ALEX ALMEIDA PIGNATTI

**O IMPACTO DA TOPOLOGIA DE CONEXÃO DE TRANSDUTORES
NA OBTENÇÃO DE INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA**

**São Paulo
2012**

ALEX ALMEIDA PIGNATTI

**O IMPACTO DA TOPOLOGIA DE CONEXÃO DE TRANSDUTORES
NA OBTENÇÃO DE INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo,
como parte dos requisitos para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Hernán Prieto Schmidt

**São Paulo
2012**

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

São Paulo, 19 de novembro de 2012.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Pignatti, Alex Almeida

O impacto da topologia de conexão de transdutores na obtenção de indicadores de qualidade de energia / A.A. Pignatti. -- ed.rev. -- São Paulo, 2012. 143 p.

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

1. Sistemas elétricos de potência 2. Distribuição de energia elétrica 3. Energia elétrica (Qualidade) I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao avanço científico brasileiro na área de qualidade de energia e à aproximação da academia aos demais agentes do setor elétrico.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar à soberana inteligência, ao grande pensador, cientista, arquiteto, engenheiro e construtor desse complexo e sublime universo. Agradeço permitir-me avançar mais um passo.

Aos meus pais, Pedro e Marli, à minha irmã Jessica e aos meus avós Alcyr, Letícia, Benedito (*in memoriam*) e Maria do Carmo (*in memoriam*), pilares fundamentais da minha existência e da minha evolução. Obrigado pela paciência, pelos incontáveis esforços empregados e por todo o amor que sempre foi dispensado sem esperar nada em troca.

À minha noiva Marina, grande amor da minha vida, que há quase 10 anos é minha grande companheira, confidente e apoiadora das minhas decisões e iniciativas. Meus agradecimentos e todo o meu amor!

Ao Prof. Dr. Hernán Prieto Schmidt, agradeço pela orientação deste trabalho, pela total disponibilidade, pela compreensão e suporte às dificuldades enfrentadas. Meu muito obrigado!

Ao Eng. Dr. Se Un Ahn, grande apoiador das ideias e investigações deste trabalho, o qual teve participação nas propostas iniciais, na estruturação, e nas orientações técnicas, sem as quais eu não teria atingido meus objetivos. Muito obrigado!

Ao Eng. MSc. Alexandre Nogueira Aleixo, grande apoiador e incentivador do meu desenvolvimento técnico e acadêmico, tendo sido também responsável por abrir as portas da Escola Politécnica a mim. Grande amigo e companheiro de viagens e aulas frequentadas em São Paulo: muito obrigado!

À Eng. Elena Glória Bauchwits Emmel, grande amiga, que muito contribuiu para meu desenvolvimento profissional e para a realização deste trabalho. Meu muito obrigado pelo importante tempo dispensado!

Ao Eng. Maurício Vilela de Andrade, ao Eng. Eduardo Basile Júnior e ao Eng. Daniel Werdine Rennó, amigos que na ocupação de lideranças da área de Gestão de Ativos da CPFL Paulista, na qual atuo, incentivaram e apoiaram meu desenvolvimento na área de Qualidade de Energia. Muito obrigado!

Aos confrades da área de Qualidade de Energia do grupo CPFL, Eng. Dr. Murilo da Silva, Eng. MSc Ricardo Torrezan, Eng. MSc. Reginaldo Leopoldino, Eng. Geraldo Passarini Jr., Eng. Marcelo Maia, Eng. Ednelson de Moraes, Eng. Camilla Pereira Nakanami, meu muito obrigado por todo o conhecimento compartilhado, pela agradável companhia nos seminários e congressos e pelo contínuo auxílio nas dúvidas sobre o assunto!

Aos amigos Eng. Massayuki Suzuki, Emílio Norberto Torrezan e Eng. Danilo d'Arce Rotta pelo tempo investido na minha iniciação aos conceitos de planejamento e proteção de sistemas elétricos de distribuição, fundamentais para minha formação na área de Qualidade de Energia. Muito Obrigado!

Ao Grupo CPFL Energia, por suportar financeiramente meus deslocamentos a São Paulo e aos seminários sobre o assunto desta dissertação, além de permitir o uso da infraestrutura da empresa para o desenvolvimento dos estudos e medições aqui apresentados. Meus sinceros agradecimentos!

A todos os meus amigos e colegas que, de alguma forma, contribuíram para que eu pudesse concretizar meus objetivos e avançasse mais um passo em minha jornada. Muito obrigado a todos vocês!

*Se não eu por mim, quem por mim?
Se eu for só por mim, quem sou eu?
Se não for agora, quando?*

(Hillel, o Ancião)

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deverá estabelecer a regulamentação para distúrbios de qualidade de energia em um futuro próximo. Há ainda questões em aberto sobre os procedimentos de medição e limites máximos para os indicadores de qualidade de energia. Este trabalho aborda uma dessas questões, que é a conexão de transdutores e os impactos nos índices de qualidade de energia associados. Simulações em ATPDraw e campanhas de medição foram realizadas de modo a identificar o comportamento dos indicadores de distorção harmônica sob as duas configurações possíveis de conexão de transdutores: dois equipamentos com ligação entre fases ou três com ligação fase-neutro. Os resultados das simulações e os valores medidos mostram grandes discrepâncias entre ambas as configurações, e as diferenças tornam-se ainda mais significativas com o incremento do desequilíbrio do sistema elétrico. As causas subjacentes deste fenômeno são investigadas e discutidas.

Palavras-chave: Distorção Harmônica. Medição. Qualidade de Energia. Transdutor.

ABSTRACT

The Brazilian electricity regulatory agency (ANEEL) is expected to establish a legal framework for quality disturbances in the near future. There are still some open questions regarding metering procedures and maximum limits for Power Quality indicators. This work addresses one of such issues, namely the connection of the associated transducers and its impact on PQ indexes. Simulations in ATPDraw and on-field measurement campaigns were carried out so as to identify the behavior of harmonic distortion indicators under the two possible transducer configurations: two phase-to-phase or three phase-to-neutral transducers. Simulation results and measured values show large discrepancies between both configurations, and the differences become more significant as the electrical system's unbalance increases. The underlying causes of this phenomenon are investigated and discussed.

Keywords: Harmonic Distortion. Measurement. Power Quality. Transducer.

SUMÁRIO

1. Introdução	18
1.1. Apresentação do Tema.....	18
1.2. Objetivos.....	21
1.3. Justificativas.....	23
2. Estado da Arte.....	25
2.1. A Regulamentação Vigente e as Principais Normas para Qualidade de Energia Elétrica	25
2.2. Qualidade da Energia Elétrica e sua Avaliação em Redes Reais.....	27
3. Metodologia.....	30
3.1. Introdução	30
3.2. Conceitos da Qualidade de Energia Elétrica	31
3.3. Materiais e Métodos Aplicados aos Estudos	33
4. Simulações Iniciais e Validação dos Objetivos do Trabalho.....	35
4.1. Confeção de uma Rede de Distribuição no Software ATPDraw para Simulação das Medições.....	35
4.2. Resultado das Simulações desta Etapa	36
4.3. Análise dos Resultados das Simulações Iniciais	44
5. Campanha de Medição de Qualidade de Energia.....	46
5.1. Recursos para uma Campanha de Medição	46
5.2. Aspectos Práticos da Instalação de Medidores de QEE	47
5.3. Metodologia e Parâmetros para Medição	50
5.4. Avaliação de Resultados das Medições.....	54
6. Simulação de Redes Utilizando Parâmetros Reais	63
6.1. Recursos para Simulação	63
6.2. Metodologia e Parâmetros para Simulação	64
6.3. Avaliação de Resultados das Simulações	73

7. Fundamentação Teórica dos Resultados Obtidos nas Campanhas de Medição e Simulações	86
7.1. O Comportamento Fasorial dos Sistemas Elétricos Reais e suas Implicações nas Medições de Qualidade de Energia	88
7.2. Demonstração Geométrica das Diferenças em Medições Fase-Neutro e Fase-Fase	95
8. Aplicação da Legislação nas Campanhas de Medição	108
8.1. O Módulo 8 do PRODIST e as Distorções Harmônicas	108
8.2. Análise Regulatória dos Casos Estudados	110
8.3. Propostas de Melhoria na Legislação Vigente	112
8.4. Propostas de Melhoria nos Pontos de Acoplamento do Sistema	114
9. Conclusões	117
10. Referência Bibliográfica	120
Anexo A – Artigo Publicado na IX CBQEE – 2011	126
Anexo B – Parâmetros das Simulações	132

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de Topologia de medição com 2 elementos TPs - "delta-aberto/estrela-aberta".....	22
Figura 2 - Exemplo de Topologia de medição com 3 TPs - "estrela/estrela-aterrada".	22
Figura 3 - Diagrama Unifilar representativo do sistema confeccionado para as simulações.	36
Figura 4 - Dispositivos Probe branch volt e Probe volt, para as simulações FF e FN, respectivamente.	37
Figura 5 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 0° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ).....	38
Figura 6 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 10° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)	38
Figura 7 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 12° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)	39
Figura 8 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 15° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)	39
Figura 9 - Diferenças % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 20° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)	39
Figura 10 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 30° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)	40
Figura 11 - Diferença % entre Topologias FN e FF para 2 Conversores CA-CC disparando em 15° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)	41
Figura 12 - Diferença % entre Topologias FN e FF para 2 Conversores CA-CC, um disparando em 15° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ) e outro em 30°	41
Figura 13 - Diferença % entre Topologias FN e FF para 2 Conversores CA-CC disparando em 30° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)	41
Figura 14 - Diferença % entre Topologias FN e FF para um Sistema com Fonte em 59 HZ desequilibrada, conversor 500 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)	43
Figura 15 - Diferença Percentual entre Topologias FN e FF para um sistema com Fonte em 59 HZ desequilibrada, conversor 900 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)	43

Figura 16 - Diferença % entre Topologias FN e FF para um sistema com Fonte em 58.5 HZ desequilibrada, conversor 500 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)	43
Figura 17 - Diferença % entre Topologia FN e FF para um sistema com Fonte em 58.5 HZ desequilibrada, conversor 900 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)	44
Figura 18 - Abertura das Chaves de Aferição do Medidor de Faturamento de um Consumidor para a Instalação de um Medidor de QEE	49
Figura 19 - Imagem da tabela de limites de DTT % extraída do [Módulo 8 do PRODIST]	51
Figura 20 - Medidor conectado diretamente aos cabos de MT, em Topologia FN.....	53
Figura 21 - Medidor Conectado às Chaves de Aferição do Sistema de Medição de Faturamento de um Consumidor (Cabine de Energia / Ponto de Entrega)	54
Figura 22 - Primeira Medição Realizada em um Alimentador de Tensão Nominal 13,8 kV...	55
Figura 23 - Segunda Medição Realizada em um Alimentador de Tensão Nominal 11,9 kV .	56
Figura 24 - DTT % para cada Fase do Sistema, nas duas Topologias (FN e FF) - 1ª Campanha de Medição	57
Figura 25 - Diferença % entre os Maiores Índices Diários de DTT % Obtidos pelas Duas Topologias (FN e FF) - 1ª Campanha de Medição	58
Figura 26 - DTT % para cada Fase do Sistema, nas duas Topologias (FN e FF) - 2ª Campanha de Medição	59
Figura 27 - Diferença % entre os Maiores Índices Diários de DTT % Obtidos pelas Duas Topologias (FN e FF) - 2ª Campanha de Medição	60
Figura 28 - Diagrama da Rede Confeccionada no ATPDraw com base na Rede da 2ª Campanha de Medição em Campo.....	66
Figura 29 - Oscilografia FN da Fase A - Instante do Sistema da 2ª Campanha de Medição	67
Figura 30 - Oscilografia FN da Fase B - Instante do Sistema da 2ª Campanha de Medição	68
Figura 31 - Oscilografia FN da Fase C - Instante do Sistema da 2ª Campanha de Medição	69
Figura 32 - Erro Quadrático Médio entre os Índices DIT_h % e DTT % da Medição FN e da Simulação FN - Fase A	71
Figura 33 - Erro Quadrático Médio entre os Índices DIT_h % e DTT % da Medição FN e da Simulação FN - Fase B	71
Figura 34 - Erro Quadrático Médio entre os Índices DIT_h % e DTT % da Medição FN e da Simulação FN - Fase C	72
Figura 35 - Sobreposição de Imagens - Gráfico da Fase A obtido no ATPDraw e Gráfico da Oscilografia (Medição Real) da Fase A	72

Figura 36 - Comparativo das $DIT_h\%$ e $DTT\%$ da Simulação FN e FF	75
Figura 37 - Diferença % entre os Maiores Índices de $DIT_h\%$ e $DTT\%$ Obtidos pelas Duas Topologias Simuladas (FN e FF)	76
Figura 38 - Incremento da 2ª Harmônica.....	78
Figura 39 - Incremento da 3ª Harmônica.....	78
Figura 40 - Incremento da 4ª Harmônica.....	78
Figura 41 - Incremento da 5ª Harmônica.....	78
Figura 42 - Incremento da 6ª Harmônica.....	78
Figura 43 - Incremento da 7ª Harmônica.....	78
Figura 44 - Incremento da 8ª Harmônica.....	79
Figura 45 - Incremento da 9ª Harmônica.....	79
Figura 46 - Incremento da 10ª Harmônica	79
Figura 47 - Incremento da 11ª Harmônica	79
Figura 48 - Incremento da 12ª Harmônica	79
Figura 49 - Incremento da 13ª Harmônica	79
Figura 50 - Incremento da 14ª Harmônica	80
Figura 51 - Incremento da 15ª Harmônica	80
Figura 52 - Incremento da 16ª Harmônica	80
Figura 53 - Incremento da 17ª Harmônica	80
Figura 54 - Incremento da 18ª Harmônica	80
Figura 55 - Incremento da 19ª Harmônica	80
Figura 56 - Incremento da 20ª Harmônica	81
Figura 57 - Incremento da 21ª Harmônica	81
Figura 58 - Incremento da 22ª Harmônica	81
Figura 59 - Incremento da 23ª Harmônica	81
Figura 60 - Incremento da 24ª Harmônica	81
Figura 61 - Incremento da 25ª Harmônica	81
Figura 62 - Incremento da 26ª Harmônica	82
Figura 63 - Incremento da 27ª Harmônica	82
Figura 64 - Incremento da 28ª Harmônica	82
Figura 65 - Incremento da 29ª Harmônica	82
Figura 66 - Incremento da 30ª Harmônica	82
Figura 67 - Árvore da Potência Aparente e suas Componentes - Adaptada da IEEE1459- 2010.....	87
Figura 68 - Diagrama Fasorial de um Sistema Trifásico Ideal - Referência Fase-Neutro	90

Figura 69 - Diagrama Fasorial de um Sistema Trifásico Ideal com Referência Fase-Fase...	91
Figura 70 - Diagrama Fasorial para as Harmônicas de Sequência Direta - Transformação do Sistema FN para FF	92
Figura 71 - Diagrama Fasorial para as Harmônicas de Sequência Inversa - Transformação do Sistema FN para FF	92
Figura 72 - Diagrama Fasorial para as Harmônicas de Sequência Zero - Transformação do Sistema FN para FF	93
Figura 73 - Oscilografia FN da Fase A - Instante do Sistema da 1ª Campanha de Medição	96
Figura 74 - Oscilografia FN da Fase B - Instante do Sistema da 1ª Campanha de Medição	97
Figura 75 - Oscilografia FN da Fase C - Instante do Sistema da 1ª Campanha de Medição	98
Figura 76 - Comparativo entre Índices DIT_h % e DTT % - Tensões FN da Oscilografia e Tensões FF do Cálculo Fasorial	106
Figura 77 - Diferença % entre os Maiores Índices DIT_h % e DTT % obtidos através da Oscilografia de Tensão FN e do Cálculo Fasorial para Tensões FF	106
Figura 78 - Imagem da tabela de limites de DTT % extraída do [Módulo 8 do PRODIST] ..	111

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Amplitudes, Ângulos e DIT_h % de cada Fase do Sistema - Oscilografia da 1ª Medição.....	99
Tabela 2 - Amplitudes, Ângulos e DIT_h % de cada Fase do Sistema - Cálculo Fasorial das Tensões FF com Base nos dados de Tensão FN da Tabela 1	105
Tabela 3 - Determinação do Índice Final de DTT % da 1ª Medição para Comparação com o Padrão Regulamentado.....	111
Tabela 4 - Determinação do Índice Final de DTT % da 2ª Medição para Comparação com o Padrão Regulamentado.....	112

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
CA	Corrente Alternada
CBQEE	Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica
CC	Corrente Contínua
CEM	Compatibilidade Eletromagnética
CIGRÉ	<i>Conseil International dês Grands Réseaux Électriques</i>
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DTT	Distorção Harmônica Total de Tensão
DIT_h	Distorção Harmônica Individual de Tensão
DQ	Desequilibrada
EMC	<i>Electromagnetic Compatibility</i>
EQ	Equilibrada
FF	Fase-Fase
FN	Fase-Neutro
GT	Grupo de Trabalho
HVDC	High-voltage Direct Current
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers Power & Energy Society</i>
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
NT	Nota Técnica
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PE	Ponto de Entrega

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
RL	Carga Resistivo-indutiva
SBQEE	Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SRD	Superintendência de regulação dos serviços de distribuição
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

1. Introdução

1.1. Apresentação do Tema

A área de Qualidade de Energia Elétrica (QEE), alvo de grandes discussões e muitos critérios ainda em definição no Setor Elétrico, tem se destacado pela significativa quantidade de pesquisas, seminários, normas, e publicações mundialmente apresentadas nos últimos anos.

No contexto nacional, são notórias as recentes mudanças regulatórias frente à publicação, em 2008, do conjunto de normas denominado “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional” (PRODIST) [1], pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que contempla, dentre diversos outros fatores, critérios e parâmetros das grandezas e perturbações de tensão pertinentes aos estudos de QEE.

Outro ponto importante a ser destacado sobre a evolução do Setor é a proliferação dos mais variados tipos de equipamentos para monitoramento e estudo de QEE no mercado.

Este destaque e a crescente preocupação dos agentes do setor com a QEE têm suas raízes na evolução tecnológica das cargas, que atualmente apresentam um perfil diferenciado quando comparado às aquelas conectadas aos sistemas elétricos antes da evolução computacional.

Muitas das cargas atualmente conectadas nos sistemas elétricos de distribuição, tanto industriais, quanto comerciais e residenciais, são caracterizadas por uma não linearidade intrínseca. Outras, apesar de ter uma característica linear, utilizam da eletrônica de potência para seu controle e operação, o que as torna tanto causadoras de distúrbios, quanto suscetíveis aos existentes no seu sistema de alimentação [2].

Esse fato culminou na necessidade de regulamentação dos níveis aceitáveis de distúrbios em sistemas de distribuição, visando à manutenção de características necessárias à operação de qualquer tipo de carga, seja nos ambientes industriais, comerciais ou residenciais.

Neste contexto, através do PRODIST, a ANEEL apresentou ao setor limites sugestivos para perturbações na tensão dos sistemas elétricos de distribuição, bem como os critérios para aferição e análise, recomendando às distribuidoras, padrões mínimos de qualidade do produto fornecido [1].

Todavia, a determinação destes limites e os critérios para medição de distúrbios de QEE são alvos de discussões entre todos os agentes do setor, tendo em vista a falta de dados estatísticos que caracterizem a atual condição dos níveis de perturbações no sistema elétrico nacional e as dificuldades técnicas para a execução de campanhas de medição.

Este é um dos motivos pelo qual a ANEEL ainda não prevê multas ou indenizações financeiras em suas normas regulamentadoras nas violações dos parâmetros de QEE, salvo dos níveis de tensão de fornecimento e indicadores de continuidade, sujeitos a aplicação destas, na ocorrência de transgressões, desde a publicação das resoluções nº 505 [4] e nº 024 [3].

Aliado a esses fatos, outra temática em discussão pelos especialistas do setor diz respeito à confiabilidade das qualimetrias. Os sistemas polifásicos reais apresentam características de desequilíbrio de tensão, distorções nas formas de onda, defasagens angulares inconstantes, dentre diversos tipos de perturbações em que, dependendo das topologias da rede de distribuição, da configuração da conexão de transdutores de medição e dos métodos analíticos utilizados, podem ser encontradas diferenças significativas nos resultados de uma medição de QEE, conforme apontado em [5], [6], [7], [8] e [9].

Importantes trabalhos acadêmicos, artigos técnicos e normas, tais como [10], [11], [12], [13], [14] e [15] já apresentaram impactos nas medições de qualidade de energia frente às características supracitadas.

Uma das contribuições deste trabalho é a comparação de simulações para obtenção de indicadores de QEE com medições reais em sistemas de média tensão (MT), apontando as divergências encontradas quando utilizados diferentes referenciais de tensão em uma campanha de medição. Destacam-se aqui as configurações mais comuns de conexão de transdutores transformadores de potencial no país, dentre elas a conexão em delta-aberto/estrela-aberta, que só permite medições fase-fase (FF) e a conexão estrela-aterrada (ou flutuante)/estrela-aterrada, que permite a realização de medições fase-neutro (FN).

A importância desta análise comparativa para os rumos da QEE no Brasil confronta com a situação da atual regulação do setor e da viabilidade técnica de executar qualimetrias com confiabilidade nos sistemas de distribuição do país. Estima-se que mais de 80% das configurações de conexão de transdutores de medição no sistema de distribuição nacional é feita utilizando-se apenas 2 dispositivos transdutores de corrente e 2 dispositivos transdutores de tensão, conectados em topologia delta-aberto/estrela-aberta, permitindo apenas medições FF.

Além disso, os limites recomendados pelo PRODIST para determinadas perturbações foram estabelecidos levando-se em consideração valores de tensão FN do sistema. Dentre elas, destacam-se as variações de tensão de curta duração (VTCDs), as distorções harmônicas individuais e totais de tensão (DIT_h e DTT) e as flutuações de tensão (causadoras do efeito de cintilação luminosa ou *flicker*).

Sendo assim, para grande parte dos Pontos de Acoplamento Comum (PACs) ou Pontos de Entrega (PEs) dos sistemas de MT do país, em que não há atualmente disponibilidade de pontos de medição FN, fica impossível determinar a contribuição de perturbações de QEE por cada fase do sistema.

Nestes sistemas, utilizando-se um conjunto de medição com apenas 2 transformadores de potencial (TP) para uma qualimetria, os indicadores obtidos apontam valores referentes a um perfil de onda entre fases, que é um somatório fasorial de duas ondas de fases distintas, com características distintas. Este somatório, por sua vez, corresponde a uma interação entre as duas fases, tanto na frequência fundamental, quanto nas frequências harmônicas, o que pode trazer diferenças relevantes na determinação de um indicador. A problemática se estende

frente à atual posição regulatória do país, que permite uma qualimetria com valores FF.

É fato que a modernização destes sistemas de medição com 2 elementos, passando a 3 elementos, será necessária para o desenvolvimento da QEE no âmbito nacional. Todavia, não é esperada uma ação de curto prazo, tendo em vista os grandes custos envolvidos e os impactos para os consumidores e demais agentes do setor.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem por objetivo investigar as divergências encontradas em medições de componentes harmônicas de sistemas trifásicos, quando utilizadas diferentes topologias de medição. Buscar-se-á um comparativo entre simulações para obtenção de indicadores de QEE e medições reais em sistemas de MT, apontando-se as divergências encontradas quando utilizadas diferentes topologias de conexão de transdutores, bem como diferentes referenciais de tensão em uma campanha de medição.

Para delimitar a extensão da pesquisa, serão consideradas as configurações mais comuns de conexão de transdutores transformadores de potencial no país: a conexão em delta-aberto/estrela-aberta (Figura 1), que só permite medições fase-fase e a conexão estrela/estrela-aterrada (Figura 2), que permite a realização de medições fase-neutro. Estes transdutores de medição permitem a avaliação dos sinais dos sistemas de MT com a utilização de uma vasta gama de medidores disponíveis no mercado.

Figura 1 - Exemplo de Topologia de medição com 2 elementos TPs - "delta-aberto/estrela-aberta".

Figura 2 - Exemplo de Topologia de medição com 3 TPs - "estrela/estrela-aterrada".

No âmbito prático, o objetivo deste trabalho é também subsidiar as ações da Sociedade Brasileira de Qualidade de Energia, que em conjunto com a ANEEL,

busca estabelecer critérios e parâmetros para campanhas de medição no sistema elétrico nacional. Como já citado, grande parte dos pontos de medição disponíveis no sistema do país, contemplam uma topologia que permite apenas medições entre fases. Desta feita, a análise aqui realizada pretende expor e esclarecer os motivos de possíveis diferenças encontradas nas duas topologias de medição supracitadas, bem como quantificar essas diferenças e orientar os envolvidos com esse tipo de análise à tomada de decisões que atendam critérios de custo-benefício e garantia de confiabilidade de resultados.

1.3. Justificativas

A importância de uma análise comparativa entre simulações e medições reais em sistemas de MT, levando-se em consideração as topologias de conexão de transdutores, os tipos de equipamentos de qualimetria disponíveis no mercado e as técnicas matemáticas atualmente normatizadas para avaliação de sistemas polifásicos, envolve a questão dos rumos que a QEE pode tomar no país.

A atual conjuntura da regulação do setor e as dificuldades técnicas para a execução de qualimetrias com confiabilidade nos sistemas de distribuição nacionais trazem a oportunidade de um empenho e movimentação dos acadêmicos e profissionais da área para a avaliação e apresentação de soluções viáveis ao Brasil no que diz respeito à conformidade da QEE. Os diversos assuntos relacionados à QEE estão em constante debate atualmente entre as instituições acadêmicas nacionais e internacionais, bem como nos renomados órgãos internacionais do setor, tais como o CIGRÉ (*Conseil International dês Grands Réseaux Électriques*), o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers Power & Energy Society*) e a IEC (*International Electrotechnical Commission*).

No país, grande parte das configurações de conexão de transdutores de conjuntos de medição do sistema de distribuição utilizam apenas 2 dispositivos transdutores de

tensão. Esta topologia permite apenas medições entre fases, que não atendem a necessidade atual da QEE para a avaliação de determinados indicadores.

Neste contexto, em grande parte dos PACs dos sistemas de MT do país, que não dispõem de pontos de medição FN, é impossível determinar a real contribuição de perturbações de QEE em cada fase.

Estes PACs são os mais indicados para realizar medições de avaliação momentânea das perturbações da energia fornecida, principalmente quando há reclamações formalmente registradas por consumidores.

Como contrapartida, para medições momentâneas de QEE nas 3 fases da rede de distribuição de MT com referência ao neutro, existe atualmente no mercado nacional apenas um equipamento portátil com transdutores especiais, que podem ser aplicados diretamente nos cabos de MT. Todavia, por condições técnicas, muitas vezes não é possível instalar este tipo de equipamento tão próximo quanto se queira do PAC em estudo, além do fato de que os custos para sua instalação são extremamente elevados, por demandarem equipes especializadas e equipamentos especiais.

Outra importante justificativa para o estudo de soluções imediatas para medição de QEE no território nacional está relacionada às recentes demonstrações de interesse do órgão regulador em adotar definitivamente padrões para a qualidade do produto energia elétrica.

2. Estado da Arte

2.1. A Regulamentação Vigente e as Principais Normas para Qualidade de Energia Elétrica

No Brasil, a recente publicação do PRODIST pela ANEEL marcou o início da regulamentação de limites para perturbações na tensão dos sistemas elétricos de distribuição, bem como os critérios para aferição e análise de indicadores, recomendando, às distribuidoras, padrões mínimos para a qualidade do produto fornecido.

O histórico das alterações do PRODIST ao longo dos anos desde sua publicação pode ser assim descrito:

- A primeira versão do foi publicada em 31/12/2008, através da Resolução Normativa (REN) nº 345, após a realização da Audiência Pública (AP) 014/2008, com vigência até 31/12/2009;
- Em 01/01/2010, foi publicada a primeira revisão do documento (Revisão 1), através da REN nº 395/2009, após realização da AP 033/2009, que permaneceu em vigência até 31/12/2010;
- Em 01/01/2011, iniciou-se a vigência da segunda revisão do PRODIST (Revisão 2), através da REN nº 424/2010, após a AP 046/2010 sobre o assunto, vigorando até 05/09/2011;
- Em 06/09/2011, iniciou-se a vigência da terceira revisão do PRODIST (Revisão 3), através da REN nº 444/2011, após a AP 046/2010, vigorando até 31/01/2012;
- Por fim, em 01/02/2012, iniciou-se a vigência da quarta revisão do PRODIST (Revisão 4), através da REN nº 469/2011, após a AP 064/2010. Esta Revisão 4 vigora até a data de conclusão deste trabalho, sendo

portanto, a referência para todo o desenvolvimento do estudo aqui apresentado.

O Módulo 8 do PRODIST, que trata da QEE, tem por objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores, bem como a qualidade do produto comercializado, a Energia Elétrica. Este último é o foco dessa dissertação [1].

Este Módulo abrange sete fenômenos da QEE, os quais são listados abaixo:

- Tensão em Regime Permanente;
- Fator de Potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de Tensão;
- Flutuação de Tensão;
- Variação de Tensão de Curta Duração e
- Variação de Frequência

Atualmente a ANEEL não prevê multas ou indenizações financeiras às distribuidoras nas violações dos parâmetros dos fenômenos de QEE supracitados, salvo às transgressões de níveis de tensão de fornecimento em regime permanente, sujeitas a penalidades financeiras desde a publicação da resolução nº 505 [4]. Na qualidade do serviço, também são previstas penalidades financeiras quando há transgressões nos indicadores de continuidade do fornecimento desde a publicação da resolução nº 024 [3].

Quanto às normas publicadas que subsidiam os estudos de QEE, considerando-se desde parâmetros de referência, metodologias para medição e cálculos de indicadores, características físicas de sistemas de medição, de transdutores e de medidores, até requisitos computacionais para uma coerente avaliação por parte dos interessados nesta área de Sistemas de Potência, destacam-se:

- IEEE Standard 519-1992: Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems;
- IEEE Standard 141-1993: Recommended Practice for Power Distribution in Industrial Plants;

- IEEE Standard 1159-1995: Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality;
- IEEE Standard 1459-2010: Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced or Unbalanced Conditions;
- IEC 61000-4-15, Electromagnetic Compatibility (EMC). Part 4: Testing and Measuring Techniques. Section 15: Flickermeter—Functional and Design Specifications;
- NBR IEC 61000-4-30:2011: Compatibilidade eletromagnética (CEM) Parte 4-30: Técnicas de medição e ensaio - Métodos de medição de qualidade da energia (versão traduzida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT da IEC 61000-4-30);

A questão regulatória e a normatização de critérios para a avaliação de determinados fenômenos da QEE é relativamente recente, o que contribui para um volume ainda pequeno de trabalhos abordando questões como as configurações de transdutores e seus impactos em medições de QEE e a influência de diferentes metodologias usadas em medidores para a obtenção de um indicador de QEE.

O próximo subitem aborda o estado da arte nas avaliações em redes reais.

2.2. Qualidade da Energia Elétrica e sua Avaliação em Redes Reais

Atualmente no país, o monitoramento permanente da QEE quanto às perturbações descritas no PRODIST, principalmente nos sistemas de distribuição, é pouquíssimo difundido. Algumas distribuidoras possuem medidores permanentes instalados em alimentadores e subestações, outras até mesmo em PACs ao longo da rede, sendo, no entanto, esse conjunto amostral insuficiente para uma avaliação global da QEE no Brasil.

Ainda neste contexto, algumas distribuidoras realizam medições temporárias (com medidores portáteis), mediante reclamações de clientes ou quando há necessidade interna da avaliação da QEE por questões de planejamento de redes, operação e gestão dos ativos elétricos. Todavia, alguns aspectos como o dinamismo das configurações da rede de distribuição, o comportamento variável das cargas, e a sazonalidade do consumo não permitem uma avaliação fidedigna da QEE com esse tipo de campanha de curto prazo.

Em diversos casos de medições temporárias de QEE, onde há necessidade de avaliação de um determinado PAC, o avaliador se depara com inúmeras dificuldades para a realização de uma campanha de medição, dentre elas a disponibilidade de TPs em configuração delta-aberto/estrela-aberta, que não permite a avaliação independente das fases do circuito e fornece resultados que não podem ser comparados com indicadores estabelecidos em determinadas normas, concebidos com referência entre fase e neutro de sistemas.

Neste contexto, a recente atualização da norma IEEE 1459, em 2010, teve por objetivo estabelecer definições para conceitos já bastante discutidos e aceitos sobre medições em sistemas polifásicos [33]. Tais conceitos não surgiram apenas devido à evolução das técnicas digitais de medição, mas frente à necessidade de definir o comportamento desses sistemas sob condições desbalanceadas ou desequilibradas e sob alimentação com formas de onda não-senoidais.

Busca-se atualmente uma formulação, baseada na teoria de circuitos elétricos, capaz de expressar as parcelas de potência e quantificar indicadores de QEE considerando formas de onda quaisquer. Essa busca foi muito bem descrita em [5].

Para sistemas polifásicos usuais, como os trifásicos a 3 ou 4 fios, excitados por tensões senoidais equilibradas, alimentando cargas lineares balanceadas, a referência comum das tensões coincide com o eixo de simetria do lugar geométrico das tensões [33].

Esse lugar geométrico é fisicamente acessível no sistema trifásico em estrela-aterrada, através do neutro, que sintetiza essa referência comum ao longo da rede, enquanto o sistema permanece balanceado.

Para sistemas trifásicos em delta, também é possível acessar esse lugar geométrico, através da conexão de 3 impedâncias iguais em estrela, alimentadas pelas tensões balanceadas da rede.

No entanto, quando há desequilíbrio e/ou distorção na forma de onda, a média das tensões se desloca, afetando o significado das tensões medidas, e, portanto, das parcelas de potência resultantes.

Desta forma, a referência de tensão nos sistemas trifásicos, sob determinadas circunstâncias, pode comprometer o valor das grandezas medidas [5].

O presente trabalho busca quantificar essas diferenças através de simulações e medições em campo, trazendo contribuições às entidades interessadas em medições de QEE quanto à necessidade da adoção de determinados critérios para uma correta avaliação e estabelecimento de indicadores de QEE.

Cabe ainda mencionar que os primeiros resultados obtidos nesse trabalho possibilitaram a elaboração de um artigo técnico publicado na 9ª edição da Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (IX CBQEE). O artigo é apresentado, na íntegra, no **Anexo A** deste documento.

Esses resultados serviram de contribuição à Sociedade Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica (SBQEE), tendo sido apresentados ao Grupo de Trabalho 01 (GT-01) da SBQEE, que estuda Campanhas de Medição da Qualidade do Produto nos sistemas de distribuição do país, durante reunião realizada nas dependências da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, em 28/02/2011. Houve consenso entre os envolvidos sobre os benefícios da topologia de medição com 3 TPs e 3 TCs nas campanhas a serem realizadas no sistema elétrico brasileiro.

3. Metodologia

3.1. Introdução

Diante da temática deste trabalho, já discutida nos capítulos anteriores, apresenta-se aqui uma metodologia para a identificação qualitativa e quantitativa das possíveis diferenças na determinação de indicadores de QEE quando consideradas referências FF ou FN em uma campanha de medição.

A proposta metodológica contempla a realização de simulações e medições em redes de média tensão do sistema elétrico de uma distribuidora de energia.

A etapa inicial do trabalho consiste na realização de simulações em uma rede fictícia no software ATPDraw, adotado para todas as simulações realizadas nesse trabalho, tendo em vista ser um software já bastante difundido no Setor Elétrico para simulações de Sistemas Elétricos de Potência (SEP) [16].

Nessa etapa, a rede fictícia simulada contempla cargas lineares e não-lineares, as quais tiveram suas configurações e de sua fonte supridora alteradas conforme necessidades de avaliação do comportamento da rede.

Para a segunda etapa do estudo, propõe-se a realização de medições em campo, nas quais foram utilizados equipamentos homologados pelo órgão regulador para fins de análise de qualidade de fornecimento. Estes equipamentos são de uso habitual das distribuidoras de energia, e atendem aos requisitos do PRODIST quanto às características técnicas tais como isolamento, capacidade de processamento, precisão, exatidão, amostragem dentre outros requisitos.

Esta etapa foi extremamente importante para a absorção de conhecimento prático das dificuldades encontradas em campo para realização de campanhas de medição, bem como para identificar o comportamento real dos sistemas elétricos, levando-se

em conta as características físicas das redes medidas, as características das cargas conectadas ao sistema em estudo, as topologias de medição disponíveis em campo e a funcionalidade e integridade de medidores de qualidade de energia.

Por fim, para a última etapa prática desse trabalho acadêmico, foram utilizados os resultados de medições realizadas e as características reais das redes de distribuição para a confecção de uma rede no software ATPDraw, que apresentasse um comportamento muito próximo à realidade de um sistema de distribuição real. Deste ponto em diante, foram realizadas diversas simulações alterando-se parâmetros da fonte supridora e coletados os resultados para uma análise qualitativa das diferenças encontradas nas duas topologias de medição estudadas. Cabe ressaltar que houve observância à reprodutibilidade do experimento, de tal sorte que, de posse dos dados de medição e das características da rede real, qualquer interessado pode repetir os experimentos no software utilizado.

Outro aspecto fundamental da metodologia adotada é a observância à legislação e às normas e padrões em vigor, tendo em vista que um dos objetivos desse trabalho, conforme citado no capítulo anterior, é fornecer subsídios ao estabelecimento de critérios e parâmetros para campanhas de medição de qualidade de energia.

3.2. *Conceitos da Qualidade de Energia Elétrica*

A Qualidade da Energia Elétrica é interesse de todos aqueles que usufruem deste bem essencial. O interesse na Qualidade da Energia é consequência da preocupação dos consumidores e dos agentes do setor com as suas diversas aplicações. Mas afinal, o que traz a necessidade da manutenção da qualidade do produto Energia?

Para responder a essa questão, faz-se necessário primeiramente assumir e entender a energia como um produto e, para muitos, por se tratar de um assunto

abstrato, ela não é compreendida como tal. Todavia, para os especialistas no assunto, fornecer energia compreende não somente garantir as boas práticas na comercialização de um serviço, mas também disponibilizar um produto com alta qualidade.

Por analogia, pode-se dizer que para a população, é mais simples entender e exigir que a água comercializada pelas empresas de saneamento atenda a padrões de qualidade de serviço e de produto. A percepção da qualidade da água é sensorial para qualquer pessoa que entre em contato com esse produto.

Porém, para os agentes do setor elétrico, há ainda grandes dificuldades em conscientizar e esclarecer o consumidor sobre a necessidade de entendimento da energia como um produto e não somente como um serviço essencial, frente à impossibilidade de percepção sensorial da energia, já que apenas as consequências de sua aplicação são fisicamente perceptíveis, e não o produto por si mesmo.

Dessa forma, ao longo das últimas décadas, esses agentes buscaram através da criação de leis e normas, o estabelecimento de padrões de qualidade para o produto energia elétrica e o serviço de fornecimento agregado. Essas leis e normas vêm trazendo ao consumidor e às distribuidoras de energia, a possibilidade de caracterizá-la e entendê-la como um produto, o que por sua vez, possibilita a discussão sobre sua qualidade.

Dentro desse contexto, pode-se afirmar que a manutenção da qualidade da energia afeta diretamente a sensibilidade dos equipamentos elétricos e sua vida útil, a manutenção e operação de processos produtivos, a racionalização e conservação da própria energia, a segurança de ambientes externos e internos, o conforto das pessoas, o progresso e até mesmo a preservação da vida.

Sendo assim, ao se classificar a energia como um produto, torna-se possível avaliar sua qualidade. Para isso, há atualmente metodologias de análise e equipamentos de medição que permitem a identificação de distúrbios na energia elétrica e os impactos da redução de sua qualidade.

3.3. Materiais e Métodos Aplicados aos Estudos

O ATP (Alternative Transients Program) é uma ferramenta bastante difundida no meio acadêmico para simulação de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica (ou redes polifásicas). O *software* utiliza um método baseado em matrizes de admitância de barras.

Para a realização das simulações, houve ainda a necessidade do uso de softwares específicos da distribuidora, dentre eles, destaca-se o *Software Rede*, um programa de fluxo de potência desenvolvido e utilizado no Grupo CPFL Energia. Esse *software* forneceu informações dos sistemas elétricos em análise, tais como impedâncias dos circuitos, os níveis de curto-circuito, o carregamento de alimentadores, as quedas de tensão e a distribuição das cargas ao longo dos circuitos estudados.

O método simulatório empregado no ATPDraw contemplou análises transitórias no domínio do tempo, com passo de integração de 10^{-6} segundos e tempo máximo de simulação de 0,3 segundos, na frequência de 60 Hz. Essa configuração permite uma avaliação bastante aprofundada das senóides de tensão para as componentes harmônicas de 1 a 30, envolvidas nos estudos dessa dissertação, através da decomposição da onda em múltiplas frequências utilizando-se a transformada de Fourier.

Jean-Baptiste Joseph Fourier foi um matemático que demonstrou teoricamente que qualquer onda distorcida periódica em que um ciclo é idêntico ao próximo ciclo, pode ser decomposta em uma soma de ondas senoidais cujas frequências são múltiplas inteiras da frequência fundamental. Cada onda senoidal com frequência múltipla inteira n da frequência fundamental é uma componente harmônica de ordem n . Dessa forma, a aplicação das séries de Fourier permite a análise individualizada de cada frequência harmônica do sistema [18].

Para a realização das medições de QEE em campo, foram utilizados 2 tipos de medidores disponíveis na empresa distribuidora. Ambos permitem uma coleta das

distorções harmônicas totais de tensão em regime permanente, para a obtenção do índice DTT % que determina o nível de perturbação harmônica na rede em análise.

Um dos medidores utilizados tem como principal característica a possibilidade de ser instalado diretamente nos cabos da rede de média tensão, pois dispõe de transdutores de tensão e corrente especiais, com isolação para até 35 kV. Essa característica particular do medidor permite avaliações em locais de interesse da rede de distribuição em que não há pontos fixos de medição, ou seja, não existem transdutores previamente instalados.

O outro medidor utilizado suporta tensões de entrada de até 600 V sendo, portanto, necessária a utilização de transformadores de potencial e corrente quando se deseja instalá-lo para avaliação de redes de média tensão. Cabe ressaltar que esse é o caso mais comum de análise de QEE em média tensão, em que se utiliza um medidor coletando os sinais de transformadores de potencial e corrente instalados no sistema. Para coleta e compilação dos dados de medição, foram utilizados os *softwares* desenvolvidos pelos fabricantes dos medidores.

Para facilitar a compreensão e o relacionamento entre os materiais e métodos utilizados nesse trabalho, os capítulos de campanha de medição (Capítulo 5) e simulações com dados reais (Capítulo 6) contemplam subcapítulos de metodologia mais detalhados em cada um desses assuntos.

4. Simulações Iniciais e Validação dos Objetivos do Trabalho

A primeira etapa prática do trabalho foi a confecção de um modelo simplificado de rede de distribuição no *software* ATPDraw, para averiguação das diferenças entre medições FF e FN em sistemas de MT. Esta etapa do trabalho possibilitou a elaboração de um artigo técnico publicado na 9ª edição da Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (IX CBQEE). O artigo é apresentado, na íntegra, no **Anexo A** deste documento.

Os subitens seguintes resumem os resultados obtidos nessa etapa inicial.

4.1. Confecção de uma Rede de Distribuição no Software ATPDraw para Simulação das Medições

Para simular a diferença de resultados em medições utilizando-se 2 ou 3 elementos, foi desenvolvida no *software* ATPDraw uma rede de distribuição em MT com características de um sistema de distribuição trifásico, de tensão nominal 13,8 kV (Figura 3).

Figura 3 - Diagrama Unifilar representativo do sistema confeccionado para as simulações.

A rede elaborada contempla uma fonte em 13,8 kV com nível de curto-circuito trifásico da ordem de 6 kA na sua saída, representando um nível padrão em algumas concessionárias, em que as impedâncias dos transformadores de potência são projetadas para restringir os níveis de curto próximo a este valor na barra de distribuição.

Utilizou-se ainda nas simulações valores de impedância de cabos A336 para representar a característica da rede, transformador saturável, carga trifásica linear RL e carga(s) conversora(s) CA-CC. Foram realizadas diversas simulações, contemplando variações na potência e equilíbrio da carga RL, na(s) potência(s) e no(s) ângulo(s) de disparo do(s) conversor(es), na impedância da rede (aumento da distância da carga à fonte) e no equilíbrio e frequência da fonte trifásica. Maiores detalhes sobre os parâmetros de simulação são apresentados no **Anexo B**.

4.2. Resultado das Simulações desta Etapa

Nesta etapa do trabalho, buscou-se avaliar a existência de diferenças de resultado em medições de Distorções Harmônicas Totais de Tensão (DTT %), realizadas com

2 elementos para medição FF e 3 elementos para medição FN, no lado primário – 13,8 kV – de um transformador de potência de um consumidor fictício.

As simulações das medições FN foram obtidas com a utilização do elemento *Probe volt* e as simulações das medições FF foram obtidas com o uso do elemento *Probe branch volt*, do ATPDraw (Figura 4).

Figura 4 - Dispositivos Probe branch volt e Probe volt, para as simulações FF e FN, respectivamente.

Foram utilizados três dispositivos para a obtenção das medições FF no intuito de se evitar um cálculo manual da fase não medida, tendo em vista que a maioria dos medidores de QEE disponíveis hoje no mercado realiza este cálculo para obtenção da terceira fase automaticamente. Cabe ressaltar que este cálculo só é possível devido à topologia de ligação em delta-aberto/estrela-aberta dos TPs nos sistemas de medição com 2 elementos, que mantém o sistema fechado do lado primário (delta).

Na sequência, são apresentados os resultados obtidos nos diversos cenários de configuração de rede utilizados.

Nas primeiras simulações foram adotadas as seguintes premissas:

- Fonte equilibrada 13,8 kV – 60 Hz;
- Cabo alimentador tipo A336 com 10 km de comprimento (padrão de cabo comumente utilizado pelas distribuidoras de energia);
- Transformador 13,8/0,380 kV de 1,5 MVA, saturável, ligado em delta/estrela-aterrada;
- Carga RL variando entre 300, 600 e 900 kVA, equilibrada e desequilibrada, com fator de potência de 0,92;

- Conversor CA-CC de 500 kVA e ângulo de disparo variando entre 0° e 30°.

Em seguida, são apresentados gráficos com os resultados das DTT % obtidos nas primeiras simulações, em que foram variados somente os ângulos de disparo do conversor de 500 kVA e a potência e equilíbrio da carga RL.

Os gráficos mostram a diferença percentual na obtenção do índice DTT % entre as duas topologias em estudo (FN e FF). Essa diferença percentual é calculada através do módulo da diferença entre os maiores valores de DTT % FN e FF das três fases, dividido pelo maior valor de DTT % FN entre as três fases, conforme demonstra a Equação 4.1¹. Dessa forma, todos os resultados tem como referência o valor FN, divisor da equação.

$$Diferença \% = \left| \frac{(DTT\% FN) - (DTT\% FF)}{(DTT\% FN)} \right| \quad (4.1)$$

Figura 5 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 0° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

Figura 6 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 10° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

¹ Na publicação do Artigo no IX CBQEE, o cálculo das diferenças percentuais foi realizado de outra forma (vide Anexo A).

Figura 7 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 12° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

Figura 8 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 15° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

Figura 9 - Diferenças % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 20° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

Figura 10 - Diferença % entre Topologias FN e FF para Conversor CA-CC disparando em 30° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

Essas primeiras simulações possibilitaram a avaliação do comportamento da rede fictícia frente às variações na carga perturbadora. Com estes resultados, pode-se observar o comportamento das DTT % no ponto de entrega do consumidor quando se tem uma fonte estável e equilibrada.

Os resultados apontaram que, para os ângulos de disparo acima de 0° (desconsiderando-se 0°) e variações das cargas RL, houve maior diferença percentual nos valores de DTT % quando o conversor disparava em 30° em paralelo com uma carga RL desequilibrada de 600 ou 900 kVA, tendo essa diferença atingido valores da ordem de 3 %.

Destes resultados, partiu-se para uma simulação com 2 conversores de 500 kVA operando em 3 combinações de ângulo de disparo:

- ambos em 15°;
- um em 15° e outro em 30° e
- ambos em 30°.

Além disso, ambos operando em paralelo com uma carga RL de 900 kVA em 3 variações:

- equilibrada;
- muito desequilibrada nas 3 fases e
- desequilibrada apenas na fase B.

Esta nova série de simulações foi realizada para averiguar o comportamento das diferenças percentuais de DTT % medidas em FF e FN quando há mais de uma carga chaveando em ângulos diferentes no sistema, e quando há pequenos e grandes desequilíbrios na carga. Os resultados obtidos são apresentados nos próximos gráficos.

Figura 11 - Diferença % entre Topologias FN e FF para 2 Conversores CA-CC disparando em 15° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

Figura 12 - Diferença % entre Topologias FN e FF para 2 Conversores CA-CC, um disparando em 15° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ) e outro em 30°

Figura 13 - Diferença % entre Topologias FN e FF para 2 Conversores CA-CC disparando em 30° - Cargas Equilibradas (EQ) e Desequilibradas (DQ)

Para esses casos, houve naturalmente um incremento das amplitudes de distorções harmônicas, já que mais uma carga perturbadora foi inserida no sistema. Todavia, os resultados obtidos para a diferença percentual entre os índices DTT % foram menores, atingindo um valor máximo de 1,30 % no primeiro caso.

Frente aos resultados iniciais, em que houve apenas variação nos parâmetros da carga, partiu-se para a simulação de novas configurações de circuito, contemplando variações também na fonte do sistema, ou seja, em ambos os lados do transformador.

Foram simuladas novas configurações de rede, com as seguintes premissas:

- Fonte de 13,8 kV desequilibrada nas 3 fases e com frequência de 59 e de 58,5 Hz;
- Cabo de alimentação tipo A336 com 20 km de comprimento (10 km a mais em relação às simulações iniciais)
- Transformador 13,8/0,380 kV de 1,5 MVA, saturável, ligado em delta/estrela-aterrada (sem alteração em relação às simulações iniciais);
- Carga RL de 900 kVA, equilibrada, muito desequilibrada nas 3 fases ou desequilibrada apenas na fase B (foi mantido fator de potência de 0,92 para as cargas);
- Conversores CA-CC de 500 e 900 kVA e ângulo de disparo variando em 30°.

O esperado nesta última campanha de simulação era aproximar ainda mais o sistema simulado a um sistema real, no qual o suprimento ao consumidor não é totalmente estável e equilibrado, apresentando perturbações e variações em regime permanente.

As premissas aqui adotadas também evitaram o excesso de simulações, focando-se os casos anteriormente simulados em que houve maiores diferenças percentuais entre as medições FF e FN.

Na sequência de gráficos são apresentados os resultados obtidos.

Figura 14 - Diferença % entre Topologias FN e FF para um Sistema com Fonte em 59 HZ desequilibrada, conversor 500 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)

Figura 15 - Diferença Percentual entre Topologias FN e FF para um sistema com Fonte em 59 HZ desequilibrada, conversor 900 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)

Figura 16 - Diferença % entre Topologias FN e FF para um sistema com Fonte em 58.5 HZ desequilibrada, conversor 500 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)

Figura 17 - Diferença % entre Topologia FN e FF para um sistema com Fonte em 58.5 HZ desequilibrada, conversor 900 KVA disparando em 30° e carga RL 900 KVA variando o equilíbrio (Equilibrada – EQ e Desequilibrada – DQ)

Os resultados obtidos demonstram que a variação da tensão entregue ao consumidor, em combinação com as variações e chaveamentos de sua carga, resulta em diferenças percentuais mais significativas na apuração dos índices de DTT % em medições FF e FN.

Os valores das diferenças percentuais apurados nesta última campanha de simulação ultrapassaram os 7 %.

4.3. Análise dos Resultados das Simulações Iniciais

Os resultados encontrados nas primeiras simulações dessa etapa prática do trabalho, em que somente houve variação nas configurações das cargas, apontaram que, para um sistema de fonte estável e equilibrada, as medições realizadas no lado primário do transformador, tanto utilizando uma configuração de dispositivos de transformação de potencial em delta-aberto/estrela-aberta, quanto em estrela-aterrada (ou flutuante)/estrela-aterrada, apresentam diferenças percentuais pouco acentuadas.

As maiores diferenças percentuais observadas nas primeiras simulações foram no sistema de carga RL elevada e desequilibrada, com o conversor operando com

ângulo de disparo de 30°. Nesta configuração, foram encontrados valores de diferenças percentuais próximos de 3 % (desconsiderando-se disparos em 0°).

Na segunda campanha de simulação, em que houve a inserção de mais um conversor idêntico no sistema não foram observadas diferenças percentuais significativas entre as medições FF e FN.

Quando simuladas situações de variação tanto na carga quanto na fonte de alimentação, observaram-se diferenças percentuais mais elevadas em relação às primeiras simulações. As diferenças percentuais chegaram a ultrapassar os 7 %.

Os valores encontrados nas últimas simulações sugerem que podem ocorrer diferenças nas metodologias de medição com 2 e 3 elementos. Com o suporte desses resultados, justificou-se a necessidade de avaliações mais aprofundadas, através da realização de medições utilizando-se as duas topologias de conexão de transdutores em um mesmo PAC do sistema elétrico e da realização de novas simulações com parâmetros de redes reais de distribuição.

O próximo capítulo discorre sobre a realidade encontrada em campo quando realizadas medições de qualidade de energia nas duas topologias de transdutores estudadas.

5. Campanha de Medição de Qualidade de Energia

A segunda etapa prática desse trabalho consistiu na realização de medições em campo para a obtenção de dados reais e avaliação quantitativa das diferenças encontradas ao se utilizar a topologia de dois e três transdutores de tensão.

Esta foi uma etapa extremamente importante do trabalho, pois além de fornecer subsídios para as simulações realizadas *a posteriori*, permitiu a aquisição de conhecimento prático da instalação de medições em campo.

Esta vivência possibilitou a abordagem neste capítulo das principais dificuldades encontradas pelos profissionais que atuam na linha de frente das áreas de Qualidade de Energia nas distribuidoras.

5.1. Recursos para uma Campanha de Medição

As campanhas de medição de QEE demandam recursos bastante específicos e, que muitas vezes, dificultam sua realização. As distribuidoras de energia elétrica possuem um vasto conhecimento e prática na realização de campanhas de medição de nível de tensão, haja vista ser esta uma obrigação regulatória, muito bem definida no PRODIST. Todavia, faltam ainda importantes definições por parte do órgão regulador para a padronização e a aplicação de uma metrologia legal nas campanhas de medição de QEE.

Mesmo sem estas importantes definições e sem uma metrologia legal, as distribuidoras e profissionais especializados do setor realizam essas campanhas embasados na legislação vigente e em algumas normas e padrões internacionais,

nacionais, bem como orientações ou normas técnicas criadas pelas próprias empresas.

Cabe aqui registrar que todas as medições e procedimentos realizados para o desenvolvimento desse trabalho buscaram seguir os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8, a norma NBR IEC 61000-4-30:2011, a NR-10 e todas as normas e padrões internos de medição e trabalhos na rede de distribuição da empresa distribuidora que colaborou com o desenvolvimento desse estudo.

Diante dessas premissas, listam-se ainda os seguintes recursos necessários para a execução de uma campanha de medição de qualidade de energia com segurança e garantias mínimas de resultados fidedignos à realidade do sistema de distribuição:

- Medidor que atenda os requisitos mínimos da NBR IEC 61000-4-30:2011;
- Equipe de eletricitas capacitada e autorizada ao acesso aos sistemas de medição e distribuição de energia elétrica, incluindo veículos e ferramental próprios as intervenções necessárias;
- Engenheiro ou técnico qualificado e habilitado a analisar resultados de medição e emitir laudos oficiais pela empresa
- Computador com capacidade de processamento exigida pelos softwares de análise de cada medidor, bem como licenças para uso desses programas.

Os recursos acima apontados são os mínimos necessários para a realização de uma campanha de medição na rede da distribuidora que colaborou com este trabalho.

5.2. Aspectos Práticos da Instalação de Medidores de QEE

Instalar um medidor de QEE exige o conhecimento aprofundado do equipamento e de suas funcionalidades, caso contrário todo o esforço empregado no processo de

instalação será perdido quando atingida a etapa de análise. O procedimento de instalação apresenta dificuldades práticas que dependem do equipamento utilizado, do ambiente de instalação, dos recursos humanos e das características físicas do sistema.

Dentre as barreiras enfrentadas, uma das primeiras que emerge é a disponibilização de equipe capacitada e autorizada para realizar tal procedimento. Isso se deve ao fato de que, por se tratar de uma medição ainda pouco comum no setor elétrico, por não haver metrologia legal e por não ser uma questão obrigatória das distribuidoras a realização desse tipo de medição, a realização de uma campanha como essa acaba tendo uma baixa prioridade dentro das inúmeras e importantes demandas que as equipes de campo precisam atender.

Além disso, há conflitos com a gestão operacional da distribuidora, que até mesmo pelas características regulatórias vigentes, busca focar esforços na continuidade, manutenção e restabelecimento do sistema.

Outro aspecto relevante nas campanhas é a inexistência de um padrão adequado de pontos de acesso do sistema para a instalação de medidores de QEE. Como há interesse em medir pontos bastante específicos de acoplamento do sistema, tais como cabines de energia de MT de grandes clientes, barramentos de subestações, saídas de alimentadores e pontos de entrega na rede secundária, há uma necessidade de adequação dos equipamentos, transdutores e ferramental para que se possa obter o resultado desejado na medição.

Além dos percalços apontados, outras dificuldades podem ser encontradas, como por exemplo:

- Por vezes, necessidade de abertura de chaves de aferição de sistemas de medição (Figura 18), o que pode acarretar em variações indesejadas nas leituras de faturamento de clientes;

Figura 18 - Abertura das Chaves de Aferição do Medidor de Faturamento de um Consumidor para a Instalação de um Medidor de QEE

- Inexistência de local adequado para abrigar o medidor, que pode não estar preparado para utilização ao tempo;
- Inexistência de ponto de alimentação em baixa tensão (127 V/220 V) para a ligação e operação do medidor, principalmente em campanhas na área rural, onde pode não haver ponto de conexão em BT nas proximidades;
- Inexistência de ponto de neutro/terra, principalmente em campanhas na área rural, onde pode não haver aterramento no ponto exato em que se deseja instalar a medição;
- Inexistência de transdutores (TCs e TPs) adequados e padronizados para sistemas de medição em determinados pontos de interesse, tais como alguns barramentos de subestações e saídas de alimentadores;
- Diferentes topologias de conexão de transdutores (TPs), algumas delas inadequadas para o tipo de medidor disponível ou até mesmo inadequadas para a perturbação que está sendo investigada;
- Condições hostis e precárias em cabines de energia de alguns consumidores.

5.3. Metodologia e Parâmetros para Medição

A metodologia aplicada ao desenvolvimento das campanhas de medição deste trabalho, no âmbito regulatório e normativo do setor elétrico, está baseada nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8, na norma NBR IEC 61000-4-30:2011 e nas normas e padrões internos de medição e trabalhos na rede elétrica da distribuidora que colaborou com esse estudo.

As medições realizadas buscaram mapear todas as perturbações de QEE dispostas no PRODIST. Todavia, como o foco do trabalho é avaliar possíveis diferenças em medições de componentes harmônicas utilizando-se diferentes topologias de conexão de transdutores, restringe-se aqui a conceituação metodológica apenas das perturbações harmônicas, definidas na regulação vigente (Item 4 do Módulo 8 do PRODIST).

Um dos principais motivadores para a realização deste trabalho é a avaliação da regulação vigente frente aos aspectos práticos da realização de campanhas de medição no sistema elétrico nacional. Nessa perspectiva, foram encontradas algumas dificuldades de aplicação da regulação nas medições realizadas, haja vista que aspectos relevantes e particulares dos sistemas de medição não são considerados na regulação.

Sendo assim, é importante definir aqui os percalços enfrentados, para que os resultados obtidos sejam compreensíveis e possam subsidiar possíveis revisões nos conceitos normativos.

A primeira problemática confrontada diz respeito aos itens 4.4.3 e 4.5.3 do Módulo 8 do PRODIST, que descrevem:

4.4.3 Para os sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica devem ser feitas através das tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações.

4.5.3 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. Para os casos sem conexão à terra podem ser utilizados arranjos para os TPs do tipo V.

Essa orientação é conflitante com o fato de que, no mesmo item 4 do documento, mais especificamente no item 4.6.1, é fornecida uma tabela de valores de referência globais de distorções harmônicas totais permissíveis nos sistemas elétricos, sem distinção para aferições realizadas através de sinais fase-neutro ou fase-fase.

Tabela 3 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)

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

Figura 19 - Imagem da tabela de limites de DTT % extraída do [Módulo 8 do PRODIST]

A norma define que os valores supracitados são apenas referências para o planejamento elétrico em termos de QEE e que, regulatoriamente, serão estabelecidos em resolução específica após o período experimental de coleta de dados.

No entanto, estas são as únicas referencias normativas existentes atualmente nas resoluções, que poderiam subsidiar análises técnicas de problemas atuais já identificados nos sistemas de distribuição, gestão de conflitos (até mesmo judiciais) com consumidores e demais agentes do setor e proposição de soluções e melhorias viáveis à gestão da qualidade do fornecimento de energia, haja vista que a aplicação de recursos no sistema elétrico por parte das distribuidoras deve sempre estar amparada pela manutenção da modicidade tarifária e a parcimônia dos investimentos.

A ausência de uma definição distinta para medições de sinais fase-neutro e fase-fase abre precedentes para a adoção de índices incoerentes à investigação pretendida, pois pode haver diferenças relevantes na obtenção de um indicador

como o de Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT %) quando utilizadas essas duas formas de aquisição do sinal, o que será apresentado mais adiante neste trabalho.

A problemática torna-se mais compreensível quando se encontra na prática, em um ponto de acoplamento do sistema, uma topologia de ligação de transformadores de potencial distinta da topologia de fechamento das conexões dos transformadores de potência.

Isso é comum de acontecer nas redes de distribuição em que os transformadores de potência que atendem as cargas são fechados em delta do lado primário e, o conjunto de medição de faturamento possui três transdutores de tensão fechados em estrela nesse mesmo lado, sendo os sinais que alimentam os medidores de energia obtidos com referência fase-neutro nesses casos.

Nesses casos, quando é desejável realizar uma medição de QEE, faz-se necessário adotar uma metodologia para apuração dos indicadores. Há então um conflito em que o sistema de medição e seus transdutores disponíveis permitem a obtenção de sinais fase-neutro da tensão de fornecimento, mas a tensão de entrega do consumidor está definida pela topologia de ligação do transformador de potência, que é delta/estrela-aterrado. Qual seria então a maneira correta de se obter índices de DTT % para esses casos? Utilizando-se uma referência fase-neutro ou fase-fase?

Esta situação, apesar de particular de determinadas distribuidoras do país, ilustra apenas uma possibilidade de conflito com a aplicação da norma. Todavia, seria necessário analisar diversas outras topologias de sistemas de medição e de conexões de fechamento de transformadores no Brasil afora, o que não é âmbito do trabalho.

Ressalta-se aqui, que a preocupação e uma das finalidades desse estudo é demonstrar que a aplicação da resolução é por hora conflitante com os cenários reais do sistema elétrico.

Além disso, busca-se elucidar também as diferenças na obtenção de indicadores de perturbações no sistema elétrico através de análises de aferições fase-neutro e fase-fase.

Feitas essas colocações, cabe esclarecer que as medições realizadas contemplaram os dois métodos de obtenção das tensões do sistema e, consequentemente, de definição dos índices de distorção.

Em ambas as medições foram instalados dois equipamentos medidores de QEE em PACs de interesse do sistema de distribuição. O primeiro medidor foi conectado diretamente em um alimentador da distribuidora, já que é um dispositivo dotado de três transdutores, que possuem isolação para 35 kV, para conexão direta em cabos de média tensão. Sua topologia de conexão ao sistema é em estrela/estrela-aterrada, o que permite a avaliação individualizada das fases da rede, com referência ao neutro (Figura 20).

Figura 20 - Medidor conectado diretamente aos cabos de MT, em Topologia FN

O segundo medidor foi instalado na cabine de medição de faturamento de um consumidor da distribuidora. Para a obtenção dos sinais de tensão dos medidores de faturamento de energia, essa cabine é constituída por dois transdutores de corrente e dois de tensão, com topologia de conexão em delta-aberto/estrela-aberta, também conhecida como topologia V ou delta open-leg. Esse tipo de ligação permite

a medição de apenas duas fases do sistema, sendo a terceira fase calculada pelo medidor, baseando-se na teoria de soma fasorial das tensões com resultante igual à zero em sistemas fechados em delta (Figura 21).

Figura 21 - Medidor Conectado às Chaves de Aferição do Sistema de Medição de Faturamento de um Consumidor (Cabine de Energia / Ponto de Entrega)

5.4. Avaliação de Resultados das Medições

Esta etapa do trabalho apresenta os resultados obtidos em duas campanhas de medição realizadas no sistema de média tensão da distribuidora. Diante de todas as premissas e dificuldades apresentadas nos subitens 5.1, 5.2 e 5.3, fez-se possível a realização dessas duas campanhas em diferentes circuitos e em diferentes classes de tensão do sistema (11,9 kV - Figura 22 e 13,8 kV - Figura 23). Os resultados encontrados foram considerados satisfatórios, pois ilustram na prática as diferenças

obtidas quando da utilização de diferentes topologias de conexão de transdutores para realização de medições de QEE.

Figura 22 - Primeira Medição Realizada em um Alimentador de Tensão Nominal 13,8 kV

A primeira campanha de medição foi realizada em um alimentador com tensão nominal de 13,8 kV (Figura 22), com carga predominantemente industrial. O processo característico dos grandes consumidores desse alimentador é a fundição de aço, sendo esta a carga do consumidor em que foi instalado o medidor de qualidade de energia.

Já na segunda campanha realizada, o alimentador de 11,9 kV (Figura 23) de tensão nominal tinha carga predominantemente residencial e rural. No entanto, o consumidor contemplado na medição era um laboratório de pesquisas, cuja carga era predominantemente eletrônica (computadores).

Figura 23 - Segunda Medição Realizada em um Alimentador de Tensão Nominal 11,9 kV

A primeira das medições ocorreu no período de 05/02/2010 a 17/02/2010, perfazendo um total de 12 dias consecutivos de amostras de distorção harmônica de tensão. A segunda medição ocorreu no período de 15/05/2010 a 01/06/2010, perfazendo um total de 17 dias consecutivos dessas amostras.

Em cada uma das duas campanhas de medição, ambos os medidores (do alimentador e do consumidor) tiveram seus relógios ajustados para o mesmo horário, visando assim à obtenção de dados comparáveis. A distância elétrica entre os pontos de conexão dos medidores foi considerada desprezível para a comparabilidade dos resultados, tendo em vista que a queda de tensão calculada entre os dois pontos foi menor do que 1%.

Na sequência, são apresentados os resultados das campanhas de medição realizadas, com dados tratados através da análise estatística de Percentil 95%.

De forma simplificada, essa análise consiste na classificação de uma amostra em ordem crescente de valores, expurgando-se os maiores valores até uma quantidade que represente 5 % dessa amostra, tomando-se como índice final o valor da posição 95 %.

Nos casos em estudo, as medições realizadas fornecem 144 amostras diárias do índice DTT %. Assim, são expurgados os 7 maiores valores da amostra, que representam 5 % da amostra, e é tomado como índice DTT % o 137º maior valor obtido no dia (percentil 95 %).

Esse tratamento estatístico tem por objetivo o expurgo de índices extremos, ocasionados por situações transitórias do sistema, que podem não representar sua condição em regime permanente.

Sendo assim, a primeira medição realizada possibilitou a coleta de dados das harmônicas de tensão durante 13 dias. O primeiro gráfico (Figura 24) apresenta os índices de Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT %) de cada fase do sistema.

Figura 24 - DTT % para cada Fase do Sistema, nas duas Topologias (FN e FF) - 1ª Campanha de Medição

Para as barras em azul, têm-se os resultados da medição realizada com o equipamento instalado diretamente nos cabos de média tensão da rede de

distribuição. Esse equipamento utiliza a topologia de três transdutores de tensão em estrela-aberta/estrela-aterrada para coletar os dados de cada fase do sistema em relação a um ponto de neutro. As barras em verde apresentam os resultados do índice DTT % para a medição realizada na cabine de entrada de um consumidor de média tensão, através de um medidor instalado na chave de aferição, coletando sinais de um conjunto de 2 Transformadores de Potencial ligados em topologia delta-aberto/estrela-aberta (ou topologia V).

Nota-se para este caso, que os índices de DTT % obtidos através da medição fase-neutro (barras azuis) apresentaram resultados significativamente superiores em relação aos obtidos através da medição fase-fase (barras verdes), principalmente entre os dias 09/02 a 12/02 e no dia 17/02.

Essas diferenças podem ser calculadas percentualmente. Para essa análise, consideraram-se apenas os maiores valores diários entre as três fases obtidos para cada tipo de medição (fase-neutro e fase-fase).

Dessa forma, calculou-se a diferença percentual entre os dois índices com referência ao índice fase-neutro, subtraindo-se os o DTT % fase-neutro e fase-fase, dividindo-se esse resultado pelo DTT % fase-neutro (Equação 4.1). Esse resultado é ilustrado pelos triângulos em vermelho no topo do gráfico da Figura 25.

Figura 25 - Diferença % entre os Maiores Índices Diários de DTT % Obtidos pelas Duas Topologias (FN e FF) - 1ª Campanha de Medição

Este gráfico (Figura 25) demonstra de forma objetiva as diferenças quantitativas obtidas na realização de campanhas de medição de qualidade de energia utilizando-se topologias diferentes de ligação de transdutores de tensão. As diferenças podem ser superiores a 50 % na obtenção de índices como o DTT %, o que impacta em grande dificuldade na adoção de padrões únicos de índices de distorção para técnicas distintas de medição.

Na sequência, são apresentados os resultados da segunda medição realizada. Essa segunda medição possibilitou a coleta de dados das harmônicas de tensão durante 18 dias. O primeiro gráfico (Figura 26) apresenta os índices de DTT % de cada fase do sistema.

Figura 26 - DTT % para cada Fase do Sistema, nas duas Topologias (FN e FF) - 2ª Campanha de Medição

Novamente, para as barras em azul, têm-se os resultados dos indicadores DTT % da medição realizada com o equipamento instalado diretamente nos cabos de média tensão da rede de distribuição, com topologia de três transdutores de tensão para coletar os dados de cada fase do sistema em relação a um ponto de neutro. As barras em verde apresentam os resultados do índice DTT % para a medição realizada na cabine de entrada de um consumidor de média tensão, através de um

medidor instalado na chave de aferição do sistema de faturamento, coletando sinais de um conjunto de 2 TPs de medição.

Nota-se para este caso, que os índices de DTT % obtidos através da medição fase-neutro (barras azuis) apresentaram resultados significativamente inferiores em relação aos obtidos através da medição fase-fase (barras verdes), principalmente nos dias 18/05, 19/05, 25/05, 26/05 e 01/06.

Utilizando-se para essa segunda medição o mesmo critério de análise da primeira, o gráfico da Figura 27 apresenta as diferenças percentuais encontradas nas duas topologias estudadas (medição fase-neutro e fase-fase). O resultado dessas diferenças é ilustrado pelos triângulos em vermelho no topo do gráfico.

Figura 27 - Diferença % entre os Maiores Índices Diários de DTT % Obtidos pelas Duas Topologias (FN e FF) - 2ª Campanha de Medição

Destaca-se aqui o comportamento distinto do apresentado na primeira campanha de medição, pois os valores de DTT % obtidos na configuração fase-neutro foram inferiores aos da configuração fase-fase (resultado oposto ao da primeira campanha), demonstrando que não há uma relação fixa e definida de comportamento entre as duas metodologias de medição. Dessa forma, levanta-se aqui a suspeita de que o comportamento do sistema, especificamente, o fluxo de potência harmônico, ou seja, a característica fasorial das componentes harmônicas

é que define as diferenças entre um índice obtido por análise fase-neutro e fase-fase.

Neste contexto, surge uma importante reflexão sobre a flexibilidade da legislação vigente em permitir a realização de medições de componentes harmônicas e, conseqüentemente, a obtenção de indicadores de distorção harmônica total e individual de tensão, utilizando-se topologias que permitem medições fase-neutro ou fase-fase do sistema.

Nas medições fase-neutro, o sinal de tensão analisado está sempre referenciado a um ponto comum, ou seja, exatamente o mesmo para as três fases analisadas, o que possibilita a obtenção de dados independentes de cada fase do sistema e a sua comparabilidade.

Por outro lado, nas medições fase-fase, o sinal de tensão analisado é uma composição de duas fases do sistema, subtraídas fasorialmente, resultando em uma nova senóide, com nova composição harmônica. Isso implica a impossibilidade de comparação de índices de qualidade de energia, tais como o DTT %, obtidos através de medições fase-neutro e fase-fase.

Existe um paradigma no setor elétrico de que, dada a possibilidade de medir-se energia utilizando-se apenas dois TPs e dois TCs em um sistema trifásico, seria também possível obter índices de qualidade de energia com essa mesma topologia de medição. Medir a potência de um sistema com fechamento em delta implica medir a tensão e corrente desse sistema, calculando-se o produto dessas duas grandezas, o que resulta em uma nova grandeza, abrangendo todas as características dos sinais das duas grandezas iniciais. Na metrologia legal de faturamento de energia vigente, não há interesse na forma de onda da tensão e corrente, mas somente no aspecto quantitativo do produto tensão por corrente.

Em contrapartida, nas análises de QEE, busca-se uma avaliação qualitativa do comportamento do sistema, havendo interesse no perfil das senóides de tensão e corrente, no intuito de se identificar perturbações tais como ruídos, variações de curta duração, cintilações e composição harmônica das fases.

Assim, avaliar o perfil senoidal de cada fase, referenciada a um ponto estável e comum, permite não só a comparação das três senóides de tensão ou corrente do sistema, mas também garantir a identidade de cada fase, com suas perturbações inerentes.

No capítulo seguinte, busca-se averiguar no ambiente de simulação aquilo que foi encontrado nas medições realizadas em campo, ou seja, a existência de diferença na obtenção de índices de qualidade de energia através de medições fase-fase e fase-neutro.

6. Simulação de Redes Utilizando Parâmetros Reais

A terceira etapa prática desse trabalho teve por objetivo retornar ao ambiente de simulação, provido dos resultados das medições em campo, buscando-se a reprodução do comportamento de uma rede de distribuição real, bem como a obtenção de índices de DTT % através da aquisição fase-neutro e fase-fase de sinais simulados.

Esta etapa possibilitou um aprofundamento e aprimoramento do uso da ferramenta de simulação, assim como a validação do que fora constatado em campo em relação às diferenças de resultados dos índices para as duas topologias de medição em estudo.

6.1. Recursos para Simulação

As simulações realizadas buscaram reproduzir e comprovar os resultados reais encontrados nas campanhas de medição. Para tanto, foram necessários alguns recursos para garantir a fidelidade das reproduções e a comparabilidade com os resultados de campo.

O *software* utilizado nas simulações foi o mesmo da primeira etapa prática deste trabalho, o ATPDraw. Trata-se de um software livre derivado do ATP (Alternative Transients Program), que é uma ferramenta bastante difundida no meio acadêmico para simulação de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica.

Além do ATPDraw, foi necessário o uso de softwares específicos da distribuidora, dentre eles, destaca-se o *Software Rede*, um programa de fluxo de potência de desenvolvimento e uso interno da empresa, que forneceu informações dos sistemas

elétricos em análise, tais como impedâncias dos circuitos, os níveis de curto-circuito, o carregamento de alimentadores, as quedas de tensão e a distribuição das cargas ao longo dos circuitos estudados.

6.2. Metodologia e Parâmetros para Simulação

A metodologia e parâmetros aplicados na realização de simulações no ATPDraw apresentam algumas peculiaridades em relação à metodologia e parâmetros utilizados nas medições reais. Por se tratar de um simulador de transitórios, as análises e obtenção de resultados dos indicadores de distorção harmônica referem-se a um instante particular do sistema, ao passo que nas medições reais, tem-se um perfil dessas distorções em regime permanente.

No entanto, como o objetivo do trabalho é apresentar as diferenças existentes na obtenção do índice de DTT % para duas topologias distintas de medição, é necessário esclarecer que as distorções harmônicas são características presentes tanto em regime permanente, quanto em um instante particular do sistema, haja vista que o índice DTT % representa uma análise qualitativa do sinal da tensão, e é obtido através da Equação 6.1, em que a variável V_h representa a amplitude das tensões harmônicas de ordem h , obtidas por série de Fourier aplicada ao sinal até um determinado número de frequências de interesse, e V_1 representa a amplitude da tensão fundamental do sistema.

$$DTT \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{m\acute{a}x}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (6.1)$$

O índice de distorção harmônica individual de tensão $DIT_h \%$ é obtido através da Equação 6.2.

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (6.2)$$

Como os dados para a realização das simulações foram obtidos de resultados reais de medição, se estabeleceu que o índice DTT % obtido nas simulações seria calculado através da decomposição da senóide de tensão em 30 ordens harmônicas, múltiplas inteiras (1, 2, 3, 4... 30) da frequência fundamental do sistema, que é 60 Hz. Esse também foi o número de frequências consideradas na obtenção dos índices das campanhas de medição realizadas.

Quanto aos demais parâmetros da rede de distribuição utilizados na simulação, todos foram obtidos da base de dados da distribuidora de energia, dentre eles a fonte do sistema com todas as suas características elétricas, as impedâncias dos cabos, das cargas e transformadores e os níveis de curto-circuito nos pontos de interesse, conforme detalhamento abaixo:

- Fonte de tensão de 11,9 kV – 60 Hz, configurada com o perfil senoidal da primeira medição realizada em campo;
- Cabo alimentador tipo A470 com 300 m de comprimento (padrão de cabo comumente utilizado pelas distribuidoras de energia), representando a distância elétrica entre a subestação e os pontos medidos;
- 3 transformadores de 11,9/0,220 kV de 1 MVA, saturáveis, ligados em delta/estrela-aterrada, representando a carga do consumidor medido;
- Banco de Capacitor de 600 kvar instalado próximo ao ponto medido;
- Carga RL com fator de potência de 0,92, representando todas as demais cargas do sistema à jusante do ponto medido.

A Figura 28 apresenta o diagrama da rede simulada no ATPDraw.

Figura 28 - Diagrama da Rede Confeccionada no ATPDraw com base na Rede da 2ª Campanha de Medição em Campo

Os dados de tensão utilizados na parametrização das fontes senoidais da rede simulada no ATPDraw são apresentados nas figuras a seguir, que são oscilografias das três fases do sistema real, obtidas na segunda medição fase-neutro realizada diretamente no alimentador da distribuidora.

A escolha do uso de fontes de tensão harmônica ao invés de fontes de corrente harmônica para as simulações está relacionada aos seguintes fatores, dentre outros:

- Contribuições harmônicas de corrente estão dispersas no alimentador, sendo impossível identificar suas origens através da forma como as medições foram realizadas (2 pontos de conexão);
- O uso de fontes de tensão harmônica possibilita o controle forçado do comportamento das harmônicas de tensão, permitindo variações de desequilíbrio e incremento de harmônicas necessárias para a avaliação das duas formas de medição.

Figura 29 - Oscilografia FN da Fase A - Instante do Sistema da 2ª Campanha de Medição

Figura 30 - Oscilografia FN da Fase B - Instante do Sistema da 2ª Campanha de Medição

Figura 31 - Oscilografia FN da Fase C - Instante do Sistema da 2ª Campanha de Medição

A partir dessas informações fasoriais disponibilizadas pelo medidor, juntamente com os parâmetros físicos da rede real foi possível confeccionar uma rede para simulação no ATPDraw.

Com a rede parametrizada, foram realizados diversos testes e ajustes para o seu aperfeiçoamento, buscando-se reproduzir fielmente as condições encontradas em campo.

Após essa etapa, constatou-se que a rede estava adequada para os trabalhos de simulação, pois o maior erro quadrático médio encontrado entre as medidas e as simulações de $DIT_h \%$ foi de 0,097 % e, no cômputo do indicador DTT %, o maior erro encontrado foi de 0,002 %, ambos obtidos através das Equações 6.3 e 6.4.

$$erro_{DIT_h\%} = \sqrt{\frac{(DIT_h^{medido} - DIT_h^{simulado})^2}{2}} \times 100\% \quad (6.3)$$

$$erro_{DTT\%} = \sqrt{\frac{(DTT^{medido} - DTT^{simulado})^2}{2}} \times 100\% \quad (6.4)$$

Na sequência, os gráficos apresentam um comparativo dos valores de $DIT_h \%$ e DTT % da oscilografia da medição e do resultado dessa primeira simulação, que teve por objetivo validar a rede confeccionada no ATPDraw.

Figura 32 - Erro Quadrático Médio entre os Índices DIT_h % e DTT % da Medição FN e da Simulação FN - Fase A

Figura 33 - Erro Quadrático Médio entre os Índices DIT_h % e DTT % da Medição FN e da Simulação FN - Fase B

Figura 34 - Erro Quadrático Médio entre os Índices DIT_h % e DTT % da Medição FN e da Simulação FN - Fase C

A Figura 35 é uma sobreposição das imagens do perfil de tensão da oscilografia e da simulação fase-neutro (fase A) do sistema.

Figura 35 - Sobreposição de Imagens - Gráfico da Fase A obtido no ATPDraw e Gráfico da Oscilografia (Medição Real) da Fase A

Cabe aqui ressaltar que a construção da rede no simulador foi baseada apenas nos dados de medição fase-neutro realizados no alimentador da distribuidora através do medidor conectado diretamente nos cabos de média tensão.

Finalizada a etapa de validação da rede confeccionada no ATPDraw, iniciou-se uma sequência de simulações com o intuito de avaliar o impacto causado pela variação das componentes harmônicas no resultado dos índices de DTT % obtidos através de análise fase-neutro e fase-fase.

Assim, o item seguinte irá apresentar e discorrer sobre os resultados obtidos, possibilitando uma avaliação mais aprofundada do assunto no ambiente controlado das simulações.

6.3. Avaliação de Resultados das Simulações

As simulações realizadas tiveram como principal objetivo a busca da reprodução em ambiente controlado dos resultados encontrados em campo, mais especificamente, das diferenças na obtenção dos indicadores de distorção harmônica quando um mesmo ponto de acoplamento do sistema é medido através de duas topologias diferentes, fase-neutro e fase-fase.

Através de uma oscilografia fase-neutro do sistema (obtida pelo medidor), que é um registro instantâneo do comportamento das senóides de tensão, com o perfil de amplitude e ângulo das componentes harmônicas (da 1ª a 30ª), foi possível alimentar a simulação com dados reais.

No entanto, um registro instantâneo do sistema pode não representar seu comportamento em regime permanente, já que um sistema real, em particular, o fluxo de potência harmônico de um sistema real, é extremamente dinâmico, pois as

fontes de geração e consumo de distúrbios harmônicos estão presentes em todos os pontos de acoplamento do sistema.

Nesse aspecto, cabe ressaltar que o estudo proposto não tem por objetivo avaliar a resposta do sistema elétrico às distorções harmônicas ao longo do tempo, mas sim, identificar e explicar os motivos pelos quais podem surgir diferenças significativas na obtenção de indicadores de qualidade de energia quanto utilizadas diferentes topologias de medição para obtenção desses índices.

Como consequência disso, o aprofundamento no assunto através das diversas bibliografias e de especialistas consultados, trouxe a necessidade de avaliação do problema em regime transitório, para que se pudesse observar o comportamento da amplitude e dos ângulos das tensões do sistema trifásico quando a medição de suas grandezas fosse realizada com referência entre fases ou entre fase e neutro.

Assim, tomou-se como ponto de partida das simulações a utilização dos dados das tensões fase-neutro da segunda medição realizada, que apresentou as menores diferenças percentuais entre os índices DTT % do que a primeira medição, no comparativo fase-neutro *versus* fase-fase. Outro fator pertinente à escolha da rede da segunda medição para as simulações foi devido à complexidade encontrada no perfil das cargas do alimentador, que era bem menor em relação ao do alimentador da primeira medição.

Conforme descrito no item anterior, a rede confeccionada apresentou comportamento praticamente idêntico ao da rede real, com erros pouco significativos entre os resultados comparativos do perfil harmônico. Frente a esse fato, a primeira simulação teve como premissa a obtenção de índices de DIT_h % e DTT % da topologia fase-fase a partir dos dados reais da medição fase-neutro.

O resultado dessa simulação é apresentado no gráfico da Figura 36.

Figura 36 - Comparativo das DIT_h% e DTT % da Simulação FN e FF

O gráfico da Figura 36 apresenta um comparativo entre as distorções individuais e totais (valores em percentual) das três fases do sistema, sendo as barras de tom azulado representantes dos resultados da topologia fase-neutro e as barras de tom alaranjado da topologia fase-fase.

Embora as amplitudes da maior parte das distorções individuais serem pouco significativas para a composição da distorção harmônica total desse sistema, é interessante observar que há algumas diferenças entre os valores fase-neutro e fase-fase obtidos.

Para uma melhor visualização dessas diferenças, foi elaborado o gráfico da Figura 37. As barras desse gráfico representam o maior dentre os três valores de distorção individual e total do gráfico anterior, para cada topologia estudada.

Figura 37 - Diferença % entre os Maiores Índices de DIT_h % e DTT % Obtidos pelas Duas Topologias Simuladas (FN e FF)

Esse critério de utilização dos maiores valores entre as três fases para cômputo do indicador foi o mesmo utilizado nas análises de medições reais já apresentadas. A diferença aqui é que estão sendo avaliadas as diferenças percentuais para cada harmônica e para a distorção harmônica total do sistema, tendo em vista que se trata de uma análise instantânea do perfil das tensões, ao passo que nas medições em campo, estavam sendo analisadas as diferenças entre os índices diários de distorção harmônica total, obtidos através de registros em regime permanente e já tratados estatisticamente (percentil 95 %).

Observa-se que, no cômputo do índice de DTT % foi encontrada pouca diferença percentual entre as topologias fase-neutro e fase-fase dessa simulação. Isso se deve ao fato de que as ordens harmônicas predominantes (3ª, 5ª e 7ª) nesse instante do sistema também não apresentaram diferenças percentuais significativas nas duas formas de análise.

Essa condição do sistema mostra-se bastante favorável à conceituação de que não há diferenças significativas na obtenção de indicadores de distorção harmônica através de medições fase-neutro ou fase-fase, pois a diferença percentual entre os dois indicadores DTT % obtidos resultou em apenas 3 %.

No entanto, a característica do instante tomado como base para as simulações demonstra um sistema bastante estável, sem desequilíbrios significativos entre as tensões e sem forte predominância de alguma componente harmônica. Assim

sendo, o próximo passo evolutivo do estudo simulatório foi alterar as condições iniciais do sistema simulado para averiguar os impactos nas duas alternativas de medição.

A ideia inicial foi aplicar de modo controlado um incremento nas amplitudes das ordens harmônicas da fonte de tensão da rede, sem, contudo, alterar seus ângulos, no intuito de criar condições mais extremas ao sistema sem descaracterizá-lo ou desestabilizá-lo.

Assim, para cada simulação seguinte, foi mantida apenas a tensão fundamental do sistema e uma única componente harmônica ativa por vez. Alterou-se a amplitude da ordem harmônica ativa para um valor que representa 10 % da amplitude da tensão fundamental, zerando-se a amplitude de todas as demais ordens.

Associada a essa condição, aplicou-se um desequilíbrio (fase-fase) de 2 % (valor limite sugerido no PRODIST) entre as tensões fundamentais do sistema. Essas alterações tiveram por objetivo criar condições mais extremas à rede, tendo em vista que nas simulações primordiais desse estudo apresentadas no Capítulo 4, percebeu-se um incremento nas diferenças percentuais entre as duas topologias de medição quando aplicadas alterações na fonte do sistema.

Para tornar mais objetiva a análise dos resultados, foram elaborados os gráficos apresentados na sequência, que contemplam os resultados de todas as 29 simulações realizadas, cada qual com o incremento na amplitude de apenas uma das ordens harmônicas múltiplas da fundamental do sistema (da 2ª à 30ª ordem).

As barras em tom azulado representam os resultados dos índices de distorção para a topologia de medição fase-neutro. As barras em tom alaranjado representam os resultados para a topologia fase-fase. Em cada figura, o gráfico inferior ilustra os resultados (fase-fase e fase-neutro) para as três fases do sistema, e o gráfico superior destaca os maiores valores entre as três fases, determinando os índices DIT_h % da ordem em estudo e o DTT % do sistema.

Nesse gráfico superior de cada figura, em vermelho, os triângulos apresentam a diferença percentual entre os resultados fixados como índice para cada uma das

duas topologias. Para esse cálculo, realizou-se a mesma operação utilizada nas análises das simulações iniciais e das medições (Equação 4.1).

Figura 38 - Incremento da 2ª Harmônica

Figura 41 - Incremento da 5ª Harmônica

Figura 39 - Incremento da 3ª Harmônica

Figura 42 - Incremento da 6ª Harmônica

Figura 40 - Incremento da 4ª Harmônica

Figura 43 - Incremento da 7ª Harmônica

Figura 44 - Incremento da 8ª Harmônica

Figura 47 - Incremento da 11ª Harmônica

Figura 45 - Incremento da 9ª Harmônica

Figura 48 - Incremento da 12ª Harmônica

Figura 46 - Incremento da 10ª Harmônica

Figura 49 - Incremento da 13ª Harmônica

Figura 50 - Incremento da 14ª Harmônica

Figura 53 - Incremento da 17ª Harmônica

Figura 51 - Incremento da 15ª Harmônica

Figura 54 - Incremento da 18ª Harmônica

Figura 52 - Incremento da 16ª Harmônica

Figura 55 - Incremento da 19ª Harmônica

Figura 56 - Incremento da 20ª Harmônica

Figura 59 - Incremento da 23ª Harmônica

Figura 57 - Incremento da 21ª Harmônica

Figura 60 - Incremento da 24ª Harmônica

Figura 58 - Incremento da 22ª Harmônica

Figura 61 - Incremento da 25ª Harmônica

Figura 62 - Incremento da 26ª Harmônica

Figura 64 - Incremento da 28ª Harmônica

Figura 63 - Incremento da 27ª Harmônica

Figura 65 - Incremento da 29ª Harmônica

Figura 66 - Incremento da 30ª Harmônica

Para a análise desses 29 casos de simulações realizados é necessário tentar estabelecer aspectos comuns e incomuns entre cada gráfico.

Primeiramente, é possível observar uma característica bastante distinta entre cada simulação: apesar dos critérios iniciais estabelecidos serem os mesmos em todos os casos, as diferenças percentuais que o incremento de cada ordem harmônica causou nas duas topologias de medição foram muito distintas. Como exemplo disso, foi possível verificar uma diferença percentual de 0 % nos índices obtidos por fase-neutro e fase-fase no caso de incremento da 5ª harmônica e uma diferença percentual de 56 % no caso de incremento da 18ª harmônica.

Em segundo lugar, cabe observar que a resposta da avaliação fase-neutro das tensões foi bastante estável em todas as ordens harmônicas, sendo que para todos os casos, o índice de DIT_h % das três fases avaliadas nessa topologia esteve em média próximo dos 9 %, como mostram as barras de tom azul dos gráficos inferiores de cada figura.

As pequenas variações entre essas distorções individuais da topologia fase-neutro de todas as ordens harmônicas, que permaneceram na faixa de 8 % a 11 % de distorção, podem estar relacionadas à premissa de desequilíbrio de tensão adotada nas simulações, que conforme explicado, foi fixado em 2 %.

Esse resultado comum entre todos os casos permite pressupor que as diferenças entre os índices obtidos por topologia fase-neutro e fase-fase não estão estritamente relacionados à amplitude de uma ordem harmônica, mas também com outras características do sistema, pois a resposta em amplitude para os valores fase-neutro de todas as ordens foi muito próxima da amplitude aplicada pela fonte (10% da fundamental).

Por fim, a avaliação do comportamento das distorções harmônicas obtidas pela topologia fase-fase nas simulações, apontadas pelas barras em tom alaranjado nos gráficos, demonstra que não há um comportamento comum entre os resultados das distorções obtidos com essa topologia. Houve casos de determinadas ordens harmônicas em que as três fases apresentaram resultados muito próximos entre si e no entorno dos 9 %, como na topologia fase-neutro. Porém, em alguns casos, cada

fase apresentou resultados muito distintos entre si, ou muito abaixo da amplitude harmônica aplicada pela fonte (10% da fundamental).

Esgotadas as avaliações da amplitude das distorções, chega-se a conclusão de que a única variável restante capaz de influenciar na diferença dos indicadores de distorção harmônica obtidos através de medições fase-neutro ou fase-fase é a característica angular dos fasores das ordens harmônicas.

Como em todas as simulações foram preservados os ângulos reais de cada componente harmônico, obtidos da medição realizada em campo, os testes realizados com o incremento individual da amplitude de cada ordem harmônica puderam demonstrar que, para um sistema trifásico real, que abrange características tais como desequilíbrio e condições fasoriais não homogêneas de ângulo de todas as ordens harmônicas das fases, há grande impacto no cômputo de indicadores de distorção quando utilizada a topologia de análise fase-fase do sistema.

A explicação para esse impacto parte do princípio matemático de que a análise fase-fase contempla a avaliação de um sinal senoidal que é resultado de uma operação de subtração de dois outros sinais senoidais. De maneira mais simplificada e deixando de lado a característica temporal dos sinais do sistema, a análise fase-fase implica a realização de uma operação de subtração fasorial em que, para a obtenção dos fasores fase-fase de tensão $\vec{V}_{ab}$, $\vec{V}_{bc}$ e $\vec{V}_{ca}$, é necessário subtrair o fasor $\vec{V}_a$ de $\vec{V}_b$, $\vec{V}_b$ de $\vec{V}_c$ e $\vec{V}_c$ de $\vec{V}_a$.

Voltando à análise temporal, essa operação de subtração de sinais senoidais resulta em novo sinal senoidal, com perfil completamente distinto tanto do sinal senoidal minuendo quanto do subtraendo da operação.

Ao se aplicar uma transformada de Fourier nesse novo sinal fase-fase resultante, se obtém novos valores de amplitude e ângulo para cada ordem harmônica, haja vista que na operação de subtração, tanto a componente fundamental do sistema quanto as componentes das demais frequências tiveram seus módulos e ângulos subtraídos. É importante ainda frisar que, uma vez realizada essa operação, não é possível o retorno às condições iniciais das senóides referenciadas ao neutro. Em outras palavras, de posse de valores de tensão das três fases referenciados ao

neutro, é possível obter os valores de tensão fase-fase, mas a recíproca não é verdadeira.

O capítulo seguinte tem o objetivo de explicar através da teoria matemática quais são as consequências dessas operações entre sinais senoidais e quais as suas implicações na obtenção de índices de distorção harmônica.

7. Fundamentação Teórica dos Resultados Obtidos nas Campanhas de Medição e Simulações

Em um sistema trifásico ideal, com presença de componentes harmônicas múltiplas da fundamental e referenciado ao neutro, pressupõe-se que, tanto para a frequência fundamental do sistema, quanto para as demais frequências harmônicas, há equilíbrio entre as amplitudes das três fases e seus deslocamentos angulares são constantes e equilibrados.

Assim, se adotada a opção do fechamento em delta desse sistema ideal, que matematicamente é operar uma diferença fasorial entre as fases (p.e.: $\overrightarrow{V_{ab}} = \overrightarrow{V_a} - \overrightarrow{V_b}$), é possível se presumir alguns impactos dessa operação. Dentre esses impactos observa-se o incremento de um fator $\sqrt{3}$ na amplitude e o deslocamento angular de 30° de todas as ordens harmônicas múltiplas da fundamental do sistema. Consequentemente, nesse sistema ideal, a divisão do sinal fase-fase por $\sqrt{3}$ e a redução angular de 30° em cada fase retorna-o aos valores de tensão fase-neutro.

Esse conceito idealizado do sistema trifásico é responsável pela criação de alguns paradigmas do Setor Elétrico, tais como:

- O paradigma da inexistência de componentes harmônicas de sequência zero nos sistemas trifásicos reais em que todas as cargas e equipamentos são conectados em topologia delta no lado primário.
- O paradigma de que em um sistema trifásico real, no qual todas as cargas e equipamentos são conectados em topologia delta no lado primário, não há diferenças significativas no perfil senoidal fase-fase ou fase-neutro dos sinais de tensão, salvo por um deslocamento angular de 30° e um incremento de um de fator $\sqrt{3}$ na amplitude do sinal.
- O paradigma de que apenas a componente fundamental do sistema é responsável pela potência útil e potência aparente do sistema, sendo as demais componentes harmônicas consideradas ruídos e poluição, tornando-as não responsáveis pela geração de trabalho ou perdas técnicas

nos circuitos. Esse paradigma foi confrontado com a publicação da última revisão da Norma IEEE1459-2010, que apresentou uma decomposição muito interessante da potência aparente dos sistemas reais, conforme ilustra a Figura 67.

Figura 67 - Árvore da Potência Aparente e suas Componentes - Adaptada da IEEE1459-2010

O rompimento com esses paradigmas é de extrema importância para que seja dada a devida ênfase a problemas de qualidade do produto já existentes nos sistemas de distribuição de energia e que estão sendo tratados com indiferença por alguns agentes do setor, seja por desconhecimento dos reais impactos que novas conceituações do comportamento do sistema trazem à sua operação, manutenção e planejamento, seja por desinteresse econômico, considerando-se que no país, tais agentes consideram qualidade de energia como a manutenção da continuidade do fornecimento e de seus indicadores.

7.1. O Comportamento Fasorial dos Sistemas Elétricos Reais e suas Implicações nas Medições de Qualidade de Energia

Amparado dos resultados e considerações dos dois capítulos anteriores, esse trabalho procura auxiliar com o rompimento dos paradigmas citados neste capítulo, demonstrado ainda a existência de grandes barreiras técnicas, dentre elas algumas características físicas e conceituais do setor elétrico nacional, que implicam em dificuldades para o avanço da qualidade de energia no Brasil.

Uma delas, já bastante debatida nos capítulos iniciais do trabalho, é a utilização de apenas dois dispositivos transdutores de tensão e corrente para medição em PACs do sistema, tais como subestações de distribuição e cabines de energia de consumidores de média tensão.

Os resultados das medições realizadas em campo, apresentados no Capítulo 5, mostraram diferenças significativas no cômputo dos indicadores de Distorção Harmônica Total de Tensão, para campanhas realizadas em um mesmo ponto do sistema, utilizando-se topologias diferentes de conexão de transdutores.

A primeira campanha de medição realizada e os resultados obtidos foram o grande motivador das investigações aprofundadas desse trabalho acadêmico, pois as grandes diferenças observadas nos valores de indicadores DTT % para as duas topologias estudadas causaram grande impacto conceitual sobre o comportamento das componentes harmônicas nos sistemas de distribuição.

Esse impacto inicial motivou a elaboração de um estudo primário bastante simplificado, e abordando apenas simulações de uma rede fictícia, para a confirmação de que resultados tão discrepantes eram passíveis de ocorrer com as duas topologias de medição. Esse estudo primário, por sua vez, resultou na elaboração de um artigo técnico publicado na IX CBQEE em 2011, cujos resultados foram discutidos no Capítulo 4 dessa dissertação e, a publicação na íntegra do artigo é disponibilizada no Anexo A desse documento. Esse trabalho demonstrou que diferenças na obtenção de indicadores de distorção harmônicas utilizando-se

topologias distintas de conexão de transdutores de tensão são passíveis de ocorrer, o que deu suporte a continuidade dos estudos.

Na sequência, foi possível realizar uma nova campanha de medição no sistema elétrico da distribuidora e, novamente, foram obtidos índices bastante diferentes para os dois métodos de análise das tensões em estudo.

Assim, deu-se início à confecção de uma rede elétrica no simulador ATPDraw com as mesmas características da rede real onde foi realizada a segunda campanha de medição. O motivo da escolha dessa segunda campanha como base para as simulações realizadas foi devido à possibilidade de confeccionar no simulador uma rede mais simplificada, reduzindo-se a incidência de erros, tendo em vista a inexistência de cargas não lineares de grande porte nessa rede e o seu perfil harmônico ser bastante comum ao encontrado na maior parte dos alimentadores das redes de distribuição.

Novamente, os resultados obtidos nessas simulações foram análogos aos das medições realizadas, apontando diferenças expressivas na obtenção de indicadores DTT % através das duas topologias de conexão de transdutores.

Com o suporte dessas três etapas do estudo concluídas (simulação de uma rede fictícia, medição de redes reais e simulação com dados de redes reais), a primeira inferência que este trabalho oferece é a garantia de que há diferenças apreciáveis na obtenção de índices de distorção harmônica de um sistema elétrico quando utilizadas referências fase-neutro e fase-fase dos sinais de tensão.

Diante dessa comprovação, emerge um questionamento intrínseco à inferência, que diz respeito à essência dessas diferenças encontradas. A resposta a essa indagação está fundamentada em conceitos matemáticos e na compreensão do comportamento real de sistemas elétricos trifásicos.

O problema das diferenças encontradas no cálculo dos índices de distorção harmônica através de referências fase-neutro ou fase-fase está relacionado à operação fasorial realizada para que se salte de uma referência à outra.

Uma das formas de se demonstrar o comportamento de um sistema elétrico trifásico com múltiplas frequências é através da análise fasorial dos sinais senoidais. Essa

análise demonstra que, para um instante fixado, as tensões de um sistema trifásico ideal (perfeitamente equilibrado e com defasagem angular constante em todas as frequências) podem ser representadas por três fasores com defasagem angular de 120° entre si.

Figura 68 - Diagrama Fasorial de um Sistema Trifásico Ideal - Referência Fase-Neutro

A Figura 68 é a representação fasorial de um sistema trifásico ideal com referência a um ponto comum, que é neutro, para a frequência fundamental. Ao tomar-se como referência uma fase em relação à outra nesse mesmo sistema, realiza-se uma operação fasorial subtrativa entre as tensões $\vec{V_a}$, $\vec{V_b}$ e $\vec{V_c}$, duas a duas (p.e.: $\vec{V_{ab}} = \vec{V_a} - \vec{V_b}$).

Assim, o mesmo sistema supracitado representado por tensões fase-fase adquire nova configuração fasorial, com incremento de um fator $\sqrt{3}$ nas suas amplitudes e um deslocamento angular de 30° , caso as operações sejam realizadas na sequencia horária, ou seja:

$$\vec{V_{ab}} = \vec{V_a} - \vec{V_b} \quad (7.1)$$

$$\vec{V_{bc}} = \vec{V_b} - \vec{V_c} \quad (7.2)$$

$$\overrightarrow{V_{ca}} = \overrightarrow{V_c} - \overrightarrow{V_a} \quad (7.3)$$

Em termos de amplitude e defasagem angular, a nova representação fasorial do sistema fase-fase com base na representação fase-neutro seria conforme a Figura 69:

Figura 69 - Diagrama Fasorial de um Sistema Trifásico Ideal com Referência Fase-Fase

Com base nesse conceito inicial para a frequência fundamental do sistema ideal, é necessário compreender que, para todas as demais frequências do sistema múltiplas da fundamental, a mesma alteração fasorial ocorre quando realizada a mudança de referência de fase-neutro para fase-fase, com algumas considerações importantes:

- Para as harmônicas de sequência direta (4ª, 7ª, 10ª, 13ª, 16ª, 19ª, 22ª, 25ª, 28ª), a operação subtrativa implica em um deslocamento angular de 30° do fasor fase-fase em relação ao fasor fase-neutro, assim como ocorre com a componente fundamental do sistema (Figura 70);

Figura 70 - Diagrama Fasorial para as Harmônicas de Sequência Direta - Transformação do Sistema FN para FF

- Já para as harmônicas de sequência inversa (2^a , 5^a , 8^a , 11^a , 14^a , 17^a , 20^a , 23^a , 26^a , 29^a), a operação subtrativa implica em um deslocamento angular de -30° do fasor fase-fase em relação ao seu fasor fase-neutro de referência (Figura 71);

Figura 71 - Diagrama Fasorial para as Harmônicas de Sequência Inversa - Transformação do Sistema FN para FF

- E por fim, para as componentes de sequência zero (3ª, 6ª, 9ª, 12ª, 15ª, 18ª, 21ª, 24ª, 27ª, 30ª), essa mudança de referência do sistema para fase-fase resulta no cancelamento das componentes, já que nas três fases do sistema elas são iguais fasorialmente, ou seja, não apresentam defasagem angular entre si e possuem mesma amplitude, implicando em uma resultante zero na realização da operação subtração (Figura 72).

$$V_{ab} 3^{aH} = V_{bc} 3^{aH} = V_{ca} 3^{aH} = 0$$

$$V_a 3^{aH} = V_b 3^{aH} = V_c 3^{aH}$$

Figura 72 - Diagrama Fasorial para as Harmônicas de Sequência Zero - Transformação do Sistema FN para FF

Fixados esses conceitos de sistemas trifásicos ideais, é necessário compreender o comportamento extremamente dinâmico dos sistemas trifásicos reais.

No conceito geométrico dos sistemas trifásicos reais, a dinâmica do comportamento fasorial implica em resultados diferentes dos encontrados nas operações fasoriais de sistemas ideais. Uma das formas de analisar essa questão é assimilar que nos sistemas reais as componentes harmônicas operam de modo desassociado da componente fundamental do sistema. Essa tratativa presume a existência de múltiplos sistemas trifásicos operando de maneira independente para cada frequência, cada qual com sua fonte de tensão e cada qual interagindo com as impedâncias do circuito elétrico de forma particular.

Nesse contexto, o sistema real apresenta desequilíbrios em suas amplitudes e defasagens angulares inconstantes tanto para a frequência fundamental quanto para as frequências múltiplas da fundamental. Esse comportamento dinâmico implica na determinação de uma identidade muito particular a cada fase do sistema.

Assim sendo, o estudo do perfil senoidal de cada fase exige uma referência comum e estável para que sejam realizadas avaliações comparativas entre as próprias fases e entre padrões pré-definidos.

Por essa razão, no campo da Qualidade de Energia, realizar a análise de um sinal fase-fase implica em avaliar a senoide de uma fase em relação à de outra, a qual

também é foco do estudo. Em outras palavras, utilizar um sinal senoidal, a princípio desconhecido, como referência para avaliar um outro sinal senoidal, também desconhecido, impossibilita a manutenção da comparabilidade entre os próprios sinais e entre outras referências ou padrões pré-estabelecidos. E é isso o que ocorre quando se avalia o perfil harmônico de uma medição fase-fase, pois o que está sendo avaliado é um sinal senoidal em relação a outro, ou fasorialmente, um sinal que é resultado da subtração de dois outros.

Esse conceito implicar em uma única solução para as avaliações de Qualidade de Energia, que é a utilização de uma referência única e estável para a obtenção de índices de distorções de um sistema trifásico.

Os paradigmas quanto a esse assunto estão fortemente relacionados à característica física dos sistemas elétricos do país, pois sempre se justificou a utilização de apenas dois transformadores de potencial para a composição de conjuntos de medição e/ou faturamento em sistemas nos quais as cargas são conectadas em topologia delta do lado primário, pela teoria do método dos dois wattímetros.

O método dos dois wattímetros é perfeitamente aplicável para a obtenção das potências do sistema e, por consequência, da energia consumida, haja vista que no sistema fechado em delta, não há caminhos para a fuga de correntes ou tensões, e o produto da tensão pela corrente, resultando na potência aparente, abrange todo o conteúdo de cada uma das grandezas.

Contudo, para as avaliações de Qualidade de Energia, e especificamente nos estudos de impacto das distorções harmônicas do sistema, é necessário se preservar a identidade dos sinais de tensão e corrente, para que seja possível a obtenção de índices referenciados a um ponto comum, o que não é possível pelas condições físicas impostas pelo método de dois wattímetros.

O próximo subitem busca apresentar, através de cálculos com dados reais, como a subtração fasorial da passagem de um sistema fase-neutro para fase-fase pode implicar em índices completamente diferentes de DTT %.

7.2. Demonstração Geométrica das Diferenças em Medições Fase-Neutro e Fase-Fase

De posse do embasamento teórico que rege o comportamento das componentes harmônicas em sistemas reais, é possível realizar cálculos para que sejam demonstradas as diferenças na realização de uma análise fase-neutro ou fase-fase de um sistema real.

Assim, tomando-se o perfil harmônico de um instante do sistema real da primeira medição realizada, que em momento algum foi contemplada nas simulações com o *software* ATPDraw, serão demonstradas, para esse instante, as diferenças no cômputo dos índices de distorção após a realização das operações subtrativas nos fasores fase-neutro para obtenção de fasores fase-fase do sistema.

As figuras na sequência são oscilografias de cada fase do sistema, obtidas pelo *software* do medidor fase-neutro conectado diretamente nos cabos de média tensão da primeira campanha de medição realizada. Delas serão extraídos os valores de tensão de cada ordem harmônica do sistema (da 1ª à 30ª ordem).

Figura 73 - Oscilografia FN da Fase A - Instante do Sistema da 1ª Campanha de Medição

Figura 74 - Oscilografia FN da Fase B - Instante do Sistema da 1ª Campanha de Medição

Figura 75 - Oscilografia FN da Fase C - Instante do Sistema da 1ª Campanha de Medição

A Tabela 1 apresenta as tensões das três fases extraídas das oscilografias supracitadas, com suas respectivas amplitudes, ângulos e o valor das distorções harmônicas individuais e totais. Assim como para todas as outras análises desse trabalho, foram desconsideradas as componentes de corrente contínua e a 31ª harmônica das oscilografias.

Tabela 1 - Amplitudes, Ângulos e DIT_h % de cada Fase do Sistema - Oscilografia da 1ª Medição

Componente Harmônica	Fase A			Fase B			Fase C		
	Tensão [V]	Ângulo [°]	DIT _h [%]	Tensão [V]	Ângulo [°]	DIT _h [%]	Tensão [V]	Ângulo [°]	DIT _h [%]
1ª	11007,680	1,840	-	10907,080	243,000	-	10905,900	122,520	-
2ª	195,770	310,600	1,780%	63,020	306,610	0,580%	102,350	301,640	0,940%
3ª	95,910	231,060	0,870%	89,310	125,000	0,820%	67,550	222,500	0,620%
4ª	27,780	78,190	0,250%	73,350	19,970	0,670%	79,100	291,680	0,730%
5ª	105,000	98,090	0,950%	200,900	292,680	1,840%	77,660	20,880	0,710%
6ª	107,330	39,060	0,980%	75,820	138,050	0,700%	128,620	43,200	1,180%
7ª	102,440	141,450	0,930%	144,510	12,410	1,320%	169,750	259,350	1,560%
8ª	28,720	245,980	0,260%	49,100	59,630	0,450%	99,490	327,100	0,910%
9ª	129,660	70,150	1,180%	130,580	68,300	1,200%	73,310	11,810	0,670%
10ª	117,620	228,040	1,070%	118,010	225,470	1,080%	174,310	167,070	1,600%
11ª	37,360	344,470	0,340%	158,220	204,770	1,450%	39,010	321,540	0,360%
12ª	184,180	27,960	1,670%	93,750	19,320	0,860%	95,170	1,760	0,870%
13ª	8,790	326,340	0,080%	96,540	181,750	0,890%	16,770	42,200	0,150%
14ª	67,980	283,740	0,620%	74,140	294,580	0,680%	64,120	237,320	0,590%
15ª	78,640	301,940	0,710%	81,280	306,760	0,750%	67,760	216,500	0,620%
16ª	144,210	84,410	1,310%	131,880	88,310	1,210%	132,110	21,110	1,210%
17ª	7,860	193,720	0,070%	54,410	12,000	0,500%	109,650	311,050	1,010%
18ª	96,280	201,220	0,870%	148,810	202,030	1,360%	64,410	158,520	0,590%
19ª	18,190	145,580	0,170%	71,410	208,480	0,650%	37,790	129,210	0,350%
20ª	124,830	106,260	1,130%	95,640	94,040	0,880%	92,010	4,390	0,840%
21ª	80,470	13,580	0,730%	27,670	48,500	0,250%	129,500	352,240	1,190%
22ª	141,060	279,440	1,280%	135,920	263,670	1,250%	19,000	115,020	0,170%
23ª	67,870	215,660	0,620%	24,470	207,690	0,220%	73,240	222,980	0,670%
24ª	79,290	173,430	0,720%	131,230	189,000	1,200%	56,330	349,860	0,520%
25ª	144,370	101,760	1,310%	79,440	90,770	0,730%	86,690	102,530	0,790%
26ª	101,130	347,750	0,920%	121,980	353,330	1,120%	41,960	197,000	0,380%
27ª	82,880	285,830	0,750%	27,670	245,850	0,250%	38,480	277,980	0,350%
28ª	36,660	303,460	0,330%	64,110	268,830	0,590%	48,970	32,210	0,450%
29ª	44,940	124,410	0,410%	37,540	113,910	0,340%	115,890	151,870	1,060%
30ª	113,040	50,120	1,030%	88,250	91,760	0,810%	19,780	354,200	0,180%
DTT %	4,944%			5,039%			4,437%		

Com as informações disponíveis na Tabela 1 é possível então prosseguir com o cálculo fasorial das tensões fase-fase desse instante do sistema.

Para realizar esse cálculo manualmente, faz-se necessária uma transformação do sistema de coordenadas polares para retangulares (ou cartesianas), possibilitando assim as subtrações diretas entre os fasores $\vec{V}_a$, $\vec{V}_b$ e $\vec{V}_c$.

Essa transformação é dada pelas relações a seguir:

Seja $R \angle \theta^\circ$ o fasor de tensão em coordenadas polares, pode se obter seu fasor em coordenadas retangulares $(x + y i)$ através das equações:

$$x = R \cdot \cos(\theta) \quad (7.4)$$

$$y = R \cdot \sin(\theta) \quad (7.5)$$

Após a transformação de coordenadas e, realizadas as subtrações entre os números complexos obtidos, aplica-se a transformação reversa nos resultados:

$$R = \sqrt{x^2 + y^2} \quad (7.6)$$

$$\theta = \text{atan} \frac{y}{x} \text{ [rad]} \quad (7.7)$$

E dessa forma se obtém os fasores fase-fase $\overrightarrow{Vab}$, $\overrightarrow{Vbc}$ e $\overrightarrow{Vca}$ com amplitudes e ângulos² resultantes da operação entre os fasores $\overrightarrow{Va}$, $\overrightarrow{Vb}$ e $\overrightarrow{Vc}$.

Para o sistema fase-neutro da Tabela 1, os fasores fase-fase da componente fundamental (1ª harmônica) são calculados conforme a teoria supracitada:

$$\overrightarrow{Vab}^{1^aH} = \overrightarrow{Va}^{1^aH} - \overrightarrow{Vb}^{1^aH} \quad (7.8)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{1^aH} = 11007,680 \angle 1,84^\circ - 10907,080 \angle 243,00^\circ$$

$$\overrightarrow{Vab}^{1^aH} = (11002,004 + 353,440 i) - (-4951,711 - 9718,279 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{1^aH} = (15953,715 + 10071,720 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{1^aH} = 18866,917 \angle 32,265^\circ [V]$$

Seguindo o mesmo procedimento acima para a obtenção de $\overrightarrow{Vbc}^{1^aH}$ e $\overrightarrow{Vca}^{1^aH}$, tem-se:

$$\overrightarrow{Vbc}^{1^aH} = \overrightarrow{Vb}^{1^aH} - \overrightarrow{Vc}^{1^aH} = 18936,114 \angle -87,242^\circ [V] \quad (7.9)$$

² Ao fim dos cálculos o ângulo é obtido em radianos, não em graus, sendo necessária a sua transformação.

$$\overrightarrow{Vca}^{1aH} = \overrightarrow{Vc}^{1aH} - \overrightarrow{Va}^{1aH} = 19042,468 \angle -152,332^\circ [V] \quad (7.10)$$

Na sequência, demonstram-se três exemplos do cálculo para os três tipos de sequência fasorial de componentes harmônicas com os dados da Tabela 1. Apresenta-se também um comparativo entre os índices $DIT_h \%$ obtidos após o cálculo desses fasores fase-fase com os índices $DIT_h \%$ da medição fase-neutro (Tabela 1).

- Exemplo para componentes de Sequência Direta:

$$\overrightarrow{Vab}^{7aH} = \overrightarrow{Va}^{7aH} - \overrightarrow{Vb}^{7aH} \quad (7.11)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{7aH} = 102,44 \angle 141,45^\circ - 144,51 \angle 12,41^\circ$$

$$\overrightarrow{Vab}^{7aH} = (-80,115 + 63,840 i) - (141,133 + 31,056 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{7aH} = (-221,248 + 32,784 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{7aH} = 223,664 \angle 171,57^\circ [V]$$

Seguindo o mesmo procedimento acima para a obtenção de $\overrightarrow{Vbc}^{7aH}$ e $\overrightarrow{Vca}^{7aH}$, tem-se:

$$\overrightarrow{Vbc}^{7aH} = \overrightarrow{Vb}^{7aH} - \overrightarrow{Vc}^{7aH} = 262,517 \angle 48,92^\circ [V] \quad (7.12)$$

$$\overrightarrow{Vca}^{7aH} = \overrightarrow{Vc}^{7aH} - \overrightarrow{Va}^{7aH} = 235,760 \angle -78,068^\circ [V] \quad (7.13)$$

E assim, são calculados os índices $DIT_h \%$ obtidos através de tensões fase-fase dividindo-se a amplitude das tensões da 7ª ordem (Equações 7.11, 7.12 e 7.13) pela amplitude das tensões fundamentais (Equações 7.8, 7.9 e 7.10), para cada fase:

$$DIT_{7a}^{ab} = \frac{|\overrightarrow{Vab}^{7aH}|}{|\overrightarrow{Vab}^{1aH}|} = \frac{223,664}{18866,917} = 1,19\% \quad (7.14)$$

$$DIT_{7a}^{bc} = \frac{|\overrightarrow{Vbc}^{7aH}|}{|\overrightarrow{Vbc}^{1aH}|} = \frac{262,517}{18936,114} = 1,386\% \quad (7.15)$$

$$DIT_{7^a}^{ca} = \frac{|\overrightarrow{Vca}^{7^aH}|}{|\overrightarrow{Vca}^{1^aH}|} = \frac{235,760}{19042,468} = 1,238\% \quad (7.16)$$

A Tabela 1 disponibiliza esses índices obtidos na medição fase-neutro:

$$DIT_{7^a}^a = \frac{|\overrightarrow{Va}^{7^aH}|}{|\overrightarrow{Va}^{1^aH}|} = \frac{102,440}{11007,680} = 0,930\% \quad (7.17)$$

$$DIT_{7^a}^b = \frac{|\overrightarrow{Vb}^{7^aH}|}{|\overrightarrow{Vb}^{1^aH}|} = \frac{144,510}{10907,080} = 1,320\% \quad (7.18)$$

$$DIT_{7^a}^c = \frac{|\overrightarrow{Vc}^{7^aH}|}{|\overrightarrow{Vc}^{1^aH}|} = \frac{169,750}{10905,90} = 1,560\% \quad (7.19)$$

Nota-se que o maior valor de $DIT_h \%$ obtido para a 7ª ordem harmônica na referência fase-fase foi de 1,386 %, ao passo que na referência fase-neutro o maior valor foi de 1,560 %. A diferença percentual entre esses dois valores, calculada através da Equação 4.1, resulta em 11 %.

- Exemplo para componentes de Sequência Inversa:

$$\overrightarrow{Vab}^{5^aH} = \overrightarrow{Va}^{5^aH} - \overrightarrow{Vb}^{5^aH} \quad (7.20)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{5^aH} = 105,00 \angle 98,09^\circ - 200,90 \angle 292,68^\circ$$

$$\overrightarrow{Vab}^{5^aH} = (-14,776 + 103,955 i) - (77,464 - 185,365 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{5^aH} = (-92,240 + 289,320 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{5^aH} = 303,668 \angle 107,68^\circ [V]$$

Seguindo o mesmo procedimento acima para a obtenção de $\overrightarrow{Vbc}^{5^aH}$ e $\overrightarrow{Vca}^{5^aH}$, tem-se:

$$\overrightarrow{Vbc}^{5^aH} = \overrightarrow{Vb}^{5^aH} - \overrightarrow{Vc}^{5^aH} = 213,100 \angle -88,681^\circ [V] \quad (7.21)$$

$$\overrightarrow{Vca}^{5^aH} = \overrightarrow{Vc}^{5^aH} - \overrightarrow{Va}^{5^aH} = 115,956 \angle -41,133^\circ [V] \quad (7.22)$$

E assim, são calculados os índices DIT_h % obtidos através de tensões fase-fase dividindo-se a amplitude das tensões da 5ª ordem (Equações 7.20, 7.21 e 7.22) pela amplitude das tensões fundamentais (Equações 7.8, 7.9 e 7.10), para cada fase:

$$DIT_{5^a}^{ab} = \frac{|\overrightarrow{Vab}^{5^aH}|}{|\overrightarrow{Vab}^{1^aH}|} = \frac{303,668}{18866,917} = 1,610\% \quad (7.23)$$

$$DIT_{5^a}^{bc} = \frac{|\overrightarrow{Vbc}^{5^aH}|}{|\overrightarrow{Vbc}^{1^aH}|} = \frac{213,100}{18936,114} = 1,125\% \quad (7.24)$$

$$DIT_{5^a}^{ca} = \frac{|\overrightarrow{Vca}^{5^aH}|}{|\overrightarrow{Vca}^{1^aH}|} = \frac{115,956}{19042,468} = 0,609\% \quad (7.25)$$

A Tabela 1 disponibiliza esses índices obtidos na medição fase-neutro:

$$DIT_{5^a}^a = \frac{|\overrightarrow{Va}^{5^aH}|}{|\overrightarrow{Va}^{1^aH}|} = \frac{105,000}{11007,680} = 0,950\% \quad (7.26)$$

$$DIT_{5^a}^b = \frac{|\overrightarrow{Vb}^{5^aH}|}{|\overrightarrow{Vb}^{1^aH}|} = \frac{200,900}{10907,080} = 1,840\% \quad (7.27)$$

$$DIT_{5^a}^c = \frac{|\overrightarrow{Vc}^{5^aH}|}{|\overrightarrow{Vc}^{1^aH}|} = \frac{77,660}{10905,90} = 0,710\% \quad (7.28)$$

O maior valor de DIT_h % obtido para a 5ª ordem harmônica na referência fase-fase foi de 1,610 %, ao passo que na referência fase-neutro o maior valor foi de 1,840 %. A diferença percentual entre esses dois valores, calculada através da Equação 4.1, resulta em 13 %.

- Exemplo para componentes de Sequência Zero:

$$\overrightarrow{Vab}^{3^aH} = \overrightarrow{Va}^{3^aH} - \overrightarrow{Vb}^{3^aH} \quad (7.29)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{3^aH} = 95,91 \angle 231,06^\circ - 89,31 \angle 125,00^\circ$$

$$\overrightarrow{Vab}^{3^aH} = (-60,28 - 74,599 i) - (-51,226 + 73,158 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{3^aH} = (-9,054 - 147,758 i)$$

$$\overrightarrow{Vab}^{3^{aH}} = 148,035 \angle 266,49^\circ [V]$$

Seguindo o mesmo procedimento acima para a obtenção de $\overrightarrow{Vbc}^{3^{aH}}$ e $\overrightarrow{Vca}^{3^{aH}}$, tem-se:

$$\overrightarrow{Vbc}^{3^{aH}} = \overrightarrow{Vb}^{3^{aH}} - \overrightarrow{Vc}^{3^{aH}} = 118,803 \angle 90,686^\circ [V] \quad (7.30)$$

$$\overrightarrow{Vca}^{3^{aH}} = \overrightarrow{Vc}^{3^{aH}} - \overrightarrow{Va}^{3^{aH}} = 30,800 \angle 70,113^\circ [V] \quad (7.31)$$

Sendo assim, são calculados os índices DIT_h % obtidos através de tensões fase-fase dividindo-se a amplitude das tensões da 3ª ordem (Equações 7.29, 7.30 e 7.31) pela amplitude das tensões fundamentais (Equações 7.8, 7.9 e 7.10), para cada fase:

$$DIT_{3^a}^{ab} = \frac{|\overrightarrow{Vab}^{3^{aH}}|}{|\overrightarrow{Vab}^{1^{aH}}|} = \frac{148,035}{18866,917} = 0,780\% \quad (7.32)$$

$$DIT_{3^a}^{bc} = \frac{|\overrightarrow{Vbc}^{3^{aH}}|}{|\overrightarrow{Vbc}^{1^{aH}}|} = \frac{118,803}{18936,114} = 0,627\% \quad (7.33)$$

$$DIT_{3^a}^{ca} = \frac{|\overrightarrow{Vca}^{3^{aH}}|}{|\overrightarrow{Vca}^{1^{aH}}|} = \frac{30,800}{19042,468} = 0,162\% \quad (7.34)$$

A Tabela 1 disponibiliza esses índices obtidos na medição fase-neutro:

$$DIT_{3^a}^a = \frac{|\overrightarrow{Va}^{3^{aH}}|}{|\overrightarrow{Va}^{1^{aH}}|} = \frac{95,910}{11007,680} = 0,870\% \quad (7.35)$$

$$DIT_{3^a}^b = \frac{|\overrightarrow{Vb}^{3^{aH}}|}{|\overrightarrow{Vb}^{1^{aH}}|} = \frac{89,310}{10907,080} = 0,820\% \quad (7.36)$$

$$DIT_{3^a}^c = \frac{|\overrightarrow{Vc}^{3^{aH}}|}{|\overrightarrow{Vc}^{1^{aH}}|} = \frac{67,550}{10905,90} = 0,620\% \quad (7.37)$$

Nesse caso, o maior valor de $DIT_h \%$ obtido para a 3ª ordem harmônica na referência fase-fase foi de 0,780 %, ao passo que na referência fase-neutro o maior valor foi de 0,870 %. A diferença percentual entre esses dois valores, calculada através da Equação 4.1, resulta em 10 %.

Dessa forma, a realização desses cálculos de subtração fasorial para todas as ordens harmônicas de todas as fases, resulta no perfil de tensões fase-fase apresentado na Tabela 2, para o mesmo instante observado na oscilografia fase-neutro.

Tabela 2 - Amplitudes, Ângulos e $DIT_h \%$ de cada Fase do Sistema - Cálculo Fasorial das Tensões FF com Base nos dados de Tensão FN da Tabela 1

Componente Harmônica	Fase AB			Fase BC			Fase CA		
	Tensão [V]	Ângulo [°]	DITh [%]	Tensão [V]	Ângulo [°]	DITh [%]	Tensão [V]	Ângulo [°]	DITh [%]
1ª	18866,917	32,265	-	18936,114	-87,242	-	19042,468	152,332	-
2ª	132,975	-47,510	0,70%	39,942	113,784	0,211%	96,002	140,158	0,504%
3ª	148,035	266,494	0,78%	118,803	90,686	0,627%	30,800	70,113	0,162%
4ª	63,290	178,062	0,34%	106,258	68,050	0,561%	103,410	-76,844	0,543%
5ª	303,668	107,683	1,61%	213,100	-88,681	1,125%	115,956	-41,133	0,609%
6ª	140,754	6,916	0,75%	154,728	193,973	0,817%	22,920	62,960	0,120%
7ª	223,664	171,571	1,19%	262,517	48,920	1,386%	235,760	-78,068	1,238%
8ª	77,709	241,973	0,41%	112,873	121,342	0,596%	99,202	-16,279	0,521%
9ª	4,301	171,575	0,02%	108,883	102,452	0,575%	110,489	-75,464	0,580%
10ª	5,299	-39,025	0,03%	150,842	-54,715	0,797%	155,949	125,811	0,819%
11ª	188,270	17,396	1,00%	179,208	193,563	0,946%	15,266	249,086	0,080%
12ª	92,572	36,711	0,49%	28,871	103,326	0,152%	107,353	231,002	0,564%
13ª	103,829	-1,062	0,55%	109,842	187,435	0,580%	16,926	72,438	0,089%
14ª	14,758	174,608	0,08%	66,829	-11,612	0,353%	52,182	166,632	0,274%
15ª	7,223	192,933	0,04%	106,056	-13,530	0,560%	99,641	164,619	0,523%
16ª	15,496	49,039	0,08%	146,090	144,785	0,771%	145,359	-41,303	0,763%
17ª	62,267	192,217	0,33%	95,863	101,303	0,506%	113,474	-45,422	0,596%
18ª	52,557	23,514	0,28%	111,311	225,507	0,588%	65,601	62,967	0,344%
19ª	65,168	42,868	0,35%	74,314	238,455	0,392%	20,974	115,062	0,110%
20ª	37,324	139,106	0,20%	132,308	138,100	0,699%	169,627	-41,679	0,891%
21ª	59,914	-1,749	0,32%	116,428	160,842	0,615%	61,910	-35,989	0,325%
22ª	38,337	-6,077	0,20%	152,467	267,387	0,805%	159,444	101,274	0,837%
23ª	43,768	220,106	0,23%	50,054	50,387	0,264%	10,481	-81,430	0,055%
24ª	58,834	30,207	0,31%	185,368	183,282	0,979%	135,556	-8,053	0,712%
25ª	68,092	114,610	0,36%	18,484	-16,315	0,098%	57,700	-79,397	0,303%
26ª	23,487	198,081	0,12%	161,292	-0,675	0,852%	139,257	176,216	0,731%
27ª	64,189	-58,090	0,34%	21,048	142,341	0,111%	45,068	112,527	0,237%
28ª	39,828	57,291	0,21%	99,814	244,645	0,527%	60,528	69,476	0,318%
29ª	10,548	164,844	0,06%	89,328	-13,149	0,472%	78,787	167,120	0,414%
30ª	75,204	-1,114	0,40%	92,944	103,939	0,491%	103,264	239,249	0,542%
DTT %	2,934%			3,606%			2,980%		

A Figura 76 ilustra graficamente a Tabela 1 e a Tabela 2, sendo possível observar o impacto da operação subtrativa para obtenção dos fasores fase-fase no comportamento dos índices de $DIT_h \%$ e $DTT \%$.

Figura 76 - Comparativo entre Índices $DIT_h \%$ e $DTT \%$ - Tensões FN da Oscilografia e Tensões FF do Cálculo Fasorial

O gráfico da Figura 77 ilustra que a mudança de referência para um sistema fase-fase, o que na prática seria realizar uma medição de tensão utilizando-se a topologia delta, resulta em uma amenização dos índices individuais de distorção ($DIT_h \%$) para esse caso, que ao fim implicam um índice de distorção total ($DTT \%$) com 28% de diferença em comparação ao obtido pela medição fase-neutro em topologia estrela.

Figura 77 - Diferença % entre os Maiores Índices $DIT_h \%$ e $DTT \%$ obtidos através da Oscilografia de Tensão FN e do Cálculo Fasorial para Tensões FF

Esse resultado está coerente com o que foi observado na Figura 24 e na Figura 25 da primeira medição, apresentada no Capítulo 5, na qual o índice DTT % obtido pela medição fase-neutro teve um resultado superior ao obtido pela medição fase-fase.

Essas considerações encerram a análise teórica do problema das diferenças na obtenção de indicadores de distorção harmônica quando utilizadas diferentes topologias de conexão de transdutores de tensão, concluindo que a configuração fasorial das tensões nas duas topologias de medição estudadas é muito distinta para permitir a comparação dos índices de distorção harmônica de tensão.

O capítulo seguinte se apoiará na legislação vigente para tecer considerações sobre os padrões e critérios sugeridos pelo órgão regulador para análise das medições realizadas nesse trabalho.

8. Aplicação da Legislação nas Campanhas de Medição

A questão regulatória da qualidade de energia no país e no mundo é bastante recente e ainda passa por diversos aperfeiçoamentos. Ainda assim, o Brasil é uma referência importante no cenário mundial, tendo em vista os constantes esforços aplicados pelos acadêmicos e especialistas da área nos estudos e publicações técnicas correlacionadas a esse tema.

Contudo, a regulação tem encontrado diversas dificuldades para avançar, dentre outros fatores, por questões técnicas do sistema, pela reduzida importância que o próprio órgão regulador concentra no assunto, pela consequente aplicação limitada de esforços por parte das distribuidoras frente às dificuldades em classificar os problemas encontrados e propor soluções e pela ausência de uma metrologia legal para QEE.

Assim, o que se tem disponível atualmente para a tratativa de assuntos relacionados à regulação da Qualidade de Energia no Brasil está descrito no Módulo 8 do PRODIST, que dentre diversos aspectos da Qualidade do Serviço e do Produto energia elétrica, discorre sobre limites máximos, ainda que sugeridos e não obrigatórios, de distorções harmônicas individuais e totais de tensão para sistemas de distribuição, bem como alguns critérios para o cálculo dos indicadores e topologias de medição.

8.1. O Módulo 8 do PRODIST e as Distorções Harmônicas

O Módulo 8 do PRODIST, no seu item 4 que discorre sobre Harmônicas, é apresentado como uma cartilha contendo uma metodologia de medição, a

instrumentação necessária à execução de medições e valores de referência para níveis de distorções nos sistemas elétricos de distribuição. Ressalta-se neste aspecto, que o trabalho aqui apresentado tomou como referência todos os critérios apontados pelo Módulo 8.

Quanto ao subitem 4.3, que discorre sobre a terminologia para aplicação de estudos de harmônicas, não há considerações a serem feitas nesse estudo, haja vista esse não ser o foco dos estudos desenvolvidos nessa dissertação.

Para o subitem 4.4, que pondera sobre a metodologia aplicada às medições, os resultados práticos e teóricos apresentados nessa dissertação sugerem a necessidade de uma revisão conceitual sobre as formas apontadas de medição de sistemas elétricos trifásicos. O subitem 4.4.3 descreve que:

4.4.3 Para os sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica devem ser feitas através das tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações.

Conforme apresentado no decorrer deste trabalho, as medições fase-fase de sistemas trifásicos podem ser inadequadas para o cálculo de indicadores como os de distorção harmônica, pois a não utilização de um ponto comum para a avaliação das três fases do sistema implica em descaracterização de sua identidade.

No que tange o aspecto da instrumentação utilizada nas medições, descrito pelo subitem 4.5 da cartilha, há novamente um conflito entre a orientação teórica e as constatações práticas da utilização das duas topologias de medição. O subitem 4.5.3 define:

4.5.3 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. Para os casos sem conexão à terra podem ser utilizados arranjos para os TPs do tipo V.

Esse subitem detalha a orientação metodológica do subitem 4.4.3.

Por fim, para o subitem 4.6, que determina os valores de referência de distorções harmônicas individuais e totais de tensão, sugere-se também uma revisão conceitual dos padrões, pois como os resultados desse trabalho demonstraram, caso não haja alternativas à problemática dos itens 4.4.3 e 4.5.3 do Módulo 8, seria necessário determinar padrões distintos para medições fase-neutro e fase-fase, baseadas em critérios que considerem as implicações do comportamento real de sistemas elétricos trifásicos, apontados no Capítulo 7 dessa dissertação.

Esses apontamentos ressaltam a necessidade de rompimento de paradigmas presentes no setor e demonstram que ainda existem importantes passos a serem dados para a evolução da questão regulatória da qualidade de energia no país.

8.2. Análise Regulatória dos Casos Estudados

A partir das considerações anteriores, propõe-se nesse item do trabalho a aplicação dos rigores normativos na comparação dos valores de referência dispostos no Módulo 8 do PRODIST com os resultados obtidos nas campanhas de medição realizadas. Dessa forma, procura-se avaliar os impactos da aplicação das referências normativas dos indicadores de distorção DIT_h % e DTT % para os dois tipos de topologia de medição estudados.

O item 4.6.1 do Módulo 8 do PRODIST fornece a seguinte premissa:

4.6.1 Os valores de referência para as distorções harmônicas totais estão indicados na Tabela 3 a seguir. Estes valores servem para referência do planejamento elétrico em termos de QEE e que, regulatoriamente, serão estabelecidos em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.

Tabela 3 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)

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

Figura 78 - Imagem da tabela de limites de DTT % extraída do [Módulo 8 do PRODIST]

Cabe aqui lembrar a primeira campanha de medição apresentada no Capítulo 5 foi realizada em uma rede de tensão nominal 13,8 kV e a segunda campanha foi realizada em uma rede de tensão nominal de 11,9 kV.

Assim sendo, para ambas as campanhas realizadas, será utilizado como referência o limite de DTT % de 8 %, conforme sugere a tabela do PRODIST.

Para a primeira medição, os resultados finais obtidos do indicador DTT % são apresentados na Tabela 3. Esses resultados por topologia foram os índices de maior valor registrados durante todo o período de análise.

Tabela 3 - Determinação do Índice Final de DTT % da 1ª Medição para Comparação com o Padrão Regulamentado

Topologia	Fase-Neutro	Fase-Fase	Diferença %
Maior DTT %	6,279%	2,781%	56%
Limite DTT % PRODIST	8%		Sem Transgressão

Apesar de não ter sido verificada a ultrapassagem do valor limite proposto no PRODIST, os resultados computados demonstram que há uma grande possibilidade de ocorrer futuras transgressões nessa rede caso seja avaliada utilizando-se a topologia fase-neutro para medição. No entanto, para uma avaliação fase-fase, há ainda grande liberdade para o incremento do índice, que está bem abaixo do limite.

A Tabela 4 apresenta os resultados finais obtidos do indicador DTT % da segunda campanha, sendo estes os valores mais elevados registrados no período de medição.

Tabela 4 - Determinação do Índice Final de DTT % da 2ª Medição para Comparação com o Padrão Regulamentado

Topologia	Fase-Neutro	Fase-Fase	Diferença %
Maior DTT %	3,400%	5,172%	52%
Limite DTT % PRODIST	8%		Sem Transgressão

Essa segunda rede avaliada apresentou um comportamento oposto ao da primeira, pois nota-se que para este caso, os valores de DTT % mais elevados foram os da topologia fase-fase. Para esse caso também não houve transgressão dos valores de referência do PRODIST, no entanto, caso haja uma futura piora nos níveis de distorção harmônica do circuito, é possível que se tenha uma indicação indevida de transgressão se considerados os valores de DTT % obtidos pela topologia fase-fase, haja vista que eles representam um comportamento referenciado a duas fases do sistema, distorcendo a identidade do índice.

8.3. Propostas de Melhoria na Legislação Vigente

Os resultados obtidos nesse trabalho apontam para um fato preocupante no tocante à legislação vigente e ao futuro da regulação da qualidade de energia. As últimas ações por parte do órgão regulador quanto aos aspectos da qualidade de energia em redes de distribuição foram:

- O apontamento na Agenda Regulatória Indicativa da ANEEL para o biênio 2012/2013 do início da regulação dos indicadores de qualidade do produto, com consulta pública prevista para o 1º semestre de 2013;
- A atualização do Módulo 8 do PRODIST, que passou a vigorar em 01/02/2012;
- A instauração de uma Consulta Pública, em 30/06/2011, a fim de coletar subsídios para a revisão do regulamento que trata da qualidade do produto, conforme Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST.

Nessa consulta pública de 30/06/2011, através da Nota Técnica nº 0029/2011-SRD/ANEEL anexada à documentação, a ANEEL reconhece que apesar das inovações do PRODIST, alguns indicadores referentes à qualidade do produto ainda carecem de melhor definição. Além disso, afirma a necessidade de definir o critério de medição, para que os distúrbios sejam apurados de maneira padronizada;

A consulta foi encerrada em 08/10/2011 e contou com a colaboração de 15 entidades, dentre empresas de distribuição de energia, uma universidade, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) e a Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE).

O resultado da consulta foi publicado no site da ANEEL através da Nota Técnica nº 0028/2012-SRD/ANEEL, em 15/03/2012. Nessa publicação, apenas a distribuidora que suportou esse estudo mencionou preocupação quanto à configuração das conexões de transdutores de tensão e corrente para a realização de medições de QEE.

Ainda assim, não houve quaisquer apontamentos sobre os reais impactos da topologia de transdutores em delta/estrela-aberta nas medições de qualidade de energia. Nota-se que o impacto descrito nessa dissertação parece não ser de conhecimento da maioria das entidades do setor elétrico, apesar de estimar-se que 80 % dos PACs que possuem transdutores instalados atualmente para realização de medições em média tensão estejam conectados em topologia delta-aberto/estrela-aberta, com apenas 2 elementos.

Com isso, ressalta-se aqui a preocupação em sensibilizar as entidades do setor para a problemática a ser enfrentada na realização de campanhas de medição em larga escala no país, que estão em vias de ser iniciadas, com suporte da própria agência reguladora.

Pode-se dizer que são alarmantes as diferenças que podem ser encontradas entre medições realizadas na topologia fase-neutro ou fase-fase nessas campanhas de larga escala. Esse aspecto poderá influenciar negativamente os resultados globais que se pretende obter nessas campanhas, e consequentemente assinalar a adoção

de padrões e uma definição distorcida das características dos sistemas de distribuição nacionais.

Em resumo, esse trabalho aponta como principais pontos de reflexão e possíveis melhorias na regulação, os seguintes itens:

- A adoção em definitivo do conceito de medição fase-neutro para quaisquer medições de qualidade de energia realizadas nos sistemas de distribuição;
- A definição de padrões de distorções harmônicas e demais perturbações de qualidade de energia embasadas no conceito de referência a um ponto comum entre as fases, ou seja, fase-neutro, para que haja comparabilidade de resultados entre cada fase do sistema;
- A adoção provisória de padrões de referência diferenciados para as diferentes topologias de conexão de transdutores existentes na prática nos sistemas de distribuição nacional, caso não seja possível atender as duas primeiras sugestões em curto prazo. Para esse caso, será necessário ainda um estudo extremamente aprofundado do impacto dos transdutores nas medições em sistemas reais, haja vista que as duas medições apresentadas nesse trabalho demonstraram que não há uma relação definida de qual topologia resulta em maiores ou menores valores, sendo averiguado que em alguns casos a topologia fase-neutro apresenta resultados mais elevados que a fase-fase e vice-versa;

8.4. Propostas de Melhoria nos Pontos de Acoplamento do Sistema

O desenvolvimento desse estudo teve foco em duas topologias de conexão de transdutores de potencial bastante comuns nos sistemas de distribuição nacionais.

A topologia de conexão de transdutores em delta-aberto/estrela-aberta, com utilização de 2 dispositivos, utilizada em larga escala nos sistemas de medição do

país, demonstrou-se inadequada para o levantamento de indicadores de distorção harmônica.

O conceito que por muitos anos assegurou a utilização dessa configuração baseia-se, em suma, no método dos dois wattímetros, que permite a utilização de dois transformadores de potencial e dois de corrente para o faturamento de energia em cargas as quais os transformadores de potência estejam conectados ao sistema de distribuição em configuração delta do lado primário.

Esse conceito resultou e ainda implica em grandes economias para os sistemas de distribuição, pois evita a utilização e manutenção de um terceiro dispositivo transdutor nos seus sistemas de medição. Ele é válido para as medições de potência, pois nelas não há interesse específico nas características dos sinais de tensão em corrente, mas somente no resultado do produto dessas duas grandezas, o que pode ser obtido com facilidade através do método dos dois wattímetros.

Contudo, o avanço tecnológico permitiu a agregação de novos conhecimentos sobre o comportamento real dos sistemas elétricos e trouxe evoluções significativas à qualidade do fornecimento de energia. Nesse contexto, dissertar sobre qualidade de energia elétrica nos dias atuais é explorar um campo extremamente vasto e rico de informações e concepções ainda carentes de investigações e confirmações.

O trabalho pôde constatar que, para medir determinadas perturbações do sistema elétrico, tais quais as distorções harmônicas, a utilização de apenas dois dispositivos transdutores de tensão pode implicar em resultados incoerentes com a identidade do sistema. Assim, recomenda-se fortemente às entidades responsáveis pela operação, manutenção e regulação dos sistemas de distribuição as seguintes ações:

- A adoção imediata da instalação de 3 transformadores de potencial nos sistemas de medição de todas as novas conexões de carga solicitadas aos sistemas de distribuição, para que se garanta desde já a mitigação dos problemas enfrentados na realização de medições de qualidade de energia nesses PACs, conforme demonstrado por esse trabalho;
- A adoção imediata da instalação de 3 transformadores de potencial nos sistemas de medição de todas as novas subestações construídas nos

sistemas de distribuição e demais PACs, pelos mesmos motivos supracitados;

- A substituição gradativa dos conjuntos de 2 transdutores conectados em configuração V (delta-aberto/estrela-aberta) por conjuntos de 3 transdutores conectados em estrela/estrela-aterrada, permitindo assim a garantia da evolução das medições de Qualidade de Energia firmada nos pilares das mais recentes teorias de comportamento de sistemas reais.

Essas sugestões visam garantir o pleno desenvolvimento dos conceitos de Qualidade de Energia no país, tendo em vista que o órgão regulador já aponta interesse em aplicar futuramente padronizações às perturbações de sinais de tensão e corrente, e que somente tomará tais atitudes com base em resultados reais obtidos em campanhas de medição a serem realizadas por todo o país.

9. Conclusões

A proposta desse trabalho foi estreitar uma distância existente entre o ambiente prático das medições de qualidade de energia e ambiente teórico acadêmico. É notável a participação do país em seminários e congressos internacionais que discorrem sobre o assunto, mas é também explícita a lacuna ainda existente entre as academias e as demais entidades do Setor Elétrico, que carecem do compartilhamento de conhecimentos e desenvolvimento de soluções factíveis e eficientes para os problemas enfrentados na geração, transmissão e distribuição de energia.

É fato que a evolução regulatória trouxe incentivos à pesquisa e desenvolvimento científico, visando uma aproximação entre essas entidades, mas ainda não são satisfatórios os resultados desse avanço, que enfrenta muitas barreiras burocráticas para sua evolução.

Nesse contexto, esse trabalho teve por objetivo a análise de um problema encoberto pelos paradigmas teóricos e práticos sustentados no setor elétrico e que enaltecem esse isolamento de conhecimento das entidades atuantes nesse mesmo setor.

À luz dos resultados e da explanação matemática, o problema apresentado nesse estudo se torna simples na sua concepção, pois a teoria demonstrada é conhecimento básico de todos os estudiosos do assunto. No entanto, a sua solução se demonstra um tanto quanto complexa, tendo em vista sua relação com as características físicas de grande parte dos sistemas de medição do país.

Barreiras e paradigmas que se opõem ao progresso dos conceitos de qualidade da energia elétrica devem ser rompidos para que a regulação, a manutenção e a operação dos sistemas de distribuição acompanhem a evolução tecnológica das cargas industriais, comerciais e residenciais.

O momento atual vivenciado pelo setor elétrico pode se tornar um marco regulatório para a qualidade do produto energia elétrica, tendo em vista que o agente regulador

já apontou sua intenção de adoção e aplicação definitiva de padrões de qualidade de energia para o ano de 2013.

Todavia, tanto a academia quanto as demais entidades envolvidas precisam contribuir para que a evolução regulatória esteja amparada pelas teorias e pelos aspectos físicos do sistema elétrico nacional.

A investigação das diferenças entre medições de qualidade de energia com referência fase-neutro e fase-fase teve por objetivo demonstrar que existem medidas importantes a serem tomadas antes da realização de campanhas de medição em larga escala e da adoção definitiva de padrões de indicadores de perturbação do sistema.

As três etapas práticas do trabalho (simulações de uma rede fictícia, medições em redes reais e simulações com dados de redes reais) demonstraram que as diferenças nas medições com referência ao neutro ou a outra fase do sistema existem e são significativas para a apuração de indicadores de distorção harmônica.

A análise teórica permite concluir que as diferenças entre os resultados obtidos em cada topologia de medição estão relacionadas às características reais do comportamento dos sistemas de potência, tais como desequilíbrio entre as amplitudes e ângulos das tensões, para todas as frequências presentes no sistema, bem como a aplicação de uma operação fasorial e suas implicações quando se salta de uma referência fase-neutro para fase-fase no sistema.

Cabe ainda destacar o fato das componentes harmônicas presentes em qualquer sistema elétrico real possuírem, muito além do conceito matemático, características físicas que impactam inclusive em perdas técnicas, como demonstra a IEEE1459-2010, pois são geradoras de potência ativa e reativa, sendo de extrema importância a análise de sua característica fasorial de modo independente para cada fase, através de uma referência comum, preservando sua identidade.

Nesse contexto, as propostas de melhorias apresentadas para a regulamentação e para os padrões de conexão de transdutores garantem a solução para o problema da comparabilidade e garantia de identidade das perturbações identificadas nas medições de sistemas trifásicos.

Contudo, o impacto financeiro e logístico dessas soluções pode postergar ainda mais o desenlace das campanhas de medição em larga escala previstas para ocorrer no Brasil nos próximos anos.

Dessa forma, esse estudo deixa como legado a quem o escreve e aos demais estudiosos do assunto, um incentivo ao aprofundamento nos conceitos teóricos e práticos que envolvem as topologias de conexão de transdutores e seus impactos nas medições de qualidade de energia, pois soluções alternativas às que foram aqui propostas podem vir à tona, garantindo céleres progressos à qualidade de energia no país.

10. Referência Bibliográfica

[1] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Módulo 8**. rev. 4, fev. 2012. Rio de Janeiro, ANEEL, 2012.

[2] GALHARDO, M. A. B.; PINHO, J. T. Conceitos de distorção e não-linearidades. In: **Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica (SBQEE)**. Aracaju, 2003.

[3] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução ANEEL nº 024**. Diário Oficial, jan. 2000. [s.l.] ANEEL, 2000.

[4] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução ANEEL nº 505**. Diário Oficial, nov. 2001. [s.l.] ANEEL, 2001.

[5] PAREDES H. K. M.; **Influência do referencial de tensão na avaliação da qualidade da energia elétrica**. 2006. 138 p. Dissertação (Mestrado), Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

[6] PAREDES H. K. M. **A influência da referência de tensão na avaliação de indicadores de qualidade de energia**. [S.l.]: IEEE Latin America Transactions, vol. 6, n. 1, mar. 2008.

[7] PAREDES H. K. M.; MARAFÃO F. P.; DECKMANN S. M.; MOREIRA A. C.; Impacto do referencial de tensão na medida da qualidade de energia elétrica. In: **International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, 7., Recife, 2006.

[8] MOREIRA A. C.; MARAFÃO F. P.; DECKMANN S. M.; PAREDES H. K. M.; Análise comparativa das técnicas de medição de potência baseadas na recomendação IEEE Std 1459-2000 e no método FBD. In: **International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, 7., Recife, 2006.

[9] PAREDES H. K. M.; DECKMANN S. M.; MARAFÃO F. P. **Voltage reference selection: who's concerned about?** In: **Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência**, 8., 2005, Recife. **Anais...** Recife: 2005.

- [10] ABREU, J. P. G.; ARANGO, H.; BELCHIOR, F. N. Análise harmônica em sistemas elétricos ideais e não-ideais. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 7., Santos, 2007.
- [11] BRITTES J. L. P.; SILVA L. E. B; LAMBERT-TORRES G. Cadeia de erros de medição e abordagem de conflitos regulatórios. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 7., Santos, 2007.
- [12] FONSECA, L. C. A. Efeito conjugado de conversores e compensadores estáticos no desequilíbrio do 3º harmônico. In: **Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré (ERIAC)**, 13. ed., Puerto Iguazú, Argentina, 2009.
- [13] MOREIRA A. C.; CAMARGO J.; MILANESE D. L.; GOMES R. P.; CAETANO S. N. Medição diferenciada da qualidade da tensão em função do tipo de conexão de transformadores de potencial. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 8., Blumenau, 2009.
- [14] PAREDES H. K. M.; MARAFÃO F. P.; DECKMAN S. M.; SILVA L. C. P. Influência de harmônicas na tarifação de energia elétrica. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 7., Santos, 2007.
- [15] TAVARES K.A., COGO J.R., JESUS N.C. Influência de componentes de sequência nos estudos de fluxo harmônico em sistemas desequilibrados. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 8., Blumenau, 2009.
- [16] GSI – ENGENHARIA E CONSULTORIA. **Apostila de treinamento de simulação de sistemas elétricos utilizando o programa ATPDraw**. Taubate: [LGSI.] 2010.
- [17] BOLLEN, M. H. J. **Understanding power quality problems – Voltage sags and interruptions**. New York: IEEE Press Series On Power Engineering, 2000.
- [18] DUGAN, C. R. et al. **Electrical power systems quality**. 2 ed. [S.l.]: McGraw Hill, 2003.
- [19] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução ANEEL nº 456**. Diário Oficial, nov. 2000. [s.l.]: ANEEL, 2000.

- [20] IEEE STANDARD 519-1992. **Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems**. IEEE, New York, 1993.
- [21] IEEE STANDARD 1159-1995. **Recommended practice for monitoring electric power quality**. IEEE, New York, 1995.
- [22] IEC 61000-4-30. **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4 – 30: Testing and measurements techniques – power quality measurement methods**. 2. ed., 2008.
- [23] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J.. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.
- [24] OLESKOVICZ M. **Qualidade de energia elétrica**. Apostila do curso de graduação da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) – Universidade de São Paulo (USP). São Carlos: 2006.
- [25] DECKMANN S. M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da qualidade de energia elétrica**. Apostila do curso de pós-graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas: 1998-2005.
- [26] TORREZAN, R.; AHN S.U.; ESCOBAR, C.; GAONA, A.S.P.; OLIVEIRA, A.V.; et al. Metodologia para análise do impacto de cargas potencialmente perturbadoras na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição. In: **Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI)**, 19., São Paulo, 2010.
- [27] OLESKOVICZ, M.; COURY, D. V.; CARNEIRO, A. A. F. M.; ARRUDA, E. F.; DELMONT, O.; SOUZA, S. A. **Estudo comparativo de ferramentas modernas de análise aplicadas à qualidade da energia elétrica**, Revista Controle & Automação v. 17, n. 3, jul-set. 2003.
- [28] MERTENS E. A. Jr.; SUEMATSU A. K.; CAMARGO J.; AHN S. U.; BRONZEADO H. S.; BONATTO B. D.; BELCHIOR F. N.; SOLETTI K. T. Medição da qualidade da energia elétrica - Protocolo, padronização e certificação. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 8., Blumenau, 2009.
- [29] BELCHIOR, F. N.; BONATTO, B. D.; SILVA, R. F.; LEITE, L. D.; BACCO, A. B.; CARVALHO, T. S. O Problema da ausência de metodologia oficial uniformizada para medição da qualidade da energia elétrica no Brasil. In: **International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, 8., Poços de Caldas, 2008.

[30] GALHARDO M. A. B.; PINHO J. T. Interação harmônica entre suprimento e cargas. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 8., Blumenau, 2009.

[31] MENDES W. R.; RIBEIRO, N. S. S. Influência das conexões dos transformadores de potência na propagação dos afundamentos de tensão pelo sistema elétrico. **Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré (ERIAC)**, 13. ed., Puerto Iguazú, Argentina, 2009.

[32] IEEE STANDARD 1459-10. **Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced or unbalanced conditions**. IEEE, New York, 2010.

[33] EMANUEL A. E. **Summary of IEEE Standard 1459: Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced or unbalanced conditions**. IEEE Transactions on Industry Applications, may/jun. 2004.

[34] MEDEIROS FILHO, S. **Medição de energia elétrica**. 4. ed. Rio de Janeiro, LTC, 1997.

[35] RAMOS A. J. P.; LIRA D. P. C. P.; BRONZEADO H. S. Monitoração da qualidade da energia elétrica – Aspectos práticos. In: **Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica (SBQEE)**. Aracaju, 2003.

[36] SOLETTTO K. T.; BONATTO B. D.; BELCHIOR F. N.; MERTENS E. A. Jr. Certificação oficial de medidores da qualidade da energia elétrica. In: **International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, 8., Poços de Caldas, 2008.

[37] SARAIVA E.; MOTA P. C. A.; RESENDE J. W.; CHAVES M. L. R.; SAMESIMA M. I.; SIQUEIRA M. J. V. Medição de parâmetros de desempenho de qualidade da energia em ambiente ATP/EMTP. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 8., Blumenau, 2009.

[38] GUIMARÃES R. O.; OLIVEIRA C. C. B.; MÉFFE A.; ALVES M. A. D. Avaliação dos riscos de violações de conformidade de tensão em sistemas de distribuição, utilizando métodos probabilísticos e técnicas de inteligência artificial. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 7., Santos, 2007.

[39] TORREZAN R.; AHN S. U.; SOUZA A. N.; MARTINS A. C. P.; RAMOS C. C. O. Análise crítica na aplicação de ferramentas computacionais para identificar e estimar problemas relacionados aos níveis de tensão em sistemas de distribuição. In: **Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)**, 8., Blumenau, 2009.

[40] SOUZA, L. F. W.; ROSS, R. P. D. Algumas experiências relevantes em monitoração e análise de qualidade de energia elétrica: harmônicos. In: **Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica (SBQEE)**. Aracaju, 2003.

ANEXOS

Anexo A – Artigo Publicado na IX CBQEE – 2011

Impacto da Conexão dos Transdutores nas Medições de Qualidade de Energia

Alex Almeida Pignatti e Se Un Ahn

CPFL Energia – Rodovia Campinas Mogi-Mirim km 2,5 – 13088-900 – Campinas – SP

Hernán Prieto Schmidt

Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – ENERQ – Av. Prof. Luciano Gualberto, Trav. 3, 158 – 05508900 – C. Univ. – São Paulo – SP

Resumo — A área de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é alvo de grandes discussões e critérios ainda em definição no Setor Elétrico. Este artigo tem por objetivo avaliar a existência de diferenças de resultados em medições de distúrbios de QEE realizadas com transformadores de potencial (TPs) nas configurações com 2 elementos (delta-aberto) e 3 elementos (estrela-aterrado). Para esta avaliação, foram realizadas simulações utilizando-se o *software ATPDraw*. Os resultados obtidos apontam a necessidade de quebrar paradigmas do Setor Elétrico, bem como reavaliar as regulamentações existentes para contemplar as diferenças de resultados obtidos utilizando-se as configurações de ligação de TPs supracitadas.

Palavras-chaves — Qualidade de Energia Elétrica, Medição, Transformadores de Potencial, *ATPDraw*.

I. INTRODUÇÃO

A área de Qualidade de Energia Elétrica (QEE), alvo de grandes discussões e muitos critérios ainda em definição no Setor Elétrico, tem se destacado pela significativa quantidade de pesquisas e publicações apresentadas nos últimos anos.

Também são notórias as recentes mudanças regulatórias no país, frente à publicação, em 2008, do conjunto de normas denominado “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional” (PRODIST) [1], pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que contempla, dentre diversos outros fatores, critérios e parâmetros das grandezas e perturbações pertinentes aos estudos de QEE.

Outro ponto importante da evolução do Setor a ser destacado é a proliferação dos mais variados tipos de equipamentos para monitoramento e estudos de QEE no mercado.

Este destaque e a crescente preocupação dos Agentes do Setor com a QEE têm suas raízes na evolução tecnológica das cargas, que atualmente apresentam um perfil diferenciado quando comparado ao das cargas conectadas aos sistemas elétricos antes da evolução computacional.

Muitas das cargas atualmente conectadas nos sistemas elétricos de distribuição, tanto industriais, quanto comerciais e residenciais, são caracterizadas pela não linearidade e pelo uso de eletrônica de potência para seu controle e operação, o que as torna tanto causadoras de distúrbios, quanto suscetíveis aos existentes no sistema elétrico que as alimenta.

Esse fato trouxe a necessidade de regulamentação dos níveis aceitáveis de distúrbios em um sistema de distribuição, visando à manutenção de características necessárias à

operação de qualquer tipo de carga, seja nos ambientes industriais, comerciais ou residenciais.

Neste contexto, a ANEEL, através do PRODIST, apresentou ao Setor os referidos limites para perturbações nos sistemas elétricos de distribuição, bem como os critérios para sua aferição e análise, exigindo das distribuidoras padrões mínimos de qualidade do produto fornecido.

Todavia, a determinação destes limites e os critérios para medição de distúrbios de QEE é alvo de discussões entre todos os agentes do setor, tendo em vista a falta de dados estatísticos que caracterizem a atual condição dos níveis de perturbações no sistema elétrico nacional.

Este é um dos motivos pelo qual a ANEEL ainda não prevê, em suas normas regulamentadoras, multas ou indenizações financeiras quando há violações dos parâmetros de QEE, a menos dos níveis de tensão de fornecimento e indicadores de continuidade, sujeitos a indenizações e multas quando da sua transgressão desde a publicação das resoluções nº 024 [2] e nº 505 [3].

Além disso, as limitações técnicas existentes para a realização de medições de QEE nos sistemas de distribuição têm dificultado tanto a correta caracterização da QEE fornecida em todo o país, quanto a definição dos valores limites mais adequados para a aplicação da regulamentação.

Diante deste fato, este artigo apresenta uma análise aprofundada na medição de distorções harmônicas de tensão Fase-Fase (FF) com 2 elementos, configuração delta-aberto, e Fase-Neutro (FN) com 3 elementos, configuração estrela-aterrado. Esta análise foi realizada através de simulações no *software ATPDraw*.

A motivação deste trabalho é a quantificação da diferença que existe entre os dois tipos de medição, partindo-se do princípio de que o neutro é a referência de uma medição FN, o que a torna bastante estável quando comparada à referência utilizada nas medições FF, que é uma outra fase com suas respectivas perturbações. Esta análise se torna relevante, frente aos limites recomendados pelo Módulo 8 do PRODIST serem referentes à medições FN [1].

A. Caracterização das Medições a 2 e 3 Elementos

Este artigo tem como foco a medição de parâmetros de QEE em consumidor de Média Tensão (MT), que usualmente dispõe de sistema de medição de faturamento no ponto de entrega da distribuidora com Transformadores de Potencial (TPs) e Transformadores de Corrente (TCs).

Atualmente, quando há necessidade da distribuidora avaliar parâmetros de QEE no ponto de entrega de consumidores de MT, há necessidade da utilização do sistema de medição de faturamento do consumidor.

Usualmente no Brasil, adota-se o uso de dois TPs e dois TCs para medição de faturamento em sistemas de distribuição, ligando os TPs, em geral, na configuração delta-aberto com a fase central aterrada (Fig. 1).

Fig. 1 - Sistema de Medição a 2 elementos (2 TPs delta-aberto).

Esta configuração se baseia no método de medição com dois wattímetros e tem como vantagem construtiva a economia de um TP e um TC.

Outra configuração possível para esse tipo de medição utiliza três elementos de tensão e três de corrente, na configuração estrela-aterrado a 4 fios, conforme Fig. 2.

Fig. 2 - Sistema de Medição a 3 elementos (3 TPs estrela-aterrado).

A ANEEL, através do PRODIST, permite o uso desta configuração para medição de faturamento e de demais grandezas elétricas, dentre elas as perturbações de QEE.

Diante disto, a proposta deste artigo é avaliar a existência de diferença de resultados em medições realizadas com 2 ou 3 elementos de corrente e tensão.

II. SIMULAÇÃO DE MEDIÇÕES COM 2 E 3 ELEMENTOS

A. Confeção de uma Rede de Distribuição no Software ATPDraw para Simulação das Medições

Para avaliar a diferença de resultados em medições utilizando-se 2 ou 3 elementos, foi desenvolvida no software ATPDraw uma Rede de Distribuição (RD) em MT com características de um sistema de distribuição trifásico de tensão nominal 13,8 kV (Fig. 4).

A rede elaborada contempla uma fonte em 13,8 kV com nível de curto-circuito fase-neutro de 6 kA na sua saída, cabos A336, transformador saturável, carga trifásica linear RL e carga(s) conversoras CA-CC. Foram realizadas diversas simulações, contemplando variações na potência e equilíbrio da carga RL, na(s) potência(s) e no(s) ângulo(s) de disparo do(s) conversor(es), na impedância da rede (aumento da distância da carga à fonte) e no equilíbrio e frequência da fonte trifásica (Fig. 3).

Fig. 4 - Diagrama Unifilar representativo do sistema confeccionado para as simulações.

Fig. 3 - Rede de Distribuição de 13,8 kV elaborada no software ATPDraw

B. Resultado das Simulações

Para a elaboração deste artigo, buscou-se avaliar a existência de diferenças de resultado em medições de Distorções Harmônicas Totais de Tensão (DTT %), realizadas com 2 elementos para medição FF e 3 elementos para medição FN (Lado primário – 13,8 kV – do Transformador de Potência do Consumidor).

As simulações das medições FN foram obtidas com a utilização do elemento *Probe volt* e as simulações das medições FF foram obtidas com o uso do elemento *Probe branch volt*, ambos disponíveis no ATPDraw (Fig. 5).

Fig. 5 - Dispositivos *Probe branch volt* e *Probe volt*, utilizados para as medições FF e FN, respectivamente.

Foram utilizados três dispositivos para a obtenção das medições FF no intuito de se evitar um cálculo manual da fase não medida, tendo em vista que a maioria dos medidores de PQ disponíveis hoje no mercado realiza esse tipo de cálculo automaticamente. Vale ressaltar que este cálculo só é possível devido ao fechamento em delta-aberto dos TPs nos sistemas de medição com 2 elementos.

Na sequência, são apresentados os resultados obtidos nos diversos cenários de configuração de rede utilizados.

Nas primeiras simulações foram adotadas as seguintes premissas:

- Fonte equilibrada 13,8 kV – 60 Hz;
- Cabo de alimentação tipo A336 com 10 km de comprimento;
- Transformador 13,8/0,380 kV de 1,5 MVA, saturável, ligado em delta/estrela-aterrado;
- Carga RL variando entre 300, 600 e 900 kVA, equilibradas e desequilibradas, com fator de potência de 0,92;
- Conversor CA-CC de 500 kVA e ângulo de disparo variando entre 0° e 30°.

Abaixo são apresentadas as tabelas com os resultados das DTT % obtidos nas primeiras simulações, em que foram variados somente os ângulos de disparo do conversor de 500 kVA e a potência e equilíbrio da carga RL.

Os valores embandeirados são os maiores obtidos entre as 3 fases, para medições FF ou FN, para cada configuração da carga RL (colunas). A última linha de cada tabela apresenta a diferença percentual entre os valores embandeirados, calculada através da diferença entre o maior e o menor valor embandeirado, dividido pelo maior (na coluna). Os valores apresentados nas tabelas estão aproximados em 2 casas decimais, porém os cálculos são feitos com 4 casas.

TABELA 1 - DTT % - CONVERSOR DISPARANDO EM 0° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO E POTÊNCIA.

CONVERSOR DISPARO 0°	300 KVA - EQ	300 KVA - DQ	600 KVA - EQ	600 KVA - DQ	900 KVA - EQ	900 KVA - DQ
FF-AB	2,19%	2,16%	2,00%	2,04%	1,91%	2,01%
FF-BC	1,72%	2,15%	1,98%	1,85%	1,42%	2,01%
FF-CA	2,10%	1,97%	1,88%	1,54%	1,84%	1,56%
FN-A	2,27%	2,03%	1,93%	1,79%	2,00%	1,72%
FN-B	1,92%	2,21%	2,02%	2,06%	1,62%	2,14%
FN-C	1,82%	2,03%	1,91%	1,58%	1,55%	1,73%
Diferença %	3,28%	2,24%	1,10%	0,99%	4,76%	5,98%

TABELA 2 - DTT % - CONVERSOR DISPARANDO EM 10° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO E POTÊNCIA.

CONVERSOR DISPARO 10°	300 KVA - EQ	300 KVA - DQ	600 KVA - EQ	600 KVA - DQ	900 KVA - EQ	900 KVA - DQ
FF-AB	2,19%	2,16%	2,00%	2,04%	1,91%	2,01%
FF-BC	2,27%	2,32%	2,16%	2,33%	1,97%	2,30%
FF-CA	2,30%	2,24%	2,15%	2,05%	1,95%	1,81%
FN-A	2,31%	2,30%	2,17%	2,09%	1,93%	1,82%
FN-B	2,29%	2,38%	2,18%	2,37%	1,96%	2,32%
FN-C	2,28%	2,25%	2,14%	2,18%	1,97%	2,06%
Diferença %	0,64%	2,37%	0,96%	1,56%	0,29%	0,83%

TABELA 3 - DTT % - CONVERSOR DISPARANDO EM 12° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO E POTÊNCIA.

CONVERSOR DISPARO 12°	300 KVA - EQ	300 KVA - DQ	600 KVA - EQ	600 KVA - DQ	900 KVA - EQ	900 KVA - DQ
FF-AB	2,31%	2,37%	2,19%	2,25%	1,94%	2,10%
FF-BC	2,27%	2,32%	2,16%	2,39%	2,02%	2,30%
FF-CA	2,30%	2,24%	2,15%	2,05%	1,95%	1,81%
FN-A	2,31%	2,30%	2,17%	2,09%	1,93%	1,82%
FN-B	2,29%	2,38%	2,18%	2,37%	1,96%	2,32%
FN-C	2,28%	2,25%	2,14%	2,18%	1,97%	2,06%
Diferença %	0,20%	0,50%	0,35%	1,20%	2,46%	0,83%

TABELA 4 - DTT % - CONVERSOR DISPARANDO EM 15° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO E POTÊNCIA.

CONVERSOR DISPARO 15°	300 KVA - EQ	300 KVA - DQ	600 KVA - EQ	600 KVA - DQ	900 KVA - EQ	900 KVA - DQ
FF-AB	2,44%	2,51%	2,31%	2,37%	2,03%	2,21%
FF-BC	2,42%	2,47%	2,28%	2,46%	2,06%	2,42%
FF-CA	2,47%	2,41%	2,28%	2,15%	2,03%	1,89%
FN-A	2,46%	2,45%	2,30%	2,19%	2,01%	1,91%
FN-B	2,42%	2,51%	2,30%	2,50%	2,05%	2,45%
FN-C	2,45%	2,42%	2,27%	2,30%	2,05%	2,17%
Diferença %	0,09%	0,28%	0,35%	1,55%	0,54%	1,02%

TABELA 5 - DTT % - CONVERSOR DISPARANDO EM 20° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO E POTÊNCIA.

CONVERSOR DISPARO 20°	300 KVA - EQ	300 KVA - DQ	600 KVA - EQ	600 KVA - DQ	900 KVA - EQ	900 KVA - DQ
FF-AB	2,51%	2,57%	2,37%	2,41%	2,06%	2,27%
FF-BC	2,50%	2,55%	2,33%	2,51%	2,09%	2,48%
FF-CA	2,54%	2,51%	2,36%	2,16%	2,06%	1,91%
FN-A	2,53%	2,54%	2,37%	2,20%	2,05%	1,95%
FN-B	2,49%	2,58%	2,35%	2,56%	2,08%	2,52%
FN-C	2,52%	2,51%	2,34%	2,32%	2,08%	2,20%
Diferença %	0,29%	0,16%	0,27%	1,74%	0,37%	1,58%

TABELA 6 - DTT % - CONVERSOR DISPARANDO EM 30° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO E POTÊNCIA.

CONVERSOR DISPARO 30°	300 KVA - EQ	300 KVA - DQ	600 KVA - EQ	600 KVA - DQ	900 KVA - EQ	900 KVA - DQ
FF-AB	2,52%	2,59%	2,30%	2,42%	2,05%	2,31%
FF-BC	2,50%	2,55%	2,30%	2,49%	2,07%	2,47%
FF-CA	2,55%	2,51%	2,36%	2,09%	2,04%	1,87%
FN-A	2,55%	2,55%	2,34%	2,17%	2,03%	1,95%
FN-B	2,50%	2,59%	2,28%	2,57%	2,07%	2,54%
FN-C	2,53%	2,51%	2,34%	2,26%	2,05%	2,16%
Diferença %	0,27%	0,06%	0,78%	2,99%	0,03%	2,82%

Estas primeiras simulações possibilitaram a avaliação do comportamento da rede e sua validação. Com estes resultados obtidos, pode-se observar o comportamento das DTT % no

ponto de entrega do consumidor quando se tem uma fonte estável e equilibrada.

Os resultados apontaram que, para os ângulos de disparo acima de 0° (desconsiderando-se 0°) e variações das cargas RL, houve maior diferença percentual nos valores de DTT % quando o conversor disparava em 30° em paralelo com uma carga RL desequilibrada de 600 ou 900 kVA, tendo essa diferença atingido valores da ordem de 3 %.

Destes resultados, partiu-se para uma simulação com 2 conversores de 500 kVA operando em 3 combinações de ângulo de disparo:

- ambos em 15°;
- um em 15° e outro em 30° e
- ambos em 30°.

Além disso, ambos operando em paralelo com uma carga RL de 900 kVA em 3 variações:

- equilibrada;
- muito desequilibrada nas 3 fases e
- desequilibrada apenas na fase B.

Esta nova campanha de simulação buscou averiguar o comportamento das diferenças percentuais de DTT % medidas em FF e FN quando há mais de uma carga chaveando no sistema e quando há pequenos e grandes desequilíbrios na carga. Os resultados obtidos são apresentados nas tabelas de 7 a 9:

TABELA 7 - DTT % - DOIS CONVERSORES DISPARANDO EM 15° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO.

CONVERSORES DISPARO 15° x 15°	900 KVA - EQ	900 KVA DQ 3 FASES	900 KVA DQ FASE B
FF-AB	5,80%	5,60%	5,97%
FF-BC	5,75%	5,69%	5,55%
FF-CA	5,81%	6,03%	5,74%
FN-A	5,83%	5,86%	5,95%
FN-B	5,76%	5,51%	5,77%
FN-C	5,77%	5,96%	5,53%
Diferença %	0,23%	1,28%	0,20%

TABELA 8 - DTT % - CONVERSORES DISPARANDO EM 15° E 30° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO.

CONVERSORES DISPARO 15° x 30°	900 KVA - EQ	900 KVA DQ 3 FASES	900 KVA DQ FASE B
FF-AB	4,41%	4,25%	4,43%
FF-BC	4,37%	4,39%	4,11%
FF-CA	4,48%	4,69%	4,28%
FN-A	4,47%	4,50%	4,44%
FN-B	4,36%	4,19%	4,27%
FN-C	4,43%	4,64%	4,11%
Diferença %	0,22%	1,10%	0,17%

TABELA 9 - DTT % - DOIS CONVERSORES DISPARANDO EM 30° E CARGA RL VARIANDO EQUILÍBRIO.

CONVERSORES DISPARO 30° x 30°	900 KVA - EQ	900 KVA DQ 3 FASES	900 KVA DQ FASE B
FF-AB	6,14%	5,94%	6,40%
FF-BC	6,14%	6,15%	5,83%
FF-CA	6,24%	6,62%	6,14%
FN-A	6,21%	6,33%	6,41%
FN-B	6,11%	5,84%	6,12%
FN-C	6,21%	6,54%	5,84%
Diferença %	0,50%	1,21%	0,21%

Dos resultados obtidos pode-se notar que, apesar do incremento nos valores de DTT %, houve diminuição da

diferença percentual entre as medições FF e FN, que atingiu valor máximo de 1,28 %.

Frete aos resultados iniciais, em que houve apenas variação nos parâmetros da carga, partiu-se para a simulação de novas configurações de circuito, contemplando variações também na fonte do sistema, ou seja, em ambos os lados do transformador.

Foram simuladas novas configurações, com as seguintes premissas:

- Fonte de 13,8 kV desequilibrada nas 3 fases e com frequência de 59 e de 58,5 Hz;
- Cabo de alimentação tipo A336 com 20 km de comprimento (10 km a mais em relação às simulações iniciais)
- Transformador 13,8/0,380 kV de 1,5 MVA, saturável, ligado em delta/estrela-aterrado (sem alteração em relação às simulações iniciais);
- Carga RL de 900 kVA, equilibrada, muito desequilibrada nas 3 fases ou desequilibrada apenas na fase B (foi mantido fator de potência de 0,92 para as cargas);
- Conversores CA-CC de 500 e 900 kVA e ângulo de disparo variando em 30°.

O esperado nesta última campanha de simulação era aproximar ainda mais o sistema simulado aos sistemas reais, em que a fonte de tensão trifásica não é ideal e totalmente estável, apresentando pequenas variações na sua operação em regime permanente.

As premissas aqui adotadas também evitaram o excesso de simulações, focando-se os casos anteriormente simulados em que houve maiores diferenças percentuais entre as medições FF e FN.

Na sequência são apresentados os resultados obtidos.

TABELA 10 - DTT % - FONTE 59 HZ DESEQUILBRADA, CONVERSOR 500 kVA DISPARANDO EM 30°, CARGA RL 900 kVA VARIANDO EQUILÍBRIO.

CONVERSOR 500 KVA DISPARO 30° FONTE 59 Hz DQ	900 KVA - EQ	900 KVA DQ 3 FASES	900 KVA DQ FASE B
FF-AB-P	4,96%	4,03%	3,83%
FF-BC-P	3,91%	4,43%	4,00%
FF-CA-P	4,26%	4,03%	3,49%
FN-A-P	4,82%	3,88%	3,53%
FN-B-P	4,54%	4,29%	4,05%
FN-C-P	3,76%	4,32%	3,75%
Diferença %	2,68%	2,35%	1,10%

TABELA 11 - DTT % - FONTE 59 HZ DESEQUILBRADA, CONVERSOR 900 kVA DISPARANDO EM 30°, CARGA RL 900 kVA VARIANDO EQUILÍBRIO.

CONVERSOR 900 KVA DISPARO 30° FONTE 59 Hz DQ	900 KVA - EQ	900 KVA DQ 3 FASES	900 KVA DQ FASE B
FF-AB-P	6,82%	5,96%	6,28%
FF-BC-P	6,01%	6,56%	5,86%
FF-CA-P	6,55%	6,51%	5,78%
FN-A-P	6,87%	6,10%	6,07%
FN-B-P	6,39%	6,18%	6,16%
FN-C-P	6,12%	6,76%	5,68%
Diferença %	0,75%	2,87%	1,78%

TABELA 12 - DTT % - FONTE 58.5 HZ DESEQUILIBRADA, CONVERSOR 500 KVA DISPARANDO EM 30°, CARGA RL 900 kVA VARIANDO EQUILÍBRIO.

CONVERSOR 500 KVA DISPARO 30° FONTE 58,5 Hz DQ	900 KVA - EQ	900 KVA DQ 3 FASES	900 KVA DQ FASE B
FF-AB-P	5,66%	4,36%	4,05%
FF-BC-P	4,36%	5,60%	4,25%
FF-CA-P	4,70%	4,31%	5,68%
FN-A-P	5,44%	3,80%	5,12%
FN-B-P	5,17%	5,23%	3,49%
FN-C-P	4,07%	5,23%	5,33%
Diferença %	4,01%	6,56%	6,18%

TABELA 13 - DTT % - FONTE 58.5 HZ DESEQUILIBRADA, CONVERSOR 900 KVA DISPARANDO EM 30°, CARGA RL 900 kVA VARIANDO EQUILÍBRIO.

CONVERSOR 900 KVA DISPARO 30° FONTE 58,5 Hz DQ	900 KVA - EQ	900 KVA DQ 3 FASES	900 KVA DQ FASE B
FF-AB-P	7,02%	6,39%	6,08%
FF-BC-P	6,05%	7,01%	6,31%
FF-CA-P	6,84%	6,20%	7,40%
FN-A-P	7,15%	5,99%	6,87%
FN-B-P	6,47%	6,87%	5,74%
FN-C-P	6,30%	6,74%	7,18%
Diferença %	1,77%	1,95%	3,01%

Os resultados obtidos demonstram que a variação da tensão entregue ao consumidor, em combinação com as variações e chaveamentos de sua carga, resulta em diferenças percentuais mais significativas na apuração das DTTs %.

Os valores das diferenças percentuais apurados nesta última campanha de simulação ultrapassaram 6,5 %.

C. Análise dos Resultados

Os resultados encontrados nas primeiras simulações, em que somente houve variação nas configurações das cargas, apontaram que, para um sistema de fonte estável e equilibrada, as medições realizadas no lado primário do transformador, tanto utilizando uma configuração de dispositivos de transformação de potencial em delta-aberto, quanto em estrela-aterrado, apresentam diferenças percentuais pouco acentuadas.

As maiores diferenças percentuais observadas nas primeiras simulações foram no sistema de carga RL elevada e desequilibrada, com o conversor operando com ângulo de disparo de 30°. Nesta configuração, foram encontrados valores de diferenças percentuais próximos de 3 %.

Na segunda campanha de medição, em que houve a inserção de mais um conversor idêntico no sistema não foram observadas diferenças percentuais significativas entre as medições FF e FN.

Quando simuladas situações de variação tanto na carga quanto na fonte de alimentação, observaram-se diferenças percentuais mais elevadas em relação às primeiras simulações. As diferenças percentuais chegaram a ultrapassar 6,5 %.

Os valores encontrados nas últimas simulações sugerem que há diferenças consideráveis nas metodologias de medição com 2 e 3 elementos.

III. OBSERVAÇÕES FINAIS

As novas características do Setor de Energia Elétrica têm apresentado ao longo dos últimos anos alguns problemas intrínsecos à evolução tecnológica, que antes não faziam parte do cotidiano operacional dos Sistemas Elétricos de Potência.

O monitoramento da QEE é o primeiro passo para a ação preventiva e corretiva dos problemas a ela relacionados, através da identificação das fontes de distúrbio no sistema. Todavia, para que se consiga determinar parâmetros e limites de distúrbios do sistema, bem como avaliar corretamente as transgressões destas perturbações, faz-se necessária a utilização de recursos de medição que apresentem fidelidade aos valores reais, capacidade de repetitividade, precisão e exatidão, dentre outros importantes fatores.

Neste contexto, determinadas perturbações de QEE apresentam alto grau de complexidade para sua correta aferição. Dentre outras, destacam-se as distorções harmônicas, as flutuações de tensão e os desequilíbrios de tensão.

As características dos elementos transdutores, bem como as suas possíveis configurações de ligação são fatores que implicam diretamente na qualidade dos resultados de medições.

Destacando-se as possíveis configurações de ligação de elementos transdutores, tais como os TPs, observa-se que, para determinadas necessidades, certas configurações podem implicar em resultados incoerentes com a realidade das grandezas apuradas.

As configurações aqui estudadas apresentam como principal diferença o aterramento ou não da ligação. Esta distinção pôde ser notada nas simulações em que a fonte de alimentação é também geradora de perturbações, somando ou amplificando àquelas provenientes da carga do sistema.

Apesar da ligação do transformador de potência do consumidor em delta/estrela-aterrado eliminar a transferência das correntes circulantes entre fase-neutro no lado secundário para o lado primário, a fonte supridora em desequilíbrio e com variações de frequência implica em resultados diferentes quando considerada a circulação de corrente pelo elemento neutro da configuração de medição estrela-aterrado, o que não ocorre na configuração de medição em delta-aberto.

Os resultados apresentados neste trabalho apontam para uma revisão de conceitos e quebra de paradigmas do setor elétrico. O órgão regulador, ao permitir o uso das diferentes configurações de ligação de transdutores para medição e apresentar parâmetros e limites únicos para ambas, deixa em aberto a questão da fidelidade dos valores medidos em relação aos valores reais, bem como a decisão para a tomada de ações frente às transgressões dos parâmetros regulados, tendo em vista que, em determinados casos, medições realizadas com 2 elementos transdutores de tensão na configuração delta-aberto podem apontar transgressões de limites que uma medição a 3 elementos em configuração estrela-aterrado não apontaria, sendo a recíproca também verdadeira.

A análise realizada neste artigo é um ponto de partida para o início de avaliações mais aprofundadas da problemática

apontada, através de mais simulações contemplando outras variações no sistema, bem como a confirmação dos resultados obtidos através de campanhas de medição em campo.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Revisão 2 - janeiro/2011.
- [2] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução ANEEL N° 024, Diário Oficial, jan. 2000.
- [3] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução ANEEL N° 505, Diário Oficial, nov. 2001.
- [4] ANEEL, “Resolução ANEEL N° 456”, Diário Oficial, nov. 2000.
- [5] JESUS, N.C. – Apostila de Treinamento de Simulação de Sistemas Elétricos Utilizando o Programa ATPDraw – GSI – Engenharia e Consultoria Ltda.
- [6] BOLLEN, M.H.J., “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions”, IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.
- [7] DUGAN, R.C., MCGRANAGHAN, M.F. and WAYNE BEATY, H. (1996) - Electrical Power Systems Quality, ed. McGraw-Hill.
- [8] KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B., ROBBA, E. J. - Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, ed. Edgard Blucher
- [9] MEDEIROS FILHO, S., “Medição de Energia Elétrica”, LTC, 4ª edição
- [10] TORREZAN, R.; AHN S.U. ; ESCOBAR, C.; GAONA, A.S.P.; OLIVEIRA, A.V.; *et al.* . Metodologia para Análise do Impacto de Cargas Potencialmente Perturbadoras na Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição. In: XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2010.

Anexo B – Parâmetros das Simulações

O modelo de rede abaixo foi base para a primeira etapa das simulações do Capítulo 4:

Fonte de Tensão e sua impedância (Z Fonte):

Component: AC3PH

DATA	UNIT	VALUE
Amplitude	Volt	11831
f	Hz	60
pha	Deg/Rad	-90
A1		0
Tstart	s	-1
Tstop	s	10

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: Fonte 13,8kV

Comment:

Type of source: ☐ Current ☒ Voltage ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

NODE	PHASE	NAME
AC3	ABC	FORTE

Component: LINESY_3

DATA	UNIT	VALUE
R0	Ohm/m	0.0008
Lo	Ohm/m	1.0956
R+	Ohm/m	0.0408
L+	Ohm/m	1.236

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: Z Fonte

Comment:

Lines: Length 1 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	CH-P
OUT1	ABC	ZF

Impedância da Rede de 10 km (Cabo A336):

Component: LINESY_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R ₀	Ohm/m	0.663
L ₀	Ohm/m	2.098
R ₊	Ohm/m	0.188
L ₊	Ohm/m	0.387

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	ZRD1
OUT1	ABC	FF-P

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: Rede 10km

Comment:

Lines
Length: 10 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Transformador Saturável (1500 kVA):

Component: SATTRAFO

Attributes

	Prim	Sec
U [V]	13800	219.393
R [ohm]	1.878	0.0005
L [mH.ohm]	11.27	0.0028

Coupling: D Y
Phase shift: 30
I(0)= 0 Rm= 1000000
F(0)= 0

☐ 3-leg core
☒ RMS
☐ 3-winding

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	P-TR
Secondary	ABC	S-TR
Starpoint	ABC	>X0002
Sec-N	1	>X0001

Order: 0 Label: TR 1500 kVA

Comment:

Output: 0 - No ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

HVDC (High Voltage Direct Current) – Gerador de Harmônicas:

Group: GRP00002

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
FREQ	Hz	60
ANGLE	deg	0
R	Ohm	250
C	μF	0.01

NODE	PHASE	NAME
AC	ABC	HVDC
POS	1	R
NEG	1	L

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: HVDC 500 kW

Comment:

☐ Hide
☐ Protect

Edit definitions OK Cancel Help

Cargas RL (Todos os valores em Ohms; $K_p = 10$ nos indutores):

Desequilibradas:

DQ300

DQ600

DQ900

$R_A = 0,34754$ $L_A = 0,81583$

$R_A = 0,14895$ $L_A = 0,34964$

$R_A = 0,09478$ $L_A = 0,2225$

$R_B = 0,52609$ $L_B = 1,23495$

$R_B = 0,26066$ $L_B = 0,61183$

$R_B = 0,17377$ $L_B = 0,40792$

$R_C = 1,04263$ $L_C = 2,4475$

$R_C = 1,04263$ $L_C = 2,4475$

$R_C = 1,04263$ $L_C = 2,4475$

Equilibradas:

EQ300

EQ600

EQ900

$R_A = R_B = R_C = 0,52132$

$R_A = R_B = R_C = 0,26066$

$R_A = R_B = R_C = 0,17377$

$L_A = L_B = L_C = 1,22375$

$L_A = L_B = L_C = 0,61183$

$L_A = L_B = L_C = 0,40792$

O modelo de rede abaixo foi base para a segunda etapa das simulações do Capítulo 4:

Fonte de Tensão e sua impedância (Z Fonte):

Component: ACSOURCE

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
AmplitudeA	Volt	11831	AC	ABC	FONTE
AmplitudeB	Volt	11731			
AmplitudeC	Volt	11631			
Frequency	Hz	60			
PhaseAngleA	degrees	-90			
PhaseAngleB	degrees	-210			
PhaseAngleC	degrees	30			
StartA	sec	-1			

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Type of source: ☐ Current ☒ Voltage

Num phases: ☐ Single ☒ 3-phase

Angle units: ☒ Degrees ☐ Seconds

Amplitude: ☒ Peak L-G ☐ RMS L-G ☐ RMS L-L

Grounding: ☒ Grounded ☐ Ungrounded

☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Component: LINESY_3

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Ro	Ohm/m	0.0008	IN1	ABC	CH-P
Lo	Ohm/m	1.0956	OUT1	ABC	ZF
R+	Ohm/m	0.0408			
L+	Ohm/m	1.236			

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: Z Fonte

Comment:

Lines Length 1 (m)

☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Impedância da Rede de 20 km (Cabo A336):

Rede 20km

Component: LINESY_3

DATA	UNIT	VALUE
R ₀	Ohm/m	0.663
L ₀	Ohm/m	2.098
R ₊	Ohm/m	0.188
L ₊	Ohm/m	0.387

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	ZPD1
OUT1	ABC	FF-P

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: Rede 20km

Comment:

Lines
Length: 20 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Transformador Saturável (1500 kVA):

P-TR S-TR

TR 1500 kVA

$R = 1.10^{12} \Omega$

Component: SATTRAFO

	Prim.	Sec.
U [V]	13800	219.393
R [ohm]	1.878	0.0005
L [mH,ohm]	11.27	0.0028

Coupling: D Y
Phase shift: 30
I(0)= 0 Rm= 1000000
F(0)= 0 ☐ 3-leg core ☒ RMS ☐ 3-winding

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	P-TR
Secondary	ABC	S-TR
Starpoint	ABC	X0002
Sec-N	1	X0001

Order: 0 Label: TR 1500 kVA

Comment:

Output: 0 - No ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

HVDC (High Voltage Direct Current) – Gerador de Harmônicas:

HVDC 500 kW

CARG1

$R = 1.10^{-9} \Omega$
 $L = 0,005 \Omega$

$R = 0,6 \Omega$
 $L = 0,004 \Omega$ (Kp = 10)

Group: GRP00002

DATA	UNIT	VALUE
FREQ	Hz	60
ANGLE	deg	0
R	Ohm	250
C	μF	0.01

NODE	PHASE	NAME
AC	ABC	HVDC
POS	1	R
NEG	1	L

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: HVDC 500 kW

Comment:

☐ Hide ☐ Protect

Edit definitions OK Cancel Help

Cargas RL (Todos os valores em Ohms; Kp = 10 nos indutores):

Equilibrada:

EQ900

$$R_A = R_B = R_C = 0,17377$$

$$L_A = L_B = L_C = 0,40792$$

Muito Desequilibrada:

DQ900

$$R_A = 0,26066 \quad L_A = 0,61187$$

$$R_B = 0,17377 \quad L_B = 0,40792$$

$$R_C = 0,13033 \quad L_C = 0,30594$$

Desequilibrada na Fase B:

DQ2

$$R_A = 0,14895 \quad L_A = 0,34964$$

$$R_B = 0,26066 \quad L_B = 0,61187$$

$$R_C = 0,14895 \quad L_C = 0,34964$$

O modelo de rede abaixo foi base para a terceira etapa das simulações do Capítulo 4:

Fonte de Tensão e sua impedância (Z Fonte):

Component: ACSOURCE

DATA	UNIT	VALUE
AmplitudeA	Volt	11831
AmplitudeB	Volt	11631
AmplitudeC	Volt	11431
Frequency	Hz	58.5
PhaseAngleA	degrees	-90
PhaseAngleB	degrees	-210
PhaseAngleC	degrees	30
StartA	sec	-1

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Type of source: ☐ Current ☒ Voltage

Num phases: ☐ Single ☒ 3-phase ☐ 3*1-phase

Angle units: ☒ Degrees ☐ Seconds

Amplitude: ☒ Peak L-G ☐ RMS L-G ☐ RMS L-L

Grounding: ☒ Grounded ☐ Ungrounded

☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Component: LINESY_3

DATA	UNIT	VALUE
Ro	Ohm/m	0.0008
Lo	Ohm/m	1.0956
R+	Ohm/m	0.0408
L+	Ohm/m	1.236

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: Z Fonte

Comment:

Lines: Length 1 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Impedância da Rede de 20 km (Cabo A336):

Component: LINESY_3

DATA	UNIT	VALUE
R ₀	Ohm/m	0.663
L ₀	Ohm/m	2.098
R ₊	Ohm/m	0.188
L ₊	Ohm/m	0.387

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	ZRD1
OUT1	ABC	FF-P

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: Rede 20km

Comment:

Lines
Length: 20 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Transformador Saturável (1500 kVA):

Component: SATTRAFO

	Prim.	Sec.
U [V]	13800	219.393
R [ohm]	1.878	0.0005
L [mH,ohm]	11.27	0.0028

Coupling: D Y
Phase shift: 30
I(0)=0 Rm=1000000
F(0)=0

☐ 3-leg core ☒ RMS ☐ 3-winding

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	P-TR
Secondary	ABC	S-TR
Starpoint	ABC	>X0002
Sec-N	1	>X0001

Order: 0 Label: TR 1500 kVA

Comment:

Output: 0 - No ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

HVDC (High Voltage Direct Current) – Gerador de Harmônicas:

Group: GRP00002

DATA	UNIT	VALUE
FREQ	Hz	60
ANGLE	deg	0
R	Ohm	250
C	μF	0.01

NODE	PHASE	NAME
AC	ABC	HVDC
POS	1	R
NEG	1	L

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: HVDC 500 kW

Comment:

☐ Hide ☐ Protect

Edit definitions OK Cancel Help

Cargas RL (Todos os valores em Ohms; Kp = 10 nos indutores):

Equilibrada:

EQ900

$$R_A = R_B = R_C = 0,17377$$

$$L_A = L_B = L_C = 0,40792$$

Muito Desequilibrada:

DQ900

$$R_A = 0,26066 \quad L_A = 0,61187$$

$$R_B = 0,17377 \quad L_B = 0,40792$$

$$R_C = 0,13033 \quad L_C = 0,30594$$

Desequilibrada na Fase B:

DQ2

$$R_A = 0,14895 \quad L_A = 0,34964$$

$$R_B = 0,26066 \quad L_B = 0,61187$$

$$R_C = 0,14895 \quad L_C = 0,34964$$

O modelo de rede abaixo foi base para os experimentos do Capítulo 6:

Fontes de Tensão Harmônica com base nos valores da 2ª Campanha de Medição (Figura 29, Figura 30 e Figura 31):

Component: HFS_SOUR

Attributes

Type of source: ☒ Voltage ☐ Current

F/n	Ampl.	Angl.
60	9667.12	32.59
120	1.51	107.15
180	39.75	346.92
240	4.3	135.71
300	231.86	128.9
360	1.6	185.39
420	100.50	120.00

Order: 0 Label:

Comment:

☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Banco de Capacitor em Y:

Component: RLCY3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
L_1	Ohm	0
C_1	μF	22.47787
R_2	Ohm	0
L_2	Ohm	0
C_2	μF	22.47787
R_3	Ohm	0
L_3	Ohm	0
C_3	μF	22.47787

NODE	PHASE	NAME
IN	ABC	X0001
OUT	1	X0002

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output

0 - No

Hide

Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Impedância de Rede de 300 m (Cabo A470):

Component: LINESY_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R ₀	Ohm/m	0.608
L ₀	Ohm/m	1.598
R ₊	Ohm/m	0.133
L ₊	Ohm/m	0.374

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	BC
OUT1	ABC	CARGA

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: 300m A470

Comment:

Lines

Length 0.3 [m]

Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Impedância de Rede de 400 m (Cabo E70 – spacer cable):

Component: LINESY_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R_0	Ohm/m	1.723
L_0	Ohm/m	1.628
R_+	Ohm/m	0.532
L_+	Ohm/m	0.291

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	LNLS1
OUT1	ABC	PTR1

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines
Length 0.4 [m] ☐ Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Cargas do Consumidor:

Carga restante na Rede: