13].

O PRODIST é composto de seis módulos técnicos que abrangem as macro-áreas de ações técnicas dos agentes de distribuição, e dois módulos integradores, conforme ilustra a Figura 2.2 [13].

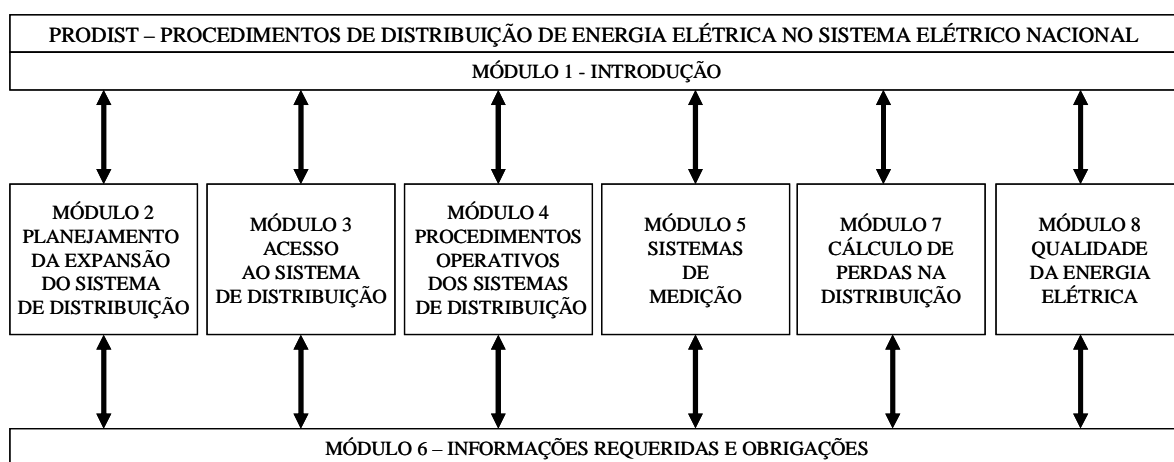


Figura 2.2. Módulos do PRODIST (Extraída de [13]).

Esta resolução representa um marco para a distribuição de energia elétrica do setor elétrico brasileiro, pois através de seu Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, pela primeira vez são caracterizados os fenômenos de qualidade de energia elétrica, bem como são estabelecidos os critérios de amostragem e os valores de referências, e ainda os procedimentos relativos à qualidade do produto [13].

Este módulo aborda tanto a qualidade do serviço prestado, quanto a qualidade do produto, sendo tratados os seguintes aspectos no que se refere à qualidade do produto em regime permanente ou transitório: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração, e variação de frequência [13].

## 2.2 Estudos e Normas Técnicas Internacionais e Nacionais

Os estudos e artigos publicados em congressos e seminários nacionais e internacionais, também refletem a crescente importância do tema qualidade da energia elétrica.

Conferências sobre qualidade da energia elétrica, que enfocam mais especificamente harmônicos, passaram a ter um papel fundamental na discussão destas questões, inclusive com participação expressiva de artigos oriundos do Brasil, dentre os quais se destaca a ICHQP – *International Conference on Harmonics & Quality Of Power* [17], [18], [23], [24], [38]-[146].

Estas conferências são específicas sobre qualidade da energia, ocorrem a cada dois anos em diversos países do mundo, e a Tabela 2.5 a seguir mostra o volume de artigos apresentados nesta década.

Tabela 2.5. ICHQP – *International Conference on Harmonics & Quality of Power*.

Ano	Referências	Local	Quantidade de Artigos					
			Brasil			Total Geral		
			Total	Harm.	Harm./ Total (%)	Total	Harm.	Harm./ Total (%)
2002	[17], [38]-[88]	Rio de Janeiro Brasil	46	17	37,0	137	50	36,5
2004	[89]-[115]	Lake Placid USA	21	17	81,0	142	50	35,2
2006	[116]-[133]	Cascais Portugal	31	9	29,0	132	39	29,5
2008	[18], [23], [24], [134]-[146]	Wollongong Austrália	18	6	33,3	142	43	30,3

Além da ICHQP, o IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*, promove também a PES T&D – *Power Energy Society Transmission & Distribution*, tanto em nível mundial nos USA, quanto na América Latina, a qual possui um painel específico denominado

*Power Quality* (Equipamentos, Mitigação, Índices), onde são tratados os temas relacionados à qualidade da energia elétrica [7], [10], [19].

Da mesma forma, no Brasil, a CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica [3], [11], [20], [21], [152]-[154], é um fórum de discussão específico sobre qualidade da energia elétrica, que ocorre a cada dois anos, em anos ímpares, portanto intercalados com as conferências ICHQP.

O CIRED – *International Conference on Electricity Distribution*, embora seja uma conferência internacional sobre distribuição de um modo geral, sempre acontece uma sessão denominada *Power Quality & EMC*, onde são tratados temas específicos sobre qualidade da energia elétrica [9], [22], [147]-[149].

No Brasil, de forma análoga acontece o SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica e o Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – Citenel, que são ambientes onde são tratados todos os temas sobre distribuição de energia elétrica e inovações tecnológicas de um modo geral, mas que também possuem um espaço para discussão dos temas relacionados à qualidade da energia elétrica [150], [151].

Todos estes eventos, congressos e seminários, nacionais e internacionais, vêm mostrando a tendência crescente do grau de importância que a qualidade da energia elétrica vem tomando no âmbito dos sistemas de distribuição, seja em função da presença cada vez maior de cargas potencialmente perturbadoras, seja pelo aumento da sensibilidade dos equipamentos a perturbações na forma de onda.

Em termos de normas internacionais, a IEEE Std 519-1992 – *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* aprovada pelo IEEE Standards Board em 18 de junho de 1992, e pelo American National Standards Institute em 4 de janeiro de 1993, é uma referência significativa para o estabelecimento de parâmetros para avaliar os indicadores de qualidade da energia elétrica [4].

Especificamente com relação a componentes harmônicas esta norma traz duas referências básicas muito importantes para avaliar o impacto de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição: limites para distorções de correntes harmônicas individuais e totais; e limites de distorções de tensões harmônicas individuais e totais [4].

Esta norma passa por um processo de revisão por uma força tarefa, denominada P519A Task Force, do Harmonics Working Group (IEEE PES T&D Committee) and SCC22 – *Power Quality* [5].

Em 4 de maio de 1996 foi publicada uma versão preliminar denominada “*Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems*”, ainda não aprovado oficialmente pelo IEEE Standards Department [5].

Cabe ressaltar aqui que, na revisão desta norma, as tabelas que contem os limites para distorções de correntes harmônicas individuais e totais, e limites de distorções de tensões harmônicas individuais e totais não tiveram seus valores alterados [4], [5].

Idealmente, as distorções harmônicas provocadas por um consumidor deveriam ser limitadas a níveis aceitáveis num determinado ponto do sistema elétrico, e o sistema de distribuição como um todo deveria operar sem distorções harmônicas substanciais em qualquer ponto do sistema [4].

A norma IEEE Std 519-1992 – *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* [4], estabelece os limites para distorções de correntes harmônicas individuais e totais para um consumidor, em sistemas de distribuição, em função da corrente máxima da carga e da corrente máxima de curto-circuito, conforme mostra a Tabela 2.6 a seguir.

Tabela 2.6. Limites de Distorções de Correntes Harmônicas para Sistemas de Distribuição - 120 V até 69000 V (Adaptada de [4]).

Máxima Distorção de Correntes Harmônicas em Percentual de $I_L$						
$I_{SC}/I_L$	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	$DIHT$
$< 20$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 - 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 - 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 - 1.000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
$> 1.000$	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
Harmônicas de ordem pares devem ser limitadas a 25% dos limites para ordens ímpares acima						

Onde:

$h$  é a ordem das componentes de correntes harmônicas.

$I_{SC}$  é a corrente máxima de curto-circuito no ponto de acoplamento comum.

$I_L$  é a corrente de demanda máxima no ponto de acoplamento comum.

$DIHT$  é a distorção de corrente harmônica total em percentual da corrente de demanda máxima.

Esta tabela é aplicável diretamente para o caso de retificadores de seis pulsos. Em situações que envolvem transformadores defasadores ou conversores com número de pulsos,  $q$ , diferente de seis, os valores limites devem ser corrigidos por um fator igual a  $\sqrt{\frac{q}{6}}$ , desde que as amplitudes das harmônicas de ordens não características sejam menores do que 25% dos limites especificados na Tabela 2.6 [4].

Assim, através da relação entre a corrente de curto circuito no ponto de acoplamento comum e a corrente de carga é possível avaliar se os níveis de distorções de correntes harmônicas individuais e totais estão dentro dos limites máximos admissíveis, ou seja, a relação entre o quão “robusto” o sistema de distribuição é em termos de potência de curto-circuito no ponto de acoplamento comum, e o porte de cargas potencialmente perturbadoras podem ser utilizados como um indicativo do grau de impacto destas cargas em termos de distorções harmônicas de corrente, e, consequentemente de tensão [4].

Esta norma fornece também valores típicos de percentuais de injeção de componentes harmônicas individuais de corrente para retificadores de seis pulsos, conforme mostra a Tabela 2.7 a seguir.

Tabela 2.7. Valores Típicos de Correntes Harmônicas Injetadas por Conversores de 6 Pulsos, em pu da Corrente Fundamental (Adaptada de [4]).

Ordem Harmônica	pu	Ordem Harmônica	pu
5	0,192	29	0,014
7	0,132	31	0,012
11	0,073	35	0,011
13	0,057	36	0,010
17	0,035	41	0,009
19	0,027	43	0,008
23	0,020	47	0,008
25	0,016	49	0,007
As amplitudes das correntes harmônicas típicas para conversores de 12 pulsos são estimadas normalmente como 10% dos valores para conversores de 6 pulsos			

Estes limites são úteis para realizar simulações de fluxos de potência harmônicos, na medida em que podem ser utilizados para representar as injeções de fontes de correntes



harmônicas de cargas potencialmente perturbadoras, como, por exemplo, fornos de indução, nos casos em que não haja informações do fabricante do equipamento, ou não tenha sido feita medição que permita conhecer estes valores [4], [11].

A outra referência são os limites de distorções de tensão por ordem harmônica e total, conforme Tabela 2.8 a seguir.

Tabela 2.8. Limites para Distorções de Tensão Harmônicas em % da Tensão Nominal à Frequência Fundamental (Adaptada de [4], [5]).

Nível de Tensão no PAC ( $V_n$ )	Distorção de Tensão Harmônica por Ordem Harmônica (%)	Distorção de Tensão Harmônica Total (%)
$V_n \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$V_n > 161 \text{ kV}$	1,0	1,5

O cálculo da distorção de tensão harmônica total é obtido pela expressão a seguir [5]:

$$THD_{V_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_n} \times 100\% \quad (2.18)$$

Onde:

$V_h$  é a amplitude das componentes harmônicas individuais em Volts rms.

$h$  é a ordem harmônica.

$V_n$  é a tensão nominal do sistema em Volts rms.

Os limites de distorção de tensão harmônica total da Tabela 2.8 devem ser utilizados para avaliar o pior caso para condições normais de operação do sistema, ou seja, condições que duram mais do que uma hora, sendo que para períodos mais curtos, durante partidas de equipamentos ou condições não usuais, que duram até uma hora ao longo de um dia, os valores limites podem ser excedidos em até 50% [4], [5].

A partir desta condição, considerando que uma hora corresponde a aproximadamente 4% do dia, foi estabelecido o critério de adotar o percentil 95% para o cálculo do indicador de distorções harmônicas.

Estes valores de referência são fundamentais para proceder a avaliação do impacto de cargas potencialmente perturbadoras, pois podem ser utilizados para avaliar os níveis de distorções de tensão harmônicas individuais e totais, medidos no ponto de acoplamento comum da carga ao sistema de distribuição.

Neste sentido, medições realizadas no ponto de acoplamento comum, antes e após a ligação de cargas potencialmente perturbadoras, podem ser particularmente úteis para realizar a avaliação do impacto destas cargas na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição quanto aos níveis de distorções de tensão harmônicas.

A norma IEEE Std 519-1992 – *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* [4], está sendo revisada pelo grupo de trabalho *Harmonic Working Group* (IEEE PES T&D Committee) and SCC22 – *Power Quality*, “*Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems*” [5].

Porém, pode se observar nesta versão preliminar ainda não aprovada, emitida em 04 de maio de 1996, que os limites referidos nas duas tabelas anteriores foram mantidos nesta versão [4], [5].

Também no âmbito internacional, a norma IEC 61000-4-30 – *Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods* representa uma referência fundamental para o processo de avaliação do impacto de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição, pois a avaliação passa fundamentalmente pela realização de medições, e, portanto, são necessários métodos para realizar as medições [15].

Por sua vez, a ABNT concluiu em 2009 a preparação, feita através da Comissão de Estudo CE 03:077.1 Comissão de Estudo de Compatibilidade Eletromagnética do ABNT/CB-3 – Comitê Brasileiro de Eletricidade, do Projeto de Norma PN 03:077.01-005, com a participação de representantes de distribuidoras, universidades, empresas de consultoria, e fabricantes de equipamentos [16].

Este projeto equivale à tradução da norma IEC 61000-4-30: Ed. 2 – 2008, e quando da sua homologação receberá a denominação de ABNT NBR IEC 61000-4-30, e, portanto, será utilizado como referência nacional em termos de metodologia para a realização de medições de qualidade da energia elétrica [16].

Atualmente o documento já passou pela revisão da ABNT e está sendo preparado para ser submetido à audiência pública.

Em [15] e [16] são definidos os métodos para medição e interpretação dos resultados de parâmetros da qualidade da energia elétrica em sistemas de alimentação em corrente alternada a 50/60 Hz, sendo contemplados métodos de medição para medidas *in situ*.

Métodos de medição são descritos para cada tipo relevante de parâmetro de forma que forneça resultados confiáveis e repetíveis, independentemente do método de implementação [15], [16].

Os parâmetros de qualidade da energia elétrica considerados em [15] e [16] são a frequência do sistema elétrico, amplitude da tensão de alimentação, cintilação luminosa (*flicker*), afundamentos e elevações da tensão, interrupções de tensão, tensões transitórias, desequilíbrio da tensão, harmônicos e interharmônicos de tensão, sinais transmitidos sobre a tensão de alimentação e variações rápidas de tensão, sendo que, dependendo da finalidade da medição, todos ou um subconjunto dos fenômenos nesta lista podem ser medidos.

Os efeitos de transdutores inseridos entre o sistema de potência e o instrumento de medição são reconhecidos, mas não tratados em detalhe em [15] e [16].

É importante ressaltar que a norma IEC 61000-4-30 apresenta métodos de medição, e requisitos apropriados de desempenho, mas não define limiares [15], [16].

Para cada parâmetro medido, são definidas três classes, de acordo com os métodos de medição e exigências de desempenho da medição, conforme descrito a seguir [15], [16].

- Classe A

Esta classe é usada onde medições precisas são necessárias, por exemplo, para aplicações contratuais que pode exigir soluções de disputas, verificação de conformidade com padrões, dentre outras.

Qualquer medição de um parâmetro executada com dois instrumentos diferentes que obedecem as exigências da classe A, ao medir os mesmos sinais, deve produzir resultados iguais dentro da incerteza especificada para o parâmetro.

- Classe S

Esta classe é usada para aplicações estatísticas tais como pesquisas ou avaliações de qualidade de energia, possivelmente com um subconjunto limitado de parâmetros.

Embora utilize intervalos equivalentes de medição como a classe A, os requisitos de processamento da classe S são menores.

- Classe B

Esta classe é definida com a finalidade de se evitar a continuidade da fabricação de projetos obsoletos de muitos instrumentos existentes.

Uma nota em [15] e [16] observa que métodos da classe B não são recomendados para novos projetos, e alerta que a classe B poderá ser removida em uma futura edição da norma.

A denominação das respectivas classes tem um significado, sendo que “A” significa “Avançado”, “S” significa “Pesquisa”, e “B” significa “Básico”, sendo que os usuários devem escolher a classe que necessitam, de acordo com as suas aplicações [15], [16].

Com relação ao instrumento de medição, em [15] e [16] é destacado que o fabricante deve declarar as grandezas de influência que não são dadas expressamente e que podem degradar o desempenho do instrumento, bem como deve declarar também quais parâmetros são medidos, qual classe é usada para cada parâmetro, a faixa de tensão de entrada declarada para a qual cada classe atende, e ainda todos os requisitos e acessórios necessários, tais como sincronização, pontas de prova, período de calibração, faixas de temperatura, dentre outros, para atender cada classe.

A grandeza elétrica a ser medida pode ser diretamente acessível, ou pode ser obtida através de transdutores de medição, sendo que [15] e [16] não considera o transdutor de medição externo ao instrumento e sua incerteza associada.

Um instrumento de medição pode medir alguns ou todos os parâmetros identificados em [15] e [16], e preferencialmente usar a mesma classe para todos os parâmetros, sendo que a medição pode englobar toda a sequência de medição, conforme mostra a Figura 2.3 a seguir.

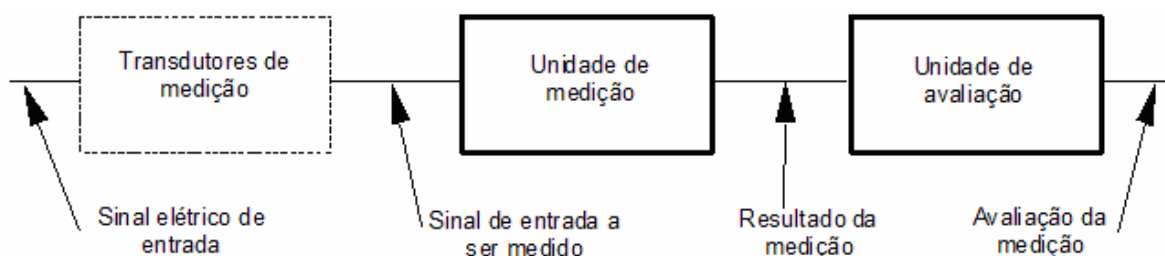


Figura 2.3. Sequência de Medição (Extraída de [15] e [16]).

As medições podem ser realizadas em sistemas de alimentação monofásicos ou polifásicos, e dependendo do contexto, pode ser necessário medir tensão entre condutores de

fase e de neutro (fase-neutro) ou entre condutores de fases (fase-fase) ou entre condutores de fases ou de neutro e terra (fase-terra ou neutro-terra) [15], [16].

Em [15] e [16], não são definidos os valores elétricos a serem medidos, e, além disso, com exceção da medição de desequilíbrio de tensão, que é intrinsecamente polifásica, os métodos de medição especificados são tais que resultados independentes possam ser obtidos em cada canal de medição.

Os valores instantâneos fase-fase podem ser medidos diretamente ou obtidos de valores instantâneos medidos entre fase-neutro [15], [16].

As medições de corrente podem ser executadas em cada condutor do sistema de alimentação, inclusive o condutor neutro e o condutor terra de proteção [15], [16].

Com relação à agregação das medições por intervalo de tempo são aplicados os seguintes critérios [15], [16]:

- Classe A

O intervalo de tempo de medição básico para amplitudes de parâmetros (tensão de alimentação, harmônicos, interharmônicos e desequilíbrio) deverá ser de 10 ciclos para sistema de alimentação em 50 Hz, ou de 12 ciclos para sistema de alimentação em 60 Hz.

A medição dos 10 / 12 ciclos deve ser re-sincronizada a cada sinal de 10 minutos do *Real-Time Clock* – RTC, ou relógio de tempo real, como descrito na Figura 2.4.

Os valores de 10/12 ciclos são posteriormente agregados em 3 intervalos adicionais:

- a) Intervalos de 150/180 ciclos (150 ciclos para 50 Hz nominal ou 180 ciclos para 60 Hz nominal).
- b) Intervalos de 10 minutos.
- c) Intervalos de 2 horas.

- Classe S

O mesmo intervalo de tempo da classe A, sendo que a medição de 10/12 ciclos deve ser ressincronizada, como descrito nas Figuras 2.5 e 2.6.

- Classe B

O fabricante deve especificar o número e a duração dos intervalos de tempo de agregação.

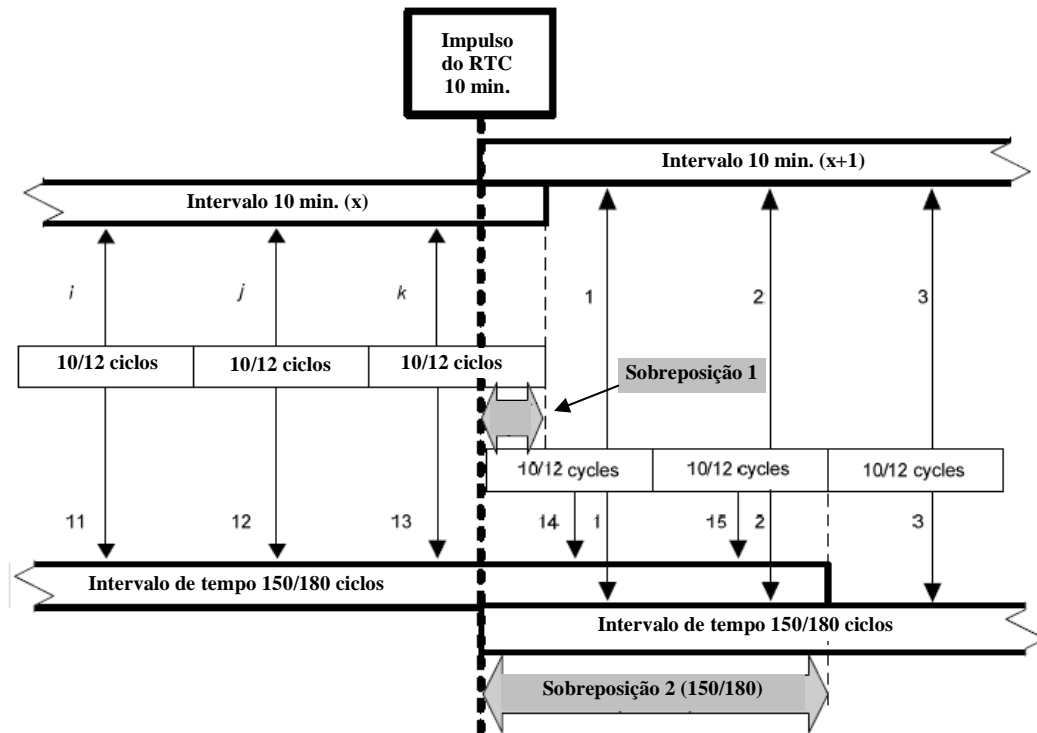


Figura 2.4. Sincronização dos Intervalos de Agregação para a Classe A (Extraída de [15] e [16]).

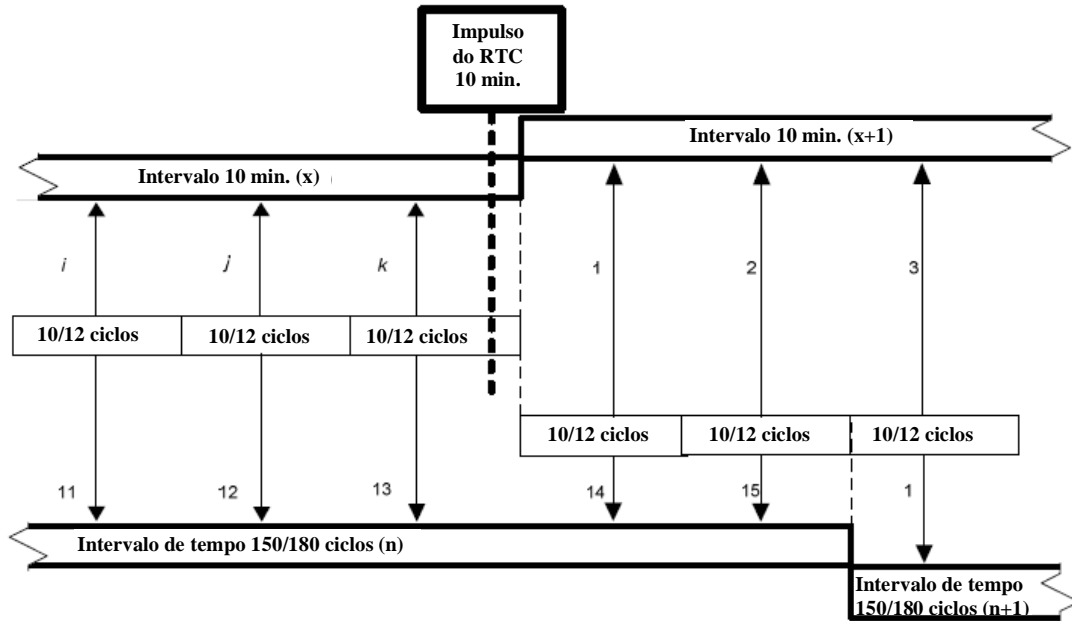


Figura 2.5. Sincronização dos Intervalos de Agregação para a Classe S – Parâmetros cujas Descontinuidades não são Permitidas (Extraída de [15] e [16]).

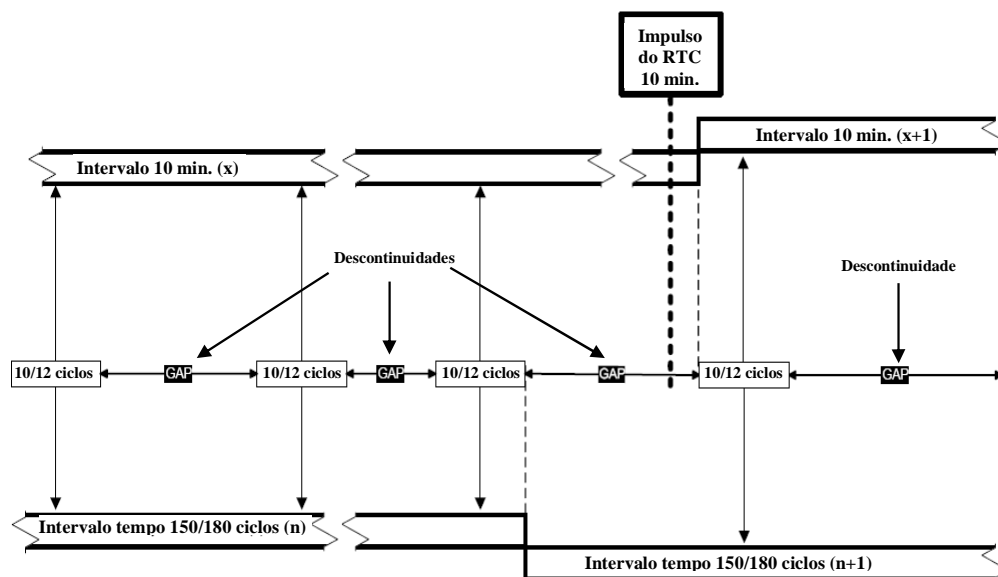


Figura 2.6. Sincronização dos Intervalos de Agregação para a Classe S – Parâmetros cujas Descontinuidades são Permitidas (Extraída de [15] e [16]).

Em [15] e [16], o algoritmo de agregação de medição estabelece que as agregações devem ser realizadas utilizando a raiz quadrada da média aritmética dos quadrados dos

valores de entrada, exceto para medições de flutuação de tensão (*Flicker*), cujo algoritmo é definido na norma IEC 61000-4-15, *Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4: Testing and Measurement Techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and Design Specifications*.

A agregação em 150 / 180 ciclos deve ser realizada de acordo com os critérios descritos a seguir, para as respectivas classes [15], [16].

- Classe A

Os dados relativos ao intervalo de tempo de 150/180 ciclos devem ser agregados sem lacuna em quinze intervalos de tempo de 10/12 ciclos.

O intervalo de tempo 150/180 ciclos é ressincronizado por um sinal a cada 10 minutos, como mostrado na Figura 2.4.

Quando ocorrer o sinal dos 10 minutos de agregação, um novo intervalo de tempo 150/180 ciclos começa, e o intervalo de tempo de 150/180 ciclos pendente também continua até que seja concluído, sendo que isto pode criar uma sobreposição entre estes dois intervalos de 150/180 ciclos, como mostra a sobreposição 2, na Figura 2.4.

- Classe S

Os dados relativos ao intervalo de tempo de 150/180 ciclos devem ser agregados por intervalo de tempo de 10/12 ciclos, sendo que a ressincronização com sinal de 10 minutos é permitida, mas não exigida, como mostra a Figura 2.5.

As lacunas são permitidas para harmônicos, interharmônicos, sinais transmitidos sobre a tensão de alimentação e desequilíbrio.

Um mínimo de três valores de 10/12 ciclos será utilizado a cada intervalo de tempo de 150/180 ciclos, além disso, pelo menos, um valor de 10/12 ciclos será utilizado a cada 50/60 ciclos, como mostra a Figura 2.6.

Para todos os outros parâmetros, os dados relativos ao intervalo de tempo devem ser agregados em 150/180 ciclos, sem lacuna em quinze intervalos de tempo de 10/12 ciclos.

- Classe B

O fabricante deve especificar o método de agregação.

A agregação de 10 minutos deve ser realizada de acordo com os critérios descritos a seguir, para as respectivas classes [15], [16].



- Classe A

O valor de agregação de 10 minutos deve ser marcado com o tempo absoluto, sendo que o tempo marcado é o tempo para a conclusão da agregação de 10 minutos.

Os dados relativos ao intervalo de tempo de 10 minutos devem ser agregados, sem lacunas, no intervalo de 10/12 ciclos.

Cada intervalo de 10 minutos deve ter início em um impulso do RTC de 10 minutos, sendo que a marcação de 10 minutos é também utilizada para ressincronizar os intervalos de 10/12 ciclos, e os intervalos de 150/180 ciclos, como é mostrado na Figura 2.4.

O último intervalo de 10/12 ciclos em um período de integração de 10 minutos irá tipicamente sobrepor no tempo do RTC de 10 minutos, sendo que qualquer sobreposição do intervalo de 10/12 ciclos, como mostra a sobreposição 1 na Figura 2.4, está incluída no intervalo anterior de agregação de 10 minutos.

- Classe S

O método de agregação para 10 minutos utilizado para a classe S pode ser o método de classe A, ou o seguinte método simplificado.

Um novo intervalo de tempo de 10 minutos deve começar depois de ocorrer um intervalo de 10 minutos marcado, no início do próximo intervalo de tempo de 10/12 ciclos.

Os dados relativos ao intervalo de tempo de 10 minutos devem ser agregados a partir dos intervalos de tempo de 10/12 ciclos.

Não é requerida ressincronização sobre o sinal de 10 minutos, sendo que os intervalos para 10 minutos são consecutivos.

O valor agregado dos 10 minutos é marcado com o tempo absoluto, sendo que o tempo marcado é o tempo na conclusão do intervalo 10 minutos.

Não haverá sobreposição, como ilustrado na Figura 2.5 e Figura 2.6.

Nota-se que a frequência da rede elétrica pode ser tanto superior quanto inferior à esperada.

No exemplo apresentado na Figura 2.5, a frequência é menor do que a esperada, de modo que o intervalo de 150/180 ciclos continua além dos 10 minutos marcados, enquanto que no exemplo apresentado na Figura 2.6, a frequência é maior do que a esperada e / ou existem lacunas, de modo que o intervalo de 150/180 ciclos seja encerrado antes do intervalo marcado de 10 minutos.

- Classe B

O fabricante deve especificar o método de agregação.

A agregação de 2 horas deve ser realizada de acordo com os critérios descritos a seguir, para as respectivas classes [15], [16].

- Classe A

Os dados para o intervalo de 2 horas devem ser agregados a partir de doze intervalos de 10 minutos.

O intervalo de 2 horas será sem lacuna e não sobreposto, e deverá começar na hora par do intervalo de 2 horas do RTC.

- Classe S

Idêntica à classe A.

- Classe B

O fabricante deve especificar o método de agregação.

A incerteza do relógio de tempo real, ou RTC, é definida relativamente ao Tempo Universal Coordenado (UTC), conforme os critérios definidos para as respectivas classes, descritos a seguir [15], [16].

- Classe A

A incerteza do RTC não deve exceder  $\pm 20$  milissegundos para 50 Hz ou  $\pm 16,7$  milissegundos para 60 Hz, independentemente do intervalo de tempo total.

Este desempenho pode ser obtido, por exemplo, através de um procedimento de sincronização, aplicado periodicamente durante a campanha de medição, ou através de um receptor GPS, ou através da recepção de sinais de tempo transmitidos por radio.

Quando a sincronização através de um sinal externo se torna indisponível, a tolerância do RTC deve ser menor que  $\pm 1$  segundo por período de 24 horas, no entanto, esta indisponibilidade não elimina o requisito para o cumprimento da primeira parte deste item.

Observa-se que este desempenho é necessário para garantir que dois instrumentos, utilizando métodos de Classe A, tenham o mesmo resultado de integração de 10 minutos e de 2 horas, quando conectados ao mesmo sinal.

Este desempenho é também necessário quando é requerida a utilização simultânea de mais do que um instrumento de Classe A, possivelmente colocados em locais diferentes.

- Classe S

A tolerância do RTC não deve exceder  $\pm 5$  segundos por período de 24 horas.

- Classe B

O fabricante deve especificar a incerteza do RTC e o método de determinação dos intervalos de integração, se for o caso.

O conceito de marcação de dados está relacionado com o fato de que durante um afundamento, elevação, ou interrupção, o algoritmo de medição para outros parâmetros, como por exemplo, a medição de frequência, pode produzir um valor não confiável [15], [16].

Este conceito de marcação, portanto, evita que um único evento seja considerado mais de uma vez em diferentes parâmetros, como por exemplo, considerando um único afundamento tanto como um afundamento e uma variação de frequência, e também indica que um valor agregado pode ser não confiável [15], [16].

A marcação de dados só é ativada por afundamentos, elevações e interrupções, sendo que a detecção de afundamentos e elevações é dependente do limiar selecionado pelo usuário, e, portanto, esta seleção influenciará quais dados são marcados [15], [16].

O conceito de marcação de dados é aplicado para instrumentos de medição classe A e classe S, durante a medição de frequência, amplitude de tensão, flutuação (*flicker*), desequilíbrio de tensão, tensões harmônicas, interharmônicos de tensão, sinais de telecomando, que são sinais de tensão, e medição de parâmetros de sub variação e sobre variação [15], [16].

Se, durante um determinado intervalo de tempo, algum valor for marcado, o valor integrado que inclui o referido valor marcado, será igualmente marcado [15], [16].

O valor marcado será armazenado e igualmente incluso no processo de integração, por exemplo, se durante um determinado intervalo de tempo, algum valor for marcado, o valor agregado que inclui este valor também será marcado e armazenado.

Observa-se que a marcação pode ser feita com os dados disponíveis, sendo que o usuário, aplicação, regulamento, ou outras normas determinam o uso de dados marcados, e, portanto, o fato dos dados terem sido marcados é um alerta de que existem possíveis problemas nos dados [15], [16].

É importante salientar que, embora em [15] e [16] estão definidos os métodos para medição e interpretação dos resultados de parâmetros da qualidade da energia elétrica, não faz parte do escopo desta norma a metodologia para apuração dos indicadores de qualidade da energia elétrica.

De acordo com [13], o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST, em termos de qualidade do produto, define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de QEE.

Neste módulo, distorções harmônicas são definidas como fenômenos associados com deformações nas formas de onda de tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental [13].

As expressões para o cálculo das distorções harmônicas estão definidas em 2.19 e 2.20 a seguir:

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.19)$$

Onde:

$DIT_h\%$  é a distorção harmônica individual de tensão de ordem  $h$ .

$V_h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$ .

$V_1$  é a tensão fundamental medida.

$$DTT \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.20)$$

Onde:

$DTT_h\%$  é a distorção harmônica total de tensão.

$V_h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$ .

$h$  é a ordem harmônica.

$hm\acute{a}x$  é a ordem harmônica máxima.

$V_1$  é a tensão fundamental medida.

Quanto à metodologia de medição e instrumentação, em [13] está definido que os sinais a serem monitorados devem utilizar sistemas de medição cujas informações coletadas possam ser processadas por meio de recurso computacional, que os instrumentos de medição devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes, e ainda, que a capacidade de armazenamento dos sistemas de medição devem atender os requisitos de banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL.

Ainda de acordo com [13], para sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica devem ser feitas através de tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações.

Em [13] está definido também que os TPs utilizados em um sistema trifásico devem ter as mesmas especificações e suas cargas devem corresponder a impedâncias semelhantes, e serem conectados em Y-Y aterrado, independentemente do tipo ou classe de tensão, sendo que para os casos sem conexão à terra podem ser utilizados arranjos para os TPs do tipo V.

Quanto ao espectro harmônico, em [13] está estabelecido que deve ser considerado para fins do cálculo da distorção total uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25<sup>a</sup> ordem harmônica.

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais de tensão estão indicados na Tabela 2.9 a seguir.

Em [13] está destacado que estes valores servem para referência do planejamento elétrico em termos de qualidade da energia elétrica e que, regulatoriamente, serão estabelecidos em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.

Tabela 2.9. Valores de Referência Globais das Distorções Harmônicas Totais de Tensão – Em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [13]).

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

No entendimento de referências globais como sendo aquelas que se aplicam ao sistema de distribuição como um todo, observa-se que estes limites não se aplicam para o caso da

análise dos níveis de distorções harmônicas no ponto de acoplamento comum de um determinado acessante do sistema de distribuição.

Para os limites de distorções harmônicas individuais, ou seja, por componente de acordo com a ordem harmônica, [13] estabelece os valores indicados na Tabela 2.10 a seguir.

Tabela 2.10. Níveis de Referência para Distorções Harmônicas Individuais de Tensão – Em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [13]).

Harmônica		$V_n \leq 1\text{kV}$	1 kV $< V_n \leq$ 13,8 kV	13,8 kV $< V_n \leq$ 69 kV	69 kV $< V_n \leq$ 230 kV
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	> 25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	> 21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	> 12	1	0,5	0,5	0,5

Nos Procedimentos de Rede, submódulo 2.8 – Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de seus Componentes, são apresentados os indicadores de desempenho da rede básica relacionados à qualidade da energia elétrica - QEE e os valores limites de referência, no aspecto tanto global ou sistêmico, como individual ou por agente [14].

Este documento tem por objetivo atribuir responsabilidades e estabelecer princípios e diretrizes para o gerenciamento dos indicadores de QEE da rede básica, bem como subsidiar os usuários conectados ou que requeiram conexão à rede básica com as informações necessárias sobre a QEE nos pontos de conexão da rede básica, e ainda, fornecer aos usuários, acessantes e concessionárias de transmissão, informações sobre os limites de perturbação individual relativos aos indicadores de QEE [14].

Em [14], são estabelecidas para os agentes de distribuição, e consumidores livres ou potencialmente livres, as responsabilidades relacionadas a seguir:

- Realizar medições e estudos específicos, quando solicitadas pelo ONS, relacionados à análise de violações dos limites de desempenho da rede básica que envolva as suas instalações e proceder às ações corretivas sob sua responsabilidade.
- Manter o desempenho individual de suas instalações de acordo com os limites estabelecidos neste submódulo, no que se refere aos indicadores de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão.
- Atender à necessidade de realização de estudos prévios e medições, imediatamente antes e depois da conexão de suas instalações não lineares à rede básica.
- Tomar as medidas necessárias no caso de violação dos limites individuais de desempenho.

Para avaliar o desempenho da rede básica quanto aos fenômenos de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão são estabelecidos em [14], indicadores, limites de desempenho global inferiores e superiores, bem como limites de desempenho individuais.

Os limites de desempenho individuais, no que concerne aos fenômenos de QEE, correspondem aos valores máximos de perturbação que podem ser causados no sistema por um único agente [14].

Os fenômenos de flutuação, desequilíbrio, e distorção harmônica de tensão, por ocorrerem continuamente no sistema, têm os valores de seus indicadores apurados normalmente por meio de campanhas de medição realizadas em períodos de 7 dias

consecutivos. Em alguns casos, em função de análises técnicas e situações específicas, pode-se adotar medição por período mais longo, ou até mesmo medição contínua [14].

O indicador para avaliar o desempenho global quanto a distorções harmônicas, em regime permanente, nos barramentos da rede básica, é a distorção de tensão harmônica, sendo que este indicador não se aplica a fenômenos transitórios ou de curta duração que resultem em injeção de correntes harmônicas, como por exemplo, em energização de transformadores ou partida de unidades que utilizem conversores de frequência [14].

Em [14], o indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – DTHT é definido como sendo a raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas de ordens 2 a 50, conforme segue:

$$DTHT = \sqrt{\sum V_h^2} \text{ (em\%)} \quad (2.21)$$

Onde:

$DTHT$  é a distorção de tensão harmônica total em %.

$V_h = 100 \frac{V_h}{V_1}$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  em porcentagem da tensão à frequência

fundamental obtida durante a medição.

$V_h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  em volts rms.

$V_1$  é a tensão à frequência fundamental obtida durante a medição em volts rms.

A metodologia para apuração dos valores do indicador  $DTHTS95\%$ , tanto o indicador total, quanto por componentes harmônicas, estabelecida em [14], compreende os seguintes procedimentos:

- Determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos.
- O valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária.

Na Tabela 2.11 a seguir são apresentados os limites globais inferiores correspondentes aos indicadores de tensões harmônicas individuais de ordens 2 a 50, bem como ao indicador  $DTHTS95\%$ , sendo que os limites globais superiores são determinados pela multiplicação dos limites globais inferiores correspondentes pelo fator (4/3).



Na definição desses limites, deve-se levar em consideração que, para cada ordem harmônica  $h$ , a tensão harmônica resultante em qualquer ponto do sistema é obtida com a combinação dos efeitos provocados por diferentes agentes [14].

Tabela 2.11. Limites Globais Inferiores de Tensão em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [14]).

$V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		$\geq 8$	1%			$\geq 8$	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
$\geq 27$	1%			$\geq 27$	0,5%		
$DTHTS95\% = 6\%$				$DTHTS95\% = 3\%$			

Os limites individuais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50, bem como o limite para a Distorção de Tensão Harmônica Total –  $DTHTS95\%$  são apresentados na Tabela 2.12 a seguir.

No caso em que determinadas ordens de tensão harmônica e/ou a distorção harmônica total variem de forma intermitente e repetitiva, os limites especificados podem ser ultrapassados em até o dobro, desde que a duração cumulativa acima dos limites contínuos estabelecidos não ultrapasse 5% do período de monitoração.

Tabela 2.12. Limites Individuais em Porcentagem da Tensão Fundamental (Extraída de [14]).

$13,8 \leq V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
$\geq 27$	0,7%			$\geq 27$	0,4%		
$DTHTS95\% = 3\%$				$DTHTS95\% = 1,5\%$			

A partir do início desta década, teve início também um movimento nas distribuidoras no sentido de implantar documentos normativos estabelecendo limites para os níveis de distorções harmônicas, como é o caso da CPFL que em 2002 lançou uma primeira norma técnica neste sentido [25].

Já em 16/11/2006, a CPFL implantou um novo documento normativo, denominado GED 10009 – Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL, norma esta que além de estabelecer limites referenciais, define também procedimentos a serem seguidos, tanto por parte do acessante, quanto pela distribuidora, quando da ligação de cargas com características não lineares [21], [26].

De acordo com esta norma, o acessante deverá elaborar previamente uma análise técnica dos impactos da ligação de cargas não lineares potencialmente perturbadoras ao sistema elétrico da CPFL, apresentada através de um documento denominado Relatório de Impacto no Sistema Elétrico – RISE [21], [26].

Além de demonstrar quais serão os impactos previstos no ponto de acoplamento comum, este relatório deverá demonstrar também quais serão as medidas de compensação adotadas para prevenir ou mitigar as perturbações na forma de onda, relacionadas com a qualidade da energia elétrica [21], [26].

Por sua vez, a distribuidora deverá analisar o RISE, bem como realizar medições dos indicadores de qualidade da energia elétrica no ponto de acoplamento comum, antes e após a ligação das cargas potencialmente perturbadoras [21], [26].

O indicador utilizado por esta norma para avaliar o desempenho quanto a distorções harmônicas, em regime permanente, no ponto de conexão do acessante, corresponde à distorção de tensão harmônica [21], [26].

Este documento normativo, [26], estabelece que o valor de cada indicador a ser comparado com o valor padrão será assim obtido por medição:

- Determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), ao longo de 7 (sete) dias consecutivos.
- O valor do indicador corresponde ao maior dentre os 7 valores obtidos, anteriormente, em base diária.

Estabelece ainda os padrões individuais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50, bem como o padrão para a distorção de tensão harmônica total – *DTHT*, conforme mostram as Tabelas 2.13 e 2.14 a seguir.

Tabela 2.13. Limites de Tensões Harmônicas - Sistema de Subtransmissão (Extraída de [26]).

Limites de Tensões Harmônicas, em % da Fundamental							
Tensão Nominal < 69 kV				Tensão Nominal $\geq$ 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
$\geq 27$	0,7%			$\geq 27$	0,4%		
$DTHTS95\% = 3\%$				$DTHTS95\% = 1,5\%$			

Tabela 2.14. Limites de Tensões harmônicas - Redes Primárias de Distribuição (Extraída de [26]).

Limites de Tensões Harmônicas, em % da Fundamental	
Ímpares	Pares
4	2
$DTHT = 5\%$	

Com relação à nomenclatura, pode-se observar que há variações entre as normas quanto à forma de designação, sendo que nesta pesquisa, será adotada a terminologia distorção de tensão harmônica total, utilizando-se a sigla *DTHT*, para este indicador.

É importante esclarecer também que o termo valor individual está associado ao conceito do valor da contribuição de um único acessante, ou um único ponto de acoplamento comum, considerado individualmente, enquanto que os valores por componente harmônica estão referenciados como os valores por ordem harmônica.

Por valores globais entende-se como a composição das contribuições de diversos valores individuais em um determinado ponto do sistema de distribuição como um todo, podendo estar agregado em um alimentador, em uma subestação, em um ponto de acesso da distribuidora à rede básica, dentre outros.

Na Tabela 2.15 a seguir, é apresentada a comparação entre os valores limites de distorções de tensão harmônica total, estabelecidos pelas normas internacionais, nacionais, e da CPFL [4], [5], [13], [14], [26].

Tabela 2.15. Comparação dos Valores Limites de Distorção de Tensão Harmônica Total em % da Tensão Fundamental (Adaptada de [4], [5], [13], [14], [26]).

Documento	Tensão Nominal	Individual (%)	Global (%)
IEEE Std 519-1992 [4], [5]	$V_n \leq 69 \text{ kV}$	5,0	
	$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$	2,5	
	$V_n > 161 \text{ kV}$	1,5	
PRODIST [13]	$V_n \leq 1 \text{ kV}$		10
	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$		8
	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$		6
	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$		3
Procedimentos de Rede [14]	$13,8 \leq V_n < 69 \text{ kV}$	3	6
	$V_n \geq 69 \text{ kV}$	1,5	3
GED 10099 CPFL [26]	$V_n < 69 \text{ kV}$	3	
	$V_n \geq 69 \text{ kV}$	1,5	
	Rede de Distribuição	5	

Na Tabela 2.16 é apresentado um resumo dos principais critérios das normas que tratam sobre qualidade da energia elétrica.

Tabela 2.16. Critérios para Apuração dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica  
(Adaptada de [4], [5], [13], [14], [26]).

Critérios	IEEE Std 519- 1992 [4], [5]	PRODIST [13]	Procedi- mentos de Rede [14]	GED 10099 CPFL [26]
Definição de quando realizar as campanhas de medição	Não	Não	Não	Sim
Definição do período de 7 dias consecutivos	Sim	Não	Sim	Sim
Definição do intervalo de integração de 10 minutos	Sim	Não	Sim	Não
Definição sobre como tratar os registros marcados	Não	Não	Não	Não
Definição da base diária como sendo o período entre 00:00 e 24:00 horas	Não	Não	Não	Não
Definição do cálculo do percentil 95%	Sim	Não	Sim	Sim
Definição da metodologia para cálculo do percentil 95%	Sim	Não	Não	Não
Definição de se tomar o maior valor apurado em 7 dias consecutivos em base diária	Sim	Não	Sim	Sim
Definição de se tomar o maior valor apurado em 7 dias consecutivos em base diária, dentre as fases	Não	Não	Não	Não
Especificação de se tomar o maior valor dentre as séries de 7 dias consecutivos, quando existir mais de uma série de 7 dias consecutivos	Não	Não	Não	Não
Padronização de uma casa decimal após a vírgula	Sim	Não	Não	Sim
Especificação do protocolo de medição	Sim	Não	Não	Não

Observa-se nesta tabela a inexistência de um padrão de conformidade relacionado aos critérios referentes à metodologia para apuração dos indicadores de qualidade da energia elétrica referentes a distorções harmônicas de tensão.

Neste sentido, justifica-se todo o empenho direcionado ao desenvolvimento de metodologias e elaboração de procedimentos para padronizar os indicadores de qualidade de energia elétrica, e analisar os seus impactos nos sistemas de distribuição.

### 3 DIRETRIZES METODOLÓGICAS

A análise dos estudos, artigos e normas técnicas nacionais e internacionais ensejaram diversas questões, dentre as quais podem ser citadas:

- 1) Quando devem ser feitas as campanhas de medição para avaliar o impacto de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica, em termos dos níveis de distorção de tensão harmônica total?
- 2) As distribuidoras devem solicitar previamente ao acessante, simulações dos impactos da ligação ou aumento de cargas potencialmente perturbadoras nos níveis de distorções harmônicas de tensão?
- 3) Qual é a proposta para o fluxo deste processo envolvendo campanhas de medições e simulações?
- 4) É necessário estabelecer um padrão de relatório técnico de análise dos casos?
- 5) Onde devem ser tomados os sinais para realizar as campanhas de medição?
- 6) Durante quanto tempo devem ser feitos os registros das medições?
- 7) Como devem ser tratados os registros marcados durante a campanha de medição?
- 8) Havendo mais de uma série de sete dias consecutivos, qual destas séries deve ser utilizada para apuração do indicador?
- 9) Como deve ser calculado o percentil 95% dos registros obtidos na medição?
- 10) Devem ser tomados dias inteiros, ou seja, no período compreendido entre 00:00 e 24:00 horas de um mesmo dia, ou a partir do momento em que os registros foram iniciados?
- 11) Selecionada uma série de setes dias consecutivos deve-se tomar o maior valor dentre os sete valores obtidos. Deve-se tomar também o maior valor obtido dentre os valores dos registros por fase?
- 12) Com quantas casas decimais após a vírgula, devem ser apresentados os resultados do cálculo do indicador?
- 13) É necessário fazer as simulações e realizar campanhas de medição em todas as situações?
- 14) Os valores limites da contribuição individual de cada acessante devem ser estabelecidos em termos de harmônicas de tensão ou de corrente?
- 15) Os valores limites da contribuição individual de cada acessante devem ser estabelecidos em termos de distorção total, por componente, ou ambos?

16) Há diferenças entre medições realizadas tomando-se sinais em dois TPs e dois TCs, ou tomando sinais em três TPs e três TCs?

Campanha de medição é entendida como sendo a instalação de qualímetros, por um determinado período, em pontos de interesse do sistema de distribuição, com o objetivo de analisar os indicadores relacionados com a qualidade do produto.

Qualímetro, por sua vez é a denominação que se dá a instrumentos registradores digitais, incluindo também o software destinado à parametrização do instrumento e ao tratamento dos dados, que possuem taxa de amostragem suficiente para aquisitar e armazenar perturbações e características relacionadas com a forma de onda.

### 3.1 Procedimentos

Com relação à primeira questão levantada neste capítulo, a situação mais óbvia em que se deve fazer uma campanha de medição é quando estão ocorrendo efeitos indesejáveis devido à presença de componentes harmônicas no sistema de distribuição, tais como aumento das perdas, aquecimento, redução da vida útil e queima de transformadores, redução da eficiência e da vida útil, aquecimento e vibração em motores, dentre outros, e, portanto, há necessidade de medir quais os níveis de distorções harmônicas com o objetivo de identificar medidas corretivas, conforme relatado em [9]-[11].

Porém, a atuação de maneira proativa, conforme preconizado em [20]-[22] e [26], é sempre uma estratégia que evita prejuízos e custos adicionais com eventuais danos em equipamentos, perdas de produção, entre outras consequências indesejáveis, tanto para o acessante quanto para a distribuidora, e eventualmente também para o fabricante do equipamento instalado na unidade consumidora.

Portanto, adotando-se como procedimento a realização de campanhas de medição para avaliar o impacto das ligações ou aumentos de cargas não lineares potencialmente perturbadores, antes e após a conexão destas cargas, é possível a adoção de medidas de caráter preventivo para mitigar os efeitos em termos de distorção de tensão harmônica total.

Conforme [21] e [26], através de norma, a CPFL estabelece que o acessante que pretende instalar cargas não lineares potencialmente perturbadoras deve elaborar e apresentar



previamente o Relatório do Impacto no Sistema Elétrico – RISE, bem como prever medidas corretivas necessárias quando houver ultrapassagem dos valores limites do indicador *DTHT*.

Em [21] e [26] está estabelecido também que a distribuidora realizará medições no ponto de acoplamento comum, antes e após a ligação das cargas potencialmente perturbadoras, conforme ilustra a Figura 3.1 a seguir, onde são apresentados os principais passos do processo de análise de ligação de cargas potencialmente perturbadoras.

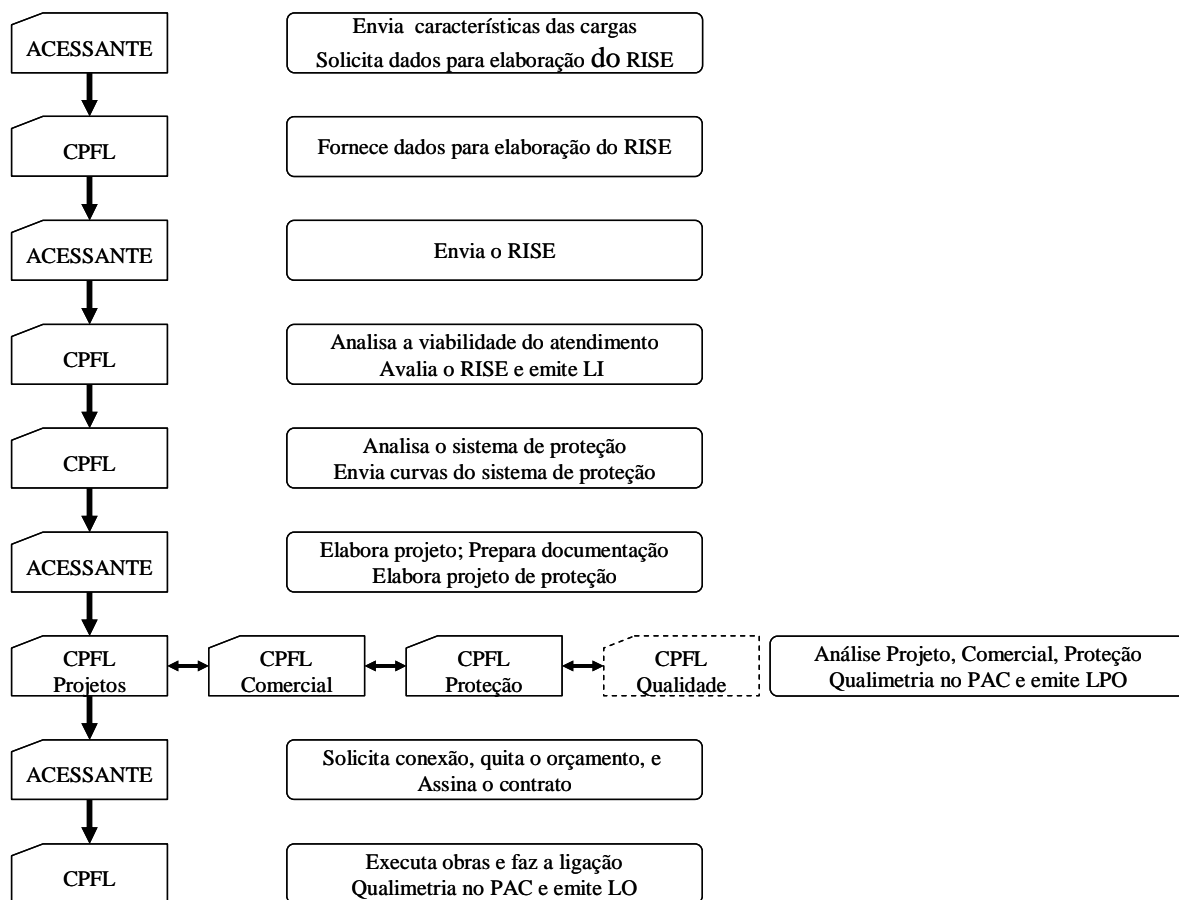


Figura 3.1. Fluxograma do Processo de Análise da Ligação de Cargas Potencialmente Perturbadoras (Adaptada de [21] e [26]).

Onde:

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

RISE – Relatório de Impacto no Sistema Elétrico

LI – Licença de Instalação

LPO – Licença Precária de Operação

LO – Licença de Operação

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

Portanto, para proceder à avaliação do impacto de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica, em termos de distorção de tensão harmônica total, geralmente deve ser feita uma campanha de medição antes e outra após a ligação das novas cargas, possibilitando assim fazer a comparação dos resultados sem e com a contribuição destas novas cargas, respectivamente.

Para a realização de uma campanha de medição, os procedimentos se iniciam com as etapas preparatórias quando são conhecidas as características das cargas, analisadas as condições do sistema de distribuição, bem como é feita a seleção e parametrização do qualímetro, sendo que em algumas situações são utilizados mais de um instrumento.

O próximo passo é a instalação do qualímetro, o qual é retirado logo após o término do período de aquisição, quando então é feita a extração dos registros, que por sua vez serão tratados e utilizados na análise dos resultados.

É oportuno ressaltar que o planejamento adequado de uma campanha de medição é importante na medida em que são mobilizados diretamente, diversos recursos, tais como qualímetros e seus acessórios, a equipe envolvida na instalação e retirada do instrumento, o tempo em que o instrumento fica instalado num determinado ponto, engenheiros e técnicos que fazem a análise dos resultados, dentre outros.

Os principais procedimentos necessários para o desenvolvimento de uma campanha de medição estão descritos a seguir, dentre outros que podem vir a ser necessários em casos específicos, ou conforme o enfoque da análise que se pretende realizar:

- Levantamento dos dados do acessante e do responsável técnico.

Esta primeira etapa consiste na identificação e obtenção dos dados do acessante e do responsável técnico, conforme segue:

- a) Identificação e dados do acessante.
- b) Identificação e dados do responsável técnico.

Estas informações preliminares são importantes, pois ao longo da campanha de medição são feitos diversos contatos e tratativas tanto com o acessante quanto com o responsável técnico.

- Levantamento dos dados da carga.

Nesta fase devem ser levantadas as características principais das cargas, dentre as quais:

- a) Tensão de atendimento.
- b) Características dos transformadores de potencial - TPs e transformadores de corrente - TCs existentes na cabine de medição de faturamento.
- c) Carga e demanda atual, e previsões de acréscimos.
- d) Regime de trabalho.
- e) Características dos transformadores, nas configurações atual e futura.
- f) Características das cargas não lineares, nas configurações atual e futura.
- g) Diagrama unifilar, na configuração atual e futura.

O conhecimento adequado das cargas que serão conectadas ao sistema de distribuição é um procedimento importante, pois contribui para o planejamento adequado da campanha de medição.

- Levantamento das características do sistema de distribuição.

O conhecimento do sistema de distribuição, sua estrutura básica, suas principais características, bem como seu desempenho operacional, também é básico para a realização da campanha de medição.

As principais características do sistema de distribuição, necessárias para a análise, dentre outras são:

- a) Subestação e alimentador de distribuição.
- b) Tensão nominal de operação.
- c) Diagrama unifilar do sistema de distribuição, destacando o alimentador ao qual o acessante em análise está ou será conectado.
- d) Dados das correntes de curto circuito trifásicas, fase-fase, e fase-terra, simétricas e assimétricas, tanto na subestação quanto no ponto de acoplamento comum.
- e) Dados das impedâncias de sequência positiva e zero equivalentes, tanto na subestação quanto no ponto de acoplamento comum.
- f) Indicação dos equipamentos de correção e regulação existentes no alimentador.
- g) Indicação de outras cargas potencialmente perturbadoras existentes no alimentador.

Este procedimento permite conhecer detalhadamente as condições do sistema de distribuição ao qual está sendo conectada a nova carga.

- Identificação e levantamento de informações do ponto de acoplamento comum.

O ponto de acoplamento comum, ou PAC, como é comumente conhecido, é o ponto do sistema de distribuição onde a carga do acessante se conecta, e, portanto, onde ocorrem as interações entre as contribuições individuais do acessante em questão e as demais contribuições do sistema de distribuição, em termos de distorções de tensão harmônicas.

Normalmente, o qualímetro é instalado no ponto de acoplamento comum, ou o mais próximo possível dele, pois assim é possível avaliar a contribuição das novas cargas e a sua composição com o sistema de distribuição em termos de distorção de tensão harmônica total.

- Duração da campanha de medição.

Em [13], o PRODIST não define a duração das campanhas de medição, porém em [14], os Procedimentos de Rede, bem como em [26], a CPFL também estabelece a duração de 7 dias consecutivos.

Uma boa prática é adotar sempre um período maior do que 7 dias para a duração de cada campanha de medição, pois assim evita-se que eventualmente uma série de registros de 7 dias consecutivos seja perdido em função de algum imprevisto que possa ocorrer, como por exemplo, desligamento da carga durante algum tempo ou alguma ocorrência no sistema de distribuição, dentre outros.

A adoção deste procedimento permite ainda verificar a tendência do padrão de comportamento da carga bem como dos indicadores de qualidade da energia elétrica, portanto, sempre que possível, as campanhas de medição são planejadas para ter uma duração em torno de duas semanas.

- Elaboração da ficha de medição.

A ficha de medição consiste em um resumo contendo basicamente as seguintes informações, dentre outras:

- a) Identificação e localização do acessante.

- b) Resumo das informações do sistema de distribuição.
- c) Resumo das características da cabine de medição de faturamento, principalmente quanto à quantidade e características dos TPs e TCs.
- d) Informações para identificação e parametrização do qualímetro.
- e) Data e hora de instalação e retirada do qualímetro.

É importante que esta ficha esteja sempre junto ao qualímetro que será utilizado, durante todo o processo da campanha de medição, para que as informações necessárias estejam disponíveis em campo, no momento da instalação e da retirada do qualímetro, bem como para que as anotações pertinentes possam ser registradas e utilizadas durante a extração dos registros e análise dos resultados.

- Seleção e parametrização do qualímetro.

A seleção adequada do qualímetro é um aspecto importante para que a campanha de medição tenha resultados satisfatórios, portanto é fundamental conhecer as características descritas a seguir, dentre outras:

- a) Fenômenos a serem registrados.

Existem tanto qualímetros completos, ou seja, que registram todos os fenômenos relacionados com a qualidade do produto, como também qualímetros dedicados a um determinado tipo de fenômeno, por exemplo, variações de tensão de curta duração, e que, portanto, são utilizados apenas quando o estudo tem por objetivo avaliar somente este tipo de fenômeno.

Portanto, é fundamental, que, em primeiro lugar, o qualímetro selecionado tenha características que permitam registrar as perturbações de interesse para a análise que se pretende realizar, por exemplo, para os objetivos desta pesquisa o registro de distorções harmônicas é essencial.

- b) Forma de conexão.

O conhecimento da forma de conexão que o qualímetro permite também é muito importante, pois há qualímetros que são conectados em baixa tensão e também qualímetros que são conectados em média tensão, portanto, o qualímetro selecionado deve possibilitar a conexão de acordo com as características do ponto de interesse.

- c) Compatibilidade elétrica com o ponto.

As características dos transformadores de potencial e de corrente disponíveis, devem ser adequadas respectivamente, à tensão nominal e demanda da carga que será objeto da campanha de medição.

d) Capacidade de armazenamento de registros.

O qualímetro selecionado deve também possuir capacidade de armazenamento de registros, suficiente para abranger o período de tempo para o qual a campanha de medição for planejada.

Uma vez selecionado o qualímetro adequado, é necessário proceder a sua parametrização de acordo com as características da carga e do sistema de distribuição, no ponto de acoplamento comum, bem como é recomendável que a parametrização seja feita previamente na empresa de forma que a instalação do qualímetro possa ser iniciada tão logo a equipe chegue ao ponto de instalação, evitando-se assim imprevistos que podem atrasar ou até impedir a instalação do instrumento.

- Instalação do qualímetro.

É recomendável fazer contato prévio com o acessante para agendamento da visita.

Quanto à instalação do qualímetro, em primeiro lugar, é importante destacar que durante o decorrer dos procedimentos deve ser exigido que todos os requisitos de segurança sejam integralmente obedecidos, de acordo com a norma NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade Segurança, [155], uma vez que esta atividade pressupõe o ingresso em zonas de risco e zona controlada, com relação ao ponto da instalação energizado, lembrando que todos os procedimentos adicionais de segurança estabelecidos pela distribuidora também devem ser cumpridos.

Logo após a instalação do qualímetro são necessárias algumas verificações básicas, dentre as quais:

a) Sequência de fases.

Esta verificação é importante para assegurar que as tensões e correntes das fases estão na sequência correta, sendo que se for detectada alguma inversão, é necessário proceder a inversão de polaridade dos TCs, no caso de inversão na corrente, ou inverter as conexões dos canais de tensão, ou se necessário realizar ambas as inversões, até que as fases fiquem na sequência correta.

b) Amplitude das principais grandezas.

Verificar se as amplitudes das grandezas que estão sendo apresentadas, quais sejam tensão, corrente, potência ativa, e fator de potência, estão dentro de valores esperados, evita que eventuais erros de parametrização, como por exemplo, a relação dos TCs ou TPs, dentre outros, possam comprometer os valores que o qualímetro irá registrar.

Tendo a confirmação de que os valores estão sendo registrados corretamente, normalmente é feito o *reset* da memória do qualímetro para que os registros feitos durante os procedimentos de parametrização, instalação, e verificações, bem como medições anteriores, não fiquem armazenadas na memória de registro de grandezas e eventos.

Neste momento deve ser anotado na ficha de medição o dia e a hora de início da campanha de medição, para futuras referências no momento da análise dos registros.

- Retirada do qualímetro.

Para esta etapa valem as mesmas diretrizes relativas à segurança [155], mencionadas na etapa de instalação do qualímetro, e ao agendamento prévio da visita.

Ao acessar o ponto onde se encontra instalado o qualímetro, o primeiro passo é verificar se todas as conexões permaneceram ligadas, verificando em seguida se os registros estão sendo feitos normalmente.

É recomendável então, primeiramente desligar o qualímetro para interromper os registros dos eventos, anotando o dia e hora na ficha de medição, e em seguida proceder à desconexão de todas as ligações dos sensores de tensão e corrente, evitando-se assim que sejam feitos registros de eventos no momento da retirada dos sensores.

- Extração dos registros.

O procedimento de extração dos registros de uma campanha de medição normalmente é feito na empresa, e consiste na transferência de todas as informações da campanha de medição para o banco de dados de medições.

Os qualímetros em geral possuem também uma unidade de avaliação através da qual é possível extrair relatórios específicos com as grandezas registradas, sendo recomendável gerar e armazenar todos os relatórios disponíveis, independentemente da necessidade imediata ou não.

Em resumo, nesta fase é muito importante ter o cuidado de extrair todos os registros possíveis, bem como gerar todos os relatórios disponíveis, armazenando-os em bancos de dados bem organizados e identificados, facilitando o acesso em futuras necessidades, pois o processo de análise da qualidade da energia elétrica em um determinado ponto do sistema de distribuição é praticamente único, e em função de algumas características específicas do ponto, ou do enfoque da análise que se pretende realizar, pode ser necessário acessar novamente o banco de dados das medições.

Neste momento, são importantes as anotações feitas na ficha de medição, principalmente as que se referem ao dia e hora de instalação e retirada do qualímetro.

O fato de os qualímetros normalmente serem instalados em um novo ponto, tão logo uma campanha de medição em um ponto tenha terminado, também é mais um motivo para que seja devidamente feita a extração, armazenamento, e organização dos registros e relatórios, pois, ao se iniciar uma nova medição os registros da medição anterior não permanecerão armazenados no qualímetro.

### 3.2 Ensaios Experimentais

Com o objetivo de aplicar os procedimentos descritos no item anterior, bem como avaliar e discutir os resultados obtidos foram realizados ensaios experimentais, aplicados a um estudo de caso envolvendo campanhas de medição feitas com o objetivo de analisar os impactos quanto ao indicador distorção de tensão harmônica total, referente à ligação de um novo forno de indução em uma Fundação, situada na área de concessão de uma distribuidora do Estado de São Paulo.

Conforme mostrado na Figura 3.1, a distribuidora realiza uma campanha de medição antes e outra após a ligação das cargas potencialmente perturbadoras para avaliar o comportamento dos níveis de distorção de tensão harmônica total no PAC, nestas duas diferentes condições.

O processo e as respectivas etapas e procedimentos para a realização das campanhas de medição são os mesmos, seja para as medições que antecedem, ou para aquelas que são feitas após a ligação das novas cargas.



O primeiro procedimento refere-se à identificação e obtenção dos dados do acessante e do responsável técnico, sendo recomendável relacionar os itens descritos na Tabela 3.1 e Tabela 3.2 a seguir:

Tabela 3.1. Dados do Acessante.

Acessante	
Empresa:	Fundição
Atividade:	Metalúrgica
Cliente:	Cliente
Endereço:	Endereço completo
Localidade:	Localidade
Telefone:	Telefone
<i>E-mail:</i>	<i>e-mail</i>

Tabela 3.2. Dados do Responsável Técnico.

Responsável Técnico	
Nome:	Nome
CREA/Região:	Número do CREA/Região
ART:	Número da Anotação de Responsabilidade Técnica
Empresa:	Nome da Empresa
Endereço:	Endereço completo
Localidade:	Localidade
Telefone:	Telefone
<i>E-mail:</i>	<i>e-mail</i>

A próxima etapa consiste no levantamento dos dados e características principais das cargas, conforme mostrado nas Tabelas 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, e 3.9 a seguir:

Tabela 3.3. Tensão de Atendimento e Características dos TPs e TCs de Medição de Faturamento.

Tensão de Atendimento (V)			
13.800			
Transformadores de Potencial - TPs			
Quantidade	Relação de Transformação - RTP	Tensão Primária (V)	Tensão Secundária (V)
2	120	13.800	115
Transformadores de Corrente - TCs			
Quantidade	Relação de Transformação - RTC	Corrente Primária (A)	Corrente Secundária (A)
2	10	50	5

Tabela 3.4. Carga e Demanda Atual e Previsões de Acréscimos.

Período	Transformadores (kVA)	Carga Instalada (kW)	Demanda em Horário de Ponta (kW)	Demanda em Horário Fora de Ponta (kW)
Atual	575,0	480,0	0	480
Futuro	925,0	780,0	0	800

Tabela 3.5. Regime de Trabalho.

Regime de Trabalho	
Horas/dia	18
Dias/semana	7

Tabela 3.6. Características dos Transformadores - Configuração Atual.

Transformadores – Configuração Atual							
Trafo	Descrição	Potência (kVA)	Tensão Nominal Primária (V)	Tensão Nominal Secundária FF / FN (V)	Impedância Percentual (%)	Tipo de Conexão	Tipo de Aterramento
TR-1	TR-Forno 1	350,0	13.800	480/277	4,5	Dyn1	Solidamente Aterrado
TR-2	TR-Carga	225,0	13.800	220/127	3,5	Dyn1	Solidamente Aterrado
TOTAL	-	575,0	-	-	-	-	-

Tabela 3.7. Características dos Transformadores - Configuração Futura.

Transformadores – Configuração Futura							
Trafo	Descrição	Potência (kVA)	Tensão Nominal Primária (V)	Tensão Nominal Secundária FF / FN (V)	Impedância Percentual (%)	Tipo de Conexão	Tipo de Aterramento
TR-1	TR-Forno 1	350,0	13.800	480/277	4,5	Dyn1	Solidamente Aterrado
TR-2	TR-Carga	225,0	13.800	220/127	3,5	Dyn1	Solidamente Aterrado
TR-3	TR-Forno 2	350,0	13.800	380/220	3,5	Dyn1	Solidamente Aterrado
TOTAL	-	925,0	-	-	-	-	-

Tabela 3.8. Características das Cargas Não Lineares Existentes.

Injeção de Componentes Harmônicas de Corrente									
Forno 1	Forno de Indução – 300 kW – 480 V – Fator de Potência 0,97 Retificador de 6 Pulsos Existente								
Ordem	1	5	7	11	13	17	19	23	25
Amplitude (%)	100,0	19,8	14,1	8,7	7,3	5,3	4,7	3,6	3,2

Tabela 3.9. Características das Cargas Não Lineares Futuras.

Injeção de Componentes Harmônicas de Corrente									
Forno 1	Forno de Indução – 300 kW – 380 V – Fator de Potência 0,97 Retificador de 6 Pulsos A Instalar								
Ordem	1	5	7	11	13	17	19	23	25
Amplitude (%)	100,0	19,8	14,1	8,7	7,3	5,3	4,7	3,6	3,2

Ainda fazendo parte desta etapa referente ao levantamento dos dados e características principais das cargas, nas Figuras 3.2 e 3.3 são apresentados os diagramas unifilares nas configurações atual e futura das instalações internas da unidade do acessante, bem como na Figura 3.4 são mostrados detalhes do forno de indução, conforme segue.

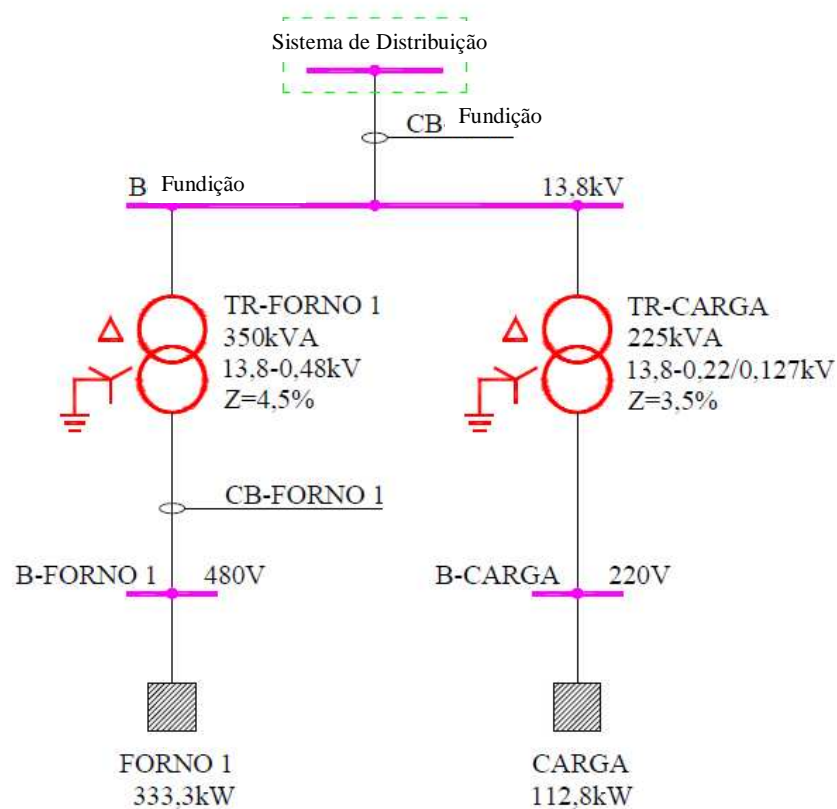


Figura 3.2. Diagrama Unifilar das Instalações do Acessante – Configuração Atual.

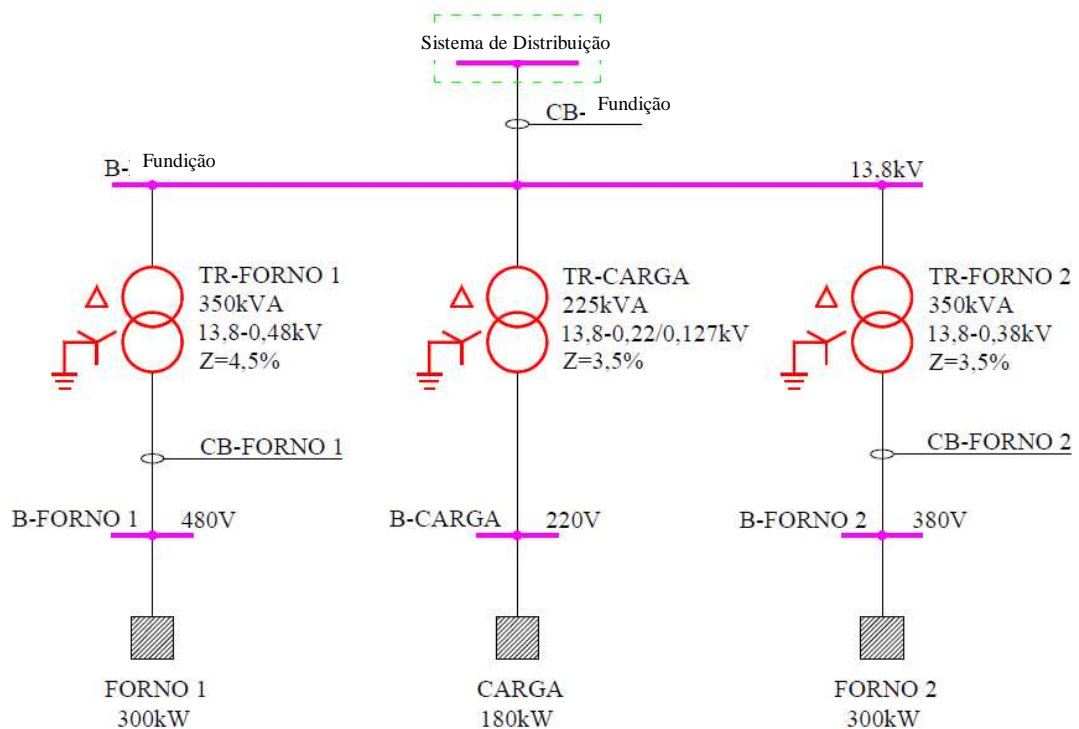


Figura 3.3. Diagrama Unifilar das Instalações do Acessante – Configuração Futura.

Onde:

B – *Bus*

CB – *Common Bus*



Painel



Forno



Termômetro

Figura 3.4. Detalhes do Forno de Indução.

Na sequência, o próximo passo compreende o levantamento das características do sistema de distribuição que atende a unidade do acessante.

O sistema de distribuição analisado neste ensaio é suprido por uma subestação com capacidade instalada de um transformador de potência de 25 MVA, com tensões nominais de 138 / 13,8 kV, operando normalmente na tensão de operação de 14,04 kV, com fator de potência de 98,4 %.

Existem quatro alimentadores operando em 13,8 kV que distribuem energia para 14.719 unidades consumidoras ao todo, ao longo de 285,9 quilômetros de rede em média tensão.

O alimentador que atende a Fundição em análise atende ao todo 3.628 unidades consumidoras, ao longo de 47,1 quilômetros de rede em média tensão, possui ao todo três bancos de capacitores instalados, sendo dois de potência 900 kVAR, com controle por reativo, e um de potência 300 kVAR, com controle por corrente.

Neste mesmo alimentador existe outra unidade consumidora que também é uma fundição, possuindo dois fornos de indução instalados, sendo ambos de mesmas características, com potência de 1.000 kW, fator de potência de 0,93, com retificador de 12 pulsos.

O diagrama unifilar do sistema de distribuição é apresentado na Figura 3.5, na Figura 3.6 é mostrada a vista da subestação através da qual o sistema de distribuição é suprido, sendo que as características referentes aos níveis de curto-circuito e impedâncias da subestação são apresentadas nas Tabelas 3.10 e 3.11 a seguir.

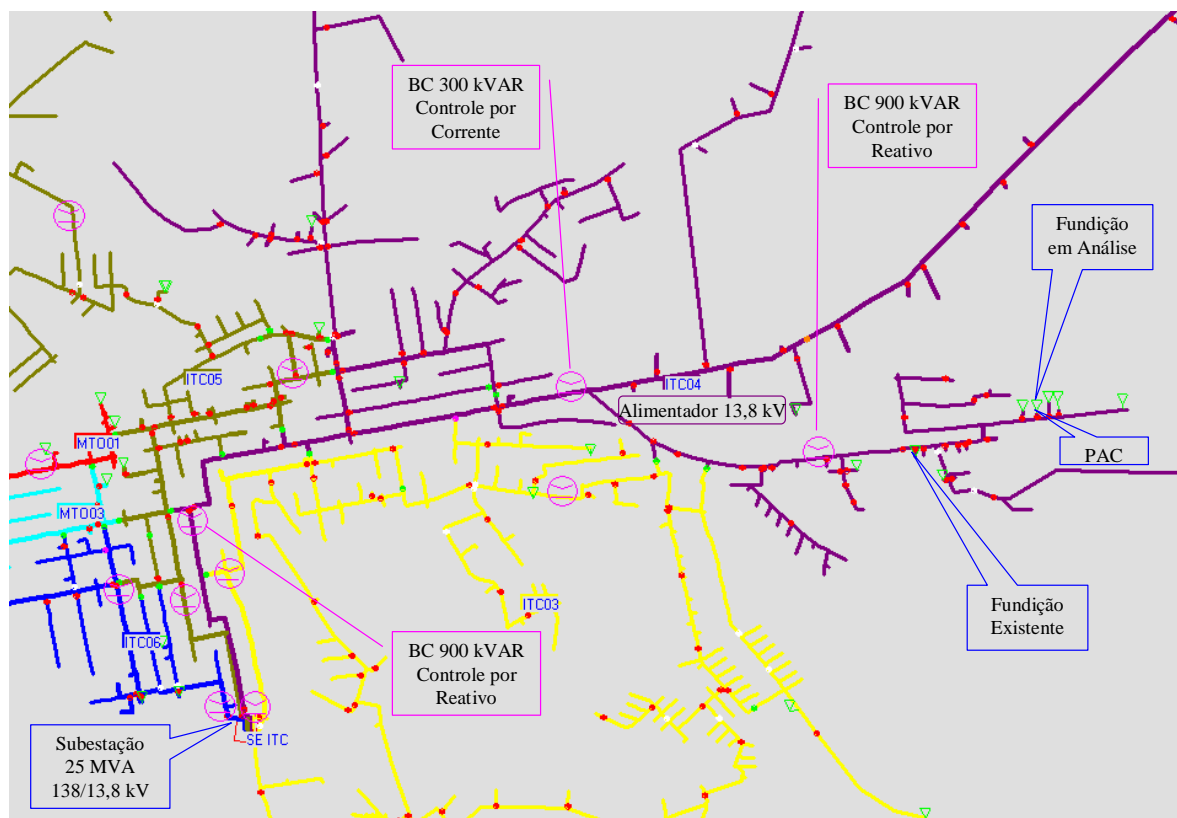


Figura 3.5. Diagrama Unifilar do Sistema de Distribuição.



Figura 3.6. Vista da Subestação.

Tabela 3.10. Curto Circuito na Subestação.

Valores das Correntes de Curto Circuito na Subestação			
Correntes de Curto Circuito		Valores Simétricos (A)	Valores Assimétricos (A)
$I_{cc} trifásica$		6.443	12.290
$I_{cc} fase - fase$		5.579	10.643
$I_{cc} fase - terra$	Resistência de Aterramento 0 $\Omega$	6.698	12.959
	Resistência de Aterramento 40 $\Omega$	199	203

Tabela 3.11. Impedância na Subestação.

Valores das Impedâncias na Subestação		
Sequência	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
Sequência Positiva	0,0408	1,2360
Sequência Zero	0,0003	1,0956

As principais características do ponto de acoplamento comum - PAC, referente à Fundação em análise, são apresentadas nas Tabelas 3.12 e 3.13 a seguir.

Tabela 3.12. Curto Circuito no Ponto de Acoplamento Comum - PAC.

Valores das Correntes de Curto Circuito no PAC			
Correntes de Curto Circuito		Valores Simétricos (A)	Valores Assimétricos (A)
$I_{cc} trifásica$		1.974	2.370
$I_{cc} fase - fase$		1.710	2.053
$I_{cc} fase - terra$	Resistência de Aterramento 0 $\Omega$	1.236	1.535
	Resistência de Aterramento 40 $\Omega$	184	188



Tabela 3.13. Impedância no Ponto de Acoplamento Comum - PAC.

Valores das Impedâncias no PAC		
Sequência	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
Sequência Positiva	1,9823	3,5155
Sequência Zero	4,6030	10,3128

Com relação à duração, a campanha de medição realizada neste ensaio experimental foi programada para realizar os registros durante aproximadamente duas semanas, de modo a permitir uma maior segurança na obtenção de registros durante 7 dias consecutivos, bem como para possibilitar o conhecimento do comportamento da carga e dos indicadores de interesse, mais especificamente da distorção de tensão harmônica total, objeto desta pesquisa.

Nesta etapa já se dispõe de informações suficientes para elaboração da ficha de medição, sendo recomendável que esta ficha acompanhe o qualímetro durante toda a campanha, até a extração dos registros.

Na Tabela 3.14 a seguir é apresentado um modelo de ficha de medição normalmente utilizado em campanhas de medição, quando se aplica o qualímetro *Power ION 7650*, o qual foi empregado neste ensaio experimental.

Este qualímetro foi escolhido por atender ao protocolo de medição classe S da IEC 61000-4-30, “*Electromagnetic Compatibility – Part 4-30: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods*” [15], bem como por possibilitar o registro de todos os fenômenos de qualidade da energia elétrica.

Tabela 3.14. Modelo de Ficha de Medição utilizado no Ensaio Experimental.

Ficha de Medição				
Cliente	(Fundição)			
Endereço	(Rua, Número - Bairro)			
Localidade	(Localidade)			
Contato	(Telefone para contato)			
Unidade Consumidora	(Número que identifica a unidade consumidora junto à distribuidora)			
Alimentador	(Alimentador que atende a unidade)			
Demanda (kW)	(Demanda máxima registrada) 500			
Corrente (A)	(Corrente correspondente à demanda máxima registrada) 20,9			
Tensão de Atendimento (V)	(Tensão contratada) 13.800			
TP	Quantidade	Relação	Tensão Primária (V)	Tensão Secundária (V)
	2	120	13.800	115
TC	Quantidade	Relação	Corrente Primária (A)	Corrente Secundária (A)
	2	10	50	5
Volts Mode	(Tipo de ligação) - Delta			
Nominal Voltage (V)	(Tensão que será utilizada como referência para os registros dos eventos) - 13.800			
Current Probe	(Relação dos TCs que conectam o qualímetro à chave de aferição da medição de faturamento) <i>user defined 1</i>			
Qualímetro	(Identificação do qualímetro) 192.168.0.25			
Instalação	Data	08/09/09		
	Hora	10:23		
Retirada	Data	23/09/09		
	Hora	09:30		
Extração dos Registros	Data	24/09/09		

O instrumento selecionado para realizar a campanha de medição foi o qualímetro *Power ION 7650*, mostrado nas Figuras 3.7 a 3.8 a seguir.

Este qualímetro é completo, ou seja, registra todos os fenômenos de qualidade da energia elétrica, bem como dispõe, em sua unidade de avaliação, de um software que permite obter os registros em forma tabular e também apresentar gráficos para dar suporte às análises dos indicadores, sendo que os registros são obtidos conforme protocolo de medição da norma IEC 61000-4-30, “*Electromagnetic Compatibility – Part 4-30: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods* [15]”.

Possui capacidade de armazenamento suficiente para armazenar os registros dos fenômenos durante o período de duas semanas em que foi realizada a campanha de medição, e foi parametrizado de acordo com os dados levantados e resumidos na ficha de medição.

É acompanhado de transformadores de corrente compatíveis com o ponto onde foi feito o monitoramento, conforme detalhe mostrado na Figura 3.9 a seguir.

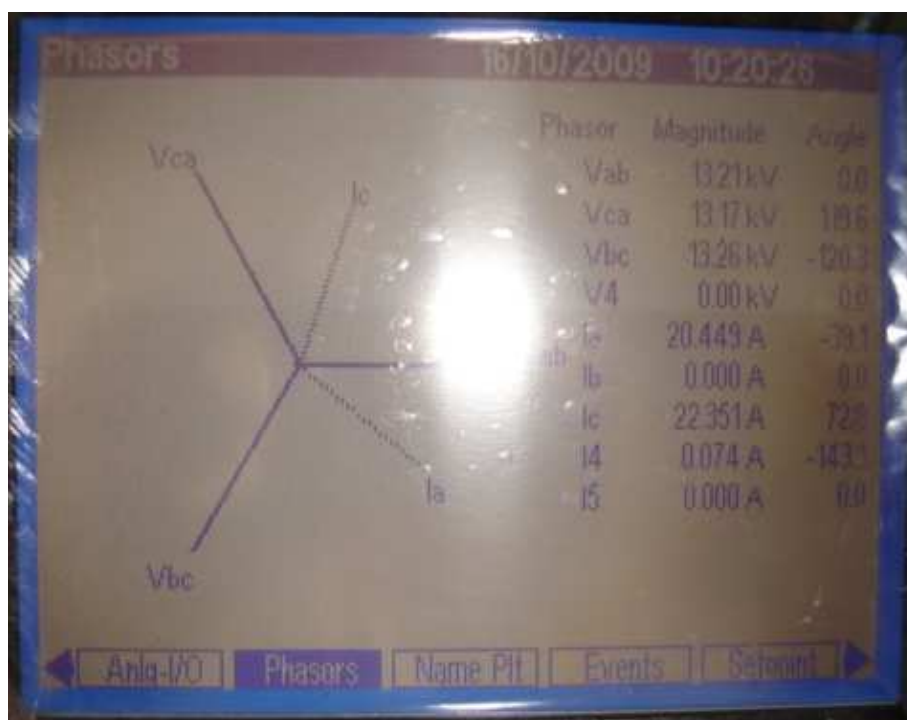


Figura 3.7. Qualímetro *Power ION 7650*.

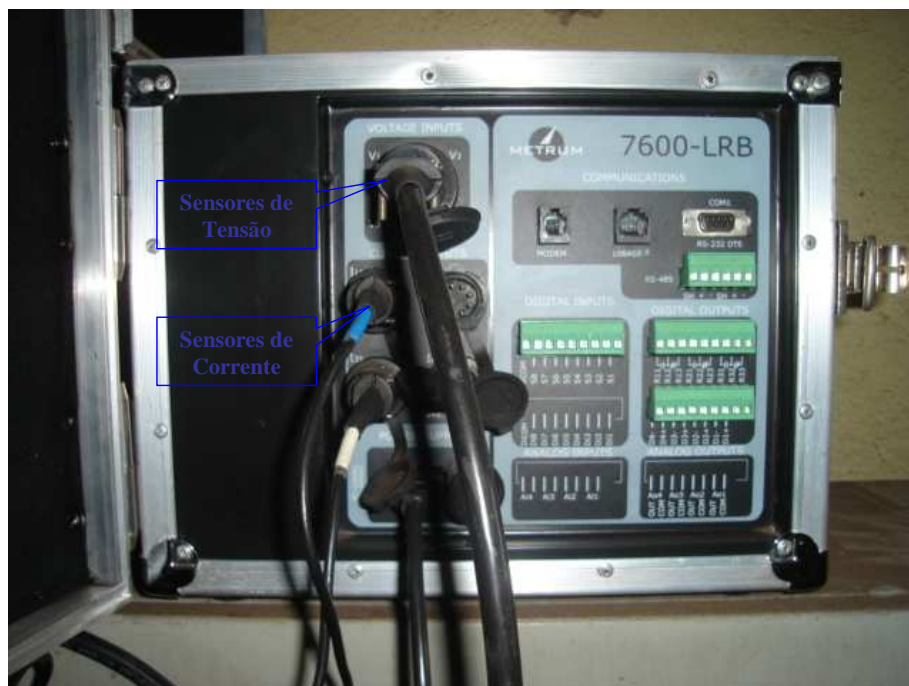


Figura 3.8. Detalhe da Entrada dos Sensores de Tensão e de Corrente no Qualímetro.

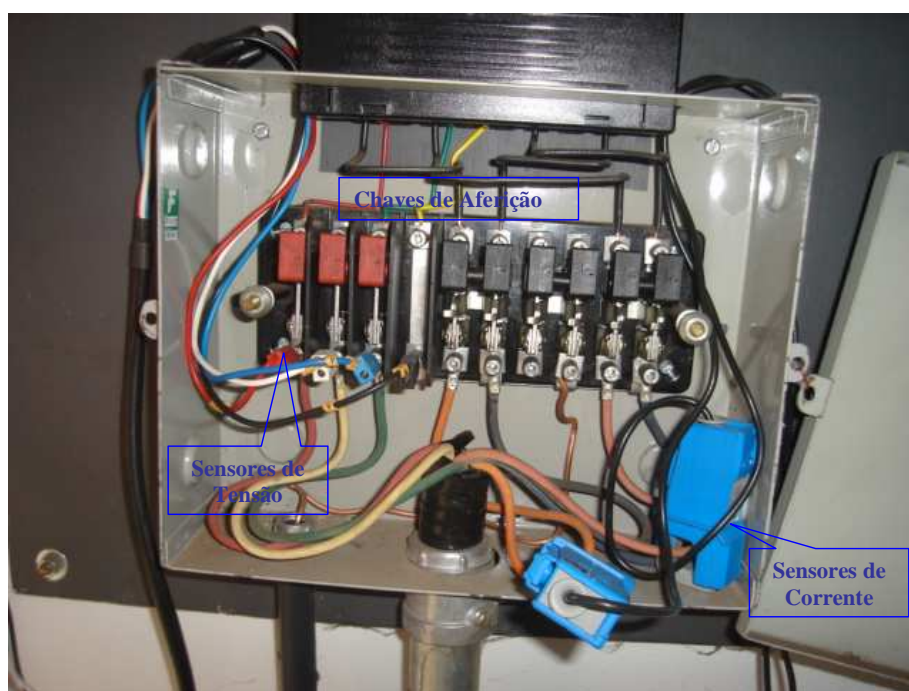


Figura 3.9. Detalhe da Conexão dos Sensores de Tensão e Corrente, nas Chaves de Aferição.

A partir deste ponto é possível agendar junto ao acessante e à equipe técnica da distribuidora que executará as conexões para instalação do qualímetro.

Para acessar a cabine onde está instalada a medição, além de usar os Equipamentos de Proteção Individuais – EPIs, obedecer a todos os procedimentos de segurança da norma

NR-10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade [155], bem como todos os procedimentos adicionais de segurança estabelecidos pela distribuidora, é também uma boa prática, aguardar algum tempo após abrir a porta de acesso antes de adentrar à cabine, observando primeiramente se não há insetos ou animais, muitas vezes até peçonhentos, alojados no interior da cabine, que por ser um ambiente abrigado, com pouca luminosidade, e normalmente aquecido, é favorável para atrair animais e insetos.

Após o acesso à cabine, primeiramente a Equipe Técnica retira o lacre da tampa da caixa de medição para ter acesso às chaves de aferição onde serão conectados os sensores de tensão e de corrente, conforme mostrado nas Figuras 3.8 e 3.9, e então são feitas as conexões, sendo recomendável que estas conexões sejam executadas antes de ligar o qualímetro.

Feitas as conexões de todos os sensores, liga-se então o qualímetro e inicia-se a verificação da sequência e polaridade das fases, para confirmar se a sequência está correta, ou seja, fases A, B, e C, no sentido anti-horário, e ainda se os fasores das correntes de cada fase correspondem aos respectivos fasores das tensões destas mesmas fases.

No qualímetro utilizado existe a opção de visualizar os fasores, como pode ser observado na Figura 3.7, e através desta visualização pode ser feita a verificação da sequência de fases, sendo que no caso de haver alguma inversão da sequência ou da polaridade, é necessário fazer as trocas necessárias nas conexões dos sensores de tensão e de corrente mostradas na Figura 3.9.

É importante verificar também a amplitude das principais grandezas que o qualímetro está registrando, comparando-as com os valores esperados, de modo a confirmar se a parametrização do qualímetro está compatível com as grandezas que serão registradas durante a campanha de medição, no ponto de acoplamento comum.

Feitas todas estas verificações, e confirmado que os registros estão sendo feitos corretamente, é recomendável fazer o *reset* do qualímetro para que eventuais registros de “perturbações” durante esta fase de verificação, que na verdade ocorrem devido às inversões de fases ou de polaridade que foram feitas para adequar a instalação do qualímetro, não fiquem armazenados no banco de registros da campanha de medição.

Confirmado o *reset* do qualímetro, anota-se o dia e a hora de início da campanha de medição na ficha de medição, para futuras referências durante a fase de análise dos resultados, lembrando que toma-se a hora informada no painel do qualímetro.

Para finalizar a instalação, a Equipe Técnica procede ao fechamento da tampa e lacra a caixa de medição.

Decorrido o período previsto para a campanha de medição, é então programada a retirada do qualímetro, agendando novamente junto ao acessante e à equipe técnica.

Para iniciar a retirada do qualímetro, valem as mesmas observações citadas na fase de instalação quanto aos procedimentos de segurança e acesso à cabine.

Esta etapa inicia-se com a retirada do lacre e abertura da caixa de medição, sendo que em seguida é feita uma verificação geral se todas as conexões permaneceram normais para confirmar se não houve interrupção nos registros durante a campanha de medição, bem como é possível verificar no painel do qualímetro, ou através de conexão de um *laptop* com o software apropriado ao qualímetro, se os registros ao longo da campanha de medição foram feitos normalmente.

Em seguida é anotado o dia e a hora na ficha de medição, novamente tomando a leitura da hora no painel do qualímetro, e então desliga-se o qualímetro, cessando então os registros, para que em seguida sejam desconectados os sensores de tensão e de corrente da chave de aferição.

Esta ordem de retirada é importante para que não ocorram registros indevidos de eventos que na verdade foram originados devido às desconexões dos sensores de tensão e de corrente.

Para finalizar, lacra-se novamente a caixa de medição.

Inicia-se então a extração dos registros da campanha de medição, devendo-se nesta fase extrair o banco de dados completo, bem como todos os relatórios possíveis que o qualímetro possibilitar, armazenando-os em local apropriado, pois após o início de uma nova campanha de medição estas informações não mais estarão disponíveis no qualímetro.

Esta etapa encerra a fase dos ensaios experimentais, passando-se então para a fase seguinte de análise dos resultados.

Após a Fundação ter iniciado a operação do novo forno de indução foi realizada uma segunda campanha de medição, seguindo os mesmos procedimentos descritos neste capítulo.

## 4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Esta etapa compreende o tratamento dos registros obtidos durante as campanhas de medição realizadas, conforme descrito no Capítulo 3, bem como o cálculo dos indicadores de qualidade da energia elétrica e a análise dos resultados, com enfoque no indicador distorção de tensão harmônica total.

Neste capítulo todos os passos das etapas que compreendem a apuração do indicador distorção de tensão harmônica total, referentes às campanhas de medição serão apresentados e discutidos detalhadamente até a apuração final do indicador.

O banco de dados extraído da campanha de medição é o ponto de partida deste processo, sendo que, no Anexo 1 são mostrados os valores dos registros de distorção de tensão harmônica total, obtidos conforme descrito no Capítulo 3, durante as campanhas de medição realizadas antes e após a entrada em operação da carga potencialmente perturbadora, com valores agregados em intervalos de 10 minutos, conforme critérios estabelecido em [4], [5], [14]-[16], onde os registros marcados, [15], [16], estão destacados em negrito.

Durante a primeira campanha de medição, seis registros foram marcados, em função de variações de tensão de curta duração ocorridas durante o intervalo de agregação de 10 minutos correspondente, conforme mostrado na Tabela 4.1 e 4.2, a seguir.

Tabela 4.1. Registros Marcados.

Data e Hora	Tensão na Fase 1 (V)	Tensão na Fase 2 (V)	Tensão na Fase 3 (V)	DTHT na Fase 1 (%)	DTHT na Fase 2 (%)	DTHT na Fase 2 (%)
2009-set-09 10:20:01,000	13.580	13.646	13.539	1,2074	1,4365	1,2850
2009-set-12 19:00:01,000	13.776	13.803	13.739	3,0245	2,9527	3,1859
2009-set-14 21:00:01,000	13.706	13.727	13.716	2,8041	2,8933	2,7081
2009-set-15 19:20:01,000	13.737	13.800	13.748	2,6222	2,6673	2,6732
2009-set-20 08:50:01,000	13.801	13.856	13.751	3,1982	3,1533	3,2446
2009-set-22 19:20:01,000	13.720	13.778	13.747	2,2171	2,3015	2,2608

Tabela 4.2. Variações de Tensão de Curta Duração – VTCDs.

Data e Hora	Duração ( <i>segundos</i> )	Amplitude ( <i>% da tensão nominal</i> )
2009-set-09 10:12:12,862	0,0490	76,3786
2009-set-12 18:57:58,012	0,0070	87,1109
2009-set-14 20:54:17,553	0,1250	87,6973
2009-set-14 20:54:21,545	0,1080	87,8538
2009-set-14 20:54:23,078	0,4830	38,0535
2009-set-14 20:54:29,436	0,6930	45,7529
2009-set-14 20:54:58,996	0,0170	89,2660
2009-set-15 19:17:31,603	0,1160	89,0785
2009-set-20 08:48:43,513	0,1740	82,8887
2009-set-22 19:15:40,896	0,1990	85,6381

Nas Figuras 4.1 a 4.10 a seguir são mostradas as formas de onda das tensões, registradas durante as variações de tensão de curta duração registradas que originaram a marcação dos eventos.



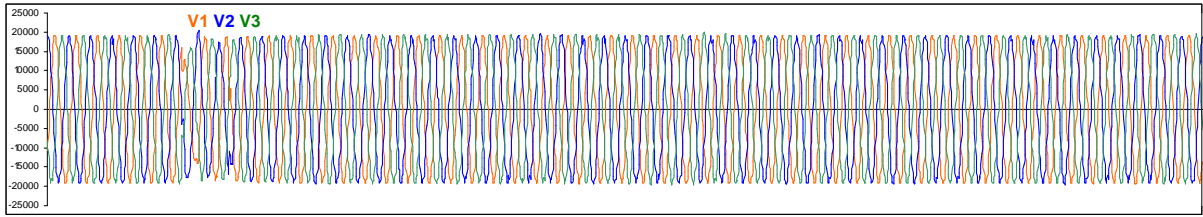


Figura 4.1. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-09 10:12:12,862.

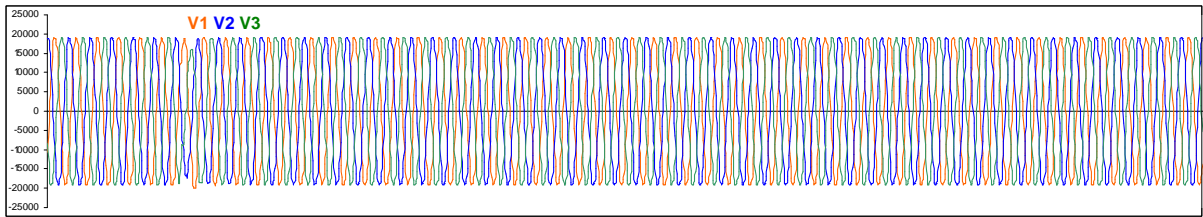


Figura 4.2. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-12 18:57:58,012.

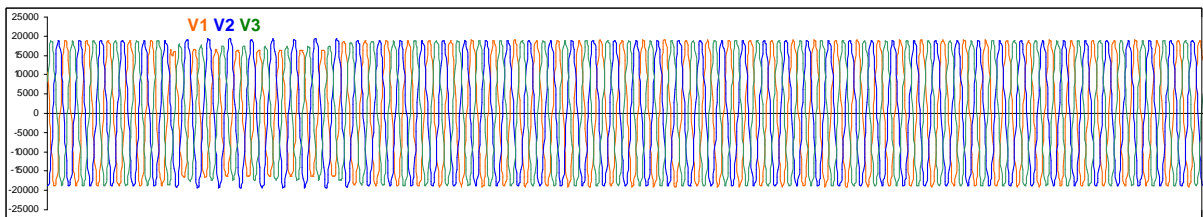


Figura 4.3. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:17,553.

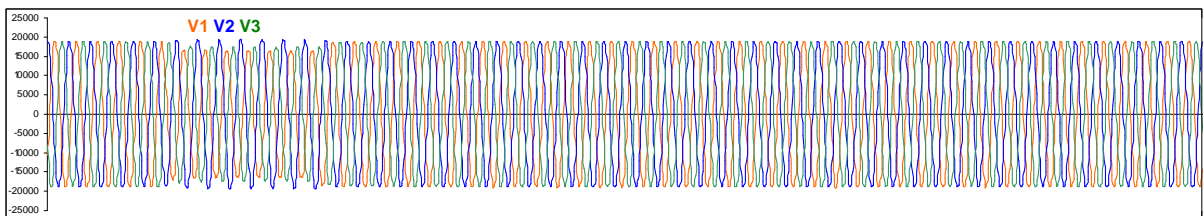


Figura 4.4. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:21,545.

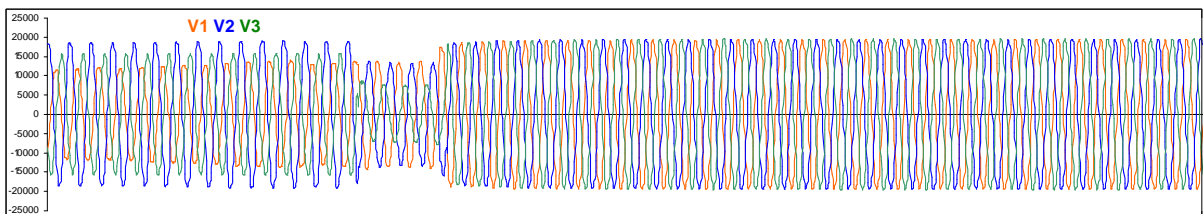


Figura 4.5. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:23,078.

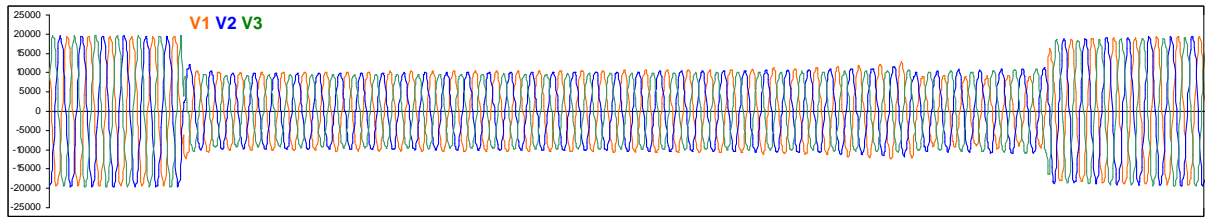


Figura 4.6. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:29,436.

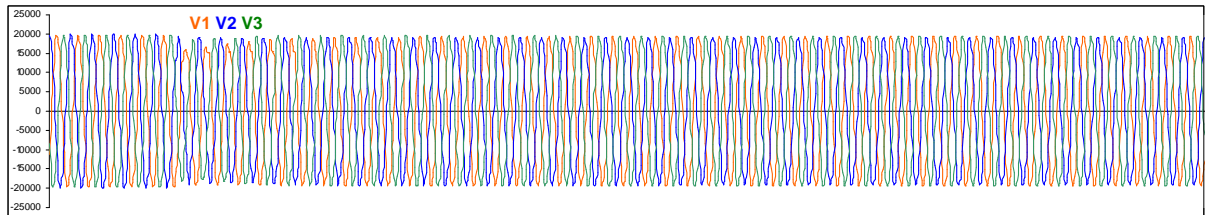


Figura 4.7. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-14 20:54:58,996.

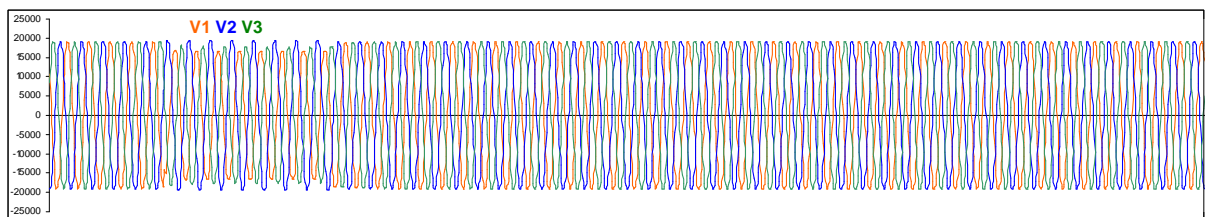


Figura 4.8. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-15 19:17:31,603.

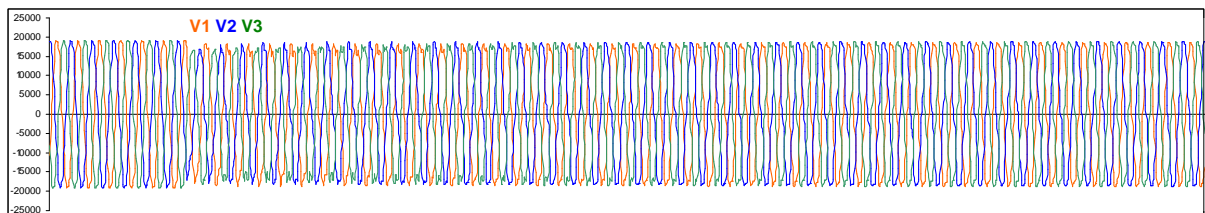


Figura 4.9. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-20 08:48:43,513.

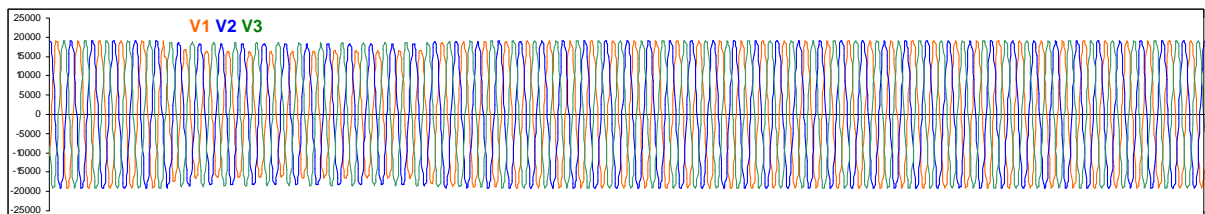


Figura 4.10. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2009-set-22 19:15:40,896.

A seguir, na Figura 4.11 estão representados os eventos de variações de tensão de curta duração – VTCDs, registrados durante a campanha de medição como um todo, dentre os quais estão incluídos os eventos marcados.

Estes eventos são plotados juntamente com a curva que usualmente é utilizada para descrever o grau de susceptibilidade típico de equipamentos computadorizados às variações de tensão de curta duração que normalmente ocorrem nos sistemas de distribuição [1].

Esta curva foi originalmente desenvolvida pela instituição *Computer and Business Equipment Manufacturers' Association* – CBEMA, e passou a ser denominada desde então de curva CBEMA, e embora a maioria dos sistemas computadorizados modernos possuam um grau de tolerância maior do que os limites desta curva, ela passou a ser utilizada como uma referência para o grau de susceptibilidade de sistemas computadorizados, quando não se dispõe das informações específicas das cargas que estão sendo analisadas [1].

Mais recentemente, esta instituição foi substituída pela *Information Technology Industry Council* – ITIC, e ocorreram modificações na curva que passou então a ser denominada de curva CBEMA – ITIC, ou simplesmente curva ITIC, que continua sendo utilizada como referência em estudos de qualidade da energia elétrica, quando não são conhecidas as características específicas dos equipamentos [1].

Na ordenada desta curva é representada a amplitude da variação de tensão, em percentual da tensão nominal, e na abscissa a duração correspondente, em segundos ou ciclos.

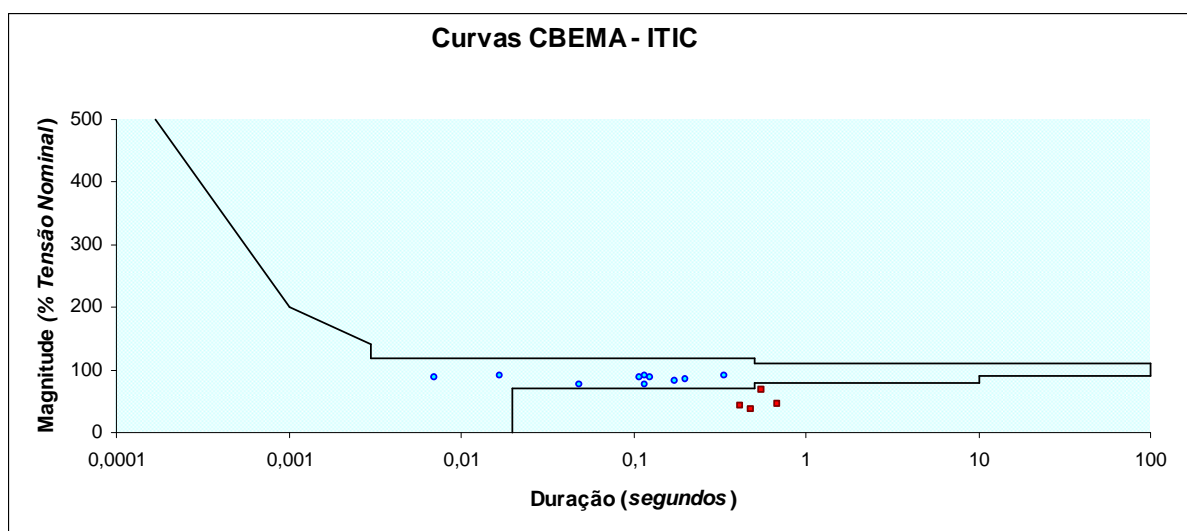


Figura 4.11. Curva de Susceptibilidade CBEMA - ITIC.

Muito embora em [15] e [16] sejam definidos os critérios para marcação dos registros durante as campanhas de medição, nas normas e resoluções que tratam da apuração do indicador de qualidade da energia elétrica, [4], [5], [13], [14], e [26], não está definido como tratar os registros marcados para efeito de apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total.

O próximo passo para fazer a apuração deste indicador é calcular o percentil 95% dos registros obtidos considerando os valores integralizados em intervalos de 10 minutos.

Em [4], [5], [14], e [26] está estabelecido o cálculo do percentil 95% ao longo de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 minutos, ao longo de 7 dias consecutivos, porém, não está especificado se o cálculo deve ser feito com os registros obtidos ao longo de 1 dia, 24 horas, contadas a partir do início da campanha de medição, ou tomando-se dias inteiros, ou seja, iniciando às 00:00 horas até 24:00 horas de cada dia durante a campanha de medição.

Nas Tabelas 4.3 a 4.10 a seguir são apresentados, passo a passo, os resultados dos cálculos realizados durante todo o processo de apuração do indicador distorção de tensão harmônica de tensão, detalhando os procedimentos de forma a possibilitar a comparação dos resultados de acordo com os critérios da metodologia adotada.

Com o objetivo de observar as variações, os resultados dos cálculos são apresentados inicialmente com quatro casas decimais, e somente no final do processo os números são apresentados com uma casa decimal.

Os cálculos são mostrados, tanto considerando os registros marcados, quanto excluindo estes registros, bem como durante dias inteiros de 00:00 às 24:00 horas e também considerando 1 dia, 24 horas, a partir do início da campanha de medição, mostrando ainda as diferenças percentuais entre estes dois critérios referentes ao período em que os registros diários são tomados.

Os cálculos do percentil 95% foram feitos utilizando a função percentil de uma planilha eletrônica, a qual faz a interpolação linear, conforme [156], comparados com os valores da posição imediatamente anterior e imediatamente posterior a 136,8<sup>a</sup> posição, ou seja posições 136<sup>a</sup> e 137<sup>a</sup> respectivamente, que corresponde a 95% das 144 posições correspondentes aos 144 intervalos de 10 minutos existentes ao longo de 24 horas, em uma lista classificada em ordem crescente dos valores.

Na Tabela 4.3 pode-se observar na coluna Diferença (%), que as diferenças entre os valores apurados, considerando-se dias inteiros das 00:00 às 24:00 horas e 1 dia (24 horas) a partir do início das medições, apresentam diferenças significativas.

Tabela 4.3. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total  
Percentil 95% - Sem Registros Marcados.

Sem Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
						Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	1 <sup>o</sup>	qui	3,2041	3,2068	0,09	3,1574	3,1574	0,00	3,2123	3,2123	0,00
	2 <sup>o</sup>	sex	3,3029	3,2750	0,85	3,2792	3,2370	1,29	3,3071	3,2792	0,84
	3 <sup>o</sup>	sab	4,0376	2,9424	27,12	4,0243	2,9412	26,91	4,0391	2,9426	27,15
	4 <sup>o</sup>	dom	4,4948	4,1219	8,30	4,4874	4,1185	8,22	4,4961	4,1223	8,32
	5 <sup>o</sup>	seg	3,2482	4,4953	38,39	3,2221	4,4874	39,27	3,2510	4,4961	38,30
	6	ter	2,8690	2,9389	2,44	2,8573	2,9357	2,74	2,8702	2,9393	2,41
	7 <sup>o</sup>	qua	3,2690	3,2276	1,27	3,2610	3,2015	1,83	3,2704	3,2305	1,22
	8 <sup>o</sup>	qui	3,2437	3,3475	3,20	3,2233	3,2559	1,01	3,2473	3,3637	3,59
	9 <sup>o</sup>	sex	3,2105	3,2468	1,13	3,1980	3,2438	1,43	3,2127	3,2473	1,08
	10 <sup>o</sup>	sáb	3,6915	2,7244	26,20	3,6487	2,7169	25,54	3,6990	2,7258	26,31
	11 <sup>o</sup>	dom	4,4688	3,7002	17,20	4,4591	3,6990	17,05	4,4699	3,7004	17,22
	12 <sup>o</sup>	seg	3,3290	4,4688	34,24	3,2539	4,4591	37,04	3,3422	4,4699	33,74
	13 <sup>o</sup>	ter	3,0276	3,0727	1,49	2,9448	3,0368	3,12	3,0368	3,0791	1,39
2	1 <sup>o</sup>	qui	3,1058	2,9840	3,92	3,0970	2,9801	3,77	3,1073	2,9845	3,95
	2 <sup>o</sup>	sex	3,1869	3,1016	2,68	3,1603	3,0502	3,48	3,1916	3,1073	2,64
	3 <sup>o</sup>	sab	4,5515	2,9611	34,94	4,5406	2,9356	35,35	4,5527	2,9656	34,86
	4 <sup>o</sup>	dom	5,0090	4,6687	6,79	5,0057	4,6308	7,49	5,0096	4,6729	6,72
	5 <sup>o</sup>	seg	3,1801	5,0092	57,52	3,1661	5,0057	58,10	3,1816	5,0096	57,45
	6	ter	2,8588	2,8622	0,12	2,8502	2,8626	0,43	2,8597	2,8712	0,40
	7 <sup>o</sup>	qua	3,0885	2,9909	3,16	3,0852	2,9848	3,25	3,0891	2,9916	3,16
	8 <sup>o</sup>	qui	3,1306	3,1978	2,14	3,1063	3,1620	1,79	3,1349	3,2041	2,21
	9 <sup>o</sup>	sex	3,0173	3,0892	2,38	3,0053	3,0695	2,13	3,0194	3,0927	2,43
	10 <sup>o</sup>	sáb	4,0077	2,6655	33,49	3,9962	2,6549	33,57	4,0097	2,6674	33,48

3	11 <sup>o</sup>	dom	4,9363	4,0280	18,40	4,9208	4,0131	18,45	4,9380	4,0296	18,40
	12 <sup>o</sup>	seg	3,1404	4,9354	57,16	3,1225	4,9208	57,59	3,1436	4,9380	57,08
	13 <sup>o</sup>	ter	2,8923	2,9593	2,31	2,8915	2,9526	2,12	2,8924	2,9605	2,35
	1 <sup>o</sup>	qui	3,1122	3,1170	0,15	3,0310	3,0310	0,00	3,1266	3,1266	0,00
	2 <sup>o</sup>	sex	3,2568	3,2399	0,52	3,2505	3,1797	2,18	3,2579	3,2505	0,23
	3 <sup>o</sup>	sab	3,8584	2,6880	30,33	3,8560	2,6810	30,47	3,8587	2,6892	30,31
	4 <sup>o</sup>	dom	4,0198	3,8838	3,38	3,9876	3,8782	2,74	4,0254	3,8844	3,50
	5 <sup>o</sup>	seg	3,0967	3,9839	28,65	3,0643	3,9714	29,60	3,1004	3,9853	28,54
	6	ter	2,8627	2,9449	2,87	2,8274	2,9406	4,01	2,8666	2,9454	2,75
	7 <sup>o</sup>	qua	3,1926	3,1763	0,51	3,1923	3,1641	0,88	3,1926	3,1777	0,47
	8 <sup>o</sup>	qui	3,0803	3,1591	2,56	3,0597	3,1076	1,57	3,0839	3,1682	2,73
	9 <sup>o</sup>	sex	3,1147	3,1171	0,08	3,0677	3,0839	0,53	3,1230	3,1230	0,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	3,3016	2,5760	21,98	3,2947	2,5625	22,22	3,3028	2,5784	21,93
	11 <sup>o</sup>	dom	4,0854	3,3715	17,47	4,0572	3,3564	17,27	4,0885	3,3731	17,50
	12 <sup>o</sup>	seg	3,0361	4,0838	34,51	3,0089	4,0572	34,84	3,0409	4,0885	34,45
	13 <sup>o</sup>	ter	2,9871	3,0355	1,62	2,9261	3,0050	2,70	2,9939	3,0409	1,57

Tabela 4.4. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total  
Percentil 95% - Com Registros Marcados.

Com Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
						Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	1 <sup>o</sup>	qui	3,2041	3,2041	0,00	3,1574	3,1574	0,00	3,2123	3,2123	0,00
	2 <sup>o</sup>	sex	3,3029	3,2729	0,91	3,2792	3,2370	1,29	3,3071	3,2792	0,84
	3 <sup>o</sup>	sab	4,0369	2,9424	27,11	4,0243	2,9412	26,91	4,0391	2,9426	27,15
	4 <sup>o</sup>	dom	4,4948	4,1217	8,30	4,4874	4,1185	8,22	4,4961	4,1223	8,32
	5 <sup>o</sup>	seg	3,2467	4,4948	38,44	3,2221	4,4874	39,27	3,2510	4,4961	38,30
	6	ter	2,8683	2,9387	2,46	2,8573	2,9357	2,74	2,8702	2,9393	2,41
	7 <sup>o</sup>	qua	3,2690	3,2262	1,31	3,2610	3,2015	1,83	3,2704	3,2305	1,22
	8 <sup>o</sup>	qui	3,2437	3,3475	3,20	3,2233	3,2559	1,01	3,2473	3,3637	3,59
	9 <sup>o</sup>	sex	3,2105	3,2468	1,13	3,1980	3,2438	1,43	3,2127	3,2473	1,08
	10 <sup>o</sup>	sáb	3,6915	2,7244	26,20	3,6487	2,7169	25,54	3,6990	2,7258	26,31
	11 <sup>o</sup>	dom	4,4683	3,7002	17,19	4,4591	3,6990	17,05	4,4699	3,7004	17,22
	12 <sup>o</sup>	seg	3,3290	4,4683	34,22	3,2539	4,4591	37,04	3,3422	4,4699	33,74
	13 <sup>o</sup>	ter	3,0230	3,0727	1,65	2,9448	3,0368	3,12	3,0368	3,0791	1,39
2	1 <sup>o</sup>	qui	3,1058	2,9838	3,93	3,0970	2,9801	3,77	3,1073	2,9845	3,95
	2 <sup>o</sup>	sex	3,1869	3,0987	2,77	3,1603	3,0502	3,48	3,1916	3,1073	2,64
	3 <sup>o</sup>	sab	4,5509	2,9611	34,93	4,5406	2,9356	35,35	4,5527	2,9656	34,86
	4 <sup>o</sup>	dom	5,0090	4,6666	6,84	5,0057	4,6308	7,49	5,0096	4,6729	6,72
	5 <sup>o</sup>	seg	3,1793	5,0090	57,55	3,1661	5,0057	58,10	3,1816	5,0096	57,45
	6	ter	2,8583	2,8699	0,41	2,8502	2,8626	0,43	2,8597	2,8712	0,40
	7 <sup>o</sup>	qua	3,0885	2,9906	3,17	3,0852	2,9848	3,25	3,0891	2,9916	3,16
	8 <sup>o</sup>	qui	3,1306	3,1978	2,14	3,1063	3,1620	1,79	3,1349	3,2041	2,21
	9 <sup>o</sup>	sex	3,0173	3,0892	2,38	3,0053	3,0695	2,13	3,0194	3,0927	2,43
	10 <sup>o</sup>	sáb	4,0077	2,6655	33,49	3,9962	2,6549	33,57	4,0097	2,6674	33,48

3	11 <sup>o</sup>	dom	4,9354	4,0271	18,40	4,9208	4,0131	18,45	4,9380	4,0296	18,40
	12 <sup>o</sup>	seg	3,1404	4,9354	57,16	3,1225	4,9208	57,59	3,1436	4,9380	57,08
	13 <sup>o</sup>	ter	2,8923	2,9593	2,32	2,8915	2,9526	2,12	2,8924	2,9605	2,35
	1 <sup>o</sup>	qui	3,1122	3,1122	0,00	3,0310	3,0310	0,00	3,1266	3,1266	0,00
	2 <sup>o</sup>	sex	3,2568	3,2399	0,52	3,2505	3,1797	2,18	3,2579	3,2505	0,23
	3 <sup>o</sup>	sab	3,8583	2,6880	30,33	3,8560	2,6810	30,47	3,8587	2,6892	30,31
	4 <sup>o</sup>	dom	4,0198	3,8835	3,39	3,9876	3,8782	2,74	4,0254	3,8844	3,50
	5 <sup>o</sup>	seg	3,0949	3,9832	28,70	3,0643	3,9714	29,60	3,1004	3,9853	28,54
	6	ter	2,8607	2,9447	2,94	2,8274	2,9406	4,01	2,8666	2,9454	2,75
	7 <sup>o</sup>	qua	3,1926	3,1756	0,53	3,1923	3,1641	0,88	3,1926	3,1777	0,47
	8 <sup>o</sup>	qui	3,0803	3,1591	2,56	3,0597	3,1076	1,57	3,0839	3,1682	2,73
	9 <sup>o</sup>	sex	3,1147	3,1171	0,08	3,0677	3,0839	0,53	3,1230	3,1230	0,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	3,3016	2,5760	21,98	3,2947	2,5625	22,22	3,3028	2,5784	21,93
	11 <sup>o</sup>	dom	4,0838	3,3706	17,46	4,0572	3,3564	17,27	4,0885	3,3731	17,50
	12 <sup>o</sup>	seg	3,0361	4,0838	34,51	3,0089	4,0572	34,84	3,0409	4,0885	34,45
	13 <sup>o</sup>	ter	2,9837	3,0355	1,73	2,9261	3,0050	2,70	2,9939	3,0409	1,57

A comparação entre os valores apurados sem e com registros marcados, nas Tabelas 4.3 e 4.4 respectivamente mostram que, para os registros marcados durante esta campanha de medição, as diferenças ocorreram a partir da terceira casa decimal, conforme pode ser observado na Tabela 4.5 a seguir, e, portanto, neste caso não influenciariam o resultado final da apuração, porém, em situações que apresentem um volume maior de eventos com registros marcados ou registros marcados com valores mais significativos poderão ocorrer diferenças que venham a influenciar os valores finais apurados.



Tabela 4.5. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total  
Percentil 95% - Diferenças entre os Valores Obtidos Sem e Com Registros Marcados.

Diferenças Sem Registros Marcados - Com Registros Marcados						
DTHT Percentil 95%						
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			
			Dias Inteiros	Dif. (%)	A Partir do Início	Dif. (%)
1	1º	qui	0,0000	0,00	0,0027	0,09
	2º	sex	0,0000	0,00	0,0021	0,06
	3º	sab	0,0007	0,02	0,0001	0,00
	4º	dom	0,0000	0,00	0,0002	0,00
	5º	seg	0,0014	0,04	0,0004	0,01
	6	ter	0,0006	0,02	0,0002	0,01
	7º	qua	0,0000	0,00	0,0015	0,05
	8º	qui	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	9º	sex	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	10º	sáb	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	11º	dom	0,0005	0,01	0,0001	0,00
	12º	seg	0,0000	0,00	0,0005	0,01
	13º	ter	0,0046	0,15	0,0000	0,00
2	1º	qui	0,0000	0,00	0,0002	0,01
	2º	sex	0,0000	0,00	0,0029	0,09
	3º	sab	0,0006	0,01	0,0000	0,00
	4º	dom	0,0000	0,00	0,0021	0,05
	5º	seg	0,0008	0,02	0,0002	0,00
	6	ter	0,0005	0,02	0,0077	0,27
	7º	qua	0,0000	0,00	0,0003	0,01
	8º	qui	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	9º	sex	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	10º	sáb	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	11º	dom	0,0009	0,02	0,0008	0,02
	12º	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00

	13°	ter	0,0000	0,00	0,0000	0,00
3	1°	qui	0,0000	0,00	0,0048	0,15
	2°	sex	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	3°	sab	0,0001	0,00	0,0000	0,00
	4°	dom	0,0000	0,00	0,0003	0,01
	5°	seg	0,0018	0,06	0,0007	0,02
	6	ter	0,0020	0,07	0,0002	0,01
	7°	qua	0,0000	0,00	0,0007	0,02
	8°	qui	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	9°	sex	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	10°	sáb	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	11°	dom	0,0016	0,04	0,0008	0,02
	12°	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	13°	ter	0,0034	0,11	0,0000	0,00

O próximo passo compreende a obtenção do valor do indicador distorção de tensão harmônica total, tomando-se o maior valor por fase dentre os 7 dias obtidos anteriormente, em base diária.

Nas Tabelas 4.6 e 4.7 a seguir são mostrados os maiores valores apurados, por fase, ao longo de 7 dias consecutivos, a partir do sétimo dia quando se completa a primeira sequência de 7 dias, sendo apresentados também os maiores valores apurados por fase, nas demais sequências de 7 dias, até o final da campanha de medição.

Tabela 4.6. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total - Percentil 95%  
Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais –  
Por Fase.

Sem Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
						Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	7 <sup>o</sup>	qua	4,4948	4,4953	0,01	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	8 <sup>o</sup>	qui	4,4948	4,4953	0,0	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	9 <sup>o</sup>	sex	4,4948	4,4953	0,0	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	4,4948	4,4953	0,0	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	11 <sup>o</sup>	dom	4,4688	4,4953	0,6	4,4591	4,4874	0,63	4,4699	4,4961	0,59
	12 <sup>o</sup>	seg	4,4688	4,4688	0,0	4,4591	4,4591	0,00	4,4699	4,4699	0,00
	13 <sup>o</sup>	ter	4,4688	4,4688	0,0	4,4591	4,4591	0,00	4,4699	4,4699	0,00
2	7 <sup>o</sup>	qua	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	8 <sup>o</sup>	qui	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	9 <sup>o</sup>	sex	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	11 <sup>o</sup>	dom	4,9363	5,0092	1,48	4,9208	5,0057	1,73	4,9380	5,0096	1,45
	12 <sup>o</sup>	seg	4,9363	4,9354	0,02	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00
	13 <sup>o</sup>	ter	4,9363	4,9354	0,02	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00
3	7 <sup>o</sup>	qua	4,0198	3,9839	0,89	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	8 <sup>o</sup>	qui	4,0198	3,9839	0,89	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	9 <sup>o</sup>	sex	4,0198	3,9839	0,89	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	4,0198	3,9839	0,89	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	11 <sup>o</sup>	dom	4,0854	3,9839	2,48	4,0572	3,9714	2,11	4,0885	3,9853	2,53
	12 <sup>o</sup>	seg	4,0854	4,0838	0,04	4,0572	4,0572	0,00	4,0885	4,0885	0,00
	13 <sup>o</sup>	ter	4,0854	4,0838	0,04	4,0572	4,0572	0,00	4,0885	4,0885	0,00

Tabela 4.7. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95%  
Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados - 4 Casas Decimais –  
Por Fase.

Com Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
						Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	7 <sup>o</sup>	qua	4,4948	4,4948	0,00	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	8 <sup>o</sup>	qui	4,4948	4,4948	0,00	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	9 <sup>o</sup>	sex	4,4948	4,4948	0,00	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	4,4948	4,4948	0,00	4,4874	4,4874	0,00	4,4961	4,4961	0,00
	11 <sup>o</sup>	dom	4,4683	4,4948	0,59	4,4591	4,4874	0,63	4,4699	4,4961	0,59
	12 <sup>o</sup>	seg	4,4683	4,4683	0,00	4,4591	4,4591	0,00	4,4699	4,4699	0,00
	13 <sup>o</sup>	ter	4,4683	4,4683	0,00	4,4591	4,4591	0,00	4,4699	4,4699	0,00
2	7 <sup>o</sup>	qua	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	8 <sup>o</sup>	qui	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	9 <sup>o</sup>	sex	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
	11 <sup>o</sup>	dom	4,9354	5,0090	1,49	4,9208	5,0057	1,73	4,9380	5,0096	1,45
	12 <sup>o</sup>	seg	4,9354	4,9354	0,00	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00
	13 <sup>o</sup>	ter	4,9354	4,9354	0,00	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00
3	7 <sup>o</sup>	qua	4,0198	3,9832	0,91	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	8 <sup>o</sup>	qui	4,0198	3,9832	0,91	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	9 <sup>o</sup>	sex	4,0198	3,9832	0,91	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	10 <sup>o</sup>	sáb	4,0198	3,9832	0,91	3,9876	3,9714	0,41	4,0254	3,9853	1,00
	11 <sup>o</sup>	dom	4,0838	3,9832	2,46	4,0572	3,9714	2,11	4,0885	3,9853	2,53
	12 <sup>o</sup>	seg	4,0838	4,0838	0,00	4,0572	4,0572	0,00	4,0885	4,0885	0,00
	13 <sup>o</sup>	ter	4,0838	4,0838	0,00	4,0572	4,0572	0,00	4,0885	4,0885	0,00

A próxima etapa consiste em tomar o maior valor dentre as fases, dentre os valores obtidos em base diária ao longo de 7 dias consecutivos, conforme mostrado nas Tabelas 4.8 e 4.9 a seguir, respectivamente sem e com registros marcados, a partir da primeira sequência completa de 7 dias consecutivos, até o final da campanha de medição.

Nesta etapa observa-se que as diferenças dos valores obtidos sem os registros marcados relativamente aos valores resultantes com estes registros, ocorrem a partir da quarta casa decimal, para o volume e amplitude dos registros marcados neste ensaio.

Tabela 4.8. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases.

Sem Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qua	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
8 <sup>o</sup>	qui	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
9 <sup>o</sup>	sex	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
10 <sup>o</sup>	sáb	5,0090	5,0092	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
11 <sup>o</sup>	dom	4,9363	5,0092	1,48	4,9208	5,0057	1,73	4,9380	5,0096	1,45
12 <sup>o</sup>	seg	4,9363	4,9354	0,02	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00
13 <sup>o</sup>	ter	4,9363	4,9354	0,02	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00

Tabela 4.9. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases.

Com Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qua	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
8 <sup>o</sup>	qui	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
9 <sup>o</sup>	sex	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
10 <sup>o</sup>	sáb	5,0090	5,0090	0,00	5,0057	5,0057	0,00	5,0096	5,0096	0,00
11 <sup>o</sup>	dom	4,9354	5,0090	1,49	4,9208	5,0057	1,73	4,9380	5,0096	1,45
12 <sup>o</sup>	seg	4,9354	4,9354	0,00	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00
13 <sup>o</sup>	ter	4,9354	4,9354	0,00	4,9208	4,9208	0,00	4,9380	4,9380	0,00

Nas Tabelas 4.10 e 4.11 a seguir são mostrados os valores com uma casa decimal, nas quais, pode-se observar que com uma casa decimal não há diferença entre os valores obtidos sem e com registros marcados, para o volume e amplitude dos registros marcados neste ensaio.

Porém as diferenças entre os valores obtidos tomando-se dias inteiros das 00:00 às 24:00 horas e os valores obtidos tomando-se 1 dia (24 horas) a partir do início da campanha de medição permanecem, aparecendo já na primeira casa decimal, conforme pode ser notado nas Tabelas 4.10 e 4.11.

Tabela 4.10. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases.

Sem Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qua	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
8 <sup>o</sup>	qui	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
9 <sup>o</sup>	sex	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
10 <sup>o</sup>	sáb	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
11 <sup>o</sup>	dom	4,9	5,0	1,48	4,9	5,0	1,73	4,9	5,0	1,45
12 <sup>o</sup>	seg	4,9	4,9	0,02	4,9	4,9	0,00	4,9	4,9	0,00
13 <sup>o</sup>	ter	4,9	4,9	0,02	4,9	4,9	0,00	4,9	4,9	0,00

Tabela 4.11. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases.

Com Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qua	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
8 <sup>o</sup>	qui	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
9 <sup>o</sup>	sex	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
10 <sup>o</sup>	sáb	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00
11 <sup>o</sup>	dom	4,9	5,0	1,49	4,9	5,0	1,73	4,9	5,0	1,45
12 <sup>o</sup>	seg	4,9	4,9	0,00	4,9	4,9	0,00	4,9	4,9	0,00
13 <sup>o</sup>	ter	4,9	4,9	0,00	4,9	4,9	0,00	4,9	4,9	0,00

Para concluir o processo de apuração do indicador distorção de tensão harmônica total, cabe trazer à discussão o critério de se tomar o maior valor dentre os valores obtidos em 7 dias consecutivos, quando a duração da campanha é maior do que 7 dias, pois nesta situação tem-se mais do que uma sequência de 7 dias, como no caso deste ensaio, em que há sete sequências de 7 dias, conforme se pode notar nas Tabelas 4.10 e 4.11.

Um possível critério seria tomar o maior valor entre as sequências de 7 dias, que resultaria nos valores mostrados nas Tabelas 4.12 e 4.13 a seguir.

Outro critério seria tomar o valor obtido na primeira sequência de 7 dias consecutivos, sendo que, no caso particular deste ensaio os valores obtidos através destes dois critérios coincidem.



Tabela 4.12. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.

Sem Registros Marcados								
DTHT Percentil 95%								
Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00

Tabela 4.13. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.

Com Registros Marcados								
DTHT Percentil 95%								
Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00	5,0	5,0	0,00

Para efeito de comparação do valor apurado para o indicador de distorção de tensão harmônica total com as referências estabelecidas, neste ensaio foi considerado o valor do percentil 95% calculado através da função percentil 95% de uma planilha eletrônica, apurado em base diária dos registros agregados em intervalos de 10 minutos, sem registros marcados, tomando-se dias inteiros de 00:00 às 24:00 horas, considerando-se o maior valor entre as fases, bem como o maior valor entre as sequências de 7 dias obtidas durante a campanha de medição, resultando assim em 5,0%.

Através da versão atual do PRODIST [13], não é possível comparar o valor obtido com as referências estabelecidas, pois estas são relativas aos valores globais e, portanto não se aplicam à avaliação da contribuição individual do acessante no respectivo PAC.

Na norma IEEE Std 519-1992, “IEEE *Recommended Practice for Harmonic Control in Electrical Power Systems*”, [4] e [5], bem como de acordo com o documento normativo da distribuidora CPFL, [26], o limite referencial para este indicador quanto à contribuição individual de um acessante no PAC é de 5,0%, portanto, no caso do indicador de distorção de tensão harmônica total apurado através desta campanha de medição, o limite foi atingido.

Na Figura 4.12 a seguir é apresentado o gráfico contendo os registros de DTHT % obtidos durante a campanha de medição por fase, e na Figura 4.13 é mostrado o gráfico com os registros de demanda total, ao longo da campanha de medição.

Comparando-se estes dois gráficos observa-se que os níveis de distorção de tensão harmônica total atingiram os maiores valores quando a demanda total da carga é mínima, e vice versa, situação esta que provavelmente está ocorrendo devido a ressonância harmônica.

Esta condição indica que possivelmente as componentes harmônicas injetadas pela carga no PAC estão contribuindo para “dessintonizar” a frequência de uma provável ressonância harmônica no sistema de distribuição.

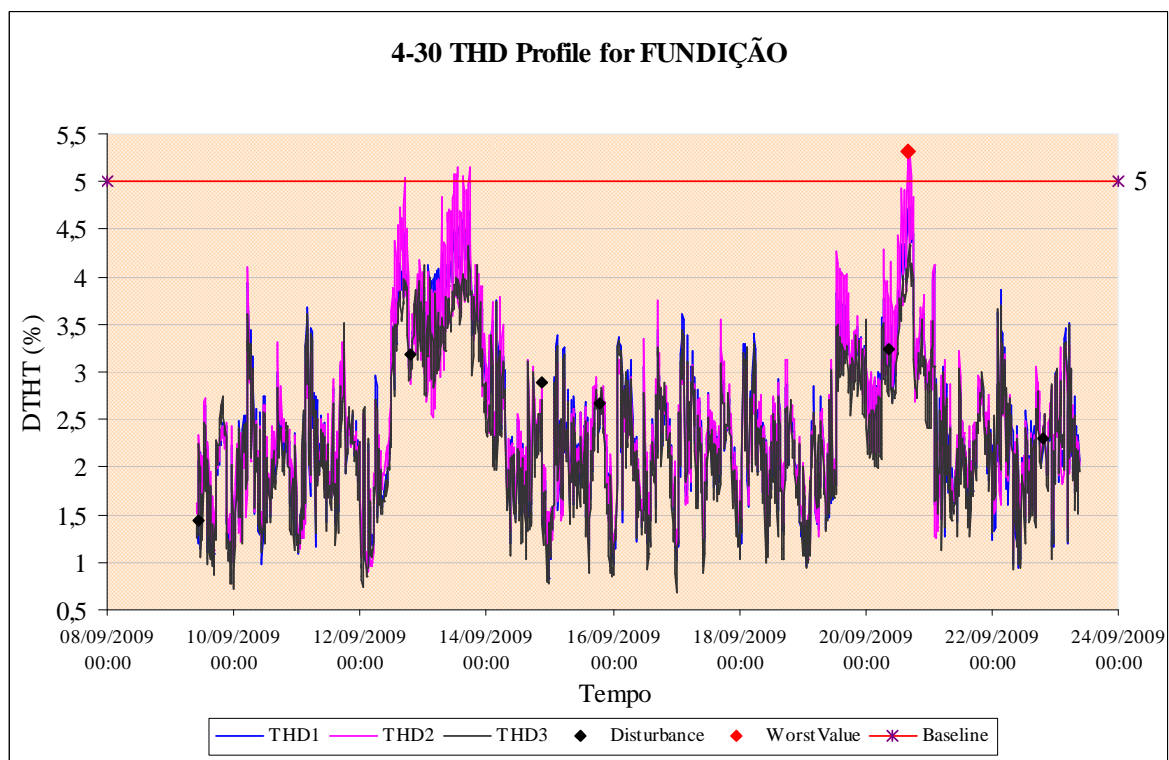


Figura 4.12. Registros de DTHT (%).

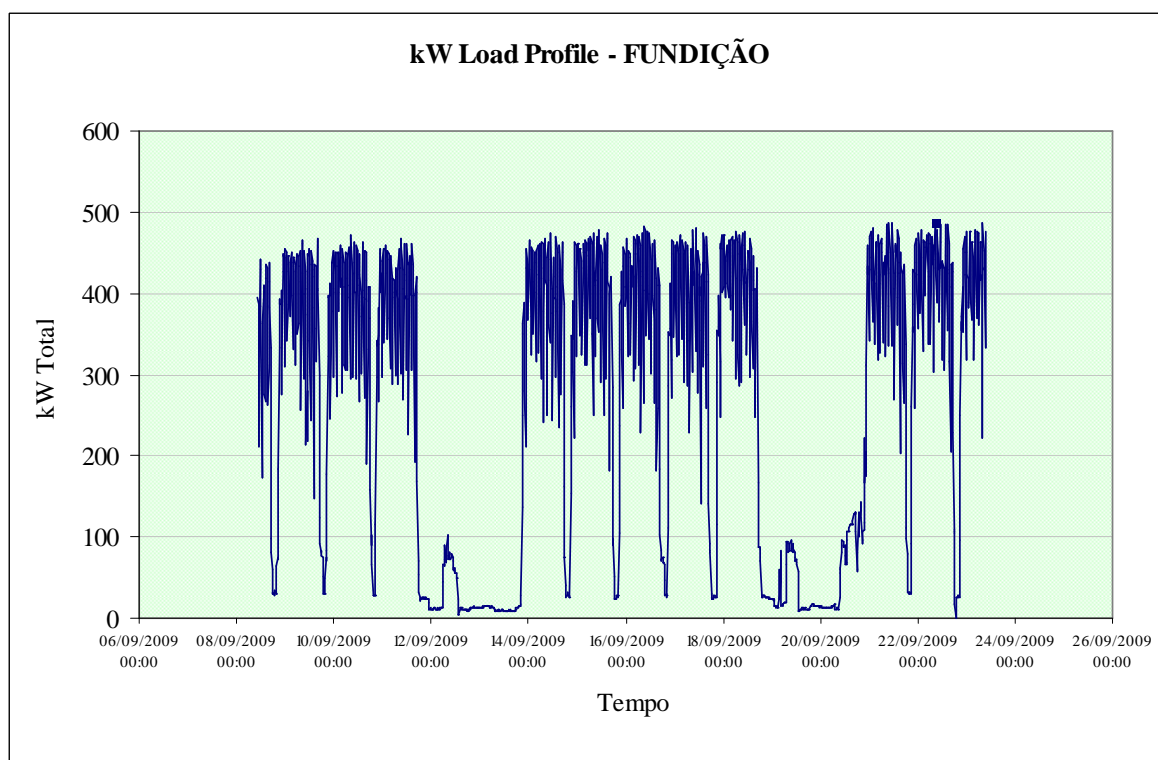


Figura 4.13. Registros de Demanda Total (kW).

Após a ligação e entrada em operação do novo forno de indução na Fundição, que possui as mesmas características do forno existente, conforme Tabela 3.7 e Figura 3.3, foi realizada uma segunda campanha de medição, adotando-se os mesmos procedimentos descritos no Capítulo 3.

Esta medição tem por objetivo avaliar o comportamento do indicador distorção de tensão harmônica total, considerando agora a configuração final do estudo, ou seja, com as novas cargas em operação.

Para analisar os resultados foram adotados os mesmos procedimentos aplicados aos registros da primeira medição, conforme apresentado neste capítulo.

Os registros marcados durante esta campanha, bem como os respectivos eventos de variações de tensão de curta duração correspondentes são mostrados na Tabela 4.14 e na Tabela 4.15 a seguir. Nas Figuras 4.14 a 4.19 são mostradas as respectivas formas de onda das tensões registradas durante as variações de tensão de curta duração.

Tabela 4.14. Registros Marcados.

Data e Hora	Tensão na Fase 1 (V)	Tensão na Fase 2 (V)	Tensão na Fase 3 (V)	DTHT na Fase 1 (%)	DTHT na Fase 2 (%)	DTHT na Fase 2 (%)
2010-fev-04 20:50:01,000	13.770	13.844	13.796	1,7595	1,9281	1,9073
2010-fev-07 07:00:01,000	13.995	14.071	13.952	1,6581	2,0723	1,6758
2010-fev-13 10:20:01,000	13.528	13.617	13.529	1,7068	1,9812	1,8757
2010-fev-17 15:40:01,000	13.299	13.430	13.350	2,0337	2,1526	1,9727
2010-fev-17 16:40:01,000	13.559	13.665	13.589	1,8090	2,0528	1,9610

Tabela 4.15. Variações de Tensão de Curta Duração – VTCDs.

Data e Hora	Duração (segundos)	Amplitude (% da tensão nominal)
2010-fev-04 20:45:54,395	0,1500	87,6665
2010-fev-07 06:58:20,572	0,0160	81,3422
2010-fev-13 10:12:20,458	0,0160	89,4974
2010-fev-17 15:37:55,459	0,0240	84,2038
2010-fev-17 15:38:01,992	0,0750	84,3015
2010-fev-17 16:32:34,425	0,0489	88,5371

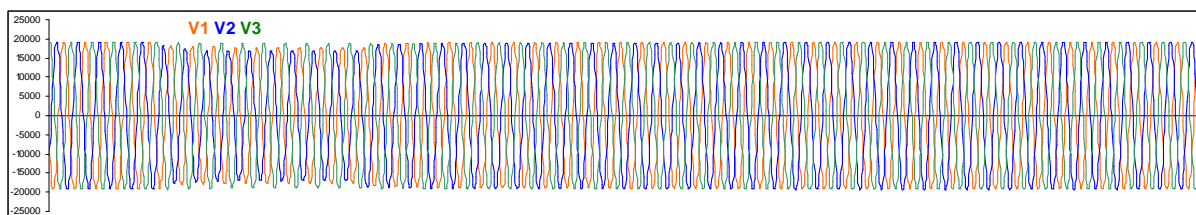


Figura 4.14. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-04 20:45:54,395.

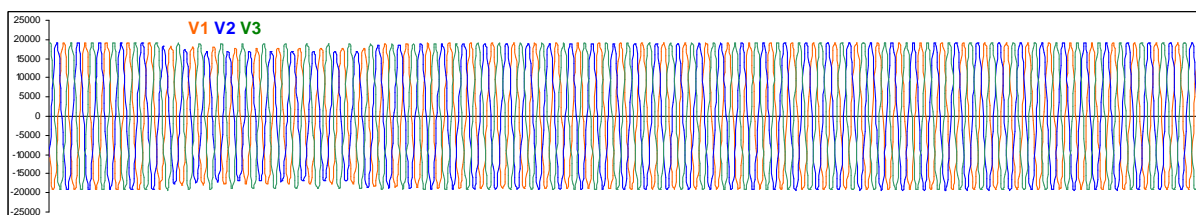


Figura 4.15. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-07 06:58:20,572.

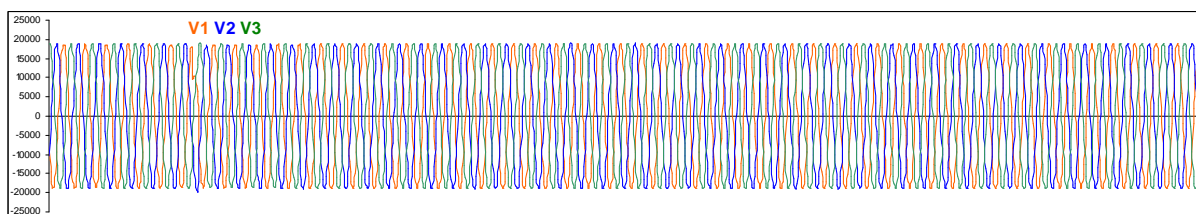


Figura 4.16. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-13 10:12:20,458.

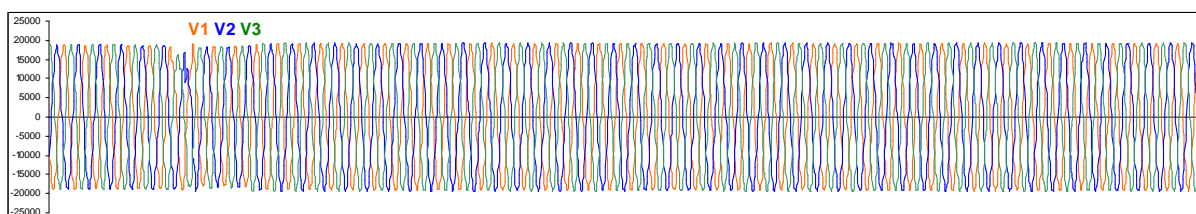


Figura 4.17. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-17 15:37:55,459.

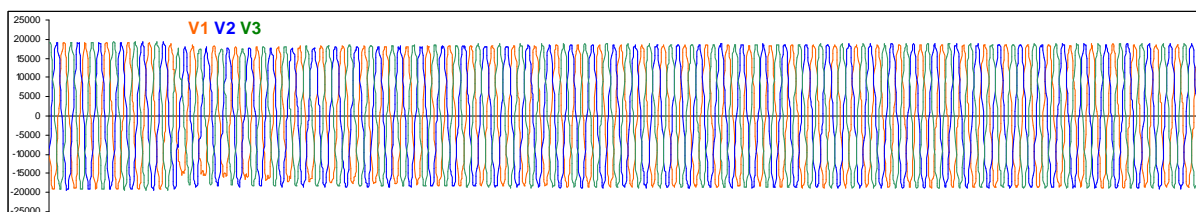


Figura 4.18. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-17 15:38:01,992.

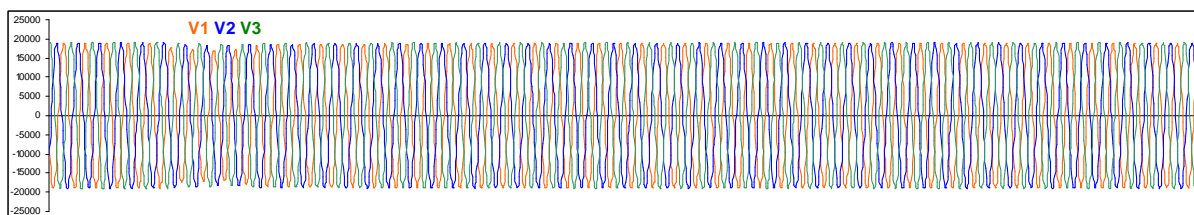


Figura 4.19. Forma de Onda das Tensões – Evento Ocorrido em 2010-fev-17 16:32:34,425.

Na Figura 4.20 a seguir são apresentados os eventos de variações de tensão de curta duração – VTCDs, registrados durante a campanha de medição como um todo, dentre os quais estão incluídos os eventos marcados.

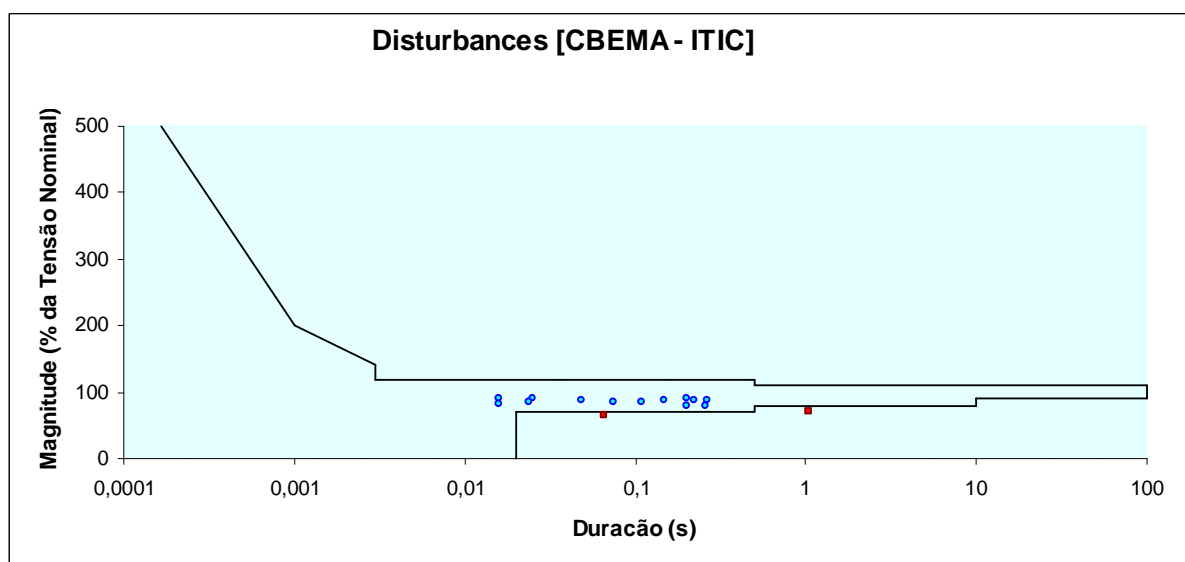


Figura 4.20. Curva de Susceptibilidade CBEMA - ITIC.

Procedendo da mesma maneira como foi feito na primeira campanha de medição, o próximo passo para fazer a apuração deste indicador consiste em calcular o percentil 95% dos registros obtidos considerando os valores integralizados em intervalos de 10 minutos.

Nas Tabelas 4.16 e 4.17 a seguir, são apresentados os resultados destes cálculos, sem registros marcados e com registros marcados, respectivamente, bem como durante dias inteiros de 00:00 às 24:00 horas e também considerando 1 dia, 24 horas, a partir do início da campanha de medição, mostrando ainda as diferenças percentuais entre estes dois critérios referentes ao período em que os registros diários são tomados.

Da mesma forma como na primeira campanha de medição, os cálculos do percentil 95% foram feitos utilizando a função percentil de uma planilha eletrônica, a qual faz a interpolação linear, conforme [156], e também são comparados com os valores da posição

imediatamente anterior e imediatamente posterior a 136,8<sup>a</sup> posição, posição esta que corresponde a 95% das 144 posições correspondentes aos 144 intervalos de 10 minutos existentes ao longo de 24 horas, em uma lista classificada em ordem crescente dos valores.

Os resultados dos cálculos também são apresentados inicialmente com quatro casas decimais, e somente no final do processo os números são apresentados com uma casa decimal, com o objetivo de observar as variações.

Tabela 4.16. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total  
Percentil 95% - Sem Registros Marcados.

Sem Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
						Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	1 <sup>o</sup>	sex	3,3103	3,3116	0,04	3,2888	3,2888	0,00	3,3141	3,3141	0,00
	2 <sup>o</sup>	sab	2,5524	2,4078	5,66	2,5433	2,4050	5,44	2,5540	2,4083	5,70
	3 <sup>o</sup>	dom	2,2652	2,4937	10,09	2,2639	2,4871	9,86	2,2653	2,4945	10,12
	4 <sup>o</sup>	seg	2,8132	2,4657	12,35	2,7575	2,4032	12,85	2,8231	2,4767	12,27
	5 <sup>o</sup>	ter	2,9734	3,0896	3,91	2,9313	2,9313	0,00	2,9808	3,1176	4,59
	6	qua	3,0646	3,1113	1,52	2,9100	3,0919	6,25	3,0919	3,1147	0,74
	7 <sup>o</sup>	qui	3,2496	3,2496	0,00	3,1749	3,1749	0,00	3,2628	3,2628	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	3,2432	3,1535	2,77	3,1937	3,1513	1,33	3,2519	3,1539	3,01
	9 <sup>o</sup>	sáb	2,6590	2,8860	8,53	2,6132	2,8414	8,73	2,6641	2,8938	8,62
	10 <sup>o</sup>	dom	2,2954	2,5711	12,01	2,2852	2,5479	11,50	2,2972	2,5736	12,03
	11 <sup>o</sup>	seg	3,0468	2,8180	7,51	3,0436	2,8133	7,57	3,0473	2,8188	7,50
	12 <sup>o</sup>	ter	3,0122	3,0402	0,93	3,0051	3,0207	0,52	3,0135	3,0436	1,00
	13 <sup>o</sup>	qua	2,8127	3,0231	7,48	2,8069	3,0135	7,36	2,8130	3,0247	7,53

2	1º	sex	2,9221	2,9227	0,02	2,9112	2,9112	0,00	2,9240	2,9240	0,00
	2º	sab	2,8952	2,6069	9,96	2,8658	2,5965	9,40	2,9004	2,6087	10,06
	3º	dom	2,7172	2,8643	5,41	2,7144	2,8509	5,03	2,7175	2,8658	5,46
	4º	seg	2,8613	2,7523	3,81	2,7979	2,7428	1,97	2,8724	2,7540	4,12
	5º	ter	3,0212	3,0902	2,28	2,9344	3,0366	3,48	3,0366	3,0997	2,08
	6	qua	3,0077	3,0373	0,98	2,9374	3,0201	2,82	3,0201	3,0403	0,67
	7º	qui	3,1774	2,9307	7,76	3,1599	2,9105	7,89	3,1805	2,9343	7,74
	8º	sex	3,1176	3,1176	0,00	3,1078	3,1078	0,00	3,1193	3,1193	0,00
	9º	sáb	2,7935	2,8692	2,71	2,7849	2,8311	1,66	2,7945	2,8760	2,92
	10º	dom	2,5883	2,7838	7,55	2,5820	2,7747	7,46	2,5894	2,7849	7,55
	11º	seg	2,9888	2,7844	6,84	2,9807	2,7741	6,93	2,9902	2,7862	6,82
	12º	ter	2,9743	3,0149	1,36	2,9724	2,9954	0,77	2,9746	3,0183	1,47
	13º	qua	2,6496	2,9743	12,25	2,6451	2,9724	12,37	2,6499	2,9746	12,26
3	1º	sex	3,0741	3,0763	0,07	3,0357	3,0357	0,00	3,0808	3,0808	0,00
	2º	sab	2,5859	2,4942	3,55	2,5832	2,4678	4,47	2,5864	2,4988	3,39
	3º	dom	2,2074	2,5623	16,08	2,1880	2,5587	16,94	2,2096	2,5627	15,98
	4º	seg	2,6822	2,3570	12,12	2,6401	2,3481	11,06	2,6896	2,3586	12,31
	5º	ter	2,7219	2,8771	5,70	2,7178	2,7227	0,18	2,7227	2,9043	6,67
	6	qua	2,9687	2,9687	0,00	2,8602	2,8602	0,00	2,9878	2,9878	0,00
	7º	qui	2,9685	2,9636	0,17	2,9579	2,9251	1,11	2,9704	2,9704	0,00
	8º	sex	2,9553	2,9035	1,75	2,9058	2,8907	0,52	2,9641	2,9058	1,97
	9º	sáb	2,5580	2,6002	1,65	2,5564	2,5582	0,07	2,5582	2,6076	1,93
	10º	dom	2,2138	2,5492	15,15	2,2041	2,5368	15,09	2,2156	2,5506	15,12
	11º	seg	2,8076	2,6290	6,36	2,7999	2,6278	6,15	2,8090	2,6292	6,40
	12º	ter	2,7748	2,8172	1,53	2,7719	2,7999	1,01	2,7753	2,8203	1,62
	13º	qua	2,6175	2,8129	7,47	2,6140	2,8050	7,31	2,6177	2,8143	7,51



Tabela 4.17. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total  
Percentil 95% - Com Registros Marcados.

Com Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
						Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	1 <sup>o</sup>	sex	3,3103	3,3103	0,00	3,2888	3,2888	0,00	3,3141	3,3141	0,00
	2 <sup>o</sup>	sab	2,5524	2,4078	5,66	2,5433	2,4050	5,44	2,5540	2,4083	5,70
	3 <sup>o</sup>	dom	2,2651	2,4934	10,08	2,2639	2,4871	9,86	2,2653	2,4945	10,12
	4 <sup>o</sup>	seg	2,8132	2,4657	12,35	2,7575	2,4032	12,85	2,8231	2,4767	12,27
	5 <sup>o</sup>	ter	2,9734	3,0896	3,91	2,9313	2,9313	0,00	2,9808	3,1176	4,59
	6	qua	3,0646	3,1113	1,52	2,9100	3,0919	6,25	3,0919	3,1147	0,74
	7 <sup>o</sup>	qui	3,2496	3,2496	0,00	3,1749	3,1749	0,00	3,2628	3,2628	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	3,2432	3,1535	2,77	3,1937	3,1513	1,33	3,2519	3,1539	3,01
	9 <sup>o</sup>	sáb	2,6565	2,8860	8,64	2,6132	2,8414	8,73	2,6641	2,8938	8,62
	10 <sup>o</sup>	dom	2,2954	2,5698	11,95	2,2852	2,5479	11,50	2,2972	2,5736	12,03
	11 <sup>o</sup>	seg	3,0468	2,8180	7,51	3,0436	2,8133	7,57	3,0473	2,8188	7,50
	12 <sup>o</sup>	ter	3,0122	3,0402	0,93	3,0051	3,0207	0,52	3,0135	3,0436	1,00
	13 <sup>o</sup>	qua	2,8121	3,0231	7,50	2,8069	3,0135	7,36	2,8130	3,0247	7,53
2	1 <sup>o</sup>	sex	2,9221	2,9221	0,00	2,9112	2,9112	0,00	2,9240	2,9240	0,00
	2 <sup>o</sup>	sab	2,8952	2,6069	9,96	2,8658	2,5965	9,40	2,9004	2,6087	10,06
	3 <sup>o</sup>	dom	2,7170	2,8636	5,39	2,7144	2,8509	5,03	2,7175	2,8658	5,46
	4 <sup>o</sup>	seg	2,8613	2,7523	3,81	2,7979	2,7428	1,97	2,8724	2,7540	4,12
	5 <sup>o</sup>	ter	3,0212	3,0902	2,28	2,9344	3,0366	3,48	3,0366	3,0997	2,08
	6	qua	3,0077	3,0373	0,98	2,9374	3,0201	2,82	3,0201	3,0403	0,67
	7 <sup>o</sup>	qui	3,1774	2,9307	7,76	3,1599	2,9105	7,89	3,1805	2,9343	7,74
	8 <sup>o</sup>	sex	3,1176	3,1176	0,00	3,1078	3,1078	0,00	3,1193	3,1193	0,00
	9 <sup>o</sup>	sáb	2,7931	2,8692	2,73	2,7849	2,8311	1,66	2,7945	2,8760	2,92
	10 <sup>o</sup>	dom	2,5883	2,7833	7,53	2,5820	2,7747	7,46	2,5894	2,7849	7,55

3	11 <sup>o</sup>	seg	2,9888	2,7844	6,84	2,9807	2,7741	6,93	2,9902	2,7862	6,82
	12 <sup>o</sup>	ter	2,9743	3,0149	1,36	2,9724	2,9954	0,77	2,9746	3,0183	1,47
	13 <sup>o</sup>	qua	2,6492	2,9743	12,27	2,6451	2,9724	12,37	2,6499	2,9746	12,26
	1 <sup>o</sup>	sex	3,0741	3,0741	0,00	3,0357	3,0357	0,00	3,0808	3,0808	0,00
	2 <sup>o</sup>	sab	2,5859	2,4942	3,55	2,5832	2,4678	4,47	2,5864	2,4988	3,39
	3 <sup>o</sup>	dom	2,2063	2,5621	16,13	2,1880	2,5587	16,94	2,2096	2,5627	15,98
	4 <sup>o</sup>	seg	2,6822	2,3570	12,12	2,6401	2,3481	11,06	2,6896	2,3586	12,31
	5 <sup>o</sup>	ter	2,7219	2,8771	5,70	2,7178	2,7227	0,18	2,7227	2,9043	6,67
	6	qua	2,9687	2,9687	0,00	2,8602	2,8602	0,00	2,9878	2,9878	0,00
	7 <sup>o</sup>	qui	2,9685	2,9636	0,17	2,9579	2,9251	1,11	2,9704	2,9704	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	2,9553	2,9035	1,75	2,9058	2,8907	0,52	2,9641	2,9058	1,97
	9 <sup>o</sup>	sáb	2,5579	2,6002	1,65	2,5564	2,5582	0,07	2,5582	2,6076	1,93
	10 <sup>o</sup>	dom	2,2138	2,5485	15,12	2,2041	2,5368	15,09	2,2156	2,5506	15,12
	11 <sup>o</sup>	seg	2,8076	2,6290	6,36	2,7999	2,6278	6,15	2,8090	2,6292	6,40
	12 <sup>o</sup>	ter	2,7748	2,8172	1,53	2,7719	2,7999	1,01	2,7753	2,8203	1,62
	13 <sup>o</sup>	qua	2,6171	2,8129	7,48	2,6140	2,8050	7,31	2,6177	2,8143	7,51

Na Tabela 4.18 a seguir são mostradas as diferenças entre os valores de distorção de tensão harmônica total diários apurados sem registros marcados e com registros marcados, podendo-se observar que ocorrem diferenças a partir da terceira casa decimal.

Tabela 4.18. Valores Diários Apurados de Distorção de Tensão Harmônica Total  
Percentil 95% - Diferenças entre os Valores Obtidos Sem e Com Registros Marcados.

Diferenças Sem Registros Marcados - Com Registros Marcados						
DTHT Percentil 95%						
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			
			Dias Inteiros	Dif. (%)	A Partir do Início	Dif. (%)
1	1º	sex	0,0000	0,00	0,0013	0,04
	2º	sab	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	3º	dom	0,0001	0,00	0,0004	0,01
	4º	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	5º	ter	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	6	qua	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	7º	qui	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	8º	sex	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	9º	sáb	0,0025	0,10	0,0000	0,00
	10º	dom	0,0000	0,00	0,0013	0,05
	11º	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	12º	ter	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	13º	qua	0,0006	0,02	0,0000	0,00
2	1º	sex	0,0000	0,00	0,0006	0,02
	2º	sab	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	3º	dom	0,0002	0,01	0,0007	0,03
	4º	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	5º	ter	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	6	qua	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	7º	qui	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	8º	sex	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	9º	sáb	0,0005	0,02	0,0000	0,00
	10º	dom	0,0000	0,00	0,0005	0,02
	11º	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	12º	ter	0,0000	0,00	0,0000	0,00

	13 <sup>o</sup>	qua	0,0005	0,02	0,0000	0,00
3	1 <sup>o</sup>	sex	0,0000	0,00	0,0023	0,07
	2 <sup>o</sup>	sab	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	3 <sup>o</sup>	dom	0,0011	0,05	0,0002	0,01
	4 <sup>o</sup>	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	5 <sup>o</sup>	ter	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	6	qua	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	7 <sup>o</sup>	qui	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	9 <sup>o</sup>	sáb	0,0001	0,00	0,0000	0,00
	10 <sup>o</sup>	dom	0,0000	0,00	0,0007	0,03
	11 <sup>o</sup>	seg	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	12 <sup>o</sup>	ter	0,0000	0,00	0,0000	0,00
	13 <sup>o</sup>	qua	0,0004	0,01	0,0000	0,00

O passo seguinte corresponde a obtenção do valor do indicador distorção de tensão harmônica total, tomando-se o maior valor por fase dentre os 7 dias obtidos anteriormente, em base diária.

Nas Tabelas 4.19 e 4.20 a seguir são mostrados os maiores valores apurados, por fase, ao longo de 7 dias consecutivos, a partir do sétimo dia quando se completa a primeira sequência de 7 dias, sendo apresentados também os maiores valores apurados por fase, nas demais sequências de 7 dias, até o final desta segunda campanha de medição.

Tabela 4.19. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95%  
Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais –  
Por Fase.

Sem Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
						Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	7 <sup>o</sup>	qui	3,3103	3,3116	0,04	3,2888	3,2888	0,00	3,3141	3,3141	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	9 <sup>o</sup>	sáb	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	10 <sup>o</sup>	dom	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	11 <sup>o</sup>	seg	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	12 <sup>o</sup>	ter	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	13 <sup>o</sup>	qua	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
2	7 <sup>o</sup>	qui	3,1774	3,0902	2,74	3,1599	3,0366	3,90	3,1805	3,0997	2,54
	8 <sup>o</sup>	sex	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	9 <sup>o</sup>	sáb	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	10 <sup>o</sup>	dom	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	11 <sup>o</sup>	seg	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	12 <sup>o</sup>	ter	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	13 <sup>o</sup>	qua	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
3	7 <sup>o</sup>	qui	3,0741	3,0763	0,07	3,0357	3,0357	0,00	3,0808	3,0808	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	9 <sup>o</sup>	sáb	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	10 <sup>o</sup>	dom	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	11 <sup>o</sup>	seg	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	12 <sup>o</sup>	ter	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	13 <sup>o</sup>	qua	2,9685	2,9636	0,17	2,9579	2,9251	1,11	2,9704	2,9704	0,00

Tabela 4.20. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95%  
Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 4 Casas Decimais –  
Por Fase.

Com Registros Marcados											
DTHT Percentil 95%											
F a s e	Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
						Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
1	7 <sup>o</sup>	qui	3,3103	3,3103	0,00	3,2888	3,2888	0,00	3,3141	3,3141	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	9 <sup>o</sup>	sáb	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	10 <sup>o</sup>	dom	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	11 <sup>o</sup>	seg	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	12 <sup>o</sup>	ter	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
	13 <sup>o</sup>	qua	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
2	7 <sup>o</sup>	qui	3,1774	3,0902	2,74	3,1599	3,0366	3,90	3,1805	3,0997	2,54
	8 <sup>o</sup>	sex	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	9 <sup>o</sup>	sáb	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	10 <sup>o</sup>	dom	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	11 <sup>o</sup>	seg	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	12 <sup>o</sup>	ter	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
	13 <sup>o</sup>	qua	3,1774	3,1176	1,88	3,1599	3,1078	1,65	3,1805	3,1193	1,92
3	7 <sup>o</sup>	qui	3,0741	3,0741	0,00	3,0357	3,0357	0,00	3,0808	3,0808	0,00
	8 <sup>o</sup>	sex	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	9 <sup>o</sup>	sáb	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	10 <sup>o</sup>	dom	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	11 <sup>o</sup>	seg	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	12 <sup>o</sup>	ter	2,9687	2,9687	0,00	2,9579	2,9251	1,11	2,9878	2,9878	0,00
	13 <sup>o</sup>	qua	2,9685	2,9636	0,17	2,9579	2,9251	1,11	2,9704	2,9704	0,00

A próxima etapa consiste em tomar o maior valor dentre as fases, dentre os valores obtidos em base diária ao longo de 7 dias consecutivos, conforme mostrado nas Tabelas 4.21 e 4.22 a seguir, respectivamente sem e com registros marcados, a partir da primeira sequência completa de 7 dias consecutivos, até o final da campanha de medição.

Nesta etapa observa-se que as diferenças dos valores obtidos sem os registros marcados relativamente aos valores resultantes com estes registros, ocorrem a partir da quarta casa decimal, para o volume e amplitude dos registros marcados neste ensaio.

Tabela 4.21. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases.

Sem Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qui	3,3103	3,3116	0,04	3,2888	3,2888	0,00	3,3141	3,3141	0,00
8 <sup>o</sup>	sex	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
9 <sup>o</sup>	sáb	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
10 <sup>o</sup>	dom	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
11 <sup>o</sup>	seg	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
12 <sup>o</sup>	ter	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
13 <sup>o</sup>	qua	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00

Tabela 4.22. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 4 Casas Decimais – Maior Valor entre as Fases.

Com Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qui	3,3103	3,3103	0,00	3,2888	3,2888	0,00	3,3141	3,3141	0,00
8 <sup>o</sup>	sex	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
9 <sup>o</sup>	sáb	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
10 <sup>o</sup>	dom	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
11 <sup>o</sup>	seg	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
12 <sup>o</sup>	ter	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00
13 <sup>o</sup>	qua	3,2496	3,2496	0,00	3,1937	3,1749	0,59	3,2628	3,2628	0,00

Nas Tabelas 4.23 e 4.24 a seguir são mostrados os valores com uma casa decimal, nas quais, pode-se observar que com uma casa decimal não há diferença entre os valores obtidos sem e com registros marcados, para o volume e amplitude dos registros marcados neste ensaio.



Tabela 4.23. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases.

Sem Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qui	3,3	3,3	0,04	3,3	3,3	0,00	3,3	3,3	0,00
8 <sup>o</sup>	sex	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
9 <sup>o</sup>	sáb	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
10 <sup>o</sup>	dom	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
11 <sup>o</sup>	seg	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
12 <sup>o</sup>	ter	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
13 <sup>o</sup>	qua	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00

Tabela 4.24. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases.

Com Registros Marcados										
DTHT Percentil 95%										
Dia		Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
					Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
		Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
7 <sup>o</sup>	qui	3,3	3,3	0,00	3,3	3,3	0,00	3,3	3,3	0,00
8 <sup>o</sup>	sex	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
9 <sup>o</sup>	sáb	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
10 <sup>o</sup>	dom	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
11 <sup>o</sup>	seg	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
12 <sup>o</sup>	ter	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00
13 <sup>o</sup>	qua	3,2	3,2	0,00	3,2	3,2	0,59	3,3	3,3	0,00

Nesta fase final de apuração do indicador distorção de tensão harmônica total, da mesma forma que na primeira campanha de medição, cabe trazer à discussão o critério de se tomar o maior valor dentre os valores obtidos em 7 dias consecutivos, quando a duração da campanha é maior do que 7 dias, pois nesta situação tem-se mais do que uma sequência de 7 dias, como no caso deste ensaio, em que há seis sequências de 7 dias, conforme se pode notar nas Tabelas 4.23 e 4.24.

Um possível critério seria tomar o maior valor entre as sequências de 7 dias, que resultaria nos valores mostrados nas Tabelas 4.25 e 4.26 a seguir.

Outro critério seria tomar o valor obtido na primeira sequência de 7 dias consecutivos, sendo que, no caso particular deste ensaio os valores obtidos através destes dois critérios coincidem.

Tabela 4.25. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Sem Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.

Sem Registros Marcados								
DTHT Percentil 95%								
Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
3,3	3,3	0,04	3,3	3,3	0,00	3,3	3,3	0,00

Tabela 4.26. Valores do Indicador Distorção de Tensão Harmônica Total – Percentil 95% Apurados ao Longo de 7 dias Consecutivos - Com Registros Marcados – 1 Casa Decimal – Maior Valor entre as Fases – Maior Valor entre as Sequências de 7 dias.

Com Registros Marcados								
DTHT Percentil 95%								
Função Percentil de uma Planilha Eletrônica			Lista em Ordem Crescente					
			Posição 136 <sup>a</sup>			Posição 137 <sup>a</sup>		
Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)	Dias Inteiros	A Partir do Início	Dif. (%)
3,3	3,3	0,00	3,3	3,3	0,00	3,3	3,3	0,00

Para efeito de comparação do valor apurado para o indicador de distorção de tensão harmônica total com as referências estabelecidas, nesta segunda campanha de medição também foi considerado o valor do percentil 95% calculado através da função percentil de uma planilha eletrônica, apurado em base diária dos registros agregados em intervalos de 10 minutos, sem registros marcados, tomando-se dias inteiros de 00:00 às 24:00 horas, considerando-se o maior valor entre as fases, bem como o maior valor entre as sequências de 7 dias obtidas durante a campanha de medição, resultando assim em 3,3%.

Pode-se observar que após a ligação do novo forno de indução na Fundição, os níveis de distorção de tensão harmônica total no PAC foi menor do que antes da ligação deste forno, o que reforça a hipótese levantada na primeira campanha de medição de que possivelmente a

injeção de componentes harmônicas está contribuindo para “dessintonizar” a frequência de uma provável ressonância harmônica no sistema de distribuição.

Na Figura 4.21 a seguir é apresentado o gráfico contendo os registros de DTHT % obtidos durante a campanha de medição por fase, e na Figura 4.22 é mostrado o gráfico com os registros de demanda total, ao longo da campanha de medição, observando-se que houve substituição dos transformadores de corrente, TCs, durante a campanha de medição.

De modo análogo ao que ocorreu na primeira campanha de medição, a comparação entre estes dois gráficos também indica que os níveis de distorção de tensão harmônica total atingem os maiores valores quando a demanda total da carga diminui, e vice versa.

Na Figura 4.22 pode-se observar que ocorreu a substituição dos TCs para adequar a capacidade nominal à nova demanda da Fundação, após o aumento de carga.

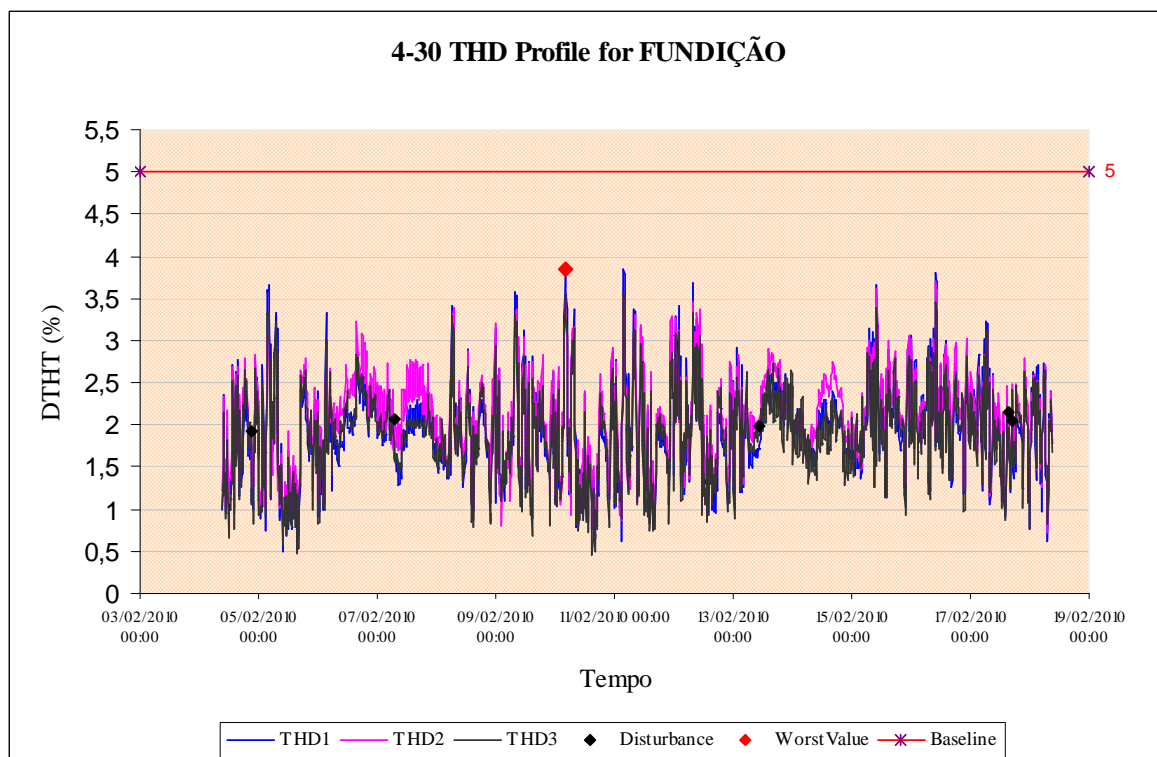


Figura 4.21. Registros de DTHT (%).

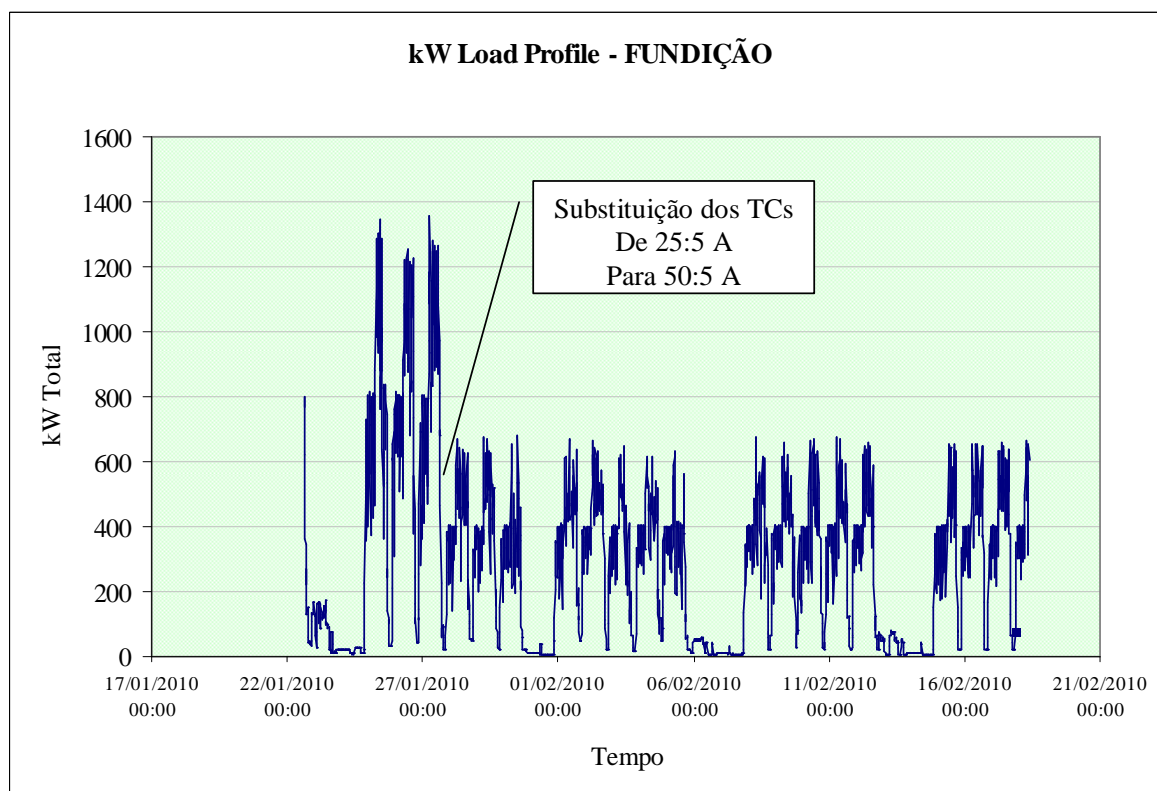


Figura 4.22. Registros de Demanda Total (kW).

## 5 PROPOSTAS PARA APRIMORAMENTO DA METODOLOGIA E DO PROCESSO DE ANÁLISE DE INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

As propostas aqui apresentadas tiveram por motivação básica as questões que surgiram ao longo da investigação técnico-científica relatada no Capítulo 2, bem como durante a aplicação das diretrizes metodológicas para a execução dos procedimentos para realização dos ensaios experimentais compreendendo as duas campanhas de medição conforme descrito no Capítulo 3, e também os questionamentos que surgiram ao longo do processo de tratamento dos registros das campanhas de medição para apuração do indicador distorção de tensão harmônica total apresentado no Capítulo 4.

Uma primeira proposta envolve a escolha de um conjunto mínimo de indicadores de qualidade da energia elétrica a serem utilizados na avaliação dos impactos de cargas potencialmente perturbadoras, pois, embora o objetivo desta pesquisa tenha sido focado na metodologia para apuração da distorção de tensão harmônica total, é recomendável que além deste indicador também sejam avaliados, dentre outros, os seguintes indicadores: a tensão em regime permanente, por fase; a flutuação de tensão, por fase, através do  $P_{st}$  95%, severidade de curta duração, e do  $P_{lt}$  95%, severidade de longa duração; e o *percentil* 95% do desequilíbrio de tensão.

Complementarmente, de acordo com as características específicas das cargas que estão sendo analisadas, outros indicadores podem ser também avaliados, como por exemplo as variações de tensão de curta duração quando a carga envolve motores de grande potência cuja partida pode gerar perturbações desta natureza, [1], dentre outros.

Com relação à escolha do momento de se realizar as campanhas de medição para avaliar o impacto de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica, é notório que cada vez mais o monitoramento permanente da qualidade da energia elétrica passa a ser um requisito necessário [20].

Porém, processos que prevêm avaliações pontuais nos respectivos PACs, que começam a ser feitas antes mesmo da ligação das cargas ao sistema de distribuição, e também são feitas logo após a ligação, conforme [21], [22] e [26], tendem a trazer resultados mais satisfatórios em relação ao controle dos níveis de perturbações presentes no sistema de distribuição.

Partindo-se desta premissa de atuação através de processos proativos, é recomendável que as empresas distribuidoras de energia elétrica passem a adotar procedimentos semelhantes

aos descritos em [21] e [26], conforme fluxograma apresentado na Figura 3.1 e, complementarmente é recomendável também padronizar a elaboração do relatório de análise dos impactos no sistema elétrico, que pela sua característica intrinsecamente proativa e de análise envolvendo a compatibilidade dos níveis de perturbações gerados pelas cargas com o respectivo PAC, sugere-se a denominação “Relatório de Análise de Compatibilidade dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica – RACIQEE”, cujo modelo proposto é apresentado no Anexo 2, o que possibilita uniformização dos dados e padronização da análise dos resultados de compatibilidade.

Relativamente à questão da escolha do local a serem realizadas as medições, o ponto de acoplamento comum, PAC, é sempre um local imprescindível para se tomar os sinais durante uma campanha de medição, porém, dependendo da análise dos resultados, medições em outros pontos podem ser indicadas, tendo em vista a necessidade de avaliar outras questões, como por exemplo a provável ressonância harmônica referida no Capítulo 4.

Nestas situações, o estudo indica que é recomendável realizar campanhas de medição tomando sinais, simultaneamente em todos os PACs onde existam cargas potencialmente perturbadoras, na saída do alimentador de distribuição, e em pontos estratégicos ao longo do alimentador, como por exemplo, próximo aos bancos de capacitores.

Com referência à duração da campanha de medição, considerando que as normas prevêem a apuração do indicador distorção de tensão harmônica total, dentre outros, como desequilíbrio de tensão e flutuação de tensão, tomando-se os registros ao longo de sete dias consecutivos, o tempo mínimo de duração de uma campanha deve compreender este período, porém, é recomendável obter-se mais de uma série de sete dias consecutivos, conforme relatado nos Capítulos 3 e 4, com o objetivo de evitar uma eventual perda da campanha por algum imprevisto ocorrido que não possibilite a utilização de um ou mais dias de registro.

Neste caso, tendo-se mais de uma série de sete dias consecutivos, existem basicamente duas maneiras de proceder: tomar a primeira série ou a série que resultou no maior valor, sendo que a recomendação é o segundo critério, por ser mais conservador, e portanto mais apropriado para o indicador de distorção de tensão harmônica total, que é uma avaliação primeira dos níveis de componentes harmônicas presentes no sistema, e que pode ser desdobrado em análise das componentes, dentre outras análises, dependendo dos valores obtidos para o indicador total.

Com relação aos registros marcados durante a campanha de medição, embora no PRODIST [13], não esteja definido como tratar estes registros, é recomendável que eles sejam

excluídos antes da apuração dos indicadores, pois conforme mostrado nas Tabelas 4.5 e 4.18, podem ocorrer diferenças em maior ou menor grau, dependendo do volume destes registros.

No que se refere à forma de calcular o indicador distorção de tensão harmônica total, no PRODIST [13], não está estabelecido o uso do percentil 95%, e, por sua vez em [14] e [26] está definido o uso do percentil 95%, porém não está estabelecida a metodologia para realizar este cálculo.

Conforme comparação mostrada nas Tabelas 4.3 e 4.4, e nas Tabelas 4.6 a 4.13, bem como nas Tabelas 4.16 e 4.17, e nas Tabelas 4.19 a 4.26, entre os limites anteriores e posteriores da posição 95% da lista em ordem crescente dos registros e o cálculo realizado através da função percentil de uma planilha eletrônica, é recomendável a utilização da função percentil 95% de uma planilha eletrônica que faz a interpolação linear [156].

Para tomar os registros obtidos na campanha de medição, pode-se fazê-lo de duas maneiras usuais, quais sejam: a partir do início da campanha de medição, independentemente do horário ao longo do dia, ou tomando-se dias inteiros, ou seja, sempre das 00:00 horas até as 24:00 horas de um mesmo dia, sendo que no PRODIST [13], bem como em [14] e [26] este critério não está estabelecido.

Conforme mostrado nas Tabelas 4.3 a 4.13 e nas Tabelas 4.16 a 4.26, é recomendável utilizar os registros tomando dias inteiros, ou seja, das 00:00 horas até as 24:00 horas de um mesmo dia, buscando uma padronização no conceito de base diária.

Outra recomendação consiste em tomar o maior valor do percentil 95% diário, no conceito sugerido neste capítulo, ao longo de uma série de sete dias consecutivos, porém considerando também o maior valor dentre os registros por fase, pois no PRODIST [13] este critério não está definido, bem como em [14] e [26] é estabelecido que deve ser tomado o maior valor, porém não está definido que deve ser o maior valor dentre os registros por fase.

Para uniformizar os números a serem comparados é recomendável padronizar a quantidade de casas decimais, tanto na apuração dos indicadores quanto nos limites estabelecidos pelas normas.

Especificamente, com relação ao Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST [13], podem ser citadas as seguintes contribuições para aprimoramento, no que se refere ao indicador distorção de tensão harmônica de tensão, dentre outras:

- Especificar o período de 7 dias consecutivos para a apuração do indicador.
- Especificar a integração dos registros a cada 10 minutos, conforme [15] e [16].



- Estabelecer como tratar os registros marcados, sendo que a sugestão é que estes registros sejam excluídos da base de dados a ser utilizada para apurar o indicador.
- Definir que devem ser tomados como base diária dias inteiros, ou seja, entre 00:00 horas e 24:00 horas de um mesmo dia.
- Definir a metodologia do cálculo do indicador diário através do percentil 95%.
- Definir a ferramenta de cálculo como sendo a função percentil de uma planilha eletrônica que faz interpolação linear entre as posições anterior e posterior à posição correspondente a 95% dos 144 intervalos de 10 minutos.
- Definir que o valor do indicador apurado ao longo de 7 dias, como sendo o maior valor dentre os valores apurados ao longo de sete dias consecutivos, em base diária.
- Definir o valor do indicador apurado como sendo o maior dentre as três fases, em base diária.
- Estabelecer que, se houver mais de uma série de 7 dias obtidas ao longo de uma campanha de medição, será tomada a série que resultar no maior valor dentre elas.
- Definir a quantidade de casas decimais com que o resultado da apuração do indicador deve ser apresentada, sendo que a sugestão é padronizar uma casa decimal após a vírgula.
- Estabelecer limites para o indicador individual, ou seja, a contribuição máxima de cada acessante no respectivo ponto de acoplamento comum.
- Estabelecer que os instrumentos a serem utilizados nas campanhas de medição deverão atender aos requisitos dos protocolos de medição estabelecidos em [15] e [16], para no mínimo a classe S, se a finalidade é avaliação estatística no sistema elétrico, e Classe A, se a finalidade é verificação de conformidade contratual.

É importante ressaltar que grande parte dos aprimoramentos aqui propostos ao PRODIST podem ser aplicados também aos Procedimentos de Rede do ONS – Operador Nacional do Sistema, bem como à norma IEEE Std 519-1992 - *Recommended Practice for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, que encontra-se em processo de revisão junto ao *Harmonic Working Group* (IEEE PES T&D Committee) e SCC22 – *Power Quality - Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems*.

Com relação às concessionárias de distribuição de energia elétrica, que têm um papel fundamental no processo de monitoramento e controle dos níveis de componentes harmônicas presentes no sistema de distribuição, com base nos resultados da investigação técnico-

científica e dos ensaios realizados, podem ser citadas as seguintes recomendações, dentre outras:

- Atuar proativamente no processo de ligação de novas cargas potencialmente perturbadoras, adotando procedimentos análogos aos indicados no fluxograma apresentado na Figura 3.1, através da implantação de normas e procedimentos análogos aos citados como referência nesta pesquisa, [21] e [26].
- Solicitar ao acessante a análise prévia dos impactos no sistema de distribuição, sendo recomendado adotar um modelo de relatório, como o apresentado no Anexo 2.
- Realizar campanhas de medição no ponto de acoplamento comum – PAC, antes e após a ligação de novas cargas potencialmente perturbadoras.
- Empregar a metodologia e procedimentos citados neste capítulo para realizar o tratamento e apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total.
- Quando houver indícios de ressonância harmônica, realizar campanhas de medição monitorando simultaneamente todos os pontos de acoplamento comum onde existem cargas perturbadoras, a barra de saída do alimentador de distribuição, bem como pontos estratégicos de interesse de análise, como por exemplo nas proximidades de bancos de capacitores existentes no sistema, ou saídas de troncos com cargas rurais, onde geralmente, o carregamento dos transformadores é mais baixo e portanto há maior possibilidade de ferro-ressonância.
- A partir destas medições realizar simulações buscando soluções como redimensionamento e reposicionamento de bancos de capacitores, dentre outras, que possibilitem dessintonizar as ressonâncias harmônicas detectadas.
- Adotar práticas de monitoramento permanente que permitam realizar análises estatísticas para avaliar os níveis de distorções devidas a componentes harmônicas, de modo semelhante aos processos de avaliação citados em [20] e [22].
- Utilizar instrumentos para medição dos indicadores de qualidade da energia elétrica que atendam aos requisitos dos protocolos de medição estabelecidos em [15] e [16].

A consolidação destas propostas tem por embasamento os recursos e conhecimentos técnicos disponíveis atualmente, bem como a aplicação dos procedimentos durante os ensaios experimentais descritos no Capítulo 3, e ainda a análise dos resultados obtidos durante o processo de apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total descrito no Capítulo 4, de forma que possam ser aplicáveis aos sistemas de distribuição das concessionárias de energia elétrica, bem como possam ser utilizadas como referência em trabalhos futuros.

## 6 CONCLUSÕES

### 6.1 Aspectos Gerais

A principal contribuição deste trabalho está fundamentada no desenvolvimento e aprimoramento de uma metodologia para tratamento dos dados das campanhas de medição e análise dos indicadores de qualidade da energia elétrica que atualmente não são consideradas nas normas e resoluções.

A pesquisa realizada durante esta dissertação envolveu uma ampla investigação técnico-científica sobre a qualidade da energia elétrica como um todo, tendo como objetivo a análise e discussão dos principais aspectos relacionados à metodologia para apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total, bem como sobre o processo e os procedimentos utilizados pelas empresas distribuidoras de energia elétrica para avaliar o impacto de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição.

Inicialmente foi abordado o histórico da qualidade da energia elétrica, passando pelo próprio significado do termo qualidade da energia elétrica em si, abrangendo também quais são os principais aspectos envolvidos quando se trata das duas grandes vertentes que são a qualidade do produto e qualidade do serviço.

Em seguida foram apresentadas as definições contidas no módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, bem como a estrutura dos oito módulos que compõem esta resolução normativa da ANEEL, considerada como referência quando se trata dos aspectos regulatórios envolvendo sistemas de distribuição, sendo delineado também um resumo da história da qualidade da energia elétrica no contexto do ambiente regulatório nacional.

Na sequência foram destacados os principais congressos e seminários nacionais e internacionais relacionados mais diretamente com o tema qualidade da energia elétrica, que foram fonte de estudo importantes para esta pesquisa, dentre os quais: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica – CBQEE; *International Conference on Harmonic and Quality of Power – ICHQP*; Seminário Nacional de Distribuição de Energia – SENDI; *Conference International on Electricity Distribution – CIRED*; *IEEE T&D* organizado pela *Power & Energy Society*.

Para validar o estudo desenvolvido, foram feitos ensaios experimentais em um estudo de caso, compreendendo a realização de duas campanhas de medição no ponto de acoplamento comum do sistema de distribuição com uma Fundação, situada na área de concessão da CPFL, para avaliar o impacto em termos do indicador de distorção de tensão harmônica total, da ligação de um novo forno de indução.

Tendo como base os questionamentos surgidos durante a investigação técnico-científica, bem como as análises dos resultados obtidos a partir dos ensaios experimentais, foram apresentadas propostas envolvendo tanto a metodologia para tratar os registros e apurar o indicador de distorção de tensão harmônica total, quanto o processo e procedimentos adotados pelas distribuidoras de energia elétrica.

Em síntese, as propostas que resultaram do desenvolvimento desta pesquisa, pela amplitude da investigação técnico-científica realizada, pelo detalhamento na aplicação da metodologia para apuração do indicador de distorção de tensão harmônica total, e pela consistência na aplicação do processo de análise de compatibilidade dos indicadores de qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição envolvendo estudo de caso, podem ser traduzidas em contribuições tanto para o aprimoramento da principal resolução normativa da ANEEL no que tange a qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição, o PRODIST, quanto para os Procedimentos de Rede do ONS.

Adicionalmente, estas propostas podem também ser aplicadas para o aprimoramento das principais normas internacionais sobre o tema, como a IEEE *Std* 519-1992 - IEEE *Recommended Practice for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, dentre outras.

Podem ainda ser utilizadas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica para avaliar a implantação de processos de caráter proativo para análise de compatibilidade dos indicadores de qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição, antes de novas ligações ou aumento de cargas não lineares potencialmente perturbadoras, e também possibilita que as distribuidoras que já possuem processos semelhantes avaliem possíveis aprimoramentos.

Por fim, as propostas para aprimoramento da metodologia e do processo de análise de compatibilidade dos indicadores de qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição, podem também servir de referência para pesquisas futuras.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Uma das propostas de trabalho futuro foi originada a partir da indicação de uma possível ressonância harmônica, conforme mostrado no Capítulo 4, condição esta que ensejou a necessidade de analisar o alimentador como um todo através de simulações utilizando o software *ATP-DRAW*, com o objetivo de identificar a frequência de ressonância natural da rede, bem como as frequências de ressonância harmônicas considerando os bancos de capacitores que existem no alimentador e as demais cargas perturbadoras.

Este estudo permitiu avaliar as possíveis soluções envolvendo o redimensionamento e o reposicionamento dos bancos de capacitores existentes de forma a manter os níveis de fator de potência do alimentador dentro dos patamares adequados, porém evitando a condição de ressonância harmônica, conforme artigo apresentado por Minamizaki et al. [157], no congresso IEEE PES T&D 2010 – *Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America*, ocorrido em São Paulo, em novembro de 2010.

Outras sugestões para trabalhos futuros estão relacionadas com as questões suscitadas durante a investigação técnico-científica, bem como durante os ensaios experimentais e análise dos resultados, conforme segue:

- Analisar a aplicação da metodologia para tratar os registros das campanhas de medição e apurar os indicadores referentes às componentes harmônicas de tensão ou de corrente, ou de ambas.
- Analisar a aplicação da metodologia para tratar os registros das campanhas de medição e apurar outros indicadores de qualidade da energia elétrica, como por exemplo, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão, dentre outros.
- Comparar os resultados dos indicadores apurados em campanhas de medição feitas a partir de sinais tomados a dois e a três elementos.
- Avaliar se os limites referenciais para as distorções devidas a componentes harmônicas para os acessantes do sistema de distribuição, deveriam ser em termos de componentes harmônicas de tensão, de corrente, ou ambas.
- Avaliar se os limites referenciais para as distorções devidas a componentes harmônicas para os acessantes do sistema de distribuição, deveriam ser em termos de distorção total, por componente harmônica, ou de ambas.
- Avaliar se é necessário elaborar o relatório de impacto no sistema elétrico e fazer as campanhas de medição antes e após a ligação de cargas potencialmente perturbadoras

em todos os casos, ou se é possível estabelecer critérios para analisar em quais situações estes procedimentos são necessários ou não, tendo com base a avaliação dos níveis de distorção de corrente e tensão harmônica feita a partir da relação entre a corrente de curto circuito no ponto de acoplamento comum e a corrente de carga, apresentada na Tabela 2.6.

- Desenvolver um software para tratar os registros das campanhas de medição, apurar os indicadores de qualidade da energia elétrica e comparar com limites referenciais.
- Desenvolver estudo sobre a forma básica de cálculo do fator de potência, comparando-se a tradicional apresentada em [13], com o cálculo considerando o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente, em função da crescente presença de componentes harmônicas no sistema de distribuição.

### 6.3 Trabalhos Aprovados Relacionados a esta Pesquisa

Durante a elaboração desta pesquisa foram publicados alguns trabalhos com os resultados preliminares obtidos, e também, trabalhos realizados com o grupo de pesquisa (LSISPOTI), em eventos científicos.

#### *Trabalhos Relacionados com o Tema da Pesquisa*

- R. Torrezan, S. U. Ahn, C. Escobar, A. S. P. Gaona, A. V. de Oliveira, A. N. de Souza, e A. C. P. Martins, “*Proposals for Improvement of Methodology and Process of Collecting and Analysing Compatibility of Power Quality Indicators in Distribution Systems*”, *IEEE Power & Energy Society, Latin America*, São Paulo, Brasil, 2010.
- R. Torrezan, S. U. Ahn, C. Escobar, A. S. P. Gaona, A. V. de Oliveira, A. N. de Souza, e A. C. P. Martins, “*Metodologia para Análise de Cargas Potencialmente Perturbadoras na Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição*”, *XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia – SENDI*, São Paulo, Brasil, 2010.
- R. Torrezan, S. U. Ahn, A. N. de Souza, A. C. P. Martins, C. C. O. Ramos, “*Análise Crítica na Aplicação de Ferramentas Computacionais para Identificar e Estimar Problemas Relacionados aos Níveis de Tensão em Sistemas de Distribuição*”, *VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009, CD.

- W. Barbosa Junior, R. Torrezan, S. U. Ahn, L. E. Borges da Silva, A. C. P. Martins, G. L. Torres, “Metodologia para Estimação da Distribuição de Tensão da Rede Secundária”, VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009, CD.
- M. Silva, P. J. China, R. Leopoldino, W. Barbosa Junior, R. Torrezan, W. H. Bernardelli, “VTCD – Caso Real – Análise, Diagnóstico e Proposta para Atenuar Efeito sobre Indústria Alimentícia de Grande Porte Conectada ao Sistema da CPFL”, VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009, CD.

Neste período ocorreu ainda a participação em comissão de estudo envolvendo tema relacionado diretamente com o objetivo desta pesquisa.

*Participação em Comissão de Estudos Relacionada com o Tema da Pesquisa*

- ABNT/CB-3 – Associação Brasileira de Normas Técnicas – Comitê Brasileiro de Eletricidade - Comissão de Estudo CE 03:077.1 Comissão de Estudo de Compatibilidade Eletromagnética, Projeto de Norma PN 03:077.01-005, “ABNT NBR IEC 61000-4-30: Compatibilidade Eletromagnética – Parte 4-30: Técnicas de Medição e Ensaio – Métodos de Medição de Qualidade da Energia”, 2009 e 2010.

## REFERÊNCIAS

- [1] R. C. Dugan, Mark F. McGrath, S. Santoso, H. W. Beaty, “Electrical Power Systems Quality”, Second Edition, McGraw-Hill, 2002.
- [2] A. Kusko, M. T. Thompson, “Power Quality in Electrical System”, First Edition, McGraw-Hill, 2007.
- [3] E. A. Mertens Jr., A. K. Suematsu, J. Camargo, S. U. Ahn, H. S. Bronzeado, B. D. Bonatto, F. N. Belchior, e K. T. Soletto, “Medição da Qualidade da Energia Elétrica – Protocolo, Padronização e Certificação”, VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009.
- [4] IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Std 519-1992, “IEEE Recommended Practice for Harmonic Control in Electrical Power Systems”, 1992.
- [5] IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers, Harmonic Working Group (IEEE PES T&D Committee) and SCC22 – Power Quality, “Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems”, 04 de maio de 1996.
- [6] IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Std 399-97, Brown Book, “IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis”, 1997.
- [7] R. P. Bingham, “Measurement Instruments for Power Quality Monitoring”, *IEEE Power & Energy Society*, Chicago, Illinois, USA, 2008.
- [8] A. Cataliotti, V. Cosentino, S. Nuccio, “Static Meters for the Reactive Energy in the Presence of Harmonics: An Experimental Metrological Characterization”, *IEEE Transactions on Instrumentations and Measurement*, vol. 58, pp. 2574-2579, 2009.
- [9] M. Mcgranaghan, S. Peele, and D. Murray, “Solving Harmonic Resonance Problems On The Medium Voltage System”, *19<sup>th</sup> Conference International on Electricity Distribution – CIRED*, Vienna, Austria, 2007.
- [10] J. A. Houdek, “Eliminating Harmonics Problems Caused by VFDs”, *IEEE Power & Energy Society*, Chicago, Illinois, USA, 2008.
- [11] N. C. Jesus, J. R. Cogo, K. A. Tavares, “Monitoramento e Simulação da Qualidade da Energia: Procedimentos de Avaliação do Impacto de Harmônicos”, VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009.
- [12] S. Vlahinic, D. Brnobić, N. Stojkovic, “Indices for Harmonic Distortion Monitoring of Power Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Instrumentations and Measurement*, vol. 58, pp. 1771-1777, 2009.



- [13] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Revisão 1”, 01 de janeiro de 2010.
- [14] ONS – Operador Nacional do Sistema, “Procedimentos de Rede Rev. N° 1.0”, estabelece os procedimentos para conexão dos agentes à rede básica do SIN – Sistema Interligado Nacional, 05 de agosto de 2009.
- [15] IEC – International Electrotechnical Commission, IEC 61000-4-30, “*Electromagnetic Compatibility – Part 4-30: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement methods*”, Edition 2.0, 2008.
- [16] ABNT/CB-3 – Associação Brasileira de Normas Técnicas – Comitê Brasileiro de Eletricidade - Comissão de Estudo CE 03:077.1 Comissão de Estudo de Compatibilidade Eletromagnética, Projeto de Norma PN 03:077.01-005, “ABNT NBR IEC 61000-4-30: Compatibilidade Eletromagnética – Parte 4-30: Técnicas de Medição e Ensaio – Métodos de Medição de Qualidade da Energia”, 2009.
- [17] N. Kagan, E. L. Ferrari, N. M. Matsuo, S. X. Duarte, J. L. Cavaretti, A. Tenório, and L. R. Souza, “A Methodology for Monitoring Harmonic Distortions in Electric Power Distribution System”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [18] T. Pfajfar, B. Blazic, and I. Papic, “Methods for Estimating Customer Voltage Harmonic Emissions Levels”, *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.
- [19] T. D. Unruh, “Application Techniques for Power Quality Monitoring”, *IEEE Power & Energy Society*, Chicago, Illinois, USA, 2008.
- [20] S. U. Ahn, E. F. Nunes, e V. H. Pereira, “Análise Histórica dos Indicadores de QEE com Técnica de Extração de Amostras”, VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009.
- [21] E. B. Pinto, “Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL”, VII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Santos, São Paulo, Brasil, 2007.
- [22] J. V. Casteren, and S. Cobben, “Harmonics: Harmonizing A Shared Responsibility ”, *19<sup>th</sup> Conference International on Electricity Distribution – CIRED*, Vienna, Austria, 2007.
- [23] T. J. Browne, V. J. Gosbell, and S. Perera, “Conditions for the Assessment of the Harmonic Compliance of an Installation”, *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.
- [24] V. J. Gosbell, T. J. Browne, and S. Perera, “Harmonic Allocation Using IEC/TR 61000-3-6 at the Distribution/Transmission Interface”, *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[25] CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, “GED 110 – Atendimento a Cargas Geradoras de Harmônicos em Sistemas Primários de Distribuição”, 04 de março de 2002.

[26] CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, “GED 10099 – Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL”, 16 de novembro de 2006.

[27] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 456”, estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, 29 de novembro de 2000.

[28] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 505”, estabelece de forma atualizada e consolidada as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, 26 de novembro de 2001.

[29] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 420”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 31 de outubro de 2000.

[30] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 140”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 25 de março de 2002.

[31] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 689”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 13 de dezembro de 2002.

[32] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 791”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 24 de dezembro de 2002.

[33] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 333”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 08 de julho de 2003.

[34] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 675”, autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Procedimentos de Rede, 18 de dezembro de 2003.

[35] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 372”, autoriza a utilização, em caráter definitivo, dos Procedimentos de Rede, 28 de julho de 2009.

[36] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 345”, aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST , 16 de dezembro de 2008.

[37] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 395”, aprova a Revisão 01 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST , 15 de dezembro de 2009.

- [38] N. Gibo, K. Takenaka, M. Takasaki, and T. Hayashi, "Development of Harmonic Suppression Control Scheme using a Voltage Sourced Converter", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [39] R. Haiduck, and Y. Baghzouz, "Characteristis of Harmonic Currents Generated by a Cluster of Gaming Machines", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [40] V. J. Gosbell, B. S. P. Perera, and H. M. S. C. Herath, "Unified Power Quality Index (UPQI) for Continuos Disturbances", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [41] M. Aredes, and L. F. C. Monteiro, "A Control Strategy for Shunt Active Filter", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [42] X. Yao, H. Bin, and D. Chunnian "Problems of Voltage Transducer in Harmonic Measurement", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [43] J. Shikoshi, V. Katic, L. Nikoloski, and U. Rechkoska "Distortion and System Apparent Power in Macedonian Power Distribution System", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [44] P. Pinato, and D. Zaninelli, "Harmonic Disturbances in Electric Traction System Overhead Lines", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [45] A. De Lorenzi, P. Bettini, and L. Zanotto, "Harmonic Disturbances in Electric Traction System Overhead Lines", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [46] G. Casaravilla, A. Salvia, C. Briozzo, and E. Watanabe, "Selective Active Filter with Remote Harmonic Distortion Control", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [47] J. R. Macedo Jr, J. W. Resende, and M. I. Samesima, "Low voltage customer modeling for harmonic penetration studies", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [48] J. R. Macedo Jr, J. W. Resende, and M. I. Samesima, "The Inherent Structure Teory of Networks and admittance matrix sparsity relationship", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [49] L. Ran, K. S. Smith, and G. A. Putrus, "Calculation of Transformer Core Losses with Nonlinear Loads", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

- [50] Z. A. Styczynski, S. Bacha, A. Bachry, and I. Etxeberria, "Improvement of EMC in Railway Power Networks", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [51] T. Sposito, and P. Varilone, "Some Approaches to Approximate the Probability Density Functions of Harmonics", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [52] G. Carpinelli, F. Iacovone, and A. Russo, "Compensation of Waveform Distortions and Voltage Fluctuations of DC Arc Furnances: the Decoupled Compensator", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [53] P. Caramia, G. Carpinelli, A. La Vitola, and P. Verde, "Cyclic and Emergency Rating Factors of Distribution Cables in Presence of Nonlinear Loads", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [54] L. H. S. Duarte, and M. F. Alves, "Cyclic and Emergency Rating Factors of Distribution Cables in Presence of Nonlinear Loads", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [55] G. W. Chang, P. F. Ribeiro, G. G. Lai, H. M. Huang, and C. T. Chang, "A New Approach for Prediction of Harmonic Current Generated by a Cluster of AC/DC Converters", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [56] A. D. Graham, "Harmonic Analysis of Interphase Current in 12 Pulse Rectifiers", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [57] J. Rodriguez, P. Lezana, J. Espinoza, M. Pérez, and J. Pontt, "Input Current Harmonics in a Regenerative Mult-Cell Inverter with Single Phase Active Rectifiers", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [58] A. E. Emanuel, and J. A. Orr, "Six-Pulse Converter Atypical Harmonics Caused by Second Harmonic Voltage", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [59] M. D. Teixeira, J. C. de Oliveira, C. A. G. Medeiros, J. C. de Oliveira, and G. S. Teixeira, "A Power Quality Comparative Analysis Related to Electronic and Electromagnetic Fluorescent Ballast Operation", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [60] L. F. W. de Souza, E. H. Watanabe, and L. A. S. Pilotto, "Harmonic Analysis of a GTO Contolled Series Capacitor Operating under Unbalanced Currents", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [61] F. P. Marafão, S. M. Deckmann, J. A. Pomilio, and R. Q. Machado, "Selective Disturbance Compensation and Comparisons of Active Filtering Strategies", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

- [62] F. P. Marafão, S. M. Deckmann, and J. A. G. Marafão, "Power Factor Analysis under Non-Sinusoidal and Unbalanced Systems", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [63] V. Moreno, A. Pigazo, and R. I. Diego, "Reference Estimation Technique for Active Power Filters Using a Digital Kalman Algorithm", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [64] C. C. M. Moura, M. E. L. Tostes, E. P. Santos, R. C. L. Oliveira, T. M. M. Branco, and U. H. Bezerra, "Determination of the R-L-C Parameters of a Passive Harmonic Filter Using Genetic Algorithm", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [65] A. Bachry, and Z. A. Styczynski, "A Method for a Sensitive Analysis of the Distribution System to Harmonic Distortion", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [66] M. M. Abdel Aziz, E. E. Abou Elzahab, A. M. Ibrahim, and A. F. Zobaa, "Practical Considerations on Power Factor Correction for Nonlinear Loads", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [67] G. Atkinson, and K. A. Folly, "A Harmonic Mitigation Decision Using Decision Theory", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [68] A. L. Ferreira Filho, M. de Oliveira, and F. A. Bonincontro, "A Contribution to Establish Proceedings for Quantification of Voltage Harmonic Distortion in Commercial Buildings", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [69] R. B. Oliveira, F. B. Líbano, R. A. M. Braga, and J. C. Lima, "Low Cost Single-Phase Active Power Filter Controlled by DSP", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [70] F. R. Garcia, and A. C. Naves, "The Harmonic Impact of Self-Generating in Power Factor Correction Equipments of Industrial Loads: Real Cases Studies", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [71] A. Rajapakse, A. Puangpaiboj, S. Sangiovanni, G. Maranzano, and A. Prudenzi, "Harmonics and PQ Events Monitoring in a Electrified Metro-Transit System", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [72] A. Capasso, R. Lamedica, S. Sangiovanni, S. Chirarattananon, and D. Thukaram, "Harmonic Minimizing Neural Network SVC Controller for Compensating Unbalanced Fluctuating Loads", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [73] A. J. J. Rezek, J. P. G. de Abreu, V. F. da Silva, J. M. E. Vicente, J. A. Cortez, O. H. S. Vicentini, A. C. de Sá, and M. S. Miskulin, "Power Factor Improvement of line-Commutated

graetz converters by increasing their number of pulses: modeling and experimental results”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[74] F. Nyland, L. C. M. Schlichting, M. B. Liz, and A. Raizer, “Analysis of Harmonic Distortion and Electromagnetic Interference due to Electronic and Electromagnetic Ballasts”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[75] M. Madrigal, and E. Acha, “A New Harmonic Power Flow Method Based on Instantaneous Power Balance”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[76] S. Barcón, I. Suárez, and L. Flamenco, “How to Improve Power Factor, Voltage Regulation and to Reduce Harmonic Distortion of an Industrial Plant, Using a Power System Simulator”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[77] R. J. R. Gomes, D. O. C. Brasil, and J. R. de Medeiros, “Power Quality Management Issues over the Brazilian Transmission System”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[78] L. C. O. de Oliveira, G. A. de Melo, J. C. Rossi, J. W. Scucuglia, F. D. Dantas, C. Penna, and P. C. Ajeje, “Energetic Efficiency Programs and Power Quality”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[79] A. L. Ferreira Filho, F. D. Freitas, and P. R. O. Vogel, “Statistical Analyses of Voltage Harmonic Distortions for a Commercial Load”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[80] M. Summer, B. Palethorpe, P. Zanchetta, and D. W. P. Thomas “Experimental Evaluation of Active Filter Control Incorporating On-Line Impedance Measurement”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[81] L. Asnin, and V. Backmutsky, “A New Numeric Technique of Accurate Frequency and Harmonic Estimation for Power System Protection and Power Quality Applications”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[82] G. Atkinson-Hope, and W. C. Stemmet, “Assessing Harmonic Penetration in Terms of Phase and Sequence Components Indices”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

[83] D. Gallo, R. Langella, and A. Testa, “On the Effects on the LV/MV Component Expected Life of Slow Voltage Variation and Harmonic Distortion”, *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

- [84] F. De Rosa, R. Langella, A. Sollazzo, and A. Testa, "On the Interharmonic Components Generated by Adjustable Speed Drives", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [85] L. Sainz, "Harmonic Filter Design by the Attenuation Factor Method", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [86] R. Fuentes, and L. Ternicien, "Harmonic Mitigation in High Current Multipulse Controlled Transformer-Rectifiers", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [87] I. Volkov, "Universal Harmonic Filter LINEATOR: new approach to harmonic mitigation", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [88] D. J. Hume, A. R. Wood, and C. M. Osauskas, "The effect of ac system impedance on the cross-modulation of distortion in HVDC links", *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [89] A. F. Zobaa, "Comparing Power Factor and Displacement Power Factor Corrections Based on IEEE Std. 18-2002", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [90] A. F. Zobaa, "Harmonics Problems Produced from the Use of Adjustable Speedy Drives in Industrial Plants: Case Study", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [91] Y. CHIAO, J. ZHAO, and S. MAO, "Theory for the design of C-Type Filter", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [92] E. F. El-Saadany, "Simplified Reactance One-Port Compensator for ASD Harmonic Mitigation", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [93] P. Leprière, M. Mary, and J. Schonek, "Taking account of harmonic currents in the selection of busbar systems", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [94] M. M. Abdel Aziz, A. F. Zobaa, A. M. Ibrahim, and A. M. Abdel Monem, "Effect of Time Variation of System Impedance and Voltage Harmonics on LC Compensation for Nonlinear Loads", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [95] J. R. Macedo Jr, J. W. Resende, and M. I. Samesima, "Shunt tuned filter on the LV side of the distribution systems: design and performance", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [96] W. R. A. Ryckaert, J. A. L. Ghijsselem, J. A. A. Melkebeek, J. J. M. Desmet, and J. Driesen, "The Influence on Harmonic Propagation of the Resistive Shunt Harmonic

Impedance Location along a Distribution Feeder and the Influence of Distribution Capacitor”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[97] L. Sainz, J. J. Mesas, and S. Herraiz, “Study of harmonic cancellation between AC/DC converter currents”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[98] A. M. Massoud, S. J. Finney, and B. W. Williams, “Review of Harmonic Current Extraction Techniques for an Active Power Filter”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[99] G. A. D. Dias, M. Telló, F. V. Sonalio, and F. K. Belle, “Harmonic Filtering and Power Factor Improvement on Illumination Systems with Metallic Halide lamps – Case Study”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[100] A. E. Emanuel, and J. A. Orr, “The Effect of Neutral Path Impedance on Voltage and Current Distortion. Part I: Symmetrical and Balanced Three Phase Systems”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[101] I. El-Samahy, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, “The Effect of Harmonics on the Optimal Capacitor Placement Problem”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[102] R. Arseneau, and M. B. Hughes, “Selecting Revenue Meters for Harmonic Producing Loads”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[103] M. Salih Taci, and A. Domijan Jr, “The Effects of Linear and Nonlinear Operation Modes in Transformers”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[104] A. M. Dán, “Generation of Harmonics and Filtering in Low Voltage Systems”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[105] J. M. Maza-Ortega, and M. Burgos-Payan, “Frequency Domain Models of Shunt Active Power Filters for Iterative Harmonic Analysis”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[106] M. A. G. de Oliveira, A. D. L. Ferreira Filho, G. P. D. M. Amboni, and P. O. Freitas, “Comparative Analysis Between Indexes Related to Quantifying Harmonic Voltages Distortions in University Environment”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.

[107] A. D. Graham, “Line Harmonic Currents in 12 Pulse Rectifiers with Unbalanced Supply Voltages”, *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.



- [108] R. Cutri, and L. Matakas Jr, "A new instantaneous method for harmonics, positive and negative sequence detection for compensation of distorted currents with static converters using pulse width modulation", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [109] F. De Rosa, R. Langella, and A. Testa, "Evaluation of Harmonics and Interharmonics produced by a AC/DC/AC Conversion System", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [110] D. Gallo, R. Langella, A. Testa, and A. Emanuel, "On the Effects of Voltage Subharmonics on Power Transformer: a preliminary study", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [111] S. U. Ahn, J. A. Jardini, M. Masuda, F. A. T. Silva, S. Copeliovitch, L. Matakas, W. Komatsu, M. Galassi, F. Ortiz, J. Camargo, and E. R. Zanetti, "Mini-DVR Dynamic Voltage Restorer with Active Harmonic Filter (Tests of Prototype)", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [112] R. Apolonio, J. C. de Oliveira, and A. B. de Vasconcellos, "Three Phase Electromagnetic Filter for Zero Sequence Harmonics", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [113] J. P. G. de Abreu, J. S. de Sá, and C. C. Prado, "Harmonic Torques in Three-Phase Induction Motors Supplied by Non-Sinusoidal Voltages", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [114] M. Marinelli, P. Zanchetta, and A. Dell'Aquila, "A New Performance Factor for Weighted Harmonic Distortion Evaluation", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [115] F. M. P. Pamplona, and B. A. Souza, "Harmonic Passive Filter Planning in Radial Distribution Systems Using Microgenetic Algorithms", *11<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York, USA, 2004.
- [116] R. R. Oliveira, C. A. L. Rocha, A. C. Delaiba, J.C. Oliveira, and F. N. Belchior, "Computational and Experimental Analysis of Three-Phases Synchronous Generators with Unbalanced and Nonlinear Loading", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [117] L. G. L. Rodrigues, P. J. A. Serni, and A. A. F. M. Carneiro, "Three-Phase Rectifiers Operating Under Unbalanced Voltages in Three-Phase Four-Wire Systems", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [118] H. Schau, and A. Novitskiy, "Estimation of Neutral Currents in LV Networks on the Base of Power Quality Considerations", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.

- [119] A. Ortiz, M. Mañana, C. Renedo, I. Eguíluz, J. Driesen, and R. Belmans, "New approach to the power definition in the frequency domain", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [120] J. E. Almeida, P. M. Silveira, J. Policarpo, G. Abreu, and H. Arango, "A Comparative Analysis of Different Apparent Power Definitions", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [121] O. Delmont Filho, W. F. Usida, M. Oleskovicz, A. A. M. F. Carneiro, and D. V. Coury, "Hybrid System Developed to Analyze the Power Quality in a Electric Distribution System", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [122] P. W. Lehn, and G. Ebner, "Harmonic Modelling of Thyristor Bridges using a Simplified Time Domain Method", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [123] M. Galassi, A. R. Giaretta, M. A. Oliveira, F. O. Martinz, M. Masuda, S. U. Ahn, J. A. Jardini, L. Matakas Jr, W. Komatsu, and J. Camargo, "Reference Generation and PLL in a Dynamic Voltage Restorer Prototype: Implementation and Tests", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [124] E. Gasch, J. Meyer, P. Schegner, and L. Schulze, "Statistical method for intuitive analysis of power quality monitoring campaigns", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [125] A. M. Dán, and Zs. Czira, "Identification of Harmonic Offenders in the Power System. Determination of Harmonic Emission Level", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [126] J. C. Oliveira, F. N. Belchior, L. C. O. Oliveira, and C. A. G. Medeiros, "Reducing Harmonic Distortion Produced by Rectifiers Installations throughout Saturated Core Harmonic Injection Techniques", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [127] A. M. Variz, J. L. R. Pereira, S. Carneiro Jr, and P. G. Barbosa, "Three-Phase Harmonic Power Flow Using the Current Injection Method", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [128] D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, and A. Burgio, "A Voltage Harmonic Compensation Approach", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [129] M. J. Resende, L. Pierrat, and J. Santana, "Thermal Losses of Life of Transformers Subjected to Harmonic Voltage Distortion", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.
- [130] F. N. Belchior, J. F. V. Ferreira, J. C. Oliveira, V. A. Bernardes, and L. C. O. Oliveira, "Zero Sequence Electromagnetic Filter Performance With Non-Ideal Operating Conditions",

*12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.

[131] J. W. Resende, M. I. Samesima, J. R. M. Jr., and C. Penna, "An analysis of Compact Fluorescent Lamp Circuit Losses and Life Expectance", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.

[132] E. A. Mertens, L. F. S. Dias, J. A. Pomilio, M. D. Teixeira, A. R. Aoki, and F. R. Garcia, "Modeling of Residential and Commercial Loads in Distribution Circuits", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.

[133] N. Kagan, and E. F. Arruda, "Harmonic Estimation Using Evolutionary Algorithms", *12<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Cascais, Portugal, 2006.

[134] A. Asheibi, D. Stirling, and D. Sutanto, "Determination of the Optimal Number of Clusters in Harmonic Data Classification", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[135] J. R. Macedo, J. W. Resende, and M. I. Samesima, "Designed and performance of shunt tuned filter on the MV side of distribution system", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[136] H. Schau, and A. Novitskiy, "Economic Transformer Load Estimation Considering Power Quality", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[137] G. D'Antona, C. Muscas, and S. Sulis, "Harmonic Source Estimation: a New Approach for the Localization of Non Linear Loads", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[138] B. Vairamohan, W. Komatsu, M. Galassi, T. C. Monteiro, M. Oliveira, S. U. Ahn, L. Matakas, F. Marafão, E. Bormio, J. Camargo, M. Mcgranahan, and J. A. Jardini, "Technology Assessment for Power Quality Mitigation Devices – Micro-DVR Case Study", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[139] C. H. da Silva, R. R. Pereira, L. E. B. da Silva, G. L. Torres, J. O. P. Pinto, and S. U. Ahn, "Dead-Time Compensation in Shunt Active Power Filters Using Fast Feedback Loop", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[140] L. C. de Oliveira, W. B. Perin, J. B. de Souza, J. C. de Oliveira, and F. N. Belchior, "Frequency Domain Model for Zero Sequence Block Filter", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

[141] J. P. G. Abreu, H. Arango, and F. N. Belchior, "A proposal for new terms", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.

- [142] T. Radil, P. M. Ramos, and A. C. Serra, "Detection and Extraction of Harmonic and Non-Harmonic Power Quality Disturbances Using Sine Fitting Methods", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.
- [143] P. Silveira, C. Duque, T. Baldwin, and P. Ribeiro, "Time-Varying Power Harmonic Decomposition using Sliding-Window DFT", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.
- [144] R. A. Jabar, M. Akmal, M. A. Massod, M. Junaid and M. F. Akram, "Voltage Waveform Distortion Caused by the Current drawn by Modern Inductions Furnances", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.
- [145] G. W. Chang, C. I Chen, and Y. F. Teng, "An Application of Radial Basis Function Neural Network for Harmonic Detection", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.
- [146] Y. Sun, G. Zhang, and W. Xu, "An Non-iterative Harmonic Power Flow Method for Accurate Harmonic Calculations", *13<sup>th</sup> International Conference on Harmonic and Quality of Power - ICHQP*, Wollongong, New South Wales, Austrália, 2008.
- [147] G. Postiglione, P. Ladoux, and D. Riedinger, "Measurements And Evaluations Of Electrical Disturbances On A Steel Plant Using Two Ac Arc Furnaces", *18<sup>th</sup> Conference International on Electricity Distribution – CIRED*, Turin, Italy, 2005.
- [148] M. G. Ippollito, G. Morana, and F. Russo, "A Contribution To Solve The Problem Of Attributing Harmonic Distortion Responsibility", *18<sup>th</sup> Conference International on Electricity Distribution – CIRED*, Turin, Italy, 2005.
- [149] S. U. Ahn, S. Deckman, S. Zimaath, E. Nunes, J. Camargo, and R. Frandsen, "POWER Quality Indicator Management System – Simplified And Automatic Monitoring Prototype Implementation at CPFL", *19<sup>th</sup> Conference International on Electricity Distribution – CIRED*, Vienna, Austria, 2007.
- [150] C. G. Bianchin, R. Demonti, and J. S. Omori, "Filtro Ativo Trifásico Para Qualidade Da Energia Elétrica: Compensação E Balanceamento", *XIV Congresso De Inovação Tecnológica Em Energia Elétrica – Citenel*, Araxá, Minas Gerais, Brasil, 2007.
- [151] T. C. Monteiro, M. Galassi, A. R. Giaretta, M. A. Oliveira, F. O. Martinz, W. M. Borges, M. Masusa, S. U. Ahn, J. A. Jardini, L. Matakas, W. Komatsu, and J. Camargo, "Desenvolvimento e Implementação de Soluções FACDS no Sistema da CPFL – FACDS Flexible Alternating Current Distribution Systems", *XIV Congresso De Inovação Tecnológica Em Energia Elétrica – Citenel*, Araxá, Minas Gerais, Brasil, 2007.
- [152] C. S. S. Salas, J. A. Pomilio, L. C. P. da Silva, S. M. Deckmann, A. Aoki, A. Godói, F. R. Garcia, E. A. Mertens Jr., L. F. S. Dias, e J. F. Brisol, "Alocação de Capacitores em Redes de Energia Elétrica Incluindo Análise de Ressonância", *VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009.

- [153] A. L. Z. de Grandi, e M. J. V. Siqueira, “Modelo de Relatório da Qualidade da Energia Elétrica Atendendo os Procedimentos da Distribuição (PRODIST)”, VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009.
- [154] A. C. Moreira, J. Camargo, e D. L. Milanese, “Diferença da Medição da Qualidade da Tensão em Função do Tipo de Conexão”, VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau, Santa Catarina, Brasil, 2009.
- [155] Ministério do Trabalho e Emprego, “NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade”, estabelece os requisitos e condições mínimas objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas e serviços com eletricidade, 07 de dezembro de 2004.
- [156] Suporte Microsoft, “Método para Calcular a Interpolação Incremento no Excel”, <http://support.microsoft.com/kb/214096/pt-br>.
- [157] G. M. Minamizaki, S. U. Ahn, G. L. Torres, L. E. Borges, e N. C. Jesus, “Technical Solutions for Harmonic Resonance at MV: Relocatable Capacitor Bank Technique”, IEEE PES T&D 2010 – Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, São Paulo, Brasil, 2010.

## ANEXO 1 – REGISTROS DE DTHT OBTIDOS DURANTE AS CAMPANHAS DE MEDIÇÃO

Nota: Neste anexo são mostrados os registros do primeiro dia da campanha de medição, sendo que o banco de dados completo está disponível em CD de posse do autor.

Primeira Campanha de Medição				Segunda Campanha de Medição			
Data / Hora	DTHT Fase 1 (%)	DTHT Fase 2 (%)	DTHT Fase 3 (%)	Data / Hora	DTHT Fase 1 (%)	DTHT Fase 2 (%)	DTHT Fase 3 (%)
2009-set-09 10:00:01,000	1,2740	1,5160	1,2509	2010-fev-04 09:30:01,000	0,9888	1,2287	1,0162
2009-set-09 10:10:01,000	1,3689	1,6255	1,4241	2010-fev-04 09:40:01,000	1,4892	1,5771	1,4149
<b>2009-set-09 10:20:01,000</b>	<b>1,2074</b>	<b>1,4365</b>	<b>1,2850</b>	2010-fev-04 09:50:01,000	2,3556	2,3287	2,1403
2009-set-09 10:30:01,000	1,2142	1,4240	1,2912	2010-fev-04 10:00:01,000	1,4822	1,4853	1,3947
2009-set-09 10:40:01,000	1,7151	2,0364	1,8563	2010-fev-04 10:10:01,000	1,2456	1,2658	1,1497
2009-set-09 10:50:01,000	2,0598	2,3457	2,2431	2010-fev-04 10:20:01,000	1,5426	1,5986	1,4317
2009-set-09 11:00:01,000	1,8466	2,0525	1,8377	2010-fev-04 10:30:01,000	0,9715	1,0160	0,8845
2009-set-09 11:10:01,000	2,1600	2,1416	1,9992	2010-fev-04 10:40:01,000	1,0810	1,1305	0,9498
2009-set-09 11:20:01,000	1,1483	1,3933	1,1491	2010-fev-04 10:50:01,000	1,1088	1,1615	0,9534
2009-set-09 11:30:01,000	1,1888	1,3765	1,0474	2010-fev-04 11:00:01,000	1,5697	1,6321	1,4057
2009-set-09 11:40:01,000	1,5525	1,8087	1,4281	2010-fev-04 11:10:01,000	1,6522	1,8186	1,5364
2009-set-09 11:50:01,000	1,8416	2,1144	1,7179	2010-fev-04 11:20:01,000	1,9877	2,1660	1,8190
2009-set-09 12:00:01,000	1,3294	1,5699	1,2271	2010-fev-04 11:30:01,000	1,5859	1,7236	1,3648
2009-set-09 12:10:01,000	1,4327	1,5594	1,2767	2010-fev-04 11:40:01,000	0,9722	1,0741	0,6655
2009-set-09 12:20:01,000	1,8978	2,0169	1,8166	2010-fev-04 11:50:01,000	1,0098	1,1352	0,7559
2009-set-09 12:30:01,000	2,0165	2,1520	1,9336	2010-fev-04 12:00:01,000	1,0472	1,1745	0,7860
2009-set-09 12:40:01,000	2,2219	2,3412	2,1254	2010-fev-04 12:10:01,000	1,0098	1,1308	0,7434
2009-set-09 12:50:01,000	2,6266	2,6840	2,4608	2010-fev-04 12:20:01,000	1,2035	1,3731	1,0231

2009-set-09 13:00:01,000	2,6561	2,7205	2,4300	2010-fev-04 12:30:01,000	1,2727	1,3508	0,9870
2009-set-09 13:10:01,000	1,9371	1,9857	1,7415	2010-fev-04 12:40:01,000	1,3525	1,4572	1,1130
2009-set-09 13:20:01,000	2,3718	2,4340	2,1856	2010-fev-04 12:50:01,000	1,2467	1,4289	1,1138
2009-set-09 13:30:01,000	2,1631	2,3386	2,0416	2010-fev-04 13:00:01,000	1,1684	1,3808	1,1304
2009-set-09 13:40:01,000	1,6846	1,8589	1,5736	2010-fev-04 13:10:01,000	1,6859	1,7981	1,4323
2009-set-09 13:50:01,000	1,1111	1,2789	0,9690	2010-fev-04 13:20:01,000	1,4745	1,6024	1,3046
2009-set-09 14:00:01,000	1,7002	1,8122	1,5314	2010-fev-04 13:30:01,000	2,0595	2,1603	1,9354
2009-set-09 14:10:01,000	2,2331	2,2614	2,0836	2010-fev-04 13:40:01,000	2,7123	2,6948	2,5328
2009-set-09 14:20:01,000	1,7532	1,9840	1,7257	2010-fev-04 13:50:01,000	1,9778	1,9628	1,8074
2009-set-09 14:30:01,000	1,8160	1,9391	1,7308	2010-fev-04 14:00:01,000	1,0464	0,9503	0,7696
2009-set-09 14:40:01,000	1,5933	1,7765	1,5204	2010-fev-04 14:10:01,000	1,0128	1,0116	0,8039
2009-set-09 14:50:01,000	1,2086	1,3931	1,1002	2010-fev-04 14:20:01,000	2,0300	2,0303	1,8687
2009-set-09 15:00:01,000	1,0849	1,2988	1,0293	2010-fev-04 14:30:01,000	2,6305	2,6128	2,4661
2009-set-09 15:10:01,000	1,1198	1,3157	1,0367	2010-fev-04 14:40:01,000	2,0475	2,0917	1,9314
2009-set-09 15:20:01,000	1,7780	1,9571	1,8020	2010-fev-04 14:50:01,000	1,6082	1,6022	1,5046
2009-set-09 15:30:01,000	1,2400	1,4143	1,1795	2010-fev-04 15:00:01,000	2,1613	2,1617	2,0017
2009-set-09 15:40:01,000	1,1134	1,2077	0,9560	2010-fev-04 15:10:01,000	2,2841	2,3209	2,1044
2009-set-09 15:50:01,000	1,1258	1,2627	0,9991	2010-fev-04 15:20:01,000	2,1624	2,1214	1,9611
2009-set-09 16:00:01,000	1,1567	1,2839	0,9946	2010-fev-04 15:30:01,000	2,7636	2,6911	2,5752
2009-set-09 16:10:01,000	1,4697	1,6870	1,3932	2010-fev-04 15:40:01,000	2,0121	1,9658	1,7893
2009-set-09 16:20:01,000	1,1411	1,2477	0,9621	2010-fev-04 15:50:01,000	1,9488	1,9021	1,7055
2009-set-09 16:30:01,000	1,0953	1,1340	0,8609	2010-fev-04 16:00:01,000	1,5766	1,5997	1,3908
2009-set-09 16:40:01,000	1,0818	1,1217	0,8829	2010-fev-04 16:10:01,000	1,1507	1,3415	1,1088
2009-set-09 16:50:01,000	1,3278	1,4516	1,2691	2010-fev-04 16:20:01,000	1,2799	1,5137	1,3131
2009-set-09	1,4752	1,6099	1,4334	2010-fev-04	2,1037	2,3585	2,1798

17:00:01,000				16:30:01,000			
2009-set-09 17:10:01,000	1,2815	1,4012	1,2359	2010-fev-04 16:40:01,000	1,5346	1,8457	1,6214
2009-set-09 17:20:01,000	1,7847	1,9305	1,6554	2010-fev-04 16:50:01,000	1,3271	1,6147	1,2561
2009-set-09 17:30:01,000	2,2137	2,2470	2,2778	2010-fev-04 17:00:01,000	1,4845	1,8350	1,4675
2009-set-09 17:40:01,000	2,1080	2,1652	2,2329	2010-fev-04 17:10:01,000	1,3615	1,7469	1,5478
2009-set-09 17:50:01,000	2,0597	2,1354	2,1845	2010-fev-04 17:20:01,000	1,4340	1,7319	1,4653
2009-set-09 18:00:01,000	1,9158	1,9910	2,0192	2010-fev-04 17:30:01,000	2,0708	2,4362	2,2312
2009-set-09 18:10:01,000	2,0636	2,1062	2,2234	2010-fev-04 17:40:01,000	1,9347	2,2904	1,8516
2009-set-09 18:20:01,000	2,0242	2,0545	2,2188	2010-fev-04 17:50:01,000	1,7950	2,1423	1,7569
2009-set-09 18:30:01,000	2,0516	2,0728	2,2402	2010-fev-04 18:00:01,000	2,1965	2,6127	2,4432
2009-set-09 18:40:01,000	2,1707	2,2332	2,3998	2010-fev-04 18:10:01,000	2,3490	2,7769	2,6539
2009-set-09 18:50:01,000	2,2343	2,2993	2,4980	2010-fev-04 18:20:01,000	2,1722	2,6321	2,3409
2009-set-09 19:00:01,000	2,3342	2,3878	2,6391	2010-fev-04 18:30:01,000	2,3185	2,7957	2,3113
2009-set-09 19:10:01,000	2,2746	2,3403	2,5473	2010-fev-04 18:40:01,000	2,1408	2,5766	2,1902
2009-set-09 19:20:01,000	2,2316	2,2832	2,4466	2010-fev-04 18:50:01,000	2,0549	2,3886	2,2875
2009-set-09 19:30:01,000	2,3806	2,3977	2,6455	2010-fev-04 19:00:01,000	2,1784	2,5109	2,4493
2009-set-09 19:40:01,000	2,4682	2,4390	2,7427	2010-fev-04 19:10:01,000	2,2460	2,5486	2,5180
2009-set-09 19:50:01,000	2,3373	2,3278	2,5658	2010-fev-04 19:20:01,000	2,1608	2,4493	2,4012
2009-set-09 20:00:01,000	2,4135	2,3925	2,6601	2010-fev-04 19:30:01,000	1,8957	2,1819	2,0964
2009-set-09 20:10:01,000	2,3157	2,3128	2,5130	2010-fev-04 19:40:01,000	1,8064	2,0883	2,0122
2009-set-09 20:20:01,000	2,2702	2,2543	2,4293	2010-fev-04 19:50:01,000	1,7140	1,9579	1,8912
2009-set-09 20:30:01,000	2,2585	2,2041	2,3826	2010-fev-04 20:00:01,000	1,6261	1,8358	1,7498
2009-set-09 20:40:01,000	2,2478	2,1972	2,3464	2010-fev-04 20:10:01,000	1,6344	1,8333	1,7496
2009-set-09 20:50:01,000	2,3253	2,2569	2,4070	2010-fev-04 20:20:01,000	1,5868	1,7647	1,6783
2009-set-09 21:00:01,000	2,4356	2,4580	2,3159	2010-fev-04 20:30:01,000	1,8762	2,0182	2,0358



2009-set-09 21:10:01,000	1,9602	2,0280	1,7291	2010-fev-04 20:40:01,000	1,8521	2,0097	2,0290
2009-set-09 21:20:01,000	1,4039	1,4341	1,1447	<b>2010-fev-04 20:50:01,000</b>	<b>1,7595</b>	<b>1,9281</b>	<b>1,9073</b>
2009-set-09 21:30:01,000	1,4991	1,5674	1,3039	2010-fev-04 21:00:01,000	1,6979	1,8995	1,8494
2009-set-09 21:40:01,000	1,3577	1,3997	1,2046	2010-fev-04 21:10:01,000	1,3384	1,6285	1,3612
2009-set-09 21:50:01,000	1,3907	1,4526	1,2261	2010-fev-04 21:20:01,000	1,0791	1,4027	1,0591
2009-set-09 22:00:01,000	1,2257	1,3120	1,0110	2010-fev-04 21:30:01,000	1,2414	1,5572	1,2461
2009-set-09 22:10:01,000	1,2866	1,4086	1,1070	2010-fev-04 21:40:01,000	1,0707	1,3582	0,9760
2009-set-09 22:20:01,000	1,2701	1,3741	1,0024	2010-fev-04 21:50:01,000	1,0100	1,2756	0,8316
2009-set-09 22:30:01,000	1,3780	1,5045	1,2184	2010-fev-04 22:00:01,000	1,0015	1,2786	0,8652
2009-set-09 22:40:01,000	1,1608	1,2568	0,8632	2010-fev-04 22:10:01,000	1,6473	1,6642	1,4304
2009-set-09 22:50:01,000	1,0774	1,1595	0,7779	2010-fev-04 22:20:01,000	2,2788	2,2780	2,1041
2009-set-09 23:00:01,000	1,0901	1,1211	0,7848	2010-fev-04 22:30:01,000	1,9642	1,9390	1,6740
2009-set-09 23:10:01,000	1,7625	1,8819	1,6631	2010-fev-04 22:40:01,000	2,5463	2,5401	2,3731
2009-set-09 23:20:01,000	2,2355	2,4262	2,0258	2010-fev-04 22:50:01,000	2,7937	2,8318	2,6688
2009-set-09 23:30:01,000	1,7633	1,8785	1,7447	2010-fev-04 23:00:01,000	2,1887	2,2727	2,0654
2009-set-09 23:40:01,000	1,4883	1,5804	1,4808	2010-fev-04 23:10:01,000	2,1368	2,2428	2,0061
2009-set-09 23:50:01,000	1,0511	1,1360	0,8878	2010-fev-04 23:20:01,000	2,4420	2,4424	2,2620
...	...	...	...	2010-fev-04 23:30:01,000	2,5555	2,5164	2,3894
...	...	...	...	2010-fev-04 23:40:01,000	2,2225	2,2800	2,0721
...	...	...	...	2010-fev-04 23:50:01,000	1,5969	1,8372	1,6562
...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...
2009-set-23 09:00:01,000	2,3355	2,2630	2,1783	2010-fev-18 08:30:01,000	2,0732	2,0524	1,9532
2009-set-23 09:10:01,000	2,0586	2,0250	1,9503	2010-fev-18 08:40:01,000	2,4021	2,4083	2,2928
				2010-fev-18 08:50:01,000	1,7703	1,7715	1,6831

## ANEXO 2 – MODELO DO RELATÓRIO DE ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – RACIQUEE

### Relatório de Análise de Compatibilidade dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica

Relatório Técnico número/ano  
Revisão 0  
dd/mm/aaaa

Acessante	
Empresa:	
Atividade:	
Cliente:	
Endereço:	
Localidade:	
Telefone:	
E-mail:	

Responsável Técnico	
Nome	
CREA/Região	
ART	
Empresa	
Endereço	
Localidade	
Telefones	
E-mail	

## Índice

1. Objetivo.
2. Informações do Ponto de Acoplamento Comum – PAC.
  - 2.1. Identificação.
  - 2.2. Correntes de curto circuito.
  - 2.3. Impedâncias.
  - 2.4. Tipo de Medição e Sistema de Medição.
3. Diagrama Unifilar.
4. Características dos Transformadores e das Cargas.
  - 4.1. Carga e Demanda Atual e Previsões de Acréscimos.
  - 4.2. Regime de Trabalho.
  - 4.3. Transformadores.
  - 4.4. Cargas
  - 4.5. Características das Cargas Não-Lineares.
  - 4.6. Relação das Cargas Potencialmente Perturbadoras.
5. Medições no PAC antes da Ligação das Cargas Perturbadoras.
6. Resultados das Simulações.
7. Limites Referenciais e Medidas Corretivas.
8. Conclusões.
9. Termo de Responsabilidade.

## 1. Objetivo

(inserir objetivo resumido, explicitando se é ligação nova ou aumento de carga, citando a UC neste caso)

## 2. Informações do Ponto de Acoplamento Comum - PAC

## 2.1. Identificação:

Identificação do Cliente:	
Alimentador (SE e Numero do Alimentador):	
Tensão Nominal:	Tensão Contratada no PAC:

## 2.2. Correntes de curto circuito:

	<i>Simétrica</i> (kA)	<i>Assimétrica</i> (kA)
Icc trifásica		
Icc bifásica		
Icc fase-terra:		
Icc resistência de aterramento 0 $\Omega$		
Icc resistência de aterramento 40 $\Omega$		

## 2.3. Impedâncias:

Sequência positiva:	Sequência zero:
+	+

## 2.4. Tipo de Medição e Sistema de Medição:

Tipo de Ligação	( ) Ligação Nova: ( ) Aumento de Carga.
Sistema de Medição:	Relação TP ( : ) TC ( : )

## 3. Diagrama Unifilar:

Diagrama unifilar do circuito elétrico do acessante: atual e futuro, identificados.

4. Características dos Transformadores e das Cargas.

4.1. Carga e Demanda Atual e Previsões de Acréscimos

Período	Transformadores (kVA)	Carga Instalada (kW)	Demanda Ponta (kW)	Demanda Fora de Ponta (kW)
Atual				
___ / ___ a ___ / ____				
___ / ___ a ___ / ____				

4.2. Regime de Trabalho

Regime de Trabalho
Horas/dia:
Dias/semana:

## 4.3. Transformadores

Transformadores							
Trafo	Descrição	Potência (kVA)	Tensão Nominal Primária (V)	Tensão Nominal Secundária FF / FN (V)	Imped. Perc. (%)	Tipo de Conexã o	Tipo de Aterr amen to
TR-1							
TR-2							
...							
TR-n							
Total	-		-	-	-	-	-

## 4.4. Cargas

Relação de Cargas – TR-1							
Carga	Descrição	Existente / Futura	Linear / Não- Linear	Tensão Nominal (V)	Potência Ativa (kW)	Fator de Potência (pu)	Potência Aparente (kVA)
1							
2							
...							
n							
TOTAL	-	-	-	-			



#### 4.6. Relação das Cargas Potencialmente Perturbadoras

Motores de corrente alternada: relacionar todos os motores com potência acima de 75CV, em ordem decrescente de potência, indicando características dos dispositivos de partida, tensão nominal. Para motores de potência inferior a 75CV totalizar a potência instalada.

Motores de corrente contínua ou com inversores de frequência: relacionar todos os motores com potência acima de 75CV, em ordem decrescente de potência, especificando tipo e potência dos retificadores e/ou inversores. Para motores de potência inferior a 75CV totalizar a potência instalada.

Motores de potência superior a 200CV: descrever as características das cargas acopladas e o regime de funcionamento (número de partidas por unidade de tempo).

Fornos a arco ou de redução: enumerar quantidade, potência, tipo de ligação (trifásica ou bifásica) de cada unidade e dispositivo corretivo acoplado.

Fornos de indução: enumerar quantidade, potência de cada unidade, tipo e potência do respectivo retificador e dispositivo corretivo acoplado.

Máquinas de Solda: Relacionar quantidade, características, potência, tipo de ligação (trifásica ou bifásica) de cada unidade.

Cargas que utilizam retificadores ou inversores: relacionar tipo e potência de cada unidade.

Raio X: relacionar todos os equipamentos indicando capacidade, tipo e regime de funcionamento (número de disparos por unidade de tempo).

Cargas sensíveis a perturbações da rede elétrica: informar a potência e nível de suportabilidade de cada carga à perturbação.



## 5. Medições no PAC antes da Ligação das Cargas Perturbadoras

Indicador	Dados das Medições		
Tensão em Regime Permanente: Valores máximos, mínimos e médios de 1008 intervalos de 10 minutos (por fase).			
DTHT (por fase)			
Pst 95% (por fase)			
Plt 95% (por fase)			
Desequilíbrio de Tensão 95%			

Componentes Harmônicas de Tensão – Impares e Pares (fase com maior DTHT)												
Ordem	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Amplitude (%)												
Ordem	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	
Amplitude (%)												

## 6. Resultados das Simulações

Condições em Regime Permanente - Ponto de Acoplamento Comum - PAC							
Caso	Descrição	Tensão de Atendimento (kV)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)	Fator de Potência (pu)	Queda de Tensão (pu)	Tensão de Operação (kV)
Base	Configuração Atual (sem novas cargas)						
1	Configuração Futura 1 (com novas cargas)						



Componentes Harmônicas de Corrente – Impares e Pares (fase com maior DTHT)												
Ordem	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Amplitude (%)												
Ordem	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	
Amplitude (%)												

#### 7. Limites Referenciais e Medidas Corretivas

Limites Referenciais Atendidos	Limites Referenciais Excedidos
	Medidas Corretivas:

Observação:

- Informar quais os limites referenciais foram atendidos e excedidos, bem como descrever as medidas corretivas adotadas.

#### 8. Conclusões

(inserir resumo sobre a conformidade com as normas vigentes, necessidades de compensações, filtros para componentes harmônicas, e outras medidas necessárias para adequar os níveis de perturbações no PAC)

## 9. Termo de Responsabilidade

### TERMO DE RESPONSABILIDADE DE ACESSO

A Nome da Empresa, CNPJ 9.999.999/0001-99, ao solicitar o acesso ao ponto do sistema elétrico descrito neste relatório, declara que assume total responsabilidade sobre todas as informações fornecidas, bem como compromete-se a adotar, às suas expensas, todas as medidas corretivas que forem necessárias para adequação, no caso em que os limites referenciais das perturbações forem excedidos, imediatamente após ser comunicada pela Distribuidora.

Declara ainda que está ciente de que poderá ter seu fornecimento de energia interrompido, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL, No 456, de 29/11/2000, caso não adotar as medidas corretivas.

-----  
 Nome do Responsável do Acessante  
 RG

### TERMO DE RESPONSABILIDADE TÉCNICA

Nome do Responsável Técnico, CREA 9.999.999, declara que todas as características das cargas, incluindo o regime de trabalho, refletem as condições reais de operação da unidade acessante, as quais foram integralmente utilizadas nas simulações para analisar os níveis de perturbações esperados.

Declara também, que os resultados estão adequados aos limites de referência estabelecidos, ou que, no caso destes limites terem sido superados, todas as medidas corretivas necessárias foram recomendadas ao acessante.

-----  
 Nome do Responsável Técnico

RG	
CPF	
CREA	
ART	