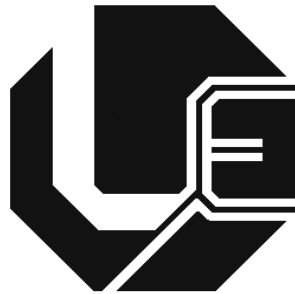


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



**ANÁLISE DO IMPACTO DOS DESEQUILÍBRIOS
DE CARGA NAS PERDAS TÉCNICAS DA
DISTRIBUIÇÃO E NO PROCESSO DE MEDIÇÃO
DA ENERGIA ELÉTRICA**

Isabela França Novais

Uberlândia
2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

**ANÁLISE DO IMPACTO DOS DESEQUILÍBRIOS
DE CARGA NAS PERDAS TÉCNICAS DA
DISTRIBUIÇÃO E NO PROCESSO DE MEDIÇÃO
DA ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada à Universidade Federal de Uberlândia como requisito para a obtenção do título de Doutora em Ciências.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. José Rubens Macedo Junior, Dr – UFU (Orientador)

Prof. Isaque Nogueira Gondim, Dr – UFU

Prof. Pedro Henrique Aquino Barra, Dr - UFU

Prof. Arnaldo José Pereira Rosentino Jr, Dr – UFTM (Externo)

Domingos Sávio Lyrio Simonetti, Dr – UFES (Externo)

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

N935 2023	<p>Novais, Isabela França, 1995- ANÁLISE DO IMPACTO DOS DESEQUILÍBRIOS DE CARGA NAS PERDAS TÉCNICAS DA DISTRIBUIÇÃO E NO PROCESSO DE MEDIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA [recurso eletrônico] / Isabela França Novais. - 2023.</p> <p>Orientador: José Rubens Macedo Junior. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.te.2023.555 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Macedo Junior, José Rubens ,1972-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

ANÁLISE DO IMPACTO DOS DESEQUILÍBRIOS
DE CARGA NAS PERDAS TÉCNICAS DA
DISTRIBUIÇÃO E NO PROCESSO DE MEDIÇÃO
DA ENERGIA ELÉTRICA

Isabela França Novais

Tese apresentada por Isabela França Novais à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos parciais para a obtenção do título de Doutora em Ciências.

Prof. José Rubens Macedo Junior, Dr.
Orientador

Prof., Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas
Coordenador do Curso de Pós-Graduação



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 325, PPGEELT				
Data:	Onze de outubro de dois mil e vinte e três	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	16:20
Matrícula do Discente:	11923EEL005				
Nome do Discente:	Isabela França Novais				
Título do Trabalho:	Análise do impacto dos desequilíbrios de carga nas perdas técnicas da distribuição e no processo de medição da energia elétrica				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: José Rubens Macedo Junior Título do projeto: Análise e quantificação das perdas harmônicas em sistemas de distribuição de energia elétrica Agência financiadora: P&D ANEEL – Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. Número do processo na agência financiadora: 867/2019 (SEI 23117.060101/2020-80) Vigência do projeto: 20/11/2020 até 19/11/2022				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Professores Doutores: Isaque Nogueira Gondim (UFU), Pedro Henrique Aquino Barra (UFU), Arnaldo José Pereira Rosentino Jr. (UFTM) , Domingos Sávio Lyrio Simonetti (UFES) e José Rubens Macedo Junior (UFU) orientador da candidata.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Dr. José Rubens Macedo Junior, apresentou a Comissão Examinadora e a candidata, agradeceu a presença do público, e concedeu à Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação da Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir a candidata. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando a candidata:

Aprovada

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **José Rubens Macedo Junior, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/10/2023, às 09:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Henrique Aquino Barra, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/10/2023, às 09:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Isaque Nogueira Gondim, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/10/2023, às 09:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Arnaldo José Pereira Rosentino Junior, Usuário Externo**, em 17/10/2023, às 14:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Domingos Sávio Lyrio Simonetti, Usuário Externo**, em 18/10/2023, às 09:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4901930** e o código CRC **CFF04D71**.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha mãe, Eunice, que sempre foi uma mulher guerreira, forte, determinada e temente à Deus, que nunca me deixou desistir dos meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

Chegar até aqui não foi nada fácil, mas tenho certeza que sem Deus eu não conseguiria. Assim, preciso agradecer primeiramente a Ele por ter me dado forças, saúde, fé e por ter me concedido a graça de ter minha mãe ao meu lado para conseguir realizar este trabalho.

À minha família, que sempre foi e é o meu maior alicerce, que me deu forças e estímulos para continuar lutando pelos meus sonhos e crescendo na vida profissional. Em especial, ao meu pai Rui Denizard Alves Novais e à minha mãe Eunice Pires França Novais, que sempre me proporcionaram o melhor que poderiam oferecer para que eu chegasse até aqui: sou muito grata por ter vocês em minha vida! Queria agradecer também à minha irmã Maria Laura França Novais que sempre esteve ao meu lado me apoiando e torcendo por mim.

Ao professor José Rubens Macedo Junior, que acreditou em mim e no meu trabalho, obrigada pelo apoio, suporte, amizade, confiança e pela orientação neste trabalho. Obrigada por ser exemplo de profissional a ser seguido e por fazer do LADEE uma grande família para todos nós, alunos.

À equipe LADEE, que é uma grande rede de apoio, confiança, amizade e de muito aprendizado. Em especial aos colegas de laboratório Eduardo Tavares, Guilherme Xavier, Lucas Rodrigues, Ana Camila e Isaque, que estiveram ao meu lado, ajudando e dando forças durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores da pós-graduação pela parceria e auxílio mediante aos conhecimentos transmitidos.

Aos demais funcionários do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e da instituição como um todo.

À FAPEMIG pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho e para minha formação acadêmica e profissional.

RESUMO

Ao longo das últimas décadas, os conceitos de potência elétrica em condições não-senoidais e desequilibradas têm sido objeto de estudo por parte de diversos pesquisadores ao redor do mundo. Os resultados desses estudos apresentam uma relação direta com a performance dos medidores de energia elétrica em relação à realidade física do balanço de energia existente entre carga e geração, assim como em relação à composição e quantificação das perdas técnicas nos sistemas elétricos de potência. Nesse sentido, este trabalho apresenta uma análise abrangente sobre o assunto, contemplando desenvolvimentos analíticos, computacionais e laboratoriais, possibilitando a representação física da potência elétrica ativa em condições desequilibradas, com impactos diretos nos montantes de energia elétrica contabilizados pelos medidores polifásicos de faturamento (de diferentes fabricantes e modelos), assim como na composição e quantificação das perdas técnicas nas redes de distribuição de energia elétrica. Os resultados obtidos demonstraram que nenhum dos medidores disponíveis no mercado contabilizam corretamente a energia elétrica ativa, quando utilizada como referência a potência ativa fundamental de sequência positiva, conforme sugerido pela IEEE Std. 1459/2010. O trabalho apresenta também os resultados de uma campanha de medições realizada em 162 diferentes consumidores trifásicos de baixa tensão, localizados em cinco diferentes distribuidoras de energia elétrica, com o objetivo de conhecer os níveis atuais de desequilíbrio de carga dessas instalações. Adicionalmente, verificou-se que o desequilíbrio de carga, além de promover desvios importantes na medição da energia elétrica para efeito de faturamento, promove também o incremento exponencial das perdas técnicas nos sistemas elétricos.

Palavras-chave: Desequilíbrio de Carga, Perdas Técnicas, Erros de medidores, Medidores de Potência Ativa.

ABSTRACT

Over recent decades, electrical power concepts under nonsinusoidal and unbalanced conditions have been continually researched by several academics around the world. The results from these studies present a direct relationship between the performance of electric energy meters and the physical reality of the power balance between loads and sources. As such, this study presents a wide-ranging subject analysis that contemplates analytical, computer, and laboratory developments. This, in turn, opens the possibility of the physical representation of active power under unbalanced conditions, directly impacting the amount of active energy measured by the polyphase meters for billing purposes (from different manufacturers and models) and the composition of technical losses on distribution systems. The results showed that when using the fundamental active power of positive sequence as a reference, as suggested by IEEE Std. 1459/2010, none of the meters available worldwide correctly accounts for active energy. In this context, the study also presents the results from a power measurement campaign performed with 162 different low-voltage three-phase residential consumers located on five different electric energy utilities to understand the actual levels of current unbalance on this specific type of load. In this context, the main contributions of this work are related to (i) the quantification of measurement differences between active energy meters, highlighting the lack of equity in the measurement process of active energy under unbalanced conditions and (ii) the demonstration that the components of zero and negative sequence currents, produced by unbalanced loads, increase the technical losses of distribution systems. Furthermore, the results indicate the urgency of reviewing active energy measurement protocols for billing electricity consumers.

Keywords: Load Unbalance, Electrical losses, Measurement Errors, Active Power meters

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	<i>Mapeamento Sistemático</i>	<i>18</i>
1.2	<i>Contextualização do tema e revisão bibliográfica.....</i>	<i>19</i>
1.3	<i>Contribuições da Tese.....</i>	<i>23</i>
1.4	<i>Estrutura do documento de tese.....</i>	<i>24</i>
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	25
2.1	<i>Diferentes formulações para o desequilíbrio de carga nos sistemas elétricos.....</i>	<i>27</i>
2.1.1	<i>Método 1 - Componentes simétricas.....</i>	<i>28</i>
2.1.2	<i>Método 2.....</i>	<i>29</i>
2.1.3	<i>Método 3.....</i>	<i>29</i>
2.1.4	<i>Comparação entre os métodos</i>	<i>30</i>
2.2	<i>Efeitos dos desequilíbrios de carga no sistema elétrico (desenvolvimento analítico).....</i>	<i>32</i>
2.3	<i>Exemplo numérico.....</i>	<i>39</i>
3	CAMPANHA DE MEDIÇÃO	43
3.1	<i>Análise dos dados.....</i>	<i>44</i>
4	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	48
4.1	<i>O sistema elétrico teste</i>	<i>48</i>
5	TESTES DE LABORATÓRIO	52
5.1	<i>Simulação computacional no domínio do tempo (base de comparação).....</i>	<i>52</i>
5.2	<i>Testes de laboratório</i>	<i>56</i>
5.3	<i>Sistemas de medição e performance dos medidores de faturamento</i>	<i>59</i>
5.3.1	<i>Discussões sobre os resultados obtidos.....</i>	<i>66</i>
6	CONCLUSÕES.....	68
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	71
	APÊNDICE	75
A.1	<i>Alimentador MT.....</i>	<i>75</i>
A.2	<i>Elemento Line</i>	<i>75</i>
A.3	<i>Transformador</i>	<i>77</i>
A.4	<i>Curva de Carga.....</i>	<i>77</i>
A.5	<i>Cargas BT.....</i>	<i>78</i>
A.6	<i>Cabos</i>	<i>82</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Balanço de energia em condições não senoidais e desequilibradas.	16
Figura 1-2 - Tipos de publicações.	18
Figura 1-3 - Quantidade de publicações por ano.	19
Figura 2-1 - Diagrama fasorial das correntes equilibradas.	25
Figura 2-2 - Diagrama fasorial de um sistema elétrico desequilibrado.	26
Figura 2-3 - Componentes simétricas: (a) Sistema de sequência positiva; (b) Sistema de sequência negativa; (c) Sistema de sequência zero.	28
Figura 2-4 - Comparação dos métodos para o cálculo de desequilíbrio de carga.	32
Figura 2-5 - Topologia genérica de um circuito trifásico a 4 fios.	33
Figura 2-6 - Esquema de ligação dos medidores de energia elétrica.	35
Figura 2-7 - Balanço de potência das perdas técnicas do circuito.	37
Figura 2-8 - Circuito para análise do impacto do desequilíbrio de carga nas perdas técnicas.	39
Figura 3-1 – Medidor utilizado na campanha de medição, (a) para consumidores do SDMT, (b) para consumidores do SDBT e (c) medidor instalado no poste.	43
Figura 3-2 – (a) Esquema de conexão dos medidores e (b) foto ilustrativa de um dos pontos de medição.	44
Figura 3-3 – Resultados das 162 medições realizadas, durante um período de sete dias consecutivos.	45
Figura 3-4 – Histograma de desequilíbrio de carga.	45
Figura 3-5 – Probabilidade cumulativa dos registros de FD%.	46
Figura 4-1 – Diagrama unifilar do sistema teste.	49
Figura 4-2 – Performance da potência ativa com a variação do desequilíbrio de carga.	50
Figura 4-3 – Performance perdas percentuais do sistema com a variação do desequilíbrio de carga.	51
Figura 5-1 – Circuito elétrico implementado para a simulação computacional.	53
Figura 5-2 – Modelagem dos medidores de energia ativa implementado no <i>Simulink/Matlab</i>	54
Figura 5-3 – Resposta da potência ativa simulada em relação ao desequilíbrio de corrente.	55
Figura 5-4 – Resposta das perdas em relação ao desequilíbrio de corrente.	55
Figura 5-5 – Setup dos testes de laboratório.	56
Figura 5-6 – Bancada de testes em laboratório.	57
Figura 5-7 – Resposta da potência ativa medida em relação ao desequilíbrio de corrente.	58
Figura 5-8 – Resposta das perdas em relação ao desequilíbrio de corrente.	59
Figura 5-9 – Resultados dos testes de desempenho realizados em sete diferentes medidores de energia elétrica ativa.	61
Figura 5-10 – Desempenho dos medidores para diferentes valores de FD%.	62
Figura 5-11 – Máximos erros entre medidores.	63
Figura 5-12 – Balanço de potência resultante para os medidores testados.	64
Figura 5-13 – Percentual de consumidores por classe [43].	65
Figura 5-14 – Percentual dos tipos de medidores de faturamento da Energisa Tocantins.	65
Figura 5-15 – Percentual dos tipos de medidores de faturamento da Equatorial Maranhão.	66

Figura A. 1 - Representação do sistema teste. 75

Figura A. 3 – Curvas de carga de 24 horas dos diferentes consumidores. 78

LISTA DE TABELA

Tabela 2-1 - Casos de desequilíbrios de corrente.....	30
Tabela 2-2 - Resultados obtidos da comparação dos métodos através do desequilíbrio de cargas.....	31
Tabela 4-1 – Comportamento das perdas nos elementos de acordo com a variação do desequilíbrio de carga.....	50
Tabela 5-1 – Composições das resistências de carga para cada valor desejado de desequilíbrio de corrente.....	53
Tabela 5-2 – Composições das resistências de carga para cada valor desejado de desequilíbrio de corrente.....	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SIN	Sistema Interligado Nacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
NT	Nota Técnica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
$P_{1(+)}$	Potência ativa fundamental de sequência positiva
$P_{(h)}$	Potência ativa harmônica
$P_{(0)}$	Potência ativa de sequência zero
$P_{(-)}$	Potência ativa de sequência negativa
P_T	Potência ativa líquida total
P_1	Potência ativa fundamental
BT	Baixa Tensão
OpenDSS	<i>Electric Power Distribution System Simulator</i>
\dot{I}_A	Fasor de corrente da fase A
\dot{I}_B	Fasor de corrente da fase B
\dot{I}_C	Fasor de corrente da fase C
$FD\%$	Fator de desequilíbrio percentual
\dot{I}_{A0}	Fasor de corrente de sequência zero

\dot{I}_{A+}	Fasor de corrente de sequência positiva
\dot{I}_{A-}	Fasor de corrente de sequência negativa
IM	Maior corrente das fases existentes, na hora de ponta do circuito
I_m	Média de todas as correntes nas fases, na hora de ponta do circuito
r_a, r_b e r_c	Resistências da fase a, b e c
Z_a, Z_b e Z_c	Impedâncias da fase a, b e c
$\dot{V}_{AN}, \dot{V}_{BN}$ e \dot{V}_{CN}	Tensões de fase a, b e c
P_{loss}	Perdas
P_{fonte}	Potência ativa da fonte
P_{carga}	Potência ativa da carga
$P_{(carga)+}$	Potência ativa de sequência positiva medida na carga.
$P_{(carga)-}$	Potência ativa de sequência negativa medida na carga.
$P_{(carga)0}$	Potência ativa de sequência zero medida na carga.
$P_{(fonte)+}$	Potência ativa de sequência positiva medida na fonte.
$P_{(fonte)-}$	Potência ativa de sequência negativa medida na fonte.
$P_{(fonte)0}$	Potência ativa de sequência zero medida na fonte.
$P_{(loss)+}$	Perdas de sequência positiva na rede.
$P_{(loss)-}$	Perdas de sequência negativa na rede.

$P_{(loss)0}$	Perdas de sequência zero na rede.
TP	Transformador de Potencial
TC	Transformador de Corrente
IEC	<i>International Electrotechnical Comission</i>
VTCD	Varição de Tensão de Curta Duração
FEELT	Faculdade de Engenharia Elétrica
UFU	Universidade Federal de Uberlândia

1 INTRODUÇÃO

Para todos os propósitos práticos, as tensões e correntes nas barras de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), em condições normais de operação, são constituídas por componentes de sequência positiva na frequência fundamental. Em outras palavras, essas tensões são perfeitamente equilibradas e senoidais. Assim, torna-se compreensível e inevitável a seguinte questão: como as tensões e correntes de sequência negativa e zero, assim como as componentes harmônicas de tensão e corrente, são geradas nos sistemas elétricos, uma vez que fontes do SIN não geram esse tipo de energia? A resposta é simples: cargas desequilibradas convertem energia elétrica de sequência positiva em energia elétrica de sequência negativa e zero, assim como as cargas não-lineares convertem parte da energia recebida da fonte (em 60 Hz) em parcelas de energia com frequências diferentes da frequência fundamental [1].

Dessa forma, a maioria das cargas, após um processo interno de conversão de energia elétrica, devolve ao sistema uma parcela importante de energia com características distintas daquelas entregues pelos geradores. E essa parcela de energia não tem outro destino senão o incremento das perdas técnicas nos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

No caso específico dos sistemas de distribuição, as perdas totais são quantificadas pela diferença entre a energia total que ingressou no sistema e a energia fornecida aos diferentes consumidores, podendo ser estratificadas da seguinte forma:

Perdas não-técnicas: associadas principalmente ao furto de energia elétrica (ligação clandestina, desvio direto da rede ou adulterações no medidor), popularmente conhecidos como “gatos”, assim como a erros de medição e de faturamento.

Perdas técnicas: compreendem a parcela de perdas intrínsecas ao processo de distribuição da energia elétrica, associadas tanto às perdas por Efeito Joule (proporcionais ao quadrado da corrente), nas linhas, redes, ramais de ligação e demais equipamentos, quanto às perdas associadas à manutenção dos campos elétricos e vazamentos de corrente por ruptura dielétrica (proporcionais ao quadrado da tensão) [2]. De uma outra forma, pode-se dizer, ainda, que as perdas técnicas compreendem o preço a ser pago pela manutenção dos campos elétricos e magnéticos (através de condutores e demais componentes) ao longo de todo o caminho de transmissão e distribuição, sendo que a interação entre esses dois campos compreende o mecanismo

físico que torna possível a transferência de energia entre as fontes de geração e as diferentes cargas conectadas aos sistemas elétricos.

Diante desse aspecto físico, considerando-se notadamente o fato de que, em condições normais de operação, a potência entregue ao sistema pelos geradores é constituída por componentes de tensão e corrente de sequência positiva na frequência fundamental, tem-se que as distribuidoras, quando da participação em leilões para compra de energia elétrica, estão, na realidade, comprando energia elétrica de excelente qualidade. A potência associada às tensões e correntes de sequência positiva, na frequência fundamental, compreende o montante de energia elétrica que efetivamente possibilita a realização de trabalho. Como já mencionado, a potência associada às componentes de tensão e corrente de sequência negativa e zero, assim como às frequências harmônicas e inter-harmônicas, tem como único destino o incremento das perdas no processo de transmissão e distribuição da energia elétrica.

Assim, com base nessa realidade física, particularmente em relação aos desequilíbrios de carga (responsáveis pelo aparecimento de tensões e correntes de sequências negativas e zero), torna-se imperativa a análise de duas questões primordiais: (i) qual a relação entre o desequilíbrio de carga e o montante de perdas técnicas na distribuição? (ii) sabendo-se que as cargas desequilibradas devolvem ao sistema uma parcela de energia de baixa qualidade (de sequência negativa e zero), o que exatamente os medidores de energia elétrica ativa medem, a energia total entregue pelo sistema, ou a diferença entre a energia entregue pelo sistema e a parcela da energia de baixa qualidade devolvida pela carga?

A resposta a essas duas questões tem uma implicação direta com a regulamentação vigente, seja em relação à quantificação das perdas técnicas para efeito de composição tarifária, seja em relação ao processo de medição da energia elétrica. O presente trabalho, portanto, tem como objetivo a análise dessas duas questões de forma a proporcionar meios para uma análise não somente qualitativa, mas, principalmente, quantitativa dos impactos associados.

As tarifas de energia elétrica das diferentes distribuidoras consideram várias componentes, as quais englobam os custos associados à produção, transmissão e distribuição da energia elétrica, sendo que as perdas de energia compreendem uma parcela importante das tarifas. As perdas técnicas, desde que calculadas com base nos critérios regulatórios vigentes, são integralmente consideradas nos cálculos tarifários [3], de forma a garantir que a receita das distribuidoras seja suficiente para cobrir esses custos. Ressalta-se que os sistemas de distribuição são ativos pertencentes à União, e como as perdas técnicas são intrínsecas a esses

ativos, o seu custo deve ser integralmente repassado aos consumidores, os quais são, na verdade, os donos desses ativos.

A parcela de perdas técnicas considerada na regulamentação vigente, representada pelo módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição [4], é caracterizada, em termos práticos, por uma porção de energia na frequência fundamental de sequência ($Perdas(+)$). Todavia, após os diferentes processos de conversão energética realizados pelas diversas cargas elétricas, parte da energia entregue pelas fontes de geração é devolvida ao sistema, pelas próprias cargas, na forma de energia elétrica com outras características, apresentando desde frequências harmônicas ou inter-harmônicas ($Perdas(h)$), até componentes de frequência fundamental de sequência zero ($Perdas(0)$) e negativa ($Perdas(-)$). As amplitudes são exponencialmente proporcionais, neste último caso, aos níveis de desequilíbrio de carga do sistema, como será demonstrado mais adiante. A Figura 1-1 ilustra o balanço energético do sistema considerando-se todas as parcelas de perdas técnicas associadas ao processo.

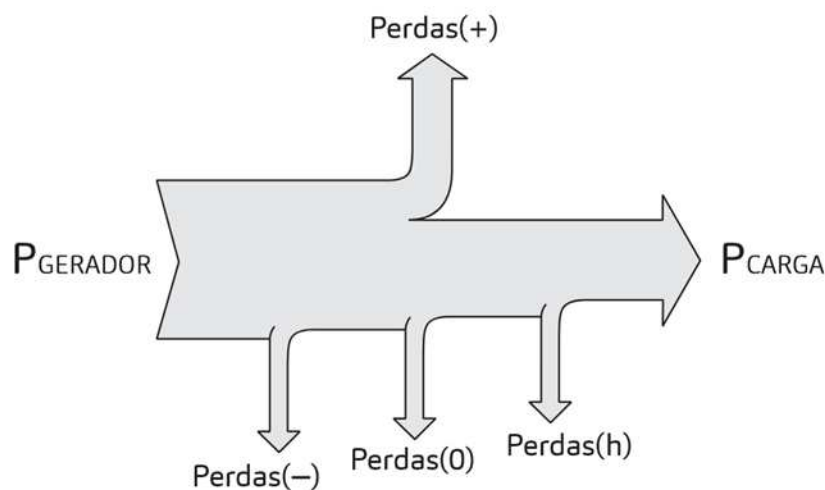


Figura 1-1 - Balanço de energia em condições não senoidais e desequilibradas.

De posse de tais informações, partindo-se da premissa de que as parcelas de energia representadas por $Perdas(h)$, $Perdas(-)$ e $Perdas(0)$ sejam sempre originadas à jusante dos sistemas de geração, e que o fluxo dessas parcelas de energia tenha majoritariamente um sentido carga-fonte, entende-se que, na quase totalidade dos consumidores haverá, junto ao ponto de entrega de cada instalação, um balanço de energia que representa uma carga solicitando do sistema um pacote de energia fundamental de sequência positiva ($P_{I(+)}$). Posteriormente, após os devidos processos de conversão da energia elétrica para o seu uso final, devolve-se ao sistema uma parcela de energia elétrica de baixa qualidade com outras características ($P_{(h)}$, $P_{(0)}$ e $P_{(-)}$), de tal forma que a energia líquida total (P_T) efetivamente presente no ponto de entrega

da carga seja numericamente representada pela diferença entre $P_{I(+)}$ e a soma das parcelas $P_{(h)}$, $P_{(0)}$ e $P_{(-)}$.

Em situações hipotéticas envolvendo cargas passivas lineares e considerando a tensão previamente distorcida no ponto de entrega da instalação, o fluxo de potência harmônica normalmente ocorrerá, de um modo geral, no sentido fonte-carga, de tal forma que $P_T > P_{I(+)}$. De qualquer forma, em função da característica das cargas da distribuição, assim como dos níveis de distorção harmônica de tensão existentes nas redes de distribuição, o fluxo harmônico se dará no sentido carga-fonte, resultando em $P_T < P_{I(+)}$ [5], [6].

Assim, conforme pode ser verificado em [5], a parcela de potência associada às harmônicas devolvida ao sistema ($P_{(h)}$) e as componentes de sequência negativa e zero ($P_{(0)}$ e $P_{(-)}$), tem como único destino possível o incremento das perdas técnicas nos sistemas de transmissão e distribuição da energia elétrica. Tomando por base os sistemas de geração baseados em recursos hídricos, por exemplo, esse montante de energia jamais será devolvido aos reservatórios de água das usinas hidrelétricas. Em termos práticos, todas as parcelas de energia, que não aquelas de sequência positiva na frequência fundamental, resultam, em última análise, em aumento das perdas técnicas nos sistemas elétricos.

Nesse contexto, torna-se imperativa a análise do impacto do desequilíbrio de carga na composição das perdas técnicas da distribuição. Esse tema vai além do que é mencionado no item III.9 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [7], pois o incremento de perdas técnicas associado ao desequilíbrio de carga não se resume apenas ao aumento da corrente no condutor neutro. O desequilíbrio de carga também gera componentes de sequência negativa, o que culmina em novo aumento das perdas técnicas nas redes de distribuição. Mesmo em sistemas trifásicos a três fios (sem neutro), os desequilíbrios de carga contribuem para o aumento das perdas técnicas nesses sistemas.

Ainda em relação ao tema, é crucial ressaltar o papel dos medidores de faturamento dos diferentes consumidores nesse processo. Isso levanta a seguinte questão: afinal, esses medidores registram a potência fundamental de sequência positiva ($P_{I(+)}$) ou a potência total (P_T)? Se os medidores estiverem medindo apenas a potência ativa fundamental de sequência positiva ($P_{I(+)}$), não há necessidade de considerar a recomposição de perdas na distribuição devido ao fluxo de correntes harmônicas, ou mesmo de correntes de sequência zero e negativa. Neste contexto, não é preciso repassar o custo dessas perdas aos consumidores, já que elas estão sendo devidamente cobradas na origem. Por outro lado, se os medidores estiverem medindo a potência total líquida (P_T), então a porção de perdas técnicas associadas ao fluxo de potência harmônica deve ser incluída no cálculo das perdas técnicas das distribuidoras, com os custos

correspondentes sendo repassados aos consumidores nas diferentes áreas de concessão. Portanto, se esse valor das perdas associadas à circulação de correntes harmônicas, assim como de correntes de sequência negativa ou zero, não for incorporado na parcela das perdas técnicas, isso significa dizer que as mesmas serão automaticamente consideradas como parte das perdas não-técnicas das distribuidoras.

Diante desse cenário físico, a performance dos medidores de energia elétrica (com propósitos de faturamento) têm sido objeto de discussão desde os primórdios dos sistemas de corrente alternada. Afinal, nessas condições, o que os medidores de energia elétrica ativa medem? E o que realmente deveriam medir? As simulações e experimentos práticos a serem realizados no âmbito desta Tese de Doutorado mostrarão o comportamento dos medidores diante a presença do desequilíbrio de corrente e sua relação com as perdas técnicas da distribuição.

1.1 Mapeamento sistemático

O levantamento teórico a respeito do presente tema se baseou em 43 publicações relevantes ao longo dos anos e em diversos países. As publicações internacionais foram as que tiveram maior destaque durante a pesquisa. No Brasil, a presente temática foi objeto de estudo de algumas dissertações de mestrado e teses de doutorado, como pode ser observado na Figura 1-2.

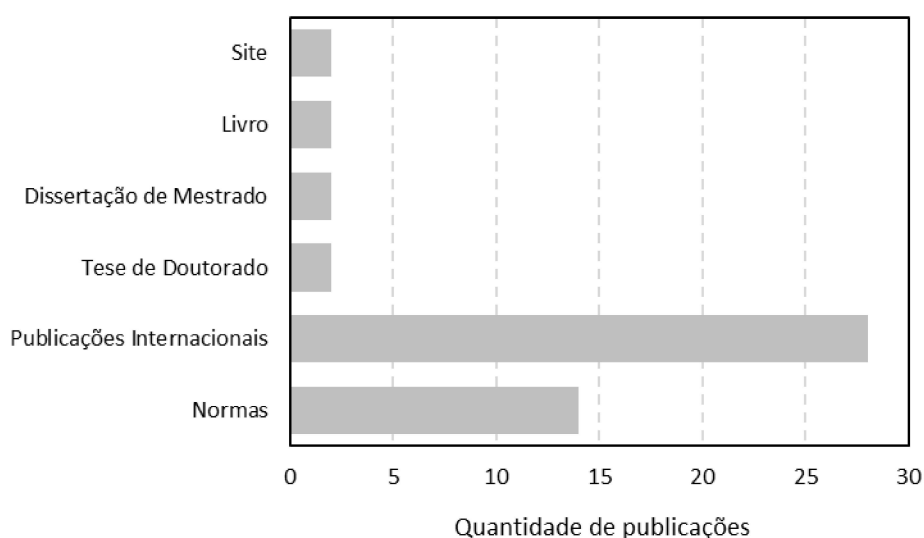


Figura 1-2 - Tipos de publicações.

As pesquisas a respeito do desequilíbrio de carga e seus efeitos nos medidores tiveram início por volta de 1933, se tornando mais efetivas após o ano de 2010. Pode-se relacionar este aumento de publicações sobre o tema com a acentuada preocupação com a qualidade da energia elétrica, no tocante à inserção da geração distribuída (em grande número conectadas de forma monofásica ou bifásica) e ao efeito causado por elas nas redes de distribuição. Observa-se pela Figura 1-3, elaborada com base na fundamentação teórica desta Tese de Doutorado, que o desequilíbrio de carga sempre despertou interesse na comunidade científica. Existem ainda várias lacunas a serem preenchidas com relação a esse tema, o que reforça a importância de seu estudo e, ao mesmo tempo, confere credibilidade a proposta trazida nesta tese de doutorado.



Figura 1-3 - Quantidade de publicações por ano.

1.2 Contextualização do tema e revisão bibliográfica

É provável que um dos primeiros trabalhos a abordar a questão dos impactos das diferentes componentes de potência elétrica nos sistemas de medição tenha sido o trabalho publicado por Hollister [8] em 1915, no qual foi realizada uma abordagem analítica refletindo a essência do significado físico da potência ativa sob condições não senoidais, enfatizando o impacto da presença de componentes harmônicas nos sistemas de medição de energia elétrica. Desde então, diversos outros trabalhos [6], [9]–[14] foram publicados contemplando estudos analíticos, computacionais, ou práticos, nos quais se aborda a performance de medidores de energia ativa e/ou reativa em condições não senoidais. Ao mesmo tempo, contudo, as preocupações relacionadas com o desempenho dos medidores de energia elétrica em condições desequilibradas foram relativamente pouco exploradas ao longo dos anos. Em 1991, o trabalho indicado em [15] demonstrou que sistemas trifásicos desequilibrados promovem o aumento das

perdas técnicas nas redes elétricas, assim como indicou possíveis consequências na medição de faturamento dos diferentes consumidores polifásicos.

Em 1996, de forma ainda mais abrangente, o trabalho indicado em [16], além de demonstrar que correntes desbalanceadas causam um aumento na perda de potência ativa no sistema de distribuição, propôs que os medidores para faturamento de energia elétrica deveriam considerar única e exclusivamente a potência ativa de sequência positiva na frequência fundamental. Outro ponto relevante levantado no estudo diz respeito à importância de considerar que as tarifas para contas de energia, baseadas na quantidade de energia transmitida [W], foram desenvolvidas para sistemas ideais, com tensões e correntes equilibradas com frequência fundamental.

Uma outra ilustração importante, referente ao impacto dos desequilíbrios de carga e das distorções harmônicas nas perdas técnicas em sistema elétricos, é o caso de motores de indução supridos por tensões não-senoidais. Nesse cenário, a parcela de potência harmônica suprida (seja ela de sequência positiva, negativa ou zero) não participa do processo de conversão eletromecânica da energia elétrica, ou seja, o torque e a velocidade no eixo do motor permanecem inalterados. Todavia, a parcela de potência associada às componentes harmônicas produzirá um incremento do carregamento e aquecimento do motor, aumentando as perdas técnicas e reduzindo, conseqüentemente, a eficiência do processo [16], [17].

Em sistemas com tensão de alimentação equilibrada e senoidal, e cargas lineares e equilibradas, os termos 'potência ativa' e 'potência útil' são sinônimos. No entanto, essa equivalência pode não ser verdadeira em situações em que as tensões e correntes são não senoidais e/ou equilibradas. Esse efeito se torna especialmente evidente em sistemas trifásicos, nos quais a parcela de potência ativa associada às componentes de sequência negativa e zero no suprimento de um motor de indução trifásico não contribui para o torque ou velocidade do mesmo, ao mesmo em que produz aumento do seu carregamento e perdas internas. Nesse cenário específico (suprimento com tensões desequilibradas), o consumidor é tarifado por uma parcela de energia que apenas prejudica a vida útil do motor. A eficiência do processo de conversão da energia elétrica depende substancialmente da forma de onda e do nível de desequilíbrio das tensões e correntes [16], [18].

Os trabalhos desenvolvidos em [18]–[21] abordam os desafios ligados à medição de energia elétrica em situações desequilibradas, abordando os efeitos dos desequilíbrios de tensão na composição da energia elétrica ativa e reativa. Para avaliar com precisão essas perdas, é essencial medir a potência ativa que não está diretamente vinculada à frequência fundamental e aos fasores de sequência positiva de tensão e corrente. Diante dos trabalhos analisados até

esse momento, fica evidente uma linha de pensamento visando a consideração apenas das tensões e correntes de frequência fundamental e sequência positiva nos processos de medição para faturamento de consumidores [16], [22]. Essa linha de pensamento é corroborada pelo trabalho de toda uma vida desenvolvido pelo prof. Alexander E. Emanuel [1], que resultou na elaboração e publicação da IEEE Standard 1459 [22].

Atenção especial à precificação da energia elétrica entregue em tensões e correntes não senoidais e desequilibradas foi dada na *IEEE/PES 94 Summer Meeting* em 1994, onde vários conceitos relacionados à valoração da energia elétrica entregue com baixa qualidade de energia foram considerados, como, por exemplo, horário do dia, potência de pico, capacidade de interrupção e também os desequilíbrios de carga. Desse modo, a análise da precificação da energia elétrica em situações em que as formas de onda estão distorcidas e desequilibradas é importante não apenas para garantir isonomia aos consumidores, mas também para criar incentivos econômicos para as distribuidoras, a fim de melhorar a qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição de energia elétrica [23].

Uma preocupação levantada em [24] diz respeito à escolha da métrica mais adequada a ser adotada para a contabilidade de energia, pois pouca ênfase costuma ser dada a essa questão, especialmente no caso das gerações distribuídas conectadas à rede elétrica. Detalhadamente, as métricas atuais referem-se às definições comuns de potência e regras de medição. Portanto, a contabilidade de energia é baseada na integral da potência ativa (e reativa) total. Assim, o resultado da interação entre tensões e correntes desequilibradas é contabilizado como energia útil, embora esses níveis de desequilíbrio possam causar efeitos prejudiciais aos diferentes equipamentos.

Em 2012, o trabalho apresentado em [25] executou testes de laboratório em diferentes medidores de energia elétrica. Os desempenhos de tais equipamentos foram testados em condições de carga desequilibrada, considerando-se a medição da energia elétrica reativa e ativa, respectivamente. Os resultados foram, de forma prática, concordantes com constatações já apresentadas no passado por outros pesquisadores [6], [9]. Porém, uma abordagem mais ampla da questão demanda uma análise conjunta contemplando, não somente a performance dos diferentes medidores de energia elétrica em condições desequilibradas, como também os impactos nas perdas técnicas nos sistemas de distribuição, conforme abordado em [26], [27].

Em um sistema trifásico a quatro fios perfeitamente equilibrado, a corrente em cada fase possui a mesma magnitude e não há corrente circulando no neutro. No entanto, a conexão de cargas monofásicas resultará em correntes diferentes em cada fase, com conseqüente fluxo de corrente pelo condutor neutro. As perdas Joule em cada fase são proporcionais ao quadrado

da corrente, para uma mesma potência total, porém as perdas aumentarão devido à magnitude das correntes e serão, em última análise, cobradas nas tarifas dos consumidores [26].

Recentemente, a disseminação de unidades de geração distribuída monofásicas [28], [29] e carregadores de carros elétricos [30] ligados diretamente nas redes de baixa tensão têm destacado a urgente necessidade de revisão dos critérios e metodologias de medição de energia elétrica. Essa evolução demandará uma nova abordagem para a gestão de ativos, com ênfase na conformidade do sistema e restrições de gerenciamento, como tensão e capacidade térmica. No entanto, levanta-se o questionamento se desequilíbrios substanciais nas conexões limitariam a capacidade da rede em suportar a geração distribuída [31].

Com o objetivo de garantir a segurança e a conformidade do sistema de energia na rede de distribuição de baixa tensão, e considerando as particularidades desse sistema trifásico a quatro fios, foram conduzidos estudos abordando o controle aprimorado do desequilíbrio de carga nesse tipo de rede. Esses trabalhos envolveram simulações e ajustes em dispositivos como medidores, reguladores e inversores, os quais foram aperfeiçoados por meio da implementação de um controlador inteligente de mudança de fase e um comutador de fase. Os resultados obtidos indicam soluções eficazes para substancialmente reduzir o desequilíbrio de carga, melhorar o desempenho do sistema de energia e proporcionar vantagens tanto em termos econômicos quanto sociais [32]–[34].

Em relação aos desequilíbrios existentes nos sistemas de distribuição, é sabido que os desequilíbrios de tensão apresentam amplitudes muito pequenas, em geral menores que 3%, quando comparadas às amplitudes dos desequilíbrios de corrente promovidos pelas cargas, que podem facilmente chegar a mais de 50% em circuitos trifásicos de baixa tensão [20]. Por esse motivo, todo o racional utilizado e os resultados a serem apresentados neste trabalho consideram, exclusivamente, os desequilíbrios de carga, quantificados pela relação entre as correntes de sequência negativa e positiva.

Assim sendo, diante dos estudos apresentados, este trabalho faz um levantamento teórico abrangente relacionado ao balanço de energia em condições desequilibradas. Além disso, serão apresentados uma modelagem computacional e os resultados de testes de laboratório que permitirão qualificar e quantificar os impactos dos desequilíbrios de carga no processo de medição de energia elétrica e nas perdas técnicas em sistemas de distribuição. Também serão apresentados os resultados dos testes de laboratório realizados com o objetivo de quantificar o desempenho de diferentes medidores de energia elétrica ativa, disponíveis comercialmente, quando fornecendo energia para cargas desequilibradas.

1.3 Contribuições da tese

A principal contribuição da Tese de Doutorado será a qualificação e quantificação dos impactos relacionados com os desequilíbrios de carga no processo de medição de energia elétrica e composição das perdas técnicas em sistemas de distribuição. Ao longo do trabalho, buscar-se-á relacionar o incremento das perdas de acordo com o grau do desequilíbrio, bem como analisar a performance dos medidores de faturamento. Para este fim, serão considerados os seguintes objetivos:

- Sintetizar as pesquisas na área de pesquisa no Brasil e no mundo;
- Apresentar as críticas realizadas no âmbito científico às medições realizadas pelos medidores de faturamento;
- Apresentar os resultados de uma campanha de medições para apuração dos níveis atuais de desequilíbrio de carga em consumidores trifásicos de baixa tensão residenciais;
- Apresentar os efeitos de diferentes amplitudes de desequilíbrios de tensão nas perdas e seus impactos nos medidores de potência ativa;
- Estabelecer uma relação entre o grau de desequilíbrio de cargas e as perdas;
- Avaliar a performance de diversos medidores de faturamento de acordo com o nível de desequilíbrio;
- Avaliar o impacto do neutro nos medidores de faturamento de acordo com o nível de desequilíbrio;
- Apresentar os resultados da modelagem computacional para avaliação do impacto do desequilíbrio em um sistema a quatro fios e a três fios;
- Apresentar os resultados de testes de laboratório realizados com o objetivo de avaliar a performance de diferentes medidores de energia elétrica ativa, disponíveis comercialmente, quando do suprimento de cargas desequilibradas.

1.4 Estrutura do documento de tese

Com o intuito de atender aos objetivos estabelecidos, o presente documento encontra-se estruturado, a partir deste ponto, da seguinte forma:

Capítulo 2 – Apresentação dos conceitos elementares associados ao desequilíbrio de tensão e corrente, com ênfase no cálculo e no significado físico das potências de sequência positiva, negativa e zero. Realização de uma comparação entre as formulações para diferentes casos de desequilíbrio de carga. Por fim, serão apresentados, neste capítulo, exemplos numéricos contemplando circuitos trifásicos elementares, objetivando demonstrar o impacto do desequilíbrio nas perdas do circuito elementar.

Capítulo 3 – Apresentação dos requisitos mínimos para conduzir uma campanha de medição voltada à análise da qualidade da energia de acordo com os módulos 5 e 8 do PRODIST. Adicionalmente, a exposição dos resultados adquiridos por meio de uma campanha de medição conduzida na distribuidora de energia elétrica do estado do Maranhão, visando a análise do desequilíbrio de cargas presente na rede de baixa tensão (BT).

Capítulo 4 – Modelagem do sistema, extraída da BDGD de uma rede BT real, no OpenDSS para avaliação das diferentes amplitudes de desequilíbrio de carga e seu impacto nas perdas. Em seguida, apresentação dos resultados relacionando o aumento das perdas com o aumento do desequilíbrio.

Capítulo 5 - Apresentação das características dos medidores de faturamento trifásicos, bem como a modelagem da medição de energia elétrica ativa. Introdução das normas e critérios de avaliação aplicáveis aos medidores de faturamento, incluindo a configuração dos testes de laboratório utilizados e os resultados obtidos.

Capítulo 6 – Apresentação das conclusões gerais do trabalho.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Com o crescente uso de novas tecnologias e de cargas não lineares conectadas à rede, muitos equipamentos estão sujeitos aos fenômenos da qualidade de energia, o que afeta de maneira significativa o funcionamento de certos equipamentos, tais como: inversores, transformadores, motores de indução, entre outros.

Sabe-se ainda que o sistema elétrico apresenta um comportamento independente em cada uma das fases, o que pode causar distúrbios acentuados devido às cargas não lineares. Devido a esse comportamento, as características não lineares podem variar entre as fases e, portanto, é possível que os sistemas apresentem distúrbios e discrepâncias em momentos diferentes, resultando em desequilíbrio.

Um sistema elétrico trifásico equilibrado pode ser representado por correntes de mesma magnitude em módulo e defasadas entre si de 120° , conforme Figura 2-1.

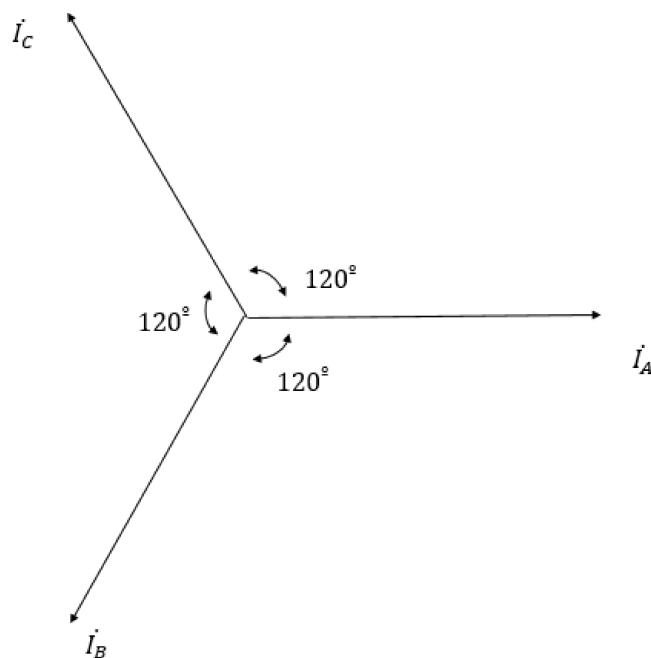


Figura 2-1 - Diagrama fasorial das correntes equilibradas.

Assim, um sistema elétrico trifásico equilibrado deve satisfazer os critérios a seguir, considerando o fasor de corrente \dot{I}_A como referência.

$$|\dot{I}_A| = |\dot{I}_B| = |\dot{I}_C| \quad (2.1)$$

$$\angle \dot{I}_A = 0^\circ \quad (2.2)$$

$$\angle \dot{I}_B = -120^\circ$$

$$\angle \dot{I}_C = 120^\circ$$

Onde:

$|\dot{I}_A|, |\dot{I}_B|, |\dot{I}_C|$ - Módulos dos fasores das correntes.

$\angle \dot{I}_A, \angle \dot{I}_B, \angle \dot{I}_C$ - Defasamentos angulares das correntes.

Quando o sistema elétrico está desequilibrado, notam-se diferenças entre os módulos das correntes de cada fasor e também defasamento angular diferente de 120° . Essas condições podem ocorrer simultaneamente ou separadas, conforme Figura 2-2.

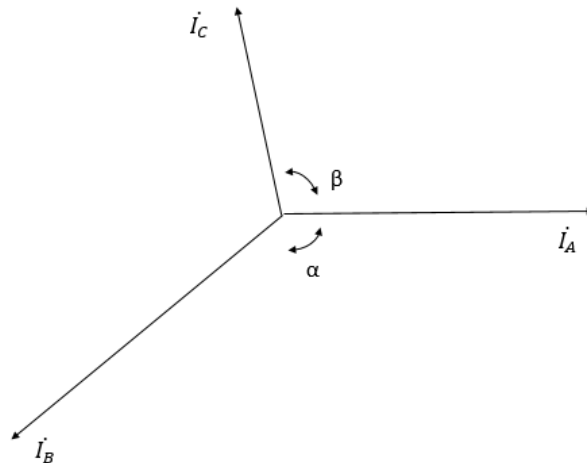


Figura 2-2 - Diagrama fasorial de um sistema elétrico desequilibrado.

As causas desses desequilíbrios são provenientes de dois aspectos distintos: um relacionado à estrutura da rede e outro relacionado ao comportamento e topologia das cargas [35]. O primeiro aspecto origina-se da assimetria da rede elétrica, principalmente nos sistemas de transmissão, o que significa que a rede elétrica pode ter características desiguais entre as fases em termos de impedância, contribuindo para o aparecimento de desequilíbrios de corrente e, conseqüentemente, de tensão. De qualquer forma, no caso das redes de distribuição, as quais são substancialmente curtas comparativamente aos sistemas de transmissão, tal efeito é bastante minimizado. O segundo, por outro lado, está relacionado à natureza da carga, ou seja, depende das características operacionais de cada consumidor, assim como da disposição das cargas monofásicas e bifásicas conectadas ao longo das redes de média e, principalmente, de baixa tensão. Nesse caso, notadamente nos sistemas de distribuição, as cargas se alteram

constantemente devido a fatores intrínsecos, como o próprio chaveamento dinâmico e aleatório das mesmas. Essa aleatoriedade também contribui para a degradação da qualidade da energia em função do desequilíbrio de carga (corrente), o qual, por sua vez, produz desequilíbrios de tensão nos diversos barramentos do sistema.

2.1 Diferentes formulações para o desequilíbrio de carga nos sistemas elétricos

Sob condições hipotéticas de operação, considerando-se cargas lineares perfeitamente equilibradas, os circuitos elétricos seriam constituídos basicamente por componentes de tensão e corrente de frequência fundamental e sequência positiva. No entanto, a própria dinâmica aleatória de chaveamentos das diferentes cargas (ainda que hipoteticamente lineares), produz o aparecimento de frequências distintas da frequência fundamental. Adicionalmente, a disposição das cargas da distribuição entre as três fases dos sistemas de média e baixa tensão é intrinsecamente desequilibrada. Mesmo um consumidor doméstico trifásico apresenta níveis de desequilíbrio de corrente muito elevados, em função da distribuição de cargas monofásicas e bifásicas dentro de suas instalações.

O conceito de desequilíbrio de carga está relacionado com qualquer diferença entre a amplitude das três tensões/correntes de fase ou de linha em um sistema trifásico, e/ou a defasagem angular de 120° entre elas [35], considerando apenas a frequência fundamental do sistema. Com o intuito de mensurar os desequilíbrios de carga nas redes elétricas, foram desenvolvidas formulações que são amplamente utilizadas no Brasil e no mundo, sendo que a metodologia das componentes simétricas [35] é uma das principais utilizadas por diferentes normatizações ao redor do mundo.

No Brasil, cada distribuidora possui normas internas específicas com o objetivo de padronizar os critérios para projetos de redes de distribuição, de modo a garantir as mínimas condições técnicas, econômicas e de segurança necessárias a um adequado fornecimento de energia elétrica. Sendo assim, serão apresentadas as formulações adotadas por diferentes distribuidoras de energia elétrica do Brasil e, posteriormente, demonstrada a diferença de resultados por uma falta de padronização no cálculo de desequilíbrio de carga.

2.1.1 Método 1 - Componentes simétricas

Este método se baseia na decomposição do sistema trifásico desequilibrado em três sistemas trifásicos equilibrados (sequência positiva, negativa e zero), como representado na Figura 2-3, a partir dos quais o fator de desequilíbrio de corrente (ou de tensão) é quantificado pela relação entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva.

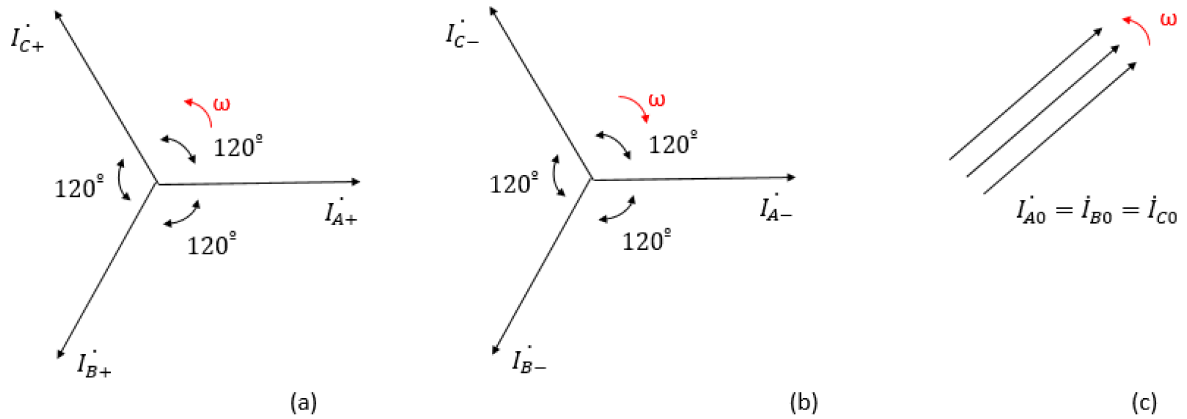


Figura 2-3 - Componentes simétricas: (a) Sistema de sequência positiva; (b) Sistema de sequência negativa; (c) Sistema de sequência zero.

Analicamente, as componentes simétricas são definidas pela Matriz de Fortescue, apresentada na equação (2.1).

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{A0} \\ \dot{I}_{A+} \\ \dot{I}_{A-} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

No qual,

- a - Operador rotacional, com módulo igual a 1 e ângulo de 120° .
- $\dot{I}_{A0}, \dot{I}_{A+}, \dot{I}_{A-}$ - São os fasores de corrente de sequência zero, sequência positiva e sequência negativa, respectivamente.

O fator de desequilíbrio é dado pela razão entre os módulos das correntes de sequência negativa e positiva, conforme equação (2.2). Atualmente, este é o método utilizado pelo PRODIST [36], porém aplicado à quantificação do fator de desequilíbrio de tensão.

$$FD\% = \frac{I_-}{I_+} 100\% \quad (2.4)$$

Onde:

- I_- - Módulo da corrente de sequência negativa.
- I_+ - Módulo da corrente de sequência positiva.

Segundo a ANEEL [35], este indicador é o que melhor representa a quantificação do desequilíbrio de tensão (também aplicável à corrente), pois demonstra uma abordagem simultânea das amplitudes e ângulos das correntes, o que seria uma representação mais real do sistema elétrico. Se o desequilíbrio de carga (FD%) for igual a zero, entende-se que a corrente nas três fases está equilibrada. Quanto maior for o valor do desequilíbrio, maior será a desbalanço na distribuição de corrente entre as fases, podendo resultar em problemas ou condições indesejadas no sistema elétrico, como por exemplo, o aumento das perdas, sobrecarga de equipamentos, incremento de temperatura, entre outros.

2.1.2 Método 2

A norma [36] estabelecida pela Equatorial Energia, para efeito de estudos de planejamento visando o acesso de novos consumidores, define que o máximo fator de desequilíbrio de carga (FD) permissível, em qualquer ponto de um circuito de baixa tensão é calculado entre a razão da diferença da máxima corrente das fases no horário de ponta menos a média de todas as correntes nas fases sob a média das correntes na hora de ponta do circuito, conforme equação (2.5), com seu limite em 20%.

$$FD\% = \frac{(IM - I_m)}{I_m} 100\% \quad (2.5)$$

Onde:

- IM - Maior corrente das fases existentes, na hora de ponta do circuito.
- I_m - Média de todas as correntes nas fases, na hora de ponta do circuito.

2.1.3 Método 3

O desequilíbrio de corrente nas fases de um circuito primário pode causar queda de tensão elevada na fase mais carregada, provocando o desequilíbrio de tensão e o surgimento de corrente no neutro. Sendo assim, a norma [37], publicada pela CEMIG Distribuição S.A, define que o nível de desequilíbrio de carga deve ser limitado ao longo de todo o comprimento do circuito e, principalmente, no horário de carga máxima, quando ocorrem as maiores quedas de

tensão. Segundo essa normativa, para redes trifásicas, deve-se adotar o limite de 20% para o máximo fator de desequilíbrio de carga (FD), calculado conforme equação (2.6).

$$FD\% = \frac{3\sqrt{(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) - (I_a I_b + I_b I_c + I_c I_a)}}{I_a + I_b + I_c} 100\% \quad (2.6)$$

Onde:

I_a, I_b e I_c - Módulos das correntes de fase [A]

2.1.4 Comparação entre os métodos

Considerando os três métodos de quantificação do fator de desequilíbrio de carga apresentados na seção anterior, é possível analisar a imprecisão dessas ferramentas através da comparação gráfica e analítica entre os mesmos.

Foram realizadas simulações de sete casos: 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7 que correspondem, respectivamente, a FDs de 1%, 2%, 3%, 4%, 5%, 10% e 20%, quantificados pelo método das componentes simétricas, como pode ser observado na Tabela 2-1. Esses casos são comumente encontrados na rede elétrica, seja por conexão de grandes cargas monofásicas ou por um desequilíbrio de cargas.

Tabela 2-1 - Casos de desequilíbrios de corrente.

Caso	Amplitude
1	$I_A = 100,00 \angle 0^\circ$
	$I_B = 98,35 \angle -120^\circ$
	$I_C = 101,80 \angle 120^\circ$
2	$I_A = 100,00 \angle 0^\circ$
	$I_B = 94,90 \angle -120^\circ$
	$I_C = 101,42 \angle 120^\circ$
3	$I_A = 100,00 \angle 0^\circ$
	$I_B = 94,90 \angle -120^\circ$
	$I_C = 105,30 \angle 120^\circ$
4	$I_A = 100,00 \angle 0^\circ$
	$I_B = 91,90 \angle -120^\circ$
	$I_C = 105,55 \angle 120^\circ$
5	$I_A = 100,00 \angle 0^\circ$
	$I_B = 89,00 \angle -120^\circ$

	$I_C = 105,75 \angle 120^\circ$
6	$I_A = 117,00 \angle 0^\circ$
	$I_B = 83,18 \angle -120^\circ$
	$I_C = 110,38 \angle 120^\circ$
7	$I_A = 120,00 \angle 0^\circ$
	$I_B = 77,90 \angle -120^\circ$
	$I_C = 160,79 \angle 120^\circ$

Através da simulação dos desequilíbrios de cargas, foram obtidos dados sistematizados na forma de resultados apresentados na Tabela 2-2, assim como na Figura 2-4. Como pode ser observado, os diferentes métodos apresentam resultados distintos para uma mesma composição de correntes nas diferentes fases.

Tabela 2-2 - Resultados obtidos da comparação dos métodos através do desequilíbrio de cargas.

	Método 1	Método 2	Método 3
Caso 1	1,00%	1,75%	2,99%
Caso 2	2,00%	3,92%	6,01%
Caso 3	3,00%	5,23%	9,00%
Caso 4	4,00%	7,31%	11,99%
Caso 5	5,00%	9,41%	15,00%
Caso 6	10,00%	19,65%	29,99%
Caso 7	20,00%	34,88%	60,01%

O método das componentes simétricas, por utilizar em seu cálculo amplitude e ângulo das correntes do sistema, é o que melhor representa o real desequilíbrio de carga, sendo, portanto, o recomendado por diversas normativas ao redor do mundo. Como no Brasil não existe uma normativa sobre desequilíbrios de corrente, especificamente, as distribuidoras ficam livres para adotar diferentes métodos em suas normas internas. No entanto, percebe-se que tal “liberdade de escolha”, resulta em valores bastante discrepantes quando comparados com o método das componentes simétricas. Adicionalmente, fica evidente que o método das componentes simétricas é o único que contempla o real significado físico-elétrico associado aos desequilíbrios de carga.

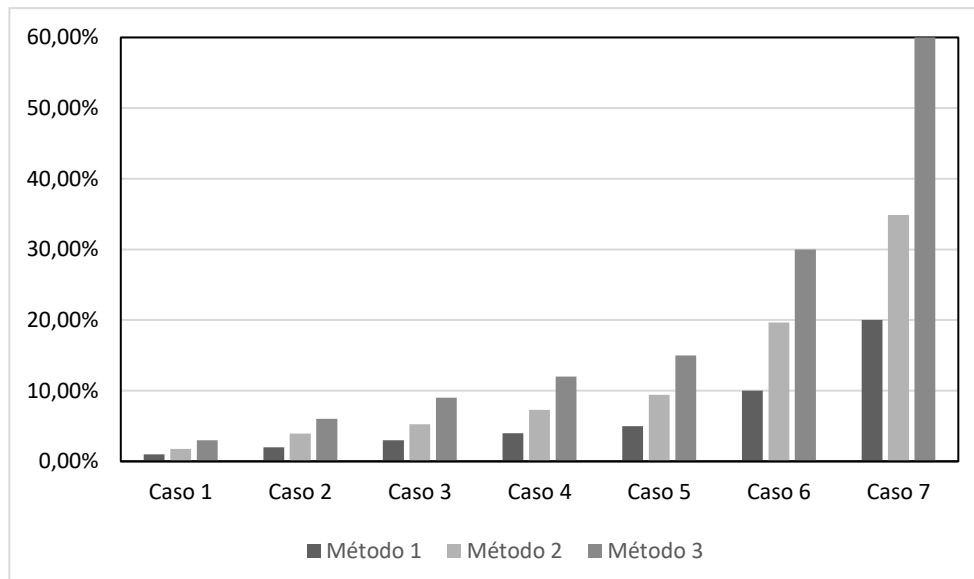


Figura 2-4 - Comparação dos métodos para o cálculo de desequilíbrio de carga.

2.2 Efeitos dos desequilíbrios de carga no sistema elétrico (desenvolvimento analítico)

Entre os diversos problemas associados à qualidade da energia elétrica, o desequilíbrio de tensão e corrente, em especial, gera forte impacto no que diz respeito à confiabilidade e à vida útil dos equipamentos [38]. Tal fato se torna ainda mais notório quando se entende que este fenômeno é intrínseco às redes de distribuição. Mesmo considerando apenas cargas lineares, o desequilíbrio de carga promove a conversão de parte da energia ativa de sequência positiva, recebida da fonte, em parcelas de energia de sequência negativa e zero [1]. Essas parcelas são devolvidas ao sistema, terminando, única e exclusivamente, no incremento das perdas técnicas.

Analisando-se componentes de rede separadamente, tem-se que o condutor neutro é um elemento auxiliar, cujo papel principal é reduzir as tensões transitórias e transportar três vezes a corrente de sequência zero durante falhas assimétricas. O fluxo contínuo de corrente através do condutor neutro abre caminho para uma série de problemas tanto para os consumidores quanto para os fornecedores de energia. Isso não apenas representa uma ineficiência na distribuição de energia elétrica, mas também pode ocasionar o sobreaquecimento do condutor neutro e de outros componentes do sistema, aumentando assim o risco de falhas e danos na rede elétrica [1].

Para exemplificação desse processo, o sistema elétrico elementar mostrado na Figura 2-5 representa um circuito trifásico a quatro fios, constituído por uma fonte de tensão

equilibrada, uma linha com impedâncias iguais em todas as fases e no neutro, assim como uma carga linear desequilibrada conectada em estrela com neutro aterrado.

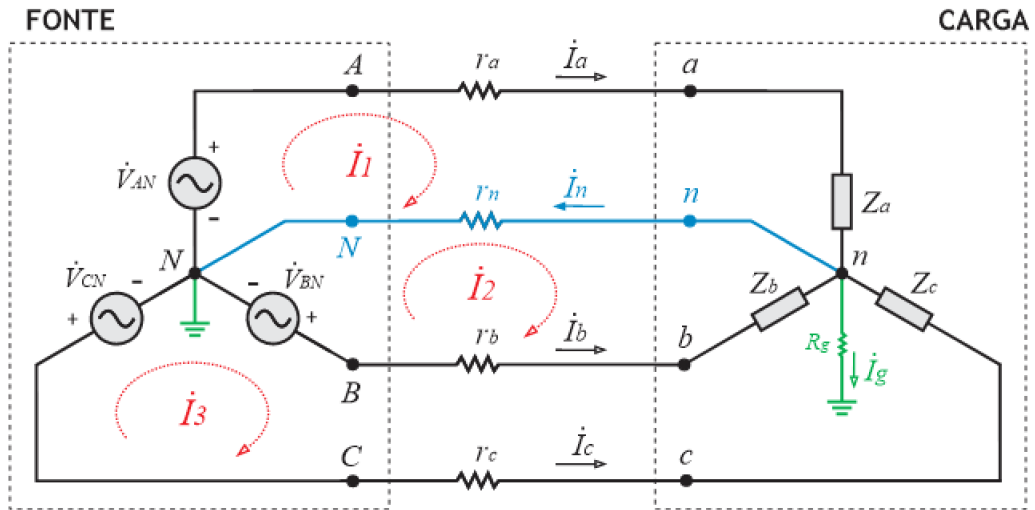


Figura 2-5 - Topologia genérica de um circuito trifásico a 4 fios.

Considerando-se que $R_g \gg r_n \rightarrow I_g \approx 0$, e com base na teoria clássica de circuitos elétricos no domínio da frequência, o circuito indicado na Figura 2-5 pode ser dividido em três malhas distintas, de tal forma que:

Para a malha #1, tem-se:

$$r_a \times I_1 + Z_a \times I_1 + r_n \times (I_1 - I_2) - \dot{V}_{AN} = 0 \quad (2.7)$$

ou, ainda:

$$(r_a + Z_a + r_n) \times I_1 + (-r_n) \times I_2 = \dot{V}_{AN} \quad (2.8)$$

Da mesma forma, para a malha #2 resulta:

$$r_n \times (I_2 - I_1) + Z_b \times (I_2 - I_3) + r_b \times (I_2 - I_3) + \dot{V}_{BN} = 0 \quad (2.9)$$

ou,

$$(-r_n) \times \dot{I}_1 + (r_n + Z_b + r_b) \times \dot{I}_2 + (-Z_b - r_b) \times \dot{I}_3 = -\dot{V}_{BN} \quad (2.10)$$

Finalmente, para a malha #3, tem-se:

$$r_b \times (\dot{I}_3 - \dot{I}_2) + Z_b \times (\dot{I}_3 - \dot{I}_2) + Z_c \times \dot{I}_3 + r_c \times \dot{I}_3 + (-\dot{V}_{BN}) + \dot{V}_{CN} = 0 \quad (2.11)$$

ou,

$$(-Z_b - r_b) \times \dot{I}_2 + (r_b + Z_b + Z_c + r_c) \times \dot{I}_3 = \dot{V}_{BN} - \dot{V}_{CN} \quad (2.12)$$

Considerando-se que as correntes \dot{I}_1 , \dot{I}_2 e \dot{I}_3 são as correntes de malha do circuito, tem-se a equação matricial indicada em 2.13.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \end{bmatrix} = \frac{\begin{bmatrix} \dot{V}_{AN} \\ -\dot{V}_{BN} \\ \dot{V}_{BN} - \dot{V}_{CN} \end{bmatrix}}{\begin{bmatrix} (r_a + Z_a + r_n) & (-r_n) & 0 \\ (-r_n) & (r_n + Z_b + r_b) & (-Z_b - r_b) \\ 0 & (-Z_b - r_b) & (r_b + Z_b + Z_c + r_c) \end{bmatrix}} \quad (2.13)$$

A partir da equação (2.13), as correntes de linha e de neutro no circuito genérico mostrado na Figura 2-5 podem ser facilmente calculadas da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \dot{I}_a &= \dot{I}_1 \\ \dot{I}_b &= \dot{I}_3 - \dot{I}_2 \\ \dot{I}_c &= -\dot{I}_3 \\ \dot{I}_n &= \dot{I}_1 - \dot{I}_2 \end{aligned} \quad (2.14)$$

Nesse momento, é importante destacar que as tensões de fase utilizadas pelos medidores de energia elétrica ativa, para consumidores de baixa tensão, são sempre consideradas em relação ao ponto n do circuito da Figura 2-5. Ou seja, o ponto n é a referência de tensão para esses medidores, seja qual for a impedância equivalente de neutro e terra entre a carga a fonte, conforme pode ser visto na Figura 2-6, a qual ilustra o esquema de ligação interna dos medidores de energia elétrica. Esse fato trará consequências importantes na composição da

energia elétrica medida por esses equipamentos, em condições desequilibradas de carga, conforme será mostrado mais adiante.

Cabe destacar que, em condições desequilibradas, a corrente I_n , assim como a tensão V_{Nn} (conforme Figura 2-5), não são iguais a zero, o que resulta, por consequência, em P_{neutro} diferente de zero em relação à fonte, fazendo com que o condutor neutro tenha um papel importante no balanço de potência do sistema. Contudo, para efeitos práticos, como a referência de tensão para os medidores será sempre o ponto n , P_{neutro} será sempre igual a zero, uma vez que $V_{nn}=0$. Nesse sentido, ainda que fosse possível, de alguma forma, que o medidor considerasse a referência de tensão como sendo o ponto N (lado da fonte), o valor de V_{Nn} continuaria sendo considerado pelo medidor como igual a zero, uma vez que os medidores não possuem sensores de tensão e corrente no terminal de neutro.

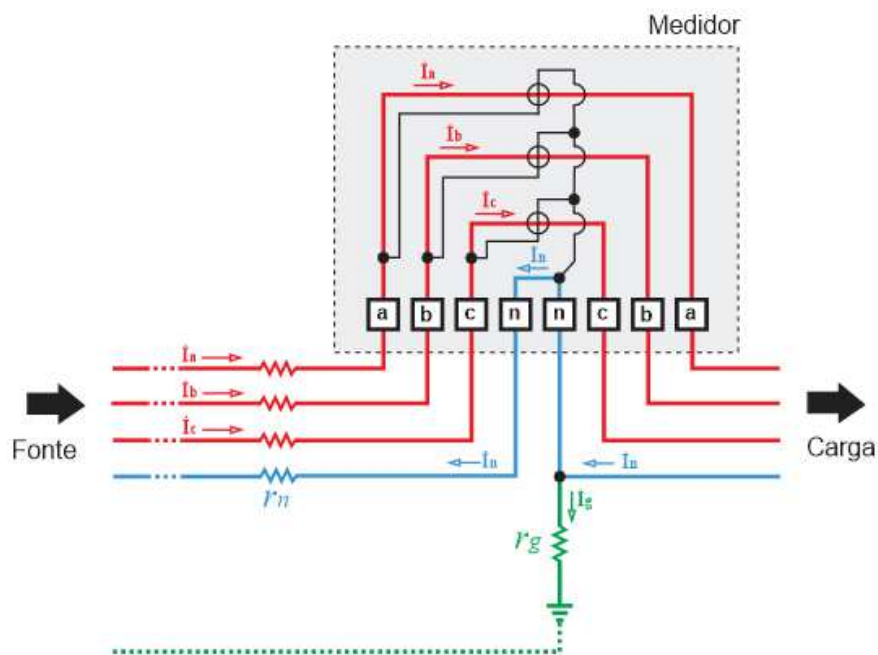


Figura 2-6 - Esquema de ligação dos medidores de energia elétrica.

Assim sendo, uma vez conhecidas as correntes de linha do circuito, as tensões de fase na carga (tensões consideradas pelos medidores) podem ser facilmente calculadas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
\dot{V}_{an} &= Z_a \times \dot{I}_a \\
\dot{V}_{bn} &= Z_b \times \dot{I}_b \\
\dot{V}_{cn} &= Z_c \times \dot{I}_c
\end{aligned}
\tag{2.15}$$

Da mesma forma, conhecidas as correntes de linha e tensões registradas pelos medidores, as potências ativas (e conseqüentemente as energias ativas) podem ser calculadas como sendo a soma algébrica das potências ativas medidas em cada fase do circuito.

Assim,

$$\begin{aligned}
P_{carga} &= V_{an} \times I_a \times \cos(\theta_{V_{an}} - \theta_{I_a}) + \\
&+ V_{bn} \times I_b \times \cos(\theta_{V_{bn}} - \theta_{I_b}) + \\
&+ V_{cn} \times I_c \times \cos(\theta_{V_{cn}} - \theta_{I_c})
\end{aligned}
\tag{2.16}$$

As perdas no circuito, por sua vez, podem ser calculadas como sendo a diferença entre a potência total entregue pela fonte e a potência medida na carga. Assim, considerando-se que as fontes entregam, majoritariamente (e quase que totalmente), tensões equilibradas de sequência positiva com frequência fundamental, a potência entregue pela fonte do circuito da Figura 2-5 será igual a:

$$\begin{aligned}
P_{fonte} &= V_{AN} \times I_a \times \cos(\theta_{V_{AN}} - \theta_{I_a}) + \\
&+ V_{BN} \times I_b \times \cos(\theta_{V_{BN}} - \theta_{I_b}) + \\
&+ V_{CN} \times I_c \times \cos(\theta_{V_{CN}} - \theta_{I_c})
\end{aligned}
\tag{2.17}$$

Dessa forma, as perdas no circuito serão:

$$P_{loss} = P_{fonte} - P_{carga}
\tag{2.18}$$

Ou ainda, de outra forma:

$$P_{loss} = (r_a \times I_a^2) + (r_b \times I_b^2) + (r_c \times I_c^2) + (r_n \times I_n^2)
\tag{2.19}$$

Apesar da teoria clássica de circuitos no domínio da frequência permitir a quantificação das grandezas envolvidas, a análise física que possibilita a correta identificação das parcelas de potência que constituem a carga e, principalmente, as perdas nos sistemas elétricos, somente é possível através da consideração das componentes de sequência positiva, negativa e zero do circuito em análise. Uma vez que os sistemas de distribuição de energia

elétrica são naturalmente constituídos por cargas desequilibradas, percebe-se o surgimento de parcelas de corrente de sequência negativa e zero, conforme diagrama esquemático mostrado na Figura 2-7.

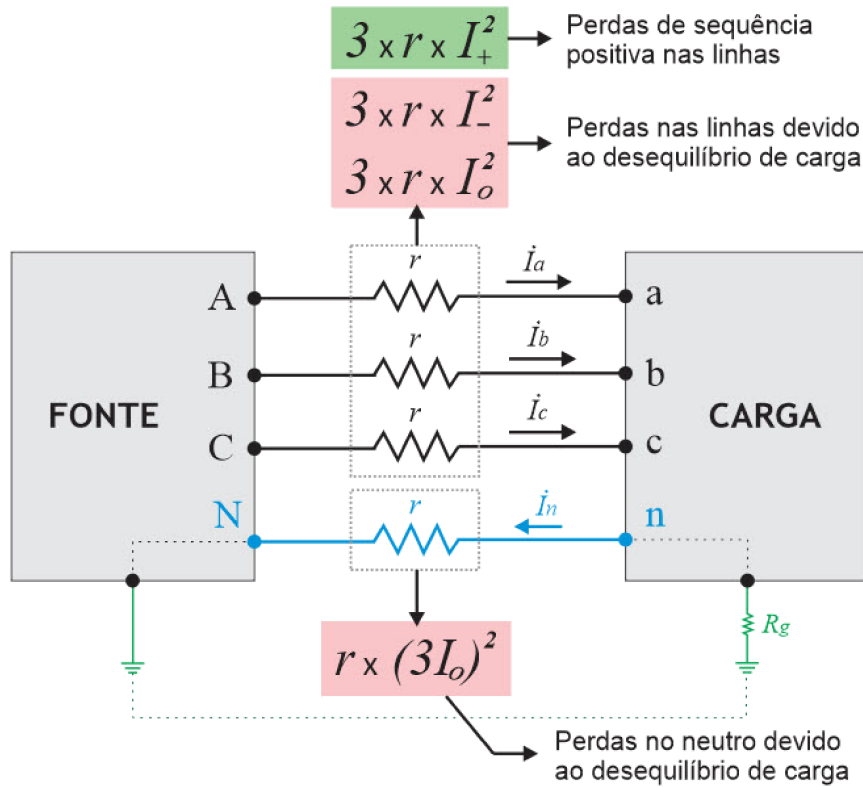


Figura 2-7 - Balanço de potência das perdas técnicas do circuito.

Dessa forma, após o cálculo das componentes de sequência das tensões de fase na carga, assim como das correntes de linha, a potência total na carga pode ser também calculada como:

$$P_{carga} = P_{(carga)+} + P_{(carga)-} + P_{(carga)0} \quad (2.20)$$

Onde:

- $P_{(carga)+}$ - Potência ativa de sequência positiva medida na carga.
- $P_{(carga)-}$ - Potência ativa de sequência negativa medida na carga.
- $P_{(carga)0}$ - Potência ativa de sequência zero medida na carga.

Sendo,

$$\begin{aligned}
P_{(carga)+} &= 3 \times V_+ \times I_+ \times \cos(\theta_{V_+} - \theta_{I_+}) \\
P_{(carga)-} &= 3 \times V_- \times I_- \times \cos(\theta_{V_-} - \theta_{I_-}) \\
P_{(carga)0} &= 3 \times V_0 \times I_0 \times \cos(\theta_{V_0} - \theta_{I_0})
\end{aligned}
\tag{2.21}$$

Da mesma forma, a potência total na fonte será:

$$P_{fonte} = P_{(fonte)+} + P_{(fonte)-} + P_{(fonte)0} \tag{2.22}$$

Onde:

- $P_{(fonte)+}$ - Potência ativa de sequência positiva medida na fonte.
- $P_{(fonte)-}$ - Potência ativa de sequência negativa medida na fonte.
- $P_{(fonte)0}$ - Potência ativa de sequência zero medida na fonte.

As perdas técnicas no sistema também podem ser facilmente expressas em termos de componentes simétricas. Assim, com base na Figura 2-5, para efeito de simplificação, será considerado que:

$$r_a = r_b = r_c = r_n = r \quad \text{e} \quad R_g \gg r \tag{2.23}$$

De forma que,

$$P_{loss} = P_{(loss)+} + P_{(loss)-} + P_{(loss)0} \tag{2.24}$$

Onde:

- $P_{(loss)+}$ - Perdas de sequência positiva na rede.
- $P_{(loss)-}$ - Perdas de sequência negativa na rede.
- $P_{(loss)0}$ - Perdas de sequência zero na rede.

Sendo,

$$\begin{aligned}
P_{(loss)+} &= 3 \times r \times I_+^2 \\
P_{(loss)-} &= 3 \times r \times I_-^2 \\
P_{(loss)0} &= 3 \times r \times (I_0)^2 + r \times (3 \times I_0)^2
\end{aligned}
\tag{2.25}$$

Da análise de (2.25), fica evidente que as perdas de sequência zero possuem duas parcelas, uma realizada nos condutores fase e a outra no condutor neutro do circuito.

2.3 Exemplo numérico

Para um melhor entendimento do balanço de potência do circuito hipotético mostrado na Figura 2-8, torna-se bastante conveniente uma análise numérica do mesmo em condições de carga desequilibrada.

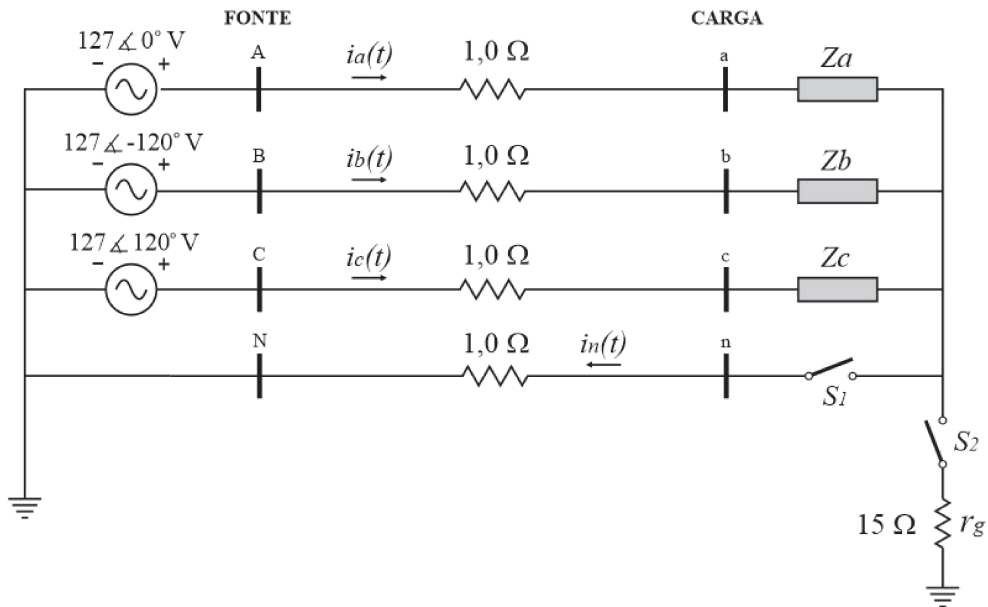


Figura 2-8 - Circuito para análise do impacto do desequilíbrio de carga nas perdas técnicas.

Dessa forma, considerando-se tensões de fase na fonte equilibradas e iguais a:

$$\begin{aligned}\dot{V}_{AN} &= 127\angle 0^\circ \text{ V}, \\ \dot{V}_{BN} &= 127\angle -120^\circ \text{ V} \\ \dot{V}_{CN} &= 127\angle 120^\circ \text{ V}\end{aligned}$$

Impedâncias de linha:

$$r_a = r_b = r_c = r_n = 1.0 \Omega \quad \text{e} \quad R_g \gg r_n$$

Impedâncias de carga:

$$\begin{aligned}Z_a &= 50 \Omega \\ Z_b &= 250 \Omega \\ Z_c &= 166.67 \Omega\end{aligned}$$

Assim, com base em (2.8), (2.10), (2.12) e (2.13), resultam as correntes de malha, iguais a:

$$\begin{aligned}\dot{I}_1 &= 2.4548\angle -0.0968^\circ \text{ A} \\ \dot{I}_2 &= 0.6845\angle -18.3644^\circ \text{ A} \\ \dot{I}_3 &= 0.7618\angle -59.2512^\circ \text{ A}\end{aligned}$$

As correntes de linha e de neutro do circuito podem ser calculadas com base em (2.14), resultando:

$$\begin{aligned} \dot{I}_a &= 2.4548 \angle -0.0968^\circ A \\ \dot{I}_b &= 0.5103 \angle -120.6483^\circ A \\ \dot{I}_c &= 0.7618 \angle +120.7488^\circ A \\ \dot{I}_n &= 1.8175 \angle 6.6829^\circ A \end{aligned}$$

Da equação (2.15), resultam as tensões de fase efetivamente vistas pelo medidor:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{an} &= 122.7400 \angle -0.0968^\circ V \\ \dot{V}_{bn} &= 127.5750 \angle -120.6483^\circ V \\ \dot{V}_{cn} &= 126.9692 \angle 120.7488^\circ V \end{aligned}$$

As correntes de sequência positiva, negativa e zero do circuito serão iguais a:

$$\begin{aligned} \dot{I}_0 &= 0.6058 \angle 6.6837^\circ A \\ \dot{I}_+ &= 1.2423 \angle 0.0000^\circ A \\ \dot{I}_- &= 0.6154 \angle -6.9699^\circ A \end{aligned}$$

As tensões de sequências obtidas através de componentes simétricas são:

$$\begin{aligned} \dot{V}_0 &= 2.4196 \angle -173.3370^\circ V \\ \dot{V}_+ &= 125.7550 \angle -0.0000^\circ V \\ \dot{V}_- &= 0.6159 \angle 173.4223^\circ V \end{aligned}$$

A potência ativa vista pela fonte, conforme (2.17), será:

$$\begin{aligned} P_{fonte} &= P_A + P_B + P_C \\ P_{fonte} &= 311.7592 + 64.8040 + 96.7251 = 473.31 W \end{aligned}$$

A potência ativa na carga, teoricamente vista pelo medidor de faturamento da instalação, com base em (2.16), será:

$$\begin{aligned} P_{carga} &= P_a + P_b + P_c \\ P_{carga} &= 301.3022 + 65.1015 + 93.7251 = 463.14 W \end{aligned}$$

Em termos de componentes simétricas, conforme (2.21), tem-se que a fonte é representada por tensões trifásicas perfeitamente equilibradas, resultando:

$$\begin{aligned} P_{(Fonte)-} &= 0 W \\ P_{(Fonte)0} &= 0 W \\ P_{(Fonte)+} &= 3 \times V_+ \times I_+ \times \cos(\theta_{V_+} - \theta_{I_+}) = 3 \times 127 \times 1.2423 \times \cos(0^\circ - 0^\circ) \\ &= 473.31 W \end{aligned}$$

Resultando, de acordo com (2.18), em:

$$P_{(fonte)} = 473.31 \text{ W}$$

Da mesma forma, conforme (2.17), a potência ativa na carga, também em termos de componentes simétricas, será:

$$\begin{aligned} P_{(carga)+} &= 3 \times V_+ \times I_+ \times \cos(\theta_{V_+} - \theta_{I_+}) \\ P_{(carga)+} &= 3 \times 125.7550 \times 1.2423 \times \cos(0^\circ - 0^\circ) \\ P_{(carga)+} &= 468.6763 \text{ W} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{(carga)-} &= 3 \times V_- \times I_- \times \cos(\theta_{V_-} - \theta_{I_-}) \\ P_{(carga)-} &= 3 \times 0.6159 \times 0.6154 \times \cos(173.4223^\circ - (-6.9699^\circ)) \\ P_{(carga)-} &= -1.1370 \text{ W} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{(carga)0} &= 3 \times V_0 \times I_0 \times \cos(\theta_{V_0} - \theta_{I_0}) \\ P_{(carga)0} &= 3 \times 2.4196 \times 0.6058 \times \cos(-173.3370^\circ - 6.6837^\circ) \\ P_{(carga)0} &= -4.4000 \text{ W} \end{aligned}$$

Resultando igualmente, de acordo com (2.16), em:

$$\begin{aligned} P_{(carga)} &= 468.6763 - 1.1362 - 4.4000 \\ P_{(carga)} &= 463.14 \text{ W} \end{aligned}$$

Importante destacar nesse momento que as parcelas de potência $P_{(carga)-}$ e $P_{(carga)0}$ são ambas negativas, indicando que os respectivos fluxos de potência ocorrem no sentido carga-fonte, totalizando:

$$P_{(carga)-} + P_{(carga)0} = -1.1370 - 4.4000 = -5.537 \text{ W}$$

Em outras palavras, essas são parcelas de potência não utilizadas pela carga e devolvidas ao sistema. Ou seja, no caso do exemplo numérico, a carga solicita $P_{(carga)+} = 468.6763 \text{ W}$ do sistema e utiliza apenas 463.1400 W para realização de seu trabalho útil. A diferença entre esses valores compreende a soma das parcelas $P_{(carga)-}$ e $P_{(carga)0}$. Dessa forma, resta saber, portanto, qual a participação dessas duas parcelas no balanço de potência do sistema? A resposta a essa pergunta pode ser obtida através do cálculo das perdas técnicas do sistema, as quais podem ser calculadas de três formas diferentes, conforme a seguir.

$$\begin{aligned} P_{loss} &= P_{(fonte)} - P_{(carga)} \\ P_{loss} &= 473.31 - 463.14 \\ P_{loss} &= 10.17 \text{ W} \end{aligned}$$

Ou, de outra forma:

$$\begin{aligned}P_{loss} &= r \times (I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2) \\P_{loss} &= (2.4548^2 + 0.5102^2 + 0.7618^2 + 1.8175^2) \\P_{loss} &= 10.17 \text{ W}\end{aligned}$$

Ou ainda, em termos de componentes simétricas:

$$P_{(loss)+} = 3 \times r \times (I_+)^2 = 3 \times 1 \times (1.2423^2) = 4.6300 \text{ W}$$

$$P_{(loss)-} = 3 \times r \times (I_-)^2 = 3 \times 1 \times (0.6154^2) = 1.1370 \text{ W}$$

$$P_{(loss)0} = 3 \times r \times (I_0)^2 + r \times (3I_0)^2 = 3 \times 1 \times (0.6058^2) + 1 \times (3 \times 0.6058)^2 = 4.40 \text{ W}$$

Resultando, portanto, em:

$$P_{(loss)} = 4.6300 + 1.1370 + 4.400 = 10.17 \text{ W}$$

Assim, com base nas parcelas de perdas expressas em termos de componentes simétricas, fica evidente que:

$$P_{(loss)-} + P_{(loss)0} = P_{(carga)-} + P_{(carga)0} = 5.537 \text{ W}$$

Ou seja, o montante de potência devolvido ao sistema pela carga, constituído pela soma das parcelas de potência de carga de sequência negativa e zero, é integralmente convertido em perdas técnicas. Na verdade, partindo-se da premissa de que os diversos tipos de fontes entregam, majoritariamente (e quase que totalmente), tensões equilibradas de sequência positiva com frequência fundamental, essa realidade não poderia ser diferente. Aparentemente, diante dos resultados obtidos através do exemplo numérico, fica o entendimento de que, para uma mesma magnitude de potência total, quanto maior o desequilíbrio de carga, maiores serão as perdas técnicas no sistema, assim como maior será a diferença entre a potência efetivamente utilizada pela carga e a potência total entregue pela fonte.

3 CAMPANHA DE MEDIÇÃO

Para avaliar os parâmetros de qualidade da energia elétrica, e mais especificamente os níveis de desequilíbrio de carga comumente encontrados nas redes de distribuição, foi realizada uma pequena campanha de medições em consumidores trifásicos da Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia visando uma análise estatística dos valores de desequilíbrio de corrente representativos dos diferentes consumidores de energia elétrica trifásicos. Assim, foram realizadas medições de 7 dias (1008 amostras de corrente com tempos de agregação de 10 minutos) em um total de 162 unidades consumidoras trifásicas.

O medidor utilizado na campanha de medições foi o equipamento AIW, fabricado pela Sigmasys Engenharia, mostrado na Figura 3-1.

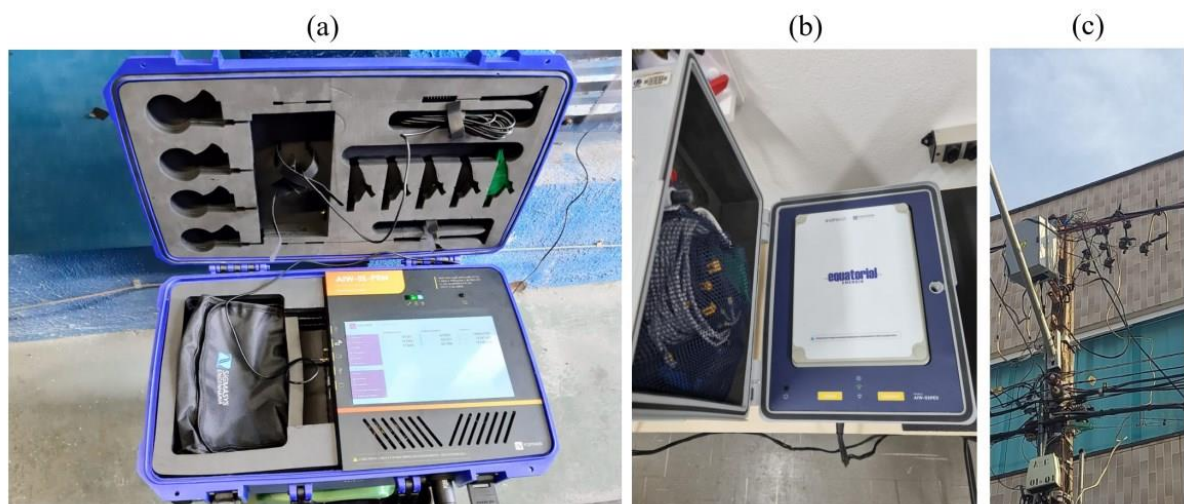


Figura 3-1 – Medidor utilizado na campanha de medição, (a) para consumidores do SDMT, (b) para consumidores do SDBT e (c) medidor instalado no poste.

A Figura 3-2 ilustra a topologia de ligação dos medidores durante a campanha de medições realizada.

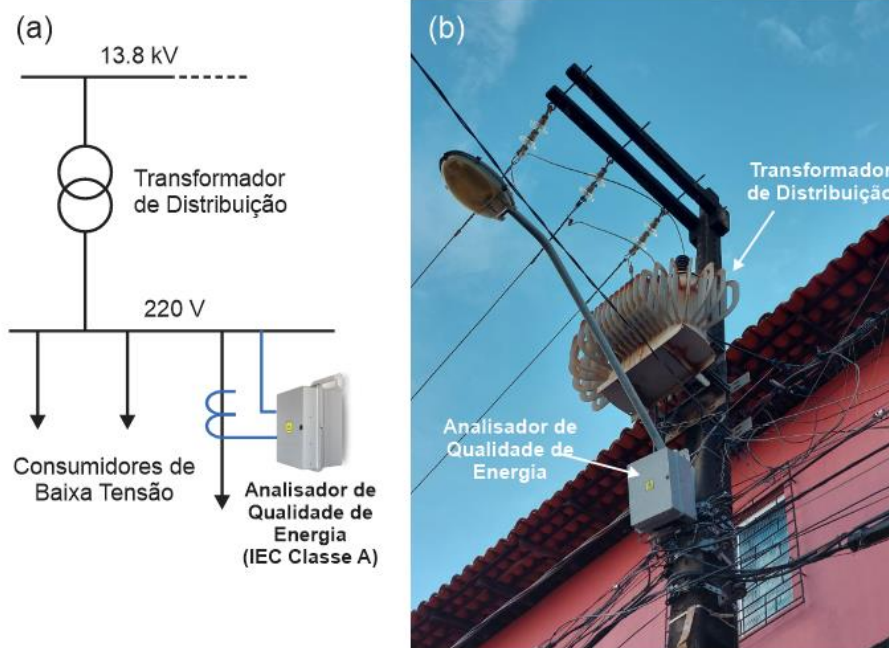


Figura 3-2 – (a) Esquema de conexão dos medidores e (b) foto ilustrativa de um dos pontos de medição.

3.1 Análise dos dados

O indicador para quantificação do desequilíbrio de carga considerou a metodologia das componentes simétricas, sendo que o fator de desequilíbrio de carga utilizado considera a relação entre a corrente de sequência negativa e a corrente de sequência positiva em cada ponto de monitoração.

Os resultados obtidos na campanha de medição revelaram que o fator de desequilíbrio de corrente (FD%) variou amplamente entre os consumidores trifásicos de baixa tensão. Essa variação abrangeu uma ampla faixa de valores, desde níveis muito baixos em certos momentos do dia, até valores próximos de 100%. Tal discrepância se deve, principalmente, à distribuição desigual das cargas nas diferentes fases do sistema. Isso resulta em correntes desequilibradas nas fases, o que impacta negativamente o sistema elétrico, conforme já explicado no capítulo anterior. Esse fenômeno é mais severo nas redes de baixa tensão, uma vez que as distribuidoras não possuem controle sobre a distribuição de cargas entre as diferentes fases dos circuitos de baixa tensão.

Todas as medições foram realizadas ao longo de um período de sete dias consecutivos, abrangendo dias úteis, sábados e domingos, com intervalos de agregação de 10 minutos. Isso totalizou 1008 registros de FD% para cada uma das medições realizadas. A Figura 3-3 ilustra,

embora de maneira visual e qualitativa, a vasta gama de amplitudes obtidas em todas as medições conduzidas.

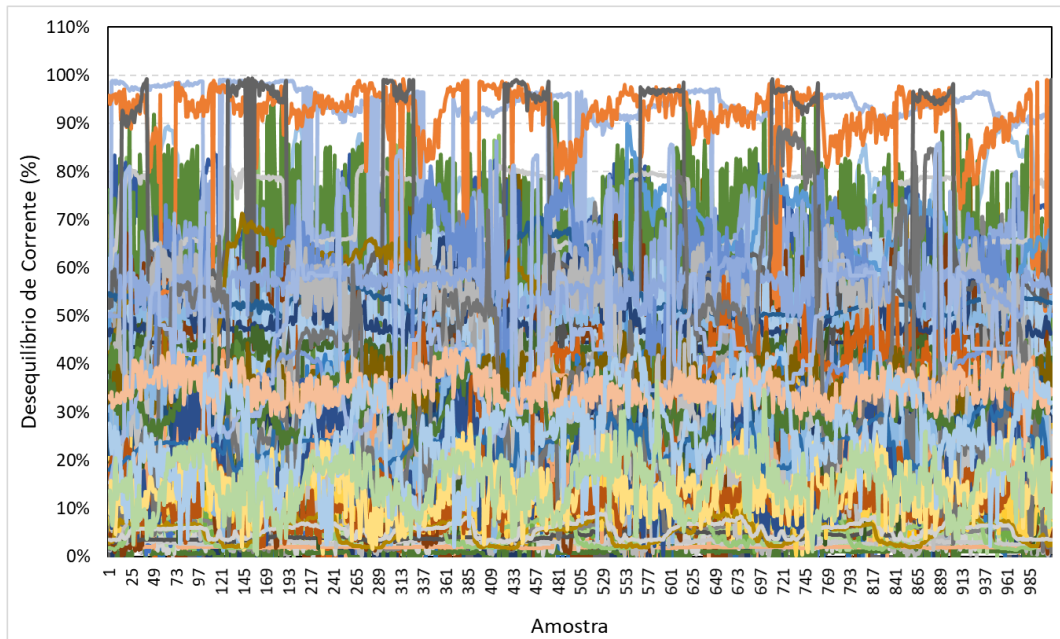


Figura 3-3 – Resultados das 162 medições realizadas, durante um período de sete dias consecutivos.

Visando uma análise mais quantitativa dos resultados, as Figura 3-4 e Figura 3-5 apresentam as estatísticas dos resultados obtidos na campanha de medições.

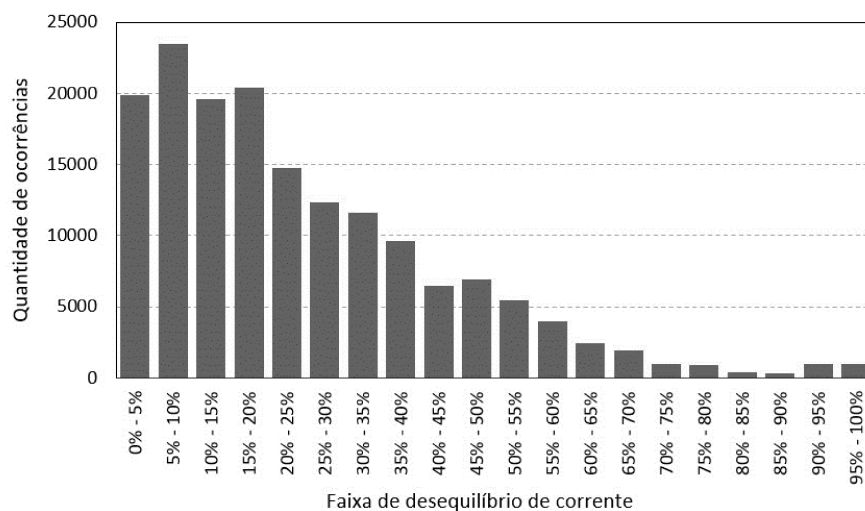


Figura 3-4 – Histograma de desequilíbrio de carga.

A análise do histograma apresentado na Figura 3-4 mostra que a maioria dos registros de 10 minutos de FD% situa-se nas faixas de amplitude inferiores a 20%. Porém, ainda assim,

são verificados diversos registros de FD% com magnitudes superiores a 50%, assim como algumas poucas medições com amplitudes de desequilíbrio de corrente superiores a 90%.

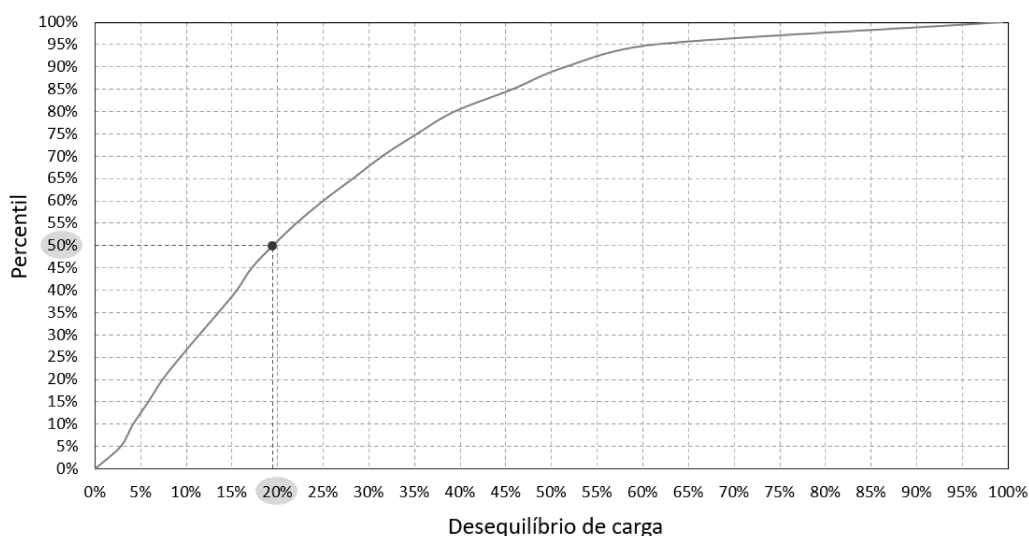


Figura 3-5 – Probabilidade cumulativa dos registros de FD%.

A curva de probabilidade cumulativa, apresentada na Figura 3-5, mostra, por exemplo, que aproximadamente metade dos registros de FD% apresentam amplitudes inferiores a 20%, ao mesmo tempo em que aproximadamente 90% dos registros de FD% apresentam valores inferiores a 50%.

Os resultados obtidos demonstram que as amplitudes de FD% atualmente observadas entre os consumidores trifásicos de baixa tensão podem ter um impacto significativo nos processos de medição de energia elétrica ativa e na composição das perdas técnicas. Esse desequilíbrio de corrente pode representar um aspecto de grande relevância nesses procedimentos.

O desequilíbrio de carga, como amplamente enfatizado, resulta em prejuízo às distribuidoras e aos consumidores. Um ponto negativo e extremamente relevante, neste contexto, é o aquecimento excessivo causado pelas correntes desequilibradas em componentes como transformadores e cabos, tendo como consequência a redução da vida útil desses equipamentos. Além disso, o desequilíbrio de carga contribui para a ineficiência energética, uma vez que correntes desnecessárias circulam nas fases desbalanceadas, resultando em aumentos de carregamento e incrementos de perdas técnicas.

Diante dos resultados da campanha de medição realizada, fica evidente a necessidade de uma melhor gestão dos desequilíbrios de carga, através de práticas contínuas por parte das distribuidoras visando a redução dos níveis de desequilíbrio de corrente, com consequente

atenuação de seus efeitos indesejados e onerosos. Isso pode ser alcançado por meio de ações contínuas de balanceamento de cargas ao longo dos circuitos de média e baixa tensão.

O capítulo seguinte apresenta uma análise do efeito dos desequilíbrios de carga na composição das perdas técnicas da distribuição, utilizando para esse propósito a modelagem e simulação de um circuito secundário de baixa tensão no software OpenDSS.

4 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Atualmente, a modelagem e simulação de sistemas reais de distribuição de energia elétrica tem se tornado uma tarefa cada vez mais simples e acessível. A base de dados geográficos das distribuidoras (BDGD) disponibiliza informações valiosas sobre a operação, manutenção, otimização e, principalmente, topologia dos sistemas de distribuição [39]. Os dados coletados pela BDGD das diferentes distribuidoras, podem ser empregados para criar modelos mais realistas e precisos no OpenDSS. Isso viabiliza simulações mais próximas da operação em tempo real e aprimora a compreensão do comportamento do sistema elétrico diante de variados cenários, incluindo desequilíbrios de carga.

O OpenDSS (Open Distribution System Simulator), desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (EPRI), é a ferramenta escolhida pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas da distribuição no Brasil. Este software realiza o fluxo de potência trifásico, no domínio da frequência, considerando-se diferentes patamares de carga, representados por diferentes horários e dias da semana.

É crucial reconhecer o impacto significativo do desequilíbrio de carga ao discutir as perdas técnicas. Esse impacto não se limita apenas ao aumento da corrente no condutor neutro, indo além do que é tratado no item III.9 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [7]. O desequilíbrio de carga também resulta na geração de componentes de sequência negativa, o que contribui para o aumento das perdas técnicas nas redes de distribuição. Mesmo em sistemas trifásicos de três fios (sem neutro), os desequilíbrios de carga provocam um incremento nas perdas técnicas devido às componentes de sequência.

Portanto, se justifica neste momento a ilustração do impacto dos desequilíbrios de carga no aumento das perdas técnicas de distribuição, utilizando a ferramenta OpenDSS. Para esse estudo, um sistema de teste extraído da BDGD [40] apresentado no Apêndice A foi empregado com o objetivo de analisar um sistema com características reais e avaliar o impacto real da variação do desequilíbrio de cargas.

4.1 O sistema elétrico teste

Para uma abordagem mais próxima da realidade, utilizou-se um trecho de circuito primário e um circuito secundário de distribuição extraídos da BDGD de uma determinada distribuidora de energia elétrica, conforme mostrado no Apêndice A (em maiores detalhes), assim como na Figura 4-1. Tal sistema, representa um alimentador de uma distribuidora, que

para fins didáticos foi simulado no OpenDSS, controlado via Python (utilizando-se a biblioteca py-dss-interface), para analisar o efeito do desequilíbrio de carga nas perdas técnicas. Como caso base, define-se a modelagem do sistema real, em que as impedâncias de sequência, assim como as capacitâncias, são calculadas por meio de estudos de constantes de linha, tendo a premissa que os dados dos cabos e a geometria da estrutura de rede são conhecidos.

De acordo com os dados obtidos através da BDGD e simulados no OpenDSS, o sistema analisado já apresenta um fator de desequilíbrio de carga igual a 13%, corroborando as constatações apresentadas por meio da campanha de medição no capítulo 3. Portanto, para uma avaliação mais aprofundada do impacto do desequilíbrio de corrente, as diversas cargas conectas aos circuitos de média e baixa tensão foram redistribuídas entre as fases de forma a se obter diferentes valores de fator de desequilíbrio de corrente, mantendo-se a potência ativa total praticamente constante em todos os casos analisados.

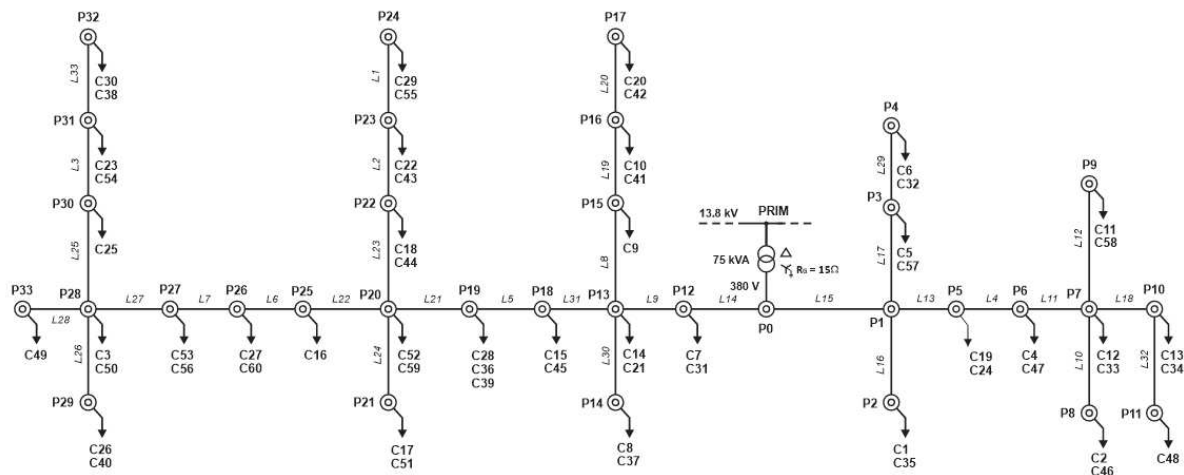


Figura 4-1 – Diagrama unifilar do sistema teste.

Para todos os propósitos deste estudo, a variação do desequilíbrio de carga foi efetuada alterando-se as fases de conexão das cargas de baixa tensão. Dessa maneira, o fator de desequilíbrio (FD) foi ajustado de forma a contemplar valores desde 0% até 60%. O fator de desequilíbrio de corrente (FD%) foi calculado no OpenDSS, através de um código Python específico, por meio da relação entre a corrente de sequência negativa e a corrente de sequência positiva (I_-/I_+). Para calcular o FD representativo de todo o sistema, foi utilizada a média dos fatores de desequilíbrios individuais. Como observado na Figura 4-2, manteve-se a potência ativa total praticamente inalterada para cada valor de fator de desequilíbrio considerado. Isso

garante que as variações de perdas técnicas, caso de fato existam, estejam unicamente associadas ao desequilíbrio de carga.

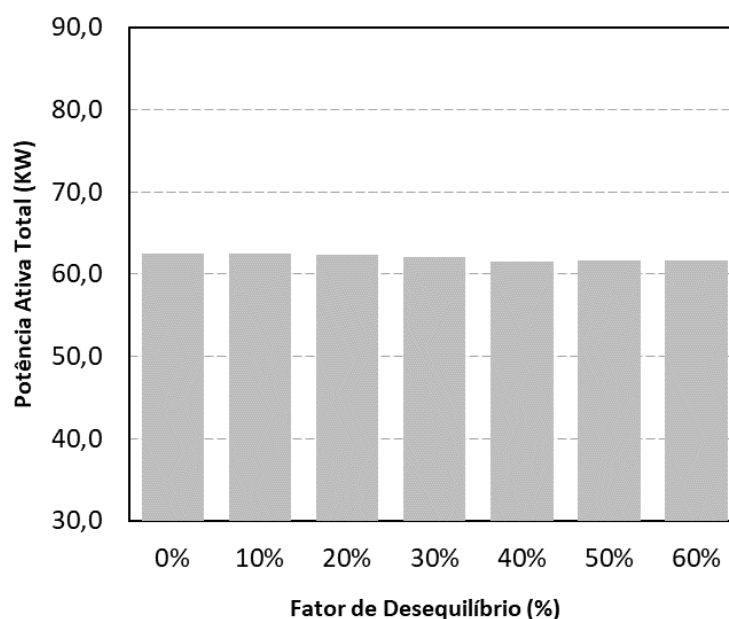


Figura 4-2 – Performance da potência ativa com a variação do desequilíbrio de carga.

A Tabela 4-1 mostra os diferentes valores de perdas técnicas obtidos para o sistema em estudo, considerando-se os diferentes níveis de desequilíbrio de carga utilizados.

Tabela 4-1 – Comportamento das perdas nos elementos de acordo com a variação do desequilíbrio de carga.

FD (%)	Ploss [KW]	Ploss Transformador [KW]	Ploss Total [KW]
0%	0,70	0,20	1,00
10%	0,80	0,20	1,00
20%	1,00	0,30	1,60
30%	1,10	0,40	1,70
40%	1,20	0,40	1,80
50%	1,30	0,40	2,00
60%	1,40	0,50	2,30

Na Tabela 4-1, as colunas Ploss [kW], Ploss Transformador [kW] e Ploss Total [kW] indicam as perdas de energia em diferentes componentes do sistema: redes de distribuição, transformadores e perdas totais, respectivamente. À medida que o fator de desequilíbrio de

carga (FD%) aumenta, as perdas também aumentam para esses componentes individuais e para as perdas totais.

Partindo para uma análise individual dos resultados, é importante notar que em condições de cargas perfeitamente equilibradas (FD = 0%), as perdas na rede são de 0,7 kW. Conforme o desequilíbrio de carga aumenta gradualmente, observa-se um aumento progressivo nas perdas técnicas na rede. Isso aponta para o fato de que o desequilíbrio de carga está contribuindo para um maior desperdício de energia nos circuitos, notadamente devido à imposição de fluxo de potência ativa de sequência negativa e zero, devolvidas ao sistema pelas cargas. A relação entre o desequilíbrio de carga e o aumento das perdas na rede de distribuição do sistema considerado fica totalmente evidente analisando-se os valores indicados na Tabela 4-1, assim como a Figura 4-3.

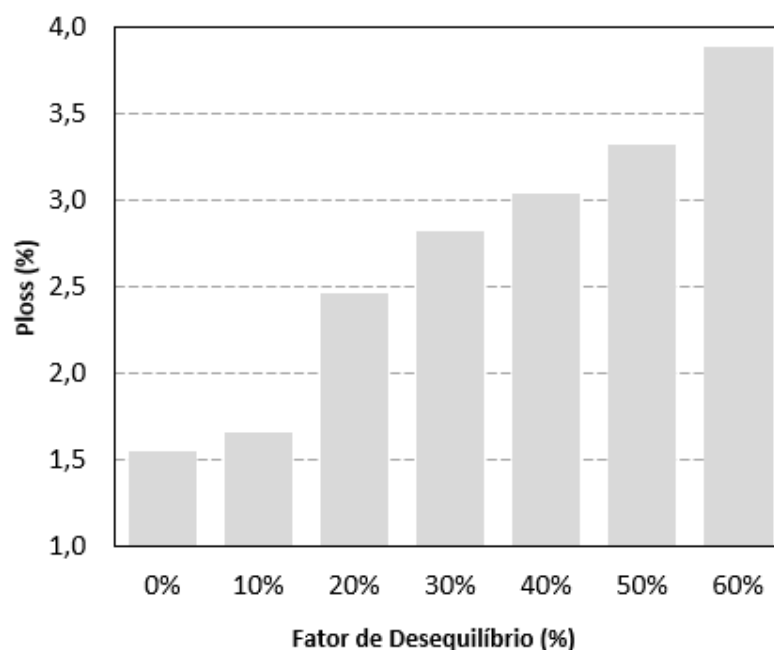


Figura 4-3 – Performance perdas percentuais do sistema com a variação do desequilíbrio de carga.

O crescimento das perdas percentuais mostradas na Figura 4-3 sugere uma relação diretamente proporcional entre o desequilíbrio de carga e as perdas técnicas no sistema.

Diante dessa constatação, o próximo capítulo faz um aprofundamento não somente na qualificação, mas principalmente na quantificação desse fato, considerando-se uma série de testes realizados em ambiente de laboratório.

5 TESTES DE LABORATÓRIO

Para uma análise mais abrangente acerca do impacto dos desequilíbrios de carga no montante de perdas técnicas nos circuitos elétricos, foram realizados testes de laboratório, visando uma análise mais assertiva sobre a questão. Para esse propósito, foi implementado um sistema de teste trifásico em laboratório (ambiente controlado), assim como a modelagem computacional, no domínio do tempo, desse mesmo *setup* laboratorial, utilizando-se o software *Matlab-Simulink*, com objetivo de se proporcionar uma base de comparação para os resultados obtidos nos testes. Adicionalmente, a estrutura de testes desenvolvida foi também utilizada para responder a uma questão ainda não abordada nesse trabalho: afinal, como os medidores utilizados para o faturamento da energia elétrica se comportam em condições de desequilíbrio de carga? Ou seja, considerando-se que as principais fontes de energia elétrica (grandes máquinas girantes) geram, via de regra, tão simplesmente tensões e correntes de frequência fundamental de sequência positiva, e que a carga desequilibrada recebe essa energia, realiza o trabalho necessário, e devolve para o sistema uma parcela de energia ativa de sequência negativa e zero, cujo único destino será o incremento das perdas no sistema, o que exatamente esses medidores medem? A potência total entregue pela fonte? Ou a potência líquida, representada pela diferença entre a potência ativa de frequência fundamental de sequência positiva e as parcelas de potência ativa de sequência negativa e zero devolvidas ao sistema?

5.1 Simulação computacional no domínio do tempo (base de comparação)

O circuito elétrico trifásico elementar, a quatro fios, mostrado na Figura 5-1 foi modelado no software *Matlab-Simulink* de tal forma que diferentes composições de impedâncias de carga (Z_a , Z_b e Z_c) possam ser utilizadas para obtenção de diferentes magnitudes de desequilíbrio de corrente. Assim, para o circuito em questão, foram consideradas impedâncias de linha e de neutro iguais a 1Ω e tensões da fonte perfeitamente equilibradas com magnitude de fase igual a $127 V_{rms}$. A resistência de aterramento (r_g) foi considerada igual a 50Ω . Para representar a carga foram consideradas as impedâncias de carga mostradas na Tabela 5-1. A composição de cargas, possibilita a variação do fator de desequilíbrio de carga em 10 diferentes, partindo de uma configuração inicial perfeitamente equilibrada até uma condição

extrema com um desequilíbrio de corrente (FD%) de 100%. Para todos os propósitos deste trabalho, o desequilíbrio de carga (FD%) foi calculado através da relação entre a corrente de sequência negativa e corrente de sequência positiva ($I-/I+$).

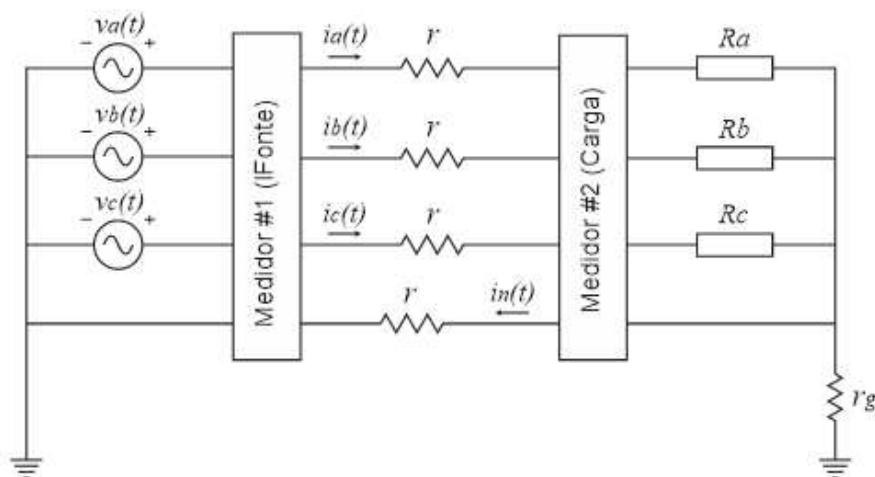


Figura 5-1 – Circuito elétrico implementado para a simulação computacional.

Tabela 5-1 – Composições das resistências de carga para cada valor desejado de desequilíbrio de corrente.

FD (%)	Resistência equivalente em cada fase do circuito		
	R_A	R_B	R_C
0	100 Ω	100 Ω	100 Ω
10	83.33 Ω	100 Ω	125 Ω
20	71.43 Ω	125 Ω	125 Ω
30	62.5 Ω	125 Ω	166.67 Ω
40	55.56 Ω	166.67 Ω	166.67 Ω
50	50 Ω	250 Ω	166.67 Ω
60	45.45 Ω	500 Ω	166.67 Ω
70	41.67 Ω	-	166.67 Ω
80	38.46 Ω	-	250 Ω
90	35.71 Ω	500 Ω	-
100	33.33 Ω	-	-

Adicionalmente, foram também modelados medidores de potência elétrica ativa tanto no lado da fonte (Medidor 1), quanto no lado da carga (Medidor 2). A Figura 5-2 ilustra o diagrama de blocos utilizado na modelagem dos medidores, tal como verificado nos diversos medidores eletrônicos de energia elétrica disponíveis no mercado, os quais consideram a potência ativa total como sendo a soma das médias das potências totais instantâneas em cada fase do circuito.

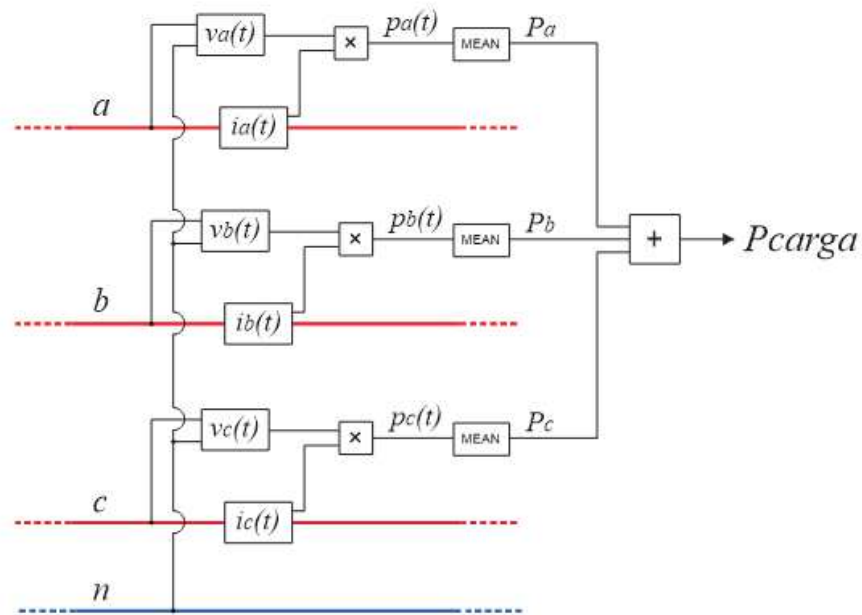


Figura 5-2 – Modelagem dos medidores de energia ativa implementado no *Simulink/Matlab*.

As perdas foram analisadas de acordo com a variação do desequilíbrio da carga trifásica conectada ao medidor 2. Os testes relacionados às simulações computacionais consideraram as mesmas topologias de cargas resistivas mostradas na Tabela 5-1.

Para tais simulações, a título de exemplificação numérica, uma carga com um $FD = 50\%$ implica em impedância da carga é de $R_a = 50 \Omega$, $R_b = 250 \Omega$ e $R_c = 166.67 \Omega$.

Em condições de desequilíbrio de carga, a tensão no neutro em relação à terra do sistema não é zero, de forma que uma parcela de potência ativa passa a fluir pelo neutro. E essa parcela de potência deve participar do balanço de potência do sistema.

Outro aspecto importante é que as potências de sequência zero e negativas na carga apresentam sinal negativo, pois representam parcelas de energia devolvidas ao sistema, incrementando as perdas no mesmo. Devido à presença do neutro, é introduzido um caminho (com impedância) para a circulação das correntes de sequência zero, o que conseqüentemente resulta em um aumento na potência de sequência zero devolvida ao sistema e, por conseqüência, nas perdas.

A Figura 5-3 mostra a estratificação das diferentes componentes de potência na carga para cada nível de fator de desequilíbrio de corrente considerado.

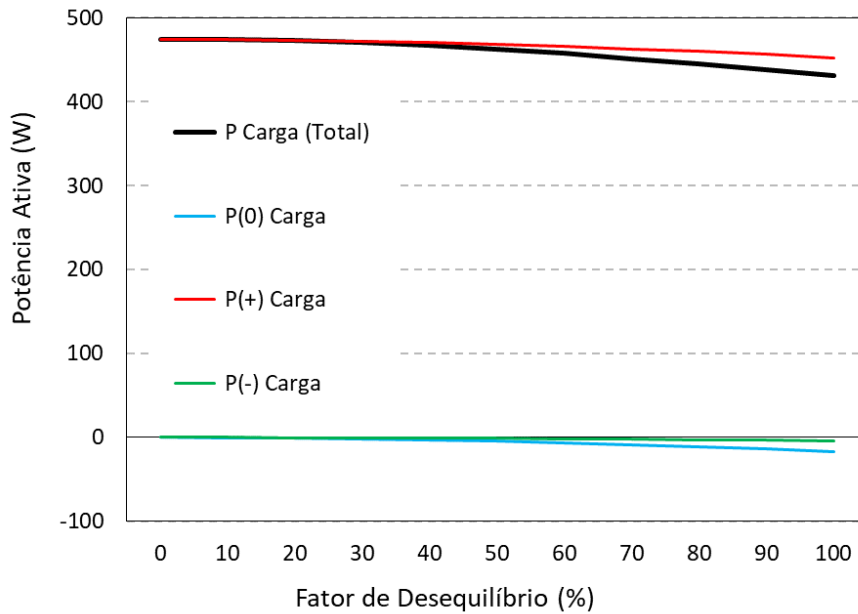


Figura 5-3 – Resposta da potência ativa simulada em relação ao desequilíbrio de corrente.

Finalmente, ainda considerando-se o sistema da Figura 5-1, as perdas técnicas no sistema foram quantificadas de forma estratificada, conforme mostrado na Figuras 5-4.

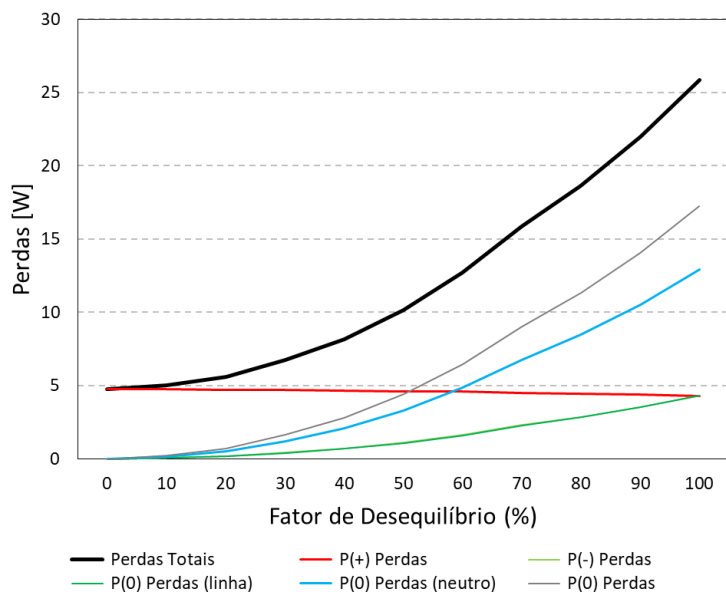


Figura 5-4 – Resposta das perdas em relação ao desequilíbrio de corrente.

A análise da Figura 5-4 mostra que quanto maior o nível de desequilíbrio de carga (mantendo-se a potência ativa total da carga constante), maiores serão as parcelas de potência de sequência negativa e zero devolvidas ao sistema e, conseqüentemente,

maiores serão as perdas técnicas nesse mesmo sistema. Na verdade, a Figura 5-4 mostra que as perdas técnicas crescem exponencialmente com o aumento dos níveis de desequilíbrio de carga.

5.2 Testes de laboratório

De forma complementar às simulações computacionais, foram também realizados testes de laboratório com o objetivo de validar os resultados obtidos através da modelagem computacional. O *setup* de testes utilizado, apresentado na

Compreende uma fonte de tensão programável, modelo CSW5500, fabricada pela *California Instruments*, dois medidores de parâmetros de qualidade da energia elétrica com padrão IEC classe A, modelo ION9000, fabricados pela Schneider Electric, utilizados na monitoração da potência entregue pela fonte, assim como pela potência utilizada pela carga. O diagrama esquemático apresentado na Figura 5-5 é incorporado no laboratório, como pode ser observado na Figura 5-6.

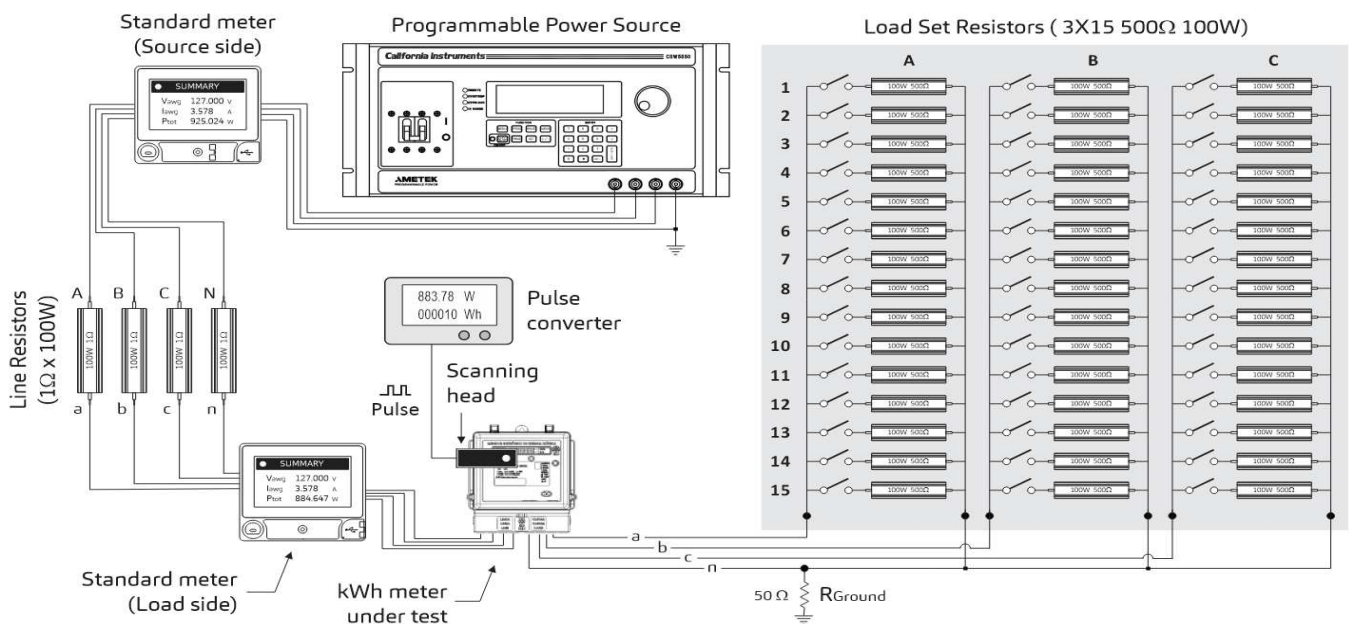


Figura 5-5 – Setup dos testes de laboratório.

Adicionalmente, o *setup* de testes em laboratório segue o mesmo *setup* das simulações computacionais que compreende um conjunto de quatro resistências de 1Ω x 100W para representação das linhas e do neutro e uma resistência de 50Ω x 100W para representação do caminho de terra. Porém, o conjunto de cargas é agora representado por um conjunto de 15 resistências chaveáveis de 500Ω x 100W, para

cada fase do circuito. As diferentes posições possíveis para cada uma das 45 (3 x 15) chaves utilizadas no circuito permitem a obtenção de diferentes níveis de desequilíbrio de corrente, conforme mostrado na Tabela 5-1, mantendo-se sempre constante a potência ativa de sequência positiva no lado da carga.

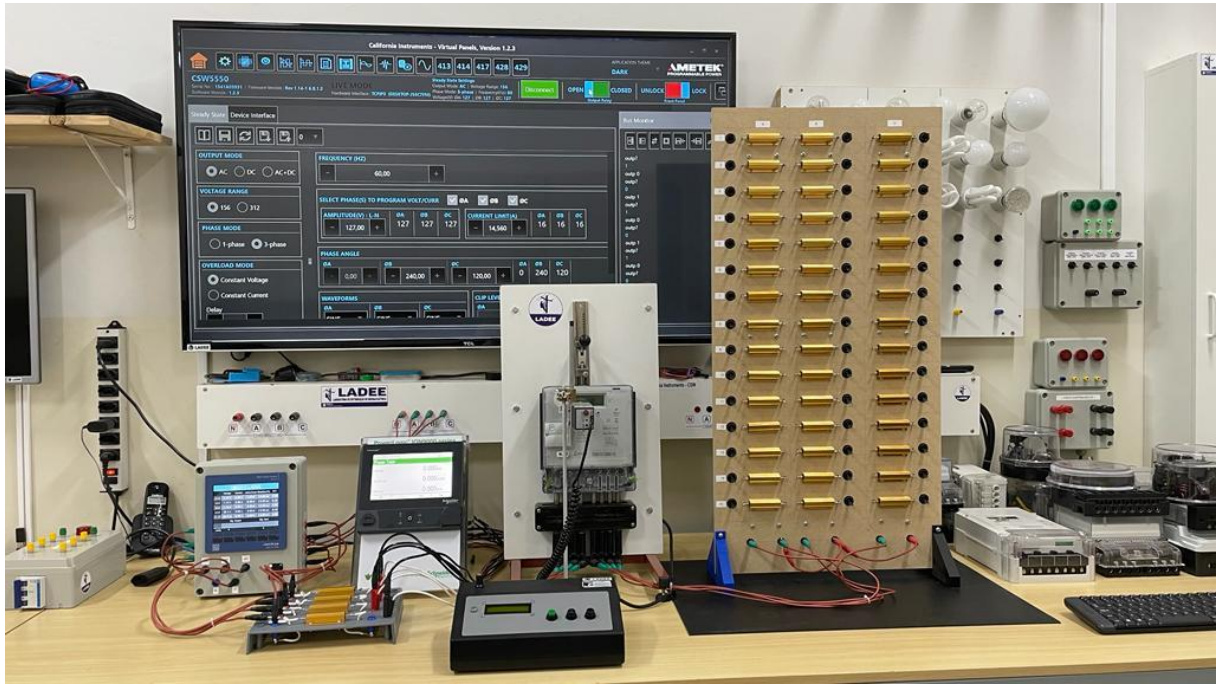


Figura 5-6 – Bancada de testes em laboratório.

A Tabela 5-2 complementa a Tabela 5-1, indicando a quantidade de resistores de 500Ω ligados em cada uma das fases do circuito, com o objetivo de se obter a mesma estratificação de fatores de desequilíbrio considerados nas simulações mostradas no tópico anterior.

Tabela 5-2 – Composições das resistências de carga para cada valor desejado de desequilíbrio de corrente.

FD (%)	Quantidade de resistores ligados em cada fase			Resistência equivalente em cada fase do circuito		
	A	B	C	R_A	R_B	R_C
0	5	5	5	100 Ω	100 Ω	100 Ω
10	6	5	4	83.33 Ω	100 Ω	125 Ω
20	7	4	4	71.43 Ω	125 Ω	125 Ω
30	8	4	3	62.5 Ω	125 Ω	166.67 Ω
40	9	3	3	55.56 Ω	166.67 Ω	166.67 Ω
50	10	2	3	50 Ω	250 Ω	166.67 Ω
60	11	1	3	45.45 Ω	500 Ω	166.67 Ω
70	12	0	3	41.67 Ω	-	166.67 Ω
80	13	0	2	38.46 Ω	-	250 Ω
90	14	1	0	35.71 Ω	500 Ω	-
100	15	0	0	33.33 Ω	-	-

A Figura 5-7 mostra os resultados obtidos dos testes de laboratório, no que diz respeito à composição da carga registrada em termos de suas componentes de sequência, mantendo-se sempre constante a potência ativa total de sequência positiva. Os registros das componentes de potência de sequência positiva, negativa e zero foi realizado diretamente pelos medidores ION9000, tanto no lado da carga quanto no lado da fonte, através de recursos específicos disponibilizados por esses medidores.

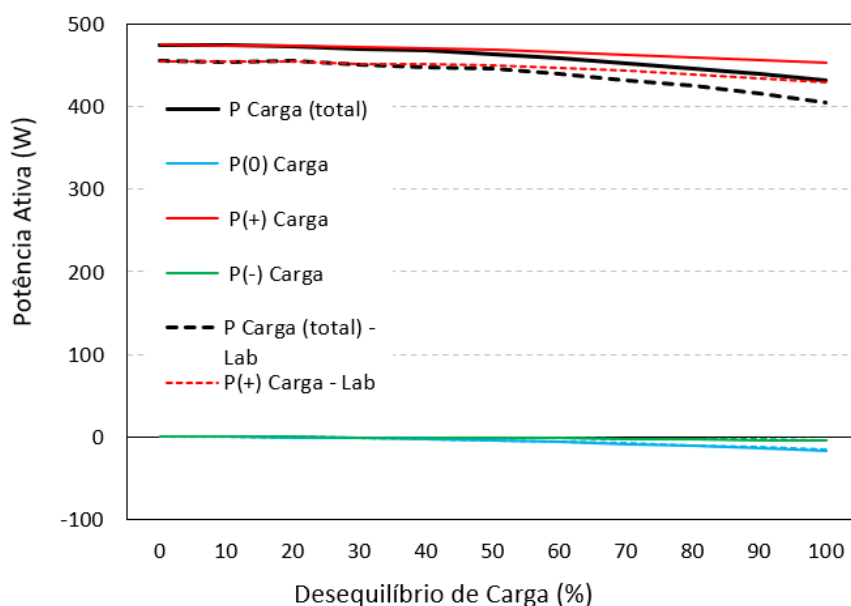


Figura 5-7 – Resposta da potência ativa medida em relação ao desequilíbrio de corrente.

Os resultados mostrados na Figura 5-7 demonstram que um aumento linear nos níveis de desequilíbrio de corrente (ou de carga), promove uma redução exponencial na potência ativa líquida registrada na carga. Ao mesmo tempo, os resultados mostrados na Figura 5-8 demonstram que o mesmo aumento linear nos níveis de desequilíbrio de corrente promove um crescimento exponencial nas perdas técnicas do circuito, aumentando em mais de 5 vezes as perdas técnicas registradas/simuladas em relação à situação hipotética de carga perfeitamente equilibrada ($FD\% = 0$). Os maiores incrementos das perdas totais estão relacionados com as parcelas de perdas de sequência zero (da linha e do neutro), bem como também das perdas de sequência negativa.

Os resultados obtidos, seja através de simulação computacional ou testes de laboratório, não deixam dúvidas quanto ao impacto relevante que os desequilíbrios de corrente apresentam sobre a potência registrada nas cargas, assim como sobre as perdas técnicas dos sistemas elétricos.

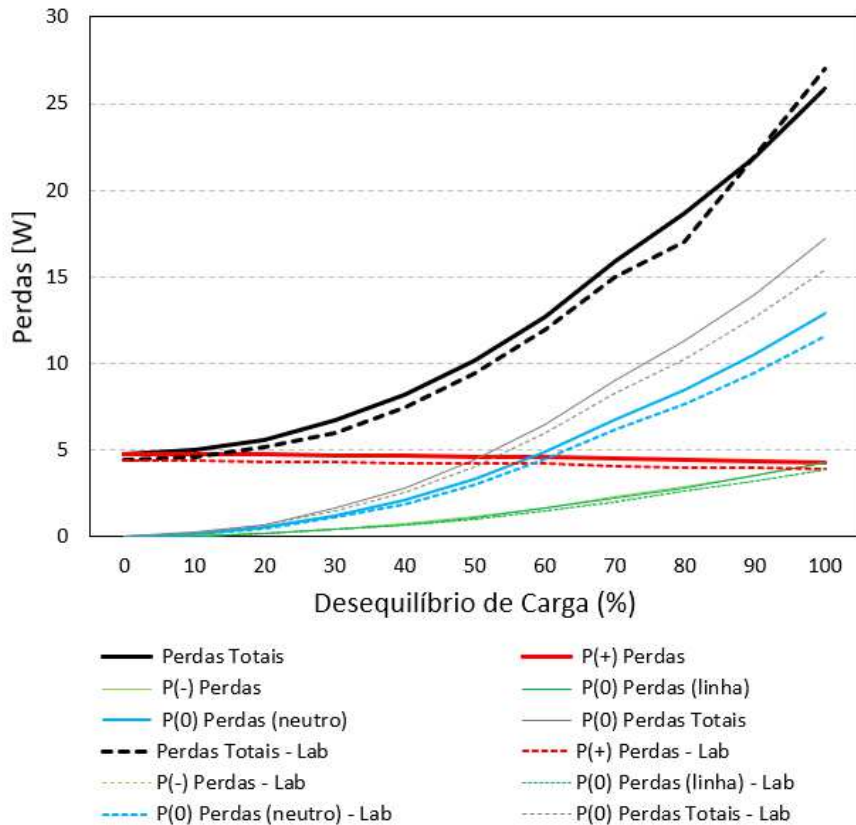


Figura 5-8 – Resposta das perdas em relação ao desequilíbrio de corrente.

Nesse momento, portanto, a grande questão a ser respondida é o que exatamente os diferentes medidores de energia elétrica ativa medem em condições desequilibradas? Se esses medidores registrarem, para efeito de faturamento, a potência ativa fundamental de sequência positiva, como sugerido pela Std. IEEE 1459 [22], as perdas técnicas serão faturadas na própria origem e não necessitarão ter os seus custos repassados para os diversos consumidores em cada área de concessão da distribuição. Caso contrário, o montante de perdas técnicas associado às componentes de perda de sequência negativa e zero, decorrentes do desequilíbrio de carga promovido pelos consumidores, deverá ser integralmente repassado aos consumidores através de ajustes em suas tarifas de energia elétrica. O tópico seguinte será totalmente dedicado à resposta a essa questão fundamental.

5.3 Sistemas de medição e performance dos medidores de faturamento

Os medidores de faturamento desempenham um papel fundamental para as empresas distribuidoras de energia elétrica, uma vez que a correta quantificação da potência ativa consumida terá um impacto direto no faturamento dessas empresas.

Para análise da performance de diferentes medidores de energia elétrica ativa operando sob condições desequilibradas, utilizou-se o mesmo *setup* de laboratório mostrado na Figura 5-5, no qual o padrão de comparação utilizado é representado por um medidor IEC Classe A localizado no lado da carga, juntamente com o medidor sob teste. Para esse propósito, foram testados 7 (sete) diferentes medidores de faturamento de energia elétrica ativa, disponíveis no mercado para atendimento a consumidores de baixa tensão, os quais foram submetidos a testes específicos de calibração, em condições de carga desequilibrada, visando a análise de conformidade em relação à Std. IEEE 1459 [22].

Cada medidor foi submetido a onze diferentes condições de desequilíbrio de carga, considerando valores de FD% variando de 0,0% a 100%, em incrementos de 10%. A composição de carga para obtenção de cada um desses valores de desequilíbrio de corrente foi exatamente a mesma indicada na Tabela 5-1. Considerando como referência de comparação a potência ativa fundamental de sequência positiva, como sugerido pela Std. IEEE 1459 [22], observou que, conforme mostrado na Figura 5-9, os medidores testados apresentam erros maiores do que sua classe de precisão respectiva (neste caso, igual a $\pm 1,0\%$) para níveis de desequilíbrio de corrente superiores a 40% (o que representa mais de 20% dos registros obtidos, conforme mostrado na Figura 3-4(b)). Os gráficos mostrados na Figura 5-9 apresentam os resultados das relações entre a potência ativa efetivamente registrada por cada medidor e a potência ativa fundamental de sequência positiva registrada pelo medidor padrão. Os medidores são representados em termos de letras e números, sendo que as letras representam o fabricante e os números o modelo do medidor.

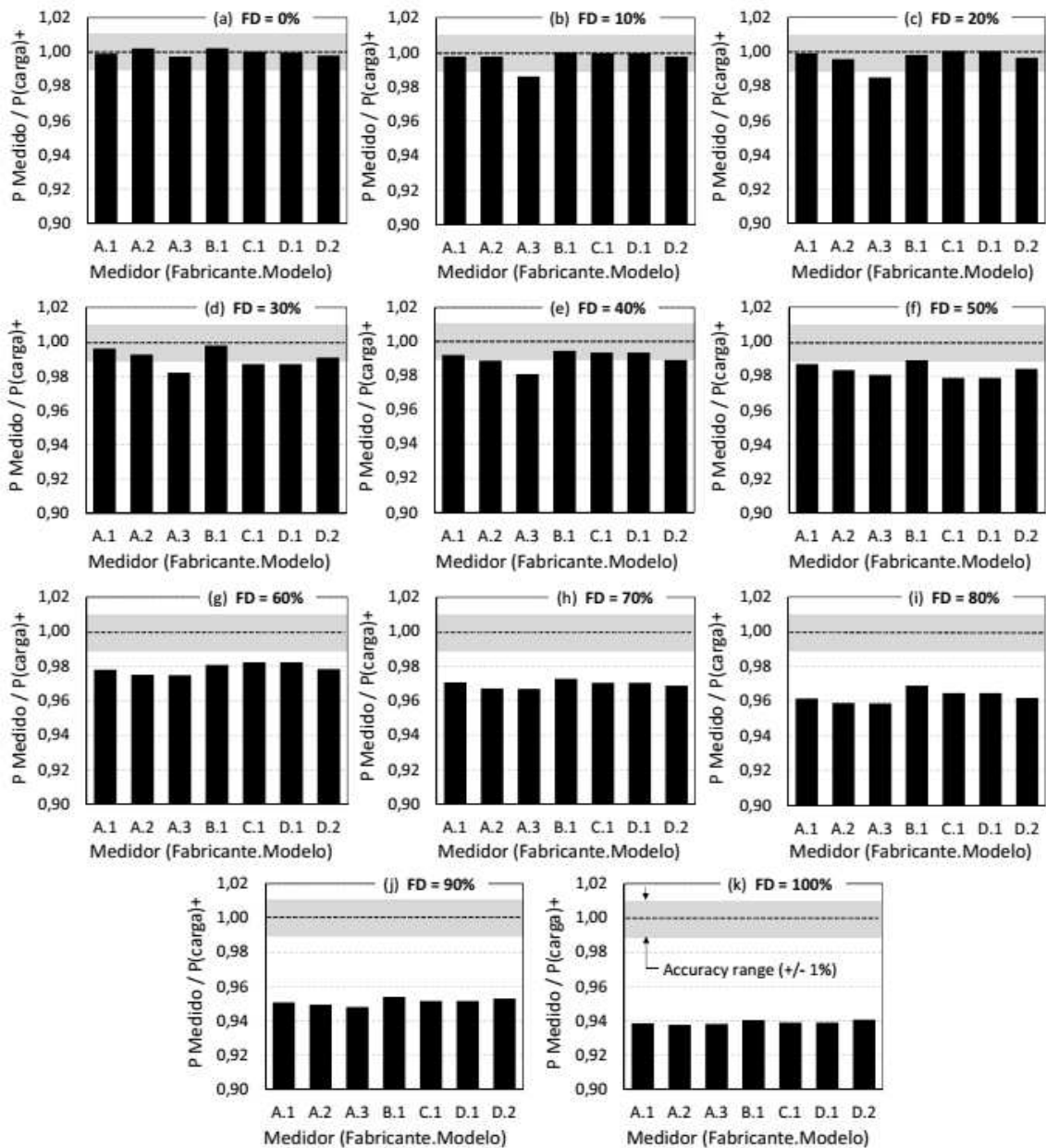


Figura 5-9 – Resultados dos testes de desempenho realizados em sete diferentes medidores de energia elétrica ativa.

A Figura 5-10, por sua vez, apresenta o desempenho de cada medidor para cada um dos valores de FD% considerados nos testes.

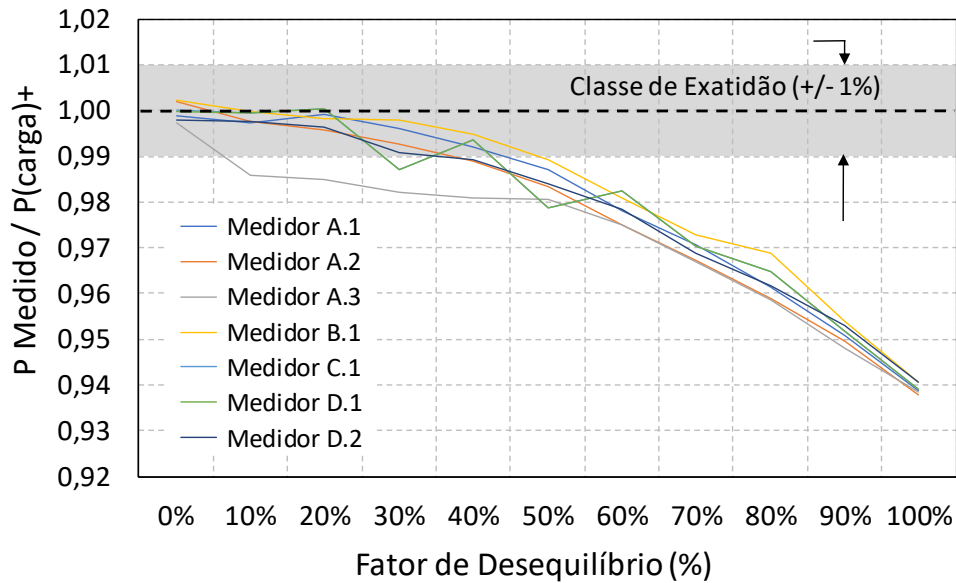


Figura 5-10 – Desempenho dos medidores para diferentes valores de FD%.

Os resultados obtidos, conforme ilustrado nas Figura 5-9 e Figura 5-10, não deixam dúvidas quanto ao fato de que os medidores trifásicos atualmente disponíveis no mercado e utilizados na faturação de consumidores de energia mensuram (sob condições de carga desequilibrada) a diferença entre a energia ativa fundamental da sequência positiva e a soma das energias ativas das sequências negativa e zero, devolvidas ao sistema pelas cargas desequilibradas. A análise da Figura 5-10(b) destaca que as diferenças obtidas para níveis de desequilíbrio de corrente de apenas 10% resultam em erros maiores do que a classe de exatidão de um dos medidores testados (Medidor A.3). Além disso, as diferenças obtidas para níveis de desequilíbrio de corrente a partir de 40% representam erros de medição superiores às classes de exatidão de todos os medidores testados.

Finalmente, também é importante ressaltar as diferenças máximas de leitura registradas entre os diferentes medidores para cada nível de desequilíbrio de corrente considerado. Nesse sentido, a Figura 5-11 mostra que os máximos desvios verificados foram até sete vezes maiores do que a classe de exatidão dos medidores (1%). Os desvios entre os valores registrados pelos diferentes medidores foram menores do que suas respectivas classes de exatidão somente sob a condição de carga perfeitamente equilibrada (FD = 0,0%). Esses resultados mostram que, sob condições de carga desequilibrada, há uma falta de equidade na medição da eletricidade entre diferentes consumidores.

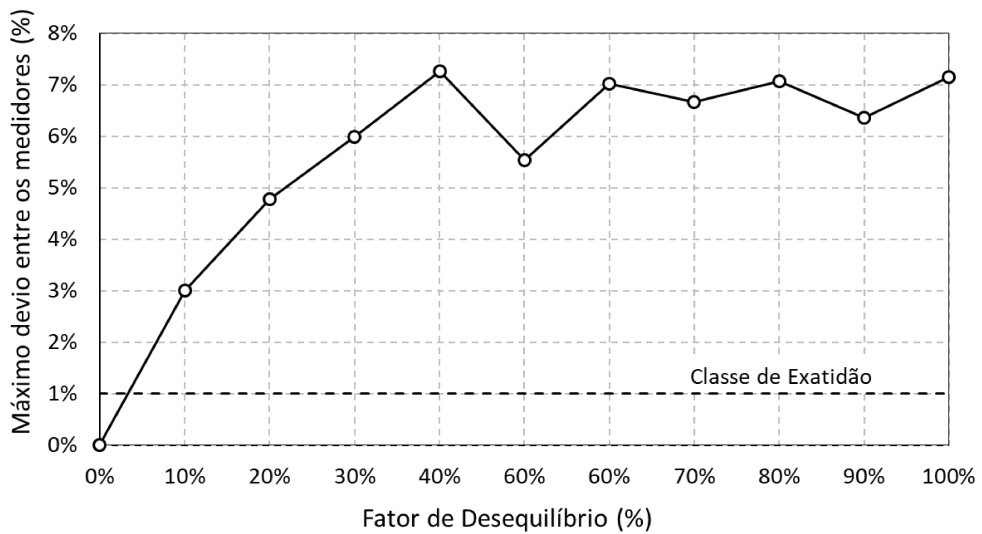


Figura 5-11 – Máximos erros entre medidores.

Além dos resultados apresentados até o momento, a Figura 5-12 exibe os resultados obtidos para cada um dos medidores testados, considerando os valores de potência ativa medidos pelos medidores e os valores de potência ativa das sequências positiva, negativa e zero registrados pelo medidor padrão instalado no lado da carga, conforme mostrado na Figura 5-6.

A análise da Figura 5-12 destaca que, para cada nível de FD% considerado, a potência efetivamente medida pelos diferentes medidores testados (P_{Medido}) é igual à diferença entre a potência ativa da sequência positiva e a potência ativa das sequências negativa e zero gerada pela carga ($P_{(carga)-}$ e $P_{(carga)0}$), de tal maneira que:

$$P_{Medido} = P_{(carga)+} + P_{(carga)-} + P_{(carga)0} \quad (5.1)$$

Em $P_{Medido} \leq P_{(carga)+}$, os componentes $P_{(carga)-}$ e $P_{(carga)0}$ possuem um sinal negativo, pois são gerados pela carga e retornam ao sistema e têm como único destino possível o incremento das perdas.

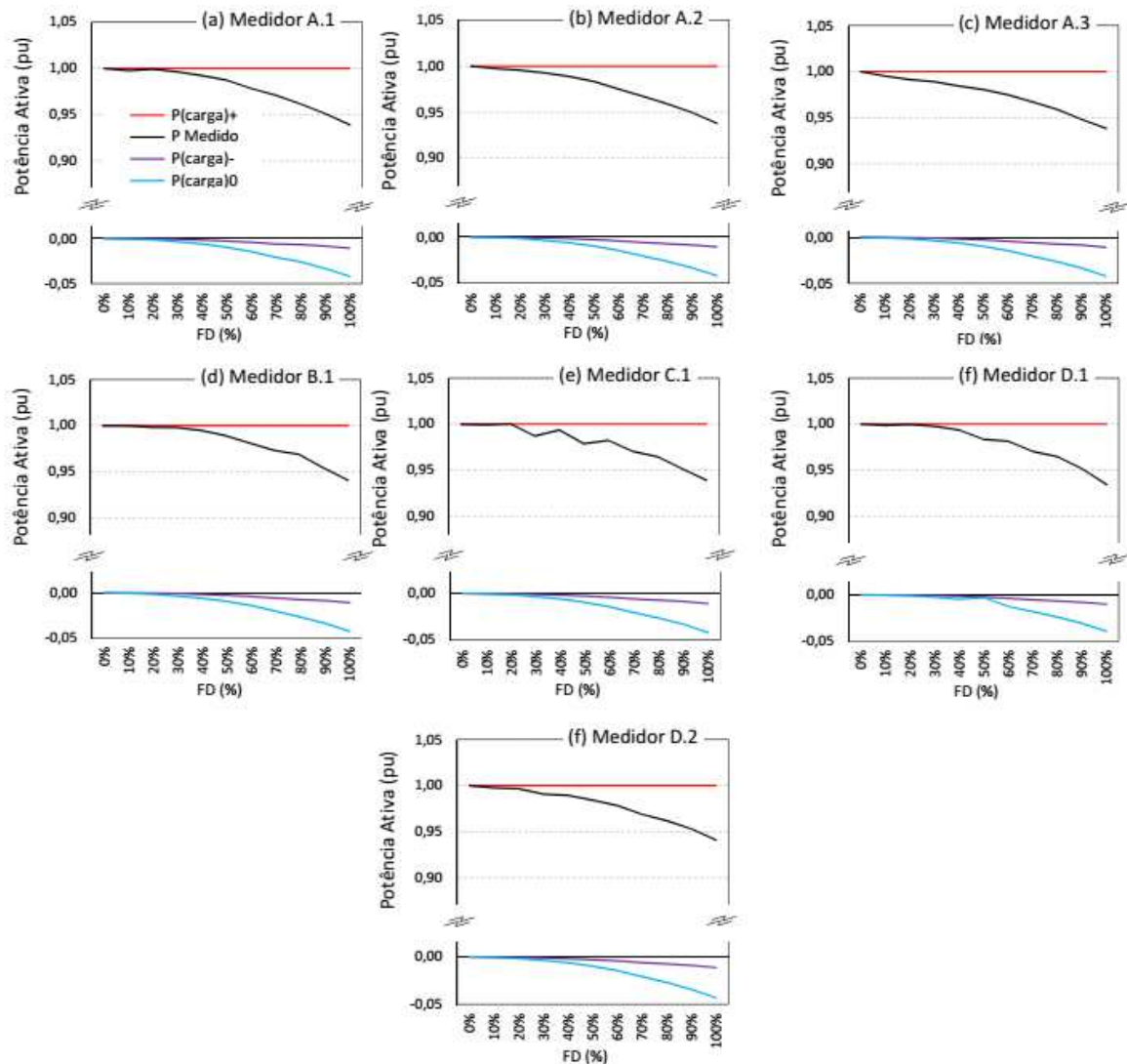


Figura 5-12 – Balanço de potência resultante para os medidores testados.

Diante dos resultados obtidos, uma melhor caracterização dos tipos de consumidores presentes no sistema elétrico brasileiro proporcionaria análises de grande interesse. Nesse sentido, no Brasil, com base no Anuário Estatístico de Energia Elétrica do ano de 2022 divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), existem 86,9 milhões de consumidores, conforme avaliado em dezembro de 2021, distribuídos em quatro classes distintas. A classe residencial concentra a maioria dos consumidores, com 75,2 milhões, seguida pela classe comercial, com 5,8 milhões, a classe rural, com 4,4 milhões, e, por fim, as demais classes, que somam 1,5 milhões de consumidores [41]. A estratificação dos consumidores brasileiros é mostrada na Figura 5-13.



Figura 5-13 – Percentual de consumidores por classe [43].

Existem 105 distribuidoras de energia elétrica distribuídas pelos 26 estados e o Distrito Federal, totalizando 27 unidades federativas no Brasil. Os medidores de faturamento, sejam monofásicos, bifásicos ou trifásicos, são dispositivos utilizados para medir e registrar o consumo de energia elétrica de um consumidor. A principal diferença entre esses tipos de medidores está na quantidade de fases utilizada no processo de medição. Durante a avaliação dos medidores apresentados neste capítulo, analisou-se o desempenho dos medidores trifásicos sob condições de carga desequilibrada. No entanto, uma dúvida que persiste é: qual é o impacto das diferenças mostradas no tópico anterior para cada um dos consumidores? Para responder a essa pergunta, foram extraídas da BDGD informações de duas distribuidoras sobre a porcentagem de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos conectados aos sistemas de distribuição.

Assim, tomando-se como exemplo a distribuidora Energisa Tocantins (ETO), tem-se que a mesma atende 677.820 unidades consumidoras, com 139 municípios abrangendo 1,5 milhões de população atendida, estratificados em 595.000 consumidores monofásicos, 39.000 bifásicos e 42.000 consumidores trifásicos, esses últimos representando 6% dos medidores utilizados na distribuidora. A estratificação dos tipos de consumidores da distribuidora em questão é mostrada na Figura 5-14.

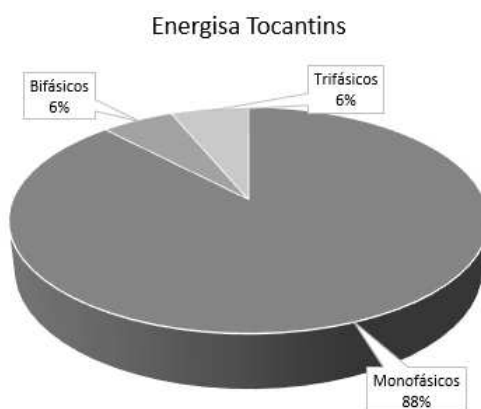


Figura 5-14 – Percentual dos tipos de medidores de faturamento da Energisa Tocantins.

Como pode ser observado, os consumidores monofásicos e bifásicos compreendem a quase totalidade (94%) dos consumidores da distribuidora analisada, o que corrobora para o aumento dos desequilíbrios de carga nas redes de distribuição, aumentando exponencialmente as perdas técnicas da distribuidora. Ao mesmo tempo, o processo de medição da energia elétrica dos medidores trifásicos, com a medição da energia líquida (conforme mostrado no tópico anterior), faz com que a parcela de perdas de sequência negativa e zero produzidas por esses consumidores, apesar de incrementar as perdas técnicas da distribuição, estarão automaticamente consideradas nas parcelas de perdas não técnicas, uma vez que os estudos de fluxo de carga regulamentados pela ANEEL tratam todos os consumidores trifásicos de forma equilibrada.

Outro exemplo considera a distribuidora Equatorial Maranhão, a qual atende 2,6 milhões de unidades consumidoras, com 217 municípios abrangendo 7 milhões de habitantes. Possui 2,4 milhões de medidores monofásicos, apenas 180 bifásicos e 152 mil trifásicos, que também representa 6% dos medidores de faturamento da distribuidora. A estratificação dos tipos de consumidores da distribuidora é mostrada na Figura 5-15. Também para essa distribuidora, valem as mesmas análises e conclusões apresentadas para a distribuidora Energisa Tocantins (ETO).

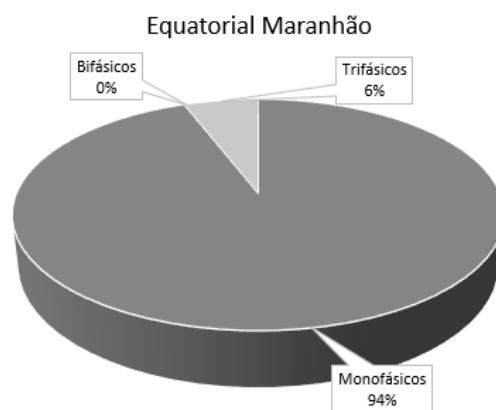


Figura 5-15 – Percentual dos tipos de medidores de faturamento da Equatorial Maranhão.

5.3.1 Discussões sobre os resultados obtidos

A ANEEL estabelece regras e regulamentos [4], [42], [43] que determinam como as perdas técnicas da distribuição devem ser calculadas (ou medidas). O processo de cálculo das perdas técnicas, especificamente, através de estudos de fluxo de potência utilizando-se o software OpenDSS (utilizado pela ANEEL para esse propósito), considera em seus modelos

apenas a frequência fundamental do sistema, assim como considera também que todas as cargas trifásicas são equilibradas. Com isso, a energia fisicamente devolvida ao sistema pelas cargas desequilibradas (assim como ocorre no caso das cargas não-lineares), caracterizadas por parcelas de energia de sequência negativa e zero, acabam sendo erroneamente alocadas na parcela de perdas não-técnicas das distribuidoras, as quais não são integralmente reconhecidas na composição das tarifas de energia elétrica.

Em relação aos sistemas de medição, conforme demonstrado, os medidores de faturamento de energia ativa registram a diferença entre a quantidade de energia ativa fundamental de sequência positiva e a soma das parcelas de energia ativa de sequências negativa e zero. Além disso, nessas condições, apresentam desvios de leitura superiores às suas respectivas classes de medição, assim como apresentam desvios significativos quando comparados diferentes medidores (de diferentes fabricantes e modelos), ainda que monitorando um mesmo sinal de tensão e corrente desequilibrada.

Em suma, os resultados obtidos neste estudo destacam o caráter de urgência que deve ser dado pelas diversas agências reguladoras e laboratórios de metrologia em todo o mundo visando a definição de protocolos de medição de energia elétrica ativa para efeito de faturamento de consumidores de energia elétrica. Em verdade, por mais incrível que possa parecer, a energia elétrica é uma das poucas grandezas elétricas (possivelmente a única) para a qual ainda hoje não existe um protocolo de medição específico, utilizado a nível mundial.

6 CONCLUSÕES

Considerando-se as análises e estudos realizados nesse trabalho, relacionados ao impacto do desequilíbrio de carga nas perdas técnicas da distribuição, assim como no processo de medição da energia elétrica, considera-se essencial, neste momento, sintetizar os principais aspectos, contribuições e avanços obtidos ao longo da pesquisa.

O capítulo 1 foi destinado à contextualização do tema central deste trabalho, abordando as teorias fundamentais relacionadas à energia ativa em condições de desequilíbrio de carga, evidenciando-se que nos sistemas de distribuição de energia elétrica, as componentes de corrente (e, conseqüentemente, de tensão) de seqüência negativa e zero, são unicamente geradas pelas cargas desequilibradas, incluindo-se o efeito da conexão de cargas monofásicas ou bifásicas, quando analisadas a partir da derivação do circuito trifásico de distribuição. Nesse mesmo contexto, foi demonstrado que essas cargas desequilibradas, após a utilização da parcela de energia de seqüência positiva na frequência fundamental (entregue ao sistema pelos diferentes geradores de energia elétrica) devolvem para a rede de distribuição uma parcela de energia associada à soma das energias ativas das seqüências negativa e zero, as quais possuem como grande consequência o aumento das perdas técnicas nos sistemas elétricos. Adicionalmente, destacou-se o impacto dos desequilíbrios de carga no processo de medição da energia elétrica ativa, sendo demonstrado de forma analítica, computacional e prática, que os diferentes medidores de energia elétrica ativa medem, na verdade, a diferença entre a energia ativa total de seqüência positiva (disponibilizada ao sistema pelos geradores) e as parcelas de energia ativa de seqüência negativa e zero, devolvidas ao sistema pelas cargas desequilibradas.

O capítulo 2 apresentou os fundamentos teóricos referentes aos desequilíbrios de carga e seus impactos em relação às perdas técnicas da distribuição e ao processo de medição de energia elétrica. Nesse capítulo foram apresentadas as diferentes formulações existentes para a quantificação dos desequilíbrios de carga, assim como uma comparação direta entre essas formulações, ficando evidente que a relação entre as correntes de seqüência negativa e zero, é a única das formulações encontradas na literatura que representa o real significado físico do fenômeno dos desequilíbrios de carga. Foram apresentados, também, exemplos numéricos contemplando circuitos trifásicos elementares, com a intenção de demonstrar o impacto do desequilíbrio de carga no incremento das perdas técnicas nas redes elétricas.

No capítulo 3, foram mostrados os resultados adquiridos por meio de uma campanha de medição conduzida na distribuidora de energia elétrica do estado do Maranhão, envolvendo

162 consumidores de baixa tensão trifásicos, a qual demonstrou que os níveis de desequilíbrio de corrente em consumidores trifásicos de baixa tensão são muito significativos, reforçando a necessidade de se entender como os diferentes medidores de energia elétrica se comportam no processo de medição da energia elétrica ativa nessas condições, de forma a garantir a isonomia necessária entre diferentes consumidores. Os resultados obtidos experimentalmente, no capítulo 5, mostraram que, em condições desequilibradas, diferentes medidores podem divergir em mais de 7% o valor da leitura para níveis de desequilíbrio de carga da ordem de apenas 40%.

O capítulo 4 apresentou um estudo de simulação computacional, utilizando-se o software OpenDSS (utilizado pela ANEEL como motor de cálculo das perdas técnicas da distribuição), utilizando-se os dados de um circuito secundário de baixa tensão específico, extraído da BDGD de uma determinada distribuidora de energia elétrica brasileira. Assim, para reforçar as conclusões apresentadas ao longo dos capítulos anteriores, as simulações realizadas consideraram uma variação do fator de desequilíbrio de carga em intervalos de 10%, desde uma configuração inicial perfeitamente equilibrada até uma condição com desequilíbrio de corrente igual a 60%, que é uma ocorrência frequentemente encontrada nas distribuidoras brasileiras, conforme mostrado pela campanha de medição realizada. Assim, de acordo com os resultados obtidos, foi possível comprovar que, mantendo-se a potência ativa de sequência positiva praticamente constante (para se ter uma mesma base de comparação), as perdas técnicas do sistema aumentam de forma exponencial de acordo com o aumento do desequilíbrio de carga do sistema.

Essa constatação foi também comprovada em laboratório, através de realização de testes práticos, conforme mostrado no capítulo 5. Adicionalmente, ainda em relação aos testes de laboratório, demonstrou-se que os diferentes medidores de energia elétrica ativa medem a diferença entre a energia ativa fundamental da sequência positiva e a soma das energias ativas das sequências negativa e zero. Como tal, utilizando a potência fundamental da sequência positiva como referência de comparação, conforme sugerido pela norma IEEE 1459 [22], os desvios verificados em alguns medidores testados, foram maiores do que as suas respectivas classes de precisão ($\pm 1,0\%$), ainda que considerando-se um fator de desequilíbrio de corrente de apenas 10%. Esses resultados sugerem urgência na revisão dos protocolos de medição de energia ativa em todo o mundo. Dessa forma, além dos desvios já amplamente difundidos nos processos de medição da energia elétrica em condições distorcidas, ressalta-se que as componentes de sequência negativa e zero, produzidas pelo desequilíbrio de carga, promovem os mesmos desvios no processo de medição da energia elétrica ativa. Nesse contexto, torna-se importante destacar a existência de protocolos mundialmente aceitos e utilizados para

quantificação das mais variadas grandezas e fenômenos elétricos como, tensão, corrente, distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e corrente, flutuações de tensão, variações de tensão de curta duração, entre outros, ao mesmo tempo em que não se encontra definido nenhum protocolo específico para a medição da energia elétrica.

Finalmente, com base nos resultados deste trabalho, sugere-se que pesquisas futuras, de forma complementar, abordem a definição de protocolos para medição da energia elétrica, assim como a aplicação dos conceitos e das questões aqui abordadas no contexto da medição da energia elétrica reativa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. E. Emanuel, *Power definitions and the physical mechanism of power flow*. 2010, <https://doi.org/10.1002/9780470667149>.
- [2] A. Wu and B. Ni, *Line Loss Analysis and Calculation of Electric Power Systems*, vol. 6, no. August. Singapore: John Wiley & Sons Singapore Pte Ltd, 2016. <https://doi.org/10.1002/9781118867273>
- [3] ANEEL, “Custo da energia que chega aos consumidores,” 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>.
- [4] ANEEL, “Módulo 7 - Cálculo de perdas na distribuidora,” 2021, [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_6.pdf.
- [5] G. L. Xavier *et al.*, “An update on the performance of reactive energy meters under non-sinusoidal conditions,” *Electr. Eng.*, vol. 102, no. 4, pp. 1881–1891, 2020, <https://doi.org/10.1007/s00202-020-00970-3>.
- [6] J. R. Macedo, G. L. Xavier, I. N. Gondin, L. T. S. Oliveira, and R. F. B. de Oliveira, “An update on the performance of active energy meters under non-sinusoidal conditions,” *Electr. Eng.*, vol. 102, no. 3, pp. 1785–1794, 2020, <https://doi.org/10.1007/s00202-020-00991-y>
- [7] ANEEL, “Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL”, pp. 1–26, 2022.
- [8] V. L. Hollister, “The induction watt-hour meter,” *Proc. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 34, no. 6, pp. 1217–1235, Jun. 2013, <https://doi.org/10.1109/PAIEE.1915.6590211>.
- [9] A. Dán and D. Raisz, “What do and what should digital revenue meters measure on distorted networks?,” *2004 11th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 283–288, 2004, <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2004.1409368>.
- [10] D. Georgakopoulos and P. S. Wright, “Exercising the dynamic range of active power meters under nonsinusoidal conditions,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 56, no. 2, pp. 369–372, 2007, <https://doi.org/10.1109/TIM.2007.890596>.
- [11] M. D. Kušljević, J. J. Tomić, and D. P. Marčetić, “Active power measurement algorithm for power system signals under non-sinusoidal conditions and wide-range frequency deviations,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 1, pp. 57–65, 2009, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20080158>.
- [12] A. A. Girgis, T. L. Baldwin, E. B. Makram, and H. S. Fortson, “Testing the Performance of Three-Phase Induction Watthour Meters in the Presence of Harmonic Distortion,”

- IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 26, no. 4, pp. 689–695, 1990, <https://doi.org/10.1109/28.55995>.
- [13] R. M. McKenzie, “On the accuracy of watt-hour meters in nonsinusoidal Environment,” *Ergonomics*, vol. 1, no. 3, pp. 258–272, 1958, <https://doi.org/10.1080/00140135808964595>.
- [14] J. Gyarfas and S. Rapant, “Theory and practice of energy measurement of non-sinusoidal and asymmetrical currents and voltages,” *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 1, no. 3, pp. 159–164, 1991, <https://doi.org/10.1002/etep.4450010308>.
- [15] L. S. Czarnecki, “Comments on active power flow and energy accounts in electrical systems with nonsinusoidal waveforms and asymmetry,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, no. 3, pp. 1244–1250, 1996, <https://doi.org/10.1109/61.517478>.
- [16] G. R. Bossio, C. H. De Angelo, P. D. Donolo, A. M. Castellino, and G. O. Garcia, “Effects of voltage unbalance on IM power, torque and vibrations,” *2009 IEEE Int. Symp. Diagnostics Electr. Mach. Power Electron. Drives, SDEMPED 2009*, 2009, <https://doi.org/10.1109/DEMPED.2009.5292784>.
- [17] L. Guasch-Pesquer, L. Youb, F. González-Molina, and E. R. Zeppa-Durigutti, “Effects of voltage unbalance on torque and current of the induction motors,” in *Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM*, 2012, no. 1, pp. 647–652, <https://doi.org/10.1109/OPTIM.2012.6231766>.
- [18] A. Ferrero, L. Peretto, and R. Sasdelli, “Revenue metering in the presence of distortion and unbalance: Myths and reality,” *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, vol. 1, pp. 42–47, 1998, <https://doi.org/10.1109/ICHQP.1998.759837>.
- [19] C. M. Baghzouz Y, “Q-hour Meter Performance Under Unbalanced Voltage Supply,” *Electronics*, pp. 626–626, 1998.
- [20] T. Zhang, J. A. Orr, and A. E. Emanuel, “The need for a new generation of var meters,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015-Septe, pp. 1–5, 2015, <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286119>.
- [21] A. Ferrero, A. Menchetti, and R. Sasdelli, “Measurement of the Electric Power Quality and Related Problems,” *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 6, no. 6, pp. 401–406, 1996, <https://doi.org/10.1002/etep.4450060607>.
- [22] IEEE 1459, “IEEE Standard Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions.” 2010.
- [23] G. e Melo, A. F. Jr, and L. Sampaio, “Practical Comparisons Among Electronic Energy Meters, a Precision Energy Meter And IEEE1459 For Reactive Energy Measurements,

- Under Unbalanced and,” *Cricte2004.Eletrica.Ufpr.Br*, 1933, [Online]. Available: <http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/anais/induscon/2012/Data/iREP1649.pdf>
<https://doi.org/10.1109/INDUSCON.2012.6451400>.
- [24] C. M. J. N. F. R. Cavaleiro, “Impact of load unbalance on low voltage network losses,” *IEEE*, vol. 1, pp. 6–10, 2019, doi: :89.2.6497.5833.702:0%42/1.
- [25] J. R. Macedo, A. E. Emanuel, and J. A. Orr, “In search of the equivalent neutral path resistance and the effective voltage for compliance with IEEE Std 1459-2010,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. 5, pp. 8–11, 2016, <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741716>.
- [26] J. E. Cereja, R. Reginatto, R. Salim, and R. Ramos, “An Experimental Verification of Active and Reactive Power Measurements for Unbalanced Distributed Generation Systems,” *SBSE - Brazilian Simp. Electr. Syst.*, pp. 1–6, 2012.
- [27] R. Morello, R. Carbone, C. De Capua, and A. Meduri, “Energy accounting in presence of unbalances: The case study of a Photovoltaic plant,” *2010 IEEE Int. Instrum. Meas. Technol. Conf. I2MTC 2010 - Proc.*, pp. 1145–1149, 2010, <https://doi.org/10.1109/IMTC.2010.5488135>.
- [28] A. Ul-Haq, M. Azhar, Y. Mahmoud, A. Perwaiz, and E. A. Al-Ammar, “Probabilistic modeling of electric vehicle charging pattern associated with residential load for voltage unbalance assessment,” *Energies*, vol. 10, no. 9, pp. 1–18, 2017, <https://doi.org/10.3390/en10091351>.
- [29] L. J. Thomas, “Connection Imbalance in Low Voltage Distribution Networks,” p. 229, 2015, [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/42529427.pdf>.
- [30] R. Sureshkumar and P. Maithili, “Three phase load balancing and energy loss reduction in distribution network using labiew,” *Int. J. Pure Appl. Math.*, vol. 116, no. 11, pp. 181–189, 2017, doi: 10.12732/ijpam.v116i11.19.
- [31] Y. Li and Y. Gong, “Design of three phase load unbalance automatic regulating system for low voltage power distribution grids,” *MATEC Web Conf.*, vol. 173, pp. 1–5, 2018, <https://doi.org/10.1051/mateconf/201817302040>.
- [32] L. Neukirchner, P. Görbe, and A. Magyar, “Voltage unbalance reduction in the domestic distribution area using asymmetric inverters,” *J. Clean. Prod.*, vol. 142, pp. 1710–1720, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.11.119>.
- [33] L. F. L. ARÃO, “Avaliação comparativa entre métodos para atribuição de responsabilidades devido ao desequilíbrio de tensão,” 2010.

- [34] E. C. De Lima, “Diagnóstico de motores de indução trifásicos operando em redes desequilibradas e distorcidas,” Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- [35] ANEEL, “Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica”, 2018.
- [36] G. E. Energia, *NT 005 - Critérios de Projetos de Rede de Distribuição*. 2023.
- [37] CEMIG, “ND - 3.1 - Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas,” *Man. Distrib.*, p. 124, 2014.
- [38] T. A. P. Beneteli, “Método para limitação de índices de desequilíbrio de máquinas elétricas trifásicas em sistemas de distribuição,” 2015.
- [39] ANEEL, Procedimentos de Distribuição, “Módulo 10 - Sistema de informação geográfica regulatório,” [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_9.pdf.
- [40] ANEEL, Dados Abertos, “Base de Dados Geográfica da Distribuidora,” 2023. <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>.
- [41] Empresa de Pesquisa Energética, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica,” 2022. Accessed: Sep. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Fact Sheet - Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022.pdf>.
- [42] ANEEL, “Resolução Normativa N° 414, De 9 de Setembro De 2010,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>.
- [43] ANEEL, “Resolução Normativa N° 733, de Setembro de 2016”.

APÊNDICE

Como forma de validar as metodologias e simulações descritas neste trabalho, foi modelado no OpenDSS um sistema teste real extraído da BDGD contendo dados de um circuito secundário de baixa tensão, constituído por um transformador de distribuição, cargas de baixa tensão e iluminação pública. O transformador do circuito é um transformador trifásicos 75 kVA, com tensão primária de 13,8 kV e tensão secundária de 380V/220V, com conexão delta-estrela aterrada e resistência de aterramento de 15 Ohms. O diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura A. 1.

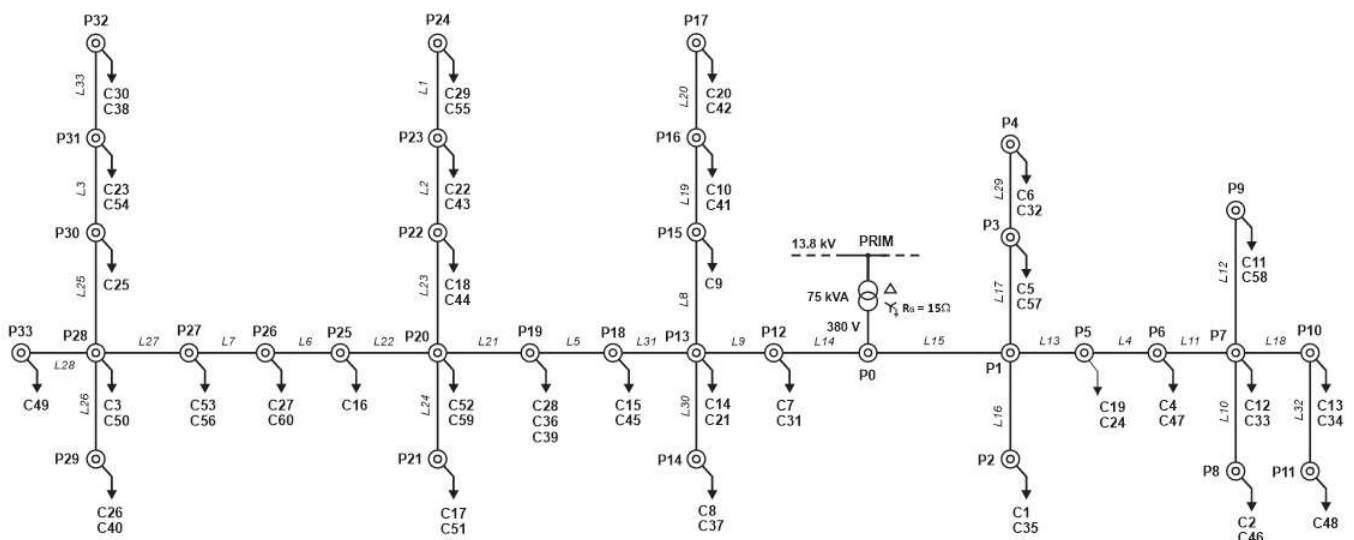


Figura A. 1 – Diagrama unifilar do sistema teste.

A.1 - Alimentador MT

O alimentador, modelado possui os seguintes parâmetros:

Tabela A. 1 – Dados para a parametrização do elemento circuit

Basekv (kV)	Phases	PU	Bus	R1(Ω)	X1(Ω)
13,8	3	1,029	PRIM	0,0001	0,0001

A.2 - Elemento Line

O elemento *Line* para o sistema teste será definido de acordo com as características elétricas verdadeiras das linhas. Sendo assim, para cada seguimento será definido

separadamente a estrutura de rede e os tipos dos condutores. A Tabela A. 2 apresenta o detalhamento das características dos trechos do circuito.

Tabela A. 2 – Detalhamento das características dos trechos do circuito.

Trecho	Da barra	Para a barra	Comprimento (m)
L1	P24	P23	31,84
L2	P23	P22	38,49
L3	P31	P30	40,53
L4	P5	P6	35,70
L5	P18	P19	33,16
L6	P25	P26	24,84
L7	P26	P27	31,08
L8	P15	P13	25,26
L9	P13	P12	17,29
L10	P8	P7	5,12
L11	P7	P6	14,89
L12	P7	P9	24,06
L13	P1	P5	17,60
L14	P0	P12	35,25
L15	P0	P1	18,48
L16	P2	P1	5,10
L17	P1	P3	21,22
L18	P7	P10	16,81
L19	P15	P16	25,31
L20	P16	P17	21,70
L21	P19	P20	22,50
L22	P20	P25	11,37
L23	P20	P22	19,88
L24	P20	P21	46,40
L25	P30	P28	37,51
L26	P28	P29	7,07
L27	P28	P27	19,60
L28	P28	P33	18,88
L29	P3	P4	31,96
L30	P13	P14	4,69
L31	P13	P18	4,51
L32	P10	P11	3,21
L33	P31	P32	4,56

A.3 - Transformador

Para o uso dos transformadores no OpenDSS, deve-se definir o tipo de conexão, modelagem, os dados dos ensaios de curto-circuito e ensaio a vazio. Sendo assim, para o sistema teste, foi definido um transformador trifásico de 75 kVA com seus parâmetros definidos na tabela a seguir.

Tabela A. 3 - Dados dos parâmetros do transformador

kvs	Phases	windings	conns	taps	kvas	%noloadloss	%loadloss
13,8 0,22	3	2	delta wye	1,0	75 75	0,002	0,3807

Para um transformador de 75 kVA, os valores referentes às perdas são obtidos da Tabela A. 4.

Tabela A. 4 – Valores de perdas para transformadores trifásicos com tensões máximas de 15 kV [1]

Potência do transformador (kVA)	Perda em vazio (W)	Perda total (W)
15	75	370
30	130	630
45	170	855
75	255	1260
112,5	335	1705
150	420	2110
225	560	2945
300	700	3670

De acordo com a ANEEL, os secundários dos transformadores de distribuição devem apresentar uma resistência de aterramento que é representada por um reator de aterramento de 15 Ω no OpenDSS, segue assim seus parâmetros são definidos da seguinte forma:

Tabela A. 5 - Dados dos parâmetros do reator

Phases	R (Ω)	X (Ω)	Basefreq (Hz)
1	15	0	60

A.4 - Curva de Carga

As curvas de carga (loadshapes) de 24 horas utilizadas para representação do perfil de consumo de cada consumidor são apresentados na Figura A. 2. Essas curvas de carga foram obtidas através de campanhas de medição conduzidas pela distribuidora responsável pelo

circuito secundário de baixa tensão mostrado. Após a realização dessas campanhas de medição, os consumidores são organizados em diferentes tipos de curva de carga, cada um representativo de consumidores com características semelhantes de carga e hábitos de consumo. Para critério de simulação, foram utilizados loadshapes dos dias úteis de consumidores residenciais do mês de março de 2023.

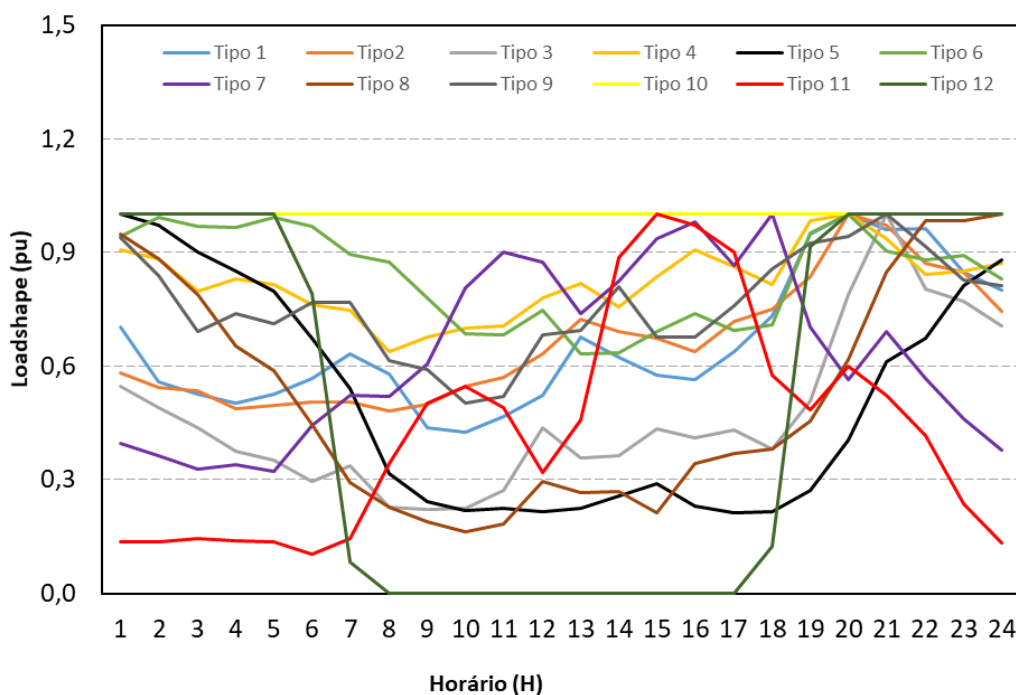


Figura A. 2 – Curvas de carga de 24 horas dos diferentes consumidores.

A.5 - Cargas BT

A Tabela A. 6, por sua vez, apresenta os dados de carga do circuito como, número de fases, as potências ativas e reativas máximas de cada consumidor (utilizadas como base das curvas de carga de 24 horas), a barra de conexão de cada consumidor.

Tabela A. 6 – Cargas do Ramal BT

Consumidor	Fases de ligação (originais)	Barra	Tipo de carga	Pmax (kW)	Curva de carga 24 h
C1	ABN	P2	Monofásica	12,000	Tipo 3
C2	ABN	P8	Monofásica	5,200	Tipo 3
C3	BCN	P28	Monofásica	0,142	Tipo 3

C4	ABN	P6	Monofásica	7,520	Tipo 4
C5	ABCN	P3	Trifásica	11,060	Tipo 4
C6	ABCN	P4	Trifásica	0,430	Tipo 1
C7	ABCN	P12	Trifásica	0,588	Tipo 1
C8	ABCN	P14	Trifásica	1,880	Tipo 1
C9	ABCN	P15	Trifásica	0,388	Tipo1
C10	ABCN	P16	Trifásica	0,552	Tipo1
C11	ABCN	P9	Trifásica	1,196	Tipo1
C12	BN	P7	Monofásica	1,276	Tipo1
C13	ABN	P10	Monofásica	0,892	Tipo1
C14	NA	P13	Monofásica	0,46	Tipo1
C15	ABCN	P18	Trifásica	0,528	Tipo1
C16	ABCN	P25	Trifásica	0,648	Tipo1
C17	ABCN	P21	Trifásica	0,514	Tipo5
C18	NA	P22	Monofásica	0,880	Tipo1
C19	ABCN	P5	Trifásica	0,894	Tipo5
C20	CN	P17	Monofásica	0,592	Tipo1
C21	ABN	P13	Monofásica	1,074	Tipo5
C22	NA	P23	Monofásica	1,672	Tipo6
C23	BN	P31	Monofásica	0,488	Tipo6
C24	ABCN	P5	Trifásica	0,804	Tipo6
C25	ABCN	P30	Trifásica	0,742	Tipo6
C26	ABCN	P29	Trifásica	0,140	Tipo6
C27	NA	P26	Monofásica	0,534	Tipo6
C28	ABCN	P19	Trifásica	0,510	Tipo7
C29	ABCN	P24	Trifásica	0,744	Tipo7
C30	ABCN	P32	Trifásica	0,732	Tipo6
C31	CN	P12	Monofásica	0,302	Tipo7
C32	NA	P4	Monofásica	0,782	Tipo7
C33	NA	P7	Monofásica	1,400	Tipo7
C34	CN	P10	Monofásica	0,848	Tipo7
C35	BN	P2	Monofásica	0,756	Tipo7
C36	ABCN	P19	Trifásica	0,820	Tipo8
C37	NA	P14	Monofásica	1,072	Tipo7
C38	ACN	P32	Monofásica	0,650	Tipo8
C39	CN	P32	Monofásica	0,644	Tipo8
C40	CN	P29	Monofásica	0,196	Tipo9
C41	BN	P16	Monofásica	0,014	Tipo9
C42	ABCN	P17	Trifásica	2,082	Tipo8
C43	NA	P23	Monofásica	0,550	Tipo8
C44	NA	P22	Monofásica	0,512	Tipo8
C45	CN	P18	Monofásica	0,624	Tipo9
C46	CN	P8	Monofásica	1,114	Tipo9
C47	ABCN	P6	Trifásica	1,252	Tipo9
C48	ABCN	P11	Trifásica	0,986	Tipo2

C49	ABCN	P33	Trifásica	1,164	Tipo2
C50	ABN	P28	Monofásica	0,968	Tipo2
C51	CN	P21	Monofásica	1,004	Tipo2
C52	ABCN	P20	Trifásica	1,414	Tipo2
C53	BN	P27	Monofásica	0,668	Tipo2
C54	BN	P31	Monofásica	0,234	Tipo2
C55	BN	P24	Monofásica	0,836	Tipo2
C56	ABCN	P27	Trifásica	1,600	Tipo2
C57	ABCN	P3	Trifásica	2,356	Tipo2
C58	BN	P9	Monofásica	1,324	Tipo2
C59	ABCN	P20	Trifásica	4,488	Tipo3
C60	ABCN	P26	Trifásica	0,690	Tipo3

A.6 - Cabos

Para o sistema teste será definido de acordo com as características elétricas verdadeiras dos cabos. A Tabela A. 7 apresenta o detalhamento das características dos cabos do circuito.

Tabela A. 7 – Cabos

Trecho	Cabo	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	Ampacidade (A)
L1	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L2	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L3	16512358M-3_4	0,99	0,32	140
L4	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L5	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L6	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L7	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L8	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L9	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L10	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L11	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L12	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L13	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L14	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L15	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L16	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L17	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L18	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L19	16512325V-3_4	0,61	0,33	329
L20	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L21	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L22	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L23	16512320V-3_4	0,98	0,35	245

L24	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L25	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L26	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L27	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L28	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L29	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L30	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L31	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L32	16512320V-3_4	0,98	0,35	245
L33	16512320V-3_4	0,98	0,35	245