



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

PEDRO PEREIRA DE ALMEIDA

**IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO CÁLCULO DE PERDAS
TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CAMPINAS

2021



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

PEDRO PEREIRA DE ALMEIDA

**IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO CÁLCULO DE PERDAS
TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Coorientador: Dr. Ricardo Torquato Borges

Este trabalho corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Pedro Pereira de Almeida, orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho e coorientada pelo Dr. Ricardo Torquato Borges.

Assinatura do orientador

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

AL64i Almeida, Pedro Pereira de, 1995-
Impacto de distorções harmônicas no cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica / Pedro Pereira de Almeida. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.

Coorientador: Ricardo Torquato Borges.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Frequências harmônicas. 2. Energia elétrica - Distribuição - Controle de qualidade. 3. Perdas elétricas. 4. Energia elétrica - Distribuição. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Borges, Ricardo Torquato, 1989-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Impact of harmonic distortions in the calculation of technical losses in electric distribution systems

Palavras-chave em inglês:

Harmonic frequencies

Power quality

Electrical losses

Electrical losses

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Walmir de Freitas Filho [Orientador]

Maria Nataly Bañol Arias

Arnaldo José Pereira Rosentino Júnior

Data de defesa: 01-03-2021

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-4038-0058>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/1077041674111103>

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Pedro Pereira de Almeida RA: 229958

Data da defesa: 01 de março de 2021

Título da Dissertação: “Impacto de Distorções Harmônicas no Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”.

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente)

Prof. Dr. Arnaldo José Pereira Rosentino Júnior

Dra. Maria Nataly Bañol Arias

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

AGRADECIMENTOS

A minha mãe Anailde, por todo carinho e amor. Por seu suporte e companheirismo em todos os momentos.

Ao Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho pela oportunidade de integrar este grupo de pesquisa, assim como de crescimento profissional e pessoal.

Ao Dr. Ricardo Torquato Borges por sua orientação e paciência durante esta jornada.

A todos os colegas do LE41, que me receberam como membro do grupo.

A todos os meus amigos, especialmente ao Rafael, Tales e Victor Hugo pelo apoio, as boas conversas, discussões e momentos de alegria.

A todos os professores que contribuíram com minha formação.

À Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) que, no âmbito do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) número PD-00063-3048/2018, disponibilizou os dados de redes utilizados nesta dissertação.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

RESUMO

O cálculo adequado das perdas técnicas em redes de distribuição é de grande importância para as distribuidoras e consumidores, visto que afetam diretamente a receita das concessionárias e a tarifa de energia praticada. Atualmente, a metodologia de cálculo estabelecida pela ANEEL para redes de distribuição de média e baixa tensão considera as perdas técnicas apenas na frequência fundamental, desprezando perdas causadas por distorções harmônicas na rede elétrica. Frente ao crescimento da penetração de componentes (cargas e geradores) não lineares nas redes de distribuição, torna-se necessário avaliar seu efeito nas perdas técnicas das redes de distribuição. Este é o principal objetivo deste trabalho de mestrado. Executa-se uma análise para caracterizar e quantificar o impacto de distorções harmônicas nas perdas técnicas considerando uma concessionária de distribuição de grande porte e, assim, determinar se é necessário incluir tais distorções no cálculo regulatório de perdas técnicas.

No estudo, são avaliadas duas metodologias para modelar os espectros harmônicos das cargas e realizar o cálculo de fluxo de carga harmônico. Ambas as metodologias utilizam técnicas probabilísticas para gerar aleatoriamente um conjunto de espectros harmônicos das cargas a partir de dados de medição. Uma vez determinados os espectros harmônicos e realizado o cálculo de fluxo de carga harmônico, é possível quantificar a necessidade ou não da inserção de distorções harmônicas nas simulações para o cálculo de perdas técnicas e, assim, determinar se o método de cálculo regulatório deve ser atualizado para considerá-las. Os resultados de um amplo estudo considerando 1.342 alimentadores reais de uma concessionária de grande porte do Sudeste do país indicam que o impacto das distorções harmônicas nas perdas técnicas totais tende a ser baixo, inferior a 0,7%, desde que os níveis de distorção harmônica de tensão da rede respeitem os limites de qualidade de energia estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST. Portanto, a conclusão deste trabalho é que atualmente ainda não é necessário alterar a metodologia de cálculo regulatório vigente para incluir o efeito de distorções harmônicas, desde que os níveis de distorção de tensão respeitem os limites regulatórios. Entretanto, deve-se reavaliar este ponto a medida que a dificuldade de se obter medições harmônicas para consumidores em larga escala é reduzida.

Palavras-chave: Distorções harmônicas, qualidade de energia, perdas técnicas, sistemas de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

The computation of technical losses in electrical power distribution systems is paramount for distribution utilities and customers, as they directly affect utilities revenue and energy tariff. The calculation methodology currently adopted by ANEEL for medium and low voltage distribution systems only considers the technical losses at the fundamental frequency, disregarding losses due to harmonics distortions in the system. Due to the increasing penetration of nonlinear components (loads and generators) in the distribution systems, it is necessary to investigate their effects on distribution system losses. This is the main objective of this M.Sc. dissertation. An analysis is conducted to characterize and quantify the impact of harmonic distortions on the technical losses of a large utility and determine if it is necessary to consider such distortions in the regulatory methodology for technical loss calculation.

This research investigates two methodologies to model the harmonic spectra of nonlinear loads and execute harmonic load flow calculation. Both methodologies use a probabilistic approach to produce harmonic spectra for the loads based on measurement data. Once this process is completed, it is possible to determine whether harmonic distortions should be included in the technical loss calculation process. Results from a large-scale study considering 1.342 real feeders from a distribution utility from the Southeast of Brazil reveals the impact of harmonic distortions on the technical losses is expected to be low, below 0,7%, as long as voltage distortion levels in the system comply with the regulatory limits established in PRODIST. Therefore, the research concludes that the methodology currently used to calculate technical losses is still adequate and the effect of harmonic distortions does not need to be considered if voltage distortion levels are kept below the regulatory limits. Nonetheless, this conclusion should be re-evaluated as difficulties related to large scale costumers harmonic measurements are reduced.

Keywords: Harmonic distortions, power quality, technical losses, electrical energy distribution systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1: Diagrama simplificado para geração de distorções harmônicas na rede elétrica.....	20
Figura 2.2: Diagrama de operação da rede em frequências harmônicas. Adaptado de [14].	21
Figura 2.3: Diagrama simplificado de sistema de distribuição com cargas harmônicas. Adaptado de [32]......	32
Figura 2.4: Variação da DTT (%) em função do fator de diversidade para duas cargas. ...	34
Figura 2.5: Diagrama unifilar da rede exemplo simulada.....	35
Figura 2.6: Acréscimo na corrente eficaz e perdas ôhmicas no condutor em função da TDD(%).	36
Figura 2.7: Acréscimo nas perdas ôhmicas devido ao efeito Pelicular – condutor de 16 mm ²	37
Figura 2.8: Acréscimo nas perdas ôhmicas devido ao efeito Pelicular – condutor de 70 mm ²	37
Figura 2.9: Perdas técnicas totais do transformador por componente harmônica.	38
Figura 2.10: Perdas ôhmicas e a vazão do transformador por componente harmônica.	38
Figura 3.1: Processo simplificado de avaliação de perdas técnicas. Adaptado de [7]......	42
Figura 3.2: Métodos adotados pela ANEEL para cálculo de perdas técnicas.	44
Figura 3.3: Representação de perdas técnicas em SDAT.	45
Figura 3.4: Modelo de fluxo de potência para cargas e geradores em 60 Hz. Adaptado de [39].	47
Figura 3.5: Algoritmo utilizado para computar o fluxo de carga em redes de média e baixa tensão.....	48
Figura 3.6: Modelo de carga para estudo harmônico.....	51
Figura 3.7: Modelo de transformador de dois enrolamentos	51
Figura 3.8: Modelo trifásico de linhas de distribuição.	53
Figura 3.9: Fluxograma para o cálculo de perdas técnicas totais do alimentador	54
Figura 3.10: Espectro harmônico de corrente base para os diferentes grupos de consumidores em dia útil (DU), sábado (SA) e domingo (DO)	56
Figura 4.1: Diagrama unifilar de uma rede genérica de distribuição com níveis de média e baixa tensão.....	59
Figura 4.2: Composição de cargas dos alimentadores simulados.....	60

Figura 4.3: Métricas dos alimentadores simulados.....	61
Figura 4.4: Diagrama unifilar do alimentador AL01	62
Figura 4.5: Fragmentação da energia total injetada no alimentador AL01.....	63
Figura 4.6: Divisão das perdas técnicas para o alimentador AL01.....	63
Figura 4.7: Percentual de acréscimo nas perdas técnicas por segmento do alimentador...64	
Figura 4.8: Composição das perdas técnicas por ordem harmônica e dia da semana.	64
Figura 4.9: Variação mensal de perdas técnicas em 60 Hz e na presença de harmônicas.65	
Figura 4.10: Percentual de nós com violações de DTT95% no alimentador AL01 em dia útil (DU), sábado (SA) e domingo (DO).	66
Figura 4.11: Distribuição de DTT95% no alimentador AL01.....	68
Figura 4.12: Fragmentação da energia total injetada em todos os alimentadores da concessionária.....	69
Figura 4.13: Separação das perdas técnicas em componente fundamental e harmônicas. 69	
Figura 4.14: Percentual de acréscimo nas perdas técnicas totais por segmento.	70
Figura 4.15: Histograma com a distribuição de Ph(%) por alimentador.	71
Figura 4.16: Histogramas com o percentual de nós violados por alimentador e por tipo de dia da semana.....	72
Figura 4.17: Histogramas com o máximo DTT95% por alimentador e dia da semana.....	73
Figura 5.1: Algoritmo utilizado para gerar novos espectros harmônicos.	78
Figura 5.2: Amostragem de valores pelo método A.	79
Figura 5.3: Distribuição dos espectros harmônicos obtidos com o método A aplicado a consumidor residencial em dia útil.	80
Figura 5.4: Amostragem de valores pelo método B.	81
Figura 5.5: Distribuição dos espectros harmônicos obtidos com o método B aplicado a consumidor residencial em dia útil.	81
Figura 5.6: Evolução mensal das perdas técnicas na frequência fundamental e harmônicas – Método A.	82
Figura 5.7: Perdas mensais por componente harmônica – Método A.	83
Figura 5.8: Impacto anual por componente harmônica – Método A.	83
Figura 5.9: Perdas técnicas anuais por segmento das redes de distribuição – Método A..83	
Figura 5.10: Percentual de nós com DTT95% acima dos limites do PRODIST – Método A.....	84
Figura 5.11: Percentual de alimentadores em conformidade com os limites de DTT95% – Método A.	84

Figura 5.12: Histograma com distribuição mensal de DTT95% para os nós com violação dos limites do PRODIST – Método A.	85
Figura 5.13: Evolução mensal das perdas técnicas na frequência fundamental e harmônicas – Método B.	86
Figura 5.14: Perdas mensais por componente harmônica – Método B.	86
Figura 5.15: Impacto anual por componente harmônica – Método B.	86
Figura 5.16: Perdas técnicas anuais por segmento das redes de distribuição – Método B.	87
Figura 5.17: Percentual de nós com DTT95% acima dos limites do PRODIST – Método B.	88
Figura 5.18: Percentual de alimentadores em conformidade com os limites de DTT95% – Método B.	88
Figura 5.19: Histograma com distribuição mensal de DTT95% para os nós com violação do limite do PRODIST – Método B.	89
Figura 5.20: Impacto financeiro anual das perdas harmônicas para a concessionária.	90
Figura 5.21: Impacto financeiro anual por componente harmônica para o método B.	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Limites de emissão harmônica na IEC 61000-3-2. Adaptado de [22].	29
Tabela 2.2: Limites de distorções de corrente para sistemas com tensão nominal entre 120 V e 69 kV. Adaptado de [24].	30
Tabela 2.3: Limites de distorções harmônicas de tensão. Adaptado de [25].	31
Tabela 2.4: Descrição da rede exemplo utilizada nas simulações	35
Tabela 3.1: Parâmetros simplificadores para fluxo de carga em SDMT e SDBT	46
Tabela 4.1: Informações gerais das redes simuladas no mês de outubro.	60
Tabela 4.2: Métricas dos alimentadores analisados.	61
Tabela 4.3: Quantidade de redes de baixa tensão por potência nominal do transformador de distribuição.	61
Tabela 4.4: Características de um alimentador real em outubro de 2018.	62
Tabela 4.5: Distribuição de DTT95% do nó mais impactado do alimentador.	67
Tabela 4.6: Distribuição do Percentual de Perdas Harmônicas.	71
Tabela 5.1: Alternativas de espectros harmônicos (magnitude e ângulo) para cada grupo de carga.	76
Tabela 5.2: Comparação dos resultados de diferentes metodologias utilizadas para incluir as perdas devido a distorções harmônicas.	90

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	JUSTIFICATIVAS E OBJETIVOS	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	17
2	CARACTERIZAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	19
2.1	VISÃO GERAL	19
2.1.1	<i>Origem de Distorções Harmônicas</i>	19
2.1.2	<i>Grandezas Elétricas em Condições não Senoidais</i>	23
2.2	QUALIDADE DE ENERGIA E DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	26
2.2.1	<i>Normas e Recomendações</i>	28
2.2.2	<i>Interação entre Componentes Harmônicas</i>	31
2.3	EFEITO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NAS PERDAS TÉCNICAS	35
2.3.1	<i>Incremento na Corrente dos Condutores</i>	36
2.3.2	<i>Efeito Pelicular</i>	37
2.3.3	<i>Aumento da Corrente e Tensão Eficaz Aplicada ao Transformador</i>	38
2.4	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	39
3	METODOLOGIA DE CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS	41
3.1	METODOLOGIA DE CÁLCULO ESTABELECIDADA PELA ANEEL.....	41
3.1.1	<i>Dados Necessários ao Estudo de Perdas Técnicas</i>	42
3.1.2	<i>Método</i>	44
3.2	FLUXO DE CARGA HARMÔNICO	49
3.2.1	<i>Modelo Harmônico das Redes de Distribuição</i>	49
3.2.2	<i>Estrutura Geral</i>	53
3.3	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	57
4	ANÁLISE DETERMINÍSTICA DO IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NAS PERDAS TÉCNICAS.....	58
4.1	DESCRIÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO SIMULADAS	58
4.2	ANÁLISE EM ALIMENTADOR ESPECÍFICO	62
4.2.1	<i>Quantificação das Perdas Técnicas</i>	63

4.2.2	<i>Análise de Distorções Harmônicas de Tensão</i>	66
4.3	RESULTADOS PARA A ÁREA DE CONCESSÃO DA DISTRIBUIDORA	68
4.3.1	<i>Quantificação de Perdas Técnicas</i>	69
4.3.2	<i>Análise de Distorções Harmônicas de Tensão</i>	71
4.4	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	73
5	ANÁLISE PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NAS PERDAS TÉCNICAS	75
5.1	GERAÇÃO ALEATÓRIA DE ESPECTROS HARMÔNICOS	75
5.1.1	<i>Visão Geral</i>	75
5.1.2	<i>Metodologia</i>	77
5.2	RESULTADOS	81
5.2.1	<i>Análise do Método A</i>	82
5.2.2	<i>Análise do Método B</i>	85
5.3	IMPACTO NA RECEITA DA CONCESSIONÁRIA.....	89
5.4	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	91
6	CONCLUSÕES	93
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	94
7	REFERÊNCIAS	95

1 INTRODUÇÃO

O processo de transporte de energia elétrica entre geração e consumo tem como produto indesejável as perdas elétricas que se apresentam nas mais variadas formas (*e.g.*, térmica, dielétrica, magnética). Estas perdas ocorrem durante o transporte por meio das redes de transmissão e distribuição, na transformação entre níveis de tensão e na medição realizada pelo consumidor final. No Brasil, o custo destas perdas para o setor elétrico é da ordem de R\$ 13 bilhões anuais [1].

Em sistemas de potência, as perdas elétricas são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede (energia comprada) e a parcela fornecida ao consumidor (energia faturada) [2]. Em termos gerais esta diferença pode ser entendida como um indicador da eficiência do sistema elétrico. Isto é, quanto maior o valor das perdas elétricas, menos eficiente é a rede elétrica e mais energia elétrica deve ser comprada ou gerada para atender a mesma quantidade de cargas. A apuração adequada destas perdas tem grande impacto financeiro na receita das concessionárias de energia, visto que as perdas elétricas são um dos componentes da tarifa de energia elétrica. Para o consumidor este impacto é visível diretamente nos valores regulatórios da tarifa de energia.

As perdas elétricas são consequências de fenômenos físicos que ocorrem nas redes elétricas, bem como dos fenômenos sociais relacionados ao consumidor final, podendo ser classificadas em Técnicas e Comerciais (ou Não-Técnicas) [3]. A primeira refere-se à energia perdida inevitavelmente pelo efeito ôhmico da passagem de corrente elétrica por condutores, transformadores e em conexões de equipamentos diversos instalados na rede. Portanto, são consequências inevitáveis da operação da rede elétrica e podem ser determinadas por meio de simulações e medições de campo.

Por outro lado, a diferença entre a energia perdida total e as perdas Técnicas resulta nas perdas Comerciais. Estas, por sua vez, são originadas principalmente de furtos, erros de medições e faturamento, os quais estão associados aos fatores socioeconômicos da região de concessão e da gestão comercial da distribuidora. Em montantes de energia, as perdas elétricas totais representaram 14% do mercado consumidor no ano de 2019 [1]. Neste mesmo ano, as perdas técnicas e comerciais corresponderam a 39,2 TWh (7,33%) e 35,9 TWh (6,64%), respectivamente.

A redução das perdas elétricas é um fator importante para melhorar a eficiência energética e diminuir as despesas operacionais das concessionárias. Nesta direção muitos

países adotam incentivos, de forma que as agências reguladoras de energia garantam que os operadores do sistema limitem ou reduzam o montante de perdas elétricas e seus custos associados [4]. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por definir a cada revisão tarifária, realizada em média a cada quatro anos, um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho das concessionárias nos segmentos de perdas e, por fim, definir o repasse tarifário aos consumidores [5], [6].

Para fim de cálculo de perdas, a agência através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), fornece em seu Módulo 7 [7] uma metodologia padrão a qual deve ser seguida por todas as distribuidoras de energia para calcular o montante de perdas técnicas em sua rede. Até a quinta revisão deste Módulo 7, a mais recente, vigente desde 01 de Janeiro de 2018, a ANEEL determina que as concessionárias realizem os cálculos de perdas técnicas considerando apenas as componentes de tensão e corrente na frequência fundamental (60 Hz), ou seja, desprezando-se as componentes harmônicas injetadas por elementos não lineares nas redes.

Entretanto, as componentes harmônicas estão tradicionalmente presentes nos sistemas de distribuição e, além disto, atualmente existe uma crescente demanda por equipamentos eletrônicos nas redes de distribuição modernas [8], [9]. Muitos destes equipamentos são não lineares, ou seja, injetam distorções harmônicas na rede elétrica. Este processo é resultado direto da disponibilidade de conversores eletrônicos e circuitos de controle mais eficientes e de menor custo. Por exemplo, no segmento de iluminação o mercado de lâmpadas LED aumentou substancialmente na última década, crescendo de uma participação de 5% no mercado global em 2013, para quase metade das vendas de iluminação em 2019 [10]. Estes equipamentos são mais eficientes quando comparados a tecnologias anteriores, porém podem apresentar impactos negativos para a qualidade de energia em regiões de alta densidade de iluminação, visto que, possuem características não lineares.

Neste contexto, devido à presença e potencial aumento de distorções harmônicas nas redes de distribuição, é importante avaliar seu efeito nas perdas técnicas e determinar se o método de cálculo de perdas técnicas atualmente empregado pelas concessionárias deve ser atualizado para considerar o efeito dessas distorções.

1.1 Justificativas e Objetivos

Conforme exposto, dispositivos não lineares (*e.g.*, aqueles baseados em eletrônica de potência) são conectados em larga escala as redes elétricas de distribuição. Em geral, estes

equipamentos são de pequena ou média potência. Apesar disto, tais dispositivos injetam distorções harmônicas na rede elétrica.

Um impacto previsto destas distorções é o aumento das perdas técnicas da rede elétrica. Este efeito não é considerado no método vigente de cálculo regulatório de perdas técnicas em redes de distribuição, definido pela ANEEL e descrito no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [7]. Considera-se apenas as perdas técnicas devido ao fluxo de potência na frequência fundamental. Neste contexto, é necessário identificar a real extensão das perdas técnicas causadas por distorções harmônicas na rede elétrica, de forma a determinar se o método de cálculo regulatório deve ser atualizado para considerá-las, ou se elas são de fato desprezíveis no cenário atual.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação tem como objetivo geral caracterizar e quantificar o impacto de distorções harmônicas nas perdas técnicas de redes de distribuição e, assim, determinar se é necessário considerar tais distorções no cálculo regulatório de perdas técnicas. Desta forma, os principais objetivos podem ser listados como segue:

- Determinar a relevância de distorções harmônicas para o cálculo de perdas técnicas, além de identificar os fatores que mais contribuem para o impacto destas componentes nas perdas técnicas. Se o acréscimo de perdas provocado por harmônicas for baixo em relação às perdas nominais, o método atual da ANEEL não precisa ser ajustado visto que existe uma dificuldade prática em se obter medições reais de harmônicas para um grande número de consumidores;
- Avaliar diferentes metodologias para determinar o espectro harmônico das cargas não lineares. Nesta dissertação, são consideradas uma metodologia determinística em que não há diversidade entre os espectros harmônicos dos consumidores, e duas metodologias probabilísticas em que são inseridos diferentes níveis de diversidade nos espectros harmônicos. O nível de distorção harmônica de tensão nos nós da rede é a métrica adotada para avaliar se cada cenário simulado se aproxima ou não de um cenário prático. Na prática, os níveis de distorção de tensão da rede devem satisfazer os limites estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST [11];
- Avaliar o impacto das distorções harmônicas em um amplo conjunto de circuitos para que sejam considerados diversos tipos de alimentadores (*e.g.*, rurais e urbanos, curtos e longos, residenciais, industriais e comerciais etc.). Para isto, é

considerado o sistema de distribuição completo de uma concessionária de grande porte, com 1.342 alimentadores e mais de 4,6 milhões de consumidores;

- Identificar as principais ordens harmônicas contribuintes para o aumento de perdas técnicas, assim como as regiões das redes de distribuição mais impactadas;

Este trabalho tem como um dos seus objetivos contribuir com os avanços realizados por estudos envolvendo perdas técnicas em sistemas de distribuição com condições distorcidas de tensão e corrente. Em relação a estudos desenvolvidos por outros autores, este trabalho apresenta uma análise técnica e baseada no cálculo de distorções harmônicas em grande escala para verificar a validade dos resultados de perdas técnicas obtidos. Além disto, são consideradas metodologias probabilísticas para incorporar diversidade no padrão de injeção harmônica dos diferentes grupos de consumidores na rede da concessionária, a partir de um limitado conjunto de medições reais.

Fundamentados nestes objetivos, os estudos realizados neste trabalho são desenvolvidos considerando 1.342 alimentadores de uma concessionária de grande porte da região Sudeste. São utilizados espectros harmônicos típicos, coletados em campanha de medição descrita em [12], para diferentes classes de consumidores (residencial, rural, comercial, industrial, consumidor de média tensão e pontos de iluminação pública). Para garantir que os níveis de distorção harmônica considerados nos estudos sejam, de fato, representativos das condições operativas de redes elétricas reais, as distorções harmônicas de tensão das redes simuladas são monitoradas. Estas devem satisfazer os limites regulatórios estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST [11].

1.2 Organização da Dissertação

Com base nos objetivos apontados, esta dissertação de mestrado é organizada conforme apresentado a seguir.

No Capítulo 2, são apresentados os principais conceitos relacionados a distorções harmônicas de tensão e corrente provocadas pela conexão de cargas e geradores não lineares em redes de distribuição. São avaliados os impactos destas distorções harmônicas na qualidade da energia elétrica e nas perdas técnicas.

No Capítulo 3, a metodologia para o cálculo de perdas técnicas é detalhada. Na primeira parte do capítulo é apresentado o modelo de cálculo regulatório da ANEEL definido no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Na segunda parte o modelo

para cálculo de perdas técnicas é adaptado para considerar frequências harmônicas utilizando o fluxo de carga harmônico.

No Capítulo 4, são apresentados resultados técnicos da aplicação do método determinístico para quantificar os impactos de distorções harmônicas nas perdas técnicas. Além de resultados para as perdas técnicas são avaliados os níveis de distorção total de tensão em todos os nós das redes e os resultados comparados com os limites técnicos estabelecidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

No Capítulo 5, são consideradas duas metodologias para diversificar os espectros harmônicos das cargas e criar cenários mais realistas de operação das redes de distribuição. Em seguida, é avaliado novamente o impacto das distorções harmônicas nas perdas técnicas. Ambas as metodologias utilizam técnicas probabilísticas para gerar aleatoriamente um conjunto de espectros harmônicos das cargas a partir de dados de medição.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões desta dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

2 CARACTERIZAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas elétricos são planejados para operar em condições senoidais e em torno de sua frequência fundamental. Essa frequência está associada à velocidade de operação dos geradores conectados à rede elétrica, *i.e.*, 50 Hz ou 60 Hz. Para um sistema que possui apenas componentes lineares, em que a tensão de alimentação é senoidal e a corrente é proporcional ao valor da tensão, as formas de onda de tensão e corrente são sempre senoidais e possuem frequência igual à fundamental. No entanto, a inserção de cargas e geradores não lineares resulta em desvios na forma de onda puramente senoidal de tensão e corrente. Se estas distorções são periódicas e com período igual a um múltiplo inteiro do período referente à frequência fundamental, elas são chamadas de distorções harmônicas.

Este capítulo apresenta os princípios teóricos relacionados à circulação de distorções harmônicas em redes de distribuição. O objetivo é investigar estas componentes, de forma a descrever seu impacto na operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente, especialmente seu impacto nas perdas técnicas de tais sistemas. Para isso são discutidas as causas de distorções harmônicas na rede elétrica e como são quantificados seus efeitos nas formas de onda de tensão e corrente. Este estudo é utilizado como base teórica para os capítulos seguintes, nos quais são desenvolvidas metodologias para análise sistêmica do impacto de distorções harmônicas nas perdas técnicas de redes de distribuição.

2.1 Visão Geral

Esta seção apresenta uma introdução ao tema de distorções harmônicas em sistemas elétricos. É realizada uma fundamentação teórica com o objetivo de formar uma base para os estudos seguintes. As principais origens de componentes harmônicas são analisadas, assim como, os principais parâmetros utilizados na quantificação de distorções de tensão e corrente.

2.1.1 Origem de Distorções Harmônicas

Distorções harmônicas são definidas como distorções de tensão ou corrente cuja frequência em regime permanente é um múltiplo inteiro da frequência fundamental de operação da rede, *i.e.*, 60 Hz [13]. Em uma rede ideal, composta apenas de elementos lineares, estas componentes não são produzidas e a corrente circulante nos elementos é sempre senoidal e possui apenas a frequência fundamental. As componentes harmônicas

surtem das características não lineares de elementos presentes nas redes reais, os quais produzem correntes não senoidais mesmo que a tensão de alimentação seja idealmente senoidal.

A Figura 2.1 ilustra como um elemento não linear presente na rede elétrica provoca distorções nas formas de onda de tensão e de corrente. Nesta figura, uma carga é conectada ao ponto de acoplamento com a rede elétrica por meio de um conversor eletrônico. A rede elétrica é representada por um equivalente de Thévenin, conectado à carga através de uma linha com impedância de parte real R_s e imaginária X_s .

Nesse sistema a fonte de tensão V_g é puramente senoidal e, portanto, produz potência ativa P_{g1} apenas na frequência fundamental. Parte da potência do gerador é utilizada para alimentar a carga por meio do conversor eletrônico e outra parcela é dissipada nas impedâncias do sistema. A corrente consumida pelo elemento não linear possui componentes harmônicas, ou seja, este elemento pode ser considerado uma fonte de distorção harmônica e a rede passa a apresentar distorções harmônicas de corrente.

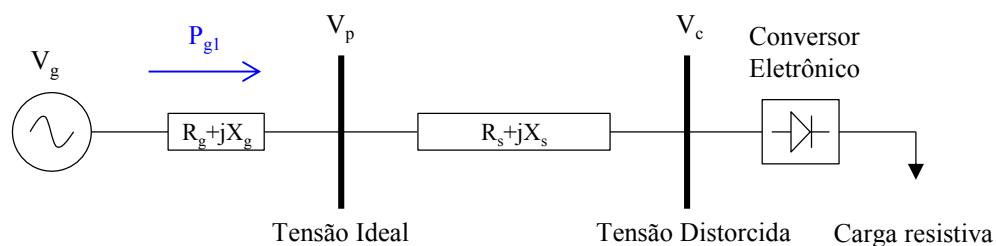


Figura 2.1: Diagrama simplificado para geração de distorções harmônicas na rede elétrica.

A distorção injetada pelo elemento não linear circula pela rede. Neste processo, as correntes harmônicas interagem com a impedância série do sistema, resultando em queda de tensão na frequência de cada uma das componentes de corrente. Portanto, as correntes harmônicas geradas pelo elemento não linear distorcem a tensão no ponto de conexão deste elemento e resultam em distorções harmônicas de tensão na rede. Nota-se que as tensões das barras mais próximas do elemento não linear são as mais afetadas. Para entender melhor o mecanismo de geração de distorções harmônicas, uma análise simplificada e baseada na Figura 2.1 e Figura 2.2 é descrita a seguir.

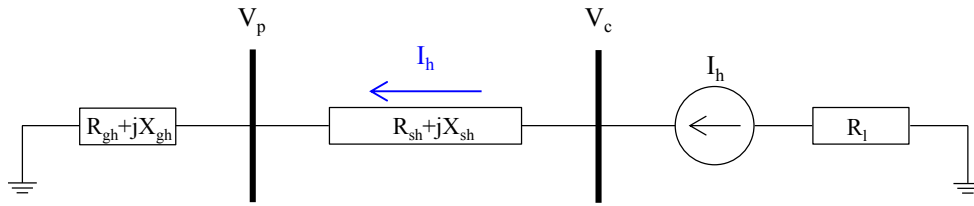


Figura 2.2: Diagrama de operação da rede em frequências harmônicas. Adaptado de [14].

Para o sistema da Figura 2.1, a potência total do gerador é descrita pela equação (2.1), em que P_{g1} é a potência ativa total fornecida ao sistema na frequência fundamental, P_{s1} é potência dissipada na resistência da linha (R_s) e do gerador (R_g), P_{c1} é o valor de potência utilizado pelo conversor eletrônico e P_{l1} é a potência consumida pela carga.

$$P_{g1} = P_{s1} + P_{c1} + P_{l1} \quad (2.1)$$

Durante o condicionamento de tensão e corrente realizado pelo conversor eletrônico, as formas de onda da rede sofrem distorções. Neste processo a parcela de potência P_{c1} consumida pelo conversor eletrônico é convertida em potências com diferentes frequências e o conversor pode ser modelado por uma fonte de corrente, emitindo correntes harmônicas determinadas por suas características de projeto [14]. A corrente que circula pela carga passa a apresentar harmônicas e desvios em relação a sua forma de onda original.

A Figura 2.2 ilustra o fluxo de potência em uma ordem harmônica específica, para a rede do caso anterior. Para quase todas as análises é suficiente considerar o conversor estático como uma fonte de corrente I_h nas frequências harmônicas para modelar a injeção de corrente na rede [13]. Pelo teorema da Superposição e para a análise em frequência diferente da fundamental, a fonte de tensão V_g (que é considerada ideal e não produz distorções harmônicas) é representada apenas por sua impedância harmônica de parte real R_{gh} e imaginária X_{gh} . Da mesma forma, a impedância do sistema passa a ser dependente da frequência, tendo parte real R_{sh} e imaginária X_{sh} .

A corrente harmônica I_h circula pelo sistema e distorce a forma de onda da tensão no ponto de acoplamento da carga com a rede. Uma fração desta potência injetada pelo conversor na ordem harmônica h é consumida pela parte real das impedâncias do gerador R_{gh} e do sistema R_{sh} . Outra parte é consumida pela impedância R_l da carga puramente resistiva.

A perda elétrica total do sistema P_{tot} é descrita na equação (2.2), sendo igual à soma das perdas na frequência fundamental P_{fun} com as perdas nas componentes harmônicas P_h causadas pela presença do conversor não linear.

$$P_{tot} = P_{fun} + P_h \quad (2.2)$$

Na frequência fundamental as perdas são devido à dissipação de potência nas impedâncias da rede (equação (2.3)). As perdas harmônicas são determinadas pela equação (2.4), em que P_{sh} e P_{lh} são, respectivamente, a potência consumida na impedância do gerador e da rede, e a potência dissipada pela impedância da carga na ordem harmônica h .

$$P_{fun} = P_{s1} \quad (2.3)$$

$$P_h = P_{sh} + P_{lh} \quad (2.4)$$

Das análises anteriores é possível extrair algumas conclusões a respeito da origem de distorções harmônicas em sistemas elétricos, as quais pode-se citar:

- A presença de cargas ou elementos não lineares na rede elétrica resulta em distorções de corrente e tensão. Apesar da corrente harmônica de carga provocar distorções na tensão da rede, a carga não possui controle sobre o nível de distorção que ela provocará na tensão [13]. Uma mesma carga ao ser colocada em pontos diferentes da rede resultará em diferentes níveis de distorção harmônica.
- A circulação de correntes harmônicas resulta em perdas adicionais no sistema. Estas perdas estão relacionadas às energias dissipadas nas impedâncias harmônicas do gerador e da rede, além da energia extra consumida pela carga [15]-[17].
- A existência de distorções harmônicas não é condicionada apenas à conexão de cargas não lineares na rede [18], [19]. Os geradores convencionais e por fontes renováveis apresentam características não lineares e sua massiva integração as redes modernas apresenta desafios relacionados aos limites harmônicos.

O comportamento de circuitos com elementos que distorcem as formas de onda de tensão e corrente não pode ser descrito através de fasores em uma única frequência [14]. Os valores eficazes de tensão, corrente e potência calculados considerando apenas a frequência fundamental são modificados em função do grau de distorção do circuito. A seção seguinte

apresenta a formulação matemática do comportamento de grandezas elétricas na presença de componentes harmônicas.

2.1.2 Grandezas Elétricas em Condições não Senoidais

Referindo-se ao diagrama unifilar da Figura 2.1, em que uma fonte de tensão senoidal alimenta uma carga não linear através da impedância de linha equivalente ($R_s + jX_s$), a tensão na fonte puramente senoidal é dada pela equação (2.5), onde V_g é o valor eficaz de tensão, ω_0 é a frequência angular fundamental do sistema e θ_g o ângulo de referência da rede.

$$v_g(t) = \sqrt{2}V_g \text{sen}(\omega_0 t - \theta_g) \quad (2.5)$$

A tensão V_C imposta na carga não pode ser mais expressa por uma relação de tensão e corrente em uma única frequência. Devido a sua composição harmônica, é possível escrever matematicamente as formas de onda através de funções periódicas. Com isso a tensão V_C pode ser expressa a partir de três componentes derivadas de sua série de Fourier, como na expressão (2.6):

$$v_c(t) = v_{c0} + v_{c1} + v_{ch} \quad (2.6)$$

sendo v_{c0} , v_{c1} e v_{ch} as tensões em corrente contínua, na frequência fundamental e nas componentes harmônicas de ordem h . Essas componentes são determinadas de acordo com as equações (2.7) a (2.9):

$$v_{c0}(t) = \frac{1}{T} \int_0^T v_c(t) dt = V_{CC} \quad (2.7)$$

$$v_{c1}(t) = \sqrt{2}V_{c1} \text{sen}(\omega t + \theta_1) \quad (2.8)$$

$$v_{ch}(t) = \sum_{h=2}^n \sqrt{2}V_{ch} \text{sen}(h\omega t + \theta_h) \quad (2.9)$$

Sendo ω, V_{ch}, θ_h a frequência angular, o valor eficaz de tensão e a defasagem angular na ordem harmônica h , respectivamente. De forma análoga, a corrente de carga pode ser decomposta em três componentes derivadas de sua série de Fourier como na equação (2.10), em que i_0 é o valor médio de corrente, i_1 é a corrente na frequência fundamental e i_h é a corrente devido às componentes de ordem harmônica h .

$$i_l(t) = i_0 + i_1 + i_h \quad (2.10)$$

As componentes na equação (2.10) são determinadas de acordo com as equações (2.11) a (2.13):

$$i_0(t) = \frac{1}{T} \int_0^T i_l(t) dt = I_{CC} \quad (2.11)$$

$$i_1(t) = \sqrt{2} I_1 \text{sen}(\omega t + \varepsilon_1) \quad (2.12)$$

$$i_h(t) = \sum_{h=2}^n \sqrt{2} I_h \text{sen}(h\omega t + \varepsilon_h) \quad (2.13)$$

Sendo I_h, ε_h o valor eficaz de corrente e a defasagem angular na ordem harmônica h , respectivamente. Em um circuito sem distorções harmônicas, tanto a tensão como corrente são representadas em uma única frequência e, portanto, o valor de pico se relaciona com o valor eficaz (ou r.m.s) da forma de onda por um fator de $\sqrt{2}$. Entretanto, essa condição não é mais válida quando as tensões e correntes são da forma apresentada nas equações (2.6) e (2.10). Neste caso, as componentes harmônicas também contribuem de forma individual para o valor eficaz do sinal. Então, o valor eficaz de tensão e corrente podem ser expressos como nas equações (2.14) e (2.15), respectivamente.

$$V_{rms} = \sqrt{V_0^2 + V_1^2 + \sum_{h=2}^{h_{max}} (V_h)^2} \quad (2.14)$$

$$I_{rms} = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + \sum_{h=2}^{h_{max}} (I_h)^2} \quad (2.15)$$

em que V_h e I_h são respectivamente o valor eficaz de tensão e corrente na ordem harmônica h . Esses valores são nulos em um circuito puramente senoidal (sem distorções).

A potência aparente depende do valor eficaz de tensão e corrente, sendo calculada da mesma forma para condições senoidais e não senoidais, é expressa na equação (2.16):

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (2.16)$$

O gerador V_g produz potência apenas na frequência fundamental, portanto a potência ativa injetada pela fonte no circuito é dada pela equação (2.17):

$$P_{g1} = V_g I_1 \cos(\theta_g - \varepsilon_1) \quad (2.17)$$

Em condições não senoidais a potência ativa na carga passa a ser igual à soma da potência ativa em cada componente harmônica. Essa soma é descrita na equação (2.18), em que P_{A0} é a potência ativa em corrente contínua, P_{A1} é a potência ativa na frequência fundamental e P_{Ah} é a potência ativa harmônica da carga.

$$P_l = P_{A0} + P_{A1} + P_{Ah} \quad (2.18)$$

As componentes da potência P_l são determinadas a partir das expressões de (2.7) a (2.15), resultando nas equações (2.19) a (2.21) abaixo:

$$P_{A0} = V_{CC} I_{CC} \quad (2.19)$$

$$P_{A1} = V_{c1} I_1 \cos(\theta_1 - \varepsilon_1) \quad (2.20)$$

$$P_{Ah} = \sum_{h=2}^n V_{ch} I_h \cos(\theta_h - \varepsilon_h) \quad (2.21)$$

A potência reativa da fonte em um sistema puramente senoidal é dada pela equação (2.22), representando a componente de potência em quadratura com a potência ativa. Entretanto, existem diversas linhas de pensamento sobre como interpretar a potência reativa em sistema com distorções harmônicas.

$$Q_{fund} = V_g I_1 \sin \varepsilon_1 \quad (2.22)$$

A equação (2.22) é válida apenas para sistemas senoidais em regime permanente. Em circuitos não senoidais, o conceito padrão de potência reativa não é mais válido e a diferença entre a potência aparente e a potência ativa não é mais conservada em um nó, *i.e.*, a sua soma não é nula [13]. Nestas condições, é útil separar esta diferença em uma parcela que é conservada (Q) e em outra parcela que não é conservada (D). Assim, o valor de Q consiste na soma tradicional de potência reativa em cada frequência harmônica - equação (2.23). Por outro lado, a grandeza D ou potência de distorção representa todos os produtos cruzados de tensão e corrente nas diferentes frequências. Este parâmetro não produz nenhuma potência útil ao sistema, sendo calculado através da equação (2.24).

$$Q = \sum_h V_h I_h \sin(\theta_h - \varepsilon_h) \quad (2.23)$$

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (2.24)$$

2.2 Qualidade de Energia e Distorções Harmônicas

Em uma rede elétrica todos os consumidores conectados em um mesmo Ponto de Acoplamento Comum (PAC) compartilham a mesma forma de onda de tensão. Esta onda possui forma, amplitude e frequência bem definidas pela fonte geradora. Em condições ideais a forma de onda de tensão se aproxima de uma senoide de frequência única em 50 Hz ou 60 Hz. Além disso, devido à conexão de cargas em um mesmo ponto da rede os distúrbios elétricos inseridos por um consumidor são sentidos por todos os demais acessantes da rede no PAC [20]. Neste contexto, a inserção de cargas e geradores não lineares de forma

indiscriminada compromete a preservação das características originais de tensão da rede elétrica.

Fontes comuns de distorções harmônicas incluem conversores estáticos de potência, elementos magnéticos saturáveis, máquina rotativa, fornos a arco etc. Cada uma dessas fontes possui um espectro harmônico distinto, podendo ser fixo ou apresentar variações significativas durante a operação do equipamento [17]. Com o objetivo de quantificar o impacto da operação desses equipamentos na Qualidade de Energia (QE) são definidos os índices de Distorção Total de Tensão (DTT) e Distorção Total de Demanda (TDD) [13][14]. Os dois índices são utilizados para medir o conteúdo harmônico de uma forma de onda.

O índice mais comum utilizado para quantificar o nível de distorção de formas de onda de tensão é o DTT. Este parâmetro é definido como o valor eficaz (r.m.s) do conteúdo harmônico, expresso como uma porcentagem da tensão frequência fundamental em (2.25):

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \quad (2.25)$$

em que V_h é a magnitude da tensão da componente harmônica de ordem h , h_{max} é a máxima ordem harmônica e V_1 é a magnitude da tensão de fase na frequência fundamental.

O valor de DTT é uma medida do valor efetivo do conteúdo harmônico presente na forma de onda. Este índice também é relacionado com o valor eficaz da onda pela equação (2.26) e neste caso indica o quanto de energia será dissipada em uma carga resistiva ou em cabos condutores quando submetidos a uma forma de onda com conteúdo harmônico.

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{máx}} V_h^2} = V_1 \sqrt{1 + DTT^2} \quad (2.26)$$

Devido ao valor praticamente constante da tensão na frequência fundamental o valor de DTT reflete as variações harmônicas no tempo. Assim, o monitoramento de alterações no valor de DTT em função do tempo pode ser utilizado para identificar padrões de atividade de consumidores e o uso de cargas não lineares [13], *i.e.*, um alto valor de DTT indica uma

elevada quantidade de cargas não lineares quando comparado com o número de cargas lineares.

Para formas de onda de corrente o índice TDD é utilizado para quantificar seu conteúdo harmônico. Distorções de corrente também podem ser caracterizadas por uma expressão similar à equação (2.26), porém o valor resultante pode ser enganoso para o caso de baixa corrente na fundamental, *i.e.*, operação em baixa carga. Em baixa carga o valor calculado utilizando (2.26) pode ser elevado mesmo em casos em que o valor de magnitude das componentes harmônicas não é problemático ao sistema. Para contornar estas situações, define-se a Distorção Total de Demanda como na equação (2.27):

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}}{I_l} \quad (2.27)$$

Sendo I_h a magnitude da corrente na componente harmônica de ordem h , h_{max} é a máxima ordem harmônica e I_l é a demanda máxima de corrente na frequência fundamental. A equação (2.27) é similar à equação (2.25) para a tensão, exceto pelo uso da corrente máxima de demanda I_l ao invés da magnitude do sinal na frequência fundamental. Neste caso, a distorção é medida em relação a valores de projeto (demanda máxima), ao contrário de se apoiar em valores dependentes do nível de carregamento do sistema.

2.2.1 Normas e Recomendações

Como discutido anteriormente a interação de harmônicas produzidas por equipamentos não lineares com a rede elétrica resulta em desvios nas formas de onda de tensão e corrente. Se não controladas estas interações podem afetar negativamente a operação de diversos componentes do sistema elétrico localmente. Por exemplo, em condições de elevado nível harmônico conversores elétricos baseados no ponto de cruzamento da tensão com o zero podem funcionar de forma errática ou equipamentos de proteção podem deixar de atuar em condições de falta na rede elétrica [21]. Nesse sentido, foram estabelecidas normas para regulamentar as correntes harmônicas que podem ser injetadas na rede elétrica, além de limitar os níveis permitidos de distorção.

As normas e recomendações relacionadas ao assunto usualmente estabelecem limites individuais para cada grupo de harmônicas (*e.g.*, pares, ímpares triplas e ímpares não triplas).

A norma internacional IEC 61000-3-2 [22] estabelece limites para a emissão de correntes harmônicas por equipamentos eletrônicos. Esta norma se refere apenas aos limites de corrente injetada por equipamentos eletrônicos com até 16 A de corrente de entrada, em 50 Hz ou 60 Hz e em nível de tensão entre 220 V e 240 V. Para equipamentos conectados na rede pública de baixa tensão, com corrente de entrada maior que 16 A e tensão nominal até 240 V (monofásico) e até 600 V (trifásico), a norma IEC 61000-3-4 é aplicada [23].

No contexto destas normas os equipamentos eletrônicos são classificados de acordo com seu nível de potência, estes são:

- Classe A: Equipamentos trifásicos balanceados (valor eficaz de corrente de linha diferindo em menos de 20%) e todos os outros equipamentos, exceto os inseridos nas demais classes;
- Classe B: Ferramentas portáteis;
- Classe C: Dispositivos de iluminação;
- Classe D: Equipamentos de potência entre 75 W e 600 W e que possuem uma forma de onda “especial” definida pela norma.

Os limites de injeção de corrente nas classes de equipamentos descritos anteriormente são exibidos na Tabela 2.1 de acordo com sua ordem harmônica. Nota-se que as classes de equipamentos A e B são delimitadas por valores máximos de corrente. Por outro lado, para as classes C e D são estabelecidos limites baseados no percentual em relação à corrente fundamental e ao valor relativo à potência nominal do equipamento, respectivamente.

Tabela 2.1: Limites de emissão harmônica na IEC 61000-3-2. Adaptado de [22].

Ordem harmônica n	Máx. Corrente [A] Classe A	Máx. Corrente [A] Classe B	Máx. Corrente (% da I_{fund}) Classe C	Máx. Corrente (mA/W) Classe D
2	1,08	1,62	2	NA
3	2,30	3,45	30.FP ^a	3,4
4	0,43	0,645	NA ^b	NA
5	1,14	1,71	10	1,9
6	0,30	0,45	NA	NA
7	0,77	1,155	7	1,0
8 ≤ n < 40 (pares)	0,23 (8/n)	0,345 (8/n)	NA	NA
9	0,40	0,6	5	0,5
11	0,33	0,495	3	NA
13	0,21	0,315	3	0,35
15 ≤ n < 39 (ímpares)	0,15 (15/n)	0,225 (15/n)	3	3,85/n

^aFP é o fator de potência do circuito.

^bNA para informações não especificadas.

A norma IEEE 519-2014 [24] descreve práticas recomendadas para o projeto de sistemas de potência com a inserção de cargas lineares e não lineares. Diferente das normas IEC relacionadas a harmônicas, neste documento não há distinção entre os equipamentos emissores de harmônicas, *i.e.*, separação em grupos de potências diferentes. Os limites recomendados são estabelecidos no ponto de interseção entre o consumidor e a distribuidora de energia, ou seja, no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

Segundo os critérios da IEEE 519-2014, tensões e correntes harmônicas são consideravelmente mais altas dentro de uma instalação elétrica individual quando comparado ao PAC. Medições em pontos isolados tendem a não apresentar diversidade, cancelamento harmônico e outros fenômenos que tendem a diminuir o efeito coletivo das componentes no PAC. Portanto, os limites estabelecidos por equipamento são substituídos por um limite total do efeito agregado de todas as cargas em um ponto comum.

Os limites por ordem harmônica (Tabela 2.2) são classificados de acordo com o nível de curto-circuito I_{sc} e de tensão no PAC, onde um maior nível de curto-circuito (menor impedância equivalente da rede) permite maior injeção de correntes harmônicas (maior TDD) devido à menor distorção resultante na tensão da rede. Por outro lado, um maior nível de tensão aceita menor injeção de corrente harmônica.

Tabela 2.2: Limites de distorções de corrente para sistemas com tensão nominal entre 120 V e 69 kV. Adaptado de [24].

Máxima distorção harmônica de corrente em percentual da máxima demanda de carga I_L						
Ordem individual das harmônicas (harmônicas ímpares) ^{a,b}						
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$35 < n$	TDD(%)
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

^aComponentes pares são limitadas a 25% dos valores acima.

^bDistorções harmônicas que resultem em nível CC não são permitidas.

Nas diferentes normas e recomendações técnicas são definidos limites de distorções harmônicas para reduzir os efeitos negativos provocados por tensões não senoidais em equipamentos elétricos, *e.g.*, redução da eficiência dos equipamentos. Para manter os níveis de distorções harmônicas de tensão em valores aceitáveis é necessário que [24]:

1. Todos os usuários conectados a rede limitem suas emissões harmônicas a níveis proporcionais ao seu consumo;
2. Cada operador do sistema elétrico tome as medidas necessárias para controlar as características de impedância do seu sistema de forma a reduzir as distorções harmônicas.

Em geral, o nível de distorção harmônica de tensão em determinado ponto da rede é determinado utilizando o conceito de percentil. Por exemplo, no Brasil o valor de DTT por nível de tensão é definido no PRODIST – Módulo 8 [11], [25]. Este procedimento estabelece valores de medições de DTT que não podem ser excedidos em 95% do tempo, ou seja, deve-se considerar o percentil 95 das distorções de tensão medidas por determinado período (DTT95%). Portanto, as distorções de tensão podem ultrapassar os limites da norma em 5% do tempo total de medição. Os limites harmônicos de tensão para diferentes normas internacionais são comparados na Tabela 2.3 através do valor de DTT.

Em todas as regulamentações da Tabela 2.3 é observado que a distorção harmônica de tensão na baixa tensão (até 1 kV) é limitada em 8% ou 10%. Esta faixa de tensão é importante, pois é onde se encontra grande parte dos equipamentos eletrônicos e não lineares (redes comerciais e residenciais). No Brasil, o PRODIST não define limites para distorções de corrente injetadas nas redes, porém regulamenta um máximo de 8% de distorção para tensões até 69 kV no PAC. Este limite é superior ao encontrado na IEEE 519-2014 [24] ou nas normas IECs [22], [23] para a mesma faixa de tensão.

Tabela 2.3: Limites de distorções harmônicas de tensão. Adaptado de [25].

Normas e recomendações		Nível de tensão	DTT (%)
IEEE 519-2014		$\leq 1 \text{ kV}$	8,0
		1 kV a 69 kV	5,0
		69 kV a 161 kV	2,5
		> 161 kV	1,5
IEC	61000-2-2	$\leq 1 \text{ kV}$	8,0
	61000-3-6	1 kV a 35 kV	6,5
		> 35 kV	3,0
EM	50160	$\leq 35 \text{ kV}$	8,0
BRASIL	PRODIST	$\leq 1 \text{ kV}$	10,0
		1 kV a 69 kV	8,0
		69 kV a 230 kV	5,0
	NOS	< 69 kV	6,0
		> 69 kV	3,0

2.2.2 Interação entre Componentes Harmônicas

Consumidores comerciais e residenciais representam as maiores proporções de fontes harmônicas em redes urbanas. Estes consumidores são caracterizados por pequenas cargas

produtoras de harmônicas, estas incluindo: computadores, impressoras, carregadores de baterias, equipamentos eletrônicos domésticos etc. Apesar da pouca potência individual, o efeito cumulativo dessas cargas é significativo para o nível de DTT, especialmente em redes de baixo nível de curto-circuito [26]-[29]. Por exemplo, apesar da potência de entrada de uma única lâmpada fluorescente ser baixa, um grande número de consumidores com esse tipo de carga pode criar problemas de qualidade de energia.

A determinação de distorções de tensão para sistemas com fontes harmônicas distribuídas e com característica de conexão aleatória (instantes em que as cargas são ligadas e/ou desligadas são aleatórios) é um campo novo e desafiador na área de análise harmônica [30], [31]. Em redes com cargas harmônicas distribuídas nota-se que uma fonte produtora de harmônicas pode ter influência em vários pontos da mesma rede. Essas interações são ilustradas por cargas harmônicas distribuídas e representadas por fontes de corrente em um sistema simplificado na Figura 2.3. Nesse circuito, a tensão em um nó k da rede depende da corrente injetada naquele nó, assim como das correntes harmônicas injetadas pelas demais cargas. A equação (2.28) quantifica essas interações, onde Z_h^{k-i} é a impedância entre dois nós e $i_{h(i)}$ é a corrente de ordem harmônica h .

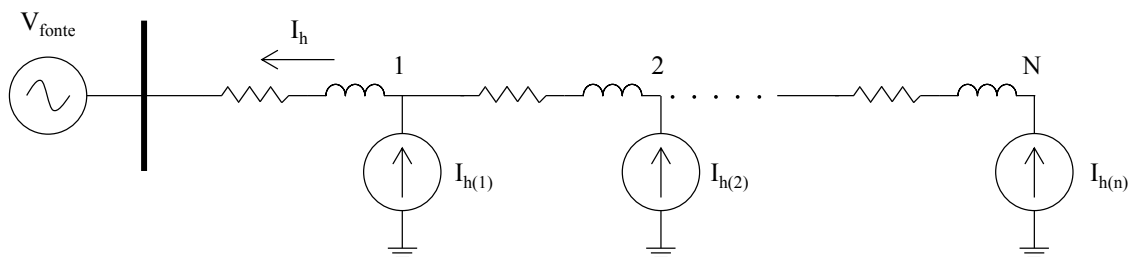


Figura 2.3: Diagrama simplificado de sistema de distribuição com cargas harmônicas. Adaptado de [32].

$$\dot{V}_h^k = \sum_{i=1}^N Z_h^{k-i} \cdot i_{h(i)} \quad (2.28)$$

Ressalta-se que o efeito cumulativo produzido por um conjunto de cargas harmônicas não é estritamente uma soma algébrica, visto que componentes harmônicas provenientes de fontes distintas podem estar defasadas entre si. Na Figura 2.3 considera-se que cada fonte harmônica injeta corrente da forma:

$$i_{h(n)}(t) = I_{h(n)} \text{sen}(\omega_h t + \phi_{h(n)}) \quad (2.29)$$

Sendo ω_h a frequência angular e $\phi_{h(n)}$ o ângulo de fase para a harmônica de ordem h . A corrente total harmônica no sistema corresponde à soma de todas as fontes harmônicas, determinada através da equação (2.30):

$$i_h(t) = \sum_{h=1}^n i_{h(n)} \quad (2.30)$$

Para o caso simplificado de duas cargas não lineares a equação (2.30) resulta em:

$$i_h(t) = \sqrt{I_{h(1)}^2 + I_{h(2)}^2 + 2I_{h(1)}I_{h(2)} \cos(\phi_{h(1)} - \phi_{h(2)})} \quad (2.31)$$

Se os ângulos das correntes injetadas $\phi_{h(1)}$ e $\phi_{h(2)}$ forem iguais então a corrente resultante tem seu valor máximo e corresponde a soma aritmética dos módulos das correntes individuais:

$$i_h(t) = I_{h(1)} + I_{h(2)} \quad (2.32)$$

Por outro lado, se os ângulos $\phi_{h(1)}$ e $\phi_{h(2)}$ estão defasados em 180° então a equação (2.31) tem seu valor mínimo na expressão (2.33). Isto significa que as componentes harmônicas são somadas de forma vetorial e qualquer diferença entre ângulos pode reduzir o valor da corrente harmônica total.

$$i_h(t) = I_{h(1)} - I_{h(2)} \quad (2.33)$$

A equação (2.31) pode ser generalizada para um conjunto de n cargas não lineares. Pode ser demonstrado que a corrente harmônica resultante da interação de n cargas é dada pela equação (2.34):

$$i_h(t) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^n I_{h(i)}(t) I_{h(j)}(t) \cos(\phi_{h(i)} - \phi_{h(j)}) \right)} \quad (2.34)$$

A equação (2.34) demonstra o mecanismo de cancelamento harmônico, onde a conexão de cargas com diferentes padrões de emissões harmônicas resulta na redução da corrente de linha total harmônica. O fator de diversidade DF_h pode ser utilizado para quantificar o efeito de cancelamento harmônico em redes com fontes harmônicas distribuídas, ou seja, determinar a dispersão do ângulo de fase na corrente total do sistema [33]-[38]. Assim, define-se o fator de diversidade como o quociente entre a soma vetorial e a soma algébrica das correntes harmônicas $I_{h(n)}$, expresso na equação (2.35):

$$DF_h = \frac{\sum_{n=1}^N i_{h(n)}}{\sum_{n=1}^N |i_{h(n)}|} \quad (2.35)$$

O valor de DF_h é indicador do cancelamento harmônico, resultante da circulação de harmônicas entre equipamentos de diferentes potências. Este fator varia entre 0 e 1 e quanto mais próximo de zero maior é o nível de cancelamento entre harmônicas. A Figura 2.4 exemplifica este conceito para dois tipos de cargas distintos e hipotéticos. Observa-se que reduzir o fator de diversidade implica, também, na redução da distorção total de tensão do sistema. Para as duas cargas um mesmo valor de distorção de tensão não é resultante de um mesmo fator de diversidade, pois este depende da potência das cargas e da impedância equivalente da rede.

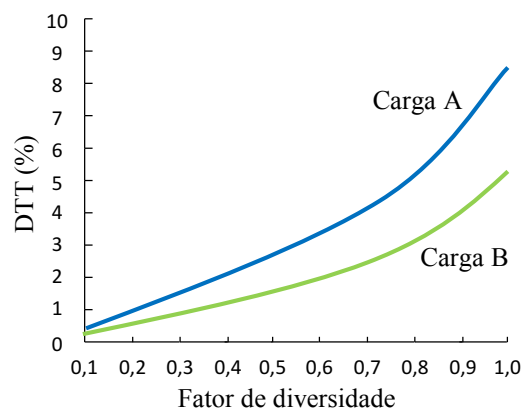


Figura 2.4: Variação da DTT (%) em função do fator de diversidade para duas cargas.

Com base nos fatores discutidos é importante considerar o efeito de diversidade na avaliação de sistemas com grande quantidade de cargas harmônicas. As interações entre fontes harmônicas distintas são fundamentais para haver maior realismo nas simulações. Caso esses fatos sejam desprezados, injeções de correntes harmônicas podem ser superestimadas e resultados de DTT podem ser muito conservadores [27], [32].

2.3 Efeito de Distorções Harmônicas nas Perdas Técnicas

Esta seção tem como objetivo descrever, por meio de simulações simplificadas, como distorções harmônicas podem elevar as perdas técnicas em redes de distribuição. As simulações são baseadas na rede exemplo da Figura 2.5 e os parâmetros dessa rede são descritos na Tabela 2.4. As perdas técnicas podem ser identificadas por meio de efeitos térmicos, magnéticos ou dielétricos em menor proporção. Assim, o incremento de perdas técnicas pode ser produzido através de uma causa única (*e.g.*, aumento da corrente eficaz) ou por uma combinação de fontes, sendo discutidas as três principais a seguir:

1. Incremento na corrente dos condutores;
2. Efeito Pelicular;
3. Aumento da corrente e tensão eficaz aplicada ao transformador.

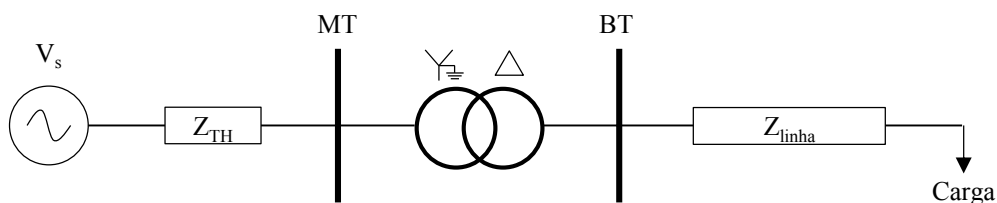


Figura 2.5: Diagrama unifilar da rede exemplo simulada.

Tabela 2.4: Descrição da rede exemplo utilizada nas simulações

Parâmetros do circuito	
Nível de curto-circuito trifásico (MVA)	2000
Tensão primária (kV)	13,8
Tensão secundária (kV)	0,22
Potência do transformador (kVA)	150
Comprimento da linha (m)	50
Potência nominal da carga (kW)	50

2.3.1 Incremento na Corrente dos Condutores

O primeiro efeito investigado é o aumento do valor eficaz da corrente circulante nos condutores elétricos devido à presença das componentes harmônicas. Com esse objetivo, a carga da Figura 2.5 foi simulada injetando componentes de 5ª harmônica no circuito. Para cada valor de harmônica injetada são medidos o valor eficaz de corrente na linha e as perdas ôhmicas totais no circuito (incluindo o transformador). Os resultados são visualizados na Figura 2.6 em função da distorção total de corrente (TDD%) registrada na barra BT. As medições são exibidas no sistema p.u com base no respectivo valor obtido na frequência fundamental.

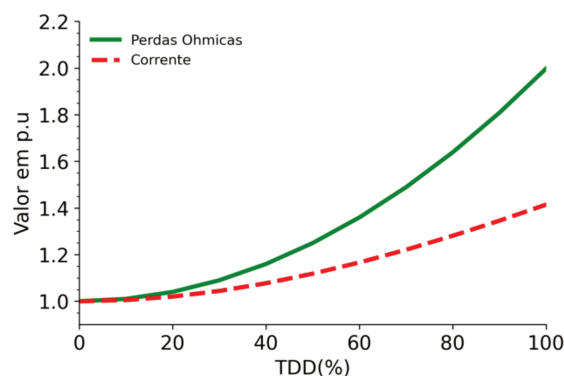


Figura 2.6: Acréscimo na corrente eficaz e perdas ôhmicas no condutor em função da TDD(%).

A Figura 2.6 mostra que à medida que a distorção total de corrente aumenta (maior magnitude da componente harmônica injetada pela carga) o valor eficaz de corrente eleva-se seguindo um padrão não linear. Por sua vez, o incremento no valor eficaz de corrente resulta em crescimento das perdas ôhmicas totais do circuito de forma quadrática com a corrente total. Observa-se que para um valor de baixa distorção a razão de perdas ôhmicas totais entre o circuito com distorções harmônicas e o circuito em operação puramente senoidal é baixa e se aproxima da unidade (significando poucas perdas harmônicas). Por outro lado, se o valor de TDD% for elevado às perdas harmônicas tendem a ser significativas, apresentando 20% a mais de perdas em um cenário com 40% de distorção harmônica de corrente.

O aumento do valor eficaz de corrente com maior circulação de harmônicas está de acordo com o esperado da equação (2.15), em que a corrente eficaz total depende da soma dos quadrados das componentes harmônicas. As perdas ôhmicas estão relacionadas por um fator quadrático com o valor eficaz de corrente visualizado na Figura 2.6. Também, uma equação análoga à expressão (2.26) pode ser derivada para o valor de corrente eficaz e

distorção total de corrente, assim justificando a característica não linear de corrente em função da distorção harmônica.

2.3.2 Efeito Pelicular

O efeito Pelicular está relacionado com a distribuição da densidade de corrente e com a resistência efetiva dos condutores elétricos [17]. Este fenômeno resulta em maior resistência efetiva do condutor com o aumento da frequência. Assim, é esperado que a mudança de frequência de operação e a consequente alteração da resistência efetiva dos condutores resultem em maiores perdas técnicas no circuito.

Para estudar o impacto desse efeito nas perdas técnicas as simulações anteriores são repetidas, porém, para diferentes ordens harmônicas. Nesse caso, o circuito da Figura 2.5 é simulado, separadamente, para o cenário de carga injetando harmônicas de 5ª e 49ª ordens. Essas harmônicas foram selecionadas de forma a ter melhor visualização dos resultados dentro do espectro harmônico de estudo recomendado pelo IEEE 519-2014 [24], ou seja, até a 50ª harmônica. Os resultados são visualizados na Figura 2.7 e Figura 2.8.

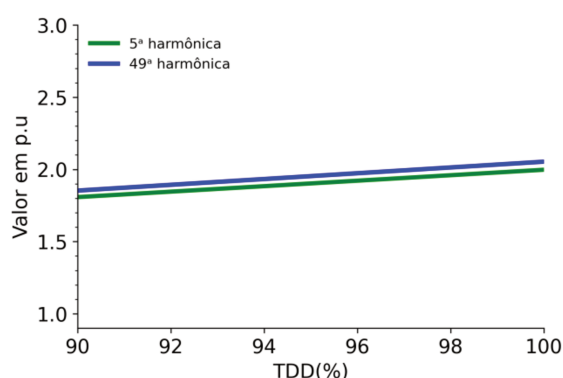


Figura 2.7: Acréscimo nas perdas ôhmicas devido ao efeito Pelicular – condutor de 16 mm².

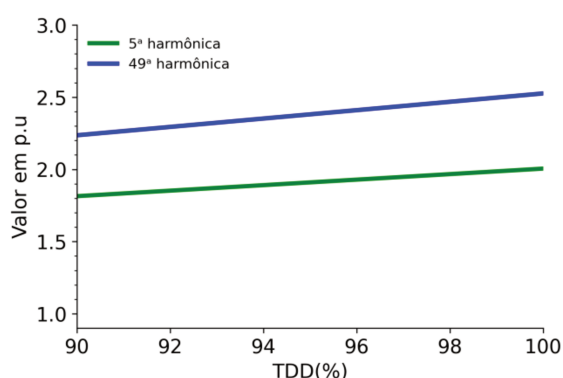


Figura 2.8: Acréscimo nas perdas ôhmicas devido ao efeito Pelicular – condutor de 70 mm².

As simulações mostram que uma maior frequência harmônica implica em maior perda nos condutores, confirmando as expectativas anteriores. Porém, para as frequências simuladas o efeito Pelicular resulta em baixa variação de perdas conforme a frequência é modificada. De fato, entre a menor e maior frequência simulada a diferença de perdas totais é menor que 5% (Figura 2.7), mesmo para o cenário com mais de 90% de distorção harmônica de corrente. Este fato é justificado pelo curto diâmetro do condutor.

Para o caso de um cabo de maior diâmetro (menor resistência) o efeito Pelicular torna-se mais pronunciado (Figura 2.8), tendo uma diferença máxima de 20 % entre a mínima e máxima frequência simulada. Portanto, é esperado que o efeito Pelicular resulte em maior impacto nas perdas técnicas em cabos de média e alta tensão, os quais apresentam maior seção transversal e de maior comprimento.

Apesar das baixas frequências encontradas em redes de distribuição (menor que 1000 Hz) e dos condutores de pequeno diâmetro o efeito Pelicular não pode ser totalmente desprezado em estudos harmônicos. Na análise de perdas técnicas em um único circuito de baixa tensão esse efeito não é significativo. Por outro lado, em um cenário de grande escala o efeito Pelicular, somado as perdas nas diversas linhas e alimentadores de uma concessionária, pode resultar em resultados econômicos não desprezíveis.

2.3.3 Aumento da Corrente e Tensão Eficaz Aplicada ao Transformador

Um terceiro estudo foi realizado para analisar o impacto de frequências harmônicas nas perdas técnicas no transformador e verificar como essas perdas são influenciadas pela ordem harmônica da componente senoidal. As perdas no transformador podem ser decompostas em perdas no cobre e a vazio (ou no núcleo). A primeira representa as perdas pela circulação de corrente nos condutores do transformador. Já a segunda refere-se a perdas por corrente induzidas e por efeito de histerese no núcleo do transformador.

O impacto de componentes harmônicas injetadas pela carga nas perdas técnicas totais do transformador é avaliado para diferentes frequências harmônicas na Figura 2.9. Novamente, as harmônicas foram selecionadas de forma a ter maior amplitude do fenômeno e possibilitar melhor visualização gráfica dos resultados.

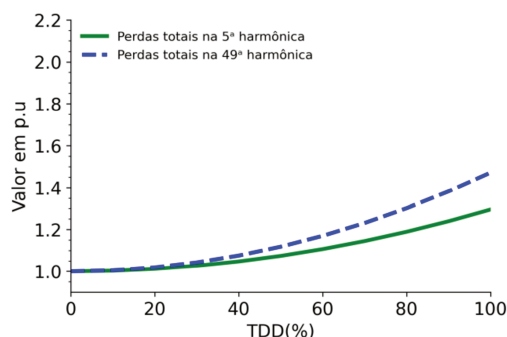


Figura 2.9: Perdas técnicas totais do transformador por componente harmônica.

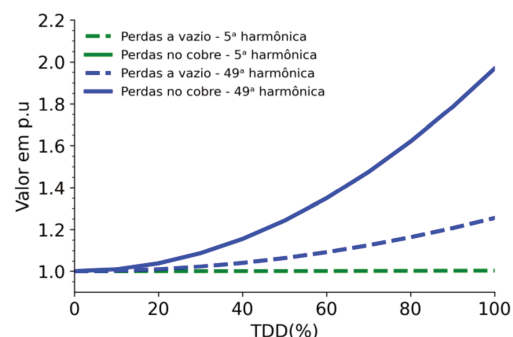


Figura 2.10: Perdas ôhmicas e a vazio do transformador por componente harmônica.

A presença de harmônicas tem como efeito o aumento das perdas totais do transformador quando comparados com sua operação nominal. A Figura 2.9 mostra que o aumento nas perdas totais do transformador segue o mesmo padrão de curvas observados na Figura 2.6, portanto, o acréscimo nas perdas totais do transformador é predominantemente por perdas adicionais nos enrolamentos. Para o mesmo valor de distorção total de corrente o aumento da frequência tem como efeito maiores perdas.

Na Figura 2.10 são visualizadas as variações com a frequência de perdas ôhmicas e no núcleo do transformador. Para uma mesma frequência é observado que as perdas ôhmicas crescem mais rapidamente com o TDD% quando comparado com as perdas no núcleo. Por exemplo, para a 5ª harmônica as perdas nos enrolamentos dobram quando o TDD% varia de 0 a 100%, ao mesmo tempo que as perdas no núcleo têm acréscimo inferior a 5%. Por fim, ao elevar a frequência da distorção para a 49ª harmônica, nota-se que não existe efeito significativo nas perdas ôhmicas (curvas da 5ª e 49ª harmônicas se sobrepõem), visto que, o modelo do transformador simulado utilizando o programa OpenDSS [39] não considera o efeito Pelicular nas perdas no cobre. Por outro lado, as perdas no núcleo considerando a 49ª harmônica são cerca de 20% superiores às perdas considerando a 5ª harmônica com 100% de distorção de corrente. Este aumento está relacionado à maior tensão eficaz aplicada ao transformador, visto que as perdas em vazio são proporcionais ao quadrado desta tensão.

O tipo de ligação dos enrolamentos do transformador também é importante para estudos harmônicos, visto que estes determinam o deslocamento angular das componentes harmônicas. Estes deslocamentos ocorrem em transformadores conectados em estrela-delta (ou delta-estrela), os quais inserem defasagem angular e podem resultar em cancelamentos harmônicos significativos [30]. Além disso, enrolamentos conectados em delta bloqueiam componentes de sequência zero (distorções harmônicas triplas em redes equilibradas), impedindo sua propagação e evitando perdas adicionais no circuito a montante do transformador.

2.4 Considerações Parciais

Neste capítulo, foram apresentados os principais conceitos relacionados a distorções harmônicas, além dos impactos teóricos dessas distorções nas perdas elétricas totais em sistemas de distribuição. Os principais impactos estão relacionados com a elevação do fluxo de corrente nos condutores e ampliação do efeito Pelicular.

Dentre os efeitos analisados, a elevação do fluxo de corrente (aumento da corrente eficaz) em condutores e transformadores é o impacto técnico mais significativo. Isto ocorre, pois as perdas elétricas estão relacionadas com a corrente harmônica por um fator quadrático. Por outro lado, o efeito Pelicular está relacionado com o aumento da resistência efetiva dos cabos elétricos em frequências superiores à fundamental e, portanto, resultam em aumento nas perdas elétricas. As perdas em vazio (perdas no ferro) nos transformadores também são afetadas por distorções harmônicas, mas com menor intensidade que as perdas nos condutores e no cobre dos transformadores.

3 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS

As perdas técnicas são consequências naturais da interação do fluxo de corrente com elementos da rede, como linhas de distribuição e transformadores. Estas variam conforme as diferentes topologias de rede, níveis de tensão, quantidade de geradores distribuídos conectados e da demanda total de energia dos consumidores. Assim, é necessária a definição de uma metodologia para avaliar as perdas técnicas e englobar os diversos cenários de operação encontrados nas redes de distribuição.

Neste capítulo são apresentadas as metodologias para o cálculo de perdas técnicas em condições com apenas a frequência fundamental e em condições com distorções harmônicas na rede. Inicialmente, o processo regulatório estabelecido pela ANEEL para cálculo de perdas técnicas em redes de distribuição é apresentado. Este processo considera a operação da rede apenas na frequência fundamental (60 Hz). Em seguida, são apresentados o método de cálculo de fluxo de carga harmônico e os modelos dos componentes a serem utilizados para os estudos em frequências diferentes da fundamental. Nestes estudos considera-se que o nível de perdas não técnicas na rede é baixo e, portanto, não afetam significativamente o cálculo de perdas técnicas.

3.1 Metodologia de Cálculo Estabelecida pela ANEEL

A ANEEL regulamenta o cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição no módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [7]. Este módulo faz parte de uma coletânea de onze módulos do PRODIST que juntos normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas aos sistemas de distribuição de energia [40]. Ao estabelecer o módulo 7 a agência regulamentadora tem como principais objetivos:

1. Definir e padronizar as informações e dados necessários ao cálculo de perdas técnicas nos sistemas de distribuição de energia.
2. Estabelecer os parâmetros técnicos para cálculo de perdas em elementos e definir modelos de simulações das redes.
3. Padronizar a metodologia e os procedimentos para apuração das perdas nos sistemas de distribuição.
4. Definir os indicadores para avaliação das perdas nos segmentos de distribuição de energia elétrica.

A metodologia atual consiste em apurar as perdas técnicas de forma anual e para cada mês do ano civil. Para isso, são considerados os dados técnicos disponibilizados pelas distribuidoras na sua Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), além de informações obtidas através de campanhas de medições realizadas periodicamente em sua área de concessão.

O processo de avaliação de perdas técnicas é um trabalho em conjunto de cada distribuidora com a ANEEL, conforme ilustrado no fluxograma da Figura 3.1. É dever de cada distribuidora fornecer as informações necessárias ao cálculo de perdas, ou seja, os dados físicos e de energia das redes. Estas informações passam por um processo de validação dentro da distribuidora e, então, são enviados para a ANEEL.

A ANEEL tem como função executar o cálculo de perdas técnicas, e comparar os resultados com aqueles obtidos em simulações realizadas pela distribuidora. A análise dos resultados pode indicar a necessidade de informações adicionais ou de correções de informações divergentes sendo, portanto, encaminhado um pedido de retificação à distribuidora. Por fim, são eliminadas todas as inconsistências de cálculo e realizada a homologação dos valores de perdas.

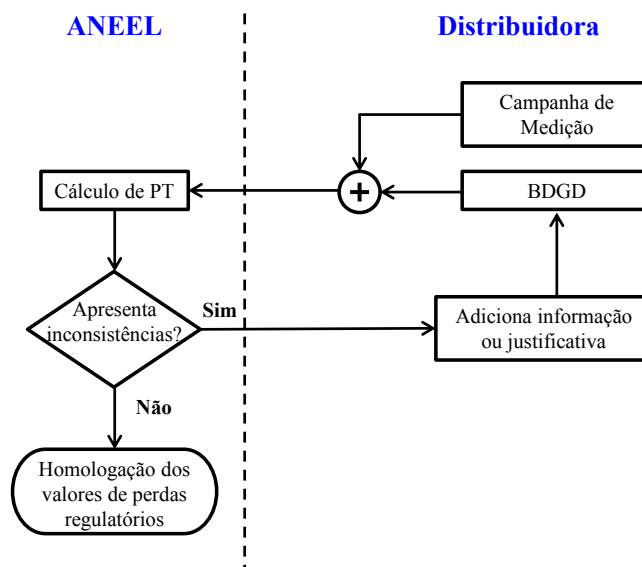


Figura 3.1: Processo simplificado de avaliação de perdas técnicas. Adaptado de [7].

3.1.1 Dados Necessários ao Estudo de Perdas Técnicas

As principais informações necessárias ao cálculo de perdas técnicas são disponibilizadas pela distribuidora na sua BDGD. Este conjunto de informações refere-se a

dados físicos e de energia de todos os bens e instalações pertencentes à empresa na sua região de concessão.

A BDGD é a informação principal do conjunto de bases de dados reunidas pela ANEEL para caracterizar as redes de distribuição e seus acessantes. Ela descreve informações relacionadas aos dados técnicos do sistema de distribuição, informações comerciais, além de dados físico-contábeis da base de ativos [41], [42].

Os elementos constituintes da BDGD são divididos em conjuntos denominados de Entidades. Este conceito visa representar informações reais ou conceituais da rede elétrica através de modelos abstratos. Assim, a estrutura da BDGD é dividida entre Entidades Geográficas e Entidades Não Geográficas.

As entidades geográficas representam elementos da rede que são representados geograficamente de acordo com sua localização real. O modelo geométrico formado por essas entidades mostra a representação geográfica desses elementos, sendo uma simplificação do sistema elétrico real para um determinado cenário de operação. Dentro desta classificação pode-se citar alguns desses elementos:

1. Subestações;
2. Unidades consumidoras de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT);
3. Unidades geradoras de baixa tensão, média tensão e alta tensão;
4. Segmentos de baixa tensão, média tensão e alta tensão;
5. Unidades compensadoras de reativo e seccionadoras de baixa tensão, média tensão e alta tensão.

Então, para cada entidade geográfica são identificados uma série de atributos relacionados ao componente. Estes dados são utilizados nas estimativas de perdas técnicas. Por exemplo, para cada consumidor de baixa tensão é registrado seu código de identificação, ponto de acoplamento, unidade transformadora à qual ele está conectado, localização, carga instalada, dentre outros.

As entidades não geográficas correspondem aos demais elementos da BDGD e que não possuem representação geográfica definida. Estes elementos registram informações técnicas e patrimoniais da rede elétrica, estando associados aos componentes das entidades geográficas. Dentro desta classificação pode-se citar alguns desses elementos:

1. Ramais de ligação;
2. Equipamento transformador;
3. Equipamento medidor;

4. Equipamento regulador.

Juntas as entidades geográficas e não geográficas da BDGD descrevem o conjunto mínimo de informações necessárias ao estudo das perdas técnicas em um sistema de distribuição. A extração dessas informações permite a caracterização de subestações, transformadores, condutores, perfil de consumo diário dos acessantes, energia injetada e consumida obtida por sistemas de medições, dentre outros. Por sua vez, estes dados podem ser utilizados para estudo de fluxo de potência e na determinação de perdas por segmentos e por nível de tensão como será mostrado nas próximas seções.

3.1.2 Método

A partir dos dados extraídos da BDGD o método atual segmenta as redes de distribuição de forma a considerar individualmente os componentes e os subgrupos de tensão aos quais estes estão conectados. A aplicação do método difere de acordo com o nível de tensão do segmento conforme a Figura 3.2.

A avaliação das perdas técnicas é realizada utilizando medições de energia quando disponíveis e simulações de cálculo de fluxo de carga. Para redes e equipamentos constituintes dos sistemas de distribuição de alta tensão (SDAT), as perdas técnicas são determinadas através de dados obtidos de sistemas de medição. Já as perdas técnicas nas redes e equipamentos dos sistemas de média (SDMT) e baixa (SDBT) tensão são apuradas de acordo com estudos de fluxo de carga na frequência fundamental. Além disso, são computadas as perdas nos medidores de energia, as quais dependem do tipo de ligação elétrica do consumidor e da tecnologia do medidor (*e.g.*, eletromecânico ou eletrônico). Os procedimentos para cálculo de perdas técnicas em SDAT e SDMT/SDBT são descritos a seguir.

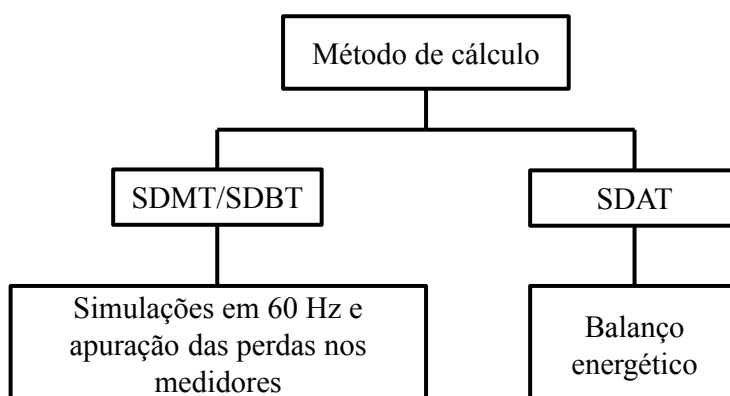


Figura 3.2: Métodos adotados pela ANEEL para cálculo de perdas técnicas.

3.1.2.1 Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT)

Nas redes de distribuição de alta tensão utiliza-se o procedimento *Top-Down*, em que as perdas são determinadas a partir dos níveis de tensão mais elevados e em direção à fronteira entre o SDAT e o SDMT. Para isto, os dados de sistemas de medições na fronteira do SDAT com outras distribuidoras, geradores e sistemas de distribuição são examinados.

O valor de perdas é obtido através de medições, por exemplo, no secundário de transformadores ou na saída de todos os alimentadores de uma subestação de distribuição (SED), conforme regulamentado em [43] e exemplificado na Figura 3.3. Este valor é determinado por balanço energético, ou seja, a diferença de energia injetada e fornecida para cada subgrupo de tensão.

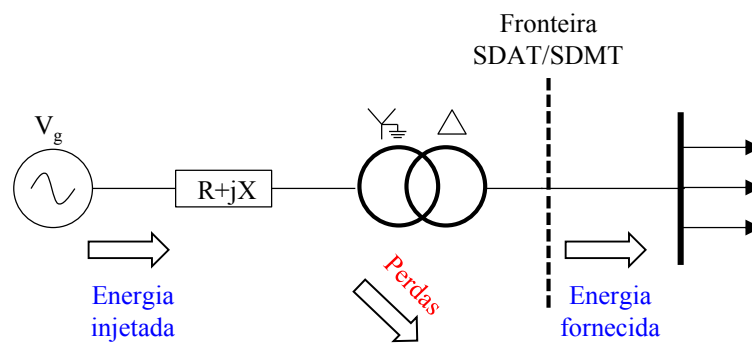


Figura 3.3: Representação de perdas técnicas em SDAT.

As perdas P_{TR} totais em transformadores de potência conectando SDAT a outros SDAT ou a SDMT são determinadas através da soma das perdas no cobre P_{cu} em demanda média e da perda em vazio P_{fe} , conforme a equação (3.1).

$$P_{TR} = (P_{fe} + P_{cu})[MW] \quad (3.1)$$

Assim, a energia perdida E_{TR} no transformador durante o tempo de operação ΔT é obtida pela soma da energia perdida em vazio e a energia perdida no cobre, ajustada pela perda de potência na operação em demanda média pelo coeficiente de perdas CP_T na equação (3.2).

$$E_{TR} = \Delta T \cdot (P_{fe} + P_{cu} \cdot CP_T)[MWh] \quad (3.2)$$

3.1.2.2 Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT)

Para as perdas técnicas em sistemas de distribuição de média tensão e baixa tensão é utilizado o procedimento denominado de *Bottom-Up*. Neste caso, têm-se informações conhecidas da BDGD: curvas de cargas, configuração dos alimentadores, características das redes de média tensão, baixa tensão, ramais de ligação etc. Assim, são considerados os resultados de perdas técnicas obtidos utilizando o cálculo de fluxo de potência aplicado às redes de média e baixa tensão.

As perdas técnicas são determinadas para cada alimentador da subestação considerando todos os níveis de tensão do alimentador. No método de fluxo de carga utilizado pela ANEEL os componentes da rede são modelados através das hipóteses simplificadoras sumarizadas na Tabela 3.1. Estas simplificações são adotadas visando um compromisso entre o nível de complexidade do modelo simulado e o grau de precisão dos resultados. Além desses parâmetros, são estimadas perdas adicionais de 5% sobre o total calculado devido às perdas técnicas produzidas por elementos não modeladas no fluxo de carga como capacitores, relés, efeito corona, entre outros.

Tabela 3.1: Parâmetros simplificadores para fluxo de carga em SDMT e SDBT
Parâmetros Regulatórios.

Parâmetro	Descrição
Fator de potência	Adotado valor de referência de 0,92 indutivo.
Elementos de compensação de potência reativa	Não são considerados para o cálculo de perdas técnicas.
Nível de tensão	É considerado o nível de tensão que o circuito opera na maior parte do período de apuração. São realizados ajustes no modelo de carga (100% impedância constante) nos níveis de tensão precário e crítico na aplicação do fluxo de carga, permitindo ajustes nos <i>taps</i> dos reguladores de tensão caso o nível de tensão exceda os limites precários.
Medidores de energia	São consideradas perdas de 1,0 W para medidores eletromecânicos e de 0,5 W para eletrônicos por consumidor, por fase.
Impedâncias	São utilizados valores tabelados de resistência de sequência positiva ou obtidos através da BDGD fornecida pela concessionária.

Modelo de carga	Modelo ZIP com 100% de impedância constante para a parcela reativa e 50% de impedância constante e 50% de potência constante para a parcela ativa da carga.
Ramais de ligação	Caso a distribuidora não possua ramal cadastrado adota-se o valor regulatório de 15 metros.
Circuitos monofilares com retorno por terra (MRT)	Adotada resistência de aterramento de 15 ohms.

O método de cálculo de fluxo de carga atualmente sugerido pela ANEEL é aquele implementado no programa OpenDSS [39] em 60 Hz (neste trabalho foi utilizada programação em Python [44] para operar o OpenDSS). Este programa utiliza uma matriz admitância constante Y_{prim} para modelar cada carga na tensão nominal, e uma corrente de compensação I_{comp} para modelar as variações da tensão aplicada à carga (Figura 3.4). A matriz primitiva é montada seguindo o modelo de carga da Tabela 3.1 e a matriz admitância do sistema (constante durante todo o processo) é composta das matrizes primitivas dos elementos do circuito.

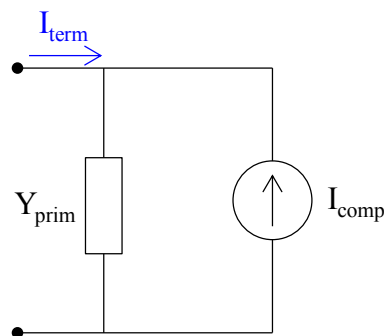


Figura 3.4: Modelo de fluxo de potência para cargas e geradores em 60 Hz. Adaptado de [39].

O algoritmo de simulação utilizado no fluxo de carga é apresentado em forma de fluxograma na Figura 3.5. As informações necessárias para criar os cenários de simulação são retiradas da BDGD (seção 3.1.1).

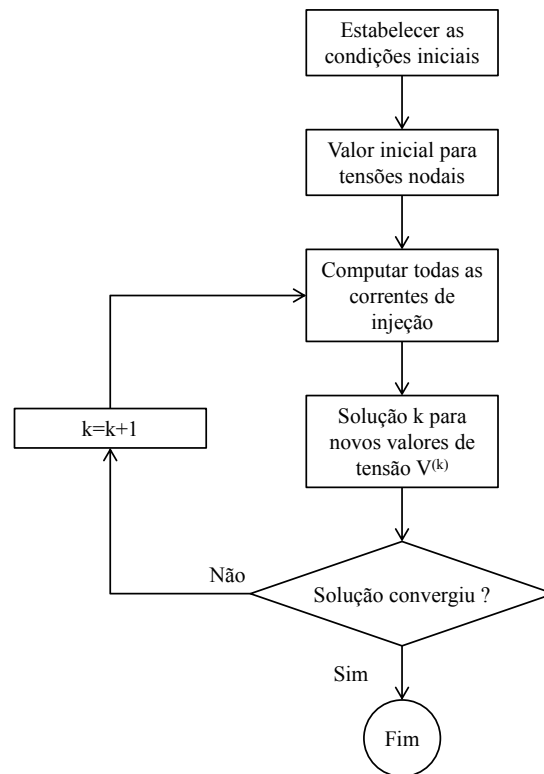


Figura 3.5: Algoritmo utilizado para computar o fluxo de carga em redes de média e baixa tensão.

O fluxo de carga regulamentado utiliza um algoritmo de solução iterativa e construído da seguinte forma: Inicialmente uma solução inicial do sistema é obtida com as correntes de compensação das cargas anuladas (são consideradas apenas as correntes injetadas pelas fontes) e apenas os elementos passivos conectados em série. Este processo resulta em relações de magnitude de tensão e ângulo próximos da solução final convergida. Em seguida, são obtidas as correntes de injeção I_{inj} de cada elemento conversor de energia (e.g., cargas e geradores) segundo a Figura 3.4 e equação (3.3), onde $V^{(k-1)}$ e $I_{term}^{(k)}$ são a tensão e corrente terminal do elemento na interação $k - 1$ e k , respectivamente. As correntes de injeção resultantes são armazenadas em um vetor de correntes $[I_{inj}^{(k)}]$.

$$I_{inj}^{(k)} = Y_{prim} \cdot V^{(k-1)} - I_{term}^{(k)} \quad (3.3)$$

Sendo que a corrente terminal $I_{term}^{(k)}$ depende do modelo de carga utilizado (e.g., potência constante etc.). O processo iterativo continua com a solução de um novo vetor de tensões nodais $[V_{nó}^{(k)}]$ com a equação (3.4), sendo $[Y_{rede}]$ o vetor de admitâncias do circuito.

$$\left[V_{nó}^{(k)} \right] = [Y_{rede}]^{-1} \cdot \left[I_{inj}^{(k)} \right] \quad (3.4)$$

A convergência é baseada em mudanças percentuais nos valores de magnitude de tensão. O processo é encerrado quando as diferenças são inferiores a 0,0001 pu na magnitude de tensão entre interações consecutivas. Caso contrário, as correntes de injeção são recalculadas e o processo repetido dentro de um número máximo de interações. Por fim, de posse de todos os valores de magnitude e ângulos das tensões do sistema é possível calcular as perdas técnicas em cada elemento da rede pela diferença da energia de entrada e saída nos elementos passivos da rede.

Atualmente, apenas as componentes de tensão e corrente em 60 Hz são consideradas na execução do fluxo de carga e cálculo de perdas. Desprezam-se os efeitos produzidos por distorções harmônicas nas redes. A próxima seção tem como objetivo a modelagem do fluxo de potência para o cálculo de perdas técnicas sobre condições distorcidas do sistema, foco deste trabalho.

3.2 Fluxo de Carga Harmônico

Esta seção apresenta a metodologia para a análise do impacto de distorções harmônicas sob o ponto de vista de perdas técnicas em redes de distribuição. Esta análise é estruturada com base na metodologia descrita na seção anterior. Isto é feito acrescentando-se o cálculo de fluxo de carga harmônico (FCH) [45] aos procedimentos adotados atualmente pela ANEEL. Inicialmente são descritos os modelos elétricos dos componentes no FCH e, em seguida, é detalhada a estrutura geral de avaliação de perdas harmônicas. Salienta-se que o foco desta dissertação são redes de distribuição de média e baixa tensão e os procedimentos descritos na seção 3.1.2.2.

3.2.1 Modelo Harmônico das Redes de Distribuição

Para estudos harmônicos é importante considerar o modelo elétrico dos componentes do circuito nas frequências não fundamentais, *i.e.*, sua representação matemática no domínio da frequência. Estes modelos são importantes porque determinam a quantidade de harmônicas circulantes e a resposta em frequência do circuito para o espectro de frequências de interesse.

O OpenDSS [39] permite que o FCH seja incorporado ao estudo de forma simples, além de possuir modelagem flexível dos seus componentes, possibilitando alterações pelo

usuário. Esta subseção descreve os modelos de cargas, transformadores e linhas de distribuição utilizados pelo *software*.

3.2.1.1 Modelo de Carga

Em seu modelo mais simples, o OpenDSS utiliza uma fonte de corrente para representar injeções harmônicas por cargas não lineares. Para cada ordem harmônica, a magnitude e defasagem angular da fonte de corrente são definidas pelo espectro harmônico da carga. O procedimento para caracterizar esta fonte de corrente é como segue:

1. Executar o fluxo de potência na frequência fundamental do sistema;
2. Determinar a magnitude I_1 e ângulo θ_1 da corrente injetada pela carga na rede na frequência fundamental;
3. A magnitude e o ângulo da fonte de corrente harmônicas são determinadas pelas expressões (3.5) e (3.6), respectivamente. Sendo I_{1_spec} (θ_{1_spec}) o valor de magnitude (ângulo) na frequência fundamental do espectro harmônico e I_{h_spec} (θ_{h_spec}) o valor de magnitude (ângulo) na ordem harmônica h .

$$I_h = I_1 \left(\frac{I_{h_spec}}{I_{1_spec}} \right) \quad (3.5)$$

$$\theta_{harm} = \theta_{h_spec} + h(\theta_1 - \theta_{1_spec}) \quad (3.6)$$

Em geral, o modelo de fonte de corrente produz tensões harmônicas maiores do que as observadas em prática, principalmente, em condições próximas a ressonâncias. Para corrigir essa diferença o OpenDSS utiliza o equivalente de Norton da Figura 3.6 em frequências harmônicas.

Além da fonte de corrente o modelo de carga em modo harmônico apresenta ramos de admitâncias do tipo RL série e paralelo. O ramo paralelo fornece um caminho alternativo para a corrente injetada em condições de ressonância, além de modelar o amortecimento propiciado pela carga. Já o ramo série do modelo representa a reatância de transformadores e linhas de distribuição em série com cargas resistivas. Estes ramos afetam a admitância do equivalente de Norton da carga, visto na Figura 3.4, quando no modo de solução harmônica.

Os ramos RL impactam na magnitude de harmônicas injetadas no circuito e na frequência de ressonância observada nas soluções harmônicas. Os valores de resistência (condutância) e reatância (susceptância) do modelo são determinados a partir da potência (em kW e kvar) especificada para as cargas em tensão nominal. Neste trabalho as simulações utilizam uma divisão de 50% da potência da carga para o ramo RL paralelo e 50% para o ramo RL série (proporção padrão definida no OpenDSS), de forma a ter uma aproximação aceitável mesmo sem ter informações adicionais sobre as cargas.

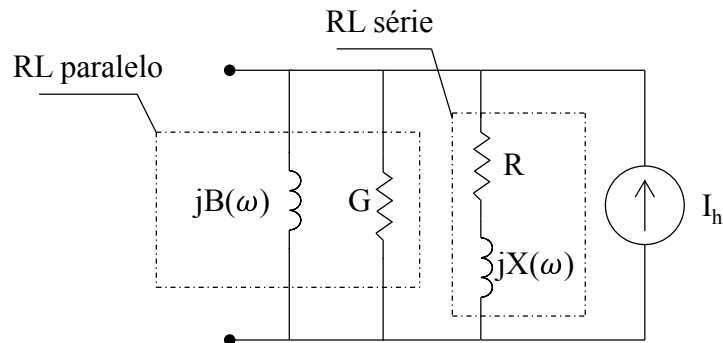


Figura 3.6: Modelo de carga para estudo harmônico

3.2.1.2 Modelo de Transformadores de Distribuição

Os principais componentes do modelo do transformador para estudos harmônicos são a sua reatância série, ramo de magnetização e a conexão de seus enrolamentos. Um modelo simplificado para um transformador de distribuição com dois enrolamentos no OpenDSS é exibido na Figura 3.7. Neste modelo, $R_{cc} + jX_{cc}(\omega)$ representa a impedância de curto-circuito e $G + jB(\omega)$ a admitância de magnetização do transformador.

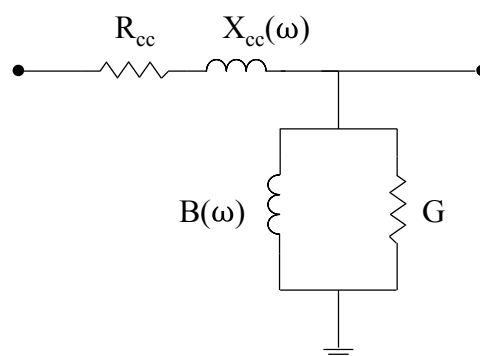


Figura 3.7: Modelo de transformador de dois enrolamentos

Neste modelo, o OpenDSS disponibiliza duas possibilidades de como a razão X_{cc}/R_{cc} da impedância de curto-circuito do transformador deve variar com a frequência. Esta relação

pode ser variável ou constante com a frequência. No primeiro caso, o equivalente X_{cc}/R_{cc} aumenta linearmente com a frequência de operação (*i.e.*, resistência constante com a frequência) e, portanto, o circuito se torna menos amortecido em frequências mais elevadas. Por outro lado, esta relação pode ser mantida constante, aumentando o valor do R_{cc} (maiores perdas) de forma também proporcional à frequência. Este último caso é mais apropriado para transformadores de potência, em que os condutores apresentam grandes seções transversais e as perdas por correntes de fuga são significativas. Em transformadores de distribuição e para frequências até a 15ª harmônica este parâmetro não é tão significativo, principalmente, devido à baixa corrente nos condutores [39]. Por esta razão, o modelo utilizado neste trabalho mantém a resistência fixa e apenas a reatância do transformador é variável com a frequência.

No OpenDSS a corrente de magnetização do transformador é modelada por uma reatância linear. Já as perdas ativas em vazio são representadas por um ramo resistivo conectado em paralelo com a indutância de magnetização. Juntos, estes elementos determinam as perdas totais em vazio do transformador. No modelo anterior, uma tensão harmônica V_h aplicada ao transformador em vazio gera as perdas ativa P_h e reativa Q_h , expressas na equação (3.7):

$$P_h = GV_h^2 \quad Q_h = B(\omega)V_h^2 \quad (3.7)$$

Sendo G e $B(\omega)$ a condutância e susceptância do modelo na Figura 3.7. Estes valores são determinados a partir do percentual de perdas a vazio em tensão nominal e do percentual de corrente de magnetização do transformador (valores que podem ser ajustados pelo usuário), respectivamente.

3.2.1.3 Modelo de Linhas Condutoras

As linhas de distribuição são descritas por matrizes de impedância série (Z) e de admitância capacitiva (Y_{abc}), sendo utilizado o modelo **Pi** de linha [46], de fases múltiplas e acopladas (Figura 3.8). Para a construção dessas matrizes são utilizados os parâmetros de construção dos condutores e a silhueta dos postes (configuração física dos condutores nos postes) empregues nas redes de média e baixa tensão.

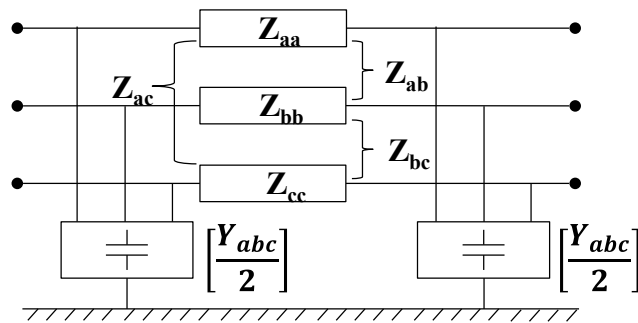


Figura 3.8: Modelo trifásico de linhas de distribuição.

As alterações nas impedâncias das linhas com a frequência de operação são contabilizadas pela reatância indutiva das linhas e através do ajuste de resistência dos condutores pelo efeito Pelicular. Também são consideradas as capacitâncias do modelo **Pi**. Estas capacitâncias apesar de serem pequenas na frequência fundamental, podem ser significantes em estudos com frequências maiores.

3.2.2 Estrutura Geral

A estrutura geral para o cálculo de perdas técnicas totais (na frequência fundamental e harmônica) é apresentada a seguir e será utilizada nos próximos capítulos. Para isso foram utilizados os modelos de rede do OpenDSS discutidos na seção 3.2 e programação em Python. Este procedimento é realizado apenas para redes de média tensão e baixa tensão pelo fato da regulamentação (seção 3.1.2.2) determinar o uso de simulações para cálculo de perdas técnicas apenas nestes níveis de tensão. O método é sumarizado como segue e ilustrado na Figura 3.9:

1. Inicialmente, é computado o fluxo de potência na frequência fundamental da rede seguindo o fluxograma da Figura 3.5. Os resultados definem o ponto de operação em que será realizado o fluxo de carga harmônico. Nesta etapa, as cargas não lineares seguem os parâmetros da Tabela 3.1 e são modeladas conforme a Figura 3.4;
2. O espectro harmônico e o nível de potência de cada carga não linear são utilizados para determinar sua injeção de corrente na ordem harmônica h . No modelo de carga não linear, as magnitudes e ângulos das correntes harmônicas são determinados segundo as equações (3.5) e (3.6);

3. Para cada ordem harmônica h , as correntes harmônicas das cargas não lineares são injetadas simultaneamente na rede. Na frequência de interesse, as tensões e correntes harmônicas são calculadas através da equação nodal da rede segundo a expressão (3.4). Este processo é repetido para todas as ordens harmônicas necessárias ao estudo;
4. Após todas as correntes e tensões nodais serem calculadas para todas as harmônicas, os resultados são utilizados para cálculo das perdas técnicas totais e de índices harmônicos como distorção total harmônica por nó.

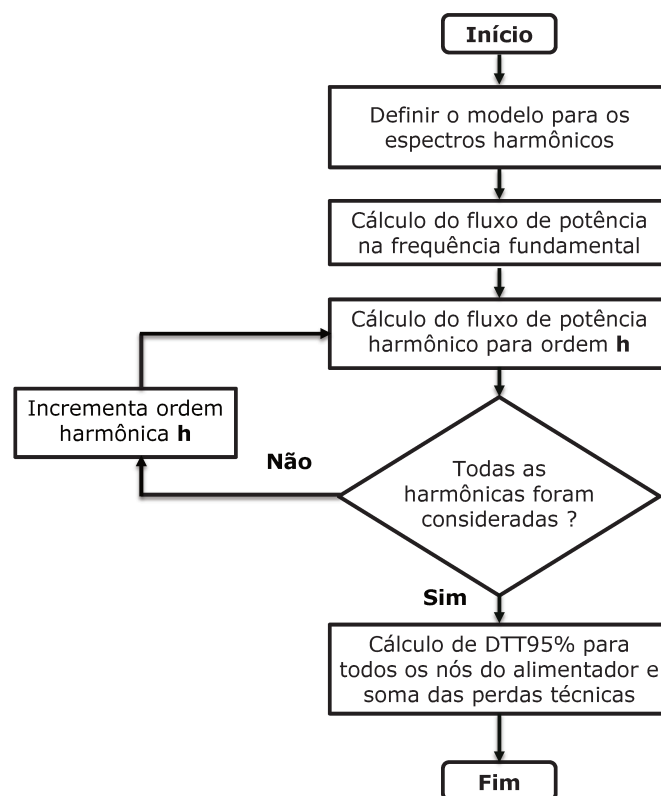


Figura 3.9: Fluxograma para o cálculo de perdas técnicas totais do alimentador

No modelo de carga utilizado, considera-se que cada consumidor seja uma fonte de injeção de distorções harmônicas de ordem ímpar entre a 3^a e a 15^a harmônicas. Estas são as principais ordens harmônicas usualmente encontradas em redes de distribuição e incluem a circulação de componentes triplas em redes de baixa tensão [13].

Para representar a variabilidade dos consumidores conectados na rede, estes são agrupados de acordo com sua atividade, e atribui-se uma curva de carga diária típica e um espectro harmônico típico para cada grupo. Os seguintes grupos de consumo são definidos:

1. Residencial;

2. Rural;
3. Comercial;
4. Industrial;
5. Média tensão;
6. Iluminação pública.

Um problema recorrente no estudo harmônico em redes de distribuição é a medição das emissões harmônicas reais de consumidores [47]. Estas emissões dependem de parâmetros como ponto de operação dos equipamentos, além de características do sistema ao qual a carga está conectada. Assim, observa-se que é difícil obter informações de injeções de distorções harmônicas pelas cargas que sejam realistas e representem todos os cenários de operação possíveis.

Apesar das dificuldades mencionadas medições realizadas em campo auxiliam na caracterização das componentes mais comumente encontradas nas redes e possibilitam construir uma aproximação do cenário global das redes. Assim, para os grupos de consumidores anteriores foram adotados espectros harmônicos que serão utilizados como base para os estudos seguintes (Figura 3.10). As informações contidas nesses espectros foram retiradas de [12], onde são apresentados espectros harmônicos obtidos através de campanhas de medições realizadas em consumidores dos seis grupos mencionados acima (residenciais, rurais, comerciais, industriais, consumidores de média tensão e iluminação pública). As medições de [12] foram realizadas em cerca de 200 consumidores.

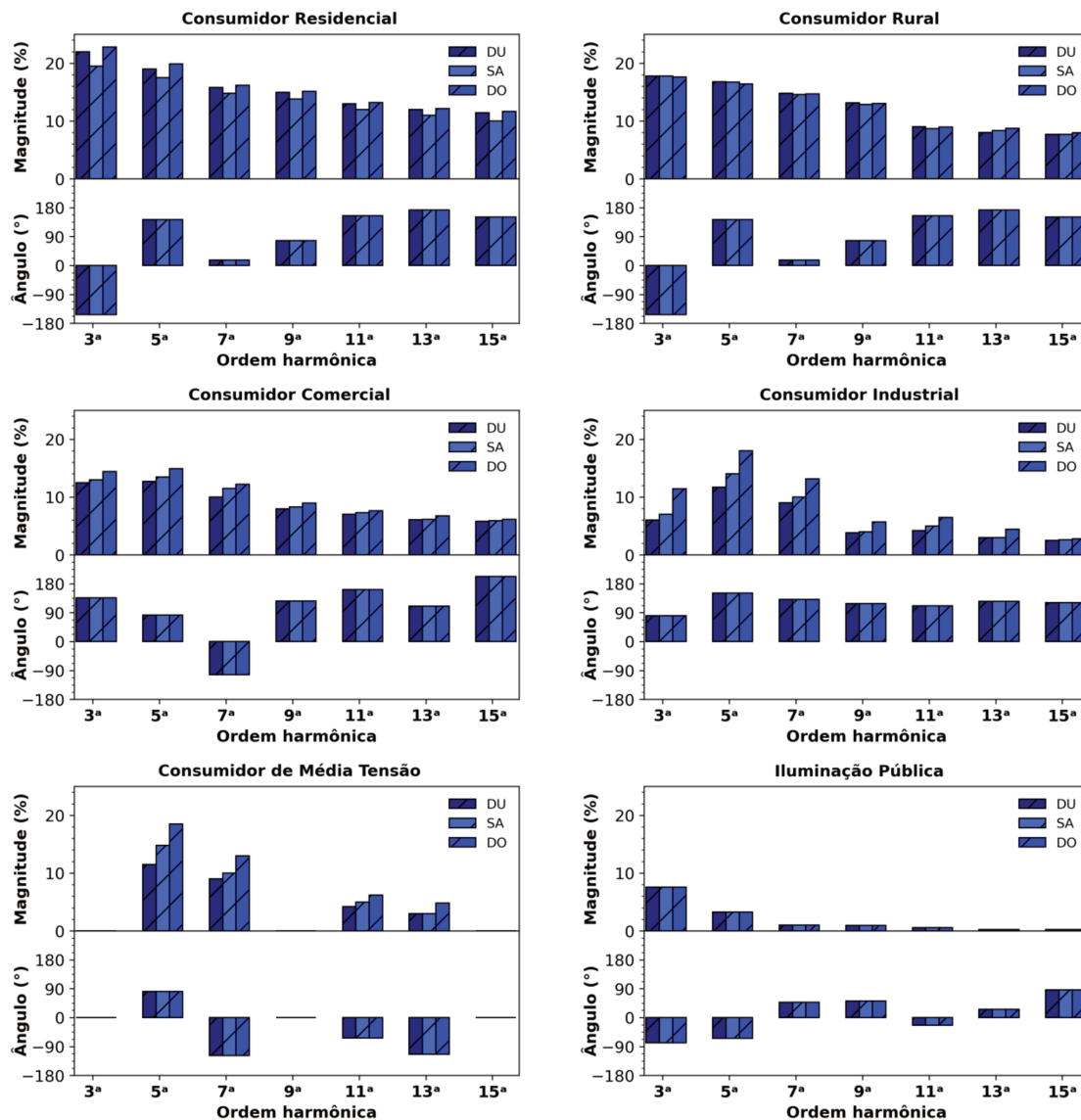


Figura 3.10: Espectro harmônico de corrente base para os diferentes grupos de consumidores em dia útil (DU), sábado (SA) e domingo (DO)

Os espectros de corrente são exibidos na Figura 3.10 para cada grupo de consumidor, onde são definidos valores de magnitude (em percentual da componente fundamental) e de ângulo conforme o dia da semana (dia útil, sábado e domingo). Para os espectros das cargas conectadas à média tensão as componentes triplas são nulas, pois estes consumidores são conectados à rede elétrica através de transformadores com enrolamento primário conectado em delta (filtrando as distorções harmônicas triplas por serem predominantemente de sequência zero). Enfatiza-se que o ângulo das componentes é tão importante quanto sua magnitude, visto que podem levar ao cancelamento parcial (ou total) de distorções harmônicas provenientes de vários consumidores.

3.3 Considerações Parciais

Este capítulo apresentou o método regulatório de cálculo de perdas técnicas e como este método pode ser modificado para incorporar o efeito da injeção de correntes harmônicas por cargas não lineares. Foi observado que o método regulatório considera apenas as componentes fundamentais em 60 Hz, porém, pode ser adaptado para estudos em frequências harmônicas.

O método de fluxo de carga harmônico apresentado nesta seção deve ser aplicado a cada alimentador de distribuição da concessionária, sendo que cada frequência é solucionada individualmente. A solução permite determinar as perdas técnicas do alimentador como sendo a soma entre as perdas técnicas em 60 Hz e as perdas técnicas nas frequências harmônicas do circuito.

Além do efeito nas perdas técnicas, os resultados obtidos no fluxo de carga harmônico permitem explorar os valores de tensão (em todas as suas componentes de frequência) para todos os nós do alimentador. Assim, é possível calcular as distorções totais de tensão ao longo do alimentador. Nas análises apresentadas nos capítulos seguintes, os níveis de distorção harmônica de tensão na rede também são avaliados para verificar se os limites estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST [11] são respeitados e, portanto, se o cenário simulado pode ser considerado um cenário realista.

4 ANÁLISE DETERMINÍSTICA DO IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NAS PERDAS TÉCNICAS

No capítulo anterior foram apresentadas as metodologias para o cálculo de perdas técnicas de acordo com a regulamentação atual da ANEEL, e em cenários de operação em que a tensão de alimentação possui distorções harmônicas. A partir do método de Fluxo de Carga Harmônico (FCH) é possível determinar as perdas técnicas por alimentador e para cada frequência de interesse. Nas frequências harmônicas, o cálculo considera que os consumidores são cargas não lineares, injetando distorções harmônicas na rede da concessionária de acordo com espectros harmônicos típicos para cada classe de consumidor (os espectros harmônicos típicos foram obtidos a partir de medições de campo [12]).

Nesta dissertação, adota-se duas abordagens para modelar a injeção de distorções harmônicas pelos consumidores e simular seu impacto nas redes de distribuição: uma determinística e outra aleatória. Este capítulo apresenta a abordagem determinística com a aplicação dos espectros harmônicos da seção 3.2.2 em seus respectivos consumidores. Nesta abordagem, atribui-se o mesmo espectro harmônico a todos os consumidores de um determinado grupo (residencial, rural, comercial, industrial, média tensão ou iluminação pública). Isto significa que, por exemplo, todos os consumidores residenciais possuem o mesmo espectro de injeção de correntes harmônicas. Na abordagem aleatória, que é apresentada no Capítulo 5, considera-se que também existe diversidade entre os espectros harmônicos de consumidores do mesmo grupo.

As simulações são realizadas considerando toda a região de concessão de uma distribuidora brasileira (o que consiste em 1.342 alimentadores reais). As características topológicas e elétricas das redes são apresentadas inicialmente. Em seguida, o comportamento das perdas técnicas nos alimentadores é apontado. Os estudos são realizados primeiro em escala reduzida para caracterização dos resultados e, posteriormente, expandidos para toda a região de concessão da distribuidora.

4.1 Descrição das Redes de Distribuição Simuladas

Os métodos para análise de perdas técnicas harmônicas, discutidos neste e no próximo capítulo, foram aplicados em redes de distribuição com diferentes características, como: consumidores com diferentes padrões de consumo, topologias dos circuitos de média e baixa tensão, total de carga instalada, nível de tensão das redes de média e baixa tensão, nível de

curto-circuito na entrada do alimentador etc. Todas as simulações foram realizadas com base em um banco de dados contendo informações de redes reais de distribuição de uma concessionária do Sudeste do país.

Os sistemas de distribuição simulados consistem em redes com tensão nominal de 11,9 kV ou 13,8 kV, transformadores de média para baixa tensão e redes de baixa tensão, ilustrados na Figura 4.1. Os alimentadores são originados de um transformador de potência localizado na subestação, conectado em delta-estrela para reduzir a tensão do sistema de (sub)transmissão para o nível utilizado pela rede de média tensão. As redes de média tensão são trifásicas com três condutores de fase. As redes de baixa tensão são trifásicas com quatro condutores, sendo três fases e um neutro aterrado no transformador e nas unidades consumidoras. Estas redes são alimentadas por transformadores de distribuição trifásicos conectados em delta (média tensão) – estrela aterrado (baixa tensão). Esta configuração impede que harmônicas de sequência zero emitidas por consumidores das redes de baixa tensão sejam transferidas para a rede de média tensão.

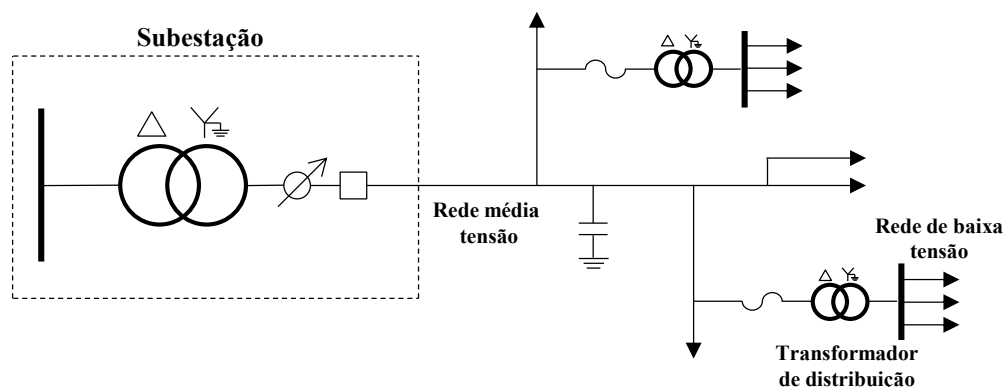


Figura 4.1: Diagrama unifilar de uma rede genérica de distribuição com níveis de média e baixa tensão.

Ressalta-se que o modelo de rede utilizado é multifásico, ou seja, todos os condutores (incluindo o condutor neutro da rede de baixa tensão) são modelados explicitamente no programa de simulação. Um modelo equivalente monofásico ou trifásico da rede não é adequado para o cálculo de perdas técnicas uma vez que despreza os desequilíbrios de tensão, corrente e tensão de neutro e, outras características dos sistemas de distribuição reais [48].

As simulações foram executadas com base nos dados de 1.342 alimentadores de subestações, sendo cada alimentador analisado individualmente. Devido ao longo tempo de processamento requerido para análise de todos os alimentadores, as simulações deste capítulo

consideram a operação das redes em apenas 1 mês (outubro de 2018). Nesse mês a energia total injetada nos alimentadores é de aproximadamente 2,20 TWh, suprindo a demanda de mais de 4,6 milhões de consumidores. Os dados gerais para esses alimentadores são resumidos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Informações gerais das redes simuladas no mês de outubro.

Componente	Quantidade
Total de subestações	248
Total de alimentadores	1.342
Energia total injetada (TWh)	2,20
Total de consumidores de média e baixa tensão	4.612.924
Total de cargas (consumidores e iluminação pública)	5.875.847
Tensão na entrada do alimentador (pu)	1,035
Tensão da rede de média tensão (kV)	11,9 ou 13,8
Tensão da rede de baixa tensão (kV)	0,22
Perdas totais em 60 Hz (GWh)	89,4
Total de transformadores	207.966
Total de nós elétricos (em milhões)	22,0

Os alimentadores possuem consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, além de pontos de iluminação pública monofásicos e bifásicos. Cerca de 71,60% das cargas é da classe residencial e 21,59% são pontos de iluminação pública. Os consumidores comerciais representam 4,71% do total de cargas e os consumidores rurais representam apenas 1,40% do total de cargas. A Figura 4.2 exibe a distribuição completa dos consumidores.

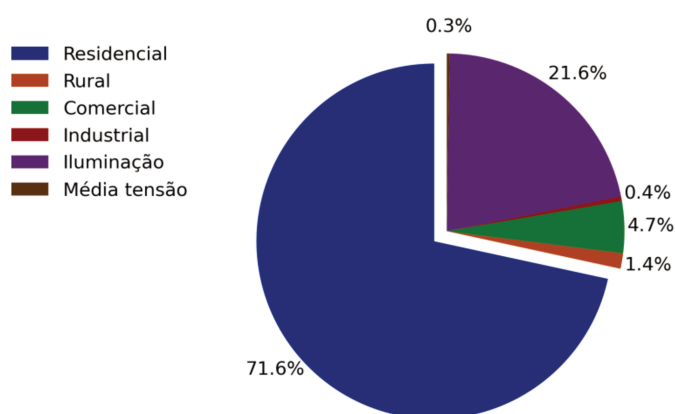
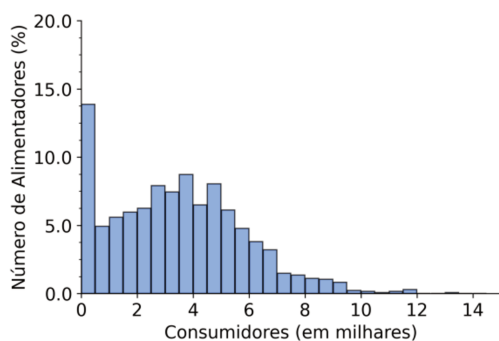


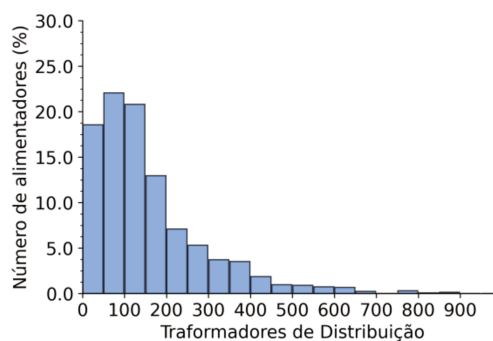
Figura 4.2: Composição de cargas dos alimentadores simulados.

A Figura 4.3 apresenta algumas características dos alimentadores. A partir do histograma apresentado na Figura 4.3(a) e métricas da Tabela 4.2 é mostrado que a média de

consumidores por alimentador é 3.442,5 e o maior número de consumidores conectados a um alimentador é cerca de 13.000.



a) Histograma de consumidores por alimentador



b) Histograma de transformadores por alimentador

Figura 4.3: Métricas dos alimentadores simulados.

A quantidade de transformadores de distribuição varia conforme o alimentador como mostrado na Figura 4.3(b), verificando-se uma média de 155,2 transformadores por alimentador e o número máximo de transformadores em um alimentador é cerca de 900. A Tabela 4.3 mostra a distribuição da potência nominal de todos os transformadores da concessionária.

Tabela 4.2: Métricas dos alimentadores analisados.

	Máximo Valor	Média	Desvio Padrão (σ)
Consumidores	13.000	3.442,5	2.359,5
Transformadores	888,0	155,2	134,7
Nós Elétricos	65.081	16.394,9	11.113,8

Tabela 4.3: Quantidade de redes de baixa tensão por potência nominal do transformador de distribuição.

Potência nominal, kVA	Quantidade
30	50.987 (24,51%)
45	53.467 (25,70%)
75	38.884 (18,69%)
112,5	11.263 (5,41%)
Outros	53.365 (25,66%)

Nas próximas seções o fluxo de carga harmônico será aplicado aos alimentadores descritos e suas respectivas perdas técnicas serão determinadas, assim como, as taxas de distorções harmônicas de tensão em todos os nós da rede. Inicialmente, considera-se os

resultados apenas para um único alimentador com o objetivo de observar o impacto das componentes harmônicas em menor escala e identificar as principais características resultantes da aplicação do método. Em seguida, os resultados numéricos são expandidos para a totalidade de alimentadores e os efeitos globais para a concessionária são analisados.

4.2 Análise em Alimentador Específico

Esta seção apresenta o impacto de distorções harmônicas nas perdas técnicas considerando a abordagem determinística para definir os espectros harmônicos das cargas em um único alimentador. As grandezas monitoradas nas simulações são o valor de perdas técnicas e o nível de distorção harmônica total de tensão em todos os nós da rede que não é violado em 95% do tempo de simulação (índice DTT95%, *i.e.*, percentil 95 do nível de distorção harmônica total de tensão) [11].

Para análise de perdas técnicas em escala reduzida foi escolhido um alimentador cujas principais características são visualizadas na Tabela 4.4. A Figura 4.4 apresenta o diagrama unifilar do alimentador AL01 estudado.

Tabela 4.4: Características de um alimentador real em outubro de 2018.

Energia injetada (kWh)	592.416,4
Perdas técnicas no mês em 60 Hz (kWh)	32.252,4
Quantidade de consumidores	2268

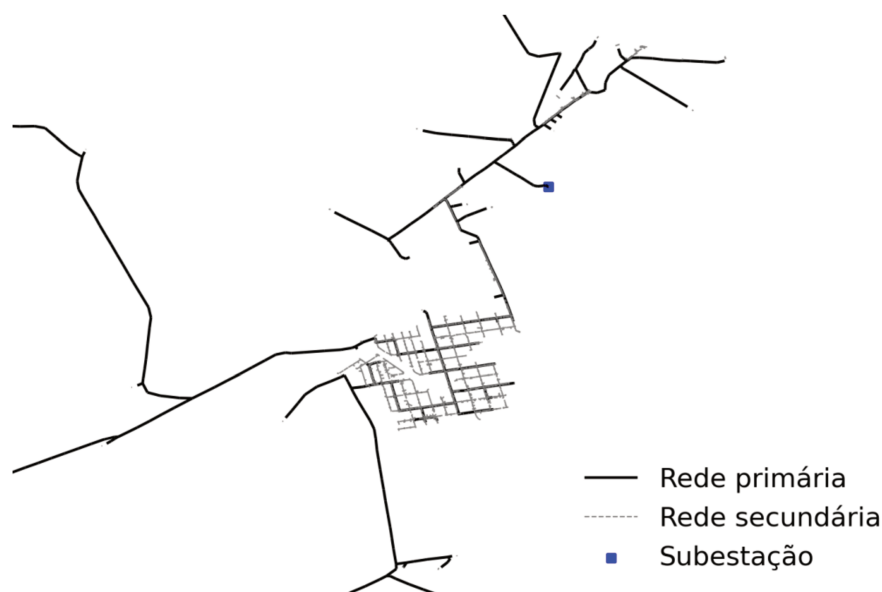


Figura 4.4: Diagrama unifilar do alimentador AL01.

4.2.1 Quantificação das Perdas Técnicas

A Figura 4.5 ilustra como a energia injetada no alimentador está distribuída (em percentual) entre a energia que é de fato fornecida às cargas e a parcela não aproveitada devido às perdas técnicas. As perdas técnicas são divididas em uma parcela produzida por componentes senoidais em 60 Hz e outra parcela devido à circulação de componentes harmônicos injetados na rede por equipamentos não lineares.

No mês de referência a energia injetada no alimentador é 592.416,4 kWh (Tabela 4.4). Em um cenário onde as cargas são totalmente lineares e não injetam harmônicas na rede, as perdas técnicas são 32.252,4 kWh (5,4% da energia total injetada). Por outro lado, quando as componentes harmônicas são consideradas nos cálculos este valor é alterado para 33.652,3 kWh, ou seja, as perdas harmônicas correspondem a 1.399,84 kWh ou aumento de 4,34% nas perdas técnicas do alimentador.

No período simulado as perdas técnicas resultantes da circulação de componentes harmônicas são cerca de 23 vezes menores que as perdas devido às componentes de frequência fundamental e representam 0,24% do total de energia injetada. A Figura 4.6 amplia a visualização da região de perdas técnicas da Figura 4.5 e indica que as componentes harmônicas são responsáveis por 4,16% do total de perdas técnicas.

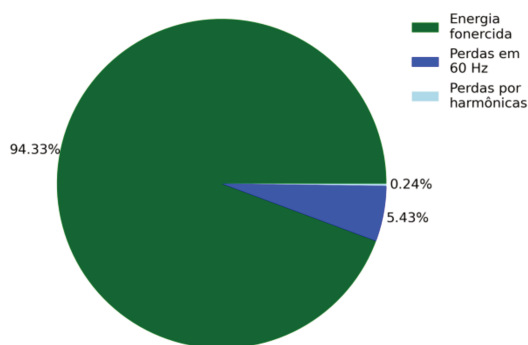


Figura 4.5: Fragmentação da energia total injetada no alimentador AL01.

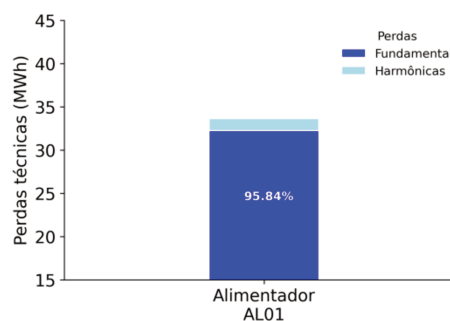


Figura 4.6: Divisão das perdas técnicas para o alimentador AL01.

A Figura 4.7 exibe o aumento relativo de perdas técnicas devido a distorções harmônicas (até a 15ª ordem harmônica) em diferentes tipos de segmentos da rede. Verifica-se que as regiões do alimentador que são mais impactadas por harmônicas são as redes de baixa tensão e os ramais de ligação dos consumidores. As perdas técnicas nas linhas de baixa tensão são ampliadas em 722,98 kWh e nos ramais de ligação dos consumidores este valor é

de 120,94 kWh. Em seguida, são registrados na rede de média tensão e nos transformadores de distribuição 191,92 kWh e 364,01 kWh de perdas harmônicas, respectivamente.

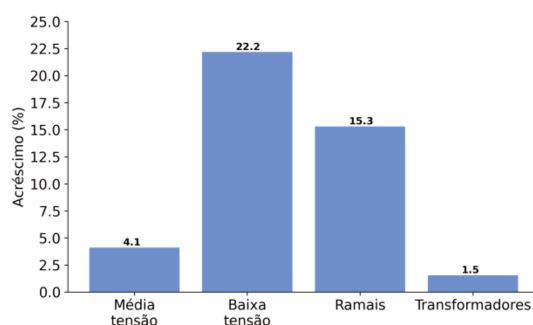


Figura 4.7: Percentual de acréscimo nas perdas técnicas por segmento do alimentador.

A maior variação percentual de perdas técnicas ocorre na rede de baixa tensão principalmente, visto que é onde está o maior número de cargas não lineares. Além disso, o nível de distorção de tensão na rede de média tensão é menor devido ao maior nível de curto-circuito neste nível de tensão e aos transformadores de distribuição com enrolamentos em delta, que impedem a injeção de componentes de sequência zero. Distorções de tensão sobrepostas a componente fundamental são associadas com aumento dos valores eficazes de tensão e corrente e, portanto, resultam em acréscimos nas perdas técnicas.

É possível desmembrar também as perdas técnicas causadas por distorções harmônicas de acordo com o dia simulado. A metodologia de cálculo estabelecida pela ANEEL considera três tipos de dia com suas respectivas curvas de cargas típicas: dia útil, sábado e domingo. O impacto diário por harmônicas pode ser observado na Figura 4.8.

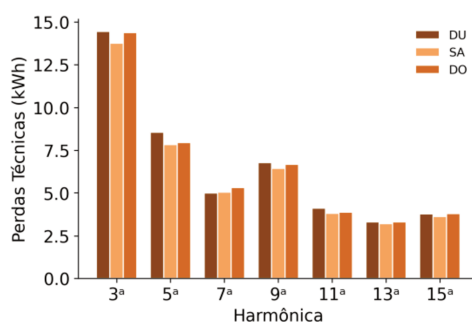


Figura 4.8: Composição das perdas técnicas por ordem harmônica e dia da semana.

É observado que a componente de 3ª ordem resulta em maior impacto diário para as perdas técnicas do sistema, totalizando cerca de 42,6 kWh para o somatório dos três dias. A partir da 5ª harmônica há uma redução significativa nas perdas técnicas, resultando em média

de 8,1 kWh por dia na 5ª ordem. As componentes entre a 11ª e 15ª apresentam níveis semelhantes e próximos a 4,0 kWh de perdas diárias.

As variações diárias mostram que dias úteis e domingos apresentam os maiores valores de perdas técnicas. Em geral, estes dois dias apresentam valores similares, sendo as perdas levemente maiores em dias úteis, com exceção da 7ª harmônica em que as perdas no domingo (5,31 kWh) ultrapassam as perdas harmônicas em dia útil (4,99 kWh). As simulações nos sábados resultam nos menores valores de perdas para todas as frequências. Os padrões de magnitude por frequência e de variação diária observados estão de acordo com o espectro harmônico das cargas residenciais e de iluminação, as quais representam mais de 90% das cargas do sistema.

O período de doze meses entre Agosto de 2018 e Julho de 2019 foi simulado e as perdas técnicas por mês são comparadas na Figura 4.9, assim como, são indicados os acréscimos percentuais por mês causados pelas harmônicas. Neste caso, é observado que as harmônicas resultam em acréscimo mensal entre 3,2% (em Junho) e 4,9% (em Janeiro) nas perdas técnicas do alimentador e há uma correlação entre a energia perdida em 60 Hz e o aumento percentual devido às harmônicas. Os meses com as menores perdas técnicas na frequência fundamental também são os meses em que há menor impacto das harmônicas (acrécimo menor que 4% nas perdas). Por outro lado, os meses que apresentam as maiores perdas técnicas possuem acréscimo percentual mais elevado, acima dos 4%. No ano foram totalizadas 15,38 MWh de perdas harmônicas neste alimentador.

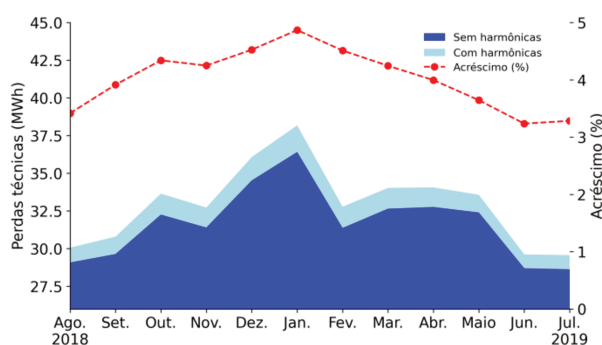


Figura 4.9: Variação mensal de perdas técnicas em 60 Hz e na presença de harmônicas.

Em resumo, no alimentador em estudo as componentes harmônicas resultam, em média, na adição de 4,0% nas perdas técnicas mensais. Apesar de haver circulação de harmônicas em todos os níveis de tensão, as redes de baixa tensão são mais afetadas devido à alta presença de cargas não lineares. Além disso, as componentes harmônicas mais

impactantes para as perdas técnicas são as de 3^a e 5^a ordem, as quais apresentam as maiores amplitudes no espectro de emissão de consumidores residenciais.

4.2.2 *Análise de Distorções Harmônicas de Tensão*

Uma forma de validar se o impacto nas perdas técnicas apresentado na seção anterior é realista consiste em avaliar se os níveis de distorção harmônica nas tensões da rede satisfazem os limites regulatórios. Nesta subseção, o índice DTT95% (definido na equação (2.25)) é utilizado como indicador de conformidade da rede com as normas estabelecidas pela ANEEL para distorções harmônicas em redes de distribuição. Para as redes de média tensão (MT) e baixa tensão (BT), a ANEEL estabelece os limites máximos de 8% e 10%, respectivamente, conforme descrito na Tabela 2.3. Nos estudos desta seção, considera-se o limite de 10% tanto para a rede de baixa tensão quanto para a rede de média tensão. Esta premissa leva a resultados conservadores e o número de violações na rede de média tensão será subestimado.

O índice DTT95% é calculado considerando a tensão de fase em todos os nós do alimentador AL01. A Figura 4.10 exibe o percentual de nós com violações de DTT95% (em um único mês de simulação) para cada tipo de dia simulado e por fase. O alimentador avaliado possui 3.431 nós na fase A, 3.452 nós na fase B e 3.268 nós na fase C. Os resultados demonstram um número significativo de nós com violações dos limites de distorção de tensão.

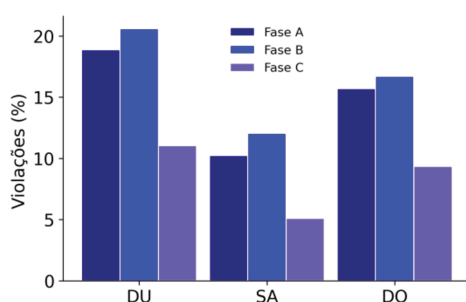


Figura 4.10: Percentual de nós com violações de DTT95% no alimentador AL01 em dia útil (DU), sábado (SA) e domingo (DO).

Entre os três dias analisados o maior percentual de violações ocorre em dia útil e no domingo, onde este percentual encontra-se em torno de 10% a 20% dos nós. No sábado, o percentual de violações é menor (devido à magnitude reduzida no espectro harmônico de consumidores residenciais) e encontra-se entre 5,1% e 12,0% dos nós. Dias úteis apresentam

maior número de violações devido ao maior consumo (e maior injeção de harmônicas) dos consumidores comerciais durante este período da semana quando comparado aos finais de semana. Além disso, os maiores percentuais de violações em dia útil e no domingo explicam as maiores perdas harmônicas para esses dias quando comparados aos sábados (Figura 4.8).

Devido ao desequilíbrio de cargas conectadas por fase no alimentador, são observadas diferenças entre o total de violações por fase. É notado que entre todos os dias o maior grau de violação é encontrado na fase B, seguido da fase A e em menor percentual na fase C. O maior percentual de nós com violações (20,6%) é encontrado na fase B em dia útil, devido, ao maior número de equipamentos monofásicos e cargas comerciais conectados a essa fase. Já a fase C no sábado apresenta o menor percentual de nós com violações (5,1%) entre os cenários simulados.

Na Tabela 4.5 são encontrados os valores de distorção para o nó mais impactado na fase B e nos três dias simulados. A média de DTT95% no alimentador está entre 4% e 5% e os valores máximos excedem com boa margem os limites, atingindo 28,28% em dia útil. Ressalta-se que outras fases do alimentador também atingiram picos de distorção próximos a 30%, o que não é um nível de distorção de tensão realista e esperado de se encontrar em campo. Isto é confirmado analisando as linhas mais impactadas através do mapa de calor da Figura 4.11. Neste mapa são identificados valores elevados de DTT95% em grande parte da rede de baixa tensão e onde há maior concentração de cargas não lineares.

Tabela 4.5: Distribuição de DTT95% do nó mais impactado do alimentador.

	Distorção Total de Tensão (DTT95%)		
	Máximo (DTT95%)	Média (μ)	Desvio Padrão (σ)
DU	28,28	5,09	5,45
SA	21,28	3,98	4,18
DO	26,82	4,63	5,02

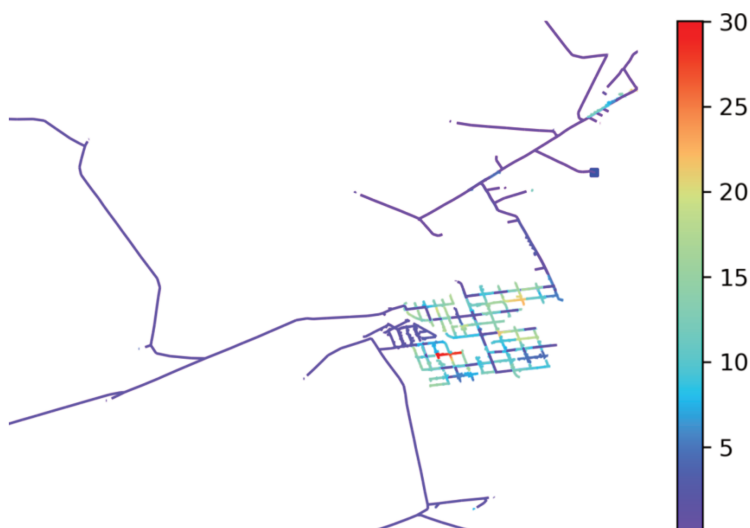


Figura 4.11: Distribuição de DTT95% no alimentador AL01.

A razão principal destes resultados está na ausência de diversidade nos espectros harmônicos utilizados, ou seja, não é considerado que consumidores de um mesmo grupo possam injetar harmônicas de magnitude e ângulo diferentes. Esta ação levaria a potenciais cancelamentos entre as distorções injetadas por diferentes consumidores.

Em resumo, os resultados de distorções harmônicas para um alimentador indicam que os índices de DTT95% são violados em pelo menos 5% dos nós. Esse percentual é maior em dias úteis e na fase B do alimentador e menor aos sábados e na fase C. Apesar da média de DTT95% do alimentador variar entre 4% e 5%, o nó mais impactado possui DTT95% acima de 20%, o que está acima dos níveis de distorção encontrados na prática [21][49][50][51]. Portanto, o impacto nas perdas técnicas apresentado na seção 4.2.1 está inflacionado e não corresponde ao impacto esperado na prática. Para solucionar este problema, o Capítulo 5 desta dissertação apresenta métodos para modelar a diversidade entre os espectros harmônicos dos consumidores e assim obter valores realistas do impacto das distorções harmônicas nas perdas técnicas.

4.3 Resultados para a Área de Concessão da Distribuidora

Os resultados da seção anterior indicam acréscimo mensal entre 4% a 5% nas perdas técnicas de um alimentador causadas por harmônicas, entretanto, esses valores foram determinados sob condições de alta distorção total de tensão (acima de 5% dos nós com violações de DTT95%). É fundamental analisar se o modelo determinístico também resulta em valores elevados de distorção de tensão para os demais alimentadores da distribuidora e,

assim, verificar o quão próximo da realidade são os resultados para as perdas harmônicas com este modelo.

Nesta seção os resultados para perdas técnicas e níveis de distorções harmônicas de tensão serão expandidos para a área total de concessão da distribuidora. Os alimentadores são aqueles descritos na seção 4.1, sendo que dos 1.342 alimentadores simulados 22 apresentaram problemas de convergência do fluxo de carga e foram retirados das estatísticas. As simulações consideram o mês de outubro de 2018.

4.3.1 Quantificação de Perdas Técnicas

A distribuição da energia total injetada nos alimentadores em sua forma de energia útil e perdas é exibida na Figura 4.12. No mês de operação foram injetados o total de 2,20 TWh nos alimentadores, sendo que 2,11 TWh (95,7%) são consumidos por cargas ou através do autoconsumo da distribuidora. As perdas técnicas são de 93,4 GWh (4,24% do total injetado), sendo que 89,4 GWh (4,06%) e 4,06 GWh (0,18%) são devido às componentes em frequência fundamental e harmônicas, respectivamente.

Os resultados indicam aumento na ordem de 4,54% nas perdas técnicas totais, crescendo de 89,4 GWh em 60 Hz para 93,4 GWh com a inserção de harmônicas. A composição das perdas técnicas totais é exibida na Figura 4.13. Neste caso, as perdas na frequência fundamental e devido a distorções harmônicas representam 95,66% e 4,34% do total de perdas técnicas, respectivamente. Nota-se que a proporção de perdas harmônicas e na frequência fundamental são similares aos observados para o estudo realizado em um alimentador da seção anterior, apesar da ordem de grandeza da energia injetada total ser diferente (TWh).

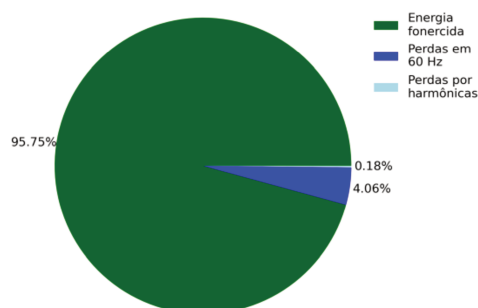


Figura 4.12: Fragmentação da energia total injetada em todos os alimentadores da concessionária.

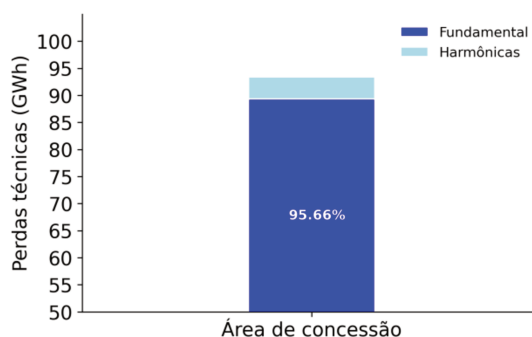


Figura 4.13: Separação das perdas técnicas em componente fundamental e harmônicas.

No cenário simulado, a análise da Figura 4.14 indica que as redes de baixa tensão e os ramais de ligação dos consumidores têm suas perdas técnicas ampliadas em 1,94 GWh (21,4%) e 0,27 GWh (18,3%), respectivamente. Por outro lado, as perdas técnicas nas redes de média tensão e nos transformadores são afetadas em menor escala, com variação positiva de 0,95 GWh (2,7%) e 0,89 GWh (2,1%) com a circulação de harmônicas, respectivamente. Estes resultados estão de acordo e reforçam as conclusões derivadas da análise do alimentador AL01 na seção anterior, em que foi concluído que os maiores impactos por componentes harmônicas ocorrem nas redes de baixa tensão.

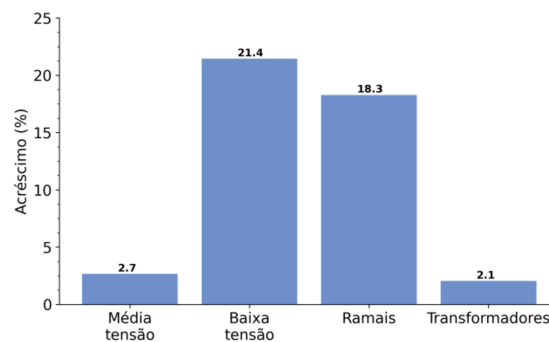


Figura 4.14: Percentual de acréscimo nas perdas técnicas totais por segmento.

Para comparar o crescimento de perdas técnicas entre os alimentadores simulados é definido o Percentual de Perdas Harmônicas, $P_h(\%)$. Esse percentual corresponde à variação relativa entre as perdas técnicas totais calculadas através do fluxo de carga harmônico e do fluxo de carga considerando apenas a frequência fundamental de 60 Hz.

$$P_h(\%) = \left(\frac{P_{fund} + \sum_{h=3}^{15} P_h}{P_{fund}} - 1 \right) \cdot 100\% = \frac{\sum_{h=3}^{15} P_h}{P_{fund}} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

O $P_h(\%)$ é determinado para todos os alimentadores segundo a equação (4.1), em que P_{fund} e P_h são as perdas técnicas na frequência fundamental e harmônicas em kWh, respectivamente. A Figura 4.15 exibe a distribuição dos alimentadores de acordo com seu respectivo valor de $P_h(\%)$.

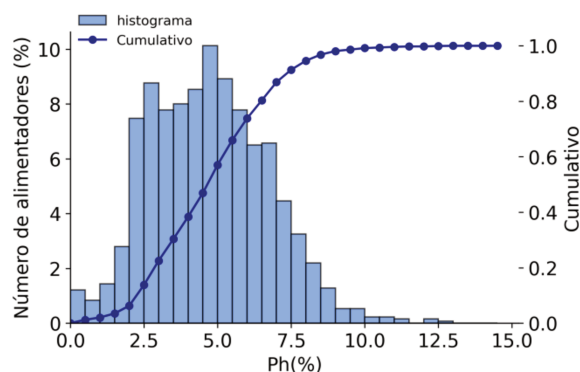


Figura 4.15: Histograma com a distribuição de $P_h(\%)$ por alimentador.

A Figura 4.15 e a Tabela 4.6 mostram que o aumento das perdas técnicas ($P_h(\%)$) nos alimentadores simulados se assemelha a uma distribuição Normal. Nessa distribuição a média de $P_h(\%)$ observada é próxima de 5%, com desvio padrão de 2,01%, sendo que um terço dos alimentadores possui $P_h(\%)$ entre 4,0% e 5,5%. Menos de 10% dos alimentadores apresentam $P_h(\%)$ menor que 2,0 % e menos de 5% apresentam $P_h(\%)$ superior a 9%. Também é observado que as perdas técnicas em 60 Hz são acrescidas em até 8,09% em 95% dos casos analisados com a circulação de harmônicas, porém, este valor pode chegar a 12,51% para o pior caso simulado.

Tabela 4.6: Distribuição do Percentual de Perdas Harmônicas.

	Máximo	Médio	Desvio padrão	Percentil 95
$P_h(\%)$	12,51	4,72	2,01	8,09

Em resumo, os espectros harmônicos utilizados a partir do método determinístico resultam em acréscimo de perdas técnicas elevados, visto que, para um número considerável de redes o percentual de perdas harmônicas ultrapassa os 5%, atingindo valores maiores que 10% para algumas redes. Estes dados são coerentes com os estudos realizados na seção 4.2, visto que, há um alto grau de penetração de cargas não lineares nos alimentadores e o efeito de diversidade harmônica não é modelado para consumidores do mesmo grupo (residencial, rural, comercial, industrial, média tensão ou iluminação pública).

4.3.2 Análise de Distorções Harmônicas de Tensão

Novamente a análise de perdas técnicas é complementada pelo estudo dos níveis de distorções harmônicas nas tensões. Os resultados exibidos consideram o universo de todos os alimentadores simulados, isto é, mais de 22 milhões de nós (Tabela 4.1). Nos estudos a seguir

considera-se o limite de 10% para o índice DTT95% tanto para as redes de baixa tensão quanto para as redes de média tensão. A equação (4.2) define o percentual de nós violados por alimentador como a razão entre a quantidade de nós que excedem o limite de DTT95% (N_{fase}) e o total de nós do alimentador (N_{tot}).

$$N_v(\%) = \left(\frac{\sum_{fase=A}^C N_{fase}}{N_{tot}} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (4.2)$$

A distribuição do percentual de nós com violação do índice DTT95% por alimentador é exibida na Figura 4.16, para os três tipos de dias simulados. Comparando os resultados desta figura com os resultados da Figura 4.10, verifica-se um comportamento semelhante entre os dias da semana, ou seja, dias úteis apresentam maiores distorções, seguidos dos domingos e por fim dos sábados com o menor número de violações totais. Por exemplo, considerando a região até o valor de 10% dos nós violados, observa-se que em dias úteis 77% dos alimentadores estão acima desta referência. No entanto, este percentual é reduzido para 70% e 50% aos domingos e sábados, respectivamente. Os dias úteis geralmente apresentam maior conexão de cargas não lineares (*e.g.*, comerciais) e, portanto, maior possibilidade de exceder os limites técnicos.

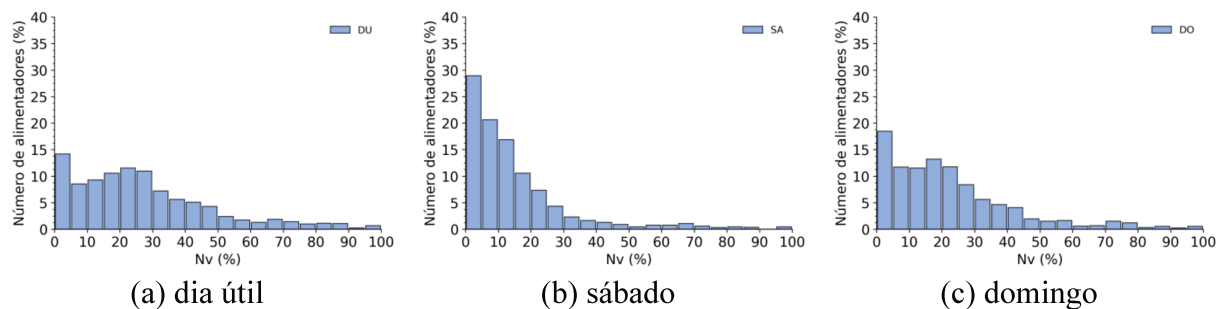


Figura 4.16: Histogramas com o percentual de nós violados por alimentador e por tipo de dia da semana.

No período analisado, o número de alimentadores que não apresentam qualquer violação de DTT95% é de 129 ou 9,6% do total aos sábados. Esta quantidade é de 118 (8,8%) e 79 (5,9%) alimentadores aos domingos e dias úteis, respectivamente. O escasso percentual de alimentadores que atendem por completo os limites de distorção de tensão indica uma estimativa excessiva da injeção de distorções harmônicas nas redes.

Por fim, a Figura 4.17 apresenta o valor máximo de DTT95% por alimentador. Verifica-se que uma parcela expressiva dos alimentadores possui DTT95% acima de 20% em pelo menos um nó. A máxima distorção de tensão encontrada nos casos simulados se concentra na faixa de 10% a 30% para a maior parte dos alimentadores, o que é um resultado pouco provável de ser encontrado em campo.

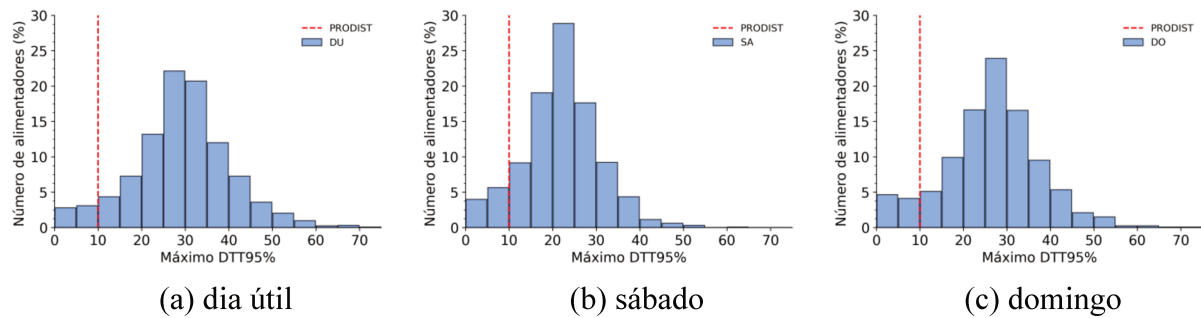


Figura 4.17: Histogramas com o máximo DTT95% por alimentador e dia da semana.

Em resumo, as simulações com 1.342 alimentadores indicaram violações excessivas nos limites de distorção total de tensão. O índice DTT95% foi superior a 10% em diversos pontos dos alimentadores.

4.4 Considerações Parciais

Para estudar o impacto de harmônicas nas perdas técnicas, foram avaliados 1.342 alimentadores com diferentes características topológicas e de consumo. Os resultados obtidos neste capítulo indicam aumento médio de 5% nas perdas técnicas, porém, alguns alimentadores podem apresentar variação de até 12%. O principal efeito de distorções harmônicas ocorre nas redes de baixa tensão, em que as perdas técnicas crescem 21% em relação ao caso sem considerar as distorções harmônicas. Entretanto, ao analisar os níveis de distorção harmônica das tensões nesses estudos, notou-se que existem violações dos limites regulatórios em mais de 90% das redes simuladas, indicando que o cenário simulado não corresponde ao cenário encontrado na prática.

O modelo utilizado neste capítulo fornece uma primeira aproximação para o impacto de harmônicas nas perdas técnicas, porém, os estudos executados apresentam algumas limitações. A primeira é que todas as cargas foram consideradas como sendo não lineares e injetando distorções harmônicas na rede. Além disso, os espectros harmônicos das cargas são considerados fixos, não sendo considerada nenhuma diversidade entre consumidores do mesmo grupo (residencial, rural, comercial, industrial, consumidor de média tensão ou

iluminação pública), ou seja, despreza-se o efeito de cancelamento harmônico discutido no Capítulo 2. Isto leva a valores excessivos de distorções harmônicas e impacto não realista nas perdas técnicas.

Para obter resultados de fato realistas, é necessário que as distorções harmônicas de tensão respeitem os limites regulatórios estabelecidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Assim, outros métodos que levam em consideração as ressalvas anteriores devem ser avaliados para aproximar as perdas técnicas simuladas dos resultados reais.

5 ANÁLISE PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NAS PERDAS TÉCNICAS

O método determinístico apresentado no Capítulo 4 considera espectros harmônicos idênticos para todas as cargas de cada grupo e avalia o impacto destas distorções nas perdas técnicas dos alimentadores. Entretanto, os resultados dessa análise se mostraram excessivamente conservadores, pois os níveis de distorção harmônica de tensão ficaram acima dos limites definidos no PRODIST. Neste capítulo, o mesmo problema é abordado, porém considerando diversidade entre os espectros harmônicos dos consumidores para que sejam obtidos resultados mais realistas. Inicialmente, apresenta-se duas metodologias para inserir diversidade entre os espectros harmônicos dos consumidores. Em seguida, são apresentados os estudos e resultados do impacto de distorções harmônicas nas perdas técnicas considerando cada uma das metodologias propostas. Por fim, a partir dos resultados é realizada uma análise econômica simplificada para estimar o impacto financeiro das componentes harmônicas para a concessionária.

5.1 Geração Aleatória de Espectros Harmônicos

Esta seção descreve os dois métodos utilizados para inserir diversidade no espectro harmônico de cada grupo de consumidores presente nas redes. A diferença entre os dois métodos está simplesmente em qual tipo de distribuição de probabilidade é utilizado para criar variações aleatórias na magnitude e ângulo das componentes harmônicas obtidas através de medições reais e apresentadas no Capítulo 3.

5.1.1 Visão Geral

Nos métodos apresentados a seguir são utilizadas as mesmas classificações de cargas indicadas na seção 3.2.2, isto é, os consumidores são classificados em grupo residencial, comercial, rural, industrial, iluminação pública e média tensão. Cada grupo é constituído de um conjunto de espectros harmônicos por dia de simulação.

Ao contrário do capítulo anterior em que cada grupo de consumo possui apenas um espectro de emissão harmônico para cada dia de simulação (dia útil, sábado, e domingo), neste capítulo são criados dez espectros harmônicos ($H^n_{G,D}$) para cada grupo de consumo G e dia de simulação D , como ilustrado na Tabela 5.1. Em seguida, estes espectros são distribuídos aleatoriamente entre as cargas do respectivo grupo de consumidores.

Tabela 5.1: Alternativas de espectros harmônicos (magnitude e ângulo) para cada grupo de carga.

Conjunto Harmônico ($H^n_{G,D}$)		
$H^1_{G,D}$	$H^2_{G,D}$	$H^3_{G,D}$
$H^4_{G,D}$	$H^5_{G,D}$	$H^6_{G,D}$
$H^7_{G,D}$	$H^8_{G,D}$	$H^9_{G,D}$
$H^{10}_{G,D}$		

Na Tabela 5.1, os subscritos G e D indicam o grupo de consumo da carga e o dia de simulação, respectivamente. Por exemplo, $H^5_{rural,útil}$ é um dos espectros harmônicos possíveis para um consumidor do grupo rural simulado em dia útil. O primeiro dos dez espectros possíveis ($H^l_{G,D}$) representa o espectro harmônico original (apresentado na seção 3.2.2) para o grupo G , dia D e possui forma representada na equação (5.1). Assim, $H^l_{G,D}$ possui sete componentes de magnitude (h_x , para harmônicas ímpares entre a 3ª e 15ª ordens) e seus respectivos ângulos (θ_x).

$$H^1_{G,D} = \begin{cases} (h_3, h_5, h_7, h_9, h_{11}, h_{13}, h_{15}) \\ (\theta_3, \theta_5, \theta_7, \theta_9, \theta_{11}, \theta_{13}, \theta_{15}) \end{cases} \quad (5.1)$$

As demais alternativas de conjuntos harmônicos ($H^n_{G,D}$, com n maior que 1) são determinadas a partir dos valores da equação (5.1) e possuem estrutura definida na equação (5.2). Para obter os valores \hat{h}_x (ou $\hat{\theta}_x$) é considerado que h_x (ou θ_x) é função de uma variável aleatória $\sigma_1(\sigma_2)$ que modifica seu valor original, como na equação (5.3). Estes valores são determinados através dos métodos **A** e **B** definidos nas próximas seções.

$$H^n_{G,D} = \begin{cases} (\hat{h}_3^n, \hat{h}_5^n, \hat{h}_7^n, \hat{h}_9^n, \hat{h}_{11}^n, \hat{h}_{13}^n, \hat{h}_{15}^n) \\ (\hat{\theta}_3^n, \hat{\theta}_5^n, \hat{\theta}_7^n, \hat{\theta}_9^n, \hat{\theta}_{11}^n, \hat{\theta}_{13}^n, \hat{\theta}_{15}^n) \end{cases}, n \neq 1 \quad (5.2)$$

$$\hat{h}_x^n = h_x(\sigma_1), \hat{\theta}_x^n = \theta_x(\sigma_2) \quad (5.3)$$

Com esta diversificação, são obtidos um total de 153 espectros harmônicos distintos, 30 por grupo de cargas, ao invés dos 18 espectros harmônicos base considerados no estudo

determinístico do Capítulo 4. Nota-se que as cargas definidas como iluminação pública não possuem diversidade e não seguem essas classificações, permanecendo apenas com os três conjuntos de espectros harmônicos medidos, um por dia simulado.

5.1.2 Metodologia

O espectro harmônico $H^l_{G,D}$ (conjunto de sete magnitudes e seus respectivos ângulos originalmente medidos para harmônicas de determinado grupo e dia) é adotado como base numérica para determinar os demais espectros da Tabela 5.1. A partir deste espectro, os métodos denominados **A** e **B** foram utilizados, separadamente, para produzir os novos conjuntos de espectros harmônicos ($H^n_{G,D}$). Estes métodos são baseados nas distribuições de probabilidade Normal e Uniforme, as quais são amplamente utilizadas na descrição estatística de fenômenos naturais que apresentam variáveis aleatórias.

Um algoritmo para determinar os novos espectros harmônicos foi estabelecido para todos os grupos de consumidores. O procedimento para diversificação dos espectros é mostrado no fluxograma da Figura 5.1 e explicado como segue:

1. O algoritmo é inicializado a partir da inserção dos espectros harmônicos do caso base, $H^l_{G,D}$, separados por grupo de consumo e dia da semana;
2. A primeira etapa consiste em selecionar um dos 6 grupos de cargas para diversificação dos espectros;
3. Caso o grupo de consumo seja o de “Iluminação Pública” não haverá alterações nos espectros medidos e um novo grupo de cargas é selecionado;
4. O passo seguinte é selecionar o espectro harmônico do caso base por dia de simulação (dia útil, sábado ou domingo);
5. Um espectro $H^n_{G,D}$ ($1 < n \leq 10$) com todas as componentes ímpares de frequência entre a 3ª e 15ª harmônicas é inicializado;
6. Para cada ordem harmônica x , gera-se um novo par de valores de magnitude e ângulo a partir do valor de magnitude e ângulo do espectro harmônico base. Estes valores são gerados utilizando os métodos **A** ou **B**, que serão descritos a seguir. O processo é executado para todas as ordens harmônicas ímpares, da 3ª à 15ª. As etapas 5 e 6 devem ser repetidas até que os 9 (nove) espectros adicionais tenham sido criados;
7. Se os três tipos de dias da semana (dia útil, sábado e domingo) ainda não foram considerados, retorna-se ao item 4 para considerar o próximo tipo de dia;

8. Se todos os grupos de cargas ainda não foram considerados, retorna-se ao item 2 para considerar o próximo grupo de consumidores. O processo de criação de novos espectros é finalizado após analisar todos os seis grupos de cargas.

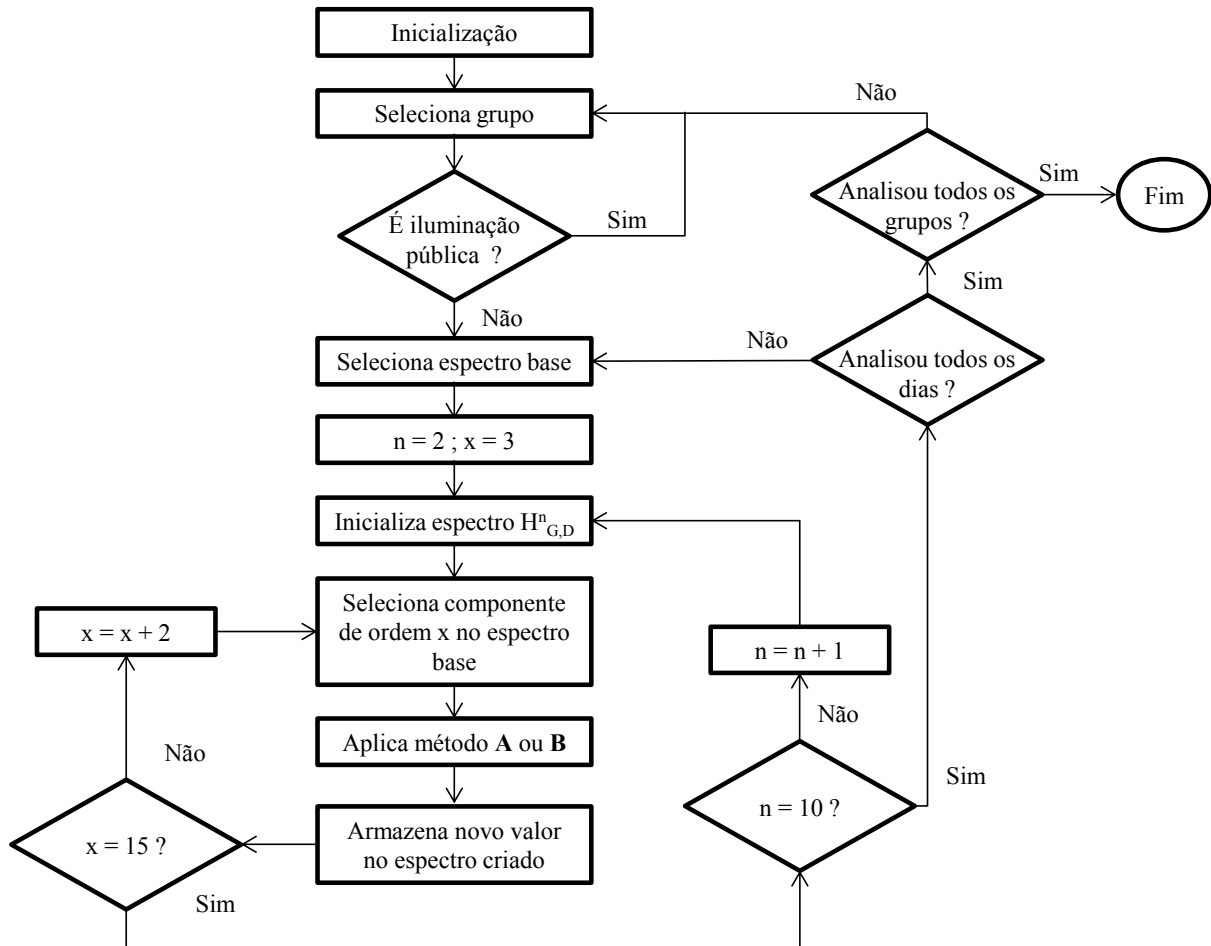


Figura 5.1: Algoritmo utilizado para gerar novos espectros harmônicos.

As próximas subseções descrevem em maiores detalhes os métodos **A** e **B** de diversificação dos espectros harmônicos, conforme indicado no fluxograma da Figura 5.1 e no item 6 do procedimento descrito anteriormente.

Outras alternativas aos métodos **A** e **B** foram consideradas durante o processo de elaboração da metodologia. Considerou-se outras possibilidades com diferentes distribuições, valor médio e desvio padrão. Entretanto, estas alternativas não foram consideradas satisfatórias para visualizar os resultados buscados e, portanto, foram descartadas.

5.1.2.1 Descrição do Método A

O método A cria diversidade na magnitude e ângulo dos espectros harmônicos considerando que ambos os parâmetros seguem uma distribuição Normal. O valor de magnitude e ângulo de cada ordem harmônica do espectro base $H^l_{G,D}$ é adotado como média de uma distribuição Normal e assume-se que o desvio padrão desta distribuição é 20% da média. A partir destas distribuições, são realizadas nove amostragens aleatórias de valores para criar os 9 (nove) espectros derivados do espectro base. A Figura 5.2 ilustra este processo para a corrente de 3ª harmônica emitida por consumidores do grupo residencial em dia útil.

Neste caso o espectro base $H^l_{G,D}$ apresenta magnitude e defasagem angular iguais a 22% da fundamental e $-152,87^\circ$ (ou $207,13^\circ$), respectivamente. A partir destes valores, são montadas as distribuições Normais, com média e desvio padrão definidos anteriormente. A distribuição de magnitude é truncada em zero, pois se refere ao módulo da corrente injetada. Os valores de corrente harmônica são ilustrados na Figura 5.2 através de marcações em vermelho para o espectro base e marcações em azul para as novas amostras.

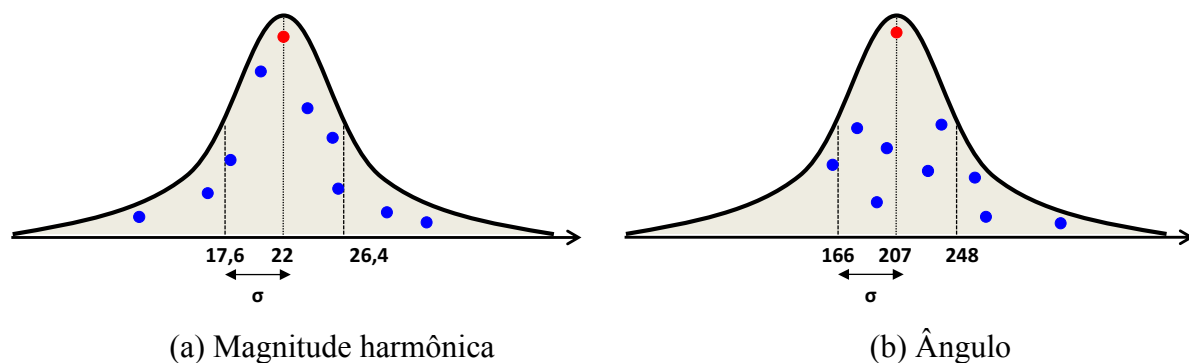


Figura 5.2: Amostragem de valores pelo método A.

Os valores das amostras dependem da média e do desvio padrão escolhidos para a distribuição, sendo menos prováveis as amostras mais distantes do valor médio. Na Figura 5.3, cada diagrama mostra a distribuição dos valores de magnitude e ângulo dos dez espectros harmônicos resultantes da aplicação deste procedimento.

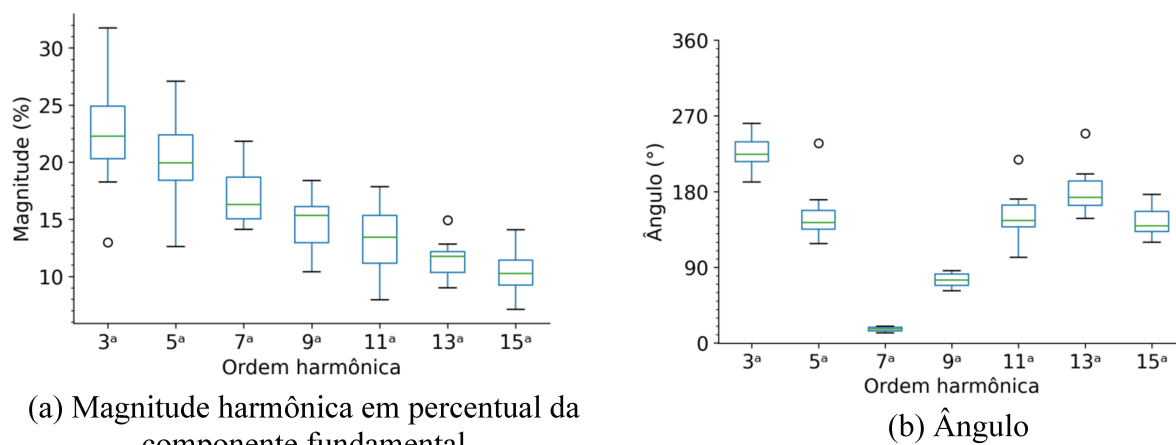


Figura 5.3: Distribuição dos espectros harmônicos obtidos com o método A aplicado a consumidor residencial em dia útil.

A análise dos diagramas por ordem harmônica exibe variações em torno da magnitude e defasagem angular do espectro base, apesar de não haver grande espalhamento e assimetria nos diagramas (as variações são concentradas dentro de uma faixa restrita de valores). Para os valores de magnitude, a média dos valores gerados é decrescente com o aumento da ordem harmônica. Este padrão não é observado na defasagem angular, visto que os ângulos variam significativamente entre diferentes ordens harmônicas.

5.1.2.2 Descrição do Método B

O método **B** consiste em produzir variações aleatórias de magnitude e ângulo nas componentes harmônicas do espectro base considerando distribuições Uniforme e Normal, respectivamente. De forma similar ao método **A**, o ângulo da respectiva componente é determinado através de uma seleção numérica e aleatória com base em uma distribuição Normal centralizada no valor original fornecido pelo espectro base, mas com maior desvio padrão (igual a 100% da média). Por outro lado, a variação de magnitude da componente harmônica é determinada através de uma distribuição Uniforme, com valores entre zero e o valor original (base) de magnitude. Este processo é ilustrado na Figura 5.4 considerando o mesmo exemplo numérico da subseção anterior. Os valores de corrente harmônica são ilustrados na Figura 5.4 através de marcações em vermelho para o espectro base e marcações em azul para as novas amostras.

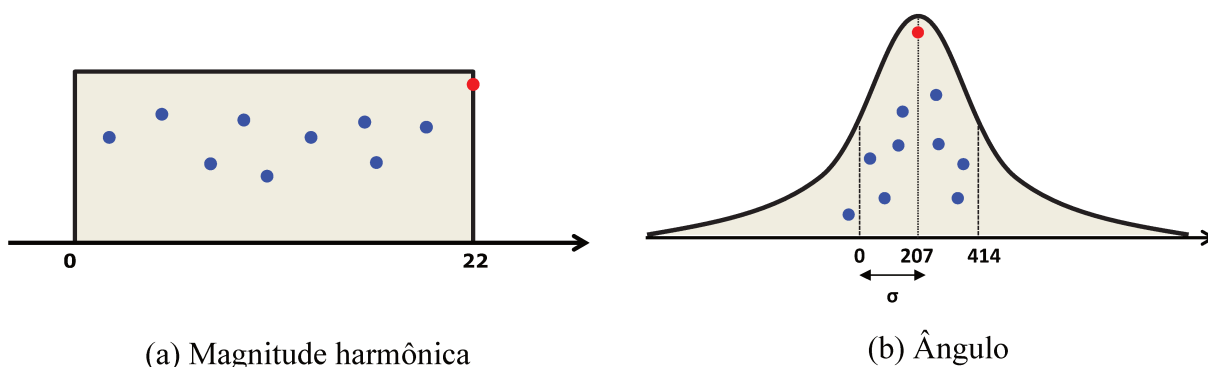


Figura 5.4: Amostragem de valores pelo método B.

O método **B** foi concebido buscando maior diversidade entre os espectros harmônicos de um grupo de consumidores quando comparado com a diversidade obtida com o método **A**. Isto é observado nos diagramas da Figura 5.5, em que é possível observar a grande dispersão e assimetria em relação à média dos valores de magnitude e ângulo. Em relação à magnitude, os valores produzidos apresentam variações acima de 50% do seu valor máximo. Já os valores gerados para defasagem angular são encontrados em mais de um quadrante em 6 (seis) das 7 (sete) harmônicas analisadas.

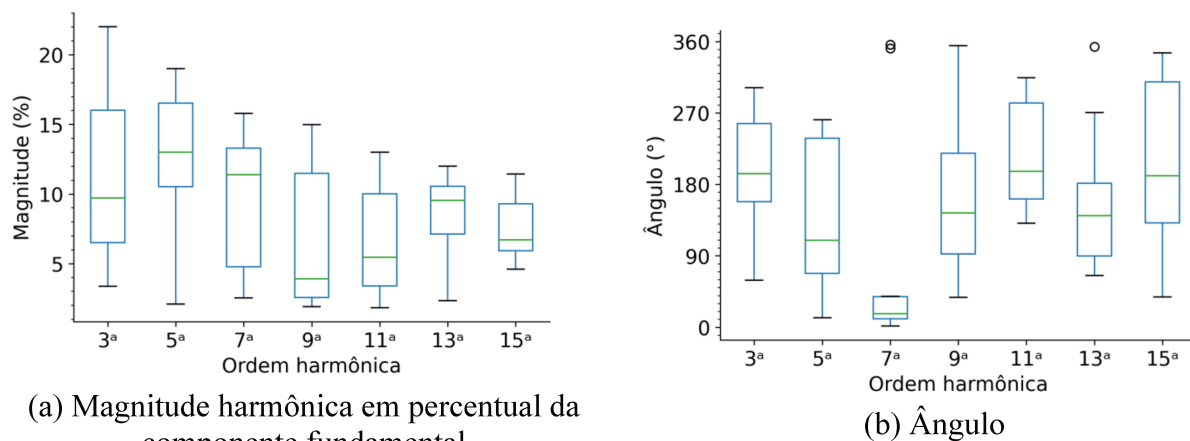


Figura 5.5: Distribuição dos espectros harmônicos obtidos com o método B aplicado a consumidor residencial em dia útil.

5.2 Resultados

Esta seção apresenta os resultados para simulações com a diversificação nos espectros harmônicos dos consumidores, conforme os métodos **A** e **B**. Para isto, foram analisados os 1.342 alimentadores descritos na seção 4.1 para o período de um ano entre agosto de 2018 e

julho de 2019 e harmônicas entre a 3^a e 15^a ordem. Os resultados para as perdas técnicas e distorção total de tensão (DTT95%) são apresentados para cada método a seguir.

5.2.1 Análise do Método A

A evolução mensal das perdas técnicas totais considerando a frequência fundamental e também a presença de harmônicas é exibida na Figura 5.6. Em média o aumento percentual das perdas totais é de 4,01% ao mês. Para o mês de janeiro as perdas totais são de 102,06 GWh e as perdas harmônicas são máximas (4,61 GWh), resultando em acréscimo de 4,73% em relação ao total em 60 Hz. As perdas harmônicas oscilam conforme o consumo mensal de cargas não lineares e, no período de um ano simulado, estas totalizam 42,12 GWh ou acréscimo de 4,0% em relação às perdas na frequência fundamental.

Na Figura 5.7 as perdas técnicas mensais são decompostas por ordem harmônica. A 3^a harmônica apresenta maior impacto com média de 1,0 GWh de perdas por mês, seguido de cerca de 0,67 GWh e 0,61 GWh mensais para cada uma das componentes de 5^a e 7^a ordem, respectivamente. A redução das perdas harmônicas em frequências mais elevadas ocorre, pois há menos distorções harmônicas sendo injetadas nestas frequências. As componentes múltiplas da terceira harmônica, localizadas principalmente nas redes de baixa tensão, totalizam 48,5% das perdas harmônicas totais como mostrado na Figura 5.8.

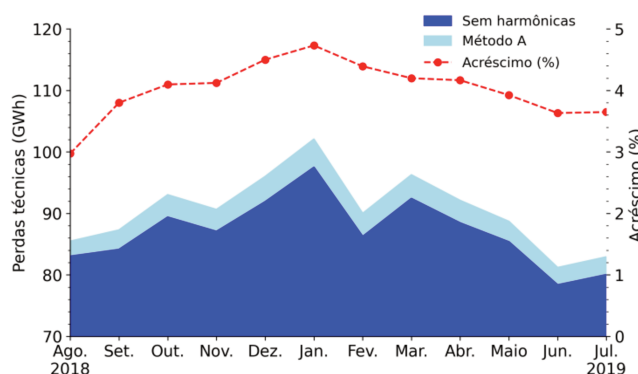


Figura 5.6: Evolução mensal das perdas técnicas na frequência fundamental e harmônicas – Método A.

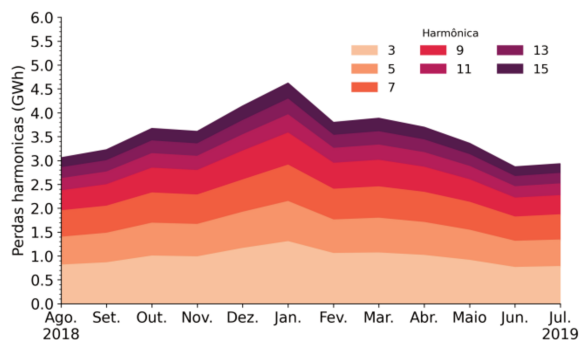


Figura 5.7: Perdas mensais por componente harmônica – Método A.

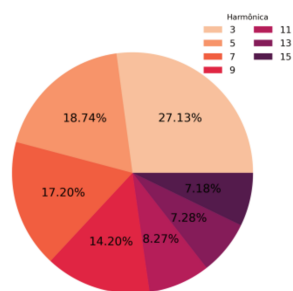


Figura 5.8: Impacto anual por componente harmônica – Método A.

Na Figura 5.9 é exibido o impacto de distorções harmônicas nas perdas de cada segmento do sistema de distribuição. Este impacto é dividido como segue: aumento de 10,65 GWh nas perdas da rede de média tensão (rede primária), 18,34 GWh nas perdas da rede de baixa tensão (rede secundária), 9,15 GWh nas perdas nos transformadores e 3,98 GWh nas perdas nos ramais de ligação dos consumidores. Em percentual, a variação causada nas perdas por distorções harmônicas é maior na rede de baixa tensão (17,3%) e nos ramais de ligação dos consumidores (22,6%), enquanto observa-se variação de 2,6% na rede de média tensão e 1,8% nos transformadores. O percentual nas redes de baixa tensão e nos ramais de ligação é mais elevado, em parte, pois são onde ocorrem os maiores níveis de distorção harmônica e, em parte porque as perdas na frequência fundamental na rede primária (410,44 GWh) são cerca de quatro vezes maiores que a soma das perdas na baixa tensão (105,80 GWh) e nos ramais de ligação dos consumidores (17,62 GWh).

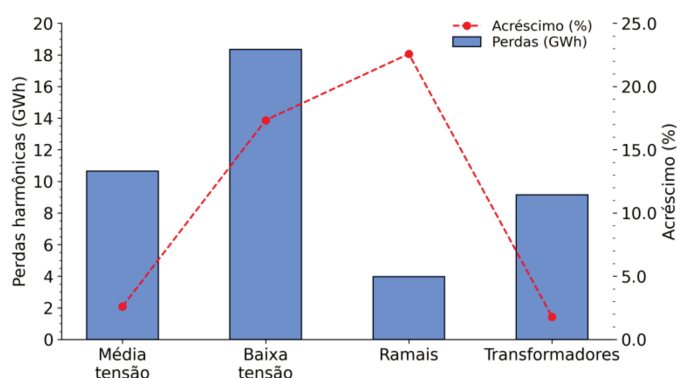


Figura 5.9: Perdas técnicas anuais por segmento das redes de distribuição – Método A

Os resultados desta seção são similares aos valores encontrados no Capítulo 4 para o método determinístico. Por exemplo, no mesmo mês de outubro, o método determinístico resulta em aumento percentual de 4,5% nas perdas técnicas, enquanto o método A resulta em

4,1% de acréscimo. Apesar disto, é necessário verificar se os níveis de distorção harmônica de tensão respeitam os limites estabelecidos no PRODIST.

Os resultados apresentados na Figura 5.10 (para mais de 22 milhões de nós elétricos avaliados) indicam que o percentual de nós com violações permanece entre 10% e 40% em relação ao total. O maior número de nós violados ocorre no mês de janeiro, com cerca de 39% dos nós em dia útil e 22% aos sábados. Neste período, também são observadas as maiores perdas harmônicas. Além disto, os percentuais de alimentadores sem violações de DTT95% são mínimos, com: 5,89% (dia útil), 9,39% (sábado) e 8,20% (domingo), conforme a Figura 5.11. Em nenhum mês simulado, o número de alimentadores sem violações de DTT95% ultrapassa 14% dos 1.342 simulados.

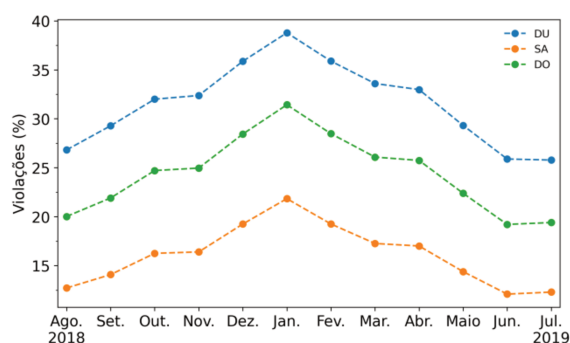


Figura 5.10: Percentual de nós com DTT95% acima dos limites do PRODIST – Método A.

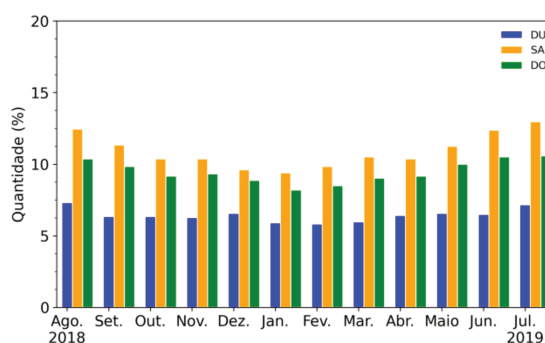


Figura 5.11: Percentual de alimentadores em conformidade com os limites de DTT95% – Método A.

Estes resultados mostram que a variabilidade introduzida nos espectros harmônicos das cargas pelo método A ainda não traz resultados que possam ser considerados realistas para o sistema de distribuição. Isto também pode ser visto através dos valores de DTT95% para os nós com violações mostrados na Figura 5.12. Os níveis de distorção estão acima de 10%, o que pode ser considerado excessivamente elevado. Portanto, é necessário aumentar o nível de diversidade dos espectros harmônicos considerados.

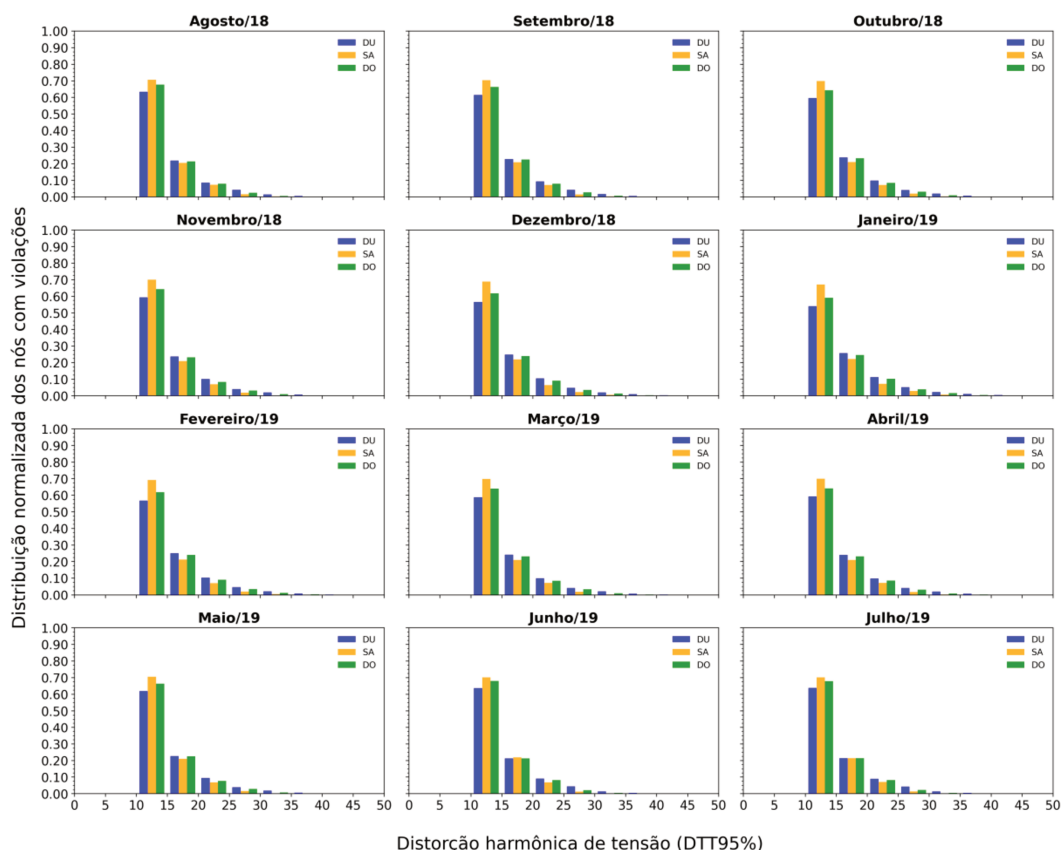


Figura 5.12: Histograma com distribuição mensal de DTT95% para os nós com violação dos limites do PRODIST – Método A.

5.2.2 Análise do Método B

As distribuições probabilísticas aplicadas no método **B** resultam em espectros harmônicos com maior dispersão. Assim, é esperado aumento do cancelamento harmônico e maior proximidade com os níveis de distorção harmônica de tensão, tipicamente, encontrados na prática.

O impacto das distorções considerando o método **B** é mostrado na Figura 5.13. Neste caso, o aumento das perdas devido a distorções harmônicas é, em média, 0,64 GWh por mês. Este valor corresponde a um acréscimo percentual médio de 0,74% nas perdas em 60 Hz. O menor impacto mensal é identificado no mês de junho, com adição de 0,52 GWh (0,66%) nas perdas técnicas. O mês de maior impacto é janeiro, com adição de 0,81 GWh (0,83%) nas perdas técnicas. Anualmente, são totalizadas 7,7 GWh de perdas devido a distorções harmônicas. Este total é cerca de 5 vezes menor que o obtido pelo método **A**, e representa acréscimo de 0,74% em relação ao montante nominal.

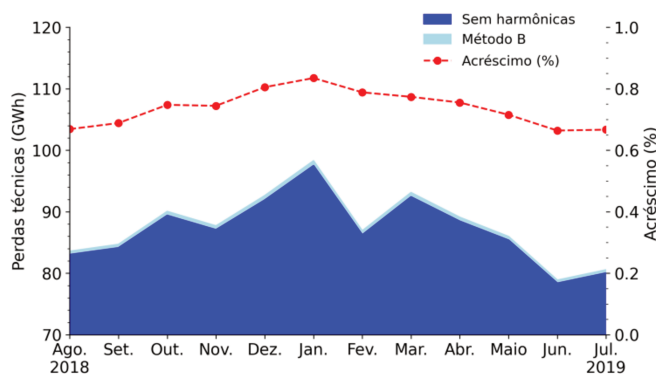


Figura 5.13: Evolução mensal das perdas técnicas na frequência fundamental e harmônicas – Método B.

No método B, a componente harmônica de 7ª ordem resulta em maior impacto anual (Figura 5.14 e Figura 5.15), com cerca de 2,07 GWh (26,4% do total) de perdas técnicas. Em seguida, são medidos 1,76 GWh (22,4%) e 1,51 GWh (19,2%) de perdas devido à 5ª e 3ª harmônicas, respectivamente. Estes percentuais diferem do método A, onde as perdas técnicas são maiores na 3ª harmônica. Esta diferença é justificada na Figura 5.5, em que a 7ª harmônica apresenta magnitude elevada e baixa diversidade angular. Estas características levam a baixo cancelamento harmônico nesta componente.

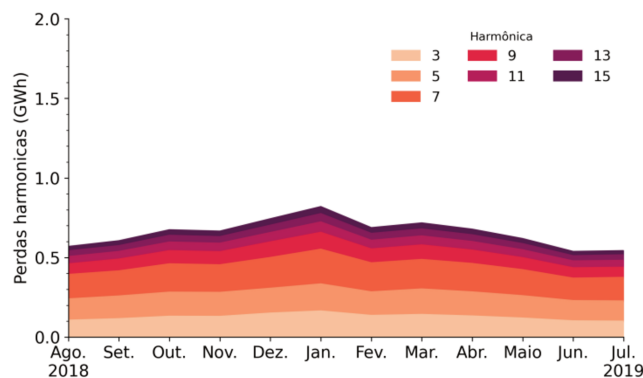


Figura 5.14: Perdas mensais por componente harmônica – Método B.

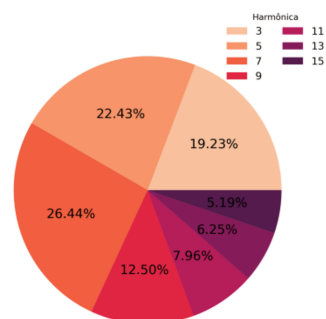


Figura 5.15: Impacto anual por componente harmônica – Método B.

Em todos os segmentos houve redução das perdas devido a distorções harmônicas, quando comparadas ao método A. Esta redução é mais significativa para as perdas técnicas dos transformadores e redes de baixa tensão (Figura 5.16). Estes segmentos totalizam perdas harmônicas de 1,41 GWh e 3,35 GWh, ou seja, redução de 649% e 547% em relação aos resultados do método A, respectivamente. Na média tensão e nos ramais de ligação com os

consumidores, são totalizados 2,10 GWh e 0,87 GWh, ou seja, redução de 507% e 457% em relação aos resultados do método A, respectivamente.

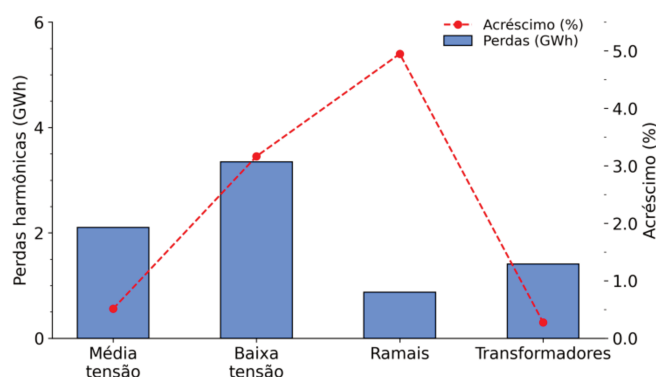


Figura 5.16: Perdas técnicas anuais por segmento das redes de distribuição – Método B.

Os resultados para o método **B** demonstram que a maior diversidade nos espectros harmônicos de fato reduziu o impacto de distorções harmônicas nas perdas técnicas. Contudo, deve-se verificar se os níveis de distorção harmônica de tensão respeitam os limites estabelecidos no PRODIST.

A Figura 5.17 indica que o método **B** resulta em violações em menos de 2,5% dos nós da rede (de fato, o efeito pode ser inferior a 0,05% no sábado), o que é significativamente menor que os resultados dos métodos anteriores. Este resultado indica que o cenário simulado está mais próximo de cenários encontrados na prática, visto que violações dos limites de distorção harmônica de tensão não são comuns na prática.

A Figura 5.18 também mostra que o número de alimentadores sem nenhuma violação do limite de distorção harmônica é superior aos valores encontrados considerando o método **A**. No mês de janeiro, em que são encontrados os maiores níveis de distorção, os percentuais de alimentadores que não apresentam nenhuma violação são: 26,53% em dias úteis, 55,81% aos sábados e 39,87% aos domingos. Para o mesmo período, o método **A** resulta em menos de 10% dos alimentadores.

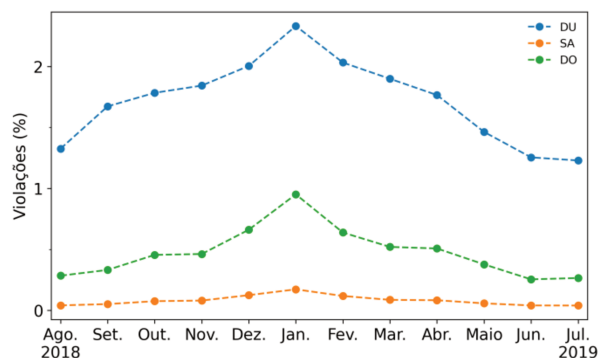


Figura 5.17: Percentual de nós com DTT95% acima dos limites do PRODIST – Método B.

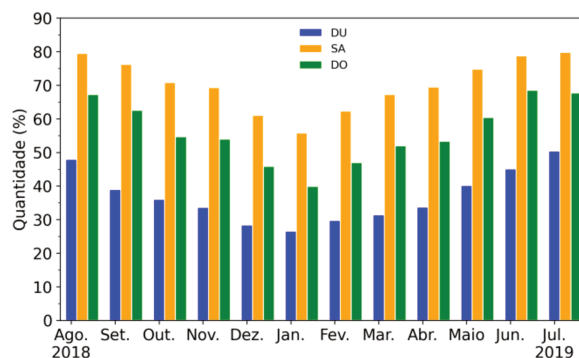


Figura 5.18: Percentual de alimentadores em conformidade com os limites de DTT95% – Método B.

O método **B** minimiza os percentuais de nós violados, assim como reduz os valores de DTT95% para estes nós. Em mais de 85% das violações, o valor calculado encontra-se próximo ao limite máximo do PRODIST e na faixa entre 10% e 15% de DTT95% (Figura 5.19). As demais violações são localizadas entre 20% e 25% de DTT95%.

Pode-se concluir que no método **B** os cenários simulados são mais condizentes com a realidade da concessionária, visto que, com base em experiências práticas nota-se que violações dos limites de distorção harmônica de tensão não são comuns [21][49][50][51]. Este resultado foi obtido devido à maior diversidade de ângulos e magnitudes harmônicas presentes nas componentes dos espectros de carga. Por sua vez, com a diminuição no nível de distorção total de tensão, o impacto nas perdas técnicas também foi reduzido para 7,7 GWh em 1 ano, ou acréscimo de 0,74% nas perdas técnicas em 60 Hz.

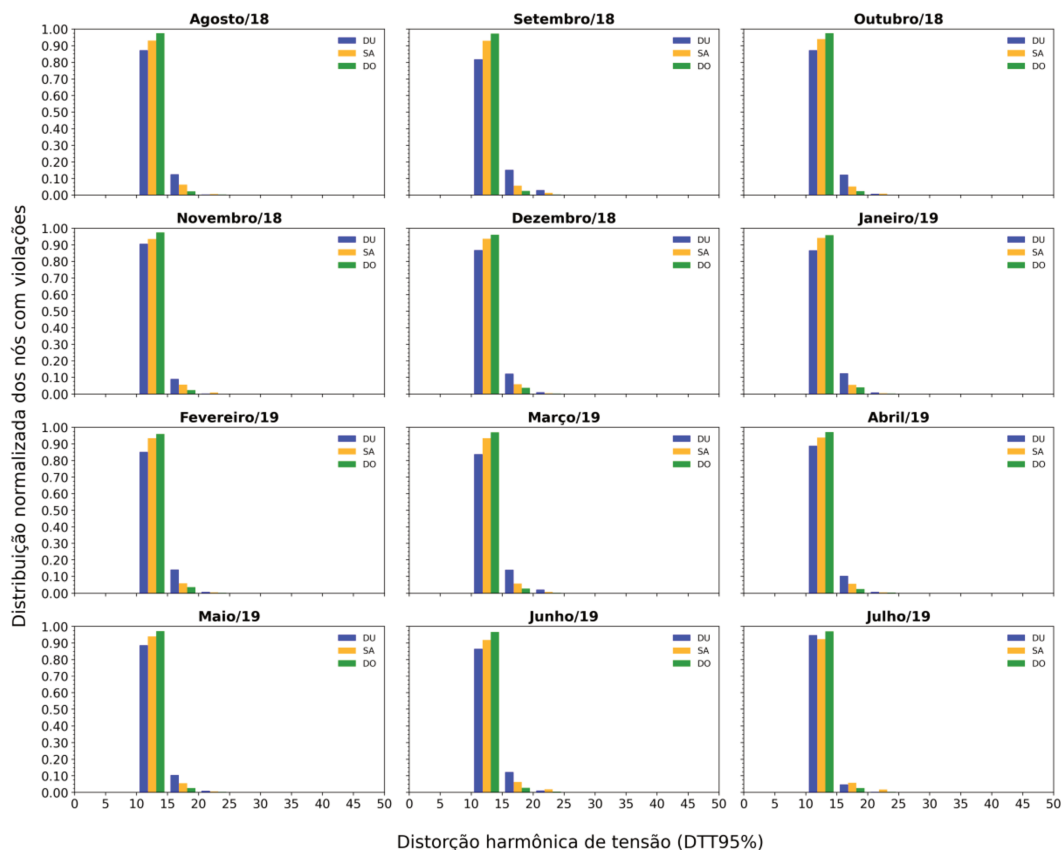


Figura 5.19: Histograma com distribuição mensal de DTT95% para os nós com violação do limite do PRODIST – Método B.

5.3 Impacto na Receita da Concessionária

Nesta seção são estimados os impactos financeiros anuais para a concessionária, considerando os resultados de perdas técnicas obtidas através dos métodos discutidos nos Capítulos 4 e 5. As perdas devido a distorções harmônicas representam prejuízo financeiro para a concessionária, visto que não são repassadas diretamente nas tarifas dos consumidores.

A Tabela 5.2 compara as perdas devido a distorções harmônicas e o nível de DTT95% nos métodos discutidos. Os resultados indicam que as perdas harmônicas tendem a diminuir conforme os níveis de distorção se aproximam dos limites do PRODIST. Considerando que nas redes reais o percentual de nós com transgressão de DTT95% é baixo [21][49][50][51], então é esperado que as perdas harmônicas reais sejam ainda menores que as encontradas no método **B**, onde são encontrados os menores níveis de distorções harmônicas entre os métodos analisados.

Tabela 5.2: Comparação dos resultados de diferentes metodologias utilizadas para incluir as perdas devido a distorções harmônicas.

Método	Considera a circulação de harmônicas?	Máximo percentual de nós com transgressões de DTT95% encontrado no ano (%)	Perdas harmônicas (GWh)	Acréscimo em relação às perdas em 60 Hz (%)
ANEEL	Não	-	-	-
Determinístico	Sim	43,1	47,41	4,50
A	Sim	38,8	42,12	4,0
B	Sim	2,3	7,73	0,7

O custo das perdas técnicas para a concessionária pode ser estimado ao multiplicar os montantes de energia perdida pelo preço médio do processo de revisão tarifária vigente [52], sendo exibido na Figura 5.20 para cada um dos métodos estudados. Os valores apresentados são apenas uma estimativa visto que no cálculo é considerada a tarifa residencial e não estão inclusos os tributos de PIS/COFINS, ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública.

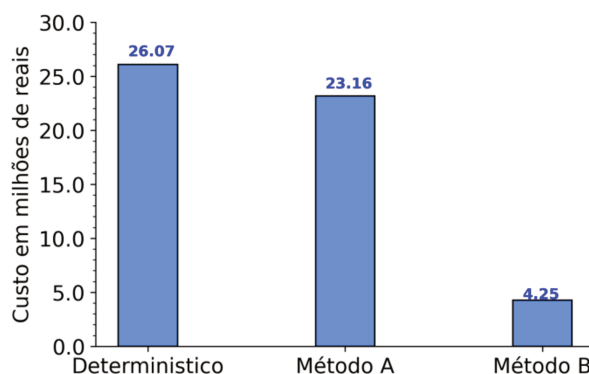


Figura 5.20: Impacto financeiro anual das perdas harmônicas para a concessionária.

O custo estimado através do método Determinístico e método A é de R\$ 26,07 milhões/ano e R\$ 23,16 milhões/ano, respectivamente. Porém, estas alternativas resultam em níveis de distorções não realistas. O método B reduz o percentual de violações e os valores máximos calculados de DTT95%. Neste caso, o custo total das perdas harmônicas é estimado em R\$ 4,25 milhões de reais anuais. O custo anual por componente harmônica, considerando as proporções resultantes do método B (Figura 5.15) é mostrado na Figura 5.21. Os maiores custos são para as componentes harmônicas entre 3^a e 9^a ordens, com valor máximo de R\$ 1,14 milhão resultante da 7^a harmônica.

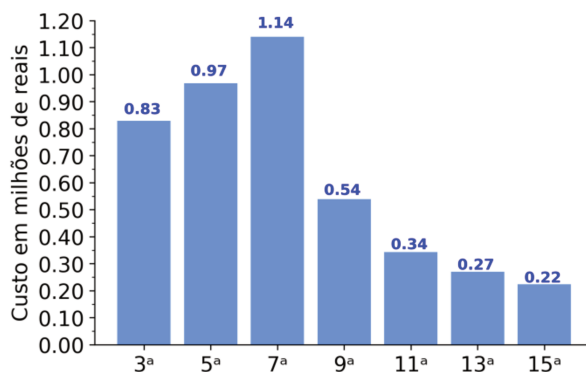


Figura 5.21: Impacto financeiro anual por componente harmônica para o método B.

Apesar de, em um primeiro momento, os resultados do método **B** apresentarem um impacto não desprezível, este valor ainda está sobrestimado visto que ainda foram obtidas distorções de tensão elevadas em alguns pontos da rede. Além disto, a obtenção de espectros harmônicos representativos e com diversidade adequada para os diferentes grupos de consumidores não é trivial visto que não existem técnicas robustas e comprovadamente eficazes para modelar o comportamento aleatório dos diversos grupos de consumidores da rede em frequências harmônicas. Por estes dois motivos e considerando a necessidade de um compromisso entre precisão e praticidade no cálculo de perdas técnicas regulatório, considera-se que no cenário atual ainda não se faz necessário reavaliar este cálculo. Entretanto, é esperado que no futuro este procedimento deve ser reavaliado para considerar a maior quantidade de medições harmônicas disponibilizadas por medidores eletrônicos instalados nos consumidores de baixa tensão.

5.4 Considerações Parciais

Neste capítulo foram realizados estudos com dois métodos para gerar, aleatoriamente, diversidade entre os espectros harmônicos das cargas. Estes métodos diferem de acordo com a diversidade de magnitude e ângulo das componentes harmônicas e, portanto, resultam em níveis de cancelamento e perdas harmônicas distintas.

Como base de cálculo, foram contabilizados 1.043,45 GWh/ano de perdas técnicas na frequência fundamental de 60 Hz. No método **A**, os resultados indicam acréscimo de 4,0% neste total ou 42,12 GWh de perdas devido a distorções harmônicas. No método **B**, o acréscimo é de 0,7% ou 7,73 GWh, sendo que este método reproduz cenários de operação da rede em maior conformidade com os limites do módulo 8 do PRODIST [11].

Os resultados mostram que, se os níveis de distorção harmônica de tensão nos alimentadores estiverem dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, o efeito das distorções harmônicas nas perdas técnicas tende a ser menor que 0,7% em relação às perdas técnicas em 60 Hz. Este impacto torna-se mais significativo conforme os níveis de distorções harmônicas de tensão aumentam. Assim, se os limites de distorção forem respeitados nos alimentadores, seu impacto nas perdas técnicas tende a ser baixo. Atualmente, não há necessidade de considerar tais distorções no cálculo de perdas técnicas regulatório, porém esta consideração deve ser reavaliada no futuro e em cenários com maior quantidade de medição de harmônicas nos consumidores. Caso, os limites sejam violados, é possível que o impacto nas perdas técnicas seja relevante. Porém, neste caso, a concessionária deve agir para corrigir os níveis de distorção de tensão e adequá-los aos limites regulatórios.

6 CONCLUSÕES

Cargas e geradores não lineares estão amplamente presentes em redes de distribuição de energia. Estas tecnologias podem apresentar efeitos indesejados para as redes elétricas das concessionárias, sendo que um destes efeitos é o potencial aumento de perdas técnicas na rede devido às tensões e correntes harmônicas injetadas por tais tecnologias. As componentes harmônicas afetam as perdas técnicas por dois motivos principais. Primeiro, estas componentes quando sobrepostas a frequência fundamental resultam no aumento do valor eficaz de tensão e corrente. As perdas ôhmicas são modificadas por um fator quadrático, relacionado ao incremento no valor eficaz de corrente. As perdas nos transformadores tendem a aumentar devido à maior circulação de corrente eficaz nos condutores e maior tensão eficaz aplicada em seus núcleos. Segundo, as resistências em corrente alternada dos condutores aumentam com a frequência de operação devido ao efeito Pelicular. Este efeito é pronunciado em condutores de maior capacidade de corrente e em frequências elevadas.

Atualmente, a presença de componentes harmônicas e seus efeitos nos sistemas de distribuição não são modelados no cálculo de perdas técnicas regulatório. Diante disto, o objetivo desta dissertação foi quantificar o impacto dessas distorções harmônicas nas perdas técnicas da concessionária, para avaliar se é de fato razoável desprezá-las no cálculo regulatório. Para isto, foram realizados estudos de cálculo de perdas técnicas em redes reais de uma distribuidora do sudeste brasileiro (1.342 alimentadores, com mais de 4,6 milhões de consumidores), incluindo o impacto das distorções harmônicas. Nestes estudos, foram associados espectros harmônicos diversos (obtidos a partir de um conjunto base de espectros medidos em campo, o qual foi diversificado utilizando técnicas probabilísticas) a todas as cargas da rede, e foi monitorado tanto o impacto das distorções nas perdas técnicas quanto os níveis de distorção harmônica das tensões da rede. Os níveis de distorção de tensão foram monitorados para garantir que os limites regulatórios de distorção estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST fossem respeitados.

Em geral, as análises da dissertação revelaram que, se os níveis de distorção de tensão respeitarem os limites definidos pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST, o impacto da distorção harmônica nas perdas técnicas é inferior a 0,7%. Assim, no cenário atual ainda não é visualizado a necessidade de atualização do cálculo regulatório, haja vista a dificuldade em se coletar informações realistas de injeção de distorções harmônicas pelas cargas, para que sejam consideradas no cálculo regulatório de perdas técnicas. Este ponto deve ser reavaliado

à medida que os consumidores e as redes de distribuição passam a apresentar maior quantidade de informações coletadas. Entretanto, se os limites de distorção de tensão são violados, o impacto nas perdas técnicas pode ser significativo. Porém, neste caso, devem ser tomadas ações para reduzir as distorções, ao invés de considerá-las no cálculo de perdas técnicas.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Os seguintes pontos são sugeridos para aperfeiçoamento e expansão dos estudos apresentados nesta dissertação:

- Adquirir maior quantidade de dados relacionados à injeção de distorções harmônicas por diferentes grupos de consumidores, através de campanhas de medições da concessionária a fim de melhorar a precisão do estudo;
- Melhorias na modelagem e análise probabilística para diversificação dos espectros harmônicos, por exemplo, utilizar um conjunto maior de medições para escolher a distribuição de probabilidade mais adequada para gerar novos espectros harmônicos;
- Considerar a etapa de cálculo do efeito de perdas não técnicas nas perdas técnicas para melhorar a precisão dos resultados obtidos;
- Avaliar o tempo de simulação do cálculo de perdas técnicas regulatório quando o impacto das distorções harmônicas também deve ser calculado. O tempo de simulação pode ser mais um fator limitante para a inclusão deste efeito no cálculo de perdas;
- Desenvolver estratégias para modelar a atenuação das distorções harmônicas em redes com alta penetração de cargas não lineares;
- Investigar os efeitos das perdas harmônicas em alimentadores com características distintas das simuladas nesta dissertação, por exemplo: redes de outra concessionária, presença de geração distribuída, nível preexistente de distorção de tensão na rede. Observando outros padrões de carga e demanda é possível tornar as conclusões deste trabalho mais amplas.

7 REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Relatórios Tarifários - Perdas de Energia Elétrica na Distribuição”, Jan. 2020 [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>. Acessado em Nov. 2020.
- [2] M. Oliveira, “Validação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, Tese de Doutorado, UNESP, 2009.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Perdas de Energia”, Set. 2020 [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritredirect=false. Acessado em Nov. 2020.
- [4] Council of European Energy Regulators, “2nd CEER Report on Power Losses”, 2020 [Online]. Disponível em: <https://www.ceer.eu/report-on-power-losses1#>. Acessado em: Nov. 2020.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Revisão Tarifária Periódica”, Jul. 2017 [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>. Acessado em Nov. 2020.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos De Regulação Tarifária - PRORET”, Fev. 2020 [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Acessado em Nov. 2020.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição”, Jan. 2018.
- [8] S. Kazmi, M. Shahzad, A. Khan, e D. Shin, “Smart Distribution Networks: A Review of Modern Distribution Concepts from a Planning Perspective”, *Energies*, vol. 10, no. 4, p. 501, Abr. 2017.
- [9] H. K. Morales P., F. P. Marafão, S. M. Deckmann, e L. C. P. da Silva, “Influência de Harmônicas na Tarifação de Energia Elétrica” [Online]. Disponível em: <http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/01/Influencia-de-Harmonicas-na-Tarifacao-de-Energia-Elétrica.pdf>. Acessado em Maio 2020.
- [10] International Energy Agency (IEA), “Lighting - Analysis”, 2020 [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/lighting>. Acessado em: Nov. 2020.

- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica”, Jan. 2021.
- [12] L. Braz, “Quantificação das Perdas Técnicas da Distribuição em Condições Distorcidas”, Dissertação de Mestrado, UFU, 2019.
- [13] R. Dugan, H. Beaty, S. Santoso, e M. McGranaghan, “Electrical Power Systems Quality”, 3^a ed., McGraw-Hill Education, 2012.
- [14] J. Arrillaga, “Power System Harmonics”, 2^a ed., John Wiley & Sons, 2003.
- [15] P. Bagheri, W. Xu, e K. Shaloudegi, “New indices to evaluate the impact of harmonic currents on power transformers”, 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2018.
- [16] J. Yong e W. Xu, “A Method to Estimate the Impact of Harmonic and Unbalanced Currents on the Ampacity of Concentric Neutral Cables”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 5, pp. 1971-1979, Jul. 2016.
- [17] C. Bayliss e B. Hardy, “Transmission and Distribution Electrical Engineering”, 3^a ed., Newnes, 2007.
- [18] I. Santos, M. Bollen, e P. Ribeiro, “Exploring the concept of hosting capacity for harmonic distortions assessment”, IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2015.
- [19] J. Enslin e P. Heskes, “Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1586-1593, Nov. 2004.
- [20] S. M. Deckmann e J. A. Pomilio, “Notas de aula da disciplina Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica”, Fev. 2020 [Online]. Disponível em: www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/it012.html. Acessado em Nov. 2020.
- [21] K. McBee e M. Simoes, “Evaluating the Long-Term Impact of a Continuously Increasing Harmonic Demand on Feeder-Level Voltage Distortion”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 3, pp. 2142-2149, Nov. 2013.
- [22] International Electrotechnical Commission (IEC), “IEC 61000-3-2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current -16A per phase)”, 2018.
- [23] International Electrotechnical Commission (IEC), “IEC 61000-3-4: Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A”, 1998.

- [24] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), “IEEE Std. 519 - IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, 2014.
- [25] L. da Motta, F. Jung, P. Ribeiro, F. Belchior, e A. McEachern, “Immunity of Power Supplies to Highly Distorted AC Voltage”, IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2018.
- [26] P. Bagheri e W. Xu, “A Technique to Mitigate Zero-Sequence Harmonics in Power Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 215-223, Dez. 2013.
- [27] A. Nassif e W. Xu, “Characterizing the Harmonic Attenuation Effect of Compact Fluorescent Lamps”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1748-1749, Jun. 2009.
- [28] P. T. Staats, W. M. Grady, A. Arapostathis, e R. S. Thallam, “A Statistical Method for Predicting the Net Harmonic Currents Generated by a Concentration of Electric Vehicle Battery Chargers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 3, pp. 1258-1266, Jul. 1997.
- [29] Y. Baghzouz, et al., “Time Varying Harmonics. II. Harmonic Summation and Propagation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, no. 1, pp. 279-285, Ago. 2002.
- [30] W. Xu, “Status and future directions of power system harmonic analysis”, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2004.
- [31] S. Muller, F. Moller, J. Meyer, A. Collin, e S. Djokic, “Characterisation of harmonic interactions between electric vehicle battery chargers and PV inverters”, 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2014.
- [32] C. Almeida e N. Kagan, “Harmonic Coupled Norton Equivalent Model for Modelling Harmonic-Producing Loads”, 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2010.
- [33] A. Mansoor, W. Grady, A. Chowdhury, e M. Samotyi, “An Investigation of Harmonics Attenuation and Diversity Among Distributed Single-Phase Power Electronic Loads”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 1, pp. 467-473, Jan. 1995.
- [34] E. E. Ahmed, W. Xu, e G. Zhang, “Analyzing Systems with Distributed Harmonic Sources Including the Attenuation and Diversity Effects”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 4, pp. 2602-2612, Out. 2005.

- [35] E. Ahmed e W. Xu, “Assessment of Harmonic Distortion Level Considering the Interaction Between Distributed Three-Phase Harmonic Sources and Power Grid”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, no. 3, p. 506, Maio 2007.
- [36] P. J. Moore e I. E. Portugues, “The Influence of Personal Computer Processing Modes on Line Current Harmonics”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 4, pp. 1363-1368, Out. 2003.
- [37] M. T. Au e J. V. Milanovic, “Establishing Harmonic Distortion Level of Distribution Network Based on Stochastic Aggregate Harmonic Load Models”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 1086-1092, Abr. 2007.
- [38] D. Kumar e F. Zare, “Harmonic Analysis of Grid Connected Power Electronic Systems in Low Voltage Distribution Networks”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 4, no. 1, pp. 70-79, Mar. 2016.
- [39] R. Dugan, D. Montenegro, e A. Ballanti. “The open distribution system simulator™ (OpenDSS)” [Online]. Disponível em: <https://www.epri.com/#/pages/sa/opendss?lang=en>. Acessado em Nov. 2020.
- [40] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 1: Introdução”, Dez. 2018.
- [41] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório”, Jul. 2016.
- [42] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 6: Informações Requeridas e Obrigações”, Jan. 2018.
- [43] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição”, Jul. 2016.
- [44] P, Meira. “DSS Extensions: multi-plataform OpenDSS extensions”. [Online]. Disponível em: <https://www.dss-extensions.org/>. Acessado em: Mar 2021.
- [45] “Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks, Part I: Concepts, Models, and Simulation Techniques”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 1, pp. 452-465, Jan. 1996.

- [46] W. H. Kersting, “Distribution System Modeling and Analysis”, 3^a ed., CRC Press, 2012.
- [47] Eaton Corporation, “Industrial and Commercial Power System Harmonic Studies”, 2020 [Online]. Disponível em: <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/markets/oil-and-gas/knowledge-center/whitepaper/Industrial-and-commercial-power-system-harmonic-studies.pdf>. Acessado em Nov. 2020.
- [48] R. Torquato, “Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultra-Dispersa”, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2014.
- [49] S J. Pomilio e S. Deckmann, "Characterization and Compensation of Harmonics and Reactive Power of Residential and Commercial Loads", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 1049-1055, 2007.
- [50] M. E. L. Tostes, et al. "Impactos harmônicos em redes de distribuição de energia oriundos da iluminação pública". [Online]. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/todos-artigos/page/8/>. Acessado em Mar. 2021.
- [51] S. Un. Ahn, et al. "Utilização de Filtros Harmônicos Passivos em Redes Secundárias de Distribuição: Tecnologia e desempenho". [Online]. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/> Acessado em Mar. 2021.
- [52] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição”, Nov. 2017 [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acessado em Nov. 2020.